

Oilfield Review

Verano de 2005

Aseguramiento de la producción submarina

Yacimientos carbonatados

Economía del hidrógeno

Schlumberger

Re-inventión de la petrofísica de los carbonatos

A pesar de su asombroso éxito en las formaciones clásticas humedecidas con agua, la ley de Archie presenta serias limitaciones cuando se utiliza para caracterizar formaciones carbonatadas. En las areniscas humedecidas con agua limpias, la ley de Archie adopta su forma más simple, siendo $n=m \approx 2$, y lo que la ha hecho tan popular es la excelente estabilidad de su exponente, también conocido como exponente de cementación, o m , para estas formaciones.

Entre un yacimiento siliciclástico y otro, podría utilizarse la misma ecuación para realizar evaluaciones petrofísicas precisas directamente a partir de datos de registros. Lamentablemente, esto no funciona tan bien en las rocas carbonatadas: existen variaciones significativas en los valores de los exponentes no sólo entre un yacimiento carbonatado y otro sino también entre las capas de un mismo yacimiento. El simple hecho de que se sepa que el exponente de saturación, n , varía con la saturación del agua, además de variar con la porosidad y la mojabilidad, es suficiente para justificar la opinión de que una ecuación de resistividad digna de consideración debería adoptar una forma diferente.

La ley de Archie siempre se fundamentó en aplicaciones prácticas. Por el contrario, el empleo de la geometría fractal durante mucho tiempo fue considerado más idiosincrásico que útil. Esta percepción cambió en la década de 1980, en que se estableció un enlace directo entre la dimensión fractal y los exponentes críticos universales que rigen el comportamiento de la difusión y el transporte en medios porosos.

Los yacimientos carbonatados pueden describirse como objetos fractales superpuestos. La porosidad primaria de la mayoría de las rocas sedimentarias, incluyendo las rocas carbonatadas, es fractal a lo largo de un amplio rango de escalas, desde la escala nanométrica hasta 100 o más micrones. La porosidad secundaria—o vugular—de las rocas carbonatadas, tales como las cavernas, también es fractal desde la escala submilimétrica hasta la escala centimétrica o incluso submétrica. Se sabe que las redes de fracturas poseen una estructura fractal que oscila entre algunos centímetros y cientos de metros. Finalmente, algunos yacimientos carbonatados también exhiben una estructura fractal en las capas paralelas al plano de estratificación.

Todos estos objetos fractales poseen un elemento en común: la distribución estadística de las formas, tamaños y posiciones de los patrones es regida por las leyes exponenciales que explican la heterogeneidad que se observa en los yacimientos carbonatados. La geometría fractal describe muy bien la distribución no uniforme de la porosidad, la permeabilidad y otras propiedades, lo que se traduce en la buena noticia de que estos objetos aparentemente complicados pueden caracterizarse con un número reducido de parámetros. Por ejemplo, se puede definir la dimensión fractal de la porosidad de la matriz partiendo de secciones delgadas para caracterizar la geometría de las redes de poros de diversos tipos de rocas carbonatadas y vincular directamente este número con el valor de m en la ley de Archie.

Una de las principales razones por las que las rocas carbonatadas no se comportan en forma tan sencilla como las formaciones siliciclásticas es la química. Los efectos químicos resultan visibles en todas las escalas de la geometría de los carbonatos, desde la presencia de cristales micríticos en los microporos

hasta las estructuras estilolíticas creadas por la diagénesis, que se extienden en sentido horizontal, a veces a lo largo de varios kilómetros. La química también incide en la interacción de los fluidos con las superficies de las rocas. La calcita tiende a poseer más afinidad con el petróleo que con el agua y la mojabilidad desempeña un rol importante en las propiedades de transporte de las rocas carbonatadas. La mayor parte de los yacimientos carbonatados se consideran de mojabilidad mixta o humedecidos con petróleo. La comprensión de los efectos detallados de la mojabilidad sobre las propiedades eléctricas y el flujo de fluido a través de un yacimiento complejo es crucial para estimar las reservas explotables y determinar qué escenarios de producción maximizarán la recuperación.

La explosión de la actividad relacionada con la física en términos de teoría de percolación, geometría fractal y leyes de escalamiento en la década de 1980 generó numerosos intentos por establecer una base teórica bien fundada para la ecuación de resistividad. No obstante, ninguno resultó completamente satisfactorio de manera que la ley de Archie siguió siendo tan empírica como siempre en relación con las rocas carbonatadas, al igual que nuestra comprensión de las mismas.

La cultura de combinar el análisis científico de avanzada con el trabajo experimental y el trabajo de campo contribuye significativamente al éxito sostenido de nuestra industria. Los desafíos técnicos que plantean los yacimientos carbonatados constituyen un foro perfecto para demostrar el poder de este espíritu (véase “Confrontando el intrincado tema de los carbonatos,” *página 20*). Es hora de que los equipos de investigación de la industria revisen los fundamentos de la física y química de los medios porosos, utilizando los datos de campo adquiridos en las rocas carbonatadas con mediciones de fondo de pozo de última generación, y que re-inventen la petrofísica de los carbonatos. La dificultad técnica es tremenda, pero la recompensa es enorme: la comprensión absoluta de los yacimientos carbonatados se traducirá directamente en estimaciones de reservas precisas, cálculos de recuperación confiables y estrategias de desarrollo de yacimientos óptimas para maximizar la recuperación de hidrocarburos.

Bernard Montaron

Gerente temático de carbonatos, OFS
Centro de Productos Riboud de Schlumberger (SRPC)
Clamart, Francia

Bernard Montaron se desempeña actualmente como gerente temático de carbonatos y yacimientos naturalmente fracturados de Schlumberger. Ingresó en la compañía en el año 1985 y ha trabajado en Europa, EUA y Medio Oriente. Sus posiciones más recientes fueron la de director de ingeniería y gerente general de SRPC en Clamart, Francia, y la de gerente de mercadeo de Schlumberger Oilfield Services (OFS) para Europa, la ex Unión Soviética y África. Desde 1999 hasta 2000, fue gerente de mercadeo de OFS para Medio Oriente con residencia en Dubai, Emiratos Árabes Unidos, donde se confrontó directamente con los desafíos planteados por los yacimientos carbonatados. Bernard posee un diploma en física de la Escuela Superior de Física y Química Industriales de París y un doctorado en matemática de la Universidad de París en Francia.

Oilfield Review

Editor ejecutivo y
editor de producción
Mark A. Andersen

Editor consultor
Gretchen M. Gillis

Editores senior
Mark E. Teel
Matt Garber

Editores
Don Williamson
Roopa Gir
Matt Varhaug

Colaboradores
Rana Rottenberg
Joan Mead

Diseño y producción
Herring Design
Steve Freeman

Ilustraciones
Tom McNeff
Mike Messinger
George Stewart

Impresión
Wetmore Printing Company
Curtis Weeks

Traducción y producción
Lynx Consulting, Inc.
E-mail: mail@lincd.com;
<http://www.lincd.com>

Edición
Antonio Jorge Torre

Subedición
Nora Rosato

Diagramación
Diego Sánchez

Revisión de la traducción
Jesús Mendoza Ruiz
Departamento de Mercadotecnia
México y América Central (MCA)

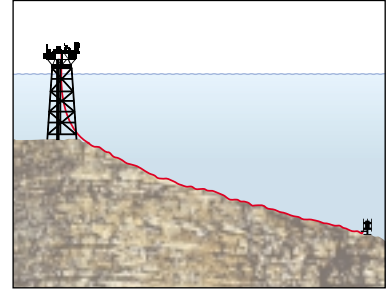


Portada:

Un físico del Centro de Productos de Sugar Land, en Texas, realiza evaluaciones de la sonda de resonancia magnética nuclear de última generación. Este dispositivo opera simultáneamente en múltiples profundidades de investigación y se adecua a cada frecuencia de operación correspondiente.

4 Desarrollo submarino desde el espacio poroso hasta el proceso

La tecnología de terminación de pozos submarinos está llevando al extremo la capacidad de los operadores marinos con respecto a la explotación de yacimientos marginales en condiciones rigurosas. Sin embargo, las condiciones de temperatura, presión y fluidos pueden obstaculizar el movimiento de los hidrocarburos a través de los sistemas de producción submarinos. Para evitar potenciales problemas de flujo, se debe incorporar tecnología de aseguramiento de flujo, refuerzo de flujo y vigilancia en el diseño de ingeniería inicial del sistema de producción. Este artículo provee una visión general de las estrategias para manejar una corriente de producción durante su trayecto desde el yacimiento hasta el tubo ascendente.



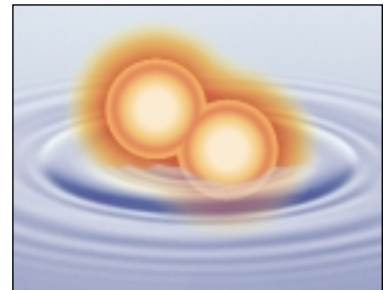
20 Confrontando el intrincado tema de los carbonatos

Los yacimientos carbonatados resultan notablemente difíciles de explotar. Para recuperar los hidrocarburos alojados en las rocas carbonatadas en forma eficaz, los científicos e ingenieros llevan a cabo operaciones de evaluación de formaciones y optimización de terminaciones a escala de pozo. A escala de yacimiento, las compañías operadoras se esfuerzan por mejorar la producción proveniente de los pozos existentes y optimizar la ubicación de pozos nuevos. Los enfoques innovadores mejoran la evaluación de formaciones carbonatadas y los esquemas de clasificación de rocas directos sirven como valiosos marcos de referencia para la toma de decisiones de manejo de yacimientos.



34 El hidrógeno: ¿Un futuro portador energético?

Es probable que el hidrógeno se convierta en el combustible limpio por excelencia. A través de su reacción con el oxígeno, puede ser convertido en trabajo y calor, dejando atrás solamente agua. Sin embargo, según se prevé, su aplicación comercial generalizada sólo será posible dentro de varias décadas y requiere descubrimientos científicos y tecnológicos significativos. Este artículo examina la promesa del hidrógeno como combustible y las circunstancias reales que entorpecen su despliegue.



Enlaces de interés:

Schlumberger
www.slb.com

Archivo del *Oilfield Review*
www.slb.com/oilfieldreview

Glosario del *Oilfield Review*
www.glossary.oilfield.slb.com

Dirigir la correspondencia editorial a:

Oilfield Review
1325 S. Dairy Ashford
Houston, Texas 77077 EUA
(1) 281-285-7847
Facsimile: (1) 281-285-1537
E-mail: editorOilfieldReview@slb.com

Dirigir las consultas de distribución a:

Jesús Mendoza Ruiz
Teléfono: (52) 55 5263 3010
Facsimile: (52) 55 5263 3191
E-mail: jesus@mexico-city.oilfield.slb.com

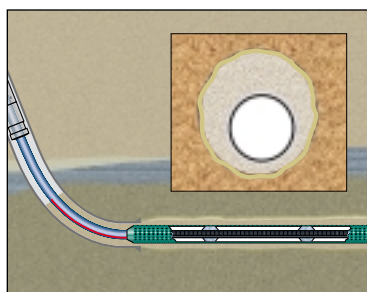
48 Una nueva forma de perforar

Los sistemas de perforación automatizados mejoran la eficiencia de la perforación y reducen tanto el riesgo para el personal como los costos de operación. Sin embargo, al operar en ambientes cada vez más desafiantes, la industria debe acceder al siguiente nivel tecnológico. Este artículo se centra en la automatización de los procesos de perforación y destaca un paso hacia adelante dado recientemente en relación con las operaciones de perforación automatizadas remotas.



56 Mejoramiento de los tratamientos de empaque de grava en pozos horizontales

Para reducir la producción de arena, un número creciente de operadores están empacando con grava largos intervalos terminados en agujeros descubiertos. Este artículo describe las técnicas que mejoran la terminación de pozos de alto ángulo y pozos horizontales en formaciones pobremente consolidadas. Algunos ejemplos de campo de Nigeria y Azerbaijón ilustran cómo los empaques de grava en agujeros descubiertos mejoran la confiabilidad, longevidad y productividad de las operaciones de terminación de pozos, reduciendo al mismo tiempo los costos globales.



68 Colaboradores

72 Nuevas Publicaciones y Próximamente en

Consejo editorial

Syed A. Ali
ChevronTexaco E&P Technology Co.
Houston, Texas, EUA

Abdulla I. Al-Kubaisy
Saudi Aramco
Udhailiyah, Arabia Saudita

George King
BP
Houston, Texas

Eteng A. Salam
PERTAMINA
Yakarta, Indonesia

Y.B. Sinha
Oil & Natural Gas Corporation
Nueva Delhi, India

Sjur Talstad
Statoil
Stavanger, Noruega

Richard Woodhouse
Consultor independiente
Surrey, Inglaterra

Oilfield Review es una publicación trimestral de Schlumberger destinada a los profesionales de la industria petrolera, cuyo objetivo consiste en brindar información acerca de los adelantos técnicos relacionados con la búsqueda y producción de hidrocarburos. *Oilfield Review* se distribuye entre los empleados y clientes de Schlumberger y se imprime en los Estados Unidos de Norteamérica.

Cuando se menciona sólo el lugar de residencia de un colaborador, significa que forma parte del personal de Schlumberger.

© 2005 Schlumberger. Todos los derechos reservados. Ninguna parte de esta publicación puede ser reproducida, archivada o transmitida en forma o medio alguno, ya sea electrónico o mecánico, fotocopiado o grabado, sin la debida autorización escrita de Schlumberger.

Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso

A medida que las compañías petroleras incursionen en aguas más profundas, los operadores podrán observar que el descubrimiento de petróleo y gas constituye la parte fácil; el verdadero desafío radica en trasladar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la instalación de procesamiento.

Amin Amin
Mark Riding
Randy Shepler
Eric Smedstad
Rosharon, Texas, EUA

John Ratulowski
Shell Global Solutions (US Inc.)
Houston, Texas

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Hussein Alboudwarej, Moin Muhammad y Shawn Taylor, Edmonton, Alberta, Canadá; Kunal Dutta-Roy, James Garner y John Kerr, Rosharon, Texas; y Lorne Simmons, Sugar Land, Texas.

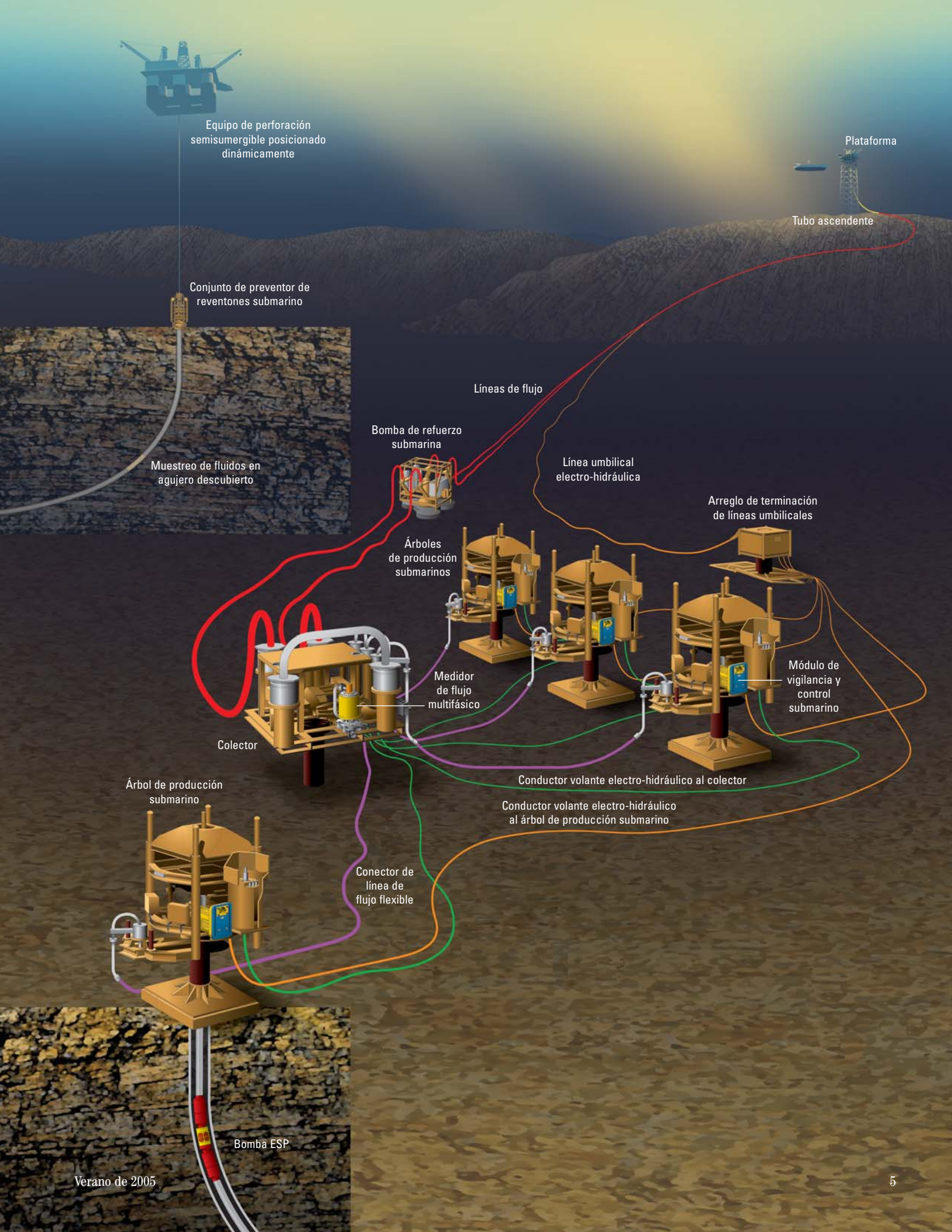
CHDT (Probador de la Dinámica de Formación de Pozo Entubado), FloWatcher, LFA (Analizador de Fluidos Vivos para la herramienta MDT), MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación), MultiSensor, OCM (Monitor de Contaminación de Aceite), OFA (Analizador Óptico de Fluidos), Oilphase-DBR, PhaseWatcher, PIPESIM, Sensa, Vx, WellWatcher y XLIft son marcas de Schlumberger.

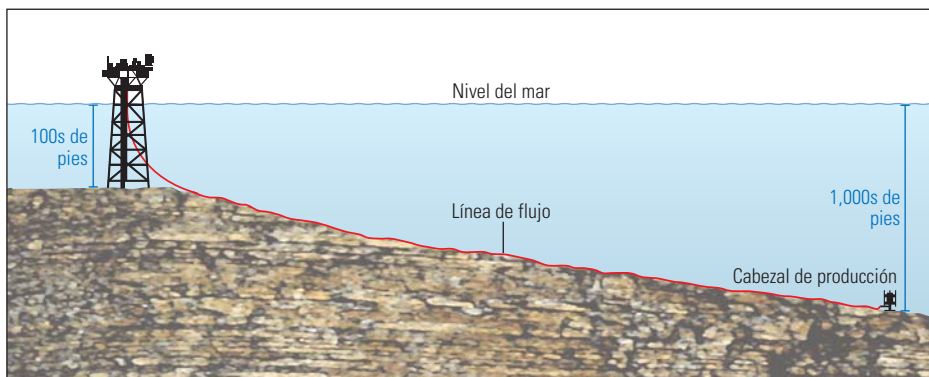
Para reemplazar reservas de los campos petroleros que poseen en las plataformas continentales, las compañías de exploración y producción de todo el mundo están recurriendo a las áreas prospectivas de aguas profundas. Estas áreas a menudo requieren que un operador fabrique una instalación de procesamiento flotante y la traslade a la concesión antes de iniciar la producción. Sin embargo, algunos yacimientos sencillamente no son suficientemente grandes como para justificar el costo que implica una instalación de procesamiento dedicada. En vez de descuidar esos campos, los operadores pueden aprovechar la infraestructura existente mediante la vinculación de la producción de campos marginales a las plataformas que prestan servicios a otros campos. Los operadores cuyos campos petroleros han madurado más allá de la producción pico adoptan un enfoque similar.

Con capacidad de producción excedente disponible en sus plataformas, estos operadores probablemente procuren alojar la producción de otros campos petroleros; incluso de otras compañías.

Para llegar a las instalaciones de procesamiento, la producción proveniente de yacimientos remotos debe fluir a través de conectores, colectores, líneas de flujo y tubos ascendentes diseñados para tolerar las presiones, temperaturas y corrientes que existen en los océanos profundos ([próxima página](#)). No obstante, las distancias que recorren los empalmes a lo largo de varias millas no están libres de problemas. Los hidrocarburos en los que predominan las fracciones pesadas a menudo poseen alta viscosidad; el transporte de estos fluidos desde los yacimientos de aguas profundas puede resultar dificultoso. Cualquier número de facto-

> **Instalación submarina.** Generalmente, el petróleo, el gas y el agua fluyen desde el pozo hacia el árbol de producción submarino y desde allí al conector, el colector y la línea de flujo antes de llegar finalmente a un tubo ascendente que los envía a la superficie para su procesamiento. Las muestras de fluido de yacimiento presurizadas, recolectadas en agujero descubierto (*extremo superior izquierdo*), serán analizadas en la superficie para caracterizar las propiedades físicas de los fluidos. Un sistema de bombeo electrosumergible (ESP, por sus siglas en inglés) en un pozo terminado (*primer plano, extremo inferior izquierdo*) impulsa los fluidos de yacimiento miles de pies hacia arriba hasta llegar al cabezal de producción y más allá del mismo. Los árboles de producción submarinos situados por encima de cada pozo terminado contienen las válvulas de control de presión y los orificios de inyección química. Un conector de línea de flujo transporta los fluidos producidos desde cada árbol de producción submarino hasta el colector, que mezcla la producción de los pozos antes de enviarla por la línea de flujo hasta una plataforma. Una bomba de refuerzo submarina, ubicada aguas abajo del colector, bombea los fluidos producidos a lo largo de la línea de flujo y por el tubo ascendente, hasta la cubierta de producción de la plataforma. Las líneas umbilicales que parten de la plataforma vuelven a un arreglo de terminación de líneas umbilicales submarino antes de ramificarse para llegar a cada uno de los pozos y luego al colector. Las líneas umbilicales suministran energía eléctrica e hidráulica, para las funciones de control de los cabezales de producción o los colectores y proveen los productos químicos para suprimir la formación de incrustaciones e hidratos en la corriente de producción. Las líneas umbilicales también transmiten las comunicaciones bidireccionales y las instrucciones de control entre la plataforma, el cabezal de producción y los dispositivos de fondo de pozo. En esta ilustración, la producción de cada pozo es distribuida a través de un medidor de flujo multifásico instalado en el colector.





^ Una batalla cuesta arriba. El petróleo, el gas y el agua son enviados cuesta arriba a través de varias millas de línea de flujo y cientos o miles de pies de elevación, sólo para enfrentarse con mayor contrapresión en el tubo ascendente de producción. Es posible emplear una bomba de refuerzo para impulsar la producción por el tubo ascendente submarino.

res, que actúen en forma independiente o en conjunto, puede producir acumulación de incrustaciones, hidratos, asfaltenos o ceras en las líneas de flujo submarinas.¹ Estos depósitos pueden ser suficientemente severos como para impedir el flujo hacia las instalaciones de procesamiento de superficie.

El inicio y la magnitud de los problemas de aseguramiento del flujo dependen en gran medida de la composición química de los fluidos producidos y de sus temperaturas y presiones durante su desplazamiento de un extremo a otro del sistema de producción. Estos problemas pueden ser mitigados. A través de pruebas, diseños y procesos de vigilancia, los especialistas en aseguramiento de la producción submarina pueden prever y manejar las condiciones que afectan el desempeño hidráulico de los sistemas de producción.

Este artículo analiza los desafíos de producción con que se enfrentan los operadores de aguas profundas. Además describe las nuevas tecnologías y servicios desarrollados para superar los obstáculos que afectan el flujo de petróleo y gas desde los cabezales de producción submarinos hasta las plataformas. Un escenario del Golfo de México demuestra cómo la vigilancia está estrechamente relacionada con las funciones de refuerzo y aseguramiento del flujo en una terminación submarina y en un empalme de la línea de flujo.

Implementación del escenario

Los sistemas de producción submarinos no permanecen estáticos a lo largo del curso de sus vidas productivas—la presión del yacimiento declina, la composición de los fluidos cambia con

el agotamiento, la producción de agua aumenta y la corrosión cobra sus víctimas. Desde la formación hasta el separador, los operadores deben proyectar cambios. Las mejoras y modificaciones de las instalaciones son en general más difíciles y costosas en los campos submarinos; por lo tanto, los operadores deben prever la mayor cantidad de cambios posibles durante el diseño original de las instalaciones y luego manejar el resto.

La profundidad del lecho marino (tirante de agua) representa el mayor desafío para la producción submarina, predominando por sobre todas las consideraciones de proceso, diseño y economía. Para explotar yacimientos de aguas profundas y ultraprofundas, los operadores deben perforar y terminar los pozos en tirantes de agua que oscilan entre 305 m y 3,048 m [1,000 y 10,000 pies] o valores superiores.² Los yacimientos que no ameritan plataformas dedicadas a menudo deben ser explotados con tan sólo uno a tres pozos. Este número también puede resultar adecuado en yacimientos más grandes; el desafío y el costo que implica perforar en esas áreas de aguas profundas a menudo dictamina la cantidad mínima de pozos a perforar en un yacimiento. Estos tirantes de agua también determinarán que la mayor parte de los pozos sean terminados como pozos submarinos con los cabezales y el equipo de control de la producción instalados en el lecho marino.

Desde las terminaciones de pozos submarinos en aguas profundas y ultraprofundas, los fluidos producidos se envían a una instalación de producción (arriba, a la izquierda). En los campos marginales, los operadores pueden procurar con-

1. Crabtree M, Eslinger D, Fletcher P, Miller M, Johnson A y King G: "La lucha contra las incrustaciones—Remoción y prevención," *Oilfield Review* 11, no. 3 (Otoño de 1999): 30–49.
2. Los perforadores se esforzaron durante mucho tiempo por lograr la marca de 10,000 pies. El récord fue finalmente alcanzado en octubre de 2003, cuando el *Discoverer Deep Seas*, propiedad de Transocean Inc., perforó un pozo exploratorio para ChevronTexaco en la Sonda de Toledo. Este pozo del Golfo de México, ubicado en el Bloque 951 del Cañón de Alaminos, fue perforado en un tirante de agua de 3,051 m [10,011 pies].
3. Un ejemplo excelente es el Proyecto Canyon Express, desarrollado para producir gas de tres campos de aguas profundas independientes. La producción proveniente de dos pozos del Campo Camden Hills (desarrollado por Marathon Oil Company), cuatro pozos del Campo Aconcagua (desarrollado por TotalFinaElf, ahora Total), y cuatro pozos del Campo King's Peak (descubierto por Amoco, ahora BP) se vincula a una plataforma ubicada a unos 89 km [55 millas] al norte de Camden Hills. A lo largo de esta distancia, la línea de flujo debe ascender desde un tirante de agua de 2,195 m [7,200 pies] en Camden Hills para alcanzar la plataforma de producción situada en un tirante de agua de 91 m [299 pies], en el Bloque 261 de Main Pass. Para ver una revisión de las operaciones del proyecto Canyon Express, consulte: Carré G, Pradié E, Christie A, Delabroy L, Greeson B, Watson G, Fett D, Piedras J, Jenkins R, Schmidt D, Kolstad E, Stimatz G y Taylor G: "Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas," *Oilfield Review* 14, no. 4 (Primavera de 2003): 38–53.

4. Para obtener mayor información sobre aplicaciones, problemas y vigilancia de bombas electrosumergibles, consulte: Bates R, Cosad C, Fielder L, Kosmala A, Hudson S, Romero G y Shanmugam V: "Examinando los pozos productores: Supervisión de los sistemas ESP," *Oilfield Review* 16, no. 2 (Otoño de 2004): 18–29.
5. Freshman R y Lekic HO: "Artificial Lift for High-Volume Production," *Oilfield Review* 11, no. 1 (Primavera de 1999): 49–63.
6. Los medidores de flujo multifásico no se utilizan para medir la producción en todos los desarrollos submarinos. Otra forma de determinar la producción de cada pozo en un campo petrolero consiste en realizar la distribución por diferencia. Esta técnica requiere que el operador interrumpa la producción de un pozo y luego mida la reducción de la misma en el separador. Interrumpiendo la producción de cada pozo del campo por separado, el operador puede determinar su contribución al volumen de producción total. Para obtener mayor información sobre medidores de flujo multifásicos, consulte: Atkinson I, Theuveny B, Berard M, Conort G, Groves J, Lowe T, McDiarmid A, Mehdizadeh P, Perciot P, Pinguet B, Smith G y Williamson KJ: "Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico," *Oilfield Review* 16, no. 4 (Primavera de 2005): 52–63.
7. Un hidrato es un sólido cristalino consistente en moléculas de agua y gas que conforman una estructura de tipo célula, similar al hielo. Las moléculas de agua forman una estructura reticulada en la que se pueden alojar diversos tipos de moléculas de gas. Bajo alta presión, se pueden formar hidratos de gas a temperaturas muy superiores a la temperatura de congelamiento. Los hidratos de gas son termodinámicamente suprimidos mediante el agregado

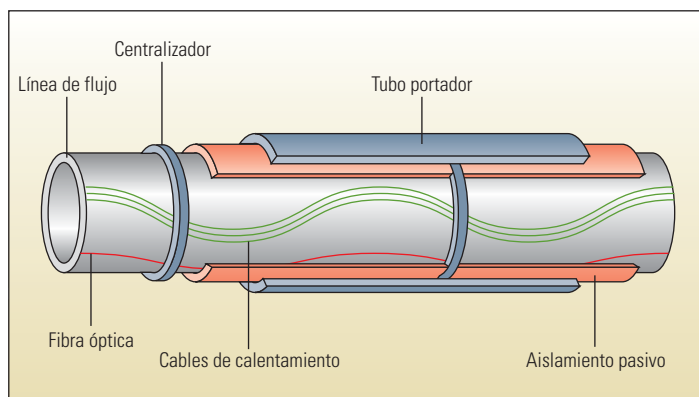
- de materiales anticongelantes tales como sales o glicoles. Los hidratos de gas se encuentran en la naturaleza, en el fondo de los mares fríos y en las regiones árticas de permafrost. En esos ambientes, los hidratos afectan tanto las operaciones de perforación como las operaciones de producción. Para obtener mayor información sobre control de hidratos durante la perforación, consulte: Ebeltoft H, Yousif M y Soergaard E: "Hydrate Control During Deep-water Drilling: Overview and New Drilling Fluids Formulations," artículo de la SPE 38567, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, EUA, 5 al 8 de octubre de 1997.
7. El punto de burbujeo marca las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales la primera burbuja de gas se separa de la solución en un petróleo. Inicialmente, los petróleos de los yacimientos de petróleo contienen algo de gas natural en solución. A menudo el petróleo se encuentra saturado con gas cuando es descubierto, lo que significa que el petróleo aloja todo el gas que puede en condiciones de temperatura y presión de yacimiento, y que se encuentra en su punto de burbujeo. Ocasionalmente, el petróleo pasará a estar subsaturado. En este caso, cuando se reduce la presión, la presión a la que la primera burbuja de gas comienza a ser liberada del petróleo se define como punto de burbujeo.
8. Similares comportamientos de flujo se observan en los pozos desviados u horizontales. Para obtener mayor información sobre flujo multifásico en pozos desviados, consulte: Baldauff J, Runge T, Caldenhead J, Faur M, Marcus R, Mas, C, North R y Oddie G: "Perfilaje y cuantificación de flujos multifásicos complejos," *Oilfield Review* 16, no. 3 (Invierno de 2004/2005): 4–13.

seguir alguna instalación cercana con capacidad para tratar la producción de dichos campos. En ciertos casos, estas instalaciones pueden estar ubicadas a varias millas de distancia, en tirantes de agua más someros—61 a 183 m [200 a 600 pies]—en la plataforma continental.³

El fluido producido desde un yacimiento de aguas profundas experimenta cambios de presión y temperatura significativos a medida que se desplaza desde el espacio poroso hasta el tubo ascendente de producción. La presión del yacimiento impulsa los fluidos desde el espacio poroso de la formación hasta la zona de baja presión de un pozo. Dentro del pozo, puede ser necesario implementar algún sistema de levantamiento artificial para llevar los fluidos al cabezal o árbol de producción submarino. En estos casos, se empleará un sistema de levantamiento artificial por gas o un sistema de bombeo electrosumergible (ESP, por sus siglas en inglés).

Si bien el levantamiento artificial agrega energía al flujo del pozo, también imparte cambios en los fluidos producidos con respecto a calor, presión o densidad. Por ejemplo, el sistema de levantamiento artificial por gas funciona mediante la inyección de gas natural en los fluidos de producción. El gas inyectado reduce la densidad del fluido, ayudando así a que la presión del yacimiento levante el fluido hasta el árbol de producción. Contrariamente, las paletas de la turbina alojadas dentro de un sistema ESP someten a los fluidos al efecto de la fuerza centrífuga comprimiéndolos. Además, un sistema ESP utiliza los fluidos de yacimiento para enfriar su motor eléctrico, el cojinete de empuje y la bomba; la cantidad exacta de calor intercambiado depende de variables tales como la composición del fluido (especialmente el volumen de gas contenido dentro del fluido) y la eficiencia del sistema mecánico. Al descargarse desde el sistema ESP, el fluido transportará este calor extra en dirección hacia el árbol de producción submarino.⁴

Las aguas profundas son frías; sus temperaturas pueden descender hasta aproximadamente 4°C [39°F] en el lecho marino. Estas temperaturas deben ser ajustadas pasando el árbol de producción submarino, donde los fluidos ingresan en un conector de línea de flujo que se vincula a un colector de producción. El cambio de la temperatura del fluido entre el árbol de producción y el conector dependerá de la estrategia de manejo térmico del operador. Algunos operadores utilizan líneas de flujo calentadas eléctricamente; otros emplean tuberías aisladas con espuma; a su vez, otros sepultan las líneas de flujo debajo del lecho marino para lograr el aislamiento; y en ciertos casos no se utiliza calor adicional ni aislamiento (arriba, a la derecha).



^ Línea de flujo de tipo tubos concéntricos. Algunos operadores calientan activamente sus líneas de flujo como parte de una estrategia de manejo térmico. En este ejemplo, el aislamiento provee soporte térmico adicional a los cables calefactores eléctricos. Se puede colocar fibra óptica a lo largo de toda la línea de flujo como parte de un sistema de sensores de la distribución de la temperatura.

Antes de llegar al colector submarino, el fluido producido puede pasar a través de un medidor de flujo multifásico utilizado para medir la producción de cada pozo.⁵ Las fases petróleo, agua y gas del fluido de yacimiento se combinan al atravesar el tubo venturi del medidor de flujo. Al ingresar en el colector, el fluido se mezcla con la producción de otros pozos antes de salir del colector en dirección hacia una línea de flujo.

Las líneas de flujo vinculan los campos petroleros a las instalaciones de producción—a menudo plataformas de producción fijas instaladas en aguas más someras—pero en ciertos casos podrían utilizarse plataformas de cables tensados, embarcaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO, por sus siglas en inglés), *spars*, plataformas semisubmergibles, *caissons* o incluso instalaciones de procesamiento con base en tierra. Cuando la distancia de empalme y la caída de presión impiden el flujo de producción natural, los fluidos de yacimiento deben pasar a través de una bomba de refuerzo submarina antes de ser enviados por una línea de flujo y un tubo ascendente de producción.

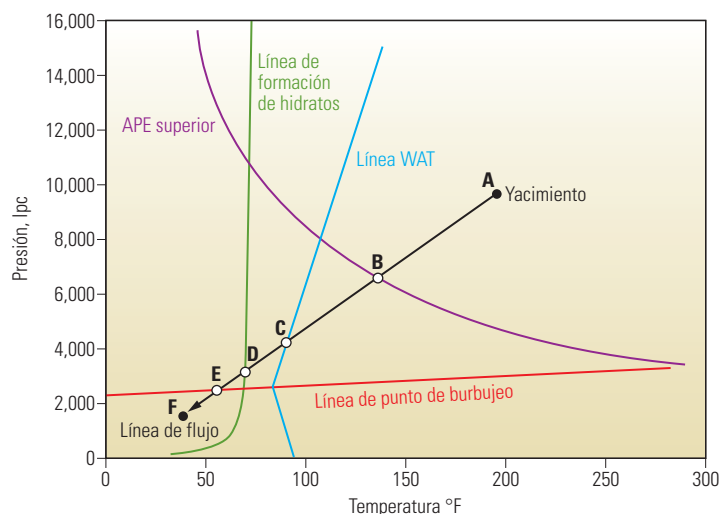
Puede suceder que la línea de flujo no describa un azimut constante desde el cabezal de producción hasta la plataforma sino que se curve levemente para seguir el curso de un derecho de paso prospectado previamente. Siguiendo la topografía ondulada del lecho marino, la línea de flujo asciende gradualmente desde las zonas más frías y profundas del campo hasta las aguas relativamente más cálidas y más someras de la plataforma continental, donde se encuentra ubicada la plataforma principal. Si no se maneja correctamente, este tipo de escenario puede generar problemas.

Interacciones de temperatura y presión

Los cambios de temperatura y presión producidos a lo largo de la línea de flujo contribuyen a la precipitación de asfaltenos y la acumulación de ceras. Las bajas temperaturas del lecho marino también favorecen la formación de hidratos.⁶ Además, cuando el petróleo traspasa su presión de punto de burbujeo, las fracciones de hidrocarburos livianos son liberadas como fase gaseosa.⁷ Esto, a su vez, vuelve al petróleo más viscoso, aumentando la contrapresión sobre el sistema y modificando las configuraciones de flujo mediante el incremento del deslizamiento, o las diferencias en las tasas de flujo, entre las fases petróleo, gas y agua producidas.

Si la velocidad del flujo no es suficiente para mantener la corriente de producción perfectamente mezclada a lo largo de la línea de flujo entera, puede producirse la segregación gravitacional del petróleo, el gas, y el agua. Esta condición permite que las fases más livianas fluyan a lo largo de la parte alta de la línea de flujo, fluyendo las fases más densas a lo largo de su parte inferior.⁸ Cada fase fluye a una velocidad diferente, dependiendo de la inclinación de la línea de flujo.

Cualquier ondulación vertical que se produzca en la línea de flujo hará que una de las fases se atrase con respecto a las otras; al ascender la línea de flujo, la fase gaseosa más liviana puede deslizarse más allá del líquido más pesado, mientras que en las secciones bajas, el líquido puede sobrepasar a la fase gaseosa.



^ Diagrama de fases de petróleo correspondiente a un campo petrolero de aguas profundas situado en el Golfo de México. Dependiendo del diseño y la operación del sistema de producción, la totalidad o parte de los límites de fases que se observan en este diagrama pueden atravesarse a medida que se produce petróleo de un yacimiento. El petróleo sigue una trayectoria a lo largo de una línea de temperatura y presión que decrece en forma sostenida a medida que éste se desplaza desde el yacimiento, A, hacia la línea de flujo, F. Las caídas de temperatura y presión hacen que el asfalto se separe de la solución, B, cuando el petróleo atraviesa el extremo superior de la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE superior). A continuación, comienza a formarse la cera, C, cuando el petróleo cruza la línea de temperatura de apariencia de la cera (WAT, por sus siglas en inglés). Luego ingresa en el rango de los hidratos, D, antes de atravesar la línea correspondiente a su punto de burbujeo, E. Más allá de esta línea, los hidrocarburos más livianos son liberados como gases para formar un fluido bifásico antes de que el fluido llegue finalmente a la línea de flujo, F.

El régimen de producción errático que resulta de dicho deslizamiento entre fases se conoce como flujo tipo tapón. La formación de este tapón inducido por el terreno puede impactar adversamente las instalaciones de procesamiento aguas abajo y debe tenerse en cuenta durante la fase de diseño del proyecto. Una consecuencia ulterior de la segregación gravitacional es que se pueden acumular líquidos en las secciones inferiores de la línea de flujo, favoreciendo la corrosión a largo plazo.

La combinación de las diferentes corrientes de producción provenientes de compartimientos independientes del yacimiento puede producir la mezcla de fluidos incompatibles y la subsiguiente formación de sólidos orgánicos o inorgánicos dentro de la línea de flujo. La presión se libera a medida que los fluidos se desplazan hacia arriba por el tubo ascendente. Al expandirse la fase gaseosa del fluido, el proceso de enfriamiento Joule-Thompson puede ocasionar la formación de hidratos en el interior del tubo ascendente.⁹

Los comportamientos de la precipitación de asfaltenos, ceras e hidratos se determinan en los laboratorios a partir de muestras recolectadas en el fondo del pozo. Los resultados indican rangos de operación que requieren mitigación (arriba).

Un diagrama de fases es esencial para comprender los desafíos con que se enfrentan los operadores de aguas profundas, que deben prestar especial atención a los componentes que se desprenden de los fluidos de yacimiento con los cambios de presión y temperatura. Entre los componentes particularmente problemáticos se encuentran los asfaltenos, las ceras y los hidratos.

Los asfaltenos son moléculas complejas que están presentes en muchos hidrocarburos.¹⁰ Estos compuestos orgánicos se desestabilizan y precipitan como resultado del cizallamiento (corte), en condiciones de flujo turbulento; también pueden precipitar con los cambios de presión o temperatura, o con los cambios producidos en la composición como resultado de la mezcla o la combinación de fluidos incompatibles durante la producción. Las partículas de asfalto precipitado pueden crecer hasta formar obstrucciones significativas en los tubulares de los pozos y en las líneas de flujo.

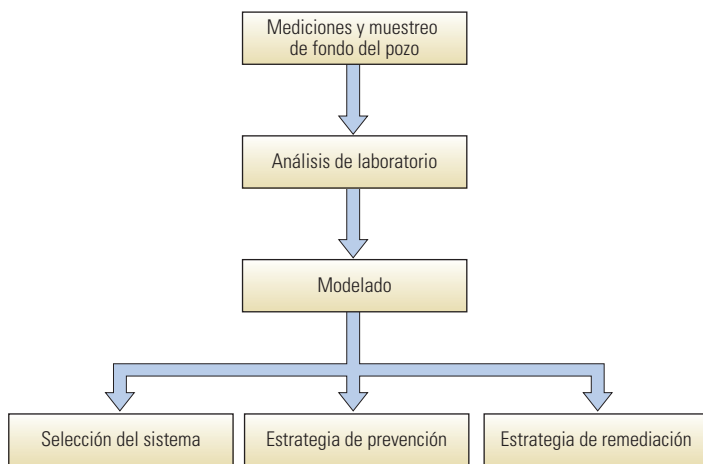
Los asfaltenos comienzan a precipitar en un rango de presión que oscila entre la presión de yacimiento y el punto de burbujeo, lo que se conoce como envolvente de precipitación de asfaltenos (APE, por sus siglas en inglés). La envolvente APE está limitada en su extremo supe-

rior por presiones relativamente altas a temperaturas bajas y su presión se reduce a medida que aumenta la temperatura. A una temperatura dada dentro de la APE, la precipitación de asfaltenos típicamente aumenta al reducirse la presión, alcanzando un valor máximo a la presión del punto de burbujeo, en cuyo punto la precipitación decrece mientras que la presión continúa reduciéndose. El petróleo se vuelve más denso por debajo de la presión del punto de burbujeo, a medida que se libera gas del mismo, lo que permite que los asfaltenos previamente precipitados se re-solubilizan en forma parcial o total.

La parafina o cera producida en los petróleos crudos puede afectar adversamente la producción como resultado de la precipitación y acumulación dentro de las líneas de flujo, provocando obstrucciones, o por el aumento de la viscosidad del fluido a causa de la gelificación. Las ceras se precipitan a lo largo de un rango de presiones bastante amplio, pero se trata de un fenómeno dependiente de la temperatura. En un diagrama de fases, este rango de presión se ubica a la izquierda de la línea de temperatura de apariencia de las ceras (WAT, por sus siglas en inglés). La temperatura de apariencia de las ceras es aquella temperatura a la cual se forma una fase de cera sólida dentro de un hidrocarburo fluido, a una presión dada. Por debajo de la temperatura de apariencia de las ceras, es posible que se produzcan significativos fenómenos de incremento de la viscosidad, acumulación y gelificación. El valor de WAT se reduce lentamente con la presión hasta que alcanza el punto de burbujeo del petróleo. Por debajo de la presión del punto de burbujeo, el valor de WAT aumenta con la reducción de la presión.

Existen otros dos parámetros importantes relacionados con las ceras en la corriente de producción: el punto de escurrimiento y la resistencia de gel. El punto de escurrimiento es la temperatura, a una presión dada, a la que el fluido estático puede formar un gel. Si la detención, obstrucción o interrupción del flujo hace que el fluido de la línea de flujo se gelifique, éste no comenzará a fluir nuevamente hasta que se aplique un cierto esfuerzo mínimo. Este límite elástico se denomina “resistencia de gel.”

Los hidratos son estructuras cristalinas heladas que contienen moléculas de gas atrapadas en los espacios que quedan entre las moléculas de agua ligadas por hidrógeno.¹¹ Los hidratos existen a temperaturas más elevadas que el hielo y pueden coexistir con el agua o el hielo, dependiendo de las condiciones de temperatura y presión. Los hidratos plantean riesgos de taponamiento para los estranguladores, las líneas de conducción, los separadores, las líneas de flujo y las válvulas.



^ Típico proceso de diseño de la función de aseguramiento del flujo. Se miden las presiones de fondo de pozo y las propiedades locales de los fluidos y se recuperan muestras de fluido para un análisis de laboratorio detallado. Los datos de laboratorio resultantes se descargan en un programa de ingeniería especial para modelar las variaciones producidas en el sistema de producción. Estos modelos se utilizan para formular estrategias de manejo del aseguramiento del flujo.

La línea correspondiente a la formación de hidratos mantiene una temperatura relativamente estable a lo largo de un amplio rango de presiones hasta que intersecta a la línea correspondiente al punto de burbujeo, por debajo de la cual la temperatura de formación de hidratos disminuye al reducirse la presión.

Garantía de resultados favorables

Aguas profundas a aguas someras, alta presión a baja presión, baja temperatura a media temperatura; se trata de cambios a los que son sometidos el petróleo, el gas y el agua, al ser llevados a la superficie durante el proceso de producción. La comprensión de los comportamientos de fases que acompañan a estos cambios y la predicción de su secuencia cronológica y su magnitud son clave para el desarrollo de estrategias de diseño, operación y remediación exitosas que maximicen el retorno de la inversión. Éste es el rol de un equipo de aseguramiento de la producción submarina.

El área de acción del equipo de aseguramiento de la producción submarina se extiende desde el yacimiento hasta el tubo ascendente, lo que ayuda a los operadores de áreas marinas a manejar los retos que imponen al flujo las bajas temperaturas, las altas presiones y las extensas distancias de empalme. Los integrantes de los equipos de trabajo se especializan en predicciones y modelado de flujo, análisis de fluidos, métodos de levantamiento artificial, refuerzo de flujo multifásico, medición y asignación de la producción, obtención de mediciones, vigilancia y control. Estos especialistas proveen un enfoque

multidisciplinario totalmente integrado para la optimización de la producción proveniente de los campos submarinos.

El aseguramiento de la producción submarina puede dividirse en tres funciones relacionadas entre sí: el aseguramiento del flujo, el refuerzo del flujo y la vigilancia del flujo. El aseguramiento del flujo implica el análisis de muestras de fluidos de yacimiento para caracterizar los comportamientos de fases y anticipar los problemas de flujo asociados con tales comportamientos, de modo que las instalaciones de producción puedan ser diseñadas y operadas con el objetivo de evitar o manejar estos problemas. La función de refuerzo del flujo implica el diseño, ubicación y operación integrados de los sistemas de levantamiento artificial y las bombas de refuerzo submarinas, que se combinan para superar las presiones existentes entre el yacimiento y la instalación de producción de superficie. La función de vigilancia del flujo se utiliza en un circuito de realimentación para medir la presión, la temperatura, las tasas de flujo y un sinnúmero de otras variables que

resultan esenciales en lo que respecta al ajuste de la operación de las bombas, los inyectores químicos y otros componentes, para optimizar el desempeño del sistema de producción.

Aseguramiento del flujo submarino

Para optimizar el retorno de la inversión, los operadores deben identificar y manejar cualquier cambio que pudiera afectar los fluidos de yacimiento durante su desplazamiento por el sistema de producción hasta la instalación de procesamiento. Algunos de estos cambios no son intuitivos y sólo se reconocen a través del análisis de las muestras de fluidos de yacimiento y del modelado del comportamiento de los fluidos entre el yacimiento y la instalación de procesamiento. Los especialistas en aseguramiento del flujo proveen un procedimiento multidisciplinario de muestreo, análisis y modelado de fluidos. La información derivada del análisis y el modelado del comportamiento de los fluidos sirve como base para el desarrollo de una estrategia de producción global.

La acumulación de parafinas, hidratos, asfaltos, incrustaciones, y otros temas relacionados con el aseguramiento del flujo, deben encararse en las primeras etapas de la fase de diseño del sistema de producción. En realidad, el proceso de trabajo del aseguramiento del flujo comienza con el muestreo del fluido de formación durante la fase de perforación del programa de exploración y evaluación (arriba, a la izquierda).¹²

El análisis de las muestras de fluidos de yacimiento es fundamental para la definición de los comportamientos de fases y las propiedades físicas del petróleo, el gas y el agua producidos en un yacimiento. Más importante aún, este análisis permite identificar y caracterizar el comportamiento de fases de las ceras, los asfaltos y los hidratos que precipitan de los fluidos de yacimiento con los cambios de temperatura y presión. Otros componentes importantes de la corriente de producción serán revelados a través del análisis de muestras. Por ejemplo, algunos fluidos de yacimiento contienen trazas de corrosivos tales como el dióxido de carbono, el ácido

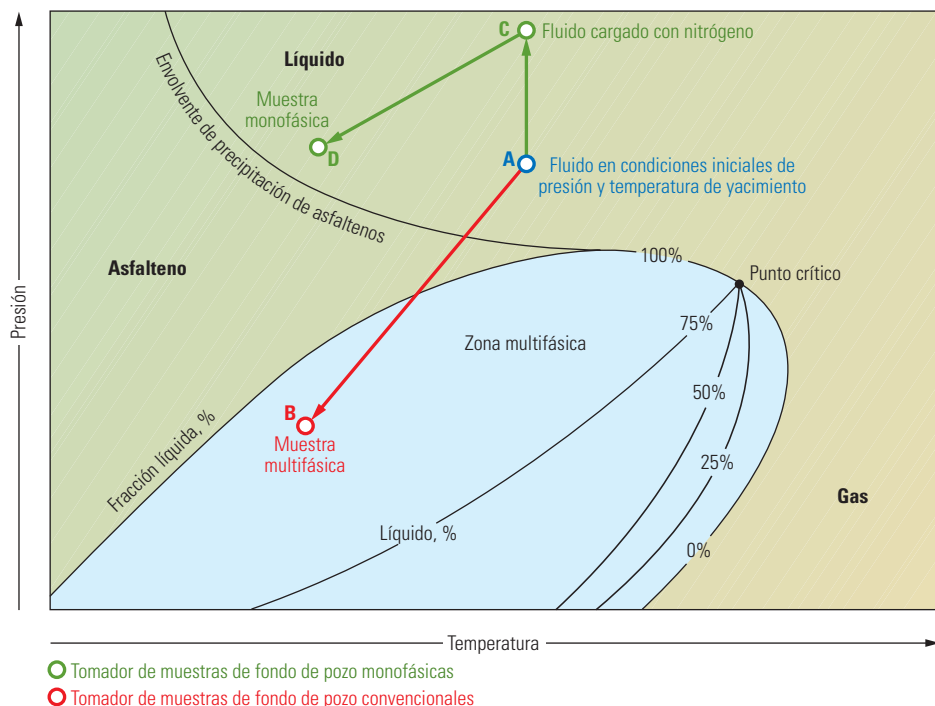
9. El efecto Joule-Thompson produce un cambio de temperatura cuando el gas se expande. A menudo se asume que este cambio produce una reducción de la temperatura. No obstante, el cambio de temperatura depende del punto de inversión del gas. Cada gas posee su propio punto de inversión, que es definido por la temperatura y la presión. Por debajo del punto de inversión, el gas se enfría y por encima de ese punto, se calienta.

10. Los asfaltos se definen como los componentes pentanos o heptanos normales insolubles de los petróleos crudos que son solubles en tolueno. Para obtener mayor información, consulte: Jamaluddin AKM, Joshi N, Joseph D, D'Cruz D, Ross B, Creek J, Kabir CS y McFadden JD: "Laboratory Techniques to Define the Asphaltene Precipitation Envelope," Sociedad del

Petróleo del Instituto Canadiense de Minería, Metalurgia y Petróleo, artículo 2000-68, presentado en la Conferencia Internacional del Petróleo de Canadá 2000 de la Sociedad del Petróleo, Calgary, 4 al 8 de junio de 2000.

11. Para obtener mayor información sobre hidratos de gas, consulte: Collett TS, Lewis R y Uchida T: "El creciente interés en los hidratos de gas," *Oilfield Review* 12, no. 2 (Otoño de 2000): 46-61.

12. Ratulowski J, Amin A, Hammami A, Muhammad M y Riding M: "Flow Assurance and Subsea Productivity: Closing the Loop with Connectivity and Measurements," artículo de la SPE 90244, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 26 al 29 de septiembre de 2004.



▲ Muestreo de fluidos compensado por presión. Este diagrama de fases ilustra los cambios de presión y temperatura que experimentarán las muestras de fluidos al ser extraídas de un yacimiento y llevadas a la superficie. El Punto A representa una muestra monofásica tomada en condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Al llegar a la superficie en un recipiente para muestras convencional, la reducción de temperatura y la subsiguiente caída de presión hacen que los asfaltenos se separen de la solución y los componentes más livianos se expandan en una fase gaseosa, en el Punto B. Una muestra idéntica extraída con un tomador de muestras de fondo de pozo monofásico será presurizada hasta alcanzar el Punto C antes de ser llevada a la superficie. Bajo presión, esta muestra no cruza la envolvente de precipitación de asfaltenos antes de alcanzar la temperatura ambiente en el Punto D.

sulfhídrico o el mercurio; otros pueden contener elementos tales como el níquel o el vanadio que inhiben los catalizadores de refinación aguas abajo.

Las propiedades de los fluidos producidos inciden en el diseño de una instalación de producción; sus componentes, metalurgia, planes operacionales, planes de contingencias y programas de remediación. Sin embargo, los datos recolectados en muestras de calidad pobre proveen resultados igualmente pobres, lo que conduce al sobredimensionamiento o al subdimensionamiento de la instalación de producción o a supuestos erróneos sobre los procedimientos de operación.

Las propiedades de los fluidos de yacimiento pueden determinarse en forma óptima mediante pruebas efectuadas en muestras representativas. Las muestras pueden tomarse utilizando probadores de formación operados con cable, tales como el Probador Modular de la Dinámica de la Información MDT o el Probador de la Dinámica de Formación de Pozo Entubado CHDT, durante las pruebas de producción efectuadas a través

de la sarta de perforación (DST, por sus siglas en inglés), o utilizando un separador de superficie. Las muestras extraídas utilizando probadores de formación operados con cable representan un valor tomado en un punto del pozo, mientras que las muestras obtenidas durante una prueba de pozo representan un promedio a lo largo de un intervalo productivo. No obstante, las propiedades de los fluidos pueden variar a través de un campo petrolero o a través de un yacimiento.¹³

Toda vez que sea posible, se deben considerar muestras tomadas en múltiples profundidades o en múltiples pozos para identificar y cuantificar las variaciones. La comprensión de la magnitud y naturaleza de la variación composicional es importante para el diseño del sistema. Estas muestras deben obtenerse en las primeras etapas de la vida productiva del campo petrolero, durante la fase de perforación, antes de que la producción agote el yacimiento por debajo de la presión de saturación.

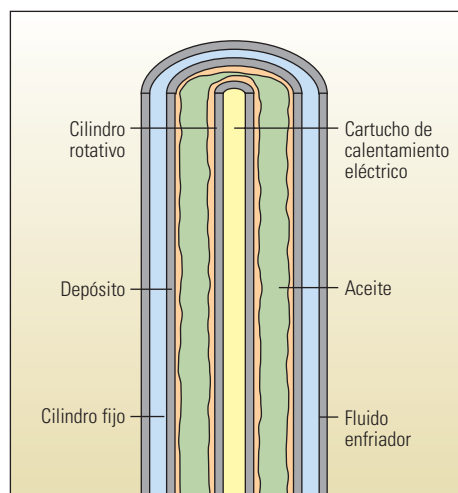
Los modelos de aseguramiento del flujo ponen de manifiesto la necesidad de contar con muestras representativas. Las muestras de fluidos

ideales se obtienen en condiciones de yacimiento, por encima del punto de burbujeo, sin precipitación de asfaltenos y con niveles de contaminación de bajos a nulos. En el laboratorio, este tipo de muestra sería virtualmente idéntica al fluido del yacimiento. Lamentablemente, algunos de los mismos sólidos que se separan de la solución durante la producción también se separan de la solución durante el proceso de muestreo.¹⁴ Cuando las muestras se llevan a la superficie, los cambios de temperatura y presión pueden producir cambios de fase que alteran la muestra de fluido. Las muestras también pueden alterarse por la contaminación, frecuentemente causada por el filtrado del fluido de perforación.

Avances en términos de muestreo y análisis

Afortunadamente, existen estrategias para la obtención de muestras buenas que reducen las posibilidades de contaminación y cambios de fases. Por ejemplo, la herramienta MDT puede extraer muestras de fluidos de fondo de pozo en condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Un sistema Analizador Óptico de Fluidos OFA ubicado en el interior de la herramienta MDT provee una medida cualitativa de la contaminación con el filtrado de lodo que ingresa desde la zona invadida de la formación que rodea a un pozo. En relación con los lodos base aceite, la contaminación de las muestras puede vigilarse cuantitativamente utilizando el Monitor de Contaminación de Aceite OCM.¹⁵ Un detector de metano en el módulo del Analizador de Fluidos Vivos LFA de la herramienta MDT provee una medida del contenido de gas en la fase petróleo y permite el cálculo de la relación gas/petróleo (RGP). Este módulo permite verificar que la presión del fluido no haya caído por debajo del punto de burbujeo durante el muestreo.¹⁶ La caída de la presión por debajo del punto de burbujeo convertiría a un fluido monofásico en bifásico y haría que la muestra no fuera representativa.

En el pasado, las muestras de fondo de pozo invariablemente experimentaban una caída por debajo del punto de burbujeo cuando la temperatura y la presión se reducían mientras la herramienta de muestreo era llevada a la superficie. Las cámaras de muestreo que poseían los primeros probadores de formación de fondo de pozo estaban diseñadas para tolerar las presiones de fondo de pozo, pero no para mantener dichas presiones en la muestra de fluido en sí. Oilphase, adquirida por Schlumberger en 1993, desarrolló una cámara para muestras múltiples monofásicas para superar este problema.



^ Sección transversal de una célula de sedimentación por cizalladura. Para simular las condiciones existentes en el interior de una línea de flujo, se generan fuerzas de cizalladura (corte) en la muestra de fluido de yacimiento a medida que ésta rota entre un cilindro interno rotativo y un cilindro externo fijo. Posteriormente, se miden el espesor y la composición de cualquier material depositado.

Una vez que el módulo de bombeo de la herramienta MDT de fondo de pozo llena una cámara para muestras múltiples monofásicas a la presión de yacimiento, una carga de nitrógeno provee la sobrepresión necesaria para compensar cualquier caída de presión inducida por la temperatura cuando se recupera y se lleva la muestra a la superficie. Esto impide la expansión de la muestra para mantener el fluido en una sola fase (página anterior). En muchos casos, se baja una cámara para muestras múltiples monofásicas junto con un módulo de muestras múltiples para permitir el transporte de las muestras de fluidos de yacimiento presurizadas fuera de la localización del pozo, a un laboratorio de análisis de fluidos para estudios de la relación presión-volumen-temperatura (PVT).

Estos sistemas de muestreo comprobados en el campo también se utilizan en aplicaciones de pozos entubados. La herramienta CHDT es totalmente combinable con los módulos de la herramienta MDT, tales como el módulo de bombeo, el módulo de muestras múltiples y el

módulo OFA. Se pueden obtener otras muestras de fluido de formación con un portamuestras operado con DST que complementa a los tomadores de muestras operados con cable existentes y los servicios de muestreo de superficie. Estos transportadores pueden emplearse para recolectar muestras en pozos que contienen ácido sulfhídrico y en pozos de alta temperatura, alta presión o petróleo pesado.

En la superficie, las muestras de fluido pueden obtenerse de un separador. En los pozos productores, las muestras de fluido recombinadas provenientes de un separador quizás sean la única opción disponible para determinar el comportamiento de fases del yacimiento. El servicio de muestreo y análisis de fluidos Oilphase-DBR provee botellas para muestras monofásicas para el transporte de muestras de fluido presurizadas y también puede proveer botellas para el transporte de muestras de gas presurizadas.

Los analistas adoptan un procedimiento incremental de pruebas de muestras, permitiendo que los resultados iniciales dictaminen el curso de las pruebas subsiguientes. Primero se analizan la composición y propiedades de fluidos básicas de la muestra. A continuación, las muestras se someten a un proceso de clasificación de ceras, asfaltenos e hidratos; las muestras que clasifican como positivas se someten a un análisis detallado ulterior. Las muestras de fluidos vivos—aquellas en las que el gas disuelto es preservado en las muestras de petróleo o en las que las fracciones pesadas se mantienen en la fase vapor de las muestras de gas—son sometidas a prueba bajo condiciones de laboratorio especiales. Las pruebas PVT, la cromatografía gaseosa y la espectrometría de masa ayudan a analizar el comportamiento de fases, la composición de los fluidos y las propiedades de flujo.

El servicio Oilphase-DBR utiliza diversas técnicas especiales para analizar los fluidos de yacimiento y cuantificar las condiciones que favorecen la acumulación de parafinas, hidratos y asfaltenos en el sistema de producción. Las condiciones para la formación de hidratos se miden tanto en la región monofásica como en la región bifásica, mientras que los límites de preci-

pitación, la cinética del crecimiento, la morfología y la solubilidad se caracterizan tanto visual como cuantitativamente.

Un sistema de detección de sólidos basado en un rayo láser evalúa los cambios de presión, temperatura o composición para definir el punto en el cual precipitan los sólidos en una muestra. El sistema de detección de sólidos proyecta una luz láser de la región infrarroja cercana del espectro a través del fluido de yacimiento en una célula PVT especial. La intensidad de la luz láser transmitida decrece cuando se inicia la precipitación de asfaltenos. Un microscopio de alta presión permite que los analistas observen en forma directa el inicio y el crecimiento de los precipitados sólidos orgánicos, a presiones de 20,000 lpc [138 MPa] y a temperaturas de hasta 200°C [392°F]. Este microscopio puede definir la cantidad y morfología de los sólidos orgánicos a medida que crecen, con el fin de evaluar y optimizar la efectividad de los diversos productos químicos para la inhibición y remediación de sólidos. Se utiliza un reómetro de alta presión del tipo de esfuerzo controlado, operable hasta 6,000 lpc [41.3 MPa] y 150°C [302°F], para definir la reología de los crudos parafínicos.

Para comprender mejor cómo se acumulan las parafinas, las incrustaciones y los asfaltenos, los analistas utilizan una célula de sedimentación por cizalladura rotativa para modelar el flujo turbulento y la cizalladura bajo las condiciones de presión y temperatura existentes en el interior de una línea de flujo (izquierda). Dado que las irregularidades superficiales tales como el óxido, las picaduras por corrosión o la porosidad inciden en los regímenes de sedimentación, se pueden insertar en la célula camisas especiales para simular la superficie interna de la línea de flujo. Después de correr la célula de sedimentación por cizalladura, los analistas remueven las camisas insertas para medir el espesor y la composición de las acumulaciones.

Estas tecnologías de avanzada asisten a los especialistas en aseguramiento de la producción en la definición de los comportamientos de los fluidos de yacimiento para reducir la incertidumbre y el potencial sobredimensionamiento del sistema de producción.

Los resultados de las pruebas de las muestras de fluido se ingresan en la aplicación de modelado para abordar los desafíos asociados con el aseguramiento del flujo. Se puede utilizar el modelado del análisis del sistema de producción PIPESIM para predecir la capacidad de retención de líquido y la pérdida de presión, además de simular los regímenes de flujo y el flujo multifásico entre los pozos, las líneas de conducción y

13. Ratulowski J, Fuex A, Westrich JT y Seiler JJ: "Theoretical and Experimental Investigation of Isothermal Compositional Grading," artículo de la SPE 84777, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering* 6, no. 3 (Junio de 2003): 168–175.

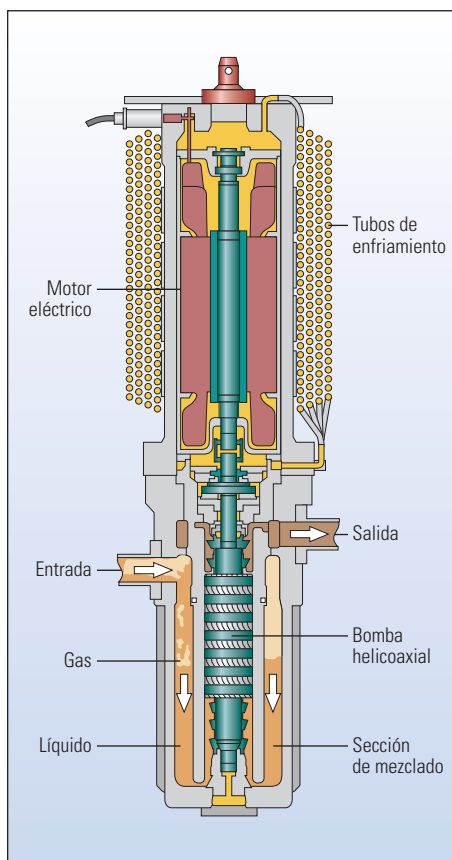
Para obtener mayor información sobre la variación de las propiedades de los fluidos en un pozo vertical, consulte: Betancourt S, Fujisawa G, Mullins OC, Carnegie A, Dong C, Kurkjian A, Eriksen KO, Haggag M, Jaramillo AR y Terabayashi H: "Análisis de hidrocarburos en el pozo," *Oilfield Review* 15, no. 3 (Invierno de 2003): 60–69.

14. Ratulowski et al, referencia 12.

15. Para obtener mayor información sobre la medición de la contaminación producida por el lodo en muestras de

fluido de fondo de pozo, consulte: Andrews JR, Beck G, Chen A, Cribbs M, Fadnes FH, Irvine-Fortescue J, Williams S, Hashem M, Jamaluddin A, Kurkjian A, Sass B, Mullins OC, Rylander E y Van Dusen A: "Cuantificación de la contaminación utilizando el color del crudo y del condensado" *Oilfield Review* 13, no. 3 (Invierno de 2001/2002): 24–43.

16. Para obtener mayor información acerca de los efectos de la presión y la temperatura sobre las muestras de hidrocarburos y ver un análisis de las herramientas de evaluación de propiedades de fluidos en el fondo del pozo, consulte: Betancourt et al, referencia 13.



▲ Bomba de refuerzo multifásica submarina Framo. Esta bomba utiliza un diseño modular consistente en una unidad de bombeo e impulsión integrada. La unidad de impulsión puede ser accionada por un motor eléctrico o por una turbina hidráulica. Todos los componentes sujetos a desgaste y deterioro se encuentran instalados en un cartucho de fácil recuperación, que puede recibir mantenimiento desde una embarcación para operaciones de intervención.

el equipo de proceso. Utilizando esta aplicación de modelado, los especialistas en aseguramiento de la producción submarina determinan el tamaño óptimo de las líneas de conducción y los equipos, realizan cálculos de transferencia térmica y generan modelos de flujo para predecir las condiciones bajo las cuales se forman los hidratos. Igualmente importante es el hecho de que el programa también modela los efectos de los inhibidores o los sistemas de remediación de hidratos. Estos modelos se integran en el proceso de diseño de ingeniería inicial para desarrollar sistemas de producción y estrategias de operabilidad óptimas que no estén sobredimensionados ni subdimensionados.

Las estrategias de manejo de la función de aseguramiento del flujo, desarrolladas en base al análisis de muestras de fluido, generalmente adoptan la forma de manejo térmico, manejo de la presión, tratamientos químicos y remediación

mecánica.¹⁷ El manejo térmico habitualmente consiste en la circulación de fluidos calientes, el calentamiento eléctrico y el aislamiento de la línea de flujo. El manejo de la presión puede realizarse con las bombas de fondo de pozo y las bombas de refuerzo de lecho marino. Se inyectan tratamientos químicos en el sistema de producción para inhibir la corrosión o la acumulación de ceras, incrustaciones e hidratos. La remediación mecánica normalmente implica la limpieza de las líneas de flujo con taco.¹⁸

Manejo de la presión a través de la función de refuerzo del flujo

Más allá de su rol crítico con respecto al control de los cambios de fase de los fluidos de yacimiento, la presión es la fuerza impulsora que desplaza esos fluidos desde el espacio poroso hasta las instalaciones de procesamiento. Para explotar los pozos submarinos, la presión del yacimiento debe trabajar contra las elevadas contrapresiones estáticas características de los empalmes extendidos y tubos ascendentes largos. Por contrapresión se entiende tanto la resistencia causada por la fricción del flujo como la carga piezométrica causada por el cambio de elevación entre el árbol de producción submarino y la instalación de superficie. La contrapresión invariablemente se impone cuando la presión del yacimiento declina con el tiempo.

En los pozos con árboles de producción secos convencionales, la presión en boca de pozo se reduce rutinariamente a valores que oscilan entre 100 y 200 lpc [689 y 1,379 kPa] antes de su abandono.¹⁹ Por el contrario, los pozos submarinos con empalmes largos quizás deban abandonarse mucho antes y a presiones más elevadas, que a veces alcanzan 2,000 lpc [13.8 MPa] en el árbol de producción submarino o sumergido.²⁰ Tales presiones de abandono elevadas quedan dictaminadas por la contrapresión del árbol de producción sumergido, que aumenta en proporción a la extensión de la línea de flujo y el tubo ascendente, además de la cantidad de estrangulamientos causados por los accesorios o las acumulaciones dentro del sistema de producción.

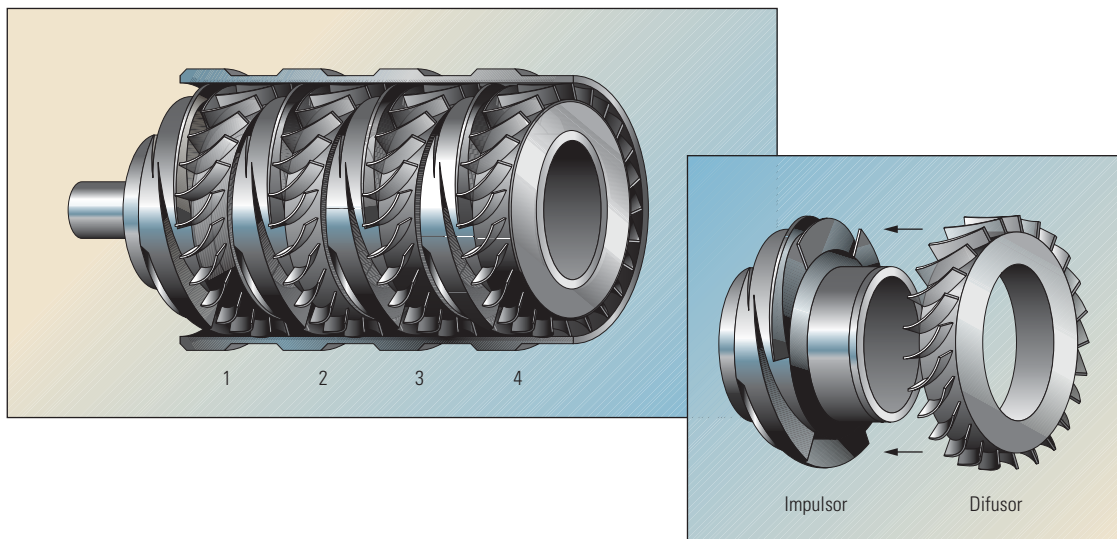
El aumento de la contrapresión requiere una presión de flujo de fondo de pozo más elevada para mantener la producción. Habitualmente, si no se utiliza algún tipo de sistema de levantamiento artificial, este aumento de la contrapresión produce una declinación de la producción del yacimiento. Por lo tanto, para continuar produciendo los fluidos de yacimiento a través de la línea de flujo hacia la instalación de procesamiento es necesario reducir esta contrapresión.

La función de refuerzo del flujo ayuda a manejar las presiones en el sistema de producción utilizando dos enfoques complementarios. Primero, si es necesario se emplean métodos de levantamiento artificial de fondo de pozo, especialmente cuando la baja presión de empuje del yacimiento no puede sostener tasas de producción aceptables o se combinan relaciones gas/petróleo (RGP) bajas con petróleo altamente viscoso. En segundo lugar, se utilizan bombas de refuerzo de lecho marino para impulsar los fluidos producidos a lo largo de toda la extensión de la línea de flujo y a través del tubo ascendente de producción.

Los sistemas de levantamiento artificial se instalan para hacer aumentar la energía en el fondo del pozo o para reducir la densidad efectiva del fluido en un pozo, reduciendo así la carga hidrostática sobre la formación productora. Los métodos de levantamiento artificial mejoran la recuperación mediante la reducción de la presión de fondo de pozo a la cual se debe abandonar un pozo. El levantamiento artificial por gas y las bombas ESPs constituyen las dos formas más comunes de levantamiento artificial en los pozos submarinos.²¹

Los operadores utilizan rutinariamente el método de levantamiento artificial por gas para maximizar la caída de presión frente a la formación e incrementar la producción total de sus pozos de petróleo marinos. Un sistema de levantamiento artificial por gas extrae gas de alta presión de una instalación de producción de superficie y lo inyecta en el espacio anular de la tubería de revestimiento de un pozo. Luego, el gas es inyectado en los fluidos de la tubería de producción a través de una válvula alojada en un mandril con bolsillo lateral, enroscado en la sarta de producción. El gas inyectado reduce la densidad de los fluidos producidos en la tubería de producción y los transporta al cabezal de producción. Mediante la reducción del peso de la columna hidrostática en la tubería, el gas reduce la contrapresión ejercida sobre la formación productora posibilitando un mayor flujo del yacimiento al pozo.

La recuperación total aumentará con la profundidad a la cual se inyecta el gas. Esta profundidad queda limitada por el valor nominal de la presión de operación de las válvulas de levantamiento artificial por gas estándar. Se necesita compresión de superficie para empujar el gas de levantamiento hacia puntos de inyección más profundos, pero esta presión de compresión no debe exceder el valor nominal máximo de la presión de operación de la válvula de levantamiento artificial por gas. Estas válvu-



▲ Bomba de refuerzo helicoidal. Esta bomba Framo posee cuatro etapas, cada una de las cuales comprende un impulsor y un difusor. El diseño combina las capacidades de un impulsor centrífugo con un compresor de gas axial y puede operar a lo largo de una gama de fases, desde líquido puro hasta gas puro.

las habitualmente se regulan para inyectar gas a presiones de operación de 2,500 lpc [17.2 MPa], en la profundidad de la válvula. Más allá de esta presión, el fuelle que se encuentra dentro de la válvula gradualmente se fatiga, lo que produce la falla de la válvula con el tiempo.

A medida que los operadores se aventuran en áreas de aguas más profundas, se requieren presiones de operación más elevadas y mayores profundidades de las válvulas de levantamiento para la explotación de sus pozos submarinos. Estos requisitos están siendo abordados por los nuevos desarrollos registrados en la tecnología de levantamiento artificial por gas. Utilizando la tecnología del sistema de levantamiento artificial por gas de alta presión XLift de Schlumberger, las válvulas de levantamiento artificial por gas con fuelles regulados a una presión de 5,000 lpc [34.5 MPa] pueden tratar el gas a presiones de compresión mayores que las permitidas por las válvulas estándar. Estos valores nominales de presión más altos permiten que las válvulas sean instaladas en puntos más profundos, lo que posibilita una mayor caída de presión, la extensión de la vida productiva del pozo y la incorporación de reservas.

Cuando la presencia de crudos pesados, el acceso limitado al gas de inyección, los altos cortes de agua o las bajas presiones de fondo de pozo impiden la implementación de la opción de levantamiento artificial por gas, se puede utilizar un sistema de bombeo ESP. Los sistemas de bombeo ESP imparten una fuerza centrífuga para presurizar los fluidos del pozo y son capaces de levantar los fluidos desde profundidades de 6,100 m [20,000 pies] o mayores. Con potencias nominales de hasta 1,500 hp [1,119 kW],

pueden desplazar hasta 15,890 m³/d [100,000 B/D] de fluidos, dependiendo de los requisitos de diámetro de la tubería de revestimiento y de reducción de la presión.²²

En el lecho marino, las bombas multifásicas proveen capacidades de refuerzo de flujo adicionales que ayudan a extender la vida productiva de los campos petroleros. Cuando la contrapresión de un empalme y un tubo ascendente largos impiden que un pozo fluya naturalmente, una bomba de refuerzo instalada cerca del cabezal de producción puede ayudar a reducir la presión en boca de pozo (página anterior). El efecto generado sobre el pozo es una reducción de la contrapresión, lo que permite un mayor flujo desde el pozo. En lugar de abandonar los pozos submarinos a presiones más elevadas, que en ocasiones alcanzan 2,000 lpc, los operadores pueden utilizar bombas de refuerzo para extender la producción mediante la reducción de las presiones en boca de pozo, que en ciertos casos pueden alcanzar valores de tan sólo 50 lpc [345 kPa].

Mediante la provisión de presión adicional para la función de refuerzo del flujo, las bombas de refuerzo de lecho marino también desempeñan un rol importante en lo que respecta al aseguramiento del flujo. Sin presión suficiente en la línea de flujo, una corriente de producción tarde o temprano se separará en múltiples fases. El gas será liberado de la solución y la atracción gravitatoria estratificará los fluidos. El gas, que fluye en el lado alto de la tubería, sobrepasará al petróleo y al agua ya que éstos fluyen más lentamente a lo largo del fondo. Las condiciones de flujo transitorio resultantes pueden provocar alteraciones de proceso en el equipo de producción de superficie.

Las bombas de refuerzo multifásicas presurizan las corrientes de producción, comprimiendo el gas y a veces haciendo que vuelva a estar en solución (arriba). Una corriente de producción es expulsada desde una bomba de refuerzo multi-

17. Ratulowski et al, referencia 12.

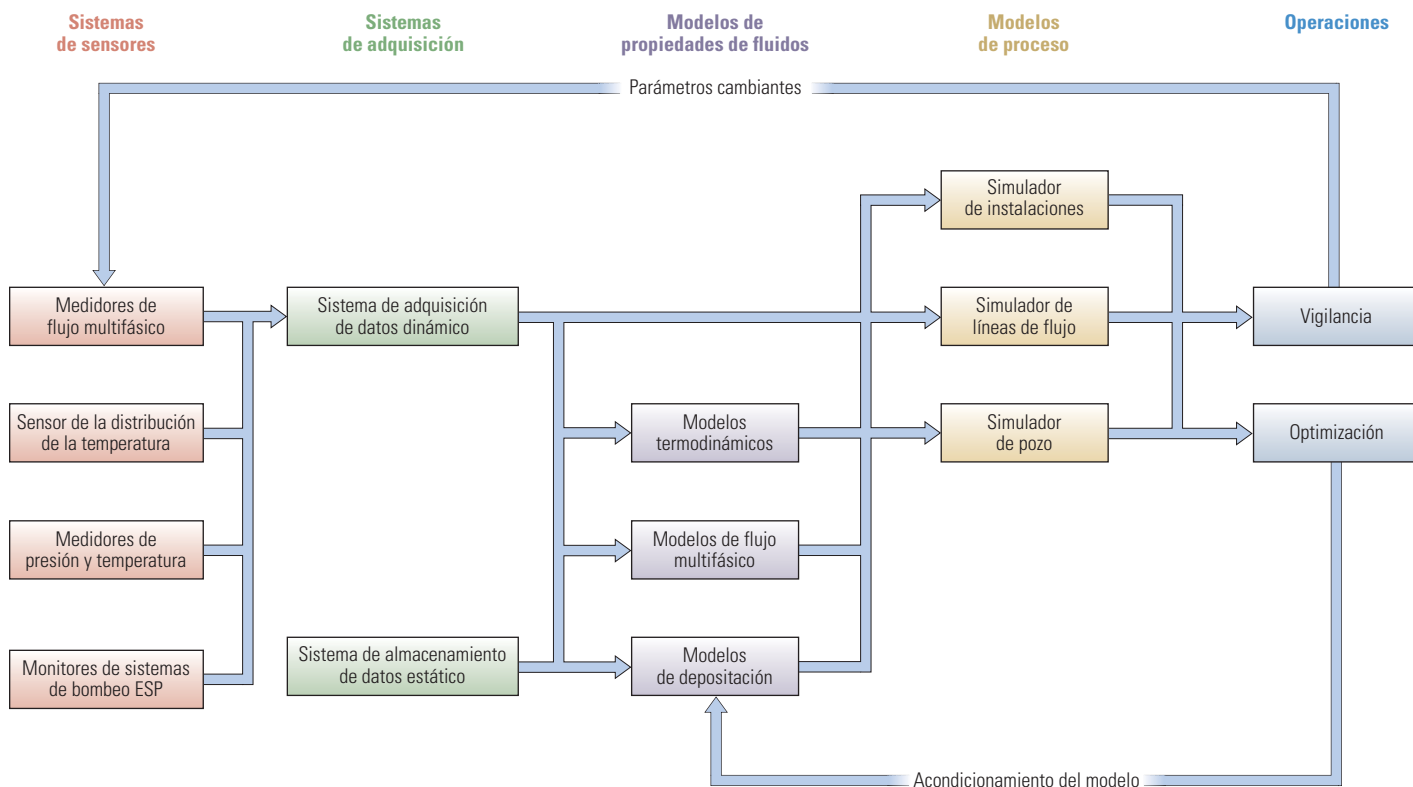
18. La limpieza con taco permite que los operadores limpien o inspeccionen las líneas de conducción mediante el bombeo de un dispositivo esférico o cilíndrico, conocido como taco limpiador, a través de la tubería. El fluido que fluye a través de la tubería impulsa el taco limpiador a lo largo de la línea de conducción. Los pistones rascadores están provistos de copas, cepillos, discos o paletas para eliminar el óxido, la cera, las incrustaciones o los detritos que se acumulan dentro de los tubos. Otros tipos de tacos limpiadores, a menudo aludidos como tacos inteligentes, pueden llevar cámaras, sensores magnéticos o ultrasónicos y dispositivos telemétricos para detectar problemas de corrosión, fisuras y muescas, o para medir la temperatura, la presión o la acumulación de cera.

19. Las terminaciones de pozos marinos pueden clasificarse en forma vaga como terminaciones de tipo "árbol de producción seco" o "árbol de producción sumergido (o húmedo)," dependiendo de dónde esté ubicado el cabezal o "árbol de producción." Por lo general, las terminaciones de pozos de tipo árbol de producción seco se utilizan en aguas someras a moderadamente profundas, donde los cabezales de producción se colocan en las plataformas, por encima del nivel del mar. En aguas moderadamente profundas, los árboles de producción secos pueden colocarse en torres articuladas, spars y plataformas de cables tensados. Contrariamente, un árbol de producción sumergido corresponde a una terminación de pozo submarino en áreas de aguas profundas y ultraprofundas. El cabezal de producción se sitúa en el lecho marino y la producción del pozo es enviada por tubería desde el árbol de producción submarino hasta la plataforma.

20. Devegowda D y Scott SL: "An Assessment of Subsea Production Systems," artículo de la SPE 84045, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.

21. Shepler R, White T, Amin A y Shippen S: "Flow Boosting Key to Subsea Well Productivity," presentado en la Conferencia de Tecnología Marina de Aguas Profundas, Nueva Orleans, 30 de noviembre al 2 de diciembre de 2004.

22. Shepler et al, referencia 21.



^ Integración del proceso de vigilancia en la función de aseguramiento del flujo. Los datos tales como temperaturas, presiones y tasas de flujo, son recolectados desde sensores situados en diversos puntos del sistema de producción. Los modelos utilizados durante la etapa de diseño son condicionados para procesar los datos de los sensores. Estos modelos pueden ser utilizados luego para determinar el estado actual del sistema y optimizarlo a través de una serie de carreras del tipo "qué sucede si."

física como un líquido homogéneo, en condiciones de presión y temperatura elevadas y con un régimen de flujo estacionario. Al salir de la bomba de refuerzo, el calor impartido por la bomba es evacuado por la corriente de producción, lo que ayuda a reducir los problemas de formación de hidratos y ceras. Al mismo tiempo, el incremento de presión ayuda a aumentar las velocidades de flujo. El calor y la presión adicionales suministrados por la bomba pueden tener una influencia positiva sobre el aseguramiento del flujo.

Las bombas de refuerzo multifásicas desempeñan un rol crucial en la producción submarina, cuando se utilizan en conjunto con los sistemas de levantamiento artificial por gas de fondo de pozo. El comportamiento del gas inyectado en la corriente de producción debe ser considerado en el plan de operabilidad de la línea de flujo cuando se utiliza el método de levantamiento artificial por gas. Ya sea que se inyecte o se libere, el gas fluirá a lo largo del lado alto de una línea de flujo obstaculizando el movimiento de los fluidos a través de la misma.²³ Sin embargo,

las bombas de refuerzo multifásicas submarinas son capaces de tratar una gama de fases de fluidos que oscilan entre 100% de agua y 100% de gas y pueden manejar los flujos transitorios generados en la línea de flujo como resultado de la separación del gas.

Mediante la compresión del gas que vuelve a estar en solución, la reducción del volumen de gas resultante permite que se transporte más líquido dentro del mismo volumen de tubería. Alternativamente, se puede utilizar la bomba de refuerzo para hacer fluir el mismo volumen de fluido a través de una línea de flujo de menor diámetro. El aumento subsiguiente de la velocidad de flujo ayuda a reducir la pérdida de calor, reduciendo así el riesgo de formación de hidratos y la acumulación de ceras.

Cuando se utiliza en conjunto con un sistema ESP, el proceso de refuerzo multifásico de lecho marino absorbe parte de la carga correspondiente a la bomba de fondo de pozo. En las aplicaciones de árboles de producción secos convencionales, el sistema ESP debe ser suficientemente potente como para levantar los fluidos y llevarlos al sepa-

rador. No obstante, en las áreas de aguas ultraprofundas, el tamaño de la bomba ESP debe ser suficiente como para bombear los fluidos hacia el árbol de producción sumergido, pasando a través del empalme, y por el tubo ascendente hasta el separador superior. Con los empalmes extendidos existentes en las áreas de aguas ultraprofundas, se debe incrementar la capacidad del sistema ESP y el número de etapas de la bomba, duplicando a veces la potencia con respecto a la que se necesita para bombear el fluido a la superficie. No obstante, la vida operativa se reduce sustancialmente al aumentar el tamaño del motor.

Con una bomba de refuerzo multifásica de lecho marino, se puede reducir el tamaño del sistema ESP, prolongando de este modo su vida operativa y reduciendo el número de intervenciones requeridas.

Vigilancia del flujo

Para prever y manejar las condiciones existentes en los sistemas de producción submarinos, los operadores requieren la capacidad de vigilar, medir y analizar los atributos clave, además de disponer de algún medio para controlar los procesos submarinos. Los sistemas de producción hacen uso de la instrumentación y el control para predecir y mitigar los problemas relacionados con las funciones de aseguramiento y refuerzo del flujo. Mediante la obtención de mediciones para caracterizar el sistema en tiempo real, los operadores logran minimizar el consumo de químicos o reducir el aporte de energía al sistema a través de la reducción de los requisitos de calentamiento de la línea de flujo o de la frecuencia de las operaciones de limpieza con taco limpiador.

Importantes parámetros de fondo de pozo, tales como datos de temperatura, presión, tasa de flujo, densidad de fluido y capacidad de retención de agua, pueden ser rastreados en tiempo real por el monitor de producción permanente integrado FloWatcher. Los medidores de flujo submarinos, tales como el servicio fijo de vigilancia rutinaria de la producción de pozos multifásicos PhaseWatcher, miden la tasa de flujo multifásico y la capacidad de retención, pero no requieren separación de fases y son insensibles a los flujos tipo tapón, espumas y emulsiones.²⁴ Estos sistemas pueden combinarse con otros sensores, tales como los detectores de arena, los medidores de presión y los sistemas de sensores de la distribución de la temperatura de fibra óptica, con el fin de proporcionar un flujo de datos continuo para el diagnóstico del desempeño de los pozos y las líneas de flujo. Esta información permite al operador tomar decisiones operacionales proactivas—cambiar la configuración de una válvula, reforzar la salida de una bomba o poner en marcha operaciones de inyección química—en base al análisis fáctico de los datos verificados.

La verificación de los datos constituye un aspecto importante del aseguramiento de la producción submarina. Los datos verificados son necesarios para garantizar que las decisiones se basen en información acertada y comprobada. Los datos pueden verificarse mediante la comparación de las mediciones de un sensor con las de otro sensor de corroboración. Por ejemplo, los datos DTS pueden compararse con los de los sensores de temperatura del árbol de producción, ubicados muy cerca del DTS. No obstante, en muchos casos, gran parte de la información de verificación simplemente no está disponible

debido a las bajas velocidades de transmisión de datos provistas por los sistemas de control de la producción.

El análisis generalmente requiere la comparación con datos más antiguos y el modelado en función del desempeño esperado. Una secuencia de tareas de vigilancia recolecta e integra los datos en un sistema de circuito cerrado para optimizar la producción ([página anterior](#)).²⁵

El sistema de vigilancia utiliza los datos adquiridos por los sensores en tiempo real, junto con los datos de fluidos y presión obtenidos durante la fase de perforación, para vigilar el estado del sistema general. Los mismos modelos de ingeniería utilizados para diseñar el sistema pueden utilizarse entonces para evaluar su desempeño.

Si bien los sistemas de vigilancia y control de pozos de lecho marino se instalan para mejorar la productividad de los pozos submarinos, la capacidad de estos sistemas puede verse obstaculizada por el ancho de banda de la transmisión. Los sistemas de transmisión de datos desplegados en áreas submarinas no siempre se han mantenido a tono con el rendimiento de los sensores. A medida que los dispositivos submarinos y de fondo de pozo se vuelven más inteligentes, proporcionando más datos y mayores niveles de diagnóstico y control, puede suceder que las comunicaciones resulten ser el eslabón más débil del sistema.

Grandes volúmenes de datos de alta velocidad deben pasar a la superficie para proporcionar al operador el control del sistema de producción en tiempo real.²⁶ No obstante, los comandos de control submarinos y los datos de vigilancia rutinaria de la producción, a menudo se reúnen en un sistema de transmisión común. Todos los datos y comandos pasan por uno de estos sistemas, aludido como sistema de control de la producción (PCS, por sus siglas en inglés), que ha sido diseñado en gran parte para el control de las válvulas submarinas. Si bien la mayor parte de las instalaciones de producción poseen sistemas en la parte superior para la transmisión segura de vastos volúmenes de datos de gran ancho de banda por todo el mundo, la infraestructura del lecho marino puede crear cuellos de botella en relación con la información, que demoran el análisis y las acciones oportunas para optimizar la producción.

Una forma de sortear el cuello de botella consiste en separar las funciones de control críticas en términos de seguridad, de los procesos de vigilancia submarinos. La separación se puede realizar a través de un sistema de vigilancia conforme a estándares industriales, con un enlace

de comunicaciones de red con la superficie, de gran ancho de banda. Este enlace de comunicaciones puede implementarse mediante la instalación de una fibra óptica de bajo costo, en la misma línea umbilical utilizada para el control del árbol de producción. Se ha desarrollado un módulo de vigilancia y control submarino (SMC, por sus siglas en inglés) como distribuidor de conectividad central, para el instrumental de fondo de pozo y submarino, que opera en conjunto con los sistemas tradicionales de control de válvulas de seguridad de boca de pozo PCS. Mediante la adopción de este procedimiento, el operador puede emplear un sistema de vigilancia sin interferir con las funciones de seguridad submarinas del sistema PCS; en realidad, su único impacto es la reducción del peso de la transmisión de datos sobre el sistema PCS. Al mismo tiempo, el sistema SMC permite la integración de los datos en la superficie, a través de enlaces estándar, lo que provee la capacidad de utilizar sistemas de manipulación y análisis de datos convencionales, similares a los utilizados en las instalaciones de procesamiento en tierra.

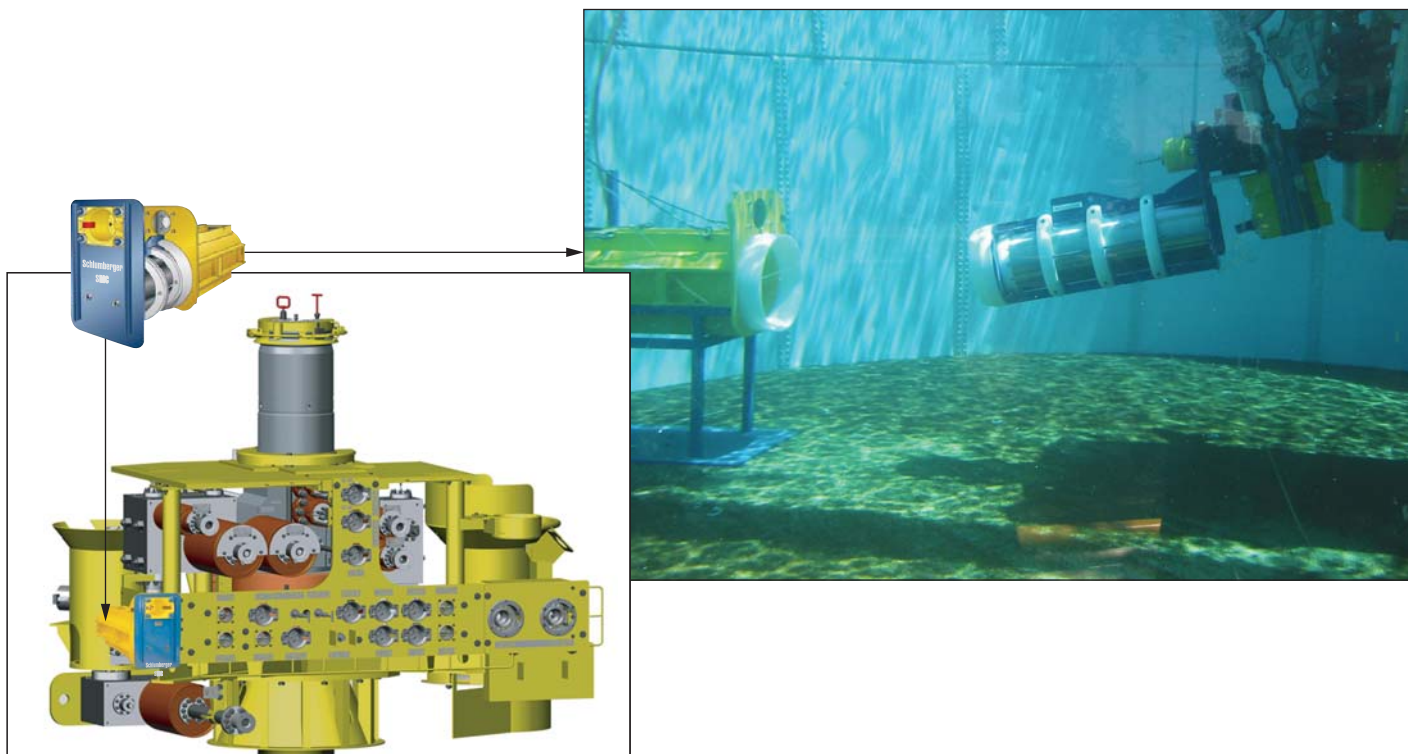
El módulo de vigilancia y control submarino permite que los dispositivos de adquisición y control de datos submarinos se comuniquen en forma directa entre el distribuidor de datos submarino y el distribuidor de datos de superficie, utilizando un enlace de datos de alta velocidad para evitar el pasaje a través de dispositivos intermediarios más lentos. El distribuidor de datos submarino conecta los sensores al sistema

23. Shepler et al, referencia 21.

24. Atkinson et al, referencia 5.

25. Ratulowski et al, referencia 12.

26. Amin A, Smedstad E y Riding M: "Role of Surveillance in Improving Subsea Productivity," artículo de la SPE 90209, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 26 al 29 de septiembre de 2004.



^ Componente del módulo de vigilancia y control submarino (SMC, por sus siglas en inglés) correspondiente al distribuidor de datos submarino. Un vehículo operado en forma remota (ROV, por sus siglas en inglés) inserta un distribuidor de datos submarino en un receptáculo, durante las pruebas de calificación (*extremo superior derecho*). El receptáculo, instalado en un árbol de producción submarino (*extremo inferior izquierdo*), provee capacidad de conexión de toma para la recuperación o el mejoramiento del distribuidor de datos en el lecho marino. El distribuidor de datos submarino (*extremo superior izquierdo*) manipula aportes de datos simultáneos provenientes de numerosos sensores instalados a lo largo del sistema de producción, incluyendo sensores de otros proveedores que operan en base a protocolos de estándares industriales. El distribuidor acepta datos de entrada provenientes de una amplia gama de tipos de sensores, tales como los medidores de temperatura y presión de fondo de pozo, los medidores de flujo monofásicos y multifásicos, las válvulas de control de flujo de fondo de pozo, los sistemas de sensores de la distribución de la temperatura, los monitores de bombas ESP, los monitores de bombas multifásicas submarinas y los detectores de arena.

de vigilancia (*arriba*). El distribuidor de datos de superficie está conectado a los sistemas de registración, análisis y alarma de datos.

El sistema SMC provee capacidades de comunicación por cable eléctrico u óptico, a velocidades de hasta 100 megabits/segundo; creando esencialmente una red de área local en el lecho marino. El paquete de vigilancia se instala en un árbol de producción o en un colector submarino y puede expandirse o mejorarse sin afectar la producción. El acatamiento del proce-

dimiento del Panel de Estandarización de Interfases de Pozos Inteligentes (IWIS, por sus siglas en inglés) de la industria permite que el sistema SMC abierto, de tipo “conectar y usar,” interactúe en forma continua, a velocidades de transmisión óptimas, con cualquier combinación de red de módulos de sensores de adquisición y módulos de control, propiedad de Schlumberger o de otros proveedores.²⁷

Escenario de vigilancia

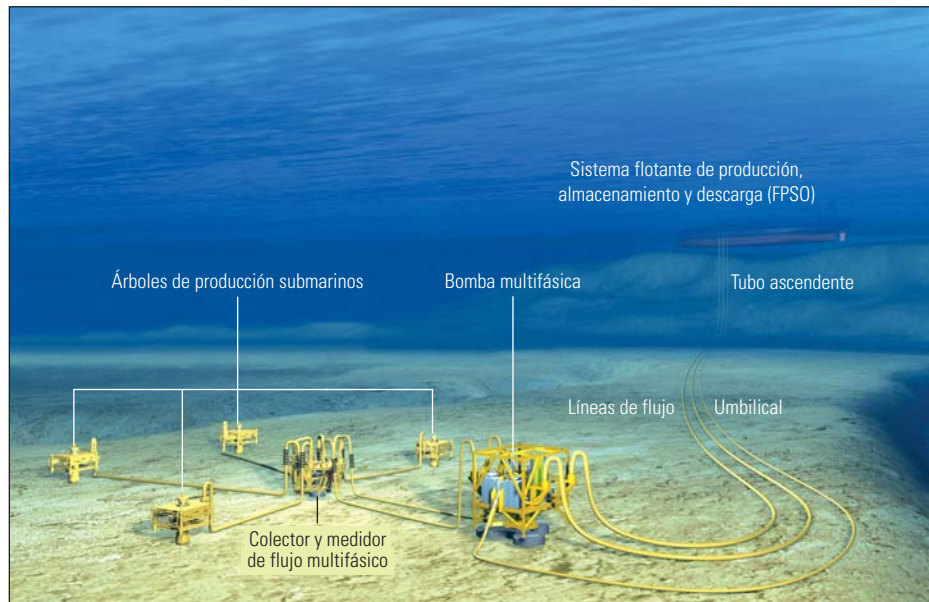
Los escenarios de vigilancia submarina han sido concebidos para probar la capacidad del sistema SMC de vigilar y detectar problemas relacionados con las funciones de refuerzo del flujo y aseguramiento del flujo. Un estudio de simulación de laboratorio, basado en un campo de aguas profundas del Golfo de México, hizo uso de los aportes de datos de diversos instrumentos reales y simulados, conectados físicamente a un sistema SMC. Dichos datos fueron proporcionados por medidores de presión y temperatura; un monitor de producción integrado FloWatcher para mediciones de tasas de flujo, densidad de fluido y

capacidad de retención; un sistema de vigilancia DTS de fibra óptica Sensa; una válvula de control de flujo y dispositivos simulados que representaban dos bombas ESPs, una bomba multifásica submarina y un medidor de flujo multifásico submarino (*próxima página, extremo superior*). Este ejemplo demuestra cómo un evento anormal puede desencadenar en otro, con posibilidades de afectar adversamente el sistema de producción.

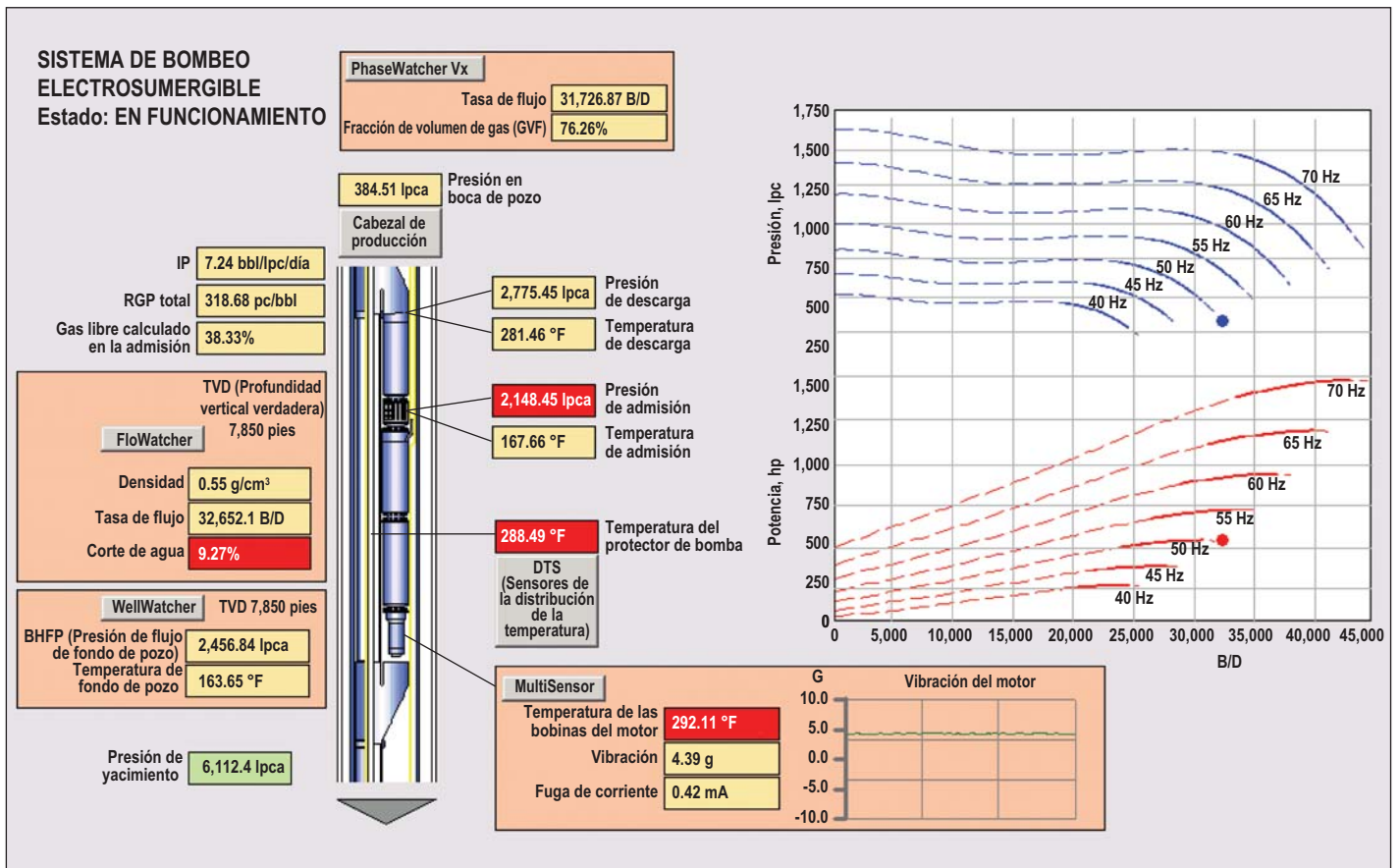
En esta simulación, las bobinas eléctricas de uno de los motores del sistema ESP comenzaron a recalentarse, haciendo sonar una alarma en la estación de trabajo del controlador cuando la temperatura de la bomba superó el punto de ajuste especificado.²⁸ Las curvas de desempeño del sistema ESP indicaban que la bomba estaba operando fuera de especificación, de modo que el personal de pruebas adoptó medidas correctivas para restituir la bomba a su estado operativo original antes de que se produjeran daños (*próxima página, extremo inferior*).

27. El Panel de Estandarización de Interfases de Pozos Inteligentes (IWIS, por sus siglas en inglés) se formó en el año 1995 como un proyecto industrial conjunto entre los operadores de campos de petróleo y gas y los fabricantes de equipos de fondo de pozo y las compañías de servicios. Su propósito manifiesto consiste en “Asistir en la integración de arquitecturas de potencia y comunicación de fondo del pozo, sistemas de control submarinos y estructuras correspondientes a la parte alta de las plataformas, mediante la provisión de especificaciones recomendadas (y estándares, si correspondiera) para las interfaces entre las mismas y otros requisitos de equipos asociados.” Para obtener mayor información sobre el proyecto industrial conjunto IWIS, consulte: <http://www.iwis-panel.com/index.asp> (Se accedió el 4 de febrero de 2005).

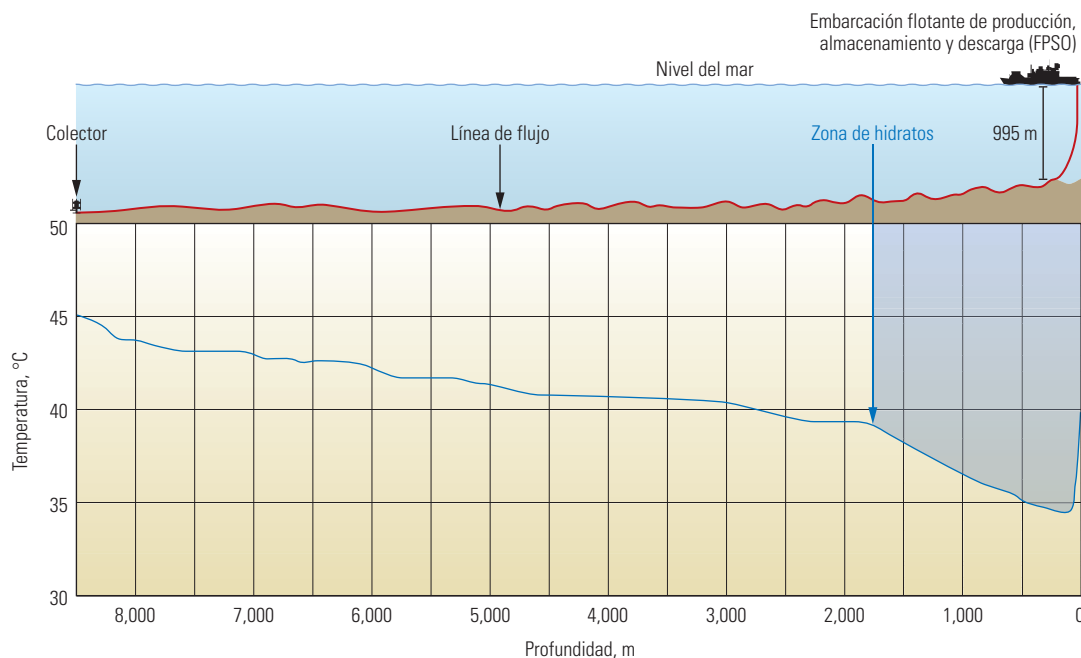
28. Shepler et al, referencia 21.



^ Instalación de lecho marino que incluye bomba multifásica, colector, árboles de producción submarinos y línea de flujo y que conduce a un sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO, por sus siglas en inglés) distante. Esta instalación típica sirvió como modelo para un escenario de laboratorio en el que se detectó un aumento de la producción de agua de un pozo, en una bomba de fondo de pozo y en la línea de flujo.



^ Visualización del desempeño de un sistema de bombeo ESP. La presión de admisión de la bomba, los sensores de distribución de la temperatura y el corte de agua indican que el desempeño de la bomba se encuentra fuera de los parámetros de operación normales (cuadros rojos).



^ Una caída de temperatura alarmante. En este escenario, se sepultó la línea de flujo sin calefaccionar para aislarla de las bajas temperaturas del océano. Las lecturas de los sensores DTS de fibra óptica, a lo largo de la línea de flujo, normalmente muestran una tendencia de temperatura en constante declinación a medida que se reduce la temperatura de la corriente de producción cálida, de 45°C [113°F] en el colector a 38°C [99°F] en el tubo ascendente. Sin embargo, una brusca caída de temperatura, registrada a lo largo de aproximadamente 1,800 m [5,905 pies] desde la base del tubo ascendente, fue motivo de preocupación. La misma se atribuyó a la formación de hidratos.

Mientras tanto, otros sensores incorporados en el sistema, particularmente un monitor de producción FloWatcher y un medidor de flujo multifásico de lecho marino simulado, transmitieron lecturas consistentes con el incremento del corte de agua. Un sistema de asesoramiento que analizaba simultáneamente las lecturas de los sensores de pozo y de lecho marino sugirió el ajuste del mecanismo de transmisión de velocidad variable de la bomba para reducir la velocidad del motor del sistema ESP y el estrangulamiento de la válvula de control de fondo de pozo a fin de reducir la producción de agua en el pozo.

En este caso, el aumento de la temperatura de la bomba se atribuyó al incremento de la producción de agua, que subsiguientemente elevó la densidad del fluido e hizo que la bomba trabajara más para levantar los fluidos más pesados. Al restringir la producción de agua en la válvula de control de fondo de pozo, aumentó el corte de petróleo, lo que redujo la densidad del fluido y alivió la carga sobre la bomba. Estas acciones condujeron a la cancelación de la alarma y permitieron que las operaciones de la bomba retornaran a un nivel de desempeño seguro.

Más allá de sus efectos adversos sobre el refuerzo del flujo, el aumento del corte de agua generó preocupación desde el punto de vista del aseguramiento del flujo. El sistema de vigilancia de fibra óptica Sensa adquirió trazas de tempera-

tura DTS a lo largo de la línea de flujo. Estas trazas fueron transmitidas por el sistema SMC.²⁹ Las alarmas se generaron al caer las temperaturas a lo largo de un segmento de la línea de flujo cercano al tubo ascendente (arriba). El analizador de eventos del sistema indicó que el perfil de temperatura-presión de la línea de flujo había cruzado la curva de formación de hidratos (próxima página). Esta reducción inesperada en las lecturas de temperatura DTS correspondió a un incremento del corte de agua y a una reducción de la presión de entrada a la línea de conducción en la instalación de producción.

El incremento del corte de agua con el tiempo favorecería la formación de hidratos en presencia de cualquier gas en la línea. En base al análisis de la salida del sistema SMC, el personal de pruebas adoptó medidas de remediación, simulando un aumento de la inyección de metanol en la línea de conducción a la vez que se restringía la producción. Esta remediación hizo que las temperaturas se desplazaran fuera de la envolvente de formación de hidratos, forzando la disociación de cualquier hidrato que pudiera haberse formado en el sistema. Luego, el pozo del simulador fue puesto nuevamente en producción y se ajustó la inyección de metanol para evitar problemas ulteriores.

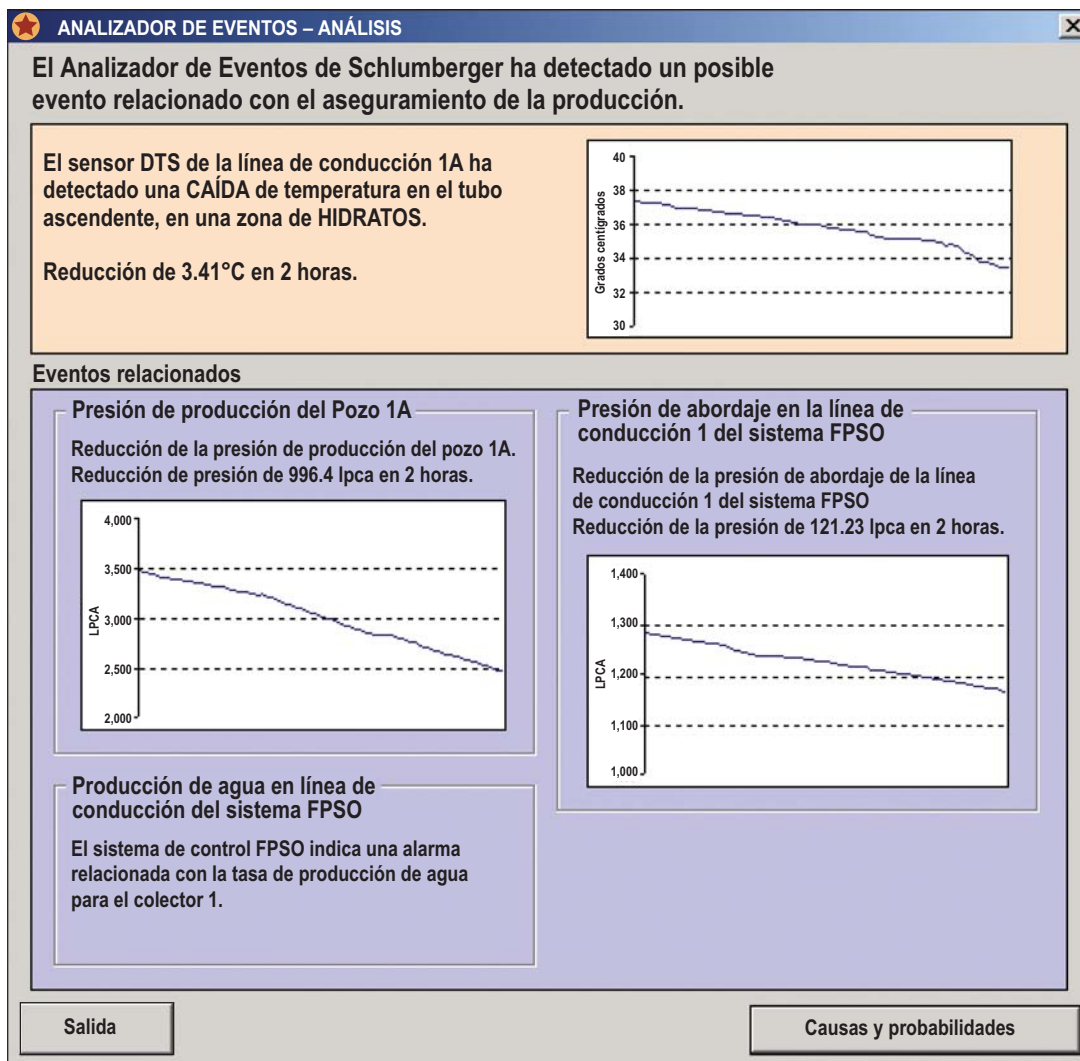
Esta simulación demostró cómo el sistema de vigilancia SMC, los sensores de pozo y los senso-

res submarinos, los datos en tiempo real, los datos estáticos y los modelos predictivos pueden integrarse para vigilar e interpretar el desempeño del sistema. Los eventos anormales fueron reconocidos, diagnosticados y resueltos antes de que se volvieran inmanejables. Esta respuesta optimizó tanto la estrategia operativa de aseguramiento del flujo como la eficiencia y la confiabilidad de los sistemas de refuerzo del flujo.

Un paso adelante, un paso atrás

La innovadora tecnología de terminación de pozos marinos impulsará la implementación de avances con respecto al aseguramiento de la producción submarina. Se están desarrollando nuevos sistemas de provisión de energía, separadores, deshidratadores, compresores, bombas y medidores de flujo monofásicos y multifásicos para aplicaciones submarinas. Estas tecnologías están preparando el terreno para el procesamiento de los fluidos producidos en el lecho marino. No todos los sistemas de procesamiento submarinos tendrán las mismas capacidades; sin embargo, la capacidad de separar el agua de una corriente de producción se traduce en menores costos de levantamiento y mejora el aseguramiento del flujo mediante la reducción de la formación de hidratos e incrustaciones.

29. Amin et al, referencia 26.



^ Salida del analizador de eventos. Las tendencias de los sensores DTS, la presión de pozo y la presión de la línea de flujo se integran y sus valores son desplegados por la plataforma submarina de conectividad para vigilancia y control. Consideradas en conjunto, estas tendencias indican que el sistema de fluido había caído en la zona de formación de hidratos.

A medida que madura la tecnología de terminación de pozos submarinos, los desarrollos tales como la tubería flexible han incentivado a los operadores y las compañías de servicios que operan en áreas marinas a aplicar la experiencia que poseen en aguas profundas en campos petroleros marginales, situados en las aguas más someras de la plataforma continental. Se pueden fabricar tuberías flexibles continuas de gran longitud para tolerar las presiones requeridas de las líneas de producción submarinas, que necesiten menos soldaduras por milla que las líneas de conducción tradicionales.

Algunos yacimientos de la Plataforma Continental de EUA que poseen un solo pozo, han sido vinculados a plataformas existentes, utilizando a menudo tubería flexible para las líneas de flujo y los umbilicales. Por ejemplo, en el Golfo de México, se puso en servicio un empalme de tube-

ría flexible de 30 km [18 millas] desde un tirante de agua de 381 m [1,250 pies] en el Bloque 208 de Garden Banks hasta una plataforma existente, situada en el Bloque 398 de Vermillion, en un tirante de agua de 137 m [450 pies]. En el Bloque 73 de Garden Banks, se utilizaron 4.3 km [2.7 millas] de tubería flexible para vincular un solo pozo submarino a una plataforma situada en tirantes de agua oscilantes entre 152 y 213 m [500 y 700 pies]. Un pozo situado a 114 m [375 pies] de agua, en el Bloque 638 de West Cameron, se vinculó mediante tubería flexible a la plataforma de otro operador, ubicada en un tirante de agua de 120 m [394 pies] en el Bloque 648 de West Cameron.

No obstante, los sistemas de líneas de flujo en aguas someras no están totalmente libres de los problemas de aseguramiento de la producción submarina. En algunos casos, los problemas pue-

den encararse mediante la inyección de metanol, inhibidores de corrosión y supresores de parafinas en el árbol de producción submarino. De todos modos, el yacimiento debe muestrearse, las muestras deben analizarse y el análisis debe incorporarse en el plan de diseño para anticipar y prevenir los problemas de aseguramiento de la producción.

En aguas profundas y someras, el análisis de fluidos de yacimiento y el diseño de ingeniería inicial, sumados a los avances registrados en los sistemas de levantamiento artificial, refuerzo de flujo y vigilancia submarino de actuación rápida, están convirtiendo a los yacimientos pequeños, y a veces aislados, en activos económicamente viables.

—MV

Confrontando el intrincado tema de los carbonatos

Wayne M. Ahr

*Universidad A&M de Texas
College Station, Texas, EUA*

**David Allen
Austin Boyd**

Ridgefield, Connecticut, EUA

**H. Nate Bachman
Tony Smithson**

Sugar Land, Texas

E. A. (Ed) Clerke

*Saudi Aramco
Dhahran, Arabia Saudita*

Kais B. M. Gzara

Dhahran, Arabia Saudita

John Kenneth Hassall

*Abu Dhabi Company for
Onshore Oil Operations (ADCO)
Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos*

**Challa R. K. Murty
Hisham Zubari**

*Bahrain Petroleum Company (BAPCO)
Manama, Bahrain*

Raghu Ramamoorthy

Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos

Por su colaboración en la preparación de este artículo se agradece a Amy Andrews, Karen Glaser, Ralf Heidler, Martin Isaacs y Jack LaVigne, Sugar Land, Texas, EUA; Bill Batzer y Claude Signer, Ridgefield, Connecticut, EUA; Tim Diggs, Shell International Exploration and Production Inc., Houston, Texas; Nick Heaton, La Haya, Países Bajos; David C. Kopaska-Merkel, Servicio Geológico de Alabama, Tuscaloosa, Alabama, EUA; Bill Murphy y Bruce Ward, Earthworks LLC, Sandy Hook, Connecticut; Richard Netherwood, El Cairo, Egipto; y Rachel Wood, Cambridge, Inglaterra.

CMR (herramienta de Resonancia Magnética Combinada), ELANPlus (Análisis Elemental de Registros), FMI (herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total), GeoFrame, MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación), MRF (herramienta de Caracterización de Fluidos por Resonancia Magnética), MRX (herramienta de Resonancia Magnética eXpert), Platform Express, proVISION y Well-ID son marcas de Schlumberger. Windows® es una marca registrada de Microsoft Corporation.

Dada la heterogeneidad de los yacimientos carbonatados en todas las escalas, a los especialistas les resulta difícil lograr consenso en lo que respecta a las descripciones de estos yacimientos. La simplificación de los esquemas de clasificación de rocas facilita las interpretaciones y ofrece un marco de gran utilidad para las decisiones relacionadas con el manejo de yacimientos; sin embargo, la simplificación no basta. Los avances sostenidos que han tenido lugar en la tecnología de adquisición de registros de pozos, las aplicaciones rigurosas del análisis petrofísico, la validación de las técnicas petrofísicas que utilizan núcleos y las sofisticadas técnicas probabilísticas han posibilitado una mayor comprensión de las rocas carbonatadas.

A pesar de la gran cantidad de hidrocarburos que albergan, los carbonatos poseen mala reputación por las interrelaciones complicadas o inexistentes que exhiben entre la porosidad, la permeabilidad y otras propiedades de los yacimientos. La comprensión de las interrelaciones que pueden existir constituye un desafío importante en la caracterización de yacimientos carbonatados. Históricamente, las compañías operadoras y las compañías de servicios han intentado crear soluciones completas para los análisis petrofísicos de los carbonatos, sólo para ver invalidados sus esfuerzos por la realidad que plantea la heterogeneidad extrema de los sistemas porosos. En consecuencia, las compañías de exploración y producción (E&P) han tenido que confrontar los desafíos presentados por la producción en yacimientos carbonatados con información bastante alejada de la ideal.

En los últimos años, los científicos e ingenieros han aplicado numerosas técnicas para tratar de comprender los yacimientos carbonatados. La ausencia permanente de un procedimiento universal para resolver todos los problemas no se debe a la falta de esfuerzo. Independientemente de ello, siempre persiste un obstáculo importante: una técnica determinada quizás no resulte adecuada para todas las escalas de investigación pertinentes; lo que funciona en un pozo probablemente resulta inapropiado en otros; o en el resto de un campo petrolero. La heterogeneidad

de los sistemas porosos carbonatados dificulta en grado extremo la predicción de la permeabilidad. No obstante, la situación dista de ser desalentadora.

Durante los años transcurridos desde la última vez en la que el *Oilfield Review* examinó en detalle los yacimientos carbonatados, el objetivo de las compañías de E&P no ha cambiado: su deseo es descubrir y producir hidrocarburos con la mayor seguridad y eficiencia posibles.¹ A escala de pozo, esto conlleva la evaluación de formaciones y la optimización de las operaciones de terminación de pozos. A escala de yacimiento, la caracterización rigurosa de los yacimientos ayuda a las compañías a mejorar la producción y optimizar la ubicación de pozos nuevos.² En lo que respecta a las rocas carbonatadas, estas tareas son más fáciles de expresar que de ejecutar.

En este artículo, examinamos métodos innovadores para encarar los desafíos asociados con la caracterización de yacimientos carbonatados de todo el mundo. Además, introducimos una sonda de resonancia magnética nuclear (RMN) de última generación, cuyas múltiples profundidades de investigación permiten mejorar la caracterización del contenido de fluidos. También analizamos cómo los datos nuevos de los yacimientos carbonatados ayudan a los científicos e ingenieros a comprender los sistemas porosos carbonatados y cómo este conocimiento está guiando el desarrollo de nuevos métodos de



^ (Fotografías, cortesía de T.N. Diggis.)

interpretación de mediciones de RMN. Sin embargo, primero revisamos brevemente la geología de los yacimientos carbonatados y las primeras técnicas de interpretación.

Menos minerales, más complicaciones

Los yacimientos carbonatados contienen más de un 60% del petróleo remanente de todo el mundo pero la producción de estos hidrocarburos puede resultar extremadamente dificultosa (derecha).

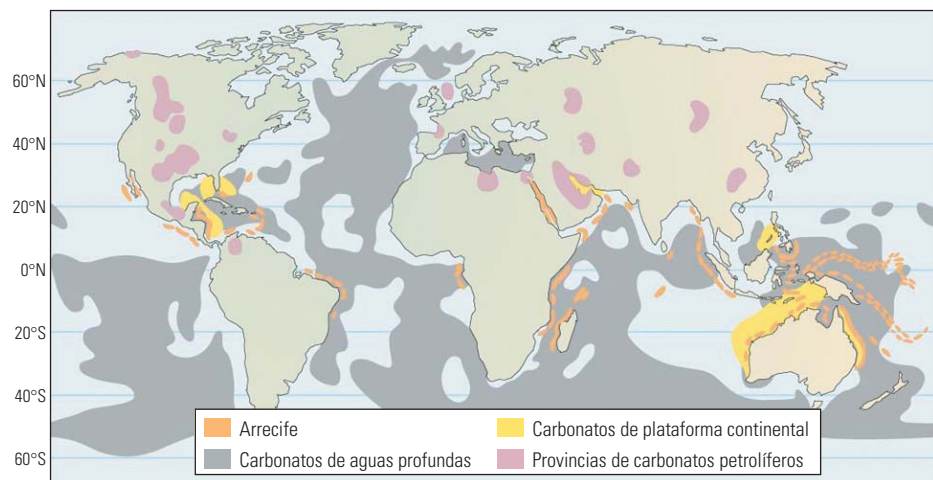
1. Akbar M, Vissapragada B, Alghamdi AH, Allen D, Herron M, Carnegie A, Dutta D, Olesen J-R, Chourasiya RD, Logan D, Stief D, Netherwood R, Russell SD y Saxena K: "Evaluación de yacimientos carbonatados," *Oilfield Review* 12, no. 4 (Primavera de 2001): 20–43.

2. Para obtener más información sobre tecnologías de estimulación y adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) de avanzada, en rocas carbonatadas, consulte: Al-Anzi E, Al-Mutawa M, Al-Habib N, Al-Mumen A, Nasr-El-Din H, Alvarado O, Brady M, Davies S, Fredd C, Fu D, Lungwitz B, Chang F, Huidobro E, Jemmali M, Samuel M y Sandhu D: "Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonatados," *Oilfield Review* 15, no. 4 (Primavera de 2004): 30–47.

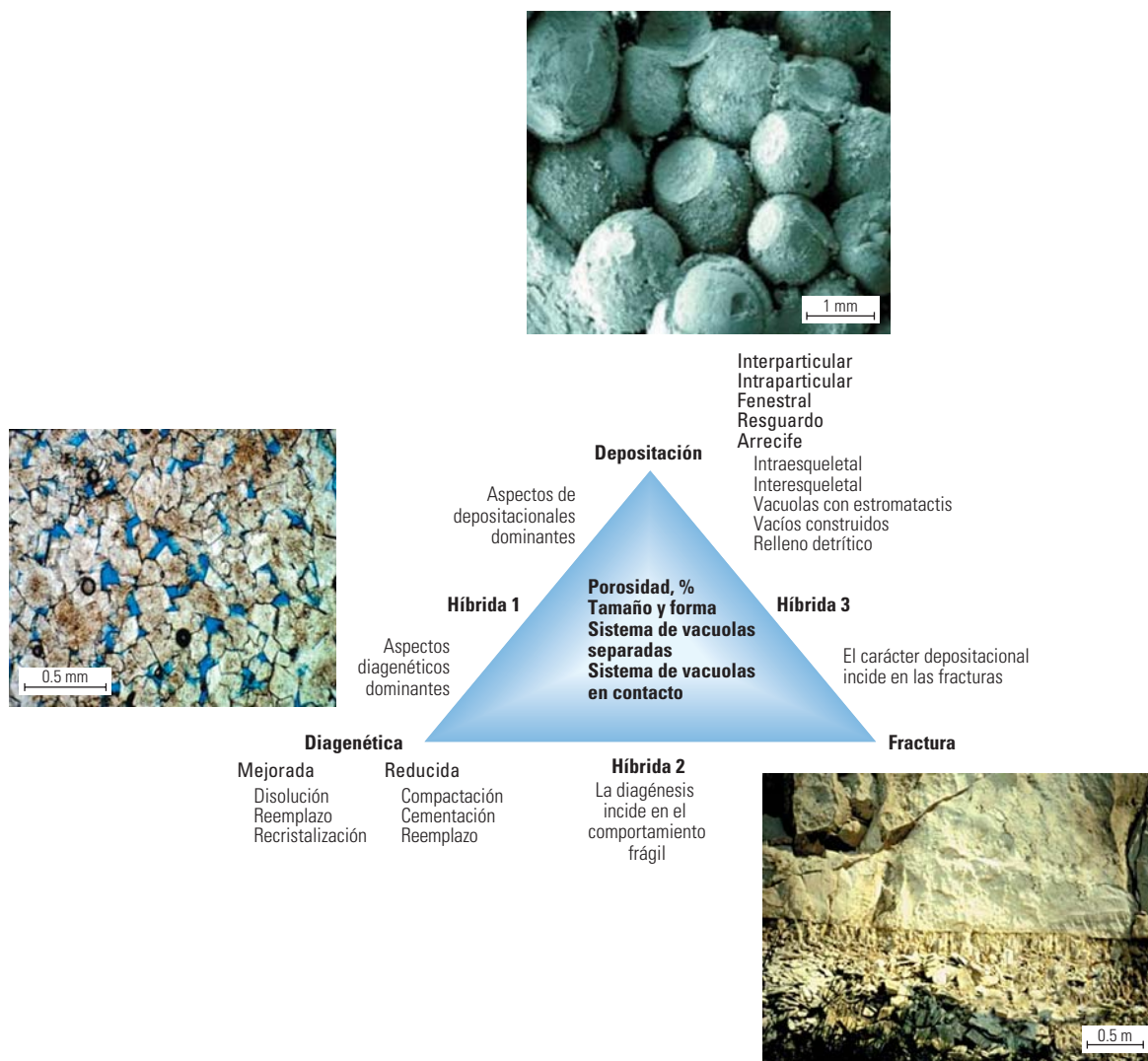
Alvarado RJ, Damgaard A, Hansen P, Raven M, Heidler R, Hoshun R, Kovats J, Morriss C, Rose D y Wendt W: "Registros de resonancia magnética nuclear adquiridos durante la perforación," *Oilfield Review* 15, no. 2 (Otoño de 2003): 40–51.

A diferencia de los yacimientos siliciclásticos, que se forman a través de la erosión y el transporte de materiales de las rocas existentes, los materiales que conforman las rocas carbonatadas se desarrollan fundamentalmente por actividad

biológica y, en menor medida, a través de la precipitación inorgánica. Los orígenes biológicos de muchos depósitos carbonatados limitan su presencia a lugares con temperaturas de agua y otras condiciones de sustentación de la vida específicas.



^ Distribución de yacimientos carbonatados. Las rocas carbonatadas albergan numerosos barriles de petróleo y muchos años de reservas, el mayor volumen de las cuales corresponde a Medio Oriente. Las más espectaculares son las acumulaciones situadas en Arabia Saudita, donde se espera que la producción proveniente de los yacimientos carbonatados se mantenga durante varias décadas.



^ Clasificación de la porosidad de los carbonatos. Un esquema de clasificación desarrollado por Ahr destaca el origen de la porosidad—deposición, diagénesis o fracturamiento—para distinguir las rocas carbonatadas (*centro*). La porosidad deposicional representa el espacio que queda entre los granos, tal como los ooides de la micrografía electrónica de barrido (*extremo superior*), los fragmentos de esqueletos y otras partículas. La porosidad diagenética, con relleno de epoxi azul en una sección delgada de caliza dolomitizada (*izquierda*), puede ser el resultado de procesos de cementación, compactación, disolución, recristalización o reemplazo. La porosidad por fractura puede producirse en más de una escala, como lo muestran al menos dos grupos de fracturas en la fotografía del afloramiento (*extremo inferior derecho*). Entre los miembros extremos existe una variedad infinita de tipos de poros híbridos. (Fotografías de ooides y fracturas, cortesía de Wayne Ahr; fotografía de la porosidad intercrystalina, cortesía de David C. Kopaska-Merkel).

Además, los organismos productores de carbonatos evolucionan, lo que agrega complejidad al estudio de los carbonatos.³

La mineralogía de las rocas carbonatadas es relativamente simple y exhibe un predominio de minerales de calcita $[\text{CaCO}_3]$, dolomía $[\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2]$ y evaporita, tales como la anhidrita $[\text{CaSO}_4]$ y el yeso $[\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}]$, y menos arcilla que las rocas sedimentarias siliciclásticas. El sepultamiento podría preservar el carbonato de calcio en el lugar en el que se formó, o el material podría ser erosionado o lixiviado, transportado en forma de granos o en solución, y depositado en otro lugar por el agua en movimiento o la reprecipitación. Las variaciones físicas, biológicas y químicas crean

texturas y fábricas de rocas heterogéneas durante y después de la deposición, destruyendo a menudo cualquier relación comparativamente simple que pudo haber existido entre los atributos sedimentarios, la porosidad y la permeabilidad.

La susceptibilidad de los minerales carbonatados al cambio químico una vez removidos, o incluso mientras se encuentran dentro, del ambiente de sedimentación indica que los procesos diagenéticos son más significativos en las rocas carbonatadas que en sus contrapartes siliciclásticas.⁴ Estos procesos afectan las rocas carbonatadas en escalas que varían entre micrones y kilómetros y normalmente modifican los diámetros y las formas de los espacios entre poros.

La deformación, tal como el fracturamiento, puede modificar la permeabilidad y la porosidad. Los procesos de disolución forman cavernas, fosas de hundimiento y otros rasgos que se conocen colectivamente como modelo cárstico, lo que también afecta las propiedades de los yacimientos.

La elaboración de modelos de yacimientos y las predicciones realistas dependen de la comprensión de los procesos que crearon o modificaron las formaciones carbonatadas y de la medición de las propiedades de las rocas con niveles de resolución adecuados.⁵ Para el desarrollo de modelos y la preparación de predicciones, es crucial considerar que los procesos geológicos que modifican los poros pueden producirse en forma reiterada.⁶

Algunos profesionales especialistas en yacimientos carbonatados se centran en una determinada escala a la hora de considerar las propiedades de los yacimientos carbonatados. La escala más pequeña involucra la estructura interna de la roca, incluyendo los granos de los minerales, los fósiles y la materia orgánica, así como también los tipos y las geometrías de los poros.

La escala intermedia, que varía entre aproximadamente un pie y cientos de pies [1 y 100 m], ofrece cierto discernimiento con respecto a la mineralogía, la porosidad, la saturación de los fluidos, la permeabilidad, la continuidad del yacimiento y los patrones diagenéticos. Los rasgos geológicos tales como estratificación, vacuolas, estilolitas y fracturas, se observan fácilmente en esta escala.⁷

A escala de yacimiento, los especialistas se centran en la geometría general y en los límites de las unidades de flujo del yacimiento, recurriendo normalmente a la sísmica, la correlación de registros y los ajustes históricos de los datos de producción. Sin embargo, el éxito de las estrategias de producción de hidrocarburos depende de la comprensión e integración de los datos; las interpretaciones y acciones subsiguientes deben ser compatibles en todas las escalas.

El avance reciente logrado en la comprensión de los yacimientos carbonatados surge, en parte, de la simplificación de la caracterización de las rocas carbonatadas. En lugar de intentar subdividir las rocas carbonatadas en un número poco práctico de categorías, los científicos e ingenieros están apelando a esquemas de clasificación más prácticos que generan interpretaciones más confiables de los sistemas porosos, lo que constituye un paso crucial hacia el mejoramiento del manejo de los yacimientos carbonatados. Las clasificaciones que ponen énfasis en el comportamiento del flujo pueden conducir a una toma de decisiones más directas durante las operaciones de producción.

Diversos esquemas de clasificación han sido aplicados a las rocas carbonatadas.⁸ Los de Dunham y Folk son quizás los más conocidos. La clasificación de Dunham enfatiza las texturas depositacionales. El sistema de Folk comienza con los tipos de granos y su abundancia relativa y luego incorpora la textura y el tamaño de los granos. Otros geólogos utilizan clasificaciones que se centran en las propiedades de los poros para evaluar la calidad del yacimiento.⁹ A través del estudio cuidadoso de los componentes, las texturas y los poros de las rocas carbonatadas, los geólogos pueden determinar los tipos y la secuencia cronológica relativa de los procesos depositacionales, los procesos diagenéticos y la formación de fracturas naturales ([página anterior](#)).

Otro marco conceptual involucra los distintos tipos de rocas petrofísicas descritos por Archie en las rocas siliciclásticas y carbonatadas.¹⁰ Las rocas que corresponden a un tipo petrofísico común poseen atributos comparables tales como porosidad, permeabilidad, saturación o propiedades de presión capilar. Estas semejanzas refuerzan las esperanzas de que el comportamiento de los yacimientos sea similar. Lucía agregó los atributos descriptivos de los sistemas porosos, lo que permitió incrementar la utilidad de los tipos de rocas petrofísicas para la predicción de la permeabilidad en los yacimientos carbonatados, a través del enlace de las propiedades descriptibles y mapeables de las rocas carbonatadas con los modelos geológicos para mejorar el análisis cuantitativo en una escala más grande.¹¹

La comprensión de los tipos de poros o los tipos de rocas proporciona una base importante para los estudios del comportamiento de los yacimientos, pero no es suficiente, ni siquiera en yacimientos que no están fracturados. Para predecir el comportamiento de los yacimientos, los

científicos e ingenieros están recurriendo a técnicas probabilísticas.¹² Estas técnicas deberían ayudar a los científicos e ingenieros a cuantificar las reservas remanentes de los yacimientos y seleccionar las tecnologías necesarias para recuperar esas reservas, pero con un claro conocimiento de la incertidumbre asociada con cada aspecto del trabajo.

Técnicas de interpretación modernas

Hace algunos años, la incursión prematura de agua durante la implementación de proyectos de inyección de agua en yacimientos carbonatados indujo a los científicos e ingenieros de Schlumberger a realizar estudios intensivos de las rocas carbonatadas. En contraste con los métodos empíricos adoptados previamente, estos estudios se tradujeron en una metodología de interpretación petrofísica para las rocas carbonatadas que integraba el análisis de registros con los estudios de núcleos.¹³ Los investigadores desarrollaron este enfoque para cuantificar los macroporos y comprender sus conexiones y la permeabilidad.¹⁴

3. Kupez JA, Gluyas J y Bloch S: "Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates: An Overview," en Kupez JA, Gluyas J y Bloch S (eds): *Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates*. Tulsa: AAPG (1997): vii–xxiv.
4. La diagénesis implica la alteración física, química o biológica de los sedimentos para convertirse en rocas sedimentarias en condiciones de temperatura y presión relativamente bajas, que pueden modificar la mineralogía y la textura originales de la roca. Los sedimentos carbonatados a menudo comprenden cantidades sustanciales de minerales metaestables tales como la aragonita [CaCO₃], que se disuelve fácilmente y es reemplazada por calcita. Después de la deposición, los sedimentos se compactan a medida que son sepultados debajo de sucesivas capas de sedimentos y son cementados por los minerales que precipitan a partir de la disolución. Los granos de sedimentos, fragmentos de rocas y fósiles pueden ser reemplazados por otros minerales durante la diagénesis. La porosidad normalmente disminuye durante la diagénesis, salvo en casos especiales, tales como la disolución de minerales y ciertos tipos de dolomitización.
5. Para ver un análisis sobre la creación de modelos de yacimientos carbonatados más efectivos, consulte: Lucía J: "Integración de la información petrofísica y geológica: una tarea para los petrofísicos," *Dilfield Review* 12, no. 4 (Primavera de 2001): i.
6. Ahr WM y Hammel BS: "Identification and Mapping of Flow Units in Carbonate Reservoirs: An Example from the Happy Spraberry (Permian) Field, Garza County, Texas, USA," *Energy Exploration and Exploitation* 17 (1999): 311–334.
7. Las estilolitas son superficies entrelazadas serradas, onduladas o dentadas, que se encuentran más comúnmente en rocas carbonatadas y ricas en cuarzo que contienen residuos insolubles concentrados tales como los minerales de arcilla y los óxidos de hierro. Se cree que las estilolitas se forman por disolución bajo presión, un proceso de disolución que reduce el espacio entre los poros bajo presión durante la diagénesis.
8. Para ver un análisis detallado de los esquemas de clasificación de carbonatos, consulte: Scholle PA y Ulmer-Scholle DS: "Carbonate Classification: Rocks and Sediments," en Scholle PA y Ulmer-Scholle DS: *A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, Textures, Porosity, Diagenesis*. Memoria de la

Asociación Americana de Geólogos en Petróleo 77. Tulsa: AAPG (2003): 283–302.

9. Ahr WM: "Carbonate Pore Properties as Indices of Reservoir Quality," *Boletín de la AAPG* 84, no. 13 (Suplemento, 2000).
10. Archie GE: "Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks," *Boletín de la AAPG* 34, no. 5 (Mayo de 1950): 943–961.
11. Lucía FJ: "Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization," *Boletín de la AAPG* 79, no. 9 (Septiembre de 1995): 1275–1300.
12. Feazel CT, Byrnes AP, Honefenger JW, Leibrecht RJ, Loucks RG, McCants S y Saller AH: "Carbonate Reservoir Characterization and Simulation: From Facies to Flow Units: Report from the March 2004 Hedberg Research Symposium," *Boletín de la AAPG* 88, no. 11 (Noviembre de 2004): 1467–1470.
13. Ramakrishnan TS, Ramamoorthy R, Fordham E, Schwartz L, Herron M, Saito N y Rabaute A: "A Model-Based Interpretation Methodology for Evaluating Carbonate Reservoirs," artículo de la SPE 71704, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.
14. Los microporos, con diámetros de gargantas de menos de 0.5 micrones, normalmente contienen en su mayor parte agua irreducible y poco hidrocarburo. Los mesoporos, con diámetros de gargantas que oscilan entre 0.5 y 5 micrones, pueden contener cantidades significativas de petróleo o gas en los poros, por encima del nivel de agua libre (FWL, por sus siglas en inglés). Los macroporos, cuyas gargantas miden más de 5 micrones de diámetro, son responsables de las tasas de producción prolíficas que se registran en muchos yacimientos carbonatados, pero a menudo proveen las trayectorias para la incursión prematura de agua, dejando en los mesoporos por encima del nivel de agua libre un volumen considerable de petróleo y gas. Para obtener mayor información sobre tipos de poros, consulte: Akbar et al, referencia 1. Otros definen a la microporosidad como "los poros cuyas dimensiones son significativamente menores que las que contribuyen a la permeabilidad de la roca." Para obtener mayor información, consulte: Swanson BF: "Microporosity in Reservoir Rocks: Its Measurement and Influence on Electrical Resistivity," *The Log Analyst* 26, no. 6 (Noviembre a diciembre de 1985): 42–52.

Este tipo de análisis comienza con imágenes de las paredes del pozo, que ayudan a los petrofísicos a caracterizar y analizar la porosidad, incluyendo las fracturas naturales y el material de relleno de las vacuolas. Dentro de la matriz, otras mediciones, tales como las de las herramientas de adquisición de registros de RMN indican las características de los volúmenes de poros en las rocas carbonatadas, que luego los investigadores trasladan a un algoritmo para determinar la magnitud relativa de la porosidad intragranular, intergranular y vacuolar; la integración con las imágenes de la pared del pozo ayuda a cuantificar la fracción vacuolar.¹⁵ Por último, estos datos se utilizan para construir un modelo geométrico a partir del cual es posible estimar las propiedades de transporte de fluidos, tales como la permeabilidad.

Este enfoque fue verificado utilizando datos de núcleos y datos de registros de Medio Oriente.¹⁶ No obstante, los científicos e ingenieros procuran constantemente el desarrollo de nuevos enfoques para evaluar mejor las rocas carbonatadas (véase “Re-inversión de la petrofísica de los carbonatos,” página 1).

Evaluación de las propiedades de los yacimientos

Los geólogos, petrofísicos e ingenieros de yacimientos podrían optar por diferentes enfoques para estudiar los yacimientos carbonatados pero, en última instancia, los activos de petróleo y gas son manejados por equipos compuestos por profesionales de éstas y otras disciplinas técnicas. Todos los participantes persiguen un objetivo en común. Para ello, el equipo de trabajo debe compartir la misma percepción de los problemas inmediatos.

Una característica común de los yacimientos carbonatados es aquella denominada en forma vaga “heterogeneidad” y un error común consiste en intentar abordarla con técnicas desarrolladas para rocas no carbonatadas. La heterogeneidad no es un problema en los yacimientos carbonatados si se encara con la presunción de que existen

diferentes tipos de heterogeneidad, a diversas escalas de investigación, o en diferentes orientaciones. Puede existir heterogeneidad en los tipos de granos, texturas y poros, en la distribución de las fracturas naturales y en los efectos diagenéticos. Pueden superponerse entre sí diferentes tipos de heterogeneidad.

Para apreciar mejor los aspectos fundamentales de las rocas carbonatadas, se pueden elaborar descripciones con una diversidad de fines así como se han desarrollado varios esquemas de clasificación de rocas carbonatadas. Por ejemplo, se podría utilizar un esquema de comportamiento de flujo o un esquema de tipos de poros, pero la descripción debería adecuarse a la naturaleza y escala del problema. La construcción del fundamento correcto puede complicarse debido a la presencia de diferentes tipos de heterogeneidad o por la superposición de heterogeneidades.

Independientemente del marco descriptivo, el manejo efectivo de yacimientos requiere un conocimiento global de los parámetros de comportamiento de interés, tales como permeabilidad, exponente de saturación y eficiencia de desplazamiento microscópico entre zonas de yacimiento definidas. Saudi Aramco está trabajando para desarrollar una comprensión más completa de la eficiencia de desplazamiento microscópico de los sistemas porosos de las calizas del yacimiento Arab-D, en el Campo Ghawar. Los sistemas porosos de calizas están siendo estudiados en primer término a través de un análisis exhaustivo de 125 muestras de presión capilar por inyección de mercurio (MICP, por sus siglas en inglés), tomadas del conjunto de datos Hagerty-Cantrell, cuidadosamente compilado, y mediante la adquisición de 500 curvas de presión capilar más, que forman parte del proyecto Rosetta Stone de la compañía.¹⁷

Las curvas de presión capilar son importantes para evaluar el flujo de fluidos en los yacimientos.¹⁸ El proceso de inyección de mercurio en las muestras de rocas es análogo a la ocupación del espacio entre los poros por los hidrocarburos—conocido como drenaje debido al drenaje de la

fase mojante por agua—en el yacimiento. Además, los datos MICP ayudan a los científicos e ingenieros a estimar los efectos geométricos de los poros sobre el desempeño del yacimiento.

El método de Thomeer, utilizado por primera vez en Shell en la década de 1960, emplea una medición obtenida en un laboratorio del volumen de mercurio líquido inyectado en una muestra de roca a medida que se incrementa la presión sobre el mercurio líquido.¹⁹ Los datos se presentan habitualmente en gráficas del volumen fraccional aparente ocupado por el mercurio en función de la presión; la forma de la curva contiene información sobre los tamaños de las gargantas de poros y las geometrías de los mismos y la inyección simula la ocupación del espacio entre los poros por los hidrocarburos. El experimento emplea aire como fase mojante—en forma análoga al agua presente en el yacimiento—y mercurio como fase no mojante—en forma análoga a los hidrocarburos presentes en el yacimiento—de modo que la información geométrica de los poros es captada sin los efectos de mojabilidad de los fluidos de yacimiento.

En el método de Thomeer, una curva MICP unitaria de un sistema poroso puede ser descrita por una hipérbola de Thomeer caracterizada solamente por tres parámetros: la porosidad del sistema poroso, el tamaño de la mayor garganta de poros y un factor geométrico de poros que refleja la distribución del tamaño de las gargantas de poros. El comportamiento de la presión capilar de los sistemas porosos complejos es equiparado por la superposición de múltiples hipérbolas de Thomeer. Un programa especializado ejecuta el ajuste interactivo de curvas tipo de los datos MICP y el ajuste interactivo de curvas tipo de las derivadas de los datos, en forma similar a los métodos de análisis de presiones transitorias. Este programa permite analizar rápidamente grandes volúmenes de datos MICP, lo que ayuda a los ingenieros y científicos a captar de inmediato la información sobre las geometrías de poros.²⁰ Los parámetros de Thomeer

15. Una vacuola es una cavidad, vacío o poro grande presente en una roca. La porosidad vulgar normalmente se observa en rocas con propensión a la disolución, tales como la caliza, en cuyo caso se la clasifica como porosidad secundaria.

16. Ramakrishnan TS, Rabaute A, Fordham EJ, Ramamoorthy R, Herron M, Matteson A, Raghuraman B, Mahdi A, Akbar M y Kuchuk F: “A Petrophysical and Petrographic Study of Carbonate Cores from the Thamama Formation,” artículo de la SPE 49502, presentado en la 8a Exhibición y Conferencia Internacional del Petróleo de Abu Dhabi, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 11 al 14 de noviembre de 1998.

17. Cantrell DM y Hagerty RM: “Reservoir Rock Classification, Arab-D reservoir, Ghawar Field, Saudi Arabia,” *GeoArabia* 8, no. 3 (2003): 435–462.

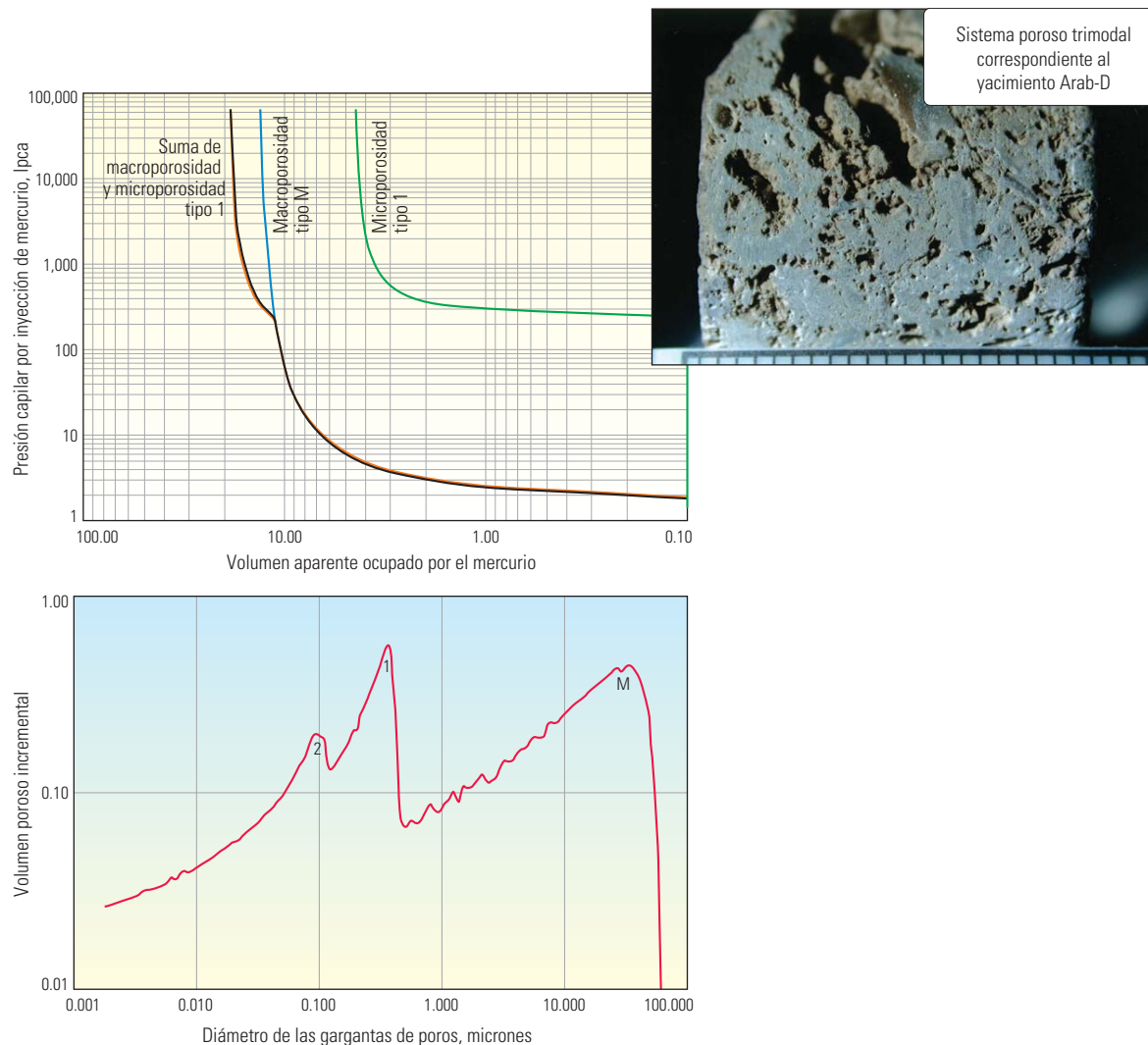
Clerke EA: “Beyond Porosity-Permeability Relationships—Determining Pore Network Parameters for the Ghawar Arab-D Using the Thomeer Method,” presentado en la 6a Conferencia y Exhibición de Geociencias de Medio Oriente, Manama, Bahrain, 7 al 10 de marzo de 2004.

18. Para obtener mayor información sobre presión capilar, consulte: Wardlaw NC y Taylor RP: “Mercury Capillary Pressure Curves and the Interpretation of Pore Structure and Capillary Behaviour in Reservoir Rocks,” *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* 24, no. 2 (Junio de 1976): 225–262.

19. Thomeer JHM: “Air Permeability as a Function of Three Pore-Network Parameters,” *Journal of Petroleum Technology* 35, no. 4 (Abril de 1983): 809–814.
Thomeer JHM: “Introduction of a Pore Geometrical Factor Defined by the Capillary Pressure Curve,” *Actas de Petróleo del AIME* (1959): 354–358.

20. Clerke EA y Martin PR: “Thomeer Swanson Excel Spreadsheet and FAQs and User Comments,” presentado y distribuido en el Taller de Petrofísica de los Carbonatos del 45o Simposio de Anual de Adquisición de Registros de Pozos de la SPWLA, Noordwijk, Países Bajos, 6 al 9 de junio de 2004.

21. Clerke denominó *porositones* a estos modos Gaussianos de estadísticas de gargantas de poros tomadas de los subgrupos de porosidad de la caliza Arab-D. Se anticipa que estos *porositones* poseen además equivalentes de modos de distribución de cuerpos de poros, denominados *porobodones*, que facilitarán el análisis de la señal de RMN de los carbonatos. El análisis de los registros adquiridos en un pozo del yacimiento Arab-D en el Campo Ghawar mostró tres de esos modos en la señal de la herramienta de Resonancia Magnética Combinada CMR. El cuarto modo está por debajo de la resolución de decaimiento de tiempo CMR.



▲ Redes de poros en el Campo Ghawar. Los datos de presión capilar por inyección de mercurio muestran un sistema relativamente simple de tres tipos de poros en el yacimiento Arab-D del Campo Ghawar (*extremo inferior*), donde esta vista de las gargantas de poros indica cierta microporosidad de tipo 2. Este sistema poroso aparentemente complejo y heterogéneo puede ser completamente caracterizado sólo por la superposición de tres hipérbolas de Thomeer (*extremo superior*). El concepto de red de poros vincula las interpretaciones geológicas con los datos de ingeniería de yacimientos para mejorar los modelos de yacimientos para la toma de decisiones.

representan un conjunto de datos sumamente comprimidos y petrofísicamente intuitivos para las geometrías de poros de los yacimientos, que luego pueden analizarse mediante la aplicación de métodos estadísticos.

En las calizas del yacimiento Arab-D del Campo Ghawar, el método de Thomeer está siendo utilizado para el modelado de la relación profundidad-saturación, la determinación del nivel de agua libre y la evaluación de las geometrías de poros. Todo esto está mejorando los modelos de permeabilidad. Las gráficas de Thomeer, que representan el volumen acumulado ocupado por el mercurio versus el radio de las gargantas de poros, se utilizan para describir el sistema de “conducción” general del yacimiento (arriba). El análisis de las primeras 125 muestras demostró

que los diversos sistemas porosos complejos de las calizas son combinaciones de sólo tres tipos o modos de sistemas porosos Thomeer simples. El estudio Rosetta Stone, consistente en 500 muestras, indicó un cuarto modo de porosidad. En consecuencia, ahora se sabe que un yacimiento que podría haber sido descrito previamente como “heterogéneo” se construye a partir de ciertas combinaciones de subgrupos de porosidad; no de una asociación desesperanzadamente complicada de rocas yacimiento con diferentes comportamientos.²¹

Mediante la utilización de modelos de sistemas porosos que incorporan valores de porosidad, permeabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa para cada tipo de roca, Saudi Aramco continúa refinando el modelo de yacimiento glo-

bal. Este procedimiento de análisis y construcción de modelos ayudará al equipo multidisciplinario a ejecutar simulaciones de yacimientos y pronósticos aún más poderosos para el campo petrolero más grande del mundo.

Tecnología de resonancia magnética para la caracterización de fluidos

Las técnicas de RMN se utilizan en forma rutinaria para la evaluación de formaciones carbonatadas. Sin embargo, en comparación con las areniscas, existen numerosos desafíos propios de la medición de la porosidad de los carbonatos, la derivación de la permeabilidad y la interpretación de datos de RMN para determinar las distribuciones del tamaño de poros. No obstante, éste es exactamente el tipo de información que pro-

curan obtener los especialistas en evaluación de formaciones mediante la tecnología de RMN. Los científicos e ingenieros continúan desarrollando y optimizando las aplicaciones de RMN, especialmente para la caracterización de fluidos de yacimientos. Los avances registrados recientemente incluyen mediciones de la viscosidad y la saturación del petróleo para múltiples profundidades de investigación.²²

Las mediciones de RMN muestran las propiedades de los poros y fluidos en formaciones rocosas a través de una medición que consta de dos etapas. Primero, en la etapa de polarización, los átomos de hidrógeno se alinean como barras imantadas a lo largo de la dirección de un campo magnético estático, conocido como B_0 . Esta polarización insume un tiempo característico conocido como T_1 , que depende del medio que rodea al hidrógeno. En la segunda etapa, conocida como adquisición, los átomos de hidrógeno son manipulados por pulsos cortos de un campo magnético oscilante. Se elige la frecuencia de oscilación que se ajusta a la frecuencia de resonancia de Larmor, una cantidad proporcional al campo magnético aplicado, B_0 . Los pulsos hacen que los átomos de hidrógeno roten alejándose de la dirección de B_0 y luego roten con un movimiento de precesión alrededor de la misma. Los pulsos correctamente regulados generan respuestas coherentes, conocidas como ecos, provenientes de los átomos de hidrógeno. Los ecos inducen voltaje en una antena colocada en un plano perpendicular a la dirección de B_0 . Luego de una sola etapa de polarización se pueden generar

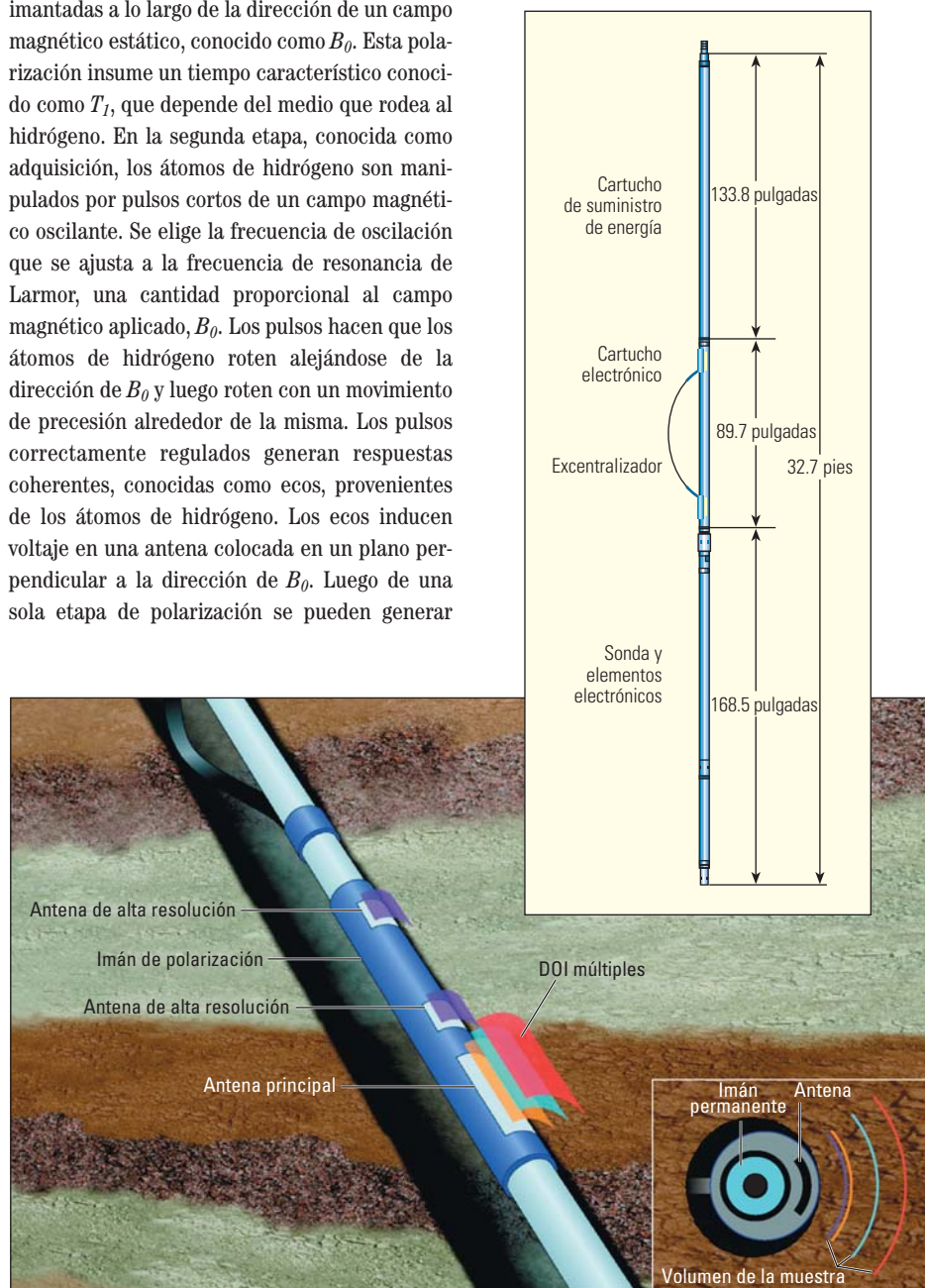
muchos ecos, reduciéndose la magnitud de los ecos sucesivos a través de un proceso conocido como relajación transversal.

En la adquisición de registros de RMN, la relajación está dominada por las interacciones de los átomos de hidrógeno con su entorno, incluyendo los fluidos volumétricos y las superficies de poros, y por la difusión en los gradientes del campo magnético. El decaimiento de la señal de eco en función del tiempo depende de la secuencia específica de pulsos. La más común es la denominada secuencia de pulsos de Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG).²³ La señal total

proveniente de esta secuencia y su decaimiento es la suma de las señales provenientes de diferentes partes de la muestra de fluido, cada una de las cuales decae en un tiempo de relajación transversal característico, conocido como T_2 . Para el caso típico de las rocas humedecidas con agua, los valores de T_2 cortos—tasas de decaimiento de la señal rápidas—surgen del agua presente en los poros pequeños o de la presencia de hidrocarburos pesados, mientras que los valores de T_2 largos—tasas de decaimiento de la señal lentas—proviene del agua presente en los poros grandes o de la presencia de hidrocarburos más livianos. Luego, los datos CPMG pueden procesarse o invertirse para cuantificar los tiempos T_2 que contribuyeron al decaimiento global junto con la amplitud, en unidades de porosidad, asociada con cada tiempo T_2 .

La distribución de T_2 es el resultado básico de una medición de registros de RMN y se presenta en cada profundidad de muestreo como amplitud versus tiempo T_2 , que habitualmente oscila entre 0.3 ms y 3 s. El decaimiento del tiempo T_2 puede ser procesado ulteriormente para cuantificar los volúmenes de poros asociados con los diferentes rangos de T_2 . Los volúmenes de interés son habitualmente el fluido ligado presente en los poros pequeños y el fluido libre que se produce fácilmente desde los poros de mayor tamaño. Se realiza una estimación de la permeabilidad utilizando una transformada, tal como la transformada de permeabilidad de Timur-Coates o de SDR.²⁴ El nuevo programa de petrofísica de los carbonatos, que se analiza más adelante en este artículo, implementa una metodología basada en una serie de estudios de campo. El programa utiliza mediciones de RMN, datos de la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI y una interpretación de la porosidad para separar la porosidad en sus *micro*, *meso* y *macro* componentes.²⁵ La nueva aplicación emplea luego esa separación para reconstruir la permeabilidad.

El conocimiento del volumen de fluido móvil y la interpretación de la permeabilidad a partir de una distribución de T_2 es sólo el comienzo. Schlumberger ha continuado desarrollando la tecnología de RMN para mostrar qué fluidos están presentes en el volumen de formación que ha de ser investigado. La herramienta de Resonancia Magnética eXpert MRX es la herramienta de adquisición de registros de RMN operada con cable de próxima generación (izquierda).²⁶ Entre las características más importantes de la herramienta MRX se encuentran el gradiente del campo magnético y las frecuencias de operación múltiples.



^ Herramienta de Resonancia Magnética eXpert MRX. Esta herramienta posee una antena principal multifrecuencia diseñada para aplicaciones de caracterización de fluidos y dos antenas de alta resolución que proveen información sobre calidad de las rocas y producibilidad.

Ventajas de la sonda MRX en rocas carbonatadas	
Sintonización automática durante la adquisición de registros	Registros en función de la profundidad continuos Sin atascamientos
Gradientes altos de un solo valor	Caracterización de fluidos DOI bien definida
Análisis independiente en cada DOI	Interpretación mejorada No es afectada por la rugosidad del pozo y el daño de la formación
Adquisición optimizada	Respuestas precisas en una amplia gama de ambientes
Imán largo	Distribuciones de T_1 y T_2 robustas en poros grandes y vacuolas
Programabilidad	Desarrollo de nuevos modos



^ Ventajas de la herramienta MRX en rocas carbonatadas.

Una herramienta de gradiente posee un campo magnético estático que decrece en forma uniforme a medida que se aleja desde la herramienta hacia la formación. De este modo, la condición de resonancia o condición de Larmor se cumplirá en un amplio rango de frecuencias que corresponden a la medición del hidrógeno a distancias variables con respecto al pozo. Cambiar la frecuencia de operación facilita la adquisición de mediciones para profundidades de investigación múltiples (DOI, por sus siglas en inglés). La programabilidad de la herramienta MRX permite además obtener mediciones a profundidades de medición múltiples en un solo paso. Los datos y las respuestas de la herramienta MRX desde las distintas profundidades de medición se procesan y reportan por separado.

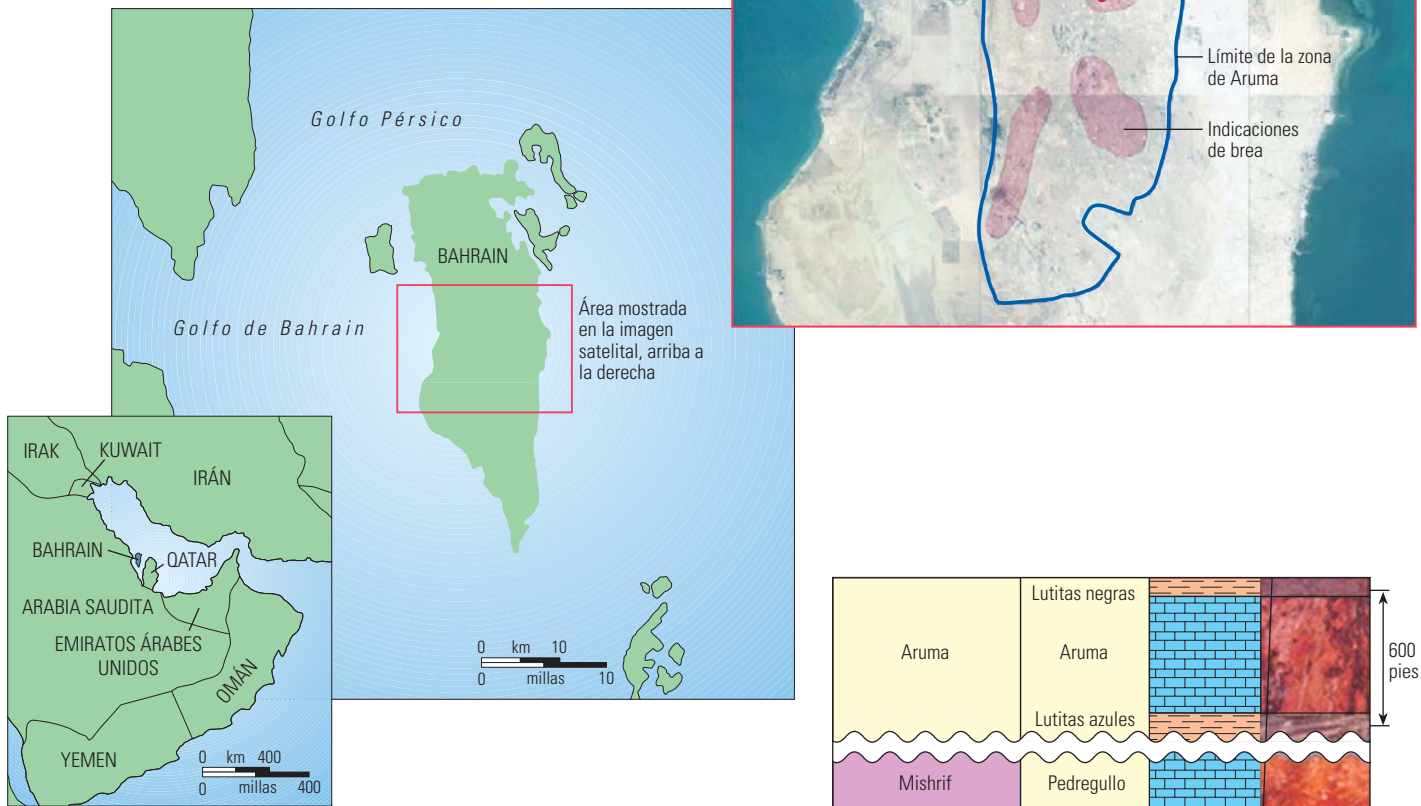
Cada herramienta MRX posee tres antenas incorporadas, dos de alta resolución y una principal. La antena principal opera a frecuencias múltiples y se utiliza fundamentalmente para aplicaciones de caracterización de fluidos. Por ejemplo, los datos provenientes del modo de operación más avanzado, denominado generación de perfiles de saturación, pueden utilizarse para indicar qué fluidos están presentes en las profundidades de investigación tanto someras como profundas utilizadas en la secuencia de adquisición de registros. Debido a la excentricidad del modo de operación y el diseño de la antena, las profundidades de investigación—que oscilan entre 3.8 y 10 cm [1.5 y 4 pulgadas]—se mantienen a lo largo de un amplio rango de diámetros de pozos, tipos de lodos y temperaturas. El contraste entre la profundidad de investigación profunda y la profundi-

dad de investigación somera ayuda a los analistas a identificar los problemas de calidad de los datos asociados con pozos rugosos, revoque de filtración e invasión de fluidos porque la percepción de las DOI más profundas habitualmente trasciende el daño de formación inducido por la perforación (arriba).

La herramienta MRX ofrece ventajas significativas para la caracterización de fluidos.²⁷ De los tres mecanismos de relajación—la relajación volumétrica, la relajación de superficie y la difusión en un gradiente—el más fácil de ser controlado por la secuencia de pulsos es la difusión. Mediante la modificación de una serie de secuencias CPMG estándares, los efectos de la difusión pueden codificarse sucesivamente en los datos. La inversión y la subsiguiente interpretación permiten asociar los efectos de la difusión con diferentes tipos de fluidos, incluyendo gas, petróleo, agua y filtrado de lodo a base de petróleo.

El principal método de interpretación es una inversión del modelo de fluidos, conocido como Caracterización de Fluidos por Resonancia Magnética MRF, o bien una inversión independiente del modelo que genera una correlación bidimensional entre la difusión, D , y los datos de T_2 , conocida como mapa D - T_2 . Ambos métodos, la inversión MRF y la interpretación de mapas D - T_2 , aplican el modelo de viscosidad componente que correlaciona la difusión del petróleo con su tiempo T_2 .²⁸ Dado que se conoce la difusión del gas y el agua, se puede obtener una medición cuantitativa de los volúmenes de fluidos. Esta información resulta de utilidad para la comprensión de las formaciones carbonatadas, en las que los fluidos

22. Para obtener mayor información sobre técnicas de RMN, consulte: Alvarado et al, referencia 2.
Allen D, Flaum C, Ramakrishnan TS, Bedford J, Castelljins K, Fairhurst D, Gubelin G, Heaton N, Minh CC, Norville MA, Seim MR, Pritchard T y Ramamoorthy R: "Tendencias en registros de RMN," *Oilfield Review* 12, no. 3 (Invierno de 2000): 2–21.
23. La sigla CPMG corresponde al ciclo de pulsos de radiofrecuencia diseñados por Carr, Purcell, Meiboom y Gill para producir ecos y contrarrestar el desfase causado por las inhomogeneidades del campo magnético estático.
24. El método de Timur-Coates para el cálculo de la permeabilidad se basa en la relación fluido libre/fluido ligado obtenida de las mediciones de RMN. Al igual que en muchos cálculos de la permeabilidad, hay un término basado en la porosidad y un término relacionado con el tamaño de los poros, que en este caso es la relación entre el índice de fluido libre (FFI, por sus siglas en inglés) y el índice de fluido ligado (BFI, por sus siglas en inglés). El método SDR, desarrollado en el Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger, se basa en la media logarítmica T_2 de una medición de RMN y el cálculo incluye un término basado en la porosidad y un término relacionado con el tamaño de los poros, en este caso la media logarítmica T_2 .
25. Para obtener mayor información, consulte: Hassall JK, Ferraris P, Al-Raisi M, Hurley NF, Boyd A y Allen DF: "Comparison of Permeability Predictors from NMR, Formation Image and Other Logs in a Carbonate Reservoir," artículo de la SPE 88683, presentado en la Exhibición y Conferencia Internacional del Petróleo de Abu Dhabi, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 10 al 13 de octubre de 2004.
26. Para obtener mayor información sobre la herramienta MRX, consulte: DePavia L, Heaton N, Ayers D, Freedman R, Harris R, Jorion B, Kovats J, Luong B, Rajan N, Taherian R, Walter K, Willis D, Scheibal J y García S: "A Next-Generation Wireline NMR Logging Tool," artículo de la SPE 84482, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.
27. Freedman R y Heaton N: "Fluid Characterization Using Nuclear Magnetic Resonance Logging," *Petrophysics* 45, no. 3 (Mayo a junio de 2004): 241–250.
28. Freedman R, Sezginer A, Flaum M, Matteson A, Lo S y Hirasaki GJ: "A New NMR Method of Fluid Characterization in Reservoir Rocks: Experimental Confirmation and Simulation Results," artículo de la SPE 63214, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 1º al 4 de octubre de 2000.



^ Localización y estratigrafía del Campo Bahrain. Descubierto en el año 1932, el Campo Bahrain corresponde a una estructura anticlinal fallada (*izquierda y extremo superior derecho*) de la que actualmente producen más de 400 pozos. BAPCO estudió la producibilidad de la zona de Aruma del Cretácico Superior (*extremo inferior derecho*), por mucho tiempo considerada subeconómica, mediante la adquisición de datos de caracterización de fluidos y rocas provenientes de núcleos y registros.

dos múltiples, la mojabilidad, las propiedades de superficie y los sistemas porosos vulgares plantean desafíos para la interpretación de la distribución de T_2 por resonancia magnética nuclear tradicional.

La tecnología MRX es un complemento de la herramienta de RMN existente, la herramienta de Resonancia Magnética Combinada. La elección del dispositivo a correr depende de los objetivos de la evaluación de formaciones. Si las respuestas de la herramienta de RMN estándar a una DOI somera son suficientes, con la opción de la caracterización de fluidos como un registro estacionario, podría resultar apropiada la tecnología CMR. La sonda CMR es más corta y más liviana, lo que posibilita un despliegue más fácil en la ubicación del pozo. Por otro lado, la herramienta MRX provee respuestas para la evaluación de formaciones de las que no se dispone con otras herramientas. En Bahrain, por ejemplo, la caracterización de

fluidos y el análisis de profundidades de investigación múltiples con las herramientas CMR y MRX demostró ser esencial para la reevaluación de zonas productivas pasadas por alto.

Reevaluación de zonas productivas pasadas por alto en Bahrain

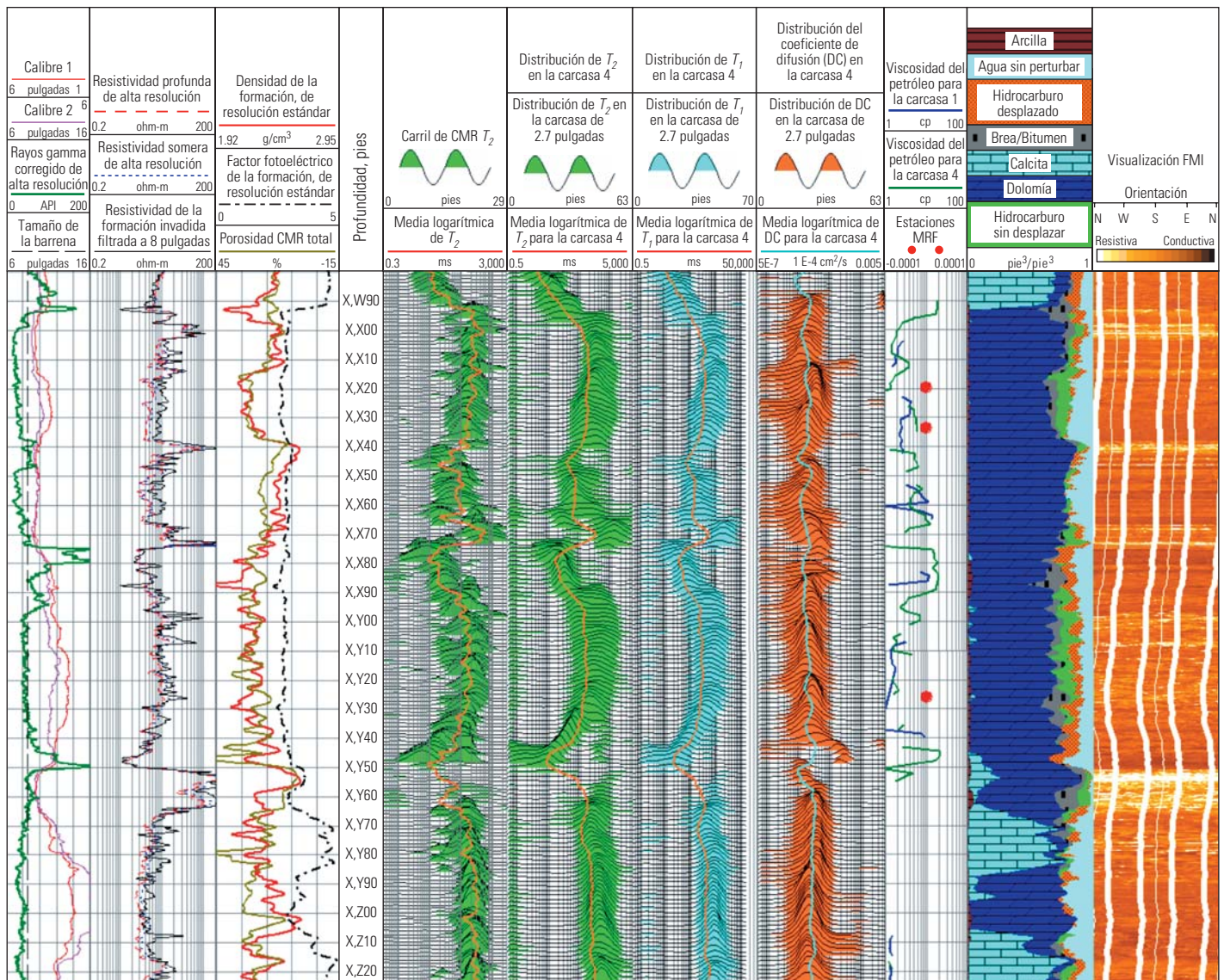
Bahrain Petroleum Company (BAPCO) revaluó recientemente la zona de Aruma del Cretácico Superior en el Campo Bahrain (*arriba*). Si bien el campo fue descubierto en 1932 y ahora contiene

más de 400 pozos productivos, las reservas de petróleo situadas detrás de la tubería de revestimiento en esta caliza dolomítica fueron pasadas por alto en favor del petróleo de baja viscosidad presente a mayor profundidad.²⁹ La viscosidad del petróleo de la zona de Aruma era considerada alta, registrándose valores de hasta 20,000 cp, porque las operaciones de perforación previas a menudo indicaban la presencia de brea en dicha zona, lo que la tornaba poco atractiva desde el punto de vista económico.

29. Para obtener mayor información sobre el Campo Bahrain, consulte: Murty CRK y Al-Haddad A: "Integrated Development Approach for a Mature Oil Field," artículo de la SPE 81438, presentado en la 13a. Muestra y Conferencia del Petróleo y del Gas de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 9 al 12 de junio de 2003.

30. Zubari H, Murty CRK, Ramamoorthy R, Srivastava A y Stowe I: "Integrated Visualization and Manipulation of Well Data for Maximizing Data Value and Delivering Well-Informed Decisions for a Shallow Tar Formation," artículo de la SPE 93468, presentado en la 14a Muestra y Conferencia del Petróleo y del Gas de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 12 al 15 de marzo de 2005.

31. La dolomitización es un proceso geoquímico en el que la dolomía reemplaza a otros minerales. El volumen de la dolomía es menor que el de la calcita, de manera que en ciertos casos aislados el reemplazo de calcita por dolomía en una roca puede incrementar el espacio entre los poros de la roca. No obstante, es más frecuente que la disolución producida por los fluidos produzca una reducción de la porosidad.



^ Registro compuesto del Campo Bahrain. El análisis de registros de alta resolución resultó esencial para la correcta interpretación de un juego de registros completo y de un núcleo del Pozo B. Los datos de rayos gamma, tamaño de la barrena y calibre del Carril 1 muestran la pobre calidad del agujero. Los datos CMR y MRX aparecen en los Carriles 4 a 8. Los datos de viscosidad del fluido del Carril 8 incluyen mediciones de estaciones CMR y perfiles MRX. En el Carril 9 se muestra una evaluación de formación realizada con el programa de Análisis Elemental de Registros ELANPlus y, en el Carril 10, una imagen generada con la herramienta FMI.

Para evaluar en su totalidad la producibilidad de la zona de Aruma, en el año 2001 BAPCO implementó un estudio detallado que se centraba en dos pozos del área central-norte del campo.³⁰ Trabajando con Schlumberger, BAPCO adquirió en el Pozo A núcleos convencionales y registros con la sonda integrada de herramientas de adquisición de registros Platform Express y con las herramientas FMI y CMR para determinar la litología, la porosidad, el contenido de brea y la permeabilidad, y obtener una mejor predicción del flujo del yacimiento de Aruma. En el Pozo B, perforado en el año 2003, BAPCO adquirió los mismos datos, además de los datos MRX (arriba).

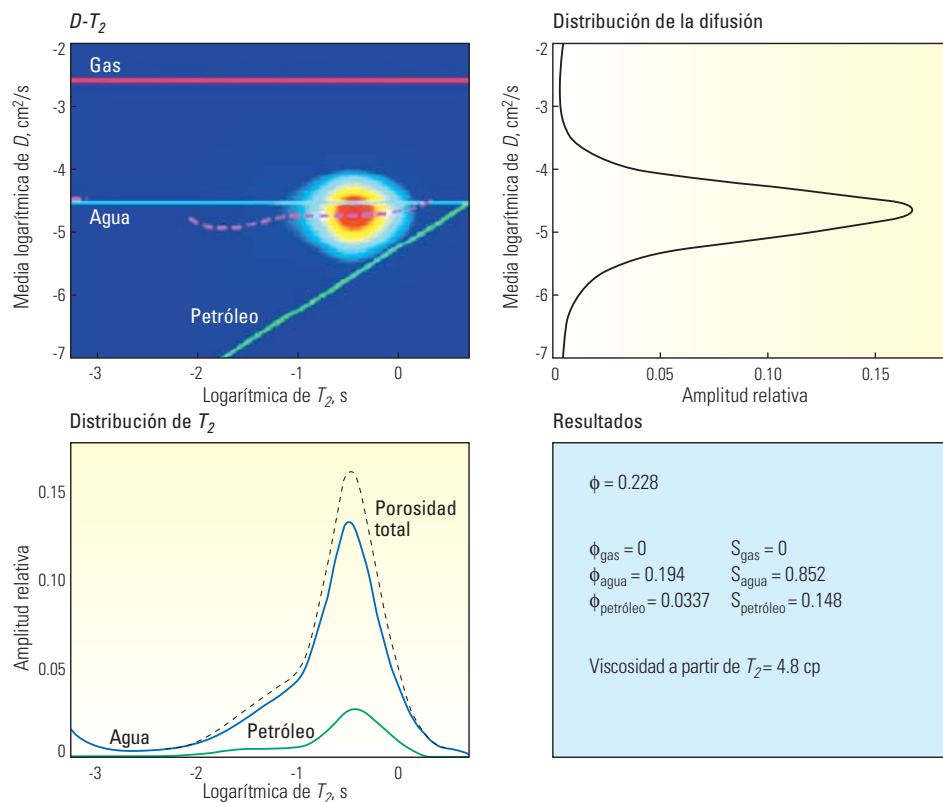
Mientras se registraba el Pozo B, el equipo a cargo de los activos de la compañía observó que

las muestras de petróleo producido en el lodo de perforación poseían viscosidades de tan sólo 3 cp. El análisis petrofísico cuidadoso incorporó datos de porosidad, litología y núcleos. Las predicciones de la permeabilidad obtenidas del conjunto de datos integrados sugerían que la permeabilidad mejoraba con el aumento de la dolomitización.³¹

Todos los datos—de perforación, registros y núcleos—fueron integrados utilizando el programa Well-ID, un sistema de entrega de respuestas basado en Windows y en toda la información disponible. El programa permite que los usuarios integren y visualicen los datos de registros, núcleos y pruebas, fotografías e interpretaciones en una pantalla, lo que facilita la toma de mejores decisiones y la preparación de los datos de entrada para las simulaciones de yacimientos.

Los datos NMR resultaron cruciales para la evaluación petrofísica de la zona de Aruma. En el Pozo A, las fotografías de núcleos confirmaron la precisión de la identificación de la zona de brea en base al registro CMR.

En el Pozo B, las herramientas CMR y MRX se bajaron juntas. En algunas secciones, la pobre calidad del agujero deterioró la calidad de los datos de registros con excepción de la carcasa profunda de 2.7 pulgadas de la herramienta MRX, o volumen, que no fue afectada por el agrandamiento del pozo. El equipo de estudio de yacimientos logró evaluar en forma confiable la porosidad y el volumen de brea mediante la integración cuidadosa de los datos.



^ Caracterización de fluidos en el Campo Bahrain. Los colores del mapa de difusión (D) versus el tiempo de relajación transversal, T_2 (*extremo superior izquierdo*) indican la magnitud de la porosidad asociada con un coeficiente de difusión, o difusividad, y un tiempo T_2 dados. Esto puede concebirse como el estiramiento de la distribución de T_2 hasta alcanzar una segunda dimensión. Este mapa de difusión versus T_2 indica la presencia de petróleo de baja viscosidad. Las gráficas del extremo inferior izquierdo y del extremo superior derecho son proyecciones del mapa sobre los ejes T_2 y D . Los resultados de la interpretación se muestran en el extremo inferior derecho.

La técnica MRF fue aplicada en el Pozo B (*arriba*). La técnica MRF puede utilizarse mediante la adquisición de registros estacionarios con la herramienta CMR; la sonda MRX puede adquirir datos que caracterizan los fluidos versus la profundidad en el modo de adquisición de registros continuo. En este caso se efectuaron mediciones en cuatro estaciones con la herramienta CMR. Los resultados de la caracterización de fluidos de ambas herramientas indicaron la existencia de petróleo de viscosidad relativamente baja, inferior a 5 cp, además de brea, lo que condujo al equipo de estudio a concluir que la zona de Aruma contiene saturaciones económicamente explotables de petróleo móvil.

Sobre la base de esta nueva evaluación de la zona de Aruma, BAPCO proyecta realizar operaciones de terminación adicionales en este yacimiento. La compañía seguirá integrando métodos de adquisición de registros y enfoques analíticos de avanzada para aumentar eficazmente la producción.

Además de ayudar a las compañías a evaluar mejor los yacimientos pasados por alto, la tecnol

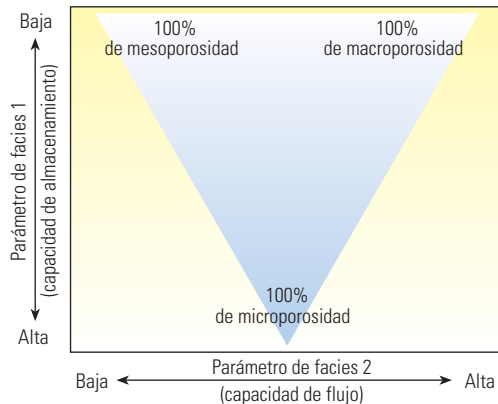
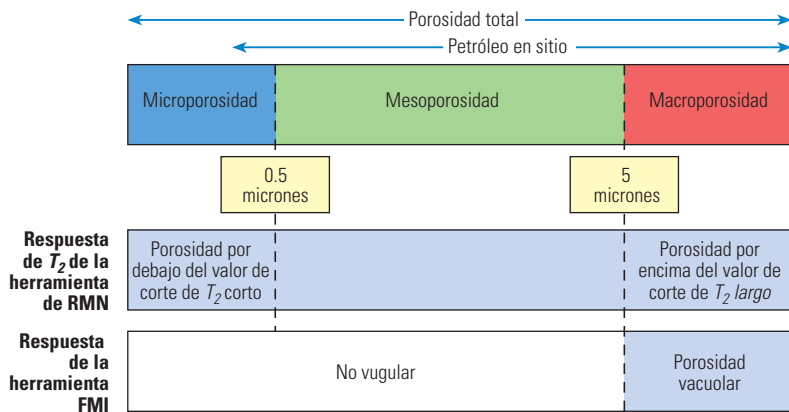
ogía de RMN está desempeñando un rol importante en lo que respecta a la evaluación del comportamiento de zonas individuales del yacimiento. La identificación de unidades significativas desde el punto de vista del yacimiento constituye una parte importante de la comprensión y predicción del desempeño de un yacimiento. Este tipo de interpretación trasciende el análisis petrofísico estándar ya que traslada una interpretación de un solo pozo a un contexto más amplio, tal como un marco estratigráfico o un marco estratigráfico secuencial.³² A partir de esta interpretación, los paquetes sedimentarios pueden agruparse correctamente en unidades de flujo o compartimientos de yacimientos y los ingenieros de yacimientos pueden tomar decisiones sobre la base de toda la información disponible relacionadas con el manejo de yacimientos.

La identificación de unidades significativas desde el punto de vista del yacimiento se muestra promisorio en las rocas carbonatadas petrolíferas. Las unidades de flujo cuidadosamente mapeadas se incorporan en modelos de yacimientos tridimensionales (3D). A partir de estos

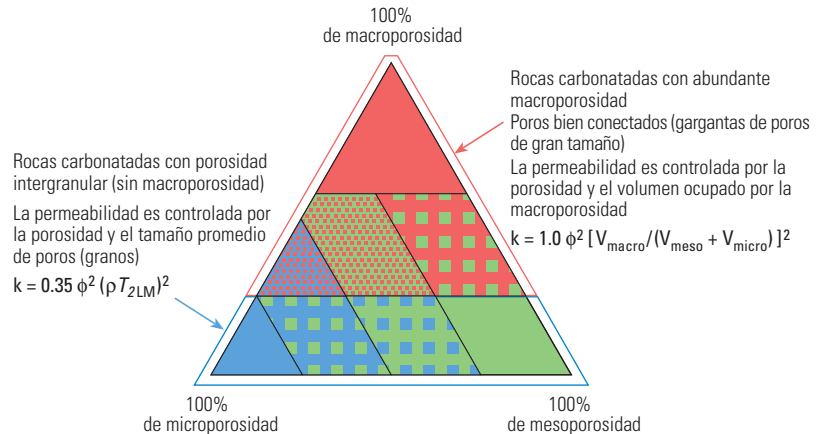
modelos, los científicos e ingenieros pueden mejorar el manejo de los yacimientos. Se han efectuado estudios estratigráficos secuenciales de alta resolución en yacimientos carbonatados de petróleo de Medio Oriente, donde los investigadores están observando que la combinación de registros de imágenes de la pared del pozo y registros de RMN constituye una herramienta poderosa para comprender el comportamiento de los yacimientos, encarando la problemática general de distinguir entre los diferentes tipos de porosidades presentes en las rocas carbonatadas.

Comprensión del flujo en yacimientos carbonatados

En el pasado, los petrofísicos trabajaban asiduamente para estimar la permeabilidad en rocas carbonatadas, desarrollando nuevas técnicas a medida que se disponía de nuevas herramientas de adquisición de registros. Los primeros métodos de RMN eran promisorios, pero su utilidad se reducía en zonas de macroporosidad. Los métodos sísmicos, tales como el método de estimación de la permeabilidad de Stoneley, también resul



Clases de sistemas porosos y permeabilidad de los carbonatos



^ Separación de la porosidad. Los programas de avanzada utilizan las mediciones de T_2 obtenidas con la herramienta de RMN y las respuestas de la herramienta FMI para distinguir la microporosidad de la mesoporosidad y de la macroporosidad (*extremo superior izquierdo*). A partir de esto, los científicos e ingenieros pueden comenzar a evaluar los aspectos cruciales del comportamiento de los yacimientos, incluyendo la capacidad de almacenamiento y la capacidad de flujo (*extremo inferior izquierdo*). Las clases de sistemas porosos que se muestran precedentemente se utilizan en las visualizaciones de las interpretaciones estándar.

taban de utilidad para la predicción de tendencias.³³ El análisis de los registros de imágenes proporcionaba un mayor grado de resolución vertical y mejores evaluaciones de las fracturas y la porosidad secundaria. Durante un tiempo, los petrofísicos reconocieron que ciertas combinaciones de herramientas y registros aportaban mejor información sobre las rocas carbonatadas. Por ejemplo, correr registros de imágenes de la pared del pozo después de adquirir núcleos laterales constituye una alternativa poderosa para relacionar los datos derivados de núcleos con los datos de registros en rocas heterogéneas. No obs-

tante, en ciertas áreas, los especialistas observan que la permeabilidad es difícil de predecir en forma confiable en base a registros y que la realización de pruebas con empacadores y probetas de herramientas tales como el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT constituye el mejor método de estimación de la permeabilidad.

Los estudios de carbonatos en curso condujeron al desarrollo de nuevos programas de petrofísica de los carbonatos. El programa de separación de la porosidad y análisis de la permeabilidad es una aplicación del sistema GeoFrame que implementa una nueva metodología para los carbona-

tos en base a una serie de estudios de campo llevados a cabo en Medio Oriente y en otros lugares del mundo en los últimos años. La clasificación de la porosidad se basa en la clasificación de Lucia, al igual que en otros esquemas de clasificación ampliamente utilizados, como fundamento para la tipificación de las rocas carbonatadas.³⁴

Luego de un exhaustivo análisis petrofísico de la litología, la porosidad y las saturaciones de fluidos, las mediciones de RMN de la herramienta CMR, la herramienta MRX o los datos del servicio de geonavegación dentro del yacimiento en tiempo real proVISION y los datos de la herramienta FMI, además de una interpretación de la porosidad realizada con el programa de Análisis Elemental de Registros ELANPlus, son introducidos en el paquete de separación de la porosidad para dividir la porosidad en sus micro, meso y macro componentes (*arriba*).³⁵ La aplicación de separación de la porosidad utiliza luego ese resultado para reconstruir la permeabilidad. La permeabilidad se calcula de acuerdo con versiones especiales de las ecuaciones del Centro de

32. La estratigrafía secuencial es un campo de estudio en el que los depósitos sedimentarios que constituyen el relleno de cuencas, denominados secuencias, son interpretados en un marco de deposición, subsidencia y eustasia, o variación del nivel del mar, a través del tiempo para correlacionar los estratos y predecir la estratigrafía de áreas relativamente desconocidas.

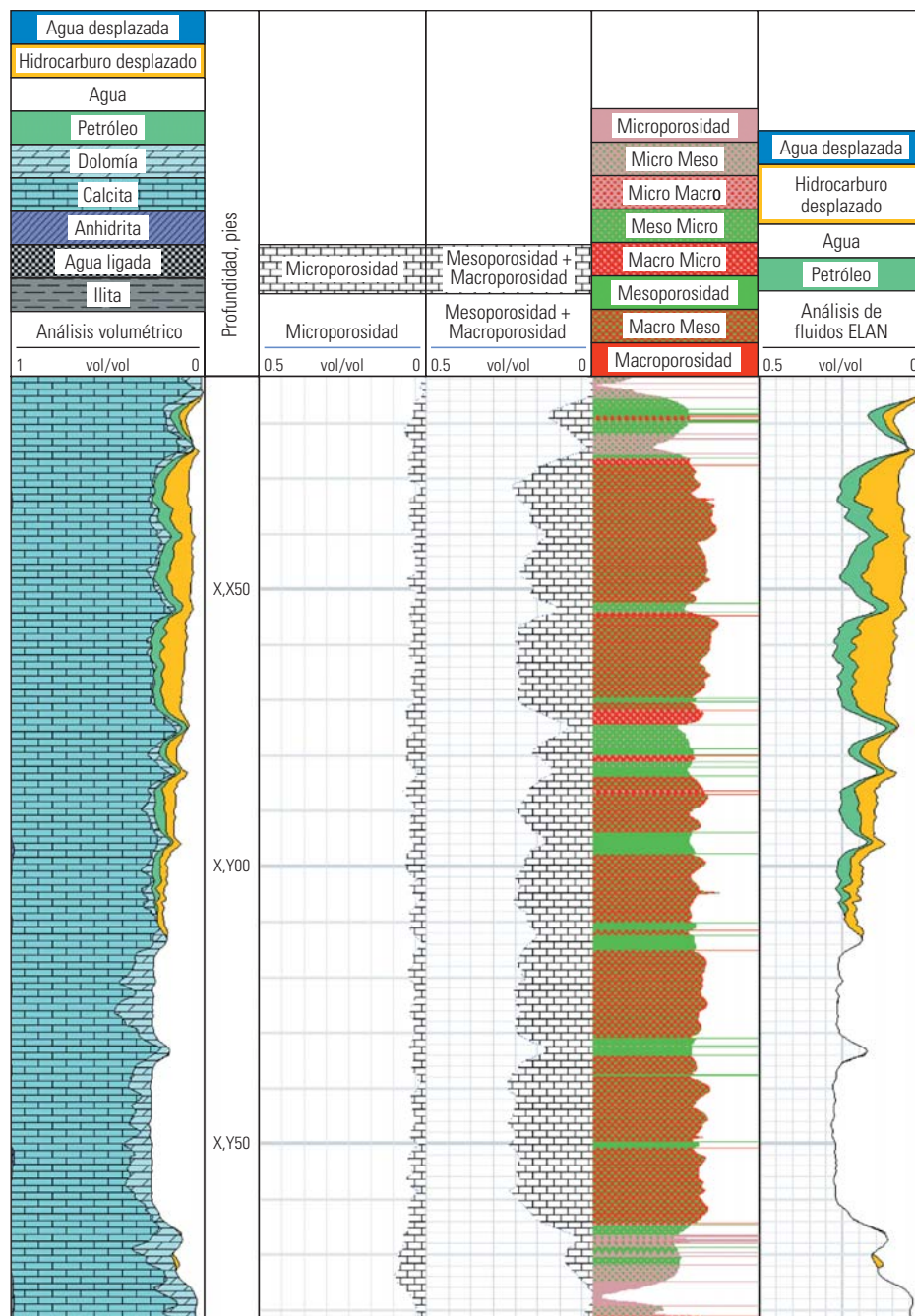
33. La permeabilidad de Stoneley se refiere a la capacidad del fluido de desplazarse a través de una roca y se mide por la reducción de la amplitud o el incremento de la lentitud de la onda acústica de Stoneley generada en el pozo. La velocidad y la amplitud de la onda de Stoneley se reducen debido a la presencia de fluidos móviles en la formación. Fisicamente, el efecto puede verse como un acoplamiento de la energía de Stoneley que da como

resultado una onda de formación conocida como onda lenta. La magnitud de la reducción es una función complicada de esta movilidad (o permeabilidad dividida por la viscosidad), las propiedades del fluido de pozo, el fluido de poros y el revoque de filtración, las propiedades elásticas de la roca y la frecuencia de onda.

34. Lucia, referencia 11.

Marzouk I, Takezaki H y Suzuki M: "New Classification of Carbonate Rocks for Reservoir Characterization," artículo de la SPE 49475, presentado en la 8a Exhibición y Conferencia Internacional del Petróleo de Abu Dhabi, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 11 al 14 de octubre de 1998.

35. Para obtener mayor información, consulte: Hassall et al, referencia 25.



^ Separación de la porosidad en un campo petrolero gigante. Los diferentes tipos de poros se indican en los Carriles 2, 3 y 4. El resultado final de la aplicación del programa del sistema GeoFrame puede adaptarse a necesidades específicas como asistencia en la toma de decisiones relacionadas con la ejecución de pruebas, operaciones de disparos o tratamientos de estimulación ácida.

Investigaciones Doll de Schlumberger (SDR) o las ecuaciones del modelo Timur-Coates para carbonatos, dependiendo de qué clases de sistemas porosos hayan sido identificados. El resultado final puede adaptarse a las necesidades específicas como asistencia en la toma de decisiones relacionadas con la ejecución de pruebas, operaciones de disparos o tratamientos de estimulación ácida (arriba).

Este programa, utilizado por primera vez a nivel comercial por los intérpretes consultores de Schlumberger a fines de diciembre de 2004, ha sido rigurosamente probado en rocas carbonatadas. Los petrofísicos de Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO), trabajando en conjunto con Schlumberger, obtuvieron mediciones de núcleos y utilizaron el programa para completar el desarrollo del método.³⁶

Al igual que otras técnicas para evaluar el potencial de flujo, el método de separación de la porosidad requiere una interpretación calificada y una aplicación juiciosa para obtener resultados de utilidad. El modelo asume que el tamaño de los cuerpos porosos está relacionado con el tamaño de las gargantas de poros. En consecuencia, el programa no fue diseñado para manipular yacimientos con predominio de vacuolas separadas

que no se comunican, fracturas que vinculan poros o poros de gran tamaño conectados por gargantas de poros pequeñas. No obstante, su desempeño es destacado en yacimientos que poseen macroporos con conexiones entre poros intermedios. La calibración de los resultados de la nueva aplicación con las permeabilidades medidas a partir de núcleos o pruebas de formaciones es esencial para asegurar la validez de las interpretaciones.

En el caso del análisis del yacimiento Abu Dhabi, el equipo de interpretación seleccionó inicialmente un pozo con datos extensivos, incluyendo datos de núcleos y un conjunto completo de registros, de un campo gigante cuyas rocas yacimiento habían sido estudiadas previamente en forma exhaustiva.³⁷ Al equipo de estudio le preocupaba particularmente el amplio rango de permeabilidad del pozo—0.1 a 5,000 mD—y la necesidad de comprender los efectos potenciales de los intervalos de alta permeabilidad sobre la producción en un proyecto de inyección de agua activo. Finalmente, la mejor estimación de la permeabilidad se obtuvo de la integración de los datos de RMN con el registro de imágenes de la pared del pozo.

Los profesionales de todo el mundo están participando activamente en el desarrollo de diversas técnicas basadas en registros para la separación de la porosidad y la cuantificación de la permeabilidad, con el fin de mejorar las estrategias de terminación de pozos y el manejo de campos petroleros.³⁸ La correcta adaptación de estas técnicas según la naturaleza específica de cada campo o de cada región petrolera constituye un desafío significativo. Por ejemplo, el éxito de un proyecto de recuperación secundaria requiere que los fluidos inyectados barran el yacimiento en forma eficaz en vez de penetrar en un compartimiento aislado o pasar por alto las reservas alojadas en zonas de alta permeabilidad. En estas situaciones, es fundamentalmente importante determinar cómo las diferentes rocas carbonatadas contribuyen al flujo o lo impiden.

Diferentes tecnologías, diferentes modalidades, diferentes discernimientos

Los especialistas en carbonatos están desarrollando diligentemente diversas formas de aplicar tanto la tecnología vieja como la nueva para lograr mejores resultados. Por ejemplo, los investigadores del Centro de Investigaciones de Schlumberger en Cambridge (SCR) están aplicando técnicas de tomografía computada (TC) y visualización inmersiva para examinar los granos, cementos y sistemas porosos de las rocas desde la escala de secciones delgadas hasta la

escala de núcleos de diámetro completo.³⁹ Las visualizaciones, en estas diferentes escalas, muestran detalles de la mineralogía, los tipos y formas de granos, las estructuras porosas y las conexiones entre los poros. El entorno inmersivo facilita la interpretación interactiva de los datos TC y la integración de éstos con otros datos.

Los científicos del Centro de Investigación de Carbonatos Dhahran de Schlumberger en Arabia Saudita están realizando estudios de aplicaciones sísmicas terrestres, geología y petrofísica de rocas carbonatadas, dinámica de fluidos y tecnologías de producción de avanzada. Los yacimientos carbonatados de Medio Oriente representan un laboratorio natural superlativo en el que los científicos pueden examinar los detalles finos de los poros individuales para evaluar la recuperación final de petróleo, las heterogeneidades en una variedad de escalas que afectan la eficiencia de barrido, y los aspectos, a escala de campo, de la ubicación y el diseño de los pozos, así como del manejo de yacimientos. Sin embargo, el personal procura trascender la geología local para encarar los problemas con que se enfrentan los especialistas en carbonatos de todo el mundo, tales como el desarrollo de descripciones de rocas uniformes que puedan utilizarse efectivamente por geólogos, petrofísicos e ingenieros de yacimientos, y la concepción de técnicas de evaluación petrofísica en tiempo real para las rocas carbonatadas.

Seguirán efectuándose estudios de RMN de rocas carbonatadas con el propósito de optimizar la evaluación de yacimientos carbonatados mediante el desarrollo de una imagen más clara del tamaño y la distribución de los poros. Esto podría conducir a la generación de modelos matemáticos o transformadas de permeabilidad de mayor robustez para los yacimientos carbonatados, pero no contribuirá a satisfacer los desafíos inmediatos que plantea el manejo de yacimientos, tales como la eficiencia de barrido.

Las técnicas de probabilidades también seguirán desempeñando un rol importante en la estimación de la permeabilidad en los carbonatos debido a la heterogeneidad de los sistemas porosos. Las predicciones confiables de la permeabilidad son esenciales para optimizar las operaciones de estimulación de pozos y el manejo de yacimientos.

Si bien el tema no ha sido abordado en detalle en este artículo, la mayoría de los yacimientos carbonatados contienen fracturas naturales que pueden afectar profundamente el movimiento de los fluidos. El tamaño y la distribución de las fracturas siguen siendo difíciles de predecir o modelar con la tecnología actual.⁴⁰ Las rocas car-

bonatadas fracturadas, presentes en el subsuelo y en afloramientos, requieren un estudio más profundo para reforzar el conocimiento adquirido a partir de datos tales como registros de imágenes, otros registros y pruebas de pozos, con el fin de mejorar la ubicación de los pozos y el manejo de los yacimientos.

La falta de una solución del tipo “talla única” obliga a los científicos e ingenieros a tener en cuenta rigurosamente todos los datos, en todas las escalas.⁴¹ Si bien algunos profesionales especialistas en carbonatos optan por concentrarse en un solo atributo que controla el comportamiento y los aspectos económicos de los yacimientos en una localización en particular, tal como la geometría de poros o la permeabilidad, los estudios integrados basados en tecnología de avanzada están posibilitando un manejo más efectivo de los yacimientos carbonatados de todo el mundo.

—GMG

36. Para obtener mayor información sobre predicción de la permeabilidad con métodos de RMN, consulte: Hassall et al, referencia 25.

37. Russell SD, Akbar M, Vissapragada B y Walkden GM: “Rock Types and Permeability Prediction from Dipmeter and Image Logs: Shuaiba Reservoir (Aptian), Abu Dhabi,” *Boletín de la AAPG* 86, no. 10 (Octubre de 2002): 1709–1732.

38. Para ver un ejemplo de Texas Oeste, EUA, consulte: Xu C, Russell D, Gournay J y Richter P: “Porosity Partitioning and Permeability Quantification in Vuggy Carbonates Using Wireline Logs, Permian Basin, West Texas,” artículo presentado en el 46o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA, Nueva Orleans, 26 al 29 de junio de 2005.

39. Para obtener mayor información sobre la utilización de técnicas de tomografía computada y visualización inmersiva, consulte: Kayser A, Gras R, Curtis A y Wood R: “Visualizing Internal Rock Structures: New Approach Spans Five Scale-Orders,” *Offshore* 64, no. 8 (Agosto de 2004): 129–131.

40. Kerans C: “Progress and Potential in Building and Populating 3D Static Models of Carbonate Reservoirs,” presentado en el Simposio de Investigación de Hedberg de la AAPG de Caracterización y Simulación de Yacimientos Carbonatados: De las Facies a las Unidades de Flujo, El Paso, Texas, EUA, 15 al 18 de marzo de 2004.

41. Para ver un ejemplo de las Filipinas, consulte: Grottsch J y Mercadier C: “Integrated 3-D Reservoir Modeling Based on 3-D Seismic: The Tertiary Malampaya and Camago Buildups, Offshore Palawan, Philippines,” *Boletín de la AAPG* 83, no. 11 (Noviembre de 1999): 1703–1728.

El hidrógeno: ¿Un futuro portador energético?

Para muchos, el hidrógeno es el combustible limpio del futuro porque su único subproducto es el agua. Para que el hidrógeno se convierta en una parte importante de la economía energética, se deben enfrentar diversas cuestiones tecnológicas fundamentales. Los gobiernos, las instituciones dedicadas a la investigación y los negocios, incluyendo la industria del petróleo y el gas, deben desempeñar roles importantes para la resolución de los problemas relacionados con la producción, transporte, almacenamiento y distribución del hidrógeno.

Kamel Bennaceur
Gatwick, Inglaterra

Brian Clark
Sugar Land, Texas, EUA

Franklin M. Orr, Jr.
Proyecto Clima Global y Energía (GCEP)
Universidad de Stanford
Stanford, California, EUA

T. S. Ramakrishnan
Ridgefield, Connecticut, EUA

Claude Roulet
Houston, Texas

Ellen Stout
Air Liquide
Houston, Texas

Por su colaboración en la preparación de este artículo se agradece a Chris de Koning, Shell Hydrogen BV, Amsterdam, Países Bajos; Chris Edwards y Maxine Lym, GCEP, Stanford, California.

ECLIPSE 300 es una marca de Schlumberger. Roller Pac es una marca de Axane.

El mundo tiene un apetito voraz por la energía. Los recursos económicos y abundantes han alimentado los avances tecnológicos producidos desde la Revolución Industrial hasta el momento actual. Para que ese crecimiento continúe se requerirá un abastecimiento continuo de energía de bajo costo, que no es sustentable con los recursos actuales. Además, las preocupaciones existentes en torno a las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de fuentes de combustibles fósiles están generando una nueva serie de requisitos tecnológicos.

En un futuro ideal, aunque lejano, existe un mundo de fuentes de energía renovables, libres de contaminación para todo, desde las redes de energía eléctrica hasta los vehículos particulares. En términos tecnológicos, el camino que conduce a ese futuro es una empinada cuesta ascendente.

Es probable que el hidrógeno forme parte de este futuro idealista y, posiblemente, una parte importante. Una molécula de hidrógeno [H_2] en presencia de oxígeno puede convertirse en agua, con liberación de energía en forma de calor y trabajo. Es difícil imaginar una fuente de energía más limpia.

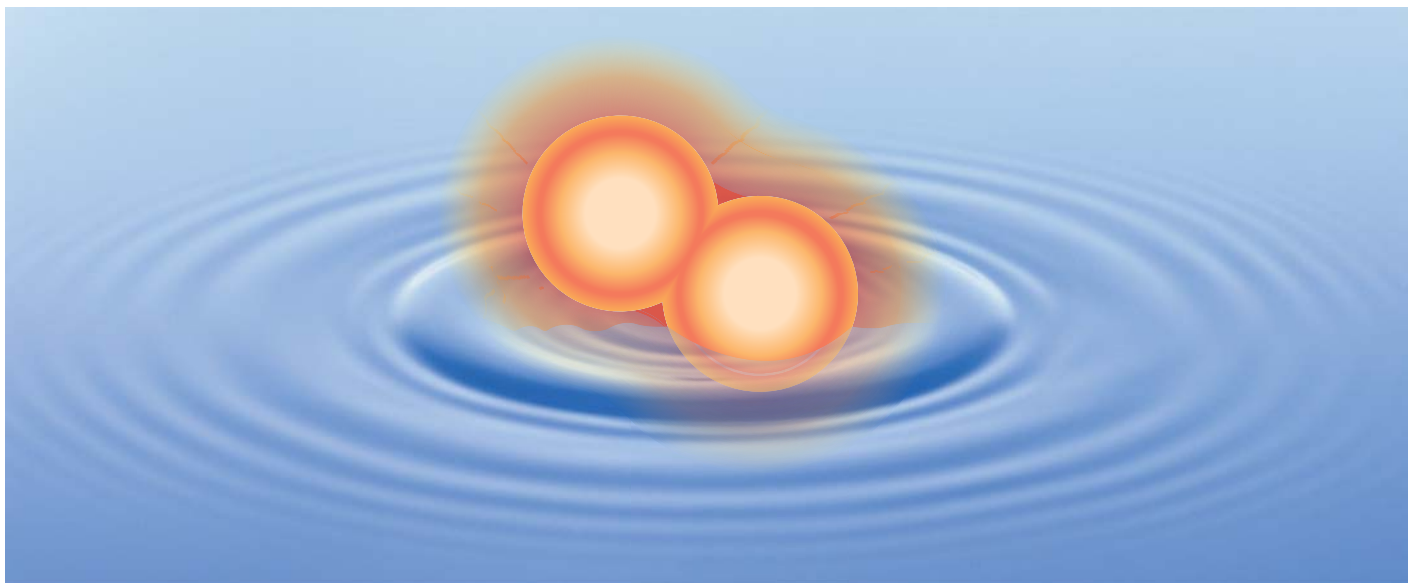
No obstante, existen ciertos desafíos. En primer lugar, el hidrógeno molecular no existe naturalmente en altas concentraciones; es sólo un 0.00005% del aire.¹ El hidrógeno se encuentra normalmente ligado en otras moléculas, siendo el agua y los hidrocarburos las más comunes. A diferencia del gas natural, el hidrógeno molecu-

lar tampoco se encuentra en grandes acumulaciones en los estratos geológicos.

Esto significa que el hidrógeno no es una fuente de combustible primaria. Al igual que la electricidad, constituye un medio de transmisión de la energía desde las fuentes de combustible primarias hasta los usuarios. Al igual que la energía eléctrica, el hidrógeno debe ser producido y transportado, aunque posee un atributo adicional que lo hace más atractivo que la electricidad para ciertas aplicaciones: puede almacenarse para ser utilizado con posterioridad.² Esta particularidad es la que le confiere su utilidad para la impulsión de vehículos y otros dispositivos portátiles.

La producción actual de hidrógeno es de aproximadamente 55 millones de toneladas americanas/año [50 Mt/año] y se destina en su mayor parte a fines industriales en aplicaciones químicas y petroquímicas. Una economía mundial que utilice el hidrógeno como un portador energético fundamental requerirá un incremento enorme de ese volumen de producción, además de una compleja infraestructura nueva para el transporte y la provisión de hidrógeno a los usuarios.

Este artículo analiza la transición global hacia una economía basada en el hidrógeno y los roles que podrían desempeñar los sectores de la industria del petróleo y el gas en las próximas décadas. Además se describen algunas de las barreras tecnológicas principales que se deben superar.

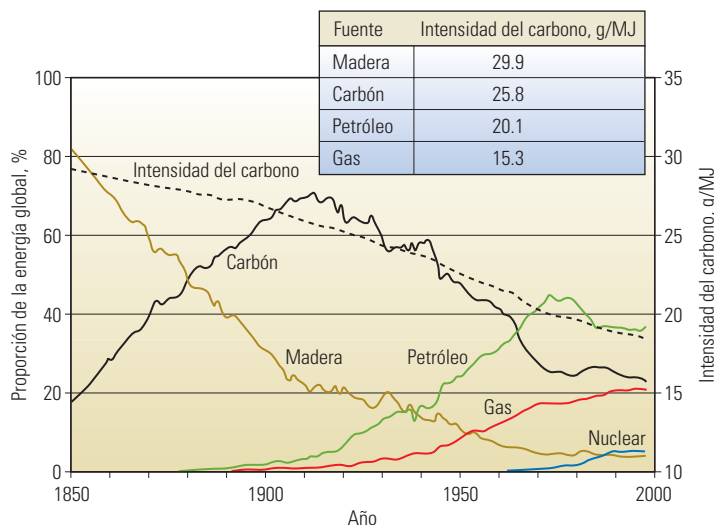


¿Qué es la economía del hidrógeno?

La economía del hidrógeno es un sistema que utiliza al hidrógeno como un medio de transporte de energía en el ciclo de abastecimiento energético. El término evoca una visión del aprovechamiento energético en el futuro, que es sustentable y amigable con el medio ambiente.

Esa visión sigue la tendencia histórica que apunta al empleo de fuentes energéticas que produzcan cada vez menos carbono como subproducto.³ La madera constituyó una fuente de energía primaria durante varios milenios pero su supremacía fue suplantada por la del carbón a fines del siglo XIX porque el carbón posee mayor densidad de energía. La utilización del petróleo como combustible aumentó durante el siglo XX, superando al carbón como fuente de energía global en la década de 1960. Ahora se está incrementando la importancia del uso del gas natural.⁴

Esta progresión de fuentes de energía ha sido acompañada por una reducción del volumen de dióxido de carbono [CO_2] producido para liberar una determinada cantidad de energía en forma de trabajo o calor (derecha). Una de las razones de la disminución de esta proporción es la reducción de la relación atómica carbono-hidrógeno (C/H) en la fuente de combustible predominante.⁵ La relación para el carbón es aproximadamente 1.⁶ El petróleo tiene una relación de aproximadamente 0.5 y la relación C/H del metano es exactamente 0.25.

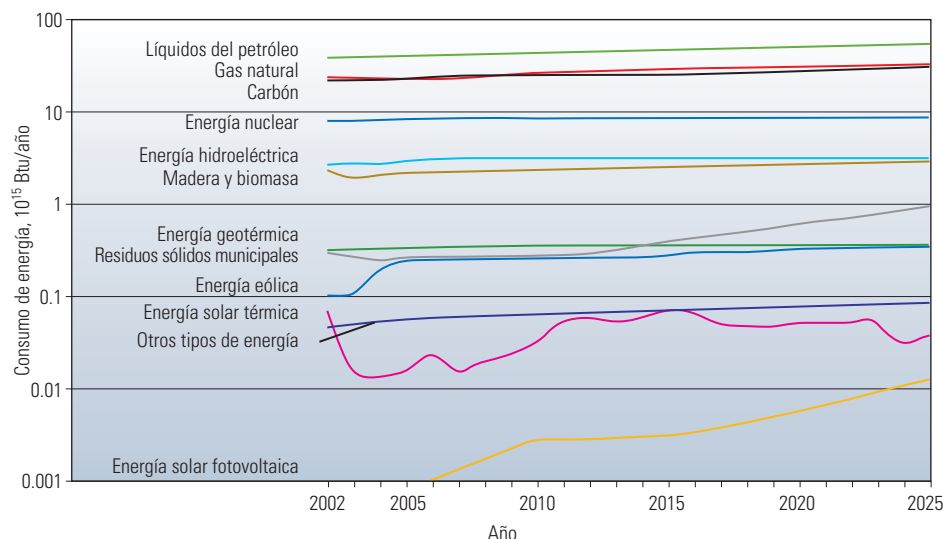


▲ Descarbonización de las fuentes de energía. La intensidad del carbono en nuestros principales suministros de energía ha ido declinando a medida que el mundo dejó de utilizar la madera (dorado) para adoptar el carbón (negro), el petróleo (verde), y ahora el gas natural (rojo), como fuente de energía predominante. La cantidad de carbono producido (línea negra punteada) declinó con cada cambio de fuente de energía primaria. El inserto muestra la cantidad de carbono producido por unidad de energía para estas fuentes de combustibles. La energía nuclear es un contribuidor pequeño del abastecimiento de energía. (Datos de Nakicenovic, referencia 3).

1. Véase www.uigi.com/air.html (Se examinó el 18 de abril de 2005).
2. El potencial eléctrico debe ser utilizado a medida que se genera. Para ser almacenada, esta energía debe ser convertida en otra forma de energía, tal como el potencial químico de una batería, el potencial gravitacional de un sistema de bombeo de agua, o el hidrógeno. Un capacitor, que puede almacenar potencial eléctrico, no resulta práctico para las necesidades generales de la sociedad.
3. Nakicenovic N: "Global Prospects and Opportunities for Methane in the 21st Century," en *Seven Decades with IGU*. International Gas Union Publications, publicado en forma conjunta entre International Systems and

Communications Limited e International Gas Union (2003): 118–125.

4. "Un dinámico mercado global del gas," *Oilfield Review* 15, no. 3 (Invierno de 2003/2004): 4–7.
5. La madera no sigue la tendencia de la relación C/H; su valor de aproximadamente 0.67 es menor que el del carbón, pero su contenido energético también es inferior. El resultado neto es que la producción de CO_2 por unidad de energía es mayor para la madera que para las otras fuentes de combustibles analizadas en este artículo.
6. Killops SD y Killops VJ: "Long-Term Fate of Organic Matter in the Geosphere," en *An Introduction to Organic Geochemistry*, 2a edición. Malden, Massachusetts, EUA: Blackwell Publishing (2004): 117–165.



▲ Consumo de energía en EUA por fuente. La mayor parte del consumo de energía de EUA en los próximos 20 años provendrá de los combustibles fósiles: los líquidos del petróleo (verde), el gas natural (rojo) y el carbón (negro). Se espera que la energía nuclear (azul oscuro), la energía hidroeléctrica (azul claro) y la madera y las fuentes de biomasa (dorado) conserven aproximadamente los mismos niveles que poseen en la actualidad. Otras fuentes de energía, particularmente las fuentes de energía renovable, seguirán constituyendo fracciones pequeñas del suministro total. (Datos del "Panorama Mundial de Energía 2005," referencia 11).

Si bien esta progresión de las fuentes de combustible se traduce en menos CO₂ por unidad de energía liberada, el consumo mundial de energía se ha incrementado en forma aún más rápida. Como resultado, se prevé que aumente la producción indeseada de CO₂ gaseoso de efecto invernadero, contribuyendo al calentamiento global.⁷ Es improbable que la cantidad de CO₂ que se genera anualmente se reduzca en las próximas décadas porque los hidrocarburos seguirán siendo la fuente de combustible prevaiente. Para controlar la acumulación atmosférica, el CO₂ generado debe ser captado y almacenado.⁸

Aún más importante es el hecho de que los recursos de combustibles fósiles son finitos y con el tiempo su recuperación se volverá prohibitivamente costosa. A medida que el costo de la gasolina aumente en ese futuro lejano, será necesario contar con alguna otra fuente de energía portátil, tal como el hidrógeno o las baterías.⁹

El próximo paso parecería ser la eliminación del carbono de la fuente de energía. Hoy en día se dispone de numerosas fuentes de energía *verdes*, o amigables con el medio ambiente, pero su aprovechamiento no constituye una parte importante del consumo de energía. En el año 2001, los combustibles fósiles suplieron un 85.5% del consumo energético mundial, los reactores nucleares un 6.5% aproximadamente y las otras fuentes combinadas, sólo un 8%.¹⁰ Las proyecciones del gobierno de EUA indican que los volúmenes de producción provenientes de otras

fuentes fuera de los combustibles fósiles y la energía nuclear en EUA hasta el año 2025 serán escasos (arriba).¹¹

La atención del mundo entero se ha centrado en la promesa de la molécula de hidrógeno como el combustible verde por excelencia. Sin carbono, su relación C/H es cero; el extremo de la tendencia hacia la reducción del contenido de carbono en los combustibles. El H₂ puede quemarse para generar solamente agua, calor y trabajo mecánico o puede convertirse en agua, calor y trabajo eléctrico si se utilizan celdas de combustible (véase "Celdas de combustible: Una revolución silenciosa," página 38). Un kilogramo de H₂ provee aproximadamente la misma energía que 3.8 L [1 galón] de gasolina.

Si bien alberga grandes promesas, los límites tecnológicos actuales hacen que el hidrógeno resulte antieconómico y poco práctico como portador energético.¹² Los vehículos propulsados a hidrógeno que vemos actualmente rodando pertenecen a proyectos de demostración y pruebas; no están disponibles en el mercado. El costo de la producción y entrega de hidrógeno deberá mejorar en un factor de cuatro aproximadamente. El mejoramiento de la capacidad de almacenamiento a bordo de los vehículos deberá ser de un factor de 2 a 3. Además, las celdas de combustible para reemplazar a los motores de combustión interna tendrán que mejorar de 4 a 5 veces, con un mejoramiento de la vida de servicio de 2 a 3 veces.¹³ Los desafíos que esto plantea

comprenden costos, durabilidad, mejoras en la eficiencia y fragilidad de los materiales. Los esfuerzos internacionales en la ciencia fundamental apuntan a subsanar estas deficiencias.

Compromiso internacional

Muchos países están financiando proyectos destinados a que el mundo entero adopte un sistema de energía amigable con el medio ambiente. Existen dos propulsores de particular interés para la industria del petróleo y el gas. La captación y almacenamiento del carbono (CCS, por sus siglas en inglés) procuran mitigar el impacto de los combustibles fósiles sobre el medio ambiente. En segundo lugar, los esfuerzos por convertir el hidrógeno en un portador energético fundamental podrían producir un cambio radical en la industria energética, si bien su impacto quizás se perciba sólo dentro de varias décadas.

Se han implementado iniciativas para lograr que otras fuentes de energía verde resulten más económicas y prácticas. Por ejemplo, las granjas eólicas y las fuentes geotermales hoy proveen energía primaria; sin embargo, su potencial para satisfacer una proporción importante de nuestras necesidades energéticas en el futuro cercano es limitado. Las fuentes tales como el viento y la radiación solar son intermitentes. El hidrógeno podría constituir una alternativa para el almacenamiento del exceso de energía proveniente de estas fuentes para su uso en climas cálidos o nublados.

Los combustibles fósiles, el petróleo, el gas natural y el carbón, seguirán siendo fuentes de energía primaria importantes durante gran parte del próximo siglo. Actualmente, la forma más económica de producción de hidrógeno es mediante un proceso conocido como reformado con vapor; proceso que produce hidrógeno a partir del gas natural. Las vastas reservas de carbón existentes convierten a este recurso en la siguiente fuente potencial de producción de hidrógeno a través de técnicas de gasificación, oxidación parcial o reformado autotérmico.

La conversión de estos combustibles en hidrógeno en plantas centralizadas, permitirá el CCS del carbono; proceso a veces aludido como secuestro del carbono. El CCS resultará menos costoso si se realiza en grandes instalaciones centralizadas, para la generación de electricidad, la producción de hidrógeno u otros fines.

El gobierno de EUA tiene un proyecto de demostración de 10 años y US\$ 1,000 millones denominado FutureGen cuyo objetivo a 10 años es la construcción de una usina eléctrica alimentada a carbón que generará electricidad e hidrógeno en forma exitosa sin producir emisiones nocivas.¹⁴ En la Unión Europea (UE), el proyecto HYPOGEN, de características similares y también por un término de 10 años, destina 1,300 millones de euros al desarrollo de una usina eléctrica que produzca cero nivel de emisiones y utilice combustible fósil como prueba en gran escala para la producción de hidrógeno y electricidad.¹⁵

El almacenamiento geológico del dióxido de carbono en yacimientos de petróleo o gas agotados, en filones de carbón inexplorables o en yacimientos salinos profundos constituye la solución a corto plazo más probable para el CCS. Ambos proyectos, el proyecto FutureGen y el proyecto HYPOGEN requieren el transporte, a bajo costo, tanto del combustible, tal como el

carbón, hasta la planta como del subproducto (CO₂) hasta un yacimiento para su almacenamiento, lo que restringe posiblemente las localizaciones de las plantas.

La UE también tiene un programa de demostración de gran escala para construir una comunidad entera con una infraestructura basada en el hidrógeno. Conocido con el nombre de HYCOM, es un proyecto a 10 años, de 1,500 millones de euros, paralelo al proyecto HYPOGEN.¹⁶

La Iniciativa de Combustibles de Hidrógeno de EUA incluye entre sus objetivos lograr que los vehículos que funcionan con celdas de combustible resulten convenientes y efectivos desde el punto de vista de sus costos para un gran número de norteamericanos, para el año 2020.¹⁷ El proyecto provee US\$ 1,200 millones para financiar el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno, celdas de combustible e infraestructuras necesarias para alcanzar esta meta.

Estos proyectos enormes no son las únicas iniciativas implementadas. Muchos países de todo el mundo están destinando fondos para fines similares. De hecho, la cantidad de proyectos en curso es tan grande, y aumenta tan rápidamente, que resulta difícil enumerarlos en su totalidad.

Diversas organizaciones proveen centros de intercambio de información entre los distintos grupos. Dos ejemplos son El Foro de Liderazgo en Secuestro de Carbono y la Asociación Internacional para la Economía del Hidrógeno (CSLF y IPHE, por sus siglas en inglés respectivamente). El CSLF es una organización internacional dedicada al desarrollo de tecnologías mejoradas, efectivas desde el punto de vista de sus costos para el CCS, incluyendo la separación, captación y transporte del dióxido de carbono para su almacenamiento seguro a largo plazo.¹⁸ La IPHE sirve como mecanismo para

organizar e implementar actividades internacionales de investigación, desarrollo, demostración y utilización comercial efectivas, eficientes y enfocadas, relacionadas con las tecnologías de hidrógeno y de celdas de combustible.¹⁹

Islandia provee un interesante laboratorio para el desarrollo de energía verde. Ese país no tiene recursos de energía fósil pero sí posee abundante energía geotérmica, además de una significativa capacidad de generación hidroeléctrica. Desde la crisis energética de la década de 1970, Islandia ha creado una infraestructura prácticamente libre de contaminación para la energía estacionaria, que incluye las usinas eléctricas grandes y de uso industrial. Para el transporte y su flota pesquera, el gobierno de Islandia prevé el reemplazo de los combustibles fósiles por hidrógeno y otros combustibles alternativos.²⁰ Desde el año 2001 hasta el año 2005, la comunidad Europea financió el programa ECTOS, un programa de demostración de 7 millones de euros, consistente en tres autobuses con celdas de combustible de H₂ y la infraestructura asociada, implementado en Reykjavik, la capital de Islandia.

Muchos países se han comprometido con la implementación de planes, o mapas de ruta, de varias décadas de extensión para el desarrollo de una economía orientada al hidrógeno. Se ha desarrollado una infraestructura completa que incluye la producción, entrega y almacenamiento de hidrógeno y se encuentran en desarrollo alternativas más eficaces para la utilización del hidrógeno en celdas de combustible. La transición es un proceso potencialmente perturbador para la sociedad, de manera que los programas de educación y divulgación con participación de la población constituyen una parte importante de estos mapas de ruta.

(continúa en la página 40)

7. Para obtener mayor información sobre el calentamiento global, consulte: Cannell M, Filas J, Harries J, Jenkins G, Parry M, Rutter P, Sonneland L y Walker J: "El calentamiento global y la industria de exploración y producción," *Oilfield Review* 13, no. 3 (Invierno de 2001/2002): 44-59.

8. Para obtener mayor información sobre la captación y almacenamiento del carbono, consulte: Bennaceur K, Gupta N, Sakurai S, Whittaker S, Monea M, Ramakrishnan TS y Randen T: "Captación y almacenamiento de CO₂: Una solución al alcance de la mano," *Oilfield Review* 16, no. 3 (Invierno de 2004/2005): 48-65.

9. La conversión del gas natural a líquidos puede ser un paso intermedio. Para obtener mayor información sobre conversión de gas a líquidos, consulte: "Conversión de gas natural a líquidos," *Oilfield Review* 15, no. 3 (Invierno de 2003/2004): 34-41.

10. "International Energy Outlook 2004 (Panorama Energético Internacional 2004)," Tabla A2. Administración de la Información de Energía del Departamento de Energía de EUA (2004). Disponible, conectándose a www.eia.doe.gov/oiaf/ieo (Se examinó el 18 de abril de 2005).

11. "Panorama Energético Anual 2005," Tablas A1 y A17. Administración de la Información de Energía del Depar-

tamento de Energía de EUA (2005). Disponible, conectándose a www.eia.doe.gov/oiaf/aeo (Se examinó el 18 de abril de 2005).

12. "The Hydrogen Initiative." Panel de la Sociedad Física Americana sobre Asuntos Públicos. Disponible, conectándose a www.aps.org/public_affairs/popa/reports/index.cfm (Se examinó el 18 de abril de 2005).

"Basic Research Needs for the Hydrogen Economy," Informe del Taller de Ciencias de Energía Básicas sobre Producción, Almacenamiento y Uso del Hidrógeno (13 al 15 de mayo de 2003). Disponible, conectándose a www.sc.doe.gov/bes/hydrogen.pdf (Se examinó el 18 de abril de 2005).

Crabtree GW, Dresselhaus MS y Buchanan MV: "The Hydrogen Economy," *Physics Today* 57, no. 12 (Diciembre de 2004): 39-44.

13. Véase www.livepowernews.com/stories05/0331/003.htm (Se examinó el 14 de abril de 2005).

14. Para obtener mayor información sobre el proyecto FutureGen, consulte: www.fe.doe.gov/programs/powersystems/futuregen/ (Se examinó el 25 de abril de 2005).

15. Para obtener mayor información sobre el proyecto HYPOGEN, consulte: Peteves SD, Zimas E, Starr F y

Soria A: "HYPOGEN Pre-Feasibility Study, Final Report," documento EUR 21512 EN, Centro de Investigaciones Conjuntas e Instituto de Estudios Tecnológicos Prospectivos (2005). Disponible, conectándose a www.jrc.nl (Se examinó el 18 de abril de 2005).

16. Para obtener mayor información sobre el proyecto HYCOM, consulte: Peteves SD, Shaw S y Soria A: "HYCOM Pre-Feasibility Study, Final Report," documento EUR 21575 EN, Centro de Investigaciones Conjuntas e Instituto de Energía (2005). Disponible, conectándose a www.jrc.nl (Se examinó el 18 de abril de 2005).

17. Para obtener mayor información sobre la Iniciativa de Combustibles de Hidrógeno de EUA, consulte: www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/presidents_initiative.html (Se examinó el 18 de abril de 2005).

18. Para obtener mayor información sobre el CSLF, consulte: www.cslforum.org (Se examinó el 18 de abril de 2005).

19. Para obtener mayor información sobre la IPHE, consulte: www.iphe.net (Se examinó el 18 de abril de 2005).

20. Para obtener mayor información sobre la visión del hidrógeno de Islandia, consulte: eng.umhverfisraduneyti.is/information (Se examinó el 18 de abril de 2005).

Celdas de combustible: Una revolución silenciosa

Los esfuerzos por impulsar al mundo hacia una economía basada en el hidrógeno comprenden una revisión de las alternativas de conversión del hidrógeno en energía. El hidrógeno se quema, de manera que puede ser utilizado como combustible en los motores de combustión interna, ya sea solo o mezclado con gasolina. También puede ser utilizado como combustible en turbomotores. No obstante, gran parte de las actividades de investigación y desarrollo actuales se centran en un mecanismo diferente: las celdas de combustible.

Una celda de combustible, al igual que una batería, utiliza medios electromecánicos para crear electricidad.¹ Ambos tipos de dispositivos pueden proveer más energía si se apilan múltiples celdas. Sin embargo, una batería almacena una cantidad limitada de energía en sus químicos y, una vez que esa energía se consume, la batería muere.² Una celda de combustible utiliza un depósito externo para reaprovisionar continuamente el combustible.

Una celda de combustible ofrece dos ventajas con respecto a un motor de combustión interna. Las celdas de combustible tienen el potencial para resultar significativamente más eficientes que los motores de combustión convencionales. Algunas celdas de combustible alcanzan una eficiencia del 60%, valor muy

superior a la eficiencia del 20% al 35% típica de un motor de combustión interna a gasolina. Una celda de combustible no tiene partes móviles si bien posee bombas externas que suministran el combustible.

La segunda ventaja es el menor nivel de contaminación. Un motor de combustión interna que funciona con hidrógeno no produce CO₂. Sin embargo, si se emplea aire, el proceso puede producir óxidos de nitrógeno [NO_x] en un sistema de alta temperatura o en un sistema de ciclo combinado, que utiliza una celda de combustible en combinación con una turbina. Una celda de combustible alimentada a hidrógeno normalmente produce sólo agua, calor y electricidad.

El combustible, típicamente hidrógeno, es suministrado en el compartimiento del ánodo de la celda de combustible. El oxígeno o el aire se suministran en el compartimiento del cátodo. Existen diversos tipos de electrolitos para separar los electrodos (abajo).

El ánodo contiene un catalizador que separa las moléculas de hidrógeno y ioniza los átomos formando electrones y protones [H⁺]. Los electrones liberados proveen la potencia eléctrica de las celdas de combustible. En ciertas celdas, los protones pasan a través del electrolito para recombinarse con el oxígeno y

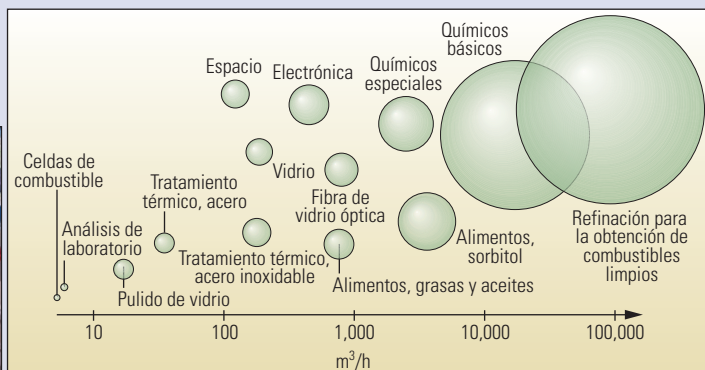
los electrones en el compartimiento del cátodo, formando agua (próxima página, derecha). Este es un proceso inverso al de la electrólisis del agua que se utiliza para generar hidrógeno a partir del agua y la electricidad. En otros tipos de celdas, los iones con carga negativa atraviesan el electrolito desde el cátodo hasta el ánodo, formando agua en el ánodo y completando el circuito.

El catalizador en las celdas de baja temperatura normalmente contiene platino, que es un material costoso. El reemplazo del platino por un material más económico en el catalizador constituye un tema de investigación actual. Las celdas de combustible de alta temperatura pueden utilizar catalizadores de menor costo tales como el níquel.

La celda de combustible de membranas poliméricas como electrolito (PEMFC, por sus siglas en inglés)—también conocidas como membranas de intercambio protónico—es la que más se adecua a vehículos particulares.³ Es liviana, opera a bajas temperaturas, posee una puesta en marcha rápida y utiliza una membrana sólida; todas características ventajosas para una operación de consumo masivo. No obstante, el catalizador de platino es costoso y hace que la celda sea susceptible a la presencia de pequeñas cantidades de monóxido de carbono [CO] en la corriente de combustible. La trayectoria de los protones a

Nombre	Ion conductor	Temperatura de operación, °C	Densidad de potencia	Desventajas	Ventajas	Aplicaciones
PEMFC Celda de combustible de membrana polimérica como electrolito	H ⁺	60 a 80	Alta	Catalizador de platino; sensible a la contaminación con CO; no puede operar a temperaturas superiores a la temperatura de deshidratación; cinética de las reacciones lenta; no es durable	Puesta en marcha rápida; relación potencia/peso favorable; baja temperatura; corrosión y problemas de manipuleo reducidos	Transporte, servicios eléctricos
PAFC Celda de combustible de ácido fosfórico	H ⁺	200	Media	Costo elevado; grande y pesada; baja eficiencia (37 al 42%); catalizador de platino	Tecnología madura; 200 unidades en uso; tolerante a las impurezas presentes en el combustible H ₂	Servicios eléctricos, transporte
DMFC Celda de combustible de metanol directo	H ⁺	60 a 120	Media	Genera carbono; baja eficiencia; catalizador de platino	Alimentada a metanol; pocos problemas de almacenamiento	Pequeñas aplicaciones portátiles
AFC Celda de combustible alcalina	OH ⁻	100 a 250	Alta	No tolera el CO ₂	Tecnología madura; operación estable durante más de 8,000 horas operativas; alta eficiencia (60%)	Aplicaciones militares, espaciales y submarinas
MCFC Celda de combustible de carbonato fundido	CO ₃ ²⁻	Mayor que 650	Baja	No es durable; alta temperatura y electrolito corrosivo; necesita CO ₂ para reciclarse	Variedad de catalizadores (no se necesitan metales preciosos); resistente a las impurezas; alta eficiencia (60%); no se necesita reformador externo	Usinas eléctricas alimentadas a gas natural y carbón
SOFC Celda de combustible de óxido sólido	O ²⁻	600 a 1,000	Media a alta	Puesta en marcha lenta; requiere protección térmica; no es durable	No se necesitan metales preciosos; variedad de catalizadores; alta eficiencia (50 a 60%); no se necesita reformador externo; resiste la contaminación; celda de combustible con mayor tolerancia al sulfuro; flexibilidad al combustible (incluyendo CO); el electrolito sólido reduce la corrosión y los problemas de manipuleo	Servicios eléctricos

^ Comparación de los distintos tipos de celdas de combustible.



^ Uso actual del hidrógeno. Las celdas de combustible, tales como la celda de combustible portátil Axane Roller (*inserto*), utilizan una proporción muy pequeña de la producción de hidrógeno actual. Los usos principales comprenden la producción de químicos básicos y la obtención de combustibles, tales como la gasolina, menos contaminantes. Es muy probable que el abastecimiento de las aplicaciones correspondientes al extremo inferior de la gráfica se realice por remolques tubulares y cilindros. Los usos que figuran en el extremo superior generalmente recibirán abastecimiento por líneas de conducción y los del centro, por generación en sitio.

través del electrolito tiene que mantenerse hidratada, de modo que la temperatura de la celda debe permanecer por debajo de los 100°C [212°F], y las temperaturas inferiores al punto de congelamiento pueden ser un problema.

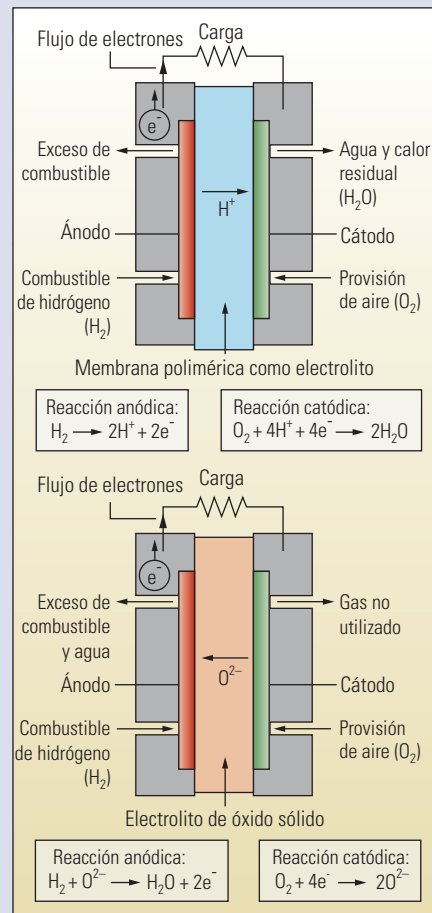
Para aplicaciones fijas de gran escala, tales como las usinas eléctricas, las celdas de combustible de óxido sólido (SOFC, por sus siglas en inglés) constituyen la tecnología más promisoría.⁴ El electrolito es un material cerámico no poroso que pasa los iones de oxígeno [O²⁻] del cátodo al ánodo, generando agua en la corriente de descarga de combustible. El electrolito sólido posibilita más configuraciones que otras celdas: configuraciones tubulares o alveolares, además del grupo de placas paralelas típico. Su operación a altas temperaturas—entre 600 y 1,000°C [1,112 y 1,832°F] aproximadamente—permite el uso

de catalizadores menos costosos. A estas temperaturas elevadas se pueden emplear otros combustibles fuera del hidrógeno puro, incluido el CO, sin reformarlos externamente para producir hidrógeno. Posee alta eficiencia, aproximadamente un 60%, que puede incrementarse a un 80% o un porcentaje superior a través del aprovechamiento efectivo del calor generado durante el proceso.⁵

La celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC, por sus siglas en inglés) es una de las tecnologías más maduras. Actualmente hay en uso más de 200 unidades, en su mayoría destinadas a la generación de energía estacionaria si bien algunas han sido utilizadas para alimentar autobuses urbanos.⁶

Más nueva que otros tipos de celdas de combustible, la celda de combustible de metanol directo (DMFC, por sus siglas en inglés) es un tipo de celda PEMFC que utiliza metanol en lugar de hidrógeno como combustible. Si bien el contenido energético del metanol es menor que el del hidrógeno, tratar una sustancia que es líquida a temperatura ambiente resulta atractivo desde el punto de vista del almacenamiento y el manejo. La emisión de carbono en la atmósfera es una desventaja de esta tecnología.

La durabilidad a largo plazo es un problema que presentan todas las celdas de combustible. Las celdas SOFC tienen el ciclo de vida demostrado más prolongado, que es de 20,000 horas, pero proveen la mitad de la duración deseada para una aplicación fija, tal como la generación de energía eléctrica.⁷ Las celdas PEMFC para aplicaciones de transporte han alcanzado 2,200 horas.⁸ El reemplazo de los

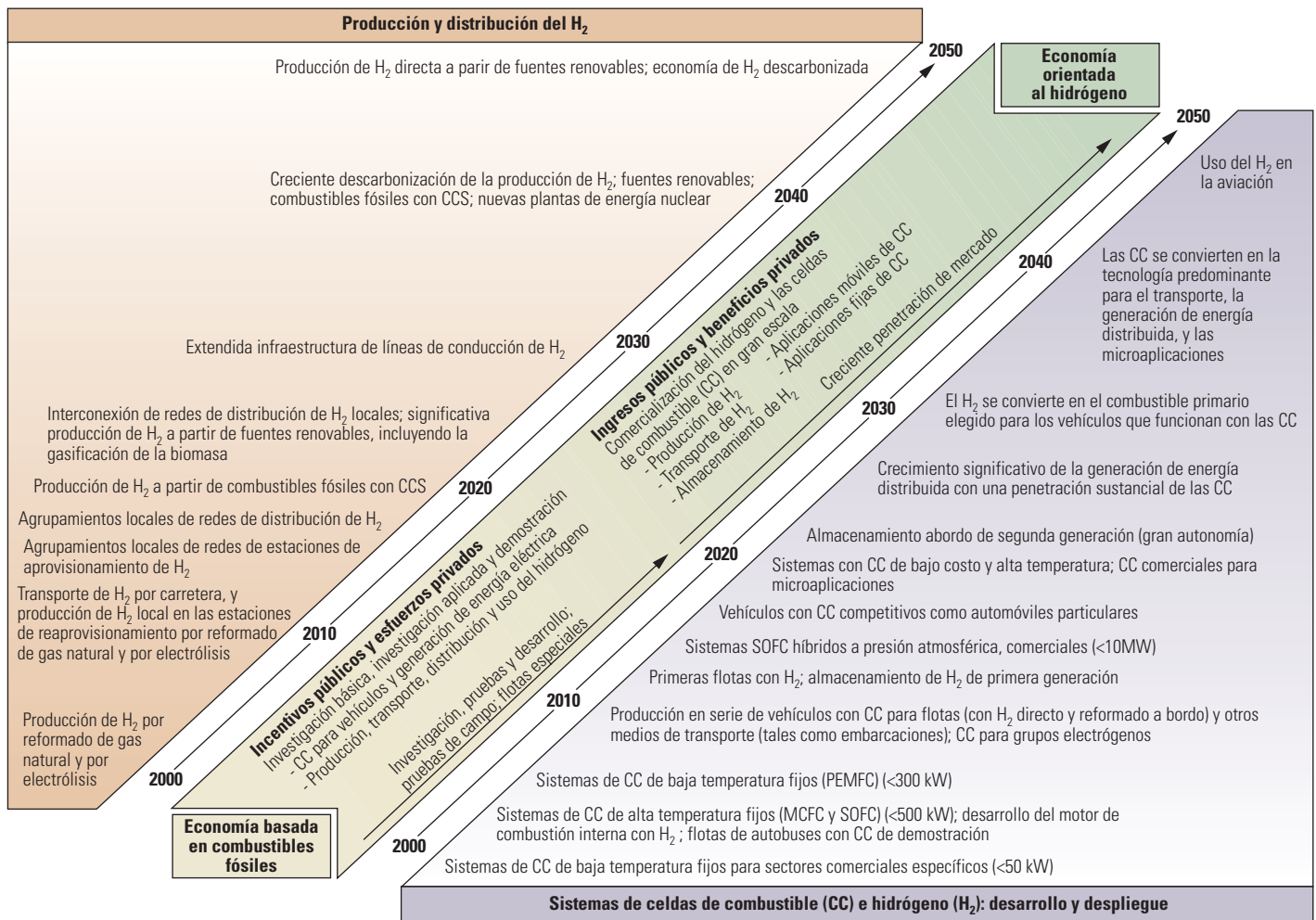


^ Celdas de combustible. Una celda de combustible de membrana polimérica como electrolito (PEMFC, por sus siglas en inglés) es un dispositivo de baja temperatura que hace pasar los protones [H⁺] a través de una membrana, formando agua en el compartimiento del cátodo (*extremo superior*). Una celda de combustible de óxido sólido (SOFC, por sus siglas en inglés) hace pasar iones de oxígeno [O²⁻] a través de una membrana cerámica, formando agua en el compartimiento del ánodo (*extremo inferior*). Para incrementar la potencia de salida de un tipo determinado de celda, se combinan múltiples unidades en un grupo.

grupos que contienen el ánodo y el cátodo será un tema de mantenimiento costoso.

El costo de las celdas de combustible las ha mantenido en aplicaciones muy específicas (*arriba*). No obstante, estas aplicaciones se irán expandiendo a medida que el hidrógeno llegue más fácilmente al público general. La tecnología DMFC tiene más posibilidades para aplicaciones de consumo de pequeña escala, tales como las computadoras portátiles y los teléfonos celulares. Ya existen en el mercado generadores portátiles, tales como el sistema Axane, que utilizan celdas PEMFC.

1. Para ver una comparación entre las baterías de los campos petroleros y las celdas de combustible, consulte: Hensley D, Milewits M y Zhang W: "The Evolution of Oilfield Batteries," *Oilfield Review* 10, no. 3 (Otoño de 1998): 42-57.
2. Algunas baterías emplean el proceso inverso al proceso electroquímico para recargarse, pero la cantidad de energía disponible sin recarga es limitada por la capacidad de las celdas de la batería.
3. "Hydrogen and Fuel Cells—Review of National R&D Programs," referencia 35, texto principal.
4. "Hydrogen and Fuel Cells—Review of National R&D Programs," referencia 35, texto principal.
5. "Hydrogen and Fuel Cells—Review of National R&D Programs," referencia 35, texto principal.
6. "Hydrogen and Fuel Cells—Review of National R&D Programs," referencia 35, texto principal.
7. "Basic Research Needs for the Hydrogen Economy," referencia 12, texto principal.
8. Véase www.livepowernews.com/stories05/0331/003.htm (Se examinó el 14 de abril de 2005).



^ Mapa de ruta de la Unión Europea para la implementación de la economía del hidrógeno, incluyendo el desarrollo de las CC.

Los mapas de ruta proveen un enfoque integrado, sistemático e integral para asegurar la coordinación de los cambios que tienen lugar en toda la infraestructura. El mapa de ruta de la UE proporciona una línea de tiempo aproximada para el avance de las acciones (arriba). De acuerdo con dicho mapa, en la próxima década se ampliarán las redes de distribución localizadas existentes con agrupamientos de estaciones de H₂ cercanas a estas redes. Las tecnologías de celdas de combustible mejorarán la provisión de energía tanto para uso fijo, tal es el caso de las usinas eléctricas, como para uso móvil en vehículos.

De acuerdo con el mapa de ruta de la UE, las aplicaciones móviles se expandirán lentamente pasando del transporte por flotas a los vehículos personales. Mientras tanto, se ampliarán las redes localizadas de sistemas de provisión de hidrógeno con una importante infraestructura de líneas de conducción a desarrollarse en los próximos 20 a 30 años.

Según el mapa, se utilizarán combustibles fósiles pero con CCS. Más adelante aún, las fuentes de energía renovable y una nueva generación de reactores nucleares que generan electricidad e hidrógeno adquirirán mayor importancia. Por último, en unos 50 años, los mapas de rutas prevén la existencia de una economía basada en fuentes de energía primaria renovable en la que el hidrógeno será un componente esencial del sistema de provisión de energía.

El impulso de los gobiernos no garantiza el desarrollo de una economía basada en el hidrógeno pero aporta un ímpetu importante para la satisfacción de sus objetivos. Varias industrias recibirán el impacto directo de la transición hacia una economía del hidrógeno y los negocios de estas industrias están adoptando medidas en la misma dirección. Se están desarrollando celdas de combustible mejoradas en diversas compañías y en las universidades e instituciones de investigación. Numerosos fabricantes de automóviles poseen pequeñas flotas de vehículos

de demostración en las carreteras. Algunos utilizan celdas de combustible; otros operan con motores de combustión interna alimentados a hidrógeno.

El Aeropuerto Pierre Elliot Trudeau de Montreal, Québec, Canadá, ha implementado un proyecto de hidrógeno que cuenta con la participación de Air Liquide. La autoridad aeroportuaria proyecta convertir todos sus vehículos públicos y oficiales para que operen con celdas de combustible o motores de combustión interna que funcionan con hidrógeno.

Las compañías de gas y las de servicios públicos están investigando formas de almacenar el hidrógeno. Es necesario desarrollar tanques de almacenamiento de hidrógeno capaces de tolerar altas presiones para aplicaciones móviles tales como los automóviles. Éstas y otras compañías se encuentran trabajando en usos de sectores del mercado para las celdas de combustible a base de hidrógeno, tales como sillas de ruedas, patinetas e hidrógeno móvil para unidades motrices.

Potencial de almacenamiento de CO ₂ en todo el mundo	
Opción	Capacidad mundial, Gt de carbono
Yacimientos de petróleo y gas agotados	100s
Filones de carbón inexplotables	10s a 100s
Yacimientos salinos profundos	100s a 1,000s
Con fines comparativos:	
Emisiones de CO ₂ proveniente de fuentes antropogénicas a nivel mundial (McKee)	7 Gt/año de carbono
Inyección de CO ₂ para EOR (Gielen)	12 Mt/año de carbono

^ Estimaciones del potencial de almacenamiento de CO₂ en todo el mundo. (Datos sobre inyección de CO₂ para proyectos EOR, tomados de Gielen, referencia 24; otros datos tomados de McKee, referencia 25).

Schlumberger, ExxonMobil, GE y Toyota comprometieron US\$ 225 millones para el Proyecto Clima Global y Energía (GCEP, por sus siglas en inglés), que es operado por la Universidad de Stanford.²¹ El programa de 10 años está generando un portafolio diverso de proyectos de tecnología, que apuntan a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y se centra en proyectos de alto riesgo con gran potencial para cambiar radicalmente la tecnología y en el análisis integral de las diversas formas de mejorar el medio ambiente. El programa fue puesto en marcha en el año 2002. Algunos de los proyectos actuales implementados en Stanford y en otros lugares comprenden el desarrollo de tecnologías para celdas de combustible de menor temperatura, el estudio de los microorganismos para la producción de H₂, la investigación de los principios básicos de los nanotubos modificados con catalizadores y el trabajo en el almacenamiento geológico de CO₂.

Shell y otras compañías que comercializan gasolina directamente con los consumidores han abierto unas cuantas estaciones de reaprovisionamiento de hidrógeno en conjunto con flotas de vehículos de demostración. El sector de exploración y producción (E&P) de nuestra industria tiene un importante rol que desempeñar en lo que respecta a la adopción de una economía basada en el hidrógeno.

El negocio de E&P y la transición al hidrógeno

Según los programas HYPOGEN y FutureGen, la próxima etapa de producción de hidrógeno provendrá de las plantas centralizadas que utilizarán combustibles fósiles, incluyendo carbón o gas. El CCS forma parte importante de estos planes.²²

Se han propuesto numerosas opciones de almacenamiento de carbono. El enlace químico

del carbono, ya sea a través de la utilización de acumulaciones de caliza o por mineralización, no ha sido comprobado en gran escala y es probable que su costo sea elevado. El almacenamiento en el mar, ya sea por disolución o como líquido o hidrato a profundidad, constituye una tecnología establecida pero las pruebas de laboratorio indican que ocasiona perturbaciones a la vida marina.²³ Es poco lo que se conoce acerca del impacto a largo plazo del aumento de la concentración de CO₂ sobre el ecosistema.²⁴ Actualmente, la opción más práctica es el almacenamiento geológico en yacimientos de petróleo y gas agotados, filones de carbón inexplotables y acuíferos salinos profundos (arriba).²⁵

Cualquiera sea el método de almacenamiento de CO₂ que se adopte, debe constituir una solución a largo plazo que impida la re-emisión atmosférica del CO₂. Las industrias de E&P y de servicios de campos petroleros y los laboratorios de investigación pueden proporcionar considerable experiencia para los esfuerzos relacionados con la captación y almacenamiento del carbono, a través de su conocimiento de las formaciones geológicas y del flujo de fluido en las mismas. La industria cuenta con la tecnología para identificar las estructuras, acceder a las formaciones y

operar las instalaciones superficiales y subterráneas para la inyección de CO₂. La vigilancia rutinaria de la operación y la migración del CO₂ también forman parte de esta competencia.

El CO₂ puede ser inyectado en yacimientos de petróleo y gas agotados. En general, la capa sello original del yacimiento también contendrá el CO₂ gaseoso hasta la presión original del yacimiento. Además, el CO₂ puede tener beneficios como gas de barrido en la recuperación mejorada de petróleo.

Desde 1972 se han implementado diversos proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) con CO₂, comenzando con la Cuenca Pérmica, EUA.²⁶ El CO₂ inyectado desplaza al petróleo hacia los pozos productores. Además, bajo condiciones miscibles, parte del CO₂ entra en solución con el petróleo y algunas fracciones de petróleo ingresan en la fase de CO₂.²⁷ Estas mezclas desplazan eficazmente el petróleo, aumentando la recuperación. En ambos casos, una parte del CO₂ permanece en la formación. Ahora, el deseo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero lleva a reexaminar los proyectos EOR que utilizan CO₂ tanto para mejorar la recuperación de petróleo como para almacenar CO₂ en el subsuelo.

21. Para obtener mayor información sobre el proyecto GCEP, consulte: gcep.stanford.edu (Se examinó el 18 de abril de 2005).

22. Orr FM Jr: "Storage of Carbon Dioxide in Geologic Formations," *Journal of Petroleum Technology* 56, no. 9 (Septiembre de 2004): 90–97.

23. Ishimatsu A, Kikkawa T, Hayashi M, Lee K-S, Murata K, Kumagai E y Kita J: "Acute Physiological Impacts of CO₂ Ocean Sequestration on Marine Animals," artículo C2-3, presentado en la 7a Conferencia Internacional sobre Tecnología de Control de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, Vancouver, Columbia Británica, Canadá (5 al 9 de septiembre de 2004). Disponible, conectándose a www.ghgt7.ca/papers_posters.php?session_id=C2-3 (Se examinó el 18 de abril de 2005).

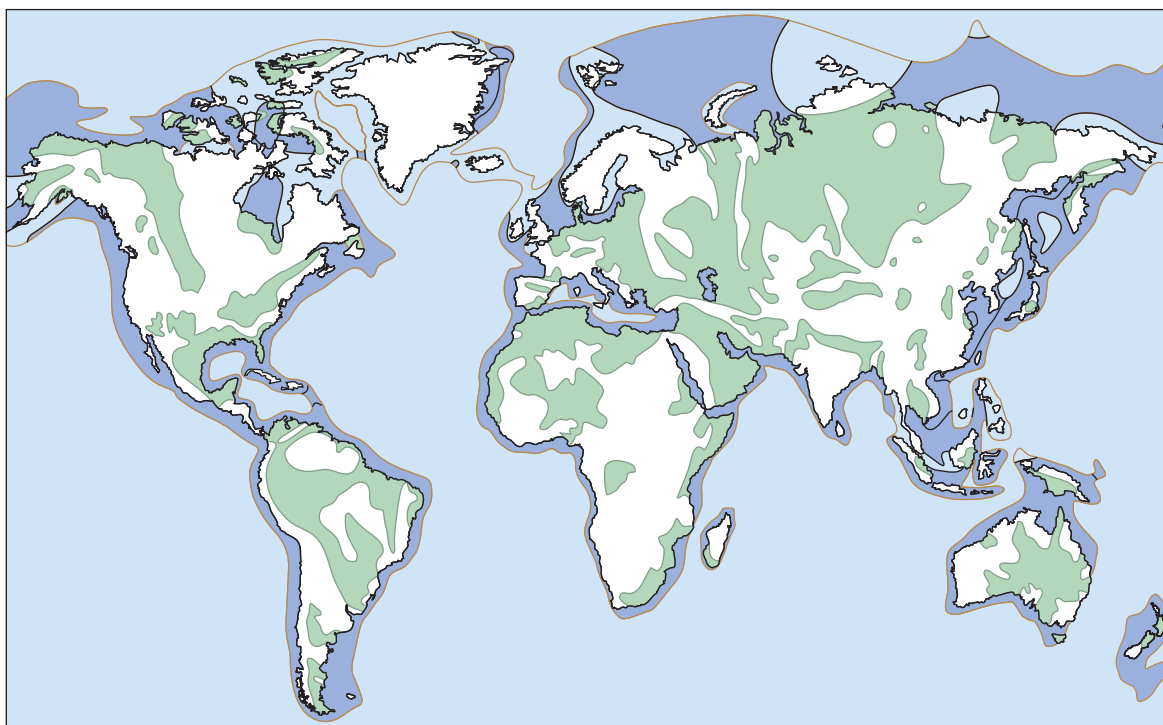
24. Gielen D: "The Future Role of CO₂ Capture and Storage—Results of the IEA—ETP Model," Documento de trabajo de las IEA/EET, EET/2003/04 (Noviembre de 2003). Disponible,

conectándose a www.iea.org/dbtw-wpd/textbase/papers/2003/eet04.pdf (Se examinó el 18 de abril de 2005).

25. McKee B: "Solutions for the 21st Century—Zero Emissions Technologies for Fossil Fuels," Informe del Estado de la Tecnología, Agencia Internacional de la Energía, Comité de Investigación y Tecnología Energéticas, Grupo de Trabajo sobre Combustibles Fósiles, 2002. Disponible, conectándose a www.iea.org/dbtw-wpd/textbase/papers/2002/tsr_layout.pdf (Se examinó el 18 de abril de 2005).

26. Para obtener mayor información sobre proyectos EOR que utilizan CO₂, consulte: www.co2captureandstorage.info/project_summaries/23.htm (Se examinó el 18 de abril de 2005).

27. Jarrell PM, Fox CE, Stein MH y Webb SL: *Practical Aspects of CO₂ Flooding*, Monografía de la SPE, Volumen 22 (2002).



▲ Principales cuencas sedimentarias terrestres (verde) y marinas (azul). La línea marrón indica la curva de contorno correspondiente a 1,000 m [3,280 pies] de profundidad del lecho marino.

Un proyecto EOR transfronterizo, formalizado entre EUA y Canadá, es el primer proyecto diseñado específicamente para el almacenamiento de CO₂. El CO₂ proveniente de fuentes antropogénicas, o CO₂ creado por el hombre, que procede de una planta de gasificación de carbón situada en Dakota Norte, EUA, es transportado por ductos a lo largo de 325 km [202 millas] para ser inyectado luego en el Campo Weyburn, que se encuentra ubicado en Saskatchewan, Canadá.²⁸ Dakota Gasification Company opera la planta de combustibles sintéticos y EnCana Corporation ahora opera el Campo Weyburn. Diariamente se transportan e inyectan aproximadamente 3 millones de m³ [106 millones de pies³] de gas; 96% de CO₂ con trazas de sulfuro de hidrógeno (ácido sulfhídrico), nitrógeno e hidrocarburos. La migración del CO₂ ha sido modelada utilizando el programa de simulación de yacimientos ECLIPSE 300 y los resultados se ajustan a los levantamientos sísmicos adquiridos con la técnica de repetición (técnica de lapsos de tiempo).²⁹ Mediante monitoreo sísmico pasivo se han detectado además eventos microsísmicos asociados con la inyección de CO₂, lo que provee otro método de vigilancia rutinaria.³⁰

Si bien se ha propuesto y modelado la recuperación mejorada de yacimientos de gas natural, hasta la fecha no ha habido ningún proyecto de campo.³¹ El CO₂ tanto en estado líquido como

gaseoso es más denso que el metano, de manera que podría utilizarse un esquema de inyección gravitacional estabilizado.

El CO₂ ha sido utilizado para mejorar la recuperación de yacimientos de metano en capas de carbón. Dado que el CO₂ tiene mayor afinidad por la adsorción del carbón que el metano, el primero desplaza al segundo; además, el carbón puede adsorber como mínimo el doble de CO₂ que el metano.³² La recuperación mejorada de yacimientos de metano en capas de carbón se limita a aquellos filones de carbón que no serán explotados para evitar futuras preocupaciones relacionadas con la seguridad.

El mayor potencial para el almacenamiento geológico de CO₂ reside en los acuíferos salinos profundos. Mientras que los filones de carbón y los yacimientos de petróleo y gas no existen en cualquier lugar del mundo, los acuíferos salinos son comunes en la mayor parte de las cuencas sedimentarias (arriba). La porción del volumen de acuíferos que puede ser ocupada por el CO₂ aún no se ha establecido pero se estima que existe suficiente volumen para albergar cientos de años de emisiones de CO₂.³³

En el año 1996, Statoil puso en marcha un proyecto para almacenar el CO₂ producido con el gas natural del Campo Sleipner.³⁴ El CO₂ es inyectado en la Formación Utsira, que sobreyace a la Formación Heimdal productiva. El proyecto de

Almacenamiento de CO₂ en Acuíferos Salinos (SACS, por sus siglas en inglés) y el subsiguiente proyecto SACS2, ambos financiados por el programa Thermie de la Comisión Europea, permitieron el desarrollo de mejores prácticas en la investigación, vigilancia rutinaria y simulación de la migración de CO₂ en los acuíferos para almacenamiento subterráneo, utilizando como base el proyecto de inyección del Campo Sleipner. Este trabajo continúa a través de un proyecto de la UE, el proyecto CO2STORE. Desde su inicio, esta operación ha inyectado más de 7.7 millones de toneladas americanas [7 Mt] de CO₂. El proyecto continuará hasta el año 2020.

Los portadores energéticos, hidrógeno y electricidad, pueden ser generados en ambos casos a partir del gas natural y existe el potencial para que la industria de E&P desplace la producción de estos portadores más cerca de la boca de pozo. Fundamentalmente en aquellos lugares en donde no existen redes de gas natural, la conversión del gas natural en electricidad en boca de pozo mediante la utilización de celdas de combustible podría constituir una alternativa económica. También podrían implementarse operaciones de CCS a nivel local.

Recién se están dando los primeros pasos tendientes a implantar una economía del hidrógeno; por lo tanto aún no se ha determinado la forma definitiva de un futuro basado en el hidrógeno.

Las compañías de E&P y la industria de servicios se encuentran en condiciones únicas de ayudar a concebir ese futuro.

Maratón tecnológica

Los avances necesarios para lograr una economía basada en el hidrógeno son enormes, particularmente en lo que respecta al reemplazo de los actuales motores de combustión interna alimentados a gasolina o diesel para el transporte personal. Los mapas de ruta preparados por EUA, la UE, Japón y otros países reconocen los desafíos y han extendido líneas de tiempo de aproximadamente 50 años para la implementación de una economía basada en el hidrógeno.³⁵ Los científicos no ven este proceso como una carrera corta a gran velocidad sino como un maratón con una larga serie de vallas que requieren logros fundamentales a lo largo de su recorrido. Es esencial un avance extensivo en la ciencia fundamental de los materiales. Los enfoques para el desarrollo de tecnología comprenden la producción, transporte y distribución, el almacenamiento y la seguridad, y la disponibilidad de celdas de combustible confiables y eficaces desde el punto de vista de sus costos.

Producción—El hidrógeno, al igual que la electricidad, debe generarse. Casi todo el hidrógeno producido actualmente se destina para uso industrial: las plantas de amoníaco emplean aproximadamente un 57.5% de la producción de hidrógeno, las refinerías un 27.4% y los productos de metanol, un 9.7%.³⁶

Será necesario un aumento dramático de la producción para satisfacer los objetivos de los programas gubernamentales en lo que respecta a la creación de una economía basada en el hidrógeno. La producción de EUA deberá aumentar de aproximadamente 11 Mt/año [12 millones de toneladas americanas/año] a 265 Mt/año [292 millones de toneladas americanas/año] para satisfacer las necesidades de transporte proyectadas en EUA para el año 2020.³⁷ Un estudio reciente asume que habrá más de 6,000,000 de automóviles alimentados a hidrógeno en Europa en el año 2020.³⁸ El objetivo de Japón es tener rodando 5,000,000 de vehículos con celdas de combustible para el año 2020, junto con un sistema de cogeneración de celdas de combustible fijo con una capacidad de 10 GW.³⁹ Shell Hydrogen estima que una red de estaciones de aprovisionamiento de hidrógeno costaría unos US\$ 20,000 millones para EUA y Europa, y aproximadamente US\$ 6,000 millones para Japón. La compañía indica que la renovación necesaria de la actual red minorista durante el mismo período también implicará una inversión considerable.

Actualmente, la forma más eficaz desde el punto de vista de sus costos de producir hidrógeno es a través del proceso de reformado de metano con vapor. No obstante, la producción de hidrógeno mediante reformado con vapor no elimina la producción de dióxido de carbono ni aborda el tema de la finitud de los recursos de combustibles de hidrocarburos. La producción a partir del carbón se considera el paso siguiente pero, al igual que la producción a partir del metano, se debe incluir el proceso CCS para lograr reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

El hidrógeno puede ser generado a partir del agua y la electricidad a través de la electrólisis, el proceso inverso al utilizado en las celdas de combustible. En la electrólisis, se pierde entre un 10% y un 30% de la energía de entrada.⁴⁰ Si el costo de la energía primaria es suficientemente bajo, ésta podría constituir una alternativa razonable para la generación de hidrógeno. La energía hidroeléctrica fuera del período pico, por ejemplo en horas de la noche en las que el consumo de electricidad disminuye, es lo suficientemente económica como para que la generación de hidrógeno resulte potencialmente eficaz desde el punto de vista de sus costos en ciertas zonas.⁴¹ Otras fuentes de energía primaria son las granjas eólicas y la energía solar.

La biomasa también puede utilizarse para la generación de hidrógeno. Si bien el carbono forma parte del proceso, se la considera una opción neutral en lo que respecta al carbono, ya que el CO₂ es absorbido en la siguiente generación de biomateriales. Si se combina con el proceso CCS en la planta de generación, esta opción puede producir una reducción neta del

CO₂ atmosférico. Naturalmente, se trata de una alternativa que implica además disponer de un área extensa para el desarrollo del biomaterial.

No resulta claro si la conversión de la electricidad generada por fuentes no contaminantes en hidrógeno constituye una alternativa eficaz para la sociedad. La pérdida de energía producida a través de la electrólisis no se recupera en otras eficiencias con el uso de hidrógeno. El hecho de que resulte más eficaz utilizar la electricidad directamente o para la carga de baterías de automóviles en lugar de generar hidrógeno es discutible.⁴² Esto implicaría la implementación de mejoras significativas en la tecnología de desarrollo de baterías, que incluirían la reducción de los tiempos de recarga, la disminución del peso de las baterías y la eliminación final de las baterías viejas.

De mayor interés son los métodos de producción de hidrógeno que se encuentran en la fase de desarrollo en el laboratorio. Se está investigando la conversión directa de la luz solar en hidrógeno, sin que exista un paso intermedio de generación de electricidad, a través de nuevos procesos a nanoescalas y procesos biológicos. El agua también puede ser separada en hidrógeno y oxígeno a temperaturas muy elevadas. Este proceso, que se conoce con el nombre de termólisis, puede lograrse a través de colectores solares que operan a temperaturas superiores a 500°C [932°F] o en la próxima generación de reactores nucleares de alta temperatura.⁴³ Dicha tecnología de reactores aún se encuentra a décadas de distancia y para su implementación se debe superar la resistencia del público a la construcción de plantas nucleares.

28. Bennaceur et al, referencia 8.

29. Bennaceur et al, referencia 8.

Para obtener mayor información sobre evaluación sísmica con la técnica de repetición, consulte: Aronsen HA, Osdal B, Dahl T, Eiken O, Goto R, Khazanehdari J, Pickering S y Smith P: "El tiempo lo dirá: Contribuciones clave a partir de datos sísmicos de repetición," *Oilfield Review* 16, no. 2 (Verano de 2004): 6–15.

30. Bennaceur et al, referencia 8.

31. Oldenburg CM y Benson SM: "Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery: Identifying Candidate Sites for Pilot Study," presentado en la Primera Conferencia Nacional sobre Secuestro de Carbono, Washington, DC, 14 al 17 de mayo de 2001. Disponible, conectándose a www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/2a4.pdf (Se examinó el 18 de abril de 2005).

32. Peteves et al, referencia 15: 55.

33. Gielen, referencia 24.

34. Bennaceur et al, referencia 8.

35. Para obtener un panorama general de los esfuerzos realizados en diferentes países para la implantación de una economía basada en el hidrógeno, consulte: "Hydrogen and Fuel Cells—Review of National R&D Programs," París: Agencia Internacional de la Energía y Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, 2004.

36. Suresh B, Schlag S y Inoguchi Y: "CEH Marketing Research Report—Hydrogen." Manual de Ingeniería Química y SRI Consulting, agosto de 2004.

37. "Basic Research Needs for the Hydrogen Economy," referencia 12: 16.

38. Para obtener mayor información sobre estaciones de hidrógeno en Europa, consulte: www.msnbc.msn.com/id/7024047/ (Se examinó el 14 de abril de 2005).

39. "Hydrogen and Fuel Cells—Review of National R&D Programs," referencia 35.

40. Mazza P y Hammerschlag R: "Carrying the Energy Future—Comparing Hydrogen and Electricity for Transmission, Storage and Transportation," Instituto de Evaluación Ambiental de Ciclos de Vida, Seattle, Washington, EUA (Junio de 2004).

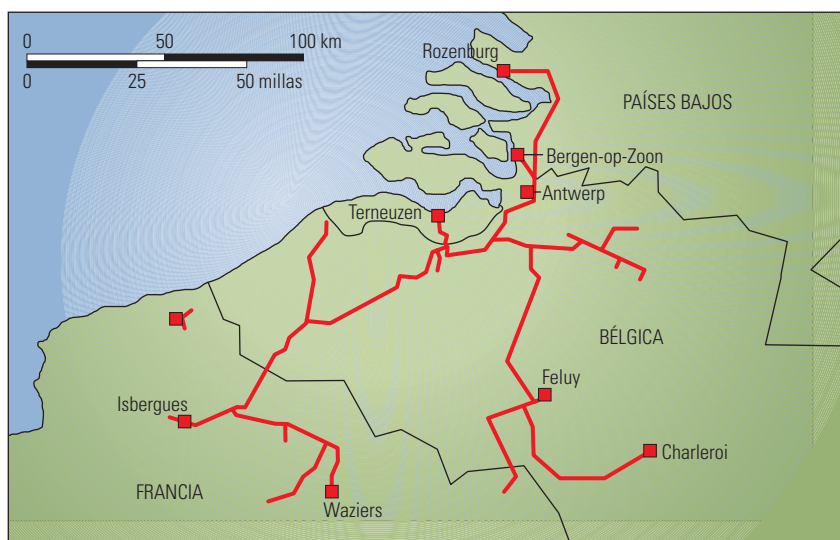
41. Mazza y Hammerschlag, referencia 40.

42. Mazza y Hammerschlag, referencia 40.

43. "Basic Research Needs for the Hydrogen Economy," referencia 12: 16.



— Línea de conducción ■ Planta de hidrógeno ▣ Planta de hidrógeno/CO



^ Redes de hidrógeno. Air Liquide opera líneas de conducción de hidrógeno en el norte de Europa y en el sector estadounidense del Golfo de México, que forman parte de la red mundial de 1,700 km [1,060 millas] de la compañía. Esto representa un 10% de todas las líneas de conducción de hidrógeno del mundo. Las plantas de Antwerp, en Bélgica, y de Bayport, en Texas, producen más de 100,000 m³/h [629,000 bbl/h] de hidrógeno a partir del gas natural, cada una. La mayor parte del hidrógeno producido en estas plantas se utiliza para remover el azufre contaminante de la gasolina y el combustible diesel.

Transporte y distribución—El hidrógeno puede ser generado en el lugar de uso o en sus proximidades, o bien en un punto centralizado para su posterior transporte. Hoy en día, un 96% de la producción de hidrógeno se emplea localmente. EUA posee el mercado comercial más desarrollado del hidrógeno—el hidrógeno que se transporta para su venta—transportándose un poco más del 15% de la producción a otro sitio.⁴⁴ Dependiendo del método de producción, el hidrógeno puede contener impurezas, tales como monóxido de carbono [CO] o CO₂. Para ciertos usos finales, el hidrógeno puede requerir cierto acondicionamiento con el fin de remover dichas impurezas.

Si bien los volúmenes pequeños de hidrógeno son transportados por medio de cilindros o a granel, la mayor parte del hidrógeno comercial se desplaza por líneas de conducción. Se han instalado agrupamientos localizados de líneas de conducción de hidrógeno en diversas áreas industrializadas (arriba). Actualmente, hay 16,100 km [10,000 millas] de líneas de conducción de hidrógeno en el mundo; la más larga se extiende a lo largo de 800 km [500 millas] en el norte de Europa.⁴⁵

Hoy, el costo de las líneas de conducción de hidrógeno típicas de 12 pulgadas de diámetro oscila entre US\$ 0.5 y US\$ 1.5 millón, lo que es aproximadamente igual al costo de un gasoducto

equivalente. Para atender una infraestructura de transporte extensiva, quizás sea necesario disponer de líneas de conducción de hidrógeno de gran diámetro, tales como las líneas de 30 pulgadas. El costo de este tipo de líneas de conducción se prevé superior al de un gasoducto equivalente: aproximadamente un 50% más por los materiales que resisten la fragilización por hidrógeno y un 25% más por la mano de obra insumida en los trabajos de soldadura específicos para el hidrógeno.⁴⁶

El costo será un factor fundamental en la ampliación de esta red de distribución a partir de las instalaciones existentes y en la construcción de redes de líneas de conducción nuevas.

Propiedad	Hidrógeno	Metano	Propano	Gasolina
Peso molecular (u)	2.02	16.04	44.06	~107
Densidad (kg/m ³) en condiciones normales	0.084	0.651	1.87	4.4
Flotabilidad (densidad con respecto al aire)	0.07	0.55	1.52	3.4 a 4.0
Coefficiente de difusión (cm ² /s)	0.61	0.16	0.12	0.05
Límite de inflamabilidad con mezclas pobres en el aire (% por volumen)	4.1	5.3	2.1	1.0
Límite de inflamabilidad con mezclas ricas en el aire (% por volumen)	75	15	10	7.8
Energía de inflamación mínima (mJ)	0.02	0.29	0.26	0.24
Energía de inflamación espontánea mínima (K)	858	813	760	501 a 744
Límite de detonación con mezclas pobres en el aire (% por volumen)	18	6.3	3.1	1.1
Límite de detonación con mezclas ricas en el aire (% por volumen)	59	13.5	7.0	3.3
Energía de explosión (equivalente de TNT en kg por m ³ de vapor)	2.02	7.02	20.2	44.2

^ Propiedades físicas seleccionadas del hidrógeno, el metano, el propano y la gasolina.

Tomando como ejemplo sólo dos lugares del mundo, será necesario convertir unas 180,000 estaciones de servicio en estaciones de aprovisionamiento de hidrógeno en EUA y aproximadamente 135,000 en Europa. Algunas de estas estaciones formarán parte de una red de líneas de conducción pero otras, probablemente muchas, generarán hidrógeno localmente.

Es preciso desarrollar una alternativa segura y aceptable para el expendio de hidrógeno a vehículos o como uso personal. Ésta debe ser una opción de bajo costo, conveniente y, por sobre todas las cosas, segura. Air Liquide ha desarrollado la tecnología necesaria para transferir rápidamente grandes cantidades de hidrógeno a una presión de 5,000 lpc [35 MPa]. Esta tecnología se emplea en el programa Tránsito Urbano Limpio en Europa (CUTE, por sus siglas en inglés) y en otros lugares. Los autobuses de Islandia, fabricados por DaimlerChrysler, llevan cilindros de hidrógeno comprimido en sus techos. El reaprovisionamiento de estos tanques insume entre 6 y 10 minutos, lo que confiere a los autobuses una autonomía de aproximadamente 385 km [240 millas].⁴⁷

Almacenamiento—El hidrógeno puede ser almacenado como gas comprimido, líquido o metal, o como hidruro químico. De todos éstos, el hidrógeno líquido es el que posee mayor densidad de energía.⁴⁸ Así y todo, representa aproximadamente un tercio del valor volumétrico, comparado con la gasolina, y un cuarto de la densidad de energía gravimétrica de la gasolina.⁴⁹ Alrededor de un tercio del contenido de energía se pierde en la licuefacción.⁵⁰ Por razones de seguridad, y para evitar el incremento de presión, se debe permitir la purga del gas hidrógeno de manera que el hidrógeno líquido no constituye una solución viable para el almacenamiento a largo plazo en aplicaciones móviles.

Se están investigando diversos hidruros metálicos o químicos para almacenar el hidrógeno. La ventaja de este método es su seguridad y estabilidad, en comparación con el almacenamiento de líquido o gas comprimido. No obstante, introducir el hidrógeno en el hidruro en forma oportuna—el equivalente a alrededor de tres a cinco minutos de aprovisionamiento en una estación de servicio—aún no es posible y para extraerlo actualmente es necesario calentar el hidruro a altas temperaturas. El peso de los actuales substratos de hidruros y su contenedor es mucho mayor que el peso del hidrógeno almacenado.

El desarrollo de alternativas de almacenamiento localizado es el mayor obstáculo a superar en lo que respecta a usos móviles en vehículos particulares.

Seguridad—Hoy en día, sólo el personal capacitado utiliza el hidrógeno en forma segura en el ámbito industrial. La expansión para que acceda a su uso la población en general implicará riesgos que deben ser mitigados. No obstante, el manipuleo del metano, el propano o la gasolina también implica riesgos que en su momento fueron mitigados y hoy son comprendidos por toda la población (arriba).

El hidrógeno es considerablemente menos denso que el aire. Además, se difunde en el aire más rápidamente que los combustibles analizados en este artículo. Desde el punto de vista de la seguridad, esto significa que el hidrógeno que fuga se eleva rápidamente y se dispersa en tanto no se trate de un lugar cerrado. No obstante, un automóvil con las ventanas y las puertas cerradas es un espacio cerrado, de manera que el compartimiento para pasajeros de un vehículo tendrá que ser protegido de las fugas potenciales. El hidrógeno es inodoro, lo que dificulta la detección de fugas; pero, en la medida que se disponga de oxígeno suficiente, no resulta tóxico.

Los efectos que producen cantidades significativas de emisiones atmosféricas de hidrógeno en el largo plazo se desconocen pero un grupo financiado por el programa GCEP está estudiando los efectos sobre el clima, la contaminación del aire y la capa de ozono.

Comparado con el metano, el propano y la gasolina, el rango de concentración para la inflamabilidad del hidrógeno en el aire es más amplio. El límite de concentración inferior para la inflamación es un 20% inferior al límite del metano; es decir, se necesita menos hidrógeno en una mezcla de aire para que se inflame. Además, la energía mínima requerida para la inflamación es 15 veces menor que la del metano. Como preocupación adicional en lo que respecta a la seguridad, una llama de hidrógeno es prácticamente invisible. Se necesitan sensores de hidrógeno que proporcionen advertencias ante situaciones peligrosas.

44. Suresh et al, referencia 36.

45. Simbeck D y Chang E: "Hydrogen Supply: Cost Estimate for Hydrogen Pathways—Scoping Analysis," artículo del Laboratorio Nacional de Energías Renovables NREL/SR-540-32525 (Julio de 2002): 21.

46. Parker N: "Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs," artículo de Instituto de Estudios de Transporte UCD-ITS-RR-04-35 (1° de diciembre de 2004). Disponible, conectándose a www.its.ucdavis.edu/publications/2004/UCD-ITS-RR-04-35.pdf (Se examinó el 18 de abril de 2005).

47. Doyle A: "Iceland's Hydrogen Buses Zip Toward Oil-Free Economy," *The Detroit News* (14 de enero de 2005). Disponible, conectándose a www.detroitnews.com/2005/autosinsider/0501/14/autos-60181.htm (Se examinó el 18 de abril de 2005).

48. La densidad de energía aludida en este artículo es el calor de combustión estándar por unidad de masa.

49. Crabtree et al, referencia 12.

50. "National Hydrogen Energy Roadmap," basado en los resultados del Taller Nacional de Mapas de Ruta sobre Energía del Hidrógeno, Washington, DC, Departamento de Energía de EUA (2 al 3 de abril de 2002). Disponible, conectándose a www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/national_h2_roadmap.pdf (Se examinó el 18 de abril de 2005).



^ Estación de hidrógeno de Shell y automóvil con celdas de combustible. Esta estación de Washington, DC, está equipada tanto con surtidores de gasolina como con un surtidor de hidrógeno (*extremo superior*). El automóvil de demostración de General Motors tiene una celda de combustible de hidrógeno debajo del cofre (capó) (*extremo inferior*). La versión de este automóvil con un tanque de hidrógeno comprimido a una presión de 10,000 lpc [70 MPa] posee una autonomía de 270 km [168 millas]. (Fotografías, cortesía de Shell Hydrogen BV).

Los límites de explosión para el hidrógeno también son diferentes de los del metano, el propano y la gasolina. Estos combustibles detonan con mezclas mucho más pobres: se requiere como mínimo el triple de hidrógeno para que se produzca la detonación. No obstante, el hidrógeno puede detonar con mezclas mucho más ricas que los otros combustibles. La mitigación de este riesgo implica el hecho de que en una explosión con hidrógeno la energía involucrada es considerablemente menor: una explosión con vapor de gasolina implica 22 veces más energía.

Existe además un riesgo adicional asociado con el almacenamiento del hidrógeno como gas comprimido. Los automóviles propulsados a hidrógeno, que se encuentran rodando, utilizan

tanques a una presión de 5,000 o 10,000 lpc [35 o 70 MPa]. El tanque de hidrógeno y todos los accesorios de alta presión deben ser confiables y funcionar a prueba de fallas para evitar una liberación de presión potencialmente explosiva. El correcto mantenimiento y la verificación del sistema de almacenamiento son elementos cruciales. Esto resulta particularmente importante en los vehículos particulares, que en general no son operados y mantenidos por profesionales capacitados. Se necesitan ambas mejoras tecnológicas y un programa de educación pública masivo para lograr el nivel de seguridad requerido para el uso no industrial, en gran escala, del hidrógeno.

La fragilización por hidrógeno es un tipo de riesgo diferente de los riesgos de inflamabilidad y explosión, comunes a los combustibles fósiles. Dado que la molécula es tan pequeña, migra fácilmente a lo largo de las microfisuras de los recipientes. Esto provoca la expansión y la extensión de las fisuras, debilitando el material. Una vez producido suficiente daño, el recipiente puede fallar por debajo de su límite elástico. Para evitar la fragilización por hidrógeno, se emplean aleaciones específicas y procesos de galvanización o de revestimiento, además de controlar el hidrógeno residual presente en el acero y el volumen recogido en el procesamiento.

El desafío es alcanzar estos objetivos a medida que aumenta el número de contenedores de hidrógeno y su uso por parte de personal no capacitado. Todos los combustibles son potencialmente peligrosos y el hidrógeno no constituye la excepción. La transición de una operación de manipuleo exclusivamente a cargo de especialistas capacitados al manipuleo por la población en general requerirá la aceptación del público y tiempo para que éste se familiarice con este nuevo combustible, como se hizo con otros combustibles nuevos, tales como el gas licuado de petróleo (LPG, por sus siglas en inglés).

La seguridad sustenta todos los demás aspectos. Lograr seguridad en la producción, distribución y empleo del hidrógeno para su uso generalizado por el público en general a través del desarrollo continuo es sólo la primera parte. Los gobiernos necesitarán establecer códigos y normas para el manipuleo del hidrógeno en ámbitos no industriales. Además, los gobiernos y las compañías tendrán que educar al público en lo que respecta al correcto empleo y manipuleo del hidrógeno.

Un futuro con pasturas más verdes

Los vehículos propulsados a hidrógeno representan el sueño de todos los defensores de una economía basada en el hidrógeno. En varios lugares del mundo, ya están funcionando pequeñas flotillas de demostración, que incluyen tanto autobuses como vehículos de pasajeros. En operación, estas flotillas producen apenas un rastro de vapor de agua.

Estos vehículos aún no están listos para ser adquiridos por el automovilista promedio. General Motors Corporation anunció recientemente un proyecto por US\$ 88 millones de costos compartidos con el Departamento de Energía de EUA para desarrollar, fabricar y desplegar 40 vehículos con celdas de combustible de hidrógeno.⁵¹ Según se informa, la fabricación de otros automóviles de demostración costó entre US\$ 3 y US\$ 4 millones. En Islandia, los autobuses de demostración de la empresa DaimlerChrysler, que funcionan con hidrógeno, cuestan aproximadamente 1.25 millón de euros, lo que equivale aproximadamente al triple o al cuádruplo del costo de un autobús propulsado a diesel.⁵² Para reducir estos costos se requieren mejoras en la tecnología y producción en masa.

El abastecimiento de combustible de estos vehículos de demostración se realiza en estaciones de aprovisionamiento de hidrógeno construidas al efecto. Una estación de Shell situada en Washington, DC, incorporó un surtidor de hidrógeno en una estación de servicio cuyo costo, según trascendió, fue de US\$ 2 millones.⁵³ Se espera que los costos tanto de los automóviles propulsados a hidrógeno como de las estaciones de aprovisionamiento de ese combustible declinen con el transcurso del tiempo. Esto será el resultado tanto de las mejoras tecnológicas como de las economías de escala implementadas a medida que la producción pase de la fabricación de elementos individuales a la fabricación masiva. Con el tiempo, el costo del hidrógeno debería alcanzar el equivalente actual de US\$ 2 a US\$ 4 por kg.

Shell está adoptando un enfoque gradual tendiente a la implantación de un mercado masivo de hidrógeno comercial. El primer paso del enfoque implicó la implementación de proyectos independientes con acceso restringido. Sólo el personal capacitado puede acceder a los equipos y se aplican las normas de seguridad industrial. Los proyectos de esta categoría incluyen depósitos para flotillas de autobuses alimentados a hidrógeno.

Los sitios de segunda generación poseen acceso público, independiente de las estaciones de servicio existentes. Shell inauguró una estación en el año 2003, que genera hidrógeno a partir del agua para los tres autobuses urbanos que operan en Reykjavik como parte del proyecto ECTOS.

Los proyectos actuales, como el de Washington, DC, se encuentran en el paso tres, que integra completamente el hidrógeno con el aprovisionamiento de combustible tradicional en una estación (página anterior). Shell está por iniciar el cuarto paso, la creación de mini-redes de estaciones que implican asociaciones entre múltiples compañías de energía y los gobiernos. Estas redes atenderán flotas de 100 o más vehículos. En el paso cinco, que tendrá lugar en el período comprendido entre 2010 y 2020, las mini-redes se conectarán a los corredores de las estaciones de aprovisionamiento de hidrógeno y se incorporará el servicio en las áreas que carezcan de estaciones.

Los gobiernos y las instituciones privadas han designado varios corredores de autopistas para demostraciones que impliquen el uso de hidrógeno; por ejemplo, en California y Florida, EUA, Columbia Británica, Canadá y Alemania.

A pesar de estas actividades, un mundo basado en la economía del hidrógeno no es una conclusión extraída de antemano. Las compañías involucradas en el desarrollo de estas tecnologías y en su colocación en el mercado reconocen los obstáculos con que deben enfrentarse. Podría llegar a desarrollarse una solución tecnológica alternativa para el control de las emisiones de gases de efecto invernadero y la declinación subsiguiente de las reservas de combustibles fósiles.

Es probable que el futuro abastecimiento energético esté representado por una combinación de diversas fuentes, incluyendo los combustibles fósiles, la energía nuclear y la energía verde, con el hidrógeno y la electricidad como medios de transporte de energía. Con el tiempo, transcurridos quizás unos 20 o 30 años, el mercado libre decidirá en base a los aspectos económicos y la calidad de las cuestiones relacionadas con la vida, tales como el control de las emisiones de gases de efecto invernadero. A medida que el mundo avance hacia la etapa siguiente, las compañías seguirán proponiendo tecnologías y continuarán evaluando los aspectos económicos.

La comparación de las diversas alternativas requiere que se las visualice en forma integral. Dentro del encuadre de la economía del hidrógeno, a esto se alude a veces como una estructura del tipo del estanque a la rueda. ¿Cuánto cuesta proveer una cierta cantidad de energía; comenzando con el costo de la infraestructura para su adquisición y agregando los costos de los materiales, el acondicionamiento, el transporte, el almacenamiento, la entrega, la utilización y por último la eliminación de los subproductos no deseados? En consecuencia, si la sociedad exige cero nivel de emisiones de CO₂ u otros contaminantes, esos costos deberían contemplarse en todos los escenarios. La nueva infraestructura debe incluirse en los escenarios adecuados, probablemente un sistema de aprovisionamiento de hidrógeno en ciertos escenarios o el CCS en otros.

Con el tiempo, el predominio del petróleo como fuente de energía primaria será suplantado por algo más. Su primer reemplazo será probablemente el gas natural. El siguiente quizás sea el carbón con CCS, la energía nuclear o cierta combinación de fuentes de energía renovable. Si bien el hidrógeno no es ni será una fuente de energía, su utilización con las celdas de combustible podrá convertirlo en un portador energético importante en sinergia con la electricidad.

—MAA

51. "GM in Fuel Cell Deal with Government," *CNNMoney* (30 de marzo de 2005). Disponible, conectándose a money.cnn.com/2005/03/30/news/fortune500/gm_fuelcell.reut/index.htm (Se examinó el 18 de abril de 2005).

52. Doyle, referencia 47.

53. "Washington Station Offers Gas, Snacks and Hydrogen," *The New York Times*, 11 de noviembre de 2004: C6.

Una nueva forma de perforar

Los sistemas de perforación automatizados mitigan el riesgo ocasionado al personal del equipo de perforación, reducen los costos y mejoran la eficiencia. Operar estos sistemas de modo remoto constituirá el próximo paso en una industria del petróleo y el gas que se halla en proceso de maduración, permitiendo que los operadores utilicen a sus especialistas más calificados de cualquier localización para vigilar continuamente y controlar las operaciones de perforación.

Walt Aldred
Jim Belaskie
Rustam Isangulov
Cambridge, Inglaterra

Barry Crockett
Bobby Edmondson
Cameron, Texas, EUA

Fred Florence
M/D Totco
Cedar Park, Texas

Sundaram Srinivasan
Sugar Land, Texas

Por su colaboración en la preparación de este artículo se agradece a Emma Jane Bloor y Andy Hendricks, Sugar Land, Texas. Se agradece también a Joe Fuentes y Wade Wiley, Cameron, Texas, por su colaboración en el proyecto de perforación automatizada remota.

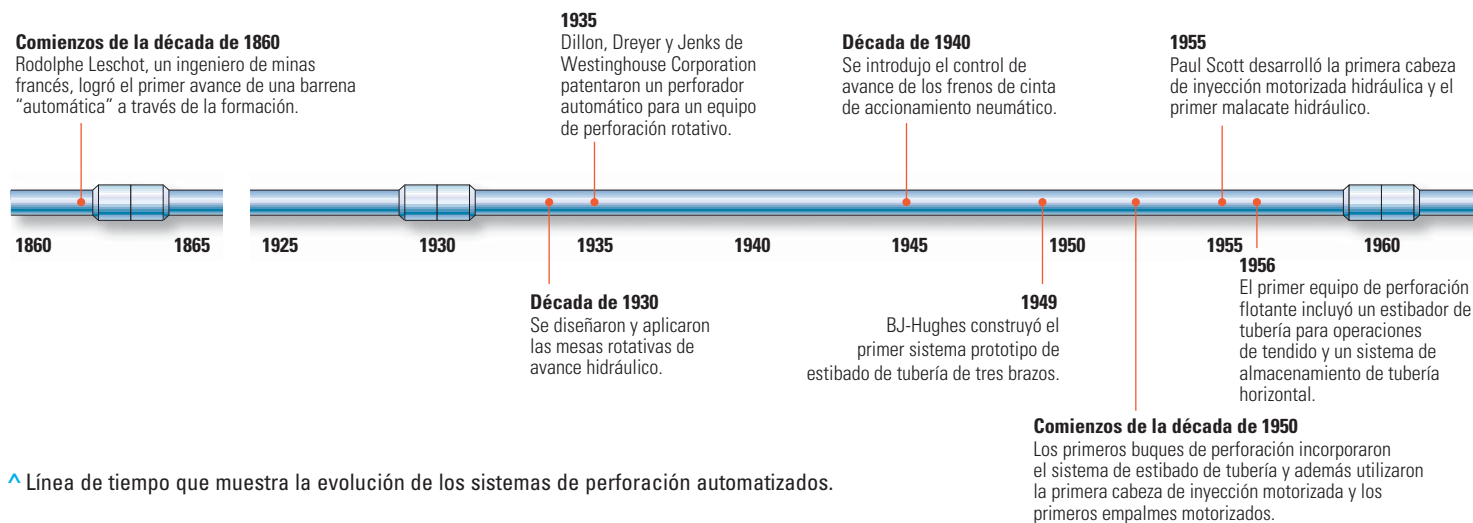
PERFORM, PowerDrive, PowerDrive Xceed, PowerDrive Xtra y PowerPulse son marcas de Schlumberger. Iron Roughneck es una marca de Varco LP. VisiWear es una marca de VisiWear Corporation.

El 19 de noviembre de 2004, un comando remoto enviado a través del Océano Atlántico desde Cambridge, Inglaterra, cambió exitosamente una operación de perforación llevada a cabo en Cameron, Texas y, en el proceso, puede haber modificado la forma en que se perforan los pozos en el futuro. Este logro no fue un hecho aislado; contó con el soporte de especialistas, tecnologías facilitadoras y una larga historia de desarrollos innovadores en términos de automatización de la perforación.

A medida que las industrias avanzan y maduran, la automatización ingresa en casi todos los niveles de operación. La automatización permite a las compañías lograr consistencia tanto en los procesos como en los productos, mejorar la seguridad y eficiencia, y reducir el riesgo y los costos. Los adelantos logrados en materia de automatización han permitido que las compañías sean más competitivas mediante el reemplazo de las tareas manuales y cognitivas realizadas por seres humanos, por tareas efectuadas por máquinas. Un ejemplo claro del carácter indispensable de la

automatización se presenta en la fabricación de automóviles, porque las máquinas realizan tareas repetitivas, mejor y más rápido, con resultados sumamente consistentes. Además, la automatización aparta a los seres humanos de la ejecución de tareas que son inherentemente peligrosas, tales como los trabajos de soldadura.

La automatización también es evidente en la industria de la aviación comercial, que ha experimentado una transformación importante desde la década de 1970. El incremento de la cantidad de pasajeros y de las operaciones de carga motivó el aumento de la cantidad de aerolíneas y aviones, además de producir más congestión en el espacio aéreo y en los aeropuertos. Una fuerza de trabajo cada vez más inexperta que opera según reglamentaciones de seguridad y protección más rigurosas, también fue un factor importante para automatizar las líneas aéreas. Ya sea en tierra, o en la cabina de un avión, la automatización constituía un ajuste perfecto y una necesidad para la supervivencia de la industria de aeronavegación comercial.



^ Línea de tiempo que muestra la evolución de los sistemas de perforación automatizados.

La automatización ofrece un grado de precisión que los seres humanos no pueden proveer. Por ejemplo, el moderno procedimiento de corrección de la vista conocido con el nombre de queratomileusis in sitio asistida por láser (LASIK, por sus siglas en inglés) utiliza la automatización controlada por computadora para mejorar la visión de millones de personas en todo el mundo. La precisión de la operación está asegurada porque los especialistas programan específicamente la sofisticada máquina para que realice tareas delicadas. Además de la automatización en el campo de la medicina, la práctica de la cirugía telecomandada ha permitido recientemente a un número limitado de especialistas ejecutar procedimientos quirúrgicos complejos en forma remota.¹

Desde la década de 1970, la automatización de las operaciones de perforación con fines de exploración y producción (E&P) se ha desarrollado a un ritmo sostenido por muchas de las mismas razones expuestas. Al igual que en otras industrias, las compañías de perforación de la industria de E&P procuran mejorar la eficiencia, reducir el riesgo y alcanzar mayores grados de precisión y repetibilidad, incluso cuando se perforan pozos con trayectorias complicadas en ambientes desafiantes. Este artículo analiza los avances registrados en términos de perforación automatizada y examina los niveles de control disponibles. Además, resalta el hito más reciente relativo a la perforación automatizada remota y considera sus posibles implicancias en términos de negocios.

Mentes y máquinas

La evolución de los sistemas de perforación mecanizados a los semiautomáticos y finalmente a los sistemas totalmente automatizados ya está

en marcha. Los sistemas de perforación semiautomáticos y localmente automatizados son comunes en nuestros días. Por lo general, los procesos semiautomáticos necesitan la participación regular de los seres humanos; así y todo, ofrecen ventajas significativas en términos de seguridad. Por ejemplo, el equipo de perforación mecanizado desarrollado en la década de 1970 permitió alejar a las personas de las operaciones más peligrosas y mejoró la seguridad de los equipos de perforación desde ese momento en adelante (página anterior y abajo).²

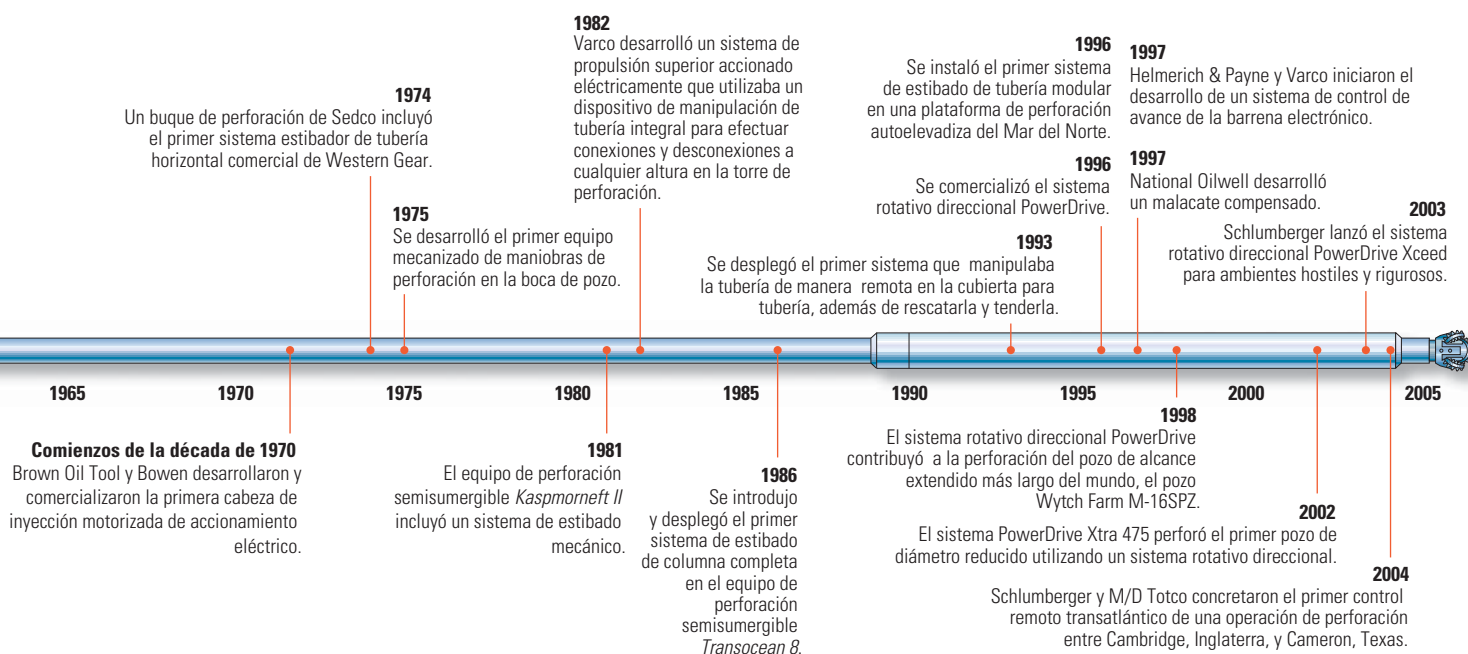
En la década de 1970, las herramientas manuales fueron reemplazadas por los dispositivos que economizan mano de obra, tales como las cuñas automáticas y los aparatos para enroscar las barras de la columna de perforación. Las primeras cuñas automáticas poseían un diseño asistido por resortes para reducir la fatiga de los trabajadores de boca de pozo. Las primeras cuñas neumáticas, desarrolladas a comienzos de la década de 1980, cedieron su puesto a los dispositivos operados en forma hidráulica con cuñas intercambiables para diversos diámetros de tuberías.

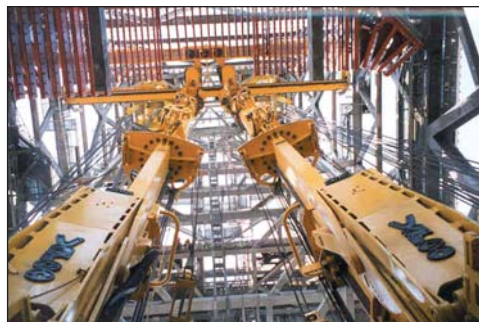
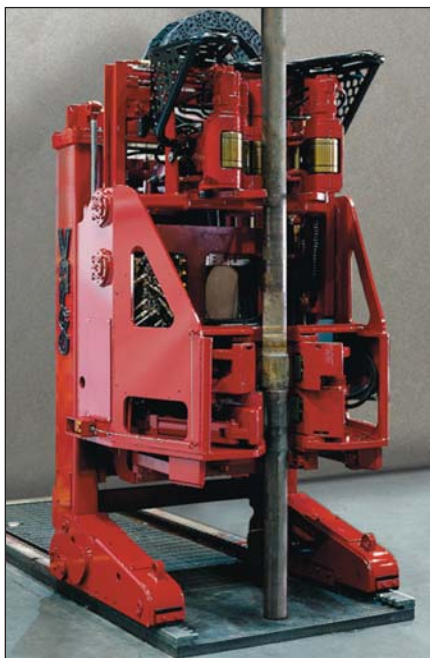
Con el advenimiento de las computadoras y los microprocesadores en la década de 1980, se desarrollaron sistemas automatizados locales para las tareas manuales de los ayudantes de perforación y las operaciones de manipuleo de tuberías. Como sucede con la fabricación de automóviles, muchas tareas de perforación implican movimientos repetitivos y por lo tanto se prestan a la automatización. Estos métodos captaron la atención de la comunidad de perforación y ayudaron a impulsar el mejoramiento en curso de la seguridad y la eficiencia en entornos operativos difíciles.

Varco introdujo el dispositivo Iron Roughneck a fines de la década de 1980, primero como extensión de las llaves de enrosque automático para la columna de perforación solamente. A continuación se incorporaron las llaves de entubación. En los diseños más modernos, se redujo el tamaño de la máquina para adaptarla a los equipos de perforación en tierra, permitiendo que la automatización alcanzara un mercado más vasto.

Los adelantos de los sistemas de perforación automatizada se centraron fundamentalmente en la reducción de la exposición del personal a la fatiga y el riesgo durante las actividades de manipuleo de tuberías. Así y todo, estas actividades requieren el aporte y la supervisión de los seres humanos desde una consola de control local o una sala de control de perforación.³

- Orenstein D: "Remote Surgery," <http://www.business2.com/b2/web/articles/0,17863,530930,00.html> (Se accedió el 24 de febrero de 2005).
- von Flatern R: "Automating the Drill Floor," <http://www.oilonline.com/news/features/oe/20030610.Automati.11633.asp> (Se accedió el 15 de marzo de 2005).
- Allen HG y Scott P: "Semi-Automatic Drilling Rig," artículo de la SPE 1378, presentado en el Simposio de Automatización de la SPE, Hobbs, Nuevo México, EUA, 28 al 29 de abril de 1966.
- Zinkgraf HL, Hammett DS y Boyadjieff G: "Drilling Improvements Using Power Swivels," artículo de las IADC/SPE 11404, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Nueva Orleans, 20 al 23 de febrero de 1983.
- Harbour WD, Krack J y Ford D: "An Ergonomic, Process Oriented Approach to Driller's Consoles," artículo de las IADC/SPE 39330, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Dallas, 3 al 6 de marzo de 1998.
- Reid D: "The Development of Automated Drilling Rigs," artículo de las IADC/SPE 39373, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Dallas, 3 al 6 de marzo de 1998.
- Hansen MD y Abrahamsen E: "Improving Safety Performance Through Rig Mechanization," artículo de las SPE/IADC 67705, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 27 de febrero al 1º de marzo de 2001.





▲ Piso de un equipo de perforación automatizado. La mecanización y automatización de las operaciones del perforador y su ayudante han permitido reducir la exposición del personal del equipo de perforación a los peligros que plantean las operaciones de manipuleo de tuberías; aumentar la eficiencia en el piso del equipo de perforación y en la perforación; y mejorar la calidad de los pozos. El equipo de perforación mecanizado (*izquierda*) conecta la sarta de perforación y las uniones de la tubería de revestimiento. El sistema automático de estibado de tuberías para operaciones duales (*extremo superior derecho*) recupera y apila dos o tres tramos (tiros) de sarta de perforación y el arreglo de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés) requerido, junto con la tubería de revestimiento. Las consolas de los sistemas automatizados permiten que los perforadores vigilen rutinariamente y controlen todas las facetas de las operaciones de perforación (*extremo inferior derecho*).

Con el tiempo, los significativos avances registrados en la automatización de las tareas manuales de los trabajadores de boca de pozo y las operaciones de estibado de tuberías redujeron el riesgo en los ambientes operativos más peligrosos, tales como los equipos de perforación semisumergibles que flotan en mares tempestuosos (*arriba*).

Las máquinas para estibar tubería se desarrollaron primero para manipular y acomodar haces de columnas de perforación. El armado de tiros (tramos de la columna de perforación) fuera de línea posibilitó la ejecución de operaciones de perforación más rápidas mediante el armado del arreglo de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés) durante la perforación. Los equipos de perforación de aguas profundas, de operación dual, poseen dos penetraciones a través del piso del equipo de perforación para permitir la bajada simultánea del tubo ascendente y la tubería de revestimiento de superficie. Con los estibadores de tubería, desapareció la necesidad de contar con personal en la torre de perforación pero fue preciso disponer de elevadores operados en forma remota. Con la mayor automatización de los equipos de perforación, se concibieron sistemas de control con diseños ergonómicos para

permitir que el perforador y su asistente coordinaran las actividades del piso de perforación y vigilaran continuamente todas las facetas de la operación de perforación.

Los sistemas del equipo de perforación totalmente automatizados, que deben funcionar sin personal ni especialistas de perforación en sitio, requieren extensivas capacidades de vigilancia rutinaria y control. Estos sistemas ofrecen potencialmente ventajas significativas en ambientes submarinos de aguas profundas, pero la construcción de un equipo de perforación completamente automatizado sigue siendo un desafío para el futuro.⁴ Si bien los primeros esfuerzos por reducir el potencial humano en los equipos de perforación sólo tuvieron un éxito limitado, recientemente, la industria se ha mostrado interesada en el proceso de vigilancia rutinaria de varias operaciones desde una instalación remota dotada de personal de soporte experimentado, que puede ayudar a las brigadas de perforación relativamente nuevas.

Los sistemas de perforación automatizados abordan la mecánica de la perforación en el subsuelo y los viajes de entrada y salida del pozo.⁵ Estos sistemas requieren datos de superficie y de fondo de pozo en tiempo real para controlar

en forma efectiva los procesos de perforación y se han vuelto más convenientes en los últimos tiempos, acompañando el avance de las tecnologías de vigilancia rutinaria y control. La mayor disponibilidad de datos en tiempo real facilita la detección temprana de los problemas de perforación, que pueden mitigarse ahora mediante la intervención humana o, en el futuro, mediante el empleo de sistemas automatizados que utilicen simulaciones y modelos.⁶

Bajo control

El control sensato y eficaz de los complejos procesos de perforación requiere datos, experiencia y conocimientos técnicos especializados. El control automático de la perforación se puede efectuar a través de acciones implementadas en la superficie o en el fondo del pozo. En la década de 1970, los primeros sistemas semiautomáticos se controlaban desde la superficie y requerían que los perforadores establecieran manualmente los parámetros de perforación estándares tales como peso sobre la barrena (WOB, por sus siglas en inglés), esfuerzo de torsión, rotaciones por minuto (rpm) y presión de bombeo. Generalmente, estos primeros sistemas tenían serios problemas de confiabilidad, no mostraban un buen desempeño en términos de control de los parámetros de perforación y no lograban regular y mantener la velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés).

A través del tiempo, se utilizaron numerosos métodos diferentes para el control automático del avance de la perforación; la aplicación gradual de peso sobre la barrena para facilitar el corte y la penetración de los estratos del subsuelo. El control del avance se logra a través de la utilización del freno situado en el piso del equipo de perforación. Ya en la década de 1940, el accionamiento automatizado de los sistemas de frenado del equipo de perforación se realizaba por medios neumáticos. No obstante, los perforadores que utilizaban sistemas manuales superaban en forma abrumadora el desempeño de estos sistemas semiautomáticos. Finalmente, con el diseño mejorado de las válvulas y las pruebas de sistemas integrados, los sistemas de control neumático resultaron exitosos.

A lo largo de las décadas de 1980 y 1990, las capacidades de los sistemas se vieron dinamizadas por el mayor poder computacional y por la cantidad y calidad de los datos de mediciones adquiridas durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés). Estos datos, que proporcionaban información crucial sobre las condiciones de perforación, ayudaron a allanar el camino para la introducción de sistemas de perforación automatizados capaces de controlar los parámetros de

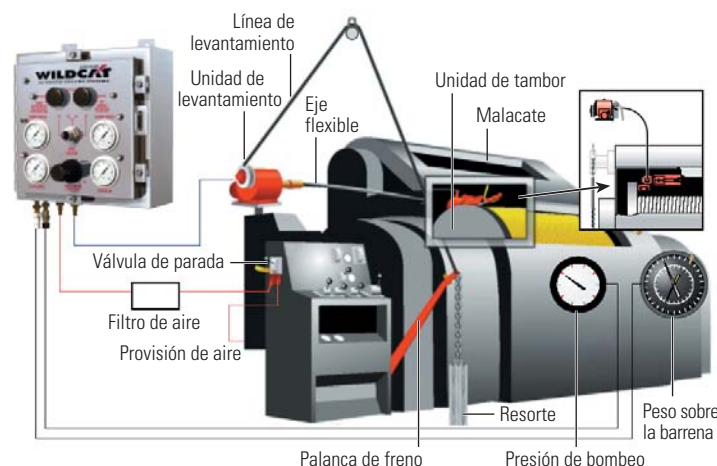
perforación, incluyendo la ROP (derecha). Los sistemas de control de parámetros múltiples de Wildcat y Varco fueron fabricados para regular el desempeño de la columna de perforación en base a los valores deseados de WOB, ROP, esfuerzo de torsión y presión de la columna ascendente. La presión de la columna ascendente era representativa de la posición de la barrena de perforación con respecto al fondo del pozo, lo que resulta crucial para la perforación de pozos horizontales y de alcance extendido.

Además, la combinación de un nuevo controlador de freno eléctrico regulado por corriente, desarrollado por la Baylor Company, con los frenos de tipo embrague y los frenos de disco, fabricados por Eaton y National Oilwell respectivamente, proporcionaba un frenado más preciso que el de los servofrenos de cinta. Los nuevos algoritmos de control de Varco, un sistema avanzado de adquisición de datos desarrollado por M/D Totco y los sistemas similares de Hitec y otras compañías, posibilitaron el control mejorado del cople de frenado. Este avance aportó un mejoramiento del control de avance de la barrena a los nuevos sistemas de perforación automatizados, que pronto superaron significativamente en desempeño a los perforadores que utilizaban sistemas manuales.⁷

Con el mejoramiento continuo del desempeño de los sistemas de perforación automatizados, el programa de computación de los sistemas se volvió cada vez más complejo y difícil de utilizar y reparar. Fue necesario diseñar programas que simplificaran el control y eliminaran la necesidad de contar con un perforador calificado para operar el sistema. El nuevo software también automatizó la modificación, o el ajuste, de los parámetros de perforación dentro de los límites prácticos. Gran parte de este ajuste se requería debido al cambio de las características de la formación a medida que la barrena perforaba los estratos del subsuelo. El modelado extensivo del sistema de perforación dinámico condujo al desarrollo de programas de computación mejorados con modelos de formaciones incorporados para controlar los valores de WOB y ROP.

La mayor rapidez del tiempo de respuesta a los cambios facilitó el ajuste fino, lo que produjo la aplicación más suave de la barrena a la formación. Esto redujo la vibración, extendiendo la vida útil de los BHAs y de las barrenas, y mejorando la recuperación de núcleos de diámetro completo. Esta tecnología generó prácticas de perforación más consistentes que las que resultaban posibles con personas en los controles, lo que se tradujo en un mejoramiento de la calidad de los pozos, la evaluación de formaciones y las operaciones de cementación. Los errores huma-

Sistema de perforación automatizado de parámetros múltiples



▲ Perforadores automatizados. El control automatizado del peso sobre la barrena (WOB, por sus siglas en inglés) se lleva a cabo modificando el sistema de freno manual del equipo de perforación a través del uso de un sistema de cable y polea de control neumático. El sistema automatizado puede sobreponerse para reanudar las operaciones manuales. Los primeros perforadores automatizados controlaban el desempeño de la columna de perforación para mantener un peso constante sobre la barrena. Las operaciones de perforación de pozos horizontales y de alcance extendido, en las que la mayor parte del peso de la sarta de perforación recae en el fondo del pozo, requerían el control del desempeño en base a la presión de la tubería vertical. Los sistemas más nuevos utilizan control electrónico.

nos cometidos por los perforadores durante los viajes de entrada y salida del pozo, tales como el fracturamiento accidental y la succión de las formaciones, también disminuyeron cuando se impuso la automatización. La automatización mejorada fue sometida a prueba en el sur de Texas, EUA, en un equipo de perforación de Helmerich & Payne (H&P) provisto de herramientas y programas de perforación automatizados. Este sistema de primera generación perforó los pozos más rápido, con un 37% menos de tiempo de rotación y utilizó un 34% menos de barrenas que los equipos de perforación no automatizados en la misma área.⁸

Un componente esencial del mejoramiento del control tanto de superficie como de fondo de pozo fue la obtención de más información en forma inmediata para dirigir las decisiones en términos de control. También se obtuvo un arreglo expansible de datos importantes a partir de las herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) y de adquisición de mediciones de presión durante la perforación (PWD, por sus siglas en inglés).⁹ Los geólogos e ingenieros ahora pueden determinar las propiedades de las formaciones para dirigir la trayectoria de un pozo a fin de lograr una óptima producción y recuperación de hidrocarburos. Se pueden utilizar datos de presión anular en tiempo real para determinar la densidad de circulación equivalente (ECD, por sus siglas en inglés), lo que ayuda a los ingenie-

ros de perforación a evaluar la inestabilidad del pozo, los problemas de pérdida de circulación y la eficiencia de la limpieza del pozo. Estas capacidades resultan particularmente importantes en los pozos de alcance extendido. Además, los datos PWD junto con los datos de la herramienta sónica dipolar, han sido utilizados en los yaci-

4. Para obtener mayor información sobre los sistemas de perforación automatizada, consulte: <http://www.kingdomdrilling.co.uk/drilltops/openwater/OW9.pdf> (Se accedió el 9 de marzo de 2005).
5. Murray D, Montgomery D y Florence F: "Risk Mitigation Technique for Advanced Rig Control Systems," artículo de las IADC/SPE 72329, presentado en la Conferencia de Tecnología de Perforación de Medio Oriente de las IADC/SPE, Bahrain, 22 al 24 de octubre de 2001.
- Hofschroer M: "Automated Drilling Application for Gaining Higher Efficiency on Extended Reach Wells," artículo de las SPE/IADC 85336, presentado en la Conferencia y Exhibición de Tecnología de Perforación de Medio Oriente de las SPE/IADC, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 20 al 22 de octubre de 2003.
6. Rommetveit R, Bjørkevoll KS, Halsey GW, Larsen HF, Merlo A, Nossaman LN, Sweep MN, Silseth KM y Ødegaard SI: "Drilltronics: An Integrated System for Real-Time Optimization of the Drilling Process," artículo de las IADC/SPE 87124, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Dallas, 2 al 4 de marzo de 2004.
7. Boyadjieff G, Murray D, Orr A, Porche M y Thompson P: "Design Considerations and Field Performance of an Advanced Automatic Driller," artículo de las SPE/IADC 79827, presentado en la Conferencia de Perforación de las SPE/IADC, Ámsterdam, 19 al 21 de febrero de 2003.
8. Boyadjieff et al, referencia 7.
9. Mallary CR, Varco M y Quinn D: "Using Pressure-While-Drilling Measurements to Solve Extended-Reach Drilling Problems on Alaska's North Slope," artículo de la SPE 54592, presentado en la Reunión Regional de Occidente de la SPE, Anchorage, 26 al 27 de mayo de 1999.

mientos de sedimentos blandos a fin de determinar los parámetros de resistencia de las rocas para la predicción de la producción de arena.¹⁰ La vigilancia rutinaria en tiempo real de los datos de perforación cruciales reduce el riesgo durante la perforación de pozos ya que aporta mejoras escalonadas que permiten prevenir el atascamiento de las tuberías, las operaciones de pesca y la pérdida de pozos.

La nueva información, junto con los avances registrados en la tecnología de perforación rotativa direccional, han mejorado la eficiencia de la perforación, el control de la perforación direccional y la calidad de los pozos. Además, se han reducido los problemas asociados con el atascamiento de las tuberías, la instalación de tuberías de revestimiento y la limpieza del pozo.¹¹ Las nuevas tecnologías, tales como los sistemas rotativos direccionales PowerDrive, han mejorado la capacidad de perforación direccional debido a la respuesta inmediata a los comandos de alto nivel enviados por el pozo a la unidad de control del

sistema, con retroalimentación en tiempo real obtenida de las mediciones MWD y LWD. Los comandos se envían hacia el fondo del pozo utilizando patrones de tasas de flujo variables y los datos retornan a la superficie a través de la columna de lodo como pulsos, utilizando herramientas de telemetría robustas, tales como el sistema de telemetría MWD PowerPulse.

Remotamente posible

El próximo paso en la perforación automatizada será controlar el proceso en forma remota. Las tecnologías de computación y de telecomunicaciones vía satélite han avanzado a tal punto que los sistemas de vigilancia rutinaria y control ahora son comunes en las operaciones de producción de hidrocarburos de todo el mundo. Hoy existen operaciones de control remoto locales, también conocidas como automatizaciones locales, en los equipos de perforación modernos para la automatización del manipuleo de tuberías, los sistemas de propulsión superior (*topdrive*) y las

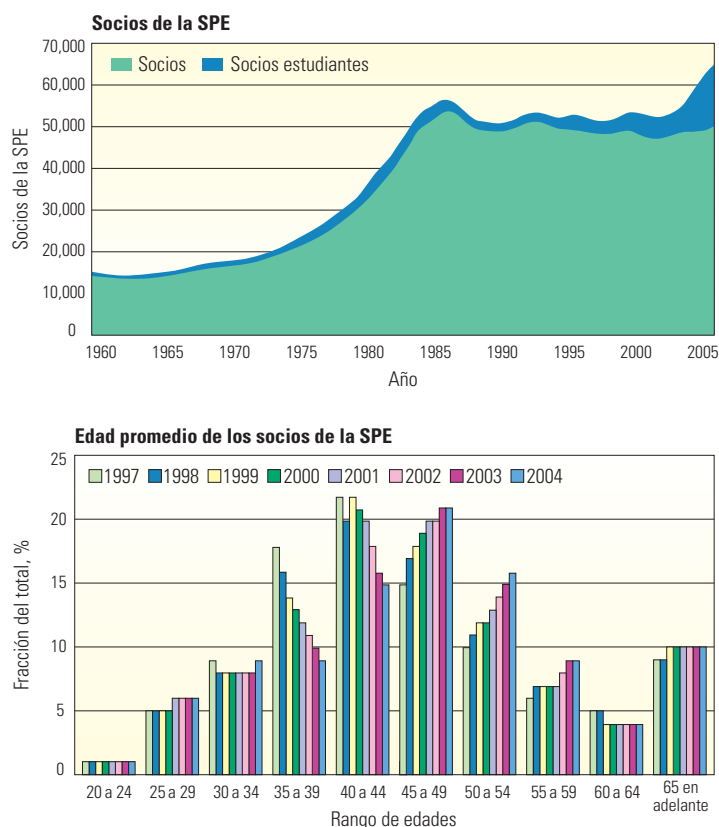
operaciones integradas en el piso de perforación.¹² Hasta la fecha, las comunicaciones de datos remotas, de larga distancia, en las operaciones de perforación han sido utilizadas exclusivamente con fines de vigilancia rutinaria y presentación de informes.

Las operaciones con control remoto locales redujeron los requisitos de mano de obra y los riesgos para el personal. Los diseños iniciales implicaron el traslado del operador del piso de perforación a una cabina controlada ambientalmente y protegida contra cualquier daño. Reconociendo que el estilo de vida asociado con el trabajo en un equipo de perforación es exigente, a las compañías les resulta más fácil y más beneficioso contratar y conservar a sus empleados si éstos pueden trabajar desde un entorno de oficina, ejecutando muchas de las mismas tareas de manera remota. Por ejemplo, los técnicos ahora pueden verificar y analizar el desempeño de los equipos desde la seguridad que ofrece una oficina. Los sistemas remotos también están siendo utilizados para instalar automáticamente aplicaciones y actualizaciones de programas anti-virus para los programas de los equipos de perforación. Más importante aún, estas nuevas capacidades permiten a los especialistas en perforación rastrear y analizar datos y estadísticas de perforación históricos, lo que ayuda a las compañías proveedoras de equipos de perforación y a los operadores a formular procedimientos mejorados que aumentan la eficiencia y reducen los costos operativos.¹³

A medida que madura la industria del petróleo y el gas, se va retirando una fuerza de trabajo más antigua y gran parte de los servicios de expertos no se reponen debido al carácter cíclico de las demandas (*izquierda*).¹⁴ Algunos observadores de la industria han aludido a este hecho como “el gran cambio de la brigada petrolera.” Con menos especialistas en perforación y menos trabajadores disponibles para ayudar a explotar las reservas de hidrocarburos remanentes, las tecnologías innovadoras y automatizadas desempeñarán un rol cada vez más importante con respecto al avance de la industria y al cambio de la forma en que se perforan los pozos. Las capacidades de control remoto proveerán servicios de expertos para emplazamientos de pozos de todo el mundo.

Olas transatlánticas

Para captar todo el poder de las operaciones de control remoto, los profesionales de perforación deben poseer la capacidad de aplicar sus conocimientos técnicos especializados desde cualquier lugar del mundo. Este concepto se hizo realidad el 19 de noviembre de 2004, cuando un equipo



▲ El “gran cambio de la brigada petrolera.” El grupo de talentos del que se extraen los conocimientos técnicos especializados en las compañías operadoras está declinando y sólo es reabastecido en forma parcial con especialistas del sector de servicios. El número de socios de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) que no son estudiantes se ha reducido desde mediados de la década de 1980 (*extremo superior*). En el año 2004, la edad promedio de los socios de la SPE era de más de 45 años, lo que indica que se avista una crisis etaria en el horizonte (*extremo inferior*). La utilización mejorada del personal experimentado restante es una forma de encarar este problema y constituye una de las principales ventajas de las operaciones remotas.



^ Control remoto transatlántico. El 19 de noviembre de 2004, se envió el primer comando de perforación transatlántico, por control remoto, desde el Centro de Investigaciones de Schlumberger en Cambridge (SCR, por sus siglas en inglés), Inglaterra, hasta un equipo de perforación ubicado en Cameron, Texas. Los científicos del SCR emitieron un comando para modificar la velocidad de bombeo, que fue enviado a través de una red interna segura utilizando una aplicación prototipo. El comando fue recibido y llevado a cabo en Cameron. Una parte importante del procedimiento fue la confirmación por audio y video, emitida desde el equipo de perforación, de que el comando y todos los comandos subsiguientes habían sido ejecutados correctamente. Los datos eran enviados en forma continua, cada tres segundos y cada 0.15 m [0.5 pies], con tiempos de retraso mínimos. Todos los comandos transmitidos requirieron una rutina de reconocimiento de cuatro segundos durante las pruebas.

de perforación del Centro de Pruebas de Schlumberger en Cameron, Texas, recibió y ejecutó una orden enviada por los científicos del Instituto de Investigaciones de Schlumberger en Cambridge (SCR, por sus siglas en inglés), Inglaterra, para modificar un valor de régimen de bombeo (arriba).

Desde casi 8,000 km [5,000 millas] de distancia, se ajustaron en forma remota parámetros de perforación, tales como peso sobre la barrena, revoluciones por minuto y tasa de flujo, lo que marcó el primer control transatlántico de una operación de perforación. Este logro fue el resultado de meses de colaboración con M/D Totco y del trabajo en equipo llevado a cabo entre los integrantes del proyecto de perforación remota del SCR y el personal de ingeniería y equipos de perforación de Cameron.

Además de los aspectos relacionados con la colaboración, el éxito del proyecto dependió de ciertos requisitos técnicos clave. Era necesario un importante conocimiento técnico especializado para decidir qué parámetros serían controlados

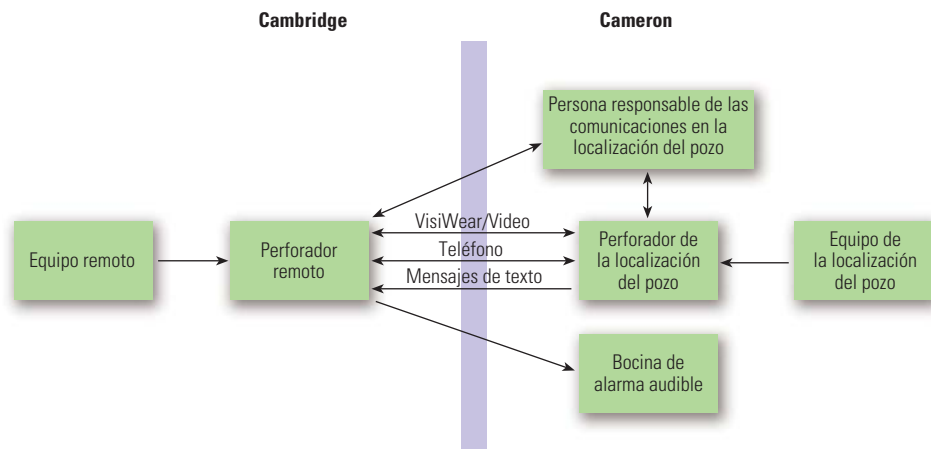
en forma remota y cómo se implementarían físicamente las acciones deseadas. M/D Totco instaló sistemas cruciales en el sitio de Cameron; las herramientas del perforador automatizadas que controlan físicamente el sistema de freno existente y el regulador del equipo de perforación automatizado que dirige el control de entrada y salida de los sistemas eléctricos clave del equipo de perforación. También se instalaron sistemas de comunicación vitales, tales como un sistema de videoconferencias inalámbrico VisiWear y

una cámara en el piso de perforación. Las comunicaciones efectivas a través de sistemas de videoconferencias confiables y de alta calidad demostraron ser extremadamente valiosas para los integrantes del equipo durante el desarrollo de este proyecto.

Para el éxito de este proyecto fue necesario definir claramente los roles en relación con todos los participantes e implementar planes de contingencias para garantizar la seguridad del personal, evitar accidentes en el equipo de per-

10. Bratton T, Bricout V, Lam R, Plona T, Sinha B, Tagbor K y Venkitaraman A: "Rock Strength Parameters from Annular Pressure While Drilling and Dipole Sonic Dispersion Analysis," *Actas del 45o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Noordwijk, Países Bajos, 6 al 9 de junio de 2004, artículo O.
11. Williams M: "Un Nuevo giro en la perforación rotativa direccional," *Oilfield Review* 16, no. 1 (Verano de 2004): 4-9.
- Tribe IR, Burns L, Howell PD y Dickson R: "Precise Well Placement with Rotary Steerable Systems and Logging-While-Drilling Measurements," *SPE Drilling & Completion* 18, no. 1 (Marzo de 2003): 42-49.
- Brusco G, Lewis P y Williams M: "Perforación de pozos verticales," *Oilfield Review* 16, no. 3 (Invierno de 2004/2005): 14-17.

- Copercini P, Soliman F, El Gamal M, Longstreet W, Rodd J, Sarssam M, McCourt I, Persad B y Williams M: "Mayor potencia para continuar la perforación," *Oilfield Review* 16, no. 4 (Primavera de 2005): 4-9.
12. Gaddy D: "Remote-Controlled Operations to Benefit Drilling Industry," http://www.kingdomdrilling.co.uk/drillops/drill_operations/equipment/RAR01.pdf (Se accedió el 9 de marzo de 2005).
13. Gaddy, referencia 12.
14. Para obtener información sobre el aspecto demográfico de los socios de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE, por sus siglas en inglés), consulte http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,2396,1104_1848_0,00.html (Se accedió el 6 de abril de 2005) y http://www.mmsa.net/Publications/EducationEthicsA_lhe_inze.pdf (Se accedió el 4 de abril de 2005).



^ Roles y responsabilidades clave. El aseguramiento del éxito del proyecto, la prevención de lesiones y daños costosos ocasionados a los componentes—incluyendo costosas herramientas prototipo actualmente sometidas a prueba—y la posible pérdida del pozo, exigió que las partes a ambos márgenes del Océano Atlántico desempeñaran roles y asumieran responsabilidades específicas. El perforador de la localización del pozo era responsable de la seguridad de las personas, los componentes y el pozo, y poseía el control final. Se acordó que en situaciones que no fueran de emergencia, el perforador de la localización del pozo consultaría con el perforador remoto antes de actuar. No obstante, en caso de emergencia, el perforador de la localización del pozo asumiría el control absoluto utilizando el procedimiento de desacople ante emergencias.

foración y eliminar el potencial de dañar, o perder, el pozo de prueba o los componentes de fondo de pozo (arriba). Tanto el equipo de SCR como el equipo de Cameron colaboraron para definir los roles y responsabilidades necesarias para el éxito del proyecto y cuál podría ser su evolución a través del tiempo.

Durante las operaciones de perforación, se establecieron comunicaciones de audio y video entre la localización del pozo y los perforadores remotos con un procedimiento de resguardo que utilizaba una persona a cargo de las comunicaciones para transmitir mensajes en caso de que se requiriese. Era necesario que todos los miembros del equipo proveyeran soporte tanto para la localización del pozo como para los perforadores remotos, pasando todos los comandos por la localización del pozo o por el perforador remoto, según quién estuviera a cargo del control. Durante las pruebas de las operaciones de perforación con control remoto, el perforador de la localización del pozo, siguiendo los procedimientos de desacople normales, siempre tendría que tomar el control a una distancia prudente con respecto a la posición de bajada del buje del vástago de perforación. Además, el perforador de la localización del pozo estaba facultado para asumir el control del equipo de perforación en cualquier momento. Para garantizar un registro de comandos completo, también era importante que el perforador de la localización del pozo y el perforador remoto registraran todos los comandos en forma manual.

La comunicación cara a cara entre los científicos del SCR y el personal del equipo de perfo-

ración, tanto en persona como por video, reforzó la confianza en los perforadores remotos y fomentó la aceptación del proyecto entre la brigada de perforación; factores clave a la hora de adoptar un sistema de automatización remoto. La parte humana de la ecuación era muy importante. Las visitas previas a las operaciones con el personal del equipo de perforación para desarrollar casos de uso y mecanismos a prueba de fallas garantizaron la seguridad y comprensión de las pruebas, mucho antes de que se enviaran los primeros comandos remotos.

Los comandos del perforador remoto se enviaban directamente a través de la red interna de Schlumberger al controlador del equipo de perforación automatizado de M/D Totco, lo que permitía verificar la recepción de los comandos ruteándolos hasta los componentes correctos del equipo de perforación, tales como las bombas, la mesa rotativa o el sistema de freno. Los sistemas de sensores vigilaban continuamente y en forma constante el equipo afectado, enviando esos datos al sistema de adquisición del equipo de perforación y a los monitores locales. Los datos de vigilancia rutinaria también se transmitían a través de la red interna de Schlumberger al centro de control de perforación remoto, lo que permitía que el perforador remoto observara los cambios producidos en la operación utilizando el programa de Desempeño a Través del Manejo de Riesgos PERFORM.

La ejecución de operaciones remotas inevitablemente introduce un fenómeno de retardo—de unos segundos—entre los comandos emitidos y el accionamiento del sistema remoto. Este retraso

de tiempo es crucial ya sea cuando un sistema se vuelve inestable debido a su respuesta en términos de tiempo o cuando existe un límite que no debe excederse. Un buen ejemplo de este último caso es la colocación de la barrena en el fondo del pozo después de realizar una conexión. Si el proceso fuera controlado en forma remota con una palanca de control, para el momento en que la señal que indica que la barrena ha sido ubicada en el fondo del pozo llegara al perforador remoto, y se emitiera y devolviera el subsiguiente comando de detención, la barrena ya se habría estrellado contra el fondo del pozo. Para eliminar este problema, el equipo desarrolló un comando remoto de alto nivel “para colocar la barrena en el fondo,” que dirige el sistema de la localización del pozo para que ejecute en forma segura un proceso de circuito cerrado para tal propósito.

Los programas de computación para vigilancia rutinaria y control remoto, instalados en el centro de control de perforación remoto SCR, fueron un elemento crucial del proyecto (próxima página). El programa PERFORM integra diversas herramientas del proceso de perforación, incluyendo la detección del estado del equipo de perforación, el esfuerzo de torsión y el arrastre en tiempo real, el modelado de la hidráulica y la detección de eventos. Además, se utilizó un paquete de programas especiales para establecer, modificar y verificar los parámetros de perforación.

La perforación en el futuro

Los avances registrados en las tecnologías de la información y computación han fomentado nuevos logros en la tecnología de control remoto de larga distancia. El incremento de las capacidades de ancho de banda permite la transmisión de cantidades masivas de datos. Ahora es común la comunicación vía satélite con localizaciones extremadamente remotas. Además, la automatización de los equipos de perforación se ha vuelto mucho más accesible y confiable.

Por otra parte, importantes factores humanos han estimulado la tendencia hacia la automatización.¹⁵ Debido al ritmo acelerado y la capacidad de penetración del desarrollo tecnológico, en todos los aspectos de la vida moderna, la mayor parte de la gente se encuentra razonablemente cómoda con las nuevas tecnologías emergentes, particularmente con aquellas que implican procesos de automatización. En la industria de E&P, la vigilancia rutinaria permanente de los pozos productores y los campos petroleros en tiempo real es ampliamente aceptada y debería constituir el eje de la promoción de la perforación automatizada remota.



▲ Un muro de información y comunicación. El centro de control de perforación remoto del SCR, situado en Cambridge, Inglaterra, está provisto de múltiples pantallas para facilitar la vigilancia rutinaria y el análisis completo de los datos de perforación, MWD y LWD. La sala de control soporta además máximas capacidades de videoconferencia. Los datos y las comunicaciones son transmitidos a través de la red interna de Schlumberger.

A juzgar por lo externo, la aplicación de sistemas de perforación remotos y automatizados parece adecuarse mejor a ambientes de alto riesgo y altos costos. No obstante, el alto nivel de rendimiento y eficiencia que introduce esta tecnología también podría resultar ventajoso para otros programas de perforación, en los que los costos operativos producen un impacto dramático sobre la viabilidad de la explotación de hidrocarburos. El equipo del proyecto de perforación remota de Schlumberger y M/D Totco adoptó un método audaz para diseñar un sistema que funcione con una gama de tecnologías de campo disponibles. Era mucho más desafiante concebir un sistema simple y universal que pudiera ser desplegado en los equipos de perforación terrestres más antiguos así como en los equipos de perforación de avanzada, que ya están provistos de componentes sofisticados.

Los sistemas de los equipos de perforación automatizados pueden ser diseñados específicamente para ambientes operativos únicos. Por ejemplo, se necesitan equipos de perforación automatizados y más livianos, de más bajo costo, para las rigurosas operaciones de perforación y

el transporte de los equipos de perforación en el Talud Norte de Alaska.¹⁶ Allí, la automatización permite a los operadores optimizar el desarrollo de los yacimientos a través de programas de perforación por vía rápida destinados a la explotación de pozos de alta calidad, a menor costo, con menos riesgo y en menos tiempo.¹⁷

Esta nueva forma de perforar pozos permitirá que el personal calificado que representa múltiples disciplinas tenga un mayor protagonismo en las decisiones de perforación. Además, reducirá los costos de logística y minimizará los riesgos relacionados con el transporte. En combinación con los esfuerzos de colaboración y visualización en curso, la perforación automatizada remota tiene el potencial para hacer avanzar significativamente a la industria. Sin embargo, los representantes de otras disciplinas de E&P podrán participar de los procesos de perforación reales sólo cuando reciban el entrenamiento correcto y hayan adquirido tanto conocimientos como experiencia en perforación.

Entrelazado con la progresión y aplicación de procesos automatizados remotos se encuentra el esencial elemento humano.¹⁸ Si bien anticiparon escepticismo de parte de la comunidad de perforación, los integrantes del proyecto de perforación remota del SCR fueron estimulados por la amplia aceptación de los perforadores y su ansiedad por hacer avanzar el proyecto de perforación remota. Esta aceptación se debió en gran medida a que el personal del equipo de perforación estaba directamente involucrado en el desarrollo de casos de uso y en los diseños a pruebas de fallas que cubrían todos los escenarios operacionales. Aún quedan por descubrirse otros factores huma-

nos. ¿Podemos anticipar la posible dinámica y mitigar los problemas potenciales que puede traer aparejado el hecho de contar con un solo especialista en una localización remota para que maneje varias operaciones de perforación al mismo tiempo? ¿Subestimaremos la complejidad de las operaciones de perforación y volveremos a los simplificados e ineficaces modelos y sistemas de control?

La unión de la automatización y las capacidades de control remoto de las operaciones de perforación reducen aún más la exposición del personal de la localización del pozo a ambientes peligrosos y refuerza los beneficios en términos de eficiencia ya obtenidos en la automatización. La sinergia entre la automatización y las capacidades de control remoto utiliza en forma más eficaz los conocimientos técnicos especializados disponibles en las localizaciones centrales ya que ubica a los especialistas al frente del control de operaciones de perforación múltiples y simultáneas. La colaboración remota también genera la oportunidad de incorporar directamente más conocimientos interdisciplinarios en la toma de decisiones; por ejemplo, en la selección de objetivos del subsuelo y en los procesos de perforación direccional.

En el futuro, las operaciones automatizadas remotas podrían conectar directamente las operaciones de perforación con los programas de modelado mecánico del subsuelo y modelado de yacimientos, que no resultan prácticos de correr y soportar en los equipos de perforación pero que podrían ejecutarse desde instalaciones de control centralizadas en tierra firme. Esto posibilitaría además el control, la simulación y la actualización de los modelos en forma automatizada y en tiempo real bajo la mirada vigilante de los especialistas.

Las operaciones de perforación se llevan a cabo en algunos de los ambientes más hostiles de la tierra. Por necesidad, la perforación de pozos se ha convertido en una ciencia precisa. Y si bien la industria debe depender de un número cada vez menor de profesionales de perforación, ha sido fortalecida por los avances tecnológicos que ayudan a lograr la tarea vital de perforar pozos con mayor precisión y eficiencia, y con menos riesgos y costos. El control remoto desde lejos es el próximo paso en las operaciones de perforación automatizadas, pero el logro de esa meta requerirá la aceptación universal y la propiedad de parte de la comunidad de perforación. Así como otras industrias han ejecutado tareas complejas de manera remota, la perforación automatizada remota, con sus claros beneficios, cambiará inevitablemente la forma en que perforamos. —MGG

15. Wilson J y Stanton N: "Safety and Performance Enhancement in Drilling Operations by Human Factors Intervention," <http://www.hse.gov.uk/research/rprpdf/r264.pdf> (Se accedió el 20 de marzo de 2005).

16. Dunn MD, Archey PJ, Opstad EA, Miller ME y Otake T: "Design, Specification, and Construction of a Light, Automated Drilling System (LADS)," artículo de las IADC/SPE 74451, presentado en la Conferencia de Perforación de las IADC/SPE, Dallas, 26 al 28 de febrero de 2002.

17. Hofschroer, referencia 5.

18. Whyte JA: "Adding the Human Factor to Rig Anti-Collision Systems: A New Technology Explored," artículo de la SPE 84352, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.

Mejoramiento de los tratamientos de empaque de grava en pozos horizontales

Brian Edment
Bakú, Azerbaiján

Fraser Elliott
John Gilchrist
Brian Powers
BP
Bakú, Azerbaiján

René Jansen
Nueva Orleans, Luisiana, EUA

Tim McPike
Shell Exploration & Production Americas
Houston, Texas, EUA

Henry Onwusiri
Shell UK Exploration & Production
Aberdeen, Escocia

Mehmet Parlar
Sugar Land, Texas, EUA

Allan Twynam
BP
Sunbury, Inglaterra

Aart van Kranenburg
Shell Exploration & Production Europe
Stavanger, Noruega

Las compañías tardaron en adoptar los tratamientos de empaque de grava para terminaciones en tramos descubiertos de pozos inclinados y horizontales. Esta reticencia fue motivada por las preocupaciones de los operadores relativas a los efectos perjudiciales de la fuerza de gravedad sobre el emplazamiento de la grava alrededor de los cedazos con exclusión de arena. Sin embargo, hoy en día, estas actitudes están cambiando. Las técnicas mejoradas, los cedazos especiales, las numerosas instalaciones exitosas y un historial comprobado, han aumentado la confianza en el desempeño a largo plazo de esta técnica de control de la producción de arena en los pozos de alto ángulo.

El número de pozos desviados y de alcance extendido aumentó en forma asombrosa durante los últimos quince años, especialmente en las áreas marinas. Los operadores terminan muchos de estos pozos con tramos descubiertos debido a los elevados costos y a la dificultad de cementar la tubería de revestimiento y lograr disparos limpios y efectivos. Los tramos descubiertos largos del pozo con áreas de flujo extensas exhiben mayores productividades que las terminaciones entubadas y disparadas y no son tan sensibles al daño de perforación o de terminación. Sin embargo, estos tipos de terminaciones siguen requiriendo medidas de control de la producción de arena confiables ([próxima página](#)).

El empaque de grava, una técnica efectiva y ampliamente utilizada, emplaza gránulos, o grava, alrededor de cedazos metálicos de exclusión de arena dentro de la tubería de revestimiento disparada o de los tramos descubiertos. La grava es arena natural redonda, limpia y bien clasificada o material sintético dimensionado como para excluir los granos de la formación individuales y las partículas de rocas más pequeñas o finos—comúnmente aludidos como arena producida—que se mantienen en su lugar mediante los cedazos.

Las operaciones de terminación consisten en el bombeo de lechadas de grava y un fluido portador en el espacio anular que rodea a un arreglo de cedazos. La grava se deposita a medida que el fluido portador se pierde en las formaciones o circula de regreso a la superficie a través de un tubo lavador dentro de los cedazos y una herramienta de servicio de la tubería de producción. Hasta hace poco, los empaques de grava utilizados extensivamente y durante varias décadas en los pozos verticales, eran

menos comunes en los agujeros descubiertos de alto ángulo y horizontales de ciertas áreas.

El control de la producción de arena para los agujeros descubiertos implicaba tradicionalmente el uso de cedazos autónomos sin empaques de grava o, más recientemente, los cedazos expansibles. Sin embargo, los cedazos autónomos a menudo fallan en forma prematura. Los operadores atribuyen estas fallas a la limpieza incompleta del pozo y al taponamiento parcial de los cedazos, que genera “puntos críticos” o flujo convergente.¹

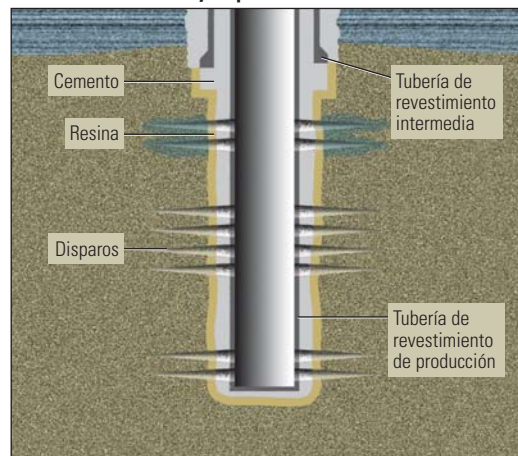
El influjo concentrado que tiene lugar en puntos discretos produce mayores caídas de presión, erosión de los cedazos, mayor producción de arena y, finalmente, una declinación de la productividad del pozo. Los cedazos expansibles más nuevos se corren con un diámetro inicial más pequeño que el agujero descubierto y luego se expanden contra la pared del pozo. Estos sistemas resultan promisorios para ciertas aplicaciones de control de la producción de arena si los cedazos expandidos son lo suficientemente resistentes como para resistir el desmoronamiento de la roca y el influjo de arena.²

Sin embargo, si los cedazos expansibles no son lo suficientemente flexibles como para cerrarse herméticamente contra pozos lavados y ensanchados o pozos irregulares, su efectividad sólo puede ser marginalmente superior a la de los cedazos autónomos. La remoción del revoque de filtración que queda atrapado después de la expansión de los cedazos también constituye una preocupación. Las fallas frecuentes de los cedazos solamente condujeron a muchos operadores a intentar efectuar más terminaciones de empaque de grava en agujeros descubiertos (OHGP, por su siglas en inglés).³

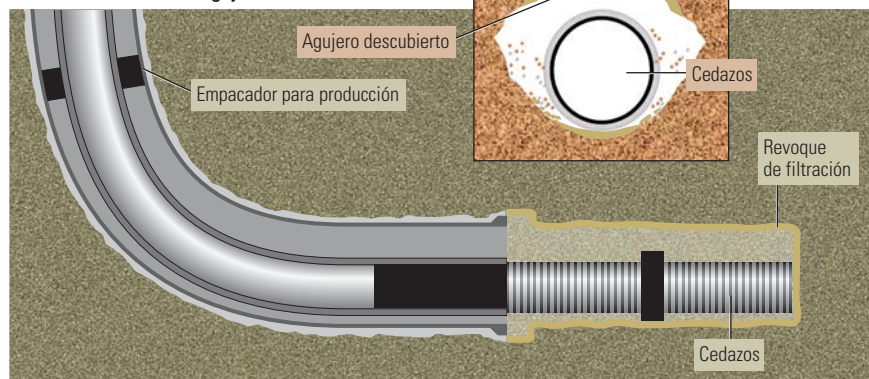
FIV (Válvula de Aislamiento de la Formación), MudSOLV y QUANTUM son marcas de Schlumberger. Alternate Path y AllPAC son marcas de ExxonMobil; la licencia de esta tecnología ha sido otorgada a Schlumberger.

1. Sherlock-Willis TM, Morales RH y Price P: “A Global Perspective on Sand Control Treatments,” artículo de la SPE 50652, presentado en la Conferencia Europea del Petróleo de la SPE, La Haya, 20 al 22 de octubre de 1998. Parlar M y Albino EH: “Challenges, Accomplishments, and Recent Developments in Gravel Packing,” *Journal of Petroleum Technology* 52, no. 1 (Enero de 2000): 50–58.
2. Tiffin D, Stevens B, Park E, Elliott F y Gilchrist J: “Evaluation of Filter Cake Flowback in Sand Control Completions,” artículo de la SPE 68933, presentado en la Conferencia Europea sobre el Daño de la Formación de la SPE, La Haya, 21 al 22 de mayo de 2001.
3. Ali S, Dickerson R, Bennett C, Bixenman P, Parlar M, Price-Smith C, Cooper S, Desroches L, Foxenberg B, Godwin K, McPike T, Pitoni E, Ripa G, Steven B, Tiffin D y Troncoso J: “Empaques de grava en pozos horizontales de alta productividad,” *Oilfield Review* 13, no. 2 (Otoño de 2001): 52–75.

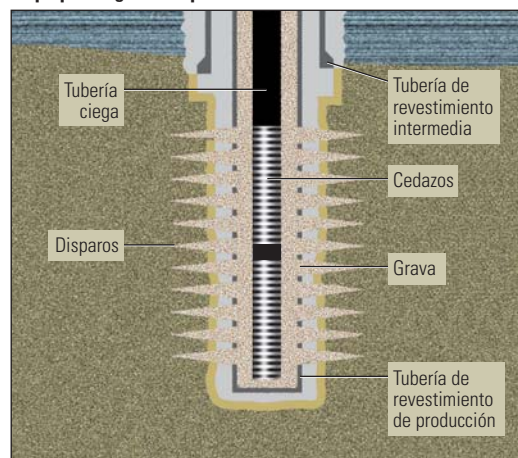
Consolidación in situ y disparos selectivos u orientados



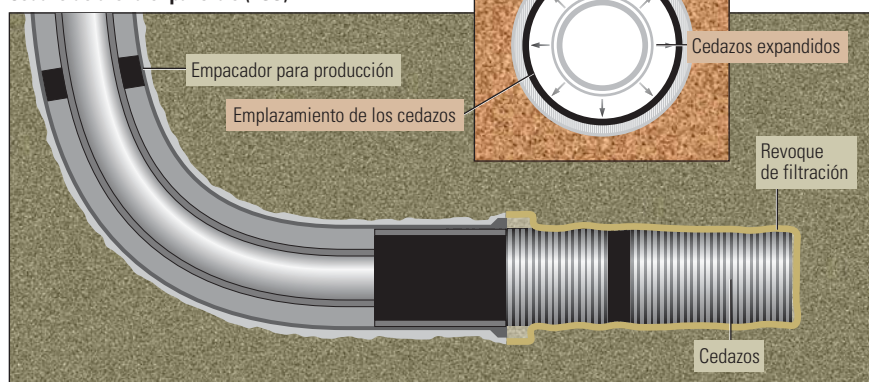
Cedazos autónomos en agujero descubierto horizontal



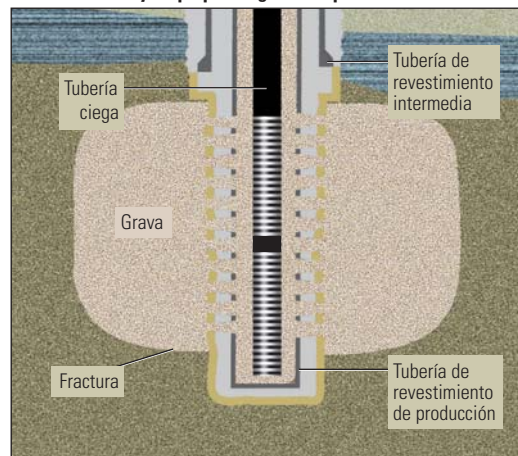
Empaque de grava en pozo entubado



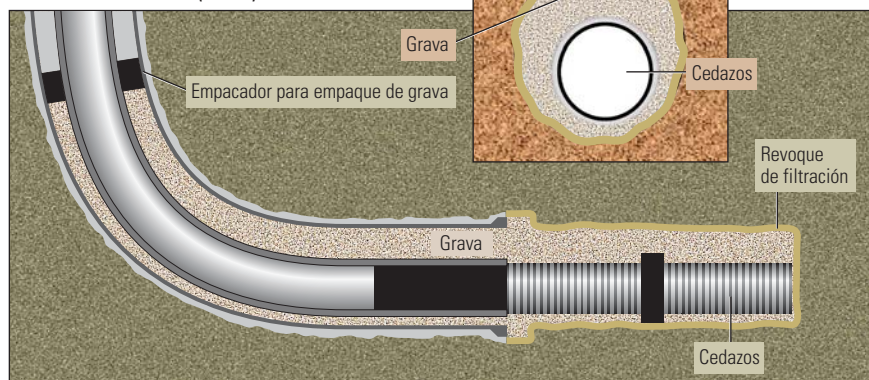
Cedazo de arena expansible (ESS)



Fracturamiento y empaque de grava en pozo entubado



Empaque de grava en agujero descubierto horizontal (OHGP)



^ Métodos de control de la producción de arena. La consolidación química in situ y los disparos selectivos u orientados en la tubería de revestimiento cementada con aislamiento zonal positivo evitan las zonas más débiles o minimizan el influjo de arena (*extremo superior izquierdo*). El empaque de grava en los pozos entubados permite el control de la producción de arena en formaciones laminadas, areniscas de menor calidad y pozos verticales marginalmente económicos (*centro, a la izquierda*). El fracturamiento hidráulico combinado con empaque de grava y las terminaciones sin cedazos combinan operaciones de estimulación y control de la producción de arena en zonas productivas estratificadas o yacimientos con granos pobremente clasificados o de baja transmisibilidad (*extremo inferior izquierdo*). En agujeros descubiertos, los cedazos autónomos controlan la producción de arena en formaciones con granos grandes, bien clasificados, y en pozos con corta vida productiva (*extremo superior derecho*). Los sistemas de cedazos de arena expansibles (ESS, por sus siglas en inglés) proveen terminaciones de pozos viables pero aún no se ha establecido su confiabilidad a largo plazo (*centro, a la derecha*). Con ángulos de inclinación grandes, un empaque de grava en agujeros descubiertos (OHGP por sus siglas en inglés) a menudo mantiene la productividad o la capacidad de inyección del pozo por más tiempo que otros métodos (*extremo inferior derecho*).

Los empaques de grava incompletos y el control ineficaz de la producción de arena provocada por la finalización temprana de los trabajos, o el arenamiento, que resulta de la obturación del espacio anular o la formación de puentes, representan riesgos económicos y operacionales significativos para los operadores. Una operación de terminación simple con control de la producción de arena en un área marina cuesta varios millones de dólares estadounidenses (US\$). Las intervenciones correctivas realizadas para limpiar la arena y reparar el daño del pozo a menudo cuestan hasta US\$ 1 millón e implican un tiempo de interrupción de la producción significativo.

En este artículo se consideran los tratamientos de empaque de grava en agujeros descubiertos, incluyendo la tecnología de empaque con agua y tubos de derivación, que permiten lograr niveles más altos de productividad sostenida y un control más consistente de la producción de arena en pozos de alto ángulo y pozos horizontales, que otros tipos de terminaciones. Un ejemplo de Nigeria describe la técnica de empaque con agua y la evaluación de los resultados OHGP, posterior a la instalación, en un yacimiento heterogéneo maduro con agotamiento de presión.

Un segundo caso presenta la evolución de las terminaciones con control de la producción de arena en el Mar Caspio, en el área marina de Azerbaijón. A través de este ejemplo se analiza el desempeño relativo de las diferentes terminaciones con control de la producción de arena, incluyendo las medidas adoptadas para mejorar el desempeño de los tratamientos OHGP, reduciendo al mismo tiempo el daño del yacimiento.

Métodos de control de la producción de arena

La arena producida, o arenamiento, causa diversos problemas que van desde asuntos ambientales relacionados con la limpieza de las instalaciones, las interrupciones del procesamiento y la correcta eliminación en la superficie, hasta la erosión de los equipos de subsuelo o de superficie y la pérdida potencial del control del pozo. El excesivo influjo de arena puede provocar fallas en los tubulares o en el equipo de terminación en el fondo del pozo, que demoran la producción o producen pérdidas de reservas si el costo de re-entrada o de re-perforación de un pozo resulta prohibitivo.⁴

En el pasado, los operadores a menudo tenían que restringir, o reducir, la producción del pozo a niveles inferiores a la tasa de comportamiento crítica que causaba el inicio del arenamiento. Los operadores utilizaban esta estrategia con éxito en ciertas áreas para demorar la implanta-

ción de medidas de control de la producción de arena, reduciendo así los costos iniciales y evitando el daño de terminación inicial o un valor de daño mecánico elevado. Sin embargo, la restricción de la producción incide adversamente en la rentabilidad y puede no resultar práctica, especialmente en pozos de aguas profundas y pozos submarinos de alto costo y a alto régimen de producción.

Las compañías también utilizaban la consolidación química in situ para sostener los granos de la formación en su lugar mediante la inyección de resinas y catalizadores en las formaciones, generalmente a través de los disparos de las tuberías de revestimiento. Sin embargo, el emplazamiento de químicos en zonas extensas y en todos los disparos resulta dificultoso.⁵

Existen diversas técnicas para excluir la arena de los fluidos producidos, incluyendo consolidación química, empaques de grava en pozos entubados, disparos selectivos u orientados, fracturamiento hidráulico, tecnologías de fracturamiento y empaque que combinan operaciones de estimulación por fracturamiento hidráulico y empaque de grava, cedazos autónomos o cedazos expansibles, terminaciones sin cedazos y empaques de grava en agujeros descubiertos.

Dependiendo de condiciones y factores específicos, estas técnicas han sido aplicadas con grado variable de éxito. En agujeros descubiertos de alto ángulo y horizontales, los operadores utilizan cedazos autónomos o cedazos expansibles, empaque de grava en agujeros descubiertos

y, en pocos casos, tecnologías de fracturamiento y empaque o empaque de grava por encima de la presión de iniciación de la fractura para controlar la producción de arena.⁶

En el pasado, el empaque de grava en pozo entubado constituía un método de control de la producción de arena confiable y ampliamente utilizado en pozos verticales convencionales, pero esta técnica a menudo se traduce en factores de daño de terminación extremadamente altos.⁷ Hoy en día, la mayoría de los empaques de grava en pozos entubados se llevan a cabo con un empaque con agua a alto régimen de inyección (HRWP, por sus siglas en inglés) o con un tratamiento de fracturamiento y empaque, dependiendo de la experiencia local o los materiales y equipos disponibles. En pozos con tubería de revestimiento cementada, los disparos selectivos y orientados apuntan a prevenir la producción de arena evitando los intervalos débilmente consolidados o alineando los disparos con los esfuerzos locales máximos para incrementar la estabilidad de los mismos.⁸

El fracturamiento hidráulico para el control de la producción de arena implica la ejecución de tratamientos de fracturamiento convencionales y con control del crecimiento longitudinal de la fractura (TSO, por sus siglas en inglés) en forma-

Concesiones de exploración y producción del Delta del Níger



Mapa de concesiones del Delta del Níger en Nigeria. El Campo Obigbo-North se encuentra ubicado en los bloques OML-11 y OML-17, a unos 18 km [11.2 millas] al noreste de Puerto Harcourt, en Nigeria. Este campo fue descubierto en octubre de 1963. El yacimiento corresponde a areniscas no consolidadas cuyas permeabilidades oscilan entre 900 y 7,000 mD y cuyas porosidades fluctúan entre 21 y 33%. El Campo Obigbo-North comprende 66 bloques yacimiento: 55 petrolíferos y 11 gasíferos y en él se han perforado más de 50 pozos.

ciones en las que una reducción de la caída de presión puede minimizar el influjo de arena o, en ciertos casos, prevenir el inicio del arenamiento.⁹ La tecnología de fracturamiento y empaque combina las operaciones de estimulación TSO que crean fracturas hidráulicas anchas y cortas con el empaque de grava para controlar la producción de arena de formaciones débilmente consolidadas.¹⁰

Las terminaciones sin cedazos combinan los disparos selectivos u orientados, la consolidación en sitio y las técnicas de fracturamiento y empaque para controlar la producción de arena.¹¹ En algunas áreas y bajo ciertas condiciones de la formación, los cedazos autónomos o los cedazos expansibles pueden ser una alternativa con respecto al empaque de grava o al fracturamiento hidráulico combinado con empaque de grava.¹²

La productividad inicial de los pozos con cedazos autónomos es normalmente buena, pero con el tiempo muchas de estas terminaciones con cedazos solamente, no logran excluir adecuadamente la arena. Algunos pozos terminados con cedazos no empacados no fallan completamente pero deben hacerse producir a regímenes de producción significativamente reducidos debido al taponamiento parcial o la erosión de los cedazos. Los empaques de grava en agujeros descubiertos, que proporcionan mayor estabilidad del pozo,

tienden a mantener la productividad y la integridad del control de la producción de arena por períodos más largos que los cedazos autónomos o los cedazos expansibles.¹³

Las consideraciones de índole económica a menudo requieren que los operadores seleccionen métodos de control de la producción de arena que maximicen la confiabilidad de las operaciones de terminación durante la vida productiva de un pozo o de un campo petrolero sin limitar la productividad del pozo. El costo de futuras intervenciones para ejecutar reparaciones o re-terminaciones de pozos es otra consideración importante a tener en cuenta en el momento de seleccionar y diseñar las operaciones de terminación con control de la producción de arena. En los pozos de alto costo y a alto régimen de producción, las costosas operaciones correctivas afectan la rentabilidad y economía global del proyecto.

Los contratos de gas, por ejemplo, a menudo contienen cláusulas que estipulan penalidades por el incumplimiento de las cuotas de producción y entrega. En las operaciones de terminación sensibles a los costos y riesgos, especialmente en desarrollos submarinos y de aguas profundas, las altas tasas de fallas y la incertidumbre asociada con los cedazos autónomos y los cedazos expansi-

bles probablemente justifiquen la elección de los tratamientos de empaque de grava. Sin embargo, si se dispusiera de datos adicionales para soportar la confiabilidad de los cedazos de arena expansibles (ESS, por sus siglas en inglés), los operadores podrían optar por utilizar los sistemas ESS con más frecuencia.

Hoy en día, más compañías consideran a las operaciones de terminación OHGP como terminaciones con control de arena viables para pozos inclinados, especialmente en pozos a alto régimen de producción y pozos con largos tramos horizontales. Gracias a un historial comprobado de instalaciones confiables, muchos operadores consideran a los tratamientos de empaque de grava en agujeros descubiertos como el caso básico para el control de la producción de arena en pozos submarinos, de aguas profundas o de gran diámetro y en pozos de gas a regímenes de producción ultra altos.

Empaque con agua en Nigeria

En el año 2002, Shell Petroleum Development Company (SPDC) evaluó los tratamientos de empaque de grava en agujeros descubiertos como alternativa para el control de la producción de arena en el Delta de Níger, en Nigeria ([próxima anterior](#)).¹⁴ Previamente, SPDC había perforado

4. Carlson J, Gurley D, King G, Price-Smith C y Walters F: "Sand Control: Why and How?" *Oilfield Review* 4, no. 4 (Octubre de 1992): 41–53.
5. Parlar M, Ali SA, Hoss R, Wagner DJ, King L, Zeiler C y Thomas R: "New Chemistry and Improved Placement Practices Enhance Resin Consolidation: Case Histories from the Gulf of Mexico," artículo de la SPE 39435, presentado en el Simposio sobre Control del Daño de la Formación de la SPE, Lafayette, Luisiana, EUA, 18 al 19 de febrero de 1998.
6. Ali et al, referencia 3.
7. Waters F, Singh P, Baker C, van Wulfften P y Parlar M: "A Novel Technique for Single-Selective Sand Control Completions Allows Perforating and Gravel Packing of Two Zones with Zonal Isolation in One Trip: A Case History from Trinidad," artículo de la SPE 56668, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 3 al 6 de octubre de 1999.
8. Behrmann L, Brook JE, Farrant S, Fayard A, Venkitaraman A, Brown A, Michel C, Noordermeer A, Smith P y Underdown D: "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad," *Oilfield Review* 12, no. 1 (Verano de 2000): 54–79.
- Almaguer J, Manrique J, Wickramasuriya S, Habbat A, López-de-Cárdenas J, May D, McNally AC y Sulbarán A: "Orientación de los disparos en la dirección correcta," *Oilfield Review* 14, no. 1 (Verano de 2002): 18–33.
- Bersås K, Stenhaus M, Doornbosch F, Langseth B, Fimreite H y Parrott B: "Disparos sobre el objetivo," *Oilfield Review* 16, no. 1 (Verano de 2004): 30–39.
- Cooper SD, Akong S, Krieger K, Twynam AJ, Waters F, Hurst G y Parlar M: "A Critical Review of Completion Techniques for High-Rate Gas Wells Offshore Trinidad," artículo de la SPE 94662, presentado en la Conferencia Europea sobre el Daño de Formación de la SPE, Scheveningen, Países Bajos, 25 al 27 de mayo de 2005.
9. El fracturamiento hidráulico para la estimulación de yacimientos utiliza fluidos especiales inyectados a presiones por encima de la presión de ruptura de la formación para crear fisuras opuestas a alas de fractura orientadas a 180° entre sí, que se extienden a cierta distancia del pozo.

- Estas fracturas de dos alas se propagan en forma perpendicular a la dirección del esfuerzo mínimo de la roca, a lo largo del plano preferencial de fracturamiento. Manteniéndose abiertas por un apuntalante transportado en el fluido de tratamiento, estas trayectorias conductivas aumentan el radio efectivo del pozo estableciendo el flujo lineal hacia el interior de la fractura apuntalada y nuevamente hacia el pozo. Los apuntalantes comunes son arena natural o revestida de resina y baucita de alta resistencia o cerámicos sintéticos, dimensionados por tamizado de acuerdo con los cerridores de mallas estándar de EUA.
- En las operaciones de fracturamiento estándar, la punta de la fractura es el área final a empacar con apuntalante. Un diseño de fracturamiento con limitación del crecimiento de la fractura hace que el apuntalante se obture o forme un puente cerca del extremo de una fractura, en las primeras etapas del tratamiento. A medida que se bombea fluido cargado de apuntalante adicional, las fracturas ya no pueden propagarse a mayor profundidad dentro de la formación y comienzan a ensancharse o a inflarse como un globo. Esta técnica crea una trayectoria más ancha y más conductiva a medida que el apuntalante se obtura en dirección hacia el pozo.
10. Saldungaray PM, Troncoso J, Sofyan M, Santos BT, Parlar M, Price-Smith C, Hurst G y Bailey W: "Frac-Packing Openhole Completions: An Industry Milestone," artículo de la SPE 73757, presentado en el Simposio y Exhibición Internacional sobre Control del Daño de Formación de la SPE, Lafayette, Luisiana, 20 al 21 de febrero de 2002.
 - Ali S, Norman D, Wagner D, Ayoub J, Desroches J, Morales H, Price P, Shepherd D, Toffanin E, Troncoso J y White S: "Método combinado de estimulación y control de la producción de arena," *Oilfield Review* 14, no. 2 (Otoño de 2002): 32–53.
 - Morales RH, Profinet J, Piedras J, Gadiyar B y Harris S: "Optimization of Frac-Pack Completions Based on Field Experience," artículo de la SPE 84263, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.
 - Gadiyar B, Meese C, Stimatz G, Morales H, Piedras J, Profinet J y Watson C: "Optimización de los tratamientos

- de fracturamiento y empaque," *Oilfield Review* 16, no. 3 (Invierno de 2004/2005): 18–31.
11. Pitoni E, Devia F, James SG y Heitmann N: "Screenless Completions: Cost-Effective Sand Control in the Adriatic Sea," *SPE Drilling & Completion* 15, no. 4 (Diciembre de 2000): 293–297; además, consulte el artículo de la SPE 58787, presentado en el Simposio Internacional sobre Control del Daño de la Formación de la SPE, Lafayette, Luisiana, 23 al 24 de febrero de 2000.
 - Acock A, Heitmann N, Hoover S, Malik BZ, Pitoni E, Riddles C y Solares JR: "Métodos de control de la producción de arena sin cedazos," *Oilfield Review* 15, no. 1 (Verano de 2003): 40–57.
 12. Richard BM, Montagna JM y Penberthy WL Jr: "Horizontal Completions—2 Stand-Alone Screens Vary in Effectiveness," *Oil & Gas Journal* 95, no. 32 (11 de agosto de 1997): 63–69.
 - Delattre E, Authier JF, Rodot F, Petit G y Alfenore J: "Review of Sand Control Results and Performance on a Deep Water Development—A Case Study from the Girassol Field, Angola," artículo de la SPE 91031, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 26 al 29 de septiembre de 2004.
 - Al-Lamki A, Twycross J y Clarke G: "Maximizing Productivity in the Scoter Gas Condensate Field, UKCS: A Multidisciplinary Approach to Expandable Sand Screen Design and Subsea Installation," artículo de la SPE 91004, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 26 al 29 de septiembre de 2004.
 13. Ali et al, referencia 3.
 - Wilson A, Roy A, Twynam A, Shirmboh DN y Sinclair G: "Design, Installation and Results from the World's Longest Deep-Water Openhole Shunt-Tube Gravel-Pack West of Shetlands," artículo de la SPE 86458, presentado en el Simposio y Exhibición Internacional sobre Control del Daño de la Formación de la SPE, Lafayette, Luisiana, 18 al 20 de febrero de 2004.
 14. Onwuzurike H, Onwuzurike C, McPike T y Jansen R: "Horizontal Openhole Gravel Packing in a Depleted and Heterogeneous Reservoir," artículo de la SPE 84159, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.

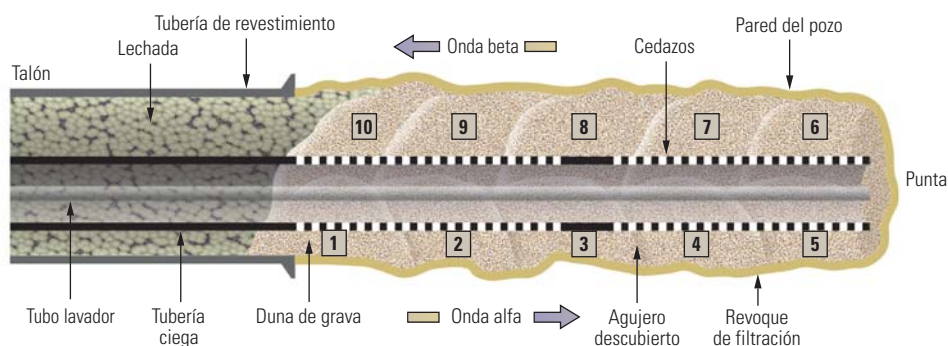
30 pozos con secciones de re-entrada y tramos horizontales múltiples en yacimientos no consolidados someros. SPDC terminó la mayoría de estos pozos con tuberías de revestimiento cortas (*liners*) con cedazos ranurados autónomos o cedazos preempacados en agujeros descubiertos.

Además de la dificultad de limpiar los tramos horizontales antes y después de instalar el equipo de terminación de pozos, los cedazos autónomos sin empaques de grava son propensos al taponamiento parcial, la erosión de los cedazos, el influjo de arena y la pérdida de productividad, lo que condujo a SPDC y otros operadores a probar los cedazos expansibles. Estos problemas a menudo se relacionan con la calidad del fluido y las prácticas incorrectas durante la instalación. La limpieza y la preparación del fluido, si se manejan correctamente, pueden reducir la cantidad de fallas de los cedazos autónomos.

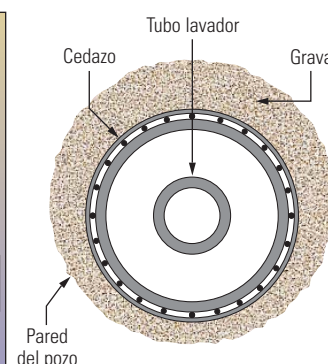
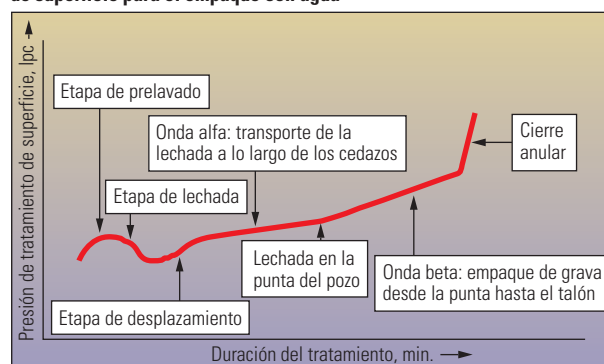
Un sistema ESS proporciona un área de influjo más extensa con menos fricción del pozo que las tuberías de revestimiento cortas ranuradas; sin embargo, los diseños actuales no siempre se cierran correctamente contra las irregularidades del pozo. Al igual que los cedazos autónomos convencionales, los sistemas ESS también se ven afectados por factores relacionados con la calidad del fluido, posiblemente en mayor medida debido al taponamiento potencial de las pequeñas aperturas de los cedazos.

Durante 2001 y 2002, se utilizaron herramientas de cono fijo no flexibles para expandir la mayoría de los sistemas ESS. Hoy en día, existen herramientas más flexibles pero con limitaciones en lo que respecta al tamaño del pozo. Los cedazos expansibles tienden además a ser más costosos, requieren tiempos de entrega más largos y exhiben una productividad a largo plazo y una efectividad del control de la producción de arena no comprobadas. Sin embargo, ha habido informes de terminaciones ESS que lograron una producción libre de arena durante más de cinco años.

Estas desventajas restringen la utilización de los sistemas ESS en áreas remotas y en campos maduros con producción incremental o potencial de reservas limitados. Por otro lado, los tratamientos de empaque de grava han demostrado ser confiables en pozos verticales entubados y en agujeros descubiertos; las recientes instalaciones OHGP horizontales se han mostrado menos susceptibles al taponamiento parcial de los cedazos y la erosión producida por la arena. Un tratamiento OHGP generalmente exhibe un factor de daño de terminación o daño mecánico más bajo, sostiene la productividad por más tiempo que los cedazos autónomos convencionales y en ocasiones puede resultar más eficaz desde el punto de vista de sus costos que los sistemas ESS actuales.¹⁵



Típica respuesta de presión de tratamiento de superficie para el empaque con agua



▲ **Empaque con agua.** El empaque de grava con fluidos de baja viscosidad, normalmente salmueras, consiste en la deposición de la grava alrededor del lado bajo del espacio anular existente entre el cedazo y el pozo, mientras una lechada con baja concentración de grava se desplaza en el flujo turbulento a lo largo de la parte superior (*extremo superior e inferior derechos*). El pozo debe sellarse con un revoque de filtración eficaz para minimizar la pérdida de fluido. Si se mantiene la circulación—el fluido retorna a la superficie—la grava se desplaza en una onda “alfa” (1 a 5) hacia el extremo lejano, o punta, de una sección horizontal. Si la lechada se deshidrata y el empaque frontal cesa en intervalos con altas pérdidas de fluido, la grava rellena el espacio anular y forma un puente, lo que se traduce en un empaque incompleto más allá de ese punto. Si se produce puenteo o, después que la grava alcanza la punta, el empaque prosigue de regreso hacia el comienzo, o talón, de una sección horizontal en una onda “beta” (6 a 10). Las presiones de tratamiento de superficie proveen una indicación del avance de los tratamientos de empaque con agua (*extremo inferior izquierdo*).

En el Campo Obigbo-Norte, SPDC seleccionó el Pozo QWSB-53 para un tratamiento OHGP. Se trataba del primer tratamiento OHGP realizado por SPDC y el primero implementado en el Delta del Níger. SPDC y Schlumberger llevaron a cabo un tratamiento de empaque con agua a mediados del año 2002 con el propósito de lograr 477 m³/d [3,000 B/D] de producción de petróleo libre de arena. El empaque con agua implica bajas concentraciones—de 0.5 a 2 libras de apuntalante por galón [0.06 a 0.24 g/cm³]—de grava transportada por un fluido portador de baja viscosidad, que es normalmente salmuera ([arriba](#)).¹⁶

El lado bajo de un pozo se empaqua primero hasta que la grava alcanza el extremo lejano de una sección, también conocido como punta, o hasta que la grava forma un puente debido al colapso de la formación o las altas tasas de pérdida de fluido. La pérdida excesiva de fluido es causada por una combinación de fluidos ineficaces, alta permeabilidad de la formación y un revoque de filtración pobre o dañado, y la baja

presión del yacimiento, lo que se traduce en tratamientos que exceden la presión de ruptura de la formación o el gradiente de fractura. Las fuerzas de gravedad predominan durante este proceso de onda “alfa,” de manera que la grava se deposita en un frente de duna en avance hasta que la capa de partículas alcanza una altura de equilibrio.

Cuando el fluido que fluye por encima de la capa alcanza la velocidad crítica para el transporte de las partículas, la grava vuelve a trasladarse hacia el extremo lejano, o punta, de una sección horizontal. Esta onda alfa se detiene después de alcanzar el extremo del tubo lavador interno de la herramienta de servicio, la punta de una sección horizontal, un puente de grava o la formación colapsada.

Un segundo proceso de deposición, u onda “beta,” comienza empaquando la parte superior del espacio anular de regreso hacia el comienzo, o talón, de un pozo horizontal. Esta onda beta requiere suficiente velocidad de fluido como para

mantener el flujo turbulento y trasladar la grava a lo largo de la parte superior del espacio anular existente entre el cedazo y el pozo.

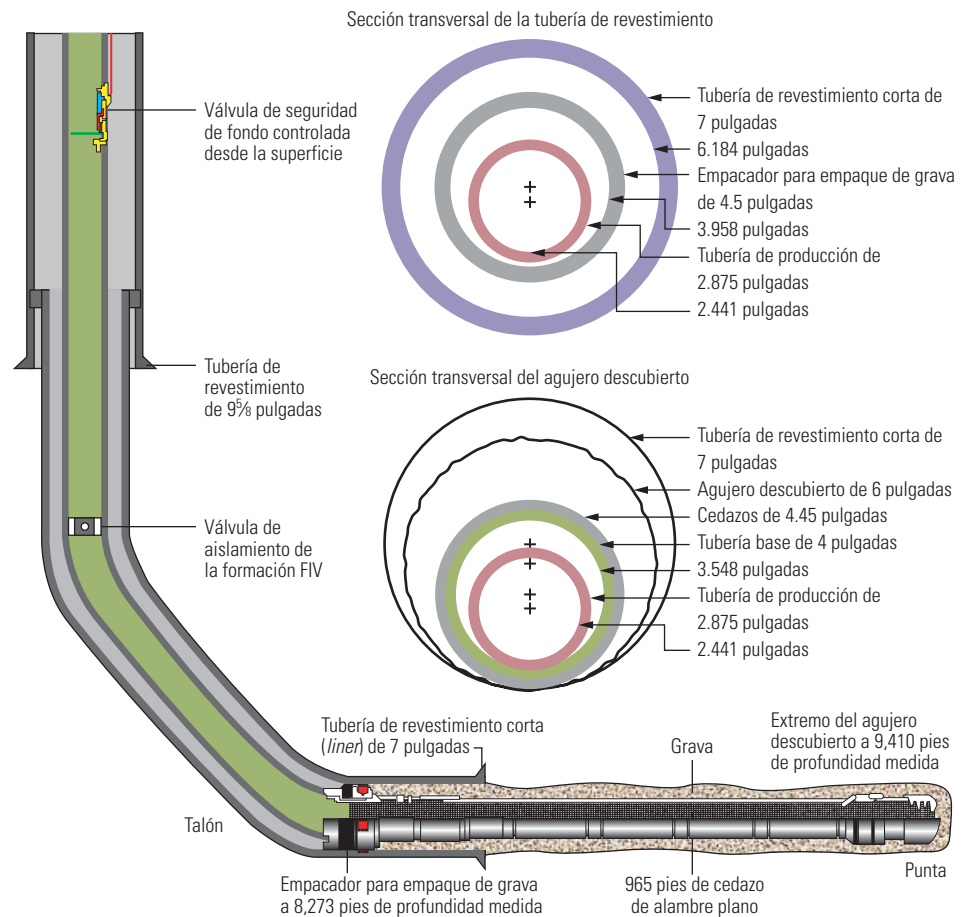
En este pozo de Nigeria, a SPDC le preocupaban los bajos valores del esfuerzo local mínimo de 12.7 kPa/m [0.56 lpc/pie] calculados a partir de los valores de la relación de Poisson de la formación, derivados de los registros de pozos. SPDC re-perforó el cemento en la unión inferior de la tubería de revestimiento y la zapata flotante y 9 m [30 pies] de zona productiva para realizar una prueba de presión para determinar límites. A fin de garantizar un margen de presión adecuado para el empaque, los ingenieros utilizaron el gradiente de fractura de 14.5 kPa/m [0.64 lpc/pie] determinado en base a esta prueba, como límite superior para el emplazamiento de la grava.

SPDC perforó luego una sección horizontal de 305 m [1,000 pies] hasta la profundidad total, utilizando 11 kPa/m [0.49 lpc/pie] de fluido de perforación a base de agua. Después de alcanzar la profundidad total, los perforadores limpiaron el pozo por circulación sin que se produjera pérdida de fluido significativa, lo que indicó que el revoque de filtración frente a la formación proporcionaba un buen sello. Para minimizar el taponamiento de los cedazos, SPDC desplazó por el agujero descubierto un fluido libre de sólidos de igual composición que el fluido de perforación del yacimiento sin carbonato de calcio, pero con sal adicional para mantener un gradiente de presión de 0.49 lpc/pie. Por la tubería de revestimiento se desplazó salmuera filtrada antes de bajar el arreglo de terminación frente a la formación, que estaba compuesto por los cedazos disponibles en la bodega (derecha, arriba).

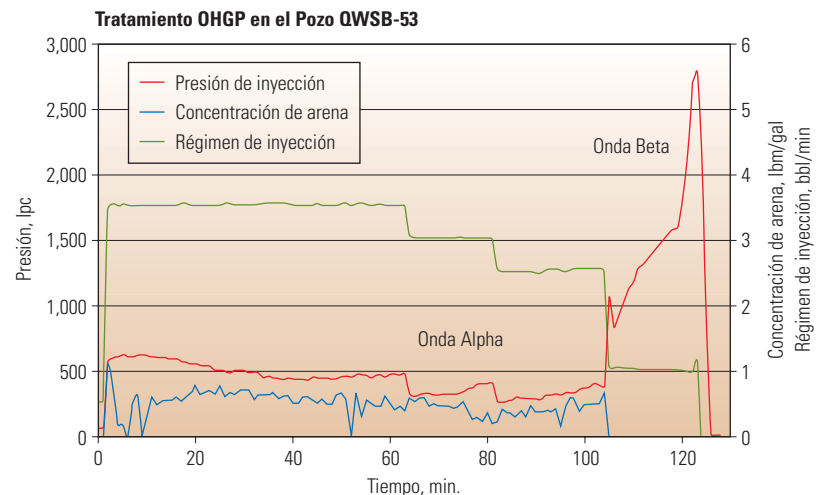
Mediante un cálculo volumétrico se determinó que se necesitarían 4,190 kg [9,237 lbm] de grava para empaquetar el espacio anular del agujero descubierto de 6 pulgadas. Schlumberger bombeó la grava utilizando un fluido portador consistente en salmuera de cloruro de potasio [KCl] al 12%. La presión y el régimen de inyección, además de la concentración de arena, fueron vigilados en la superficie para rastrear las ondas alfa y beta (derecha, abajo).

15. El daño mecánico es una medida adimensional del daño de terminación. Los valores positivos representan el daño. Cero es equivalente a la productividad de una formación no dañada. Los valores negativos representan las condiciones de producción como resultado de la estimulación.

16. Parlar y Albino, referencia 1.



^ Esquema de pozo y de terminación en el Campo Obigbo-North. Shell Petroleum Development Company terminó el Pozo QWSB-53 con 294 m [965 pies], o 32 uniones, de cedazo desplegado en el agujero descubierto sin centralizadores.



^ Tratamiento de empaque de grava en el campo Obigbo-North. SPDC y Schlumberger bombearon el empaque de grava en el Pozo QWSB-53 mientras se vigilaba rutinariamente la presión de inyección (rojo), la concentración de arena (azul) y el régimen de inyección (verde). Las operaciones de empaque de grava se realizaron a un régimen de 0.56, 0.48, 0.4 y 0.16 m³/min [3.5, 3, 2.5 y 1 bbl/min]. El perfil de bombeo indicó las respuestas de presión correspondientes al emplazamiento de la grava durante las ondas alfa y las ondas beta. Aproximadamente un 75% de la grava fue depositada durante la onda alfa, quedando sólo un 25% para el emplazamiento durante las ondas beta.

La grava se emplazó en cuatro etapas, a diferentes concentraciones, reduciendo al mismo tiempo el régimen de inyección para posibilitar el ajuste por los incrementos de la presión de inyección. En formaciones con gradientes de fractura bajos, los ingenieros de terminación de Shell a menudo reducen el régimen de inyección de lechada una vez que se inicia una onda beta para evitar la ruptura prematura de las formaciones antes de desarrollar suficiente altura de duna como para cubrir completamente los cedazos. Esta técnica coloca ondas alfa adicionales sobre las capas de dunas previas.

Este procedimiento produjo múltiples ondas alfa y la cobertura completa de los cedazos. El operador bombeó un total de 6,123 kg [13,500 lbm] de grava, pero revirtió 1,211 kg [2,670 lbm] de exceso de grava, dejando aproximadamente 4,912 kg [10,830 lbm] alrededor de los cedazos, lo que corresponde a un diámetro de pozo real de 6.25 pulgadas.

Después del empaque de grava, se recuperaron la herramienta de colocación y el tubo lavador.

Se instaló una sarta de producción de 3½ pulgadas con una válvula de seguridad de fondo recuperable a través de la tubería de producción y mandriles de levantamiento artificial por gas para futuras operaciones de levantamiento artificial. En la sección horizontal se desplazó un tratamiento ácido de cloruro de hidrógeno [HCl] al 10%, energizado con nitrógeno [N₂], utilizando tubería flexible de 1½ pulgadas y una herramienta de fondo de pozo con boquillas de chorro rotativas alrededor de los 360° para generar turbulencia hidráulica y tener mayor contacto con el revoque de filtración en la pared del pozo.

La limpieza posterior al tratamiento permitió mejorar el desempeño de los pozos mediante la desviación del ácido en la sección horizontal y a través del aseguramiento de una penetración más profunda.¹⁷ El pozo produjo inicialmente 517 m³/d [3,250 B/D] de petróleo. Un perfil de comportamiento de la capacidad de inyección, la caída de presión y el régimen de producción total derivados de un registro de producción almacenado en la memoria de la herramienta indicaron

una eficiencia de empaque del 100%, produciendo la sección horizontal entera hacia el interior del arreglo de cedazos.

Esta terminación demostró una capacidad de influjo inicial superior y una productividad sostenida más prolongada, a presiones diferenciales más altas que en otros pozos con cedazos autónomos. Además significó un ahorro de US\$ 300,000 para el equipo a cargo de los activos de SPDC Oriental, en comparación con las instalaciones ESS previas.

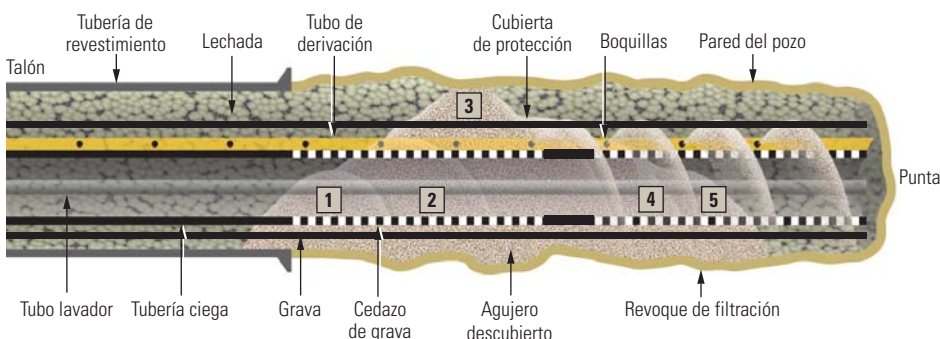
El empaque con agua a bajo régimen de inyección constituyó un éxito técnico, operacional y comercial en el Delta del Níger. SPDC continuó mejorando la calidad y preparación del fluido, reduciendo el tiempo de equipo de perforación no productivo y vigilando continuamente el desempeño del tratamiento OHGP para determinar la adecuación de esta técnica en relación con otros pozos.

El empaque de grava efectuado en un agujero descubierto horizontal fue interrumpido posteriormente debido a los arenamientos prematuros y a los empaques de grava incompletos experimentados en algunos otros pozos. La técnica de empaque con agua se consideró demasiado compleja para ejecutar sin contar con los conocimientos técnicos especiales y la supervisión local adecuada.

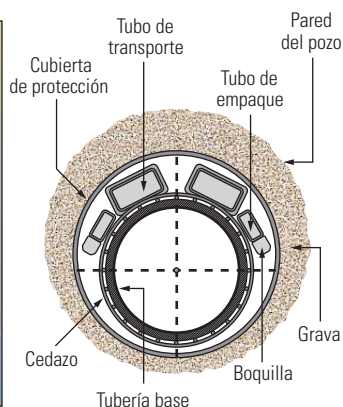
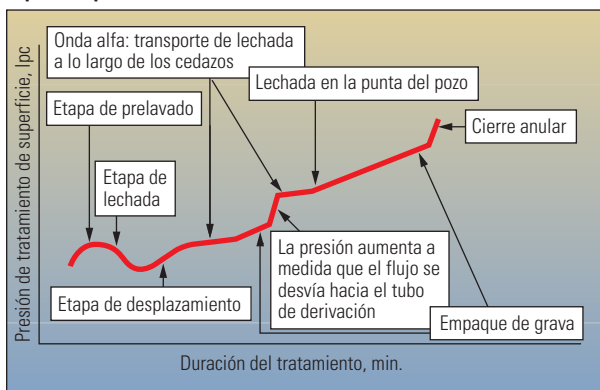
Subsiguientemente, SPDC instaló varios empaques de grava en agujeros descubiertos utilizando los cedazos con tubos de derivación Alternate Path y el servicio de remoción del revoque de filtración MudSOLV de Schlumberger, que resultaron extremadamente exitosos. Estas terminaciones de pozos de gas a alto régimen de producción no eran horizontales sino que poseían inclinaciones de pozos de alto ángulo a lo largo de intervalos relativamente cortos de aproximadamente 30 m [100 pies]. SPDC continúa evaluando la tecnología de cedazos Alternate Path para intervalos productivos más largos.

Tecnología Alternate Path

Si se requiere un tratamiento de empaque de grava, los operadores deben optar entre un empaque con agua con cedazos convencionales o la utilización de cedazos con tubos de derivación Alternate Path, dos técnicas comprobadas en el campo para la terminación de tramos descubiertos de pozos largos. Mobil Oil Corporation, ahora ExxonMobil, desarrolló la tecnología Alternate Path a fines de la década de 1980 y comienzos de la década de 1990 para encarar los problemas asociados con la formación de puentes de grava (izquierda).¹⁸



Típica respuesta de presión de tratamiento de superficie para cedazos con tubos de derivación

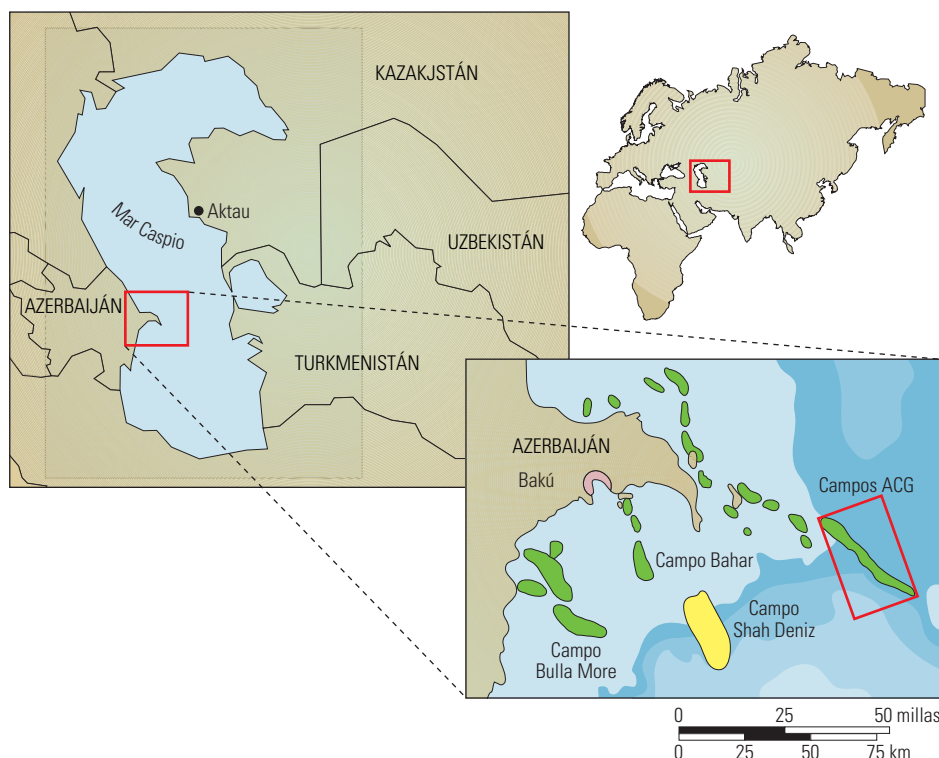


▲ Empaques de grava con cedazos Alternate Path. Esta tecnología asegura un empaque de grava completo alrededor de los arreglos de cedazos con exclusión de arena y en una sección horizontal entera. Los tubos de derivación adosados a los cedazos proveen conductos para que la lechada se desvíe de las obturaciones de grava y llene los vacíos en el espacio anular (*extremo superior y extremo inferior derechos*). El empaque de los tubos de derivación no depende del revoque de filtración para impedir las pérdidas de fluido. Si el espacio anular existente entre los cedazos y el agujero descubierto se tapona prematuramente (1 a 3), la lechada se desvía hacia los tubos de derivación y el empaque de grava prosigue hacia la punta, aún cuando no haya retorno del fluido, o circulación, hacia la superficie (4 y 5). La velocidad de bombeo por lo general disminuye una vez que comienza el flujo a través de los tubos de derivación y aumenta la presión de tratamiento debido al pequeño diámetro de dichos tubos (*extremo inferior izquierdo*).

Los tubos de derivación externos de los cedazos Alternate Path permiten que la lechada se desvíe de cualquier obturación que se forme en el espacio anular existente entre los cedazos y la tubería de revestimiento o un agujero descubierto durante el tratamiento de empaque de grava. Esta tecnología ayuda a asegurar un empaque de grava completo debajo de los puentes anulares.¹⁹ Sin embargo, los tubos de derivación restringen el diámetro del cedazo que puede desplegarse, lo que constituye una limitación.

A diferencia del empaque con agua, esta técnica no se basa en la integridad del revoque de filtración. Si el espacio anular se restringe, la presión de bombeo aumenta y la lechada se desvía hacia los tubos de derivación. Estos tubos proveen un conducto para que la lechada se desvíe del pozo colapsado, los empacadores inflables externos o los puentes de grava anulares en los toques de los intervalos o adyacentes a las zonas con altas tasas de pérdida de fluido.

Los tratamientos de empaque de grava con cedazos Alternate Path utilizan grava bombeada a mayores concentraciones—0.48 a 0.96 g/cm³ [4 a 8 lbm/gal]—en fluidos portadores viscosos. Los ingenieros adaptaron los cedazos Alternate Path para utilizarlos en tramos descubiertos más largos. Tubos de transporte sin orificios se adosan a través de todo el largo de los arreglos de cedazos para reducir las presiones por fricción durante el empaque de grava de los intervalos largos; los



^ Desarrollo de campos de petróleo y gas en Azerbaijón, Mar Caspio. BP posee una participación del 34% en el Campo Chirag, que forma parte del desarrollo de la megaestructura de los campos Azeri-Chirag-Guneshli (ACG). La megaestructura ACG contiene un volumen estimado de 10 mil millones de barriles [1,600 millones de m³] de petróleo en sitio, en un área de aproximadamente 48 km [30 millas] por 4.8 a 8 km [3 a 5 millas]. La producción de petróleo inicial del Campo Chirag constituyó la primera fase del desarrollo de los campos ACG, junto con parte del Campo Azeri Central y Oeste.

17. Arangath R, Onwusiri HN y Ogoke VC: "A Cost-Effective Approach to Improve Performance of Horizontal Wells Drilled in High-Permeability Formations," artículo de la SPE 73786, presentado en el Simposio y Exhibición Internacional sobre Control del Daño de la Formación de la SPE, Lafayette, Luisiana, 20 al 21 de febrero de 2002.
Onwusiri H, Onwuzurike C, Adiodun A y Uchendu C: "Rotating Jetting Nozzle Adds Value in the Cleanup of Horizontally Gravel Packed Well—Case Histories from Sandstone Environment," artículo de la SPE 82237, presentado en la Conferencia Europea sobre el Daño de la Formación de la SPE, La Haya, 13 al 14 de mayo de 2003.
18. La tecnología de cedazos con tubos de desviación fue desarrollada por Mobil, ahora ExxonMobil, a fines de la década del año 1980 y a comienzos de la década del año 1990. la licencia de esta tecnología ha sido otorgada a Schlumberger.
19. Jones LG, Yeh CS, Yates TJ, Bryant DW, Doolittle MW y Healy JC: "Alternate Path Gravel Packing," artículo de la SPE 22796, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 6 al 9 de octubre de 1991.
Jones LG, Tibbles RJ, Myers L, Bryant D, Hardin J y Hurst G: "Gravel Packing Horizontal Wellbores with Leak-Off Using Shunts," artículo de la SPE 38640, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 5 al 8 de octubre de 1997.
Karlstad S, Sherlock-Willis T, Rajan S, Samsonsen B y Monstad PA: "An Evaluation and Design Approach to Gravel-Pack Treatments in the Gullfaks Field," artículo de la SPE 48978, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 27 al 30 de septiembre de 1998.
20. Powers B, Elliott F, Gilchrist J, Twynam AJ, Edment B y Parlar M: "A Critical Review of Chirag Field Completions Performance Offshore Azerbaijan," artículo de la SPE 94824, presentado en la Conferencia Europea sobre el Daño de la Formación de la SPE, Scheveningen, Países Bajos, 25 al 27 de mayo de 2005.

tubos de derivación con orificios de salida, o boquillas, sirven como tubos de empaque.

Esta configuración reduce la pérdida de fluido portador hacia el espacio anular, limita la deshidratación de la lechada y envía la lechada a los tubos de empaque a un régimen de 0.6 a 0.9 m³/min [4 a 6 bbl/min]. La lechada fluye de los tubos de transporte a los tubos de empaque a través de un colector situado en cada una de las uniones del cedazo y sale por las boquillas de carburo resistentes al desgaste para empaquetar los vacíos detrás de los cedazos, a un régimen de 0.08 a 0.3 m³/min [0.5 a 2 bbl/min]. Los tubos de derivación y las boquillas son diseñados para reducir el incremento de la grava dentro de las derivaciones.

La grava no gira fácilmente a través de los pequeños orificios de salida, de manera que las grandes boquillas en ángulo que se extienden dentro de la corriente de flujo aumentan la tendencia de la grava a salir de los tubos de derivación. Los tratamientos se realizan utilizando fluidos no dañinos con buena capacidad de transporte de grava y características de baja fricción.

También se pueden adosar tubos de transporte a la tubería ciega por encima de los arreglos de

cedazos para proveer una trayectoria para la lechada en caso de colapso del pozo o formación de un puente de grava en el tope de un intervalo. Además, una cubierta de tubería con orificios preperforados rodea el arreglo de cedazos Alternate Path entero para centralizar los cedazos dentro de la cubierta y proteger los tubos de derivación durante la instalación.

Empaque con tubos de derivación en Azerbaijón

BP es la compañía operadora de los campos Azeri, Chirag y Guneshli (ACG), que se encuentran ubicados en el Mar Caspio (arriba). Desde 1997, BP ha instalado numerosos tipos diferentes de terminaciones frente a la formación en 29 pozos primarios y de re-entrada, incluyendo tanto productores como inyectores. Durante este período, los métodos de control de la producción de arena evolucionaron pasando del empaque con agua con cedazos convencionales y terminaciones entubadas y disparadas, a los cedazos autónomos, los sistemas ESS y los tratamientos de empaque de grava efectuados en agujeros descubiertos con los cedazos Alternate Path.²⁰

Empaque con agua con cedazos convencionales—BP terminó dos pozos productores iniciales del Campo Chirag, los pozos A-02 y A-03, con empaques de grava en agujero descubierto utilizando la técnica de empaque con agua. El Pozo A-02 produjo petróleo desde diciembre de 1997 hasta marzo de 1999 con producciones de arena asociadas inferiores a 28.5 g/m^3 [10 lbm/1,000 bbl] sin nada de agua. Desde ese momento, BP cierra periódicamente este pozo debido a la gran producción de gas. Las pruebas de incremento de presión llevadas a cabo en diciembre de 1998 y noviembre de 2004 indicaron valores de daño mecánico positivos de 3.2 y 2.1, respectivamente.

El Pozo A-03, una terminación similar realizada en enero de 1998, produjo petróleo con arena a razón de 5.7 a 8.6 g/m^3 [2 a 3 lbm/1,000 bbl]. Las pruebas de incremento de presión realizadas en diciembre de 1998 y en julio de 2003 indicaron en ambos casos daños mecánicos positivos de 4.4. A pesar de las eficiencias relativamente bajas de los empaques de grava de aproximadamente 25% y los factores de daño más altos experimentados en cada uno de los pozos, el empaque con agua con cedazos convencionales logró un control aceptable de la producción de arena. Hasta la fecha, ni el Pozo A-02 ni el Pozo A-03 produjeron agua y en ninguno de ellos se acumuló arena. Sin embargo, cuando BP comenzó a perforar más pozos de alcance extendido con secciones de alto ángulo y horizontales a través de los intervalos productivos, los ingenieros de terminación optaron por utilizar los cedazos Alternate Path.

Pozos entubados y disparados—El Pozo A-06 y el pozo de re-entrada A-06z representan dos de los nueve productores de petróleo y dos inyectores de agua del Campo Chirag con terminaciones entubadas y disparadas. En el año 1998, la terminación del Pozo A-06 produjo inicialmente arena a altos regímenes que con el tiempo se estabilizaron en 2.9 a 8.6 g/m^3 [1 a 3 lbm/1,000 bbl], pero con pulsos ocasionales superiores a 285 g/m^3 [$100 \text{ lbm/1,000 bbl}$]. Una prueba de incremento de presión indicó un daño mecánico bajo de -0.9.

Sin embargo, después de la irrupción de agua a comienzos del año 2000, la producción de arena aumentó en forma notoria y BP debió restringir la producción de este pozo. En noviembre de 2000, mediante una operación de reparación con tubería flexible se limpió la arena y se emplazó un tapón de cemento en el pozo para aislar las areniscas inferiores y restablecer la producción libre de agua de las areniscas superiores. La irrupción de agua acaecida en estas zonas durante noviembre de 2001 hizo que la producción de arena volviera a aumentar.

A comienzos del año 2002, BP abandonó el Pozo A-06 y desvió su trayectoria para restituir rápidamente la producción. Las pruebas de incremento de presión llevadas a cabo en el nuevo pozo A-06z entubado y disparado indicaron un daño mecánico bajo de -1.6, pero las altas producciones de arena requirieron que BP restringiera la producción después de que este pozo también comenzara a producir agua, en marzo de 2003. En diciembre de 2003, el Pozo A-06z fue abandonado, desviándose nuevamente su trayectoria como una terminación OHGP y desde entonces ha producido petróleo con arena a razón de 1 a 3 lbm/1,000 bbl .

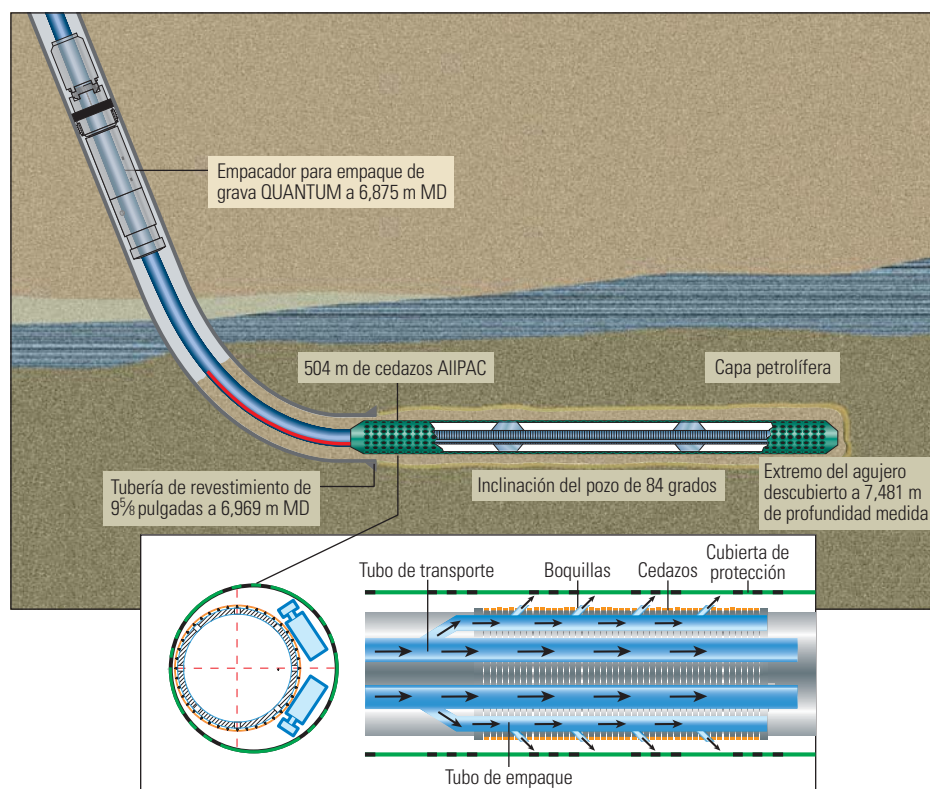
Cedazos autónomos—Tres pozos del Campo Chirag, incluyendo los pozos A-09 y A-18, fueron terminados con cedazos autónomos. En abril de 2002, una prueba de incremento de presión realizada en el Pozo A-09 indicó un daño mecánico bajo, de -2.8. Este pozo produjo petróleo y un volumen mínimo de arena hasta la irrupción de agua acaecida en septiembre de 2003, en que las producciones de arena se volvieron excesivas, incluso con cortes de agua bajos de 3 a 6%.

El Pozo A-18, terminado con cedazos autónomos, inicialmente debió matarse (ahogarse) debido al exceso de arena. Luego de que BP

incrementara gradualmente el régimen de producción a lo largo de tres meses, con los correspondientes aumentos de la producción de arena, la arena producida comenzó a decrecer a pesar del incremento de las producciones de petróleo. Las pruebas de incremento de presión indicaron un daño mecánico inicial de -1.8, que gradualmente se redujo a un valor extremadamente bajo de -5. El influjo de arena siguió disminuyendo, salvo por algunos pulsos intermitentes, pero este pozo nunca alcanzó niveles de productividad máxima debido al persistente arenamiento.

Cedazos de arena expansibles—BP terminó dos pozos del Campo Chirag con los sistemas ESS. Uno de ellos, el pozo de re-entrada A-08z, fue perforado como inyector de agua. Pero durante el período de flujo de limpieza, que tuvo lugar en diciembre de 2002, este pozo produjo petróleo sin agua. Las pruebas de incremento de presión indicaron un daño mecánico positivo de 3.3. El pozo produjo arena a valores bajos, de 2.9 a 14.3 g/m^3 [5 lbm/1,000 bbl], hasta marzo de 2004 en que fue convertido a inyector.

BP instaló la segunda terminación ESS en una desviación del Pozo A-09. El pozo original, A-09, había sido terminado con cedazos autónomos.



▲ Esquema de pozo y de terminación del Campo Chirag. BP terminó el Pozo A-19 mediante la bajada y el empaque de grava de 504 m [1,653 pies] de cedazos AII PAC con dos tubos de empaque, dos tubos de transporte y una cubierta de protección en el agujero descubierto.

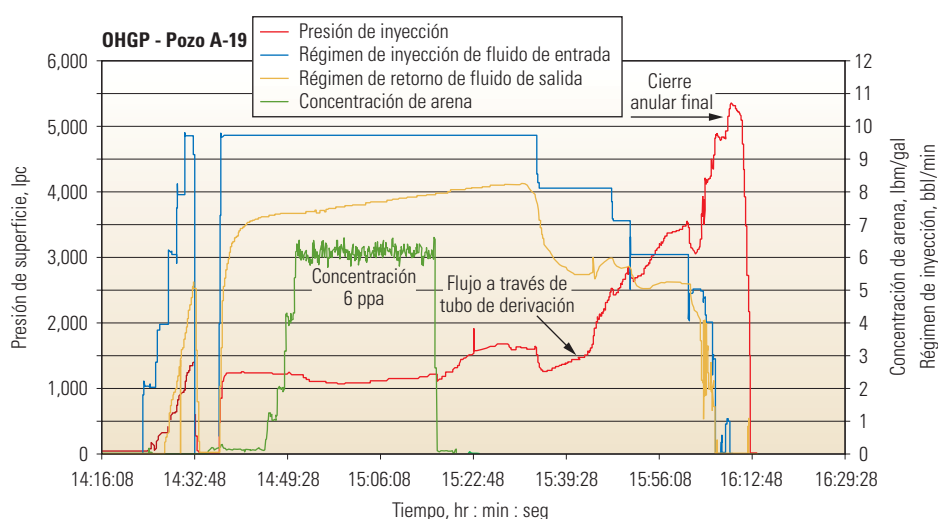
Este pozo produjo petróleo hasta que la producción de agua aumentó, en septiembre de 2003, de menos de 0.1% a 10% con significativos volúmenes de arena. BP desvió la trayectoria de este pozo como Pozo A-09z y re-terminó el nuevo pozo con cedazos expansibles en abril de 2004. El Pozo A-09z produjo petróleo sin agua y exhibió regímenes de producción de arena similares a los del Pozo A-08. Sin embargo, el daño mecánico aumentó gradualmente de -1.5 a 0.3, debido posiblemente al aumento de la producción de gas.

BP terminó los pozos de re-entrada A-08z y A-09z con cedazos ESS de resistencia relativamente baja. Los registros de pozos y la ausencia de pulsos iniciales o subsiguientes de arena, comunes tanto en las terminaciones entubadas y disparadas como en las terminaciones con cedazos autónomos, ayudaron a confirmar un alto grado de integridad del sistema ESS. Sin embargo, luego de un período de producción, los registros de calibrador revelaron la deformación de los cedazos, especialmente en las secciones de lutitas. El control de la producción de arena y la productividad de los pozos no han sido afectados pero el desempeño de los sistemas ESS a largo plazo sigue siendo incierto.

Cedazos Alternate Path—Desde noviembre de 2000, BP ha instalado 13 terminaciones Alternate Path en cinco productores y tres inyectores de agua del Campo Chirag y en cinco productores del Campo Azeri. BP originalmente planificó convertir el Pozo A-15-T1, el primer pozo del Campo Chirag terminado con cedazos Alternate Path AIIPAC, en pozo de inyección de agua luego de un breve período de producción. La terminación frente a la formación incluyó 380 m [1,247 pies] de cedazos AIIPAC con dos tubos de transporte, dos tubos de empaque y una cubierta de protección.

La lechada se desvió hacia los tubos de derivación en medio del tratamiento de empaque de grava correspondiente a este pozo. BP estimó una eficiencia de empaque del 94% en base a los cálculos de balance de masa. Un registro de pozo reveló vacíos secundarios en algunas localizaciones. Las pruebas de incremento de presión efectuadas en julio de 2001 indicaron un daño mecánico positivo de 3.2. Un año más tarde, el daño mecánico se había reducido a 1.8. Un registro de producción indicó la presencia de influjo uniforme en el tramo descubierto del pozo.

BP mantuvo el Pozo A-15-T1 como productor y, en diciembre de 2000, este pozo OHGP produjo petróleo a un régimen de 2,448 m³/d [15,400 B/D] sin agua. El pozo comenzó a producir agua en enero de 2003. El corte de agua aumentó hasta alcanzar un 7% aproximadamente a fines del año 2003, y luego alcanzó el 14% a mediados de 2004.



▲ Tratamiento de empaque de grava en el Pozo A-19 del Campo Chirag. BP y Schlumberger bombearon el tratamiento de empaque de grava en el Pozo A-19, que batió todos los récords, a un régimen de 17 g/m³ [6 lbm/1,000 gal] y aproximadamente 1.6 m³/min [10 bbl/min], vigilando rutinariamente la presión de inyección (rojo), el régimen de inyección de fluido de entrada (azul), el régimen de retorno de fluido de salida (amarillo) y la concentración de arena (verde). El perfil de presión durante las operaciones de bombeo indicó las respuestas correspondientes tanto al emplazamiento de la grava en el espacio anular como a la divergencia hacia los tubos de derivación.

Sin embargo, las producciones de arena se mantuvieron en el rango de 0.86 a 14.3 g/m³ [0.3 a 5 lbm/1,000 bbl], en contraste con los niveles significativamente más altos de producción de arena de los pozos con cedazos autónomos y terminaciones entubadas y disparadas con cortes de agua de tan sólo 3 al 5%.

El flujo del pozo se interrumpió recientemente debido a la carga de líquido, pero el tratamiento OHGP mantuvo un correcto control de la producción de arena durante los dos años de producción de agua. Este comportamiento estableció al empaque de grava efectuado en agujero descubierto con cedazos Alternate Path como la base de diseño para las operaciones de terminación de pozos subsiguientes.

El Pozo A-19, el pozo de alcance extendido más largo perforado hasta la fecha en el Campo Chirag, fue perforado y terminado en diciembre de 2004 para explotar un área no desarrollada del campo, situada a 6 km [3.7 millas] al noroeste de la plataforma Chirag-I. La terminación frente a la formación incluyó 504 m [1,653 pies] de cedazos AIIPAC con dos tubos de empaque, dos tubos de transporte y una cubierta de protección (página anterior). BP calculó una eficiencia del empaque de grava del 91% en el Pozo A-19. Los datos de presión indicaron que la lechada se desviaba hacia los tubos de derivación durante el empaque de grava (arriba).

Las pruebas de incremento de presión realizadas en enero y febrero de 2005 indicaron valores de daño mecánico positivos cercanos a cero, de 0.5 y 0.1 respectivamente. El pozo pro-

dujo petróleo a regímenes que excedieron la capacidad del separador de prueba de 3,180 m³/d [20,000 B/D]. El influjo de arena fue en promedio inferior a 3 g/m³ [1 lbm/1,000 bbl] sin agua producida. Se trata de un logro significativo luego de ocho años de producción, con un agotamiento de la presión de yacimiento de 1,000 lpc [6.89 MPa] por debajo de las condiciones iniciales.

Otros cuatro pozos fueron terminados utilizando procedimientos similares, dos en el Campo Chirag y otros dos en el Campo Azeri. Los dos pozos del Campo Chirag mostraron valores de daño mecánico positivos de 2. El Pozo A-12x produjo petróleo a un régimen de 1,431 a 1,908 m³/d [9,000 a 12,000 B/D] y exhibió una producción de arena de 1.2 a 3 g/m³ [0.4 a 1 lbm/1,000 bbl]. El Pozo A-06y produjo petróleo a razón de 2,226 a 2,385 m³/d [14,000 a 15,000 B/D] y exhibió una producción de arena de 3 a 6 g/m³ [1 a 2 lbm/1,000 bbl].

Una de las dos terminaciones del Campo Azeri, el Pozo B-05, produjo petróleo a un régimen de 6,677 m³/d [42,000 B/D] con producciones de arena extremadamente bajas, de 0.6 a 0.9 g/m³ [0.2 a 0.3 lbm/1,000 bbl]. El segundo pozo del Campo Azeri, el pozo B-09, produjo petróleo a razón de 5,565 m³/d [35,000 B/D] y exhibió producciones de arena bajas similares, pero aún se encuentra restringido. Este nivel de productividad es notable porque un problema de pozo impidió que los cedazos alcanzaran la profundidad total, de manera que sólo una zona contribuye a la producción.

Estas terminaciones se tradujeron en pozos de alta productividad. La instalación del equipo de terminación frente a la formación resultó exitosa en todos los pozos, salvo uno, el Pozo Azeri B-09, en el que los cedazos quedaron atascados en el medio del tramo descubierto del pozo. Este problema ha ocurrido en otras áreas al bajar los cedazos después de desplazar el lodo a base de aceite con fluidos a base de agua.²¹ Las dificultades experimentadas para bajar los cedazos hasta la profundidad total en los fluidos a base de agua motivaron que BP modificara los procedimientos de terminación en los dos pozos siguientes del Campo Azeri.

El Pozo C-04 del Campo Azeri, terminado en diciembre de 2004, fue la primera terminación del desarrollo ACG en la que se bajó el equipo de terminación frente a la formación con fluidos a base de aceite en el pozo. El equipo de terminación incluyó 600 m [1,969 pies] de cedazos AIIPAC con dos tubos de transporte, dos tubos de empaque y una cubierta de protección. La eficiencia estimada del empaque de grava fue de 66%. Una prueba de incremento de presión indicó un daño mecánico total igual a cero.

El Pozo C-01Az, una terminación similar, mostró un valor de daño mecánico positivo de 2.5. El aumento de la densidad del fluido de perforación y la correspondiente reducción del agrandamiento del agujero antes del empaque de grava, produjo una eficiencia de empaque de grava estimada más elevada, del 93%. Una prueba de superficie de gran escala no identificó ningún problema importante con el desplazamiento de los fluidos a base de aceite provenientes de los cedazos, de manera que BP proyecta utilizar estas técnicas modificadas en futuros tratamientos de empaque de grava en agujeros descubiertos.

Los fluidos y los procedimientos de desplazamiento utilizados en este programa de desarrollo han evolucionado desde la primera terminación Alternate Path realizada en noviembre de 2000. Inicialmente, BP perforó pozos y terminaciones entubados y disparados con cedazos autónomos utilizando fluidos a base de aceite. Los primeros pozos con empaques de grava en agujero descubiertos fueron perforados utilizando fluidos a base de agua consistentes esencialmente en lodo de viscosidad reducida, o diluido, de secciones de pozo perforadas previamente. Los pozos también fueron sometidos a tratamientos de empaque de grava con fluidos a base de agua.

Las secciones de yacimiento de los dos primeros pozos terminados con cedazos Alternate Path en el Campo Chirag y de un pozo en el Campo Azeri fueron perforadas con fluidos a base de agua. Se utilizó un lodo a base de aceite sintético para la perforación de yacimientos en los tres productores siguientes del Campo Chirag y en los cuatro productores siguientes del Campo Azeri.²²

En los tres pozos del Campo Chirag y en los dos primeros pozos del Campo Azeri, se desplazó fluido a base de agua por el pozo entero antes de bajar el equipo de terminación frente a la formación. En los dos pozos más recientes del Campo Azeri, los cedazos se bajaron en lodo a base de aceite.

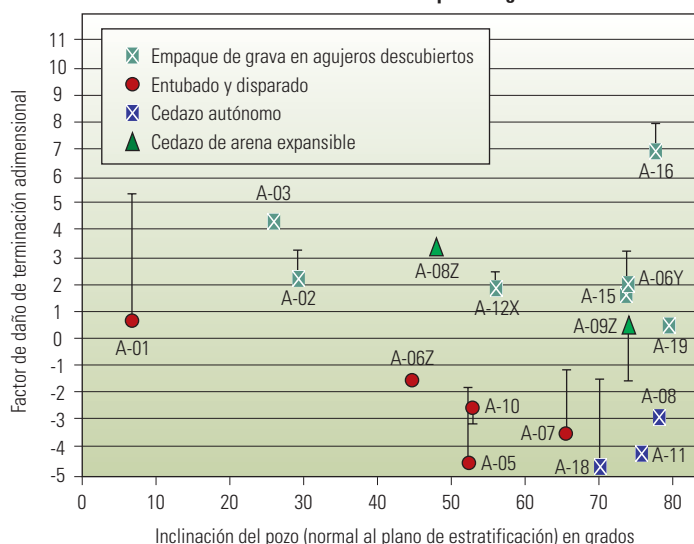
Hasta la fecha, BP ha adquirido una vasta experiencia que puede ser aplicada en otros pozos de los Campos Chirag y Azeri y en el Campo

Guneshli de aguas profundas. Los sistemas de fluidos actualmente disponibles proporcionan a BP la opción de implementar tratamientos de empaque de grava a base de aceite si es necesario.

El futuro

Muchos campos descubiertos recientemente requieren el manejo de la producción de arena.²³ Por ejemplo, BP estima que dentro de cinco años el 50% de su producción de petróleo y gas provendrá de yacimientos de areniscas débiles y no consolidados. En la región del Delta del Níger de Nigeria donde opera Shell Production Development Company, el 70% de las reservas de hidrocarburos se encuentran alojadas en yacimientos someros con propensión a la producción de arena.

Factores de daño de terminación en el Campo Chirag



^ Datos de factores de daño de terminación correspondientes al Campo Chirag. Las terminaciones entubadas y disparadas del Campo Chirag arrojan valores de daño mecánico bajos. Los cedazos autónomos también exhiben factores de daño bajos. Sin embargo, ambos tipos de terminaciones producen un exceso de arena a medida que la producción de agua aumenta. Las terminaciones ESS poseen valores de daño mecánico bajos y controlan la producción de arena pero su desempeño después de la irrupción de agua aún no se ha comprobado. BP redujo los factores de daño de las terminaciones de empaque de grava en agujeros descubiertos prácticamente a cero mediante el mejoramiento continuo de los diseños de fluidos y las prácticas. El empaque de grava efectuado en agujeros descubiertos es una técnica de terminación comprobada que controla la producción de arena incluso después de que los pozos comienzan a producir agua. Por estas razones, los tratamientos de empaque de grava en agujeros descubiertos constituyen actualmente la base de diseño en las operaciones de terminación de pozos de los Campos Azeri, Chirag y Guneshli.

La selección de las técnicas de prevención de la producción de arena correctas constituye un desafío que requiere un volumen sustancial de datos, adquiridos a un costo significativo. Aún así, las medidas de control de la producción de arena que parecen viables en base a los datos iniciales a menudo fallan. Esto hace que la experiencia en un área específica se convierta en un factor importante en la planeación y el diseño de las futuras operaciones de terminación de pozos.

En base a la experiencia, las terminaciones entubadas y disparadas arrojan valores de daño mecánico bajos; sin embargo, producen grandes volúmenes de arena incluso antes de la irrupción de agua. Estas terminaciones requieren regímenes de producción restringidos y períodos de flujo más prolongados para lograr la limpieza posterior a la terminación. Además, implican la limpieza reiterada de los separadores de superficie, así como el transporte y la correcta eliminación de la arena en la superficie con los riesgos asociados para la salud, la seguridad y el medio ambiente. El relleno de arena en los pozos requiere intervenciones correctivas frecuentes y el flujo de estos pozos con el tiempo debe restringirse significativamente.

Las terminaciones con cedazos autónomos exhiben valores de daño mecánico bajos, pero a menudo producen inicialmente grandes volúmenes de arena. Subsiguientemente, los regímenes de flujo de arena disminuyen pero aún pueden tener lugar algunos pulsos ocasionales de mayor producción de arena. Sin embargo, tanto las terminaciones entubadas y disparadas como las terminaciones con cedazos solamente, producen grandes volúmenes de arena al aumentar la producción de agua, incluso con bajos cortes de agua, debiéndose perforar pozos de re-entrada prematuros y costosos en algunos campos.

Las terminaciones con sistemas ESS tienen factores de daño bajos y actualmente parecen proporcionar un control de la producción de arena equivalente a un tratamiento OHGP, pero el impacto a largo plazo de la deformación de los cedazos y el desempeño y la confiabilidad del sistema ESS aún no se conocen. Muchas terminaciones ESS iniciales han sido convertidas a inyección luego de breves períodos de producción; otras son demasiado recientes como para efectuar una evaluación definitiva.

Un tratamiento OHGP con eficiencias de empaque altas controla la producción de arena aunque haya sido diseñado intencionalmente con grava de tamaño más grande para permitir la producción de volúmenes limitados de finos más pequeños. Además, los empaques de grava efectuados en agujeros descubiertos tienden a controlar la arena en forma más eficaz que otros métodos después de la irrupción de agua.

A menos que las formaciones posean granos extremadamente limpios y bien clasificados, los pozos de producción e inyección submarinos que pueden producir arena y la mayoría de las terminaciones en aguas profundas—más de 305 a 610 m [1,000 a 2,000 pies]—deberían empacarse con grava para evitar costosas intervenciones con fines de remediación, especialmente cuando se trata de volúmenes de reservas grandes. Ahora, muchos operadores prefieren efectuar empaques de grava en agujeros descubiertos con secciones horizontales largas para reducir las fallas relacionadas con la producción de arena y minimizar la declinación de la productividad asociada.

Las mejoras actuales de los diseños de fluidos y los procedimientos de desplazamiento están ayudando a los operadores a aumentar la productividad de las terminaciones de empaque

de grava en agujeros descubiertos, reduciendo al mismo tiempo los costos operativos y de desarrollo de campos petroleros totales. Estas mejoras incluyen la perforación de yacimientos utilizando fluidos a base de aceite, la bajada del equipo de terminación y los cedazos en fluidos a base de aceite, el desplazamiento de fluidos a base de agua por el pozo entero y el empaque de grava con fluidos surfactantes viscoelásticos a base de agua.²⁴

Por ejemplo, el mejoramiento de las prácticas de terminación de pozos en el Campo Chirag por parte de BP se tradujo en una reducción permanente de los factores de daño de terminación prácticamente a cero, con aumentos de la productividad incremental de petróleo de 95.4 a 127 m³/d [600 a 800 B/D] por pozo (página anterior). El hecho de optar por los fluidos de perforación a base de aceite permitió aumentar la eficiencia de la perforación, mejorar las condiciones de pozo y reducir el arrastre durante la bajada de los arreglos de cedazos en pozos de alto ángulo y horizontales. Además de los beneficios ambientales resultantes de la eliminación de la descarga de fluidos a base de agua, BP logró un ahorro de más de US\$ 130,000 por pozo mediante el reciclado de los fluidos a base de aceite sintéticos y la reducción de los costos de los fluidos de empaque de grava a través de la eliminación de las enzimas en el fluido portador.

Los tratamientos de empaque de grava efectuados en agujeros descubiertos evolucionaron a medida que los operadores y las compañías de servicios adquirieron mayor experiencia y mejor comprensión del daño de formación y del empaquetamiento de la grava en los pozos horizontales. Y siguen siendo el método de control de la producción de arena preferido para proteger los cedazos y proveer terminaciones frente a la formación mejoradas.

Éxitos como los obtenidos por Shell en Nigeria y por BP en Bakú han suscitado la confianza de los operadores en la efectividad de la aplicación y del desempeño a largo plazo de los tratamientos de empaque de grava efectuados en agujeros descubiertos. La confiabilidad de las terminaciones OHGP está contribuyendo a generar un cambio en las filosofías de construcción de pozos y control de la producción de arena de muchos de los equipos de perforación y terminación de pozos. —MET

21. Brady ME, Bradbury AJ, Sehgal G, Brand F, Ali SA, Bennett CL, Gilchrist JM, Troncoso J, Price-Smith C, Foxenberg WE y Parlar M: "Filtercake Cleanup in Open-Hole Gravel-Packed Completions: A Necessity or A Myth?" artículo de la SPE 63232, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, 1 al 4 de octubre de 2000.
- Parlar M, Twynam AJ, Newberry P, Bennett C, Elliott F, Powers B, Hall K, Svoboda C, Rezende J, Rodet V y Edment B: "Gravel Packing Wells Drilled with Oil-Based Fluids: A Critical Review of Current Practices and Recommendations for Future Applications," artículo de la SPE 89815, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, Texas, 26 al 29 de septiembre de 2004.
22. Wagner M, Webb T, Maharaj M, Twynam A, Green T, Salamat G y Parlar M: "Open-Hole Horizontal Drilling and Gravel-Packing with Oil-Based Fluids—An Industry Milestone," artículo de la SPE 87648, presentado en el Simposio y Exhibición Internacional sobre Control del Daño de la Formación de la SPE, Lafayette, Luisiana, 18 al 20 de febrero de 2004.
23. Acocck A, O'Rourke T, Shirmboh D, Alexander J, Andersen G, Kaneko T, Venkitaraman A, López-de-Cárdenas J, Nishi M, Numasawa M, Yoshioka K, Roy A, Wilson A y Twynam A: "Métodos prácticos de manejo de la producción de arena," *Oilfield Review* 16, no. 1 (Verano de 2004): 10–29.
24. Kefi S, Lee J, Pope TL, Sullivan P, Nelson E, Fernandez AN, Olsen T, Parlar M, Powers B, Roy A, Wilson A y Twynam A: "Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos," *Oilfield Review* 16, no. 4 (Primavera de 2005): 10–25.

Colaboradores

Wayne M. Ahr es profesor de geología y geofísica y tiene una misión conjunta como profesor de ingeniería petrolera en la Universidad A&M de Texas, College Station, EUA. Obtuvo una licenciatura en geología de la Universidad de Texas-El Paso, una maestría en oceanografía de la Universidad A&M de Texas y un doctorado en geología de la Universidad de Rice, Houston. Sus áreas de investigación incluyen la geología de los yacimientos carbonatados y de las plataformas y arrecifes carbonatados del Paleozoico, además de la caracterización de yacimientos carbonatados y yacimientos de areniscas. Por otro lado, trabaja en estudios de evaluación de áreas prospectivas y estudios de caracterización de yacimientos y en desarrollo de campos petroleros. También dicta cursos breves y dirige visitas de observación para profesionales. Autor de numerosos artículos, se desempeñó como editor principal de la *Publicación Especial de las SEPM-AAPG 78, Memoria 83 (Plataformas y arrecifes carbonatados de edad Permocarboñífero)*. Actualmente es editor asociado para la AAPG e integra el consejo editorial de la publicación *Geological Journal* en Inglaterra.

Walt Aldred es gerente de programas y asesor científico en Perforación e Interpretación. Su sede está en el Centro de Investigaciones de Schlumberger en Cambridge (SCR), Inglaterra. Ayuda a manejar un equipo de proyectos multiculturales y multidisciplinarios en Houston y Pekín, y además se desempeña como líder de competencias en el área de decisiones de perforación en tiempo real correspondiente al sector de Servicios de Datos y Consultoría de Schlumberger en Houston, donde se dedica a la geomecánica, incluyendo el manejo de la estabilidad de pozos en tiempo real. Ingresó en la compañía en 1980, trabajando en África Occidental, el Mar del Norte, Texas y Nigeria. Posteriormente desarrolló el programa de estabilidad de pozos RockSolid*. Walt obtuvo una licenciatura (con mención honorífica) en geología y química de la Universidad de Durham, Inglaterra.

David Allen se desempeña como asesor de interpretación en el Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger (SDR, por sus siglas en inglés) en Ridgefield, Connecticut, EUA, donde realiza tareas de investigación relacionadas con la aplicación de registros existentes y mediciones nuevas en pozos y yacimientos carbonatados. También trabajó para desarrollar una metodología práctica sobre petrofísica de los carbonatos e incentivar las actividades de investigación de los carbonatos en Schlumberger, a través de la coordinación de equipos de clientes, universitarios y de los GeoMarket*. Ingresó en Schlumberger como ingeniero de campo en el año 1979 después de obtener una licenciatura en física y un diploma BA en economía del Beloit College, en Wisconsin, EUA. Antes de ocupar su posición actual, fue asesor petrofísico en el Centro SDR y petrofísico principal para Schlumberger Wireline & Testing. Autor prolífico, David también obtuvo los premios SPWLA al mejor artículo, por sus artículos sobre la invasión y la anisotropía de la resistividad.

Amin Amin es gerente de mercadeo de operaciones submarinas de Schlumberger en Rosharon, Texas. Ingresó en la compañía en 1979 para trabajar como ingeniero de campo en las áreas marinas de Aberdeen. Luego fue trasladado a Londres como ingeniero de yacimientos para Europa y posteriormente trabajó en Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos (UAE, por sus siglas en inglés), como ingeniero de yacimientos para la región central del Golfo Pérsico. Fue transferido a Yemen del Norte como ingeniero de ventas y luego como gerente de país. Sus otras posiciones incluyen la de gerente de mercadeo de distrito en Siria, gerente de mercadeo en Indonesia y, posteriormente, director global de la cuenta Texaco y líder internacional del equipo para la cobertura de las relaciones de negocios de las regiones de Medio Oriente y Asia mientras estuvo radicado en Houston. Además, fue director de mercadeo para el Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger en Ridgefield, Connecticut, y para el Centro de Productos de Schlumberger en Sugar Land, Texas. Amin posee una licenciatura en electrónica de la Universidad de Niza en Francia, un diploma de ingeniería de la Escuela Superior de Electricidad en París, una maestría en ingeniería petrolera de la Universidad Heriot-Watt en Edimburgo, Escocia, y un diploma MBA de la Escuela de Gerencia Sloane, del Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT, por sus siglas en inglés), en Cambridge, EUA.

H. Nate Bachman se desempeña como físico senior en el Centro de Productos de Schlumberger en Sugar Land, Texas, donde está a cargo de la herramienta de Resonancia Magnética eXpert MRX* y del control de calidad de los datos de producción y los datos de registros además del desarrollo de productos de respuesta. Por otra parte, es co-líder del Grupo de Interés Especial sobre Resonancia Magnética para el año 2005. Sus diplomas de física incluyen una licenciatura en la Universidad de Valparaíso, Indiana, EUA, y un doctorado en la Universidad de Northwestern, Evanston, Illinois, EUA. Antes de ocupar su posición actual en el año 2002, asumió un nombramiento relacionado con el área de investigación en física, en la Universidad de Harvard, donde se dedicó al estudio del hidrógeno sólido en condiciones extremas de presión y temperatura.

Jim Belaskie se desempeña como investigador científico principal, trabajando en perforación remota, control de trayectorias de pozos, segmentación de datos de perforación y detección de eventos, en el Centro de Investigaciones de Schlumberger en Cambridge, Inglaterra, desde 2004. Previamente, trabajó como ingeniero senior en Houston, y como líder de proyectos para el programa de aplicaciones de Desempeño a Través del Manejo de Riesgos PERFORM*. Ingresó en la compañía en 1983 después de obtener una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad de Toronto, en Ontario, Canadá. Su carrera en perforación y mediciones incluye 10 años en operaciones, 10 años en ingeniería y en los últimos tiempos se ha dedicado a la investigación.

Kamel Bennaceur tiene su sede en Gatwick, Inglaterra, donde maneja el negocio de la captación del dióxido de carbono dentro de Schlumberger. Ingresó en Schlumberger en 1981 y trabajó en investigación como líder de proyectos y jefe de sección, liderando equipos multidisciplinarios en Francia, EUA y el Reino Unido, y desarrollando nuevas tecnologías en simulación de yacimientos, geomecánica y mejoramiento de la producción. Posteriormente ocupó diversos cargos directivos en África, América Latina, Cercano y Medio Oriente, antes de asumir el cargo de gerente internacional de mercadeo para el segmento de Servicios al Pozo de Schlumberger, en Houston. Obtuvo una maestría en ingeniería eléctrica de la Escuela Politécnica y un doctorado en matemática de la Escuela Normal Superior, ambas en París. Kamel recibió además el diploma de Complemento en Matemáticas, de la Universidad de París.

Austin Boyd maneja el Programa de Petrofísica en el Centro de Investigaciones Doll (SDR) de Schlumberger en Ridgefield, Connecticut. Ingresó en Schlumberger en 1981 como ingeniero de campo después de obtener una licenciatura en ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Nueva Escocia en Halifax, Canadá. Posteriormente se desempeñó como ingeniero de desarrollo de productos en el programa de resonancia magnética nuclear, en el Centro de Productos de Schlumberger en Sugar Land, Texas. Antes de ser trasladado a Ridgefield, Austin se desempeñó como petrofísico de GeoMarket para las operaciones de Schlumberger en el Golfo Pérsico, Medio Oriente, teniendo su sede en Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos (UAE).

Brian Clark es becario de Schlumberger y tiene su sede en Sugar Land, Texas. Ingresó en la compañía en el año 1979, como científico en el Centro de Investigaciones Doll (SDR) de Schlumberger en Ridgefield, Connecticut. Posteriormente trabajó en el Centro de Productos de Schlumberger en Houston, antes de incorporarse al nuevo grupo de Adquisición de Registros Durante la Perforación (LWD, por sus siglas en inglés) de Anadrill, en Sugar Land. Manejó el programa de electromagnetismo LWD y luego dirigió las áreas de ingeniería y manufactura LWD hasta el año 1994 en que retornó a SDR como vicepresidente y director. En el año 1997, fue transferido al Centro de Productos de Schlumberger en Sugar Land como vicepresidente de evaluación de formaciones y, posteriormente, como gerente del Centro de Tecnología. Posee 39 patentes en tecnología de campos petroleros y fue designado Inventor del Año de Texas por el Colegio de Abogados del Estado de Texas e Inventor Destacado del Año, por la Asociación de Leyes de Propiedad Intelectual de Houston en el año 2002. Brian posee una licenciatura en física y matemáticas de la Universidad Estatal de Ohio, Columbus, EUA, y una maestría y un doctorado en física de la Universidad de Harvard, Cambridge, Massachusetts.

E. A. (Ed) Clerke es líder de equipo para la Unidad de Volumen de Poros de Hidrocarburos de la división de Evaluación de Reservas, Departamento de Caracterización de Yacimientos, de Saudi Aramco Exploration en Dhahran, Arabia Saudita. Esta división coordina e implementa las gestiones para reemplazar la producción anual de líquidos a través de la ejecución de estudios petrofísicos y la perforación de pozos en acumulaciones de hidrocarburos conocidas. Previamente, trabajó como asesor de ingeniería petrofísica para Pennzoil y como petrofísico principal senior en ARCO, y ocupó diversas posiciones de ingeniería petrofísica e investigación en Shell Oil Co., EUA. Autor de numerosos artículos técnicos y patentes, recibió el Premio al Mejor Artículo en GEO 2004 por su trabajo sobre los sistemas de poros en la caliza Arab-D y el Premio al Mejor Artículo 1993 de la Sociedad Geológica de Texas Oeste por su trabajo sobre los carbonatos Pérmicos. Ed obtuvo un doctorado en física de la Universidad de Maryland, en College Park, EUA.

Barry Crockett es superintendente de equipos de perforación para Schlumberger Oilfield Services en Cameron, Texas, donde está a cargo de las operaciones de perforación diarias y la implementación de procedimientos para asegurar la satisfacción del cliente. Desde su ingreso en la compañía en el año 2000 como ingeniero de proyectos de soluciones integradas, trabajó en el contrato de cuatro equipos de perforación de BP, en Colombia, en conjunto con el grupo de perforación e ingeniería de BP. También se desempeñó como coordinador de perforación direccional para el grupo Land Southeast Texas de EUA. Barry pasó más de 30 años en la industria del petróleo como perforador, enganchador, perforador direccional, gerente de distrito y líder de equipo en localizaciones de todo el mundo, con Dresser Industries, Halliburton Inc. y BP.

Brian Edment es ingeniero de proyectos del sector de Terminaciones y Productividad de Pozos (WCP, por sus siglas en inglés) de Schlumberger y tiene su sede en Bakú, Azerbaiján. Con base en las oficinas de BP durante los últimos cinco años, trabaja en control de la producción de arena como ingeniero de servicios de diseño y evaluación para clientes DESC*, para los campos de desarrollo Azeri-Chirag-Guneshli (ACG), en el Mar Caspio. Antes de esto, estuvo cuatro años concentrado en diversas operaciones de terminación con control de la producción de arena en el Mar del Norte. Brian se desempeñó en el área de servicios de cementación durante nueve años antes de ser transferido al segmento de control de la producción de arena. Ha trabajado con la familia de empacadores de empaque de grava QUANTUM*, con cedazos (filtros) AIIIPAC, terminaciones con fibra óptica y tratamientos de empaque de grava tanto para pozos entubados como para agujeros descubiertos.

Bobby Edmondson se desempeña como perforador principal de Schlumberger Oilfield Services y tiene su sede en Cameron, Texas, donde está a cargo de las operaciones diarias de los equipos de perforación y de los problemas relacionados con los equipos y la perforación. Ingresó en Schlumberger en el año 2003 luego de trabajar para la industria durante más de 20 años. Comenzó su carrera como peón de boca de pozo y posteriormente se desempeñó como enganchador, asistente de perforador y perforador para diversas compañías, entre las que se encuentran Drillers Inc., H&S Drilling, Nabors Drilling USA, Inc. y Scan Drilling Inc.

Fraser Elliott se desempeña como especialista en tecnología de terminación de pozos senior para el equipo de terminación de pozos de BP Azerbaiján, en Bakú, Azerbaiján, donde supervisa el desarrollo y la optimización de la tecnología de terminación de pozos, particularmente el control de la producción de arena. Ingresó en BP en 1989 y trabajó en ingeniería de yacimientos, petrofísica, pruebas de pozos y diseño de terminaciones de pozos en Escocia, Houston y, desde 2003, en Bakú. Posee amplia experiencia en aplicación de tratamientos de empaque de grava en terminaciones a agujero descubierto de pozos de alto ángulo, especialmente aquellos que requieren el uso de lodos base aceite. Fraser posee una licenciatura en geofísica del University College de Londres.

Fred Florence es gerente regional de instrumentación para National Oilwell Varco, en Canadá, donde está a cargo del área de operaciones, ventas y servicios. Previamente tuvo su sede en Cedar Park, Texas, donde trabajó en la división M/D Totco supervisando la estrategia de mercadeo y el desarrollo de requisitos funcionales de nuevos productos. Antes de ingresar en la compañía en 1996, trabajó en la industria durante más de 20 años como ingeniero de perforación, gerente de equipos de perforación, gerente de proyectos y gerente de cuentas para diversas compañías, incluyendo Schlumberger, Boart Longyear Inc., Drillers Inc. y Universal Ogden. Fred posee una licenciatura en ingeniería eléctrica de la Universidad Metodista del Sur, en Dallas, y una maestría en gestión internacional y un diploma MBA en mercadeo, de la Universidad de Texas en Dallas.

John Gilchrist es ingeniero de terminación de pozos senior de BP y supervisa el diseño y la instalación de la terminación de pozos productores e inyectores de agua, en la plataforma Chirag-I, situada en Bakú, Azerbaiján, y trabaja en la planeación de proyectos para la plataforma Guneshli de aguas profundas que posee 48 bocas (*slots*) y para los pozos submarinos inyectores de agua asociados, para control del flujo de fondo de pozo. Ingresó en BP en 1986, trabajando en operaciones de producción en el Mar del Norte. En 1989, fue transferido al sector de ingeniería y operaciones de pozos. Fue trasladado a Houston para dar soporte al proyecto Pompano del Golfo de México y proveyó soporte técnico global en control de la producción de arena a Europa, América, el Mar Caspio y

África Occidental. Regresó a Aberdeen en 1999 para unirse al esfuerzo de investigación y desarrollo de BP en materia de tecnología de cedazos de arena expansibles, antes de ocupar su posición en Bakú en el año 2004. John obtuvo una licenciatura en ingeniería petrolera de la Escuela de Minas de Colorado en Golden, EUA, y actuó como Conferenciante Distinguido de la SPE entre 2001 y 2002.

Kais B. M. Gzara es gerente del programa de geología y física de rocas del Centro de Investigación de Carbonatos de Schlumberger en Dhahran, Arabia Saudita. Ingresó en la compañía en 1990 como ingeniero de campo especialista en operaciones de adquisición de registros con cable en Italia y Libia. Posteriormente trabajó como petrofísico de distrito en África Occidental, como ingeniero de planeación de perforación de pozos e interpretación en el Centro de Productos de Schlumberger en Sugar Land y como gerente de ventas y soporte al cliente en Port Harcourt, Nigeria. Kais recibió el título de ingeniero de la Escuela Politécnica de París y una maestría en ingeniería eléctrica de la Universidad de Princeton, en Nueva Jersey, EUA.

John Kenneth Hassall es petrofísico senior de BP adscrito a Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO) en Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos. Está a cargo de todos los aspectos petrofísicos relacionados con el Campo Bu Hasa, incluyendo el análisis de registros adquiridos a agujero descubierto y en pozo entubado, el programa avanzado de interpretación del análisis de registros multimineralel ELANPlus*, la preparación de resúmenes de adquisición de registros y el asesoramiento de los geólogos de operaciones en temas relativos a la geonavegación. Ingresó en BP Exploration en 1982 como ingeniero petrolero y trabajó como petrofísico, ingeniero de evaluación de pozos y petrofísico principal en el Reino Unido, el Mar del Norte, Abu Dhabi y Kuwait. Obtuvo una licenciatura (Primera Clase) en física y un doctorado en física de alta energía de la Universidad de Cambridge, Inglaterra.

Rustam Isangulov es ingeniero de desarrollo senior del grupo de Perforación Automatizada e Interpretación del Centro de Investigaciones de Schlumberger en Cambridge, Inglaterra, donde trabaja en el proyecto de Automatización de la Perforación. Está a cargo del desarrollo de prototipos de programas de computación para diversos proyectos de investigación. Rustam ingresó en Schlumberger GeoQuest en 1999 como consultor en tecnología de la información e ingeniero de desarrollo en Moscú y posteriormente trabajó en el Centro de Productos de Schlumberger en Sugar Land, Texas, como ingeniero especialista en programas de computación, en diversos proyectos entre los que se encuentran el programa Bit On Seismic* y las operaciones de geonavegación en tiempo real. Posee una maestría en ciencias de la computación de la Universidad Tecnológica Estatal de Moscú "Stankin."

René Jansen es ingeniero DESC del sector de Servicios al Pozo de Schlumberger y trabaja en operaciones de terminación de pozos para ChevronTexaco en Nueva Orleans. Ingresó en la compañía en el año 2000 después de recibir su maestría en ingeniería petrolera de la Universidad de Tecnología de Delft, en los Países Bajos. Desde entonces, ha trabajado como ingeniero de campo e ingeniero de ventas para operaciones de control de la producción de arena y fracturamiento en África Occidental y Nigeria para Shell, Agip, Total y ExxonMobil en su carácter de clientes de Schlumberger. René también se desempeñó como ingeniero técnico en Bakú, Azerbaiján, para BP y como ingeniero de terminación de pozos del sector de Servicios al Pozo e instructor de calidad de servicios en México.

Tim McPike tiene su sede en Houston y se desempeña como ingeniero de terminación de pozos para el sector de Emprendimientos No Operados, para Shell Exploración y Producción en las Américas. En Shell, se ha concentrado en el diseño y la ejecución de operaciones de terminación de pozos relacionadas con control de la producción de arena, incluyendo operaciones de fracturamiento hidráulico, fracturamiento y empaque, empaque de grava a agujero descubierto, tecnología Alternate Path y cedazos expansibles. Ha llevado a cabo varias instalaciones en todo el mundo, desde el área marina de aguas profundas del Golfo de México y el Mar del Norte hasta operaciones en el desierto de Omán. También trabajó para Halliburton Energy Services en Canadá y el Golfo de México. Tim obtuvo una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad de Calgary, en Alberta, Canadá.

Bernard Montaron es gerente temático de carbonatos y yacimientos naturalmente fracturados de Schlumberger. Desde que ingresó en la compañía en el año 1985, ha trabajado en Europa, EUA y Medio Oriente. Sus posiciones más recientes fueron la de director de ingeniería y gerente general del Centro de Productos Riboud (SRPC) en Clamart, Francia, y la de gerente de mercadeo de Schlumberger OFS para Europa, la ex Unión Soviética y África. Además se desempeñó como gerente de mercadeo de OFS para Medio Oriente, en Dubai, Emiratos Árabes Unidos. Bernard posee un diploma en física de la Escuela Superior de Física y Química Industriales de París y un doctorado en matemática de la Universidad de París en Francia.

Challa R. K. Murty es ingeniero de yacimientos del grupo de manejo de yacimientos de Bahrain Petroleum Company (BAPCO), en Manama, Bahrain. Sus principales responsabilidades abarcan el análisis del desempeño de yacimientos y los programas de pozos de desarrollo. Ingresó en la compañía en el año 1981, después de trabajar en Oil and Natural Gas Corporation (ONGC), en India, durante 15 años. Challa obtuvo una maestría en geología de la Universidad de Andhra, en Visakhapatnam, India, y una maestría en ingeniería petrolera de la Universidad Estatal de Mississippi, EUA.

Henry Onwusiri es tecnólogo de producción para Shell UK Exploration & Production en Aberdeen y trabaja en el proyecto de desarrollo de campos petroleros Penguins, en el Mar del Norte. Ingresó en Shell Nigeria en 1997, después de obtener una licenciatura en física y geofísica de la Universidad de Calabar y una maestría en geofísica aplicada de la Universidad de Port Harcourt, ambas en Nigeria. Trabajó en los campos Imo River, Egbema y Oguta y como tecnólogo de producción a cargo del Campo Obigbo-Norte, en proyectos clave tales como el primer pozo multilateral de Nivel 6, las herramientas de adquisición de registros de producción en pozos horizontales y los pozos de re-entrada de radio corto. Antes de ser transferido a Shell UK en 2003, trabajó en operaciones de manejo de la producción de arena en pozos horizontales y en el primer pozo horizontal terminado con empaque de grava a agujero descubierto, en Nigeria. Su primera misión en Shell UK fue la de tecnólogo de producción en la Plataforma Charlie del Mar del Norte.

Franklin M. (Lynn) Orr, Jr. es director del proyecto Cambio Global y Energía y profesor de ingeniería petrolera, según el programa Keleen y Carlton Beal, de la Universidad de Stanford, California, EUA. Se incorporó al cuerpo docente de Stanford en 1985 y fue Decano de la Facultad de Ciencias de la Tierra desde 1994 hasta 2002. Lynn posee una licenciatura de la Universidad de Stanford y un doctorado de la Universidad de Minnesota, Minneapolis, EUA, ambos en ingeniería química. Sus intereses relacionados con la investigación abarcan la recuperación mejorada de petróleo a través de procesos de inyección de gas y el almacenamiento geológico del dióxido de carbono.

Mehmet Parlar es gerente técnico de operaciones de terminación de pozos para Schlumberger en Sugar Land, Texas, donde provee información técnica y de mercadeo para el desarrollo de productos de control de la producción de arena y el soporte de fluidos de control de arena y estimulación. Después de obtener una maestría y un doctorado en ingeniería petrolera de la Universidad del Sur de California en Los Ángeles, ingresó en Dowell, en Tulsa, como ingeniero de desarrollo. Subsiguientemente, se desempeñó como ingeniero de yacimientos en el equipo de Desarrollo de Negocios para el Control de la Producción de Arena de Dowell en Lafayette, Luisiana, EUA. Antes de ocupar su posición actual, Mehmet se desempeñó como ingeniero principal de soluciones de terminación de pozos horizontales en Rosharon y como especialista en producción de pozos y coordinador técnico en Sugar Land, Texas. Autor de numerosas publicaciones, posee una licenciatura en ingeniería petrolera de la Universidad Técnica de Estambul, Turquía.

Brian Powers es ingeniero senior de terminación de pozos y está a cargo del diseño y la ejecución de las operaciones de terminación de pozos en los campos Azeri-Chirag-Guneshli (ACG) del área marina de Bakú, Azerbaiján, para BP. Ingresó en Amoco en 1982 y luego de la fusión de BP con Amoco, que tuvo lugar en 1998, ocupó diversos cargos de ingeniería de producción e ingeniería de terminación de pozos en EUA, Egipto y los Emiratos Árabes Unidos, antes de ser transferido a Bakú en el año 2001. Brian obtuvo una licenciatura en ingeniería geológica de la Escuela de Minas y Tecnología de Dakota Sur, Rapid City, EUA.

T.S. Ramakrishnan es asesor científico del Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger (SDR) en Ridgefield, Connecticut, donde se desempeña como campeón temático para la investigación del tema de la captación de carbono. Desde su ingreso en SDR en 1985, ha contribuido al análisis de presiones transitorias, el desarrollo de técnicas de laboratorio para medir las propiedades de fluidos multifásicos, la ejecución de pruebas de formación, el proceso de invasión inducida por la perforación, la obtención de mediciones de la permeabilidad relativa de fondo de pozo y de superficie, la petrofísica integrada de los carbonatos, las terminaciones inteligentes y el monitoreo y optimización de yacimientos. Posee un diploma BTech del Instituto Indio de Tecnología de Nueva Delhi y un doctorado del Instituto de Tecnología de Illinois en Chicago, ambos en ingeniería química.

Raghu Ramamoorthy es asesor petrofísico de Schlumberger para el Gulf GeoMarket en Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, donde supervisa los aspectos petrofísicos de la evaluación de formaciones que afectan la adquisición e interpretación de datos. Ingresó en Schlumberger como ingeniero de campo especialista en operaciones de adquisición de registros con cable en 1982, trabajando en Egipto y Medio Oriente. Se entrenó como analista de registros en 1991 y fue asignado al Centro de Interpretación de Registros de Campo en Muscat, Omán. En 1994, fue transferido al Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger en Ridgefield, Connecticut, como investigador científico. Antes de ocupar su posición actual en el año 2004, se desempeñó como petrofísico principal para las regiones de Australasia y Este de Asia y, posteriormente, para Arabia Saudita. Autor de numerosos artículos técnicos, Raghu obtuvo una licenciatura en ingeniería mecánica del Instituto Indio de Tecnología en Madrás y una maestría en ingeniería petrolera de la Universidad de Texas en Austin.

John Ratulowski obtuvo una licenciatura en ingeniería química de la Universidad de Purdue, Lafayette Oeste, Indiana, y un doctorado en ingeniería química de la Universidad de Houston. Ingresó en Shell Development Company como ingeniero de yacimientos y trabajó en las áreas de recuperación térmica, en los procesos de inyección de gas y en el modelado de ecuaciones de estado. En 1999, dejó Shell para trabajar en DB Robinson and Associates como vicepresidente de investigación, supervisando su laboratorio global y sus servicios de muestreo y consultoría. Después de que Schlumberger adquiriera DB Robinson en el año 2002, fue gerente general de DB Robinson antes de ser nombrado gerente de desarrollo de negocios de operaciones de aseguramiento del flujo en el departamento de operaciones submarinas de Schlumberger. En el año 2004, volvió a Shell Global Solutions en Houston como Líder del Equipo de Parafinas en el grupo de Aseguramiento del Flujo.

Mark Riding es gerente general de operaciones submarinas del sector de Terminaciones y Productividad de Pozos de Schlumberger en Rosharon, Texas, donde tiene a su cargo todas las operaciones y el desarrollo de tecnologías y negocios de índole submarina a nivel mundial. Comenzó su carrera como ingeniero de campo para el segmento de Pruebas de Pozos y Servicios de Interpretación de Flopetrol y fue transfe-

ruido al sector de servicios de operaciones en agujero descubierto de Wireline en 1990. Ocupó diversas posiciones de campo y ventas y cargos directivos, incluyendo el de gerente de distrito de operaciones de adquisición de registros con cable en Trinidad, el de gerente de negocios de servicios de pruebas en Asia y el de gerente general de servicios de pruebas a nivel mundial. Mark posee una licenciatura en ingeniería minera y química de la Universidad de Birmingham, Inglaterra.

Claude Roulet se desempeña como asesor senior del sector de Servicios de Manejo del CO₂ de Schlumberger y del sector de Water Services de Schlumberger en Houston y maneja el proyecto de hidrógeno de la compañía desde el año 2003. Ingresó en Schlumberger en 1980 como jefe de la sección de adquisición de registros nucleares en Clamart, Francia, después de pasar 10 años como investigador científico en el área de la física nuclear, en el Centro Nacional de Investigación Científica de Francia. Posteriormente, trabajó como vicepresidente para Anadriil en Sugar Land, Texas, para Geco-Prakla en París y como vicepresidente de asuntos europeos en París y en Bruselas, Bélgica. También se desempeñó como Presidente Ejecutivo de NExT (Red de Excelencia en Entrenamiento). Claude posee el diploma Complemento de Física de la Escuela Normal Superior de París y un doctorado en física nuclear de la Universidad de Orsay, Francia.

Randy Shepler obtuvo una licenciatura en ingeniería petrolera y otra en administración de empresas de la Universidad de Virginia Oeste, en Morgantown, EUA. Posee vasta experiencia en levantamiento artificial, optimización de la producción y desarrollo de campos marginales y se especializa en métodos de despliegue alternativos con sistemas de bombeo semisumergibles y sistemas de levantamiento artificial por gas. En su carácter de gerente de desarrollo de negocios del sector de Refuerzo del Flujo y Aseguramiento de la Producción en Rosharon, Texas, ha participado en el desarrollo de sistemas de levantamiento y refuerzo submarinos. Durante los 23 años transcurridos en la industria petrolera, Randy fue Disertante Ilustre para la Asociación de Ingeniería de Perforación y para la SPE y escribió numerosos artículos.

Eric Smedstad radicado ahora en París, tuvo previamente su sede en Rosharon, Texas, como gerente de desarrollo de negocios del área de vigilancia submarina de Schlumberger y como campeón de productos para operaciones de monitoreo y control submarinos. Forma parte de una nueva iniciativa de aseguramiento de la producción que apunta a combinar tecnologías de segmentos múltiples para aplicaciones submarinas. Comenzó su carrera en el sector de servicios de exploración y producción de Wireline. Además trabajó para Oceaneering International, donde estuvo a cargo del manejo de proyectos de desarrollo de campos submarinos en el Golfo de México y en el área marina de África Occidental. Eric posee una licenciatura en ingeniería marina de la Universidad A&M de Texas, en Galveston.

Tony Smithson es campeón de productos para las herramientas de resonancia magnética nuclear y brinda soporte a las herramientas de resonancia magnética combinable CMR* y MRX. Tiene su sede en Sugar Land, Texas. Ingresó en la compañía en 1981 como ingeniero de campo júnior y ocupó posiciones de ingeniería y cargos directivos en diversas localizaciones, incluyendo Luisiana, Trinidad y Tobago, Colombia y Texas, antes de ocupar su cargo actual en el año 2004. Tony obtuvo una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad de Alabama en Tuscaloosa, EUA.

Sundaram (Sundy) Srinivasan es gerente de la instalación de pruebas de Schlumberger Oilfield Services en EUA y supervisa las pruebas de campo finales de muchas de las últimas herramientas y tecnologías de fondo de pozo. Comenzó su carrera en Schlumberger en 1985 como ingeniero de perforación y posteriormente como gerente de distrito en Sedco Forex. También trabajó como gerente de mercadeo de la división Wireline antes de incorporarse al grupo de manejo de proyectos integrados como gerente de proyectos, gerente de país y gerente de negocios del área de Medio Oriente. Antes de ocupar su posición actual, fue director del Grupo de Consultoría en Negocios de Petróleo y Gas de Schlumberger. Autor de numerosos artículos publicados, fue designado Editor Técnico Destacado para la publicación *Drilling and Completion* de la SPE en 2004. Obtuvo un diploma BTech en ingeniería mecánica del Instituto Indio de Tecnología en Nueva Delhi y un diploma MBA de la Escuela de Gerencia Sloane del Instituto de Tecnología de Massachusetts, en Cambridge.

Ellen Stout es gerente de mercados de petróleo y gas en Air Liquide, Houston, donde está a cargo del análisis estratégico de los mercados de petróleo y gas para las Américas. Antes de ingresar en Air Liquide en el año 2003, trabajó 15 años en Lyondell Chemical Company y en El Paso Corp. dedicándose a ingeniería de proceso, análisis estratégico y gestión. Ellen posee una licenciatura en ingeniería química de la Universidad A&M de Texas, College Station, y un diploma MBA de la Universidad de Houston.

Allan Twynam es ingeniero de perforación senior de BP (Fluidos) dentro del Grupo de Tecnología de Exploración y Producción, en Sunbury, Inglaterra, donde maneja los laboratorios de fluidos y está a cargo del soporte técnico y los proyectos de desarrollo relacionados con fluidos de perforación y terminación de yacimientos y mitigación del daño de formación. Ingresó en el sector de operaciones de perforación y terminación de pozos del Centro de Investigaciones de BP en el año 1990, después de desempeñarse como ingeniero de fluidos de perforación de pozo y gerente de base en Great Yarmouth para BW Mud, en el Reino Unido. Subsiguientemente, trabajó como ingeniero de soporte técnico de fluidos para las operaciones de BP International y manejó los contratos de fluidos, cementación y manejo de residuos para BP Venezuela. Posteriormente regresó a Sunbury para dirigir proyectos de desarrollo de tecnología relacionados con el manejo de residuos de perforación. Luego de la fusión

BP-Amoco, se hizo cargo del manejo de los proyectos de fluidos y daño de formación para BP. Allan obtuvo una licenciatura (con mención honorífica) en geología y geografía del University College, en Cardiff, Gales. Es Conferencista Distinguido de la SPE para los años 2005 y 2006.

Aart van Kranenburg se desempeña como tecnólogo de producción para Shell Exploration & Production (E&P), Europa, y tiene su sede en Stavanger, Noruega. Como miembro del equipo de subsuelo de Ormen Lange, está a cargo del diseño del control de la producción de arena en pozos de gas de gran diámetro y a régimen de producción ultra-alto. Previamente, se desempeñó como ingeniero de implementación de pozos para Shell International E&P, en Rijswijk, Países Bajos, donde trabajó en operaciones de terminación de pozos con control de la producción de arena incluyendo operaciones de empaque de grava a agujero descubierto, fracturamiento hidráulico, fracturamiento y empaque, y tecnología Alternate Path en Nigeria, Omán, los Países Bajos, Noruega, Australia, EUA y Malasia. Aart estuvo involucrado en los primeros proyectos de empaque de grava en pozos horizontales, en agujeros descubiertos y en pozos entubados, implementados en varias de estas regiones. Ingresó en Shell en el año 2001 como ingeniero especialista en operaciones de terminación con control de la producción de arena después de trabajar durante cinco años para Schlumberger Oilfield Services. Se graduó en la Universidad de Tecnología de Delft con una maestría en ingeniería petrolera.

Hisham Zubari se desempeña como ingeniero de yacimientos principal para Bahrain Petroleum Company (BAPCO) en Manama, Bahrain, donde coordina las actividades de ingeniería de yacimientos, incluyendo el manejo de yacimientos, las operaciones de simulación, el análisis de pruebas de pozos y los proyectos especiales de recuperación mejorada de petróleo. Hisham posee una licenciatura en ingeniería petrolera de la Universidad de Austin, Texas, y es el actual presidente de programas para la SPE, Bahrain.

Se utiliza un asterisco (*) para denotar las marcas de Schlumberger. Alternate Path y AllPAC son marcas de ExxonMobil; Schlumberger posee la licencia exclusiva de esta tecnología.

Respuestas petrofísicas rápidas.

Los operadores siempre necesitaron interpretaciones de registros rápidas, objetivas y confiables para tomar decisiones relacionadas con la terminación de pozos. Un procedimiento de procesamiento de datos innovador y prácticamente automático, basado en herramientas de espectroscopía modernas y herramientas de adquisición de registros convencionales, satisface en gran parte este requerimiento. Esta nueva técnica de interpretación fue desarrollada a partir de un extensivo análisis de la relación que existe entre las propiedades de las rocas y las concentraciones elementales de muestras de núcleos.

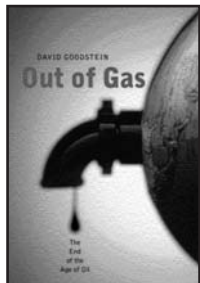
Fluidos de fracturamiento

fibrosos. Un innovador fluido de fracturamiento que contiene fibras provee soporte de apuntalante mecánico, lo que posibilita un excelente transporte del apuntalante en fluidos de fracturamiento de baja viscosidad. Los fluidos de fracturamiento cargados de fibras resultan de especial utilidad en situaciones que requieren control del crecimiento vertical de la fractura y fracturas largas. Este artículo presenta el concepto que subyace al nuevo fluido e incluye ejemplos de campo que ilustran los beneficios de esta nueva tecnología.

Perforación direccional con

tubería de revestimiento. Los operadores han perforado más de 300 pozos verticales utilizando tuberías de revestimiento en lugar de columnas de perforación; sin embargo, se observa un interés creciente en las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento. El control preciso que posibilitan los sistemas rotativos direccionales resuelve los problemas de estabilidad direccional, mientras que la rotación de la tubería de revestimiento encara los problemas relacionados con el pozo, incluyendo la pérdida de circulación. Este artículo analiza las operaciones rotativas direccionales y las operaciones convencionales, así como también los procedimientos que hacen que la perforación direccional con tubería de revestimiento se convierta en una operación de rutina.

NUEVAS PUBLICACIONES



Sin gas: el fin de la era del petróleo

David Goodstein
W.W. Norton & Company
500 Fifth Avenue
Nueva York, Nueva York 10110 EUA
2004. 128 páginas. \$21.95 tapa dura;
\$13.95 edición económica
ISBN 0-393-05857-3

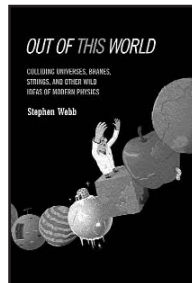
Este libro examina el estado actual de agotamiento de los recursos y analiza la física de la energía, el problema del calentamiento global y las perspectivas para la fisión y fusión nuclear y las fuentes de energía solar luego de que se hayan agotado efectivamente los hidrocarburos.

Contenido:

- Introducción
- El futuro
- Mitos acerca de la energía y una breve historia de la energía
- Electricidad y energía radiante
- Motores térmicos y entropía
- Dilemas tecnológicos
- Envoy: Nueva visita al futuro
- Bibliografía, Notas, Índice

👍 *Este libro hábilmente escrito ofrece soluciones básicas que pueden ser comprendidas por todos y, como tal, es un documento único y esencial para estos años críticos que atraviesa la historia de la humanidad.*

Green TLT: Choice 41, no. 10 (Junio de 2004): 1911.



Fuera de este mundo: Colisión de universos, comas, cuerdas y otras ideas extravagantes de la física moderna

Stephen Webb
Copernicus Books
37 East 7th Street
Nueva York, Nueva York 10003 EUA
2004. 308 páginas. \$27.50
ISBN 0-387-02930-3

Este libro sobre física de alta energía aborda los problemas más engorrosos de relatividad general, mecánica cuántica, física de partículas, cosmología, teoría de cuerdas, teoría de supercuerdas y la "teoría M," que procuran explicar el universo.

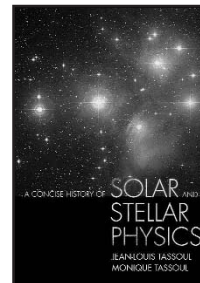
Contenido:

- Introducción
- Simetría
- Los pilares gemelos de la física
- Las bases del universo
- El modelo estándar
- GUTS y SUSY
- Dimensiones superiores
- Supercuerdas
- La historia de M
- Acerca de las comas y los agujeros negros
- Nuestro mundo como un holograma
- Cuando los mundos colisionan
- Glosario, Bibliografía, Índice

👍 *Gran parte del contenido del libro de Webb suscita dudas acerca de la confiabilidad del material e insinúa que Fuera de este mundo está fuera de tono.*

👍 *Para popularizar la utilización de metáforas es preciso que el autor posea un conocimiento profundo del material. Lograr este objetivo a lo largo de unas 300 páginas, sin utilizar ecuaciones, constituye un desafío de orden mayor de modo que quizás no sorprenda que Webb no siempre salga airoso.*

Close F: Nature 432, no. 7015
(18 de noviembre de 2004): 277.



Una historia concisa de la física solar y estelar

Jean-Louis Tassoul y Monique Tassoul
Princeton University Press
41 William Street
Princeton, Nueva Jersey 08540 EUA
2004. 282 páginas. \$39.95
ISBN 0-691-11711-X

Escrito por dos respetados astrofísicos teóricos, este libro ofrece un panorama global de la historia de las ideas acerca del sol y las estrellas, desde la antigüedad hasta los tiempos modernos. Destinado a alumnos y profesores de astronomía, sirve también como referencia para astrónomos en ejercicio de su profesión y para cualquier lector científicamente curioso.

Contenido:

- La era de los mitos y las especulaciones
- Tres siglos de descubrimientos ópticos: 1610-1910
- La época de los pioneros: 1840-1910
- Los años formativos: 1910-1940
- La edad de oro: 1940-1970
- La era de la especialización: 1970-
- Epílogo
- Apéndices, Bibliografía, Índices

👍 *Se trata en gran parte de un trabajo académico, que no escatima en detalles matemáticos e incluye extensivas referencias a investigadores originales y sus obras. Sin embargo, la redacción es clara y resulta accesible para quienes no son especialistas en este campo (si bien se espera un nivel razonable de instrucción científica). Para destacar el hecho de que las personas generan el avance y la historia de las ciencias, se incluyen breves biografías y fotografías de diversos actores clave... Los autores han logrado comprimir una asombrosa cantidad de información dentro de un texto relativamente escueto, que espero sirva como referencia estándar por varios años.*

Green WR: The Leading Edge 23, no. 11
(Noviembre de 2004): 1201.

