

# Oilfield Review

Invierno de 2003/2004

Yacimientos de metano en capas de carbón

Tratamientos de refracturamiento

Construcción de pozos de gas

**Schlumberger**



## Grandes expectativas para el gas natural

En las próximas décadas, el mundo afrontará dos asuntos energéticos cruciales: la necesidad de contar con más electricidad y de disponer de más energía líquida para alimentar los motores de combustión interna. Estas nuevas necesidades surgen a raíz de un crecimiento esperado de la población mundial y de la creciente demanda de energía en los países en desarrollo. El gas natural desempeña un rol importante en lo que respecta a la satisfacción de esas necesidades, tanto en la generación de electricidad como en el suministro de más combustible para automóviles, aeronaves, camiones, autobuses, trenes y embarcaciones.

Cuando la producción proveniente de campos petroleros convencionales alcance su punto máximo y comience a declinar, el mundo recurrirá al gas natural y al petróleo pesado para satisfacer la creciente demanda de combustible líquido. El gas natural será un favorito seguro porque puede ser utilizado como combustible en forma gaseosa o transformarse en líquido para reemplazar a la gasolina, el diesel o el combustible de las aeronaves. La combustión del gas natural en cualquiera de las dos formas es menos perjudicial para el medio ambiente que la combustión de los combustibles líquidos refinados a partir del petróleo crudo convencional o del petróleo crudo pesado.

Los suministros de gas natural son suficientes para satisfacer la demanda de las próximas cinco décadas. Según las estadísticas de BP, ([www.bp.com](http://www.bp.com)), el mundo posee en este momento aproximadamente 5500 trillones de pies cúbicos (Tpc) [156 trillones de m<sup>3</sup>] de reservas comprobadas de gas. Juntas, Europa y Eurasia albergan aproximadamente un 40% de las reservas totales de gas, y Medio Oriente tiene un 36%. En el año 2002, el consumo mundial de gas natural fue de unos 88 Tpc [2.5 trillones de m<sup>3</sup>], de los cuales 28 Tpc [0.8 trillones de m<sup>3</sup>] (31%) se utilizaron en América del Norte y 36 Tpc [1.0 trillón de m<sup>3</sup>] (41%), en Europa y Eurasia. Con la tasa de consumo actual, las reservas conocidas de gas natural durarán unos 50 años.

La industria del petróleo y el gas ha hecho mucho menos en la exploración de gas natural que en la exploración de petróleo. Recién ahora está comenzando a buscar gas natural en areniscas gasíferas de baja permeabilidad, vetas de carbón e hidratos de gas—no existe escasez de lugares para perforar ni faltan nuevas tecnologías para desarrollar esos recursos. Cuando la industria comience a enfocarse en el gas natural, podremos esperar que el volumen conocido de reservas de gas exceda con creces el actual volumen de reservas comprobadas. Se espera que dichos descubrimientos de reservas futuros aporten suficiente gas natural como para alimentar al mundo por muchas décadas más. No obstante, para poder llevar al mercado los nuevos suministros de gas, la industria debe perforar muchos más pozos y mejorar sustancialmente la tecnología, el transporte y la infraestructura.

La capacidad de utilizar gas natural para la generación de electricidad o para combustibles líquidos dependerá del desarrollo de tecnología de conversión de gas a líquidos (véase “Conversión de gas natural a líquidos,” *página 34*) y de asun-

tos relacionados con el transporte. Por otra parte, habrá que desarrollar nuevas tecnologías e infraestructura de gas natural licuado para trasladar los suministros de gas no desarrollados al mercado, donde este recurso pueda generar electricidad o incorporar más volúmenes de gas a los sistemas de gasoductos existentes.

Evidentemente, las inquietudes respecto del gas natural no están relacionadas solamente con la perforación, la adquisición de registros, o la terminación de pozos, si bien se necesitan mejores tecnologías en todas estas áreas. La cuestión principal es cómo transportar al mercado los depósitos de gas natural existentes, en forma provechosa y a precios competitivos. Esto conduce al concepto del *ciclo del gas*, que incluye todas las tecnologías y negocios requeridos para descubrir, desarrollar, producir, transportar, almacenar, distribuir y utilizar el gas natural. En las décadas futuras, nuestra industria necesitará incrementar sus capacidades de descubrimiento, desarrollo y producción de gas natural, concentrándose aún más en el transporte, almacenamiento, distribución y utilización de este recurso para garantizar que el producto llegue al mercado en forma eficaz y económica.

Schlumberger ha comprometido más del 20% de sus erogaciones en términos de investigación e ingeniería para el desarrollo de las tecnologías que necesitan sus clientes para hallar, desarrollar y producir gas natural. Como ejemplo podemos mencionar dos proyectos relacionados con los artículos de este número, donde Schlumberger participa activamente en la optimización de la estimulación de yacimientos de metano en capas de carbón (véase “Producción de gas natural a partir del carbón,” *página 8*) y además está desarrollando el cemento flexible avanzado FlexSTONE\* para aplicaciones a altas temperaturas (véase “Del lodo al cemento: construcción de pozos de gas,” *página 70*). Trabajando junto a sus clientes, Schlumberger se ha comprometido a desempeñar un rol de liderazgo en la “Edad de Oro del Gas Natural” venidera.



**Stephen A. Holditch**  
Miembro Erudito de Schlumberger

Stephen A. Holditch es Miembro Erudito de Schlumberger y gerente principal del segmento de gas natural y petróleo pesado de la compañía, además de asesor de producción e ingeniería de yacimientos. En 1977, creó S. A. Holditch & Associates, Inc., empresa que fue adquirida por Schlumberger en 1997. Después de ocupar diversos cargos en la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE, por sus siglas en inglés), fue designado presidente de la SPE en 2002. La SPE lo ha distinguido con el premio John Franklin Carll y el premio Lester C. Uren en 1994 en reconocimiento a los logros alcanzados en tecnología de ingeniería petrolera por un miembro de menos de 45 años. También fue acreedor al premio al Liderazgo Industrial ASME Rhodes. Stephen fue elegido miembro de la Academia Nacional de Ingeniería, la Academia Rusa de Ciencias Naturales y la Academia de Ingeniería de Petróleo de Graduados Ilustres de la Universidad A&M de Texas, College Station, Texas, EUA, donde se desempeña actualmente como Profesor Emérito de ingeniería petrolera. Autor de más de 100 artículos técnicos, Stephen obtuvo su doctorado en ingeniería petrolera de la Universidad A&M de Texas.

\* Marca de Schlumberger.

# Oilfield Review

**Editor ejecutivo y editor de producción**  
Mark A. Andersen

**Editor consultor**  
Lisa Stewart

**Editores senior**  
Gretchen M. Gillis  
Mark E. Teel

**Editores**  
Matt Garber  
Don Williamson

**Colaboradores**  
Rana Rottenberg  
Malcolm Brown  
Julian Singer

**Diseño y producción**  
**Herring Design**  
Steve Freeman

**Ilustraciones**  
Tom McNeff  
Mike Messinger  
George Stewart

**Impresión**  
**Wetmore Printing Company**  
Curtis Weeks

**Traducción y producción**  
**LincED Int'l. y LincED Argentina, S.A.**  
E-mail: [mail@lincd.com](mailto:mail@lincd.com);  
<http://www.lincd.com>

**Edición**  
Antonio Jorge Torre

**Subedición**  
Nora Rosato

**Diagramación**  
Diego Sánchez  
Pablo Rojas

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



## En la portada:

Líneas colectoras transportan el gas natural hasta una estación de bombeo situada en Farmington, Nuevo México, EUA. La estación separa el líquido del gas, que luego es comprimido para el transporte a través de gasoductos.

## 4 Un dinámico mercado global del gas

¿Está experimentando el mundo una nueva edad de oro del gas natural? Para responder a esta pregunta, presentamos nuevos datos sobre la situación del emergente mercado global de gas.

## 8 Producción de gas natural a partir del carbón

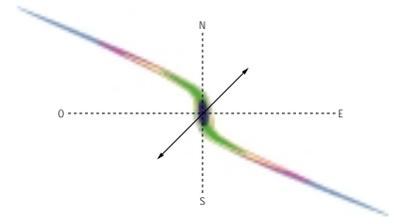
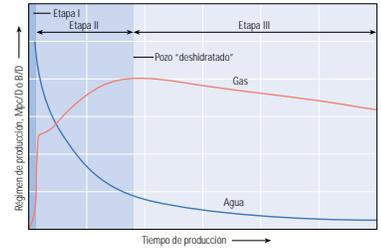
Después de casi dos décadas, se renueva el interés en la perforación de pozos de metano en capas de carbón. Con la evolución de los mercados del gas y el avance de las tecnologías, han surgido nuevas áreas de actividades en todo el mundo. Los yacimientos de metano en capas de carbón son poco comunes; sus propiedades y su comportamiento varían significativamente tanto en la escala regional como en la escala local. En este artículo, se examina qué hace a estos yacimientos tan diferentes de otros yacimientos de gas, y se evalúan los métodos utilizados por las compañías operadoras y los proveedores de servicios para comprender y explotar mejor este recurso no convencional.

## 34 Conversión de gas natural a líquidos

La conversión química del gas natural en productos de hidrocarburos líquidos posee gran potencial para llevar al mercado las reservas de gas no explotadas ni desarrolladas. Conozca más acerca de los desafíos y las recompensas potenciales de la tecnología de conversión de gas a líquidos.

## 42 Operaciones de refracturamiento hidráulico

Las operaciones de refracturamiento hidráulico mejoran la productividad del pozo e incrementan la recuperación de reservas. Este artículo analiza algunas de las razones del éxito de las operaciones de refracturamiento, incluyendo la reorientación de las nuevas fracturas hidráulicas debido a las cambiantes condiciones de los esfuerzos después de un tratamiento inicial y de un período de producción. Se presentan las conclusiones de un estudio de operaciones de refracturamiento de dos años de duración y los resultados de las posteriores pruebas de campo. Ejemplos concretos provenientes de EUA y Canadá demuestran la selección de candidatos, la implementación de los tratamientos y el mejoramiento de la productividad del pozo.



### Enlaces de interés:

Schlumberger  
[www.slb.com](http://www.slb.com)

Archivo del *Oilfield Review*  
[www.slb.com/oilfieldreview](http://www.slb.com/oilfieldreview)

Glosario del *Oilfield Review*  
[www.glossary.oilfield.slb.com](http://www.glossary.oilfield.slb.com)

### Dirigir la correspondencia editorial a:

*Oilfield Review*  
225 Schlumberger Drive  
Sugar Land, Texas 77478 USA  
(1) 281-285-7847  
Facsímile: (1) 281-285-8519  
E-mail: [andersen@sugar-land.oilfield.slb.com](mailto:andersen@sugar-land.oilfield.slb.com)

### Dirigir las consultas de distribución a:

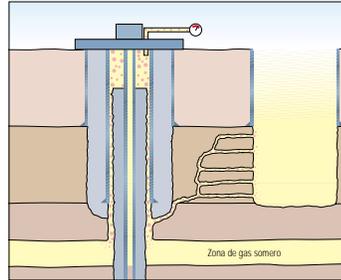
Jesús Mendoza Ruiz  
Teléfono: (52) 55 5263 3010  
Facsímile: (52) 55 5263 3191  
E-mail: [jesus@mexico-city.oilfield.slb.com](mailto:jesus@mexico-city.oilfield.slb.com)

## 60 Análisis de hidrocarburos en el pozo

El análisis de fluidos rápido y preciso reduce la impredecibilidad asociada con el desarrollo de campos petroleros. Este artículo analiza los avances acaecidos en términos de análisis de petróleo y gas en el fondo del pozo, destacando ejemplos de campo de Medio Oriente y el Mar del Norte.

## 70 Del lodo al cemento: construcción de pozos de gas

El proceso de perforación de pozos de gas—desde la selección del lodo hasta la cementación—puede ser dificultoso en su totalidad. Un alto porcentaje de pozos en los Estados Unidos, Canadá y otras partes de todo el mundo, muestra señales de fugas de gas mucho tiempo después de la terminación. Este artículo demuestra cómo la integración de los procesos de construcción de pozos permite minimizar el potencial de fugas de gas en el espacio anular.



## 86 Colaboradores

## 90 Próximamente en

## 91 Nuevas Publicaciones

### Consejo editorial

Abdulla I. Al-Daalouj  
*Saudi Aramco*  
*Udhailiyah, Arabia Saudita*

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

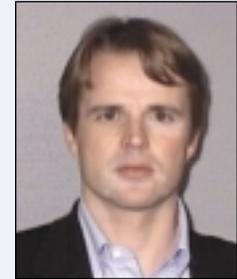
George King  
*BP*  
*Houston, Texas*

David Patrick Murphy  
*Shell Technology E&P Company*  
*Houston, Texas*

Eteng A. Salam  
*PERTAMINA*  
*Yakarta, Indonesia*

Sjur Talstad  
*Statoil*  
*Stavanger, Noruega*

Richard Woodhouse  
*Consultor independiente*  
*Surrey, Inglaterra*



*Oilfield Review* tiene el agrado de dar la bienvenida a Sjur B. Talstad como nuevo integrante de su consejo editorial. Sjur es Vicepresidente Senior de Exploración y Explotación de Statoil ASA en Stavanger, Noruega. Es quien establece la orientación de la tecnología y el desarrollo de la tecnología de la información en estudios del subsuelo y lidera redes técnicas y de subsuelo en toda la compañía Statoil. El trabajo de Sjur abarca todos los activos de Statoil dentro de exploración, desarrollo y operaciones de campos petroleros, e incluye responsabilidades en lo que respecta a garantía de implementación de las mejores prácticas, aseguramiento de la calidad y soporte en la toma de decisiones. Ingresó en Statoil en 1986 como ingeniero de yacimientos y durante los años siguientes asumió responsabilidades cada vez más importantes en Azerbaiyán, el Mar del Norte y Venezuela. Obtuvo sendas maestrías en tecnología del petróleo y economía industrial del Instituto Noruego de Tecnología de Trondheim, Noruega.

*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 América.

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

© 2004 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.

# Un dinámico mercado global del gas

El gas natural ha recorrido un largo camino desde la época en que sólo era un subproducto de la exploración petrolera, una molestia que se eliminaba quemándolo. Dentro de una generación, podría convertirse en el combustible más importante del mundo debido a su abundancia, limpieza y diversidad de aplicaciones.

Se espera que en los próximos 50 años, la demanda general de energía proveniente del petróleo, el gas y otras fuentes llegue a ser más del doble que la actual. Además, habrá cambios masivos en el modelo de demanda. Hoy en día, Estados Unidos, Canadá y Europa consumen cerca de la mitad de la energía mundial, mientras que la región del Pacífico Asiático utiliza una cuarta parte de la misma. Es probable que esas posiciones de consumo se reviertan en la próxima mitad del siglo XXI.<sup>1</sup> La composición de la oferta de energía también está cambiando y ahora los observadores esperan que el mundo consuma más gas que petróleo para el año 2025 (arriba, a la derecha). La industria del gas quizás tenga que proveer entre dos y tres veces más gas en los próximos 30 años que desde 1970.<sup>2</sup>

Según un estudio de BP, el mundo cuenta con unos 156 trillones de m<sup>3</sup> [5500 trillones de pies cúbicos (Tpc)] de reservas comprobadas de gas natural.<sup>3</sup> De este recurso mundial, aproximadamente un 31% se halla en Rusia, 36% en Medio Oriente y 8% en la región del Pacífico Asiático (próxima página, arriba). El consumo actual es de unos 2.5 trillones de m<sup>3</sup> [88 Tpc] por año, y la demanda crece rápidamente, sobre todo en la región del Pacífico Asiático donde muchos países continúan arremetiendo con programas de industrialización que implican un uso intensivo de energía.<sup>4</sup>

Un motivo clave para la creciente demanda de gas es que se quema en forma más limpia que otros combustibles fósiles. Una central térmica de gas suele emitir mucho menos dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno que las alimentadas a carbón o petróleo. La limpieza del gas lo torna particularmente atractivo para quienes intentan reducir, al mínimo nivel posible, el impacto ambiental de la utilización de energía. Se predice que la economía china, por ejemplo, crecerá entre un 6 y un 8% por

año, lo que sugiere que en el futuro China necesitará mucha más energía. Si bien están decididos a lograr un crecimiento rápido, los chinos también son conscientes de los problemas ambientales de su país. Han resuelto reducir su dependencia con respecto al carbón. En ese sentido, el consumo de gas en China podría aumentar siete veces en los próximos 20 años.<sup>5</sup>

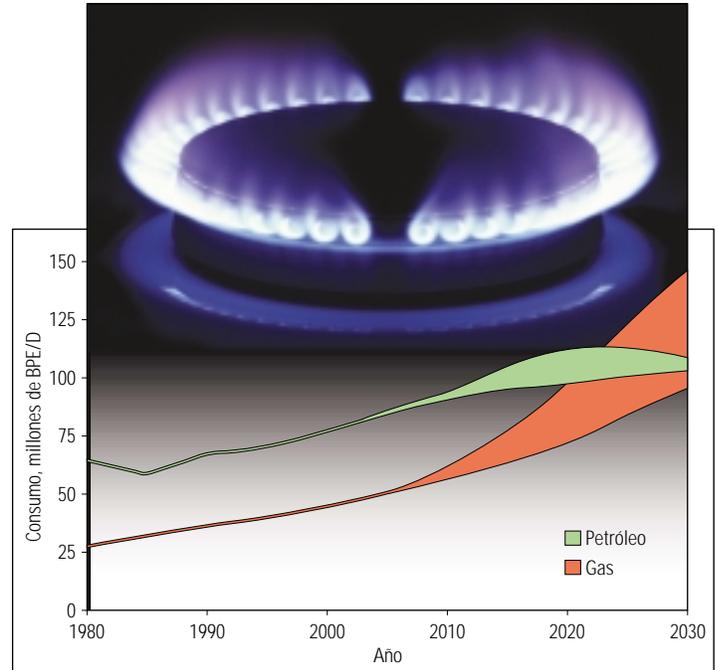
## Gas aún más verde

El gas ya es más verde—es decir, más amigable desde el punto de vista ambiental—que los otros combustibles fósiles principales, petróleo y carbón; pero la tecnología está contribuyendo a que se torne aún más amigable con el medio ambiente. Se está desarrollando una tecnología de conversión de gas a líquidos (GTL, por sus siglas en inglés) para convertir el gas natural en combustibles líquidos ultralimpios (véase “Conversión de gas natural a líquidos,” página 34). Cuando los combustibles convertidos por GTL se utilizan en motores convencionales, sólo producen una fracción de las emisiones generadas por la gasolina común o los combustibles diesel.

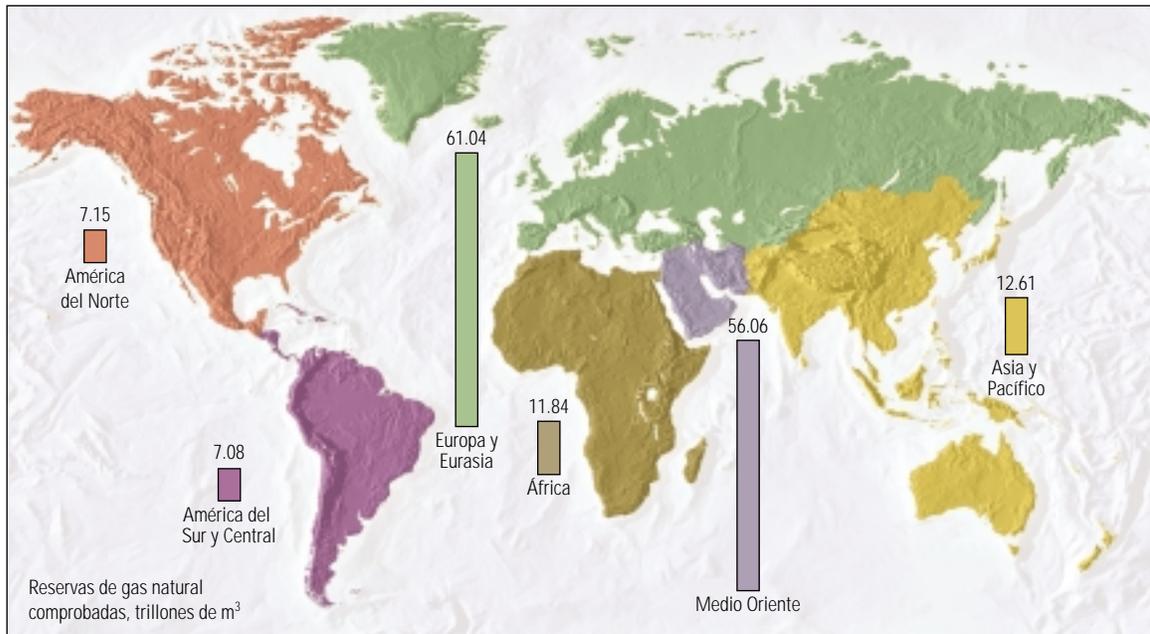
El proceso GTL utiliza una versión moderna del proceso Fischer-Tropsch, que se desarrolló en la década de 1920, y consta de tres pasos:

1. Por oxidación parcial del material portador de carbono, conversión del gas natural en gas de síntesis, una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono.
2. Producción de petróleo sintético a partir del gas de síntesis en un reactor Fischer-Tropsch.
3. Mejoramiento del petróleo sintético para producir un producto final, tal como combustible diesel o gasolina con bajo contenido de azufre.<sup>6</sup>

Actualmente las únicas dos plantas comerciales de GTL son la planta de Shell en Bintulu, Malasia, y la de PetroSA en Sudáfrica. Tienen una capacidad combinada de 6760 m<sup>3</sup>/d [42,500 barriles por día (B/D)] provenientes de fuentes de gas convencionales. Otras dos plantas sudafricanas proveen un volumen adicional de 25,400 m<sup>3</sup>/d [160,000 B/D] proveniente de gas derivado del carbón (para más información sobre gas en capas de carbón, véase “Producción de gas natural a partir del carbón,” página 8). Algunas estimaciones sugieren que dentro de cinco años podría haber como mínimo 14 plantas en 10 países, con una capacidad combinada de casi 111,300 m<sup>3</sup>/d [700,000 B/D].<sup>7</sup> La producción de hidrocarburos líquidos podría utilizarse directamente en vehículos o mezclarse con otros combustibles.



^ Consumo esperado de petróleo y gas natural. Algunos especialistas consideran que el consumo de gas superará al de petróleo aproximadamente para el año 2025, si se lo expresa en unidades de barriles de petróleo equivalente por día (BPE/D). Las estimaciones a futuro indican rangos de predicción. (Adaptado de Watts, referencia 1.)



^ Reservas de gas natural comprobadas a fines de 2002, por región. Rusia tiene aproximadamente el 78% de las reservas de Europa y Eurasia. Medio Oriente es la otra región que contiene grandes reservas de gas natural. (Adaptado de *BP Statistical Review of World Energy 2003*, referencia 3.)

Aunque el gas natural es actualmente un recurso energético por derecho propio, gran parte del gas asociado con la producción de petróleo se sigue quemando. El quemado de gas natural es nocivo para el medio ambiente. En su conjunto, la industria quema o vende unos 93,000 millones de m<sup>3</sup> [3.25 Tpc] de gas por año, gas que podría aprovecharse.<sup>8</sup> Por ejemplo, si el gas que actualmente se quema en África se utilizara como fuente de energía, podría satisfacerse casi la mitad de las necesidades energéticas de todo el continente.<sup>9</sup> Para investigar y solucionar este problema que afecta a todos los países, el Banco Mundial en colaboración con varios gobier-

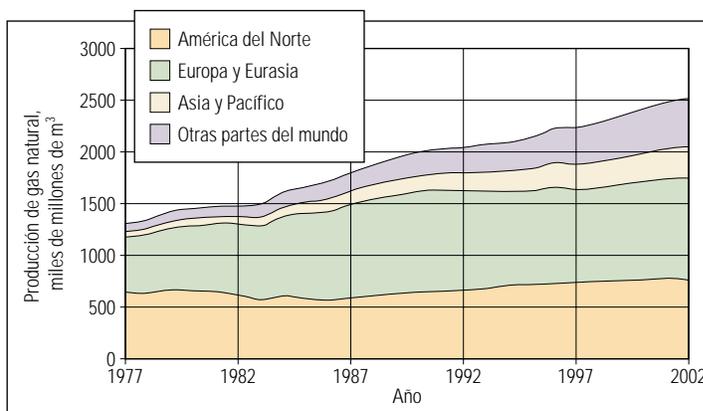
nos y compañías petroleras ha lanzado la Asociación Global para la Reducción de las Operaciones de Quemado. El propósito de esta iniciativa es limitar el quemado y utilizar el gas de otras formas. Dentro de las compañías que se han incorporado a la asociación se encuentran BP, Shell, ChevronTexaco, Total y Sonatrach. Entre los gobiernos miembro se encuentran los de Angola, Camerún, Ecuador, Nigeria, Noruega y EUA.<sup>10</sup>

### ¿De un mercado regional a otro global?

Como el gas es difícil de transportar, casi el 80% de la actual demanda de gas es satisfecha por suministros provenientes de pozos que se hallan dentro

del propio país del consumidor final; pero si la demanda sigue creciendo con rapidez, ese panorama cambiará (abajo, a la izquierda).

El gas deberá ser transportado a lo largo de mayores distancias y a través de las fronteras. Para el año 2030, según estimaciones, menos de la mitad de la demanda será satisfecha por suministros locales.<sup>11</sup> Las importaciones a través de gasoductos podrían aumentar al doble de su volumen actual. Las importaciones de gas natural licuado (GNL), líquido obtenido al enfriar el gas hasta alcanzar -162°C [-259°F] para que ocupe sólo un 1/600avo del volumen original ocupado por el gas, podría quintuplicarse.<sup>12</sup> Cada vez son más los paí-

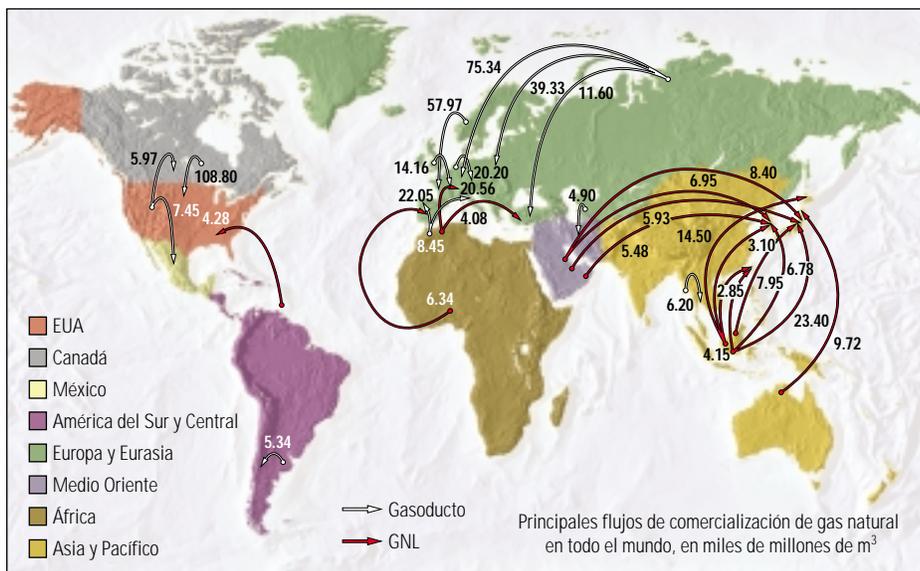


^ Distribución de la producción de gas natural por región. Durante este período, el consumo de gas natural mostró una tendencia similar, porque la mayor parte del gas se consumía en su lugar de producción. No obstante, se espera que el comercio entre regiones aumente en el futuro. (Adaptado de *BP Statistical Review of World Energy 2003*, referencia 3.)

1. Watts P: "Building Bridges—Fulfilling the Potential for Gas in the 21st Century," ponencia presentada en el Congreso Mundial del Gas, Tokio, Japón, 3 de junio de 2003, [www.shell.com/static/mediaen/downloads/speeches/PBWwgc03062003.pdf](http://www.shell.com/static/mediaen/downloads/speeches/PBWwgc03062003.pdf)
2. Watts, referencia 1.
3. *BP Statistical Review of World Energy 2003*. Londres, Inglaterra: BP (Junio de 2003): 20. Factor de conversión BP utilizado para esta estadística.
4. Estudio de BP, referencia 3: 25.
5. Watts, referencia 1.
6. Cottrill A: "GTL Seeking Its Big Break into Stardom," *Upstream* (8 de marzo de 2002): 24–25.
7. Thackeray F: "Gas-to-Liquids Prospects: GTL in 2007," *Petroleum Review* (Enero de 2003): 18–19.
8. US Energy Information Agency, "World Natural Gas Production, 2000," [www.eia.doe.gov/pub/international/ieapdf/t04\\_01.pdf](http://www.eia.doe.gov/pub/international/ieapdf/t04_01.pdf)
9. Comunicado de prensa del Banco Mundial, 30 de agosto de 2002, [www.ifc.org/ogmc/pdfs/Partnership PressRelease.pdf](http://www.ifc.org/ogmc/pdfs/Partnership PressRelease.pdf)
10. Banco Mundial, referencia 9.
11. Watts, referencia 1.
12. Watts, referencia 1.

ses que pasan a ser productores importantes de GNL, incluyendo Egipto y Noruega, y es posible que se presenten nuevos proyectos de suministro de GNL en Angola, Irán y Venezuela. La diversificación de los suministros aumentará el atractivo del gas natural para los clientes. Se sentirán más seguros porque no dependerán de un solo proveedor.<sup>13</sup> Los suministros de GNL pueden estar alejados del cliente (derecha). En el año 2002, por ejemplo, Japón importó cargamentos de GNL de Abu Dhabi, Omán y Qatar, además de obtener suministros de GNL de áreas de Asia y el Pacífico. El principal suministro de GNL para EUA provenía de Trinidad y Tobago, pero EUA también tomaba entregas de Argelia, Brunei, Malasia, Nigeria, Omán y Qatar.<sup>14</sup>

Se ha debatido mucho si el gas podría en última instancia llegar a ser un producto básico de comercialización global como el petróleo. La mayor parte del petróleo mundial se comercializa internacionalmente y los precios son más o menos equivalentes en todas partes. El gas natural, por el contrario, se comercializa en el nivel regional o incluso local, y los precios varían sustancialmente según el lugar. El debate sobre la globalización ha sido incentivado por varios factores, incluso por el aumento de la cantidad de cargamentos de GNL transportados a través de largas distancias y la rápida expansión de la flota de transportistas de GNL. Los problemas de mantenimiento recientemente experimentados en una central nuclear propiedad de Tokyo Electric Power Company llevaron a sugerir que la compañía podría procurar suministros de GNL adicionales, como fuente energética sustituta provisoria.<sup>15</sup> Cualquiera de



▲ Principales movimientos comerciales para el gas natural en 2002. El gas recorre distancias cada vez más vastas: por gasoductos y como cargamentos de gas natural licuado (GNL). La mayor parte de los despachos de gas actuales, que aquí se indican en miles de millones de metros cúbicos, se mantienen dentro de dos o tres grandes regiones. (Adaptado de *BP Statistical Review of World Energy 2003*, referencia 3.)

esas transacciones podría incidir sobre los suministros para otros grandes consumidores, tales como EUA.

Los analistas tienden a considerar que el mundo comprende dos bloques principales de comercialización de gas: la región del Pacífico Asiático y la Cuenca Atlántica, que abarca desde Estados Unidos hasta Europa y África. Algunos especialistas consideran que Europa es un tercer bloque independiente; pero las agrupaciones específicas no son importantes. Resulta más importante la afirmación de ciertos analistas de que aunque la mayor parte del comercio de GNL se ha desarrollado dentro de bloques regionales, la futura comercialización se realizaría esencialmente entre bloques. Si eso ocurre, arguyen, los precios vigentes en las distintas partes del mundo convergirán entre sí y en definitiva el GNL y el gas natural en general podrían llegar a ser productos básicos globales.

Tanto si esa revolución estuviera aún por producirse como si recién tuviese lugar dentro de 20 años, los analistas coinciden en lo que respecta a los factores que la limitan. En primer lugar, la comercialización del GNL está dominada por contratos de largo plazo, lo que implica que la mayor parte del GNL es recomendado y no puede ser simplemente evitado en respuesta a los precios; a menos que los contratos se reestructuren sustancialmente. No obstante, hay que recordar que en las décadas de 1960 y 1970 la mayor parte del gas natural en EUA también se vendía a través de contratos de largo plazo. Esa práctica

cambió rápidamente en la década de 1980 cuando se produjo un gran incremento de la demanda y de los precios del gas.

En segundo lugar, la determinación de precios no es transparente; sobre todo debido a la índole contractual del negocio. Un cliente potencial no puede simplemente conectarse a una bolsa de valores para conocer los últimos precios en todo el mundo. Servicios tales como el transporte, almacenamiento y distribución del gas natural también se agrupaban en el mercado de gas estadounidense en las décadas de 1960 y 1970. Una vez que el gobierno de EUA separó estas actividades comerciales, reinó la competencia y los costos de cada parte del negocio no tardaron en evidenciarse.

El tercer y principal factor: se requeriría realizar una gran inversión en infraestructura para que el comercio interregional fuese factible. Habría que construir plantas de licuefacción para convertir el gas en líquido de baja temperatura y se necesitarían equipos de regasificación en los puertos de ingreso para transformar el GNL nuevamente en gas.

### Reservas de gas no desarrolladas

El gas natural puede ser abundante, pero más de un tercio de las reservas globales de gas se clasifican como *no desarrolladas*.<sup>16</sup> Reservas no desarrolladas son aquellas que han sido descubiertas pero no desarrolladas porque se encuentran demasiado distantes o son demasiado pequeñas para justificar su explotación. Hasta hace poco,

13. Cook L: "Liquefied Gas natural—Realising the Potential," ponencia presentada en la Conferencia Mundial del Gas, Tokio, Japón, 5 de junio de 2003, [www.shell.com/home/html/iwgen/downloads/lindacookwgc3.pdf](http://www.shell.com/home/html/iwgen/downloads/lindacookwgc3.pdf)

14. Poter y Socios: "2002: Global GNL Imports Reach Nearly 111 MMt," *Market Opinion*, 21 de marzo de 2003, [www.poter.com](http://www.poter.com)

15. Comunicado de prensa de Tokyo Electric Power Company: "Investigation of Maintenance Work at TEPCO's Nuclear Power Plants," 29 de agosto de 2002, "Conclusion of a Heads of Agreement on GNL Purchase under the Sakhalin II Project," 19 de mayo de 2003, y "Official Participation in Darwin GNL Project," 30 de junio de 2003, [www.tepco.co.jp/corp-com/press/index-e.html](http://www.tepco.co.jp/corp-com/press/index-e.html)

16. Thackeray F y Leckie G: "Stranded Gas: A Vital Resource," *Petroleum Economist* 69, no. 5 (Mayo de 2002): 10.

17. DeLuca M: "Thinking Big, Delving Deeper," *Offshore Engineer* (Abril de 2002): 24.  
Carré G, Pradié E, Raymondeau M, Christie A, Delabroy L, Greeson B, Watson G, Fett D, Piedras J, Jenkins R, Schmidt D, Kolstad E, Stimat G y Taylor G: "Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas," *Oilfield Review* 14, no. 4 (Primavera de 2003): 38–53.

18. 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.

19. Kvenvolden K: "Gas Hydrates—Geological Perspective y Global Change", *Reviews of Geophysics* 31, no. 2. (Mayo de 1993): 173–187.

eso habría significado el final de la historia. Sin embargo, actualmente las compañías con reservas no desarrolladas investigan formas de llevar el gas al mercado. Hay dos maneras de hacerlo: montar instalaciones de GNL en una barcaza o utilizar unidades flotantes de GTL.

Shell es una de las compañías líderes en el desarrollo de instalaciones flotantes de GNL (FLNG, por sus siglas en inglés). Una operación de una FLNG representa una opción que Shell y sus socios estudian para explotar los grandes campos de gas de Sunrise en el Mar de Timor, la extensión de agua que se halla entre el norte de Australia y la Isla de Timor. Aún no hay acuerdo entre Shell y sus socios en cuanto a si una embarcación FLNG constituye la mejor opción para desarrollar el campo que tiene un volumen de reservas de más de 230,000 millones de m<sup>3</sup> [8 Tpc]. No obstante, si se seleccionase la opción de FLNG, una barcaza permanecería anclada en Sunrise como mínimo durante 20 años. Una vez licuado en la barcaza, el gas sería trasladado a los transportistas especializados.

En el futuro, las nuevas tecnologías pueden ayudar a transformar el gas no desarrollado para que deje de ser un pasivo—gas que tendría que ser quemado o reinyectado—y pase a ser un activo vendible. Sin embargo, el producto sigue teniendo todas las limitaciones del GNL, aparte de que su lugar de producción pueda distar de los mercados a los que se apunta. Para hacer que la comercialización del GNL constituya un mercado global viable, hay que desarrollar costosas cadenas de suministro, que insumen mucho tiempo. Una alternativa es convertir el gas no en GNL, sino directamente en productos líquidos de primera calidad mediante la tecnología GTL a bordo de una embarcación. Esos productos GTL contarían con mercados locales y regionales disponibles.

### Gas profundo

Las dificultades físicas que se suscitan cuando se encuentra gas en aguas profundas son las mismas que surgen para hallar petróleo en aguas profundas. Sin embargo, el desarrollo del campo de gas y la colocación del gas en el mercado a un precio razonable plantea problemas especiales. El proyecto Canyon Express, en el Golfo de México, puede constituir un plan maestro para la explotación de un grupo de campos pequeños. Dicho proyecto, que se puso en marcha a comienzos de este año, utiliza una red colectora en común para tomar el gas proveniente de los campos que poseen tres compañías diferentes: Total, BP y Marathon.<sup>17</sup> Compartir la infraestructura permite reducir costos para cada compañía.

Los equipos de exploración no sólo están perforando en aguas más profundas, sino que están volviendo a visitar áreas en aguas más someras de la plataforma continental del Golfo de México, perforando allí a mucha mayor profundidad. La sección de agua somera del Golfo de México, de menos de 300 m [1000 pies] de profundidad, está salpicada de pozos y en general se considera un área en declinación. Sin embargo, el Servicio de Administración de Minerales (MMS) del Departamento del Interior de EUA considera que puede haber unos 300,000 millones de m<sup>3</sup> [10.5 Tpc] de gas natural a profundidades mucho mayores, en la misma área.

El gobierno de EUA propuso incentivos financieros a las compañías para que perforaran a mayores profundidades dentro de la región. Conforme a esta propuesta, el MMS dispondría la suspensión de la vigencia de regalías cuando las compañías se arriesgaran a explorar y desarrollar yacimientos profundos de gas en áreas de aguas someras que ya hubieran arrendado. Se considera que un 60% de los 300,000 millones de m<sup>3</sup> de gas nuevo estimados se halla debajo de los arrendamientos existentes, correspondiendo el resto a bloques actualmente no arrendados. La compañía El Paso Production, con experiencia en perforación de pozos de gas de gran profundidad, en tierra, ya ha perforado pozos profundos en el Golfo de México y para el año 2003 estaba produciendo 9.7 millones de m<sup>3</sup>/d [340 millones de pc/D] provenientes de cinco pozos que explotan areniscas a profundidades de 5360 m a 5790 m [17,600 pies a 19,000 pies]. Una ventaja para las compañías que trabajan en el área es que la infraestructura construida para descubrimientos en aguas someras a lo largo de los años sigue estando en su sitio. Los nuevos pozos profundos también pueden utilizar estas instalaciones, manteniendo bajos los costos.

### Hidratos de gas

Por más cuidado que tengan los operadores para reducir sus costos al mínimo nivel posible, a la larga, las fuentes tradicionales de hidrocarburos dejarán de ser suficientes para satisfacer la demanda energética mundial. Teniendo en cuenta esta realidad, varios grupos de investigación de EUA y de otros países están examinando la posibilidad de extraer gas de los hidratos naturales.<sup>18</sup> Los hidratos son cristales huecos de moléculas de agua, tipo caja, que encierran una única molécula de gas, pero que lo hacen sin enlace químico. La industria de exploración y producción ha sido consciente por mucho tiempo de que los hidratos constituyen un problema más que un recurso. Los

### Unidades de volumen de gas

En este número de la revista, las unidades de volumen de gas se presentan en pies cúbicos estándar (pc) a 60°F y 14.696 lpc y en metros cúbicos estándar a 15°C y 100 kPa, según la norma de la SPE, salvo cuando se indica otra cosa. El factor de conversión utilizado es 0.0286364 m<sup>3</sup>/pc.

hidratos de tipo hielo se forman dentro de los gasoductos tendidos en aguas profundas o en las regiones árticas y los taponan. Para evitar su formación se utilizan inhibidores químicos.

Los científicos e ingenieros ahora consideran que los hidratos naturales, que se hallan en sedimentos oceánicos y en sedimentos que subyacen a la capa de suelo congelada permanente del Ártico, podrían llegar a constituir una importante fuente de hidrocarburos. Si estos hidratos pudiesen desarrollarse en forma rentable desde el punto de vista económico, el mundo contaría con una enorme fuente de energía. Los depósitos de hidratos de metano se han ubicado en casi todas las áreas del mundo donde las profundidades del agua superan los 1000 pies, la temperatura del fondo marino es inferior a 10°C [50°F] y el área es potencialmente gasífera. También se han descubierto grandes depósitos de hidratos de gas naturales en las regiones árticas de Alaska, EUA, Canadá y Rusia.

Una estimación de las reservas mundiales sugiere que puede haber hasta 20 mil trillones de m<sup>3</sup> [700,000 Tpc] de gas inmovilizado en los hidratos.<sup>19</sup> Si sólo una pequeña parte del gas de los hidratos fuese recuperable, sería suficiente para abastecer las necesidades energéticas mundiales durante centenares de años. Una sustancia que ahora es considerada problemática podría terminar siendo la fuente de energía que sostiene a la sociedad.

### Combustible del futuro

La provisión de energía seguirá estando dominada por los hidrocarburos a lo largo del futuro predecible. Dentro de la mezcla de fuentes de energía, es probable que el gas natural desempeñe un papel cada vez más importante. En algún momento dentro de los próximos 25 años, el mundo podría empezar a consumir más gas que petróleo. Sin embargo, desarrollar todo el potencial del gas requerirá gran imaginación tecnológica y un esfuerzo constante para hallar formas de reducir los costos de producción y transporte. —MB

# Producción de gas natural a partir del carbón

**John Anderson**  
**Mike Simpson**  
*Nexen de Canadá Ltda.*  
*Calgary, Alberta, Canadá*

**Paul Basinski**  
*El Paso Production*  
*Houston, Texas, EUA*

**Andrew Beaton**  
*Alberta Geological Survey*  
*Edmonton, Alberta*

**Charles Boyer**  
*Pittsburgh, Pennsylvania, EUA*

**Daren Bulat**  
**Satyaki Ray**  
**Don Reinheimer**  
**Greg Schlachter**  
*Calgary, Alberta*

**Leif Colson**  
**Tom Olsen**  
*Denver, Colorado, EUA*

**Zachariah John**  
*Perth, Western Australia, Australia*

**Riaz Khan**  
*Houston, Texas*

**Nick Low**  
*Clamart, Francia*

**Barry Ryan**  
*Ministerio de Energía y Minas de la Columbia Británica*  
*Victoria, Columbia Británica, Canadá*

**David Schoderbek**  
*Burlington Resources*  
*Calgary, Alberta*

El gas natural contenido en formaciones de carbón constituye un importante recurso que está ayudando a responder a las crecientes necesidades energéticas del mundo. En muchas áreas, las condiciones del mercado y los avances tecnológicos han convertido a la explotación de este recurso en una opción viable. Las características singulares de los yacimientos de metano en capas de carbón demandan enfoques novedosos en lo que respecta a construcción de pozos, evaluación de formaciones, fluidos de terminación y estimulación de pozos, modelado y desarrollo de yacimientos.

Con el desplazamiento de la curva de producción de petróleo global desde zona de meseta a la de declinación, las reservas mundiales de gas natural han cobrado mayor relevancia. El gas es cada vez más visto como una fuente de energía alternativa vital porque es abundante y más limpio cuando se quema que otros combustibles fósiles (véase “Un dinámico mercado global del gas,” *página 4*). En mercados maduros, con gran demanda, la industria está en busca de fuentes de gas no convencionales, tales como el gas contenido en las lutitas y en las areniscas de baja permeabilidad, y el metano contenido en las capas de carbón. Estas acumulaciones de gas no convencionales no pueden ser explotadas de la misma forma que los yacimientos convencionales, lo que plantea desafíos tanto para los operadores como para las compañías de servicios.

El gas natural contenido en las capas de carbón representa una porción importante de los recursos de gas natural del mundo. Actualmente se dispone de métodos mejorados de evaluación de capas de carbón mediante mediciones de registros geofísicos y modernos dispositivos de muestreo. Los cementos más livianos, con la utilización efectiva de aditivos, minimizan el daño de los sensibles yacimientos de metano en capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés). Además, se están utilizando fluidos de estimulación que no producen daños y diseños de fracturamientos hidráulicos innovadores para mejorar el flujo de gas y agua desde la formación hacia el pozo. Se logran técnicas de levantamiento artificial optimizadas a través de la utilización de programas de computación inteligentes que contribuyen a una rápida y eficaz deshidratación de las capas de carbón. Las tecno-

---

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Valerie Biran y Tommy Miller, Abingdon, Inglaterra; Ian Bryant, Leo Burdyló, Mo Cordes y Martin Isaacs, Sugar Land, Texas, EUA; Matthew Chadwick, Worland, Wyoming, EUA; Ned Clayton, Sacramento, California, EUA; Andrew Carnegie, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos; Steve Holditch, College Station, Texas; Lance Fielder, Cambridge, Inglaterra; Stephen Lambert y Mike Zuber, Pittsburgh, Pennsylvania, EUA; Harjinder Rai, Nueva Delhi, India; John Seidle, Sproule Associates Inc., Denver, Colorado, EUA; y Dick Zinno, Houston, Texas. Se agradece también a Willem Langenberg, Alberta Geological Survey, y Ken Childress, fotógrafo, por proveer las fotografías de los afloramientos y del equipo de perforación, respectivamente (próxima página).

AIT (herramienta de generación de Imágenes de Inducción de Arreglo), APS (Sonda de Porosidad de Acelerador de Neutrones), CemNET, ClearFRAC, CoilFRAC, DSI (herra-

mienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar), ECLIPSE Office, ECS (Espectroscopía de Captura Elemental), ELANPlus, FMI (herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total), LiteCRETE, MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación), OFA (Analizador Óptico de Fluidos), Platform Express, RST (herramienta de Control de Saturación del Yacimiento), SFL (herramienta de Resistividad de Enfoque Esférico), SpectroLith y StimMAP son marcas de Schlumberger.

1. Para obtener más información sobre la historia de la explotación del carbón (1° de julio de 2003), consulte: [http://www.bydesign.com/fossilfuels/links/html/coal/coal\\_history.html](http://www.bydesign.com/fossilfuels/links/html/coal/coal_history.html) and <http://www.pitwork.net/history1.htm>



logías avanzadas y la experiencia de la industria aplicada en todo el mundo están produciendo un impacto positivo sobre el desarrollo de reservas de metano contenido en las capas de carbón.

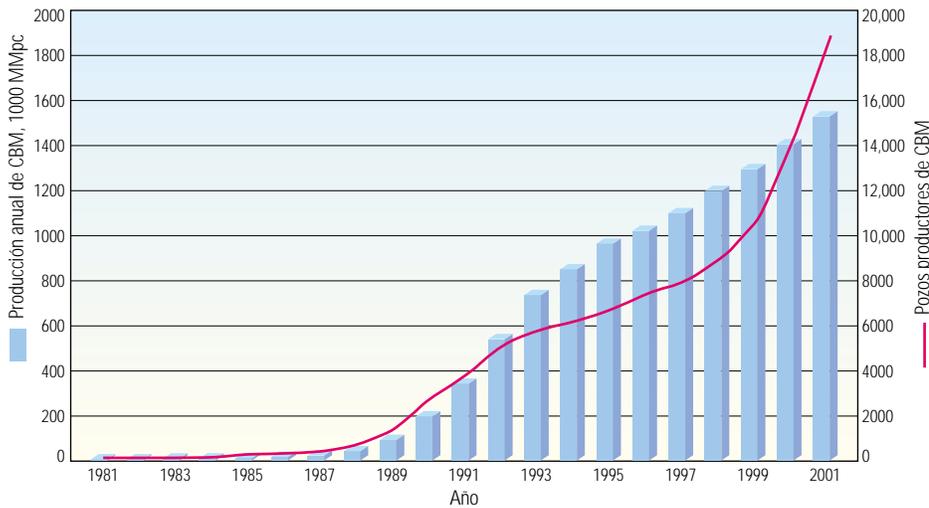
Este artículo analiza los yacimientos de CBM, también conocidos como yacimientos de gas natural contenido en capas de carbón (CBNG, por sus siglas en inglés) o yacimientos de metano contenido en filones de carbón (CSM, por sus siglas en inglés). En primer lugar, se examina la historia de la explotación del carbón. Luego, se analizan los procesos geológicos que condujeron a la formación del carbón; cómo las capas de carbón generan y almacenan gas natural; y qué hace a los yacimientos de CBM tan diferentes de los yacimientos de gas clásicos y carbonatados tradicionales. Finalmente, a través de ejemplos de diferentes partes del mundo, se demuestra la utilización por parte de la industria de diversas tecnologías destinadas a evaluar y desarrollar los yacimientos de CBM.

#### **Mentes, minas y pozos**

Los seres humanos han apreciado el valor energético del carbón durante miles de años. Los primeros usos del carbón para encender el fuego, que se remontan al año 200 a.C., han sido confirmados en antiguos registros chinos. Existen pruebas incluso de que los hombres de la Edad de Piedra en Gran Bretaña recolectaban carbón; y los arqueólogos han hallado hachas de piedra implantadas en filones de carbón. Los primeros descubrimientos de carbón explotados por los seres humanos fueron utilizados para sustituir provisiones de leña y es probable que se hallaran en la superficie, en los afloramientos rocosos cercanos a las orillas de los ríos. Las primeras evidencias de que los seres humanos realizaron excavaciones en busca de carbón aparecieron en regiones donde la provisión de leña era escasa. Las técnicas mineras evolucionaron a partir del método primitivo que consistía en hallar un filón de carbón expuesto en una ladera para luego excavarlo todo lo posible para extraer el

carbón. Cuando la operación se hacía demasiado peligrosa, estos primeros excavadores se trasladaban a otra localización en el mismo afloramiento.<sup>1</sup> Sobre la base de las excavaciones descubiertas en Gran Bretaña, se ha determinado que ya en el año 50 de la Era Cristiana, los romanos extraían carbón para alimentar los sistemas de calefacción y las operaciones de fundición. Con el tiempo, se excavaron fosas para acceder al carbón.

La modernización de los métodos de explotación minera, incluyendo el método de cámaras y pilares, y las técnicas de explotación por tajo largo, posibilitaron la ejecución de operaciones más grandes y a mayor profundidad, exponiendo a los mineros a una diversidad de peligros. Uno de los riesgos más importantes de la explotación minera del carbón es el gas metano; un subproducto del proceso de maduración termal del carbón que se convierte en un problema serio en las minas más profundas. Los operadores de minas lograron mitigar estas condiciones peligrosas en



▲ Producción del metano contenido en capas de carbón (CBM) en EUA (azul) y cantidad de pozos productores (rojo).

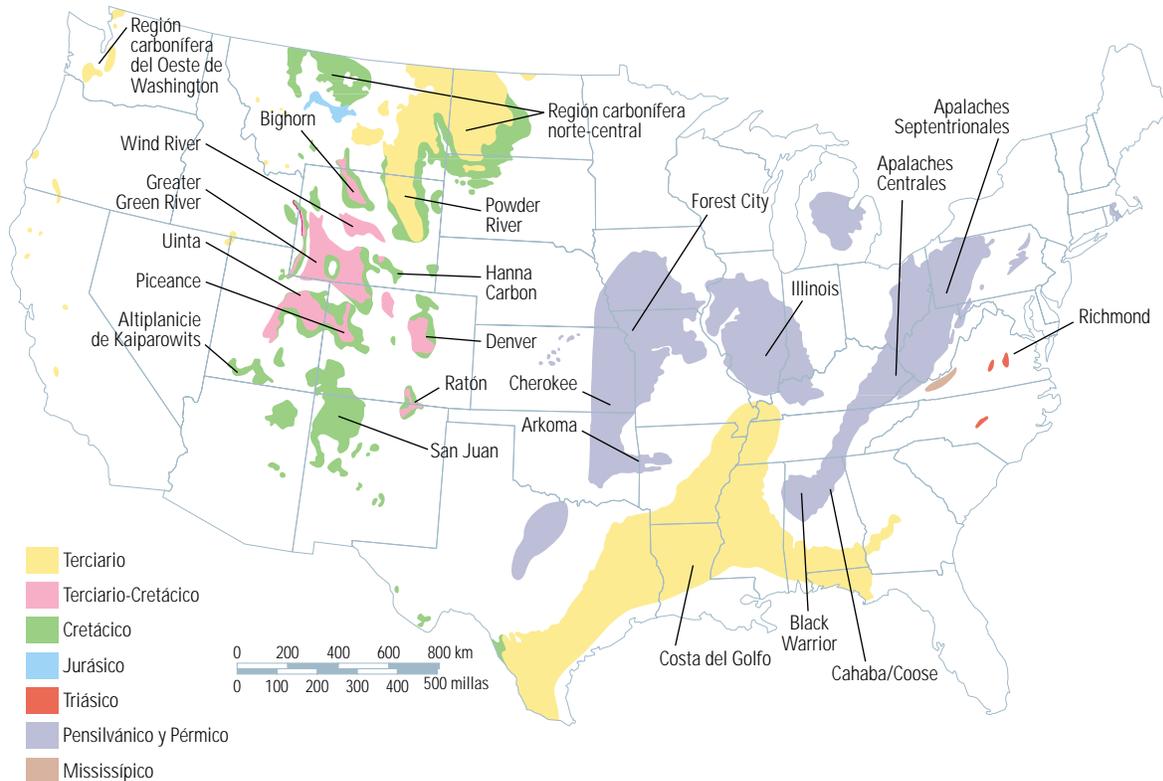
el subsuelo mediante la utilización de técnicas de ventilación de minas. El aire bombeado en una mina a través de pozos y tuberías de ventilación aportaba oxígeno a los trabajadores y disipaba el metano venenoso y explosivo. Las compañías mineras también perforan pozos de desgasificación de carbón en las capas de carbón para liberar el gas metano antes de proceder a la explotación del carbón. Las técnicas modernas de

ventilación y desgasificación prepararon el terreno para el desarrollo de una industria minera más segura y productiva. En muchas zonas, la explotación minera del carbón no es totalmente segura, de modo que la desgasificación de las minas mediante pozos de avanzada en las operaciones mineras constituye una técnica de suma importancia, que ayuda a reducir la cantidad de accidentes asociados con estas actividades.

El carbón se convirtió en la energía que sustentó la revolución industrial en Europa Occidental y el resto del mundo y hoy continúa siendo un importante recurso. No obstante, el valor del carbón no sólo radica en quemarlo para generar calor y electricidad; el gas natural contenido en el carbón que alguna vez fue tan sólo un peligro, ahora puede ser explotado y distribuido como el gas natural convencional, constituyendo un combustible de combustión limpia.

**Perforación para la obtención del gas natural contenido en capas de carbón**

Los primeros intentos de desgasificación del carbón en las minas tuvieron lugar en Inglaterra durante la década de 1800, y se sabe que el gas derivado del carbón se utilizaba para iluminar las calles de Londres. El primer pozo de CBM para desarrollar gas como recurso fue perforado en 1931 en Virginia Occidental, EUA. Durante más de 50 años, el nivel de la actividad de perforación de pozos de CBM se mantuvo bajo. En 1978, el gobierno de los Estados Unidos promulgó la Ley de Política del Gas Natural. Esta legislación permitió a las compañías percibir precios más altos por el gas natural producido de yacimientos gasíferos de baja permeabilidad, lutitas gasíferas y filones de carbón. En 1984, el gobierno de los Estados Unidos ofreció créditos fiscales para el



▲ Cuencas de EUA que contienen metano en capas de carbón. Se muestran las principales cuencas carboníferas, con los periodos asociados de sedimentación de carbón.



^ Actividad relacionada con el metano contenido en capas de carbón en todo el mundo. Para el año 2001, 35 (puntos rojos) de los 69 países carboníferos habían investigado el desarrollo de yacimientos de CBM.

desarrollo y la explotación de yacimientos no convencionales. Originalmente concebidos para vencer en el año 1990, los créditos fiscales fueron prorrogados dos años más dado su impacto positivo sobre la actividad de perforación. Al caducar los créditos fiscales en el año 1992, los bajos precios del gas generaron preocupación acerca de la economía del desarrollo del CBM.

El precio del gas no es el único factor que afecta la viabilidad de la producción de CBM. La accesibilidad a la infraestructura de transporte del gas y los asuntos técnicos relacionados con la producción de CBM, por ejemplo, los bajos gastos (tasas, regímenes) de producción de gas iniciales, las altas tasas de producción de agua y todo lo relacionado con el método de eliminación, también deben tenerse en cuenta. El impacto positivo de la accesibilidad a una capacidad de transporte por líneas de conducción adecuada puede observarse en ciertas partes de las Montañas Rocallosas, EUA, donde la ampliación del Oleoducto Kern River en mayo de 2003 permitió mejorar considerablemente la economía de la producción de gas.

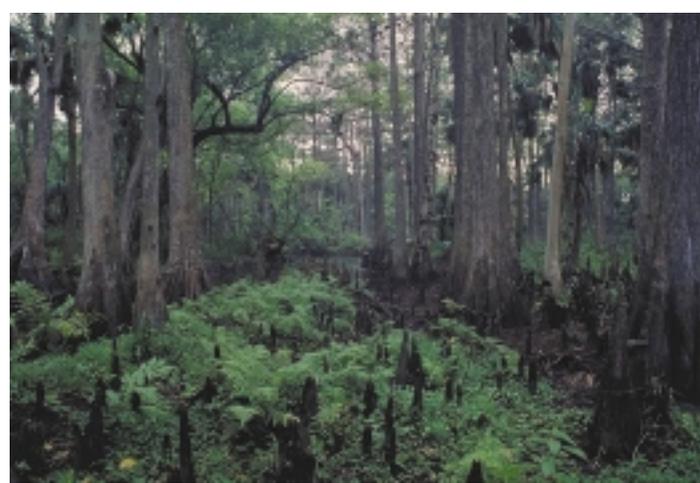
En la actualidad, el desarrollo de los yacimientos de CBM está impactando el mercado del gas norteamericano. La producción anual proveniente de 11 cuencas de carbón en EUA es superior a 42,900 millones de m<sup>3</sup> [1.5 Tpc], o un 10% de la producción de gas anual de EUA (página anterior, arriba).<sup>2</sup> Las reservas comprobadas de

CBM—501,000 millones de m<sup>3</sup> [17.5 Tpc]—ahora conforman un 9.5% del volumen total de reservas de gas de EUA y el CBM total que se encuentra en sitio en EUA se estima en 21.4 trillones de m<sup>3</sup> [749 Tpc]. Aproximadamente 2.9 trillones de m<sup>3</sup> [100 Tpc] se consideran recuperables (página anterior, abajo).<sup>3</sup> El incremento de los precios del gas, la expansión continua del sistema de transporte del gas natural y los avances acontecidos recientemente en términos de tecnologías de campos petroleros han contribuido a aumentar la rentabilidad de los pozos de CBM. Con el correr de los años, los operadores y las compañías de servicios han adquirido valiosos conocimientos de la investigación minera y experiencia práctica de la actividad de perforación inducida por el otorgamiento de los créditos fiscales en EUA.

A medida que los operadores perforaban y explotaban más yacimientos de CBM, se puso de manifiesto el hecho de que el comportamiento de los yacimientos de carbón difiere entre una cuenca y otra, e incluso dentro de una misma cuenca. Este comportamiento guía en gran medida la aplicación de diferentes tecnologías dentro de una cuenca o campo petrolero. En muchas áreas de CBM, los operadores han reducido los costos totales de explotación aumentando al mismo tiempo la recuperación de gas mediante la aplicación prudente de nueva tecnología.

Canadá recién ha comenzado a producir gas de yacimientos de CBM y estima que el volumen de reservas en sitio asciende a 36.8 trillones de m<sup>3</sup> [1287 Tpc]. Australia empezó a producir gas de yacimientos de CBM en 1998 y el cálculo de sus reservas totales oscila entre 8.6 y 14.3 trillones de m<sup>3</sup> [300 y 500 Tpc]. En todo el mundo, el total de reservas de CBM en sitio se estima en aproximadamente 100 a 272 trillones de m<sup>3</sup> [3500 a 9500 Tpc].<sup>4</sup> Para el año 2001, 35 de los 69 países con reservas de carbón habían investigado el desarrollo de los yacimientos de CBM pero, al igual que en América del Norte, el ritmo del desarrollo futuro dependerá de la rentabilidad de las operaciones (arriba).

2. Leach WH Jr: "New Technology for CBM Production," *Opportunities in Coalbed Methane: A Supplement to Oil and Gas Investor*, diciembre de 2002, Oil and Gas Investor/Hart Publications, Houston, Texas, EUA. Schwowchow SD: "CBM: Coming to a Basin Near You," *Opportunities in Coalbed Methane: A Supplement to Oil and Gas Investor*, diciembre de 2002, Oil and Gas Investor/Hart Publications, Houston, Texas, EUA.
3. Nuccio V: "Coal-Bed Methane: Potential and Concerns," Servicio Geológico de EUA, USGS Fact Sheet FS-123-00, octubre de 2000, <http://pubs.usgs.gov/fs/fs123-00/fs123-00.pdf>
4. Olsen TN, Brenize G y Frenzel T: "Improvement Processes for Coalbed Natural Gas Completion and Stimulation," artículo de la SPE 84122, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 5 al 8 de octubre de 2003.



^ Ambientes generadores de turba. La turba se forma por la sedimentación subacuática continua de materia orgánica, en ambientes donde las aguas se encuentran pobremente oxigenadas. La acumulación, el sepultamiento y la preservación de la turba tienen lugar en una amplia gama de ambientes que incluyen pantanos y áreas de desborde con o sin influencia marina. (Estas fotos del Río Loxahatchee, Florida, EUA, fueron tomadas del sitio del Distrito de Manejo del Agua de Florida en la Red: <http://www.sfwmd.gov/org/oev/vcd/photos/hires/hilist.html>).

### De la turba al carbón

La formación del carbón comienza con la sedimentación de materia orgánica vegetal, lo que da lugar a la turba. La turba se forma por la sedimentación subacuática continua de materia orgánica proveniente de las plantas en ambientes donde las aguas intersticiales son pobres en contenido de oxígeno. Los ambientes característicos permiten la acumulación, el sepultamiento y la preservación de la turba, incluyendo pantanos y áreas de desborde que pueden tener influencia marina o no (arriba). En el pasado geológico, se consideraba que la mayor parte de la turba se formaba en ambientes marinos deltaicos o marginales.

La carbonización, o la transformación de la turba en carbón, se produce a diferentes regímenes en diferentes ambientes. La degradación bioquímica pone en marcha el proceso de carbonización, pero con el sepultamiento, el aumento de las presiones de los estratos de sobrecarga y las temperaturas del subsuelo genera pro-

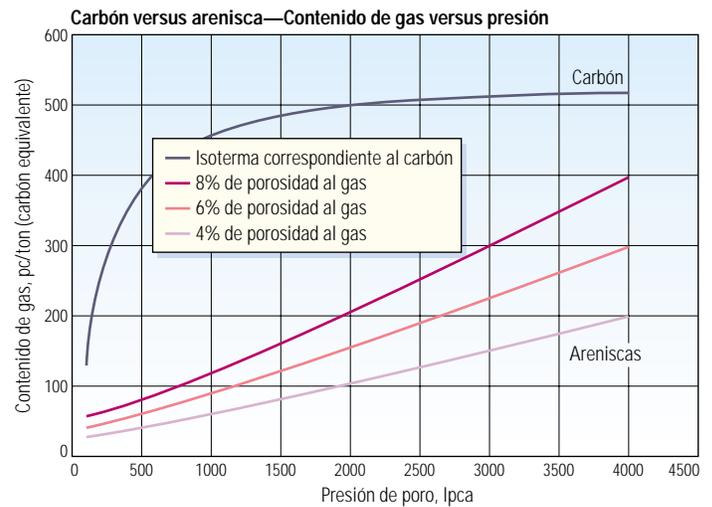
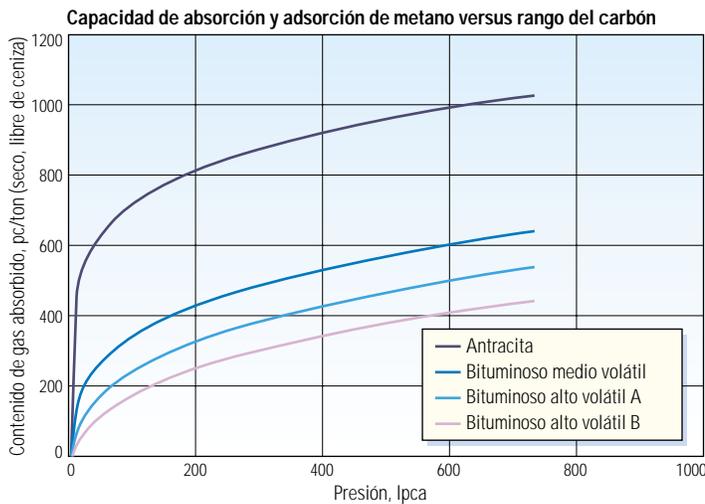
cesos fisicoquímicos que continúan con la carbonización. Al liberarse el agua, el dióxido de carbono y el metano, el carbón aumenta de rango, que es una medida de la madurez. Las capas de carbón se dividen en rangos e incluyen, en orden de rango creciente: carbones sub-bituminosos, bituminosos alto volátil, bituminosos medio volátil, bituminosos bajo volátil, semi-antracita y antracitas. Si bien las capas de carbón contienen ciertos minerales inorgánicos, se componen en gran parte de macerales, o compuestos vegetales, que van desde plantas leñosas a resinas.

Las tres categorías generales de macerales son la vitrinita, la liptinita y la inertinita. La vitrinita se refiere a material de plantas leñosas, tales como troncos, raíces, ramas y brotes. Los macerales liptiniticos corresponden a las partes más resistentes de la planta, tales como esporas, polen, ceras y resinas. Los macerales inertiniticos representan material vegetal alterado y se encuentran menos estructurados. Estos macerales tienen un mayor contenido de carbono como

consecuencia de los procesos de oxidación producidos durante la sedimentación; por ejemplo, la combustión de leña o turba en el fuego. Los datos de los macerales reflejan la composición básica de las capas de carbón y, por lo tanto, ayudan a los geólogos a determinar el potencial de los yacimientos de CBM.

### Un yacimiento no convencional

Desde el momento de la sedimentación, el carbón es diferente de otros tipos de roca yacimiento. Se compone de material vegetal alterado—macerales—que funciona a la vez como fuente generadora y como yacimiento de hidrocarburos. Se encuentra inherentemente fracturado como consecuencia del proceso de carbonización, que forma fracturas verticales o diaclasas. Las diaclasas en carbón se clasifican geométricamente, denominándose las diaclasas primarias, más continuas, diaclasas frontales y las secundarias, menos continuas, diaclasas interpuestas.



▲ Capacidad de absorción y adsorción del carbón. Al aumentar la madurez del carbón de bituminoso a antracita, aumenta su capacidad de absorción y adsorción. Las pruebas realizadas a muestras de carbón para relacionar el gas adsorbido con la presión—bajo condiciones isotérmicas—evalúan cómo sería la producción de los pozos de CBM con el tiempo. La gráfica muestra respuestas típicas en carbones bituminosos y carbones de antracita (izquierda). La capacidad de almacenamiento de gas del carbón puede ser considerablemente superior a la de las areniscas (derecha).

La clasificación genética de las fracturas del carbón también es común. Las fracturas endógenas, o diaclasas clásicas, son creadas bajo tensión al comprimirse la matriz del carbón debido a la deshidratación y la desvolatilización producidas durante la maduración del carbón. Estos conjuntos de diaclasas son ortogonales y casi siempre perpendiculares a la estratificación. Por el contrario, las fracturas exógenas formadas debido al tectonismo, y en consecuencia el campo de los esfuerzos regionales, determinan su orientación. También se observan fracturas por esfuerzo de corte a 45° con respecto de los planos de estratificación.

Virtualmente en todos los yacimientos de metano en capas de carbón, las diaclasas constituyen el mecanismo de permeabilidad primario. Al igual que los yacimientos convencionales, las capas de carbón también pueden ser naturalmente fracturadas. En capas de carbón más profundas, los mayores esfuerzos de los estratos de sobrecarga pueden triturar la estructura del carbón y cerrar las diaclasas. En tales localizaciones, el fracturamiento natural subsiguiente tiende a ser el principal sustento de la permeabilidad. La comprensión de los sistemas de diaclasas y fracturas naturales en capas de carbón es esencial durante todas las facetas del desarrollo de yacimientos de CBM.

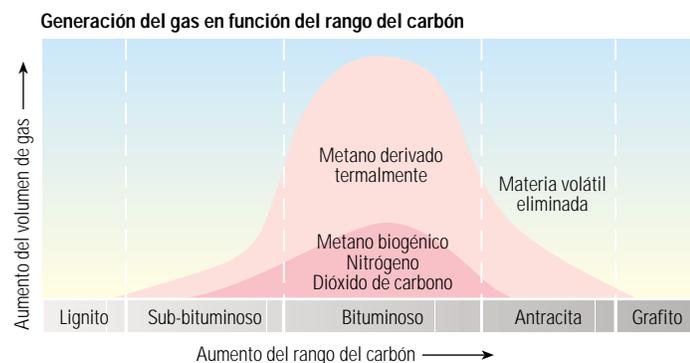
La generación del metano es una función del tipo de maceral y del proceso de madurez termal. Al aumentar la temperatura y la presión, cambia el rango del carbón junto con su capacidad de

generar y almacenar metano (abajo).<sup>5</sup> Además, cada tipo de maceral almacena, o adsorbe, diferentes volúmenes de metano. Por otra parte, el carbón puede almacenar más gas al aumentar su rango.

Los yacimientos de areniscas y carbonatos convencionales almacenan gas comprimido en sus sistemas de porosidad. El metano es almacenado en el carbón por adsorción, proceso por el cual las moléculas de gas individuales se ligan a las moléculas orgánicas sólidas que conforman el carbón mediante fuerzas eléctricas débiles. Para evaluar la producción de los pozos de CBM con el transcurso del tiempo, se comprueba la capacidad de absorción y adsorción (*sorptive capacity*) de las muestras de carbón trituradas y se construyen isotermas de desorción (*desorption*) (arriba). Las isotermas de desorción describen la relación entre la presión y el contenido de gas adsorbido en el carbón, en condiciones de tem-

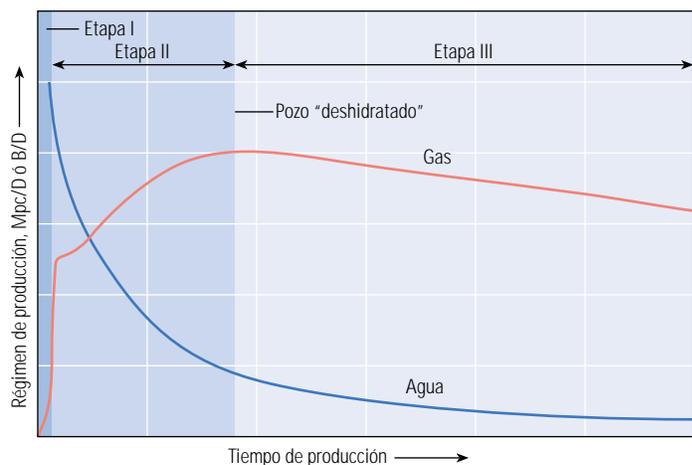
peratura y humedad estáticas. La capacidad del carbón de almacenar metano reduce sustancialmente la necesidad de contar con mecanismos de entrapamiento de yacimientos convencionales, haciendo que su contenido de gas—que está relacionado con el rango del carbón—y el grado de desarrollo de diaclasas o fracturas naturales sean las consideraciones primordiales cuando se evalúa un área para determinar el potencial de producción de CBM.

Esta capacidad de almacenamiento confiere a las capas de carbón un comportamiento inicial único en términos de producción, que está relacionado con la desorción, no con la caída de la presión. Las capas de carbón pueden contener agua o gas, o ambos elementos, en los sistemas de diaclasas y fracturas naturales, y gas adsorbido en la superficie interna de la matriz del carbón. Toda agua presente en el sistema de diaclasas debe ser producida para reducir la presión del yacimiento



▲ Generación de gas en carbón. Al aumentar la temperatura y la presión, cambia el rango del carbón junto con su capacidad de generar y almacenar metano. Con el tiempo, se produce la deshidratación y la desvolatilización provocando la contracción de la matriz del carbón y la formación de diaclasas endógenas.

5. Zuber M y Boyer C: "Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs," preparado para la Universidad de Oviedo, España. Holditch-Reservoir Technologies Consulting Services, Pittsburgh, Pennsylvania, EUA, 24 al 25 de mayo de 2001.

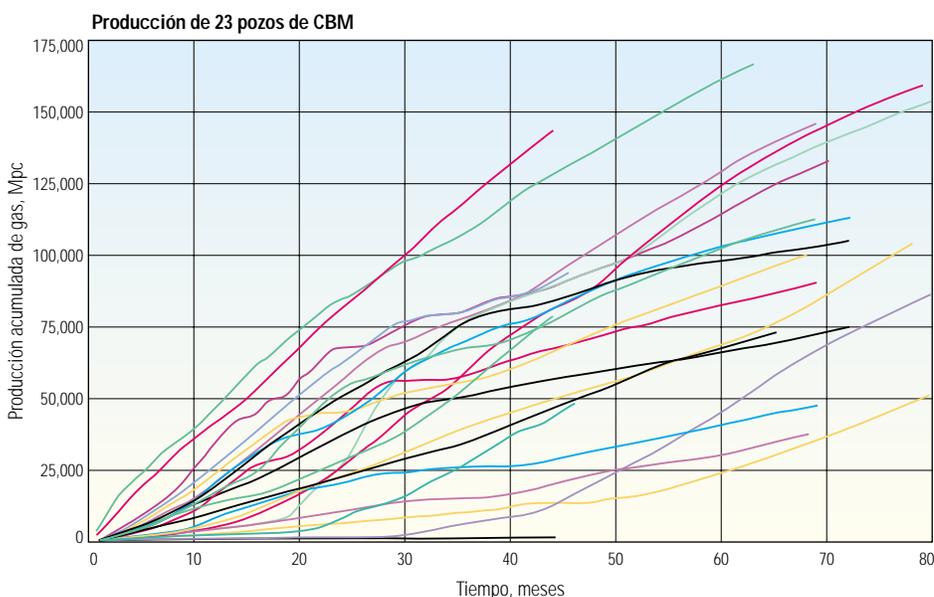


▲ Características de la producción de capas de carbón. Durante la Etapa I, la producción es dominada por el agua. La producción de gas aumenta durante la Etapa II, al producirse agua en el carbón y aumentar la permeabilidad relativa al gas. Durante la Etapa III, declinan tanto la producción de agua como la producción de gas.

en dicho sistema a fin de generar volúmenes de gas significativos. La deshidratación aumenta la permeabilidad al gas dentro de las diaclasas y las fracturas y hace que el gas presente en la matriz se desorba, se difunda a través de la matriz y se desplace hacia el sistema de diaclasas, lo que se traduce en perfiles de producción de CBM absolutamente singulares (arriba).

La producción inicial es dominada por el agua. Al desplazarse el agua fuera de las diaclasas y las fracturas, la saturación y la producción de gas aumentan y la producción de agua cae.

Cuando la permeabilidad al gas finalmente se estabiliza, el carbón se considera deshidratado y la producción de gas alcanza su punto máximo. A partir de este momento, tanto la producción de agua como la producción de gas comienzan a declinar lentamente, siendo el gas el fluido producido dominante. La velocidad a la cual se elimina agua del yacimiento depende de diversos factores, incluyendo las saturaciones originales de gas y agua, la porosidad de las diaclasas, la permeabilidad relativa y absoluta del carbón y el espaciamiento entre los pozos.



▲ Variaciones locales del desempeño de pozos en un grupo de 23 pozos similares de un campo petrolero situado en la Cuenca Black Warrior, EUA. En esta área, las diferencias son atribuidas a cambios locales en la permeabilidad de las diaclasas y las fracturas naturales. La gráfica muestra la producción acumulada de gas a través del tiempo, para cada uno de los 23 pozos.

Algunos pozos de CBM producen gas seco desde el principio. Por ejemplo, ciertos pozos de Alberta y la Columbia Británica, Canadá, y la porción subpresionada de la Cuenca San Juan son comparables con los yacimientos convencionales y producen en condiciones de saturación de agua irreducible; esto es, gas seco. La producción de gas seco de capas de carbón típicamente declina desde el principio, exhibiendo un comportamiento correspondiente a la Etapa III.

Como sucede con todos los yacimientos de gas, la permeabilidad controla la producción y determina en gran medida el volumen de reservas recuperables del gas presente en las capas de carbón. Las variaciones locales de la conductividad y la densidad de las diaclasas y de las fracturas naturales—cuán estrechamente espaciadas se encuentran las diaclasas o las fracturas—producen variaciones considerables en el rendimiento de los pozos dentro de ciertas áreas de desarrollo (abajo, a la izquierda). Por ejemplo, 23 pozos de un campo petrolero situado en la Cuenca Black Warrior, EUA, con espesores de carbón y contenidos originales de gas similares fueron perforados y terminados en forma idéntica, con iguales espaciamientos entre sí; sin embargo, muestran diferencias en cuanto al comportamiento de la producción debido a las variaciones locales en la permeabilidad o conductividad de las diaclasas. Por otra parte, en esta cuenca, la conductividad de las diaclasas y de las fracturas naturales se ve considerablemente afectada por los esfuerzos ejercidos sobre el yacimiento. Los datos de pruebas de campo confirman la relación inversa entre esfuerzo de cierre y permeabilidad del carbón; el aumento del esfuerzo de cierre de 1000 a 5000 lpc [6.9 a 34.4 MPa] redujo la permeabilidad de 10 a 1 mD.

Las propiedades y el desempeño de la producción no convencionales de los yacimientos de metano en capas de carbón, incluyendo la alta producción de agua inicial y la baja producción de gas inicial, son responsables en gran medida del relativamente escaso interés por desarrollar yacimientos de CBM en todo el mundo. No obstante, el conocimiento y las experiencias colectivas de la industria en lo que respecta a la explotación de este recurso están mejorando la producción de los yacimientos de CBM.

6. Análisis "preliminar" es el término utilizado para la identificación de las principales fracciones del carbón, tomadas como humedad, volátiles, carbono fijo y ceniza.

Estas fracciones se determinan comúnmente calentando en forma gradual y quemando luego las muestras trituradas y observando el volumen de las diferentes fracciones eliminadas en cada etapa hasta que sólo quedan cenizas. El análisis preliminar es diferente del análisis final en el que se determina el porcentaje en peso de los diferentes elementos.

7. Ceniza es el componente inorgánico, derivado de la materia mineral, que queda después del análisis preliminar.

### Investigación de un nuevo recurso en la India

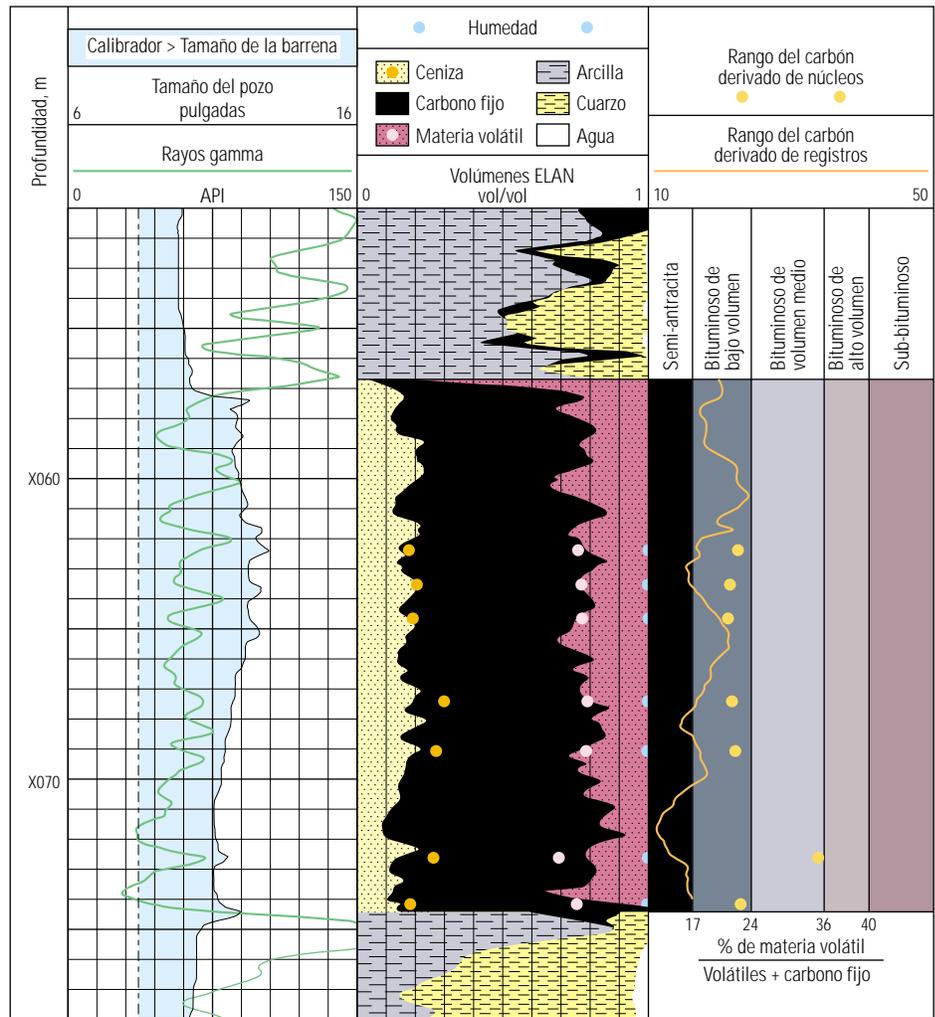
Luego de revisar las principales cuencas carboníferas de la India, la compañía Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) llegó a la conclusión de que la Cuenca Jharia, situada a 250 km [155 millas] al noroeste de Calcuta, albergaba el mejor potencial para la producción de gas natural de capas de carbón. Se perforaron tres pozos piloto a través de la Formación Barakar de edad Pérmica, que contiene hasta 18 capas de carbón claramente identificables, cada una de las cuales tiene un espesor que oscila entre 1 y 20 m [3 y 66 pies]. En el segundo pozo piloto se extrajeron núcleos y se adquirieron registros de litodensidad, neutrón y resistividad de alta resolución vertical, obtenidos con la herramienta integrada Platform Express, la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI, la herramienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar DSI, y la herramienta de Espectroscopía de Captura Elemental ECS. Se obtuvieron núcleos de diámetro completo en muchas de las capas de carbón, que fueron enviados para el análisis preliminar de las principales fracciones, la determinación del rango y la determinación del contenido de gas adsorbido.<sup>6</sup> Los registros fueron analizados para determinar los mismos parámetros y la porosidad de las diaclasas.

El primer paso consistió en el análisis preliminar de las principales fracciones derivado de los registros de litodensidad, neutrón y rayos gamma. Estos registros tienen respuestas muy diferentes a los diversos componentes del carbón y los pueden diferenciar perfectamente bien. La principal incertidumbre radica en los parámetros de respuesta de la ceniza, ya que puede contener cantidades variables de cuarzo, arcilla, calcita, piritita y otros minerales.<sup>7</sup> Los parámetros de la materia volátil—fundamentalmente la materia orgánica, la cera, el dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>] y el anhídrido sulfuroso [SO<sub>2</sub>]—y del carbono fijo son razonablemente similares para las capas de carbón bituminosas y antracitas de interés. En el Pozo Jharia, los resultados del análisis de registros coincidieron con los datos de núcleos (derecha). Los datos ECS agregaron información detallada sobre la composición de la ceniza y permitieron mejorar la estimación del contenido total de ceniza en las capas de carbón, donde los registros de densidad y de otro tipo fueron más afectados por el agrandamiento del agujero (véase “Los elementos del análisis del carbón,” página 18).

El paso siguiente consistió en calcular el volumen de gas adsorbido en cada capa. Lo ideal sería derivar este valor directamente de los registros. No obstante el efecto del gas adsorbido sobre los

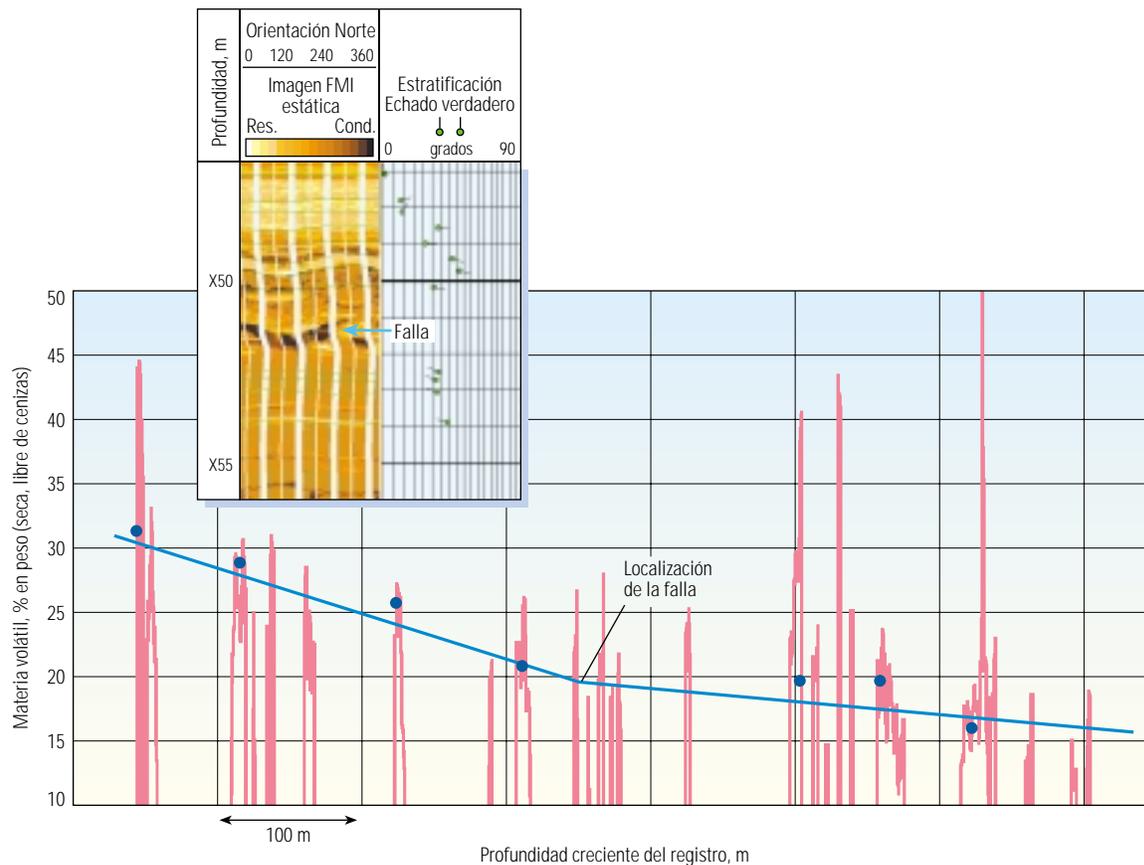
parámetros del carbón que responden a los registros es pequeño y no existen suficientes mediciones independientes para resolver el contenido de gas en forma confiable. Las técnicas tradicionales de la industria del carbón determinan el contenido de gas en núcleos y, en su ausencia, calculando el rango del carbón mediante el análisis preliminar de las principales fracciones y el contenido del gas sobre la base del rango, la pre-

sión, la temperatura y una isoterma de adsorción adecuada. La Sociedad Americana de Ensayo de Materiales (ASTM, por sus siglas en inglés) clasifica a las capas de carbón por el porcentaje de material volátil después de la normalización a carbón seco, libre de ceniza. En Jharia se utilizaron criterios de clasificación levemente diferentes, que se aplicaron tanto a los datos de núcleos como a los datos de registros.



	Alta resolución		Efecto fotoeléctrico Sección de captura efectiva	Rayos gamma
	Densidad	Neutrón		
	g/cm <sup>3</sup>	vol/vol	barn/cm <sup>3</sup>	API
Ceniza	2.75	0.05	12	400
Carbono fijo	1.35	0.45	0.2	20
Materia volátil	0.90	1.00	0.5	0
Humedad	1.00	1.00	0.5	0

^ Ejemplo de análisis preliminar de las principales fracciones y determinación del rango del carbón a partir de registros adquiridos en la India. En el Carril 1, el calibrador indica que el pozo presenta derrumbes moderados pero sigue nivelado. El Carril 2 muestra buena concordancia entre el análisis preliminar derivado de los registros, utilizando los parámetros dados en la tabla, y los análisis derivados de los núcleos. El Carril 3 compara el rango del carbón derivado de los registros, luego de aplicar un promedio vertical, con el rango del carbón obtenido de los núcleos. El rango del carbón se determina por la proporción de material volátil presente en el carbón seco, libre de cenizas, utilizando los valores de corte mostrados (*extrema inferior*).



▲ Porcentaje de material volátil—seco y libre de cenizas—y rango del carbón en función de la profundidad para el Pozo Jharia. Los datos derivados de los registros (curvas rojas) y los datos derivados de los núcleos (puntos azules) se muestran sólo en las capas de carbón. Los datos derivados de núcleos, en particular, sugieren un cambio de tendencia (línea azul) probablemente asociado con una falla observada en la imagen FMI (recuadro) y en otros datos, a esa profundidad.

Al proveer los registros información sobre los intervalos donde faltaban datos de núcleos, ONGC pudo estudiar la calidad de las diferentes capas de carbón. El rango promedio del carbón aumentaba con la profundidad, pero con un probable cambio de tendencia a mitad de camino hacia la parte inferior de la sección (arriba). Es muy probable que el cambio de tendencia se relacione con una falla principal, que se observa en los datos FMI a esta profundidad. El rango del carbón y el análisis preliminar de las principales fracciones también pueden ingresarse en una transformada de la capacidad de absorción y adsorción adecuada para determinar el gas en sitio, dentro de cada capa de carbón.<sup>8</sup>

La porosidad de las diaclasas fue calculada utilizando cuatro métodos diferentes: a partir de la porosidad observada por las mediciones de microresistividad, por la separación de las curvas de los lateroperfiles profundo y somero, por la cantidad y tipo de mineralización observados por la herramienta ECS, y a partir de la anisotropía de las ondas de corte medida por los datos DSI. En el pozo en el que se corrieron los registros, las medi-

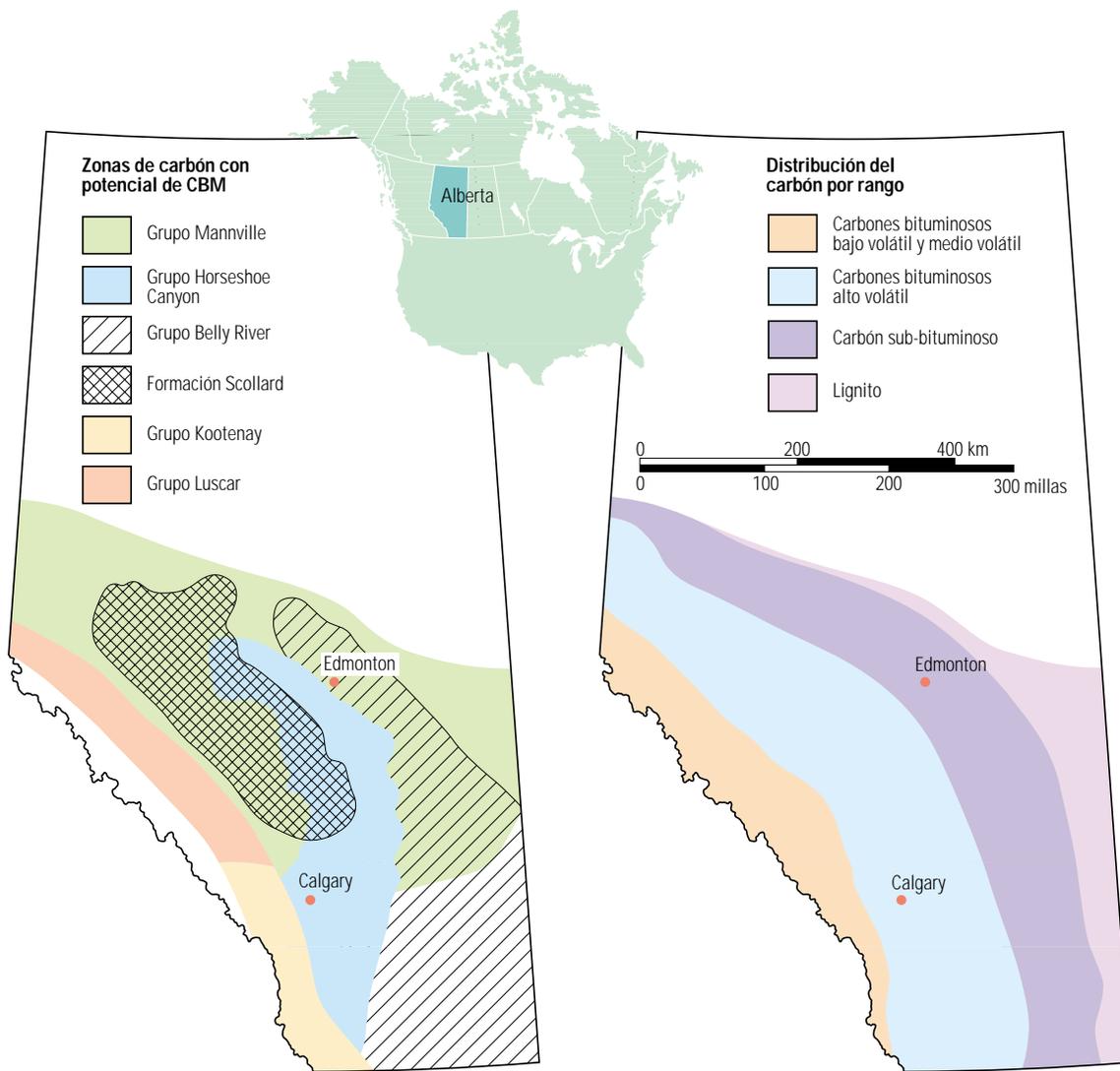
ciones de microresistividad arrojan los resultados más exactos y se utilizan para calibrar los datos ECS y DSI. En las capas de carbón que presentan derrumbes, el registro ECS es el menos afectado por la rugosidad del pozo, mientras que los registros DSI y de microresistividad pueden ser afectados más seriamente. El cálculo de la porosidad de las diaclasas agrega información sobre la capacidad de flujo a la ya obtenida sobre el volumen de gas. Estos datos ayudaron a ONGC a decidir qué capas probar, si habría que desarrollar este recurso y cuál era la mejor manera de lograrlo.

#### Enormes reservas y avances en Canadá

Los 1287 Tpc de reservas probables de CBM estimadas en sitio con que cuenta Canadá yacen fundamentalmente en las provincias de Columbia Británica y Alberta, y pueden dividirse en tres áreas principales: los pies de monte de Alberta, las planicies de Alberta y los pies de monte de la Columbia Británica. Las capas de carbón de estas áreas varían en lo que respecta a rango, contenido de gas y accesibilidad. Los especialistas en carbón canadienses sostienen que la permeabili-

dad del carbón constituye el principal sustento del potencial de los yacimientos de CBM. Por este motivo, cuando se evalúan los yacimientos de CBM de Canadá, gran parte del enfoque se centra en el conocimiento de las diaclasas y de las fracturas naturales, tanto en los afloramientos como en los pozos.

Alberta contiene vastas cantidades de carbón distribuidas por todas las planicies, los pies de monte y las montañas del sur. Originalmente depositada en turberas relativamente horizontales, la materia orgánica fue enterrada por sedimentos provenientes del oeste y se carbonizó gradualmente, con el aumento del calor y la presión después del sepultamiento. Las capas de carbón fueron posteriormente plegadas, falladas, levantadas y parcialmente erosionadas, dando como resultado la distribución actual del carbón a través de las planicies. Los estratos carboníferos se inclinan suavemente hacia el oeste, en dirección a las montañas, donde las capas de carbón están plegadas y se dirigen abruptamente hacia la superficie para volver a estar expuestas en los pies de monte.



^ Carbones de Alberta. Los mapas muestran la distribución de las capas de carbón principales (*izquierda*) y el rango del carbón (*derecha*) en Alberta.

Las capas de carbón se desarrollan dentro de los horizontes característicos de las formaciones Scollard, Horseshoe Canyon y Belly River del Cretácico Superior y dentro de los estratos del grupo Mannville del Cretácico Inferior, en las planicies de Alberta. También hay carbón presente en la Formación Coalspur del Paleoceno y en la Formación Mist Mountain de los grupos Luscar/Kootenay del Jurásico-Cretácico, en los pies de monte de Alberta (*arriba*). El espesor de las capas de carbón individuales varía entre menos de 1 metro [3 pies] y más de 6 metros [20 pies]. Los grupos de capas de carbón están separados por 10 a 50 m [30 a 160 pies] de roca. La mayoría de las capas de carbón que se encuentran a profundidades someras—menos de 1000 m [3300 pies]—en las planicies son de rango sub-bituminoso a bituminoso alto volátil. Las capas de carbón de los pies de monte de Alberta son en

general más maduras, con rangos que oscilan entre bituminosos alto volátil y bituminosos bajo volátil. Las capas de carbón de las planicies de Alberta tienen características de diaclasas más predecibles que las de los pies de monte de Alberta y la Columbia Británica debido a su deformación limitada.

La permeabilidad, la presión de formación y la saturación del fluido de yacimiento son cruciales para la identificación de áreas adecuadas para el desarrollo de yacimientos de CBM. Los métodos comunes utilizados para medir la permeabilidad en las capas de carbón, tales como las pruebas de inyectividad y de cierre luego de la inyección, a menudo arrojan resultados inconsistentes porque la permeabilidad de las diaclasas puede ser una función de la presión de inyección. Los intervalos de prueba pueden ser perturbados por los fluidos de perforación y dañados por la

cementación y los fluidos de fracturamiento y estimulación, causando efectos adversos sobre los resultados de las pruebas. Las ambigüedades se producen por una diversidad de razones, incluyendo el hinchamiento de las diaclasas y fracturas del carbón, la permeabilidad bifásica y los efectos de almacenamiento del pozo.

(continúa en la página 22)

8. La teoría de Langmuir relaciona el volumen de gas adsorbido en el carbón sin cenizas con la presión a una temperatura dada y con dos factores que dependen de la temperatura y el rango del carbón. Varios investigadores han correlacionado estos factores con los resultados del análisis preliminar, de manera que el volumen de gas adsorbido puede calcularse a partir de registros. Véase, Hawkins JM, Schraufnagel RA y Olszewski AJ: "Estimating Coalbed Gas Content and Sorption Isotherm Using Well Log Data," artículo de la SPE 24905, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Washington, DC, EUA, 4 al 7 de octubre de 1992.

## Los elementos del análisis del carbón

En la técnica más simple de análisis preliminar de registros, se interpreta la densidad volumétrica para determinar el contenido de ceniza, que luego se correlaciona con los otros componentes para cada rango del carbón. El agregado de los registros de neutrón, rayos gamma y factor fotoeléctrico hace al análisis más general y menos dependiente de las correlaciones locales. Lamentablemente, algunas capas de carbón presentan derrumbes durante la perforación, lo que se traduce en agrandamiento del agujero y en efectos adversos sobre los registros. Por otra parte, la composición de las fracciones, en particular la ceniza, puede variar, generando cierta incertidumbre en cuanto a los parámetros a utilizar en la interpretación.

Una técnica alternativa se basa en el análisis elemental a partir de la espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones. Tanto la sonda de Espectroscopía de Captura Elemental ECS como la herramienta de Control de Saturación del Yacimiento RST calculan la cantidad de minerales presentes en las capas de carbón. La ventaja de la espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones es que la mayoría de las señales de interés surgen de los elementos de la formación y por ende no son afectadas por el pozo. Por otra parte, los com-

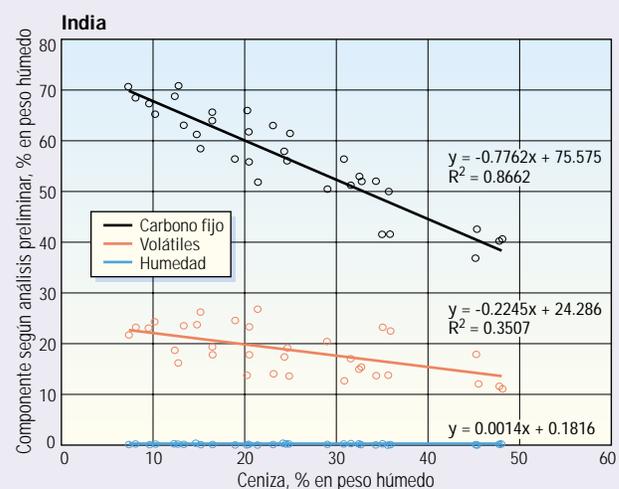
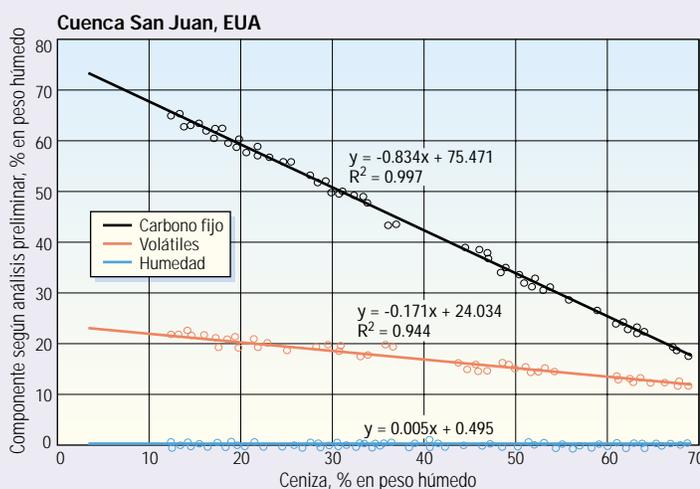
ponentes de la ceniza pueden ser definidos con mayor precisión a partir de la mineralogía.

Las herramientas de espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones emiten neutrones de alta energía que luego pierden velocidad y son capturados por los elementos del pozo y de la formación. Durante la captura, se emite un rayo gamma con una energía que es característica del elemento. Un detector mide el espectro de rayos gamma, o la cantidad de rayos gamma recibidos en el detector, en cada nivel de energía. Esta energía puede ser degradada al dispersarse en la formación, pero existe suficiente carácter en el espectro final para reconocer los picos causados por los diferentes elementos. El primer paso del procesamiento consiste en calcular la proporción, o rendimiento relativo, de los rayos gamma de cada elemento mediante la comparación del espectro medido con el espectro teórico de cada elemento individual (próxima página). Un proceso de inversión matemática proporciona el porcentaje de los componentes principales, tales como silicio, calcio, hierro, azufre e hidrógeno.

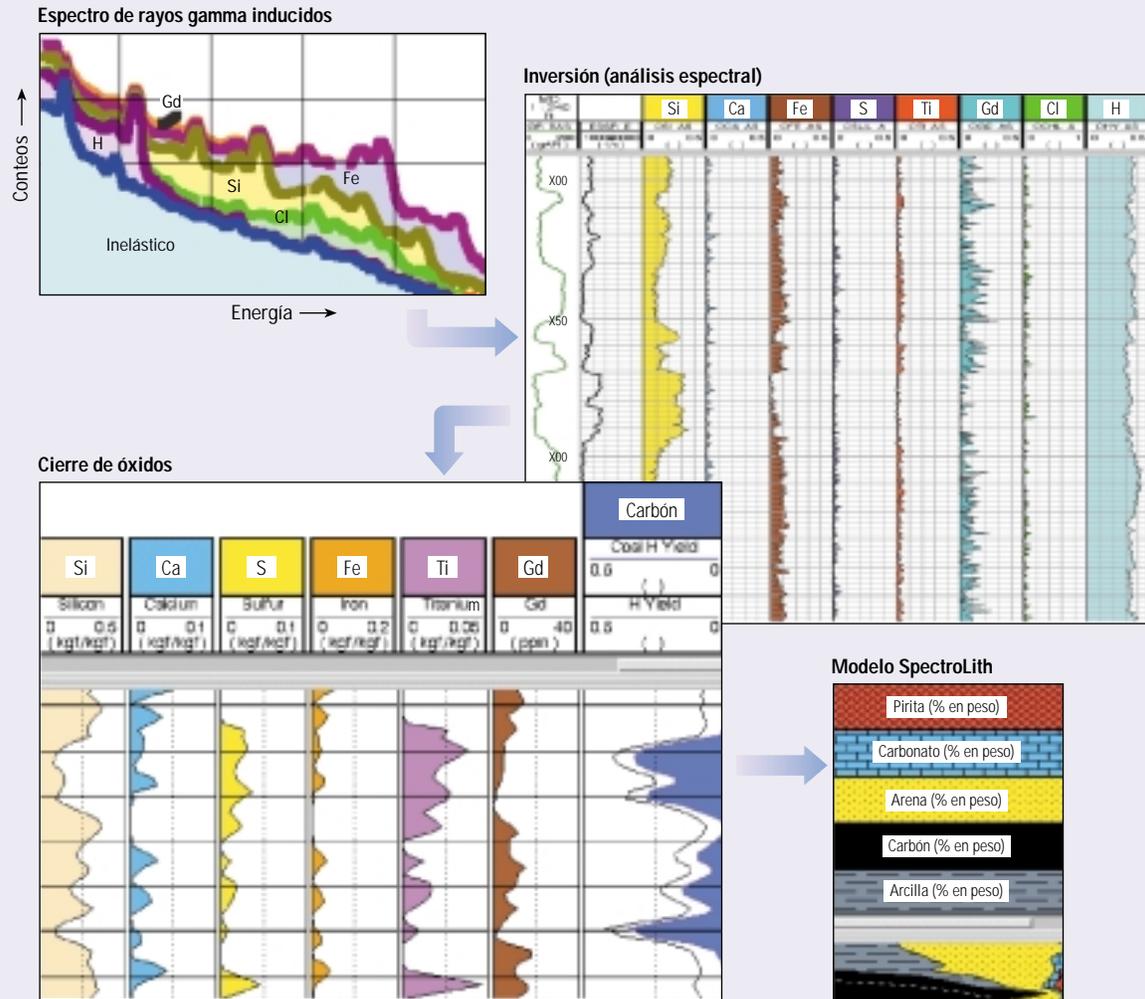
Los rendimientos son sólo medidas relativas porque la señal total depende del ambiente, que puede variar a través de todo el intervalo de adquisición de registros. Para obtener las concentraciones elementales absolutas, se

necesita información adicional. El principio del modelo de cierre de óxidos establece que una roca seca consiste en un conjunto de óxidos y que la suma de sus concentraciones debe equivaler a la unidad.<sup>1</sup> La medición del rendimiento relativo de todos los óxidos permite calcular el rendimiento total y el factor necesario para convertir el total en la unidad. Este factor de normalización convertirá luego cada rendimiento relativo en una concentración elemental de peso seco.

Finalmente, la técnica de procesamiento litológico SpectroLith transforma las concentraciones de elementos en concentraciones minerales utilizando una serie de correlaciones basadas en el estudio de más de 400 muestras de núcleos de diferentes ambientes clásticos.<sup>2</sup> Los resultados se expresan como el porcentaje de peso seco de la arcilla, el carbón, los minerales accesorios, tales como la pirita y la siderita, y el conjunto formado por cuarzos, feldespatos y micas. Si bien puede haber variaciones locales en estas correlaciones, la ventaja principal de esta técnica radica en que es automática y no requiere la intervención del usuario. Esto la diferencia de los métodos estándar de determinación de la arcilla que dependen en gran medida de parámetros seleccionados por el usuario.



^ Análisis preliminar de las principales fracciones basado en el contenido de ceniza. Se han observado excelentes correlaciones con datos de tres pozos perforados en el intervalo carbonífero Fruitland, Cuenca San Juan (izquierda). Las correlaciones del Pozo Jharia son satisfactorias para el carbono fijo pero resultan pobres para la materia volátil (derecha).



^ Pasos de la interpretación para obtener la mineralogía a partir de los rayos gamma. El detector recibe un espectro de rayos gamma que se compara con los estándares para cada elemento a fin de obtener los rendimientos relativos. Los rendimientos son convertidos en concentraciones elementales mediante la aplicación de un factor de normalización computado en base al modelo de cierre de óxidos. Por último, el modelo SpectroLith estima los porcentajes de minerales a partir de los elementos.

Las capas de carbón son fáciles de identificar por su alta concentración de hidrógeno. La cuantificación del volumen de carbono fijo, material volátil y humedad en el carbón es más difícil y requiere dos supuestos. Primero, hay otras fuentes de hidrógeno que deben ser consideradas, incluyendo el agua presente en las diaclasas, el agua de las arcillas y la humedad de la formación y del pozo, a menos que haya sido perforado con aire. Como estos elementos forman una base consistente, pueden ser sustraídos para dar la concentración de hidrógeno en el carbón. En segundo lugar, los diferentes tipos de carbón tienen diferentes contenidos de hidrógeno. No obstante, en

un área o formación dada, esto puede ser suficientemente consistente como para permitir una conversión de concentración de hidrógeno a porcentaje de carbón.

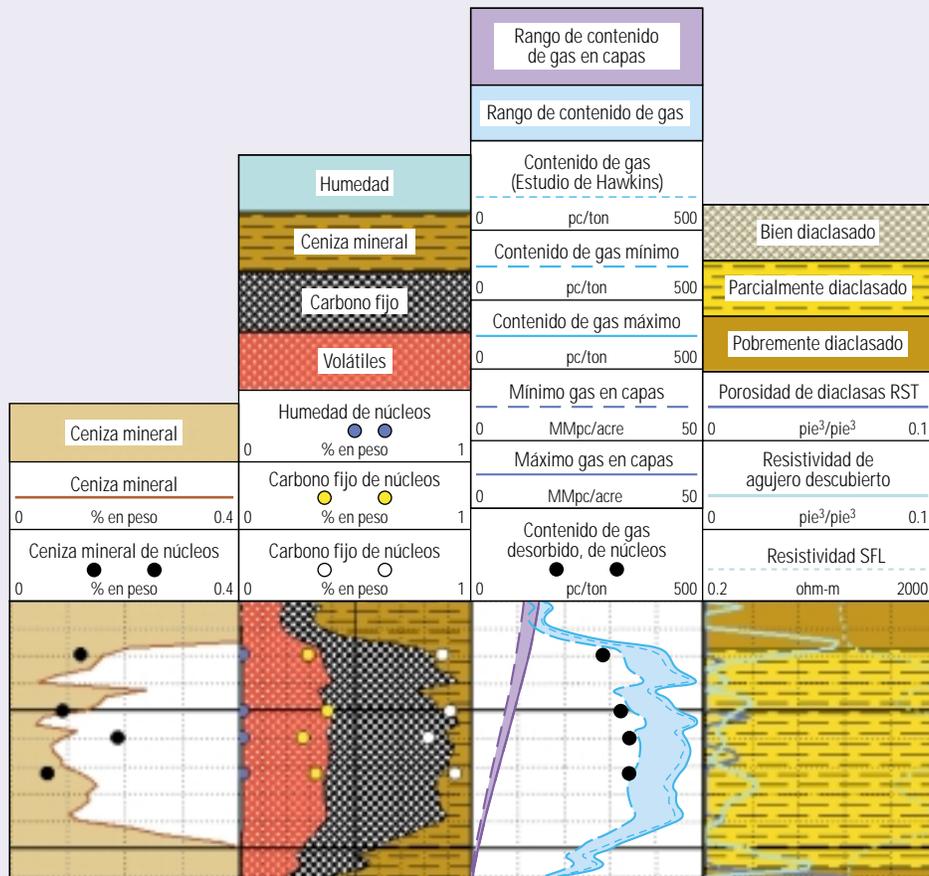
Los datos obtenidos con la herramienta ECS permiten efectuar un análisis preliminar de las principales fracciones rápido y automático en

la localización del pozo. El contenido total de ceniza se obtiene simplemente a partir de sus componentes; a saber, cuarzo, arcilla, carbonatos y pirita, mientras que la cantidad de carbono fijo y material volátil pueden estimarse a partir de correlaciones con el contenido de ceniza (página anterior).

1. En la práctica, el proceso no es tan directo. En primer lugar, se miden los elementos, no los óxidos, pero la naturaleza contribuye ya que los elementos más abundantes existen solamente en un óxido común, por ejemplo el cuarzo [SiO<sub>2</sub>] para el sílice [Si]. Por lo tanto, para la mayoría de los elementos existe un factor de asociación exacto que convierte la concentración del elemento en la concentración del óxido. En segundo lugar, si bien la herramienta ECS mide la mayoría de los elementos más comunes, existen excepciones,

siendo las del potasio y el aluminio las más importantes. Afortunadamente, la concentración de estos elementos se correlaciona estrechamente con la del hierro, de manera que pueden incluirse en el factor de asociación del óxido para el hierro.

2. Herron S y Herron M: "Quantitative Lithology: An Application for Open and Cased Hole Spectroscopy," *Transcripciones del XXXVII Simposio Anual de la SPWLA*, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 16 al 19 de junio de 1996, artículo E.



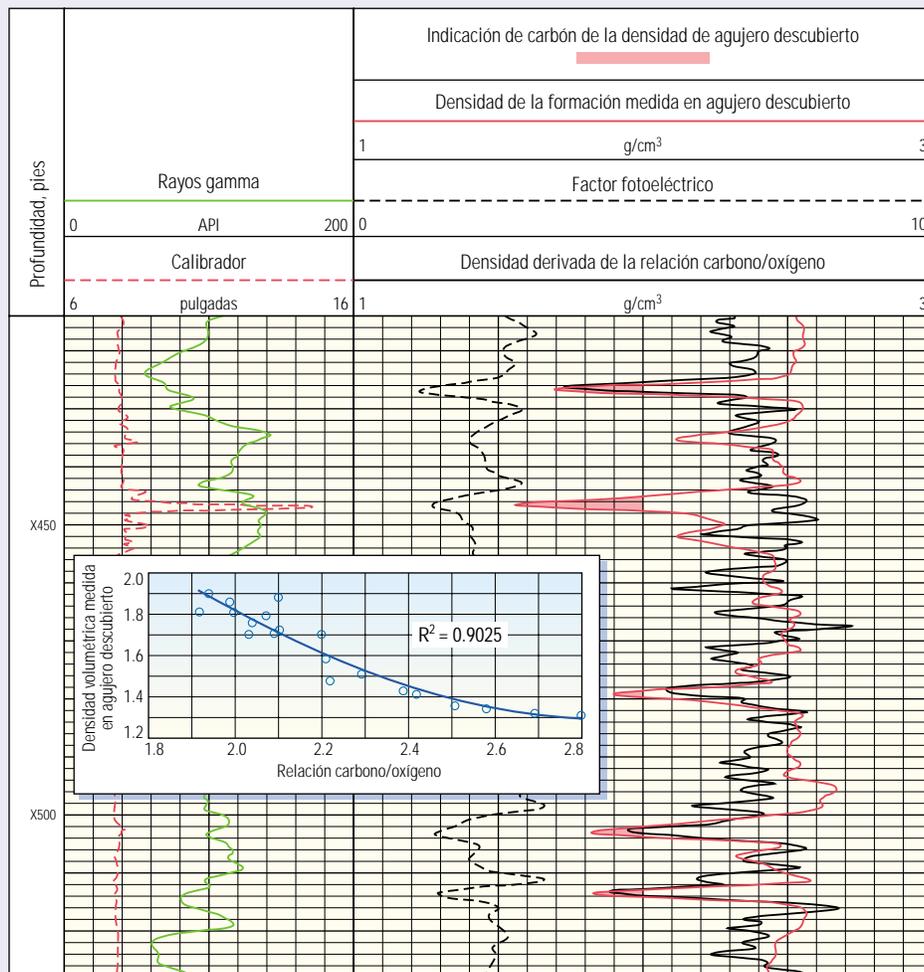
^ Típica evaluación del carbón utilizando espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones con la herramienta de Control de Saturación del Yacimiento RST. Los Carriles 1 y 2 muestran los análisis preliminares de las principales fracciones a partir de registros y núcleos. El Carril 3 muestra el contenido de gas y el contenido de gas acumulado, en base a registros y núcleos, utilizando dos transformadas diferentes. Una es la ecuación de rango de Langmuir desarrollada por Hawkins y otros, referencia 8, texto principal. La otra es una ecuación local basada en el contenido de ceniza, la temperatura y la presión. El Carril 4 indica la intensidad de las diaclasas.

Muchas de esas correlaciones ya han sido establecidas en base a datos de núcleos para áreas o formaciones específicas.<sup>3</sup> Como alternativa, la mineralogía ECS puede combinarse con otros datos de registros en un cómputo de la herramienta ELANPlus. El análisis preliminar resultante es mejorado mediante la descripción detallada del contenido de ceniza basado en la sonda ECS, y por la capacidad de los datos de los registros de litodensidad y neutrón para distinguir entre carbono fijo y materia volátil.

La mineralogía ECS más detallada también ayuda a identificar el grado de desarrollo de diaclasas. La presencia de calcita y piritita

indica un sistema de diaclasas bien desarrollado en el que el flujo de agua ha provocado mineralización secundaria. No obstante, la existencia de grandes cantidades de calcita y piritita sugiere que las diaclasas han sido rellenadas o que el carbón es de bajo grado. También se han observado cuarzo y arcilla en las diaclasas pero los grandes volúmenes de estos minerales y un gran volumen total de ceniza indican un carbón de menor rango. Estos carbones habrán perdido menos agua y materia volátil durante la carbonización y tendrán, por lo tanto, menos diaclasas.<sup>4</sup> Estas observaciones pueden ser utilizadas para identificar capas de carbón bien diaclasadas;

por ejemplo, con porcentajes de calcita que oscilan entre el 2 y el 7% y porcentajes de piritita que varían entre 0.5 y 5%. Las capas de carbón pobremente diaclasadas tienen porcentajes totales de ceniza superiores al 45%, porcentajes de arcilla que exceden el 25% y porcentajes de cuarzo que superan el 10%. Los porcentajes de minerales comprendidos entre los de las capas de carbón bien diaclasadas y las capas de carbón pobremente diaclasadas indican carbones parcialmente diaclasados.<sup>5</sup> Las reglas y los valores de corte pueden variar según el área y deberían establecerse localmente a partir de los datos de producción.



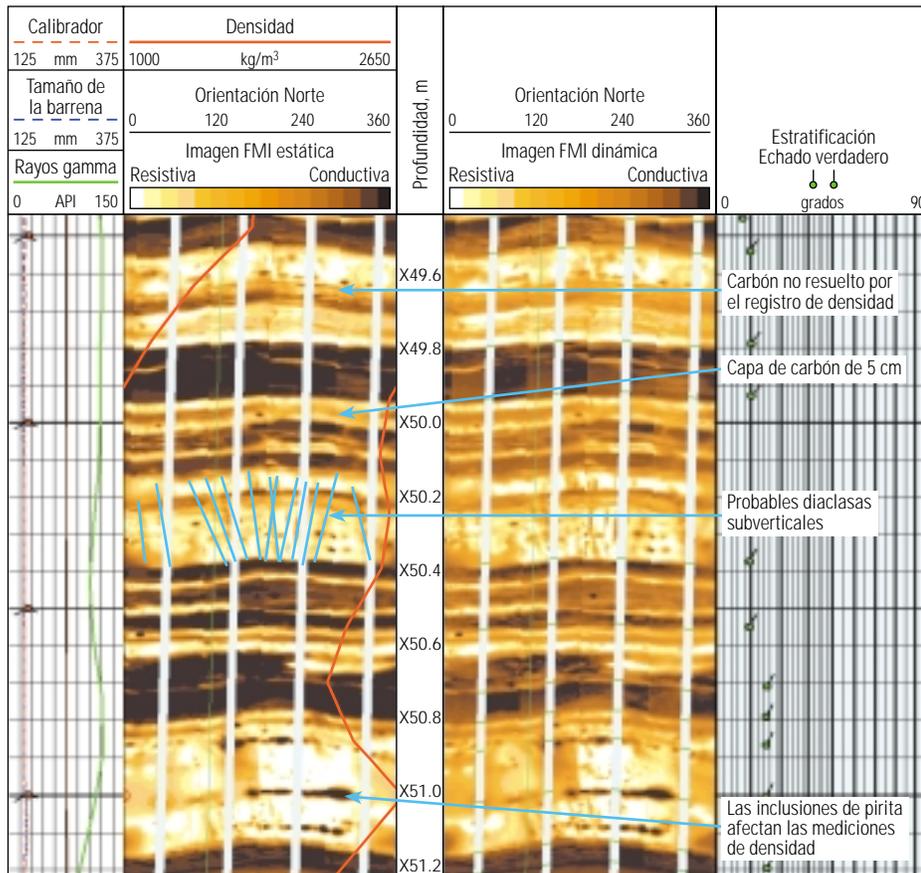
^ Comparación de la densidad derivada de un registro adquirido en agujero descubierto (rojo) con la derivada de la relación carbono/oxígeno RST (negro), luego de efectuar la correlación de mejor ajuste que se muestra en la gráfica (*recuadro*). La densidad obtenida en agujero descubierto sugiere la presencia de carbón a X447, pero los datos de la relación carbono/oxígeno indican que esto es incorrecto y ha sido causado por el agrandamiento del agujero observado en el calibrador.

El rango del carbón y el contenido de gas pueden calcularse en base al análisis preliminar de las principales fracciones. La intensidad de las diaclasas indica la permeabilidad y, en consecuencia, la productividad. Por lo tanto, la espectrometría de rayos gamma inducidos por neutrones, en combinación con otros registros, proporciona un registro continuo de los principales factores necesarios para evaluar una capa de carbón y cualquier arena adyacente, inmediatamente después de perforado el pozo ([página anterior](#)).

El análisis elemental tiene una función adicional en los pozos entubados, donde la relación carbono/oxígeno prevista por la

herramienta RST constituye el método más exacto para la identificación de carbones a través de registros. Esta técnica resulta particularmente útil en los pozos perforados para alcanzar objetivos más profundos, que han sido entubados en las zonas carboníferas sin obtener registros de densidad a agujero descubierto. La relación carbono/oxígeno es calibrada con la densidad del carbón, utilizando datos de otros pozos del área ([arriba](#)). Los otros rendimientos relativos pueden ser interpretados como ya descriptos, después de considerar los efectos de la tubería de revestimiento y del cemento sobre las concentraciones de sílice y calcio.

3. Hawkins y otros, referencia 8, texto principal.
4. Law BE: "The Relationship Between Coal Rank and Spacing: The Implications for the Prediction of Permeability in Coal," *Actas del Simposio Internacional sobre Metano en Capas de Carbón*, Vol. 2, Birmingham, Alabama, EUA, (17 al 21 de mayo de 1993): 435-442.
5. Ahmed U, Johnston D y Colson L: "An Advanced and Integrated Approach to Coal Formation Evaluation," artículo de la SPE 22736, presentado en la 66ª Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 6 al 9 de octubre de 1991.



^ Mediciones de alta resolución en carbones finamente estratificados. Muchos carbones se encuentran finamente estratificados y no pueden ser identificados con mediciones estándar. La herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI tiene una resolución de 0.5 cm [0.2 pulgadas], lo que permite a los analistas generar imágenes de las capas de carbón delgadas. El Carril 1 contiene datos de registros de rayos gamma, calibrador, y de orientación del pozo. En el Carril 2 se muestra una comparación entre el registro de densidad y la imagen FMI estática. La herramienta FMI identifica claramente el carbón delgado a X50.0 m, donde el registro de densidad no lo hace. Las inclusiones de pirita que afectan claramente la densidad a X51.0 m aparecen como puntos oscuros en la imagen FMI. El Carril 3 contiene la imagen FMI dinámica y el Carril 4 exhibe información del echado.

Nexen de Canadá Ltda. ha realizado pruebas exitosas en capas de carbón localizadas en planicies someras, utilizando el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT (próxima página). Luego de sacar por bombeo todo el fluido de perforación, el módulo del empacador MDT permite extraer el fluido de yacimiento de las capas de carbón aisladas en condiciones casi vírgenes. La herramienta proporciona información precisa sobre la velocidad de flujo y la presión y mide las propiedades de los fluidos recuperados en tiempo real. El análisis de presio-

nes transitorias puede ser aplicado a la respuesta de la presión para determinar la permeabilidad del carbón. La presión de cierre de fondo reduce el problema de almacenamiento del pozo que puede enmascarar la respuesta de la formación en el análisis de presiones transitorias. Nexen de Canadá Ltda. ha descubierto que el dispositivo MDT es eficaz en materia de costos y minimiza las incertidumbres propias de otros métodos de prueba de la permeabilidad del carbón.

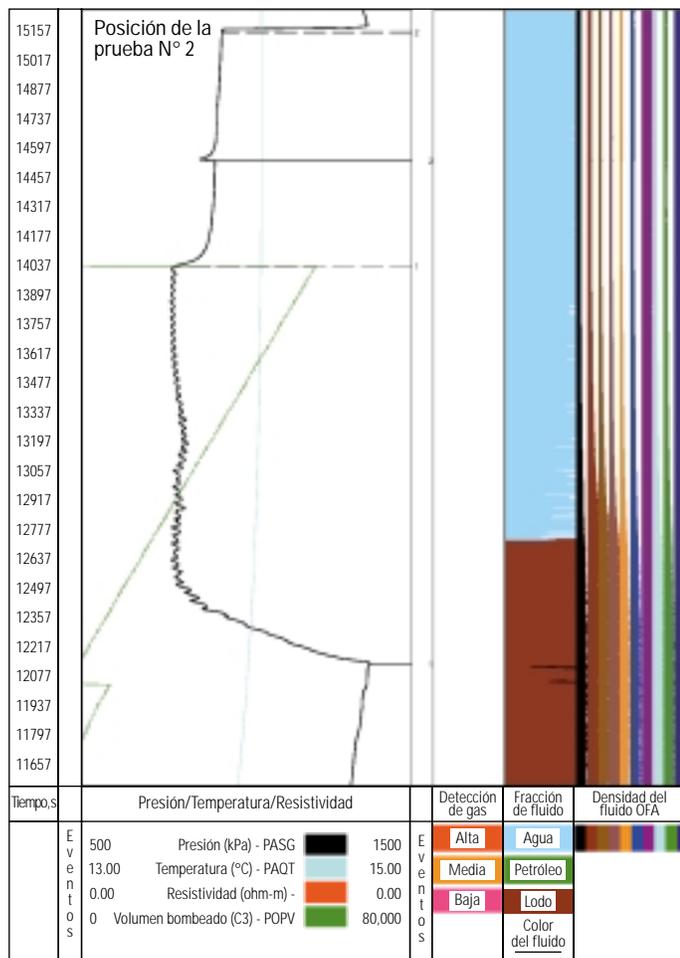
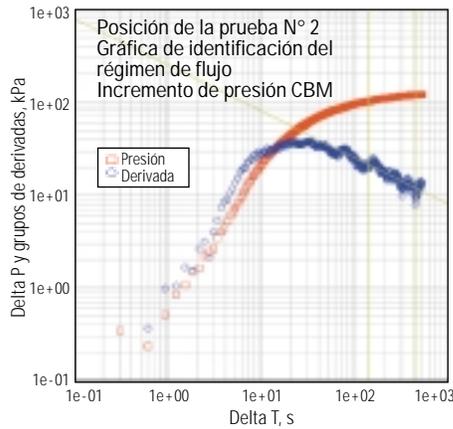
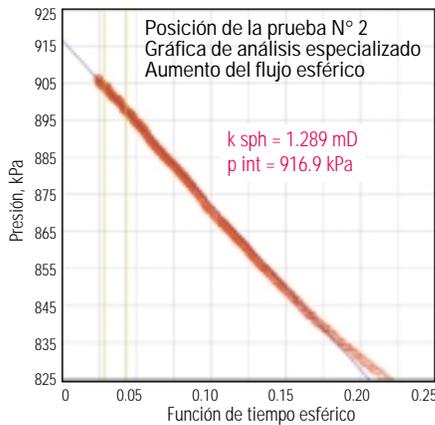
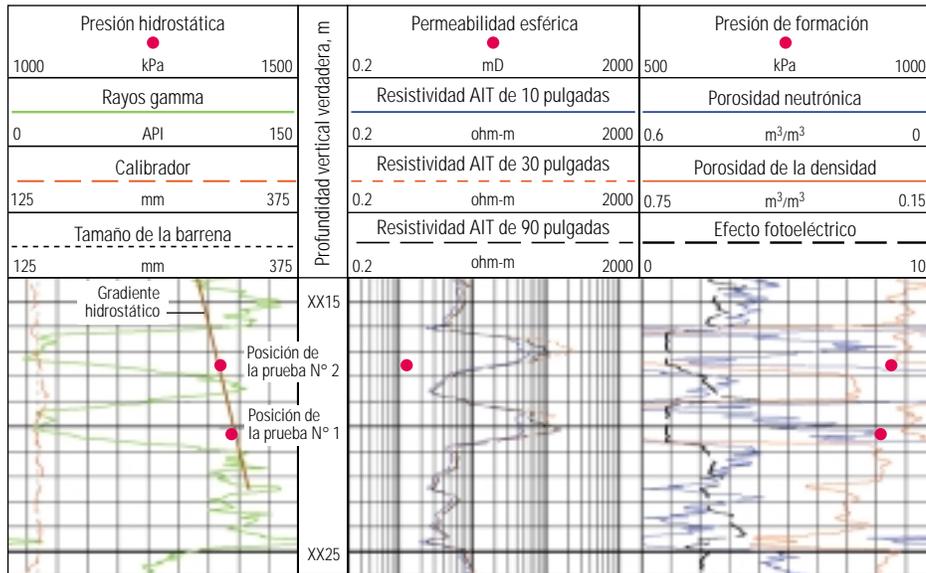
Algunos carbones del grupo Mannville, en las planicies de Alberta, son carbones finamente estratificados como se observa en una imagen FMI de un pozo de Burlington Resources de Canadá (arriba). Aquí, el registro de densidad volumétrica parece responder a minerales pesados como la pirita, que se encuentran en la matriz del carbón. Estos minerales aparecen como manchas conductivas en las imágenes FMI, arrojando picos de densidad anormalmente altos que causan ciertos errores potenciales en los cálculos del carbón

neto. La resolución superior de la herramienta FMI permite obtener mediciones más confiables del espesor de carbón neto.<sup>9</sup>

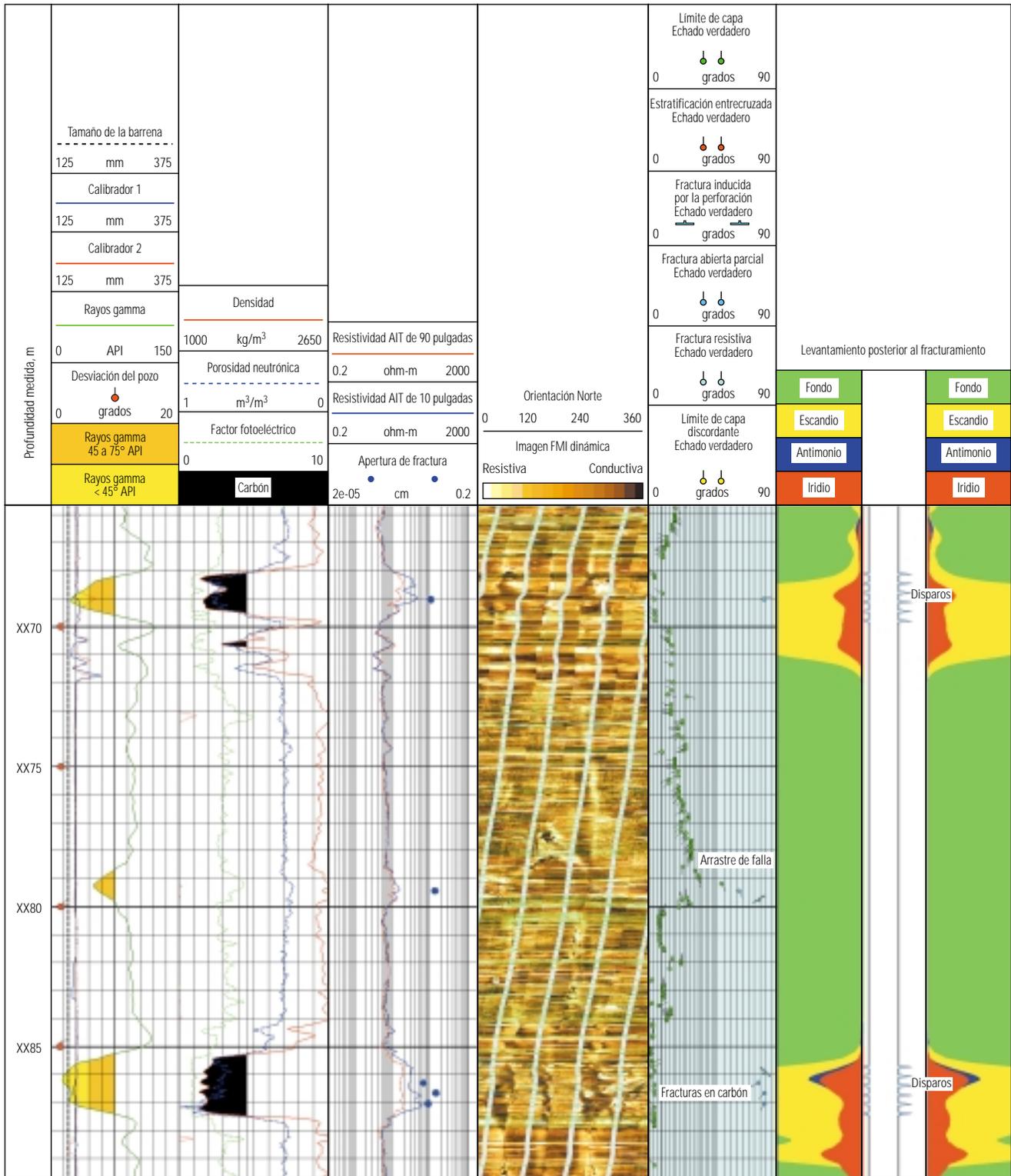
La abundancia de pliegues y fallas de cabalgamiento relacionadas con la deformación Laramide caracteriza la compleja geología estructural de los pies de monte de la Columbia Británica y Alberta. Actualmente, el esfuerzo horizontal mínimo tiene dirección noroeste-sureste en gran parte del área de los pies de monte, aproximadamente paralela a los afloramientos, si bien estudios de ovalización por ruptura de la pared del pozo indican variaciones en los esfuerzos locales. En las planicies de Alberta, estudios realizados recientemente por la Comisión de Energía y Servicios Públicos de Alberta (AEUB), utilizando datos geológicos regionales y registros de perforación y terminación de pozos, indican variaciones en los esfuerzos entre las secuencias de rocas del Cretácico Superior-Terciario y las del Cretácico Inferior.<sup>10</sup>

9. Schoderbek D y Ray S: "Applications of Formation MicroImage Interpretation to Canadian Coalbed Methane Exploration," presentado en la Convención Anual de la CSPG-CSEG, Calgary, Alberta, Canadá, 2 al 6 de junio de 2003.

10. Bell JS y Bachu S: "In Situ Stress Magnitude and Orientation Estimates for Cretaceous Coal Bearing Strata Beneath the Plains Area of Central and Southern Alberta," *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* 51, no. 1 (2003): 1-28.



▲ Presión y permeabilidad obtenidas mediante el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT. Nexen de Canadá Ltda. corrió la herramienta MDT en un pozo para comprobar las capas de carbón localizadas en las planicies de Alberta. La posición de la prueba 2 con MDT puede ubicarse en el registro (*extremo superior*). Las presiones hidrostáticas se grafican en el Carril 1, junto con los datos de los registros de rayos gamma y de calibrador. La permeabilidad obtenida del análisis del incremento de presión durante el flujo esférico (*centro, a la izquierda*) se muestran en el Carril 2, junto con los datos de resistividad. Los datos del incremento de presión también se utilizaron para identificar un régimen de flujo esférico (*extremo inferior izquierdo*). La presión de formación, determinada a partir del análisis de incremento de presión, se representa gráficamente en el Carril 3, junto con la información de porosidad y litología. La gráfica del Analizador Óptico de Fluido OFA (*derecha*) muestra la presión, la temperatura y el volumen bombeado durante el muestreo y los cambios en la recuperación del fluido durante la prueba. El lodo de perforación fue recuperado inicialmente, luego el agua (pardo) con posibles indicios escasos de gas (blanco).



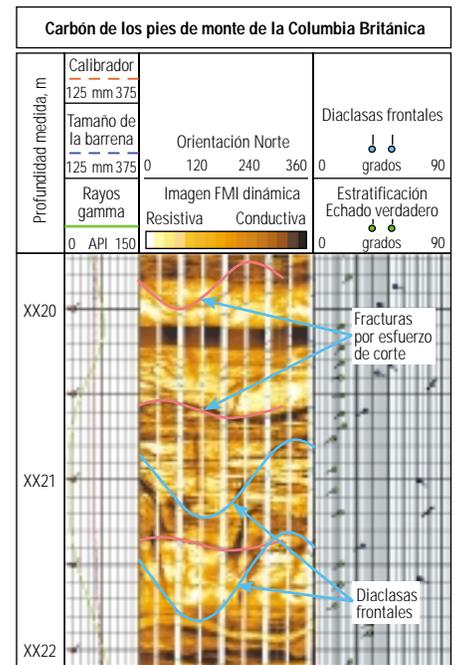
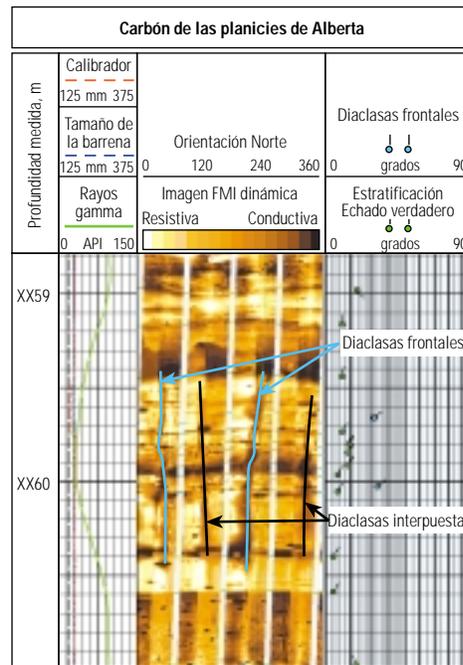
^ Análisis de capas de carbón de las planicies de Alberta. Se identificó una falla durante la interpretación de las imágenes FMI de este pozo Burlington a una profundidad de XX79.5 m (Carril 4). Las fallas y la presencia de fracturas asociadas con las mismas tienen un impacto directo sobre la permeabilidad de las capas de carbón. En el Carril 1 se muestran datos de los registros de rayos gamma y de calibrador con la orientación del pozo. El Carril 2 contiene información de porosidad y litología. Se calcularon aperturas de fracturas que exceden 0.01 cm [0.004 pulgadas] a partir de los datos FMI, que se muestran, junto con los datos de resistividad, en el Carril 3. El Carril 4 contiene la imagen FMI dinámica a partir de la cual se picaron los planos de estratificación y fractura. El Carril 5 muestra las gráficas de echados derivados de la interpretación del Carril 4. A la derecha se incluye un levantamiento posterior al fracturamiento para demostrar el crecimiento vertical de las fracturas hidráulicas en las capas de carbón disparadas. La presencia de trazadores radiactivos debajo de los disparos indica el crecimiento de las fracturas en sentido descendente.

Por otra parte, los datos de imágenes de la pared del pozo obtenidos con la herramienta FMI mostraron la presencia de fallas en estas áreas (página anterior). Se realizaron levantamientos posteriores al fracturamiento para evaluar cómo se propagan las fracturas hidráulicas a través de las capas de carbón y la roca adyacente.

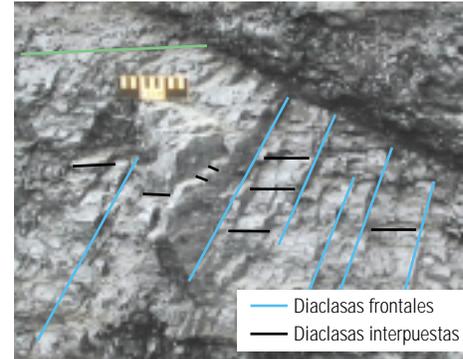
En los pies de monte del noreste de la Columbia Británica, las Formaciones Gates y Gething del Cretácico contienen los estratos de carbón de mayor espesor. Las capas de carbón de estas formaciones están expuestas en el campo carbonífero Peace River, a lo largo de los afloramientos de orientación noroeste, donde son explotados. En el extremo sureste de la Columbia Británica, el carbón está contenido en la Formación Mist Mountain del Jurásico-Cretácico, que aflora en la cadena frontal de las Montañas Rocallosas, en el Valle de Elk, en los campos carboníferos Crowsnest y Flathead.

La Formación Gething contiene más de 20 m [65 pies] de carbón acumulado en el área de Pine River. La formación disminuye de espesor regionalmente, en dirección al sureste, pero mantiene espesores de carbón acumulados de aproximadamente 6 m. Un informe del año 1980 sobre exploración del carbón en la porción norte de la tendencia de la Formación Gething proporciona información sobre el contenido de gas de los pozos. Los datos indican alto contenido de gas—hasta 19.5 m<sup>3</sup>/tonelada [620 pc/ton]—a una profundidad de 459 m [1506 pies] en un pozo como mínimo. El rango del carbón de la Formación Gething generalmente disminuye hacia el este y abarca el rango bituminoso.<sup>11</sup> Las diaclasas frontales en las capas de carbón de la Formación Gething al norte tienen orientación noroeste-sureste y, bajo el régimen actual de los esfuerzos, pueden estar cerradas.<sup>12</sup>

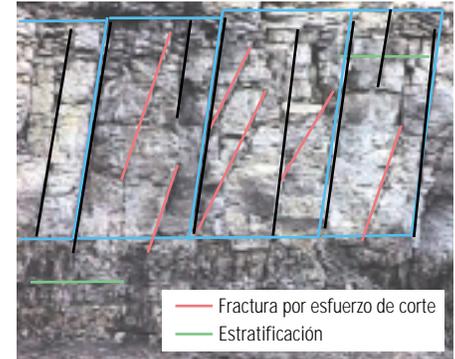
La Formación Gates disminuye de espesor hacia el noroeste y sus reservas de carbón no están tan esparcidas como las de la Formación Gething. El carbón presente en la Formación Gates normalmente contiene cuatro capas con un espesor medio total que oscila entre 15 y 20 m [49 y 66 pies]. En 1996, Phillips Petroleum perforó cuatro pozos para comprobar las capas de carbón de la Formación Gates, a una profundidad de entre 1300 y 1500 m [4270 y 4920 pies]. El con-



Carbón de las planicies



Carbón de los pies de monte



^ Comparación de imágenes FMI del carbón de las planicies de Alberta y el carbón de los pies de monte de la Columbia Británica. La imagen de un carbón de las planicies muestra un claro desarrollo de diaclasas frontales e interpuestas (*extremo superior izquierdo*). Las imágenes del carbón de los pies de monte ayudan a los geólogos a identificar un importante desarrollo de fracturas por esfuerzo de corte (*extremo superior derecho*). Las exposiciones en afloramientos de las capas de carbón de las planicies de Alberta y de los pies de monte de la Columbia Británica muestran planos de estratificación, diaclasas frontales e interpuestas, y fracturas por esfuerzo de corte. Los rasgos se indican en las fotografías de los afloramientos. El carbón de los pies de monte (*extremo inferior derecho*) muestra un intenso desarrollo de fracturas por esfuerzo de corte, mientras que el carbón de las planicies no (*extremo inferior izquierdo*). El desarrollo de fracturas por esfuerzo de corte degrada la permeabilidad del carbón.

tenido de gas medido en estos pozos resultó promisorio, oscilando entre 6.3 y 29.2 m<sup>3</sup>/tonelada [202 y 935 pc/ton], si bien la permeabilidad medida era baja. Las diaclasas frontales en las capas de carbón de la Formación Gates tienen orientación noreste-suroeste y pueden ser perpendiculares a la dirección actual del esfuerzo mínimo. En consecuencia, es razonable suponer que las diaclasas frontales de la Formación Gates puedan estar abiertas.

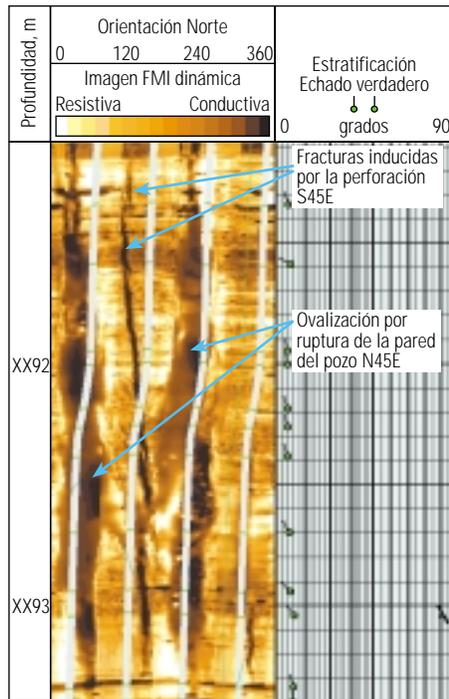
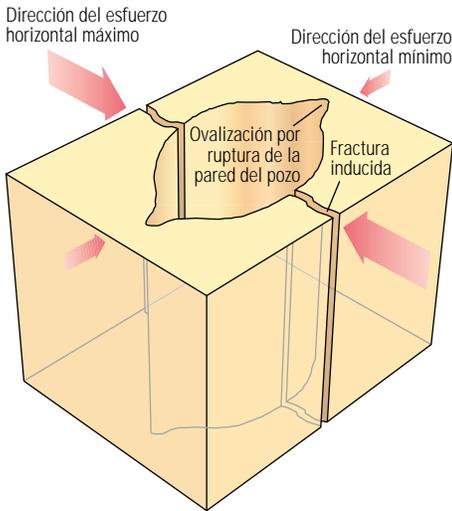
Los afloramientos del campo carbonífero Peace River han permitido a los geólogos conocer las interrelaciones entre deformación, desarrollo de diaclasas y campos actuales de esfuerzos y su relación con la permeabilidad del carbón. La

combinación de profundidad y deformación puede haber reducido considerablemente la permeabilidad en las capas de carbón presentes en las formaciones Gething y Gates. Se cree que la cizalladura entre capas de estos carbones ha reducido la permeabilidad del carbón.

Los afloramientos de carbón proporcionan abundante información sobre esfuerzos y sistemas de fracturas del carbón. En el subsuelo, muchos operadores recurren a la generación de imágenes de la pared del pozo para determinar el grado de desarrollo de diaclasas y fracturas naturales en las capas de carbón; en algunos pozos, se pueden observar fracturas por esfuerzo de corte utilizando imágenes de la pared del pozo (arriba).

11. Marchioni D y Kalkreuth WD: "Vitrinite Reflectance and Thermal Maturity in Cretaceous Strata of the Peace River Arch Region, West-Central Alberta and Adjacent British Columbia," Servicio Geológico de Canadá, Informe de Archivo Abierto 2576, 1992.

12. Bachu S: "In Situ Stress Regime in the Coal-Bearing Strata of the Northeastern Plains Area of British Columbia," Sigma H. Consultants Ltd. Invarmere BC, Informe para el Ministerio de Energía y Minas, Columbia Británica, 2002.



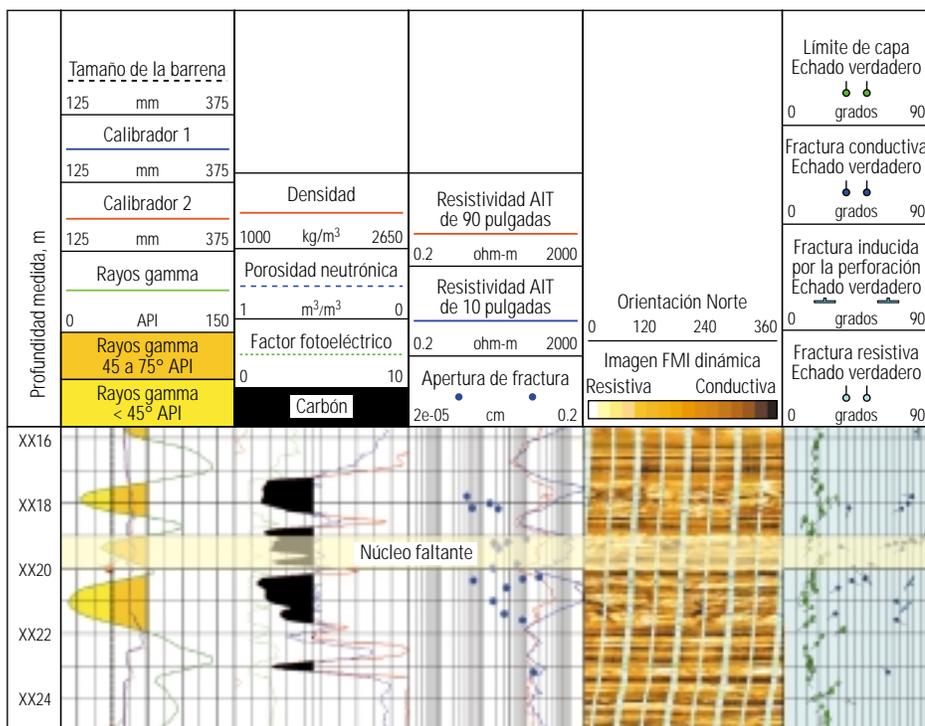
< Determinación de los esfuerzos locales a partir de imágenes de la pared del pozo. Durante las operaciones de perforación, la eliminación de esfuerzos alrededor del pozo produce fracturas inducidas y ovalización por ruptura de la pared del pozo (*izquierda*). Estos fenómenos indican la dirección de los esfuerzos locales. Las orientaciones de estos rasgos, interpretadas a partir de los datos FMI (*derecha*), se utilizan en el tratamiento de fracturamiento hidráulico y en los diseños de pozos desviados.

Burlington Resources de Canadá y sus socios han adquirido datos FMI para determinar las direcciones de las diaclasas y las fracturas, así como también la orientación actual de los esfuerzos. Esta información es utilizada para las tareas de planeación de pozos y sirve de ayuda en la evaluación del comportamiento y la eficacia de la estimulación de fracturas hidráulicas (*arriba*). Las fracturas inducidas por la perforación y las

ovalizaciones por ruptura de la pared del pozo indican la orientación de los esfuerzos locales. Las imágenes de la pared del pozo de alta calidad, que muestran las fracturas naturales, facilitan la interpretación de las orientaciones de los paleoesfuerzos y las aperturas de las fracturas. Los pozos desviados son perforados en sentido perpendicular al grupo de fracturas dominante utilizando la información de la herramienta FMI de

los pozos adyacentes o de los registros de las zonas superiores de los mismos pozos. Las imágenes de la pared del pozo también se utilizan para orientar y correlacionar en profundidad los intervalos en donde se extrajeron núcleos, particularmente en las zonas de pobre recuperación de núcleos (*abajo, a la izquierda*).

Además de la generación de imágenes de la pared del pozo, los datos de velocidad acústica de ondas compresivas y ondas de corte han sido utilizados durante mucho tiempo con otras mediciones petrofísicas tales como la densidad volumétrica, la porosidad y el volumen de lutitas, para derivar las propiedades elásticas de las rocas y determinar los perfiles de esfuerzos de cierre a fin de ser utilizados como datos de entrada en los diseños de las fracturas hidráulicas.<sup>13</sup> Si bien estos métodos han sido empleados en el oeste de Canadá en forma rutinaria y durante muchos años, su aplicación en las capas de carbón constituye un fenómeno reciente.



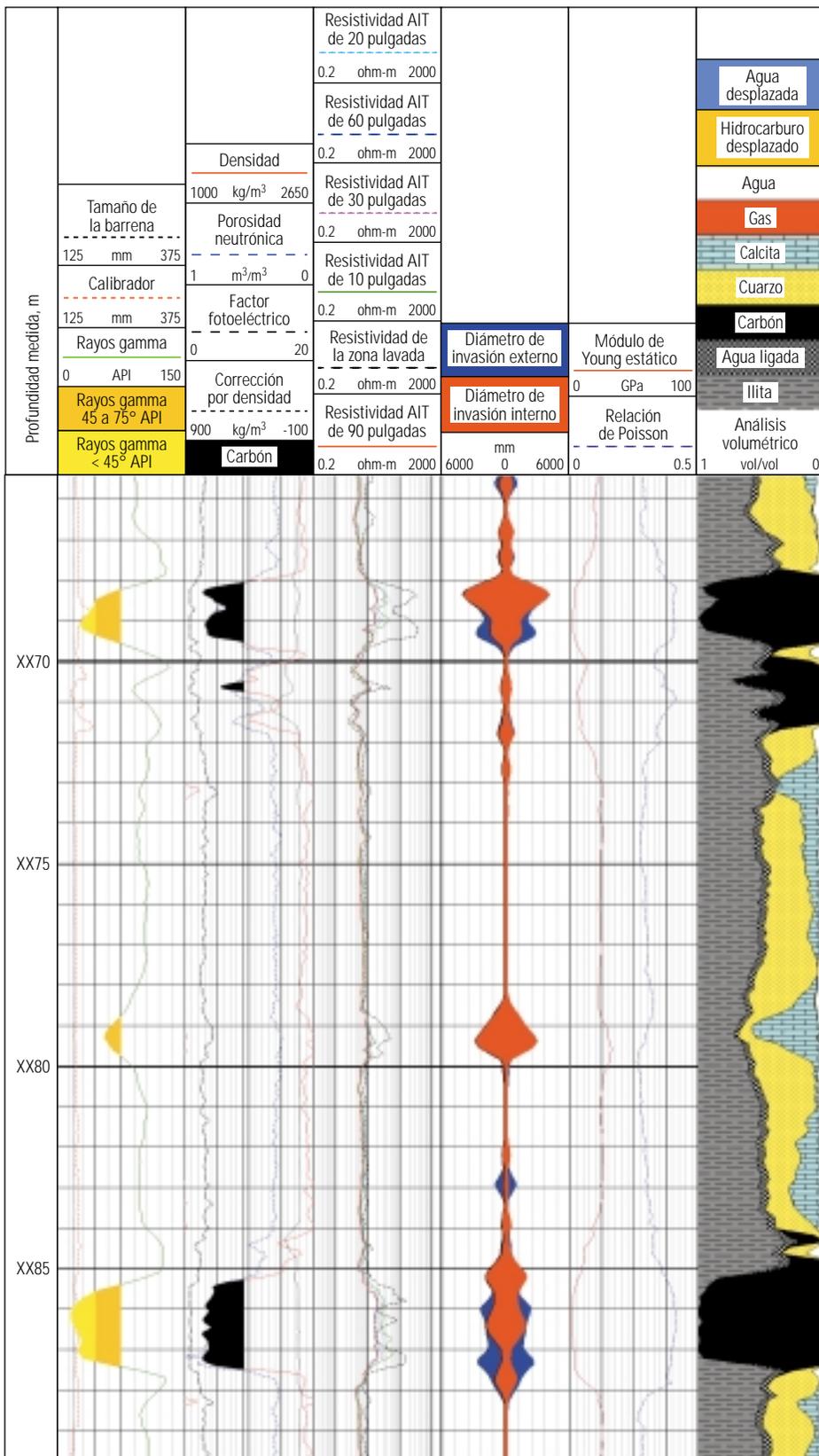
< Análisis de un intervalo de carbón de los pies de monte de la Columbia Británica. El alto grado de fracturamiento presente en las capas de carbón de los pies de monte puede dificultar la recuperación de núcleos de diámetro completo. Se extrajeron núcleos del intervalo mostrado, sin embargo, faltó una sección de núcleo corta pero crucial, entre XX19 m y XX20 m. La imagen FMI, obtenida a través del intervalo de interés, demostró que el intervalo de núcleo faltante se encontraba intensamente fracturado. En el Carril 1 se muestran datos de registros de rayos gamma y de calibrador con la orientación del pozo. El Carril 2 contiene información de porosidad y litología. Las aperturas de las fracturas calculadas a partir de los datos FMI son generalmente más bajas que en las capas de carbón de las planicies y se muestran, junto con los datos de resistividad, en el Carril 3. El Carril 4 contiene la imagen FMI dinámica a partir de la cual se picaron los planos de estratificación y fractura. El Carril 5 muestra las gráficas de echados derivados de la interpretación del Carril 4.

Los registros de inducción de arreglos múltiples proveen perfiles de invasión y comparaciones cualitativas del desarrollo de diaclasas en carbones. En Canadá, los geólogos y petrofísicos de Burlington y Schlumberger están investigando

un método para evaluar la permeabilidad del carbón mediante el examen de la invasión del fluido de perforación, utilizando datos de la herramienta de generación de Imágenes de Inducción de Arreglo AIT. El dispositivo AIT proporciona

mediciones de resistividad en cinco profundidades de investigación, que oscilan entre 10 y 90 pulgadas y con resoluciones verticales de 1, 2 y 4 pies. El perfil de invasión se calcula utilizando un modelo con una zona completamente lavada de diámetro  $D_i$ , seguida por una zona de transición hacia la formación no invadida a un diámetro  $D_o$ . El modelo ha sido utilizado para computar el perfil de invasión en dos pozos contrastantes; un pozo de prueba CBM en los pies de monte de baja permeabilidad y un pozo de prueba CBM en las planicies de mayor permeabilidad. Ambos pozos fueron perforados con lodo a base de agua dulce, proporcionando un buen contraste de resistividad entre el filtrado de lodo y la resistividad del agua de formación.

En las capas de carbón de las planicies, el análisis AIT indicó mayor invasión donde la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI mostraba la presencia de fracturas por esfuerzo de tracción (izquierda). La medición de 0.3 m [1 pie] de resolución logró resolver los efectos de la invasión en las proximidades de una falla observada en la imagen FMI a XX79.5 m. Se necesita mayor investigación para establecer correlaciones con la producibilidad. Por el contrario, las fracturas por esfuerzo de corte observadas en las imágenes



13. Ali AHA, Brown T, Delgado R, Lee D, Plumb D, Smirnov N, Marsden R, Prado-Velarde E, Ramsey L, Spooner D, Stone T y Stouffer T: "Observación del cambio de las rocas: modelado mecánico del subsuelo," *Oilfield Review* 15, no. 2 (Otoño de 2003): 22-41.

< Análisis de invasión en las capas de carbón de las planicies de Alberta. Mediante la utilización de un modelo de invasión, del tipo de rampa, y de los datos de la herramienta de generación de Imágenes de Inducción de Arreglo AIT, las capas de carbón de las planicies muestran invasión hasta 3.5 m [11.5 pies] en el Carril 4. La presencia de mayor invasión se asocia con intervalos que exhiben fracturas por esfuerzo de tracción en las imágenes FMI. La medición AIT de 1 pie de resolución logró resolver los efectos de la invasión en las proximidades de una falla observada en las imágenes FMI a XX79.5 m. Los analistas de registros utilizan esta información para medir el grado de invasión, que puede relacionarse con la permeabilidad del yacimiento. El Carril 1 muestra los datos de registros de rayos gamma y de calibrador. El Carril 2 contiene información de porosidad y litología y el Carril 3 contiene datos de resistividad. El Carril 4 muestra el cálculo de la invasión y el Carril 5 contiene datos de propiedades mecánicas, que exhiben una relación de Poisson más alta y un módulo de Young más bajo en las capas de carbón. El Carril 6 muestra los resultados litológicos obtenidos con la herramienta de Análisis Elemental de Registros ELANPlus.

FMI, en las capas de carbón de los pies de monte, se asociaban con zonas que mostraban menos invasión en el análisis de invasión AIT (abajo). Los analistas de registros consideran que este análisis constituye una forma confiable de medir el grado de invasión, que puede correlacionarse con la permeabilidad a escala de yacimiento.

La información obtenida de los registros, núcleos y afloramientos puede ser utilizada en la construcción de pozos. La correcta cementación de los pozos en los yacimientos de CBM canadienses constituye un verdadero desafío debido al estado fracturado de las capas de carbón. Con frecuencia, la cementación primaria no logra obtener o mantener los retornos de cemento a la superficie, lo que se traduce en topes de cemento bajos y en un mayor riesgo de migración del gas.

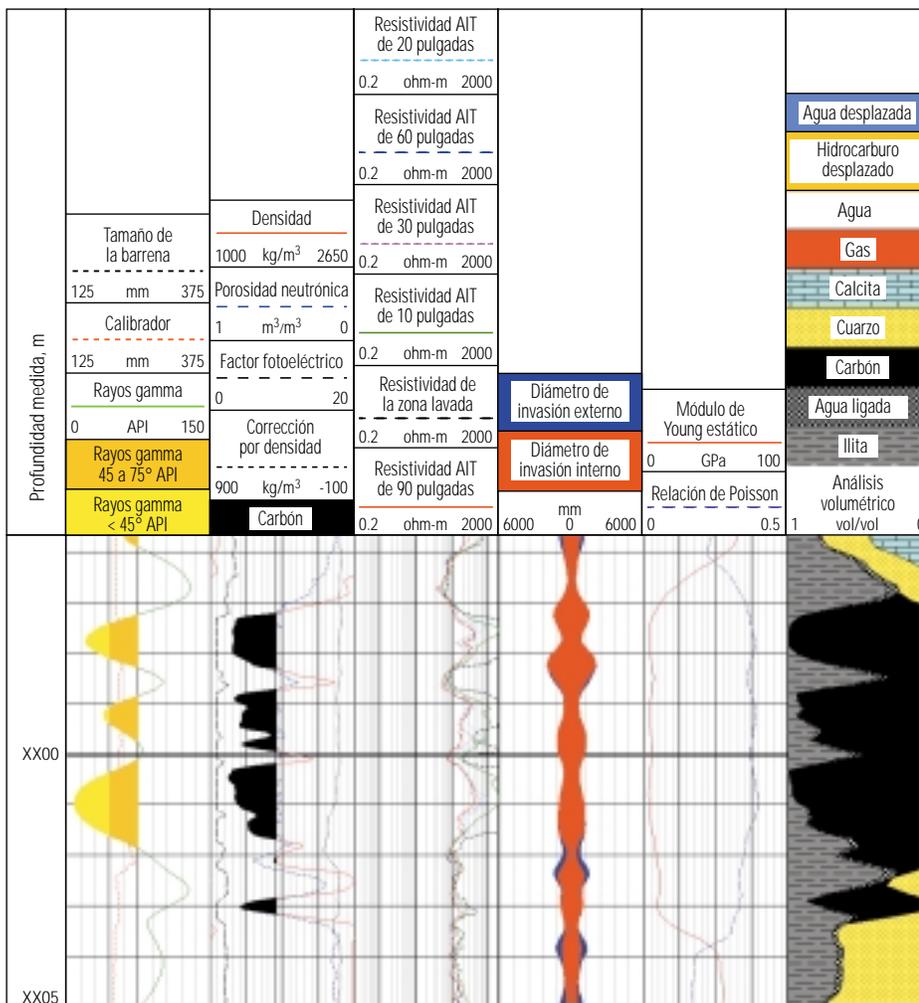
Históricamente, los operadores han recurrido a aumentar el volumen de cemento excedente bombeado para combatir el problema de los topes de cemento bajos, pero una novedosa solución conocida como cemento en fibras avanzado CemNET ha arrojado resultados excelentes.

La lechada CemNET contiene fibras de sílice que puentean y taponan las zonas de pérdida de circulación permitiendo que la lechada vuelva al espacio anular. Los operadores se benefician con esta singular tecnología porque bombean menos cemento, y reducen significativamente los costos de eliminación final del cemento y el daño potencial de las capas de carbón. El beneficio a largo plazo está representado por pozos mejor cementados sin costos de cementación correctiva. En zonas de pérdida de circulación extremadamente

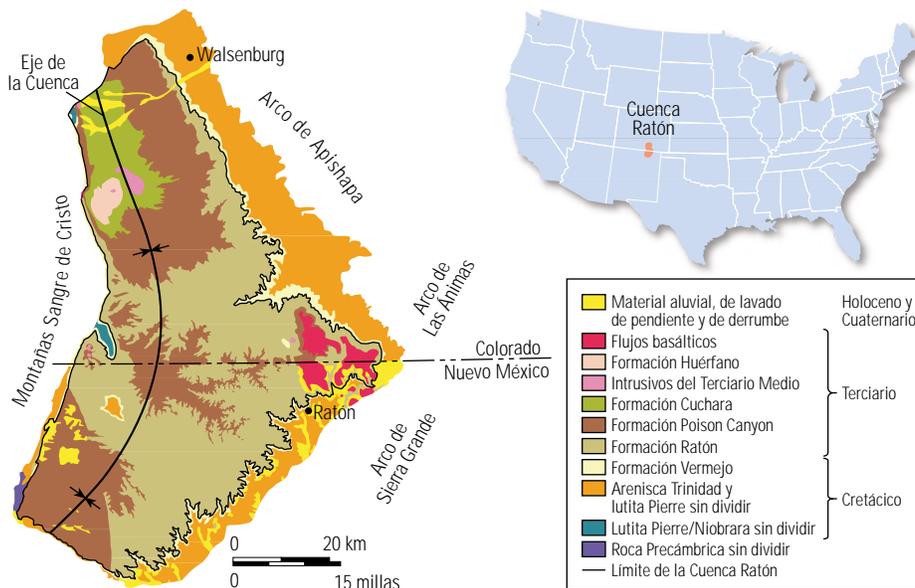
problemáticas, las fibras CemNET, sumadas al sistema de lechada LiteCRETE, han resultado exitosas en yacimientos de CBM de Canadá y Wyoming, EUA.<sup>14</sup> La combinación de estas tecnologías en el cemento CBM LiteCRETE minimiza los problemas de pérdida de circulación proporcionando mejor cobertura de cementación, lo que ha ayudado a reducir los arenamientos durante los tratamientos de estimulación de fracturas realizados en ciertas áreas de las Montañas Rocallosas. Por otra parte, los operadores pueden cementar un pozo hasta la superficie con un único cemento de calidad de producción, lo que ya no impone ninguna restricción sobre la estrategia de terminación.

Los pozos correctamente cementados preparan el camino para los posteriores desafíos que plantea la terminación. En todas las áreas de explotación de yacimientos de CBM del mundo, es típico que las capas de carbón primero necesiten ser deshidratadas para lograr máximos niveles de producción de gas. Esto también es válido en Canadá, si bien se han encontrado muchas capas de carbón sin agua. Cuando se estimulan capas de carbón con mínimo contenido de agua en sus sistemas de diaclasas, o capas de carbón de baja presión, un sistema de fluido de fracturamiento compatible minimiza el daño de la red de permeabilidad. En Canadá, las selecciones de fluidos de fracturamiento hidráulico han incluido nitrógeno puro solamente, sistemas base guar o el fluido de fracturamiento sin polímeros ClearFRAC.<sup>15</sup> Estos fluidos han sido energizados utilizando nitrógeno o dióxido de carbono. El cambio a sistemas sin polímeros y energizado ayuda a asegurar un mejor flujo de fluido al pozo sin dañar la permeabilidad del carbón.

Otra característica común de los yacimientos de CBM de Canadá es que consisten en múltiples capas de carbón delgadas; no es inusual tener más de 20 capas presentes. La tecnología de estimulación mediante tubería flexible CoilFRAC de Schlumberger ha permitido a los operadores disparar y fracturar en forma económica todas estas zonas individualmente, en una operación de un día de duración.<sup>16</sup> En algunas áreas, Schlumberger está fracturando más de 30 zonas por pozo y, en ciertas circunstancias, puede estimular dos pozos por día. Los operadores se benefician con los menores costos de instalación, la disminución de las operaciones de quemado del gas y la reducción significativa del tiempo que media entre la terminación y las ventas del gas. Las operaciones CoilFRAC resultan adecuadas para áreas sensibles desde el punto de vista ambiental porque el equipo deja menos huellas que las unidades de servicio y la mayor parte del equipo se traslada al campo una sola vez.



^ Análisis de invasión en las capas de carbón de los pies de monte de la Columbia Británica. Las capas de carbón de los pies de monte muestran un nivel de invasión relativamente bajo entre 1 y 2 m [3 y 6 pies]. Se observan perfiles de invasión somera en zonas donde la imagen FMI muestra un alto grado de desarrollo de fracturas por esfuerzo de corte. El Carril 1 presenta los datos de registros de rayos gamma y de calibrador. El Carril 2 contiene información de porosidad y litología y el Carril 3 contiene datos de resistividad. El Carril 4 muestra el cálculo de la invasión y el Carril 5 contiene datos de propiedades mecánicas, que exhiben una relación de Poisson más alta y un módulo de Young más bajo en las capas de carbón. El Carril 6 muestra los resultados litológicos obtenidos con la herramienta de Análisis Elemental de Registros ELANPlus.



Geología de superficie de la Cuenca Ratón. La cuenca de 5700 km<sup>2</sup> [2200 millas cuadradas] contiene dos sistemas de yacimientos de carbón: el objetivo de producción primaria, las capas de carbón de la Formación Vermejo (amarillo claro) a una profundidad promedio de aproximadamente 610 m [2000 pies], y las capas de carbón de la Formación Ratón sobreyacente (pardo claro), que es un objetivo secundario en el carbón. Los filones y diques ígneos del Terciario de la intrusión Spanish Peaks (rosado) han alterado las capas de carbón localmente. (Adaptado de Flores y Bader, referencia 18).

Recientemente, se han iniciado gestiones para explotar los vastos recursos de CBM de Canadá. Provisos del conocimiento histórico de la industria minera del carbón, los operadores de yacimientos de CBM de Canadá continúan intentando descubrir métodos óptimos de perforación, evaluación, terminación y producción de yacimientos de capas de carbón.

### Desarrollo en la Cuenca Ratón

La Cuenca Ratón se encuentra ubicada en el sur de las Montañas Rocallosas, en el límite entre Nuevo México y Colorado, EUA. Se formó durante fines del Cretácico y principios del Terciario. El levantamiento Laramide produjo la erosión de las ancestrales Montañas Rocallosas y la creación de una cuña de sedimentación fluviodeltaica que progresa hacia el este, incluyendo la sedimentación de numerosas capas de carbón. La cuenca contiene sistemas de yacimientos de carbón: el objetivo de producción primaria, las capas de carbón de la Formación Vermejo a una profundidad promedio de aproximadamente 610 m [2000 pies], y las capas de carbón de la Formación Ratón sobreyacente; es decir, el objetivo secundario.

Las capas de carbón Vermejo son moderadamente continuas porque fueron depositadas en pantanos y en planicies de inundación, dentro de una planicie deltaica dominada por un ambiente fluvial. Las capas de carbón Vermejo alcanzan un espesor combinado de hasta 12 m [40 pies] y promedian los 6 m [20 pies] de espesor combinado, con un espesor de capa individual medio de 0.8 m

[2.6 pies] en un intervalo total de 84 m [275 pies]. Por el contrario, las capas de carbón Ratón son más delgadas y menos continuas porque su sedimentación correspondió a depósitos de desborde en los ambientes de pantanos fluviales asociados con sistemas de ríos meandrosos. Las capas de carbón Ratón pueden superar los 23 m [75 pies] de espesor total, pero las capas individuales poseen un espesor medio de 0.5 m [1.5 pies].

Durante el Mioceno, la cuenca fue intrusionada por un complejo ígneo conocido con el nombre de Spanish Peaks.<sup>17</sup> La actividad ígnea formó una compleja red de diques, filones y fracturas que han incidido en las características del yacimiento tanto de las capas de carbón como de las areniscas

(izquierda).<sup>18</sup> El sepultamiento producido a mediados del Terciario y el levantamiento y la erosión de fines del Terciario, acaecidos en la porción sur de la cuenca, sumados a las intrusiones de fines del Terciario y el calentamiento asociado, hicieron que cayera la presión de fluido total en la cuenca.<sup>19</sup> Esta complicada historia geológica ha dificultado el conocimiento y el desarrollo de la cuenca.

Con operaciones de yacimientos de CBM en varias cuencas de EUA y más de 54,400 millones de m<sup>3</sup> [1.9 Tpc] de reservas de CBM, El Paso Production Corporation ha estudiado intensamente la Cuenca Ratón desde 1989. El Paso perforó más de 350 pozos y recuperó más de 12,800 m [42,000 pies] de núcleos de diámetro completo en la cuenca, lo que convierte a estos carbones en algunos de los yacimientos de CBM más estudiados de la industria. Vastas cantidades de datos litológicos, de contenido de gas e isotérmicos, obtenidos de núcleos extraídos de las áreas de El Paso, han sido examinadas y utilizadas para modelar los yacimientos de CBM. Estos datos también fueron esenciales para la calibración de las técnicas de interpretación de registros, incluyendo los cómputos de Análisis Elemental de Registros ELANPlus. Desde el año 2001, El Paso ha obtenido datos Platform Express y ECS en 290 pozos y datos DSI y FMI en pozos con ubicaciones estratégicas en el Rancho del Parque Vermejo. Se han utilizado imágenes de la pared del pozo, junto con datos de afloramientos y núcleos, en un esfuerzo general de modelado de los sistemas de fracturas de la cuenca.<sup>20</sup>

A pesar de contar con una amplia base de datos, la Cuenca Ratón sigue siendo un área de operación desafiante debido a numerosos factores que complican la situación. En primer lugar, los valores de contenido de gas en las capas de carbón de las Formaciones Vermejo y Ratón varían en toda la cuenca oscilando entre 1.56 y

14. El cemento LiteCRETE es un sistema único basado en el principio de los tamaños de partículas trimodales. Con densidades de cemento bajas, tiene una resistencia a la compresión similar a los cementos de densidad normal y mantiene permeabilidades significativamente más bajas. Para más información sobre la lechada LiteCRETE, consulte: Low N, Daccord G y Bedel J-P: "Designing Fibered Cement Slurries for Lost Circulation Applications: Case Histories," artículo de la SPE 84617, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 5 al 8 de octubre de 2003. Junaidi E, Junaidi H, Abbas R y Malik BZ: "Fibers In Cement Form Network to Cure Lost Circulation," *World Oil* (Junio de 2003): 48-50. Walton D, Ward E, Frenzel T y Dearing H: "Drilling Fluid and Cementing Improvements Reduced Per-Ft Drilling Costs by 10%," *World Oil* (Abril de 2003): 39-47. Al-Suwaidi A, Hun C, Bustillos J, Guillot D, Rondeau J, Vigneaux P, Helou H, Martínez Ramírez JA y Reséndiz Robles JL: "Ligero como una pluma, duro como una roca," *Oilfield Review* 13, no. 2 (Otoño de 2001): 2-15.

15. Chase B, Chmilkowski W, Marcinew R, Mitchell C, Dang Y, Krauss K, Nelson E, Lantz T, Parham C y Plummer J: "Clear Fracturing Fluids for Increased Well Productivity," *Oilfield Review* 9, no. 3 (Otoño de 1997): 20-33.

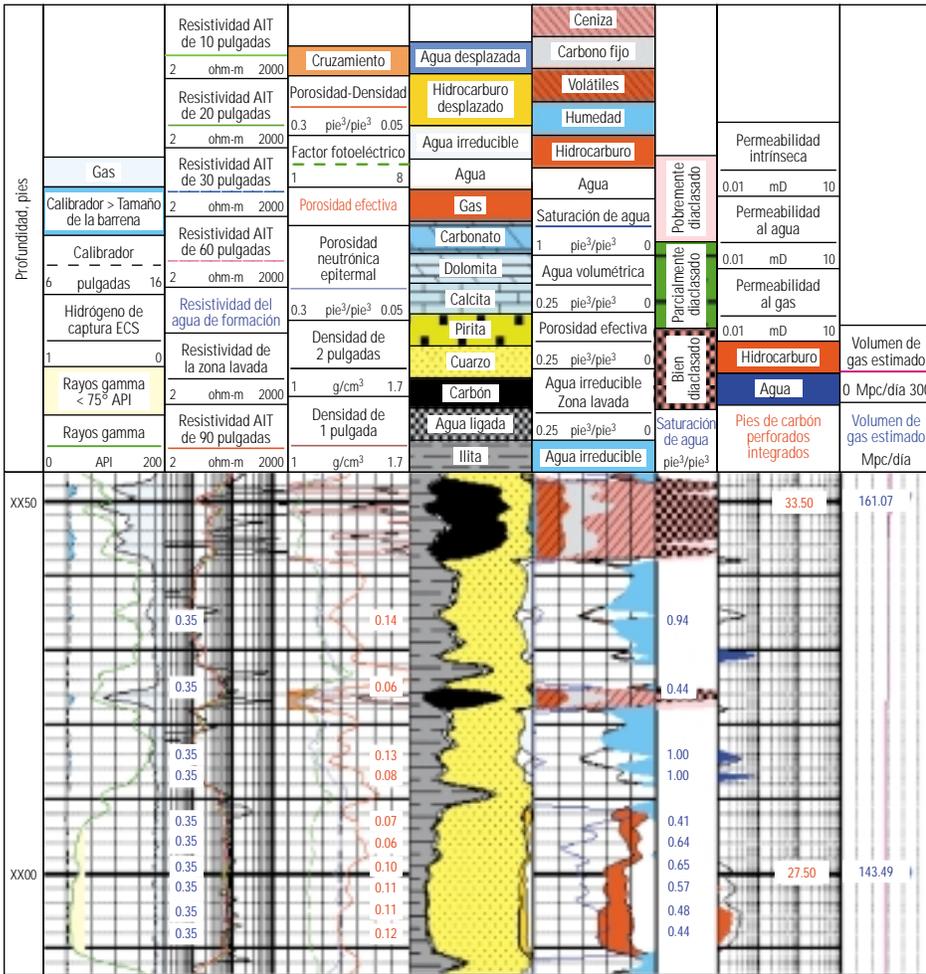
16. Degenhardt KF, Stevenson J, Gale B, González D, Hall S, Marsh J y Zemlak W: "Aislamiento y estimulación selectivos," *Oilfield Review* 13, no. 3 (Invierno de 2001/2002): 60-80.

17. Rose PR, Everett JR y Merin IS: "Potential Basin-Centered Gas Accumulation in Cretaceous Trinidad Sandstone, Raton Basin, Colorado," en *Geology of Tight Gas Reservoirs*, Publicación Especial de la AAPG. Tulsa, Oklahoma, EUA: AAPG (1986): 111-128.

18. Flores RM y Bader LR: "A Summary of Tertiary Coal Resources of the Raton Basin, Colorado and New Mexico," en *1999 Resource Assessment of Selected Tertiary Coal Beds and Zones in the Northern Rocky Mountains and Great Plains Region*, Servicio Geológico de EUA, Artículo Profesional 1625-A.

19. Stevens SH, Lombardi TE, Kelso BS y Coats JM: "A Geologic Assessment of Natural Gas from Coal Seams in the Raton and Vermejo Formations, Raton Basin," *Gas Research Institute Topical Report*, GRI 92/0345, Contrato No. 5091-214-2316, 1992.

20. Rautman CA, Cooper SP, Arnold BW, Basinski PM, Mroz TH y Lorenz JC: "Advantages and Limitations of Different Methods for Assessing Natural Fractures in the Raton Basin of Colorado and New Mexico," en *Assessing Natural Fractures in the Raton Basin*, junio de 2002.



▲ Caracterización de recursos carboníferos y no carboníferos. Con datos de las herramientas de Espectroscopia de Captura Elemental ECS y Platform Express, se computa un análisis ELANPlus. La litología se presenta en el Carril 4. El análisis preliminar de las principales fracciones (Carril 5) y el análisis de diaclasas (Carril 6) proporcionan información sobre la calidad del carbón. Las permeabilidades computadas aparecen en el Carril 7 y la producción de gas calculada se muestra en el Carril 8. El Paso también utiliza el procesamiento ELANPlus para el cálculo de las reservas en las areniscas y limolitas adyacentes.

12.48 m<sup>3</sup>/tonelada [50 y más de 400 pc/ton], según el análisis in situ. Las capas de carbón más profundas de la Formación Vermejo se encuentran típicamente saturadas de gas y se prestan a técnicas de interpretación basadas en registros. No obstante, las capas de carbón más someras seleccionadas de la Formación Vermejo y muchos carbonos de la Formación Ratón se encuentran subsaturados en diverso grado porque han sido afectados por la compleja historia de sepulta-

miento, termal, de presión e hidrológica de la cuenca. En consecuencia, las variaciones de la saturación del gas respecto de la isoterma complican los esfuerzos de modelado del potencial productivo de las capas de carbón y dificultan aún más el cálculo de los perfiles de contenido y saturación de gas, basado en registros.

Otro factor que contribuye a esta complejidad es que las intrusiones calientes alteraron localmente el rango y la permeabilidad de las diacla-

sas y fracturas en las capas de carbón. La alteración del carbón a un mayor rango afecta directamente su productividad. Los cuerpos intrusivos modificaron el carbón bituminoso convirtiéndolo en carbón de mayor rango, de manera que el impacto sobre el contenido de gas es inconsistente y aún impredecible.

El conocimiento que tiene El Paso de los yacimientos y la cuenca en su totalidad han permitido a la compañía mejorar sus modelos y adoptar estrategias de perforación, terminación, estimulación y producción que maximicen la explotación segura desde el punto de vista ambiental. Por ejemplo, El Paso perfora los pozos de CBM de la Cuenca Ratón utilizando aire como fluido de perforación, minimizando así el daño de los sistemas de diaclasas y fracturas naturales en las capas de carbón. La adquisición de registros con herramientas operadas a cable se realiza con aire en el pozo, adquiriendo datos de neutrones epitermales en combinación con la herramienta Platform Express.<sup>21</sup>

La herramienta Platform Express ha sido diseñada para minimizar los efectos adversos de la rugosidad del pozo sobre las mediciones de densidad, comúnmente observados en las capas de carbón y en los pozos llenos de aire. La litología detallada tanto de las capas de carbón como de la arenisca gasífera adyacente, de baja permeabilidad, se computa utilizando la herramienta ECS y el procesamiento SpectroLith y ELANPlus. También se realiza en las capas de carbón el análisis preliminar de las principales fracciones basado en registros para determinar los porcentajes de materia volátil, carbono fijo, humedad y ceniza, a partir del referenciamiento con datos de núcleos voluminosos. En base a estos porcentajes, se puede calcular el rango del carbón y el volumen de gas adsorbido (izquierda). Por otra parte, los registros proporcionan una estimación cualitativa del grado de desarrollo de diaclasas.

La herramienta DSI también proporciona a El Paso valiosa información sobre fracturas y campos de esfuerzos locales, a través de la medición de la anisotropía de las ondas de corte. La anisotropía hace que las ondas de corte se dividan en dos componentes; uno polarizado a lo largo de la dirección de la velocidad máxima y el otro, a lo largo de la dirección de la velocidad mínima. Con dos transmisores y dos juegos de receptores orientados en sentido perpendicular entre sí, la herramienta DSI puede medir las formas de onda de las líneas paralelas a la dirección de adquisición (*in-lines*) provenientes de los receptores orientados en el mismo azimut que el transmisor y las formas de onda de las líneas perpendiculares a la dirección de adquisición (*cross-lines*) provenientes de los receptores orientados a 90° con respecto al transmisor.<sup>22</sup>

21. La medición de neutrones epitermales se basa en la disminución de la velocidad de los neutrones entre una fuente y uno o más detectores que miden los neutrones a nivel epitermal, donde su energía es superior a la de la materia adyacente. En pozos llenos de aire, la falta de hidrógeno modifica sustancialmente la población de neutrones térmicos cerca de los detectores, invalidando la respuesta de un registro neutrón térmico estándar. La medición epitermal es menos afectada por el pozo y, utilizando un arreglo de detectores de protección posterior, como en el caso de la Sonda de Porosidad de Acelerador APS, puede ser calibrada para dar el valor de la porosidad. Además, midiendo los neutrones a nivel epitermal, se evitan los efectos de los absorbedores de neutrones térmicos.

22. Armstrong P, Ireson D, Chmela B, Dodds K, Esmersey C, Miller D, Hornby B, Sayers C, Schoenberg M, Leaney S y Lynn H: "The Promise of Elastic Anisotropy," *Oilfield Review* 6, no. 4 (Octubre de 1994): 36-47.

23. Olsen y otros, referencia 4.

24. Almaguer J, Manrique J, Wickramasuriya S, Habbar 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. Manrique JF, Poe BD Jr y England K: "Production Optimization and Practical Reservoir Management of Coal Bed Methane Reservoirs," artículo de la SPE 67315, presentado en el Simposio de Operaciones de Producción de la SPE, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, 26 al 29 de marzo de 2001.

Durante la medición con la herramienta DSI, no hay forma de conocer cómo están orientadas las señales con respecto a la anisotropía. Sin embargo, con las formas de onda de las *in-lines* y *cross-lines*, es posible realizar una rotación matemática para hallar el azimut de la onda de corte rápida y determinar las velocidades tanto de las ondas de corte rápidas como de las ondas de corte lentas. Esta rotación se basa en el hecho de que las formas de onda de las *cross-lines* deberían desaparecer cuando el eje de medición está alineado con el eje de anisotropía. El procesamiento también computa la energía de las formas de onda de las *cross-lines*, como porcentaje de la energía de formas de onda total. Cuando los dos ejes están alineados, el resultado se conoce como energía mínima y equivale a cero si el modelo de rotación es correcto. La energía máxima es la energía a 90°. La diferencia entre la energía mínima y la energía máxima se conoce como anisotropía de energía y es la medida principal de la anisotropía derivada de los datos DSI.

La historia politécnica de la Cuenca Ratón ha introducido otras complicaciones. Por ejemplo, los cambios de compresión a tensión producidos en los esfuerzos regionales durante fines del Terciario, cuya causa podría ser la rotura (*rifting*) de Río Grande al oeste, tienen importantes implicancias para el desarrollo de campos petroleros, especialmente en términos de emplazamiento de

pozos y prácticas de estimulación. Antes de que la compañía El Paso adquiriera datos de registros clave, la dirección del esfuerzo principal máximo de la Cuenca Ratón se consideraba este-oeste, lo que resultaba compatible con un modelo de cuenca compresiva. Las imágenes FMI y los datos de anisotropía DSI demostraron que la dirección del esfuerzo principal máximo es en realidad norte-sur (*abajo*). Este cambio tiene importantes implicancias para la planeación del desarrollo de campos petroleros y los tratamientos de estimulación de pozos (véase "Operaciones de refracturamiento hidráulico," *página 42*). La estimulación de las fracturas tenderá a propagarse en esta dirección norte-sur y, dado un sistema de fracturas naturales abiertas en dirección este-oeste de la edad Laramide, se anticipan geometrías de formas de drenaje óptimas. En consecuencia, donde resulta posible, los pozos de desarrollo no se emplazan exactamente en sentido norte-sur o este-oeste entre sí; esto maximiza las áreas de drenaje y la recuperación de gas finales.

Actualmente, la compañía El Paso está evaluando dos tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico diferentes en la Cuenca Ratón. El primero es utilizando un fluido de fracturamiento en base a borato con bajo contenido de polímeros y mayores concentraciones de apuntalante, que se aplica utilizando tubería flexible y empacadores de intervalo. Esta técnica ha resul-

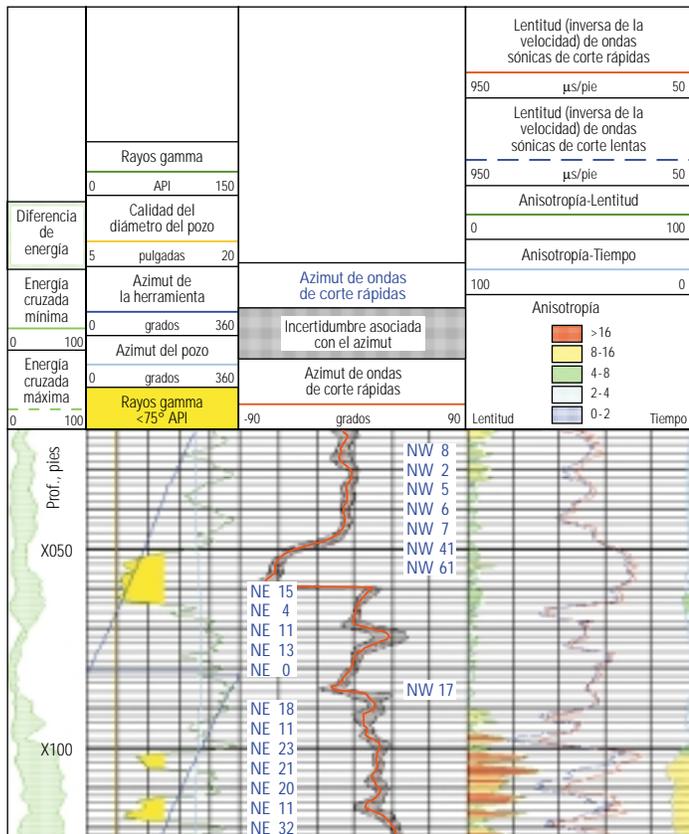
tado de utilidad en pozos donde se identificaron entre seis y ocho niveles de capas de carbón diferentes para la estimulación. Estos fluidos a base de polímeros resultaron más exitosos en áreas que inicialmente producen grandes cantidades de agua y donde el daño de los sistemas de diaclasas y fracturas no tiene gran importancia. No obstante, en las áreas donde las capas de carbón producen inicialmente bajos volúmenes de agua, es probable que se deteriore la permeabilidad al gas dentro de las diaclasas y las fracturas utilizando líquidos a base de polímeros. En estas áreas, El Paso está evaluando una segunda técnica de bombeo de nitrógeno energizado por la tubería de revestimiento para fracturar hidráulicamente las capas de carbón y colocar menores concentraciones de apuntalante.

La complejidad y variabilidad de la Cuenca Ratón dificultan terriblemente la medición del éxito de los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico en términos de desempeño del pozo. La búsqueda del tratamiento ideal continúa pero existe consenso general en cuanto a la necesidad de obtener mayor información sobre propagación de fracturas hidráulicas en las capas de carbón y en sus alrededores.

#### Estrategias de terminación en capas de carbón

Las capas de carbón a menudo se encuentran en zonas adyacentes a las areniscas productivas que tienen propiedades mecánicas sustancialmente diferentes. El carbón tiene una relación de Poisson más alta y un módulo de Young más bajo que la arenisca, de modo que tiende a transferir el esfuerzo de los estratos de sobrecarga lateralmente y a mantener gradientes de fracturas más altos. La presencia de diaclasas y fracturas naturales en las capas de carbón genera escenarios de fracturamiento hidráulico complejos, que son extremadamente difíciles de modelar.<sup>23</sup>

Los dispositivos tales como la herramienta DSI ayudan a determinar con precisión las magnitudes y direcciones de los esfuerzos locales para mejorar los diseños de fracturamiento hidráulico. Por otra parte, las imágenes de la pared del pozo permiten la determinación del plano preferencial de fracturamiento hidráulico, que refleja las condiciones de esfuerzo actuales presentes en el pozo. Esta información se utiliza para idear estrategias de disparo que maximicen la eficiencia de las operaciones de fracturamiento hidráulico mediante la reducción de los efectos de la tortuosidad en la zona vecina al pozo, las cuales conducen a un arenamiento prematuro.<sup>24</sup> La relación entre diaclasas en carbonos y esfuerzos horizontales es igualmente importante y puede ayudar a explicar las variaciones en la producción de yacimientos de CBM entre los distintos pozos y entre las distintas áreas de producción.



< Comprensión de los campos de esfuerzos. Los datos de anisotropía de la herramienta DSI se utilizan para computar la dirección de las ondas sónicas de corte rápidas que se corresponde con la dirección del esfuerzo horizontal local máximo. Aquí, la dirección de las ondas sónicas de corte rápidas se orienta en sentido NNE a NNO (Carril 2). El cambio abrupto del azimut de las ondas sónicas de corte rápidas en el carbón, a una profundidad de X060 pies, no se entiende totalmente.

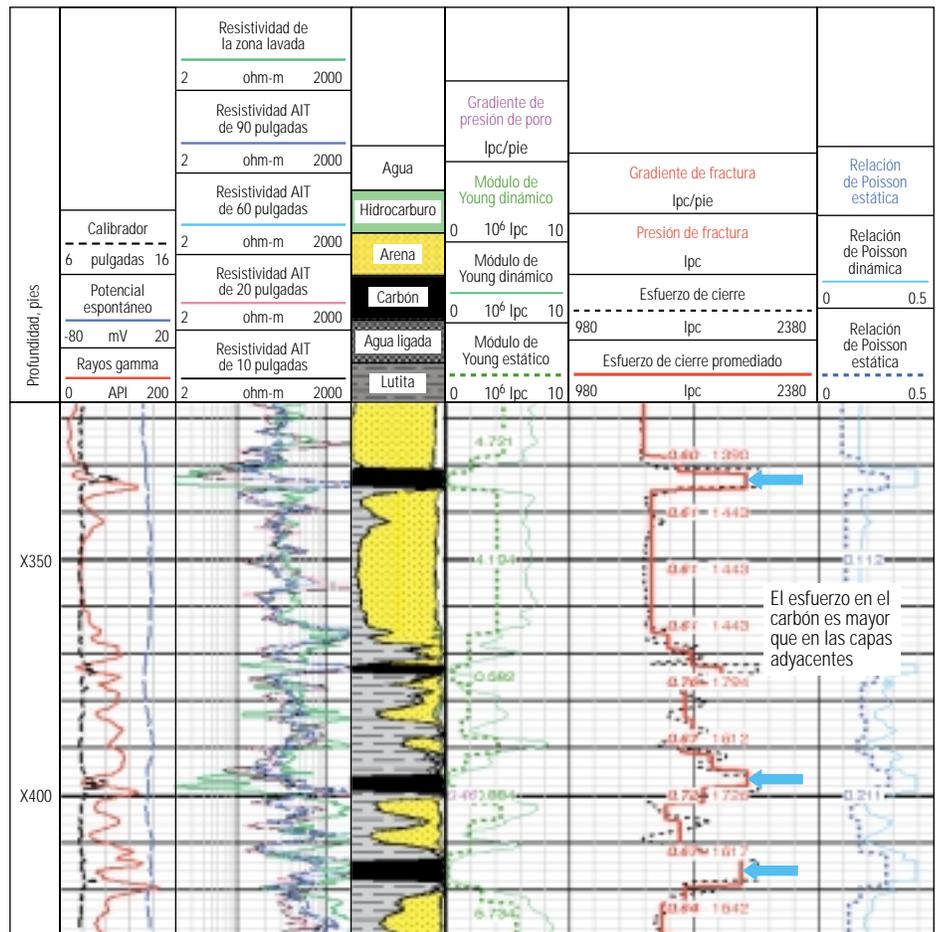
La efectividad del fracturamiento hidráulico de las capas de carbón individuales ha sido cuestionada debido a estas complejidades inherentes. Los volúmenes de apuntalante utilizados en los tratamientos de estimulación de las capas de carbón pueden alcanzar valores de hasta 17,700 kg/m [12,000 lbm/pie] de carbón, pero las longitudes efectivas de las fracturas hidráulicas lamentablemente son bajas; raramente se han documentado valores de más de 60 m [200 pies]. Las fracturas hidráulicas pueden crecer desplazándose fuera de la zona o convertirse en redes de fracturas complejas dentro del carbón, deteriorando a menudo la permeabilidad del carbón cuando se utilizan fluidos de tratamiento a base de polímeros.<sup>25</sup>

Algunos especialistas consideran que las reservas de CBM se triplicarían si el fracturamiento hidráulico de las capas de carbón fuera tan efectivo como el fracturamiento de las areniscas. Las propiedades mecánicas obtenidas de los datos DSI muestran el contraste de esfuerzos entre las capas de carbón y las capas adyacentes, permitiendo a los ingenieros predecir el crecimiento vertical de la fractura y mejorar los tratamientos de estimulación (derecha). En aquellas áreas donde las areniscas adyacentes tienen potencial productivo, los operadores están reexaminando sus estrategias de disparo y estimulación en capas de carbón y areniscas. Una técnica denominada fracturamiento vertical indirecto (IVF, por sus siglas en inglés) inicia la fractura en las areniscas sometidas a menores esfuerzos, que se encuentran por encima y por debajo de la capa de carbón, para garantizar su adecuada propagación.<sup>26</sup>

En las capas de carbón, esta técnica resulta exitosa porque la permeabilidad vertical del carbón suele ser mayor que su permeabilidad horizontal, lo que reduce la necesidad de que una fractura hidráulica atraviese completamente el carbón para su drenaje efectivo. Otra razón de la aplicación exitosa de esta técnica en capas de carbón es el contraste del gradiente de fractura entre las rocas clásticas adyacentes y el carbón. Esta diferencia ayuda a asegurar la conexión de la fractura con la capa de carbón a través de todo el largo de la fractura hidráulica. Esta técnica fue demostrada por primera vez en el carbón Fruitland y en las areniscas Picture Cliff de la Cuenca San Juan, en Nuevo México, y actualmente se está aplicando con éxito en las Montañas Rocallosas centrales.

## Métodos de deshidratación

En la mayoría de los pozos de CBM, la producción de agua es crucial para el proceso de producción de gas. El éxito de la deshidratación exige operaciones de bombeo ininterrumpidas para reducir la presión de fondo, de manera que el gas sea desorbido de la matriz y se difunda en los sistemas de diaclasas lo más rápido posible. Los métodos de bombeo varían según los requerimientos de extracción y la economía de cada área. Las bombas deben manejar grandes volúmenes de agua y ser resistentes a los finos de carbón, el daño de los apuntalantes y la obturación por gas.<sup>27</sup> Estas necesidades han hecho que el despliegue de bombas de cavidad progresiva se convierta en uno de los métodos de extracción más atractivos



25. Palmer ID, Puri R y King GE: "Damage to Coal Permeability During Hydraulic Fracturing," artículo de la SPE 21813, presentado en el Encuentro Regional y el Simposio de Yacimientos de Baja Permeabilidad de las Montañas Rocallosas celebrado por la SPE, Denver, Colorado, EUA, 15 al 17 de abril de 1991.

26. Olsen y otros, referencia 4.

27. La obturación por gas es una situación que tiene lugar a veces en los pozos en bombeo cuando el gas disuelto, liberado de la solución durante la carrera ascendente del pistón, aparece como gas libre entre las válvulas. En la carrera descendente, la presión existente en el interior de un barril completamente lleno de gas, quizás nunca alcance los valores necesarios para abrir la válvula móvil. En la carrera ascendente, la presión del interior del barril nunca disminuye lo suficiente para que la válvula de aspiración se abra y deje que el líquido ingrese en la bomba. Por lo tanto, como no entra ni sale fluido de la bomba, la bomba se bloquea. Esto no provoca la falla del equipo pero, con una bomba que no funciona, el sistema de bombeo no sirve. Una reducción de la velocidad de bombeo es acompañada por un aumento de la presión de fondo (o nivel de fluido en el espacio anular). En muchos casos de obturación por gas, este aumento de la presión de fondo puede superar a la presión del barril, ingresando líquido a través de la válvula de aspiración. Al cabo de algunas carreras, ingresa suficiente líquido en la bomba como para romper la obturación por gas y la bomba funciona normalmente.

28. Schwochow, referencia 2.

29. Albright J, Cassell B, Dangerfield J, Deflandre J-P, Johnstad S y Withers R: "Seismic Surveillance for Monitoring Reservoir Changes," *Oilfield Review* 6, no. 1 (Enero de 1994): 4-14.

▲ Contraste de esfuerzos. Los esfuerzos en las capas de carbón son típicamente mayores que en las rocas adyacentes (flechas azules). Este contraste inhibe el crecimiento vertical de las fracturas dentro de las capas de carbón y lo fomenta en las areniscas y limolitas adyacentes. También pueden generarse fracturas múltiples de longitud limitada en las capas de carbón, provocando daños en la permeabilidad del carbón, deshidratación más lenta y reducción de la producción de gas. En las zonas donde las areniscas adyacentes poseen potencial productivo, una técnica denominada fracturamiento vertical indirecto (IVF, por sus siglas en inglés) inicia la fractura en las areniscas sometidas a menores esfuerzos que se encuentran por encima o por debajo del carbón. Esto genera fracturas de mayor longitud, que contactan y drenan el carbón en forma más efectiva. El Carril 1 muestra los datos de registros de rayos gamma y de calibrador, mientras que los datos de resistividad se exhiben en el Carril 2. La información litológica y volumétrica aparece en el Carril 3. El Carril 4 contiene datos del módulo de Young y del gradiente de presión de poro, y el Carril 5 exhibe datos de esfuerzo de cierre y presión de fractura por zonas a fin de ser utilizados como datos de entrada de los programas de diseño de fracturas hidráulicas. Los datos de la relación de Poisson se presentan en el Carril 6.

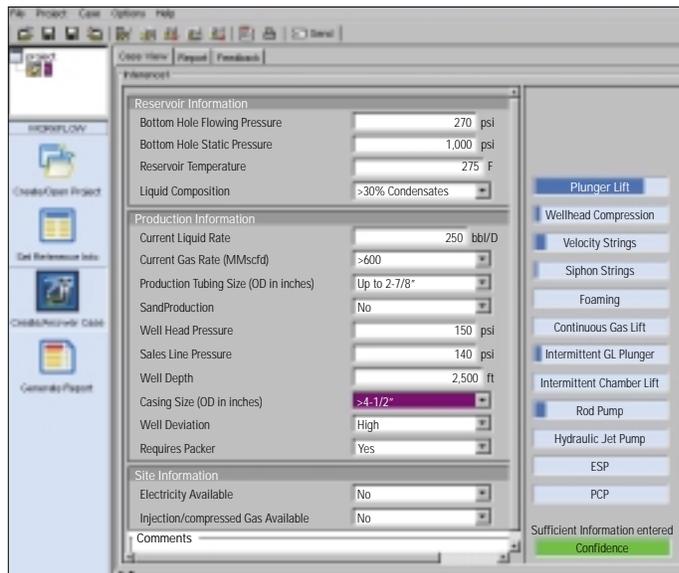
para aplicaciones CBM. La selección y el diseño de un método de levantamiento adecuado no suelen ser directos y deberían concentrarse en la capacidad, la eficiencia y la confiabilidad.

Los ingenieros y científicos de Schlumberger que trabajan en el centro de Tecnología de Abingdon y en el Centro de Investigaciones de Cambridge, Inglaterra, están desarrollando programas de computación para ayudar a seleccionar métodos de levantamiento artificial específicos para la deshidratación de pozos de gas. El programa de Selección de Métodos de Deshidratación de Pozos de Gas (GDST, por sus siglas en inglés) aporta consistencia a este proceso de selección crítico, mediante la utilización de la información de pozos disponible para seleccionar el método de levantamiento artificial más adecuado. Este programa de computación ayuda a los ingenieros de campo de Schlumberger, que interactúan con los clientes, a utilizar un proceso de selección basado en prácticas de ingeniería prudentes. Esta herramienta proporciona un motor de razonamiento basado en casos y un análisis de sensibilidad para obtener recomendaciones con niveles de confianza definidos.

Los impulsores económicos de los pozos de CBM difieren de los de los pozos de gas convencionales por cuanto en su mayor parte no requieren deshidratación indefinida o aumento de la deshidratación con el transcurso del tiempo. El programa GDST permite al ingeniero efectuar varias iteraciones para determinar el mejor método de levantamiento artificial. El programa no ofrece valores económicos comparativos de los métodos de levantamiento artificial, si bien en el proceso de selección se consideran las limitaciones económicas de los métodos de levantamiento artificial propuestos. La herramienta ha sido diseñada para ayudar a seleccionar métodos de levantamiento artificial, incluyendo aquellos enfoques que quizás no hayan sido considerados anteriormente (arriba, a la derecha). Una estrategia de deshidratación óptima, sumada a la aplicación de técnicas de cementación y estimulación que no producen daños, ayuda a acelerar la eliminación del agua fuera de la red de permeabilidad de las fracturas del carbón, aumentando en consecuencia la productividad del pozo.

### Gas para el futuro

La explotación de los recursos de CBM está progresando a pasos firmes. En los EUA, los precios del gas natural han hecho más atractivas muchas áreas—por ejemplo la región de Green River, la Cuenca Piceance, la Cuenca Arkoma y la Cuenca Cherokee—en lo que respecta a la explotación del CBM, si bien algunas de ellas todavía no producen volúmenes significativos de gas natural.



< Programa de computación de Selección de Métodos de Deshidratación de Pozos de Gas (GDST, por sus siglas en inglés). Este programa ayuda a los ingenieros de campo y clientes de Schlumberger a seleccionar el método de levantamiento artificial más apropiado utilizando un proceso de selección consistente. La longitud de las barras de color azul oscuro a la derecha indica los métodos de deshidratación preferidos.

Aún quedan por explotar enormes volúmenes de reservas de CBM en la región de la Costa del Golfo de México de EUA, pero se han iniciado actividades relacionadas con el CBM en la Ensenada Cook, Alaska, EUA.<sup>28</sup> A nivel mundial, varios países recién han comenzado a investigar sus recursos de CBM. La actividad local crecerá por necesidad y gracias al conocimiento del comportamiento de estos yacimientos.

Los métodos de evaluación de formaciones, junto con los datos de núcleos de diámetro completo, están ayudando a la industria a conocer los yacimientos de carbón. Las técnicas de procesamiento de registros aportan datos detallados de litología, análisis preliminar de las principales fracciones y permeabilidad. A través de la utilización de técnicas de generación de imágenes de la pared del pozo, se estudian los sistemas de diaclasas y fracturas, junto con importante información de los esfuerzos locales, para apreciar en forma más exhaustiva la permeabilidad en las capas de carbón.

La permeabilidad en las capas de carbón, controlada por los eventos acaecidos durante la sedimentación, la madurez y el tectonismo aparece como el factor más importante en la producción de CBM. Los sistemas de fracturas del carbón deben ser conectados con éxito al pozo a través de métodos de estimulación que no produzcan daños. Sin embargo, los complejos perfiles de esfuerzos y los sistemas de fracturas de las capas de carbón dificultan la simulación del conocimiento de la propagación de las fracturas hidráulicas en las capas de carbón y en sus alrededores.

La nueva tecnología de vigilancia rutinaria de fracturas promete la generación de imágenes de la creación de fracturas hidráulicas en tiempo real. Las primeras tecnologías de sísmica pasiva realizaban una vigilancia primitiva de las fractu-

ras hidráulicas, pero el procesamiento de estos datos era tedioso y lento y no proporcionaba información en tiempo real durante las operaciones de fracturamiento hidráulico.<sup>29</sup> El programa de computación de diagnóstico de la estimulación de fracturas hidráulicas StimMAP permite la generación en sitio, en tiempo real, de imágenes de los eventos sísmicos relacionados con las fracturas hidráulicas, lo que se traduce en la optimización del emplazamiento del tratamiento, el mejoramiento de la producción y un mayor conocimiento de la geometría de las fracturas para las futuras decisiones de desarrollo de campos petroleros.

Si bien el conocimiento que tiene la industria acerca del carbón es vasto y cada vez más exhaustivo, el modelado del comportamiento de los yacimientos de CBM plantea verdaderos desafíos. Schlumberger ha mejorado sus capacidades de modelado de yacimientos de capas de carbón en el programa de manejo de la simulación y construcción de casos integrado ECLIPSE Office. Este nuevo programa de computación, que incorpora datos de isotermias y permite abordar las incertidumbres, tendrá la capacidad de manejar múltiples tipos de gas.

La naturaleza del desarrollo de los yacimientos de CBM demanda una cuidadosa consideración económica. Las soluciones de bajo costo pueden ser de utilidad pero los avances tecnológicos en materia de perforación, evaluación de formaciones, terminación, estimulación, producción y modelado de yacimientos, tendrán un impacto mucho mayor. Con el enorme volumen de reservas mundiales y una infraestructura creciente para explotarlas en forma económica, el carbón ocupa un lugar destacado en la breve lista de combustibles no convencionales que esperan ser desarrollados en el futuro. —MG, JS

# Conversión de gas natural a líquidos

Hasta hace poco, había sólo dos formas prácticas de transportar gas natural: hacerlo circular a través de un gasoducto en estado gaseoso o enfriarlo y transportarlo como gas natural licuado (GNL). Una tercera alternativa, la tecnología de conversión de gas a líquidos, transforma químicamente el gas natural en productos líquidos, de combustión limpia, que pueden ser fácilmente despachados al mercado.

Si el propósito es describir el gas natural, los números confieren un nuevo significado al término *grande*. El promedio de reservas comprobadas de gas del mundo se estima en 156 trillones de m<sup>3</sup> [5500 trillones de pies cúbicos (Tpc)].<sup>1</sup> Esto, traducido en reservas potenciales se aproxima a 372 trillones de m<sup>3</sup> [13,000 Tpc].<sup>2</sup> La incorporación de reservas de fuentes no convencionales, tales como el metano en capas de carbón, y fuentes altamente especulativas, como los hidratos de gas naturales, arroja un total general de unos 20,000 trillones de m<sup>3</sup> [700,000 Tpc].<sup>3</sup>

De las reservas convencionales de gas comprobadas y potenciales, hasta un 80% se encuentra demasiado lejos de los grandes mercados para ser transportadas mediante gasoductos.<sup>4</sup> Algunos ejemplos son las grandes reservas de gas de Qatar, Irán, los Emiratos Árabes Unidos, Rusia, Arabia Saudita, Canadá y Alaska, EUA, que esperan el desarrollo de nueva tecnología de transporte para ser llevadas al mercado.

Algunas reservas de gas remotas son explotadas y enviadas por gasoductos a las plantas de gas natural licuado (GNL), donde son enfriadas hasta -162°C [-259°F], transferidas a costosas embarcaciones de GNL aisladas y presurizadas, y despachadas a las terminales donde se las devuelve a su estado gaseoso natural. Desde estas terminales, el gas es utilizado para generar electricidad o distribuido por gasoducto como combustible de uso doméstico, calefacción y uso industrial. La viabilidad económica del método de transporte de GNL depende del gas natural entrante de baja cotización, la instalación y la operación eficaz desde el punto de vista de los costos de la infra-

estructura de licuefacción y condensación, la accesibilidad a flotas de embarcaciones de transporte especiales, y el gas de alta cotización colocado en el mercado final.

Una clase diferente de tecnología de conversión de gas a hidrocarburo líquido—denominada conversión de gas a líquidos (GTL, por sus siglas en inglés)—está a punto de cambiar el mundo del transporte y la utilización del gas natural. Varias de las grandes compañías de petróleo y gas están desarrollando conocimientos especializados relacionados con este prometedor negocio; algunas ya tienen plantas comercialmente operativas y muchas han puesto en marcha programas piloto. Este artículo describe el proceso GTL, la forma en que lo están utilizando las compañías y sus beneficios potenciales.

## **Invencción por necesidad**

El proceso GTL, en el que una reacción química convierte el gas natural en productos de hidrocarburos líquidos, no es un invento nuevo. Luego de la Primera Guerra Mundial, las sanciones económicas impuestas impulsaron a los científicos alemanes a explorar formas de sintetizar el petróleo líquido proveniente de los abundantes recursos de carbón del país. Uno de los métodos exitosos, el proceso Fischer-Tropsch desarrollado en 1923 por Franz Fischer y Hans Tropsch en el Instituto Kaiser-Wilhelm de Investigación del Carbón de Mülheim, Alemania, permitió convertir el metano obtenido de calentar carbón en combustible diesel de alta calidad, aceite lubricante y ceras (véase “Química de la conversión de gas a líquido,” *página 37*). El combustible die-



^ Sasol Synthetic Fuels, Secunda, Sudáfrica. Sasol opera dos de esas plantas, aplicando tecnología de conversión de gas a líquidos (GTL) para convertir el gas natural derivado del carbón en combustibles líquidos. (Los derechos de autor de la fotografía pertenecen a Sasol Limited).

sel tenía una combustión limpia y producía emisiones con cantidades insignificantes de partículas y azufre. Para 1945, las compañías químicas alemanas habían construido nueve plantas Fischer-Tropsch para la generación de combustibles líquidos sintéticos limpios.<sup>5</sup>

Luego de la Segunda Guerra Mundial, varios países comenzaron a investigar la generación de combustibles sintéticos en base a la técnica de Fischer-Tropsch. Las plantas alemanas fueron desmontadas y trasladadas a Rusia, donde constituyeron la base para los esfuerzos industriales de producción de ceras y productos químicos.<sup>6</sup> En un entorno de preocupación por la seguridad futura de las importaciones de hidrocarburos, se iniciaron trabajos en EUA y Sudáfrica para evaluar la eficacia de la reacción Fischer-Tropsch a diferentes presiones y temperaturas, con diferentes catalizadores; hierro, cobalto o níquel, y con diferentes métodos de circulación de los gases y líquidos a través del reactor. Para 1953, se puso en operación un concepto en Sudáfrica, y desde entonces, impulsados en gran medida por las restricciones impuestas sobre las importacio-

nes de petróleo, los combustibles Fischer-Tropsch cubrieron el 36% de las necesidades de ese país en materia de combustibles líquidos.<sup>7</sup>

Hoy, Sudáfrica es líder mundial en producción de combustibles líquidos a partir del gas natural. Sasol, la compañía productora de combustibles sintéticos del país, produce unos 25,400 m<sup>3</sup>/d [160,000 B/D] de hidrocarburos líquidos a partir del gas derivado del carbón en dos plantas gigantesas situadas cerca de Johannesburgo, Sudáfrica (arriba). (Para mayor información

sobre el metano en capas de carbón, véase "Producción de gas natural a partir del carbón," página 8). Utilizando gas natural convencional enviado por gasoducto desde Mozambique, PetroSA produce 4800 m<sup>3</sup>/d [30,000 B/D] más, en una tercera planta.<sup>8</sup> Éste es el aspecto de la tecnología GTL—la producción de combustibles líquidos de fácil transporte a partir del gas natural convencional—que despierta la curiosidad de las grandes compañías de petróleo y gas del mundo.

1. *BP Statistical Review of World Energy 2003*. Londres, Inglaterra: BP (Junio de 2003): 20.
2. US Energy Information Administration, International Energy Outlook, Informe no. DOE/EIA-0484 (1° de mayo de 2003), [http://www.eia.doe.gov/oiia/ieo/nat\\_gas.html](http://www.eia.doe.gov/oiia/ieo/nat_gas.html)
3. Kvenvolden K: "Gas Hydrates—Geological Perspective and Global Change," *Reviews of Geophysics* 31, no. 2, (Mayo de 1993): 173–187.
4. Las estimaciones acerca del volumen de reservas de gas no desarrolladas varían entre el 30% y el 80% de las reservas de gas natural probadas y potenciales. Para detalles sobre una estimación, consulte: Thackeray F y Leckie G: "Stranded Gas: A Vital Resource," *Petroleum Economist* (Mayo de 2002): 10.

5. Stranges AN: "Germany's Synthetic Fuel Industry, 1927–45," presentado en el Encuentro Nacional del Instituto Americano de Ingenieros Químicos, Sección Primavera, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 2 de abril de 2003.
6. Jager B: "The Development of Commercial Fischer-Tropsch Reactors," presentado en el Encuentro Nacional del Instituto Americano de Ingenieros Químicos, Sección Primavera, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 2 de abril de 2003.
7. "Energy Industry Critical to SA," [http://www.safrika.info/doing\\_business/economy/key\\_sectors/energy.htm](http://www.safrika.info/doing_business/economy/key_sectors/energy.htm)
8. Cottrill A: "Gas-to-Liquids Makes Move to Step Up a League: World-Scale Proposals Start to Drive Forward," *Upstream* (8 de marzo de 2002): 26.

## Interés mundial en la tecnología GTL

Después de las compañías sudafricanas, Shell fue la primera, y hasta el momento la única compañía de petróleo y gas fuera de las mencionadas precedentemente, en operar una planta de GTL para la producción de combustibles comerciales. Luego de investigar el tema durante unos 20 años, Shell inauguró una planta de GTL en 1993, en Bintulu, Malasia (derecha). Con gas proveniente de los campos petroleros del área marina de Sarawak, la planta de Bintulu produce 1990 m<sup>3</sup>/d [12,500 B/D] de diesel, kerosén y nafta limpios utilizando el proceso patentado de Síntesis de Destilados Medios Shell (SDMS).<sup>9</sup> Shell se comprometió con la ejecución de operaciones de prueba en la planta de Bintulu, sabiendo que no resultaría económico, pero con la esperanza de establecer una primera iniciativa en tecnología GTL. Hoy, las estaciones de servicio de Bangkok, Tailandia, expenden diesel sintético suministrado por la planta de GTL que tiene Shell en Bintulu. En el verano de 2003, Volkswagen lanzó una prueba de cinco meses del combustible GTL de Shell, en Berlín, Alemania. Están previstas otras pruebas en el estado de California, EUA; en Londres, Inglaterra; y en Tokio, Japón.<sup>10</sup>

Shell ha aprendido de sus primeras inversiones en Malasia, y está considerando diversas localizaciones—Argentina, Australia, Egipto, Indonesia, Irán, Malasia, Qatar y Trinidad—para su primera planta de gran escala.<sup>11</sup> El plan actual contempla construir una planta con una capacidad de producción de 11,900 m<sup>3</sup>/d [75,000 B/D] a partir de 17,200 m<sup>3</sup> [600,000 pc/D] de gas como materia prima, para el año 2007, y comprometerse con cuatro de esas plantas para fines de 2010. Cada planta podría costar 1500 millones de dólares estadounidenses.

Otras compañías han invertido años de investigación en la tecnología de conversión de gas a líquidos y podrían terminar sus primeras plantas de GTL de gran escala antes de que Shell construya sus plantas de segunda generación.

ChevronTexaco y Sasol crearon un consorcio de empresas para construir una planta en Escravos, Nigeria, donde el inicio de la producción de GTL está previsto para 2005 (próxima página).<sup>12</sup> La producción inicial totalizará 5400 m<sup>3</sup>/d [34,000 B/D],



^ Planta de GTL de Shell en Bintulu, Malasia, en operación desde 1993. Utilizando un proceso patentado de Shell, la planta de Bintulu convierte gas natural enviado por gasoducto desde Sarawak en 1990 m<sup>3</sup>/d [12,500 B/D] de diesel, kerosén y nafta limpios. (Fotografía provista por gentileza de Shell Chemicals Singapur).



^ La planta de demostración de GTL de la compañía ConocoPhillips, en Ponca City, Oklahoma, EUA. Esta planta fue terminada en marzo de 2003 y está diseñada para convertir 114,600 m<sup>3</sup> [4 MMpc] por día de gas natural en 64 m<sup>3</sup>/d [400 B/D] de diesel y nafta libres de azufre. (Los derechos de autor de la fotografía pertenecen a ConocoPhillips).

9. "Stepping on the Gas," *Shell Chemicals Magazine* (Primavera de 2003) [http://www.shellchemicals.com/chemicals/magazine/article/1,1261,116-gen\\_page\\_id=856,00.html](http://www.shellchemicals.com/chemicals/magazine/article/1,1261,116-gen_page_id=856,00.html)

10. Watts P: "Building Bridges—Fulfilling the Potential for Gas in the 21st Century," ponencia presentada en la Conferencia Mundial del Gas, Tokio, Japón, 3 de junio de 2003, [www.shell.com/static/mediaen/downloads/speeches/PBWwgc03062003.pdf](http://www.shell.com/static/mediaen/downloads/speeches/PBWwgc03062003.pdf)

11. Cottrill A: "GTL Seeking Its Big Break into Stardom," *Upstream* (8 de marzo de 2002): 24.

Snieckus D: "Shell Considers Gas-to-Liquid Plant in Egypt," *Middle East Times*, [http://www.metimes.com/2K/issue2000-41/bus/shell\\_considers\\_gas.htm](http://www.metimes.com/2K/issue2000-41/bus/shell_considers_gas.htm)

12. "NNPC and Chevron Sign Agreements on Escravos Gas Project-3 and Escravos Gas-to-Liquids Project," [http://www.chevrontexaco.com/news/archive/chevron\\_press/2001/2001-08-22.asp](http://www.chevrontexaco.com/news/archive/chevron_press/2001/2001-08-22.asp) (22 de agosto de 2001).

13. "Conoco Gas Solutions Offers New GTL Technology for Economic Development of Stranded Gas Reserves," <http://www.conoco.com/pa/special/gtl.asp> (2002).

pero la planta podrá ampliarse para producir 19,000 m<sup>3</sup>/d [120,000 B/D]. El consorcio de empresas espera invertir aproximadamente 5000 millones de dólares estadounidenses para el año 2010 en un total de cuatro proyectos de GTL en todo el mundo.

Apalancando la investigación realizada por la compañía matriz de Conoco, DuPont, en materia de catalizadores y reactores, ConocoPhillips ha hecho rápidos avances en la tecnología GTL. Desde 1997, ConocoPhillips ha diseñado, fabricado y probado más de 5000 catalizadores para los procesos Fischer-Tropsch de síntesis del gas. En el año 2003, la compañía terminó una planta de demostración de GTL en la Ciudad de Ponca, Oklahoma, EUA (página anterior, abajo). La planta convertirá 114,600 m<sup>3</sup> [4 MMpc] por día de gas natural en 64 m<sup>3</sup>/d [400 B/D] de diesel y nafta libres de azufre.<sup>13</sup>

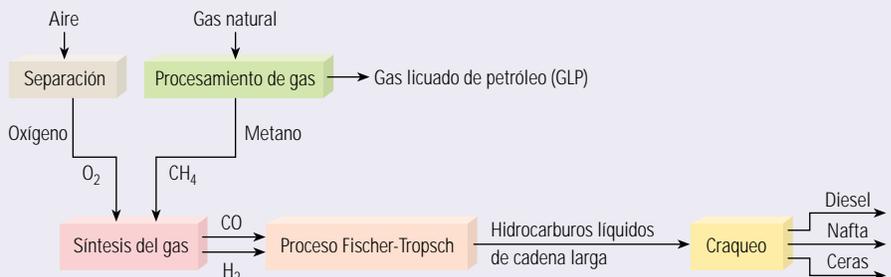


▲ Visualización de una planta de GTL cerca de las instalaciones de petróleo y gas de ChevronTexaco en Escravos, Nigeria, planificada por la asociación de empresas ChevronTexaco-Sasol. El comienzo de la producción inicial de 5400 m<sup>3</sup>/d [34,000 B/D] está previsto para el año 2005 y podrá ampliarse a 19,000 m<sup>3</sup>/d [120,000 B/D]. (Los derechos de autor de la fotografía pertenecen a Sasol Limited).

## Química de la conversión de gas a líquidos

La transformación de gas en líquidos utilizando el método de Fischer-Tropsch es un proceso de pasos múltiples, con gran consumo de energía, que separa las moléculas de gas natural, predominantemente metano, y las vuelve a juntar para dar lugar a moléculas más largas. El primer paso requiere la entrada de oxígeno [O<sub>2</sub>] separado del aire. El oxígeno es insuflado en un reactor para extraer los átomos de hidrógeno del metano [CH<sub>4</sub>]. Los productos son gas de hidrógeno sintético [H<sub>2</sub>] y monóxido de carbono [CO], a veces denominado gas de síntesis (derecha).

El segundo paso utiliza un catalizador para recombinar el hidrógeno y el monóxido de carbono, dando lugar a los hidrocarburos líquidos.<sup>1</sup> En la última etapa, los hidrocarburos líquidos son convertidos y fraccionados en productos que pueden ser utilizados de inmediato o mezclarse con otros productos. El producto más conocido es el diesel extremadamente puro, a veces conocido como gasoil. El diesel obtenido con el proceso Fischer-Tropsch, a diferencia del derivado de la destilación del crudo, tiene un contenido de óxido de azufre y óxido de nitrógeno prácticamente nulo, carece virtualmente de contenido de aromáticos, su combustión produce poca o ninguna emisión de partículas, y posee un alto índice de



▲ Conversión de gas natural en combustibles líquidos. En el primer paso, el oxígeno [O<sub>2</sub>] separado del aire es insuflado en un reactor con metano [CH<sub>4</sub>]. Los productos son gases sintéticos; hidrógeno [H<sub>2</sub>] y monóxido de carbono [CO]. Éstos pasan a un reactor Fischer-Tropsch donde los catalizadores ayudan a reformar los gases en moléculas de hidrocarburos de cadena larga. Los hidrocarburos de cadena larga son cargados en una unidad de craqueo y fraccionados para producir diesel u otros combustibles líquidos, nafta y ceras. El proceso de craqueo utiliza calor y presión para descomponer los hidrocarburos de cadena larga y producir hidrocarburos más livianos.

cetano.<sup>2</sup> También se puede producir kerosén, etanol y dimetileter (DME). Otro producto de la reacción es la nafta que tiene alto contenido de parafinas. Las ceras derivadas de los procesos GTL pueden ser lo suficientemente puras para ser utilizadas en la industria cosmética y de envasado de comestibles.

Los procesos GTL actualmente en operación convierten 286 m<sup>3</sup> [10,000 pc] de gas en un poco más de 0.16 m<sup>3</sup> [1 barril] de combustible sintético líquido.

1. Un catalizador es una sustancia que aumenta la velocidad de una reacción. El proceso Fischer-Tropsch utiliza normalmente catalizadores de hierro, cobalto o níquel.

2. El cetano es el equivalente del octano para el diesel, una medida que cuantifica la combustión en la gasolina. El índice de cetano mide la calidad de ignición del diesel. Un valor elevado indica mejor calidad y un combustible de combustión más limpia. Los diesels GTL tienen un índice de cetano de aproximadamente 75, mientras que la mayoría de los diesels obtenidos del petróleo destilado tienen un índice de cetano cuyo valor oscila entre 42 y 51.



^ Planta experimental de GTL de la compañía BP, en Nikiski, cerca de Kenai, Alaska, EUA. La planta produjo su primer petróleo sintético en julio de 2003. BP tiene proyectado producir aproximadamente 40 m<sup>3</sup>/d [250 barriles por día] en un programa cuya duración se estima en 6 a 12 meses. (Fotografía provista por gentileza de Eagle Eye Helicopter).

BP produjo su primer aceite sintético en una planta experimental de GTL de 86 millones de dólares estadounidenses, situada en Nikiski, cerca de Kenai, Alaska, EUA (arriba).<sup>14</sup> En la planta de BP, diseñada para producir 40 m<sup>3</sup>/d [250 B/D], se está probando un diseño de reformador de gas más compacto que los diseños que operan actualmente Sasol y Shell en Sudáfrica y Malasia. El tamaño del nuevo reformador es aproximadamente una cuarentava parte del de los reformadores en uso en otras plantas de GTL. Si las tecnologías GTL compactas que se están probando en Alaska resultan exitosas, BP considerará su utilización para el desarrollo de las reservas de gas natural no desarrolladas, en todo el mundo.

ExxonMobil Corp. ha invertido 400 millones de dólares estadounidenses en la investigación de la tecnología de conversión de gas a líquidos desde 1981 y posee una planta experimental comercial en su refinería de Baton Rouge, Luisiana, EUA.<sup>15</sup> La compañía está llevando a cabo un estudio de factibilidad para la construcción de una planta de gran escala en Qatar que podría convertir las reservas del campo North, a un régimen de 75,000 B/D. North es el campo de gas natural más grande del mundo y ExxonMobil es una de las tantas com-

pañías interesadas en el desarrollo de plantas de GTL para ayudar a explotarlo. Qatar pronto podría albergar varias plantas con una capacidad de generación superior a 31,800 m<sup>3</sup>/d [200,000 B/D] de combustibles sintéticos (próxima página).

Japón, que carece de recursos petroleros locales, hace mucho tiempo está interesado en los combustibles sintéticos. Este país comenzó a investigar los combustibles sintéticos en la década de 1920, apenas unos años después de que Fischer y Tropsch inventaran su exitosa técnica. Los japoneses realizaron investigaciones de laboratorio acerca de los procesos de conversión Fischer-Tropsch, pero en su apuro por construir grandes plantas de combustibles sintéticos, pasaron por alto la etapa correspondiente a la planta piloto y no pudieron avanzar a la producción en gran escala en esos primeros años.<sup>16</sup>

Los primeros fracasos fueron reemplazados por los éxitos recientes. A fines del año 2002, la compañía Japan National Oil Corporation (JNOC) anunció que su asociación transitoria con cinco compañías japonesas privadas había producido con éxito los primeros productos GTL manufacturados del país, en su planta piloto de Yufutsu, Tomakomai-City, Hokkaido, Japón.<sup>17</sup> La construcción de la planta piloto comenzó en julio

de 2001 y terminó en marzo de 2002; los primeros productos GTL fueron producidos en noviembre de 2002. La operación de la planta piloto, con una capacidad máxima de producción de combustibles líquidos de 1.1 m<sup>3</sup>/d [6.9 B/D], continuará durante todo el año 2003, permitiendo a los ingenieros evaluar el diseño básico para la comercialización. JNOC y Pertamina, la empresa de petróleo y gas estatal de Indonesia, han realizado un estudio de factibilidad conjunto sobre la aplicabilidad de la tecnología GTL japonesa al desarrollo de los campos de gas situados en Indonesia.

La Federación Rusa ha descubierto un volumen de reservas de gas natural del orden de los 48.5 trillones de m<sup>3</sup> [1690 Tpc].<sup>18</sup> No obstante, la producción proveniente de sus grandes campos de gas está declinando y el 90% de las reservas remanentes está situado en Siberia Oriental y Occidental, la plataforma continental ártica y la zona del Lejano Oriente de Rusia. Estas regiones son demasiado remotas para acceder a las redes de transmisión de gas existentes en Rusia.

Después de investigar durante la última década diversas alternativas de transporte de gas con respecto a los gasoductos, Gazprom, la compañía de gas rusa más grande del mundo, anun-

País	Compañía	Capacidad, B/D
Australia	Sasol, ChevronTexaco	50,000
Australia	Shell	75,000
Bolivia	GTL Bolivia	10,000
Bolivia	Repsol YPF, Syntroleum	103,500
Egipto	Shell, EGPC	75,000
Indonesia	Pertamina, Rentech	16,000
Indonesia	Shell	75,000
Irán	Shell	75,000
Irán	Sasol	110,000
Nigeria	ChevronTexaco, Sasol, NNPC	34,000
Malasia	Shell	12,500
Perú	Syntroleum	40,000
Qatar	Shell, QPC	75,000
Qatar	ExxonMobil, QPC	100,000
Qatar	Sasol, QPC	34,000
Sudáfrica	PetroSA	30,000
Estados Unidos	ANGTL	50,000
Venezuela	PDVSA	15,000
<b>Total</b>		<b>980,000</b>

^ Localizaciones y capacidades estimadas de las plantas de GTL comerciales, existentes y potenciales, en operación para el año 2010. No se incluyen las plantas piloto y las plantas que convierten gas derivado del carbón. (Adaptado de los datos del LNG Center en <http://gmaiso.free.fr/lng/index.php3?subj=gtl&page=gtlsearch> y de Thackeray, referencia 26).

ció en marzo de 2003 que comenzaría el análisis preliminar para el desarrollo de una industria de conversión de gas a líquidos en Rusia.<sup>19</sup> Un acuerdo concertado entre la afiliada de Gazprom dedicada a investigación y desarrollo, VNIIGAZ, y Syntroleum Corporation, con sede en Tulsa, Oklahoma, EUA, describe someramente un estudio de 12 localizaciones distribuidas en toda la Federación Rusa, como sitios potenciales para la instalación de plantas de GTL. Estas plantas utilizarían la tecnología de Syntroleum para producir diesel de grado ártico de baja viscosidad, productos petroquímicos base y lubricantes especiales. Las capacidades de las plantas diseñadas por Syntroleum podrían abarcar regímenes de entrada de gas de entre 1000 millones de m<sup>3</sup> [34,900 MMpc] por año y 10,000 millones de m<sup>3</sup> [349,000 MMpc] por año.

Otro proyecto que utiliza tecnología GTL de Syntroleum Corporation fue anunciado recientemente por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés) para explotar las reservas de gas no desarrolladas del Talud Norte de Alaska, EUA.<sup>20</sup> El gas convertido, proveniente del Talud Norte de Alaska, podría ser transportado a través del desaprovechado Sistema del Oleoducto Trans-Alaska.

Actualmente, el oleoducto transporta petróleo crudo desde el campo gigante Prudhoe Bay, situado en el Talud Norte, hasta Valdez, Alaska, para su despacho en buques cisterna. La producción del campo Prudhoe Bay está declinando a razón de un 10 a un 12% por año. Aun con el petróleo adicional proveniente de los nuevos campos, el flujo del oleoducto se reducirá tarde o temprano alcanzando valores inferiores al volumen mínimo necesario para una operación económica.

El enfoque del proyecto del DOE consiste en demostrar la factibilidad de utilizar una planta de GTL compacta para convertir el gas natural en combustible diesel ultra limpio para uso en vehículos. El equipo del proyecto estará integrado por especialistas de Syntroleum Corporation, Marathon, la Universidad de Alaska, Daimler-Chrysler Corporation, la Universidad de Virginia Occidental, el Instituto de Tecnología de Massachusetts, Sloan Automotive Laboratory y A.D. Little. Una vez que se haya construido y esté en funcionamiento una planta de GTL de dimensiones suficientes para comprobar la tecnología a escala comercial, el equipo evaluará el combustible producido en motores diesel existentes y de próxima generación, y en motores de investigación de laboratorio con enfoque en el desarrollo de tecnologías de motores y control de emisiones futuras.

### La tecnología GTL beneficia al medio ambiente

La conversión de gas natural a combustible líquido beneficia al medio ambiente en dos aspectos. Primero, los hidrocarburos líquidos resultantes son puros y de combustión limpia. Son incoloros, inodoros y de baja toxicidad. En segundo lugar, la conversión de gas a líquidos permite a los productores transportar y comercializar el gas asociado que, de lo contrario, se quemaría liberándose en la atmósfera.

Las propiedades de combustión limpia del diesel derivado del gas natural convertido fueron reconocidas no bien Fischer y Tropsch probaron su combustible líquido sintetizado. Para alimentar motores subterráneos, se daba prioridad a ese diesel sintético, cuya combustión producía emisiones insignificantes con respecto a los diesels a base de petróleo.<sup>21</sup> Los combustibles líquidos destilados a partir del petróleo crudo contienen típicamente azufre, nitrógeno, compuestos aromáticos

14. Bradner T: "BP's GTL Test Plant Begins Production," *Alaska Oil and Gas Reporter* (12 de agosto de 2003).  
Font Freide J, Gamlin T y Ashley M: "The Ultimate Clean Fuel—Gas-to-Liquid Products," *Hydrocarbon Processing* (Febrero de 2003): 52–58.  
15. . "Qatar Petroleum and ExxonMobil Sign Letter of Intent for GTL Project," 15 de junio de 2001, [http://www.exxonmobil.com/Corporate/Newsroom/Newsreleases/corp\\_xom\\_nr\\_150601.asp](http://www.exxonmobil.com/Corporate/Newsroom/Newsreleases/corp_xom_nr_150601.asp)  
Cottrill, referencia 11: 24.  
Bradner, referencia 14.  
16. Stranges AN: "Synthetic Fuel Production in Prewar and World War II Japan: A Case Study in Technological Failure," presentado en el Encuentro Nacional del Instituto Americano de Ingenieros Químicos, Sección Primavera, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 2 de abril de 2003.  
17. "Japan National Oil Corporation Succeeded in Producing First GTL Products in Japan," Comunicado de prensa, 29 de noviembre de 2002, <http://www.jnoc.go.jp/english/news/pdf/2002/021129.pdf>

18. US Energy Information Administration, *International Energy Outlook* (1° de mayo de 2003), [http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat\\_gas.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html)  
19. "Syntroleum to Support Effort to Build GTL Industry in Russia," Comunicado de prensa, 27 de marzo de 2003, [www.syntroleum.com](http://www.syntroleum.com)  
20. "ICRC Leads Gas-to-Liquid Ultra-Clean Fuels Project Team," 1° de junio de 2001, <http://www.icrc-hq.com/prnetf.htm>  
21. Freers R: "Early Efforts to Upgrade Fischer-Tropsch Reaction Products into Fuels, Lubricants, and Useful Materials," presentado en el Encuentro Nacional del Instituto Americano de Ingenieros Químicos, Sección Primavera, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 2 de abril de 2003.



^ Quemado de gas durante una prueba de un pozo descubridor situado en el Golfo de México (*recuadro*). En todo el mundo, la industria quema o vende 57,000 millones de m<sup>3</sup> [2 Tpc] de gas por año. La tecnología GTL ofrece formas de llevar al mercado el gas que actualmente se quema o se vende. (Fotografía provista por gentileza de Energy Data Solutions, LLC, [www.ocsbbs.com](http://www.ocsbbs.com)).

y otras impurezas. Durante la combustión, estos combustibles a base de crudo emiten monóxido de carbono, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno, así como sustancias en partículas; elementos que contribuyen a la contaminación del aire y al efecto invernadero.<sup>22</sup>

La preocupación en torno a los efectos medioambientales de la combustión de los combustibles fósiles ha llevado a las organizaciones globales a incentivar los esfuerzos por reducir las emisiones relacionadas con la industria y el transporte. Varios países han legislado objetivos para mejorar la calidad del combustible utilizado para el transporte. Por ejemplo, la Agencia de Protección Ambiental de EUA ha implementado disposiciones que exigen que las refinerías reduzcan el contenido de azufre del combustible

diesel en un 97% [de 500 partes por millón (ppm) a 15 ppm].<sup>23</sup> Estas reglamentaciones serán graduales, comenzarán a regir en el año 2006 y su estricto cumplimiento será exigido para el año 2009. Japón, Australia y la Unión Europea también están introduciendo normas más rigurosas que entrarán en vigencia en el año 2006.

La alta pureza y el bajo contenido de azufre de los combustibles sintéticos GTL sobrepasa los requisitos rigurosos establecidos para los estándares de azufre del futuro. Los productos de la conversión de gas a líquidos pueden ser mezclados con destilados del crudo de mayor contenido de azufre para producir combustibles que cumplan con las especificaciones ambientales actuales y futuras.

Otros beneficios ambientales adicionales de la tecnología de conversión de gas a líquidos surgen de la mayor facilidad de producción y transporte del gas asociado que normalmente se quema (*arriba*). A nivel mundial, la industria quema o vende 57,000 millones de m<sup>3</sup> [2 Tpc] de gas por año.<sup>24</sup> Los operadores están autorizados a quemar el gas producido si las instalaciones de superficie de su campo petrolero están diseñadas exclusivamente para producción de petróleo y si el gas no puede ser reinyectado. No obstante, la quema desperdicia los recursos naturales y contribuye a la contaminación del aire.

La reducción de la cantidad de gas quemado requiere que se limite la producción de gas, que está vinculada con la producción de petróleo. En muchos campos petroleros con gas asociado, la imposición de límites estrictos sobre la producción de gas se traduce en límites sobre la producción de petróleo, que pueden finalmente tornarla antieconómica.

El Banco Mundial ha formado la Asociación Global para la Reducción de las Operaciones de Quemado (GGFR, por sus siglas en inglés) para fomentar las iniciativas de reducción de las actividades de quemado de gas.<sup>25</sup> La asociación, compuesta por el Banco, compañías petroleras y gobiernos, incluye a Shell, BP, ChevronTexaco, Total, Sonatrach de Argelia, y los gobiernos de Angola, Camerún, Ecuador, Nigeria, Noruega y los Estados Unidos. Muchas otras organizaciones están considerando su ingreso a la asociación. La GGFR trabaja con países y grupos de interés de las compañías para identificar actividades que permitan superar las barreras que actualmente inhiben las inversiones destinadas a reducir el quemado de gas.

Para reducir el quemado del gas asociado sin poner en peligro la producción de petróleo, se requieren soluciones para el transporte de gas desde localizaciones remotas y usualmente marinas. Es aquí donde la conversión de gas a líquidos promete marcar una gran diferencia, una vez que la industria pueda construir plantas de conversión suficientemente pequeñas para ser instaladas en plataformas flotantes o en embarcaciones.

### Desafíos en términos de tamaño y costo

Para una mayor difusión de la conversión de gas a líquidos, es preciso superar ciertos desafíos tecnológicos, tales como dimensión, costo y eficiencia de las plantas de GTL. Las pocas plantas de conversión de gas a líquidos actualmente en operación son instalaciones colosales que cubren grandes extensiones y requieren un volumen de reservas de gas de entrada de aproximadamente 37,200 millones de m<sup>3</sup> [1.3Tpc], a bajo costo, durante el curso de 20 años de operación para seguir siendo atractivas desde el punto de vista económico. Las unidades de reformado, que constituyen la base de las operaciones de las plantas, son masivas y necesitan ser construidas en la localización.

Las compañías están probando conceptos de plantas más pequeñas con la esperanza de desarrollar instalaciones compactas que puedan ser instaladas en localizaciones remotas o colocadas en estructuras flotantes para explotar reservas no desarrolladas y reservas de gas asociado en áreas marinas. La compañía Rentech se está concentrando en el desarrollo de tecnología destinada a proyectos de pequeña escala, de entre 800 y 2500 m<sup>3</sup>/d [5000 y 16,000 B/D]. La compañía ha anunciado la realización de estudios para dos de estas plantas, una en Bolivia con una capacidad de 1580 m<sup>3</sup>/d [10,000 B/D] y otra con Pertamina en Indonesia con una capacidad de 16,000 B/D.<sup>26</sup> Rentech también ha hecho público su interés en aplicar su tecnología de conversión de gas a líquidos a sistemas de producción flotantes, pero aún no se ha construido ningún sistema de ese tipo. Algunas compañías están investigando sistemas todavía más compactos que generan tan sólo 4 m<sup>3</sup>/d [25 B/D] de líquidos.

Las dimensiones físicas no son el único factor que limita la construcción de nuevas plantas de GTL. Las erogaciones de capital necesarias para la construcción de nuevas plantas comparables con la de las grandes operaciones de Sudáfrica es prohibitivamente elevada, oscilando entre US\$ 27,000 y US\$ 50,000 por barril de combustible líquido producido por día (US\$ por B/D). La construcción de plantas de menor escala es menos costosa. El costo de construcción de la planta cuya capacidad de producción es de 34,000 B/D y que Sasol tiene previsto implantar en Qatar se

estima en US\$ 20,000 a US\$ 25,000 por B/D.<sup>27</sup> BP espera que el reformador compacto que se está probando en Alaska reduzca los costos de construcción de la planta a aproximadamente US\$ 20,000 por B/D, y luego, con ulteriores mejoras, a US\$ 17,000 por B/D—valor suficientemente bajo como para competir con los nuevos proyectos de GNL.<sup>28</sup> A un costo de construcción de la planta de GTL cercano a US\$ 11,000 por B/D, los proyectos de GTL podrían competir con las nuevas refinerías de petróleo crudo.

Los reformadores compactos pueden ser una forma de reducir los costos de GTL, pero también hay otras gestiones en marcha para aumentar la eficiencia del proceso de conversión. El primer paso del proceso actual requiere oxígeno para combinar con gas natural. Separar el oxígeno del aire es uno de los pasos más costosos del proceso GTL. Los científicos están explorando nuevas líneas de investigación en lo que respecta a la separación aire-oxígeno, incluyendo nuevas membranas cerámicas. La investigación preliminar demuestra que ciertas membranas cerámicas permiten selectivamente que pasen los iones de oxígeno a la vez que excluyen otros componentes del aire. Los costos de la conversión de gas a líquidos podrían reducirse hasta en un 25% con la tecnología de membranas cerámicas, según la configuración de la planta de conversión.

El mejoramiento del proceso Fischer-Tropsch en sí es otro de los objetivos de la investigación actual en materia de tecnología de conversión de gas a líquidos. El proceso Fischer-Tropsch de pasos múltiples primero convierte el metano en gas sintético y luego transforma el gas sintético en hidrocarburos líquidos. Los científicos del Petroleum Energy and Environmental Research (PEER) y del Molecular Process and Simulation Center (MSC), ambos pertenecientes al Instituto de Tecnología de California (CalTech), Pasadena, California, están tratando de desarrollar un proceso de un paso que convierta el gas natural directamente en hidrocarburos líquidos. Su propuesta consiste en combinar la teoría, el modelado y los experimentos para concebir un proceso de conversión directa. Un proceso consistente en un paso unitario permitiría resolver muchos de los problemas que impiden que la conversión de gas a líquidos resulte económicamente viable. —LS

22. Para mayor información sobre el efecto invernadero, 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.

23. Comunicado de prensa de la Agencia de Protección Ambiental de EUA (28 de febrero de 2001), <http://www.epa.gov/otaq/regs/hd2007/frm/final-pr.pdf>

24. Browne J: "The Strategic Role of Gas," ponencia presentada en la Conferencia Mundial del Gas, Tokio, Japón, 2 de junio de 2003, <http://www.bp.com>

25. "Global Gas Flaring Reduction," [http://www.worldbank.org/ogmc/global\\_gas.htm](http://www.worldbank.org/ogmc/global_gas.htm)

26. Thackeray F: "GTL in 2007," *Petroleum Review* (Enero de 2003): 18–19.

27. Thackeray, referencia 26: 18–19.

28. Bradner T: "BP to Produce Its First Barrels of GTL by April," *Alaska Oil & Gas Reporter* (6 de marzo de 2002), [http://www.oilandgasreporter.com/stories/030602/natl\\_gtl\\_april.shtml](http://www.oilandgasreporter.com/stories/030602/natl_gtl_april.shtml)

# Operaciones de refracturamiento hidráulico

Aplicables en pozos de petróleo o gas, las operaciones de refracturamiento hidráulico evitan el daño en la zona vecina al pozo, restablecen la buena conectividad con el yacimiento, y permiten explotar áreas con mayor presión de poro. Un período de producción inicial también puede alterar los esfuerzos presentes en la formación, conduciendo a una mejor contención del crecimiento vertical de las fracturas y a una mayor extensión lateral durante el fracturamiento, e incluso puede permitir la reorientación de la nueva fractura a lo largo de un azimut diferente. En consecuencia, el refracturamiento a menudo restituye la productividad del pozo a los regímenes originales o a regímenes aún más altos.

**George Dozier**  
*Houston, Texas, EUA*

**Jack Elbel**  
*Consultor*  
*Dallas, Texas*

**Eugene Fielder**  
*Devon Energy*  
*Ciudad de Oklahoma, Oklahoma, EUA*

**René Hoover**  
*Fort Worth, Texas*

**Stephen Lemp**  
*Calgary, Alberta, Canadá*

**Scott Reeves**  
*Advanced Resources International*  
*Houston, Texas*

**Eduard Siebrits**  
*Sugar Land, Texas*

**Del Wisler**  
*Kerr-McGee Corporation*  
*Houston, Texas*

**Steve Wolhart**  
*Pinnacle Technologies*  
*Houston, Texas*

Los beneficios potenciales del refracturamiento han despertado el interés de los operadores de petróleo y gas durante más de 50 años. Lo más interesante es que, bajo ciertas condiciones, esta técnica restituye o aumenta la productividad del pozo, generando a menudo reservas adicionales mediante el mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos. Los 70,000 pozos nuevos que se perforan aproximadamente cada año representan sólo entre el 7 y 8% del total de pozos productores de todo el mundo.<sup>1</sup>

En consecuencia, obtener mayor producción de los más de 830,000 pozos terminados previamente resulta esencial para el desarrollo de campos petroleros, el mejoramiento de la producción y el manejo de los yacimientos. Hasta los aumentos modestos de la producción proveniente de una parte del vasto número de pozos existentes, representan volúmenes significativos de reservas incrementales. El refracturamiento constituye una forma de alcanzar este objetivo.

Más del 30% de los tratamientos de fracturamiento se lleva a cabo en pozos más antiguos.

---

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Curtis Boney, Leo Burdylo, Chris Hopkins y Lee Ramsey, Sugar Land, Texas, EUA; Phil Duda, Midland, Texas; Chad Gutor, ex miembro del personal de la compañía Enerplus, Calgary, Alberta, Canadá; Stephen Holditch y Valerie Jochen, College Station, Texas; y Jim Troyer, Enerplus, Calgary, Canadá.

CoilFRAC, DSI (herramienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar), FMI (herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total), FracCADE, InterACT, Moving Domain, NODAL, ProCADE y StimMAP son marcas de Schlumberger.

Muchos de esos tratamientos son terminaciones de intervalos nuevos; otros representan tratamientos en zonas productivas que no fueron fracturadas inicialmente, o una combinación de intervalos nuevos y zonas previamente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Sin embargo, un número creciente de operaciones implica el refracturamiento de intervalos previamente estimulados luego de un período inicial de producción, caída de presión de yacimiento y agotamiento parcial. Estos tipos de operaciones de refracturamiento hidráulico resultan efectivos en formaciones de baja permeabilidad, fracturadas naturalmente, laminadas y heterogéneas, especialmente yacimientos de gas.

Si un tratamiento de fracturamiento hidráulico original resultó inadecuado o un empaque de grava existente se daña o se deteriora con el tiempo, volviendo a fracturar el pozo se restablece el flujo lineal en el mismo. El refracturamiento puede generar fracturas apuntaladas de mayor conductividad, que penetran en la formación más profundamente que durante el tratamiento inicial. Pero no todas las operaciones de refracturamiento hidráulico son tratamientos correctivos destinados a restituir la productividad; algunos pozos con regímenes de producción relativamente altos también pueden ser buenos candidatos a refracturamiento. En realidad, los mejores pozos de un campo petrolero a menudo poseen el mayor potencial de operaciones de refracturamiento hidráulico.<sup>2</sup>



2003

1993



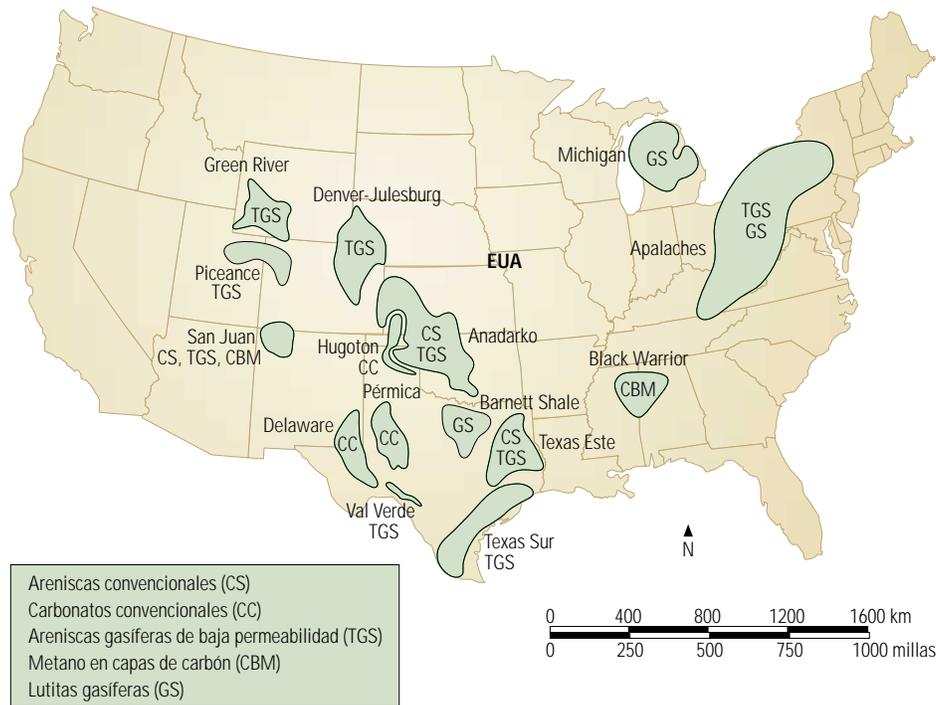
Los pozos con tratamientos iniciales efectivos también pueden ser sometidos a nuevo tratamiento para crear una fractura nueva que se propague a lo largo de un azimut diferente al de la fractura original. En formaciones con menor permeabilidad, en dirección perpendicular a la fractura original, una fractura reorientada permite exponer una porción más grande de la mayor permeabilidad de la matriz. En estos casos, el refracturamiento mejora significativamente la producción del pozo y complementa la perforación de pozos de relleno. Por este motivo, los operadores deberían considerar la ejecución de tratamientos de refracturamiento hidráulico durante el proceso de planeación del desarrollo de campos petroleros.

No obstante, muchas compañías son reacias a volver a tratar pozos que poseen regímenes de producción razonablemente económicos. La ten-

dencia es no refracturar ningún pozo o hacerlo sólo cuando los pozos exhiben un desempeño deficiente. Esta falta de confianza y los prejuicios negativos existentes acerca del refracturamiento están cambiando gracias a la mayor comprensión de la mecánica de refracturamiento y los resultados reportados por las compañías que aplican esta técnica con regularidad.

Para resultar exitosas, las operaciones de refracturamiento deben crear una fractura apuntalada más larga o más conductiva, o exponer mayor espesor productivo neto en el pozo, en comparación con las condiciones de pozo existentes antes del refracturamiento hidráulico. El logro de estos objetivos requiere el conocimiento de las condiciones de yacimiento y de pozo para comprender las razones del éxito de los refracturamientos y mejorar los futuros tratamientos en base a la experiencia. La cuantificación de la presión de yacimiento promedio,

1. "International Outlook: World Trends," *World Oil* 224, no. 8 (Agosto de 2003): 23-25.
  2. Niemeier BL y Reinart MR: "Hydraulic Fracturing of a Moderate Permeability Reservoir, Kuparuk River Unit," artículo de la SPE 15507, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 5 al 8 de octubre de 1986.
- Pearson CM, Bond AJ, Eck ME y Lynch KW: "Optimal Fracture Stimulation of a Moderate Permeability Reservoir, Kuparuk River Unit, Alaska," artículo de la SPE 20707, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 23 al 26 de septiembre de 1990.
- Reimers DR y Clausen RA: "High-Permeability Fracturing at Prudhoe Bay, Alaska," artículo de la SPE 22835, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 6 al 9 de octubre de 1991.



^ Áreas con potencial de refracturamiento en EUA. La investigación sobre refracturamiento hidráulico llevada a cabo por el Instituto de Tecnología del Gas (GTI) en 1996 evaluó una amplia gama de yacimientos de gas, incluyendo formaciones de areniscas y carbonatos convencionales, areniscas gasíferas de baja permeabilidad, lutitas gasíferas y depósitos de metano en capas de carbón. Esta evaluación se centró en las provincias productoras de gas convencionales, con una producción acumulada de más de 143,200 millones de m<sup>3</sup> [5 Tpc], para su ulterior evaluación. La obtención de mayores niveles de producción implicaba grandes cantidades de pozos más antiguos y más oportunidades de refracturamiento. El estudio también identificó áreas de areniscas gasíferas de baja permeabilidad, con una recuperación final estimada (EUR, por sus siglas en inglés) superior a los 28,600 millones de m<sup>3</sup> [1 Tpc], y los más grandes desarrollos de lutitas gasíferas y metano en capas de carbón, pero no incluyó los desarrollos marinos con información de producción y recuperación limitada.

la capacidad de flujo (producto permeabilidad-espesor), y el largo y la conductividad efectivos de las fracturas, tanto antes como después del refracturamiento, permite a los ingenieros determinar las razones del desempeño pobre de un pozo antes de aplicar tratamientos nuevos, e identificar las causas del éxito o el fracaso del refracturamiento hidráulico.

Las técnicas de diagnóstico mejoradas, tales como los análisis de pruebas de pozos con tiempos de cierre cortos, ayudan a determinar la situación actual de un pozo en términos de estimulación y a verificar el potencial de refracturamiento. Los avances registrados en los programas de computación de modelado, diseño y análisis de fracturas hidráulicas también han contribuido significativamente al éxito de las operaciones de refracturamiento hidráulico durante los últimos diez años, al igual que las mejoras introducidas en las técnicas de selección de candidatos, los fluidos de estimulación innovadores, y las mejoras de los apuntalantes y del control del contraflujo de apuntalante.

Este artículo presenta los resultados de un estudio de operaciones de refracturamiento de dos años y las posteriores pruebas de campo. También se analizan las razones del éxito de los refracturamientos, incluyendo los métodos y criterios de selección de candidatos, las causas de desempeño deficiente en pozos estimulados por fracturamiento hidráulico, la reorientación de los esfuerzos de la formación y las consideraciones relativas al diseño de los tratamientos. Ejemplos recientes de EUA y Canadá demuestran la implementación de las operaciones de refracturamiento y el mejoramiento de la productividad.

#### Una evaluación de cuencas múltiples

Algunos operadores revelan resultados decepcionantes a raíz del fracturamiento de pozos estimulados previamente, a pesar de los éxitos documentados en pozos individuales y de los numerosos esfuerzos en materia de refracturamiento hidráulico aplicados en todo el campo.<sup>3</sup> No obstante, las investigaciones recientes, las

posteriores pruebas de campo, y los programas de refracturamiento en curso de algunos operadores, siguen despertando considerable atención e interés dentro de la industria del petróleo y el gas.

En 1996, el Instituto de Investigación del Gas (GRI, por sus siglas en inglés), actualmente conocido como Instituto de Tecnología del Gas (GTI, por sus siglas en inglés), comenzó a investigar los refracturamientos hidráulicos como forma de mejorar la producción de gas e incorporar reservas recuperables a bajo costo. Esta evaluación preliminar permitió identificar un importante potencial gasífero terrestre—más de 286,400 millones de m<sup>3</sup> [10 Tpc] de reservas incrementales en base a cifras conservadoras—en EUA, excluyendo Alaska (arriba).

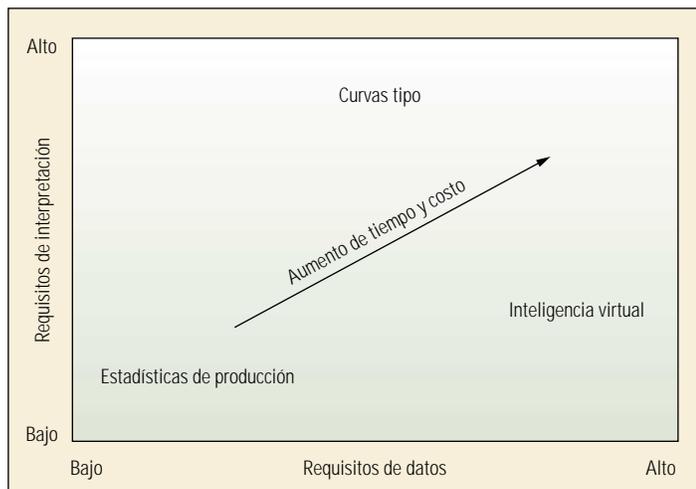
Estas reservas de gas adicionales se encuentran ubicadas en las Montañas Rocallosas, en el Continente, y en regiones de Texas Este y Sur, principalmente en areniscas de baja permeabilidad o areniscas “gasíferas compactas” (TGS, por sus siglas en inglés), y en otros yacimientos no

convencionales que incluyen lutitas gasíferas (GS, por sus siglas en inglés) y depósitos de metano en capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés) (véase “Producción de gas natural a partir del carbón,” *página 8*). Otras de las áreas de EUA con potencial de refracturamiento son los yacimientos no convencionales de las regiones de Michigan y los Apalaches así como también las formaciones de areniscas convencionales (CS, por sus siglas en inglés) y de carbonatos convencionales (CC, por sus siglas en inglés) de la Cuenca San Juan y las áreas del Continente y Texas.

Según las conclusiones del trabajo del GTI de 1996, los tratamientos de refracturamiento documentados habían aportado reservas incrementales del orden de US\$ 0.10/Mpc a US\$ 0.20/Mpc, cifra muy inferior a los costos promedio de adquisición o de descubrimiento y desarrollo de reservas de gas, es decir, US\$ 0.54/Mpc y US\$ 0.75/Mpc, respectivamente. A pesar de los beneficios económicos potenciales, los operadores se negaban a refracturar sus pozos. La pobre selección de candidatos parecía ser la causa principal de la falta de éxito y de aceptación de los tratamientos de refracturamiento hidráulico entre los operadores.

En respuesta a esta situación, en el año 1998, el GTI proveyó los fondos para la ejecución de otro proyecto destinado a desarrollar tecnología de refracturamiento hidráulico y técnicas de análisis especializadas. La necesidad de llevar a cabo este proyecto fue acentuada por las observaciones anecdóticas de la investigación llevada a cabo en 1996, según las cuales el 85% del potencial de refracturamiento de un campo petrolero dado existe en aproximadamente un 15% de los pozos. La identificación de estos candidatos principales es crucial para el éxito del refracturamiento hidráulico. No obstante, los operadores consideran que los estudios globales que abarcan la totalidad de un campo petrolero son muy costosos en términos de capital y mano de obra para las compañías que operan yacimientos no convencionales, especialmente cuando los precios del gas son bajos.

Los participantes del proyecto, incluyendo Advanced Resources International, Schlumberger, Intelligent Solutions, Ely and Associates, Stim-Lab y Pinnacle Technologies, consideraban que el desarrollo de una metodología efectiva para identificar pozos con potencial de refracturamiento hidráulico era una forma de expandir las aplicaciones de refracturamiento. Había además otros tres objetivos: demostrar el mejoramiento de la productividad y de la recuperación a partir del refracturamiento, identificar las razones del



▲ Métodos de selección de candidatos. El proyecto del GTI desarrolló una metodología de identificación de pozos con potencial de refracturamiento hidráulico, que utilizaba estadísticas de producción, métodos de inteligencia virtual y curvas tipo de producción. Por diseño, estas técnicas evolucionaron pasando de un enfoque estadístico no analítico simple, con requisitos mínimos en términos de datos, a análisis de ingeniería detallados que requieren datos cada vez más globales.

desempeño deficiente de pozos fracturados previamente, y evaluar nuevas técnicas y tecnologías de fracturamiento.

El estudio del GTI de 1998 evaluó tres métodos de identificación del potencial de refracturamiento que fueron probados luego en

diferentes tipos de yacimientos. Estos métodos de selección de candidatos abarcaron las estadísticas de producción, la tecnología de reconocimiento de patrones—específicamente redes neuronales, inteligencia virtual y lógica difusa—y las curvas tipo de producción (arriba).<sup>4</sup>

3. Parrot DI and Long MG: “A Case History of Massive Hydraulic Refracturing in the Tight Muddy “J” Formation,” artículo de la SPE 7936, presentado en el Simposio sobre Yacimientos de Gas de Baja Permeabilidad de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 20 al 22 de mayo de 1979.

Conway MW, McMechan DE, McGowen JM, Brown D, Chisholm PT and Venditto JJ: “Expanding Recoverable Reserves Through Refracturing,” artículo de la SPE 14376, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Las Vegas, Nevada, EUA, 22 al 25 de septiembre de 1985.

Hunter JC: “A Case History of Refracs in the Oak Hill (Cotton Valley) Field,” artículo de la SPE 14655, presentado en el Encuentro Regional de Texas Este de la SPE, Tyler, Texas, EUA, 21 al 22 de abril de 1986.

Olson KE: “A Case Study of Hydraulically Refractured Wells in the Devonian Formation, Crane County, Texas,” artículo de la SPE 22834, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 6 al 9 de octubre de 1991.

Fleming ME: “Successful Refracturing in the North Westbrook Unit,” artículo de la SPE 24011, presentado en la Conferencia sobre Recuperación de Petróleo y Gas en la Cuenca Pérmica de la SPE, Midland, Texas, EUA, 18 al 20 de marzo de 1992.

Hejl KA: “High-Rate Refracturing: Optimization and Performance in a CO2 Flood,” artículo de la SPE 24346, presentado en el Encuentro Regional de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Casper, Wyoming, EUA, 18 al 21 de mayo de 1992.

Pospisil G, Lynch KW, Pearson CM and Rugen JA: “Results of a Large-Scale Refracture Stimulation Program, Kuparuk River Unit, Alaska,” artículo de la SPE 24857, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Washington, DC, EUA, 4 al 7 de octubre de 1992.

Hunter JL, Leonard RS, Andrus DG, Tschirhart LR and Daigle JA: “Cotton Valley Production Enhancement Team Points Way to Full Gas Production Potential,” artículo de la SPE

24887, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Washington, DC, EUA, 4 al 7 de octubre de 1992.

Reese JL, Britt LK and Jones JR: “Selecting Economic Refracturing Candidates,” artículo de la SPE 28490, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 25 al 28 de septiembre de 1994.

Fengjiang W, Yunhong D and Yong L: “A Study of Refracturing in Low Permeability Reservoirs” artículo de la SPE 50912, presentado en la Conferencia Internacional del Petróleo y el Gas de la SPE, Pekin, China, 2 al 6 de noviembre de 1998.

4. Las curvas tipo ayudan a interpretar las pruebas de presiones transitorias que difieren del comportamiento de tipo flujo radial del análisis semilogarítmico convencional o análisis de Horner. Las curvas tipo son grupos de cambios de presión en pares y sus derivadas generadas a partir de las soluciones analíticas de la ecuación de difusividad con condiciones de borde estratégicamente definidas. Las condiciones de borde en la zona vecina al pozo incluyen el almacenamiento constante o variable del pozo, la penetración parcial del yacimiento, el daño radial compuesto o la permeabilidad alterada y las fracturas hidráulicas apuntaladas. La trayectoria del pozo puede ser vertical, en ángulo, u horizontal. Las condiciones de borde distantes comprenden fallas que actúan como sellos totales o como sellos parciales, fallas de intersección y límites rectangulares que actúan como sello o tienen presión constante. La ecuación de difusividad puede ser ajustada para acomodar la heterogeneidad del yacimiento, tal como porosidad dual o estratificación. Los programas de computación comerciales generan familias de curvas tipo que dan cuenta de la superposición en el tiempo, como consecuencia de las variaciones en el régimen de flujo producidas antes e incluso durante la adquisición de datos de presiones transitorias. El análisis de regresión automático puede ajustarse a los datos adquiridos con una curva tipo específica.

**Sitio del GTI en la Cuenca Green River—**

**Operador:**  
Enron Oil and Gas, ahora EOG Resources.

**Formación:**  
Frontier del Cretácico Superior.

**Localización:**  
Complejo Big Piney/LaBarge, norte del área de Moxa Arch, suroeste de Wyoming, EUA.

**Ambiente sedimentario:**  
Areniscas marinas, principalmente ríos y cursos de agua, o zonas litorales fluviales y distales.

**Yacimiento:**  
Areniscas gasíferas de baja permeabilidad; oscila entre 0.0005 y 0.1 mD en hasta cuatro horizontes productivos consistentes en un total de ocho intervalos independientes o terrazas.

**Terminaciones iniciales:**  
Una a tres etapas de un fluido con guar reticulado y energizado con nitrógeno con 45,359 a 226,796 kg [100,000 a 500,000 lbm] de apuntalante de arena.

**Operaciones de refracturamiento hidráulico del GTI:**  
Tres tratamientos de refracturamiento y un tratamiento de limpieza de gel.

**Sitio del GTI en la Cuenca Texas Este—**

**Operador:**  
Union Pacific Resources Company (UPRC), ahora Anadarko Petroleum Corporation.

**Formación:**  
Cotton Valley.

**Localización:**  
Campo Carthage Gas Unit (CGU) cerca de Carthage, Condado de Panola, Texas, EUA.

**Ambiente sedimentario:**  
Areniscas marinas complejas, principalmente arrecifes barrera y zonas de marea.

**Yacimiento:**  
Areniscas gasíferas de baja permeabilidad heterogéneas, intensamente laminadas y compartimentalizadas con una permeabilidad que oscila entre 0.05 y 0.2 mD.

**Terminaciones iniciales:**  
Tres a cuatro etapas de un fluido reticulado y volúmenes de apuntalante que oscilan entre 453,592 y 1,814,370 kg [1 y 4 millones de lbm] para todo un pozo; desde el año 1996 hasta el presente, UPR y Anadarko utilizaron agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar con menos de 113,398 kg [250,000 lbm] de apuntalante.

**Operaciones de refracturamiento hidráulico del GTI:**  
Tres tratamientos de refracturamiento.

**Sitio del GTI en la Cuenca Piceance—**

**Operador:**  
Barrett Resources, ahora Williams Company.

**Formación:**  
Grupo Mesaverde, Williams Fork, Cretácico Superior.

**Localización:**  
Campos Parachute y Grand Valley cerca de Rulison, Condado de Garfield, Colorado, EUA.

**Ambiente sedimentario:**  
Areniscas marinas, principalmente fluviales y pantanosas, o palustres.

**Yacimiento:**  
Areniscas gasíferas de baja permeabilidad compartimentalizadas con una permeabilidad que oscila entre 0.1 y 2 mD. Debido a las fracturas naturales, la permeabilidad efectiva varía entre 10 y 50 mD.

**Terminaciones iniciales:**  
Dos a cinco etapas con volúmenes de apuntalante que oscilan entre 22,680 y 294,835 kg [50,000 y 650,000 lbm] por etapa.

**Operaciones de refracturamiento hidráulico del GTI:**  
Dos tratamientos de refracturamiento.

^ Estudio de refracturamiento hidráulico realizado por el GTI en 1998 para evaluar los métodos de selección de candidatos a refracturamiento en tres sitios de prueba de EUA.

Los tres métodos fueron utilizados para seleccionar candidatos a refracturamiento hidráulico en localizaciones de campos petroleros con un mínimo de 200 a 300 pozos.<sup>5</sup> Se eligieron y evaluaron activamente tres sitios ubicados en EUA—Cuenca Green River, Wyoming, EUA; Cuenca Texas Este, Texas; y Cuenca Piceance, Colorado, EUA—(arriba): se identificó un cuarto sitio en Texas Sur pero no fue contemplado en el proyecto del GTI. No obstante, posteriores estudios de yacimientos generaron actividades de refracturamiento recientes en esta área (véase “Evaluación del mejoramiento de la producción,” *página 58*).

Sitio campo/cuenca	Pozo	Éxito/fracaso	Clasificación de los 50 pozos candidatos principales		
			Estadísticas de producción	Inteligencia virtual	Curvas tipo
Big Piney y LaBarge/ Green River	GRB 45-12	E	>50	<b>*15</b>	>50
	GRB 27-14	F	<b>&gt;50</b>	*39	32
	NLB 57-33	F	4	<b>*&gt;50</b>	20
	WSC 20-09	E	<b>38</b>	<b>*2</b>	<b>1</b>
Rulison/ Piceance	Langstaff 1	E	<b>1</b>	>50	>50
	RMV 55-20	F	43	<b>&gt;50</b>	17
Carthage/ East Texas	CGU 15-8	E	>50	>50	<b>11</b>
	CGU 3-8	E	>50	>50	<b>7</b>
	CGU 10-7	E	<b>4</b>	<b>26</b>	<b>40</b>
*Análisis revisado Nota: Los números en negrita cursiva indican las clasificaciones correctas (positivo verdadero o negativo verdadero)					

5. Reeves SR, Hill DG, Tiner RL, Bastian PA, Conway MW y Mohaghegh S: “Restimulation of Tight Gas Sand Wells in the Rocky Mountain Region,” artículo de la SPE 55627, presentado en el Encuentro Regional de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Gillette, Wyoming, EUA, 15 al 18 de mayo de 1999.

Reeves SR, Hill DG, Hopkins CW, Conway MW, Tiner RL y Mohaghegh S: “Restimulation Technology for Tight Gas Sand Wells,” artículo de la SPE 56482, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, Texas, EUA, 3 al 6 de octubre de 1999.

6. Ely JW, Tiner R, Rothenberg M, Krupa A, McDougal F, Conway M y Reeves S: “Restimulation Program Finds Success in Enhancing Recoverable Reserves,” artículo de la SPE 63241, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 1° al 4 de octubre de 2000.

^ Desempeño de los métodos de selección de candidatos. En base al criterio económico de incorporación de reservas incrementales, a menos de US\$ 0.5/Mpc, el estudio del GTI evaluó la capacidad de cada método de selección de candidatos a fin de seleccionar correctamente candidatos a refracturamiento exitosos o no seleccionar candidatos infructuosos. Esta determinación se basó en el hecho de si cada método ubicaba un pozo entre los 50 candidatos principales o no. Los tres métodos—estadísticas de producción, inteligencia virtual y reconocimiento de patrones, y curvas tipo—identificaron candidatos a refracturamiento exitosos o no candidatos en un mínimo de cuatro de los nueve pozos de prueba, cinco en el caso del método de inteligencia virtual. Los tres métodos combinados identificaron sólo dos de los cinco tratamientos exitosos y ninguno de los tres pozos infructuosos.

De los nueve pozos finalmente tratados en las tres localizaciones activas del proyecto, ocho correspondieron a tratamientos de refracturamiento y uno fue un intento de tratamiento para eliminación del daño. A medida que avanzaba el proyecto, los diseños de los tratamientos se apartaban de los sistemas a base de polímero de alta viscosidad para utilizar fluidos de tratamiento con concentraciones de gel cada vez más bajas o con agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar. La mayoría de los tratamientos incluían nitrógeno [N<sub>2</sub>] o dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>] para asistir en la limpieza posterior a la estimulación, programas de bombeo de una sola etapa, y esferitas de obturación para la desviación del fluido, a fin de reducir los costos en comparación con los tratamientos de etapas múltiples.

Con el análisis de curvas de declinación estándar se determinó la recuperación final estimada (EUR, por sus siglas en inglés) para cada pozo; el costo estimado del tratamiento representaba un costo no actualizado de incorporación de reservas incrementales. No se incluyeron los costos de las pruebas de diagnóstico realizadas exclusivamente con fines de investigación, sino solamente las erogaciones reales resultantes de la implementación del tratamiento. El equipo del proyecto analizó los nueve pozos para comprender mejor cada uno de los métodos de selección de candidatos.<sup>6</sup>

El equipo de trabajo consideró éxitos económicos a los tratamientos que generaban reservas incrementales a un costo de menos de US\$ 0.50/Mpc. Sobre esta base, seis de los nueve pozos refracturados en los tres sitios resultaron exitosos (derecha). Los nueve pozos combinados permitieron incorporar 83 millones de m<sup>3</sup> [2900 MMpc] de reservas incrementales a un costo total de US\$ 734,000 o un costo promedio de reservas de US\$ 0.26/Mpc.

Excluyendo el tratamiento de eliminación del daño y el tratamiento pobremente diseñado que no produjo contraflujo, las seis operaciones de refracturamiento hidráulico exitosas y un tratamiento antieconómico incorporaron reservas incrementales de US\$ 0.20/Mpc aproximadamente. Este costo se aproxima más al rango de US\$ 0.10 a 0.20/Mpc de las operaciones de refracturamiento hidráulico anteriores, si bien las evaluaciones posteriores al tratamiento indicaron que algunas zonas productivas de ciertos pozos no fueron estimuladas en forma efectiva. Aun incluyendo los tres tratamientos infructuosos, esta prueba de campo resultó sumamente exitosa, generando 8.6 millones de m<sup>3</sup>/pozo [300 MMpc/pozo] de reservas adicionales a un costo promedio de US\$ 81,600 por pozo.

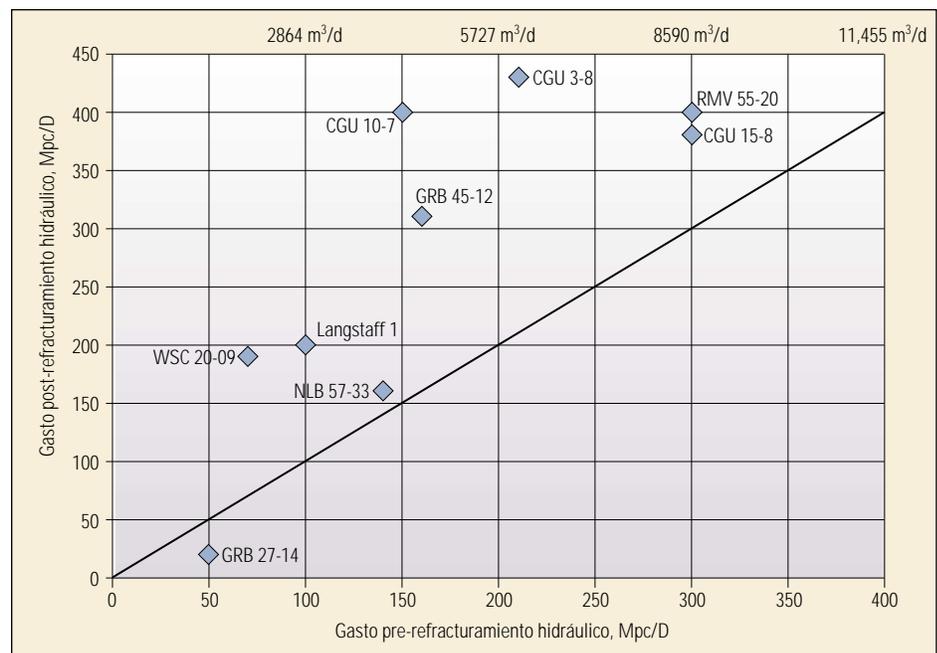
Existen aproximadamente 200,000 pozos de gas no convencionales en areniscas de baja permeabilidad, depósitos de metano en capas de carbón y lutitas gasíferas, en los 48 estados colindantes de EUA. Como mínimo un 20%, es decir unos 40,000 pozos, podrían ser candidatos potenciales a refracturamiento hidráulico. La extrapolación de los resultados del GTI utilizando la recuperación incremental promedio de 300 MMpc/pozo da como resultado 343,600 millones de m<sup>3</sup> [12 Tpc] de reservas adicionales derivadas del refracturamiento. Las compañías que operan en las Formaciones Green River y

Texas Este continuaron efectuando tratamientos de refracturamiento hidráulico utilizando el conocimiento adquirido a partir de este estudio.

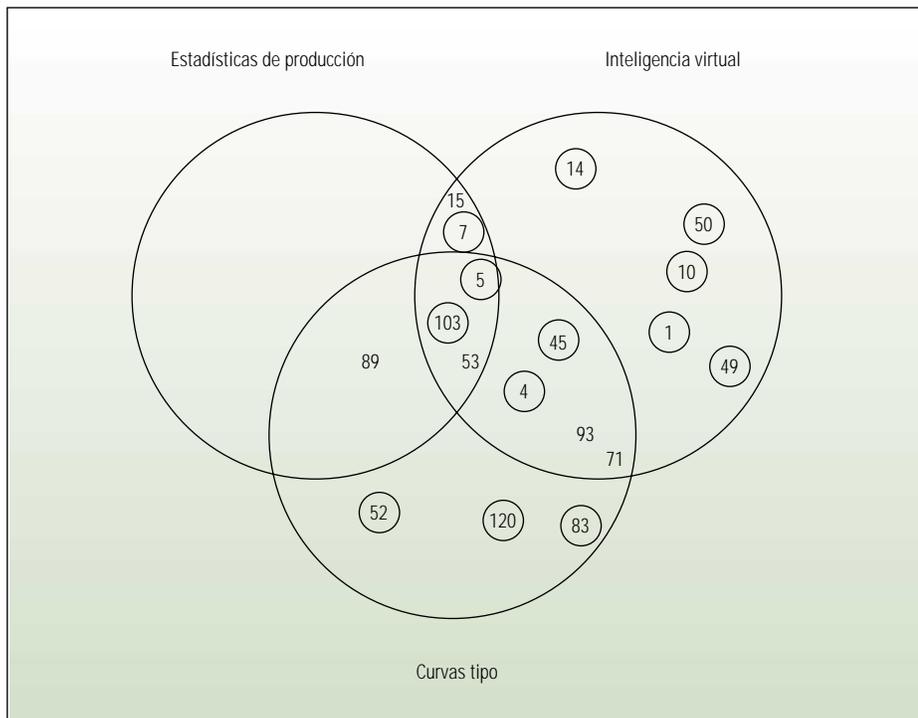
### Métodos de selección de candidatos

En general, las pruebas de refracturamiento del GTI resultaron exitosas pero no lograron identificar definitivamente un método de selección de candidatos único como el más efectivo. Cada técnica tiende a seleccionar diferentes pozos por diferentes motivos que pueden ser válidos en su totalidad, según las características específicas del yacimiento (página anterior, abajo).

Sitio campo/cuenca	Pozo	Fecha	Recuperación incremental, MMpc	Costo del tratamiento, US\$	Costo de reservas, US\$ /Mpc	Éxito/fracaso
Big Piney y LaBarge/ Green River	GRB 45-12	Enero de 1999	602	87,000	0.14	E
	GRB 27-14	Enero de 1999	(186)	87,000	NA	F
	NLB 57-33	Abril de 1999	0	20,000	NA	F
	WSC 20-09	Junio de 2000	302	120,000	0.40	E
Rulison/ Piceance	Langstaff 1	Junio de 2000	282	50,000	0.18	E
	RMV 55-20	Junio de 2000	75	70,000	0.93	F
Carthage/ East Texas	CGU 15-8	Nov. de 1999	270	100,000	0.37	E
	CGU 10-7	Enero de 2000	407	100,000	0.25	E
	CGU 3-8	Enero de 2000	1100	100,000	0.09	E
<b>Total</b>			<b>2852</b>	<b>734,000</b>		
<b>Promedio</b>			<b>317</b>	<b>82,000</b>	<b>0.26</b>	



^ Resultados de la prueba de campo del GTI. Dos de los cuatro pozos de la Formación Frontier (Cuenca Green River), los tres pozos de la Formación Cotton Valley (Cuenca Texas Este), y uno de los dos pozos de la Formación Williams Fork (Cuenca Piceance) resultaron exitosos. De los tres tratamientos infructuosos, uno permitió incorporar reservas incrementales a un costo de US\$ 0.93/Mpc y dos experimentaron problemas mecánicos o de diseño. De los últimos dos, en uno, el tratamiento de eliminación del daño no pudo ser bombeado al régimen de inyección requerido para fluidificar el empaque de apuntalante original y eliminar el daño del gel residual sospechado del tratamiento original; en el otro no se logró efectuar la limpieza porque no se utilizaron los fluidos energizados recomendados en el diseño del GTI.



▲ Selección de candidatos a partir del estudio de simulación de yacimientos del GTI. Los 18 candidatos principales para el refracturamiento representan un 15% de los pozos incluidos en la estimulación de yacimientos. El método de inteligencia virtual seleccionó independientemente 10 de los 13 pozos candidatos verdaderos, el mayor número de pozos entre todos los métodos. Estos 10 pozos consistieron en cinco pozos seleccionados únicamente por el método de inteligencia virtual, un pozo también seleccionado por el método de estadísticas de producción, dos pozos también seleccionados por las curvas tipo, y dos pozos seleccionados por las tres técnicas. El método de curvas tipo incorporó tres pozos candidatos verdaderos a las selecciones combinadas, haciendo que el número combinado de selecciones correctas entre los métodos de inteligencia virtual y curvas tipo fuera 13 entre 13. No obstante, en la práctica, nadie sabe con anticipación qué pozos son candidatos verdaderos.

Las estadísticas de producción funcionaron razonablemente bien en la Cuenca Piceance. Los métodos de inteligencia virtual y reconocimiento de patrones resultaron óptimos en la Cuenca Green River. Las curvas tipo fueron más efectivas en la Cuenca Texas Este. Evidentemente, se necesitaban evaluaciones adicionales para validar la eficacia de cada técnica y fomentar la aceptación de las operaciones de refracturamiento.

Con ese propósito, se diseñó un modelo de simulación de yacimientos de un campo de gas compacto hipotético.<sup>7</sup> El objetivo de este estudio era comprobar y validar en forma independiente los métodos de selección de candidatos frente al modelo de simulación. Los resultados de esta simulación confirmaron que cada método de selección de candidatos en estudio tendía a dar como resultado diferentes candidatos. Y, al igual que el estudio de refracturamiento hidráulico realizado por el GTI en 1998, algunos pozos eran seleccionados por más de uno de los métodos. El método de inteligencia virtual fue en general el más efectivo, seguido de cerca por las curvas tipo. Con menos eficiencia que las selecciones

aleatorias, las estadísticas de producción solas fueron el método menos efectivo.

La primera etapa del estudio realizado por el GTI en 1998, y los resultados de esta simulación, permitieron conocer la eficacia de cada metodología de selección de candidatos, pero cada técnica necesitaba ser comprobada utilizando datos de campo reales. En lugar de establecer una nueva base de datos de casos de refracturamiento hidráulico para este fin, como era el objetivo original del proyecto, los participantes del estudio del GTI de 1998 buscaron un campo que contara con antecedentes y resultados de actividades de refracturamiento hidráulico. Con un conjunto de datos existente, el enfoque utilizado para el estudio del simulador podría reiterarse en un ambiente de campo real para evaluar cada método de selección de candidatos.

A modo de complemento de la simulación de yacimientos, el GTI seleccionó el campo Wattenburg para evaluar en mayor detalle los métodos de selección de candidatos utilizando datos de campo reales. Este desarrollo de gas compacto, localizado al norte de Denver, Colorado, en el borde occidental de la Cuenca

Denver-Julesburg, resultaba atractivo porque desde 1977 se habían refracturado más de 1500 pozos en el área. Estos tratamientos resultaron económicamente exitosos en su mayor parte.<sup>8</sup>

Patina Oil & Gas Corporation, una compañía operadora líder en esta cuenca, había realizado unas 400 operaciones de refracturamiento hidráulico entre 1997 y 2000, y aceptó participar en el estudio. Esto permitió utilizar un algoritmo de selección de candidatos, desarrollado en forma independiente por Patina, además de los tres métodos de selección de candidatos del GTI.

Los métodos fueron evaluados sin dar a conocer con anticipación aquellos pozos que de hecho habían respondido favorablemente al refracturamiento hidráulico. Posteriormente, las selecciones de candidatos fueron comparadas con el desempeño real de los pozos. Este enfoque permitió evaluar la eficacia de cada método. La selección de candidatos utilizando datos reales del campo Wattenburg confirmó el estudio previo del GTI y los resultados de la simulación de yacimientos.

La priorización de los candidatos a refracturamiento aporta considerable valor durante los programas de refracturamiento hidráulico. En ausencia de resultados de operaciones de refracturamiento hidráulico previas, tanto el reconocimiento de patrones como las curvas tipo resultan de utilidad para la selección de los candidatos a refracturamiento; las estadísticas de producción son menos efectivas. El método de inteligencia virtual y otras técnicas de reconocimiento de patrones, que utilizan datos y resultados de refracturamientos previos de los cuales "aprender," pueden mejorar aún más la selección de candidatos y el éxito del refracturamiento hidráulico. Las pruebas de campo del GTI, la simulación de yacimientos y la evaluación del campo Wattenburg, confirmaron que el

7. Reeves SR, Bastian PA, Spivey JP, Flumerfelt RW, Mohaghegh S y Koperna GJ: "Benchmarking of Restimulation Candidate Selection Techniques in Layered, Tight Gas Sand Formations Using Reservoir Simulation," artículo de la SPE 63096, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 1º al 4 de octubre de 2000.

8. Emrich C, Shaw D, Reasoner S y Ponto D: "Codell Restimulations Evolve to 200% Rate of Return," artículo de la SPE 67211, presentado en el Simposio de Operaciones de Producción de la SPE, Ciudad de Oklahoma, Oklahoma, EUA, 24 al 27 de marzo de 2001.

Shaefer MT y Lytle DM: "Fracturing Fluid Evolution Plays a Major Role in Codell Refracturing Success," artículo de la SPE 71044, presentado en la Conferencia de Tecnología del Petróleo de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Keystone, Colorado, EUA, 21 al 23 de mayo de 2001.

Sencenbaugh RN, Lytle DM, Birmingham TJ, Simmons JC y Shaefer MT: "Restimulating Tight Gas Sand: Case Study of the Codell Formation," artículo de la SPE 71045, presentado en la Conferencia de Tecnología del Petróleo de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Keystone, Colorado, EUA, 21 al 23 de mayo de 2001.

desempeño de cada método de selección de candidatos parecía ser específico de cada yacimiento (página anterior).

El análisis de las estadísticas de producción tiende a identificar terminaciones con desempeños deficientes, en comparación con los pozos vecinos. El desempeño deficiente podría ser el resultado de un yacimiento de calidad pobre pero la validez de este método se limita a campos petroleros con una calidad de yacimiento relativamente uniforme y una producción medianamente estable.

Los métodos de inteligencia virtual tienden a seleccionar pozos que tienen terminaciones originales o procedimientos de estimulación subóptimos. Las tecnologías de reconocimiento de patrones deberían aplicarse cuando la complejidad de los yacimientos, las terminaciones y las estimulaciones es considerable.

Las curvas tipo tienden a identificar pozos candidatos basadas solamente en el potencial de producción incremental y, en consecuencia, dan más peso a los pozos más productivos de un campo petrolero. Este método debería utilizarse cuando la calidad de los datos de producción es buena y se dispone fácilmente de información petrofísica.

La aplicabilidad de cualquier proceso de selección de candidatos debería evaluarse para cada área específica en evaluación. En efecto, una metodología "ideal" puede combinar varias técnicas. Los tres esfuerzos por evaluar los métodos de selección de candidatos también indicaron que los análisis no analíticos, tales como la evaluación del régimen de producción actual y la recuperación final estimada a fin de identificar los pozos con desempeños deficientes, podrían resultar de utilidad para la selección de candidatos en ausencia de otros enfoques.

### Una evaluación de todo el campo

Antes de 1999, las operaciones de refracturamiento realizadas por Patina Oil & Gas Corporation en el campo Wattenburg apuntaban fundamentalmente a los pozos con desempeños deficientes y terminaciones con arenamientos prematuros o con fallas mecánicas durante la estimulación original. Cuando otros operadores comenzaron a refracturar sus mejores productores con resultados variables, pero generalmente alentadores, la compañía Patina puso en marcha una evaluación del potencial de refracturamiento de todo el campo.

El campo Wattenburg produce fundamentalmente del intervalo Codell. Esta arenisca fina, depositada en un ambiente de plataforma marina, es un miembro de la lutita Carlisle del Cretácico Superior. El yacimiento Codell contiene entre un 15 y un 25% de arcilla por volumen, en capas mixtas de illita y esmectita que rellenan y revisten los espacios porosos.

El intervalo productivo tiene un espesor que oscila entre 4.3 y 10.7 m [14 y 35 pies], una profundidad que varía entre 2073 y 2347 m [6800 y 7700 pies] y es continuo a través de todo el campo. La permeabilidad es inferior a 0.1 mD. La porosidad, derivada de los registros de densidad, oscila entre 8 y 20%. Inicialmente, el yacimiento estaba sobrepresionado con un gradiente de presión de aproximadamente 13.5 kPa/m [0.6 lpc/pie]. La temperatura de fondo de pozo oscila entre 110 y 121°C [230 y 250°F]. Los pozos son perforados con un espaciamiento de 162,000 m<sup>2</sup> [40 acres].

Durante 1998, Patina compiló una base de datos de 250 operaciones de refracturamiento hidráulico. Después de eliminar los pozos tratados con fluidos reticulados de borato, que resultaron un 20% menos productivos que otros

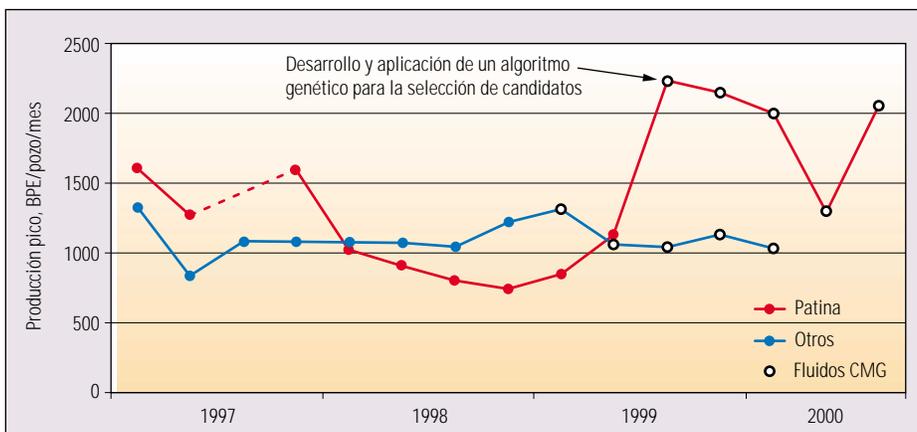
pozos, los ingenieros de la compañía se centraron en los 200 pozos restantes. Estos pozos habían sido refracturados con fluidos tipo carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG) o hidroxipropil guar (HPG).

Una evaluación más amplia identificó 35 parámetros geológicos, de terminación y de producción discretos, relacionados con el desempeño del pozo. El análisis de regresión lineal ayudó a determinar aquellos parámetros que se correlacionaban con la producción incremental pico después del refracturamiento. Dos mejoramientos técnicos resultantes de esta evaluación de todo el campo generaron un mejoramiento de un orden de magnitud en los resultados del refracturamiento hidráulico.

El primero fue la aplicación de fluidos tipo carboximetilato guar (CMG), con menores cargas de polímero, que mantienen el transporte de apuntalante y minimizan el daño del empaque de apuntalante residual producido por el gel sin romper y sin recuperar. Los fluidos que no producen daños son particularmente importantes en el refracturamiento de formaciones de baja permeabilidad donde la saturación del gas ha crecido en el largo plazo y la presión de yacimiento puede estar reducida.

El segundo mejoramiento fue un método de selección de candidatos desarrollado por la compañía Patina que utiliza los resultados históricos de operaciones de refracturamiento hidráulico en la cuenca. Junto con los fluidos CMG, este algoritmo basado en estadísticas logró mejoras importantes en la selección de los mejores candidatos a refracturamiento (abajo, a la izquierda). La tasa de producción incremental pico promedio se duplicó prácticamente, pasando de un poco más de 1000 a aproximadamente 2000 barriles de petróleo equivalente (BPE)/pozo/mes [159 a 302 m<sup>3</sup>/pozo/mes], lo que equivalió a aproximadamente un 80% del régimen de producción inicial promedio. La tasa de retorno asociada con las inversiones en refracturamiento aumentó del 66% a más del 200%; a razón de US\$ 2.50/Mpc. Las recuperaciones incrementales estimadas aumentaron de 25 a 38 millones de barriles de petróleo equivalente por pozo [4 a 6 millones de m<sup>3</sup>/pozo].

Sólo un 3% aproximadamente de los tratamientos de refracturamiento se tradujeron en fracasos económicos, fundamentalmente porque las fracturas apuntaladas se comunicaban con la Formación Niobrara sobreyacente o con un pozo vecino. Este índice de ineficiencia puede aumentar al incrementarse la densidad de refracturamiento. El éxito general de este programa fue el resultado de la aplicación de



^ Desempeño histórico de las operaciones de refracturamiento en el campo Wattenburg, Colorado. Las aplicaciones combinadas de fluidos de estimulación tipo carboximetilato guar (CMG) y el algoritmo de selección de candidatos desarrollado por la compañía Patina Oil & Gas mejoraron considerablemente los resultados del refracturamiento hidráulico en los pozos operados por Patina.

rigurosos criterios de selección de pozos, estrictas pautas de control de calidad para los fluidos de tratamiento y prácticas operativas efectivas en el campo.

Otros operadores del área revelaron mejoras similares en la productividad, los resultados económicos y la recuperación derivados del refracturamiento.<sup>9</sup> En base a estos resultados, más de 4000 pozos de la Cuenca Piceance pueden ser candidatos a refracturamiento hidráulico. Los ingenieros de Patina continúan expandiendo su ya amplia base de datos de refracturamiento y siguen afinando el algoritmo de selección de candidatos. En ciertos casos, Patina y otros operadores del área están fracturando pozos por tercera vez con éxito.

### Criterios de selección de candidatos

El análisis de regresión lineal de Patina Oil & Gas identificó cinco variables estadísticamente significativas que fueron incorporadas en el algoritmo de selección de candidatos del campo Wattenburg (*derecha*). Aunque estadísticamente menos significativa, se agregó una sexta variable de “recuperación diferencial máxima en barriles de petróleo equivalente,” para ayudar a anticipar los resultados del refracturamiento hidráulico a los fines de la evaluación económica.

El volumen de poros, o espesor poroso, ocupado por hidrocarburos—el parámetro más significativo desde el punto de vista estadístico—es incorporado en los factores de recuperación acumulada y recuperación final. La relación gas/petróleo, que varía entre aproximadamente 900 y 6304 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> [5000 y 35,000 spc/bbl], se correlaciona con pozos de mayor recuperación de terminaciones originales y refracturadas, principalmente en las áreas centrales del campo y sus alrededores. Esto indica mayor permeabilidad relativa al gas porque el espesor de las formaciones y la permeabilidad de los yacimientos son relativamente uniformes en todo el campo.

Las terminaciones de pozos que se llevaron a cabo tanto en la Formación Codell como en la Formación Niobrara, utilizando la técnica de disparos de entrada limitada, generaron longitudes de fracturas efectivas más cortas en la Formación Codell que aquellas realizadas solamente en la Formación Codell. Los factores de recuperación acumulada y final determinados a partir de parámetros de pozos y yacimientos individuales, sumados al análisis de curvas de declinación, representaban indirectamente el grado de agotamiento y la capacidad de contraflujo y limpieza de los fluidos de tratamiento del yacimiento. Estos factores proporcionaron además una indicación acerca de si las nuevas

Rango	Parámetro	Descripción	Significancia estadística
1	Volumen de hidrocarburos, espesor poroso	Zona productiva neta para la Formación Codell, por encima de un valor de corte de densidad derivada del registro de porosidad del 10%	38%
2	Factor de recuperación acumulada	Gas acumulado recuperado, dividido por el gas original en sitio (OGIP) para un área de drenaje de 40 acres	17%
3	Terminación inicial	Prima por régimen pico asignada si el pozo fue terminado originalmente con entrada limitada en las Formaciones Codell-Niobrara	9%
4	Factor de recuperación final estimada (EUR)	EUR dividido por el OGIP para un área de drenaje de 40 acres	11%
5	Relación gas/petróleo	Relación gas/petróleo final proyectada	20%
6	Recuperación diferencial máxima, millones de barriles de petróleo equivalente	Diferencia de EUR entre el pozo en cuestión y el mejor pozo vecino, dentro de un radio de una milla de distancia del pozo en cuestión	5%

^ Algoritmo estadístico de Patina Oil & Gas. De las cinco variables significativas desde el punto de vista estadístico del algoritmo de selección de candidatos para el campo Wattenburg, “el volumen de hidrocarburos” en espesor poroso representa la calidad del yacimiento, la “terminación inicial” representa la terminación inicial y las otras tres variables—“factor de recuperación acumulada,” “factor de recuperación final estimada” y “relación gas/petróleo”—representan el desempeño del pozo. La localización del pozo no es significativa debido a la calidad relativamente uniforme del yacimiento. No obstante, las relaciones gas/petróleo más altas y, por lo tanto mejores, tienden a caer en la porción central del campo. La sexta variable “recuperación diferencial máxima” en barriles de petróleo equivalente ayuda a predecir el potencial de refracturamiento hidráulico para las evaluaciones económicas.

fracturas hidráulicas podrían reorientarse con respecto a la fractura apuntalada original (véase “Reorientación de las fracturas,” *página 52*).

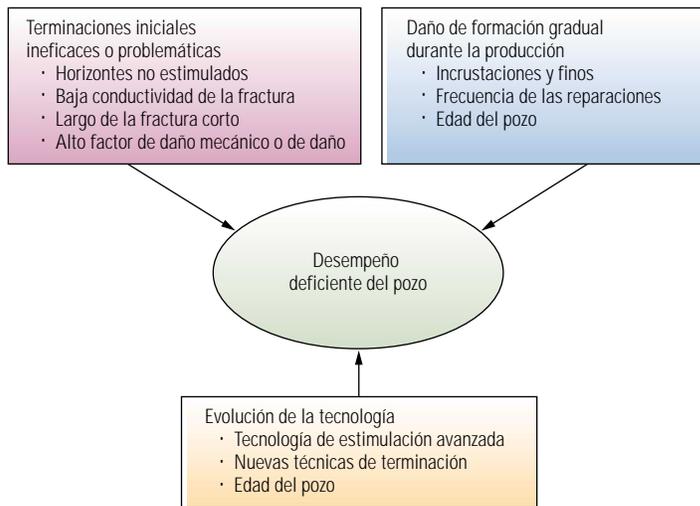
La recuperación diferencial máxima en barriles de petróleo equivalente es la diferencia en términos de recuperación final entre el pozo en cuestión y el mejor pozo existente dentro de un radio de 1.6 km [1 milla]. Este parámetro da una indicación del potencial de reservas no explorado en las inmediaciones de un pozo en cuestión. Los ingenieros eliminaron algunas variables, tales como la presencia de fallas, el tamaño del tratamiento y el intervalo disparado, que eran estadísticamente insignificantes. La localización del pozo no es importante en este campo debido a la calidad relativamente uniforme de los yacimientos.

El desempeño posterior al refracturamiento sigue sustentando la incorporación de reservas por encima de las proyecciones básicas para las terminaciones originales porque la terminación inicial en la mayoría de los pozos no drenaba efectivamente los 40 acres asignados a cada pozo en la configuración del desarrollo. Una reevaluación de 1000 tratamientos de refracturamiento indicó una buena correlación con el mejor ajuste de los resultados reales. En cierta medida, estas variables pueden ser cuantificadas para pozos individuales mediante el análisis de la producción real en términos de la caída de presión en el largo plazo, utilizando técnicas de análisis de curvas tipo de producción.

El análisis de curvas tipo de producción requiere más tiempo de análisis, pero anticipa efectivamente los resultados del refracturamiento hidráulico con mayor grado de precisión que otras técnicas estadísticas.

Si bien perduraron ciertas variaciones, en general, el algoritmo de Patina permitió clasificar con éxito el potencial de refracturamiento hidráulico en todo el campo. La variabilidad en el desempeño de los pozos refracturados parece ser el resultado de la incapacidad de los métodos estadísticos para diferenciar entre áreas de drenaje reales, diferencias en la permeabilidad de la matriz, largos de fractura efectivos de la estimulación original y el impacto de la carga de condensado líquido, o acumulación en torno a estos pozos, utilizando solamente parámetros de producción y terminación.<sup>10</sup>

El objetivo fundamental del refracturamiento es mejorar la productividad del pozo. No obstante, el refracturamiento hidráulico es viable sólo si los pozos exhiben un desempeño deficiente por problemas relacionados con la terminación, no por la calidad pobre de los yacimientos. Ni el fracturamiento ni el refracturamiento pueden convertir pozos productores marginales, situados en yacimientos pobres, en pozos eficaces. Para priorizar y seleccionar los candidatos para el refracturamiento, los ingenieros deben comprender las razones del desempeño deficiente en pozos fracturados previamente.



^ Causas potenciales del desempeño deficiente en pozos estimulados previamente. El equipo del proyecto de refracturamiento hidráulico del GTI estableció un esquema de clasificación para ayudar a diagnosticar problemas en pozos fracturados hidráulicamente cuyo desempeño no satisface las expectativas del operador. En el nivel más alto, existen tres amplias categorías: terminaciones iniciales ineficaces o problemáticas, daño de producción gradual y avances tecnológicos o técnicas en evolución, en comparación con prácticas anteriores.

### Desempeño deficiente relacionado con la terminación del pozo

Para contribuir con el diagnóstico de problemas, el proyecto del GTI de 1998 estableció un marco de referencia para clasificar los problemas de desempeño de pozos (arriba). En relación con los pozos compactos de gas, se identificaron tres problemas específicos, clasificados en orden de mayor potencial de refracturamiento hidráulico advertido:

- Zona productiva no estimulada o pasada por alto
- Conductividad insuficiente de la fractura
- Longitud insuficiente de la fractura.

Las terminaciones iniciales ineficaces o problemáticas constituyen el tipo más común de problema. A modo de ejemplo, podemos mencionar la falta de control de calidad durante los tratamientos de fracturas iniciales, el daño producido por los polímeros residuales de los fluidos de estimulación, la selección inadecuada de apuntalantes, el arenamiento prematuro, los tratamientos de fracturamiento con diseños inapropiados, la utilización de fluidos incompatibles y tratamientos de una sola etapa que dejan ciertos intervalos productivos sin estimular.

Las fracturas hidráulicas pueden perder su efectividad en los años posteriores a un tratamiento de estimulación inicial por el daño gradual que se produce durante la vida productiva de un pozo. A modo de ejemplo podemos mencionar la pérdida de la conductividad de la fractura por la trituración o el encastramiento del apuntalante en la formación y el taponamiento

del empaque con finos de formación o incrustaciones. El contraflujo del apuntalante desde la zona vecina al pozo puede permitir que las fracturas hidráulicas se cierren. Habitualmente, se dispone de poca información para identificar estos mecanismos específicos.

Los pozos que presentan este tipo de problemas tienen el mayor potencial para la aplicación de medidas de remediación mediante refracturamiento hidráulico. En pozos más antiguos, donde estos problemas ocurren con mayor frecuencia, la presión de yacimiento debe ser suficiente para justificar el refracturamiento, en términos tanto de reservas remanentes como de contraflujo adecuado de los fluidos de tratamiento. La edad del pozo puede ser el mejor indicador de daño gradual y de la posibilidad de aplicar nueva tecnología de estimulación.

El diagnóstico del daño de producción, una segunda categoría principal de problemas, suele ser difícil. El contraflujo de apuntalante, el daño causado por el fluido de tratamiento y los altos factores de daño mecánico, las frecuentes reparaciones correctivas, y las acumulaciones de finos o incrustaciones durante el inicio del flujo polifásico o la incursión de agua, son manifestaciones de problemas que se desarrollan con el tiempo. Cualquier combinación de estas situaciones puede indicar que la productividad del pozo se ha deteriorado con el paso del tiempo.

Una tercera categoría, los avances acontecidos en tecnología de terminación y estimulación, también ofrece oportunidades de refracturamiento hidráulico de pozos terminados

originalmente con tecnología más antigua. Los nuevos diseños de tratamientos, los modelos de computación avanzados, los fluidos de fracturamiento menos dañinos, los aditivos de fluidos y los apuntalantes mejorados, ayudan a crear fracturas de mayor longitud, más anchas y más conductivas. En cierto sentido, esta categoría constituye un subconjunto de las dos anteriores porque la tecnología más antigua, a menudo, es sinónimo de terminaciones iniciales menos efectivas donde se ha producido más daño gradual.

Es importante determinar qué tipos de problemas de productividad se correlacionan con los mejores candidatos a refracturamiento en un campo petrolero, área o cuenca. Los ingenieros pueden obtener información sobre problemas específicos de terminación de pozos y cómo remediarlos, revisando los legajos de pozos individuales.

Habitualmente, las zonas no estimuladas son el resultado de la utilización de técnicas de entrada limitada para lograr una acción divergente o del fracturamiento de horizontes productivos múltiples en un tratamiento de una sola etapa. Este problema, asociado con la terminación del pozo puede representar el mayor potencial de refracturamiento hidráulico por dos motivos. En primer lugar, con frecuencia, los pozos compactos de gas son terminaciones de horizontes múltiples. La tendencia es tratar múltiples intervalos en menos etapas para reducir el costo del tratamiento. En segundo lugar, la productividad mejorada de pozos mediante la estimulación de nuevas zonas casi siempre representa una incorporación de reservas incrementales; no sólo un aumento del régimen de producción y una recuperación acelerada de reservas.

Una baja relación entre las etapas de tratamiento de fracturamiento hidráulico y el volumen de apuntalante, y la cantidad y distribución de los intervalos productivos netos, constituye una indicación de las zonas potencialmente estimuladas en forma inadecuada o no estimuladas. Los levantamientos de trazadores radiactivos, las pruebas de pozos, las curvas de declinación de la producción y los registros de producción, también ayudan a diagnosticar la existencia de intervalos sin estimular o con un desempeño deficiente.

9. Shaefer y Lytle, referencia 8.

Sencenbaugh y otros, referencia 8.

10. Barnum RS, Brinkman FP, Richardson TW y Spillette AG: "Gas Condensate Reservoir Behaviour: Productivity and Recovery Reduction Due to Condensation," artículo de la SPE 30767, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 22 al 25 de octubre de 1995.

La conductividad insuficiente de una fractura apuntalada inicial representa probablemente el siguiente potencial de refracturamiento hidráulico, en orden decreciente. No obstante, la distinción entre aceleración del régimen de producción e incorporación de reservas incrementales verdaderas derivadas de la mayor conductividad resultante del refracturamiento suele ser confusa. A modo de ejemplo, se puede mencionar la resistencia insuficiente del apuntalante para la presión de cierre de fractura a la profundidad del yacimiento, decantación del apuntalante, bajas concentraciones de apuntalante y daño de los empaques de apuntalante producido por el gel parcialmente roto o sin romper.

La captura de reservas incrementales en el margen externo de un área de drenaje, a través del aumento de la longitud de la fractura, es difícil. Un tratamiento relativamente pequeño, comparado con el mayor espesor del intervalo productivo neto, suele ser indicativo de una longitud de fractura limitada. La generación de fracturas hidráulicas de mayor longitud puede ser costosa a menos que el tratamiento original fuera extremadamente pequeño. Sin embargo, si el refracturamiento hidráulico logra aumentar la longitud de la fractura y expande el área de drenaje de un pozo, la producción incremental debería representar una incorporación de reservas verdadera.

La revisión del tratamiento de fracturamiento original y del contraflujo ayuda a identificar la posibilidad de una conductividad y longitud de fractura limitadas. Los análisis de pruebas de pozos y de declinación de la producción también ayudan a diagnosticar estas condiciones. Un breve período de flujo lineal, seguido por un flujo radial después del fracturamiento indica una conductividad insuficiente o una longitud inadecuada de la fractura.

También existen oportunidades de refracturamiento como resultado del desarrollo de campos petroleros y la producción de pozos, siempre que los pozos tengan presión suficiente para el contraflujo y la producción, aun cuando se requieran fluidos de tratamiento energizados o métodos de levantamiento artificial. Además de una menor presión de poro, la reducción de la presión también implica un mayor esfuerzo efectivo, lo que se traduce en una fractura hidráulica menos ancha y una mayor extensión lateral para los mismos volúmenes de fluido de tratamiento y apuntalante.

Por otra parte, el agotamiento de los intervalos productivos aumenta el contraste de esfuerzos entre los intervalos productivos y las lititas adyacentes, lo que mejora la contención del crecimiento vertical de las fracturas y permite la generación de fracturas de mayor longitud. La

alteración del esfuerzo horizontal local también puede contribuir a la reorientación de las fracturas durante el refracturamiento hidráulico.

### Reorientación de las fracturas

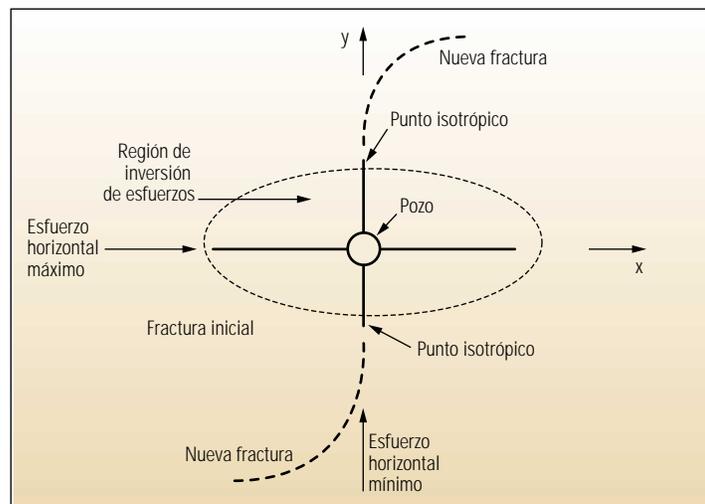
Históricamente, las operaciones de refracturamiento hidráulico constituyeron una medida correctiva aplicada en pozos que exhiben desempeños deficientes en términos de producción, con fracturas originales cortas o de baja conductividad. Sin embargo, existen numerosos ejemplos de operaciones de refracturamiento hidráulico exitosas en pozos fracturados previamente, especialmente pozos de gas que drenan capas de baja permeabilidad, que siguen exhibiendo un flujo lineal; una pendiente de 0.5 en las gráficas doble logarítmicas de presiones transitorias, que es indicativa de fracturas altamente conductivas de penetración profunda. Las pruebas de producción y el ajuste de la historia de producción, utilizando un simulador numérico que incluyó fracturas ortogonales y la anisotropía en la permeabilidad horizontal, indican una fuerte probabilidad de reorientación de las nuevas fracturas en muchos de estos pozos.

Este concepto de reorientación de las fracturas no es nuevo y ha sido modelado en experimentos de laboratorio en escala natural (1:1). Además, se ha observado reorientación de fracturas en formaciones someras blandas.<sup>11</sup>

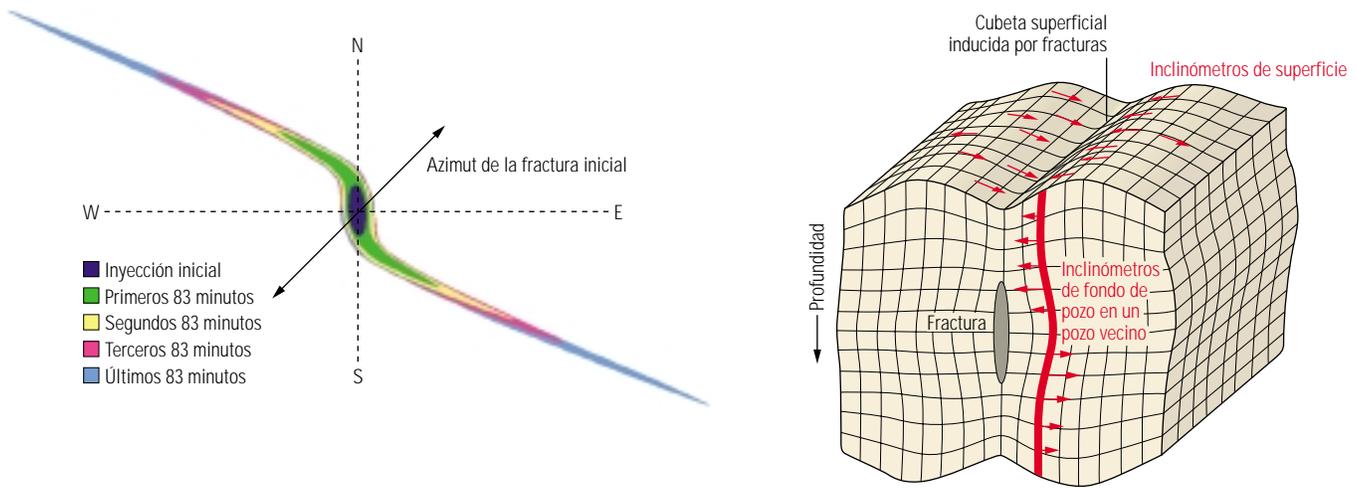
Después de un período inicial de producción, los cambios de los esfuerzos en torno a los pozos existentes con fracturamientos hidráulicos originales efectivos, pueden permitir que las nuevas fracturas se reorienten y contacten áreas de mayor presión de poro.

Las pruebas de laboratorio también han demostrado que los cambios en la presión de poro de la matriz inciden sobre la orientación de las fracturas hidráulicas en el volumen de yacimiento que media entre los pozos inyectores y productores en un yacimiento bajo inyección de agua.<sup>12</sup> Las fracturas se orientan en sentido normal, o perpendicular, al gradiente de esfuerzo más alto. Las fracturas iniciadas desde pozos productores se orientan en dirección al pozo de inyección y lo intersectan si el gradiente de esfuerzo es suficientemente alto y la anisotropía de los esfuerzos locales no es dominante.

Los cambios de presión en torno a una fractura altamente conductiva de penetración profunda también crean gradientes de esfuerzo altos, normales a la fractura inicial, que pueden provocar la reorientación de la fractura durante los tratamientos de refracturamiento hidráulico. Los cambios de los esfuerzos alcanzan un máximo y luego decrecen al aumentar el agotamiento. Se puede determinar una ventana de tiempo óptima durante la cual es conveniente realizar los tratamientos de refracturamiento.<sup>13</sup>



▲ Reorientación de esfuerzos y extensión de la fractura ortogonal. Esta sección horizontal a través de un pozo vertical muestra una fractura hidráulica original en la dirección "x" y una segunda fractura reorientada en la dirección "y". La producción de fluidos luego del emplazamiento de la fractura inicial puede provocar una redistribución local de la presión de poro en una región elíptica en expansión, en torno al pozo y a la fractura inicial. El límite de la inversión de esfuerzos es definido por los puntos isotrópicos de los esfuerzos horizontales primarios equivalentes. La reorientación de los esfuerzos y la extensión de la fractura en dirección opuesta a la fractura apuntalada inicial ayudan a explicar las respuestas de la presión durante los tratamientos de refracturamiento y los aumentos de producción no anticipados a partir de pozos refracturados con fracturas originales efectivas.



^ Desplazamiento de la formación en torno a una fractura hidráulica vertical. Inclinómetros extremadamente sensibles, colocados en una configuración radial, en la superficie, en torno a un pozo candidato a estimulación (*derecha*), pueden vigilar rutinariamente el azimut de la fractura durante los tratamientos de estimulación (*izquierda*). La geometría de la fractura es inferida midiendo las deformaciones inducidas de la roca. El campo de deformación, que irradia en todas las direcciones, también puede ser medido en el fondo del pozo mediante arreglos de inclinómetros operados con cable en pozos vecinos.

La anisotropía en la permeabilidad horizontal aumenta aún más estos cambios de esfuerzos. De un modo similar, un estudio independiente demostró que la producción de formaciones no fracturadas que tienen gran anisotropía en la permeabilidad horizontal influye en la orientación de la fractura original.<sup>14</sup>

El GTI proporcionó los fondos para que Schlumberger investigara estos conceptos en mayor detalle.<sup>15</sup> Las simulaciones numéricas efectuadas durante esta investigación proporcionaron evidencias de que se pueden formar nuevas fracturas en ángulos de hasta 90° respecto del azimut de la fractura apuntalada original ([página anterior](#)). La reorientación de las fracturas elude el

daño causado por las actividades de perforación y terminación y evita zonas de permeabilidad relativa causadas por la compactación y otras restricciones de flujo, incluyendo la condensación de líquidos de hidrocarburos, o la acumulación de condensado, en torno a un pozo.

La componente de esfuerzo horizontal paralela a una fractura inicial se reduce más rápidamente, como una función del tiempo, que la componente perpendicular. Si estos cambios de esfuerzo inducidos superan el diferencial de esfuerzo original, se iniciará una nueva fractura que se propagará a lo largo de un plano azimutal diferente al de la fractura original hasta alcanzar el límite de la región elíptica de inversión de

esfuerzos. La fractura puede continuar a lo largo del nuevo azimut, una cierta distancia más allá de este punto, según sea la solidez de la formación.

Muchos factores contribuyen a la localización del límite de inversión de esfuerzos, incluyendo la historia de producción, la permeabilidad del yacimiento, las dimensiones de las fracturas, la altura de la zona productiva, las propiedades elásticas de la zona productiva y las zonas adyacentes que actúan como barreras, así como el contraste de esfuerzos horizontales original. Estos parámetros pueden ser modelados y deberían ser considerados durante la selección de los candidatos a refracturamiento.

Las simulaciones por computadora pueden determinar la ventana de tiempo óptima para las operaciones de refracturamiento y la reorientación de las fracturas. Los pozos con fracturas originales largas en formaciones de baja permeabilidad poseen una ventana de tiempo más larga. Los períodos de cierre de la producción deberían minimizarse para mantener un alto gradiente de presión, normal a la fractura inicial. Fuera de esto, deberían aplicarse las consideraciones de diseño de fracturas estándar.

Las operaciones de refracturamiento hidráulico en la Formación Barnett Shale naturalmente fracturada, al norte de Fort Worth, Texas, EUA, son un ejemplo de la reorientación de fracturas. Estos tratamientos fueron vigilados rutinariamente con un arreglo de inclinómetros de superficie y de subsuelo ([arriba](#)).<sup>16</sup> Los resultados indicaron una significativa reorientación de las fracturas en un pozo y una reorientación oblicua en el otro pozo. La producción posterior al tratamiento aumentó sustancialmente en ambos pozos. Otros pozos refracturados en el área experimentaron aumentos similares.

11. Wright CA, Stewart DW, Emanuel MA y Wright WW: "Reorientation of Propped Refracture Treatments in the Lost Hills Field," artículo de la SPE 27896, presentado en el Encuentro Regional de Occidente de la SPE, Long Beach, California, EUA, 23 al 25 de marzo de 1994.  
Wright CA, Conant RA, Stewart DW y Byerly PM: "Reorientation of Propped Refracture Treatments," artículo de la SPE 28078, presentado en la Conferencia sobre Mecánica de Rocas en Ingeniería del Petróleo de la SPE/ISRM, Delft, Países Bajos, 29 al 31 de agosto de 1994.  
Wright CA y Conant RA: "Hydraulic Fracture Reorientation in Primary and Secondary Recovery from Low-Permeability Reservoirs," artículo de la SPE 30484, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 22 al 25 de octubre de 1995.

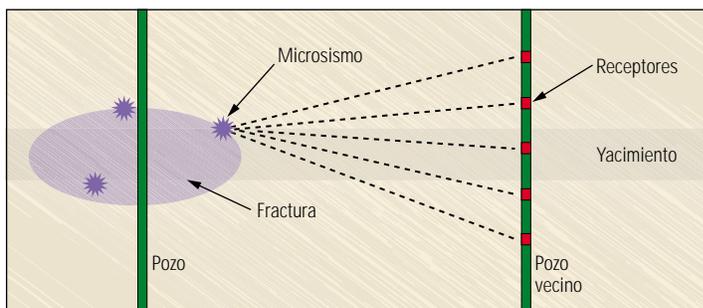
12. Bruno MS y Nakagawa FM: "Pore Pressure Influence on Tensile Propagation in Sedimentary Rock," *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts* 28, no. 4 (Julio de 1991):261-273

13. Elbel JL y Mack MG: "Refracturing: Observations and Theories," artículo de la SPE 25464, presentado en el Simposio de Operaciones de Producción de la SPE, Ciudad de Oklahoma, Oklahoma, EUA, 21 al 23 de marzo de 1993.

14. Hidayati DT, Chen H-Y y Teufel LW: "Flow-Induced Stress Reorientation in a Multiple-Well Reservoir," artículo de la SPE 71091, presentado en la Conferencia de Tecnología del Petróleo de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Keystone, Colorado, EUA, 21 al 23 de mayo de 2001.

15. Siebrits E, Elbel JL, Detournay F, Detournay-Piette C, Christianson M, Robinson BM y Diyashev IR: "Parameters Affecting Azimuth and Length of a Secondary Fracture During a Refracture Treatment," artículo de la SPE 48928, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 27 al 30 de septiembre de 1998.

16. Siebrits E, Elbel JL, Hoover RS, Diyashev IR, Griffin LG, Demetrius SL, Wright CA, Davidson BM, Steinsberger NP y Hill DG: "Refracture Reorientation Enhances Gas Production in Barnett Shale Tight Gas Wells," artículo de la SPE 63030, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 1° al 4 de octubre de 2000.  
Fisher MK, Wright CA, Davidson BM, Goodwin AK, Fielder EO, Buckler WS y Steinsberger NP: "Integrated Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett Shale," artículo de la SPE 77441, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, EUA, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.  
Maxwell SC, Urbancic TI, Steinsberger N y Zinno R: "Microseismic Imaging of Hydraulic Fracture Complexity in the Barnett Shale," artículo de la SPE 77440, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, EUA, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.



▲ Mapeo sísmico de fracturas. La generación de imágenes microsísmicas se basa en la detección de microsismos o emisiones acústicas asociadas con el fracturamiento hidráulico o el desplazamiento inducido de fracturas preexistentes. Esta técnica utiliza sensores de tres componentes, habitualmente entre 5 y 12 geófonos o acelerómetros, en un pozo de observación vecino, para detectar estos eventos extremadamente pequeños, o microsismos. Normalmente, las operaciones de disparo efectuadas en el pozo que está siendo vigilado rutinariamente se utilizan para calibrar y orientar los sensores. A medida que se desarrolla un tratamiento, los microsismos generados por la propagación de la fractura son detectados, orientados y localizados con el yacimiento para construir un “mapa” de fracturas.

El agotamiento del yacimiento, combinado con las fracturas naturales, puede hacer que se desarrollen complejas “redes” de fracturas durante los tratamientos originales y las operaciones de refracturamiento hidráulico.

#### Un programa de refracturamiento hidráulico de lutitas gasíferas

En 1997, Mitchell Energy, ahora Devon Energy, comenzó a utilizar concentraciones de polímeros considerablemente reducidas en fluidos de tratamiento—actualmente sólo se utilizan agentes reductores de fricción a base de surfactantes—y volúmenes mucho menores de apuntalante en la Formación Barnett Shale. Estos tratamientos de fracturamiento con agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar resultaron extremadamente exitosos y son similares a los diseños utilizados por los operadores para los tratamientos de estimulación de las areniscas Cotton Valley, en la vecina Cuenca de Texas Oriental.

Actualmente se han puesto en marcha esfuerzos de desarrollo de lutitas gasíferas adicionales en otras áreas de Texas Norte y Occidental. La Formación Barnett Shale, por ejemplo, está presente en pozos de la Cuenca Fort Worth hasta la Cuenca Pérmica de Texas Occidental, de manera que las lecciones aprendidas en Texas Norte pueden ser aplicadas en miles de pozos.

Depositada en un ambiente marino profundo, la Formación Barnett Shale corresponde a fangolitas estratificadas, limolitas y escasas cantidades de caliza interestratificada con fracturas naturales abiertas y rellenas con calcita. La permeabilidad de la matriz en esta formación de lutitas finas, ricas en contenido orgánico, de edad Mississippiana, es extremadamente baja y oscila entre 0.0001 y 0.001 mD. La recuperación final estimada para un pozo típico de la Formación Barnett Shale varía entre 14.3 y 28.6 millones de m<sup>3</sup> [500 y 1000 MMpc]. Esto representa una recuperación calculada del 8 al 10 % del gas en sitio. El logro de la producción económica exige grandes tratamientos de fracturamiento.

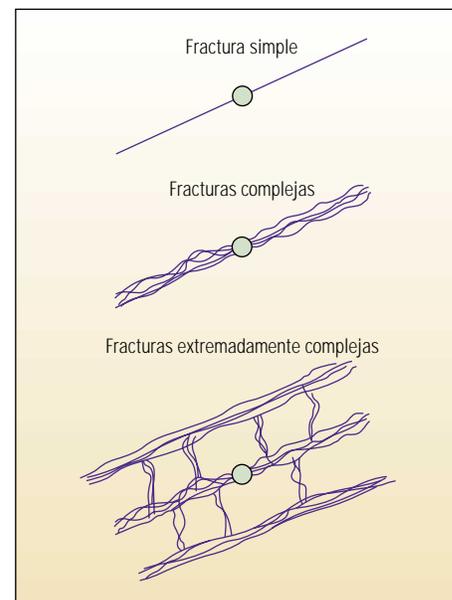
La Formación Barnett Shale yace típicamente entre la caliza Marble Falls superior y la caliza Viola inferior. En ciertas áreas, la Formación Viola es reemplazada por la dolomita Ellenburger, que no es tan competente como la Formación Viola para el confinamiento de fracturas hidráulicas. El espesor de la Formación Barnett Shale oscila entre 61 y 305 m [200 y 1000 pies], con un espesor medio de aproximadamente 152 m [500 pies] en el área principal del campo.

En 1999, el análisis de los campos de esfuerzos cercanos y lejanos en la Formación Barnett determinó que las nuevas fracturas creadas durante el refracturamiento hidráulico seguían el plano de fractura original a lo largo de una distancia corta antes de adoptar una nueva dirección.<sup>17</sup> Los recientes levantamientos microsísmicos, realizados durante los tratamientos de refracturamiento, confirman que las nuevas fracturas se propagan inicialmente en la dirección original noreste-suroeste antes de desviarse a lo largo de un nuevo azimut noroeste-sureste

(izquierda).<sup>18</sup> Además de la reorientación de las fracturas, el mapeo microsísmico, tal como el diagnóstico de la estimulación de fracturas hidráulicas StimMAP, también aporta evidencias de la existencia de fracturas complejas que contribuyen aún más a aumentar la productividad del pozo proveniente de la Formación Barnett Shale (abajo).

Los pozos de relleno perforados con un espaciamiento estrecho de 27 acres [109,300 m<sup>2</sup>] indicaron configuraciones de drenaje elípticas largas. Por lo tanto, el refracturamiento ofrece un potencial significativo de aumento de la producción de pozos y un mejoramiento de la recuperación de gas mediante la creación de nuevas fracturas que contactan otras zonas del yacimiento como resultado de su reorientación y de la creación de complejas redes de fracturas hidráulicas. Las operaciones de refracturamiento hidráulico también abordan problemas de desempeño deficiente causados por terminaciones de pozos ineficaces—fundamentalmente la terminación prematura del tratamiento original—zonas pasadas por alto o no estimuladas, y daño de producción gradual en esta formación naturalmente fracturada.

Las terminaciones en la Formación Barnett Shale se remontan a la década de 1980, cuando los tratamientos de fracturamiento y rotura con



▲ Redes de fracturas complejas. La descripción clásica simple de una fractura hidráulica es una fisura planar unitaria, de dos alas, con el pozo en el medio de las dos alas (*extremo superior*). No obstante, en ciertas formaciones, también pueden desarrollarse fracturas hidráulicas complejas (*centro*) y muy complejas (*extremo inferior*), tal como parece ser el caso de la Formación Barnett Shale naturalmente fracturada.

17. Siebrits y otros, referencia 16.

18. Fisher y otros, referencia 16.

Maxwell y otros, referencia 16.

19. Willberg DM, Steinsberger N, Hoover R, Card RJ y Queen J: “Optimization of Fracture Cleanup Using Flowback Analysis,” artículo de la SPE 39920, presentado en el Simposio Regional sobre Yacimientos de Baja Permeabilidad de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 5 al 8 de abril de 1998.

ácidos utilizaban altas concentraciones de polímeros, fluidos con geles reticulados y concentraciones moderadas de apuntalante con rompedor de gel externo mínimo debido a la alta temperatura de la formación—unos 93°C [200°F]. Algunos de los tratamientos originales también incluían CO<sub>2</sub> o N<sub>2</sub>. Los aumentos iniciales de la producción con posterioridad al tratamiento fueron alentadores pero duraron poco tiempo. Estas prácticas continuaron durante 1990.

Los primeros tratamientos dieron como resultado una conductividad de fractura pobre debido al daño causado por la limpieza incompleta del fluido de tratamiento y la degradación del polímero, y por la harina de sílice fina utilizada como aditivo para pérdida de fluido, que quedaba en el empaque de apuntalante. Los volúmenes de tratamiento pequeños generaban longitudes de fracturas más cortas. Los datos de los registros de producción indicaban que algunas secciones de la Formación Barnett permanecían sin tratar o habían sido estimuladas en forma inadecuada y aportaban poca o ninguna producción de gas después de los tratamientos de fracturamiento originales.

El daño de terminación gradual y la degradación de la productividad resultan potencialmente en una longitud de fractura insuficiente, una limpieza del fluido de tratamiento incompleta y restricciones de la permeabilidad relativa causadas por el influjo de agua desde las formaciones inferiores. En ciertos pozos, hay eviden-

cias de acumulación de incrustaciones cuando se utiliza agua proveniente de fuentes incompatibles en tratamientos de estimulación. La degradación de la productividad también se produce al reducirse la energía del yacimiento. El análisis mediante el sistema de producción NODAL indica que debajo de aproximadamente 11,455 m<sup>3</sup>/d [400 Mpc/D], los altos niveles de fluido en el pozo restringen la producción de gas. Los métodos de levantamiento artificial ayudan a aumentar la producción de gas.

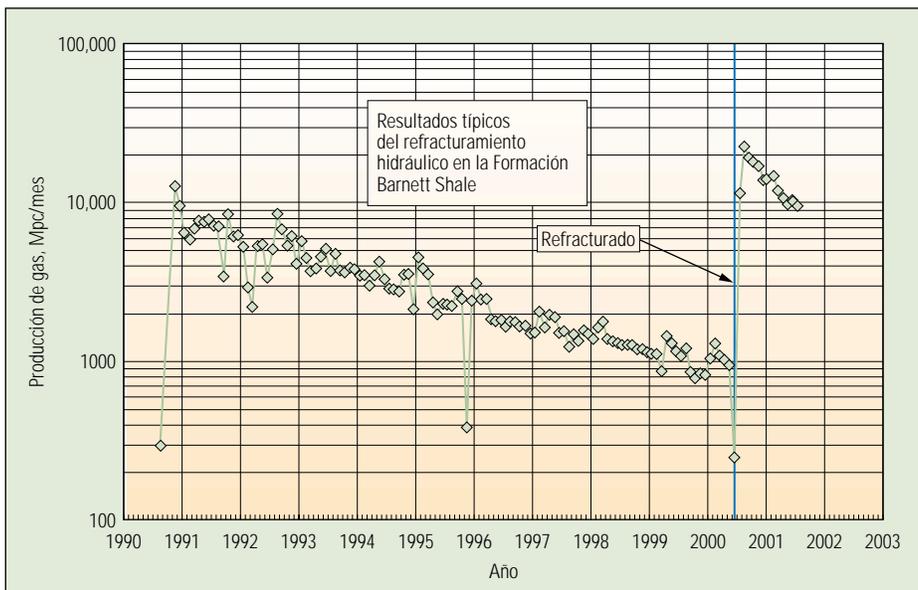
Con posterioridad a 1990, los operadores comenzaron a reducir las concentraciones de polímeros, utilizando N<sub>2</sub> como asistencia para el contraflujo, aumentando los volúmenes globales de fluido y apuntalante, y bombeando concentraciones de arena máximas de 360 kg de apuntalante agregado (kga) por cada m<sup>3</sup> [tres libras de apuntalante agregado (laa) por cada 1000 gal]. Estos cambios se implementaron en respuesta a la limitada productividad inicial y a los resultados decepcionantes de los tratamientos de estimulación. Los ingenieros aumentaron la frecuencia de utilización de los sistemas de rompedores externos, eliminando finalmente el N<sub>2</sub> y los aditivos sólidos para pérdida de fluido, tales como la harina de sílice fina. La producción incremental proveniente de estimulaciones por fracturamiento hidráulico continuó mejorando como resultado de estas tendencias en la optimización del tratamiento, lo que culminó con el surgimiento de los tratamientos con agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar en 1997.

Los operadores también comenzaron a enfocarse en el mejoramiento de las operaciones de limpieza posteriores al tratamiento. Los procedimientos anteriores eran conservadores, con tasas de contraflujo limitadas y períodos de limpieza de los fluidos de tratamiento que duraban entre 7 y 10 días. Los nuevos procedimientos reflejaban un intento más agresivo de forzar el cierre de la fractura y recuperar todo el fluido de tratamiento posible, en 2 ó 3 días.<sup>19</sup>

La evolución de las prácticas de fracturamiento, que pasaron de los geles reticulados al uso de agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar, y el mejoramiento de los procedimientos de recuperación de fluidos de tratamiento aumentaron considerablemente la producción de gas proveniente de la Formación Barnett Shale. Las operaciones de refracturamiento con grandes volúmenes de fluido y volúmenes de apuntalante menores arrojaron niveles de productividad que, en ciertos casos, son los más altos obtenidos en estos pozos (abajo, a la izquierda).

Aparentemente, la reducción y la eliminación final de sólidos en los fluidos de fracturamiento generan mejores resultados en términos de producción en formaciones de gas de baja permeabilidad. Los tratamientos con agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar constituyen actualmente la práctica aceptada para terminar pozos nuevos y refracturar terminaciones existentes en la Formación Barnett Shale. Las razones del éxito de este método no se conocen totalmente y aún están en estudio. Una posibilidad es que las facies de las fracturas no se cierren completamente una vez terminado el desplazamiento o que sean atacadas o erosionadas por los grandes tratamientos de estimulación.

Los registros de pozos avanzados, obtenidos con dispositivos tales como la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI y la herramienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar DSI, utilizados en conjunto con las series de herramientas de adquisición de registros de pozos estándar, proveen evaluaciones de formaciones y caracterizaciones de yacimientos más detalladas. Los perfiles de esfuerzos derivados de los registros sínicos sirven de ayuda en el diseño y la implementación de los tratamientos de etapas múltiples para asegurar la cobertura completa de la estimulación por zonas. El mayor nivel de detalle se tradujo en mejoras adicionales en las terminaciones de la Formación Barnett Shale, incluyendo la ubicación más precisa de los disparos en los intervalos identificados con fracturas naturales abiertas.

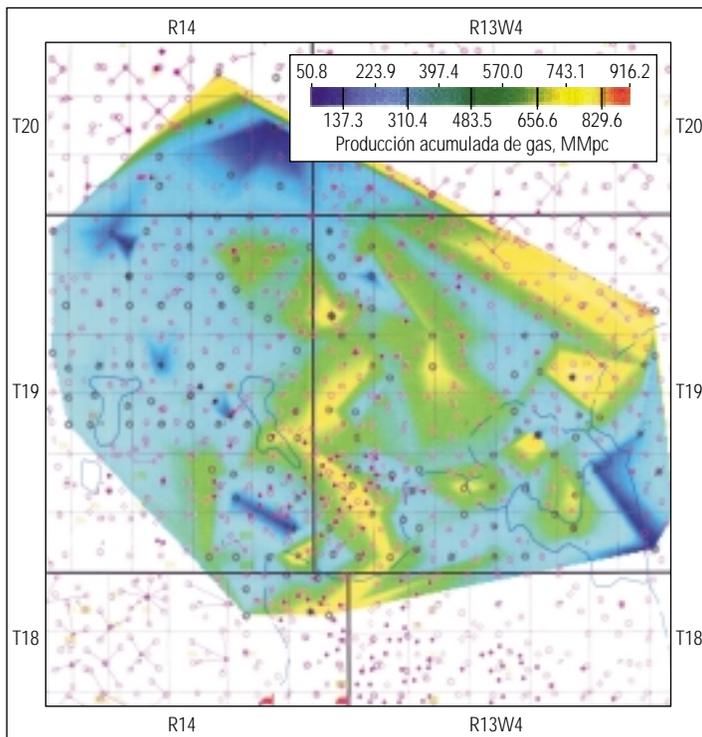


▲ Resultados típicos del refracturamiento hidráulico en un pozo perforado en la Formación Barnett Shale. La utilización de volúmenes sustanciales de agua tratada con cloruro de potasio y gelificada con goma guar y escasas cantidades de apuntalante de arena para refracturar la Formación Barnett Shale, se tradujeron en productividades de pozos tanto o más eficaces que las obtenidas con la terminación original. En ciertos casos, las productividades de pozos después del refracturamiento fueron las mayores registradas en este campo petrolero.

## Un programa de refracturamiento en pozos someros de gas

Enerplus Resources Fund aumentó la producción en un factor promedio de seis mediante el refracturamiento de pozos someros de gas en las Formaciones Medicine Hat y Milk River del sureste de Alberta, Canadá. Estos resultados fueron obtenidos en un programa de estimulación consistente en 15 pozos, durante el segundo semestre de 2002. Se realizaron diez tratamientos utilizando el servicio de estimulación mediante tubería flexible CoilFRAC.<sup>20</sup> La técnica CoilFRAC utilizó una herramienta de aislamiento selectiva que permitió aislar y estimular selectivamente los intervalos disparados individuales. En los otros cinco pozos se utilizó cañería articulada y una unidad para entubar bajo presión en lugar de la tubería flexible (CT, por sus siglas en inglés). Estas estimulaciones operadas con tubería flexible y con unidades para entubar bajo presión, ayudaron a optimizar los tratamientos de fracturamiento y facilitaron la terminación y la estimulación de zonas pasadas por alto.

Terminados inicialmente en la década de 1970, los pozos verticales perforados en las Formaciones Medicine Hat y Milk River producen desde profundidades de 300 a 500 m [984 a 1640 pies]. Los intervalos productores corresponden a areniscas estratificadas con un alto contenido de lutitas que se fracturan fácilmente. Estos pozos fueron fracturados originalmente mediante el bombeo de fluidos y apuntalantes a través de la tubería de revestimiento en una operación de una sola etapa, con esferitas de obturación para



^ Criterios de refracturamiento hidráulico de pozos someros de gas. Dado que las pruebas y el análisis de presiones transitorias resultaban muy costosos y no eran económicamente prácticos para este proyecto, Enerplus Resources Fund optó por los datos de producción como el mejor indicador relativo de daño gradual, conectividad y eficacia de la estimulación original. Se trazaron las curvas de contorno de los datos de producción acumulada de gas y se codificaron en colores utilizando un programa de computación de mapeo del gas. Esto permitió a los ingenieros identificar y seleccionar fácilmente los candidatos a refracturamiento en áreas con factores de recuperación más bajos (azul).

la derivación del tratamiento a través de los múltiples grupos de disparos. Para seleccionar los candidatos a refracturamiento hidráulico, los ingenieros buscaron una relación entre la eficacia de la fractura original y la producción actual.

Estos pozos fueron terminados inicialmente en un período de dos años, de manera que la producción acumulada se normaliza al cabo de 30 años. El análisis indicó que la producción promedio en los primeros tres meses posteriores a la terminación original era directamente proporcional a la producción de gas acumulada en un período de 30 años. Por otra parte, los gastos de gas y la eficacia de la estimulación están relacionados, de manera que la eficacia de la estimulación es directamente proporcional a la producción acumulada.

Las terminaciones con menos producción acumulada de gas que la de los pozos cercanos fueron identificadas como candidatas a refracturamiento (arriba). Otras de las consideraciones contempladas fueron la producción promedio en los primeros tres meses posteriores a la terminación inicial, el largo de los intervalos productivos, la distancia vertical entre los inter-

valos disparados y el régimen de producción actual. Los pozos con regímenes de producción actualmente económicos de más de 716 m<sup>3</sup>/d [25 Mpc/D] fueron eliminados como candidatos para el refracturamiento.

Los intervalos de más de 7 m [23 pies] fueron descartados como candidatos a la aplicación de CoilFRAC. Las operaciones con unidades para entubar bajo presión permitieron largos de las herramientas de aislamiento selectivo mayores, de hasta aproximadamente 15 m [49 pies]. Adicionalmente, debido al riesgo de que las fracturas crecieran verticalmente en los intervalos adyacentes, también se eliminaron los intervalos con espaciamientos de menos de 10 m [33 pies] aproximadamente.

El largo de las zonas disparadas individualmente, fracturadas con tubería flexible, oscilaba entre 0.9 m y 6.1 m [3 y 20 pies] con cuatro a siete zonas tratadas en cada pozo. El largo disparado de las zonas fracturadas utilizando unidades para entubar bajo presión variaba entre 3 m y 14 m [9.8 y 45.9 pies]. La cantidad de zonas tratadas osciló entre dos y cuatro zonas por pozo.

20. Degenhardt KF, Stevenson J, Gale B, González D, Hall S, Marsh J y Zemlak W: "Aislamiento y estimulación selectivos," *Oilfield Review* 13, no. 3 (Invierno de 2001/2002): 60-80.

21. Lemp S, Zemlak W y McCollum R: "An Economical Shallow-Gas Fracturing Technique Utilizing a Coiled Tubing Conduit," artículo de la SPE 46031, presentado en la Mesa Redonda sobre Tubería Flexible de la SPE/ICoTA, Houston, Texas, EUA, 15 al 16 de abril de 1998.

Zemlak W, Lemp S y McCollum R: "Selective Hydraulic Fracturing of Multiple Perforated Intervals with a Coiled Tubing Conduit: A Case History of the Unique Process, Economic Impact and Related Production Improvements," artículo de la SPE 54474, presentado en la Mesa Redonda sobre Tubería Flexible de la SPE/ICoTA, Houston, Texas, EUA, 25 al 26 de mayo de 1999.

Marsh J, Zemlak WM y Pipchuk P: "Economic Fracturing of Bypassed Pay: A Direct Comparison of Conventional and Coiled Tubing Placement Techniques," artículo de la SPE 60313, presentado en el Simposio Regional sobre Yacimientos de Baja Permeabilidad de la Sección de las Montañas Rocallosas de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 12 al 15 de marzo de 2000.

22. Bastian P: "Short Shut-in Well Test Analysis for Verifying Restimulation Potential," presentado en las Jornadas sobre GRI/ refracturamiento hidráulico, Denver, Colorado, EUA, 15 de marzo de 1999.

Huang H, Bastian PA y Hopkins CW: "A New Short Shut-In Time Testing Method for Determining Stimulation Effectiveness in Low Permeability Gas Reservoir," Informe de Actualidad, Contrato No. 5097-210-4090, Instituto de Investigación del Gas, Chicago, Illinois, EUA (Noviembre de 2000).

Debido a la edad de estos pozos, se adoptaron precauciones para evitar posibles fallas mecánicas. Se controlaron los flujos a la superficie a través de las aberturas de las tuberías de revestimiento; y cualquier indicación de migración de gas hacia la superficie eliminaba al pozo como candidato. Se bajó un raspador para tubería de revestimiento en todos los pozos a fin de eliminar cualquier restricción del pozo y verificar el diámetro interno mínimo.

Los intervalos escogidos para el refracturamiento hidráulico fueron redisparados a fin de asegurar la inyectividad y mejorar la eficacia del tratamiento. Debido a la falta de registros actualizados, los intervalos existentes fueron redisparados a las mismas profundidades y con las mismas longitudes que los disparos iniciales. Las evaluaciones de pozos previas al tratamiento confirmaron el largo de los intervalos y la calidad de la arenisca a partir de los registros de rayos gamma. En cuatro pozos estimulados mediante la tubería flexible, se dispararon intervalos productivos netos adicionales derivados de los registros existentes.

La producción acumulada y los regímenes de producción actuales resultaron efectivos para la selección de los candidatos a refracturamiento hidráulico. El refracturamiento se tradujo en un aumento promedio de la producción por pozo de aproximadamente seis veces con respecto al régimen de producción previo a la estimulación. Con posterioridad al fracturamiento, seis de los 15 pozos mostraron regímenes promedio más altos que los registrados en el momento de la terminación inicial; cuatro pozos produjeron dentro del 25% de sus tasas a los tres meses de la terminación original en la década de 1970. Este nivel de aumento sustancial de la productividad es aún más impresionante si se analiza en el contexto de casi 30 años de producción y más de 100 lpc [689 kPa] de reducción de presión (derecha).

Estos resultados coinciden con las evaluaciones documentadas de otros tratamientos CoilFRAC efectuados en el área desde el año 1997.<sup>21</sup> La producción promedio de los pozos fracturados con tubería flexible fue levemente superior a la obtenida con los tratamientos realizados con unidades para entubar bajo presión. Esto reafirma el hecho de que el fracturamiento de varios intervalos pequeños arroja mejores regímenes de producción que el fracturamiento de unos pocos intervalos más grandes. Por otra parte, el fracturamiento efectuado con tubería flexible cuesta aproximadamente un 10% menos que los tratamientos con unidades para entubar bajo presión.

### Análisis de pruebas de pozos con tiempos de cierre cortos

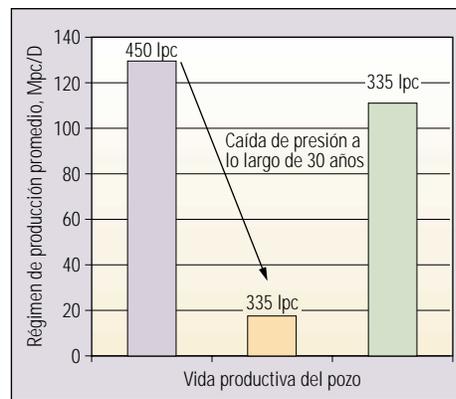
Para determinar la forma en que debería responder un pozo al refracturamiento es preciso conocer el tratamiento de fracturamiento original y el estado actual del tratamiento de estimulación del pozo; longitud y conductividad de la fractura. Otro de los objetivos del proyecto de refracturamiento hidráulico llevado a cabo por el GTI en el año 1998 fue desarrollar un método de prueba de pozo para verificar el potencial de refracturamiento hidráulico de los pozos de yacimientos de gas de baja permeabilidad.

En yacimientos de baja permeabilidad, se requieren tiempos de cierre largos—que a veces implican varios días, semanas o incluso meses—para obtener una caracterización de yacimientos y fracturas única a partir de un análisis de prueba de presiones transitorias de pozos, habitualmente una prueba de incremento de presión. Por ello, la mayoría de los operadores sostienen

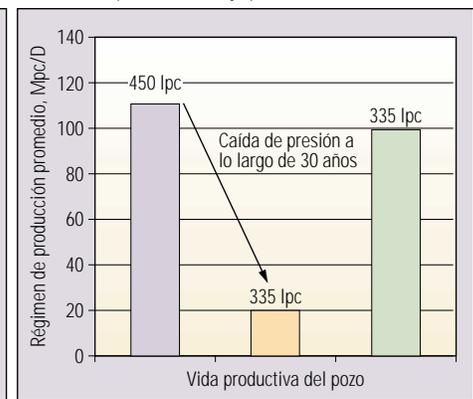
que los altos costos que implican la implementación de estas pruebas y las pérdidas de tiempo de producción asociadas con las mismas son inaceptables. En consecuencia, si el objetivo es sólo verificar que un pozo requiere estimulación, quizás no sea necesaria una solución única para las pruebas de pozo.

Schlumberger desarrolló el método de interpretación de tiempo de cierre corto (SSTI, por sus siglas en inglés) para obtener datos de pruebas de pozos interpretables en pozos de yacimientos de gas baja permeabilidad.<sup>22</sup> Esta nueva técnica, aplicable en yacimientos nuevos o agotados, utiliza datos iniciales de presiones transitorias para estimar los probables rangos de permeabilidad del yacimiento y de la longitud de la fractura. El método SSTI resulta especialmente efectivo en formaciones de baja permeabilidad, en yacimientos de gas de baja permeabilidad y en pozos con grandes volúmenes de almacenamiento.

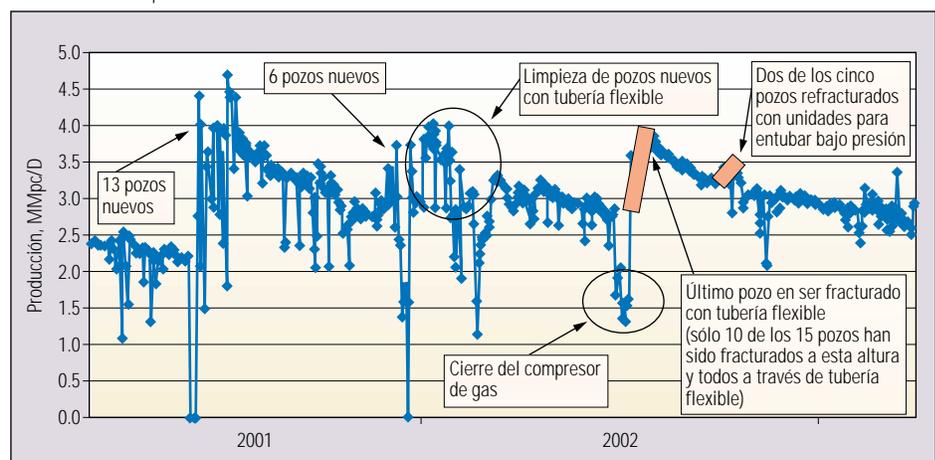
Régimen de producción promedio para operaciones de refracturamiento hidráulico CoilFRAC



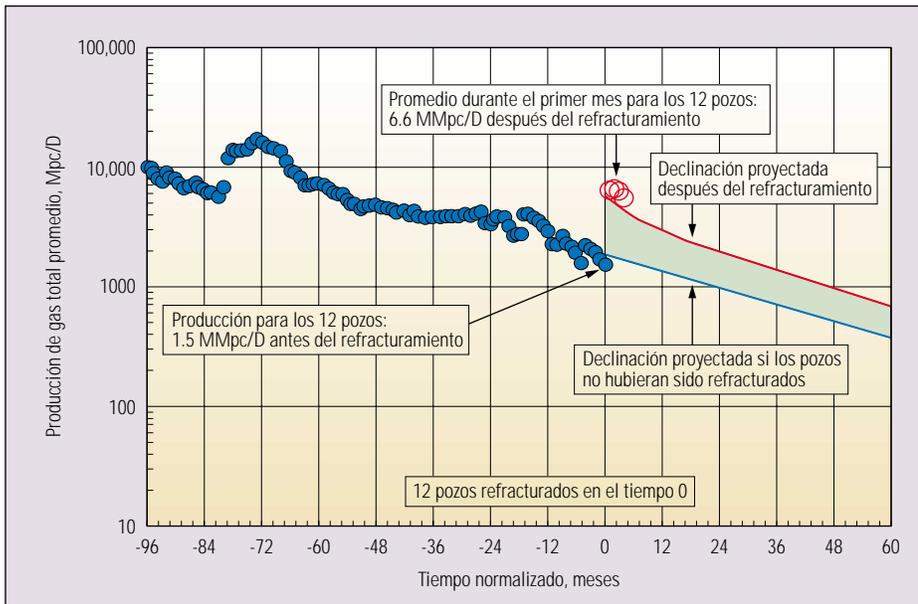
Régimen de producción promedio para operaciones de refracturamiento hidráulico con unidades para entubar bajo presión



Producción del campo



Resultados del refracturamiento hidráulico de pozos someros de gas. El refracturamiento de pozos someros en las formaciones gasíferas Medicine Hat y Milk River se tradujo en aumentos significativos de la producción, aun después de que los pozos hubieran estado en producción durante más de 30 años. Enerplus Resources Fund utilizó tanto la técnica de estimulación a través de la tubería flexible como la técnica operada con tubería de producción utilizando una unidad para entubar bajo presión.



^ Resultados del refracturamiento realizado por Kerr-McGee en Texas Sur.

Este enfoque no constituye una determinación cuantitativa de las propiedades del yacimiento y de la eficacia de la estimulación pero tampoco es totalmente cualitativo. El método SSTI define valores inferiores y superiores tanto para la permeabilidad del yacimiento como para la longitud de la fractura en puntos críticos durante el desarrollo de una prueba de pozo. Mediante la provisión de un rango de resultados en vez de múltiples conjuntos de soluciones no únicas, esta determinación rápida y simple reduce la incertidumbre y la ausencia de unicidad, si se compara con las interpretaciones convencionales.

En pocas horas, y generalmente en menos de tres días, se obtienen estimaciones razonablemente buenas de las propiedades de los yacimientos. Esto reduce significativamente el costo de las pruebas de pozos, en términos de equipos, servicios y producción demorada. La identificación del flujo radial o lineal en un pozo proporciona una buena indicación de la eficacia o ineficacia de la fractura apuntalada actual. El enfoque SSTI está sujeto a limitaciones en los yacimientos compuestos de varios horizontes (multicapa), pero a menudo los ingenieros pueden utilizar estos resultados para determinar si un pozo debería ser reestimulado.

El proyecto del GTI incluyó un programa de pruebas de pozos en la Formación Frontier de la Unidad North Labarge, Condados de Sublette y Lincoln, Wyoming, EUA, para validar los candidatos a refracturamiento hidráulico seleccionados por los tres métodos del GTI; estadísticas de producción, reconocimiento de patrones y curvas tipo. El método SSTI fue aplicado para determi-

nar la eficacia del tratamiento de fracturamiento hidráulico original aplicado en los pozos de este sitio de prueba. El éxito de la aplicación en varios pozos de gas del área Frontier demostró el potencial del método SSTI, pero las dificultades asociadas con la calidad y adquisición de datos entorpeció el análisis completo de los datos de pruebas de pozos.

Las interpretaciones realizadas utilizando el método SSTI requieren datos precisos de alta calidad. Las mediciones de fondo de pozo con medidores electrónicos precisos y muestreo de datos frecuente ayudan a capturar el nivel de detalle requerido. Los dispositivos de cierre de fondo de pozo reducen los efectos de almacenamiento del pozo y aceleran el inicio del flujo lineal. La interpretación de estas pruebas se efectúa utilizando los tiempos de pruebas comprendidos entre el comienzo y el final del flujo lineal. El método SSTI también es aplicable en pruebas de pozos convencionales.

#### Evaluación del mejoramiento de la producción

En marzo de 2002, Kerr-McGee Corporation y Schlumberger comenzaron a trabajar en conjunto para mejorar la producción proveniente de yacimientos de gas maduros o "marginales," situados en Texas Sur. Estos esfuerzos son el resultado de una evaluación de yacimientos integral realizada por Schlumberger para comprender mejor las tendencias de terminación y producción registradas en la Cuenca Vicksburg. Iniciado en el otoño de 2001, este estudio proactivo se concentró en las áreas donde la aplicación de nuevas tecnologías y téc-

nicas produciría el mayor impacto y, a su vez, ayudaría a los operadores a producir gas en forma más económica.

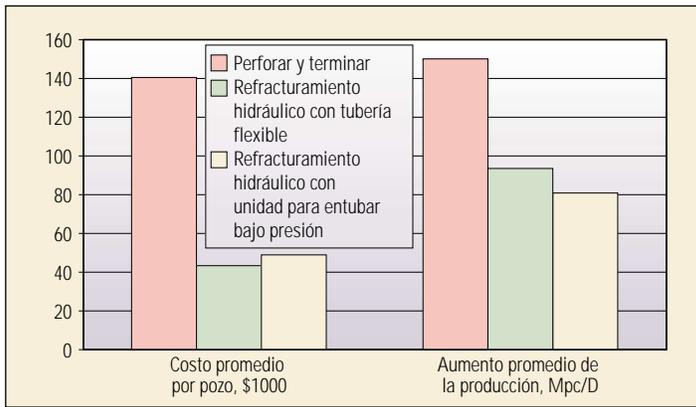
El objetivo era conocer cómo las prácticas geológicas, petrofísicas y de terminación de pozos inciden en el desempeño del pozo. Este estudio de la Cuenca Vicksburg permitió identificar pozos con desempeños deficientes y determinar tecnologías específicas, tales como las herramientas de evaluación de formaciones avanzadas, así como mejorar las prácticas de terminación de pozos y las técnicas de refracturamiento hidráulico que podrían incidir sustancialmente en la productividad del pozo.

El equipo de estudio recolectó e interpretó información clave, incluyendo registros de pozos y datos relacionados con prácticas de estimulación por fracturamiento hidráulico. Luego combinó los elementos de los procesos patentados, tanto de rutina como avanzados, en una secuencia de tareas integrada que identificó numerosas oportunidades de refracturamiento.

Los elementos clave de esta secuencia de tareas fueron la técnica Moving Domain para la evaluación rápida de las propiedades productoras, el desarrollo de un modelo petrofísico específico destinado a identificar zonas de gas pasadas por alto y técnicas para evaluar y mitigar riesgos. El análisis Moving Domain es un análisis de datos de producción basado en estadísticas para identificar áreas con potencial para perforación de pozos de relleno, nuevas terminaciones y nuevas estimulaciones.

Como resultado de los esfuerzos del equipo del proyecto, Kerr-McGee refracturó 12 pozos durante el año 2002. Inicialmente, esta campaña de refracturamiento incorporó 157.5 millones de m<sup>3</sup> [5500 MMpc] de reservas de gas recuperables incrementales (arriba, a la izquierda). Esto equivale a US\$ 600,000 de ingresos por mes, a razón de US\$ 4/Mpc de gas, lo que aumentó el flujo de fondos bruto de Kerr-McGee en unos US\$ 8.5 millones en el año 2002. Hasta la fecha, el éxito del programa ha aumentado aún más en el año 2003 con 103.1 millones de m<sup>3</sup> [3600 MMpc] de gas recuperable para los primeros cuatro pozos solamente. Entre 2002 y 2003, los costos de desarrollo también se redujeron en más de un 40% mediante el mejoramiento de la evaluación y la mitigación de riesgos.

Schlumberger trabaja con Kerr-McGee en varias localizaciones geográficas para facilitar la ejecución del proyecto. Los resultados del trabajo realizado en cada pozo están publicados en un Informe de Decisiones basadas en la Información Adecuada (IDR, por sus siglas en inglés) que incluye propiedades de yacimientos derivadas del modelo petrofísico específico de la



^ Economía de refracturamiento. En pozos someros de gas, como los de las Formaciones Medicine Hat y Milk River del sureste de Alberta, Canadá, la refracturamiento hidráulico de pozos existentes cuesta menos (*izquierda*) y proporciona producción incremental a un costo unitario más bajo (*derecha*) que el de la perforación y terminación de pozos nuevos. En cierta medida, sucede lo mismo con los pozos actualmente en producción en muchos otros campos petroleros, especialmente aquellos perforados en yacimientos más profundos de baja permeabilidad.

Cuenca Vicksburg, el programa de computación de diseño y análisis de tratamientos de fracturamiento FracCADE, el programa de computación de análisis de pozos ProCADE, y predicciones de gastos y características de producción claves obtenidas del análisis Moving Domain.

Estos resultados se exhiben luego electrónicamente utilizando el sistema de control y entrega de datos en tiempo real InterACT y se ponen a disposición del personal de Schlumberger y Kerr-McGee que participa del proyecto. Las actuales capacidades de teleconferencia y las herramientas de colaboración, tales como el programa de computación InterACT que permite la revisión y evaluación de los resultados del proyecto a medida que se dispone de ellos, facilitan esta interacción y colaboración de parte del equipo del proyecto.

Un gerente de proyecto de Schlumberger, ubicado en las oficinas de Kerr-McGee, coordina las operaciones que incluyen desde el trabajo de diagnóstico inicial—pruebas de incremento de presión y registros de producción—hasta los diseños de operaciones de refracturamiento reales, su ejecución, su vigilancia rutinaria en tiempo real y las evaluaciones posteriores al tratamiento.

Reconociendo el valor de una relación de colaboración con Schlumberger, que incluye un gran equipo de especialistas a lo largo de toda la duración del proyecto, Kerr-McGee identificó recientemente otras oportunidades de campos marginales para la evaluación conjunta.

### Operaciones de refracturamiento hidráulico

Con el crecimiento diario de la demanda mundial de petróleo, las operaciones de refracturamiento hidráulico de pozos cobran cada vez más importancia. Las importantes mejoras obtenidas en la productividad a cambio de una inversión relativamente baja hacen del fracturamiento hidráulico, ya sea como tratamiento inicial o como operaciones de refracturamiento hidráulico, una de las técnicas de mejoramiento de la producción más atractivas desde el punto de vista económico.<sup>23</sup>

La estimulación por fracturamiento hidráulico durante la terminación inicial o en una etapa posterior de la vida productiva de un pozo elude el daño en la zona vecina al pozo y aumenta la conectividad con el yacimiento. La práctica de refracturamiento comenzó inmediatamente después de la introducción del fracturamiento hidráulico, aproximadamente en el año 1947, pero las primeras aplicaciones

demandaban un esfuerzo considerable para diagnosticar problemas y seleccionar pozos candidatos, arrojando resultados mixtos. Desde los estudios del GTI de 1996 y 1998, y las pruebas de campo asociadas, hasta el éxito continuo de las operaciones de refracturamiento hidráulico en América del Norte y en otras áreas, incluyendo China, Argelia, Brasil y Rusia, resulta claro que en todo el mundo existe un importante potencial de refracturamiento, incluso en los campos petroleros maduros.<sup>24</sup>

En muchos casos, el refracturamiento es mucho menos costoso que un pozo de desarrollo nuevo y puede complementar a la perforación de pozos de relleno, con escasa erogación de capital, especialmente en yacimientos profundos de baja permeabilidad. Esto se pone de manifiesto incluso en los pozos someros de gas de Canadá (*izquierda*). No obstante, la economía del refracturamiento hidráulico es sumamente sensible a una adecuada selección de candidatos. Errores de cálculo relativamente secundarios pueden convertir un proyecto potencialmente redituable en un emprendimiento infructuoso.

Básicamente, los candidatos a refracturamiento son seleccionados de la misma forma que los candidatos a fracturamiento inicial, salvo por el hecho de que puede haber mucha mayor cantidad de datos con los que trabajar. Numerosas metodologías emergentes, incluyendo las gráficas de interrelación multidimensionales y los mapas autoorganizados, ofrecen a los operadores grandes bases de datos que contienen cientos de pozos diferentes, parámetros de entrada y variados criterios de fracturamiento. En general, estas técnicas corresponden a la categoría de minería de datos (extracción de información oculta y predecible de grandes bases de datos) y descubrimiento de conocimientos.<sup>25</sup>

Schlumberger también continúa desarrollando y refinando métodos de selección de candidatos a fracturamiento. Utilizando el análisis Moving Domain, por ejemplo, Schlumberger está evaluando diversas formas de utilizar las historias de producción de pozos vecinos para seleccionar candidatos a refracturamiento con alto potencial. Aplicado en forma sensata, el refracturamiento ha demostrado ser efectivo para la explotación de reservas incrementales y los beneficios financieros que las mismas representan, particularmente en el entorno comercial desafiante del mundo actual. Estos tipos de operaciones de refracturamiento hidráulico de pozos constituyen un medio viable y económicamente atractivo de mejorar el retorno económico para los operadores que deseen aplicar nuevos métodos y tecnologías relacionados. —MET

23. Bradley HB: *Petroleum Engineering Handbook*. Richardson, Texas, EUA: Society of Petroleum Engineers (1992): 55-1-55-12.  
Economides MJ y Nolte KG: *Reservoir Stimulation*, Tercera Edición, West Sussex, Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd. (2000): 5-1-5-28.  
Duda JR, Boyer II CM, Delozier D, Merriam GR, Frantz Jr JH y Zuber MD: "Hydraulic Fracturing: The Forgotten Key to Natural Gas Supply," artículo de la SPE 75712, presentado en el Simposio de Tecnología del Gas de la SPE, Calgary, Alberta, Canadá, 30 de abril al 2 de mayo de 2002.

24. Pospisil y otros, referencia 3.  
Olson, referencia 3.  
Wright y Conant, referencia 11.  
Marquardt MB, van Batenburg D y Belhaouas R: "Production Gains from Re-Fracturing Treatments in Hassi Messaoud, Algeria," artículo de la SPE 65186, presentado en la Conferencia Europea del Petróleo de la SPE, París, Francia, 24 al 25 de octubre de 2000.

25. Oberwinkler C y Economides MJ: "The Definitive Identification of Candidate Wells for Refracturing," artículo de la SPE 84211, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 5 al 8 de octubre de 2003.

# Análisis de hidrocarburos en el pozo

El advenimiento de una nueva herramienta de toma de muestras de fluidos, permite una rápida evaluación de la composición de los hidrocarburos. Hoy, es posible determinar la calidad de las muestras tomadas para su posterior análisis antes de llenar la botella de muestreo. La herramienta es lo suficientemente sensible como para determinar los gradientes de la composición de los fluidos dentro de una formación.

**Soraya Betancourt**  
**Go Fujisawa**  
**Oliver C. Mullins**  
*Ridgefield, Connecticut, EUA*

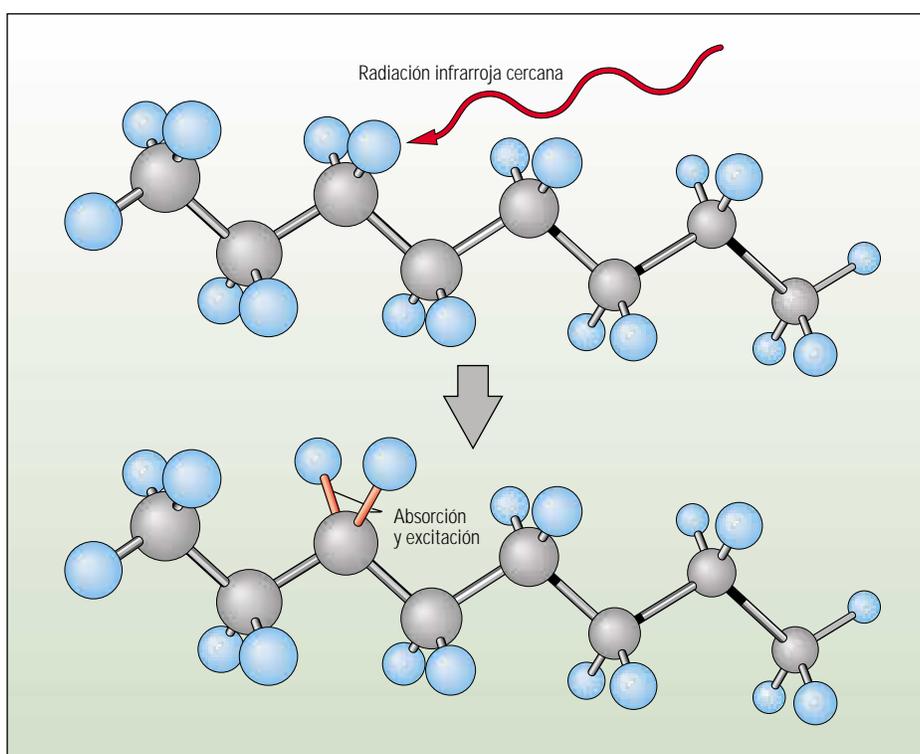
**Andrew Carnegie**  
*Abu Dhabi,*  
*Emiratos Árabes Unidos (EAU)*

**Chengli Dong**  
**Andrew Kurkjian**  
*Sugar Land, Texas, EUA*

**Kåre Otto Eriksen**  
*Statoil*  
*Stavanger, Noruega*

**Mostafa Haggag**  
**Antonio R. Jaramillo**  
*Abu Dhabi Company for*  
*Onshore Oil Operations*  
*Abu Dhabi, EAU*

**Harry Terabayashi**  
*Fuchinobe, Kanagawa, Japón*



CFA (Analizador de la Composición de los Fluidos), LFA (Analizador de Fluidos Vivos para la herramienta MDT), MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación) y PVT Express son marcas de Schlumberger.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Sylvain Jayawardane y Jiasen Tan, Edmonton, Alberta, Canadá; Sudhir Pai, Rosharon, Texas, EUA; Ibrahim Shawky, Abu Dhabi, EAU; y Tsutomu Yamate, Fuchinobe, Kanagawa, Japón.

La comprensión de la composición del petróleo crudo en las primeras etapas del proceso de desarrollo de un campo ayuda a optimizar la explotación de los recursos. Actualmente se dispone de dicha información gracias a una herramienta operada a cable que ofrece resultados en tiempo real para optimizar el muestreo de fluidos en base a la composición medida en la localización del pozo.

En ocasiones es necesario obtener una determinación temprana de la composición del gas y de la relación gas/petróleo (RGP) para decidir si terminar un pozo o no, o hasta para tomar la decisión de desarrollar un campo petrolero.

Por ejemplo, las implicancias económicas del desarrollo de yacimientos que contienen gases ricos en hidrocarburos son sustancialmente diferentes de las correspondientes al desarrollo de yacimientos con altos porcentajes de dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>] en el gas. El CO<sub>2</sub> es altamente corrosivo, de manera que su presencia puede modificar los requisitos en términos de líneas de flujo y equipos de superficie. Por otra parte, quizás sea necesario evitar la mezcla de áreas prospectivas con composiciones incompatibles. Los problemas relacionados con acumulaciones de asfaltenos, ceras, hidratos e incrustaciones orgánicas en las líneas de flujo también inciden en el

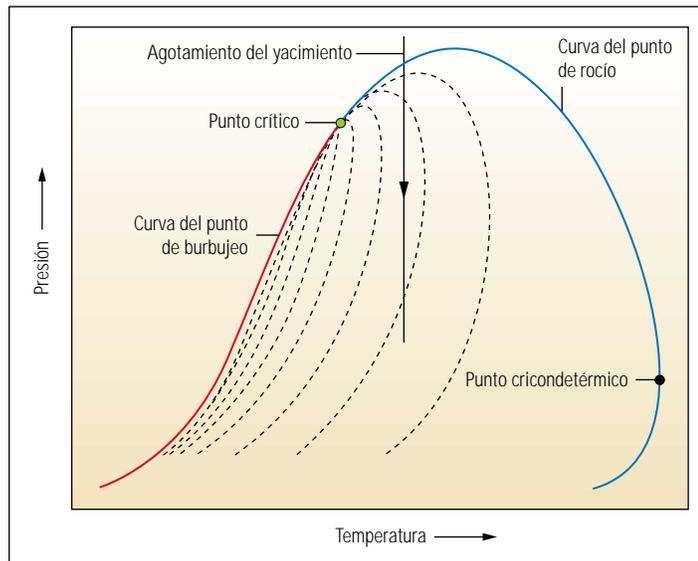
aseguramiento del flujo.<sup>1</sup> La composición del fluido puede restringir las caídas de presión y los gastos (velocidades o tasas de flujo, caudales, ratas) admisibles, para evitar la condensación de los fluidos.

Este artículo presenta los recientes desarrollos en materia de análisis de fluidos que pueden efectuarse con el Probador Modular de Dinámica de la Formación MDT.<sup>2</sup> Un nuevo módulo, el Analizador de la Composición de los Fluidos CFA, proporciona una medición de la composición de los fluidos de muestras extraídas directamente de la formación. Este módulo discrimina las fracciones de metano, hidrocarburos livianos, hidrocarburos pesados, dióxido de carbono y agua presentes en una muestra. La herramienta realiza esta determinación en base a la absorción de la luz y la fluorescencia de los fluidos; los resultados son transmitidos a la superficie en tiempo real. Ejemplos de Medio Oriente y el Mar del Norte demuestran la eficacia de este nuevo módulo.

### Análisis del petróleo y el gas

Los términos *gas* y *petróleo* describen el estado de un hidrocarburo como vapor o líquido, pero no especifican la composición química. Es posible utilizar una medición detallada de los componentes de un hidrocarburo, como la obtenida en un laboratorio de superficie, para predecir los componentes de las fases de petróleo y gas—así como también otras propiedades físicas, tales como la densidad y la viscosidad—a diversas temperaturas y presiones. La obtención de estas mediciones detalladas de laboratorio puede demandar mucho tiempo. La nueva herramienta CFA, en conjunto con otros módulos de la herramienta MDT, proporciona una determinación rápida de algunos de los componentes e indica el grado de contaminación del lodo de perforación antes de someter las muestras a un nuevo análisis.

Los hidrocarburos comprenden una variedad de componentes que abarcan desde el metano que sólo tiene un átomo de carbono hasta los compuestos de carbono de cadena muy larga, además de moléculas cíclicas, aromáticas y otras moléculas complejas tales como los asfaltenos y las parafinas. Estos componentes determinan el comportamiento de fases de un fluido de yacimiento determinado que suele indicarse utilizando un diagrama de fases representado por tres variables: presión, volumen y temperatura (PVT) (arriba, a la derecha).<sup>3</sup> Un hidrocarburo se encuentra en una sola fase si la presión y la temperatura están fuera de la envolvente de fases. En condiciones que caen dentro de esta envolvente, coexisten dos fases. Sin embargo, la composición de las fases cambia dentro de esta región bifásica.



^ Una típica envolvente de fases para un condensado retrógrado. Entre las curvas del punto de burbujeo y del de rocío, los hidrocarburos se encuentran en dos fases. Las líneas de la fracción molar líquida constante (líneas punteadas) se unen en el punto crítico. Los fluidos que ingresan en la región de dos fases a la derecha del punto crítico se denominan condensados retrógrados. Los fluidos a temperaturas superiores de la del punto cricondetérmico siguen siendo monofásicos a todas las presiones. Si la condición inicial de temperatura y presión del yacimiento está por encima de la envolvente de fases, y entre la temperatura crítica y la del punto cricondetérmico, el fluido atraviesa un punto de rocío y se separa líquido de la fase gaseosa al declinar la presión del yacimiento. Esta condición (línea vertical) comienza en la condición de yacimiento inicial; en esta gráfica se muestra a una temperatura y presión elegidas en forma arbitraria.

Cerca de la curva del punto de burbujeo, la fase gaseosa corresponde predominantemente a metano, pero ingresando más en la región de dos fases, otros componentes livianos e intermedios ingresan en la fase gaseosa.

De un modo similar, los primeros componentes líquidos que se separan después de atravesar el punto de rocío son los componentes más pesados; los componentes más livianos pasan a la fase líquida en las condiciones que prevalecen más allá de la curva del punto de rocío. Este fenómeno es importante cuando se muestrean fluidos de gas condensado: una vez que un fluido ingresa en la región bifásica, los componentes pesados se pierden en la fase líquida. Este comportamiento se utiliza en el diseño del módulo CFA para determinar cuándo un fluido atraviesa el punto de rocío.

La condición de presión y temperatura en la cual se unen las curvas del punto de burbujeo y la del punto de rocío se denomina punto crítico. En este punto, la densidad y la composición de las fases líquida y gaseosa son idénticas. La temperatura máxima a la cual pueden coexistir dos fases se denomina cricondetérmica.

Usualmente, la temperatura de un yacimiento es casi constante—a menos que se inyecten en el mismo fluidos fríos o calientes—de manera que

la mayoría de los yacimientos que se están agotando siguen una trayectoria vertical descendente en un diagrama de fases de presión y temperatura. Si la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura del punto crítico y la cricondetérmica, se puede separar líquido de la fase gaseosa dentro del yacimiento. Éstos se denominan yacimientos de gas condensado o de condensado retrógrado. El gas presente en un yacimiento con una temperatura superior a la cricondetérmica se conoce como gas húmedo si se separa líquido debido a la disminución de la presión y de la temperatura en el sistema de producción, o como gas seco si no se separa líquido ya sea en el yacimiento o en el sistema de producción.

1. Wasden FK: "Flow Assurance in Deepwater Flowlines/Pipelines," Deepwater Technology, Suplemento de la Revista *World Oil* (Octubre de 2003): 35–38.
2. Andrews RJ, Beck G, Castelijn K, Chen A, Cribbs ME, 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.
3. Para obtener mayor información sobre diagramas de fases y pseudo-fluidos, consulte: "Composing Pseudofluids" en: Afilaka JO, Bahamaish J, Bowen G, Bratvedt K, Holmes JA, Miller T, Fjerstad P, Grinestaff G, Jalali Y, Lucas C, Jiménez Z, Lolomari T, May E y Randall E: "Mejoramiento de los yacimientos virtuales," *Oilfield Review* 13, no. 1 (Verano de 2001): 26–47.

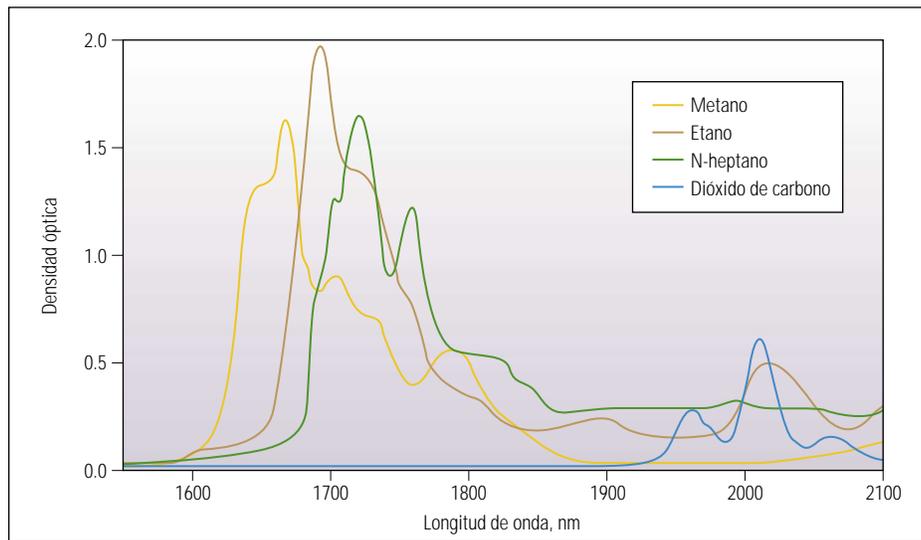
Las decisiones económicas tomadas en las primeras etapas de un proyecto de exploración a menudo dependen de la caracterización del tipo de hidrocarburo presente en un yacimiento. Esta determinación resulta particularmente válida en áreas marinas, donde puede ser necesario el diseño de costosas infraestructuras de plataformas o empalmes submarinos para manejar los fluidos de yacimiento. La tipificación temprana de los hidrocarburos también se necesita en áreas remotas, donde la producción de campos satélites puede resultar antieconómica a menos que se construya una configuración de empalmes o instalaciones adicionales para comercializar el gas.

Las prácticas de producción seguras también requieren el conocimiento del comportamiento de las fases de los fluidos. Si la presión de yacimiento cae por debajo del punto de rocío, precipita condensado líquido en la formación. Si la saturación es baja, el líquido presente en los espacios porosos no es móvil y reduce la permeabilidad relativa al gas. El resultado son dos impactos económicos negativos: la productividad declina y quedan en el yacimiento valiosos líquidos de condensado. Frecuentemente se necesita mantener la presión mediante la inyección de gas o de agua para mantener la presión de yacimiento por encima del punto de rocío. Se pueden implementar prácticas similares para mantener un yacimiento de petróleo por encima del punto de burbujeo y evitar el escape de gas. Los programas de desplazamiento miscible, tales como la reinyección de gases separadores, pueden modificar la composición y el comportamiento de fases de la mezcla de fluidos de formación y fluidos inyectados. Puede ser necesario tomar muestras de fluidos de yacimiento para comprender este proceso también.

### Muestreo de fluidos

Durante muchos años, la industria ha evaluado los fluidos recolectando muestras de una formación, llevándolas a la superficie y analizándolas en un laboratorio que puede estar ubicado lejos de la localización del pozo. Este proceso puede requerir mucho tiempo y está sujeto a errores en la recolección y el manipuleo de las muestras o puede producir la degradación de las mismas durante el transporte.

El servicio PVT Express de análisis de fluidos de pozos en la localización del pozo es un avance reciente en la determinación de las propiedades de los fluidos. Este sistema puede aportar datos detallados de análisis de fluidos a las pocas horas de haber llegado las muestras a la superficie. Una singular minicelda para la determinación de las propiedades PVT permite la medición en sitio de la presión del punto de rocío en las muestras de gas condensado. El laboratorio móvil, compacto y



Espectro de absorción en la región visible e infrarroja cercana. Al aumentar la longitud de onda, la densidad óptica—o absorción de la luz—de los hidrocarburos se debe a la presencia de moléculas cada vez más pesadas y complejas (*próxima página*). Los gases condensados y los petróleos tienen diferentes respuestas en la región visible. Las bandas de excitación molecular de los hidrocarburos aparecen a aproximadamente 1700 nanómetros (nm), donde la luz que interactúa con los enlaces de los hidrocarburos induce las vibraciones moleculares (*arriba*). El metano tiene un pico en el modo vibracional de  $\text{CH}_4$  y el etano, en el modo de  $-\text{CH}_3$ . Los hidrocarburos de cadenas más largas, tales como el n-heptano, tienen muchos enlaces  $-\text{CH}_2-$  pero también tienen enlaces  $-\text{CH}_3$  en los extremos de las cadenas. La longitud de onda correspondiente a la excitación del dióxido de carbono es mayor que las longitudes de onda correspondientes al modo de los hidrocarburos. El agua tiene dos picos de absorción anchos, intensos, que pueden interferir con la detección de los picos de excitación de los hidrocarburos (*próxima página*).

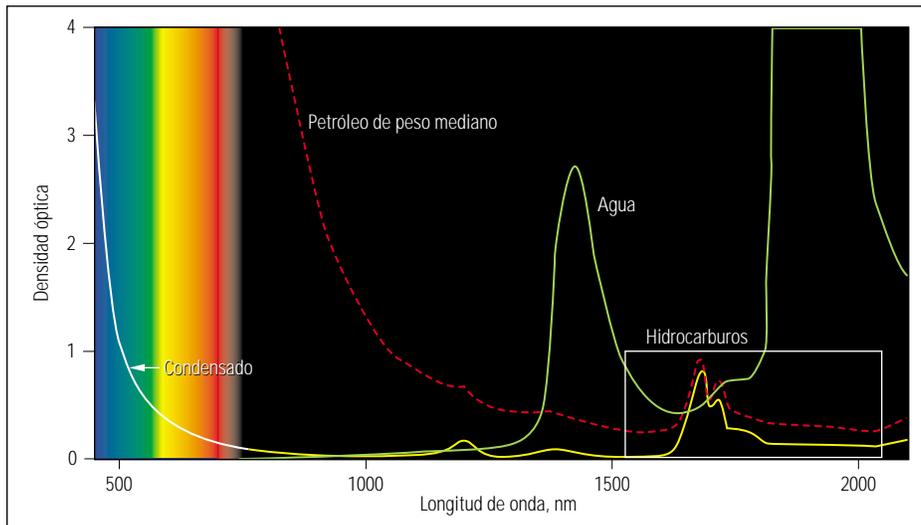
modular, puede transportarse a cualquier lugar geográfico. Se eliminan así las demoras asociadas con el despacho de las muestras. Se pueden determinar la calidad y las propiedades de los fluidos, manteniendo a la vez la oportunidad de obtener muestras adicionales. Con el servicio PVT Express, se pueden tomar con mayor rapidez las decisiones relacionadas con la ejecución de pruebas de formación con herramientas operadas a cable o adicionales pruebas de producción efectuadas en agujero descubierto.

Transitando al siguiente paso, Schlumberger realiza algunas evaluaciones de propiedades de fluidos en el fondo del pozo. El Analizador de Fluidos Vivos LFA de la herramienta MDT proporciona una forma de analizar los fluidos en sitio para determinar cuándo se ha reducido suficientemente la contaminación producida por el lodo de perforación para obtener una muestra de fluido de calidad aceptable.<sup>4</sup> Esto minimiza el tiempo necesario para recolectar las muestras de fluido, reduciendo tanto los costos del equipo de perforación como el riesgo de que la herramienta se atasque por haber estado demasiado tiempo en el pozo.

El módulo LFA incluye un canal específicamente sintonizado para registrar la presencia de metano, proporcionando un medio para obtener la relación gas/petróleo.<sup>5</sup> La medición de la rela-

ción gas/petróleo en el fondo del pozo ayuda a identificar si las diferentes formaciones están compartimentalizadas. Se puede implementar un programa de muestreo para descubrir la variación composicional dentro de un compartimiento dado, ayudando a optimizar los programas de terminación de pozos. La concordancia entre las mediciones de las propiedades del petróleo crudo en el fondo del pozo, en la localización del pozo y en el laboratorio, genera confianza en las propiedades de fluidos obtenidas.

Los canales LFA también miden el color del petróleo, que usualmente cambia al eliminar el lodo de perforación de la formación por medio del lavado. Un algoritmo sofisticado indica el tiempo de limpieza requerido para obtener una muestra de fluido de formación representativa en los módulos de muestreo MDT.<sup>6</sup> Esta evaluación realiza una precalificación de las muestras de fluido para un análisis más extensivo en la superficie, proporciona datos básicos de propiedades de fluidos, tales como la relación gas/petróleo, y ayuda a definir la variabilidad del fluido con respecto a la profundidad. Estas mediciones resultan críticas para el ajuste de un plan de muestreo y análisis mientras la herramienta MDT se encuentra en el pozo, lo que ayuda a los operadores a extraer el máximo beneficio de las carreras de adquisición de registros.



Los yacimientos de gas condensado plantean desafíos especiales para la recolección de muestras de fluidos. Una herramienta de muestreo debe aplicar un diferencial de presión para succionar fluido de la formación forzándolo a ingresar en sus cámaras de muestreo. Si esta caída de presión es demasiado grande, la presión puede caer por debajo del punto de rocío y la fase líquida separada puede quedar atrapada en el yacimiento. En consecuencia, la muestra recolectada no será representativa. Aun cuando la transición de fase se produzca fuera de la formación, es decir, que el fluido se convierta en multifásico dentro de la probeta y los módulos de bombeo de la herramienta o en las líneas de flujo que conducen a la cámara de muestreo, las diferencias en la densidad y la viscosidad del fluido y la segregación de fases dentro de la herramienta pueden dar como resultado una composición de la muestra no representativa del fluido del yacimiento. Este problema de un fluido de yacimiento que se separa en dos fases es aún más severo cuando las muestras se obtienen en la superficie durante una prueba de producción efectuada en agujero descubierto, que utiliza una mayor caída de presión que la utilizada por una herramienta de muestreo operada a cable.

El nuevo módulo CFA—un desarrollo conjunto entre el centro de Investigaciones Doll de Schlumberger en Ridgefield, Connecticut, EUA; el Centro de Tecnología Kabushiki Kaisha de Schlumberger en Fuchinobe, Kanagawa, Japón; y el Centro de Productos Sugar Land de Schlumberger en Sugar Land, Texas, EUA—fue concebido específicamente para detectar la formación de rocío como una segunda fase de hidrocarburo utilizando un detector de fluorescencia. Se trata de la primera herramienta de fondo de pozo con capacidad de detección de rocío. Con esta capacidad, el módulo puede diferenciar

entre flujo monofásico y flujo multifásico e indicar cuándo la presión de la herramienta cae por debajo de la presión del punto de rocío. Utilizada en combinación con un módulo LFA, la herramienta CFA indica el tiempo y las condiciones adecuadas para la obtención de una muestra de fluido, incluso en el complejo entorno de los yacimientos de gas condensado.

Además del detector de fluorescencia, la herramienta CFA incorpora espectrómetros de absorción que miden la opacidad, o la densidad óptica, de un fluido a diversas longitudes de onda. Estas mediciones permiten distinguir varios componentes de los fluidos con hidrocarburos, no sólo mejorando la detección del rocío sino también proporcionando un análisis composicional. En este artículo, se analizará primero esta capacidad de análisis composicional, describiéndose más adelante la detección por fluorescencia.

#### Evaluación de la composición del gas

Las moléculas de hidrocarburos interactúan con la luz en la banda de longitud de onda visible e infrarroja cercana, que es muestreada por los espectrómetros CFA. La interacción con las bandas de energía electrónica confiere a los petróleos su color, absorbiendo más luz las moléculas complejas que las moléculas simples ([página anterior y arriba](#)).<sup>7</sup> Los petróleos con cantidades significativas de resinas y asfaltenos son más oscuros que los que contienen principalmente parafinas.<sup>8</sup> Los gases condensados tienden a ser relativamente claros, con poca absorción electrónica.

Un tipo diferente de interacción se produce en la región infrarroja cercana, donde la absorción de la luz excita la vibración molecular. El tipo de enlace molecular entre los átomos de carbono [C] y los átomos de hidrógeno [H] determina la frecuencia de la luz absorbida. Las interacciones dominantes de la absorción vibra-

cional tienen lugar en tres tipos de configuraciones moleculares:<sup>9</sup>

- un átomo de carbono rodeado por cuatro átomos de hidrógeno, es decir,  $\text{CH}_4$
- un átomo de carbono con tres átomos de hidrógeno,  $-\text{CH}_3$
- un átomo de carbono con dos átomos de hidrógeno,  $-\text{CH}_2-$ .

El metano es el único ejemplo del primer modo. El etano es un ejemplo del segundo caso porque contiene dos átomos de carbono, cada uno de los cuales está conectado con tres átomos de hidrógeno. Sin embargo, los hidrocarburos de cadena más larga corresponden predominantemente a  $-\text{CH}_2-$  pero también tienen el grupo  $-\text{CH}_3$  en cada extremo de una cadena. El grupo  $-\text{CH}_2-$  domina la absorción de la luz por esos compuestos de cadena larga, pero también existe cierta absorción por  $-\text{CH}_3$ . Por ejemplo, en los grupos  $-\text{CH}_2-$  se encuentra el 77% de los enlaces carbono-hidrógeno del n-dodecano, una parafina común con 12 átomos de carbono en una cadena lineal.

Existe una complicación en el análisis de los espectros de hidrocarburos: la superposición de los espectros de absorción. La interpretación espectral requiere que esta superposición sea tomada en cuenta en forma adecuada. Estas complejidades se resuelven en el análisis CFA mediante el empleo de una técnica denominada regresión por componentes principales. Este procedimiento matemático extrae el máximo contenido de información de cualquier conjunto de datos. En este caso se trata de los espectros vibracionales.

4. Andrews y otros, referencia 2.

5. Mullins OC, Beck GF, Cribbs ME, Terabayashi T y Kegasawa K: "Downhole Determination of GOR on Single-Phase Fluids by Optical Spectroscopy," *Transcripciones del XLII Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Houston, Texas, EUA, 17 al 20 de junio de 2001, artículo M.

Dong C, Hegeman PS, Elshahawi H, Mullins OC, Fujisawa G y Kurkjian A: "Advances in Downhole Contamination Monitoring and GOR Measurement of Formation Fluid Samples," *Transcripciones del XLIV Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Galveston, Texas, EUA, 22 al 25 de junio de 2003, artículo FF.

6. Mullins OC, Schroer J y Beck GF: "Real-Time Quantification of OBM Filtrate Contamination During Openhole Wireline Sampling by Optical Spectroscopy," *Transcripciones del XLI Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Dallas, Texas, 4 al 7 de junio de 2000, artículo SS.

7. Para mayores detalles sobre interacciones entre luz visible e infrarroja cercana y petróleo crudo, consulte: Andrews y otros, referencia 2.

8. Los compuestos distintos a los hidrocarburos que se encuentran en el petróleo, tales como los que contienen nitrógeno, oxígeno y azufre, también contribuyen al color. Los petróleos oscuros pueden contener grandes cantidades de estos compuestos.

9. Los guiones cortos indican una conexión con otros átomos de carbono:  $-\text{CH}_3$  se conecta con un átomo de carbono, y  $-\text{CH}_2-$  se conecta con un átomo de carbono a cada lado del átomo de carbono indicado.

El algoritmo de interpretación CFA incorpora cinco detectores para determinar cuatro componentes:<sup>10</sup>

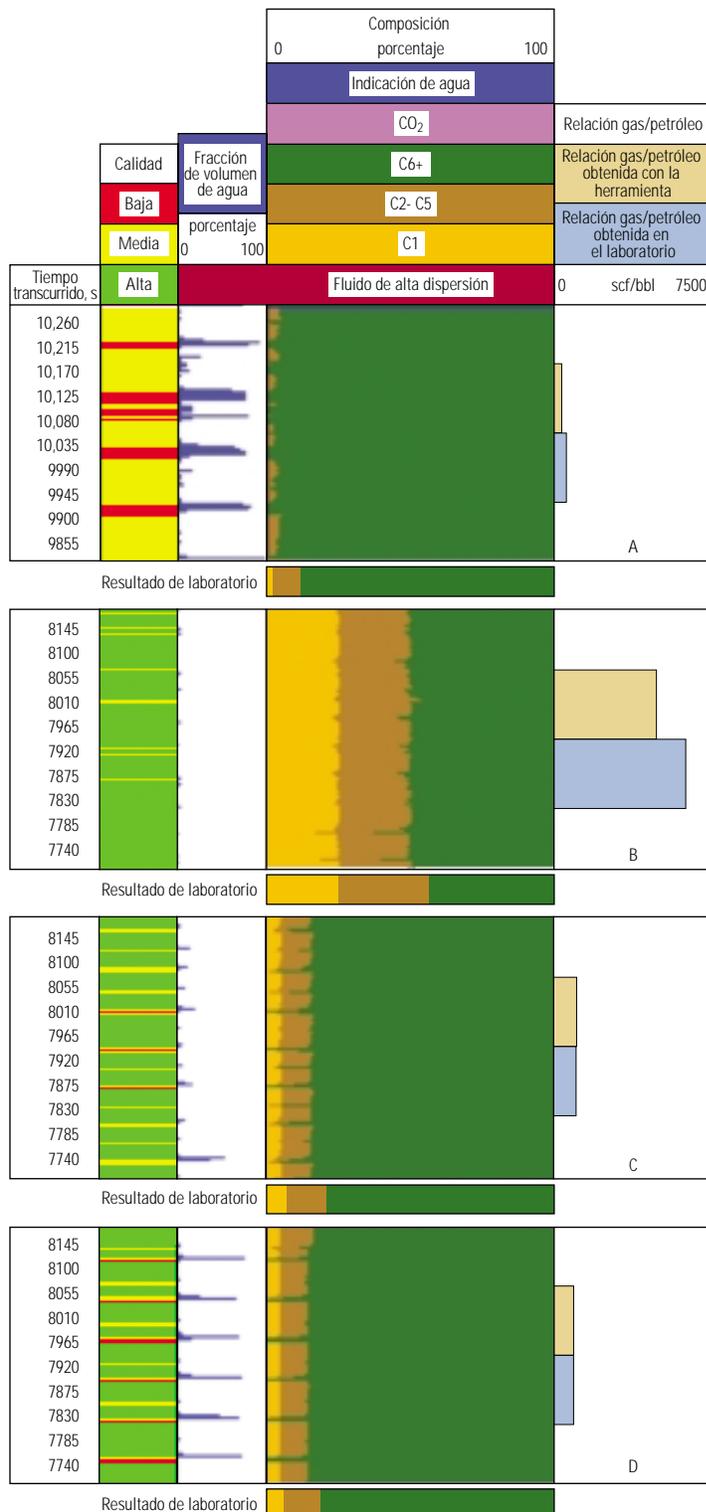
- metano, que se denomina C1 en el análisis CFA<sup>11</sup>
- otros gases con hidrocarburos, denominados C2-C5
- líquidos con hidrocarburos, denominados C6+
- dióxido de carbono, CO<sub>2</sub>.

Los rasgos espectrales específicos pueden distinguir tanto el metano como el dióxido de carbono. Los otros gases con hidrocarburos son dominados por el grupo -CH<sub>3</sub>, y los grupos -CH<sub>2</sub>- dominan los líquidos con hidrocarburos. Por lo tanto, los resultados de la regresión por componentes principales son interpretables en términos de las características espectrales.

En la misma parte del espectro infrarrojo, el agua tiene un pico de absorción ancho e intenso. La presencia de agua puede saturar a las otras señales, particularmente a la señal del CO<sub>2</sub>. El módulo CFA tiene un detector sintonizado con el modo vibracional del agua que indica cuándo el agua afecta las respuestas de los otros detectores.

La herramienta CFA es recomendable cuando los fluidos poseen una relación gas/petróleo superior a 180 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> [1000 pc/bbl], porque los fluidos con una relación gas/petróleo más baja tienen una señal cromática lo suficientemente intensa como para interferir con los picos de absorción del modo vibracional. Este rango recomendado incluye gases, gases condensados, petróleos volátiles y algunos petróleos negros.<sup>12</sup>

Las siguientes secciones muestran cómo estas mediciones composicionales fueron utilizadas para detectar el gas inyectado en un pozo de vigilancia rutinaria y para descubrir un gradiente composicional dentro de la sección petrolífera de un yacimiento con un casquete de gas.

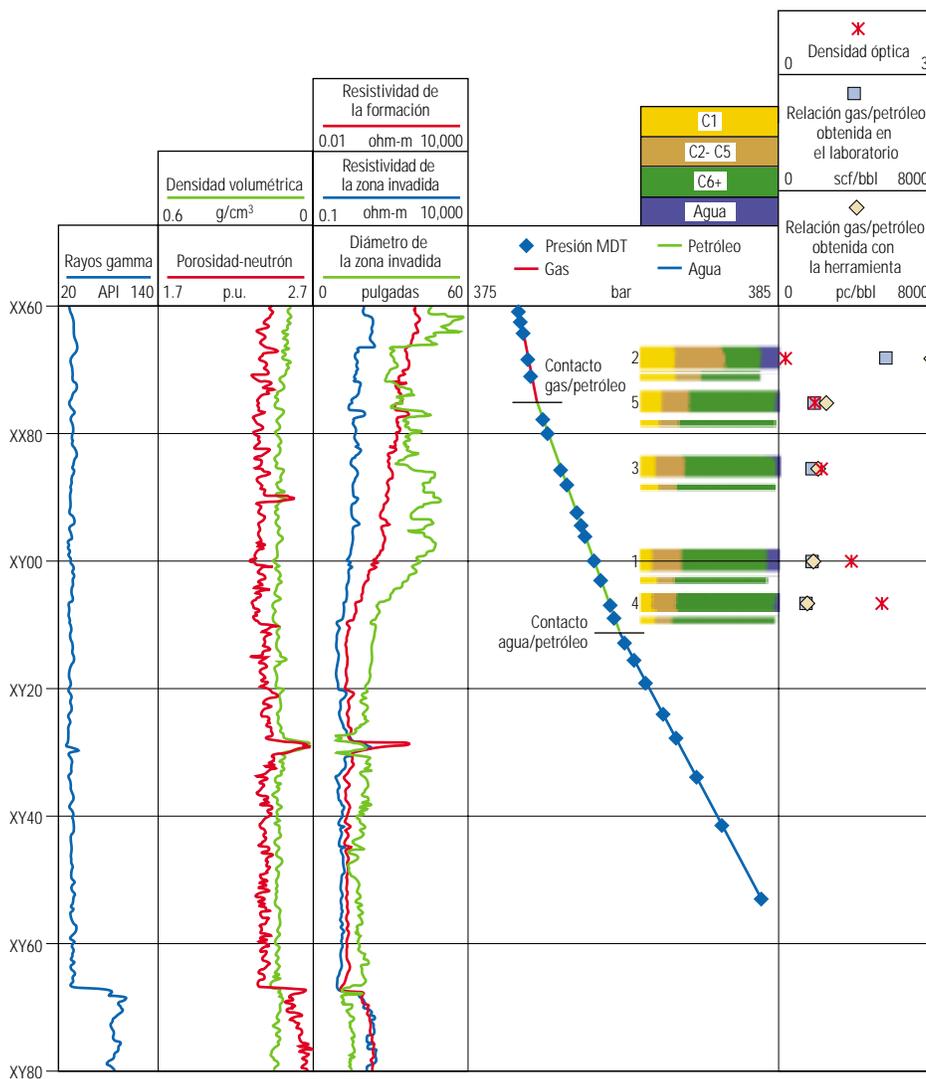


### Detección de gas de inyección

El módulo CFA fue utilizado en un proyecto piloto de inyección de gas que había estado en marcha durante varios años en un yacimiento carbonatado terrestre de los Emiratos Árabes Unidos (EAU). Como parte de un programa de evaluación en curso, la compañía operadora, Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO), perforó un nuevo pozo de vigilancia rutinaria para determinar el avance del gas inyectado.<sup>13</sup> Se equipó una sarta de muestreo MDT, que incluía la herramienta CFA, un módulo de empacador dual, un módulo de bombeo, un módulo LFA y 18 cámaras de muestras monofásicas. Las muestras monofásicas, de calidad suficiente para los posteriores análisis detallados de laboratorio, se obtuvieron de seis estaciones diferentes.

La herramienta CFA proporcionó la información composicional de los fluidos antes de la recolección de las muestras en las primeras cuatro estaciones. El fluido de perforación era un

< Composición de fluidos CFA en un yacimiento carbonatado de EAU. El resultado CFA indicó que la zona superior, A, no estaba barrida. La segunda estación, B, tenía la mayor concentración de componentes gaseosos, C1 y C2-C5, y la más alta relación gas/petróleo (RGP), lo que indicaba que el gas inyectado había barrido esta zona. Las dos estaciones inferiores también habían sido parcialmente barridas por el gas inyectado. Los resultados de las muestras recolectadas durante esta carrera de adquisición de registros fueron analizados en un laboratorio, confirmando la composición y los valores de la RGP medidos por el módulo CFA.



▲ Gradiente composicional en un pozo del Mar del Norte. Los registros de rayos gamma (Carril 1), densidad volumétrica y porosidad-neutrón (Carril 2), y el registro de resistividad de la formación (Carril 3) indican una zona relativamente carente de rasgos de aproximadamente 100 m [328 pies] de espesor. Existe una zona delgada, posiblemente impermeable, a aproximadamente XY30. La resistividad de la zona invadida (Carril 3) implica una zona de agua hasta XY10, con una zona de transición hasta aproximadamente XX95 y quizás una tercera zona por encima de XX75. Las mediciones de presión (Carril 4) confirman tres gradientes, con un contacto gas/petróleo a XX75 y un contacto agua/petróleo a XY10. Tanto la densidad óptica en base al canal cromático CFA, como la relación gas/petróleo (RGP) (Carril 5), muestran un gradiente en la composición de los fluidos, que también se observa en el análisis composicional CFA (Carril 4). Los números a la izquierda de las composiciones CFA indican el orden de muestreo en el pozo. Las barras delgadas debajo de cada resultado CFA son los posteriores resultados de laboratorio, que fueron escalados para excluir la fracción de agua medida con la herramienta CFA, lo que permite la comparación directa de los componentes de hidrocarburos. Las mediciones de la RGP de laboratorio (Carril 5) también confirman el gradiente composicional, aunque la magnitud es levemente diferente al resultado CFA.

lodo a base de agua, de modo que durante el análisis se detectó cierta cantidad de agua. Las características del módulo de bombeo—descritas en la sección “Detección de una condición multifásica,” *página 68*—hicieron que el agua apareciera como tapones que atravesaban la ventana CFA. La herramienta permitió observar la limpieza del fluido de perforación antes del muestreo.

La muestra de la zona superior contenía petróleo virtualmente en su totalidad (*página anterior*).

La segunda estación de muestreo mostraba claramente una alta concentración de gas proveniente de la formación. Las dos zonas inferiores extremas produjeron algo de gas. Esto indicaba que, en el pozo de vigilancia, la zona superior no había sido barrida y la segunda zona había sido barrida en su mayor parte por el gas inyectado. Los resultados demostraron que estas dos zonas superiores no estaban en comunicación.

Los resultados CFA fueron obtenidos después de aproximadamente dos horas de bombeo para

limpiar el lodo de perforación. Luego de dos o tres horas adicionales en cada estación, los cambios producidos en los canales cromáticos LFA indicaron que el fluido se había limpiado lo suficiente como para tomar muestras en las botellas de muestras monofásicas. Estas muestras fueron analizadas en un laboratorio, observándose que los resultados se ajustaban razonablemente bien a los datos CFA obtenidos en tiempo real. Estos resultados ayudaron a ADCO a comprender las características de flujo y la eficiencia de la inyección de gas de su campo petrolero.

### Descubrimiento de un gradiente composicional

Statoil, la compañía operadora de un pozo de evaluación del Mar de Noruega, quería establecer el contacto gas/petróleo (CGP) y el contacto agua/petróleo (CAP), y obtener muestras de fluido para un análisis de laboratorio. Una prueba de producción efectuada en agujero descubridor no había proporcionado datos conclusivos sobre las propiedades de las fases de los fluidos. Éste fue el único pozo de evaluación perforado antes de desarrollar las instalaciones para procesar un sistema de fluidos de yacimiento complejo, casi crítico. Statoil consideraba que era importante obtener una buena descripción de las propiedades de los fluidos dentro del yacimiento.

Un registro triple combo, adquirido con herramientas operadas a cable, indicó 100 m [328 pies] de yacimiento relativamente carente de rasgos salvo por el desarrollo de una veta posiblemente impermeable, a aproximadamente XY30 m (*izquierda*). Los registros de densidad y de porosidad-neutrón no indicaron ningún cruzamiento de las curvas. El cruzamiento de las cur-

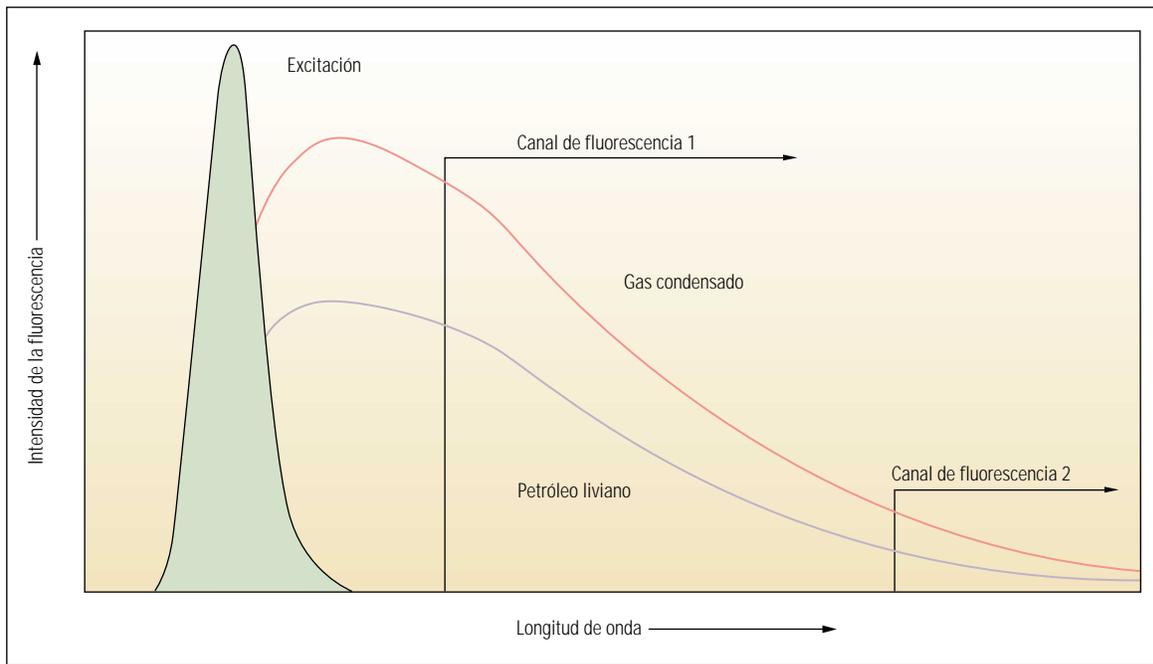
10. Van Agthoven MA, Fujisawa G, Rabbito P y Mullins OC: “Near-Infrared Spectral Analysis of Gas Mixtures,” *Applied Spectroscopy* 56, no. 5 (2002): 593–598.

Fujisawa G, van Agthoven MA, Jenet F, Rabbito PA y Mullins OC: “Near-Infrared Compositional Analysis of Gas and Condensate Reservoir Fluids at Elevated Pressures and Temperatures,” *Applied Spectroscopy* 56, no. 12 (2002): 1615–1620.

11. En esta terminología, el número que sigue a la letra C indica la cantidad de átomos de carbono del compuesto. Por ejemplo, C1 corresponde a metano, con la fórmula molecular CH<sub>4</sub>.

12. Una correlación estándar del tipo de petróleo con la relación gas/petróleo es que la relación gas/petróleo del petróleo negro es inferior a 360 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> [2000 pc/bbl]; los petróleos volátiles oscilan entre ese valor y 594 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> [3300 pc/bbl]; luego, los gases condensados se extienden hasta 9006 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> [50,000 pc/bbl]; y los gases tienen una relación gas/petróleo superior a 50,000 pc/bbl.

13. Fujisawa G, Mullins OC, Dong C, Carnegie A, Betancourt SS, Terabayashi T, Yoshida S, Jaramillo AR y Haggag M: “Analyzing Reservoir Fluid Composition In-Situ in Real Time: Case Study in a Carbonate Reservoir,” artículo de la SPE 84092, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, Colorado, EUA, 5 al 8 de octubre de 2003.



^ Detección de fluorescencia. El detector de fluorescencia está situado a 7 cm [3 pulgadas] de distancia del espectrómetro en la línea de flujo CFA (*próxima página*). En la unidad de detección de fluorescencia, una fuente de luz azul se refleja desde una ventana de muestreo en un canal de detección sintonizado en la misma longitud de onda. El haz de excitación es reemitido a longitudes de onda mayores. Otros dos canales son sintonizados para detectar esta fluorescencia de hidrocarburos en dos amplios rangos de longitudes de ondas. Gran parte de la señal del condensado tiene lugar en el primero de estos dos detectores (*arriba*).

vas es normalmente una señal que indica la presencia de una zona de gas, pero las propiedades de la formación y los fluidos de este yacimiento eran tales que no se observaba ninguna separación entre las curvas, probablemente debido a la alta densidad del gas, la baja densidad del petróleo y la invasión de filtrado de lodo a base de agua. La resistividad de la formación era uniforme, pero la resistividad en la región invadida indicaba un posible cambio en la saturación de agua de la zona lavada con un probable contacto agua/petróleo a XY10.

A continuación, Statoil obtuvo los gradientes de presión de la formación utilizando una herramienta MDT para hallar las diferentes secciones de fluido. El sistema de adquisición de registros MDT consistía en un módulo de probeta, un módulo de bombeo, un módulo CFA, un módulo LFA y módulos de cámaras de muestras múltiples. El módulo de probeta tenía un registrador de presión de cuarzo de alta precisión.

Dentro de la zona de 100 m identificada por los registros eléctricos, la compañía operadora obtuvo 25 mediciones de presión. Estos datos permitieron identificar tres gradientes de presión diferentes correspondientes al gas, el petróleo y el agua, estando todos en comunicación

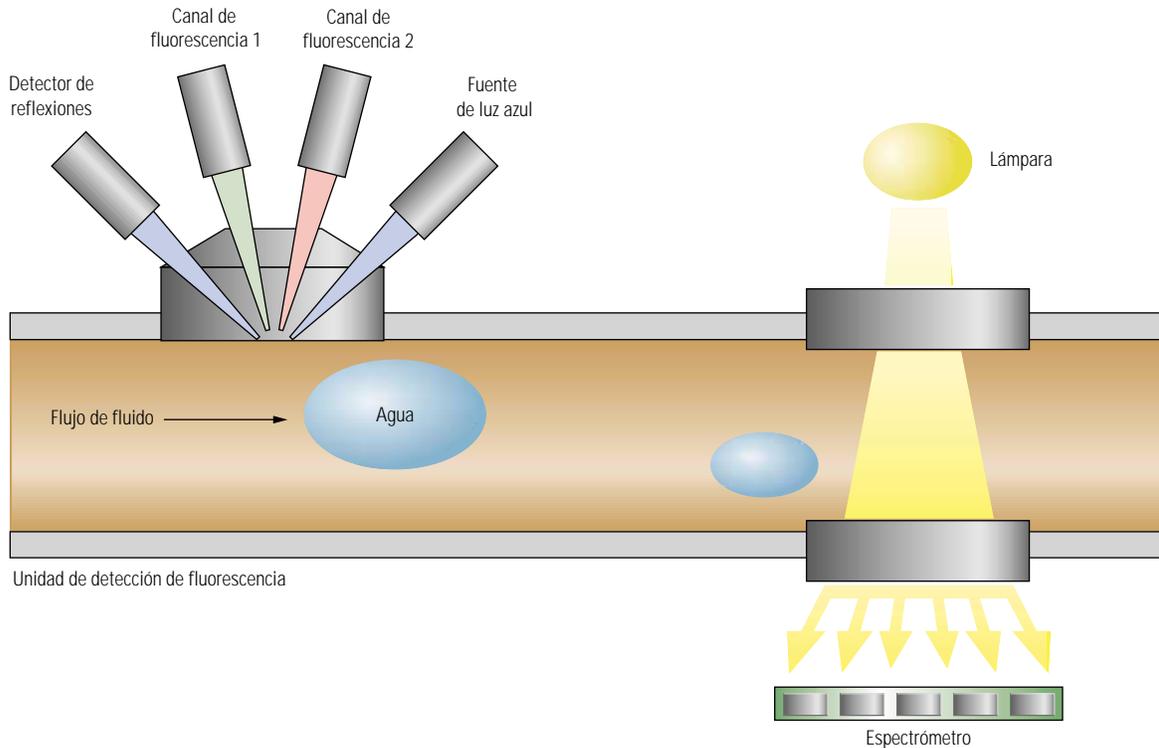
hidráulica. Sin embargo, el gradiente de presión por sí solo resultaba inadecuado para resolver un gradiente composicional en la zona con hidrocarburos. Statoil había investigado gradientes composicionales en otras localizaciones de todo el mundo y quería estudiar esta sección de petróleo en mayor detalle.<sup>14</sup>

Una vez obtenidas las presiones, la compañía operadora volvió a colocar la sarta de herramientas para analizar los fluidos de la formación utilizando el módulo CFA y recolectar las muestras de un área en la porción inferior de la sección de petróleo en botellas de muestreo de alta presión. El módulo CFA obtuvo una lectura rápida de la composición de las muestras antes de llenar cada botella de muestreo. Los resultados, transmitidos a la superficie en tiempo real, indicaron que la composición del fluido se estabilizaba entre 1000 y 2000 segundos, o entre 17 y 33 minutos. Las mediciones composicionales CFA se realizaban habitualmente luego de una hora de tiempo de limpieza. No obstante, baches del lodo a base de agua seguían atravesando el aparato y normalmente llevaba más de dos horas adicionales reducir la contaminación del lodo a niveles aceptablemente bajos como para obtener cada muestra para el análisis en superficie.

A continuación, se colocó la probeta en el casquete de gas. La relación gas/petróleo era alta, con grandes concentraciones de los componentes C1 y C2-C5. La densidad óptica en el canal cromático era prácticamente cero en el casquete de gas, lo que resultaba compatible con la presencia de un sistema de hidrocarburos muy livianos.

Después de obtener una muestra de fluido en el casquete de gas, se volvió a colocar la herramienta para obtener una segunda muestra 14 m [46 pies] por encima de la primera muestra de petróleo. La compañía operadora sospechaba que podía haber un gradiente composicional en la zona de petróleo. Los resultados CFA provenientes de las dos estaciones de petróleo indicaron una relación gas/petróleo significativamente más alta en la posición superior. La densidad óptica cromática también era menor en la estación superior, lo que indicaba un mayor contenido de componentes gaseosos en la posición más alta.

Con esta información, la compañía operadora pudo cambiar el plan de adquisición de registros de inmediato. El módulo de probeta fue colocado lo más cerca posible del contacto agua/petróleo, y luego lo más cerca posible del contacto gas/petróleo. Las lecturas CFA obtenidas en toda la extensión de la columna de petróleo confirma-



ron la existencia de un gradiente composicional y un aumento de más del 60% de la relación gas/petróleo en un intervalo de aproximadamente 32 m [105 pies], dentro de la columna de petróleo. Las muestras de fluido tomadas en cada uno de estos puntos, y analizadas posteriormente en un laboratorio, confirmaron un gradiente composicional.

La detección de este gradiente sin el análisis CFA en tiempo real sería poco probable. En primer lugar, en un laboratorio con frecuencia se interpreta que las pequeñas diferencias que existen entre las muestras reflejan dificultades de muestreo más que variaciones de las propiedades de los fluidos. En segundo término, es poco probable que una compañía coloque una herramienta a cuatro profundidades diferentes en esta sección de petróleo sin contar con alguna evidencia previa que indique la presencia de un gradiente.

Para Statoil, lo importante fue que la existencia de un gradiente composicional dentro de la sección de petróleo se detectó y confirmó en tiempo real. Esto permitió a la compañía operadora ajustar el programa de muestreo MDT para identificar profundidades de muestreo de fluidos adecuadas y recolectar cantidades de muestras

suficientes para una descripción completa de los fluidos del yacimiento. El hecho de saber que había un gradiente composicional en la formación y el conocimiento del rango esperado de la RGP ayudaron a la compañía a desarrollar una estrategia de caída de presión en el pozo para optimizar la producción.

Dado que la compañía operadora planificó desarrollar el campo petrolero utilizando pozos horizontales, la ubicación de los mismos con respecto a los contactos gas/petróleo y agua/petróleo era crucial. Una prueba de permeabilidad MDT realizada durante esta secuencia de pruebas proporcionó información adicional para ubicar los pozos.

La determinación de las propiedades in situ, proporcionada por la combinación de los módulos CFA y LFA, garantizó la obtención de muestras de calidad en las botellas de muestreo. Dado que los fluidos producidos de este campo serán vinculados con otros campos, un análisis composicional de los fluidos de calidad y la determinación de la compatibilidad con los otros fluidos eran importantes para el aseguramiento del flujo.

Los cambios sutiles en la composición pueden ser ensombrecidos fácilmente si el fluido que atraviesa los detectores se separa en dos fases.

Esto puede suceder si la caída de presión es demasiado grande. La utilización del método de fluorescencia es clave para detectar cuándo un fluido atraviesa su punto de rocío.

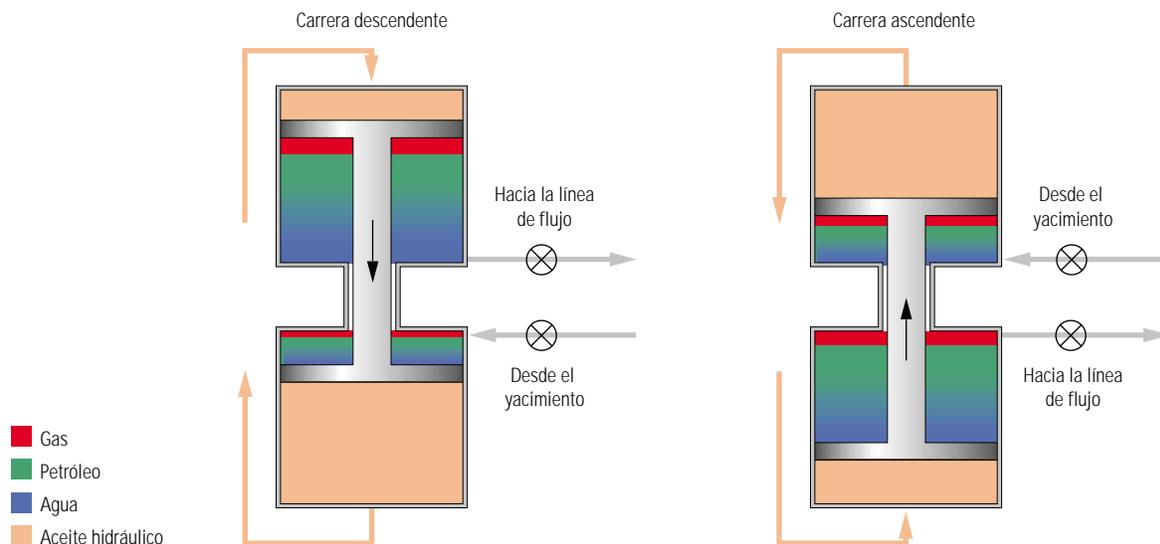
#### Una incandescencia aromática

Los hidrocarburos aromáticos presentan fluorescencia. La característica distintiva de la fluorescencia es que existe un breve retardo entre la absorción de la luz y su reemisión, y la reemisión se produce con menor energía—es decir, mayor longitud de onda—que la luz absorbida (página anterior y arriba).<sup>15</sup>

14. Høier L y Whitson CH: "Compositional Grading—Theory and Practice," artículo de la SPE 63085, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas, EUA, 1° al 4 de octubre de 2000.

Para ver otro ejemplo de gradiente composicional, consulte: Metcalfe RS, Vogel JL y Morris RW: "Compositional Gradients in the Anschutz Ranch East Field," artículo de la SPE 14412, *SPE Reservoir Engineering* 3, no. 3 (Agosto de 1988):1025–1032.

15. Una forma de decaimiento de una molécula de un estado excitado es a través de la emisión de un fotón. Si se ha disipado parte de la energía de excitación, por ejemplo por colisión, la luz reemitida posee menor energía que la luz absorbida.



^ Detección de fases múltiples aguas abajo del módulo de bombeo en un pozo del Mar del Norte. El módulo de bombeo es una bomba recíproca (alternativa) con dos cámaras independientes que comparten un pistón. Durante la carrera descendente del módulo de bombeo (*arriba, a la izquierda*), una válvula múltiple dirige el fluido desde la formación hacia la cámara inferior y desde la cámara superior hacia la línea de flujo. En la carrera ascendente, la válvula múltiple conmuta las fuentes de entrada y salida (*arriba, a la derecha*). El módulo CFA, que se encuentra aguas abajo de la bomba, detecta tres fases. El diagrama (*próxima página, arriba*) compara las señales del canal vibracional de agua, el canal de fluorescencia principal que indica petróleo líquido, y la relación C1/C6+ que indica gas. Durante la carrera descendente, el agua es expulsada en primer lugar, seguida por el petróleo, y luego el gas (suponiendo que están los tres elementos presentes como en este caso). En la carrera ascendente, el orden se invierte. La barra cromática indica el contribuidor de flujo primario (*próxima página, abajo*). Esta muestra de fluido provino de una zona de gas condensado y la separación del fluido en las fases gaseosa y líquida indica que la caída de presión fue demasiado grande.

El módulo CFA incorpora una unidad de detección de fluorescencia (FDU, por sus siglas en inglés) en la línea de flujo, a unos 7 cm [3 pulgadas] del espectrómetro de absorción. Dada la proximidad entre ambos, los dos tipos de detectores muestrean esencialmente el mismo fluido. Esto permite utilizar simultáneamente las dos mediciones para evaluar los fluidos.

La unidad FDU emite una luz azul sobre una ventana en el tubo de flujo. Un detector sintonizado en la longitud de onda de la fuente se coloca en el ángulo de reflexión. Esto proporciona una medida de la reflexión directa de la luz, reduciendo la posibilidad de detección de fluorescencias falso-positivas. Otros dos detectores incluidos en la unidad FDU registran la intensidad y el espectro de la fluorescencia.

La unidad FDU es particularmente sensible a la fluorescencia del fluido sobre la superficie de la ventana del tubo de flujo. La formación de rocío a menudo genera una capa de líquido sobre las superficies del tubo de flujo. Cuando el fluido se encuentra en una sola fase, el detector mide las propiedades del fluido que fluye cerca de la ventana. Una vez que la presión cae por debajo del punto de rocío, el líquido se separa de la solu-

ción y se condensa. La fase líquida condensada humedece la ventana del detector, de manera que el detector de fluorescencia es más sensible a las propiedades de la fase líquida. Dado que las fracciones pesadas son enriquecidas en la fase líquida, la unidad FDU es sensible a la presencia de una fase líquida que se separa de un gas condensado. Esto la convierte en una excelente herramienta para detectar cuándo un fluido cae por debajo de su punto de rocío.

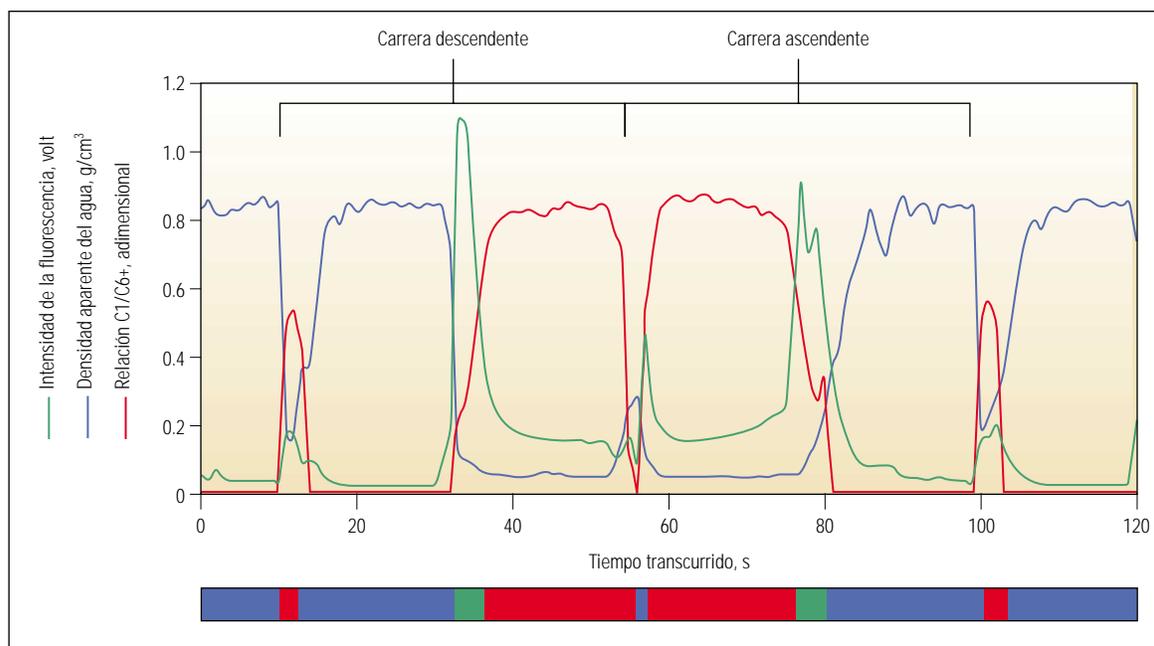
#### Detección de una condición multifásica

La primera utilización de una unidad FDU en el campo demostró que la caída de presión utilizada en esa estación de muestreo era demasiado grande, lo que generaba una condición bifásica. La compañía operadora pasó a otra estación, ubicada a unos pocos centímetros y reiteró el muestreo, obteniendo esta vez una buena muestra. Esta sección describe cómo se separaron los fluidos en el módulo de bombeo y cómo la unidad FDU detectó esta condición bifásica causada por la excesiva caída de presión en la primera estación.

Durante una carrera de adquisición de registros MDT, una probeta se sella contra la formación y luego la bomba extrae fluido de la

formación y lo introduce en la herramienta. En una situación ideal, la caída de presión originada por la herramienta bastará para succionar el fluido de la formación pero no será suficiente para que el fluido caiga por debajo de la presión de su punto de rocío. Sin embargo, tanto la permeabilidad de la formación como la diferencia entre la presión del punto de rocío y la de la formación se desconocen o se conocen en forma deficiente antes de que se inicien la mayoría de las operaciones MDT en los pozos de exploración. En realidad, la determinación del punto de rocío es una de las razones principales para la obtención de muestras de fluido. Es difícil establecer una caída de presión adecuada para mantener un gas en una sola fase sin conocer la permeabilidad y la presión del punto de rocío. La unidad FDU de la herramienta CFA proporciona una verificación de esta condición en sitio.

Ante la posible presencia de agua en la línea de flujo, la unidad CFA debería colocarse aguas abajo del módulo de bombeo para evitar la continua saturación de los espectrómetros de absorción de mayor longitud de onda por el intenso pico de absorción de agua. En esta configuración, el agua sigue presente en las líneas de flujo, pero



el tiempo de residencia en la bomba es suficiente para que se produzca la segregación de fases. En consecuencia, las fases agua, petróleo y gas fluirán a través de los espectrómetros por separado (página anterior y arriba). En la carrera descendente, la porción inferior de la bomba se llena desde la formación y la porción superior descarga hacia la línea de flujo. El punto de descarga se encuentra en la parte inferior de la cámara superior de la bomba, de manera tal que el primer fluido expulsado es agua, seguido por petróleo y por último gas. En la carrera ascendente, las cámaras invierten la función. Ahora, la cámara inferior descarga en la línea de flujo, pero esta vez lo hace desde la porción superior de la cámara. El primer fluido expulsado es gas, seguido por petróleo y finalmente agua.

La herramienta CFA distingue claramente las fases de flujo utilizando los picos de absorción de energía vibracional del agua y los hidrocarburos, y el canal de fluorescencia principal FDU. Los canales vibracionales de hidrocarburos constituyen un indicador del volumen de gas que atraviesa la línea de flujo cuando la relación entre C1 y C6+ es alta. La unidad FDU es sensible a la presencia de una fase de hidrocarburo líquido. De

este modo, una gráfica de estas tres variables—absorción de agua, relación C1/C6+ y el canal de fluorescencia principal—muestra las tres fases atravesando la línea de flujo.

Este procedimiento indicó un flujo trifásico durante el muestreo de un casquete de gas en un pozo del Mar del Norte. En este caso, la compañía operadora sospechaba que el casquete de gas podía contener un condensado retrógrado. El gas se encontraba casi saturado y la unidad de bombeo redujo la presión a aproximadamente 25 bares [370 lpc] por debajo de la presión de formación. Dado que se utilizó una gran caída de presión para extraer los fluidos de la formación, se observaron dos fases de hidrocarburos; una muestra tomada a esta profundidad no sería válida debido a la gran probabilidad de daño de formación en este punto. Después de desplazar unos centímetros la sarta MDT para obtener una muestra de fluido inalterada, la compañía operadora descubrió que esta nueva muestra contenía más líquido que la primera. La detección de la condición de muestreo inadecuada y el desplazamiento hacia una nueva estación fueron posibles gracias a los resultados CFA obtenidos en tiempo real.

#### Ventajas de las mediciones en tiempo real

Las capacidades provistas por la unidad FDU están siendo incorporadas en los servicios CFA en tiempo real, aumentando la sensibilidad para la detección de transiciones de fases y proporcionando información adicional sobre las composiciones de los fluidos en sitio.

La capacidad para distinguir metano e hidrocarburos livianos de hidrocarburos más pesados aumenta sustancialmente el volumen de información disponible en tiempo real, proveniente de yacimientos de gas condensado. Esta determinación permite a las compañías operadoras tomar rápidamente decisiones económicas importantes sobre un yacimiento. Luego, la compañía operadora puede complementar la determinación con mediciones extensivas efectuadas en un laboratorio de superficie utilizando muestras cuya calidad haya sido garantizada—antes de la recolección—utilizando estas innovadoras herramientas de muestreo de fondo de pozo. —MAA

## Del lodo al cemento: construcción de pozos de gas

**Claudio Brufatto**  
*Petrobras Bolivia S.A.*  
*Santa Cruz, Bolivia*

**Jamie Cochran**  
*Aberdeen, Escocia*

**Lee Conn**  
**David Power**  
*M-I L.L.C.*  
*Houston, Texas, EUA*

**Said Zaki Abd Alla El-Zeghaty**  
*Abu Dhabi Marine Operating Company*  
*(ADMA - OPCO)*  
*Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos (EAU)*

**Bernard Fraboulet**  
*Total Exploration & Production*  
*Pau, Francia*

**Tom Griffin**  
*Griffin Cement Consulting LLC*  
*Houston, Texas*

**Simon James**  
**Trevor Munk**  
*Clamart, Francia*

**Frederico Justus**  
*Santa Cruz, Bolivia*

**Joseph R. Levine**  
*Servicio de Administración de*  
*Minerales de Estados Unidos*  
*Herndon, Virginia, EUA*

**Carl Montgomery**  
*ConocoPhillips*  
*Bartlesville, Oklahoma, EUA*

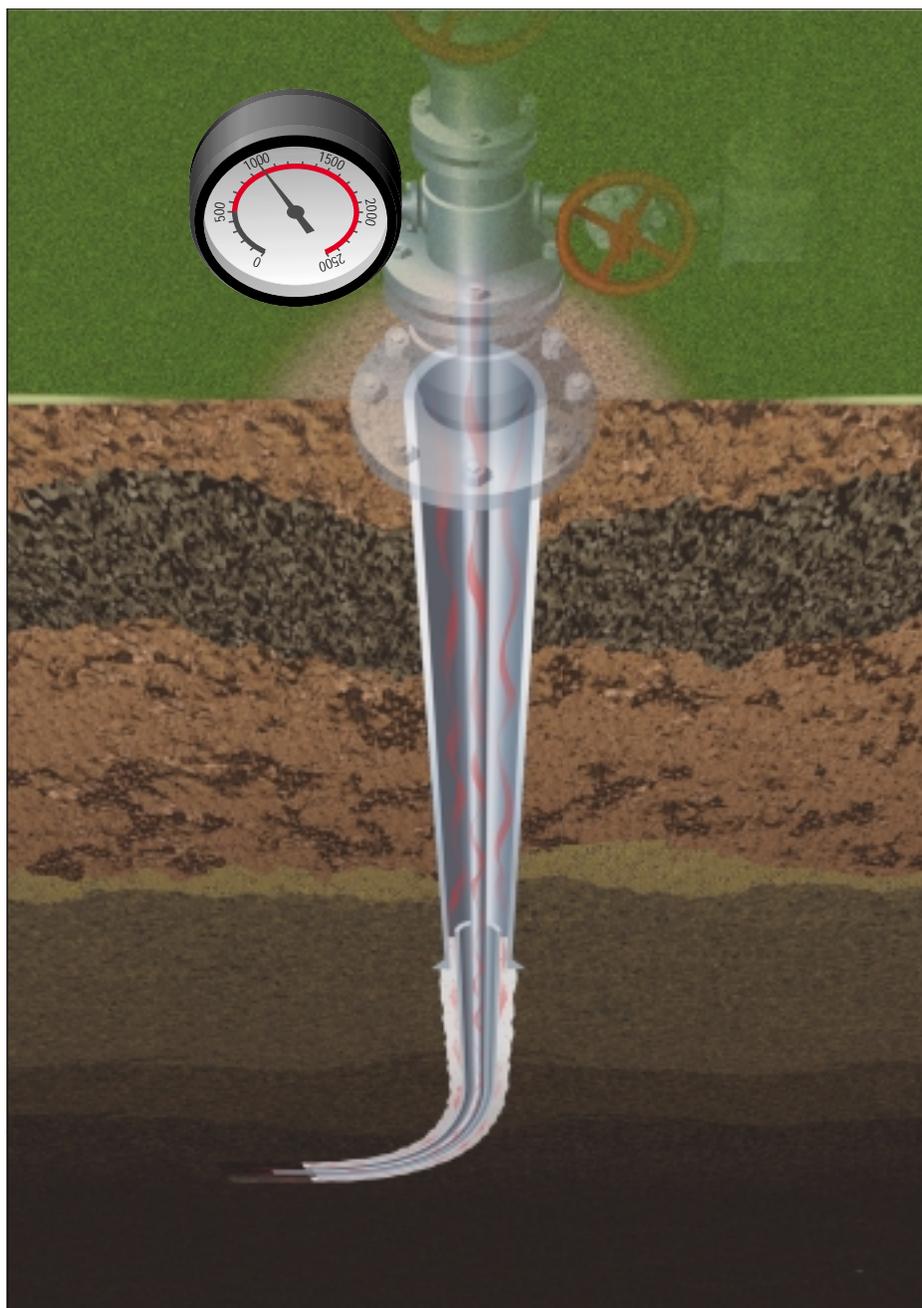
**Dominic Murphy**  
*BHP Billiton Petroleum*  
*Londres, Inglaterra*

**Jochen Pfeiffer**  
*Houston, Texas*

**Tiraputra Pornpoch**  
*PTT Exploration and Production*  
*Public Company Ltd. (PTTEP)*  
*Bangkok, Tailandia*

**Lara Rishmani**  
*Abu Dhabi, EAU*

A medida que aumenta la demanda de gas natural, la construcción de pozos en formaciones gasíferas se convierte en un tema clave. Con pocas medidas correctivas disponibles que resulten eficaces desde el punto de vista de sus costos, la prevención del flujo de gas en el espacio anular y de la existencia de presión detrás de las tuberías de revestimiento es vital para la perforación y terminación de pozos longevos.



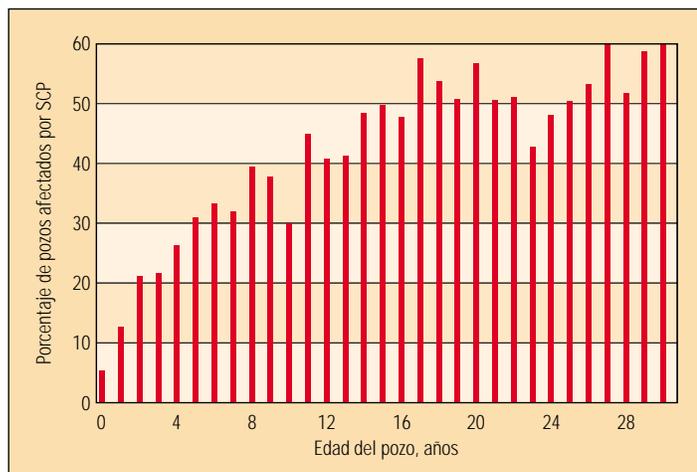
La ciencia de la construcción de pozos de gas es milenaria. Cuenta la leyenda que los chinos excavaron el primer pozo de gas natural antes del año 200 a.C., transportando el gas por gasoductos de bambú.<sup>1</sup> La historia posterior de la construcción de pozos resulta poco clara hasta 1821, año en que se perforó en EUA el primer pozo destinado específicamente a la producción de gas natural.<sup>2</sup> Este pozo, situado en Fredonia, Nueva York, EUA, alcanzó una profundidad de 8.2 m [27 pies] y produjo suficiente gas como para alimentar docenas de mecheros en una posada cercana. Con el tiempo, el pozo fue profundizado y produjo suficiente gas para el alumbrado de toda la ciudad de Fredonia. Para ese entonces, se había desarrollado la tecnología de revestimiento de pozos en forma de leños de madera ahuecados para la perforación de domos salinos, pero no se sabe si dicho revestimiento se utilizaba en los pozos de gas perforados durante esta era. Con toda probabilidad, estos primeros pozos tenían propensión a las fugas de gas.

Durante los años restantes del siglo XIX, el gas natural se convirtió en una importante fuente de energía para muchas comunidades. Las técnicas de descubrimiento, explotación y transporte de gas natural hasta los hogares y las industrias han registrado enormes avances desde sus comienzos.

A pesar de estos avances, muchos de los pozos actuales se encuentran en situación de riesgo. La falta de aislamiento de las fuentes de hidrocarburos, ya sea en las primeras etapas del proceso de construcción del pozo o mucho después de iniciada la producción, ha dado como resultado sartas de revestimiento anormalmente presurizadas y fugas de gas hacia zonas que de otro modo no serían gasíferas.

La presión anormal desarrollada en la superficie suele ser fácil de detectar, si bien puede resultar difícil determinar su origen o causa raíz. El desarrollo de fugas de gas puede atribuirse a fugas en la tubería de producción y en la tubería de revestimiento, prácticas de perforación y desplazamiento deficientes, inadecuada selección y diseño de la cementación y fluctuaciones de la producción.

La planeación para la explotación del gas, a través del reconocimiento de las interdependencias entre los diversos procesos de construcción de pozos, es crítica para el desarrollo de yacimientos de gas para el futuro. Este artículo se refiere a la primera fase del viaje que realiza el gas; la construcción del pozo de gas. Ejemplos de campo, provenientes de América del Sur, el Mar de Irlanda, Asia y Medio Oriente, demuestran los métodos efectivos de selección de lodos de perforación, desplazamiento del lodo antes de la



▲ Pozos con SCP, por edad. Las estadísticas del Servicio de Administración de Minerales de los Estados Unidos (MMS, por sus siglas en inglés) indican el porcentaje de pozos con SCP para los pozos del área de la plataforma continental externa (OCS, por sus siglas en inglés) del Golfo de México, agrupados por edad de los pozos. Estos datos no incluyen pozos ubicados en aguas estatales o en localizaciones terrestres.

cementación, y construcción de pozos de larga vida productiva en los que se preserva la buena integridad del cemento.

#### Pozos en situación de riesgo

Desde los primeros pozos de gas, la migración no controlada de hidrocarburos a la superficie ha sido un desafío para la industria del petróleo y el gas. La migración de gas, también conocida como flujo anular, puede promover la acumulación de presión detrás de las tuberías de revestimiento (SCP, por sus siglas en inglés), fenómeno también conocido como existencia de presión anular (SAP, por sus siglas en inglés). La existencia de presión detrás de las tuberías de revestimiento puede definirse como el desarrollo de presión anular en la superficie que puede eliminarse pero que luego vuelve a aparecer. La acumulación de presión detrás de la tubería de revestimiento indica que hay comunicación con el espacio anular, desde una fuente de presión sustentable, debido a un inadecuado aislamiento de las distintas zonas. El flujo anular y la SCP son problemas importantes que afectan a los pozos perforados en diversas regiones productoras de hidrocarburos del mundo.<sup>3</sup>

En el Golfo de México, hay aproximadamente 15,500 pozos productores, cerrados y temporalmente abandonados en el área de la plataforma continental externa (OCS, por sus siglas en inglés).<sup>4</sup> Los datos del Servicio de Administración de Minerales de los Estados Unidos (MMS, por sus siglas en inglés) indican que 6692 de estos pozos, o un 43%, tienen SCP en un espacio anular de la tubería de revestimiento como mínimo. En este grupo de pozos con SCP, hay presión pre-

sente en 10,153 de todos los espacios anulares de las tuberías de revestimiento: 47.1% de los espacios anulares corresponden a las sartas de producción, 26.2% a la tubería de revestimiento de superficie, 16.3% a las sartas intermedias y 10.4% a la tubería de superficie.

La presencia de SCP parece estar relacionada con la edad del pozo; los pozos más antiguos tienen en general más probabilidades de experimentar SCP. Cuando un pozo alcanza 15 años, existe una probabilidad del 50% de que experimente una SCP mensurable en uno o más de los espacios anulares de la tubería de revestimiento (arriba). Sin embargo, la SCP se puede desarrollar en pozos de cualquier edad.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Raafat Abbas y Daniele Petrone, Abu Dhabi, EAU; y a Matima Ratanapinyong, Bangkok, Tailandia.

CBT (herramienta de Adherencia del Cemento), CemCADE, CemCRETE, DeepCEM, DensCRETE, FlexSTONE, GASBLOK, LiteCRETE, MUDDPUSH, USI (herramienta de generación de Imágenes Ultrasonicas), Variable Density (Densidad Variable) y WELLCLEAN II son marcas de Schlumberger. SILDRIL, VERSADRIL y Virtual Hydraulics (Hidráulica Virtual) son marcas de M-I L.L.C.

1. Para una revisión de la historia del gas natural: <http://r0.unctad.org/infocomm/anglais/gas/characteristics.htm> (se accedió el 20 de agosto de 2003). <http://www.naturalgas.org/overview/history.asp> (se accedió el 20 de agosto de 2003).
2. Para una cronología de la perforación de pozos de petróleo y gas en Pensilvania: <http://www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/reclaiMPa/interestingfacts/chronologyofoilandgas> (se accedió el 20 de agosto de 2003).
3. Frigaard IA y Pelipenko S: "Effective and Ineffective Strategies for Mud Removal and Cement Slurry Design," artículo de la SPE 80999, presentado en la Conferencia de Ingeniería de Petróleo de América Latina y el Caribe de la SPE, Puerto España, Trinidad, Indias Occidentales, 27 al 30 de abril de 2003.
4. Estadísticas del Servicio de Administración de Minerales de Estados Unidos: <http://www.gomr.mms.gov> (se accedió el 21 de agosto de 2003).

En el área OCS del Golfo de México, la SCP es generalmente el resultado de la comunicación directa entre las areniscas gasíferas someras y la superficie o de una deficiente cementación primaria que expone a las areniscas gasíferas más profundas a través de la migración de gas. La mayor parte de los pozos del Golfo de México tienen sargas de revestimiento múltiples y producen a través de la tubería de producción, lo que dificulta y hace más costosa la localización y remediación de las fugas.

En Canadá, la SCP se desarrolla en todo tipo de pozo; pozos de gas someros en el sur de Alberta, productores de petróleo pesado en el

este de Alberta, y pozos profundos de gas en el pie de monte de las Montañas Rocallosas.<sup>5</sup> Gran parte del aumento de presión se debe al gas, si bien en menos del 1% de todos los pozos, también fluye a la superficie petróleo y a veces agua salada.

La persistente demanda de gas natural, sumada a la presencia de entornos de perforación cada vez más complejos, ha aumentado la concientización de los operadores de todo el mundo en lo que respecta a las implicancias de un aislamiento por zonas deficiente en el corto y el largo plazo. Ya sea que se construya un pozo de gas, un pozo de petróleo, o ambos tipos de

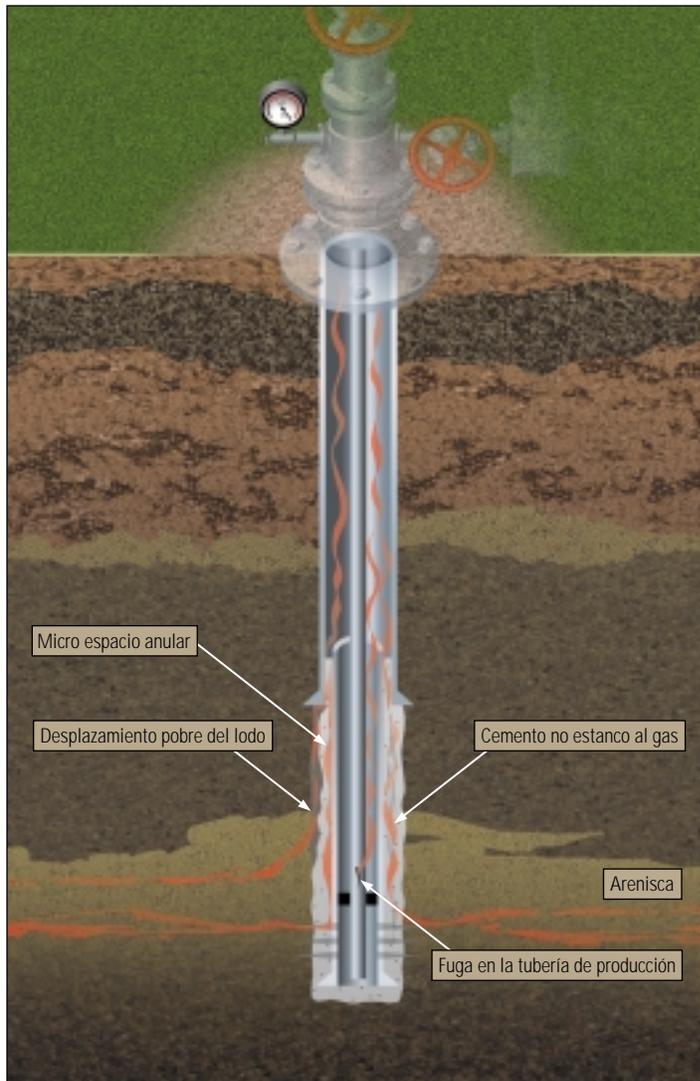
pozos, el aislamiento por zonas duradero, de largo plazo, es la clave para minimizar los problemas asociados con el flujo de gas anular y el desarrollo de SCP.<sup>6</sup>

### Identificación de las causas de la migración de gas

El gas anular puede originarse en una zona productiva o en formaciones gasíferas no comerciales.<sup>7</sup> Algunos de los flujos de gas más peligrosos se originaron como consecuencia de la presencia de gas no reconocido detrás de la tubería de superficie, o de la intermedia. Habitualmente, el flujo de gas que tiene lugar inmediatamente después de la cementación o antes de que fragüe el cemento, se conoce como flujo de gas anular o migración de gas anular. Este flujo es generalmente masivo y puede ser entre zonas, cargando a las formaciones menos presurizadas, o puede fluir a la superficie y requerir procedimientos de control de pozo. El flujo en dirección a la superficie, que tiene lugar en una etapa posterior de la vida productiva del pozo, se conoce como SCP. Más adelante, el flujo también puede pasar de formaciones gasíferas a formaciones de menor presión, generalmente a profundidades más someras.

La determinación de la fuente precisa del flujo anular o la existencia de presión detrás de las tuberías de revestimiento suele ser difícil, no obstante, las causas probables pueden dividirse en cuatro categorías principales: fugas en la tubería de producción y en la tubería de revestimiento, pobre desplazamiento del lodo, diseño inadecuado de la lechada de cemento y daño de la cementación primaria después del fraguado (izquierda).

*Fugas en la tubería de producción y en la tubería de revestimiento*—Las fallas de la tubería de producción pueden plantear el problema más grave en lo que respecta a SCP.<sup>8</sup> Las fugas pueden producirse como consecuencia de la existencia de conexiones a rosca deficientes, corrosión, fisuras por esfuerzo térmico o rotura mecánica de la sarta interna, o a raíz de una fuga en el empacador. La sarta de producción está diseñada normalmente para manejar fugas en las tuberías, pero si la presión de una fuga produce una falla de la columna de producción, el resultado puede ser catastrófico. Con la presurización de las sargas de revestimiento externas, las fugas a la superficie o los reventones subterráneos pueden poner en peligro la seguridad del personal, las instalaciones de la plataforma de producción y el medio ambiente.



^ Escenarios para el flujo de gas. Se muestran los posibles escenarios de migración de gas a la superficie, que se traducen en el desarrollo de SCP. Las fugas producidas en la tubería de producción y el empacador pueden hacer que el gas migre. Los micro espacios anulares pueden desarrollarse inmediatamente después o mucho después de la cementación. El desplazamiento pobre del lodo puede provocar un aislamiento por zonas inadecuado. El gas puede desplazar lentamente el fluido de perforación residual no desplazado, presurizando finalmente el espacio anular entre la sarta de producción y la sarta de revestimiento. El gas también puede fluir a través del cemento permeable, no estanco al gas, de diseño inadecuado.

**Pobre desplazamiento del lodo**—La eliminación inadecuada del lodo o de los fluidos tapón antes de la colocación del cemento puede impedir el logro del aislamiento por zonas. Varios son los motivos que producen una eliminación deficiente del lodo incluyendo, entre otras causas, pobres condiciones de pozo, inadecuada mecánica de desplazamiento, y fallas en el proceso o la ejecución del desplazamiento. La eliminación inadecuada del lodo del pozo durante el desplazamiento es uno de los factores principales que contribuyen a un pobre aislamiento por zonas y a la migración de gas. El desplazamiento del lodo se analiza en mayor detalle más adelante (véase “Del lodo al cemento,” *página 75*).

**Diseño inadecuado de la lechada de cemento**—El flujo que tiene lugar antes de que fragüe el cemento es el resultado de la pérdida de presión hidrostática al punto tal que el pozo deja de estar en condiciones de sobrebalance; la presión hidrostática es menor que la presión de formación. Esta disminución de la presión hidrostática es el resultado de diversos fenómenos que tienen lugar como parte del proceso de fraguado del cemento.<sup>9</sup> El cambio de una lechada bombeable, altamente fluida, a un material fraguado, tipo roca, implica una transición gradual del cemento de fluido a gel y finalmente a una condición de fraguado. Esto puede demandar varias horas, según la temperatura, la cantidad y las características de los compuestos retardantes que se agregan para evitar el fraguado del cemento antes de su colocación. Cuando el cemento comienza a gelificarse, la adherencia entre el cemento, la tubería de revestimiento y el pozo permite que la lechada se vuelva parcialmente autoportante.

Esta característica autoportante no constituiría un problema si fuera la única. La dificultad surge porque, a la vez que el cemento se vuelve autoportante, pierde volumen como resultado de dos factores como mínimo. En primer lugar, cuando la formación es permeable, el sobrebalance de la presión hidrostática arrastra el agua del cemento hacia la formación. La velocidad de pérdida de agua depende del diferencial de presión, la permeabilidad de la formación, la condición y la permeabilidad de cualquier revoque de filtración residual, y las características del cemento en lo que respecta a pérdida de fluido. Una segunda causa de la pérdida de volumen es la reducción del volumen de hidratación al fraguar el cemento. Esto se produce porque el cemento fraguado es más denso y ocupa menos volumen que la lechada líquida. La pérdida de volumen es relativamente pequeña al principio, ya que se forma poco producto sólido durante la hidratación inicial. Sin embargo,

finalmente, la pérdida de volumen puede alcanzar hasta un 6%.<sup>10</sup> La pérdida de volumen, sumada a la interacción entre el cemento parcialmente fraguado, la pared del pozo y la tubería de revestimiento, produce una pérdida de la presión hidrostática que conduce a una condición de bajo balance.

Mientras la presión hidrostática en el cemento parcialmente fraguado se encuentra por debajo de la presión de formación, puede producirse invasión de gas. Si no se controla, la invasión de gas puede crear un canal a través del cual puede fluir el gas, comprometiendo efectivamente la calidad del cemento y el aislamiento por zonas.

El agua libre presente en el cemento también puede formar un canal. Bajo condiciones estáticas, la inestabilidad de la lechada puede hacer que el agua se separe de la lechada de cemento. Este agua puede migrar hacia la pared del pozo y acumularse formando un canal. Esto resulta particularmente preocupante en los pozos desviados donde las fuerzas gravitacionales pueden producir separación por densidad e inversión del fluido, conduciendo al desarrollo de un canal de fluido libre en la parte superior del pozo.

**Daño del cemento después del fraguado**—La SCP puede desarrollarse mucho después del proceso de construcción del pozo. Hasta una cementación primaria libre de fallas puede ser dañada por las operaciones del equipo de perforación o las actividades realizadas en el pozo después de fraguado el cemento. Los esfuerzos variables presentes en el pozo pueden generar micro espacios anulares, fisuras por esfuerzos locales, o ambas situaciones, conduciendo a menudo al desarrollo de SCP.<sup>11</sup>

Las propiedades mecánicas de la tubería de revestimiento y el cemento varían considerablemente. En consecuencia, no se comportan en forma uniforme si son expuestas a cambios de temperatura y presión. Cuando la tubería de revestimiento y el cemento se expanden y se contraen, puede fallar la adherencia entre la

cementación y la tubería de revestimiento produciendo el desarrollo de un micro espacio anular, o pasaje de flujo.

La reducción de la presión dentro de la tubería de revestimiento durante las operaciones de terminación y producción también puede conducir al desarrollo de micro espacios anulares. Las operaciones de disparos en condiciones de bajo balance, las tareas de levantamiento de gas o el incremento de la caída de presión en respuesta al agotamiento del yacimiento, también reducen la presión dentro de la tubería de revestimiento.

Cualquiera de estas condiciones—fugas en la tubería de producción o en la tubería de revestimiento, pobre desplazamiento del lodo, diseño inadecuado del sistema de cementación y daño del cemento después del fraguado—puede generar pasajes de flujo para el gas en forma de fracturas de cemento conductivas discretas o micro espacios anulares. Una vez comprendido el mecanismo de migración del gas, se pueden implementar los primeros pasos para mitigar el proceso.

#### **Control de la migración de gas**

A medida que el pozo alcanza mayor profundidad, las capas de formación previamente aisladas quedan expuestas entre sí, siendo el pozo la trayectoria conductiva. El aislamiento de estas capas, o el establecimiento del aislamiento por zonas, es clave para minimizar la migración de fluidos de formación entre zonas o hacia la superficie donde se desarrollaría la SCP. La condición del pozo, la eliminación efectiva del lodo y el diseño del sistema de cementación para su colocación, durabilidad y adaptabilidad al ciclo de vida productiva del pozo, son elementos cruciales para este proceso.

La condición del pozo depende de varios factores, incluyendo el tipo de roca, las presiones de formación, los esfuerzos locales, el tipo de lodo utilizado y los parámetros operativos de perforación, tales como hidráulica, velocidad de penetración, limpieza del pozo y balance de la densidad del fluido.

5. Comisión de Energía y Servicios Públicos de Alberta: <http://www.eub.gov.ab.ca> (se accedió el 15 de agosto de 2003).

6. Para mayor información sobre aislamiento por zonas, consulte: Abbas R, Cunningham E, Munk T, Bjelland B, Chukwueke V, Ferri A, Garrison G, Hollies D, Labat C y Moussa O: “Soluciones de largo plazo para el aislamiento zonal,” *Oilfield Review* 14, no. 3 (Otoño de 2002): 16–29.

7. Bonett A y Pafitis D: “Getting to the Root of Gas Migration,” *Oilfield Review* 8, no. 1 (Primavera de 1996): 36–49.

8. Bourgoyne A, Scott S y Manowski W: “Review of Sustained Casing Pressure Occurring on the OCS,” <http://www.mms.gov/tarprojects/008/008DE.pdf> (mostrado en abril de 2000).

9. Wojtanowicz AK y Zhou D: “New Model of Pressure Reduction to Annulus During Primary Cementing,” artículo de la IADC/SPE 59137, presentado en la Conferencia de Perforación de la IADC/SPE, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, 23 al 25 de febrero de 2000.

10. Parcevaux PA y Sault PH: “Cement Shrinkage and Elasticity: A New Approach for a Good Zonal Isolation,” artículo de la SPE 13176, presentado en la 59ª Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, Texas, EUA, 16 al 19 de septiembre de 1984.

11. Un micro espacio anular es un espacio pequeño entre el cemento y una tubería o una formación. Este fenómeno ha sido documentado corriendo registros secuenciales para evaluar la adherencia del cemento, primero sin presión en el interior de la tubería de revestimiento y luego con la tubería de revestimiento presionada. El registro de adherencia indica claramente que la presión aplicada a menudo cierra un micro espacio anular.



^ Respuesta de los recortes a los fluidos de perforación. Se tomaron muestras de recortes de un pozo ubicado en la porción sur del Golfo de México, perforado con lodo a base de petróleo; estos recortes no habían sido expuestos a lodo a base de agua antes de las pruebas. Después de eliminar el petróleo de la superficie de los recortes, los técnicos del laboratorio de Schlumberger clasificaron los trozos de rocas. Se fotografiaron tres muestras de roca inicialmente idénticas después de recibir un tratamiento diferente. La Muestra A (*izquierda*) fue colocada en agua corriente, la Muestra B (*centro*) en un fluido de perforación con lignosulfonato genérico y la Muestra C (*derecha*) fue sumergida en un fluido con glicol-polímero-cloruro de potasio. Cada muestra fue laminada en una celda de acero inoxidable, en un horno de laminación en caliente, durante 16 horas a una temperatura de 121°C [250°F] para simular la perforación y el transporte por el pozo hacia la superficie. La muestra sumergida en agua corriente, Muestra A, no fue dañada y la Muestra C, sumergida en fluido con glicol-polímero-cloruro de potasio, quedó esencialmente intacta. El sistema con lignosulfonato generó un daño intermedio en la Muestra B. Es de esperar que la perforación con un lodo con valores de inhibición bajos genere inestabilidad y derrumbe del pozo. Por el contrario, se obtendría un excelente control de las arcillas con una química más avanzada, tal como un producto consistente en glicol-polímero-cloruro de potasio.

La condición final del pozo es determinada frecuentemente en las primeras etapas del proceso de perforación cuando el lodo de perforación interactúa con la formación recién expuesta. Si existe incompatibilidad, la interacción del lodo de perforación con las arcillas de formación puede tener serios efectos perjudiciales sobre el calibre y la rugosidad del pozo. Una vez perforado un pozo, la eficiencia del desplazamiento, la cementación y, en última instancia, el aislamiento por zonas dependen de que el pozo sea estable y de que su rugosidad y tortuosidad sean mínimas.

Las compañías que proveen servicios de fluidos de perforación han creado lodos a base de agua, de alto desempeño, que incorporan diversos polímeros, glicoles, silicatos y aminas, o una combinación de estos elementos, para el control de las arcillas. Actualmente, los fluidos de emulsión inversa a base de agua y no acuosos representan un 95% de los fluidos de perforación utilizados. La mayoría, aproximadamente un 70%, son fluidos a base de agua e incluyen desde agua pura hasta lodos intensamente tratados con productos químicos.

Los ingenieros especialistas en fluidos de perforación y los técnicos especialistas relacionados con los mismos, han aplicado diversas técnicas para investigar la respuesta de las rocas a la química de los fluidos de perforación; entre ellas se encuentra la exposición de muestras de

núcleos a los fluidos de perforación bajo condiciones de pozo simuladas y el examen físico de núcleos y recortes con microscopía electrónica de barrido.<sup>12</sup> Los resultados son a menudo incompatibles, de manera que la selección del fluido de perforación suele basarse simplemente en la historia del campo. Muchas veces, particularmente en campos petroleros nuevos donde quizás se desconoce la química de las arcillas de formación, el desarrollo efectivo del campo puede depender de la comprensión de la naturaleza de las arcillas de formación a medida que varían con la profundidad (*arriba*).

Se dispone de numerosos aditivos para fluidos de perforación que ayudan al perforador con el control de las arcillas de formación. El lodo no inhibidor, levemente tratado, proporciona buena limpieza del pozo y moderado control de filtración para los tramos superiores rutinarios del pozo. El agua de mar, el agua salobre o las salmueras de campo a veces proveen inhibición en lutitas cargadas de arcilla, y se utilizan altos niveles salinos, hasta alcanzar la saturación, para evitar el derrumbe del pozo durante la perforación de intervalos salinos macizos.

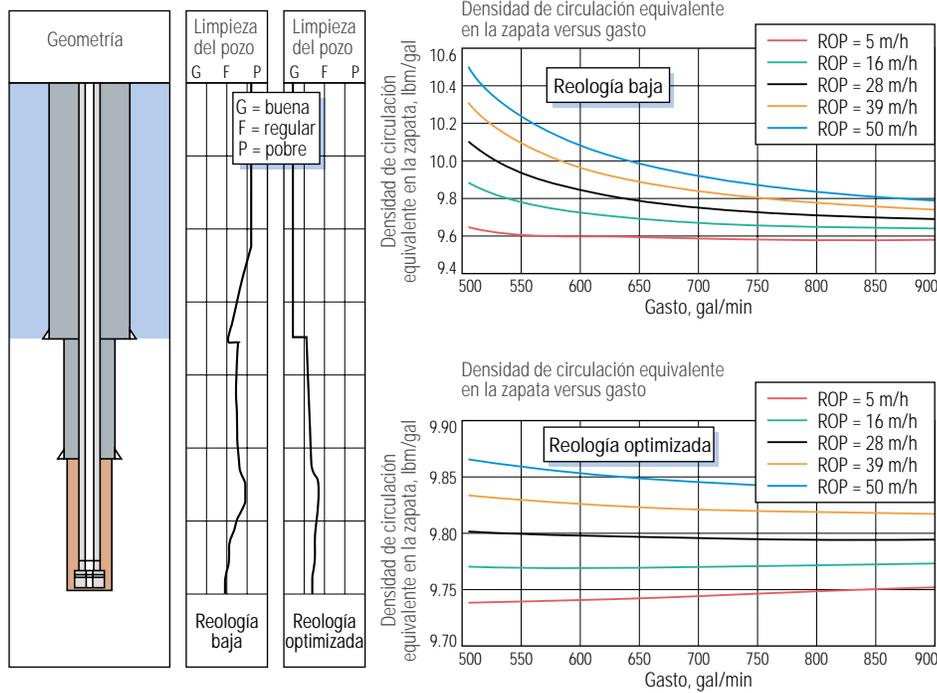
Cuando las regulaciones medioambientales lo permiten, los lodos a base de fluidos no acuosos pueden proveer el óptimo control del pozo. Los fluidos de perforación compuestos de materiales a base de petróleo o sintéticos no acuosos, comúnmente conocidos como lodos de emulsión

inversa, han evolucionado para convertirse en sistemas de alto desempeño. Si bien el lodo sintético puede costar entre dos y ocho veces más que los fluidos convencionales, las relaciones entre desempeño superior y costo, combinadas con la aceptabilidad medioambiental, han convertido a los fluidos sintéticos en la elección por excelencia para pozos críticos, particularmente aquéllos en los que mantener el calibre del agujero y el aislamiento por zonas constituyen aspectos de importancia.

Al igual que los fluidos en sí, la hidráulica de los fluidos de perforación desempeña un rol fundamental en la construcción de un pozo de calidad. Se debe mantener un equilibrio entre la densidad del fluido, la densidad de circulación equivalente (ECD, por sus siglas en inglés) y la limpieza del pozo.<sup>13</sup> Si la densidad estática o dinámica del fluido es muy alta, puede haber pérdida de circulación. Contrariamente, si es demasiado baja, las lutitas y los fluidos de formación pueden fluir dentro del pozo o, en el peor de los casos, puede perderse el control del pozo. El control inadecuado de la densidad y la hidráulica del pozo puede producir rugosidad significativa del pozo, pobre colocación del cemento, e imposibilidad de lograr el aislamiento por zonas.

Las propiedades reológicas de los fluidos de perforación deben ser optimizadas de manera tal de minimizar las pérdidas de presión por fricción sin comprometer la capacidad de transporte de los recortes. Las propiedades óptimas de los fluidos para lograr una buena limpieza del pozo y baja pérdida de presión por fricción a menudo parecen ser mutuamente excluyentes. Se requiere un análisis de ingeniería detallado para obtener un compromiso aceptable que permita satisfacer ambos objetivos (*próxima página*).

En un proyecto de aguas profundas llevado a cabo recientemente en la región marina de Brasil, donde la erosión de los pozos se planteó como un problema serio, el programa de computación Virtual Hydraulics (Hidráulica Virtual) de M-I estableció los parámetros de perforación y las propiedades de fluidos necesarios para proporcionar un buen manejo de la ECD y una limpieza efectiva del pozo con gastos (velocidades o tasas de flujo, caudales, ratas) reducidos. En este caso, se requirieron gastos inferiores a los ideales para minimizar la erosión del pozo. No obstante, un cuidadoso equilibrio de la reología de los fluidos de perforación, los gastos y la densidad permitió al perforador mantener la velocidad de penetración, limpiando al mismo tiempo el pozo en forma efectiva y minimizando su erosión mecánica.



^ Reología optimizada con el análisis Virtual Hydraulics. En esta simulación, el programa de computación Virtual Hydraulics de M-I demuestra que la capacidad de limpieza del pozo puede ser optimizada en función del gasto y la densidad de circulación equivalente (ECD, por sus siglas en inglés). La simulación indica que aun cuando se bombea a alta velocidad, la limpieza del pozo (izquierda, Carril 2) con un lodo de reología baja es pobre en las secciones superiores y la ECD es alta (tabla - extremo superior derecho). Una vez optimizada, la ECD es significativamente más baja (tabla - extremo inferior derecho) y la eficiencia de la limpieza del pozo mejora, pasando de pobre a buena (izquierda, Carril 3).

Los programas de computación tales como la aplicación Virtual Hydraulics de M-I constituyen una excelente herramienta para el análisis detallado de las propiedades de los fluidos y la evaluación del impacto de los parámetros de los fluidos de perforación sobre la hidráulica de fondo de pozo y la erosión del mismo. Durante la perforación pueden cambiar las características óptimas de los fluidos según sea la tarea en cuestión, tal como bajada de la tubería de revestimiento o desplazamiento de los fluidos de pozo. El modelado y la simulación pueden resultar útiles para optimizar las propiedades de los fluidos con anticipación a los cambios en las operaciones del equipo de perforación.

La integración de fluidos de perforación cuidadosamente diseñados con otros servicios clave es crucial para el éxito de la construcción de pozos, el aislamiento por zonas y la longevidad del pozo.

### Del lodo al cemento

La selección adecuada del lodo y el manejo cuidadoso de las prácticas de perforación generalmente dan como resultado un pozo de calidad, que se encuentra casi en calibre, es estable y tiene áreas de rugosidad o derrumbe

mínimas. Para establecer el aislamiento por zonas con cemento, primero se debe eliminar efectivamente del pozo el fluido de perforación.

La eliminación del lodo depende de numerosos factores interdependientes. La geometría de los tubulares, las condiciones de fondo de pozo, las características del pozo, la reología del fluido, el diseño del desplazamiento y la geometría del pozo desempeñan roles esenciales para el éxito de la eliminación del lodo. El óptimo desplazamiento del fluido de perforación requiere una clara comprensión de cada variable y de las interdependencias inherentes entre las variables.

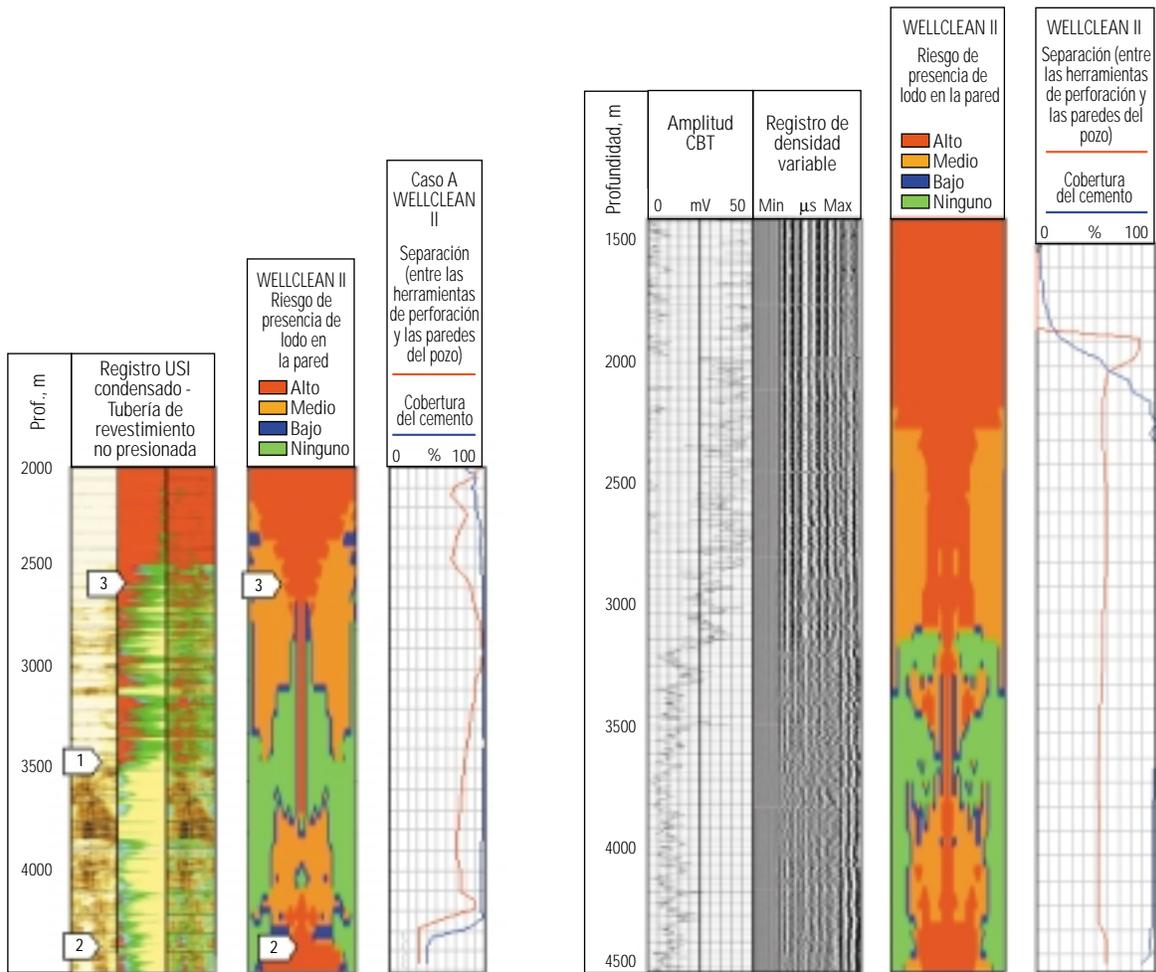
Desde comienzos de la década de 1980, la disponibilidad de la tecnología de computación ha generado importantes avances en la forma en que los perforadores abordan el desplazamiento del pozo. Las aplicaciones de los programas de computación y el procesamiento por computadora más rápido ahora hacen posible un nivel significativo de modelado, simulación e ingeniería previos a la construcción del pozo. Se pueden construir fluidos, predecir interacciones complejas y simular desplazamientos en la pantalla de la computadora, en lugar de hacerlo en la localización del pozo donde hasta los errores más insignificantes pueden traducirse en costos elevados.

Los elementos clave de un desplazamiento bien diseñado comienzan con la comprensión de las características del pozo, tales como tamaño y derrumbes, rugosidad, ángulo y severidad de la pata de perro. Una vez comprendidos estos elementos, se pueden tomar decisiones sobre la dinámica del fluido de desplazamiento, el diseño del espaciador y la química, y los requisitos de centralización.

Un ejemplo de un desplazamiento bien diseñado se observa en un caso del Mar de Irlanda. BHP Billiton Petroleum experimentó problemas como resultado de una pobre eliminación del lodo en el proyecto del campo petrolero Lennox. Ubicada en el sector del Mar de Irlanda correspondiente a la Bahía de Liverpool, esta serie de pozos, que producen tanto gas como petróleo, experimentó fallas reiteradas de aislamiento por zonas y SCP entre las sartas de revestimiento de 9% pulgadas y 13% pulgadas. Aparte de otros

12. Galal M: "Can We Visualize Drilling Fluid Performance Before We Start?," artículo de la SPE 81415, presentado en la 13a Conferencia y Exhibición del Petróleo de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 9 al 12 de junio de 2003.

13. La densidad de circulación equivalente es la densidad efectiva ejercida por un fluido de circulación contra la formación que toma en cuenta la caída de presión en el espacio anular por encima del punto en consideración.



Notas indicativas:

1 Pobre cobertura y adherencia después de este punto; interfase bombeo inicial/bombeo final.

2 El lodo presente en la pared produjo un canal, que se ve también en la gráfica USI.

3 El aumento del riesgo de presencia de lodo en la pared del pozo conduce a una cobertura de cemento pobre y al desarrollo de micro espacios anulares.

^ Análisis WELLCLEAN II posterior a la colocación del cemento. Los pozos L10 (*izquierda*) y L11 (*derecha*) estaban en producción cuando se corrieron estas simulaciones, cada uno con SCP entre las sargas de revestimiento de 13% pulgadas y 9% pulgadas. El análisis de cada pozo, posterior a la colocación, indicó un alto riesgo de presencia de lodo en el pozo, lo que implicaba un desplazamiento pobre y un alto potencial de falla de la cementación primaria y migración anular de gas. Las áreas en color rojo y naranja del Carril 4 (*izquierda*) y el Carril 3 (*derecha*) proporcionan indicaciones claras del nivel de riesgo de eliminación del lodo. El registro de la herramienta de generación de Imágenes Ultrasonicas USI en la imagen de la izquierda (Carril 2) se correlaciona con la simulación WELLCLEAN II previa a las operaciones del Carril 4 donde se indica una pobre potencial eliminación del lodo. En el registro USI (Carril 2), el sombreado amarillo indica el cemento adherido.

riesgos de seguridad relacionados con la presión, el gas proveniente de estos pozos contiene altas concentraciones de ácido sulfhídrico [H<sub>2</sub>S], de hasta 20,000 partes por millón (ppm), y el venteo periódico de la presión anular constituía un serio problema ambiental.

Para reducir el riesgo y establecer el aislamiento por zonas en los pozos futuros, los ingenieros de BHP Billiton y Schlumberger evaluaron dos pozos previos y desarrollaron un plan con visión de futuro para atacar el problema de la SCP. Utilizando datos de los pozos L10 y L11, que ya estaban en producción, los ingenieros

corrieron las simulaciones del programa WELLCLEAN II para determinar la causa de las fallas del aislamiento por zonas. Los resultados de las simulaciones mostraron una adecuada correlación con los registros de adherencia del cemento originales, confirmando la precisión y utilidad de las simulaciones WELLCLEAN II para la predicción de la eliminación del lodo y de la colocación del cemento (*arriba*).

En base al modelado de los pozos L10 y L11, el equipo de ingeniería determinó que la pobre eliminación del lodo era la causa principal del inadecuado aislamiento por zonas. Utilizando el

programa de computación de diseño y simulación de la cementación CemCADE, y la aplicación WELLCLEAN II, los ingenieros diseñaron y ejecutaron un programa de desplazamiento y cementación en el pozo L12, eliminando efectivamente el desarrollo de SCP (*próxima página*). La optimización del diseño del espaciador, del programa de centralización de la tubería de revestimiento y de las propiedades del cemento, condujo al efectivo desplazamiento y adherencia del cemento, aportando un valor significativo al operador.

## Aislamiento del gas con cemento

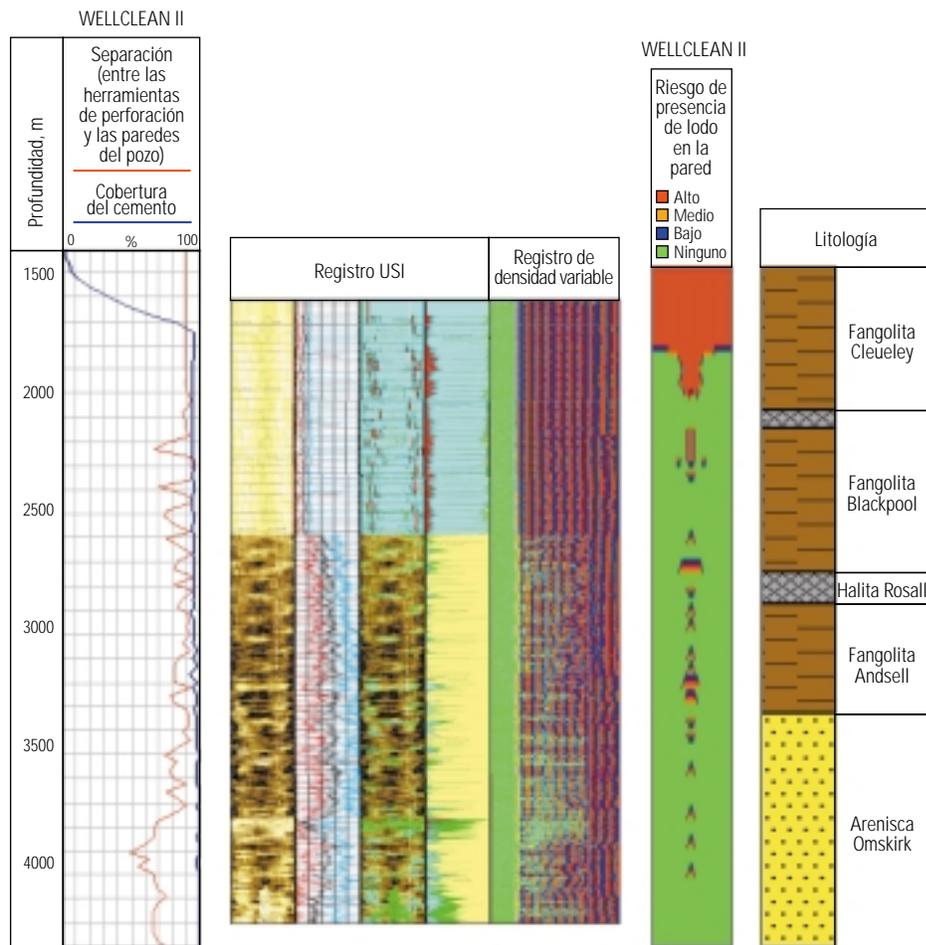
La integración de los fluidos de perforación, el diseño del espaciador y las técnicas de desplazamiento, constituyen la base para la colocación óptima del cemento.<sup>14</sup> El aislamiento por zonas a largo plazo y el control del gas requieren que el cemento sea correctamente colocado y provea baja permeabilidad, durabilidad mecánica y adaptabilidad a las condiciones cambiantes del pozo.

La permeabilidad del cemento depende de la fracción sólida de la formulación de la lechada. Para lechadas de alta densidad, es inherente una alta fracción sólida, de modo que la permeabilidad tiende a ser baja. Para lechadas de baja densidad, existen productos y técnicas especiales que crean lechadas de baja densidad con alta fracción sólida.

La durabilidad mecánica varía con la resistencia, el módulo de elasticidad de Young y la relación de Poisson. El cemento debería diseñarse de manera que estas propiedades sean suficientes para prevenir la falla del cemento cuando se expone a las cambiantes presiones del pozo y a las fluctuaciones de temperatura, que crean esfuerzos en el sistema de tubería de revestimiento-cemento-formación. Para dar flexibilidad al cemento en este entorno se requieren materiales especiales.

Durante la colocación del cemento, se deben mantener condiciones de sobrebalance en las formaciones gasíferas hasta reducir la vulnerabilidad del cemento a la invasión de gas, a través del proceso de fraguado. Cuanto mayor sea el sobrebalance, más tarde se producirá la invasión dentro del ciclo de hidratación.

Una técnica para aumentar o mantener el sobrebalance es la aplicación de presión al espacio anular luego de la operación de cementación; usualmente mediante la aplicación de presión desde la superficie. En Canadá, es práctica común bombear cemento de fraguado rápido adelante del cemento convencional. Esto permite que el cemento bombeado en primer lugar, o lechada inicial, fragüe en el espacio anular cerca de la superficie. A través de la tubería de revestimiento se puede aplicar presión al cemento que ha sido levemente subdesplazado. Una precaución a adoptar respecto de la aplicación de presión es que las formaciones débiles deben ser evaluadas por posibles riesgos de pérdidas.



^ Resultados de una simulación de desplazamiento previa a la operación. Antes de la cementación de la sarta de revestimiento de 9% pulgadas en el pozo L12, los ingenieros modelaron y simularon las condiciones de pozo y los parámetros de desplazamiento utilizando el programa de computación WELLCLEAN II. Mediante la optimización de las propiedades del lodo y del diseño del espaciador y el cemento, junto con la correcta centralización, la simulación permitió predecir un desplazamiento casi completo del fluido de perforación (Carril 7). Un registro USI corrido después de la cementación confirmó la adecuada colocación del cemento y el buen aislamiento por zonas logrado, como se observa en los Carriles 2 a 5 inclusive. El sombreado amarillo en el Carril 5 indica una óptima adherencia del cemento. El pozo L12 produce actualmente sin SCP detectable.

Una modificación de esta aplicación de presión es una técnica denominada pulsación del cemento, es decir, la aplicación de pulsos de presión al espacio anular luego de la cementación.<sup>15</sup> La ventaja de esta técnica es que los ciclos de presurización-despresurización generan poco desplazamiento de los fluidos en el pozo, lo que retarda el desarrollo de la resistencia de gel, demorando así la reducción de la presión hidrostática.

También se puede utilizar cemento energizado en las formaciones gasíferas. Al reducirse el volumen a través de la deshidratación, la relación presión-volumen del gas comprimido utilizado en el proceso de espumado permite mantener mayor presión contra la formación, minimizando así el influjo de gas.

## Planeación para la explotación del gas

La obturación del espacio anular frente a la migración de gas puede resultar más difícil en pozos de gas que en pozos de petróleo. La construcción de un pozo, particularmente en presencia de formaciones gasíferas, requiere que el pozo, el fluido de perforación, los diseños del espaciador y el cemento, y las técnicas de desplazamiento sean tratados como una serie de sistemas independientes, cada uno de los cuales desempeña un rol igualmente importante. Con frecuencia, las relaciones entre estos sistemas son ignoradas, o al menos, apreciadas inadecuadamente.

14. Fraser L, Stanger B, Griffin T, Jabri M, Sones G, Steelman M y Valkó P: "Seamless Fluids Programs: A Key to Better Well Construction," *Oilfield Review* 8, no. 2 (Verano de 1996): 42-56.

15. Dusterhoft D, Wilson G y Newman K: "Field Study on the Use of Cement Pulsation to Control Gas Migration," artículo de la SPE 75689, presentado en el Simposio de Tecnología del Gas de la SPE, Calgary, Alberta, Canadá, 30 de abril al 2 de mayo de 2002.

El manejo efectivo de estas tecnologías interdependientes requiere que los perforadores y los cementadores trabajen en conjunto durante todo el proceso de perforación, seleccionando lodos que permitan alcanzar los objetivos de perforación a la vez que manejen el pozo en una forma que permita la efectiva eliminación del lodo y el adecuado aislamiento por zonas. La colocación eficaz de la lechada para lograr un aislamiento por zonas completo y permanente se basa en el desplazamiento efectivo de los fluidos de perforación del pozo; el modelado, la simulación y el diseño del sistema espaciador desempeñan roles clave en este proceso, como se ilustra con un ejemplo de América del Sur.

A comienzos del año 2002, Petrobras, que operaba en una región remota del sur de Bolivia, experimentó el desarrollo reiterado de SCP en su proyecto Sábalo, en el campo petrolero San Antonio (abajo, a la derecha). Cada una de las primeras tres operaciones de cementación primaria de la tubería de revestimiento de superficie de 13½ pulgadas desarrolló SCP, que en algunos casos llegó a 1000 lpc [6895 kPa]. También se detectó presión en varias sargas de revestimiento intermedias de 9½ pulgadas y en sargas de revestimiento de producción de 7 pulgadas.

El siguiente segmento del pozo a perforar era el tramo desviado de 8½ pulgadas del pozo X-3, que atravesaría la formación Huamampampa, cargada de gas y potencialmente comercial. Las preocupaciones respecto de la lubricidad en un pozo desviado, minimizando el daño de la zona de producción y la necesidad de tener un pozo estable, en calibre, condujeron al equipo de perforación a seleccionar un sistema de lodo a base de aceite VERSADRIL con baja pérdida de fluido.

El control de pérdida de fluido y el puenteo y la calidad del revoque de filtración son propiedades importantes del fluido de perforación para minimizar tanto el daño de formación como el excesivo aumento del revoque de filtración en las zonas permeables. Dejando de lado las cuestiones relacionadas con el daño de formación, el excesivo aumento del revoque de filtración puede obstaculizar severamente el desplazamiento del lodo antes de la cementación. Las propiedades de filtración del sistema fueron controladas utilizando una mezcla de gilsonita con alto punto de fusión y partículas de carbonato de calcio de tamaño específico.

La inclinación del pozo causó preocupaciones operativas acerca de su limpieza y la decantación de la barita.<sup>16</sup> La formación de capas de recortes y los problemas de decantación prevalecen en pozos con inclinaciones de 30 a 60 grados; cualquiera de estas condiciones puede conducir

a la desestabilización del pozo. Por su inclinación de 62 grados, el pozo X-3 era considerado de alto riesgo.

Para mitigar estas preocupaciones, el perforador mantuvo altas velocidades de flujo anular, y el ingeniero especialista en fluidos de perforación ajustó la mezcla del lodo y productos químicos para generar mayor viscosidad a bajas tasas de corte (índices de cizalladura). La observación estricta de éstas y otras prácticas de perforación efectivas permitió minimizar la acumulación de recortes en el lado más bajo del pozo y reducir al mínimo la erosión del mismo. No se registró ninguna evidencia de decantación. El intervalo de 8½ pulgadas fue perforado con una densidad de lodo de 1690 kg/m<sup>3</sup> [14.1 lbm/gal], entre 3347 y 3618 m [10,981 y 11,870 pies]. A la profundidad total (TD, por sus siglas en inglés), el registro calibrador de cuatro brazos indicó excelentes condiciones de pozo (próxima página, arriba a la izquierda).

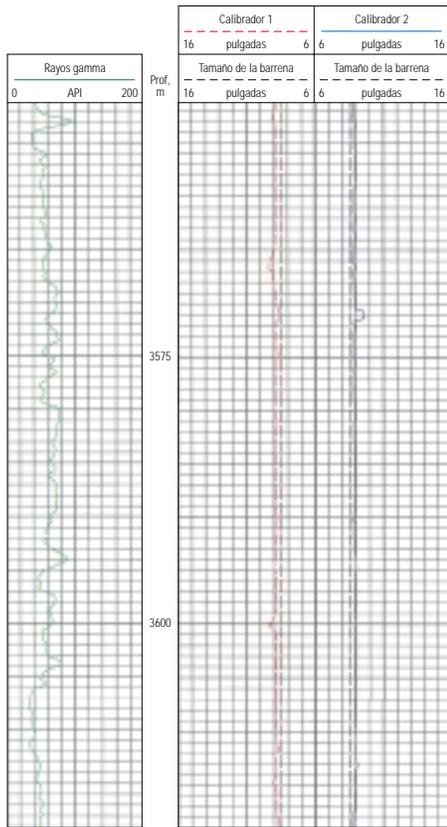
El correcto diseño del fluido, la ingeniería en sitio y las adecuadas prácticas de perforación, dieron como resultado un agujero en calibre limpio. Los ingenieros optimizaron el sistema

espaciador para las reales condiciones de pozo, las características del lodo y el diseño de la tubería de revestimiento. En base a las recomendaciones derivadas del simulador CemCADE y el programa WELLCLEAN II, se colocaron en la tubería de revestimiento 40 centralizadores, uno por cada junta de la tubería de revestimiento. Dado que para la perforación se utilizó un lodo a base de petróleo, para la óptima eliminación del lodo se diseñó un sistema espaciador MUDPUSH XLO para cementación con surfactante con una relación de 286 cm<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup> [12 gal/1000 gal] y con solvente mutuo a razón de 2380 cm<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup> [100 gal/1000 gal].

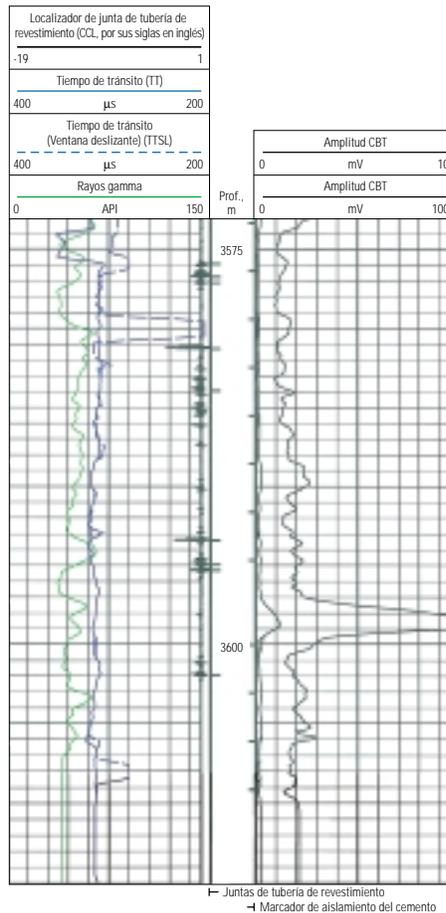
Dado que la Formación Huamampampa se caracteriza por tener un alto nivel de gas, los especialistas en cementación de Schlumberger diseñaron un sistema de lechada DensCRETE de 1989 kg/m<sup>3</sup> [16.6 lbm/gal] que incorpora un aditivo para control del gas a fin de impedir la migración de gas luego de la colocación del cemento. Para minimizar la deshidratación de la lechada de cemento en las zonas permeables, se controló la pérdida de fluido a razón de 19 mL/30 min.<sup>17</sup>



▲ Perforación en una localización remota de Petrobras. Petrobras está perforando pozos múltiples en el campo petrolero San Antonio, situado en el sur de Bolivia.



▲ Registros de calibrador del pozo X-3. Los Carriles 2 y 3 indican un agujero casi en calibre.



< Registro de adherencia de la tubería de revestimiento en el pozo X-3. El registro de Densidad Variable obtenido con la herramienta de Adherencia del Cemento CBT fue corrido tres días después de la cementación. La amplitud CBT promedio fue de 2 mV (Carril 2) a través de la zona de gas, valor extremadamente bajo para los pozos del área. Los valores de amplitud disminuyen con la calidad de la adherencia del cemento. El pozo de 8½ pulgadas fue perforado con un ángulo de 62°, utilizando un lodo a base de petróleo cuya densidad era de 1689 kg/m<sup>3</sup> [14.1 lbm/gal]. Las condiciones de pozo eran excelentes para el desplazamiento y la cementación. No se detectó ninguna SCP, lo que indicó el éxito del aislamiento por zonas.

### Una solución para el aislamiento del gas somero

Los flujos de gas somero plantean un problema especial para el control de la migración de gas. Mientras operaba en el Golfo de Tailandia, en el otoño de 2001, PTTEP Exploration and Production Public Company Ltd. (PTTEP) experimentó serios problemas con los flujos de gas somero y el desarrollo de SCP. Originalmente descubierto en 1973, el campo petrolero Bongkot se encuentra ubicado 600 km [373 millas] al sur de Bangkok, Tailandia, y 180 km [112 millas] frente a la costa de Songkhla. El campo consta principalmente de reservas de gas con cierta producción limitada de petróleo.

El proyecto de perforación WP11 era parte de un programa de perforación de desarrollo de 12 pozos. Los datos geofísicos y los datos de registros adquiridos con cable indicaron la presencia de potencial gasífero somero a una profundidad de entre 312 y 326 m [1023 y 1069 pies] debajo del nivel medio del mar. Los ingenieros de PTTEP planearon asentar la tubería de revestimiento de 13¾ pulgadas a 310 m [1017 pies], luego perforar un pozo de 12½ pulgadas a través de la arenisca gasífera somera y asentar la tubería de revestimiento de 9¾ pulgadas a aproximadamente 500 m [1640 pies]. El aislamiento por zonas detrás de la tubería de revestimiento de 9¾ pulgadas era crucial para el éxito del proyecto. Si bien se utilizó un diseño de lechada de cemento estanco al gas, o resistente al influjo de gas, las tres primeras operaciones de cementación primaria de la tubería de reves-

Las operaciones de desplazamiento y cementación fueron realizadas de acuerdo con estrictas especificaciones de diseño. Al reingresar en el pozo, el perforador colocó el tope del cemento a una profundidad medida de 3245 m [10,646 pies], 102 m [335 pies] por debajo del tope del empalme, o la superposición entre la tubería de revestimiento en cuestión y la sarta de revestimiento previa.

Petrobras evalúa la cementación primaria en forma rutinaria utilizando registros de adherencia del cemento y pruebas de pérdida de fluido de la formación. Tres días después de la cementación, se corrió un registro de Densidad Variable adquirido con la herramienta de Adherencia del Cemento CBT.<sup>16</sup> El simulador CemCADE predijo una amplitud CBT de 1.7 mV para un 100% de eliminación de lodo y de 3.1 mV para un 80% de eliminación de lodo. Los resultados de los registros indican una amplitud promedio de aproximadamente 2 mV, de manera que la cementación de la tubería de revestimiento de 7 pulgadas arrojó un índice de adherencia promedio del 95% (arriba, a la derecha). Estos resultados coinciden con las predicciones de los programas CemCADE y

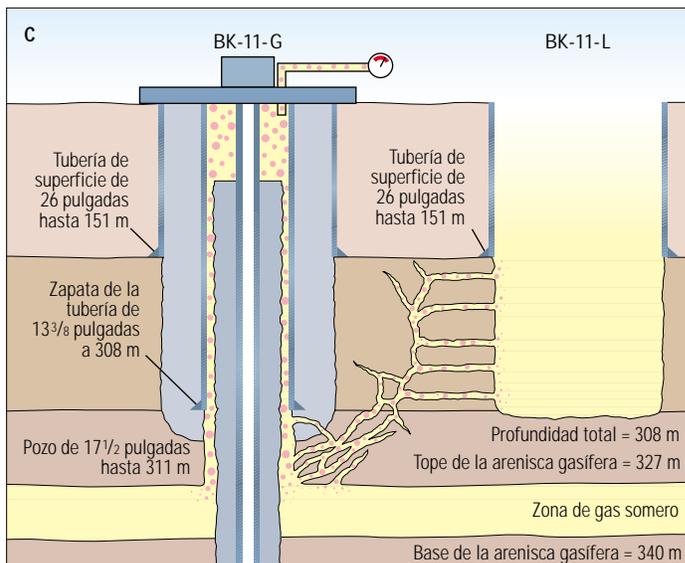
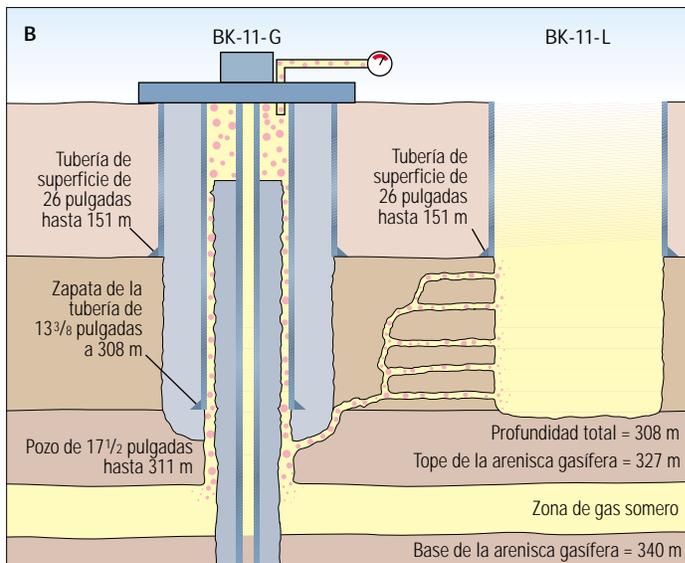
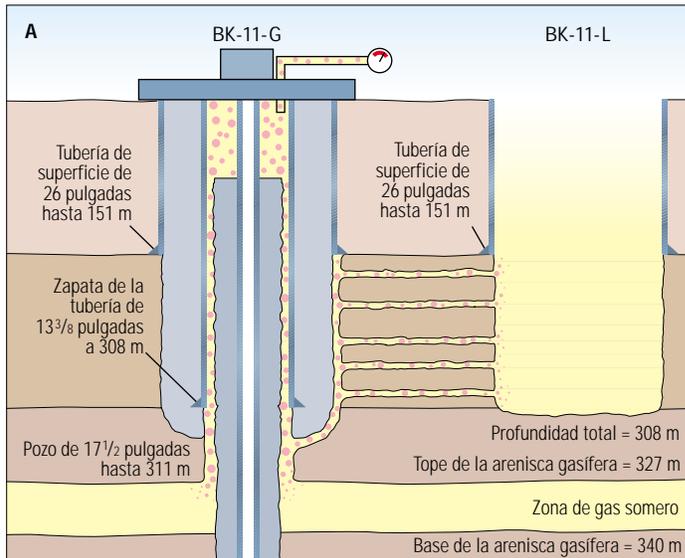
WELLCLEAN II. Se logró un buen aislamiento por zonas.

El enfoque holístico adoptado por los equipos de ingeniería para controlar la migración de gas, combinado con tecnología de última generación, se tradujo en un aislamiento por zonas efectivo sin fugas de gas a la superficie. A septiembre de 2003, luego de producir 0.57 m<sup>3</sup>/d [20 MMpc/D] de gas durante más de un año, el pozo X-3 no mostraba indicación alguna de presencia de micro espacio anular o de desarrollo de SCP. Mediante la aplicación de un enfoque integrado a la planeación y la construcción de pozos, el equipo de ingeniería logró modificar con éxito sus fluidos de perforación y los programas de cementación para alcanzar el aislamiento por zonas en las dos sarts de revestimiento siguientes.

16. El término decantación se define como la decantación de partículas en el espacio anular de un pozo, que puede ocurrir cuando el lodo se encuentra estático o está en circulación. Debido a la combinación de flujo secundario y a la fuerza de atracción gravitacional, los materiales densificantes pueden decantarse, o hundirse, en un lodo que fluye en un pozo de alto ángulo. Si la decantación es prolongada, la parte superior del pozo perderá densidad de lodo, lo que reducirá la presión hidrostática del pozo, permitiendo que ingrese en el mismo un influjo de fluido de formación.

17. Ésta es la norma del Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) para la pérdida de fluido de cementación.

18. Butsch RJ, Kasecky MJ, Morris CW y Wydrinski R: "The Evaluation of Specialized Cements," artículo de la SPE 76731, presentado en el Encuentro Conjunto Regional de Occidente de la SPE/Sección Pacífico de la AAPG, Anchorage, Alaska, EUA, 20 al 22 de mayo de 2002.



timiento de 9% pulgadas fallaron, lo que produjo desarrollo de SCP en la superficie y carga con gas de las areniscas normalmente presionadas de la zona superior (izquierda).

Si bien no están bajo contrato para el proyecto, los ingenieros de Schlumberger y M-I que trabajan junto con PTTEP y sus socios, Total y BG, propusieron un plan para integrar la estabilización del pozo con el desplazamiento del lodo y el diseño del sistema de cementación.

Las formaciones someras en el tramo de 12½ pulgadas estaban compuestas principalmente por arenisca y lutita, 30 al 40% de las cuales correspondían a arcilla reactiva. Históricamente, se han utilizado lodos convencionales a base de agua para perforar estas formaciones, lo que se traducía en tramos significativamente derrumbados, desplazamientos pobres, colocación inadecuada del cemento primario y pérdida del aislamiento por zonas.

El equipo de ingeniería de M-I recomendó que se controlara la integridad del pozo y de los recortes con lodo SILDRIL, un fluido de perforación a base de silicato de sodio. El objetivo era obtener un agujero casi en calibre que permitiera optimizar la centralización de la tubería de revestimiento, el desplazamiento del lodo y la colocación del cemento a través de la arenisca gasífera.

Los lodos a base de silicato han demostrado su utilidad en la estabilización de la erosión de formaciones someras no consolidadas y en la obtención de agujeros en calibre, manteniendo al mismo tiempo velocidades de penetración óptimas. En formaciones altamente reactivas, como las del proyecto WP11, los iones de silicato se adhieren con sitios activos en las arcillas de formación. Esto da como resultado recortes altamente competentes y estabilización del pozo a través del enlace químico directo del silicato polimerizado (próxima página, arriba).

< Escenarios para la carga de la arenisca superior. En las primeras operaciones de perforación, las areniscas superiores anteriormente no gasíferas fueron cargadas con gas. Se desarrollaron diversos escenarios para explicar el flujo cruzado de gas entre los pozos BK-11-G y BK-11-L, y el desarrollo de SCP en la superficie. El gas se muestra como burbujas rojas que se originan en la arenisca gasífera somera. En los tres escenarios mostrados, el gas migra en torno al cemento pobremente adherido (A). El gas se desplaza en torno al cemento pobremente adherido en dirección a las fracturas verticales (B). El gas migra en torno al cemento pobremente adherido y a través de una red de microfracturas (C). En todos los casos, la cementación primaria no proporcionó aislamiento por zonas. Esto se tradujo en la migración de gas tanto hacia las areniscas superiores como entre las sartas de revestimiento, lo que generó SCP.



^ Control de recortes con lodo a base de silicato. El lodo SILDRIIL a base de silicato, utilizado para perforar los tramos de 12¼ pulgadas, produjo un pozo estable con un diámetro promedio de 318 mm [12.54 pulgadas]. Los recortes que aparecen atravesando las temblorinas tienen un alto nivel de integridad, lo que confirma el control de la hidratación y la dispersión de las arcillas de formación.

El diseño del espaciador y el desplazamiento del lodo eran el siguiente desafío. Los ingenieros de Schlumberger, utilizando las simulaciones WELLCLEAN II, diseñaron un sistema espaciador compuesto por un espaciador MUDPUSH XL y un derrumbe químico CW7 para eliminar el fluido SILDRIIL del pozo en forma eficaz, antes de colocar el cemento. El diseño utilizó 22 centralizadores de la tubería de revestimiento para proporcionar una separación (entre las herramientas de perforación y la pared del pozo) superior al 75%. Un régimen de bombeo de 1 m<sup>3</sup>/min [7 bbl/min] permitiría 5 minutos de tiempo de contacto del espaciador a través de la arenisca gasífera a 327 m [1073 pies]. El modelado WELLCLEAN II predijo un 100% de cobertura de cemento en el tramo descubierto del pozo. Para reforzar la seguridad, los ingenieros de PTTEP planearon la colocación de un empacador externo para tubería de revestimiento (ECP, por sus siglas en inglés) justo por encima de la arenisca gasífera.

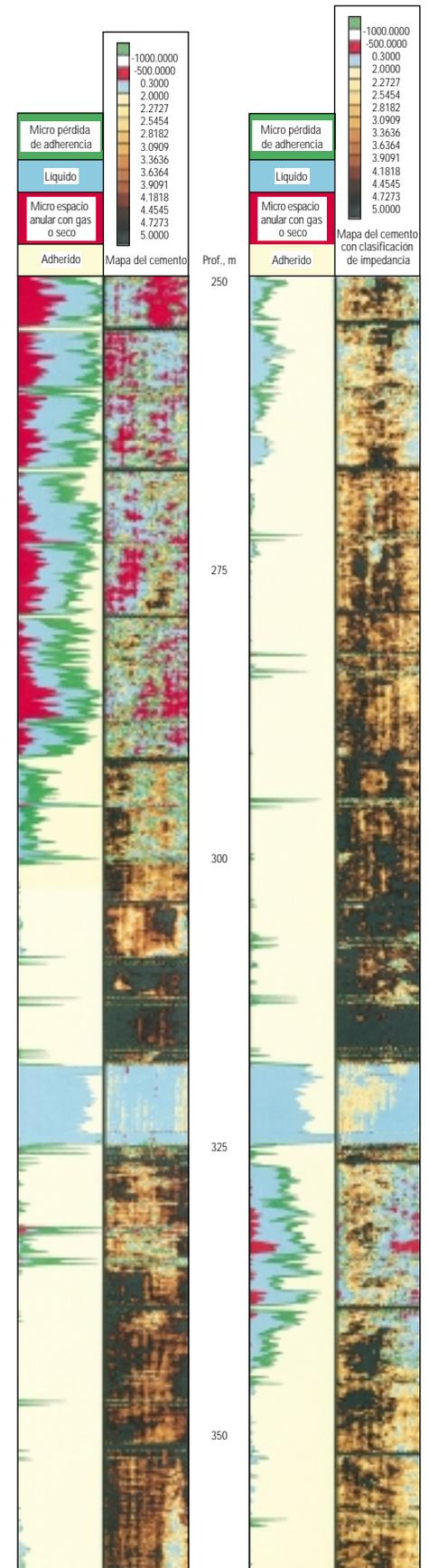
El diseño de la lechada de cemento también planteaba retos. Para evitar pérdidas durante la cementación, se necesitaba una lechada de cemento liviana, estanca al gas. La baja temperatura del pozo, 35°C [95°F], implicaba un tiempo de fraguado del cemento prolongado. La baja pérdida de fluido y el rápido desarrollo de la resistencia de gel estática durante el fraguado del cemento ayudarían a minimizar el influjo de gas. Los ingenieros de Schlumberger diseñaron un sistema de cementación LiteCRETE a baja temperatura que contenía un aditivo del sistema de cementación para control de la migración de gas GASBLOK LT y un aditivo para soluciones de cementación en aguas profundas DeepCEM diseñados para minimizar el tiempo de transición de

líquido a sólido, limitando así el potencial de migración de gas a través del cemento que está fraguando.

Los registros calibradores indicaron un diámetro promedio del pozo de 318 mm [12.54 pulgadas]; se había logrado la óptima inhibición de las arcillas de formación utilizando el sistema de lodo SILDRIIL. Si bien cuatro de los siete ECPs no lograron la obturación después de la expansión, el sistema de cementación LiteCRETE en conjunto con un agujero en calibre, un sistema espaciador optimizado y un desplazamiento efectivo, proporcionaron excelente cementación y aislamiento por zonas. Finalmente, no hubo ninguna evidencia de migración de gas o SCP detrás de la sarta de revestimiento de 9½ pulgadas.

Un enfoque integrado de fluidos de pozo y fluidos de perforación permitió aislar efectivamente la problemática zona de gas a 327 m (derecha). Si bien se había considerado cambiar las localizaciones para evitar la arenisca gasífera

> Aislamiento por zonas mejorado. Antes de la optimización del proceso de perforación y cementación, no se obtuvo aislamiento por zonas, como se indica en los Carriles 1 y 2 (izquierda). Las áreas sombreadas en rojo en el Carril 2 indican la presencia de gas. En el Carril 1, las zonas sombreadas en azul y verde, en el lado izquierdo, indican la presencia de líquido y pérdida de adherencia respectivamente, señales de un potencial canal de gas. Procedimientos efectivos y procesos de construcción de pozos optimizados permitieron aislar con éxito las areniscas gasíferas. En la gráfica de la derecha, el Carril 1 muestra áreas de color amarillo intenso, que indican la existencia de cemento adherido y aislamiento por zonas. Se observan niveles significativos de gas sólo en las proximidades de la arenisca gasífera somera.



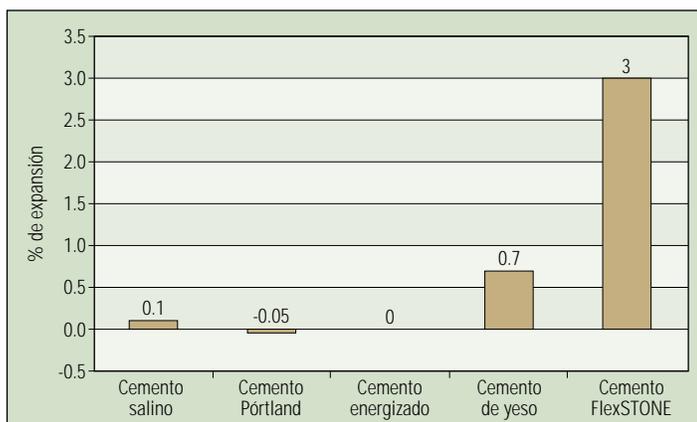
somera, esta solución permitió a PTTEP mantener la plataforma en su lugar y continuar con el programa de perforación. Desde entonces, siete pozos fueron terminados con éxito.

### Mejoramiento de la adherencia del cemento con el tiempo

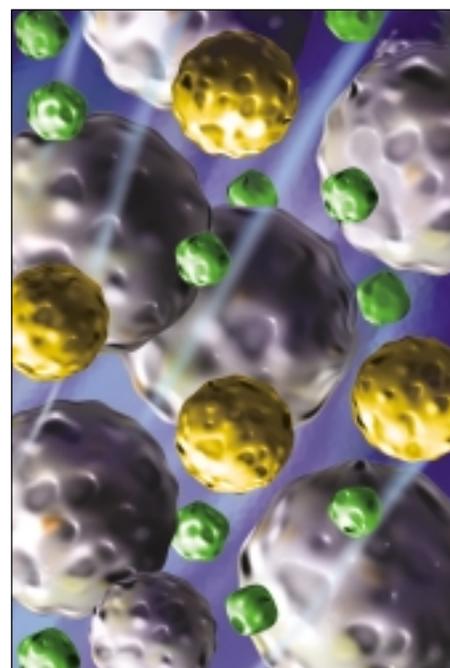
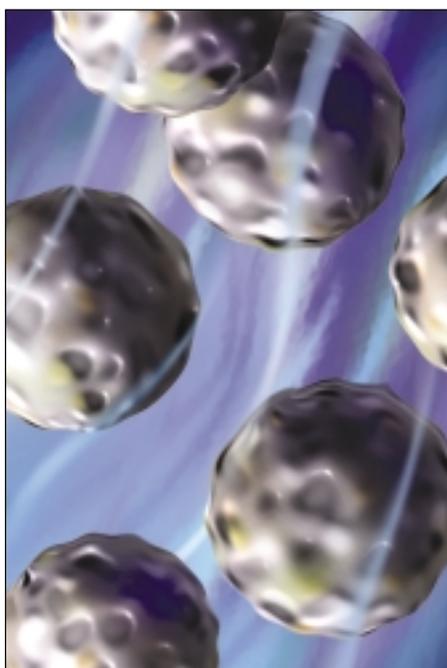
Los recientes desarrollos acaecidos en tecnología de cementación, que ofrecen ventajas significativas en lo que respecta a durabilidad y adaptación a las cambiantes condiciones del pozo, han contribuido a la prevención de la migración de gas y de la SCP. Las propiedades del cemento fueron diseñadas tradicionalmente para la óptima colocación y desarrollo de la resistencia antes que para el desempeño a largo plazo, posterior al fraguado. En general, el rápido desarrollo de una alta resistencia a la compresión del cemento era considerado adecuado para la mayoría de las condiciones de pozo. Hoy, los operadores y las compañías de servicios se han dado cuenta de que enfatizar la resistencia a expensas de la durabilidad muchas veces conduce al desarrollo de SCP y a la reducción de la productividad del pozo.

Las características y distribución del tamaño de partículas de cemento pueden contribuir significativamente tanto a la resistencia al influjo de gas como al mantenimiento de un sello hidráulico sustentable, especialmente en pozos sometidos a fluctuaciones de presión y temperatura. La tecnología avanzada de cemento flexible FlexSTONE, que forma parte de la tecnología de cementación de pozos de petróleo a base de concreto CemCRETE, es una de las tantas soluciones que abordan efectivamente la flexibilidad y la durabilidad del cemento.

Se sabe que los cementos Pórtland convencionales se contraen durante el fraguado (*derecha, arriba*).<sup>19</sup> Por el contrario, las lechadas FlexSTONE pueden ser diseñadas para expandirse, haciendo aún más estanco el sello hidráulico y ayudando a compensar las variaciones de las condiciones del pozo o de la tubería de revestimiento. Esta capacidad contribuye a evitar el desarrollo de micro espacios anulares. Mediante el ajuste de las características específicas del aditivo y la mezcla de la lechada de cemento con una distribución del tamaño de partículas diseñada, se puede lograr una reducción del módulo de elasticidad de Young en el cemento (*derecha, abajo*). El cemento anular se puede flexionar así al unísono con la tubería de revestimiento, en lugar de fallar como resultado de los esfuerzos por tracción. De este modo se minimizan el desarrollo potencial de micro espacios anulares y la comunicación del gas con la superficie o con zonas de menor presión.



^ Volumen cambiante del cemento durante la fase de fraguado. La mayoría de los cementos sólo experimentan un leve cambio de volumen durante el proceso de fraguado. El sistema avanzado de cemento flexible FlexSTONE puede formularse para que alcance una expansión de hasta un 3%.



^ Llenado de los espacios intersticiales. El espacio intersticial que existe entre las partículas en los cementos estándar (*izquierda*) está lleno de agua. Los sistemas FlexSTONE llenan el espacio intersticial con partículas medianas y pequeñas (*derecha*). Se utiliza menos agua en la formulación y las lechadas se pueden hacer más estancas al gas, más resistentes y más flexibles. Al fraguar el cemento, las partículas específicas del sistema FlexSTONE contribuyen a la expansión mientras que otras partículas son concebidas para proporcionar flexibilidad al cemento fraguado.

Un ejemplo de las capacidades de expansión del cemento FlexSTONE proviene de Medio Oriente. Durante el año 2002, Abu Dhabi Marine Operating Company (ADMA), operadora del campo Umm Shaif, ubicado 32 km [20 millas] al noreste de Das Island, en el área marina de Abu Dhabi, EAU, utilizó un sistema de cemento expansible FlexSTONE para abordar problemas recurrentes de migración de gas, detrás de las sargas de revestimiento de 9% pulgadas.

Durante la adquisición de registros en el tramo de la tubería de revestimiento de 7 pulgadas, el operador corrió un registro con la herramienta de generación de Imágenes Ultrasonicas USI por segunda vez, en el tramo de

19. Dusseault MB, Gray MN y Nawrocki PA: "Why Oilwells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences," artículo de la SPE 64733, presentado en la Conferencia y Exhibición Internacional del Petróleo y el Gas de la SPE, Pekín, China, 7 al 10 de noviembre de 2000.

9% pulgadas que había sido cementado con un cemento FlexSTONE dos meses antes. Si bien se obtuvo un sello estanco al gas durante la cementación primaria, se produjo un mejoramiento de la adherencia del cemento con el tiempo. Este descubrimiento demuestra las características expansivas del diseño FlexSTONE (derecha).

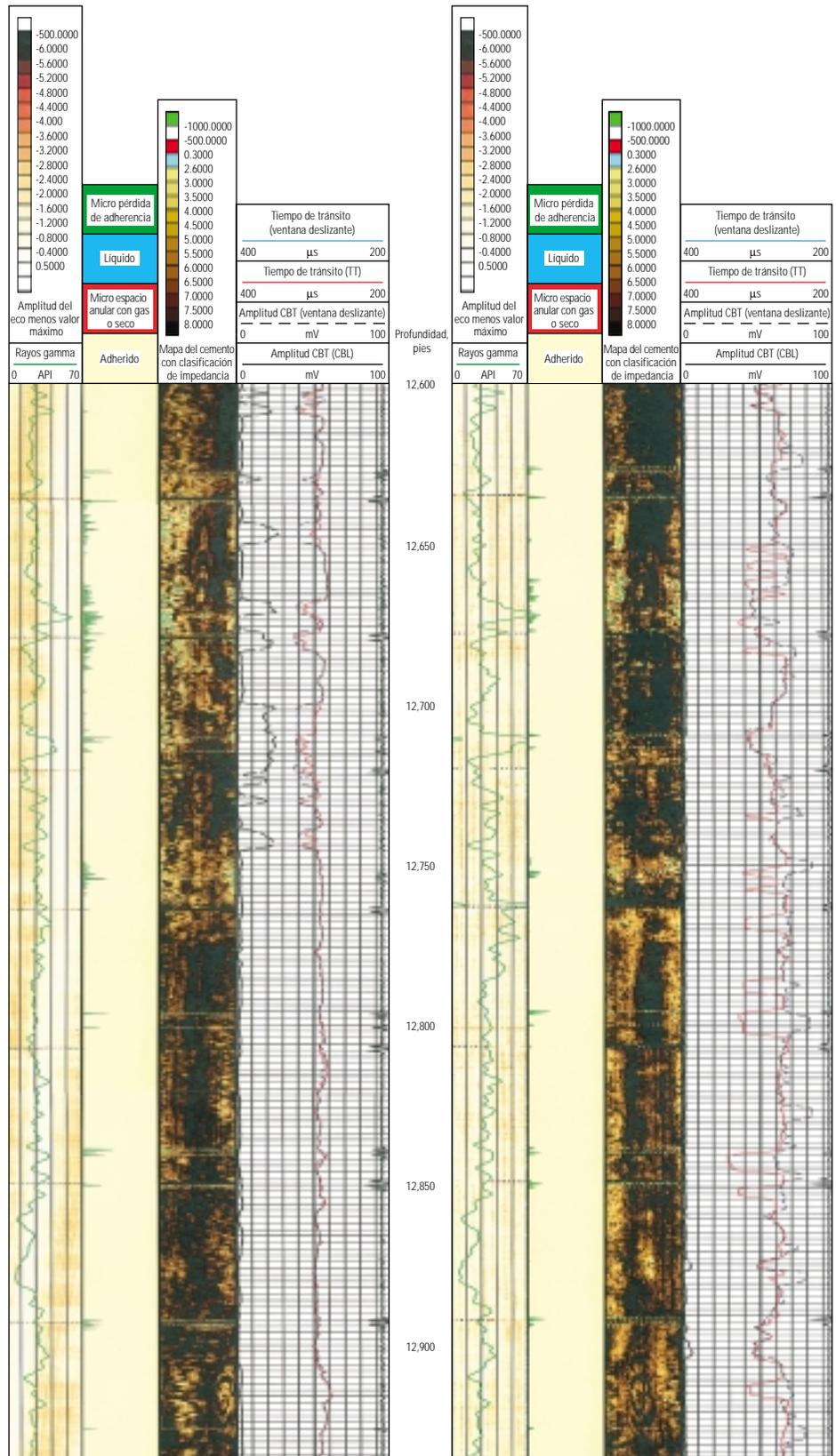
### Modelado de los sistemas de cementación

El rol del modelado en el diseño de los sistemas de cementación se pone de manifiesto en otro ejemplo de Medio Oriente. La empresa Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO) perforó 70 pozos de gas en los campos Bab y Asab, situados en el área marina de Abu Dhabi. Muchos de estos pozos tienen problemas de SCP, que los ingenieros de ADCO atribuyen a las deficientes prácticas de cementación primaria.

Estos problemas de SCP amenazaron un programa de desarrollo en el año 2003. Se necesitaba un enfoque diferente para mantener la integridad de la cementación. La planeación de un pozo de evaluación horizontal productor de gas brindaba la oportunidad de probar un nuevo sistema de cementación.

Los ingenieros de Schlumberger y ADCO coincidían en que era preciso conocer claramente los mecanismos de falla históricos para lograr un aislamiento por zonas sustentable. Los ingenieros de Schlumberger utilizaron un modelo de análisis de esfuerzos (SAM, por sus siglas en inglés) para evaluar los sistemas de cementación potenciales. Corrieron una serie de simulaciones para predecir el comportamiento de la cementación en diferentes tramos del pozo. En un escenario, un sistema de lodo de 1280 kg/m<sup>3</sup> [80 lbm/pie<sup>3</sup>] de densidad fue desplazado del pozo entubado con un fluido de terminación cuya densidad era de 1184 kg/m<sup>3</sup> [74 lbm/pie<sup>3</sup>]. El desplazamiento se tradujo en una reducción de la presión, equivalente a 540 lpc [3723 kPa], en el tramo de la tubería de revestimiento.

Habitualmente, estos tramos de tubería de revestimiento se cementan con sistemas de cementación convencionales de 2000 kg/m<sup>3</sup> [125 lbm/pie<sup>3</sup>] de densidad. Los registros de laboratorio indicaron que los sistemas de cementación convencionales formulados localmente generalmente tienen una resistencia a la compresión no confinada (UCS, por sus siglas en inglés) de aproximadamente 4000 a 8000 lpc [27 a 55 MPa] y un módulo de Young que oscila entre 1,450,000 lpc [10,000 MPa] y 1,700,000 lpc [11,721 MPa]. Las simulaciones efectuadas con el modelo SAM predijeron que una reducción de 540 lpc de la presión hidrostática existente dentro de la tubería de revestimiento haría fallar la adherencia entre el cemento y la tubería de revestimiento y se



▲ Expansión del cemento FlexSTONE con el tiempo. Los registros USI de un pozo obtenidos en octubre (izquierda) y diciembre (derecha) indicaron la expansión del cemento a lo largo de un período de dos meses. El Carril 2 indica más pérdida de adherencia (verde) en octubre que en diciembre (Carril 6). La reducción de la amplitud CBT en los Carriles 4 y 8 también indica un mejoramiento de la adherencia.

traduciría en el desarrollo de un canal o un micro espacio anular. Según el modelo, un cemento expandido más flexible toleraría la variación de la presión interna de la tubería de revestimiento sin generar ningún micro espacio anular.

Una vez implementados el modelado SAM y otros análisis, se inició la perforación del pozo de evaluación. El tramo de 9 7/8 pulgadas fue cementado con un sistema de cementación convencional, se dejó fraguar, y luego se obtuvieron registros con la herramienta USI para evaluar la adherencia del cemento. Una vez curado el cemento, el operador sometió el tramo a una prueba de presión hasta alcanzar 3500 lpc [24 MPa]. Para verificar la integridad del cemento, se volvieron a correr los registros USI bajo las mismas condiciones imperantes durante la primera carrera. El segundo registro indicó que la formulación del sistema de cementación convencional no flexible no podía producir una lechada capaz de compensar la deformación de la tubería de revestimiento, lo que provocó pérdida de adherencia entre el cemento y la tubería de revestimiento (*derecha*).

Si bien ya se había cementado la tubería de revestimiento, los ingenieros de Schlumberger simulaban las condiciones de la prueba de presión con el simulador SAM. Las propiedades del cemento fueron importadas del diseño de la operación para el análisis. El simulador SAM predijo que la lechada de cemento convencional no toleraría el esfuerzo de tracción. Según el modelo, el cambio de la presión interna de la tubería de revestimiento excedía la resistencia a la tracción del cemento en un 153%. Para tolerar este nivel de esfuerzo de tracción, el modelo SAM recomendó un cemento diseñado con un módulo de Young de 1,200,000 lpc [8273 MPa], es decir, 500,000 lpc [3447 MPa] menos que las cifras habituales para las formulaciones de sistemas de cementación convencionales.

El modelado SAM y las lechadas de cemento adicionales probados en el laboratorio de

Schlumberger indicaron que el sistema de cementación FlexSTONE proporcionaría un aislamiento por zonas sustentable bajo las condiciones de fondo de pozo anticipadas (*abajo*). Los resultados indicaron que se requerirían tanto las propiedades expansivas como las propiedades flexibles del cemento FlexSTONE para cementar en forma efectiva el tramo de tubería de revestimiento de 7 pulgadas.

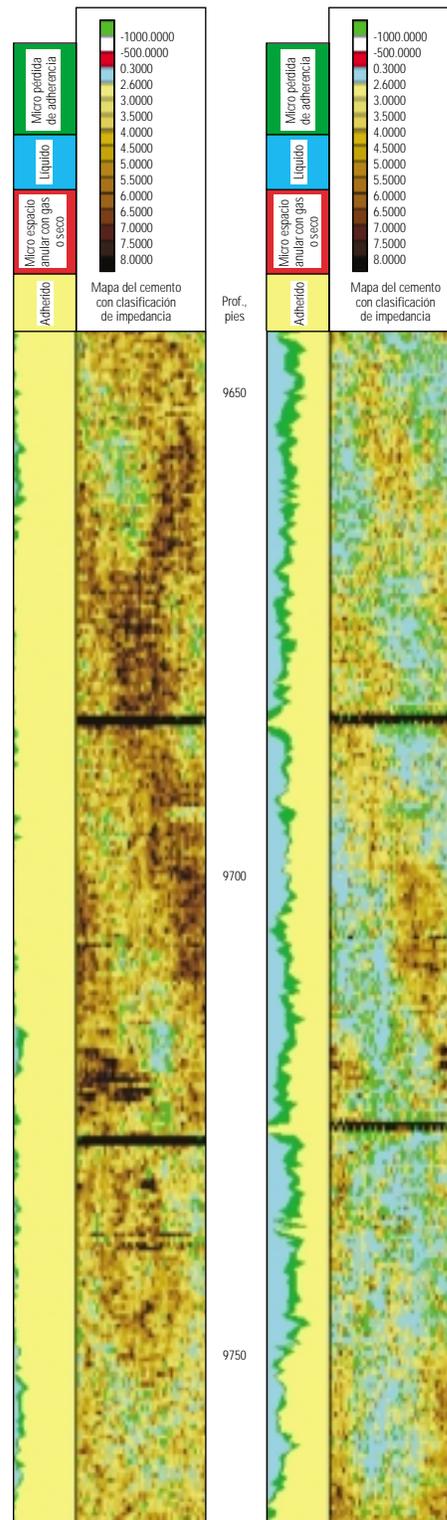
Como sucede con muchos sistemas de cementación de alto rendimiento, los cementos FlexSTONE deben ser diseñados cuidadosamente. El aumento de la flexibilidad se asocia con una reducción de la resistencia a la compresión. En consecuencia, la resistencia a la compresión no puede ser utilizada como una indicación importante de la durabilidad de un cemento a largo plazo. Los sistemas de cementación deben ser diseñados para garantizar un compromiso entre ambas propiedades. Después de evaluar varias lechadas potenciales, incluyendo pruebas para determinar el equilibrio entre los requisitos de expansión y los requisitos de resistencia a la compresión, los ingenieros se decidieron por una formulación de cemento FlexSTONE adecuada para la tubería de revestimiento de 7 pulgadas.

El tramo del pozo de 8 1/2 pulgadas sería perforado a través de una formación calcárea. Por lo general, cuando se perfora a través de roca carbonatada no se necesitan sistemas de lodo especiales. Los ingenieros podrían asumir con seguridad que las condiciones de pozo serían óptimas, con escaso derrumbe. Se utilizaron el programa WELLCLEAN II para simular y diseñar el desplazamiento y el programa de computación CemCADE para determinar las pautas de diseño y ejecución de las operaciones de cementación.

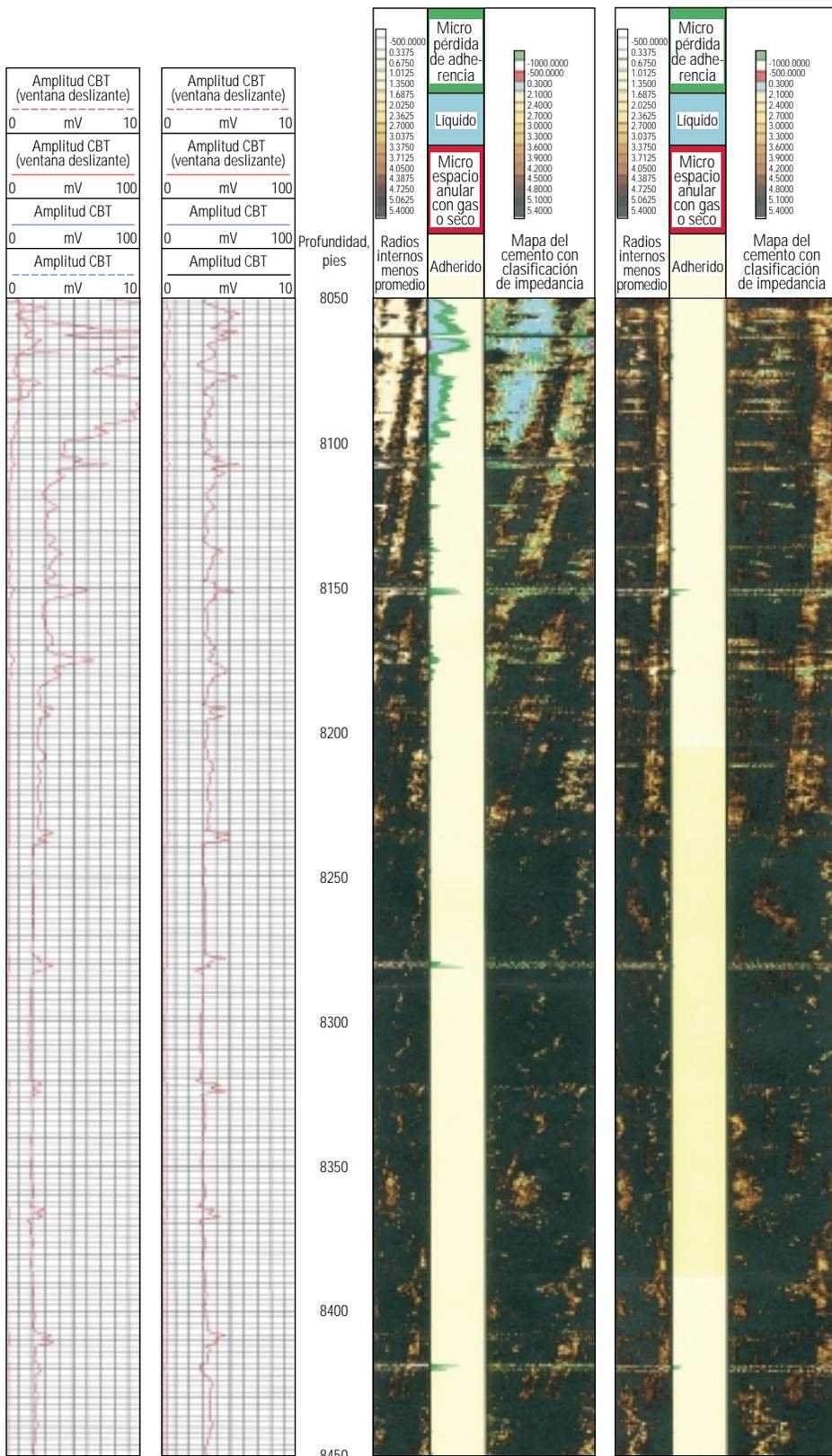
Los ingenieros diseñaron el pozo de evaluación BB-545 con un tramo de tubería de revestimiento de 7 pulgadas que se extendía hasta 3542 m [11,621 pies] de profundidad medida, (3385 m [11,104 pies] de profundidad

Lechada	Módulo de Young, lpc	Relación de Poisson
Lechada 1- FlexSTONE	900,000	0.20
Lechada 2- Cemento convencional 1, Tipo G	1,700,000	0.19
Lechada 3- Cemento convencional 2, Tipo G	1,500,000	0.22

^ Diseños de cemento flexible. El sistema FlexSTONE fue diseñado con un módulo de Young 50% menor que la lechada convencional para satisfacer las especificaciones determinadas a partir de las simulaciones SAM. La Lechada 2 refleja las propiedades para la lechada de cemento convencional utilizada para cementar la sarta de revestimiento de 9 7/8 pulgadas. La Lechada 1 FlexSTONE, que tiene un aumento sustancial de la flexibilidad, se utilizó para cementar la tubería de revestimiento de 7 pulgadas.



^ Pérdida de adherencia del cemento después de la prueba de presión. La imagen del registro USI (*izquierda*) muestra un cemento bien adherido en el Carril 1 (amarillo). Luego de someter el pozo a una prueba de presión hasta 3500 lpc [24 MPa], se corrió otro registro USI (*derecha*). Cuando se eliminó la presión, el tamaño de la tubería de revestimiento se redujo pero la cementación no se desplazó, o no se flexionó, con la tubería de revestimiento. Como se indica en el Carril 3 (azul), se produjo una pérdida de adherencia casi total.



^ Aislamiento por zonas en el pozo BB-548. Tanto el registro CBT (*izquierda, Carriles 1 y 2*) como el registro USI (*derecha, Carriles 3 a 8*) fueron obtenidos durante la adquisición de registros en el tramo de la tubería de revestimiento de 9% pulgadas del pozo BB-548, en abril y nuevamente en junio. Los resultados del registro USI de abril (Carril 4) indicaron una buena adherencia general (amarillo) con unas pocas zonas de líquido pequeñas (azul). Estas zonas, mostradas en el registro CBT de abril (Carril 1/2463 m [8080 pies]), reflejan una amplitud CBT de 20 mV. Como lo indican la presencia de un menor volumen de líquido en el resultado USI de junio (Carril 7) y una caída del voltaje CBT a 5 mV (Carril 2), las pruebas de presión no afectaron el sello hidráulico desarrollado por el cemento FlexSTONE expansivo y flexible.

vertical verdadera). Este tramo terminó con una sección de 90° en el yacimiento Arab ABC, una formación gasífera con un 32% de H<sub>2</sub>S. La superposición de la tubería de revestimiento, que constituye una fuente potencialmente problemática de SCP, se extendía 111 m [365 pies] nuevamente dentro de la tubería de revestimiento de 9% pulgadas. La producción del pozo provino de un tramo horizontal descubierto de 6 pulgadas, a 686 m [2250 pies], perforado desde la zapata de la tubería de revestimiento de 7 pulgadas.

El 4 de febrero de 2003, se cementó la tubería de revestimiento de 7 pulgadas, según el diseño. Una vez fraguado el cemento, un registro USI confirmó la colocación completa del cemento sin la presencia de canales o micro espacios anulares detectables. Al cabo de siete meses, el pozo de evaluación BB-545 no mostró ningún signo de SCP.

El cemento FlexSTONE también fue utilizado para cementar el tramo de tubería de revestimiento de 9% pulgadas del pozo BB-548, un pozo similar al BB-545 que también penetró la formación Arab ABC. Si bien el pozo experimentó significativas variaciones de presión durante las pruebas, los registros USI corridos después de 72 horas y vueltos a correr al cabo de dos meses indicaron un aislamiento por zonas sostenido y un mejoramiento de la adherencia con el tiempo ([izquierda](#)).

### El futuro en construcción

La migración de gas y la existencia de presión detrás de las tuberías de revestimiento se producen con una frecuencia impredecible en muchas partes del mundo. Los organismos reguladores y la industria del petróleo y el gas tienen un interés particular en concentrarse en aquellos factores que contribuyen a su desarrollo y prevención.

Los esfuerzos incesantes por desarrollar prácticas de construcción de pozos seguras, con el tiempo lograrán mitigar la frecuencia del desarrollo de SCP. Se necesitan nuevos avances, especialmente en las áreas de vigilancia rutinaria de pozos, localización de fuentes de fugas y provisión de métodos de remediación eficaces desde el punto de vista de sus costos.

Las experiencias de operadores presentadas en este artículo demuestran que la integración de servicios y tecnologías interdependientes, sumada a los avances acontecidos en la tecnología de simulación, modelado y productos, han permitido avanzar a la industria en lo que respecta al abordaje de la seguridad de los pozos de gas y su potencial longevidad. —DW

## Colaboradores

**John Anderson** se desempeña como ingeniero de planta senior en la Unidad de Negocios de Gas Canadiense de Nexen de Canadá Ltda., en Calgary, Alberta, Canadá, desde 1995. Ha supervisado operaciones de perforación, terminación y producción de pozos, incluyendo operaciones de almacenamiento de gas. En más de 23 años como ingeniero de perforación y operaciones, John trabajó para varias compañías operativas y consultoras de Canadá. Obtuvo un diploma de estudios de ingeniería de la Universidad de Dalhousie, Halifax, Nueva Escocia, Canadá, y una licenciatura en ingeniería del Colegio Técnico de Nueva Escocia, también en Halifax.

**Paul Basinski** ingresó en El Paso Production en Houston, Texas, EUA, en el año 2000, como geólogo principal de la División Metano en Capas de Carbón (CBM, por sus siglas en inglés) y actualmente participa de nuevos emprendimientos de gas no convencional. Antes de su ingreso en El Paso, trabajó en exploración internacional y en exploración y desarrollo de EUA como asesor geológico de Burlington Resources en Houston y en Farmington, Nuevo México, EUA, donde participó de diversos proyectos de CBM. Como geólogo para varias compañías independientes y una de las grandes operadoras, realizó descubrimientos comerciales en las Montañas Rocallosas, Michigan (EUA), la Costa del Golfo y las Cuencas Pérmicas. Paul obtuvo una licenciatura en geología de la Universidad Estatal de Nueva York, Buffalo, EUA, y una maestría en geología de la Escuela de Minas de Mackay, Universidad de Nevada, Reno, EUA.

**Andrew Beaton** trabaja como especialista en carbón y en metano en capas de carbón (CBM) en el Servicio Geológico de Alberta, Comisión de Energía y Servicios Públicos de Alberta en Edmonton, Canadá. Allí se centra en la evaluación de recursos de metano en capas de carbón de Alberta y en los factores geológicos que controlan el potencial de producción de CBM. Anteriormente, trabajó en Smoky River Coal Company, Grande Cache, Alberta, en temas relacionados con la calidad del carbón y la geología minera. También se desempeñó como consultor en las áreas de química del carbón, petrología del carbón, calidad del carbón, exploración de carbón y de metano en capas de carbón, y en geología isotópica. Posee una licenciatura en geología de la Universidad Saint-Francis Xavier, Antigonish, Nueva Escocia, Canadá, y una maestría en ciencia del carbón de la Universidad de Regina, Saskatchewan, Canadá. Andrew publicó numerosos artículos sobre la química del carbón, la petrografía y los recursos de CBM.

**Soraya Betancourt** se desempeña como ingeniero de investigación en el grupo de Muestreo y Análisis del Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger en Ridgefield, Connecticut, EUA. Ingresó en Schlumberger en el año 2000, como ingeniero de yacimientos, en el Centro de Terminaciones de Yacimientos de Schlumberger en Rosharon, Texas. Soraya trabajó previamente en Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) en Venezuela, como tecnólogo de producción. Posee una licenciatura de la Universidad del Zulia en Venezuela y una maestría de la Universidad de Tulsa, Oklahoma, EUA, ambas en ingeniería petrolera.

**Charles Boyer** reside en Pittsburgh, Pensilvania, EUA. Es consultor principal especialista en yacimientos de gas no convencionales para el segmento de Servicios de Datos y Consultoría de Schlumberger. Antes de ingresar en Schlumberger en 1998, fue gerente de investigación de control del metano en U.S. Steel, lo que incluyó dirigir el primer campo comercial de producción de CBM del mundo. Además fundó o dirigió varias empresas de exploración y consultoría. Charles fue autor o coautor de más de 70 artículos y realizó más de 50 presentaciones técnicas sobre el tema del metano en capas de carbón, en conferencias llevadas a cabo en todo el mundo. Obtuvo una licenciatura en ciencias geológicas de la Universidad Estatal de Pensilvania en University Park y terminó sus estudios de postgrado en minería e ingeniería petrolera en la Universidad de Pittsburgh y la Universidad Estatal de Pensilvania. Recibió la Beca Centenario en la Universidad Estatal de Pensilvania (1996) y el Premio por Servicios Distinguidos de la Agencia de Gas Potencial (1995), e integró los comités organizadores de numerosos simposios y conferencias nacionales e internacionales sobre CBM.

**Claudio Brufatto** es coordinador de ingeniería para Petrobras Bolivia en Santa Cruz, Bolivia. Allí está a cargo de proyectos de construcción de pozos, incluyendo operaciones especiales como las operaciones de cementación. Ingresó en Petrobras en 1987. Claudio obtuvo una licenciatura en ingeniería civil de la Universidad Federal de Río Grande del Sur en Puerto Alegre, Brasil, y una certificación en ingeniería petrolera del Centro de Desarrollo de Personal de Petrobras, en Bahía, Brasil.

**Daren Bulat** es gerente técnico de Canadá para el segmento de Servicios al Pozo de Schlumberger en Calgary, Alberta, desde 1996. Provee soporte técnico en ventas y operaciones y se desempeña como campeón de la introducción de nuevas tecnologías. Daren ingresó en Schlumberger en 1993 como ingeniero especialista en cementación. Previamente, trabajó para Canadian Fracmaster Ltd., Red Deer, Alberta, en diversas operaciones de campo para la cementación y estimulación de pozos de petróleo y gas. Daren posee una licenciatura en ingeniería química de la Universidad de Calgary.

**Andrew Carnegie** se desempeña como ingeniero de yacimientos principal de Schlumberger para los Emiratos Árabes Unidos, Qatar, Yemen y la región de Omán. Desde su ingreso en Schlumberger en 1989, trabajó tanto para Wireline & Testing como para GeoQuest en diversas subdisciplinas de ingeniería petrolera y caracterización de yacimientos, con actividades en Lejano Oriente, Medio Oriente y Australia. Antes de ingresar en Schlumberger, trabajó para Cap Scientific como matemático, especialista en diseño de cascos de torpedos y submarinos y para Intera como ingeniero de yacimientos. Autor de varios artículos, Andrew obtuvo una licenciatura en matemática aplicada (con mención honorífica) y un doctorado en física matemática, ambas del Queen Mary College, Universidad de Londres, Inglaterra.

**Jamie Cochran** es ingeniero de planta senior especialista en ingeniería de cementación para Schlumberger en Aberdeen, Escocia. En su posición anterior como ingeniero técnico especialista en cementación, trabajó en proyectos del Mar del Norte y el Mar de Irlanda que involucraron la construcción y terminación de pozos de diámetro reducido, desafíos asociados con la migración de gas y tecnología de cementación avanzada. Jamie obtuvo una maestría en ingeniería mecánica de la Universidad de Birmingham, Inglaterra en 2000.

**Leif Colson** reside en Denver, Colorado, EUA. Trabaja para Schlumberger en evaluaciones petrofísicas de pozos múltiples que conducen a la simulación de yacimientos y en evaluaciones de pozos individuales en la región de las Montañas Rocallosas. Desde 1982 hasta 1985, se desempeñó como ingeniero especialista en desarrollo de aplicaciones en Anchorage, Alaska, EUA. También trabajó como gerente de proyecto para el desarrollo de herramientas nucleares en Schlumberger Well Services Houston Engineering. Antes de ocupar su posición actual, se especializó en la interpretación de datos de registros e investigación de las respuestas de nuevas herramientas para evaluar en forma más eficaz los yacimientos de petróleo y gas. Leif posee una licenciatura en física de la ingeniería de la Escuela de Minas de Colorado en Golden.

**Lee Conn** es gerente de Ingeniería de Servicios Técnicos Globales para M-I L.L.C. en Houston, Texas. Lee ha proporcionado soporte global en ingeniería de campo desde el año 1999. Sus posiciones previas incluyeron su trabajo como ingeniero de campo en el sur de Texas y el sur de Luisiana (EUA); su desempeño como ingeniero de servicios técnicos en Houston; su desempeño como ingeniero de servicios técnicos en Aberdeen, Escocia; y su trabajo como gerente de servicios técnicos en Stavanger, Noruega. Lee posee una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad A&M de Texas en College Station.

**Chengli Dong** se desempeña como ingeniero de yacimientos senior para Schlumberger en Sugar Land, Texas, donde trabaja en pruebas y muestreo de formaciones, especialmente en el desarrollo del Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT\*, el Analizador Óptico de Fluidos OFA\*, el Analizador de Fluidos en Vivos LFA\* para la herramienta MDT y los algoritmos de interpretación del Analizador de la Composición de los Fluidos CFA\*. Chengli obtuvo una maestría y un doctorado en ingeniería petrolera de la Universidad de Texas en Austin. Autor de numerosos artículos técnicos, Chengli también logró reconocimiento en el programa *Performed by Schlumberger* en los años 2001 y 2003.

**George Dozier** es gerente de proyectos de Schlumberger para el Acuerdo Conjunto de Mejoramiento del Valor de Kerr-McGee. Ingresó en Holditch-Reservoir Technologies—ahora parte del segmento de Servicios de Datos y Consultoría de Schlumberger—en el año 2000, como ingeniero de producción senior involucrado en operaciones de fracturamiento hidráulico y optimización de la producción. Como gerente de operaciones para Schlumberger en Hobbs y Artesia, Nuevo México,

fue responsable de soporte al cliente, operaciones de campo, transferencia de tecnología, finanzas, control de costos, manejo de personal, mercadeo; y calidad, salud, seguridad y medio ambiente. Otras de sus funciones fueron: gerente de servicios de campo en Michigan; ingeniero de servicios de diseño y evaluación DESC\* para Chevron California en Bakersfield, EUA; y coordinador de proyectos de operaciones de fracturamiento y disparos en Lost Hills, California. George obtuvo una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad de Wyoming, Laramie, EUA.

**Jack Elbel** se retiró de Schlumberger en 1997. Comenzó su carrera en 1954 y ocupó diversas posiciones relacionadas con la ingeniería en operaciones de campo y en centros técnicos de EUA, Medio Oriente y Europa. Se especializó en el diseño y la evaluación de tratamientos de fracturamiento hidráulico. Jack concurrió a la Universidad de Texas y a la Universidad William Marsh Rice de Houston.

**Said Zaki Abd Alla El-Zeghaty** es el líder de la sección de Ingeniería de la Cementación para Abu Dhabi Marine Operating Company (ADMA-OPCO) en Abu Dhabi, EAU. Desde allí dirige las operaciones de cementación y estimulación de pozos. Anteriormente, se desempeñó como ingeniero principal para las operaciones de cementación, pruebas por vía seca y estimulación de ADMA-OPCO. También trabajó para Zakum Development Company en Abu Dhabi, como supervisor de cementación senior y para Dowell Schlumberger y Halliburton en EAU, EUA y Egipto en roles operaciones de campo, ventas e ingeniería. Autor y coautor de varios artículos publicados y numerosos manuales de cementación, estimulación e inyección de nitrógeno, es miembro activo de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) y del Instituto Americano del Petróleo (API) con más de 35 años de contribuciones para la industria. Said posee una licenciatura en ingeniería petrolera de la Universidad del Canal de Suez en Ismailia, Egipto.

**Kåre Otto Eriksen** es especialista en adquisición de datos de pozos para Statoil ASA en Stavanger, Noruega. Allí se responsabiliza por la implementación de nueva tecnología de adquisición de registros y está involucrado en la adquisición de datos de pozos y el soporte en evaluación de formaciones. Como ingeniero petrolero para Statoil Exploration Norway, participó en operaciones de adquisición de registros y pruebas de pozos, petrofísica, evaluación de yacimientos, desarrollo de campos e interpretación de la presión de poro, particularmente para pozos de alta temperatura y alta presión. Como asesor técnico para las operaciones de adquisición de registros de pozos de Statoil Exploration & Production de Noruega, supervisó operaciones de adquisición de registros, nueva tecnología de adquisición de registros y soporte en temas relacionados con la mecánica de las rocas y la presión de poro. Kåre Otto obtuvo una maestría en ingeniería petrolera del Centro Universitario de Rogaland en Stavanger.

**Eugene Fielder** se desempeña como supervisor de ingeniería de operaciones para Devon Energy en Oklahoma City, Oklahoma, EUA, donde su responsabilidad se centra en la Cuenca Fort Worth. Antes de ingresar en Devon en el año 2001, fue supervisor de ingeniería de yacimientos para Mitchell Energy en The Woodlands, Texas, involucrándose además en operaciones de la Cuenca Fort Worth. Otras de las funciones de Mitchell implicaron operaciones en el Oriente de Texas y en la Costa del Golfo de México. También trabajó para Amoco Production en Tyler, Texas, donde se desempeñó como ingeniero de producción para el Oriente de Texas. Eugene obtuvo una licenciatura en ingeniería petrolera de la Universidad A&M de Texas en College Station.

**Bernard Fraboulet** es asesor de cementación para Total Exploration & Production en Pau, Francia. Está involucrado en la investigación y el desarrollo de operaciones de cementación. Fue contratado por Elf en 1998 como gerente de laboratorio en Pau, donde trabajó con fluidos de perforación, cementación, estimulación y tratamiento de pozos, y geomecánica de las rocas. Anteriormente, trabajó durante 26 años para Dowell Schlumberger; período que incluyó actividades en Argelia, Angola, Camerún, Italia y Francia. Bernard es graduado del Instituto Nacional de Ciencias Aplicadas de Lyon, Francia, donde estudió ciencias de los materiales.

**Go Fujisawa** se desempeña como ingeniero de investigación senior en el Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger en Ridgefield, Connecticut. Go ha trabajado en análisis de fluidos de fondo de pozo durante los últimos tres años. Ingresó en Schlumberger SKK en Fuchinobe, Kanagawa, Japón, en 1999, y allí trabajó como ingeniero de desarrollo de productos en la línea de productos correspondiente a sensores de presión. Obtuvo una licenciatura y maestría en física aplicada de la Universidad de Osaka en Japón.

**Tom Griffin** es socio fundador de Griffin Cement Consulting LLC. Provee asesoramiento en servicios de cementación de pozos de petróleo y gas para operadores, compañías de servicios y proveedores de productos y servicios. Cuenta con 33 años de experiencia en servicios al pozo, incluyendo 28 años en cementación de pozos de gas y petróleo. Antes de crear su propia compañía, pasó 28 años concentrándose en investigación y soporte técnico para operaciones de acidificación, control de la producción de arena, fracturamiento y cementación de pozos para Schlumberger. Escribió numerosas publicaciones sobre control de la producción de arena y cementación de pozos y posee varias patentes relacionadas con acidificación, fracturamiento y cementación de pozos. Además trabajó 12 años en el Subcomité de Normalización del API sobre Cementación. Tom obtuvo una licenciatura en química de la Universidad Wake Forest en Winston-Salem, Carolina del Norte, EUA.

**Mostafa Haggag** es petrofísico senior de Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO) y trabaja en Abu Dhabi, EAU, en el activo Sahil de la compañía.

**Stephen A. Holditch** es miembro erudito de Schlumberger y gerente principal de la sección de gas natural y petróleo pesado de la compañía, además de asesor de producción e ingeniería de yacimientos. En 1977, creó S. A. Holditch & Associates, Inc., que fue adquirida por Schlumberger en 1997. Después de ocupar diversas posiciones en la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE, por sus siglas en inglés), fue designado presidente de la SPE en 2002. La SPE lo ha distinguido con el premio John Franklin Carll y el premio Lester C. Uren en 1994 en reconocimiento a los logros alcanzados en tecnología de ingeniería petrolera por un miembro de menos de 45 años de edad. También fue acreedor al premio al Liderazgo Industrial ASME Rhodes. Stephen fue elegido miembro de la Academia Nacional de Ingeniería, la Academia Rusa de Ciencias Naturales y la Academia de Graduados Ilustres de Ingeniería Petrolera de la Universidad A&M de Texas, College Station, Texas, EUA, donde se desempeña actualmente como profesor emérito de ingeniería petrolera. Autor de más de 100 artículos técnicos, Stephen obtuvo su doctorado en ingeniería petrolera de la Universidad A&M de Texas.

**René Hoover** trabaja como ingeniero de ventas senior para el grupo de Servicios al Pozo de Schlumberger en Fort Worth, Texas. Desde su ingreso en Dowell—ahora parte de Schlumberger—en 1976, ha trabajado en cementación, acidificación y fracturamiento de pozos en Arkansas (EUA), Oklahoma y Texas, ocupando diversas posiciones; desde operador de equipos hasta jefe de distrito. Miembro activo de la SPE, René es coautor de numerosos artículos. También integró diversas comisiones de la SPE y fue presidente de la sección Fort Worth de la SPE. René obtuvo una licenciatura en mercadeo de la Universidad Estatal Central (ahora Universidad de Oklahoma Central) en Edmond.

**Simon James** es gerente de proyectos del Departamento de Química del Cemento del Centro de Productos Riboud de Schlumberger en Clamart, Francia, donde enfrenta desafíos asociados con la cementación de pozos de gas y la existencia de presión detrás de la tubería de revestimiento. En posiciones anteriores en Sugar Land, Texas, y St. Austell, Inglaterra, trabajó en materiales de fracturamiento, terminaciones sin cedazos e investigación de fluidos de perforación. Autor de numerosos artículos técnicos, y poseedor de numerosas patentes, Simon obtuvo una licenciatura en ciencias naturales y un doctorado en física, ambos de la Universidad de Cambridge, Inglaterra.

**Antonio R. Jaramillo** se desempeña como coordinador de operaciones del equipo Sahil. Antonio es ingeniero de yacimientos senior para ExxonMobil-Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO) en Abu Dhabi, EAU. Anteriormente se desempeñó como asesor de ingeniería de yacimientos para Mobil Oil Corporation en Midland, Texas, y en Stavanger, Noruega. Posee una licenciatura y una maestría en ingeniería petrolera de la Universidad de Texas en Austin.

**Zachariah John** es gerente de operaciones para el segmento de Servicios de Datos y Consultoría de Schlumberger en Perth, Australia Occidental. Ingresó en Schlumberger como ingeniero especialista en operaciones con cable y trabajó como ingeniero de campo en Yakarta, Indonesia, y en China. Ocupó otras posiciones en Kuwait, India, Vietnam, Indonesia e Irán. Introdujo nuevas herramientas de adquisición de registros y coordinó la interpretación de registros relacionados con la presencia de metano en capas de carbón en India. Para fomentar su interés en la interpretación, asistió a la escuela de Interpretación Avanzada de Schlumberger en Houston, Texas. Desde entonces, sus proyectos involucraron sustitución de fluidos, metano en capas de carbón, interpretación de registros de resonancia magnética nuclear, registros de propiedades mecánicas para fracturamiento de pozos, análisis de registros, procesamiento avanzado e interpretación de registros adquiridos durante la perforación y vigilancia rutinaria en tiempo real y entrega de datos InterACT\*. Zachariah posee una licenciatura en ingeniería mecánica del Instituto de Tecnología de la India, Nueva Delhi, India. Autor de numerosos artículos de la SPE, también se desempeña como secretario de la FESWA, la organización local de la SPWLA en Perth.

**Frederico Justus** se desempeña como gerente de operaciones del segmento de Servicios al Pozo y Terminaciones y Productividad de Pozos de Schlumberger. Reside en Santa Cruz, Bolivia. Ingresó en Schlumberger en 1998 como ingeniero de campo especialista en cementación en Macaé, Brasil. Frederico trabajó como ingeniero a cargo del Proyecto de Perforación de Shell en Macaé, luego fue transferido a Bolivia en el año 2002 como ingeniero técnico para el segmento de Servicios al Pozo. Frederico obtuvo una licenciatura en ingeniería industrial y mecánica del Centro Federal de Educación Tecnológica de Paraná en Curitiba, Brasil.

**Riaz Khan** se desempeña como analista de registros senior para el segmento de Servicios de Datos y Consultoría de Schlumberger en Houston, Texas. Actualmente se encuentra asignado a El Paso Production y provee servicios de interpretación de registros y estudios de exploración y desarrollo de campo. En funciones anteriores como líder de proyecto, petrofísico, operador de computadoras y operador de operaciones con cable, Riaz trabajó en Qatar, Arabia Saudita e India. Obtuvo una licenciatura en física y matemática de la Universidad de Bombay en India.

**Andrew Kurkjian** es el actual gerente de análisis de fluidos mediante la herramienta MDT para Schlumberger en Sugar Land, Texas. Andrew está involucrado en la comprobación y evaluación de mediciones y en el desarrollo de productos de resultados cualitativos y cuantitativos. En 1982, ingresó en el Instituto de Investigaciones Doll de Schlumberger en Ridgefield, Connecticut, como científico de investigación. Allí, fue el inventor principal de la herramienta de generación de Imágenes Sísmica Dipolar DSI\*. Entre 1988 y 1990, fue gerente de ingeniería para desarrollo de sísmica entre pozos en el Centro de Productos Riboud de Schlumberger en Clamart, Francia. Posteriormente fue trasladado al Instituto de Investigaciones Cambridge de Schlumberger en Inglaterra, donde tuvo a su cargo la investigación de sísmica de pozo. Desde 1993, ha estado involucrado con la herramienta MDT como la principal autoridad en muestreo de fluidos y es además co-inventor del Probador de la Dinámica de Formación de Pozo Entubado CHDT\*. Andrew obtuvo una licenciatura en ingeniería eléctrica de la Universidad Católica de Washington, DC, EUA, y una maestría y un doctorado, también en ingeniería eléctrica, del Instituto de Tecnología de Massachusetts en Cambridge, EUA.

**Stephen Lemp** trabaja como gerente técnico de servicios de tubería flexible para Schlumberger de Canadá, Ltda., en Calgary, Alberta. Stephen provee asistencia técnica en ventas y operaciones y está involucrado en el mercadeo de nuevas tecnologías para tubería flexible y para diversas tecnologías de estimulación y fluidos de cementación de pozos. En más de 23 años con Schlumberger, sus funciones variaron entre ingeniero de campo y gerente técnico en Canadá, Venezuela y EUA. Obtuvo una licenciatura en ingeniería química de la Universidad Tecnológica de Michigan en Houghton. Autor de numerosas publicaciones técnicas, Stephen fue reconocido como ganador del Premio Platino del programa *Performed by Schlumberger* y se le adjudicó una patente de EUA por su trabajo en el proyecto de estimulación por tubería flexible CoilFRAC\*.

**Joseph R. Levine** es el actual jefe del sector de Análisis de Operaciones del Departamento del Interior de EUA, Servicio de Administración de Minerales (MMS, por sus siglas en inglés). Reside en Herndon, Virginia, EUA. Sus responsabilidades incluyen la supervisión del desarrollo y la implementación del programa de normalización del MMS, el programa de entrenamiento marino, la preparación de publicaciones técnicas, el análisis de datos inherentes a la Plataforma Continental Externa (OCS, por sus siglas en inglés), actividades asociadas con ductos en la plataforma continental externa y otros temas relacionados con la seguridad. Tiene experiencia en operaciones de perforación en campos petroleros terrestres y trabajó con el MMS en sus oficinas regionales de Alaska, el Pacífico y el Golfo de México. Joseph se graduó en ingeniería petrolera en la Universidad de Wyoming en Laramie.

**Nick Low** es ingeniero de Schlumberger InTouch para el grupo de Servicios de Construcción de Pozos (WCS, por sus siglas en inglés), con base en el Centro de Productos Riboud de Schlumberger en Clamart, Francia. Anteriormente, se desempeñó como ingeniero de mercadeo e ingeniero técnico de US Land GeoMarket\* para WCS en Denver, Colorado. También fue gerente de cuentas para Santos en Adelaide, Australia Sur, y trabajó como gerente de servicios de campo de WCS para diversas compañías petroleras en Aberdeen, Escocia, donde también se desempeñó como ingeniero DESC. Como ingeniero de desarrollo en química de fluidos e ingeniería de proceso, estuvo en Saint-Étienne y Clamart, Francia. Nick ingresó en Schlumberger en 1988 como ingeniero de campo, trabajando en Australia, Brunei y Malasia. Obtuvo una licenciatura (con mención honorífica) en ingeniería química de la Universidad de Adelaide en Australia.

**Carl Montgomery** trabaja como investigador de ConocoPhillips en Bartlesville, Oklahoma. Carl ha estado a cargo de la innovación y el entrenamiento técnico en las operaciones de estimulación y terminación de pozos de la compañía en todo el mundo desde el año 2000. Actualmente está concentrado en el desarrollo de programas de computación para el diseño de operaciones de fracturamiento hidráulico, fracturamiento con ácido y tratamientos de matrices, desarrollando técnicas de terminación de tipo cavidad, programas de estimulación para los campos Eldfisk-Ekofisk-Embla situados en Noruega, el campo Bohai Bay de China y el campo Britannia del Reino Unido, y desarrollando también nuevos programas de entrenamiento en estimulación para ConocoPhillips. Anteriormente, trabajó para ARCO y Dowell Schlumberger. Autor de numerosos artículos sobre estimulación, presidió las sesiones de numerosas conferencias de la SPE, fue editor de *SPE Production & Facilities* y presidente del Comité de Conferenciantes Ilustres de la SPE. Carl se graduó en bioquímica y obtuvo una licenciatura de la Universidad Estatal de Colorado en Fort Collins, y una maestría de la Universidad Estatal de Ball en Muncie, Indiana, EUA. Además concurrió a la Escuela de Minas de Colorado en Golden.

**Oliver C. Mullins** obtuvo una licenciatura en biología del Beloit College en Wisconsin, EUA, y una maestría y un doctorado en química de la Universidad Carnegie-Mellon, Pittsburgh, Pensilvania. Ocupó posiciones de investigación relacionadas con la química en la Universidad de Chicago, Illinois, EUA, y con la física en la Universidad de Virginia, Charlottesville. Estuvo en el Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger desde 1986, y lideró o trabajó en esfuerzos de investigación para diversos servicios comerciales, incluyendo los sistemas OFA, LFA y CFA. Oliver se desempeña actualmente como asesor científico y gerente de programas para el Análisis de Fluidos de Fondo de Pozo. Fue co-editor de dos libros sobre asfaltenos, publicó 50 artículos en publicaciones afines y 11 en publicaciones sobre campos petroleros, y es co-autor de 19 patentes de EUA, habiendo presentado 12 solicitudes más.

**Trevor Munk** es el actual gerente de implementación de nueva tecnología para cementación. Trevor tiene su base en el centro de Productos Riboud de Schlumberger en Clamart, Francia. Allí dirige el despliegue de tecnologías en el campo y provee entrenamiento y soporte internos y para clientes. Comenzó su carrera en 1985 como técnico de proceso en Petro-Canadá. Ocupó diversas posiciones de ingeniería y manejo de proyectos en Canadian Western Natural Gas, Home Oil y el Instituto Canadiense de Desarrollo de la Industria Petrolera. Se desempeñó como ingeniero especialista en desarrollo de negocios para Imperial Oil antes de ingresar en Schlumberger en 1998 como líder de célula del grupo de Servicios al Pozo en Gabón, convirtiéndose en ingeniero a cargo en Guinea Ecuatorial y luego en el Sur de África. Antes de ocupar su posición actual, fue gerente de desarrollo de negocios relacionados con el control de la producción de arena en Sudáfrica y África Occidental. Trevor posee un diploma (con mención honorífica) en tecnología de ingeniería petrolera otorgado por el Instituto de Tecnología del Norte de Alberta, en Canadá, una licenciatura en ingeniería petrolera y una maestría en manejo de ingeniería de la Universidad de Alberta.

**Dominic Murphy** se desempeña como ingeniero de perforación para BHP Billiton en Londres, Inglaterra, donde se responsabiliza por todos los aspectos del diseño y las operaciones de pozos para la próxima campaña de perforación de la Bahía de Liverpool. Antes de ingresar en BHP en el año 2002, trabajó para Shell, KCA Drilling y para varias compañías de servicios. Dominic obtuvo una licenciatura (con mención honorífica) en geología de la Universidad de Durham, Inglaterra, y una maestría en ingeniería de perforación de la Universidad Robert Gordon en Aberdeen, Escocia.

**Tom Olsen** es gerente de desarrollo de negocios relacionados con el metano en capas de carbón de Schlumberger US Land. Reside en Denver, Colorado. Estuvo en Schlumberger desde que ingresó en Dowell en 1980. Sus primeras funciones relacionadas con estimulación de pozos, mejoramiento de la producción e ingeniería de proyectos, lo llevaron a ocupar puestos en el Mar del Norte, la ex Unión Soviética (CIS), Canadá y en EUA, Alaska, Texas, Oklahoma y Colorado. Posteriormente se desempeñó como gerente técnico de mejoramiento de la producción para Europa y la ex Unión Soviética. Luego de trabajar como gerente de servicios de producción de pozos en Dowell para Europa y la ex Unión Soviética, fue trasladado a Sugar Land, Texas, como gerente de mercadeo para el Centro de Productos de Servicios al Pozo. Antes de ocupar su posición actual, dirigió el Grupo de Servicios de Consultoría de Schlumberger. Tom obtuvo una licenciatura en geología de la Universidad de Connecticut en Storrs.

**Jochen Pfeiffer** reside en Houston, Texas. Está involucrado en operaciones de cementación de pozos en el Golfo de México. Ingresó en Dowell Schlumberger luego de graduarse en geología en la Universidad

Ludwig-Maximilians de Munich, Alemania, en 1981. Desempeñó sus primeras funciones como especialista en cementación en Turquía y Libia, gerente de cementación del área marina de Libia, gerente de una embarcación para operaciones de estimulación en Italia, y gerente de campo en Libia y luego en Noruega. Entre 1993 y 1997, dirigió actividades de tubería flexible y estimulación en Alemania y allí fue nombrado jefe de distrito. Desde 1997 hasta 1999, fue gerente de mercadeo del segmento de Servicios al Pozo de Schlumberger para Europa Central y Oriental. Antes de ocupar su posición actual, Jochen fue gerente de proyectos, trabajando en mercadeo de Servicios al Pozo en el Centro de Productos Riboud de Schlumberger en Clamart, Francia.

**Tiraputra Pornpoch** es gerente senior del Departamento de Perforación para PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP) en Bangkok, Tailandia.

**David Power** es asesor técnico de aguas profundas para M-I L.L.C. en Houston, Texas, donde está a cargo del soporte técnico global de aguas profundas. Anteriormente, desarrolló tecnología de perforación y de fluidos de perforación como profesional técnico senior para Halliburton Energy Services. David obtuvo una licenciatura y un doctorado en ingeniería química de la Universidad de Melbourne, Victoria, Australia.

**Satyaki Ray** trabaja como geólogo senior del segmento de Servicios de Datos y Consultoría (DCS, por sus siglas en inglés) de Schlumberger en Calgary, Alberta. Allí se especializa en procesamiento de imágenes de la pared del pozo, interpretación y pruebas de campo, y tiene experiencia de interpretación en tecnología sónica dipolar. Además es líder del equipo de Geología del Metano en Capas de Carbón y trabaja para desarrollar productos y soluciones para clientes en Canadá. Comenzó su carrera en 1989 como geólogo de pozo y analista de núcleos para Oil & Natural Gas Corporation Ltd. (ONGC), India, y posteriormente trabajó en un grupo de modelado de yacimientos. Ingresó en Schlumberger en 1997 como geólogo de desarrollo de interpretación en Bombay, India. Desde 1999 hasta 2002, fue coordinador de Schlumberger DCS para el área terrestre de India e India Oriental. Satyaki posee una maestría en geología aplicada del Instituto Indio de Tecnología en Roorkee, India, y una maestría en geo-exploración del Instituto Indio de Tecnología en Bombay.

**Scott Reeves** es fundador, vicepresidente ejecutivo y director de Advanced Resources International en Houston, Texas, y se especializa en recursos emergentes, tecnologías y asuntos relacionados con la industria del petróleo y el gas. Supervisa las operaciones de la compañía en el Occidente de EUA, dirige las prácticas de ingeniería de yacimientos de la firma y es responsable de la planeación estratégica y el mercadeo. Tiene más de 18 años de experiencia en la industria, incluyendo operaciones, ingeniería e investigación para Taurus Exploration, Inc. (ahora Energen Resources), TRW Exploration and Production, y la Comisión de

Investigación del Petróleo de Texas. Scott fue Conferenciante Ilustre de la SPE en tecnología mejorada de metano en capas de carbón. Fue designado por la Agencia de Protección Ambiental de EUA como asesor especial para Rusia en tecnología de metano en capas de carbón en el año 2000, por la Agencia de Desarrollo Internacional de EUA como asesor especial para Ucrania en tecnología de metano en capas de carbón en 1998 y 1999, y por las Naciones Unidas como asesor especial para China en tecnología de metano en capas de carbón y mejoramiento de campo, entre 1992 y 1996. Scott obtuvo una licenciatura en ingeniería petrolera de la Universidad A&M de Texas en College Station, y una maestría en administración de negocios de la Escuela de Negocios de Fuqua, Universidad de Duke, Durham, Carolina del Norte.

**Don Reinheimer** se desempeña como analista de registros senior para el segmento de Servicios de Datos y Consultoría de Schlumberger en Calgary, Alberta, donde sus intereses incluyen petrofísica, corrosión, mecánica de rocas y pruebas de formación con herramientas operadas a cable. Comenzó su carrera en Schlumberger como ingeniero de campo especialista en operaciones con cable en 1975. Las tareas de campo de Don se centraron fundamentalmente en terreno canadiense, y en localizaciones terrestres y árticas. Posee una licenciatura en ingeniería eléctrica de la Universidad de la Columbia Británica, Vancouver, Canadá.

**Lara Rishmani** se desempeña como ingeniero general de campo especialista en cementación de Schlumberger en Abu Dhabi, EAU. Lara provee soporte técnico en cementación para Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO). Su última actividad involucró operaciones de cementación en Yemen. Lara obtuvo una licenciatura en ingeniería civil de la Universidad Americana de Beirut en Lebanon.

**Barry Ryan** es especialista en carbón y metano en capas de carbón y trabaja desde hace 14 años en el Sector Oportunidades Emergentes Relacionadas con Petróleo y Gas y Geociencias del Ministerio de Energía y Minas, Victoria, Columbia Británica, Canadá. Es responsable de los aspectos técnicos de la geología del carbón y la geología del metano en capas de carbón en la provincia. Anteriormente, Barry fue contratado por Crownest Resources, subsidiaria de Shell de Canadá dedicada a la exploración y el desarrollo del carbón en el Occidente de Canadá. También trabajó en la mina de carbón Line Creek, situada en el sureste de la Columbia Británica. Barry posee un doctorado en geología estructural y geología isotópica de la Universidad de la Columbia Británica en Vancouver y pasó un tiempo en Sudáfrica como becario de nivel pos-doctorado.

**Opciones reales.** El análisis financiero similar al utilizado para apreciar las operaciones de doble opción del mercado bursátil está siendo aplicado ahora a las opciones que implican bienes tangibles e inmuebles. Esta metodología a menudo permite revelar un valor adicional en los proyectos anticipados, más allá del calculado a través de un análisis de flujo de fondos descontado convencional. El artículo definirá las opciones reales y describirá una metodología para su cálculo.

**Fluidos de estimulación.** Un innovador sistema de ácido surfactante viscoelástico que no produce daño supera los desafíos que plantea la estimulación de yacimientos carbonatados. Este tratamiento libre de sólidos es auto selectivo y resulta compatible con los aditivos normales, puede bombearse en forma forzada o ser transmitido por tubería flexible como fluido unitario, conservando su eficacia a altas temperaturas. Ejemplos de campo demuestran tratamientos ácidos superiores que mejoran la producción.

**Bajo balance dinámico.** Las operaciones de disparos convencionales dependen de un gran diferencial de presión, o bajo balance estático, entre el pozo y la formación para eliminar los detritos y el daño de la zona triturada. No obstante, investigaciones recientes indican que la limpieza de los disparos en realidad es regida por una brusca caída de presión que se produce cuando los fluidos del pozo ingresan en las pistolas usadas, inmediatamente después de la detonación. Este artículo describe diseños de disparos específicos y equipos de computación que optimizan esta condición de bajo balance dinámico, a partir de un modesto bajo balance estático o de un leve sobre balance para mejorar significativamente la productividad o la inyectividad del pozo.

**Greg Schlachter** ingresó en el segmento de Servicios de Datos y Consultoría de Schlumberger en Calgary, Alberta, como analista de registros senior en 1997. Como campeón de productos MDT local, provee soporte de interpretación de la herramienta MDT además de registros de producción, resistividad en pozo entubado e interpretación petrofísica. Anteriormente, se desempeñó como ingeniero de planta senior especialista en interpretación de pruebas de producción en cámara cerrada en agujero descubierta y desarrollo de programas de computación para Delta-P Test Corporation en Calgary. Además trabajó en pruebas de producción y en adquisición e interpretación de datos de perforación en condiciones de bajo balance, como gerente de operaciones para Datalogger Inc., también en Calgary. Greg obtuvo una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad de Alberta en Edmonton.

**David Schoderbek** es líder del equipo de metano en capas de carbón para Burlington Resources de Canadá en Calgary, Alberta. Trabajó para Burlington Resources y su predecesora, Meridian Oil, en Farmington, Nuevo México, y Midland, Texas. Sus tareas geológicas y geofísicas incluyeron actividades tanto de exploración como de desarrollo en el Occidente de Texas, la Cuenca San Juan y la Cuenca Paradox. Antes de ingresar en Burlington, David fue contratado como geofísico para trabajar en el Occidente de Texas y la Costa del Golfo de México por Chevron USA y Gulf Oil en Midland y Houston, Texas. David posee una licenciatura en geología del Instituto de Minería y Tecnología de Nuevo México en Socorro y una maestría en geología de la Universidad de Houston.

**Eduard Siebrits** es el líder de equipo del Grupo de Modelado y Mecánica de Schlumberger en Sugar Land, Texas. Eduard participa activamente en acidificación de matrices, reacción y transporte en medios porosos, fracturamiento hidráulico, manejo de la producción de arena, reología de nuevos fluidos, modelos de fricción y admisión, modelos de transporte de apuntalantes, limpieza de fracturas, fracturamiento de rocas blandas y modelos de fracturamiento hidráulico con limitación del crecimiento de la fractura (TSO, por sus siglas en inglés). Antes de ingresar en Schlumberger en 1995, trabajó para CSIR Mining Technology y COMRO Rock Engineering en Johannesburgo, Sudáfrica. Obtuvo una licenciatura (con mención honorífica) y una maestría en ingeniería civil y un doctorado en geingeniería, ambos de la Universidad de Ciudad del Cabo, Sudáfrica, y un doctorado en geingeniería de la Universidad de Minnesota en Miniápolis. Eduard integra el consejo consultivo internacional de *FRAGBLAST*—la revista trimestral internacional sobre voladuras y fragmentación—desde su iniciación en 1997.

**Mike Simpson** es gerente del sector de metano en capas de carbón de la División Petróleo y Gas de Canadá para Nexen de Canadá Ltda. en Calgary, Alberta. También fue gerente de exploración canadiense y gerente de división de planeación estratégica y presentación de informes para Nexen. Anteriormente trabajó para Home Oil Co. y B.C. Exploration en posiciones de supervisión relacionadas con la exploración, la planeación y la consolidación de propiedades. Mike

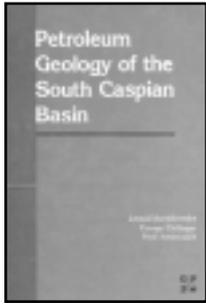
posee una licenciatura en geología de la Universidad McGill, Montreal, Quebec, Canadá, y una maestría en economía de la Universidad de Calgary. Ex presidente de la Sociedad de Economía de Calgary, es director fundador y actual de la Sociedad Canadiense de Gas No Convencional.

**Harry Terabayashi** es gerente de proyectos de Análisis de Fluidos de Fondo de Pozo de Schlumberger SKK, Fuchinobe, Kanagawa, Japón. Desde allí supervisa el manejo de proyectos y el desarrollo continuo de los módulos OFA, LFA y CFA para la herramienta MDT. Desde su ingreso en la compañía en 1988, trabajó en el desarrollo de los módulos OFA, LFA y CFA y en otros proyectos que involucran el análisis de fluidos de fondo de pozo. Obtuvo una licenciatura en física aplicada de la Universidad de Agricultura y Tecnología de Tokio, Japón. Harry fue reconocido por sus contribuciones al análisis de fluidos de fondo de pozo en los años 2000, 2001 y 2003 a través del programa *Performed by Schlumberger*.

**Del Wisler** es el actual gerente del equipo del activo Rincón para Kerr-McGee Oil & Gas Onshore LLC en Houston, Texas. Del dirige las operaciones y las actividades de desarrollo para el campo Rincón en Texas Sur. Ingresó en Oryx Energy Company—ahora propiedad de Kerr-McGee—en 1985, desempeñándose como ingeniero de operaciones en California, Texas y Luisiana durante catorce años. Se convirtió en gerente de operaciones para el Occidente de Texas en 1999 y luego fue gerente de ingeniería de operaciones terrestres en EUA durante tres años, antes de asumir su posición actual. Del posee una licenciatura en ingeniería petrolera de la Universidad del Sur del California en Los Ángeles.

**Steve Wolhart** es ingeniero de planta senior para Pinnacle Technologies en Houston, Texas. Steve dirige proyectos que combinan diagnósticos de fracturas hidráulicas, ingeniería y modelado de fracturas, e ingeniería de yacimientos para optimizar el fracturamiento hidráulico y el desarrollo de campos petroleros. Antes de ingresar en Pinnacle, Steve trabajó para el Instituto de Investigación del Gas (GRI, por sus siglas en inglés), ahora Instituto de Tecnología del Gas (GTI, por sus siglas en inglés), liderando proyectos de desarrollo de areniscas gasíferas compactas y fracturamiento hidráulico. También trabajó para Exxon en ingeniería de yacimientos y terminaciones de pozos. Su experiencia incluye estudios de campo para optimizar tratamientos de estimulación y desarrollo de campo de yacimientos gasíferos compactos en EUA, Canadá y México. Es autor o co-autor de numerosos artículos de la SPE sobre fracturamiento hidráulico, diagnóstico avanzado de fracturas hidráulicas, refracturamiento hidráulico, pruebas a través de tubería flexible y cementación de pozos. Steve fue Conferenciante Ilustre de la SPE entre 2001 y 2002 en temas relacionados con refracturamiento hidráulico. Obtuvo una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad A&M de Texas en College Station, y una maestría en administración de negocios de la Universidad Metodista del Sur en Dallas, Texas.

Se utiliza un asterisco (\*) para denotar las marcas de Schlumberger.



**Geología petrolera del sur de la Cuenca del Caspio**

Leonid A. Buryakovsky, George V. Chilingar y Fred Aminzadeh  
*Gulf Professional Publishing, impresión de Butterworth-Heinemann*  
 225 Wildwood Avenue  
 Woburn, Massachusetts 01801 EUA  
 2001. 442 páginas. US\$ 125.00  
 ISBN 0-88415-342-8

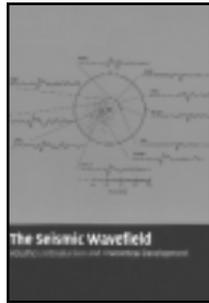
Los autores presentan modelos y análisis matemáticos para evaluar y describir la geología petrolera del sur de la Cuenca del Caspio, rica en recursos petroleros, incluyendo el este de Azerbaiyán y el oeste de Turkmenistán. Sus modelos describen el sistema geológico, junto con la estructura y los mecanismos de entrapamiento. También se incluye una explicación de la nueva tecnología que puede ayudar a los operadores a hacer que sus pozos sean más rentables.

**Contenido:**

- Geología de Azerbaiyán y del sur de la Cuenca del Caspio
- Volcanes de lodo
- Distribución regional del petróleo y el gas
- Marco litoestratigráfico
- Campos de petróleo y gas terrestres
- Campos de petróleo y gas marinos
- Regularidades generales en la distribución del petróleo y el gas
- Conclusiones (Capítulos 1-7)
- Modelos matemáticos en la geología del petróleo
- Modelos matemáticos en la exploración y producción de petróleo y gas (Sistemas geológicos estáticos)
- Modelado matemático de los procesos geológicos (Sistemas geológicos dinámicos)
- Otras aplicaciones de la metodología de simulaciones numéricas
- Conclusiones (Capítulos 8-13)
- Bibliografía

☞ *...el libro contiene un volumen sustancial de datos sobre la porción sur de la Cuenca del Caspio correspondiente a Azerbaiyán, datos que antes no se encontraban disponibles para la comunidad geológica de Occidente. De bella edición y con buenas ilustraciones, este volumen presenta algunos mapas de difícil lectura. Resultará de gran interés para todos los geólogos involucrados en el estudio y la exploración de esta región rica en recursos petroleros.*

Ulmishek GF: *Journal of Petroleum Geology* 25, no. 3 (Julio de 2002): 367-368.



**El campo de ondas sísmicas, Volumen 1: introducción y desarrollo teórico**

Brian L.N. Kennett  
*Cambridge University Press*  
 40 West 20th Street  
 Nueva York, Nueva York 10011 EUA  
 2001. 370 páginas. US\$ 100.00 (tapa dura); US\$ 35.95 (edición económica)  
 ISBN 0-521-80945-2

El libro ofrece una guía para la comprensión de los sismogramas en términos de procesos de propagación físicos dentro de la Tierra. El enfoque se centra en la observación de sismos y fuentes sísmicas creadas por el hombre en todas las escalas, tanto para ondas volumétricas (libres) como para ondas superficiales. Comienza con un examen de la estructura de la Tierra y la naturaleza de la propagación de las ondas sísmicas utilizando sismogramas observados como ejemplos. La segunda parte presenta un desarrollo completo de los antecedentes teóricos del comportamiento de las ondas sísmicas.

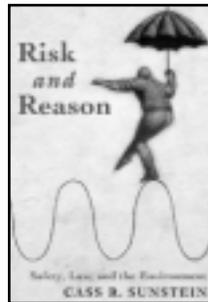
**Contenido:**

- Introducción
- Sismos y estructura de la Tierra
- Ondas sísmicas
- Fuentes sísmicas
- Fases sísmicas

- Construcción de un sismograma
- Esfuerzo y deformación
- Ondas sísmicas I—Ondas planas
- Ondas sísmicas II—Frentes de ondas y rayos
- Rayos en la estratificación
- Fuentes sísmicas
- Ondas en la estratificación
- Reflexión y transmisión
- Construcción de la respuesta de un modelo
- Construcción del campo de ondas
- Ondas volumétricas (libres) y ondas superficiales
- Apéndice, Bibliografía, Índice

☞ *Si bien se trata de un libro de iniciación, proporciona el suficiente detalle como para que el lector se dé cuenta de los conceptos que subyacen este trabajo. El trabajo de Kennett es un documento minucioso y unificador que sirve como excelente introducción al estudio de los campos de ondas sísmicas.*

Slawinski MA: *The Leading Edge* 22, no. 3 (Marzo de 2003): 273-274.



**Riesgo y razón: la seguridad, la ley y el medio ambiente**

Cass R. Sunstein  
*Cambridge University Press*  
 40 West 20th Street  
 Nueva York, Nueva York 10011 EUA  
 2002. 352 páginas. US\$ 30.00  
 ISBN 0-521-79199-5

El autor sostiene que, en lo que respecta a la comprensión de riesgos, el público carece de buena información y es propenso a quedarse con los escenarios más alarmantes. La política resultante invierte recursos limitados en riesgos mínimos y pierde oportunidades de regular los más grandes. Afirma además que si los especialistas emplearan herramientas objetivas, tales como el análisis de la relación

costo-beneficio, se introduciría un componente de racionalidad en los procesos reguladores, se salvarían vidas y se generarían ahorros en términos de costos, protegiendo al mismo tiempo al medio ambiente.

**Contenido:**

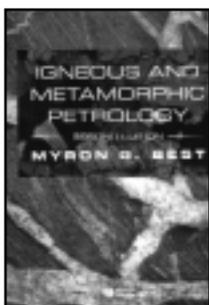
- Introducción: magnitudes, compensaciones y herramientas
- Más allá del ambientalismo de la década de 1970
- Pensando en los riesgos
- ¿Están equivocados los especialistas?
- El riesgo de este mes (con Timur Kuran)
- Reducción de riesgos en forma racional
- Compensaciones en materia de salud
- La aritmética del arsénico
- Acera de los tribunales y la ley: principios de incumplimiento en términos de la relación costo-beneficio
- Limpieza del aire
- Herramientas
- Palabras finales: sobre consecuencias y tecnócratas
- Apéndices, Índice

☞ *Riesgo y razón—un libro un tanto irregular de Cass Sunstein, una autoridad en materia jurídica, abarca un amplio e interesante territorio pertinente a la regulación medioambiental. Las tesis principales sostiene que no se puede confiar en la gente para que juzgue racionalmente los riesgos con que se enfrenta y que la respuesta a este problema, es una clerencia de tecnócratas gubernamentales que lleven a cabo un análisis de la relación costo-beneficio (CBA, por sus siglas en inglés) aislado de la revisión judicial y la presión ejercida por los grupos partidarios.*

☞ *Mi temor es que el estado de la relación costo-beneficio de Sunstein sólo resulte exitoso en hacer que la gente sólo preste atención a los errores de sus contadores.*

☞ *Sunstein manifiesta que el CBA no necesariamente prepara las cosas a favor de los grupos industriales que procuran obstruir las regulaciones pero ofrece razones insuficientes para justificar tal optimismo.*

Pierrehumbert RT: *Nature* 422, no. 6929 (20 de marzo de 2003): 263.



## Petrología ígnea y metamórfica, 2da. edición

Myron G. Best  
Blackwell Publishing  
350 Main Street  
Malden, Massachusetts 02148 EUA  
2003. 832 páginas. US\$ 84.95  
ISBN 1-40510-588-7

Los avances acaecidos en geoquímica, geocronología y geofísica, además de las nuevas herramientas analíticas, han contribuido a las nuevas formas de concepción del origen y la evolución de los magmas, y los procesos que impulsan el metamorfismo. Este libro ofrece una amplia cobertura de estos nuevos avances además de un sustento firme en lo que respecta a los aspectos clásicos de la petrología ígnea y metamórfica.

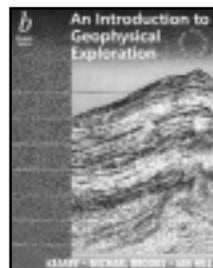
### Contenido:

- Visión general de los conceptos fundamentales
- Composición y clasificación de las rocas magmáticas
- Termodinámica y cinética: una introducción
- Fusiones de silicatos y fluidos volátiles en sistemas magmáticos
- Equilibrios cristales-roca fundida en sistemas magmáticos
- Dinámica química de las rocas fundidas y los cristales
- Trayectorias cinéticas y estructura de las rocas magmáticas
- Dinámica física y térmica de los cuerpos de magma
- Ascenso y emplazamiento de magmas: relaciones de campo de las intrusiones
- Extrusión de magmas: relaciones de campo de los cuerpos de rocas volcánicas
- Generación de magmas
- Diferenciación de magmas
- Asociaciones petroectónicas magmáticas
- Rocas metamórficas y metamorfismo: generalidades

- Petrografía de las rocas metamórficas: estructura, composición y clasificación
- Reacciones y equilibrios de los minerales metamórficos
- Evolución de las estructuras metamórficas impuestas: procesos y cinética
- Metamorfismo en márgenes de placas convergentes: trayectorias  $P-T-t$ , facies y zonas
- Asociaciones de rocas precámbricas
- Apéndices, Referencias, Glosario, Índice

👍 *...Para la mayoría de los cursos de geociencias, un libro sobre las rocas es una elección mucho más acertada. Y existe a mano uno realmente bueno: Petrología ígnea y metamórfica, de Myron Best. Estos tópicos, que son abarcados en su totalidad por la geología de "las rocas duras," han perdido prominencia en los programas de estudio ya que los departamentos académicos procuran abordar temarios cada vez más enfocados en el medio ambiente. Es probable que libros como éste comiencen a restablecer el equilibrio.*

Butler R: *New Scientist* 177, no. 2387 (22 de marzo de 2003): 52.



## Una introducción a la exploración geofísica, 3ra. edición

Philip Kearey, Michael Brooks y Ian Hill  
Blackwell Science  
350 Main Street  
Malden, Massachusetts 02148 EUA  
2002. 280 páginas. US\$ 69.95  
ISBN 0-632-04929-4

El libro se refiere a los principios físicos, metodología, procedimientos de interpretación y aplicaciones de los diversos métodos de levantamiento utilizados en la exploración geofísica. Se hace particular hincapié en las técnicas sísmicas, aunque también se analizan los métodos gravimétrico, magnético, eléctrico, electromagnético y radiométrico.

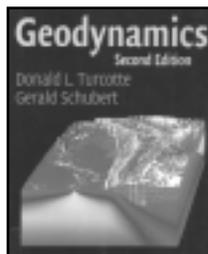
### Contenido:

- Los principios y limitaciones de los métodos de exploración geofísica
- Procesamiento de datos geofísicos
- Elementos de la prospección sísmica
- Sísmica de reflexión
- Sísmica de refracción
- Levantamiento con método gravimétrico
- Levantamiento con método magnetométrico
- Levantamiento con método eléctrico
- Levantamiento con método electromagnético
- Levantamiento con método radiométrico
- Adquisición de registros geofísicos de pozos
- Apéndice, Referencias, Índice

👍 *Con una cobertura tan amplia, [el libro] no ofrece el detalle que probablemente requieran los especialistas. No obstante, en caso de que se necesite mayor información, las referencias que figuran al final de cada capítulo son muy adecuadas... en cada capítulo los autores aportan la base matemática requerida, en forma clara y simple.*

👍 *El análisis de los diferentes métodos de exploración... será de gran ayuda para los estudiantes universitarios de los primeros años y para quienes pretendan tener una idea de lo que sucede debajo de la superficie terrestre (por ejemplo, arqueólogos y gerentes).*

Michael F: *The Leading Edge* 21, no. 12 (Diciembre de 2002): 1251.



## Geodinámica, 2da. edición

Donald L. Turcotte y Gerald Schubert  
Cambridge University Press  
40 West 20th Street  
Nueva York, Nueva York 10011 EUA  
2002. 528 páginas. US\$ 110.00 (tapa dura); US\$ 50.00 (edición económica)  
ISBN 0-521-66186-2

En esta segunda edición, los autores actualizan el texto clásico con agregados que incluyen geodinámica química y una cobertura de la planetología comparativa basada en misiones planetarias recientes. El libro proporciona los fundamentos necesarios para comprender cómo funciona el terreno firme a través de la descripción de la mecánica de los sísmos, las erupciones volcánicas y la formación de cadenas montañosas, en el contexto del rol de la convección del manto y la tectónica de placas.

### Contenido:

- Tectónica de placas
- Esfuerzo y deformación en sólidos
- Elasticidad y flexión
- Transferencia de calor
- Gravedad
- Mecánica de fluidos
- Reología de las rocas
- Formación de fallas
- Flujos en medios porosos
- Geodinámica química
- Apéndices, Índice

👍 *La tan esperada segunda edición tiene el tratamiento matemático bien aplicado del original—no cambia la física de los problemas—pero las aplicaciones están actualizadas. De manera que, junto con la reología, el equilibrio y la mecánica térmica, necesarios para comprender cómo se deforman y desplazan las placas, aparecen nuevos enfoques, tales como la utilización de la geodesia satelital para rastrear la deformación activa de la superficie terrestre, comparaciones con la tectónica de otros planetas y herramientas geoquímicas actualizadas para comprender el manto.*

Butler R: *New Scientist* 177, no. 2387 (22 de marzo de 2003): 52.



