

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 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.

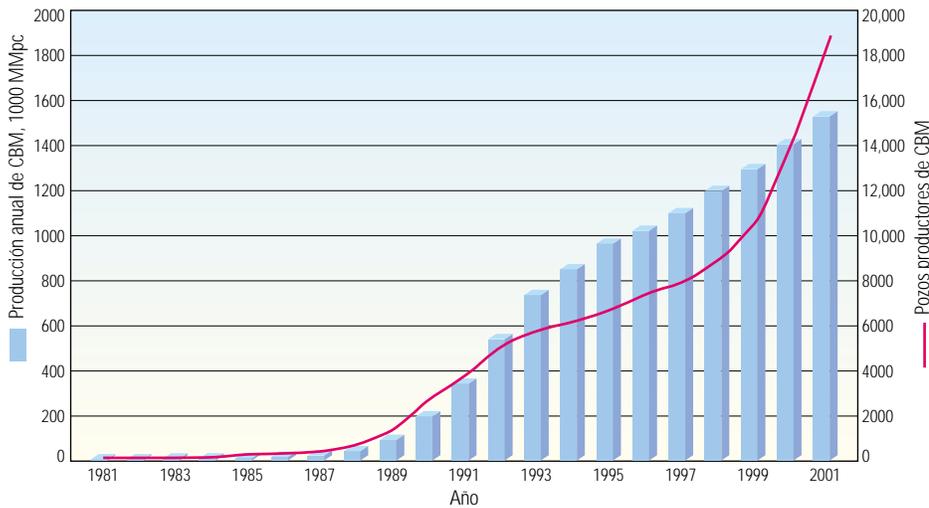
Este artículo analiza los yacimientos de CBM, también conocidos como yacimientos de gas natural contenido en capas de carbón (CBNG, por sus siglas en inglés) o yacimientos de metano contenido en filones de carbón (CSM, por sus siglas en inglés). En primer lugar, se examina la historia de la explotación 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.¹ 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).

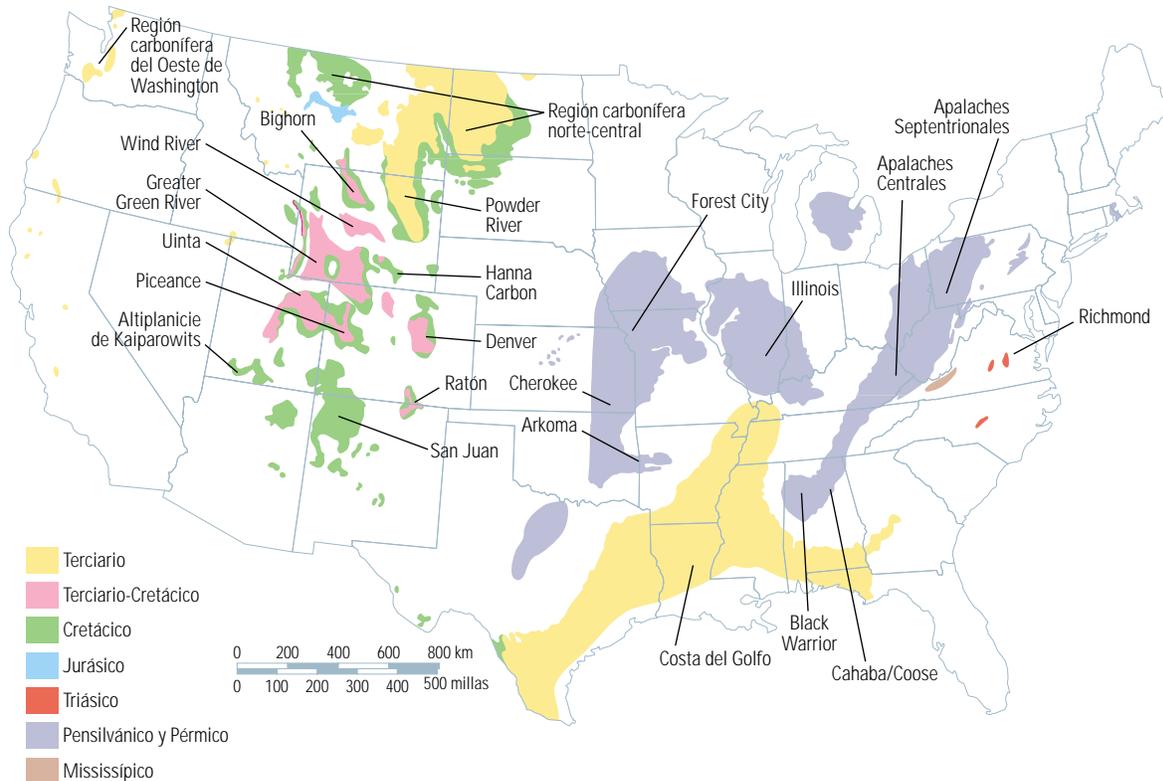
el subsuelo mediante la utilización de técnicas de ventilación de minas. El aire bombeado en una mina a través de pozos y tuberías de ventilación aportaba oxígeno a los trabajadores y disipaba el metano venenoso y explosivo. Las compañías mineras también perforan pozos de desgasificación de carbón en 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 períodos 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 m³ [1.5 Tpc], o un 10% de la producción de gas anual de EUA (página anterior, arriba).² Las reservas comprobadas de

CBM—501,000 millones de m³ [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 m³ [749 Tpc]. Aproximadamente 2.9 trillones de m³ [100 Tpc] se consideran recuperables (página anterior, abajo).³ 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.

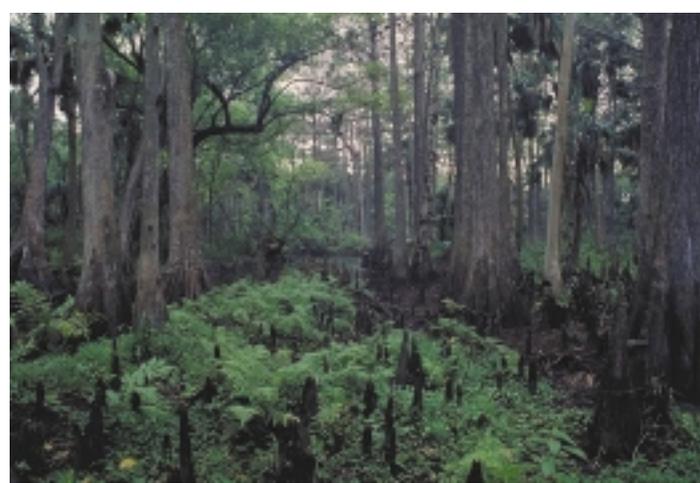
Canadá recién ha comenzado a producir gas de yacimientos de CBM y estima que el volumen de reservas en sitio asciende a 36.8 trillones de m³ [1287 Tpc]. Australia empezó a producir gas de yacimientos de CBM en 1998 y el cálculo de sus reservas totales oscila entre 8.6 y 14.3 trillones de m³ [300 y 500 Tpc]. En todo el mundo, el total de reservas de CBM en sitio se estima en aproximadamente 100 a 272 trillones de m³ [3500 a 9500 Tpc].⁴ 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.

Schwachow 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-

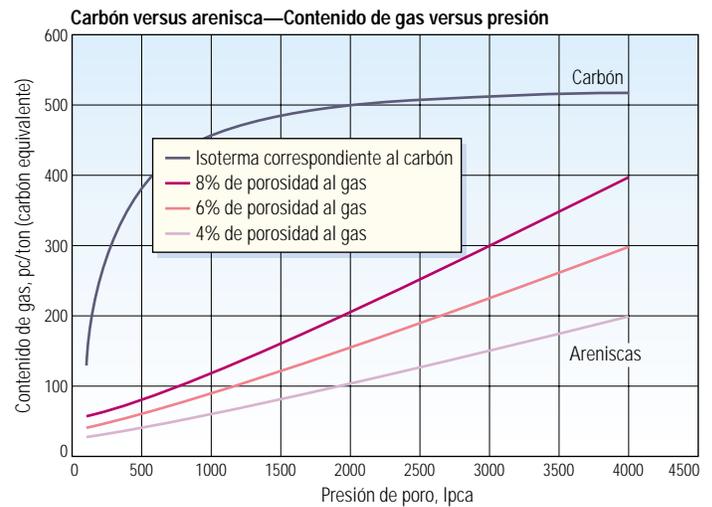
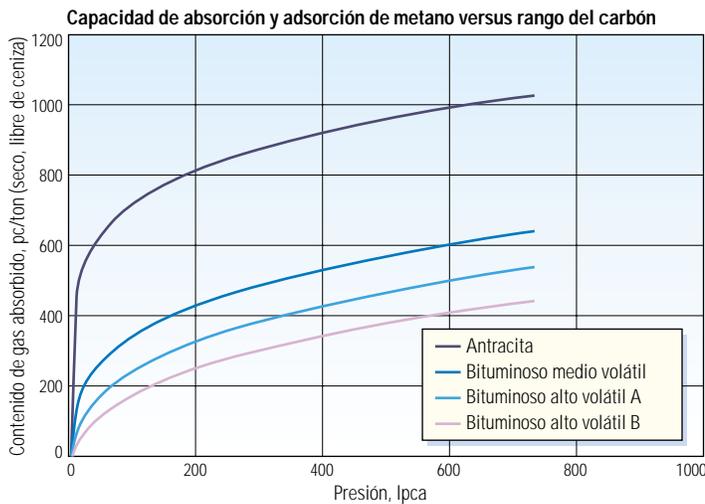
cesos fisicoquímicos que continúan con la carbonización. Al liberarse el agua, el dióxido de carbono y el metano, el carbón aumenta de rango, que es una medida de la madurez. Las capas de carbón se dividen en rangos e incluyen, en orden de rango creciente: carbones sub-bituminosos, bituminosos alto volátil, 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 geoméricamente, 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.

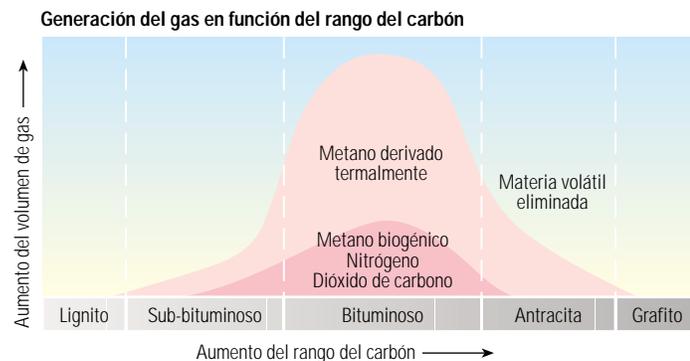
La generación del metano es una función del tipo de maceral y del proceso de madurez termal. Al aumentar la temperatura y la presión, cambia el rango del carbón junto con su capacidad de

generar y almacenar metano (abajo).⁵ 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-

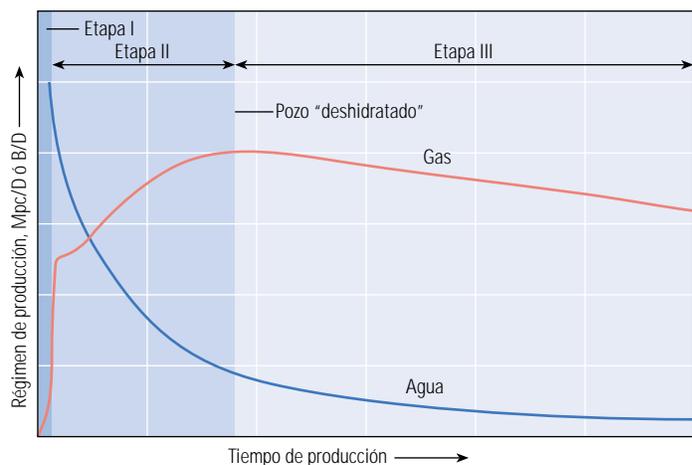
peratura y humedad estáticas. La capacidad del carbón de almacenar metano reduce sustancialmente la necesidad de contar con mecanismos de entrapamiento de yacimientos convencionales, haciendo que su contenido de gas—que está relacionado con el rango del carbón—y el grado de desarrollo de diaclasas o 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.

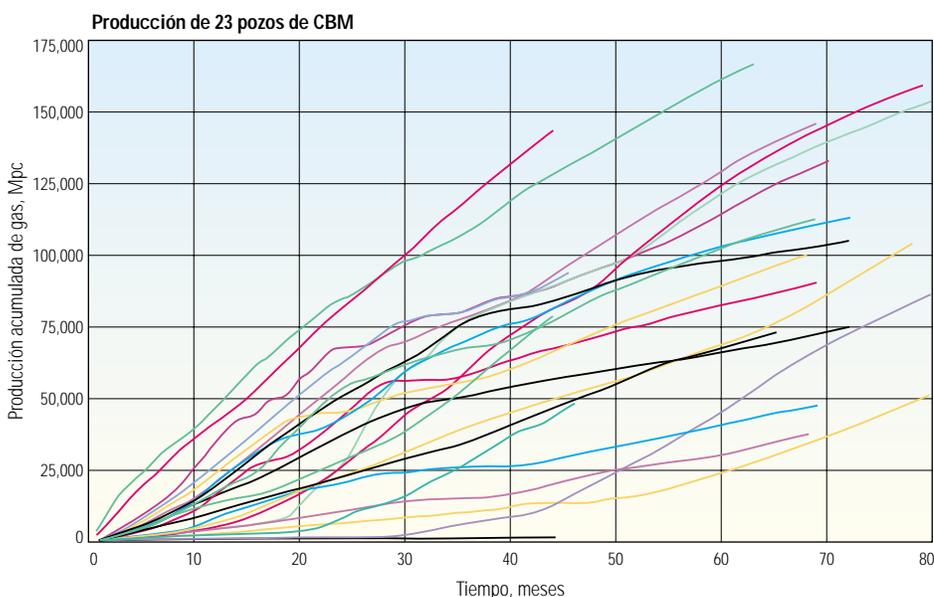


▲ Características de la producción de capas de carbón. Durante la Etapa I, la producción es dominada por el agua. La producción de gas aumenta durante la Etapa II, al producirse agua en el carbón y aumentar la permeabilidad relativa al gas. Durante la Etapa III, declinan tanto la producción de agua como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

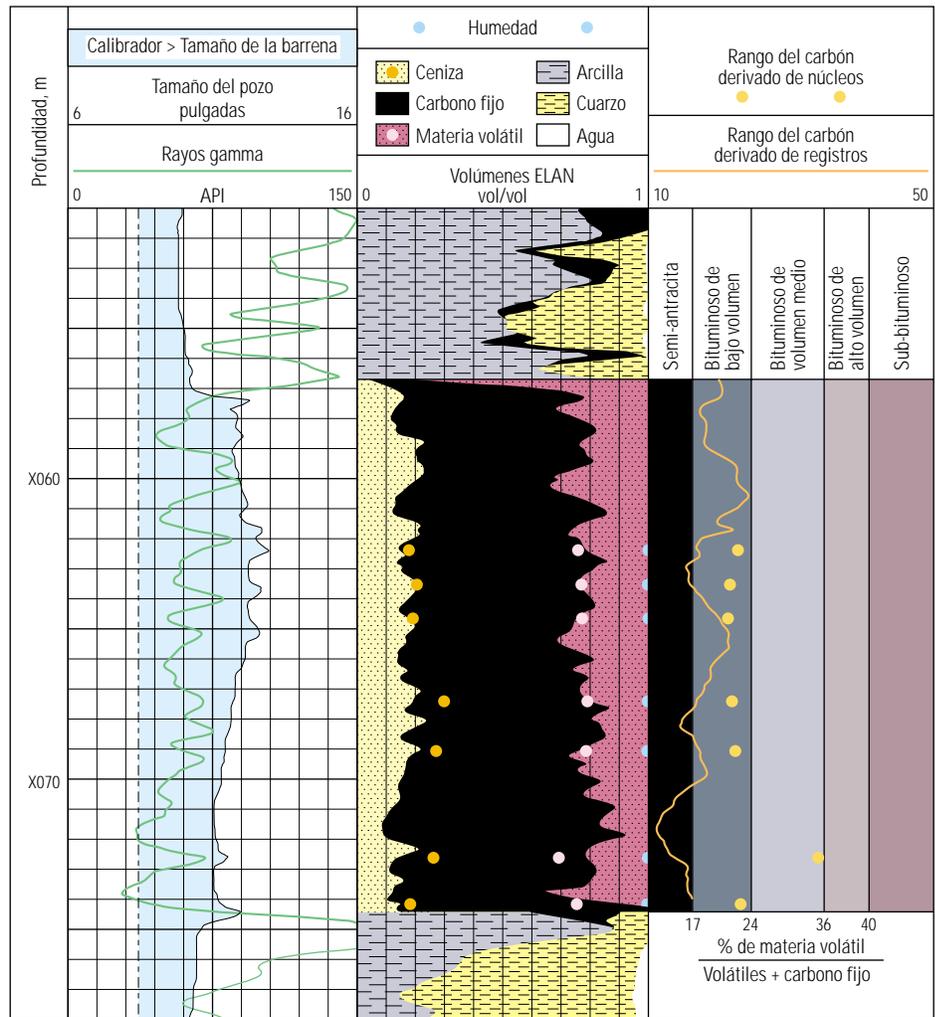
Luego de revisar las principales cuencas carboníferas de la India, la compañía Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) llegó a la conclusión de que la Cuenca Jharia, situada a 250 km [155 millas] al noroeste de Calcuta, albergaba el mejor potencial para la producción de gas natural de capas de carbón. 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.⁶ 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.⁷ Los parámetros de la materia volátil—fundamentalmente la materia orgánica, la cera, el dióxido de carbono [CO₂] y el anhídrido sulfuroso [SO₂]—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

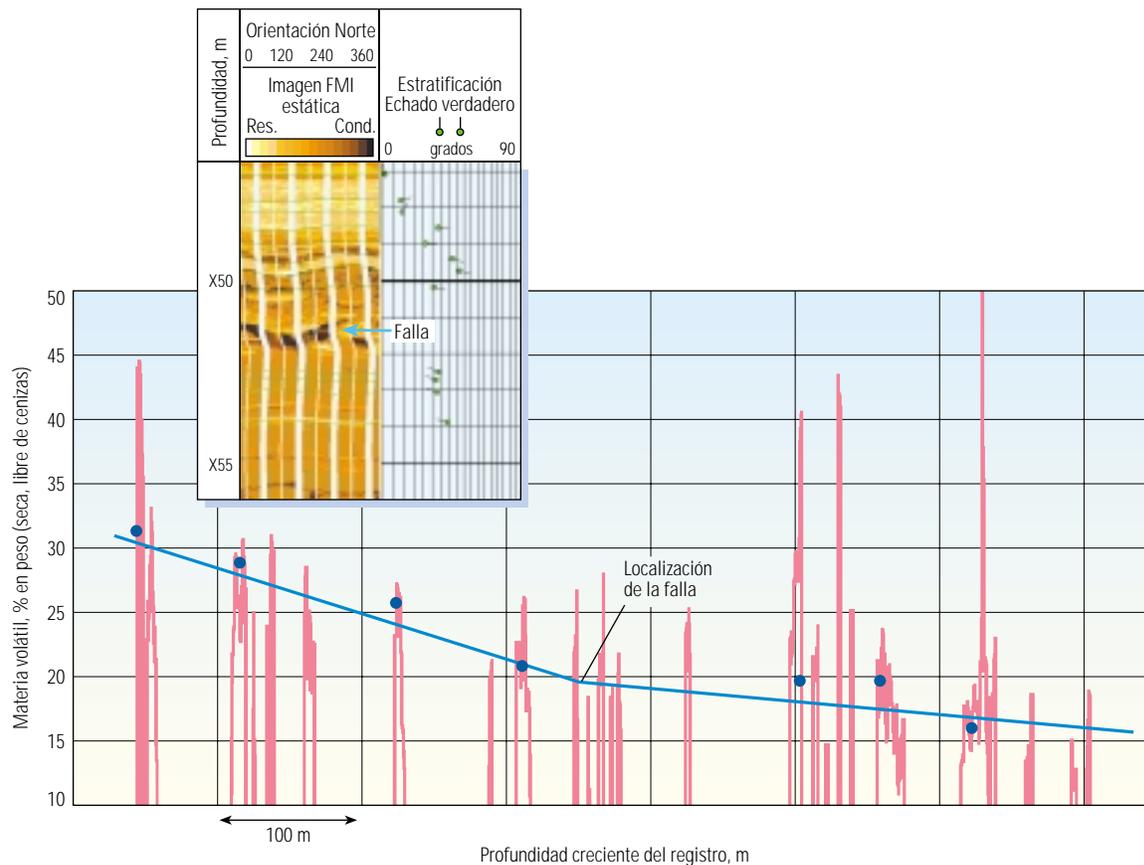
parámetros del carbón que responden a los registros es pequeño y no existen suficientes mediciones independientes para resolver el contenido de gas en forma confiable. Las técnicas tradicionales de la industria del carbón determinan el contenido de gas en núcleos y, en su ausencia, calculando el rango 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 ³	vol/vol	barn/cm ³	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.⁸

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-

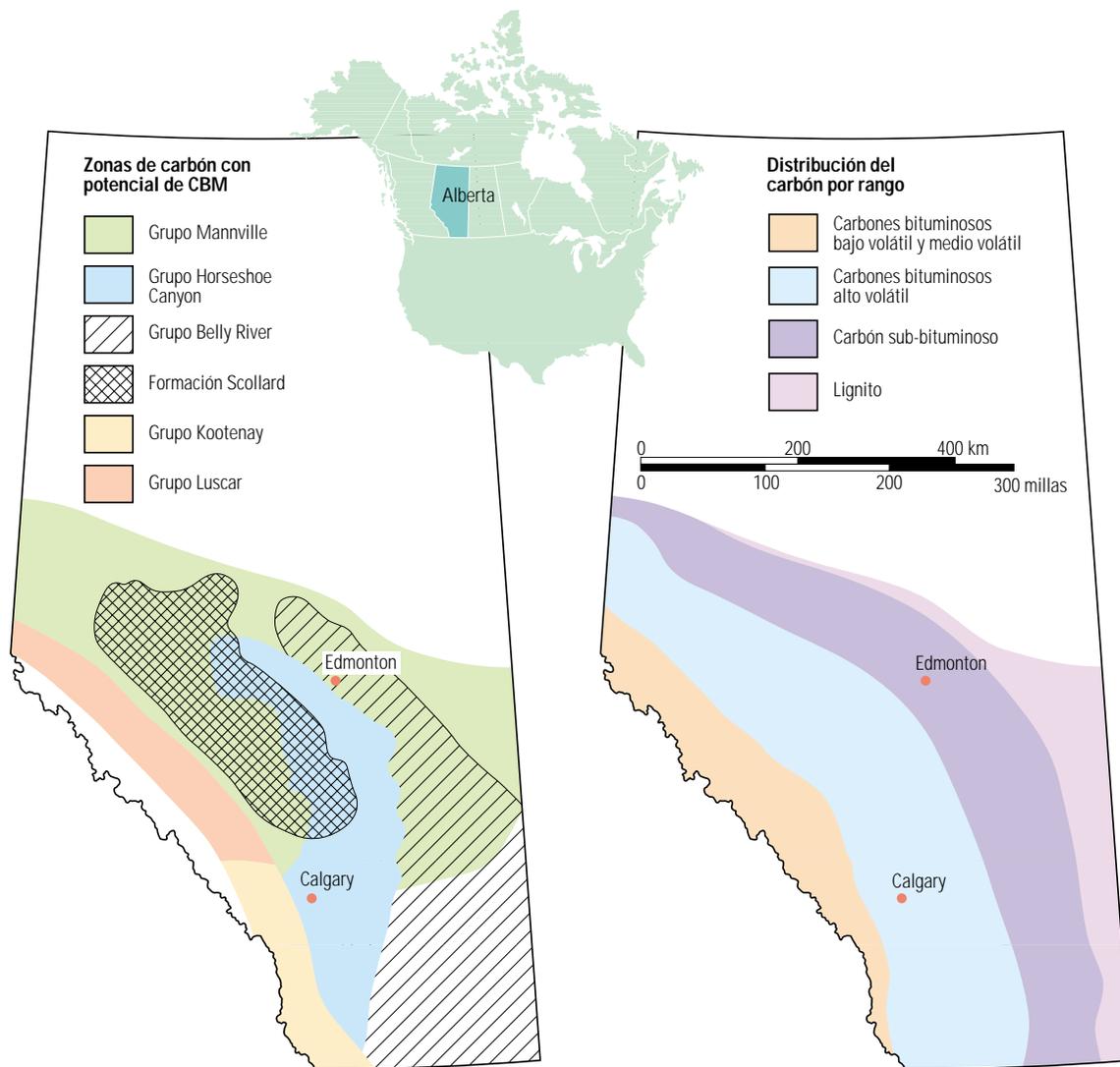
ciones de microresistividad arrojan los resultados más exactos y se utilizan para calibrar los datos ECS y DSI. En las capas de carbón que presentan derrumbes, el registro ECS es el menos afectado por la rugosidad del pozo, mientras que los registros DSI y de microresistividad pueden ser afectados más 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-

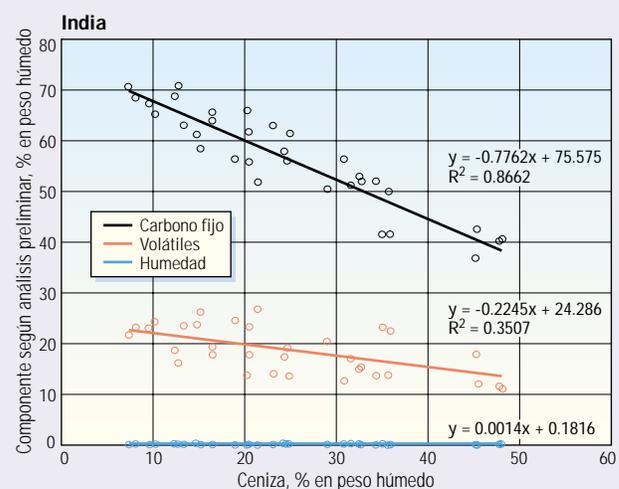
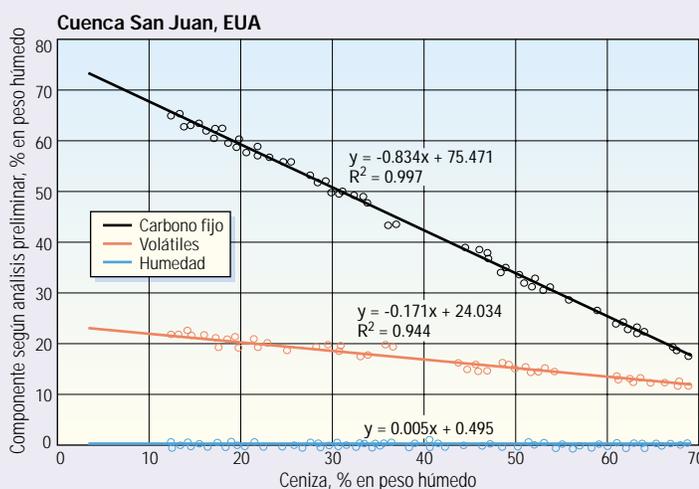
ponentes de la ceniza pueden ser definidos con mayor precisión a partir de la mineralogía.

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.

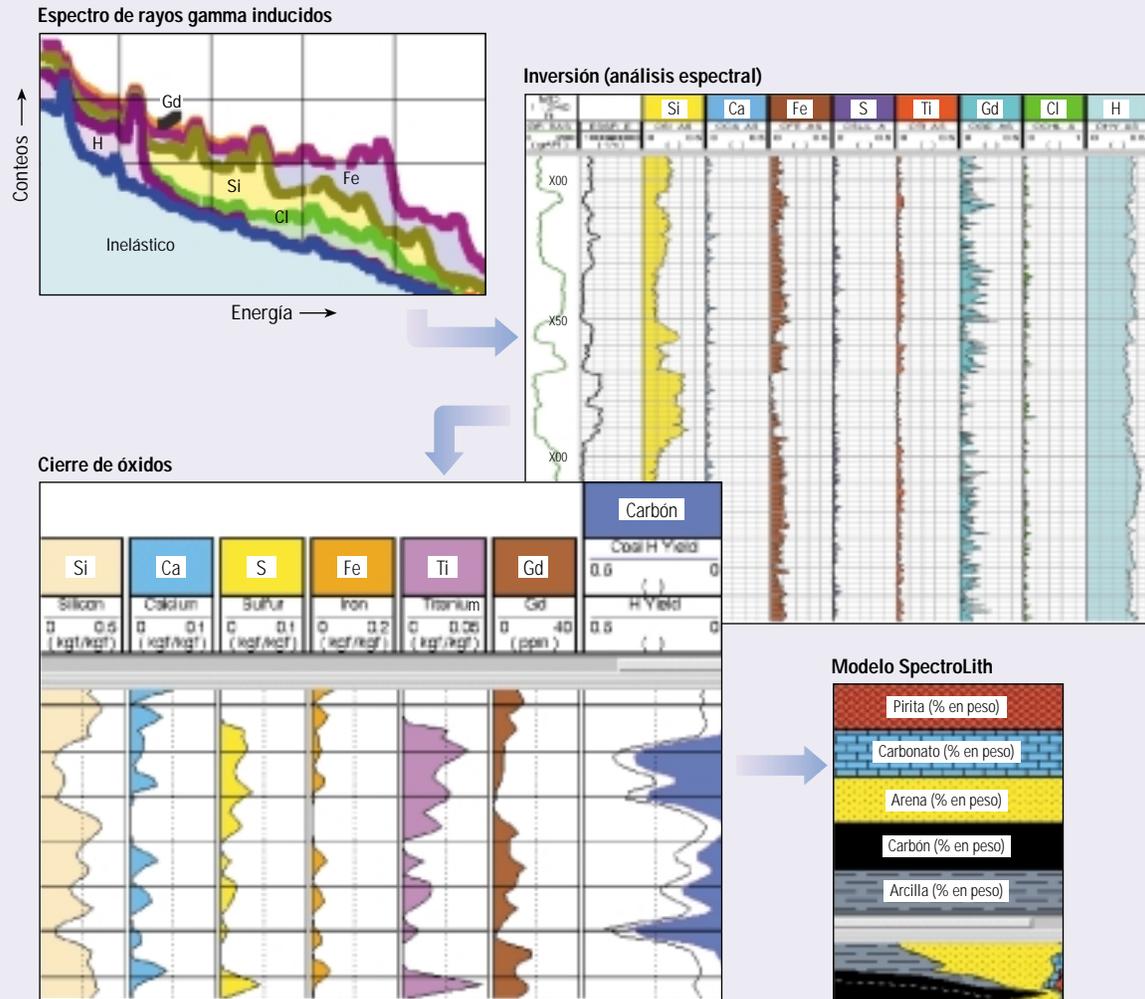
Los rendimientos son sólo medidas relativas porque la señal total depende del ambiente, que puede variar a través de todo el intervalo de adquisición de registros. Para obtener las concentraciones elementales absolutas, se

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.¹ 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.² 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.

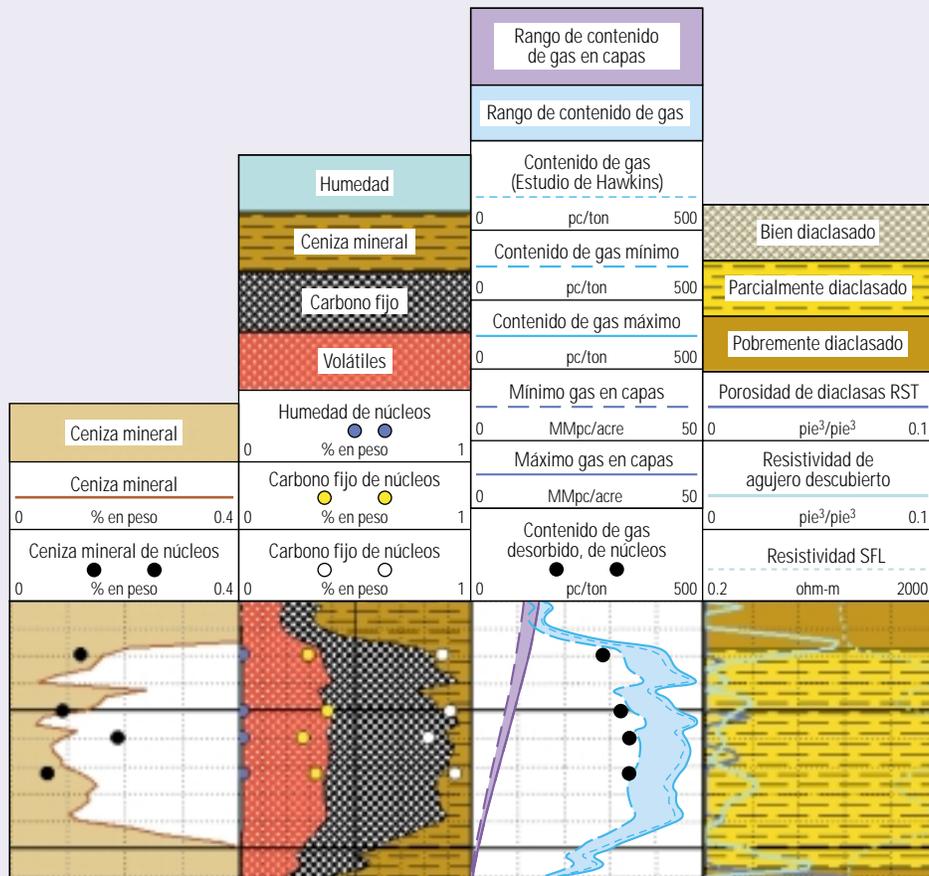
Los datos obtenidos con la herramienta ECS permiten efectuar un análisis preliminar de las principales fracciones rápido y automático en

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 [SiO₂] 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.



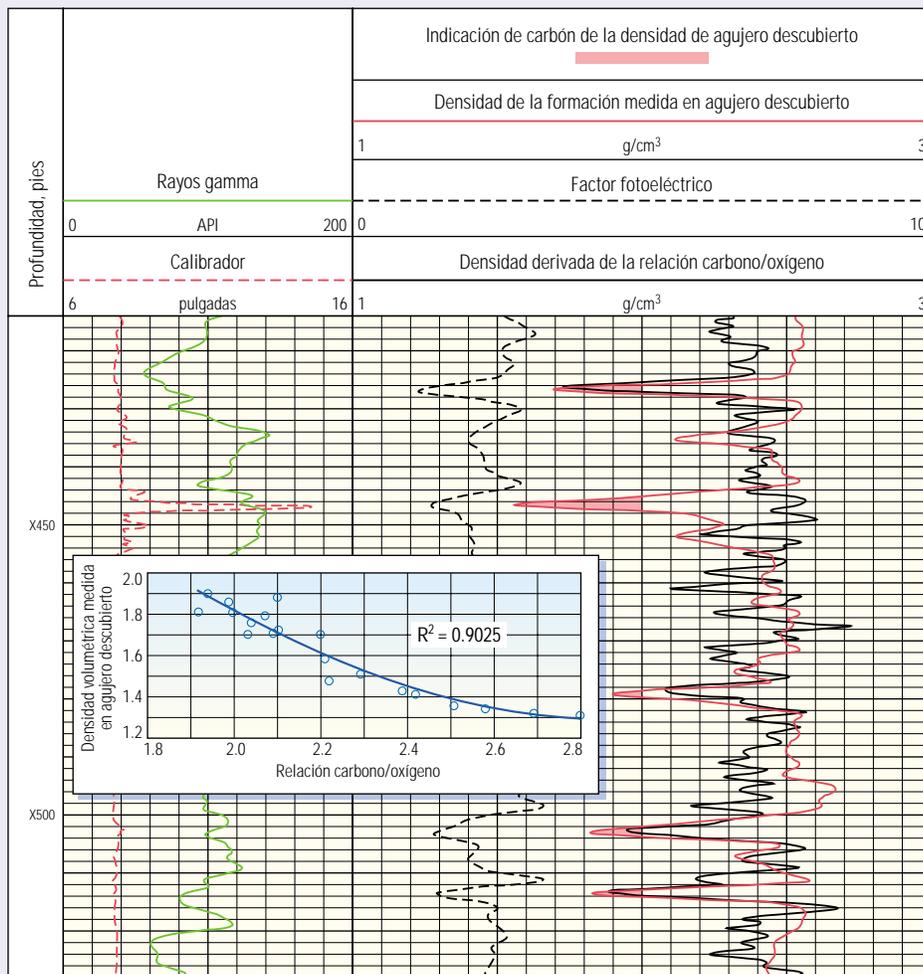
^ Típica evaluación del carbón utilizando espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones con la herramienta de Control de Saturación del Yacimiento RST. Los Carriles 1 y 2 muestran los análisis preliminares de las principales fracciones a partir de registros y núcleos. El Carril 3 muestra el contenido 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.³ 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.⁴ 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.⁵ Las reglas y los valores de corte pueden variar según el área y deberían establecerse localmente a partir de los datos de producción.



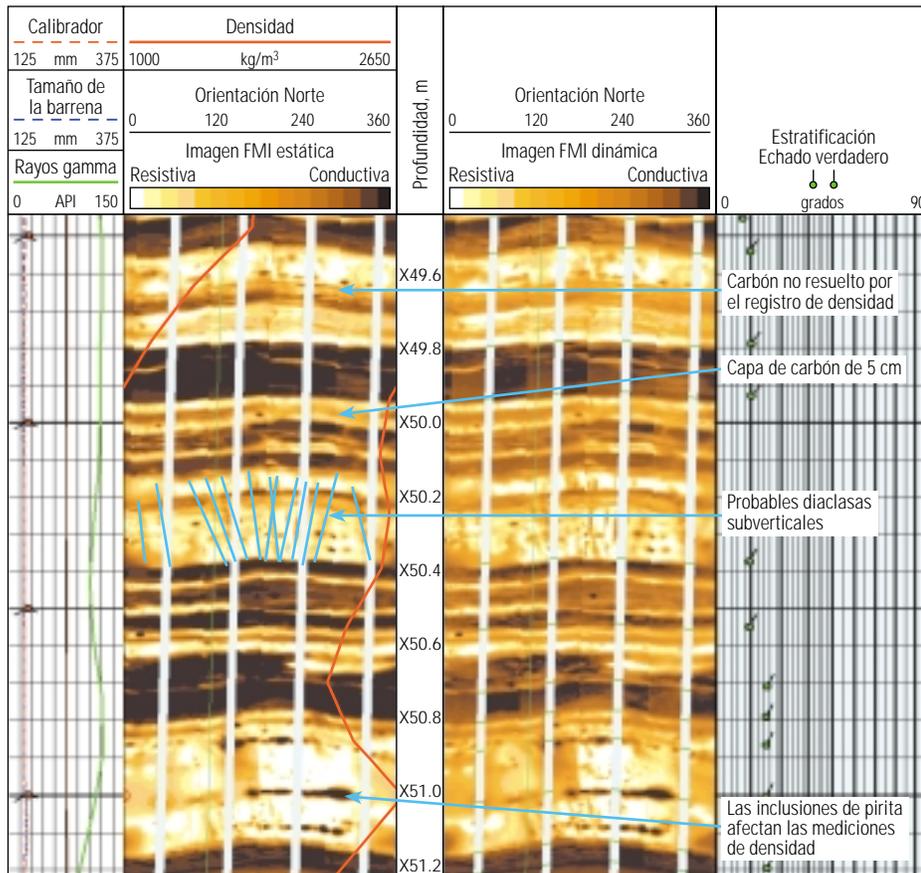
^ Comparación de la densidad derivada de un registro adquirido en agujero descubierto (rojo) con la derivada de la relación carbono/oxígeno RST (negro), luego de efectuar la correlación de mejor ajuste que se muestra en la gráfica (*recuadro*). La densidad obtenida en agujero descubierto sugiere la presencia 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.

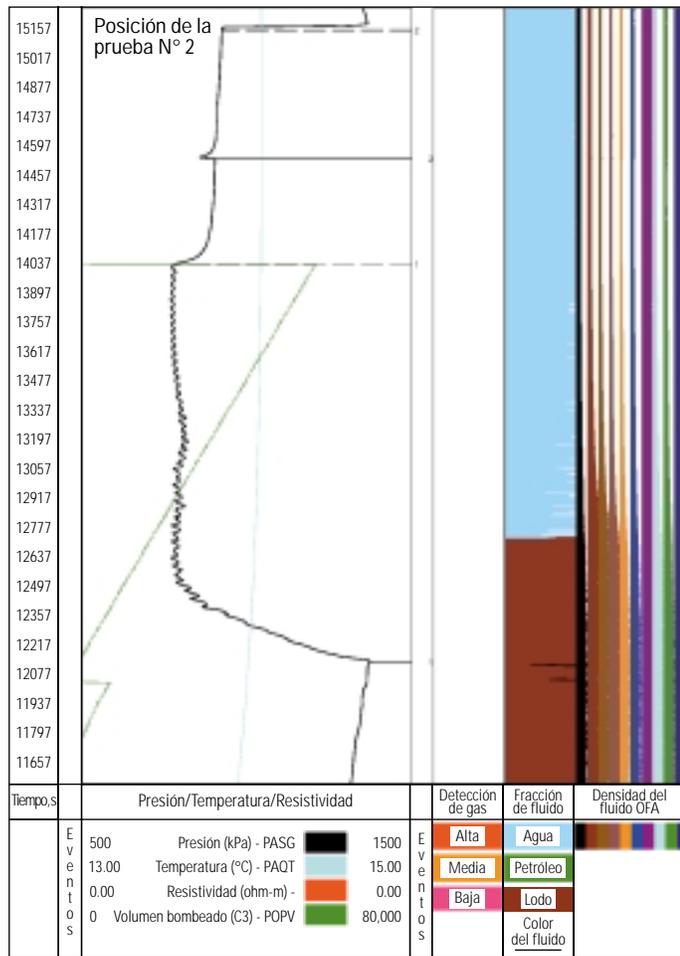
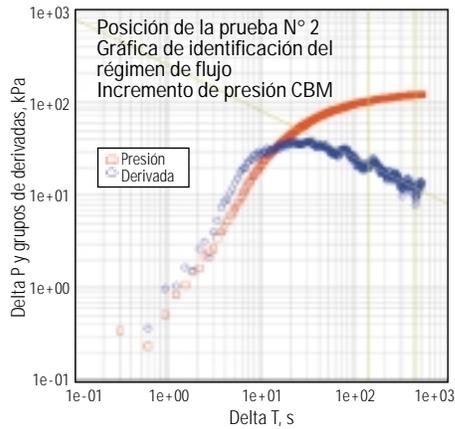
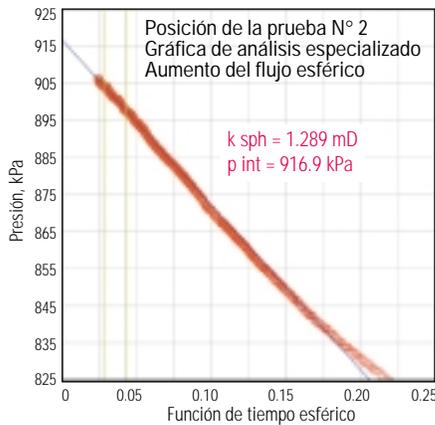
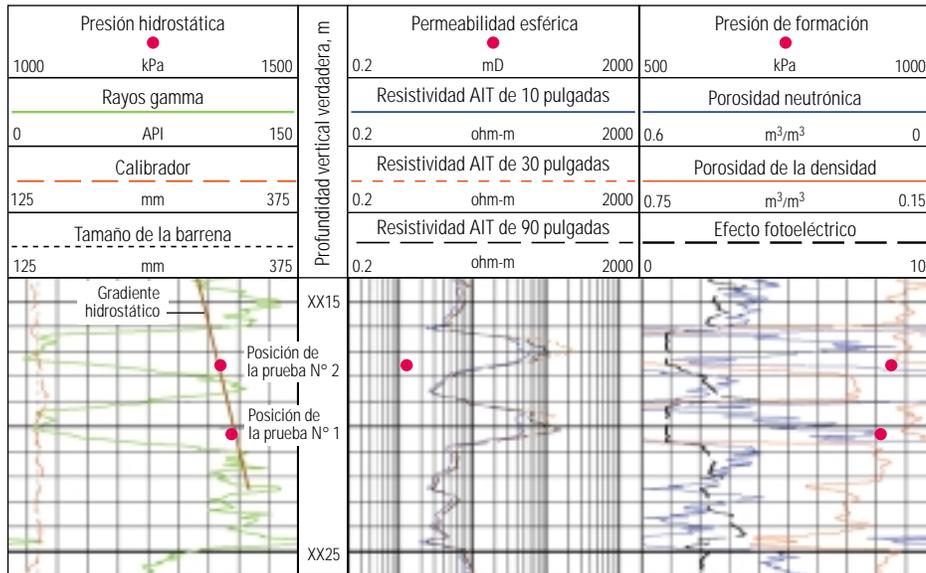
Algunos carbones del grupo Mannville, en las planicies de Alberta, son carbones finamente estratificados como se observa en una imagen FMI de un pozo de Burlington Resources de Canadá (arriba). Aquí, el registro de densidad volumétrica parece responder a minerales pesados como la pirita, que se encuentran 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.⁹

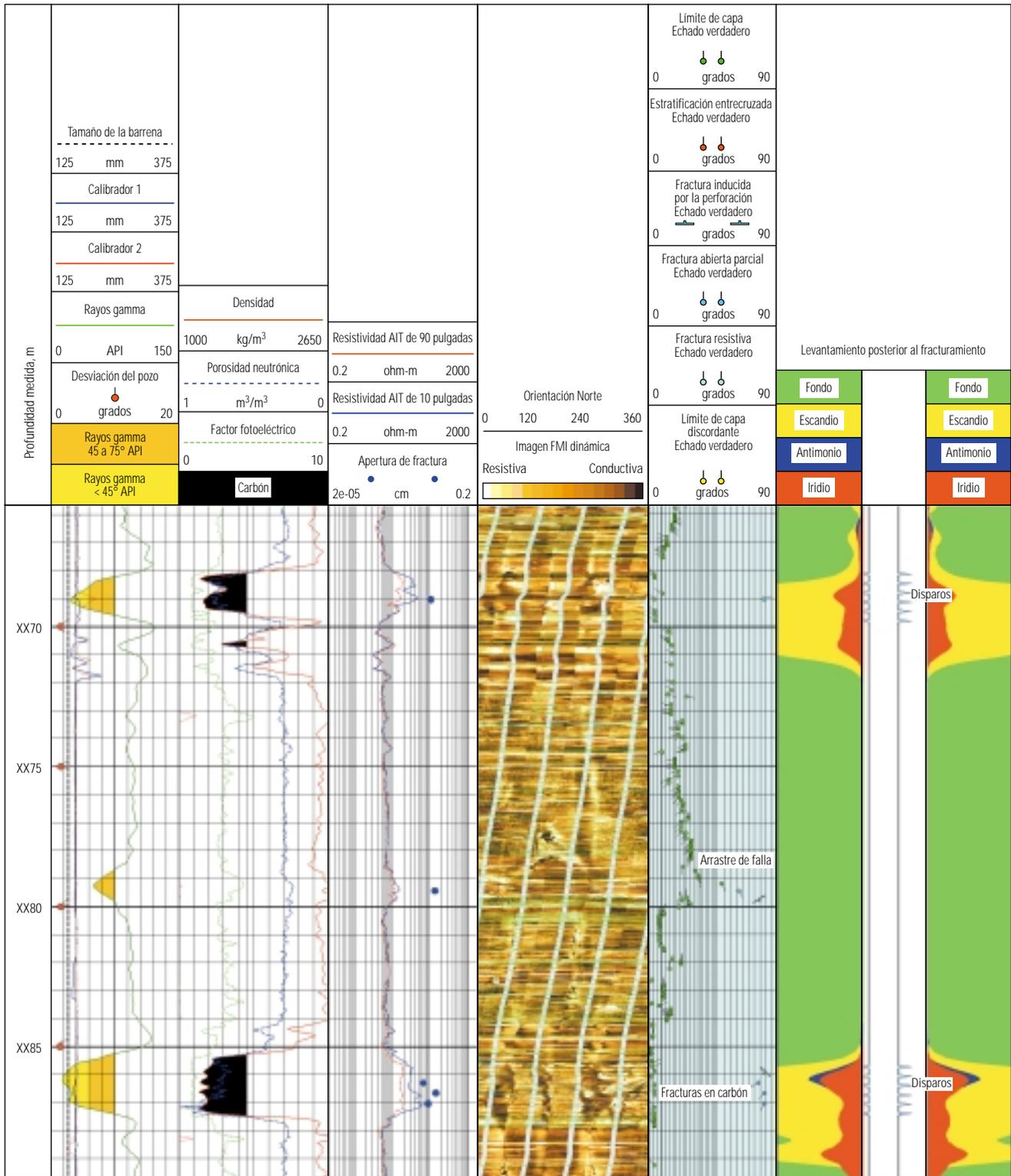
La abundancia de pliegues y fallas de cabalgamiento relacionadas con la deformación Laramide caracteriza la compleja geología estructural de los pies de monte de la Columbia Británica y Alberta. Actualmente, el esfuerzo horizontal mínimo tiene dirección noroeste-sureste en gran parte del área de los 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.¹⁰

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).



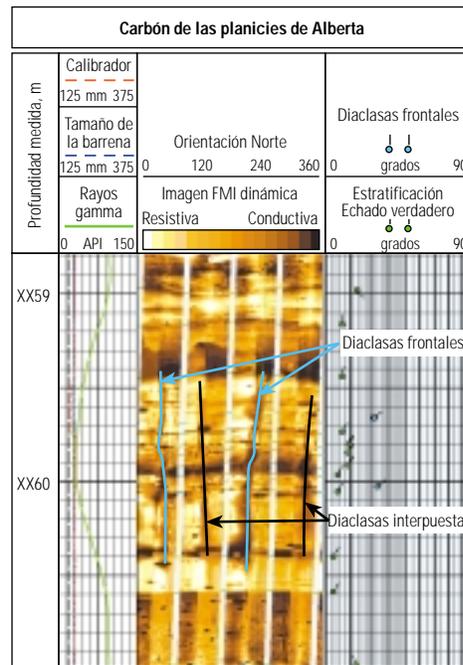
^ Análisis de capas de carbón de las planicies de Alberta. Se identificó una falla durante la interpretación de las imágenes FMI de este pozo Burlington a una profundidad de XX79.5 m (Carril 4). Las fallas y la presencia de fracturas asociadas con las mismas tienen un impacto directo sobre la permeabilidad 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.

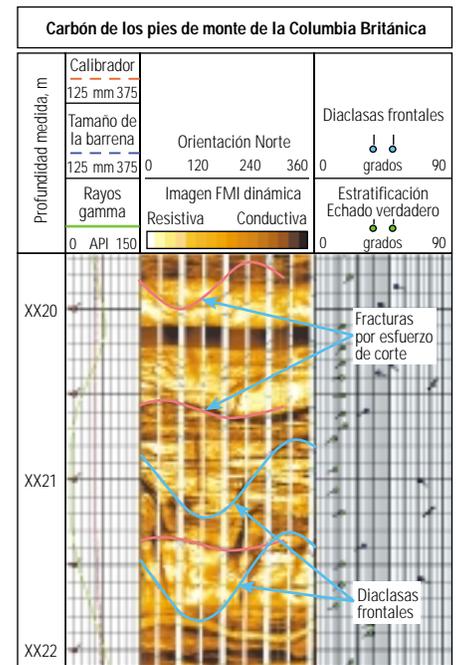
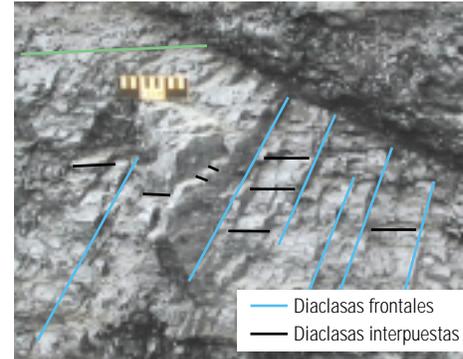
En los pies de monte del noreste de la Columbia Británica, las Formaciones Gates y Gething del Cretácico contienen los estratos de carbón de mayor espesor. Las capas de carbón de estas formaciones están expuestas en el campo carbonífero Peace River, a lo largo de los afloramientos de orientación noroeste, 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 m³/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.¹¹ 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.¹²

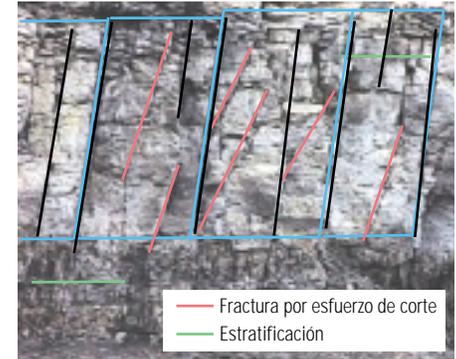
La Formación Gates disminuye de espesor hacia el noroeste y sus reservas de carbón no están tan esparcidas como las de la Formación Gething. El carbón presente en la Formación Gates normalmente contiene cuatro capas con un espesor medio total que oscila entre 15 y 20 m [49 y 66 pies]. En 1996, Phillips 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 m³/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.

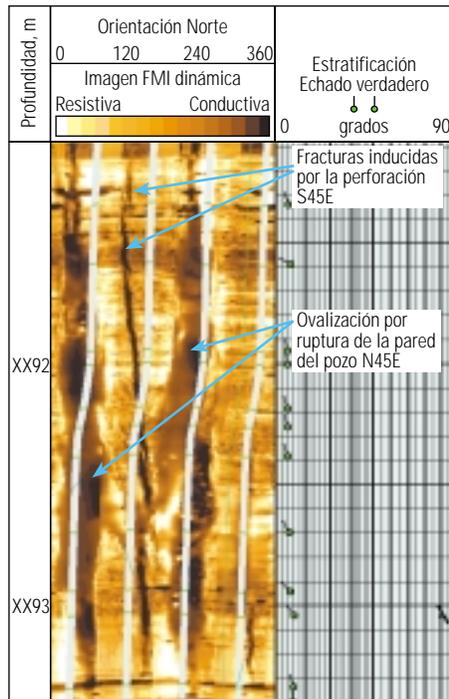
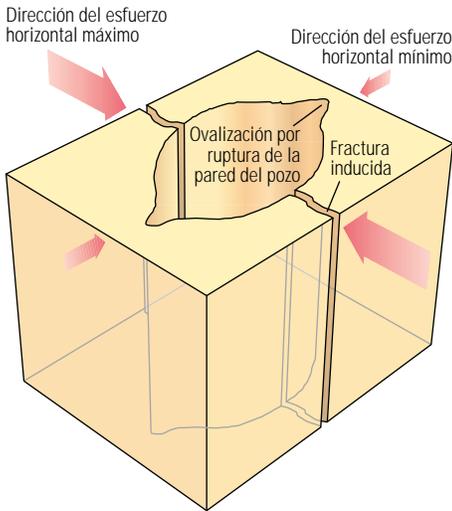
Los afloramientos del campo carbonífero Peace River han permitido a los geólogos conocer las interrelaciones entre deformación, desarrollo de diaclasas y campos actuales de esfuerzos y su relación con la permeabilidad del carbón. La

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.



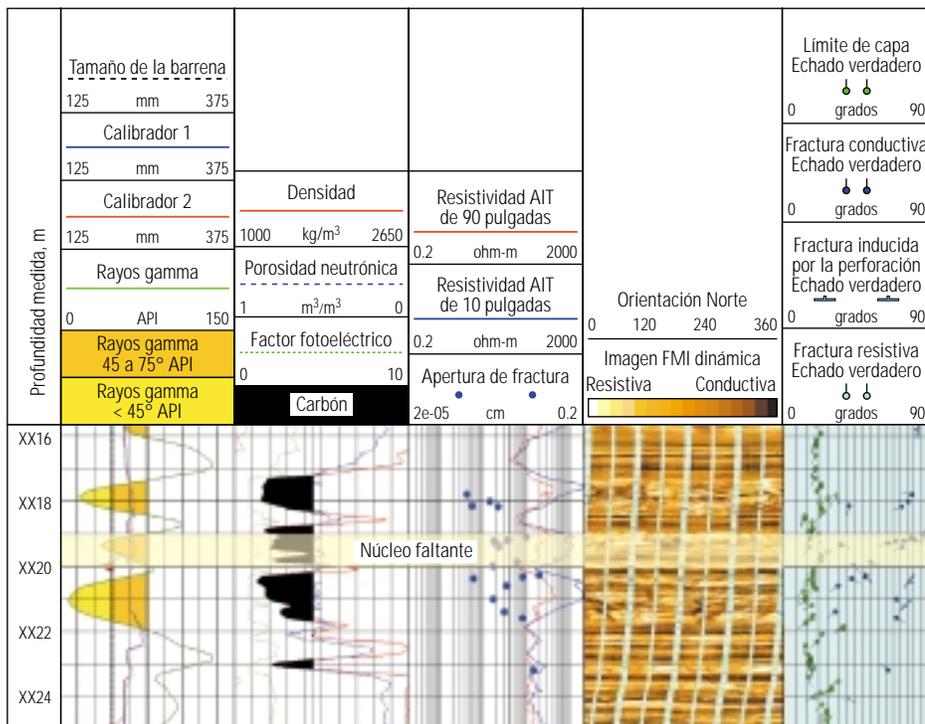
< Determinación de los esfuerzos locales a partir de imágenes de la pared del pozo. Durante las operaciones de perforación, la eliminación de esfuerzos alrededor del pozo produce fracturas inducidas y ovalización por ruptura de la pared del pozo (*izquierda*). Estos fenómenos indican la dirección de 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.¹³ 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.



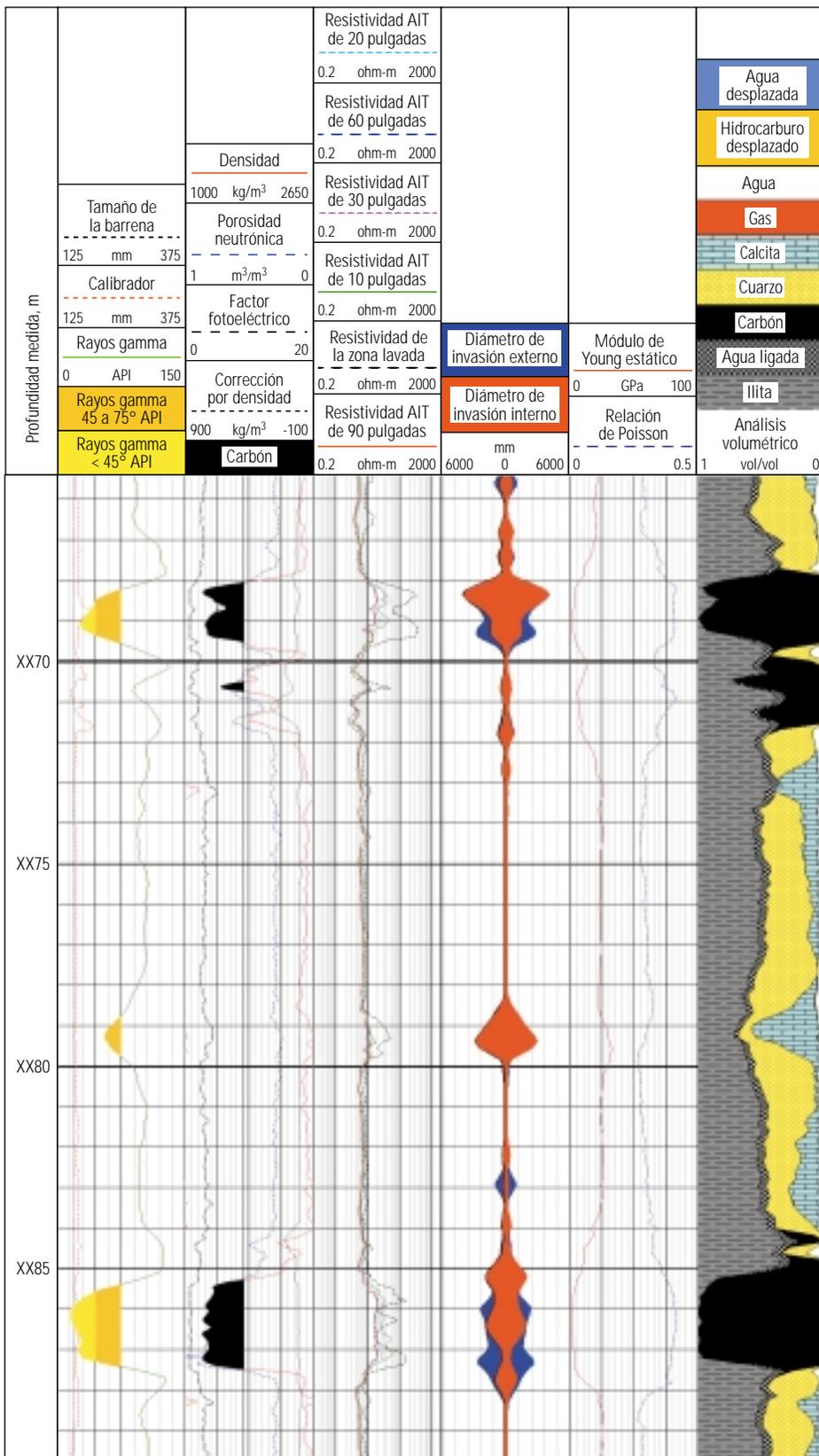
< Análisis de un intervalo de carbón de los pies de monte de la Columbia Británica. El alto grado de fracturamiento presente en las capas de carbón de los pies de monte puede dificultar la recuperación de núcleos de diámetro completo. Se extrajeron núcleos del intervalo mostrado, sin embargo, faltó una 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.

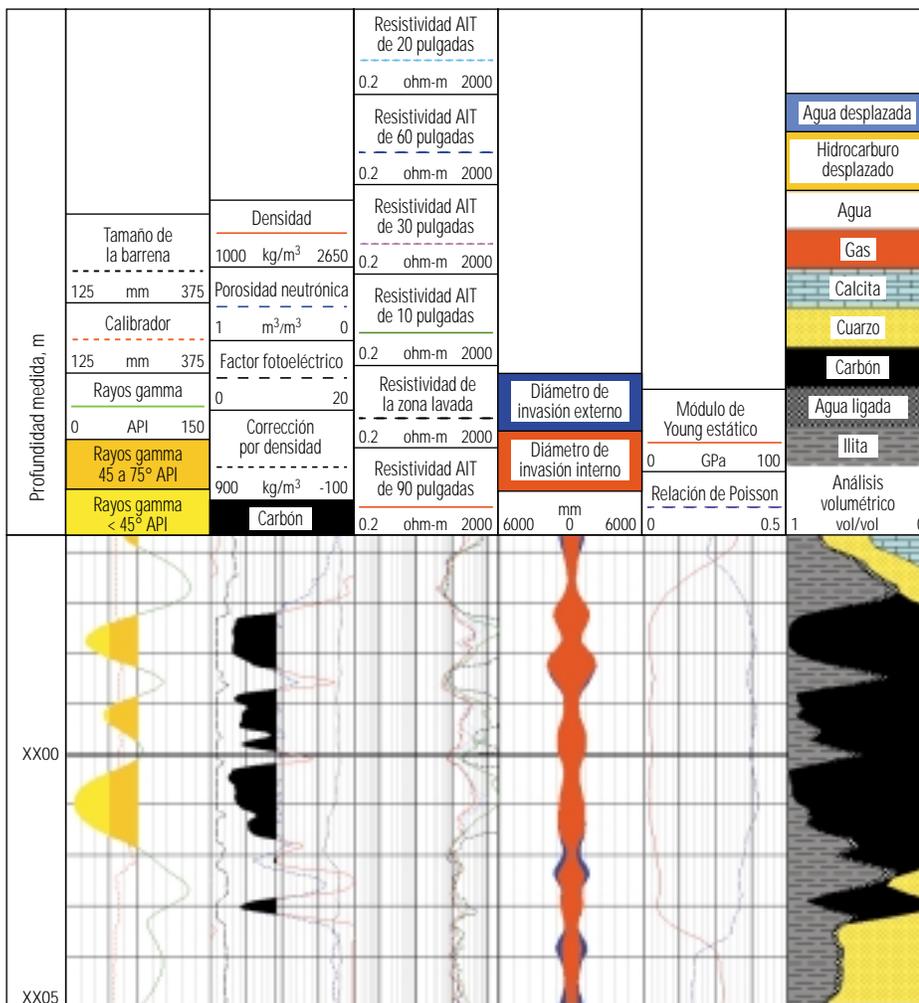
Históricamente, los operadores han recurrido a aumentar el volumen de cemento excedente bombeado para combatir el problema de los topes de cemento bajos, pero una novedosa solución conocida como cemento en fibras avanzado CemNET ha arrojado resultados excelentes.

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

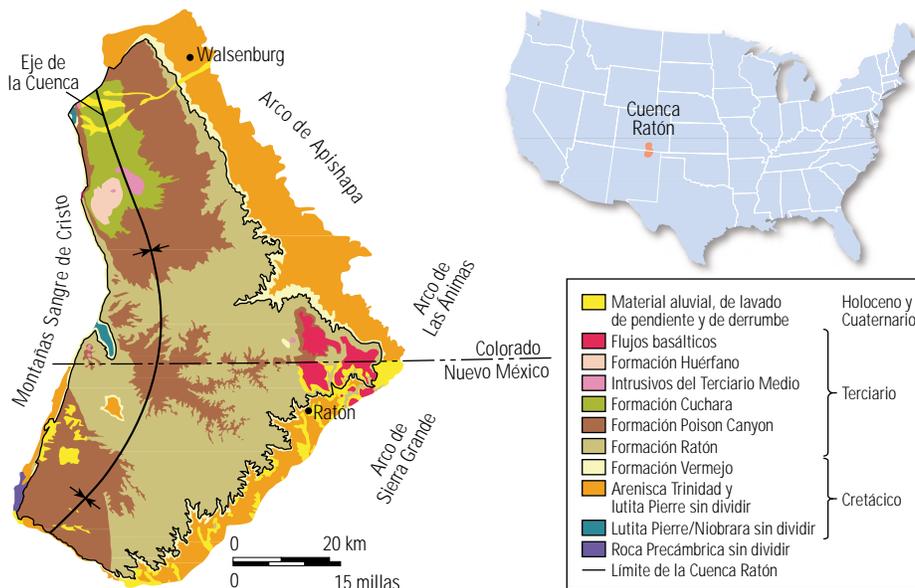
problemáticas, las fibras CemNET, sumadas al sistema de lechada LiteCRETE, han resultado exitosas en yacimientos de CBM de Canadá y Wyoming, EUA.¹⁴ La combinación de estas tecnologías en el cemento CBM LiteCRETE minimiza los problemas de pérdida de circulación proporcionando mejor cobertura de cementación, 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.¹⁵ 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.¹⁶ 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 km² [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.¹⁷ 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).¹⁸ 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.¹⁹ 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 m³ [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.²⁰

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.

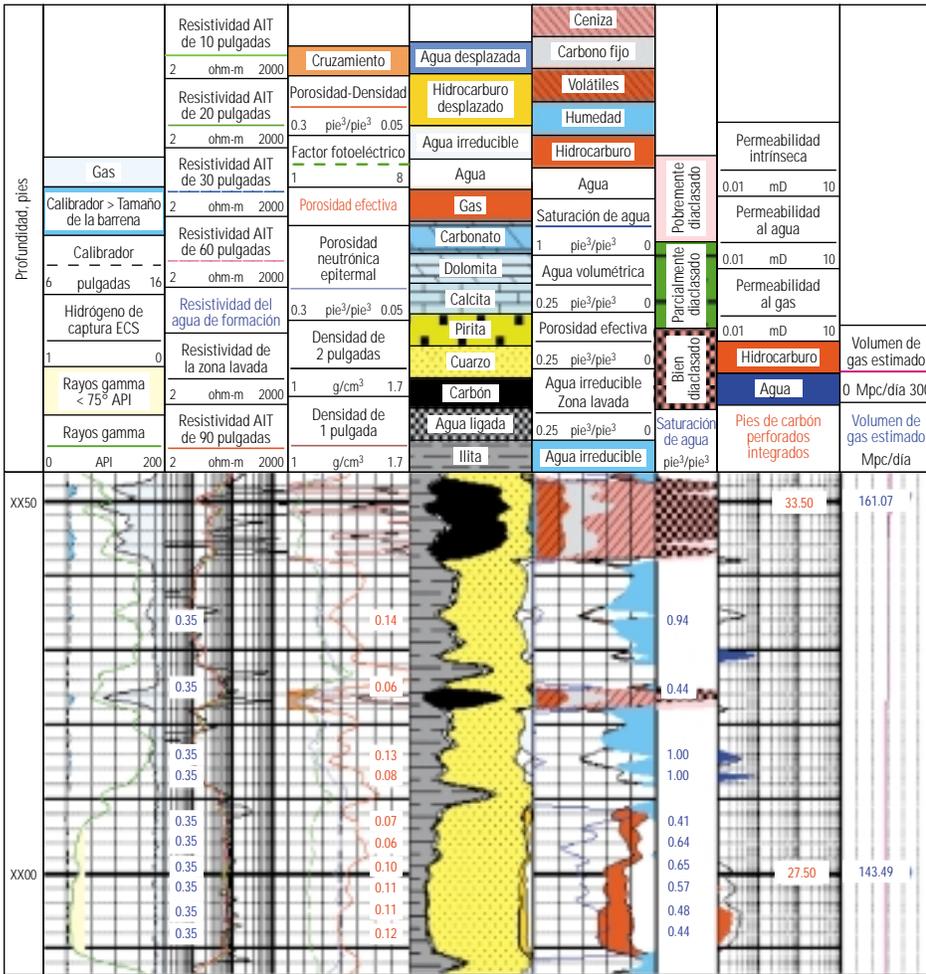
16. Degenhardt KF, Stevenson J, Gale B, González D, Hall S, Marsh J y Zemlak W: "Aislamiento y estimulación selectivos," *Oilfield Review* 13, no. 3 (Invierno de 2001/2002): 60-80.

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 m³/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.²¹

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.²²

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-

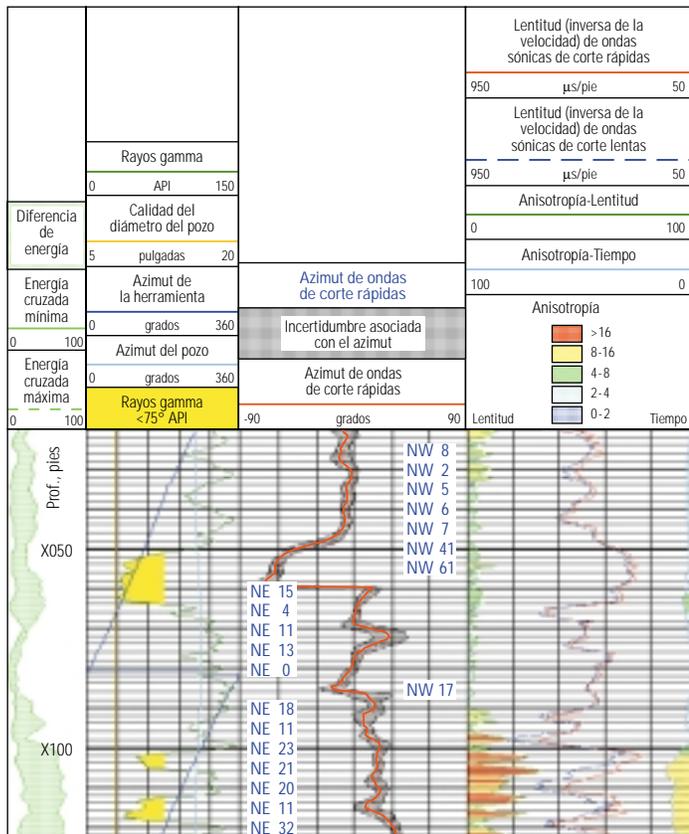
tado de utilidad en pozos donde se identificaron entre seis y ocho niveles de capas de carbón diferentes para la estimulación. Estos fluidos a base de polímeros resultaron más exitosos en áreas que inicialmente producen grandes cantidades de agua y donde el daño de los sistemas de diaclasas y fracturas 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.²³

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.²⁴ 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.

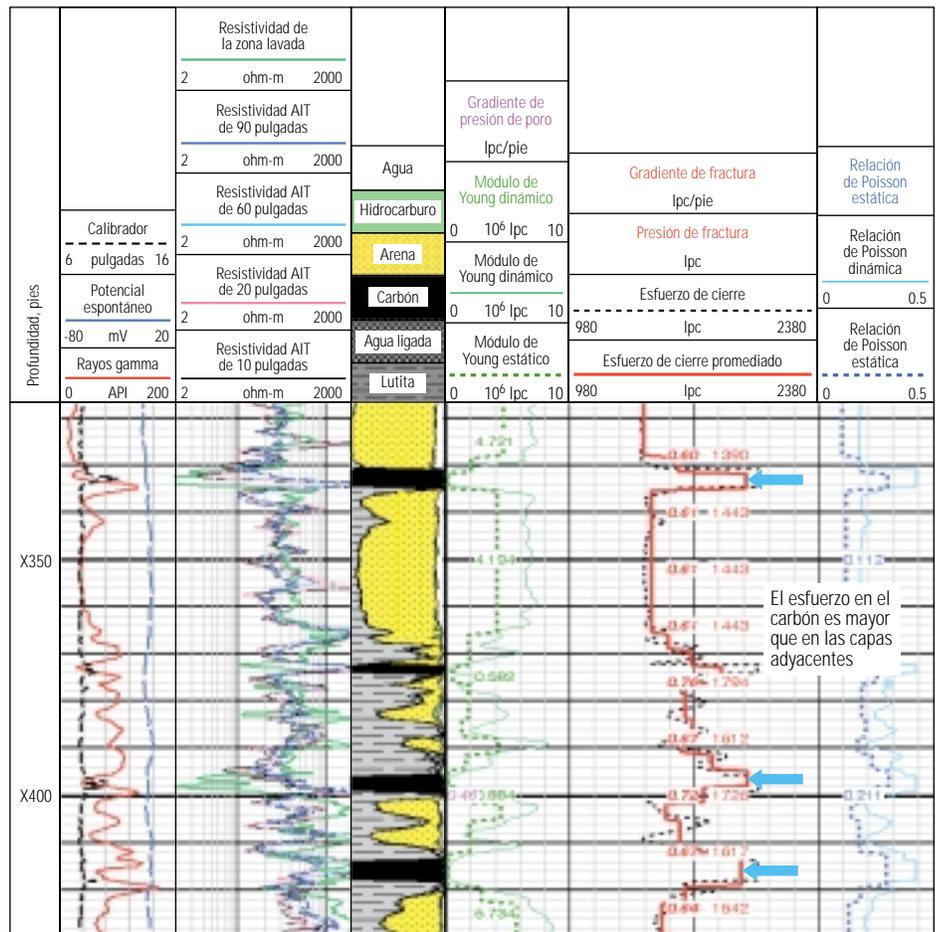
La efectividad del fracturamiento hidráulico de las capas de carbón individuales ha sido cuestionada debido a estas complejidades inherentes. Los volúmenes de apuntalante utilizados en los tratamientos de estimulación de las capas de carbón pueden alcanzar valores de hasta 17,700 kg/m [12,000 lbm/pie] 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.²⁵

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.²⁶

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.²⁷ 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.

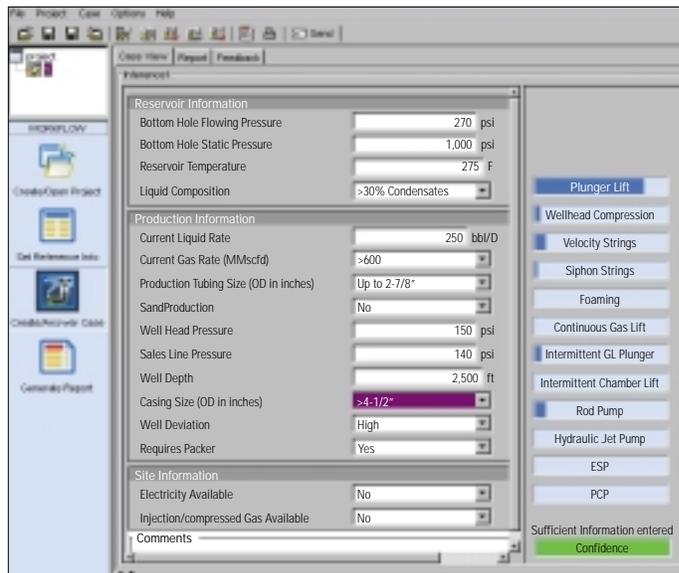
para aplicaciones CBM. La selección y el diseño de un método de levantamiento adecuado no suelen ser directos y deberían concentrarse en la capacidad, la eficiencia y la confiabilidad.

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.²⁸ 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.²⁹ 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 isotermas 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