

# Actuar a tiempo para maximizar el aprovechamiento de los hidrocarburos

La maximización de la recuperación de hidrocarburos y la aceleración de la producción son sólo dos de los beneficios que se obtienen por actuar en base a los datos apropiados y en el momento adecuado. El acceso inmediato a los datos de fondo de pozo y de superficie, posibilitado por los desarrollos tecnológicos recientes, está mejorando la eficiencia y la rentabilidad, tanto en los campos nuevos como en los campos maduros.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Andrew Carnegie, Pekín; Chip Corbett, Karen Sullivan Glaser, Alex Kosmala, David Rossi, Melissa Symmonds y Ian Traboulay, Houston; Charles Cosad y Stephen Pickering, Gatwick, Inglaterra; Go Fujisawa, Sagamihiro, Kanagawa, Japón; Gretchen Gillis, Sugar Land, Texas, EUA; Leonardo Giménez, Ahmadi, Kuwait; Judson Jacobs, Cambridge Energy Research Associates, Cambridge, Massachusetts, EUA; Caroline Kinghorn, Aberdeen, Escocia; Marc Pearcy, Oklahoma City, Oklahoma, EUA; y Trond Unneland, Chevron, Oslo, Noruega.

DecisionPoint, espWatcher, InterACT, Litmus, MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación), PeriScope 15, ProductionWatcher y StethoScope son marcas de Schlumberger.

Q, Q-Marine y Q-Xpress son marcas de WesternGeco.

Hoy, la industria del petróleo y el gas se ve obligada a proveer un volumen creciente de hidrocarburos y al mismo tiempo optimizar la recuperación final, incrementar la eficacia de las operaciones de exploración y producción en materia de costos y mejorar el desempeño con respecto a la seguridad y el medio ambiente. Para lograr tales objetivos será necesario contar con una nueva generación de procesos, nuevas mediciones y acceso oportuno a toda la información necesaria que facilite la toma de mejores decisiones.

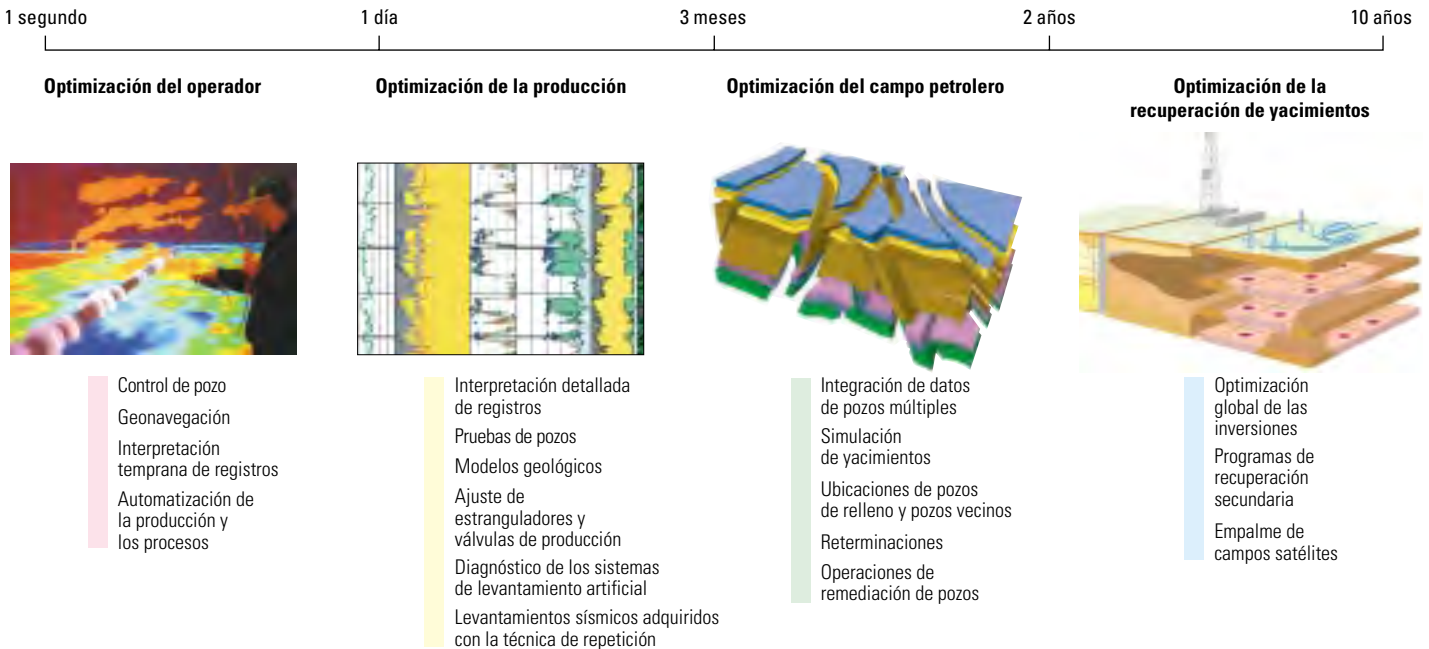
Diversas expresiones han sido acuñadas para describir el nivel de prontitud requerido para que los datos produzcan un impacto sobre una decisión. “Tiempo real, a tiempo, oportuno, tiempo interactivo y justo a tiempo,” son todas expresiones que connotan el marco temporal en el que los ingenieros y geocientíficos pueden utilizar los datos y la tecnología para tomar una decisión. La decisión puede consistir en ajustar la trayectoria de un pozo, modificar la densidad del lodo durante la perforación, revisar los programas de adquisición de registros (perfilaje), ajustar las válvulas de estrangulamiento de producción, detectar fallas de funcionamiento en los equipos de fondo de pozo o en las bombas de levantamiento artificial, interrumpir la inyección de agua o ejecutar cualquier número de acciones rutinarias o excepcionales en busca de hidrocarburos.

Cualesquiera sean las palabras que se utilicen para transmitir la idea de esta nueva interacción acelerada con un pozo o con un yacimiento, el objetivo es aumentar el rédito económico a través del incremento de la eficiencia, la reducción del riesgo, la aceleración de la producción y la maximización de la recuperación. Este artículo comienza con una revisión de los marcos temporales de los procesos de decisión comunes a muchas de las operaciones de exploración y producción (E&P). Luego, para comprender qué beneficios pueden obtener las compañías de petróleo y gas, examinamos el caso de la adquisición y el análisis de datos a tiempo para generar cambios en una amplia gama de actividades asociadas con pozos y yacimientos. Además, presentamos algunos ejemplos que ponen de relieve ciertas tecnologías disponibles para facilitar un proceso de toma de decisiones más rápido y más preciso. Por último, analizamos las limitaciones que se deben superar para promover nuestras capacidades de interacción con el yacimiento en tiempo real.

## Tiempo de decisión

Por cada medida adoptada para optimizar un activo de petróleo o gas o para responder a un suceso imprevisto, existe una ventana de oportunidad en la que la información nueva puede producir un impacto. La ventana se define en tér-

## Escalas de tiempo para las decisiones de E&P



^ Escalas de tiempo para las decisiones de exploración y producción (E&P). Desde las operaciones de perforación y adquisición de registros hasta las operaciones de terminación y producción, el marco temporal de las decisiones cambia pero la necesidad de obtener datos, tomar decisiones e implementar medidas se mantiene consistente en las distintas etapas.

minos generales como el tiempo transcurrido entre la grabación de los datos y la decisión de actuar en base a las implicancias de esos datos. Los datos deben ser adquiridos, procesados e interpretados y luego integrados con el conocimiento existente, antes de tomar la decisión de adoptar medidas; todo esto dentro de la escala de tiempo pertinente. La escala puede ser corta, del orden de unos segundos, o muy larga, incluso de varios años, dependiendo de la decisión de E&P en cuestión (arriba).

Las acciones más rápidas son habitualmente procesos automatizados que cierran pozos o ponen equipos fuera de servicio cuando la presión, la temperatura, la tensión u otros factores exceden un límite preestablecido. En el pasado, estos episodios de cierre, tales como la activación de las válvulas de seguridad de fondo de pozo, solían implicar demoras entre el suceso y la reacción; sin embargo, hoy en día el proceso tiene lugar sin que medie decisión o interacción humana alguna.<sup>1</sup>

Muchos otros incidentes que afectan la salud ocupacional, la seguridad, el medio ambiente y las actividades de perforación, requieren decisiones rápidas. Dentro de esta escala de tiempo

sumamente breve, que oscila entre segundos y horas, se encuentran las decisiones asociadas con el control de pozos, tales como el incremento de la densidad del lodo para evitar reventones o su reducción para prevenir el fracturamiento de la formación y la pérdida de control del pozo. Las decisiones relacionadas con las trayectorias de los pozos, tales como el direccionamiento de una barrena para maximizar el contacto del pozo con las formaciones productivas, tienen lugar en una escala de tiempo similar. Para sacar provecho de la disponibilidad de equipos de perforación y herramientas, la interpretación preliminar de los registros e imágenes adquiridos durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) y de los obtenidos con herramientas operadas a cable, debe realizarse a las pocas horas de la adquisición de los registros para determinar si se requieren carreras de adquisición de registros o de muestreo adicionales. Una vez que un pozo es puesto en producción, las decisiones relacionadas con la seguridad, tales como el cierre inmediato del equipo rotativo, demandan un flujo oportuno de datos de monitoreo clave.

Muchas de las medidas adoptadas en este marco temporal han sido automatizadas a través de los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés). Otras decisiones asociadas con la producción impactan los regímenes de flujo de producción e inyección. Para las decisiones correspondientes a este marco temporal de "optimización del operador," los datos deben estar disponibles en el término de segundos, minutos u horas y a menudo necesitan actualizarse con la misma frecuencia.

1. Hansen H, Salaber A, Meyers S, Redd E y Shannon R: "Pursuing the Case for Safety," *Oilfield Review* 5, no. 4 (Octubre de 1993): 36-45.  
Christie A, Kishino A, Cromb J, Hensley R, Kent E, McBeath B, Stewart H, Vidal A y Koot L: "Soluciones Submarinas," *Oilfield Review* 11, no. 4 (Primavera de 2000): 2-19.  
Garner J, Martin K, McCalvin D y McDaniel D: "Válvulas de seguridad listas para operar," *Oilfield Review* 14, no. 4 (Primavera de 2003): 54-67.

Categoría de CERA	Estimación de CERA
Mejorar la recuperación final	1% a 7%
Acelerar la producción	1% a 6%
Reducir el tiempo inactivo	1% a 4%
Mejorar la eficiencia	3% a 25%
Reducir el costo de perforación	5% a 15%

Categoría de Chevron	Experiencia de Chevron
Reducir la declinación de la producción	3.5% a 12%
Acelerar la producción	4% a 18%
Reducir el tiempo improductivo del pozo	5% a 10%
Reducir el tiempo improductivo del sistema de vapor	8% a 10%
Reducir la frecuencia de las operaciones de reparación de pozos	30%
Aumentar el tiempo activo de la instalación a través de la reducción de la producción de arena	33%
Reducir los costos de combustibles	25%
Reducir los eventos regularorios	50%

^ Valor del manejo de los activos en tiempo real. Cambridge Energy Research Associates (CERA) y Chevron proveen estimaciones del valor potencial que se puede incorporar a través de la aplicación de técnicas de manejo de activos en tiempo real. (Datos obtenidos de CERA, referencia 2, y de Unneland y Hauser, referencia 2).

En la escala de tiempo siguiente, que oscila entre aproximadamente un día y algunos meses, se debe realizar una interpretación detallada de los registros de pozos para poder diseñar e implementar las operaciones de terminación y estimulación o para que pueda abandonarse el pozo. Las pruebas de pozos o de producción, que llevan días o semanas, proveen información de presión y fluidos para evaluar descubrimientos, registrar reservas y desarrollar o revisar modelos de yacimientos. La información estratigráfica y textural de los registros de imágenes es incorporada junto con los datos sísmicos en los modelos geológicos, formando la base para la selección de la ubicación de pozos vecinos. La optimización de la producción tiene lugar en esta escala de tiempo; por ejemplo, a través de la modificación de los ajustes de las válvulas y los estranguladores de producción y de la adopción de medidas en base al diagnóstico de los sistemas de levantamiento artificial. Y, dentro de esta escala de tiempo, una nueva generación de pozos inteligentes puede modificar sus configuraciones de fondo en respuesta a las mediciones de producción de fondo de pozo y de superficie.

En el período que fluctúa entre uno y dos años, los equipos a cargo de los activos de las compañías operadoras toman las decisiones relacionadas con la optimización de los campos petroleros. Los geocientíficos e ingenieros integran datos de pozos múltiples para construir y calibrar modelos y corren simuladores numéricos con el fin de optimizar el desarrollo de los campos. Los esfuerzos por optimizar el drenaje de los yacimientos incluyen la selección de la posición de pozos de relleno, las operaciones de remediación y reterminación de pozos, así como también otras intervenciones programadas.

En la escala de tiempo más larga, las decisiones guían la optimización integral de activos y portafolios para maximizar la recuperación. Se proponen e implementan programas de recuperación secundaria y asistida. Puede tomarse la decisión de desarrollar o empalmar campos marginales o satélites, o de utilizar la infraestructura existente para explotar objetivos más profundos o pasados por alto. La mayoría de las decisiones asociadas con la optimización de yacimientos, que se toman dentro de este marco temporal, utilizan los datos adquiridos durante un período de varios años. No obstante, cuando llegue el momento de ejecutar planes a largo plazo, será vital contar con datos e interpretaciones en el tiempo pertinente para lograr una optimización exitosa.

#### El tiempo es dinero

La utilización de datos de campos petroleros en forma oportuna posee diversos beneficios económicos. Las evaluaciones recientes del valor de la tecnología en tiempo real mencionan la obtención de numerosas mejoras cuando las compañías de petróleo y gas aplican rápidos procedimientos de toma de decisiones a los activos nuevos y maduros, en todos los entornos de costos.<sup>2</sup> Estas mejoras adoptan la forma de minimización de pérdidas y maximización de oportunidades de incremento de la recuperación:

- *Mejoramiento de la seguridad*—La utilización de datos LWD y datos sísmicos de pozos adquiridos durante la perforación se traduce en operaciones de construcción de pozos más seguras (véase “Un método de perforación acertado,” página 74). El acceso a los datos de pozos en forma remota implica menos visitas a la localización del pozo, lo que significa exponer menos trabajadores a riesgos.

- *Prevención de penalidades*—Ciertos eventos, tales como derrames, pérdidas, fallas de equipos y otras faltas de cumplimiento, pueden implicar costos instantáneos y costos sostenidos significativos. La vigilancia continua (monitoreo) en tiempo real agrega valor porque permite reducir el riesgo que plantean estos eventos.
- *Minimización de pérdidas o atrasos de la producción*—Las secuencias de tareas que incorporan el monitoreo de la producción pueden mitigar los efectos graduales, tales como el incremento del factor de daño y la irrupción prematura de agua, y los eventos eventuales, tales como la falla de los equipos, eliminando así los factores que mantienen la producción por debajo de los niveles planificados.
- *Mejoramiento de la eficiencia*—Los beneficios en términos de eficiencia incluyen los ahorros relacionados con la ejecución de tareas con gastos operativos más bajos y el mejoramiento de la utilización de las instalaciones. La validación del comportamiento de la fractura hidráulica durante el tratamiento puede permitir que se efectúen ajustes durante la operación, mejorando la estimulación e impidiendo el crecimiento vertical no deseado de la fractura (véase “La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas,” página 46). El mejoramiento de la eficiencia del equipo de producción reduce los costos de desgaste y reparación, protegiendo los activos y minimizando las pérdidas de producción.
- *Aceleración de la producción*—La optimización proactiva puede ayudar a las compañías operadoras a superar sus objetivos de producción originales. La revisión de las trayectorias de pozos subóptimas durante la perforación

puede acelerar la producción. La actualización de los planes de cementación durante la perforación y la verificación de las operaciones de cementación inmediatamente después de su ejecución pueden agilizar la producción.

• **Incremento de la recuperación**—La utilización de tecnología en tiempo real para dirigir los pozos hacia los intervalos altamente productivos mejora la recuperación. Las secuencias de tareas que diagnostican problemas en los equipos o predicen el flujo de fluidos no deseados en forma prematura, permiten la ejecución de ajustes oportunos que pueden prolongar la producción rentable. El monitoreo y la optimización de la producción en tiempo real pueden extender la vida productiva del campo petrolero mediante la modificación de los límites económicos establecidos para el abandono del campo.

En un estudio reciente de las prácticas de las compañías de petróleo y gas, Cambridge Energy Research Associates (CERA) recogió la opinión de las compañías para cuantificar los ahorros o los beneficios que eran dable de esperar mediante la aplicación de tecnología en tiempo real, en una variedad de escenarios de pozos y yacimientos.<sup>3</sup> Según los entrevistados representantes del sector industrial, el manejo de los activos en tiempo real podía mejorar la recuperación final en un 1% a un 7%, acelerar la producción entre 1% y 6%, reducir el tiempo inactivo entre 1% y 4% y reducir los costos de perforación entre 5% y 15%.

Estos beneficios propuestos, documentados por CERA, quizás son excesivamente conservadores; un informe sobre entrevistas internas realizadas a los equipos a cargo de los activos de Chevron estima que la implementación de las secuencias de tareas que aprovechan el envío de datos y la toma de decisiones oportunas puede lograr mayor valor agregado que las estimaciones de CERA. La declinación de la producción podría reducirse entre 3.5% y 12%; la producción podría acelerarse entre 4% y 18% y la frecuencia de las reparaciones podría reducirse un 30% (página anterior).<sup>4</sup>

El valor obtenido por otras compañías de petróleo y gas dependerá de los niveles de eficiencia vigentes y del grado de implementación de medidas en tiempo real. En las secciones siguientes, describimos cómo algunas compañías están mejorando el manejo de sus activos mediante la adopción de medidas utilizando los datos dentro de la escala de tiempo adecuada.

### La esencia del tiempo

Los tres elementos esenciales para la toma de decisiones oportunas y exitosas son la tecnología, los procesos y la gente. La tecnología es clave porque posibilita la adquisición, transmisión e integración de los datos en forma oportuna. Los procesos también desempeñan un rol fundamental porque el volumen de datos recibidos puede ser abrumador y los procesos proveen la información a la gente que corresponde y en el momento apropiado. Además, el elemento final y esencial es la gente, que aprende a tomar decisiones en marcos de tiempo acelerados.

Un aspecto de la tecnología que constituye un facilitador fundamental de la toma de decisiones en tiempo real es la tecnología de la información (TI). Para muchos profesionales del petróleo y el gas, y a los fines de este artículo, se asume que la TI está presente y funciona perfectamente; lo que no es poco decir. La industria del petróleo y el gas ha sido líder en la aplicación de TI de avanzada para la adquisición y comunicación segura de datos desde localizaciones rigurosas y remotas. Son estos conocimientos técnicos especiales relacionados con la infraestructura de conectividad los que posibilitaron la interacción de los yacimientos en tiempo real, desde cualquier lugar del mundo.

Dado que para el éxito del manejo de yacimientos en tiempo real se requiere una infraestructura de conectividad altamente confiable, se deduce que una infraestructura imperfecta puede ser responsable de la existencia de fallas en la implementación de las secuencias de tareas de manejo de yacimientos en tiempo real. El éxito es más probable cuando la infraestructura y la

secuencia de tareas se diseñan en forma altamente integrada. No obstante, muchas compañías poseen instalaciones en funcionamiento cuyos costos de modificación o reemplazo resultan muy elevados, de manera que es necesario que los proveedores desarrollen sistemas flexibles y abiertos.

La forma en que la gente se conecta a sus datos es importante para el manejo oportuno de los activos de las compañías. El método más confiable y universalmente aceptado de acceso a los datos en tiempo real es la implementación de un portal en la Red; un sitio en la Red que actúa como punto de acceso a otros sitios.

Cuando Kuwait Oil Company (KOC) resolvió proporcionar a sus empleados un acceso rápido a sus bases de datos corporativos de E&P, decidió trabajar con Schlumberger con el fin de crear un portal seguro en la Red para ingenieros de petróleo, ingenieros de yacimientos, geocientíficos, líderes de equipos, supervisores y gerentes.<sup>5</sup>

El resultado del proyecto, el GeoPortal de KOC, proporciona un marco de referencia y un lugar de trabajo para 1,500 usuarios de KOC. Además de acceder a una página predeterminada creada para cada comunidad de usuarios, los usuarios pueden personalizar sus propios sitios con los componentes del portal GeoPortal que elijan. El portal GeoPortal facilita la colaboración entre las diversas comunidades de KOC, incrementando la productividad personal, acelerando la navegación a través de los datos para extraer toda la información crítica y mejorando la capacidad de monitorear las medidas de negocios clave.

Para poder visualizar los datos desde cualquier portal, éstos deben cargarse o enviarse en forma segura al sitio del usuario. Uno de los sistemas de carga y visualización de datos más poderosos de la industria de E&P es el sistema de monitoreo y envío de datos en tiempo real InterACT de Schlumberger. Mediante la utilización de un navegador de Red estándar y una conexión a la Internet o a intranets, el sistema conecta múltiples especialistas con sitios de tra-

2. Unneland T y Hauser M: "Real-Time Asset Management: From Vision to Engagement—An Operator's Experience," artículo de la SPE 96390, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 9 al 12 de octubre de 2005.

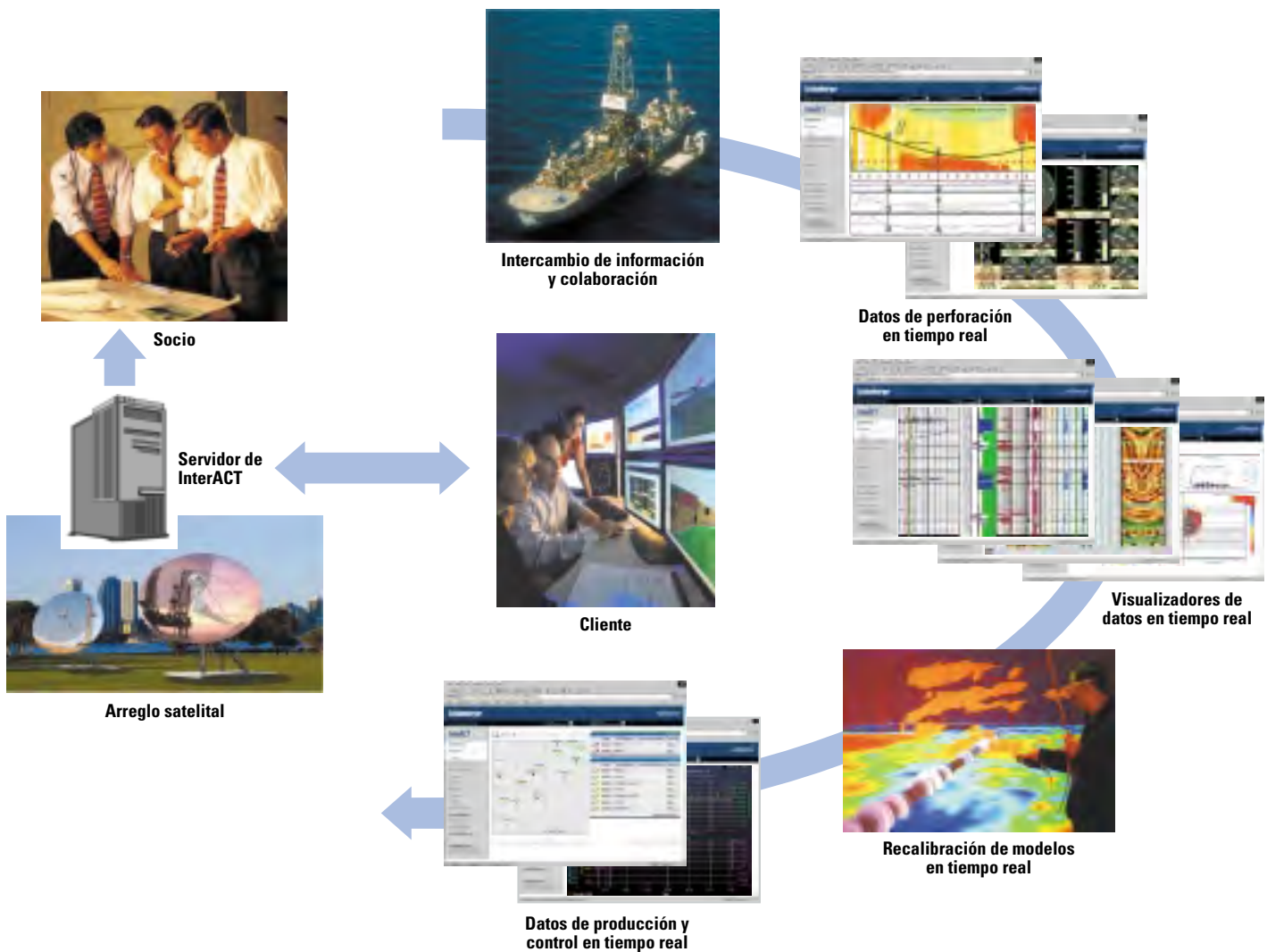
Para obtener más información sobre el campo petrolero digital del futuro (DOFF, por sus siglas en inglés), consulte: Cambridge Energy Research Associates: "Making the Leap Toward DOFF Adoption," informe oficial, enero de 2005.

3. Cambridge Energy Research Associates, referencia 2.

4. Unneland y Hauser, referencia 2.

5. "Case Study: DecisionPoint Solution Integrates with MyKOC Corporate Portal," [http://www.slb.com/content/services/resources/casestudies/im/cs\\_decisionpoint\\_koc.asp](http://www.slb.com/content/services/resources/casestudies/im/cs_decisionpoint_koc.asp) (Se accedió el 3 de enero de 2006).

Giménez L: "En Route to the e-Field: Effective Decision Making Assisted by E&P Web Portal Solutions," artículo de la SPE 93668, presentado en la 14a Muestra y Conferencia del Petróleo y el Gas de Medio Oriente, Bahrain, 12 al 15 de marzo de 2005.



^ Sistema de monitoreo y envío de datos en tiempo real InterACT. El sistema InterACT permite la supervisión de las operaciones en tiempo real desde cualquier ubicación y en cualquier momento. Los usuarios pueden recuperar datos y visualizar registros, imágenes y mediciones efectuadas en la localización del pozo conforme se van adquiriendo. El sistema se encuentra activo en aproximadamente 1,800 pozos y al mismo acceden más de 11,000 usuarios de 800 organizaciones mundiales.

bajo remotos de todas partes del mundo (arriba). Los especialistas que están fuera de las áreas operativas pueden colaborar con los miembros de las brigadas en sitio, reduciendo los viajes a lugares remotos y permitiendo que el número limitado de especialistas disponibles participen de tareas múltiples, lo que se traduce en un mejoramiento de la eficiencia y los resultados.

El sistema InterACT se utiliza en numerosas aplicaciones, incluyendo el monitoreo y la optimización de las operaciones de perforación y LWD, la adquisición de registros con herramientas operadas a cable, las operaciones de prueba y muestreo, los servicios de cementación, los servicios de tubería flexible, los tratamientos de estimulación y las operaciones de producción.

Los datos provenientes de la localización del pozo se comunican por transmisión satelital de baja latencia y gran ancho de banda al servidor seguro de Red de InterACT, y luego a los usuarios a través de la Internet, de intranets o por teléfono celular.<sup>6</sup> Los usuarios pueden visualizar sus datos a los pocos segundos de haber sido adquiridos.

En un ejemplo de las tantas operaciones realizadas recientemente con el sistema InterACT, los ingenieros de yacimientos de Schlumberger en Medio Oriente se encontraban probando en el campo una nueva herramienta diseñada para caracterizar las propiedades químicas del agua de formación. El sensor de pH Litmus para el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT mide el pH del fluido de la línea de

flujo, que debe ser medido en el fondo del pozo bajo condiciones de yacimiento porque el pH de las muestras recolectadas para el análisis de laboratorio puede cambiar irreversiblemente cuando las muestras llegan a la superficie. A la compañía petrolera le interesaba utilizar la herramienta con el fin de facilitar la identificación de un contacto agua/petróleo (CAP), para lo cual era importante diferenciar el agua de formación del filtrado de lodo a base de agua cuyo pH era diferente.<sup>7</sup>

La interpretación de los datos de pH mientras el fluido fluye en cada estación MDT es vital para las aplicaciones que distinguen las variaciones en las propiedades de los fluidos con la profundidad, tales como la delineación de los

CAPs y la caracterización de zonas de transición agua-petróleo. Esto implica determinar la profundidad más somera en la que sólo fluye agua de formación y la profundidad más profunda en la que fluye petróleo. Este procedimiento requiere el análisis del pH mientras la herramienta se encuentra disponible para su reposicionamiento en las nuevas profundidades requeridas por el levantamiento.

Al cabo de algunos días, tanto en sus oficinas como en sus lugares de residencia respectivos, un equipo de especialistas de compañías petroleras y el principal ingeniero de yacimientos de Schlumberger, utilizaron la Internet para monitorear toda la operación de análisis de fluidos de fondo de pozo con el sistema InterACT. El módulo Litmus barrió los fluidos en 15 profundidades diferentes para definir el CAP y caracterizar la zona de transición sin tener que recolectar una sola muestra.<sup>8</sup>

El monitoreo en tiempo real ayudó a que las pruebas de formaciones dejaran de ser un servicio de adquisición de registros de rutina para convertirse en un método nuevo y altamente efectivo de ejecución de pruebas de pozos. Un equipo virtual de especialistas de compañías petroleras y compañías de servicios, que pueden estar en diferentes lugares del mundo, interpretan los datos y dirigen las operaciones de una sofisticada sarta de herramientas, mientras la misma verifica los fluidos, las presiones, la productividad de los yacimientos y las propiedades geomecánicas de las formaciones objetivo.

### Respuestas de perforación a tiempo

Los geocientíficos e ingenieros utilizan tecnología a tiempo en las diferentes etapas de cada uno de los proyectos de E&P. La interacción con el proceso de perforación para la construcción y posicionamiento de pozos fue una de las primeras aplicaciones de la tecnología en tiempo real que logró gran aceptación en la industria de E&P.

Algunas compañías están construyendo instalaciones especiales en tierra firme, dedicadas al manejo remoto, en tiempo real, de las operaciones de perforación marinas. En el Mar del Norte, el manejo de las operaciones marinas desde tierra se ha convertido en una práctica común. Sense Intellifield, una compañía especializada en centros de operaciones de perforación remotas construidos con fines específicos, ha construido más de 85 de estos centros, principalmente en el Mar del Norte, pero también en Brunei y China.<sup>9</sup>

A través de la concentración del manejo de las operaciones de perforación en tiempo real en una localización, las compañías pueden tomar mejores decisiones en forma más rápida y redu-



^ Centro de Soporte de Operaciones de Aberdeen (OSC). El OSC provee un lugar de trabajo en un ambiente de colaboración para los procesos de planeación de pozos y modelado, así como para el manejo y visualización de datos en tiempo real.

cir la necesidad de que el personal se traslade a las áreas marinas. ConocoPhillips, en Noruega, informa que ahorra US\$ 20 millones por año a través de su centro de perforación en tierra.<sup>10</sup>

Schlumberger opera actualmente 27 centros de operaciones de perforación internos en todo el mundo y además provee soporte técnico en los

centros de colaboración y operaciones de las compañías petroleras (arriba). Por ejemplo, el campo Åsgard de Statoil recibe asesoramiento técnico las 24 horas del día, vinculando el centro de soporte de operaciones de perforación de Statoil en Stjørdal, Noruega, con los centros de Schlumberger en Aberdeen y Stavanger.<sup>11</sup>

6. Latencia es el tiempo que demora un paquete de datos en ir desde el punto de origen hasta el punto de destino. La latencia y el ancho de banda juntos caracterizan la velocidad y la capacidad de transmisión.

7. Raghuraman B, Xian C, Carnegie A, Lecerf B, Stewart L, Gustavson G, Abdou MK, Hosani A, Dawoud A, Mahdi A y Ruefer S: "Downhole pH Measurement for WBM Contamination Monitoring and Transition Zone Characterization," artículo de la SPE 95785, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 9 al 12 de octubre de 2005.

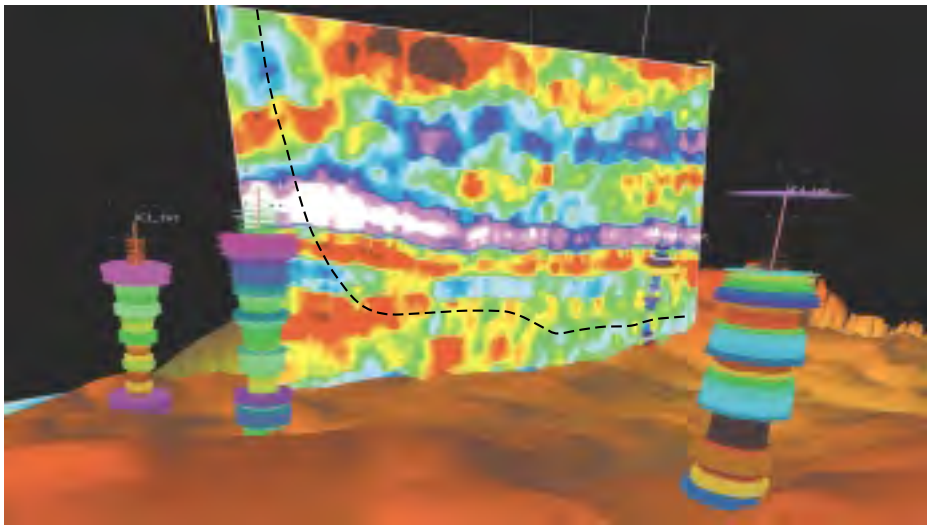
8. Carnegie AJ, Raghuraman B, Xian C, Stewart L, Gustavson G, Abdou MK, Al Hosani A, Dawoud A, El

Mahdi A y Ruefer S: "Applications of Real-Time Downhole pH Measurements," artículo IPTC 10883, presentado en la Conferencia Internacional de Tecnología del Petróleo, Doha, Qatar, 21 al 23 de noviembre de 2005.

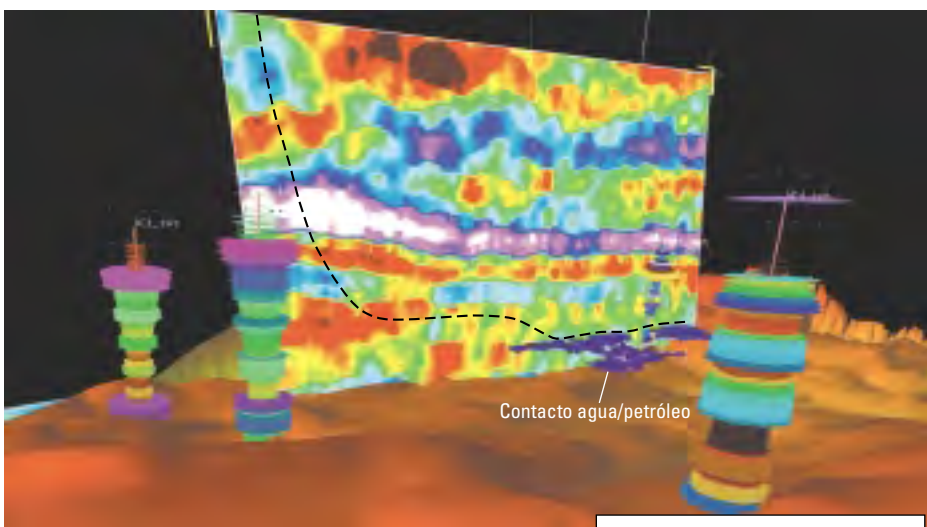
9. "E-Field Demand Spreading Beyond Norway," *Offshore* 65, no. 8 (Agosto de 2005): 109.

10. Referencia 9.

11. "Schlumberger and Sense Intellifield Sign Agreement to Collaborate on Interactive Drilling Operation Centers," <http://newsroom.slb.com/press/newsroom/index.cfm?PRID=19502> (Se accedió el 2 de enero de 2006).



< Resultados de la sísmica de repetición en el Campo Norne. Una sección de impedancia acústica (IA) relativa del levantamiento de control por vía rápida, registrado en el Campo Norne en 2003 (*extremo superior*), muestra la trayectoria del pozo planificada como una línea negra de guiones. Los cilindros verticales son representaciones de la IA en las localizaciones de pozos cercanos. La superficie de color pardo corresponde a una arenisca prospectiva casi basal. La zona de agotamiento de petróleo (*centro*, azul oscuro) interpretada a partir de las diferencias entre levantamientos se encuentra en una posición más alta de lo esperado, cerca de la trayectoria del pozo planificada. En consecuencia, se revisó y elevó la trayectoria del pozo (*extremo inferior*, línea negra sólida) para evitar la producción de agua.

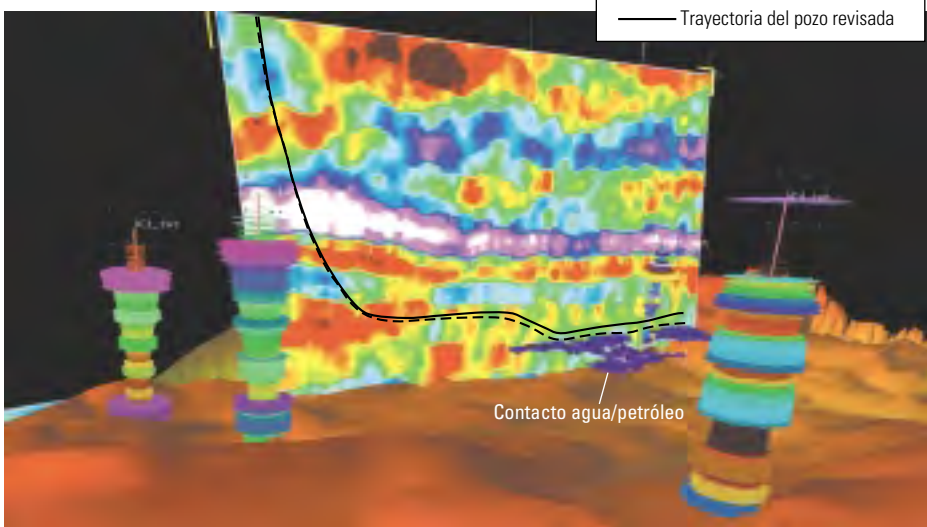


Para las operaciones de perforación que requieren sólo un montaje provisorio, se puede trasladar un centro de soporte de operaciones modular a cualquier oficina ([véase la portada](#)). Este montaje provee instalaciones temporarias pero con una gama completa de servicios, para el monitoreo en tiempo real de las operaciones de perforación y LWD.

Durante años, los equipos a cargo de las operaciones de geonavegación utilizaron las mediciones LWD como ayuda para dirigir los pozos hacia los intervalos ricos en hidrocarburos.<sup>12</sup> Pero las mediciones LWD convencionales son demasiado someras para alertar acerca de la aproximación de límites de capas y contactos de fluidos a tiempo para evitar desviaciones con respecto a la zona productiva.

El servicio direccional de generación de imágenes profundas durante la perforación PeriScope 15 puede detectar la presencia y dirección de contactos y límites a una distancia de hasta 15 pies [4.6 m].<sup>13</sup> Esta detección temprana de los cambios que se aproximan en las propiedades de las formaciones permite un manejo de los activos de las compañías más efectivo y en tiempo real, a lo largo de toda la vida productiva del campo petrolero.

En un ejemplo, ConocoPhillips buscaba maximizar la exposición de los pozos productivos a través de las areniscas Forties del Campo Callanish, ubicado en el sector británico del Mar del Norte. Las respuestas crudas de las herramientas de adquisición de mediciones durante



la perforación (MWD, por sus siglas en inglés) y LWD eran transmitidas a la superficie por sistemas de telemetría de pulsos a través del lodo para su decodificación. Desde el equipo de perforación, los datos MWD y PeriScope 15 se enviaban a través del servicio InterACT a una sala de control de geonavegación dedicada, ubicada en las oficinas de ConocoPhillips en Aberdeen. Allí, los especialistas de Schlumberger descargaban y procesaban los datos para que los geólogos de ConocoPhillips los interpretaran, lo que daba como resultado nuevas instrucciones de geonavegación para el equipo de perforación.

Las mediciones obtenidas durante la perforación ayudaron a ConocoPhillips a lograr una relación neto/total del 98%.<sup>14</sup> Estos resultados, y los correspondientes a los otros tres pozos perforados en el campo con el servicio PeriScope, condujeron a un mejoramiento de aproximadamente un 15% con respecto a los resultados de la relación neto/total proyectados por ConocoPhillips.

En otro caso de toma de decisiones rápidas utilizando datos LWD, en el año 2004 Shell inició el redesarrollo del Campo Ram Powell, en aguas profundas del Golfo de México. El acceso a nuevos objetivos requería pozos complicados que planteaban el riesgo de encontrar intervalos agotados luego de siete años de producción.<sup>15</sup> Shell utilizó el servicio de medición de la presión de formación durante la perforación StethoScope para optimizar el diseño de las operaciones de terminación de pozos y validar los modelos de yacimientos dinámicos. La adquisición de la presión de formación durante la perforación eliminó la necesidad de contar con servicios de probadores de formaciones operados con cable, reduciendo el costo y los tiempos de exposición del pozo.

Los puntos de medición de la presión se seleccionaron luego del análisis en tiempo real de los registros de densidad-neutrón LWD. Los resultados mostraron un buen soporte de la presión dentro del yacimiento objetivo, pero también indicaron que las bajas resistividades observadas en la base de las areniscas objetivo provenían de un CAP más elevado de lo esperado. Con este conocimiento adquirido a tiempo, los ingenieros de Shell decidieron desviar la trayectoria del pozo echado (buzamiento) arriba. Las mediciones adicionales obtenidas con el servicio StethoScope confirmaron la buena conectividad de la presión dentro del yacimiento, de modo que el pozo se entubó hasta la profundidad final.

Shell estima que la adquisición de la presión de formación durante la perforación y las mediciones asociadas posibilitaron un ahorro de más de US\$ 1 millón, gracias a la eliminación de la necesidad de efectuar dos carreras convencionales de mediciones de presión con la columna de perforación.

#### Imágenes sensibles al tiempo

Con el esfuerzo adecuado, cualquier tipo de dato puede ser puesto a disposición a tiempo para impactar las decisiones asociadas con el manejo de los activos de las compañías; incluso los datos sísmicos adquiridos con la técnica de repetición (técnica de lapsos de tiempo).<sup>16</sup>

Los levantamientos sísmicos adquiridos con la técnica de repetición son producidos mediante la comparación de los datos o atributos sísmicos adquiridos antes y después de que la producción de hidrocarburos o la inyección de agua o gas hayan inducido cambios en las condiciones del yacimiento. El primer levantamiento, o levantamiento de base, se registra normalmente antes de que comience la producción; sin embargo, un levantamiento adquirido después del inicio de la producción puede servir como punto de referencia con el cual comparar los levantamientos subsiguientes. Para obtener el valor potencial de la información sísmica adquirida con la técnica de repetición para las decisiones de planeación de pozos y desarrollo de yacimientos subsiguientes, se debe contar con los resultados inmediatamente después de la finalización del segundo levantamiento, o levantamiento de monitoreo.

Cuando comenzaron a adquirirse los primeros levantamientos con la técnica de repetición, en la década de 1980, el procesamiento de los

datos demoraba varios meses. La comparación de levantamientos efectuados en distintas fechas insumía gran cantidad de tiempo; tiempo en el cual las condiciones del yacimiento podían variar significativamente. Ahora, gracias a la tecnología de adquisición y procesamiento sísmicos con sensores unitarios Q de WesternGeco, se puede lograr la repetibilidad de los levantamientos, de manera que el procesamiento de los datos se simplifica y se puede realizar durante la adquisición. La diferencia entre los levantamientos puede ser interpretada a los pocos días de finalizada la adquisición.

Statoil pronto decidió utilizar los levantamientos sísmicos adquiridos con la técnica de repetición para optimizar el desarrollo del Campo Norne, ubicado en el Mar de Noruega.<sup>17</sup> Con un volumen de mil millones de barriles [160 millones de m<sup>3</sup>], este campo produce petróleo desde 1997 y gas desde 2001, con un yacimiento independiente que fue puesto en producción en el año 2001. Statoil tiene expectativas de incrementar la recuperación del Campo Norne del 40% al 60% y extender su vida productiva más allá de 2015.

Se han adquirido levantamientos sísmicos repetidos múltiples para monitorear los cambios producidos en la saturación y en la presión, en todo el campo. Luego de un levantamiento de base realizado en el año 2001 con la tecnología sísmica marina de sensores unitarios Q-Marine, en junio de 2003 se adquirió un levantamiento de monitoreo. Los resultados serían utilizados para planear la trayectoria de un pozo horizontal previsto para agosto de 2003.

El levantamiento de junio de 2003 fue comparado rápidamente con el levantamiento de base del año 2001, justo a tiempo para incidir en la decisión relacionada con la localización del pozo. El procesamiento de los datos Q por vía rápida, a bordo de la embarcación para adquisición sísmica *Topaz* de WesternGeco, produjo un volumen sísmico diferencial en tan sólo 10 días después de finalizado el levantamiento. Dos días más de procesamiento generaron la diferencia en la impedancia acústica relativa que, cuando se correlacionó con la saturación, mostró un CAP más elevado que el indicado por el modelo de simulación de yacimientos ([página anterior](#)). La trayectoria del pozo se modificó para sortear la zona de agua e intersectar las reservas sin explotar, generando un ahorro de US\$ 29 millones en el costo de un pozo de re-entrada horizontal perforado con fines de remediación.

12. Allen D, Bergt D, Best D, Clark B, Falconer I, Hache J-M, Kienitz C, Lesage M, Rasmus J, Roulet C y Wraight P: "Logging While Drilling," *Oilfield Review* 1, no. 1 (Abril de 1989): 4-17.

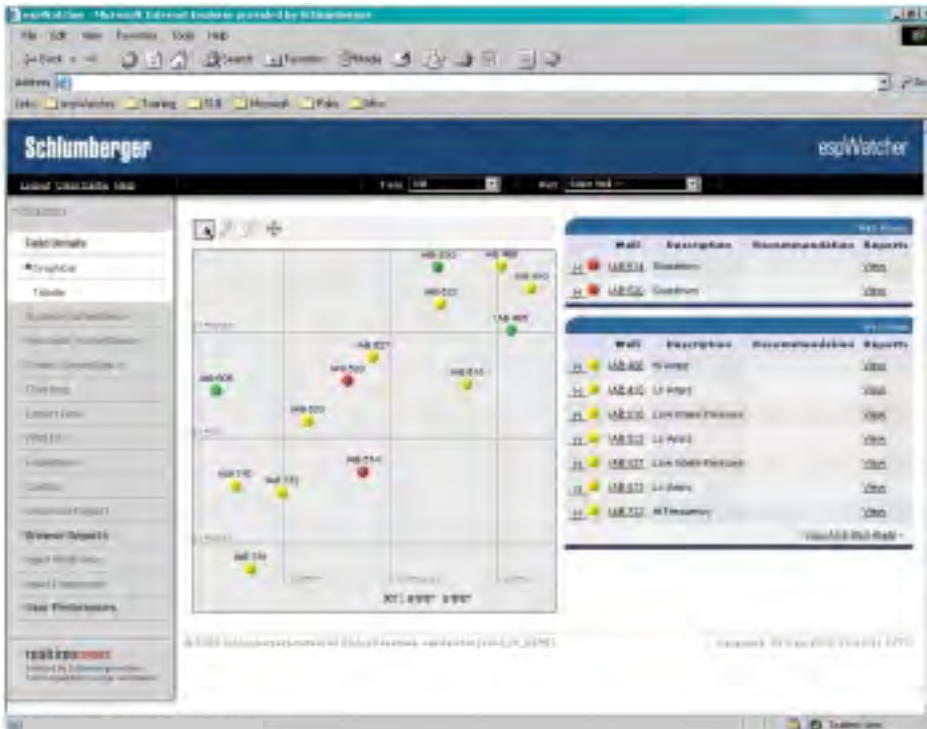
13. Chou L, Li Q, Darquin A, Denichou J-M, Griffiths R, Hart N, McInally A, Templeton G, Omeragic D, Tribe I, Watson K y Wiig M: "Hacia un mejoramiento de la producción," *Oilfield Review* 17, no. 3 (Invierno de 2005/2006): 60-71.

14. La relación neto/total compara la sección de zona productiva con la sección de pozo horizontal perforado.

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

16. Los datos sísmicos adquiridos con la técnica de repetición (técnica de lapsos de tiempo) a veces se conocen como datos sísmicos de cuatro dimensiones o 4D. Tres de las cuatro dimensiones son las dimensiones espaciales del levantamiento. El tiempo agrega la cuarta dimensión.

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



^ Sistema de supervisión espWatcher para el monitoreo de las bombas eléctricas sumergibles. Con comunicaciones bilaterales seguras, el servicio espWatcher posibilita la transmisión de datos desde los pozos y retransmite las instrucciones de los operadores nuevamente a la bomba. Este servicio incluye alarmas y alertas reguladas según límites definidos por el usuario y permite el monitoreo de cientos de bombas en forma remota. Con la codificación en color, resulta fácil ver qué bombas están funcionando dentro o fuera de los rangos aceptables: bombas que funcionan dentro de un rango específico (verde), bombas con alguna medición funcionando fuera de rango (amarillo) y bombas que no están funcionando (rojo).

Al año 2004, Statoil había utilizado levantamientos sísmicos adquiridos con la técnica de repetición para identificar reservas valoradas en US\$ 750 millones y seleccionar 34 localizaciones de pozos adicionales.<sup>18</sup> Statoil ahora registra un levantamiento de control por año en el Campo Norne y extrae beneficios de las reducciones adicionales del tiempo de ejecución de levantamientos sísmicos, posibilitadas por la nueva secuencia de tareas integradas de adquisición y procesamiento de datos sísmicos Q-Xpress para el análisis de datos sísmicos casi en tiempo real. Un levantamiento reciente fue procesado y el volumen sísmico diferencial se produjo a bordo sólo 2 días y 7 horas después de la adquisición. En la misma embarcación, 12 horas más tarde se obtuvo la impedancia acústica relativa mediante la aplicación de técnicas de inversión a dicho volumen.

### Monitoreo de la producción

Una vez que un pozo ha sido terminado y puesto en producción, la necesidad de tomar decisiones en forma oportuna sigue vigente. Muchos pozos productores presentan oportunidades para la

reducción de los costos operativos y el incremento de la producción. Por ejemplo, al año 2003, más de un 90% de los pozos productores de petróleo requerían algún tipo de sistema de levantamiento artificial.<sup>19</sup> En más de 100,000 pozos, el levantamiento artificial se realiza con sistemas eléctricos sumergibles (ESP, por sus siglas en inglés).

Los operadores dependen del monitoreo, diagnóstico y control activos del desempeño de los sistemas ESP para agregar valor a los activos productivos de las compañías. Los datos de sensores de fondo de pozo, la conectividad y los conocimientos técnicos especiales en materia de interpretación ayudan a las compañías operadoras a evaluar el desempeño de las bombas, predecir sus fallas, identificar problemas de pozos y controlar las bombas a distancia. Estas nuevas capacidades ayudan a las compañías operadoras a reducir los costos de operación e incrementar la producción y el flujo de efectivo. El análisis de más de 600 instalaciones de monitoreo de los sistemas ESP de todo el mundo indica que la implementación de secuencias de tareas de optimización de la producción en

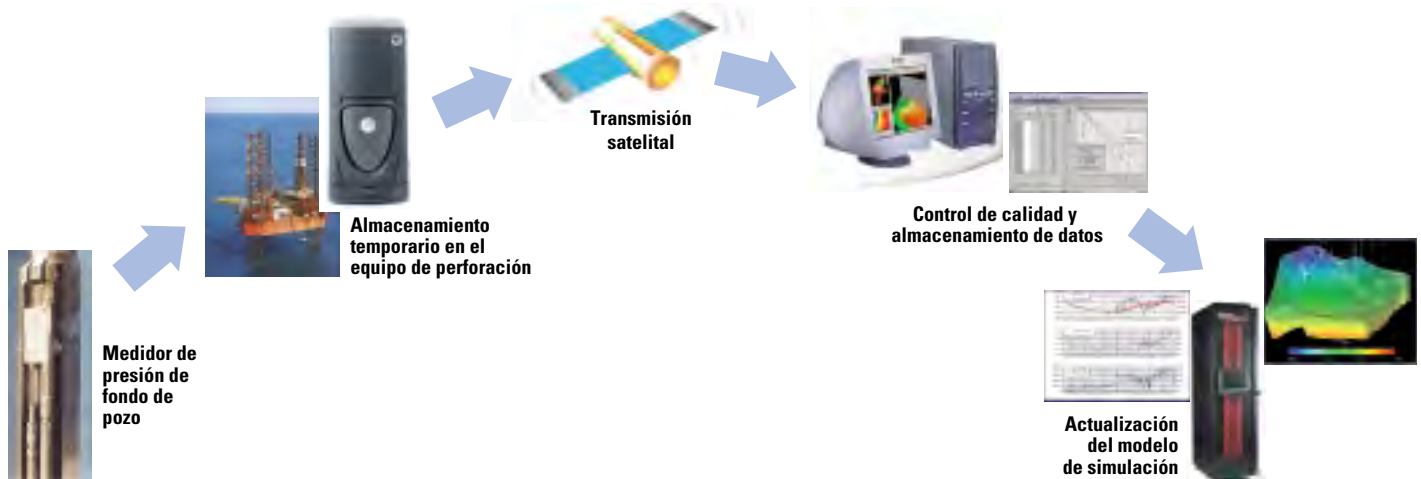
tiempo real puede conducir a aumentos de producción inmediatos de hasta un 50%, con incrementos habituales del 3% al 8% en el largo plazo.<sup>20</sup>

Los sensores de fondo de pozo pueden adquirir datos de temperaturas y presiones de admisión (entrada) y descarga de los sistemas ESP, temperaturas de motores, vibraciones y fugas de corriente eléctrica en forma permanente. Estos datos deben convertirse en información y entregarse a los especialistas en producción en forma oportuna y segura para que se puedan ajustar las bombas, si fuera necesario, antes de que las condiciones existentes produzcan pérdidas de equipos o de producción.

La abundancia de datos disponibles constituye en sí un problema. Algunos operadores manifiestan que los usuarios de datos pasan un 80% de su tiempo buscando y organizando datos y el restante 20%, realizando análisis de utilidad. Los procesos automatizados ayudan a recolectar y controlar la calidad de los datos y permiten comparar los resultados con los valores esperados.<sup>21</sup> La cantidad de datos que pueden generarse a partir de un pozo productor está urgiendo la implementación de un cambio en la forma en que se adquieren los datos. El enfoque tradicional de adquisición de datos se divide en dos categorías. Un criterio consiste en adquirir lo que se pueda adquirir, para luego resolver cómo utilizarlo. Esto se traduce en enormes volúmenes de datos cuyo valor es prácticamente imposible de explotar. Un enfoque alternativo implica la utilización de los datos disponibles en el momento, aunque puedan archivarse para aplicaciones a más largo plazo. La mayoría de los sistemas de recolección de datos SCADA existentes funcionan de estas dos formas. Un estudio indica que de los 380 MB de datos que pueden recolectarse por mes mediante el monitor de un sistema ESP, sólo 9 kB son relevantes para evaluar las maniobras esenciales de la bomba.<sup>22</sup>

El enfoque preferido en lo que respecta a la adquisición de datos consiste en considerar qué datos son necesarios para posibilitar un determinado proceso en curso o el cumplimiento exitoso de una tarea. La adquisición de datos desde el punto de vista de la secuencia de tareas permite la ejecución de procesos de monitoreo y toma de decisiones simplificados.<sup>23</sup>

Schlumberger ha desarrollado el sistema de supervisión y control espWatcher para que las bombas eléctricas sumergibles conecten los equipos de producción con sus datos de pozos a tiempo para la toma de decisiones relacionadas con la optimización de la producción.<sup>24</sup> Las comunicaciones bilaterales seguras permiten la



Flujo de transmisión de datos ProductionWatcher. Los datos se envían desde el medidor de presión permanente hacia la superficie, donde se almacenan en forma temporal en el disco duro de una computadora del equipo de perforación. Desde allí, los datos son transmitidos vía satélite al Centro de Manejo de Datos de Schlumberger, donde se editan, verifican y transmiten, a través de un portal seguro en la Red, a las computadoras personales de los usuarios autorizados. El equipo de ingeniería actualiza el modelo de simulación con la frecuencia necesaria; normalmente una vez por semana después de establecida la producción, y con mucha más frecuencia durante las primeras etapas de la vida productiva del yacimiento.

transmisión a la bomba de datos provenientes de los pozos e instrucciones impartidas por especialistas fuera de sitio. El servicio espWatcher posee alarmas y alertas reguladas según límites definidos por el usuario, que pueden ser monitoreadas por el sistema InterACT en tiempo real, en múltiples sistemas ESPs y en cientos de pozos simultáneamente (página anterior).

El servicio espWatcher puede ser utilizado para modificar la velocidad de bombeo, detectar el mal funcionamiento de la bomba antes de que se produzca su falla total y destacar las bombas que operan a presiones anómalas. Por ejemplo, Signal Hill Petroleum explotó las capacidades de comando a distancia del servicio espWatcher para detectar bombas con estranguladores dañados y modificar las prácticas operativas que inadvertidamente perturbaban el rendimiento. El sistema espWatcher y la tecnología asociada al mismo ayudaron a Signal Hill a incrementar la producción de los pozos de su Campo Wilmington, situado en California, EUA, en un 70%.<sup>25</sup>

Otro tipo de información de producción importante que ayuda a los ingenieros de las compañías de petróleo y gas a optimizar el rendimiento de los yacimientos es la información proveniente de los medidores de presión permanentes de fondo de pozo. Estos medidores de presión proveen un monitoreo continuo y en tiempo real de la respuesta del yacimiento a la producción. Un ejemplo de la utilización de información de presión al minuto corresponde al

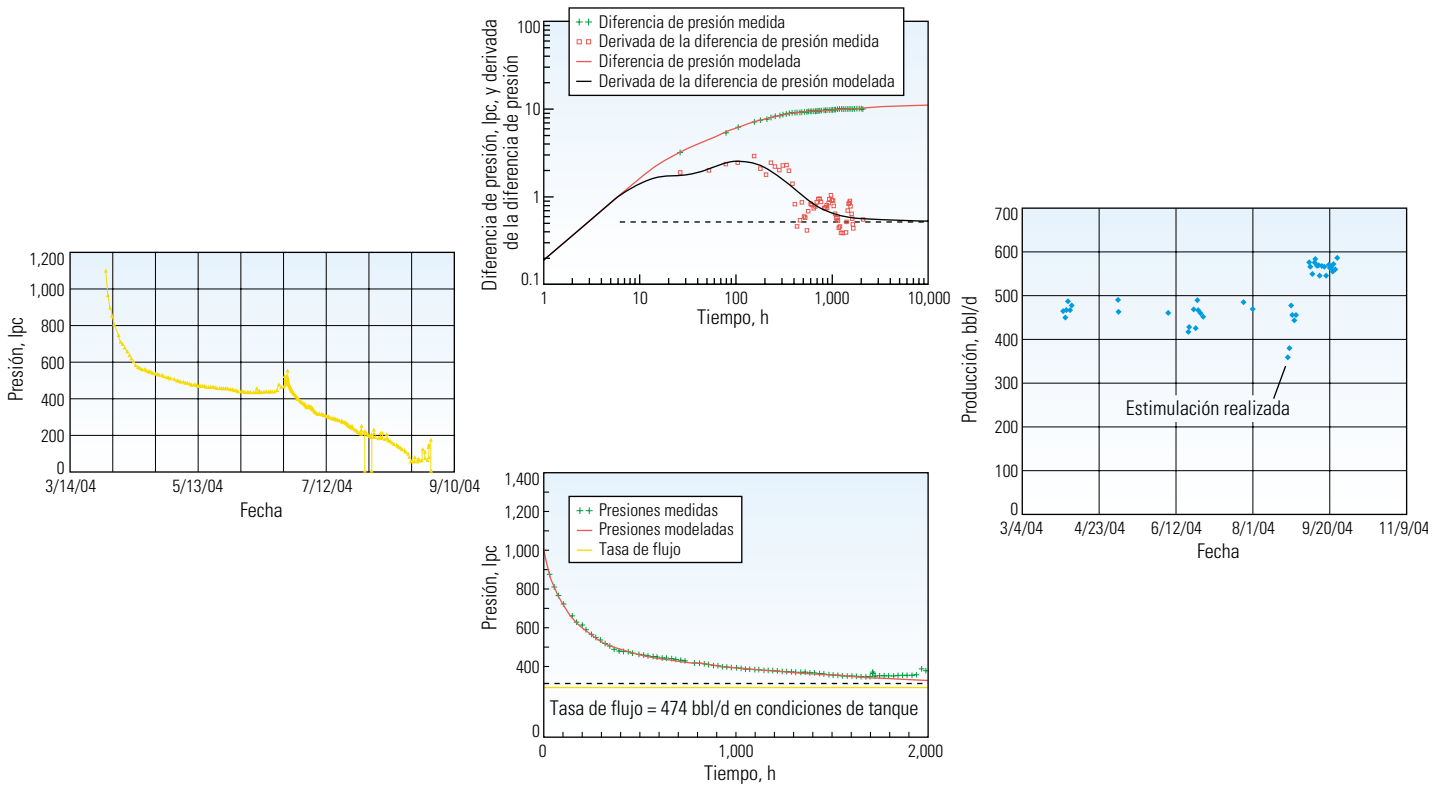
Golfo de México, en donde Westport Resources (ahora Kerr-McGee) poseía un descubrimiento en el Bloque 316 del área Timbalier Sur.<sup>26</sup>

El yacimiento está compuesto por areniscas no consolidadas, altamente sobrepresionadas. Los programas de terminación de pozos de este campo contemplan fracturas anchas y cortas para maximizar la producción y minimizar la presión diferencial con el fin de prevenir la producción de arena.<sup>27</sup> Dado que la alta presión diferencial presente en la formación podía fomentar el influjo de arena, causando la falla prematura del equipo de fondo de pozo, era importante monitorear y controlar la presión diferencial. Por lo tanto, en el Pozo A3 se instaló un medidor de presión de cuarzo permanente por encima de los disparos (punzados) para monitorear la presión de flujo de fondo de pozo. Para obtener la presión diferencial, la presión de flujo de fondo de pozo medida debe compararse con la presión del yacimiento en la zona vecina al pozo, que no pudo ser medida pero sí modelada mediante técnicas de simulación de yacimientos.

Cada 15 segundos, los datos eran enviados desde el medidor de presión permanente de fondo de pozo hasta una computadora de almacenamiento temporario en la superficie y luego, vía satélite, a una terminal terrestre (arriba). El servicio de supervisión remota en tiempo real ProductionWatcher proporcionaba el monitoreo permanente de los datos utilizando gráficas tales como la ventana segura de presión diferencial de

la producción. Las alarmas automatizadas permitieron al operador maximizar el régimen de producción, evitando al mismo tiempo el influjo de arena.

18. Aronsen et al, referencia 17.
19. Spears and Associates, Inc.: "Oilfield Market Report 2005," Tulsa, Oklahoma, EUA: 7, <http://www.spearsresearch.com/OMR/OMRMain.htm> (Se accedió el 3 de enero de 2006).
20. Theuveny B, Nieten J, Kosmala A, Sagar R, Donovan M y Cosad C: "Web-Based Hosting of Multiassets and Multiusers Production Workflows," artículo de la SPE 91041, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 26 al 29 de septiembre de 2004.
21. Oberwinkler C y Stundner M: "From Real-Time Data to Production Optimization," *SPE Production & Facilities* 20, no. 3 (Agosto de 2005): 229-239.
- Theuveny B, Kosmala A, Cosad C, Pulido F y Destarac P: "The Challenge of Federation of Information for Automated Surveillance of ESPs: Field Examples," artículo de la SPE 95129, presentado en la Conferencia de Ingeniería de Petróleo de Latinoamérica y del Caribe de la SPE, Río de Janeiro, 20 al 23 de junio de 2005.
22. Theuveny et al, referencia 20.
23. Theuveny et al, referencia 20.
24. Bates R, Cosad C, Fielder L, Kosmala A, Hudson S, Romero G y Shanmugam V: "Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP," *Oilfield Review* 16, no 2 (Otoño de 2004): 19-29.
25. Bates et al, referencia 24.
26. Corbett C: "Advances in Real-Time Simulation," *The Leading Edge* 23, no. 8 (Agosto de 2004): 802-803, 807.
- Bradford RN, Parker M, Corbett C, Proano E, Heim RN, Isakson C y Paddock D: "Construction of Geologic Models for Analysis of Real-Time Incidental Transients in a Full-Field Simulation Model," presentado en la Conferencia y Exhibición Internacional de la AAPG, Cancún, México, 26 de octubre de 2004.
27. Presión diferencial es la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de flujo de fondo de pozo, justo en el interior del pozo.



^ Supervisión de la producción en el Centro de Excelencia en Producción (PCoE). En uno de los pozos, la reducción de la presión de admisión de la bomba (*izquierda*) disparó una alarma amarilla espWatcher, alertando al personal acerca de un problema de producción. El análisis de presiones transitorias se efectuó mediante el ajuste de la gráfica de diagnóstico con curvas tipo (*parte central superior*) y a través de la simulación de la presión (*parte central inferior*). Los resultados de estas interpretaciones indican una permeabilidad de 197 mD y un incremento del factor de daño en la zona vecina al pozo, de 2.2 a 4.0. El régimen de producción aumentó después de la estimulación (*derecha*) y finalmente se estabilizó en 550 bbl/d.

Los medidores de presión permanentes también pueden capturar otros datos tales como las presiones transitorias. Las perturbaciones producidas en el flujo de producción crean presiones transitorias que alcanzan un límite o una barrera de permeabilidad en el yacimiento y retornan al pozo, donde son registradas por el medidor de presión. Esta información puede utilizarse para restringir y actualizar las interpretaciones del alcance del yacimiento. En este caso, los datos de presiones transitorias transmitidos desde el medidor de presión permanente de fondo del

Pozo A3 se incorporaron nuevamente en el modelo de simulación del yacimiento. El modelo de yacimiento actualizado se entregó al cliente a los pocos días de la perforación. Este modelo indicó una extensión del yacimiento no anticipada que podía explotarse desviando la trayectoria del Pozo A3 con el equipo de perforación que aún se encontraba en la localización. En comparación con la producción proveniente del Pozo A3 principal, el pozo de re-entrada produjo un mejoramiento sustancial de la recuperación.

### Servicios de especialistas en operaciones de producción

Algunas compañías están comenzando a crear valor a través de la oferta de servicios de especialistas en operaciones de producción en una localización, en forma similar a los centros de operaciones de perforación analizados previamente. Por ejemplo, ConocoPhillips en Noruega está generando importantes ahorros a través de su centro de perforación terrestre y está extendiendo el concepto con un centro de producción en tierra, recientemente inaugurado.<sup>28</sup>

Shell construyó su Centro de Manejo de Operaciones de Producción en Nueva Orleans para monitorear la producción proveniente de todas las operaciones del Golfo de México.<sup>29</sup>

Con características similares, Schlumberger abrió el primer Centro de Excelencia en Producción (PCoE) en Oklahoma City, Oklahoma, EUA, en el año 2005. El centro PCoE ayudará a las compañías operadoras a mejorar sustancialmente la forma en que operan sus negocios mediante la entrega de soporte para la tecnología en tiempo real y la provisión de servicios de supervisión, diagnóstico y optimización de pozos productores de todo el mundo. Los especialistas del centro se concentran en tres actividades principales relativas a los servicios de producción:

- supervisión y optimización de pozos y campos petroleros con sistemas de levantamiento artificial
- optimización de los métodos de estimulación en todo el campo, con potencial para la supervisión en tiempo real
- pruebas de producción, análisis avanzado de presiones transitorias, química de fluidos, inicio de la producción de pozos y asignación de la producción.

Los ingenieros de PCoE trabajaron recientemente con una compañía petrolera de Texas Oeste y Oklahoma central que posee más de 200 pozos bajo supervisión mediante el sistema esp-Watcher. En uno de sus pozos, la reducción de la presión de admisión disparó una alarma amarilla, alertando al ingeniero de supervisión acerca del desempeño potencialmente deficiente de un pozo (página anterior). El análisis de tendencias de los datos indicó una reducción del régimen de flujo y de la presión de admisión, manteniéndose constante el resto de los parámetros. Para evaluar el potencial del yacimiento, se examinó la respuesta de la presión de admisión y se identificaron dos eventos transitorios en la respuesta de la presión registrada con el tiempo. Se examinaron ambos eventos y se llevó a cabo la interpretación de las

presiones transitorias. El análisis indicó una permeabilidad de 197 mD y un incremento del factor de daño en la zona vecina al pozo de 2.2 a 4.0, que provocó una caída de presión de 350 lpc [2.4 MPa].

Utilizando un software de modelado de la producción, se validó el modelo derivado del análisis de presiones transitorias y se pudo predecir qué producción se obtendría si se eliminaba el efecto de daño mecánico en la zona vecina al pozo mediante estimulación. Este análisis demostró que la producción podía incrementarse de 450 a 640 bbl/d [72 a 102 m<sup>3</sup>/d]. Después de la estimulación, se reinstaló la bomba y se volvió a poner en producción el pozo, lo que condujo a un régimen de producción estabilizado de 550 bbl/d [87 m<sup>3</sup>/d], a una presión de admisión mucho más alta.

#### **Adopción de prácticas de manejo de activos oportunas**

Algunas compañías, o sus unidades operativas, han adoptado prácticas de manejo de activos en tiempo real agresivas; sin embargo, otras se mantienen cautelosas. Estas diferencias en lo que respecta a aceptación son habituales en cualquier industria cuando se introducen nuevas tecnologías.

Algunos de los obstáculos que dificultan la adopción de prácticas de manejo de activos en tiempo real son específicos y evidentes y están relacionados con la TI y los datos. La infraestructura de TI, si no está normalizada, resulta costosa de construir, modificar y soportar. Para ser utilizados en forma eficaz, los volúmenes masivos de datos requieren procesos de normalización, control de calidad y análisis automatizados.

Los demás factores inhibitorios son quizás más generales y menos obvios. En su reciente informe sobre tecnología en tiempo real, CERA observó que la adopción de las prácticas en tiempo real está siendo aplazada por tres factores: el amplio rango operacional que las

compañías están intentando abordar, los procesos de trabajo y las estructuras mentales operacionales profundamente arraigados y los temas relacionados con la integración técnica e institucional.<sup>30</sup>

Para acelerar la adopción de nuevas tecnologías, el informe de CERA propone cuatro pasos: publicitar el caso de negocio, fomentar los esfuerzos inter industriales, comprometer a los niveles directivos superiores y minimizar las perturbaciones operacionales a través de la modificación de las prácticas de trabajo y la trascendencia de los objetivos a corto plazo para maximizar los beneficios potenciales.

El campo petrolero del futuro sacará provecho de los avances técnicos en tiempo real y de las secuencias de tareas eficientes para optimizar continuamente su desempeño. A medida que este concepto se vuelva realidad en más campos, la industria y los consumidores podrán gozar de más eficiencia y mayor recuperación final a menor costo. —LS

28. Referencia 9.

29. Henderson G y Kapteijn P: "Smarter Business," *Offshore Engineer* (14 de marzo de 2005), [http://www.oilonline.com/news/features/oe/20050314.Smarter\\_17395.asp](http://www.oilonline.com/news/features/oe/20050314.Smarter_17395.asp) (Se accedió el 4 de enero de 2006).

30. Cambridge Energy Research Associates, referencia 2.