

Revolución del gas de lutitas

Tom Alexander

Southwestern Energy Company
Moncton, New Brunswick, Canadá

Jason Baihly

Sugar Land, Texas, EUA

Chuck Boyer

Pittsburgh, Pensilvania, EUA

Bill Clark

George Waters

Ciudad de Oklahoma, Oklahoma, EUA

Valerie Jochen

College Station, Texas

Joël Le Calvez

Houston, Texas

Rick Lewis

Camron K. Miller

Dallas, Texas

John Thaeler

Southwestern Energy Company
Houston, Texas

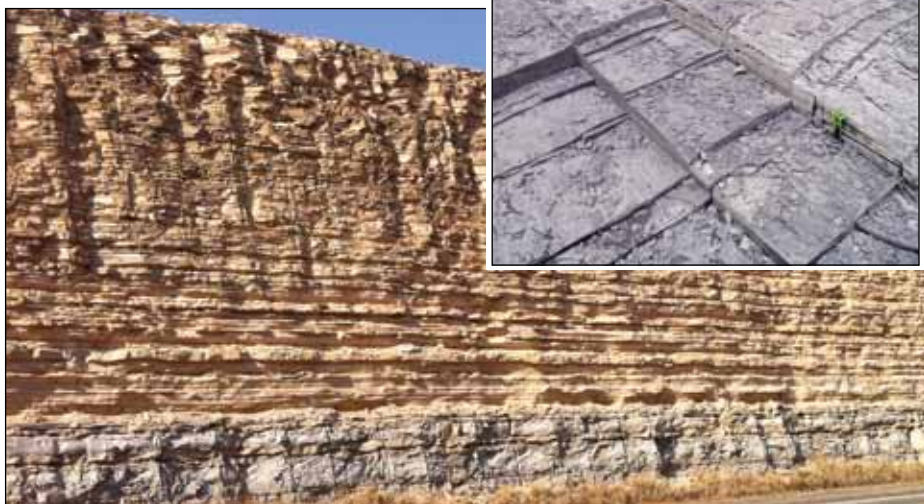
Brian E. Toelle

Denver, Colorado, EUA

En todo el mundo, las compañías están explorando activamente recursos en lutitas, con la esperanza de encontrar la próxima lutita Barnett. Sin embargo, el desarrollo y la producción de estos enigmáticos recursos requieren algo más que encontrar lutitas ricas en contenido orgánico y fracturarlas hidráulicamente. A medida que la revolución del gas de lutitas gana impulso a nivel mundial, las compañías de exploración y producción están descubriendo que para lograr el éxito, es esencial un enfoque integrado. El aprendizaje a partir de las experiencias pasadas y la mejora continua de las metodologías pueden no garantizar el éxito, pero aumentan su probabilidad en gran medida.

Desde el advenimiento de la industria moderna del petróleo y el gas, los geólogos de esta industria han seguido una ruta convencional para la exploración: buscar rocas madres impregnadas de hidrocarburos, encontrar rocas de calidad de yacimiento en las que los hidrocarburos puedan acumularse, identificar un mecanismo de entrapamiento y luego perforar un pozo. Pero se está produciendo

una revolución en la industria de E&P. Las rocas que en el pasado eran de poco interés, excepto como rocas madres potenciales, hoy en día se buscan activamente como yacimientos potenciales. Cuando se consideran recursos no convencionales, el objetivo es encontrar lutitas orgánicas.



Traducción del artículo publicado en *Oilfield Review*, Otoño de 2011: 23, no. 3.

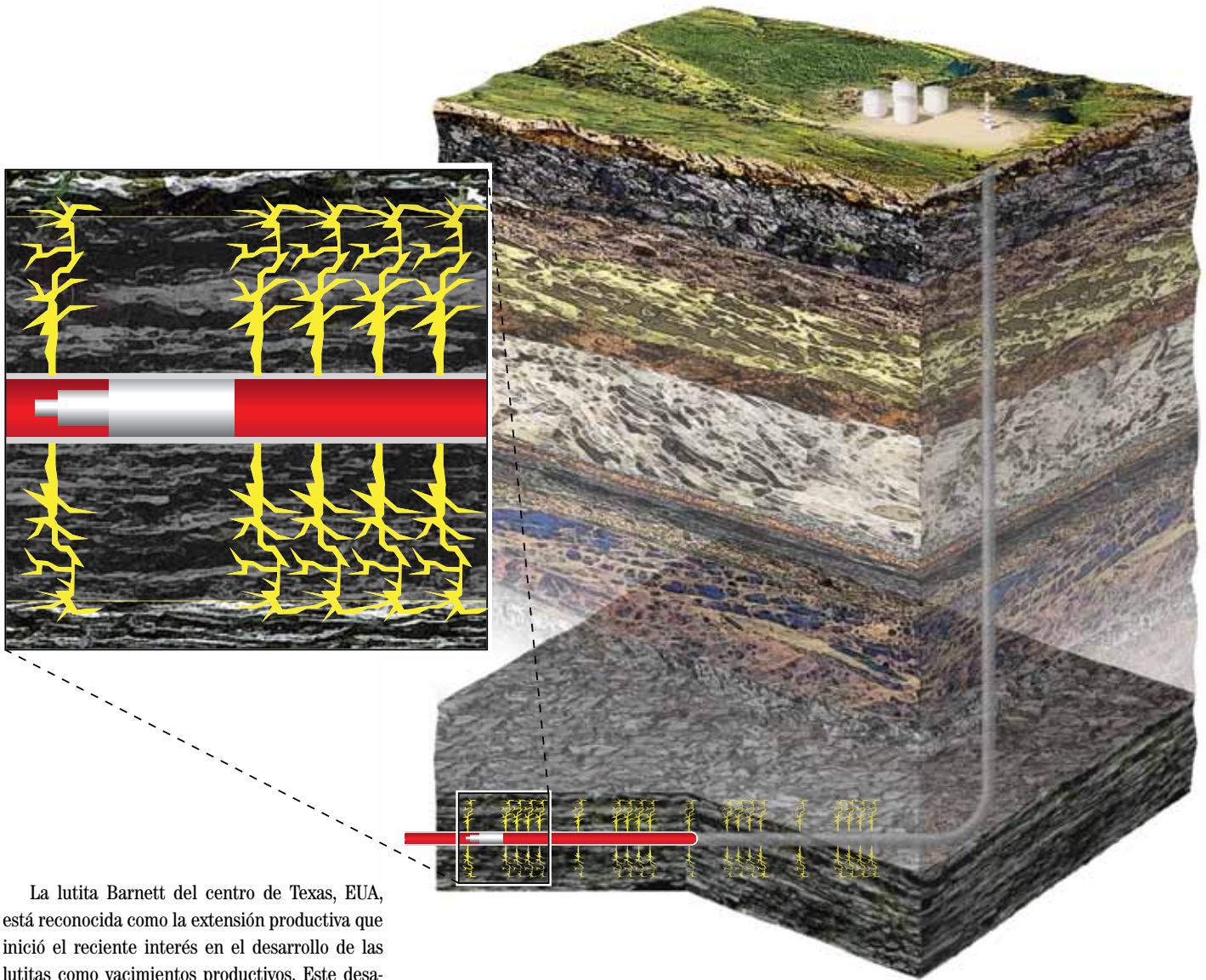
Copyright © 2012 Schlumberger.

Por la colaboración en la elaboración de este artículo, agradecemos a Doug Bentley, Warsaw, Polonia; Damian Friend, Joanne Hresko, Reese Mitchell, Brad Sylvester y Steve Thomson, Southwestern Energy Company, Houston; Vincenzo De Gennaro, Pau, Francia; Hariharan Ramakrishnan, Ciudad de Oklahoma, Oklahoma, EUA; y Leah Hogarth, Houston.

DSI, ECLIPSE, EcoScope, ECS, ELANPlus, FMI, geoVISION, HiWAY, HRA, Petrel, Platform Express, Sonic Scanner, SonicScope, SpectroLith, StimMAP, StimMAP LIVE, TRA y VISAGE son marcas de Schlumberger.

1. Los geólogos generalmente consideran que las partículas sedimentarias menores a 4 micrones corresponden al tamaño de grano de la arcilla. Las partículas de limo varían entre 4 y 62,5 micrones aproximadamente.
2. Blyth FGH y de Freitas MH: *A Geology for Engineers*, 7ª ed. Burlington, Massachusetts, EUA: Butterworth-Heinemann, 1984.

^ Lutitas orgánicas. Las lutitas son sedimentos fisibles de granos finos que se encuentran en capas. Pueden estar fracturadas y quebrarse en láminas en el sentido de la propia estructura laminar (*inserto*). Las lutitas ricas en contenido orgánico se caracterizan por mayores niveles de carbono orgánico total en comparación con las otras lutitas: varían de 2% a 10%. Las lutitas ricas en contenido orgánico y térmicamente maduras son los principales objetivos de exploración.



La lutita Barnett del centro de Texas, EUA, está reconocida como la extensión productiva que inició el reciente interés en el desarrollo de las lutitas como yacimientos productivos. Este desarrollo representa un cambio fundamental en la manera en que las compañías de exploración consideran los recursos. Las dos principales tecnologías habilitantes que han convertido en rentables a las extensiones productivas de lutitas son la perforación de pozos horizontales de alcance extendido y la estimulación por fracturamiento hidráulico de múltiples etapas. Sin embargo, los operadores han descubierto que para producir el gas de las rocas madres se necesita mucho más que perforar pozos horizontales y luego fracturarlos hidráulicamente.

Los ingenieros y geólogos que estudian las reservas de gas de lutitas consideran que una mejor comprensión del yacimiento puede dar lugar a la adaptación de los procesos y al refinamiento de las técnicas. Es importante integrar los datos de diversas fuentes y a muchas escalas diferentes para optimizar la perforación, terminación y estimulación de pozos para la producción de hidrocarburos de sus rocas madres.

Este artículo revisa las lecciones aprendidas durante 30 años de desarrollo de lutitas y describe algunas de las herramientas utilizadas para analizar las mismas. Gracias a la adopción de un enfoque integrado para el desarrollo de la lutita Fayetteville, un operador fue recompensado por su esfuerzo, tal como lo evidencian el incremento en la producción de gas y las mejoras en las eficiencias operacionales. En otro ejemplo, un amplio estudio de registros de producción, utilizando datos obtenidos en las seis cuencas de gas de lutitas más importantes de EUA, reveló resultados que podrían repercutir en las prácticas de perforación y estimulación.

Características de los yacimientos de lutitas

Las lutitas son rocas de granos finos que se forman por la compactación de partículas del tamaño de limos y arcillas.¹ El sesenta por ciento de la cor-

teza sedimentaria de la tierra está compuesta por lutita, y es la roca madre más importante de la mayoría de los depósitos convencionales de hidrocarburos en todo el mundo.² Debido a que las lutitas se formaron a partir de lodo, a menudo se las llama lodolitas o fangolitas. Las lutitas se diferencian de las otras arcillitas y lodolitas en que están laminadas en estratificaciones muy finas y son fisibles, lo que significa que pueden separarse o quebrarse en láminas en el sentido de su propia estructura laminar (página anterior). Dependiendo de su madurez y mineralogía, también pueden fracturarse con gran facilidad.

A pesar de su abundancia, pocos depósitos de lutita pueden ser desarrollados como recursos hidrocarburíferos. Los objetivos de exploración de lutitas gasíferas son los sedimentos ricos en materia orgánica que se depositaron de tal manera como para preservar una parte importante de su

materia orgánica original, la que finalmente funcionó como materia prima para la generación de hidrocarburo. Una vez generado, la mayor parte del hidrocarburo permaneció atrapado en la matriz de la roca de ultra baja permeabilidad, sin poder migrar.

Las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico se forman bajo condiciones específicas: altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que las diferencian de los otros depósitos de lutitas.³ Estas condiciones fueron las predominantes durante varias eras geológicas, que incluyen el período devónico durante el cual el clima era cálido, el nivel del mar era elevado y gran parte de la tierra estaba cubierta por mares tropicales. Pero el período devónico no fue el único durante el cual se formaron gruesos depósitos de sedimentos ricos en contenido orgánico. Se han identificado lutitas ricas en contenido orgánico desde el período precámbrico hasta los tiempos modernos (abajo).⁴ Sin embargo, para cumplir con el criterio de madurez térmica, la mayoría de las lutitas gasíferas se concentran en sedimentos de un rango de tiempos geológicos que comienza en el período ordovícico y se extiende a lo largo del período pensilvaniense.

La materia orgánica, que consiste principalmente en restos de plantas y animales, se deposita en el fondo de lagos u océanos y se convierte en alimento para otros animales y bacterias. Sin embargo, en ambientes anóxicos, la bacterias anaeróbicas, que son consumidoras menos eficientes que las aeróbicas, son las únicas bacterias capaces de consumir la materia orgánica. Así, los sedimentos pueden retener gran parte de su material orgánico original. Hoy en día, el mar Negro tiene una estrecha analogía con las condiciones necesarias para la creación de recursos en lutitas; las condiciones anóxicas permiten que los sedimentos se acumulen con altas concentraciones de materia orgánica (próxima página, arriba).⁵

A medida que se acumula más material y el lodo subyacente se va compactando, los sedimentos se van hundiendo a mayores profundidades y quedan sometidos a presiones y temperaturas más elevadas. También se desarrollan las laminaciones. En los ambientes marinos profundos, estos procesos pueden transcurrir muy lentamente y abarcar largos períodos de tiempo; la acumulación de unos pocos centímetros podría tardar miles de años. El peso de los sedimentos suprayacentes expulsa los líqui-

dos y compacta la lodolita, los cuales son pasos que forman parte del proceso de litificación. La materia orgánica se cocina lenta y parcialmente, y se transforma en kerógeno, un material insoluble del cual se pueden generar los hidrocarburos, tanto petróleo como gas.

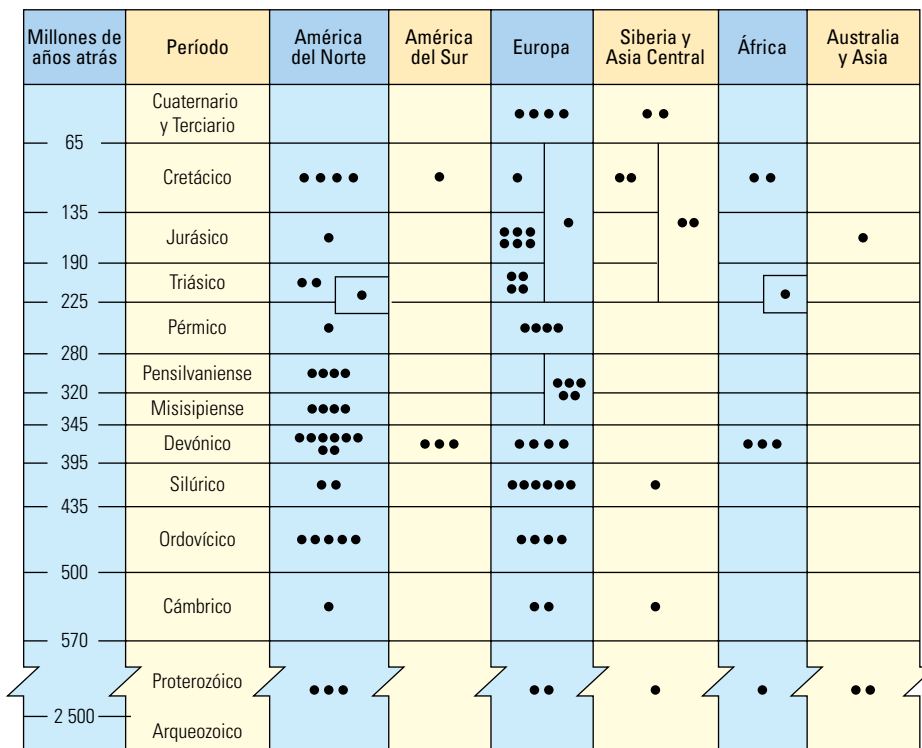
Los diferentes materiales orgánicos generan diferentes tipos de kerógenos.⁶ Cuando están expuestos a calor y presión, cada tipo de kerógeno es más propenso a generar productos específicos: petróleo, gas húmedo, gas seco y elementos no hidrocarbúricos. Durante el proceso de soterramiento y maduración, el kerógeno pasa a través de una gama de temperaturas y presiones. En primer lugar está la ventana de petróleo, en la que se puede generar petróleo líquido a partir de kerógeno propenso a generar petróleo, o gas húmedo a partir de kerógeno propenso a generar gas (próxima página, centro). Esta etapa de maduración se conoce como catagénesis. A mayor profundidad de soterramiento, el kerógeno pasa a la ventana del gas seco. Mediante el proceso de metaagénesis, se genera gas por la conversión del kerógeno restante y la transformación de los hidrocarburos más pesados generados durante la catagénesis. Las lutitas que son ricas en materia orgánica y han estado sometidas a temperaturas y presiones correspondientes a la ventana de gas seco constituyen los principales objetivos para la exploración de lutitas gasíferas.

Sin embargo, sólo porque los sedimentos hayan pasado a través de las etapas de maduración, no significa necesariamente que sean rocas de calidad de yacimiento. Utilizando las propiedades geoquímicas, petrofísicas y geomecánicas obtenidas de diversas fuentes, los geólogos e ingenieros determinan la factibilidad de continuar con la exploración de las lutitas gasíferas.

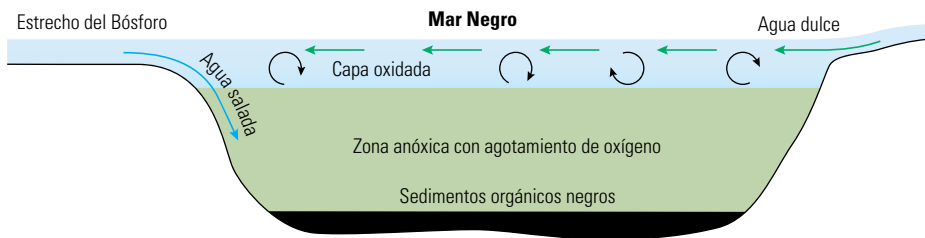
Análisis geoquímico

Para identificar las lutitas que tienen potencial de producción, los geólogos buscan propiedades geoquímicas específicas, que generalmente se obtienen de datos de núcleos. Algunas de las propiedades se pueden medir con sensores de fondo de pozo; sin embargo, los petrofísicos perfeccionan y caracterizan las mediciones de fondo de pozo calibrando los datos de registros con los datos de núcleos. Las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos en lutitas incluyen carbono orgánico total (TOC), volumen y capacidad de gas, madurez térmica, permeabilidad y mineralogía.

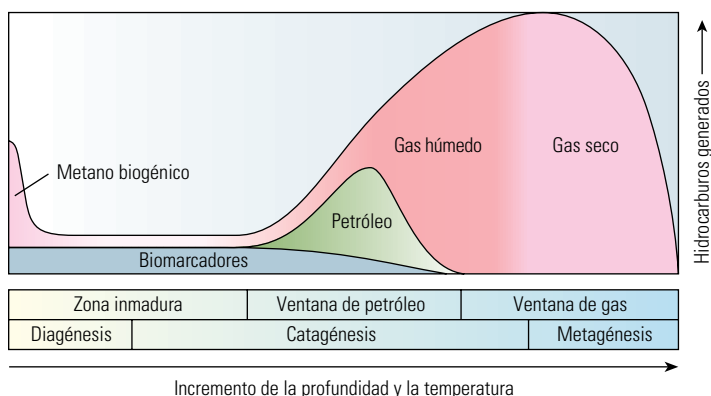
TOC—Una lutita orgánica, por definición, tiene que tener carbono orgánico, y el TOC determina el potencial de recursos de una lutita. Las rocas con mayores valores del TOC son más ricas en



^ Distribución mundial de lutitas marinas orgánicas por período geológico. La tectónica, geografía y las condiciones climáticas contribuyen a la deposición de sedimentos ricos en contenido orgánico. Las lutitas marinas ricas en contenido orgánico se encuentran en todo el mundo. (Los círculos negros representan la cantidad de ocurrencias por cada edad). Las compañías de exploración se han concentrado en los sedimentos marinos que tienen la suficiente madurez térmica para convertir el kerógeno en hidrocarburos a fin de desarrollarlos como recursos. Las lutitas lacustres de depósitos someros de agua dulce (no se muestran) también son objetivos de exploración pero todavía no han probado ser tan prolíficas como las marinas. (Adaptado de Tourtelot, referencia 4.)



^ Analogía moderna de las lutitas ricas en contenido orgánico. La descomposición del material orgánico es un proceso bacteriano que ocurre bajo condiciones aeróbicas; cierta actividad bacteriana anaeróbica limitada también puede ocurrir en condiciones anóxicas. El mar Negro está estratificado con una capa superior oxidada y una zona inferior anóxica. El agua dulce (flechas verdes) llega desde los ríos, y el agua marina más densa (flecha azul) llega desde el mar Mediterráneo por el estrecho del Bósforo. Debido a las diferentes salinidades y densidades, la mezcla está limitada a los 100 a 150 m [330 a 490 pies] superiores. La mezcla entre las aguas de superficie y las aguas de fondo está estrictamente limitada; el agua de fondo se cambia sólo una vez en miles de años. Los sedimentos negros y ricos en materia orgánica se acumulan en el fondo. Las bacterias anaeróbicas extraen oxígeno de los sulfatos y emiten sulfuro de hidrógeno [H₂S] como producto residual. El sulfuro de hidrógeno puede reaccionar con el hierro en los sedimentos para formar pirita [FeS₂], la cual se observa con frecuencia en los depósitos de lutitas ricas en contenido orgánico (Adaptado de Lueschen, referencia 5.)



^ Etapas de maduración en la generación de hidrocarburos. Los procesos de soterramiento, conversión de la materia orgánica y generación de hidrocarburos pueden resumirse en tres pasos. Diagénesis: caracterizada por la baja temperatura, inferior a 50°C [122°F], conversión de la materia orgánica en kerógeno. Las bacterias pueden digerir y convertir parte de la materia orgánica en metano biogénico. Catagénesis: generalmente se produce a medida que el mayor soterramiento genera más presión y más temperatura en el rango de 50° a 150°C [122° a 302°F], lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en la lutita y el kerógeno. Metagénesis: la última etapa, en la que el calor y los cambios químicos transforman el kerógeno en carbono. Durante esta etapa, se libera metano tardío, o gas seco, junto con otros gases, que incluyen CO₂, N₂ y H₂S. Los hidrocarburos producidos en las primeras etapas con el paso del tiempo también se convierten en metano. Las temperaturas varían aproximadamente de 150°C a 200°C [302°F a 392°F] o más elevadas.

materia orgánica. Los objetivos de exploración tienen valores del TOC en el rango general de 2% a 10% (derecha). Las rocas con valores del TOC superiores a 10% generalmente son demasiado inmaduras para el desarrollo.

El carbono total en una muestra de lutita incluye carbono orgánico e inorgánico. Para cuantificar el carbono orgánico, los ingenieros utilizan una técnica de combustión.⁷ Primero se trata una pequeña parte de la muestra de roca con ácido fosfórico para eliminar el carbono inorgánico.

Luego los sedimentos se secan y se queman a 1 350°C [2 462°F] en un ambiente rico en oxígeno. El carbono orgánico se oxida para formar CO₂, el cual fluye a través de una celda de detección infrarroja no dispersiva sintonizada para responder al CO₂. El volumen de gas medido se convierte a una medición del TOC y se registra como un porcentaje en peso de la roca.

Los valores del TOC pueden variar significativamente a través de una sección de yacimiento. Pero debido a que no es posible adquirir y luego

analizar núcleos en intervalos de gran longitud, los petrofísicos generalmente utilizan los datos de fondo de pozo de los registros convencionales y geoquímicos para cuantificar el volumen de kerógeno en la roca y luego calcular los valores del TOC a partir de estos datos. Para validar los modelos utilizados para la medición del TOC, los científicos calibran los datos petrofísicos con los valores obtenidos de los núcleos.

Volumen y capacidad del gas—El gas se encuentra absorbido en la superficie del kerógeno en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades primaria y secundaria. El volumen total de gas en sitio (GIP) es la combinación del gas absorbido y el gas libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas absorbido será liberado, o desorbido, desde la superficie del kerógeno. Sin embargo, las investigaciones recientes indican que la desorción también es una función del tamaño de poro de la lutita, el cual ha de ser tenido en cuenta por los científicos cuando ellos estiman el potencial de los recursos.⁸

Carbono orgánico total, % en peso	Potencial de los recursos
< 0,5	Muy pobre
0,5 a 1	Pobre
1 a 2	Medio
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy Bueno
> 10	Desconocido

^ Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos.

- Algunos geólogos creen que si los sedimentos se depositan más rápido de lo que la fauna óxica puede consumirlos, se pueden preservar altos niveles de materia orgánica en sedimentos que no son pobres en oxígeno.
- Tourtlet HA: "Black Shale—Its Deposition and Diagenesis," *Clays and Clay Minerals* 27, no. 5 (Octubre de 1979): 313–321.
- Lueschen H: "Black Sea Sediments," <http://www.mbgc.icbm.de/HolgerL/BlackSea.html> (consultado el 20 de septiembre de 2011).
- Para mayor información sobre los tipos de kerógeno, consulte: Boyer C, Kieschnick J, Suárez-Rivera R, Lewis RE y Waters G: "Producción de gas desde su origen," *Oilfield Review* 18, no. 3 (Invierno de 2006/2007): 36–49.
- Bernard BB, Bernard H y Brooks JM: "Determination of Total Carbon, Total Organic Carbon and Inorganic Carbon in Sediments," College Station, Texas, EUA, TDI-Brooks International and B&B Laboratories, Inc., http://www.tdi-bi.com/analytical_services/environmental/NOAA_methods/TOC.pdf (consultado el 21 de octubre de 2011).
- Ambrose RJ, Hartman RC, Díaz-Campos M, Akkuttu IY y Sondergeld CH: "New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations," artículo SPE 131772, presentado en la Conferencia de Gas No Convencional de la SPE, Pittsburgh, Pensilvania, EUA, 23 a 25 de febrero de 2010.

Los científicos a veces utilizan pruebas de desorción mediante cartuchos filtrantes para determinar el GIP total a partir de núcleos. Inmediatamente después de recuperadas, las muestras de núcleos recién cortadas se sellan dentro de los cartuchos y se envían al laboratorio para su análisis. El gas se extrae de los cartuchos, se mide volumétricamente y se analiza composicionalmente en función del tiempo. La representación gráfica del gas producido a lo largo del tiempo se puede utilizar para estimar el GIP de la muestra de núcleo en condiciones de yacimiento. Este análisis es sensible al tiempo que se tarda en recuperar los núcleos desde el fondo del pozo.

Para determinar el volumen de gas absorbido de las lutitas, los ingenieros utilizan las relaciones de presión que estiman el potencial de sorción de la roca. Las muestras se pulverizan para maximizar la superficie y luego se calientan para eliminar todo el gas absorbido. Luego las muestras se exponen a metano a presiones cada vez más elevadas mientras se mantienen a una temperatura constante. El volumen de gas absorbido por la muestra de roca, presentado en unidades de pies cúbicos estándar/tonelada (pc/ton), se describe mediante una curva de isoterma de Langmuir (abajo). Una vez que se establece una isoterma, se puede determinar la capacidad de almacenamiento de la roca mediante una referencia a la presión de poro de la formación, la cual es representativa de la presión de yacimiento en sitio.

Los ingenieros utilizan las isoterma de Langmuir de los datos de núcleos para calcular el gas absorbido a partir de los valores del TOC derivados de registros. Calculan los volúmenes de gas libre a partir de los valores de porosidad efectiva y saturación de gas derivados de los registros,

después de sustraer el cálculo de volumen poroso ocupado por el gas absorbido. Una evaluación adecuada requiere datos de entrada geoquímicos y petrofísicos, que incluyen el tipo y contenido de arcilla, densidad de la matriz, resistividades del agua de formación y del agua ligada, porosidad efectiva y saturación de gas.

Madurez térmica—La madurez térmica es una función de la historia deposicional. A medida que el kerógeno se expone a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del tiempo, la vitrinita, material de la pared celular y tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. La medición de la reflectancia de la vitrinita (R_o) se desarrolló originalmente para clasificar la madurez del carbón.

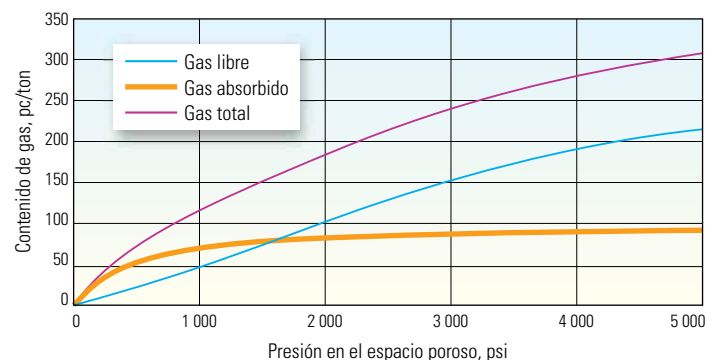
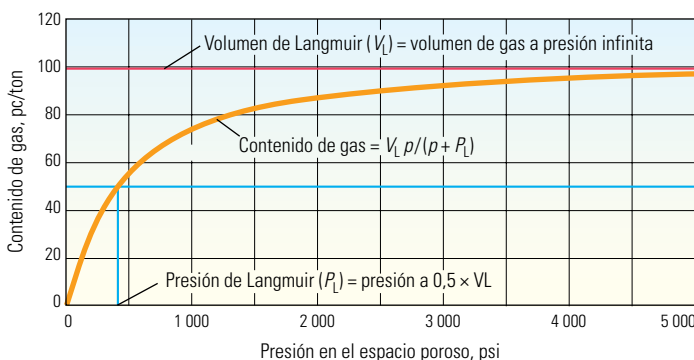
La reflectancia R_o se determina mediante mediciones con microscopio de la reflectividad de por lo menos 30 granos de vitrinita de una muestra de roca: los valores generalmente varían de 0% a 3%. Las mediciones mayores que 1,5% son un signo de rocas madres generadoras de gas seco, un indicador positivo de lutitas gasíferas. Los valores de R_o entre 0,6% y 0,8% indican petróleo y entre 0,8% y 1,1% indican gas húmedo. Inicialmente, el petróleo y el condensado se consideraban indicadores negativos para el desarrollo de lutitas; sin embargo, algunos operadores han tenido éxito produciendo petróleo y condensado de lutitas, y en estos casos los valores de R_o más bajos pueden ser considerados como indicadores positivos. Un valor de reflectancia menor que 0,6% es un indicador de kerógeno inmaduro, que no ha sido expuesto a las condiciones térmicas suficientes durante un período de tiempo adecuado para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos.

Permeabilidad—Una de las propiedades más difíciles de cuantificar cuando se caracteriza a las lutitas es la permeabilidad al gas, la cual puede variar de 0,001 a 0,0000001 mD. La permeabilidad es una función de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburo y la mineralogía. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcies, varios órdenes de magnitud más que las observadas en las lutitas. Los ingenieros miden la permeabilidad de las rocas convencionales forzando fluido a través de los núcleos y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que pasan a través de la muestra. La permeabilidad de las lutitas en el rango de los nanodarcies imposibilita la implementación de estos enfoques convencionales.

TerraTek desarrolló los análisis de rocas compactas TRA con la técnica de pirolisis para cuantificar permeabilidades ultra bajas en formaciones no convencionales.³ Además de permeabilidad, la técnica TRA proporciona densidad aparente y de granos, porosidad total y efectiva, saturación de agua y de hidrocarburo, porosidad ocupada por gas, saturación de hidrocarburos ligados y volumen de agua ligada a las arcillas.

La permeabilidad del yacimiento también puede ser estimada mediante pruebas de inyección de nitrógeno de corta duración y el subsiguiente análisis de caída de presión. Estas pruebas proporcionan la permeabilidad del sistema y toman en cuenta no sólo la permeabilidad de la matriz sino también la influencia de las fracturas naturales.

Mineralogía—Las lutitas pueden tener mezclas complejas de minerales y el éxito o el fracaso de un recurso potencial dependen de la concentración relativa de los constituyentes. Las muestras de núcleos pueden proporcionar una gran



^ Isotermas de Langmuir y capacidad de almacenamiento de gas. Las isotermas de Langmuir (dorado, izquierda) se derivan de las muestras de roca triturada y cuantifican la capacidad de almacenamiento absorbido de dicha roca. El volumen de Langmuir, V_L (línea roja), es el límite teórico para el gas absorbido a presión infinita. La capacidad de almacenamiento a una presión dada, p , se puede determinar a partir del gráfico. La presión de Langmuir, P_L (línea azul vertical), es la presión a la mitad del volumen de Langmuir. Utilizando las isotermas de Langmuir, se puede determinar el GIP total (magenta, derecha) para un yacimiento específico como una función de la presión. El gas total es el gas absorbido en el kerógeno (dorado) y el gas libre almacenado en los poros (azul). A bajas presiones, la absorción es un mecanismo efectivo de almacenamiento de gas. A medida que la presión aumenta, el gas de los poros aumenta proporcionalmente. La productividad de la mayoría de los yacimientos de lutitas orgánicas que se están desarrollando en la actualidad se deriva del volumen de gas que ocupa el espacio poroso. La desorción se torna importante a medida que disminuye la presión dinámica de fondo de pozo.

cantidad de información sobre la geoquímica y la mineralogía, pero están limitadas a la ubicación específica de donde se extrajeron las muestras. La mineralogía se determina más frecuentemente a partir de los datos petrofísicos adquiridos con herramientas de registros de fondo de pozo, los cuales se calibran con los datos de núcleos.

Datos petrofísicos

Los principales datos utilizados para los análisis petrofísicos de las formaciones de lutitas son los mismos que los utilizados para los análisis de yacimientos convencionales: rayos gamma, resistividad y datos acústicos; con el agregado de datos de espectroscopía de captura de neutrones. De la misma manera que los pozos convencionales de petróleo y gas tienen indicadores de producción, las lutitas con potencial de producir hidrocarburos muestran características específicas que las diferencian de las lutitas con poco o ningún potencial (**derecha**).

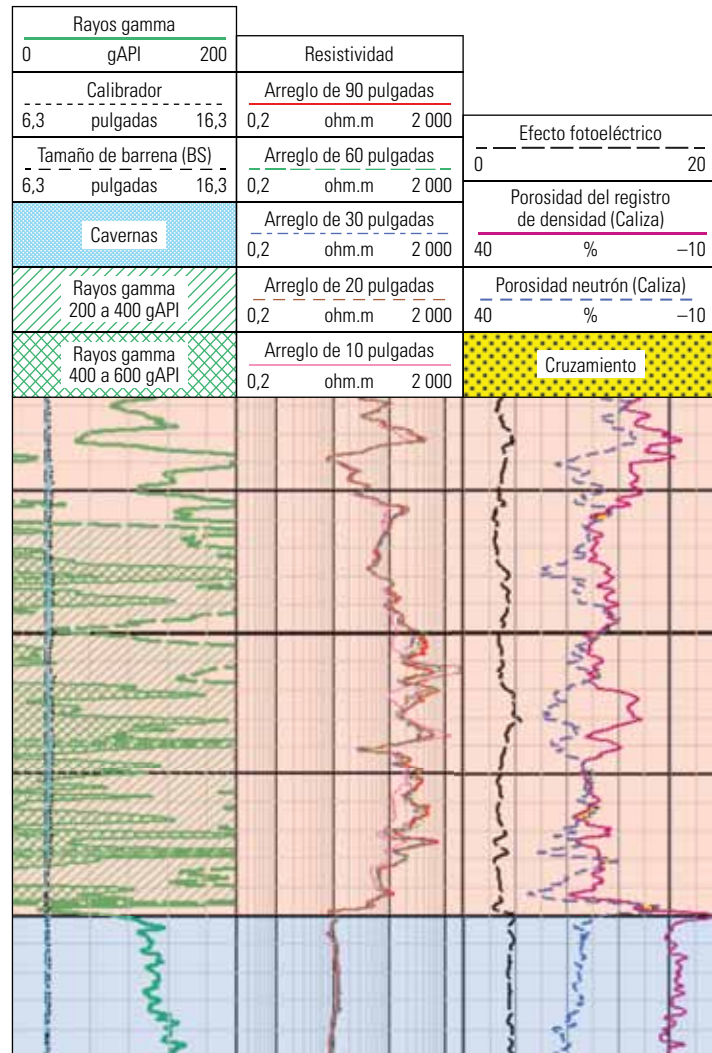
Los análisis petrofísicos de las lutitas comienzan con una de las mediciones más básicas: el registro de rayos gamma, el cual puede proporcionar uno de los primeros indicadores de la presencia de lutitas ricas en contenido orgánico. La materia orgánica generalmente contiene mayores niveles de elementos con radiación natural: torio, potasio y uranio; en comparación con los minerales de los yacimientos convencionales. Debido a que éstas tienen una mayor concentración de materia orgánica que otros sedimentos, las lutitas ricas en contenido orgánico a menudo muestran cuentas de rayos gamma de más de 150 gAPI. Los petrofísicos utilizan las cuentas elevadas de rayos gamma para identificar las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico; sin embargo, algunas formaciones del cretácico, mesozoico y era terciaria pueden no mostrar esta particularidad.

Las sartas de herramientas conocidas como tripe combo, tales como la herramienta integrada de adquisición de registros con cable Platform Express, proporcionan las mediciones de resistividad y porosidad. Proveen además características petrofísicas para ayudar a los analistas de registros a identificar las potenciales lutitas gasíferas. Por ejemplo, las mediciones de resistividad en las lutitas gasíferas generalmente son más elevadas que en las lutitas circundantes que no tienen potencial de gas.

Las mediciones de porosidad también tienen características diferentes en las lutitas gasíferas. En general, las lutitas convencionales muestran una separación uniforme entre las mediciones de porosidad de la densidad y la porosidad neutrón.

Las lutitas ricas en contenido orgánico con potencial para la producción de hidrocarburos, en cambio, muestran mayor variabilidad, mayor porosidad derivada del registro de densidad y menor porosidad neutrón. Esta respuesta se debe en parte a la presencia de gas en la roca, la cual disminuye el índice de hidrógeno y la porosidad neutrón resultante. En una lutita orgánica también puede darse una menor porosidad neutrón debido al menor contenido de minerales arcillosos en las lutitas orgánicas en comparación con las lutitas típicas.

En cuanto a la medición de porosidad del registro de densidad, el material constituyente que conforman las lutitas generalmente tienen mayores densidades aparentes que las rocas de yacimientos convencionales tales como areniscas o calizas. En contraste, el kerógeno tiene una densidad aparente mucho menor ($1,2 \text{ g/cm}^3$) que la de las areniscas o calizas, y su presencia puede llevar al cálculo de una mayor porosidad. Para calcular correctamente la porosidad a partir del registro de densidad en una lutita, los ingenieros deben conocer la densidad



^ Prospección con datos de registros existentes. Los petrofísicos utilizan los datos de los registros triple combo convencionales para identificar los posibles depósitos de lutita orgánica. Los últimos 50 pies de este registro abarcan una lutita convencional (sombreado azul). El rayo gamma (carril 1) lee menos de 150 gAPI. La resistividad (Carril 2) es baja y tiene un valor estable. Las porosidades de los registros de densidad y neutrón (Carril 3) están separadas y muestran poca variabilidad. En comparación con la lutita convencional, la sección de lutita orgánica (sombreado rojo) tiene mayores lecturas de rayos gamma, valores de resistividad más elevados y variables, y mayores valores de porosidad del registro de densidad; la porosidad neutrón tiene un mayor grado de variabilidad. La porosidad neutrón a menudo es menor en las lutitas orgánicas debido a que éstas tienen un menor volumen de agua ligada.

9. Boyer et al, referencia 6.

de grano de la roca en cuestión. La densidad de grano se deriva principalmente de la herramienta de espectroscopía de captura elemental (ECS). La herramienta ECS también proporciona una estimación del kerógeno para la corrección de la densidad de grano.

La evaluación de la formación para caracterizar yacimientos no convencionales depende en gran medida de la comprensión de la mineralogía de la roca. La caracterización puede realizarse mediante el análisis de núcleos, pero este método no es ni eficiente ni rentable a través de intervalos extensos. Las mediciones continuas de las herramientas de adquisición de registros tales como la sonda ECS proporcionan rendimientos elementales que conducen a la estimación del porcentaje en peso para diversos minerales que son comunes en las lutitas orgánicas.

Las principales respuestas de la herramienta de espectroscopía incluyen silicio [Si], calcio [Ca], hierro [Fe], sulfuro [S], titanio [Ti], gadolinio [Gd] y potasio [K]. Los ingenieros de Schlumberger utilizan el procesamiento de litología SpectroLith para procesar los datos de las herramientas de espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones para calcular los datos geoquímicos y de mineralogía. Luego calibran los resultados del procesamiento SpectroLith con las relaciones empíricas derivadas de una extensa base de datos químicos y de mineralogía de los núcleos. La densidad de grano de la matriz puede determinarse a partir de estos datos y utilizarse para el cálculo de la porosidad. Ciertos tipos de cantidades de minerales pueden indicar rocas que se quiebran y se fracturan más fácilmente. Los analistas de registros utilizan esta información para identificar los intervalos en los cuales ubicar los pozos verticales y horizontales e iniciar el fracturamiento hidráulico. Los datos de espectroscopía también pueden obtenerse durante la perforación, utilizando el servicio multifunción de adquisición de registros durante la perforación EcoScope.

Junto con los datos de mineralogía, las mediciones de espectroscopía proporcionan información acerca de los tipos de arcilla. Los ingenieros utilizan el tipo de arcilla para predecir la sensibilidad a los fluidos de fracturación y para comprender las características de fracturación de la formación. El contacto con el agua producirá que algunas arcillas se hinchen, lo cual inhibe la producción de gas y genera una gran cantidad de problemas operativos. La esmectita es la arcilla hinchable más común. La sensibilidad a los fluidos puede ser inferida a partir del tipo de arcilla, pero las pruebas en los núcleos extraídos del yacimiento proporcionan la información más precisa.

Además de indicar la sensibilidad a los fluidos, el tipo de arcilla es un indicador de rocas dúctiles, y que por lo tanto no se fracturan con facilidad. Las lutitas dúctiles son más propensas a incorporar apuntalante. Otros tipos de lutitas son más quebradizas y se fracturan con mayor facilidad. La presencia de illita es favorable para el fracturamiento hidráulico debido a que a menudo es un indicativo de rocas quebradizas que no reaccionan con el agua. La presencia de esmectita generalmente indica arcillas dúctiles.

Las mediciones acústicas, especialmente aquellas que proporcionan las propiedades mecánicas para los medios anisotrópicos de lutitas, también son muy necesarias para comprender la productividad a largo plazo de los pozos de gas de lutitas. La plataforma de barrido acústico Sonic Scanner proporciona datos que se utilizan para mejorar los modelos mecánicos del subsuelo y optimizar la perforación y la estimulación. Las propiedades mecánicas que se pueden obtener a partir de las herramientas acústicas incluyen el módulo de compresibilidad, el coeficiente de Poisson, el módulo de Young, el límite elástico, el módulo de corte y la resistencia a la compresión. Estos valores se calculan a partir de las mediciones de las ondas compresionales, de corte y de Stoneley.

En las lutitas arcillosas, altamente laminadas, el módulo de Young y el coeficiente de Poisson son funciones de la orientación de la medición con respecto a los planos de estratificación de la formación. Estas propiedades mecánicas anisotrópicas afectan el esfuerzo de cierre y por lo tanto el crecimiento vertical de la fractura hidráulica. Los datos de la plataforma Sonic Scanner se utilizan para estimar las propiedades mecánicas anisotrópicas y así proporcionar una definición realista de los esfuerzos locales de la roca.

Cuando se presenta una gran diferencia entre los módulos de Young medidos en sentido vertical y horizontal, el esfuerzo de cierre será mayor que en las rocas isotrópicas. Estos intervalos anisotrópicos generalmente están asociados con rocas que tienen altos contenidos de arcilla así como también con arcillas hinchables. Estas rocas ricas en arcilla son malas candidatas tanto para el posicionamiento de pozos horizontales como para la estimulación por fracturamiento hidráulico. El esfuerzo en estos intervalos será mayor, y será más difícil retener la conductividad de la fractura durante la producción, ya que el apuntalante tiende a incorporarse en la formación dúctil.

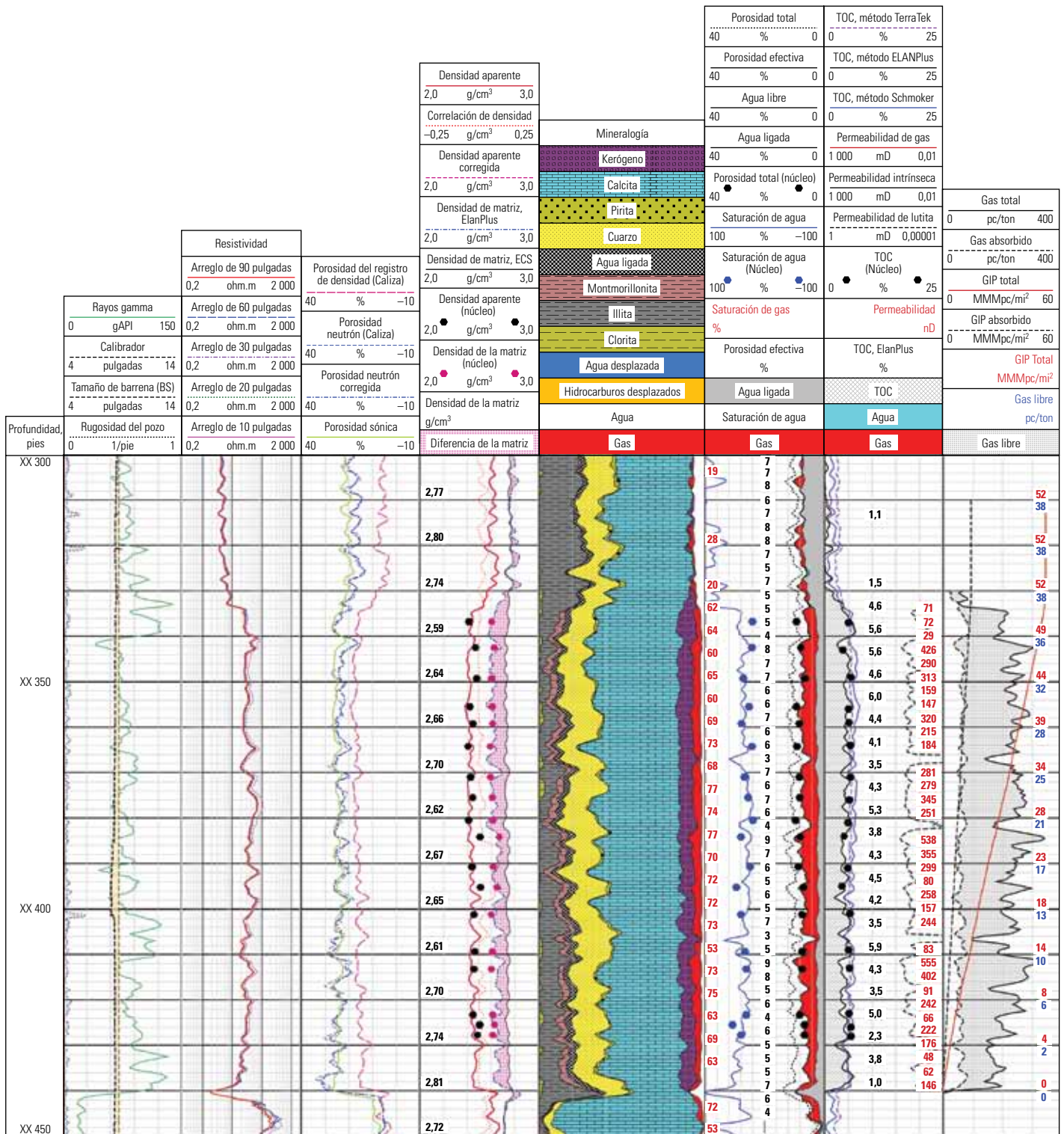
La porosidad sónica es otra medición acústica que facilita el análisis de las lutitas. Para las lutitas, la porosidad sónica es generalmente mucho menor que la porosidad neutrón. Es una función

de los grandes volúmenes de agua ligada a las arcillas que se encuentran comúnmente en las lutitas. Cuando la porosidad sónica es mucho mayor que la porosidad neutrón, puede indicar la presencia de gas, en lugar de agua, en el espacio poroso. Cuando los valores de las porosidades sónica y neutrón son similares, la lutita puede ser propensa a la acumulación de petróleo.

Los analistas de registros también utilizan los registros de imágenes de fondo de pozo adquiridos con herramientas operadas con cable, tales como los del generador de imágenes microeléctricas de cobertura total FMI, para identificar la presencia de fracturas naturales e inducidas por la perforación, y para definir su orientación y concentración. A partir de estos datos, los intérpretes pueden determinar si las fracturas naturales están cerradas (mineralizadas) o abiertas. Los ingenieros utilizan esta información para optimizar el posicionamiento lateral y seleccionar los intervalos de disparos a lo largo del pozo horizontal. Mediante el análisis de fracturas inducidas por la perforación, también pueden inferir el estado de los esfuerzos en la zona vecina a la pared del pozo.

Aunque hay métodos para adquirir datos petrofísicos en tramos laterales, la mayoría de los pozos se perforan verticalmente y se registran con un conjunto completo de herramientas antes de perforar la sección lateral. Los datos pueden adquirirse utilizando herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD), que proveen la ventaja adicional de permitir a los perforadores direccionales orientar de forma óptima la barrena en los posibles sectores ideales, conocidos en inglés como *sweet spots*. El servicio de generación de imágenes durante la perforación geoVISION puede proporcionar resistividad junto con imágenes para la identificación de estratificaciones y fracturas; la herramienta de adquisición de registros sínicos multipolares durante la perforación SonicScope puede proporcionar las mediciones acústicas.

Las mediciones de las diferentes herramientas pueden combinarse en una vista integrada tal como el despliegue de registros combinados para lutitas proporcionado por Schlumberger. Las propiedades de la formación se presentan utilizando una plataforma común, y los geólogos pueden comparar directamente la calidad de las rocas (próxima página). El gas libre y el absorbido se calculan y se presentan en unidades de pc/ton, una unidad común de medición en las operaciones de explotación de carbón. Algunos operadores prefieren que el gas absorbido, libre y total se muestre en miles de millones de pies cúbicos por



^ Despliegue de registros combinados para lutitas. La saturación de agua y la porosidad se calculan a partir de la resistividad (Carril 2) y la porosidad (Carril 3) de las herramientas de adquisición de registros convencionales. La herramienta ECS proporciona la mineralogía (Carril 5) y la densidad de la matriz (Carril 4) para el cálculo de la porosidad mejorada y distingue el TOC de la porosidad (sombreado rosa). La densidad de grano de las rocas también se puede calcular y utilizar para corregir la porosidad derivada del registro de densidad (Carril 4). Los datos de muestras de núcleos proporcionan las isothermas de Langmuir para la capacidad de almacenamiento de gas y confirman los datos calculados para garantizar la validez de los resultados de los modelos tales como la densidad aparente, densidad de la matriz, saturación de agua, porosidad total y TOC (círculos, Carriles 4, 6 y 7). Las saturaciones de los fluidos, corregidas por litología, están presentes en el Carril 6. Los geólogos utilizan el GIP total, gas absorbido y gas libre (Carril 8), para determinar el potencial del yacimiento. Otras características adicionales del despliegue de registros combinados para lutitas son las salidas numéricas en los Carriles 4, 6, 7 y 8, las cuales permiten a los geólogos leer valores directamente desde el registro. Por ejemplo, a XX 350 pies, la permeabilidad efectiva (números rojos, Carril 7) es de 313 mD y el volumen de gas libre acumulado (números azules, carril 8) es de 32 pc/ton. En este intervalo, a diferencia de la mayoría de las lutitas orgánicas, los rayos gamma (Carril 1) no sobrepasan los 150 gAPI.

milla cuadrada (MMMpc/mi²). La concentración de los recursos de gas presentada en miles de millones de pies cúbicos/sección ayuda a cuantificar el potencial total de un yacimiento de lutitas prospectivas.

El producto de registros integrados, además de caracterizar las propiedades petrofísicas y geomecánicas del yacimiento, ayuda a los ingenieros a determinar la profundidad para comenzar a perforar el tramo lateral (*abajo*). La estrategia preferida es perforar en la dirección de menor esfuerzo horizontal, el cual es perpendicular al esfuerzo horizontal máximo.

Rocas de calidad

Un estudio realizado en el año 2007 concluyó que menos del 30% de los pozos en la lutita Barnett serían rentables para los niveles de precios que existían en ese momento.¹⁰ La mayor parte de los datos se obtuvieron de pozos que fueron terminados cuando los operadores todavía estaban aprendiendo cómo aprovechar correctamente las lutitas. Los datos de los registros de producción (PL) obtenidos de varios pozos de la lutita Barnett indicaron que el 30% de los intervalos de disparos proporcionaban el 70% del total del flujo de gas, y en algunos pozos, el 50% de los intervalos de disparos

no estaban fluyendo en el momento en que se realizó la adquisición de registros.¹¹ Teniendo en cuenta todas las cuencas, el estudio de registros de producción mostró que aproximadamente el 30% de los intervalos de disparos no estaban contribuyendo a la producción. Estas estadísticas evidenciaron que cuando no se dispone de los datos de registros, perforar a ciegas y fracturar hidráulicamente intervalos distribuidos geoméricamente, puede no ser la estrategia óptima.

Antes de perforar, los geólogos e ingenieros deben identificar las capas que tienen las mejores características geomecánicas y de yacimiento, luego perforar y terminar dentro de estos intervalos de alta calidad. Los recursos en lutitas generalmente cubren grandes áreas geográficas y sus características de registros pueden no variar significativamente en sentido lateral en toda la cuenca. Sin embargo, la sutil, y a veces no tan sutil, heterogeneidad lateral dentro de estas secuencias resulta en áreas con características que contribuyen a una mejor producción y estimulación por fracturamiento hidráulico. Estos sectores ideales, incluyen zonas con alto potencial de gas; es decir, que tienen buena calidad de yacimiento (RQ) y zonas que pueden ser estimuladas de manera óptima; es decir, que tienen buena calidad de ter-

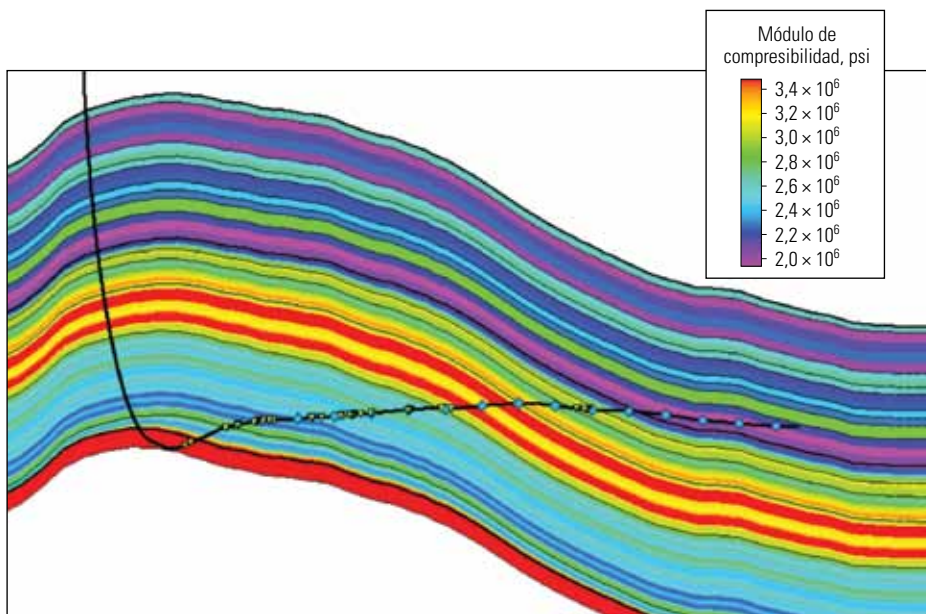
minación (CQ). Los geólogos construyen modelos detallados para estimular el yacimiento e intentar identificar las partes del yacimiento con las mejores calidades RQ y CQ. Estos modelos pueden perfeccionarse a medida que se perforan más pozos y se dispone de mayor cantidad de datos.

Las características geológicas, especialmente las fracturas naturales, afectan la productividad del pozo. El conocimiento de la densidad y orientación de las fracturas, y de las propiedades de los esfuerzos locales, puede ayudar a los ingenieros a tomar las decisiones sobre la ubicación y espaciamiento de los pozos, así como también a optimizar el programa de estimulación por fracturamiento. Los yacimientos convencionales se pueden drenar a través de grandes distancias, en cambio la recuperación de estos recursos depende de un óptimo espaciamiento entre pozos y de la maximización del volumen estimulado mediante fracturación.

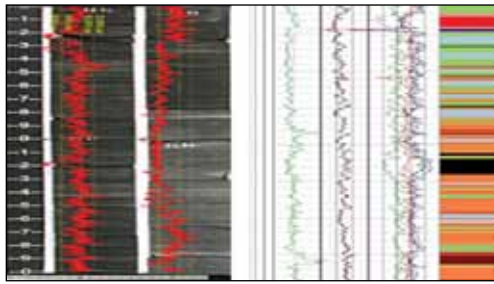
El régimen de esfuerzos locales es importante tanto para la perforación como para la estimulación. Los esfuerzos a lo largo del pozo son una función de las fuerzas tectónicas, la profundidad y el espesor de la formación, además de los cambios originados por estimulaciones anteriores y producción en pozos cercanos. Para una estabilidad de pozo óptima, la perforación debe estar orientada en la dirección del mínimo esfuerzo principal. Es importante comprender cómo reaccionará el yacimiento y la red de fracturas naturales, a medida que se los somete a los esfuerzos asociados con la perforación, estimulación y producción. Los cambios en el yacimiento debidos a la producción y los esfuerzos inducidos, repercutirán en las decisiones relacionadas con la organización de las etapas de estimulación, ubicación de los disparos y espaciamiento entre pozos. Este tipo de información puede ser cuantificada en estudios geomecánicos.

La geomecánica es una rama de la ingeniería que aplica la mecánica de los sólidos, las matemáticas y la física para predecir la manera en que las rocas responden a los esfuerzos externos.¹² Siguiendo el ejemplo de la minería y la ingeniería civil —disciplinas que han utilizado muchísimo la geomecánica para predecir y evitar consecuencias catastróficas— los ingenieros de perforación y producción cada vez aplican con mayor frecuencia estos conceptos para el desarrollo de los yacimientos. Estas prácticas requieren la medición y estimación de los esfuerzos y el estudio de la manera en que los materiales responden a los mismos.

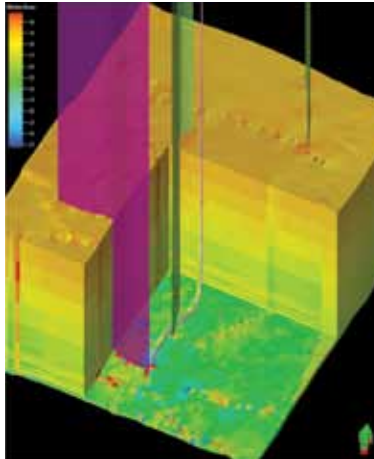
El estado inicial de los esfuerzos de una región es el resultado de su historia tectónica y sedimentaria. Los esfuerzos están además inducidos por una variedad de procesos comunes a las operaciones de la industria petrolera, que incluyen



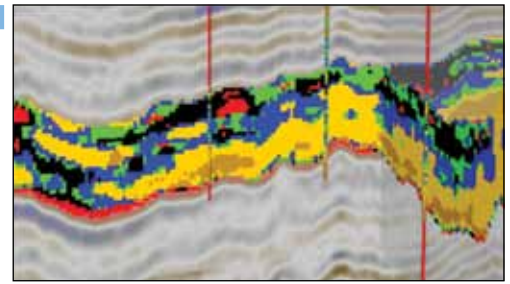
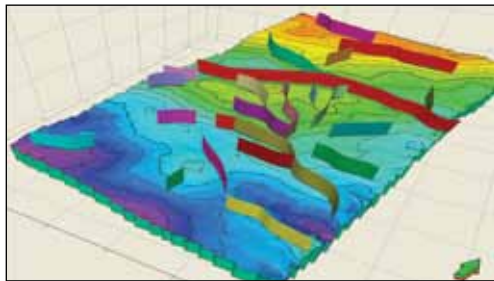
^ Posicionamiento de tramos laterales. La caracterización del yacimiento es esencial en el desarrollo de las lutitas gasíferas, pero la perforación del tramo lateral requiere más que petrofísica y geomecánica. Los parámetros clave que controlan la calidad de terminación (CQ) deben ser tomados en cuenta. El módulo de compresibilidad es un indicador de la calidad CQ. La roca con mayor módulo tiene más probabilidades de tener menor contenido de arcilla y por lo tanto un menor esfuerzo de cierre y además una menor tendencia a la incorporación del apuntalante durante la producción. En la figura se muestra un perfil de pozo con respecto a una proyección de la estructura geológica y el módulo de compresibilidad. Los primeros dos tercios del tramo lateral se mantuvieron en el intervalo de interés. La sección del extremo final se encuentra en rocas de menor módulo de compresibilidad, las cuales son productoras más pobres. No sólo fue más difícil la estimulación de la sección final que la del resto del tramo lateral, sino que además la producción de los intervalos con bajo módulo de compresibilidad fue menor en comparación con la producción de las rocas de mejor calidad.



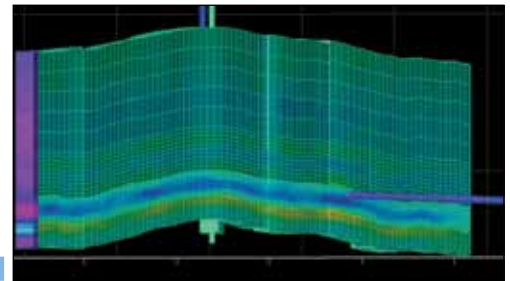
Registros de pozo, núcleos, análisis de conglomerados, Modelo mecánico del subsuelo



Estructura y fallas



Inversión sísmica, datos del simulador ECLIPSE, Modelado de propiedades con el procesamiento de análisis de rocas heterogéneas HRA



Horizontes, Cuadrículado

^ Geomecánica en el diseño de pozos. El modelador VISAGE utiliza los datos sísmicos (*arriba derecha*), modelos 3D generados con el programa Petrel (*abajo izquierda, abajo derecha*) y datos de registros de pozo y muestras de núcleos (*arriba izquierda*) para construir un modelo geomecánico que incluye esfuerzos actuales y propiedades mecánicas (*centro*). Una vez que el modelo 3D ha sido creado, se le puede agregar el elemento temporal, creando un modelo 4D. Los cambios en los esfuerzos afectan la perforación e inciden en la efectividad de las estimulaciones, las cuales determinan en gran medida la productividad.

los efectos de la perforación y los cambios en la presión de los fluidos por la inyección y la producción. Todos estos efectos pueden simularse utilizando modelos del subsuelo en 3D y 4D, los cuales permiten que los ingenieros pronostiquen el comportamiento del yacimiento como respuesta a la perforación, estimulación y futura producción.

Los geofísicos e ingenieros de Schlumberger han construido un modelo mecánico del subsuelo con el software Petrel, el cual abarca desde la sísmica hasta la simulación dinámica de yacimientos e integra los datos del software de simulación de yacimientos ECLIPSE. Los ingenieros utilizan estos modelos para la planificación de pozos y para determinar el estado inicial de los esfuerzos.

Combinando la simulación en 3D del programa ECLIPSE con el simulador VISAGE, los geofísicos pueden crear un modelo 4D que simula los cambios en la magnitud y orientación de los esfuerzos de fondo de pozo que se producen con el transcurso del tiempo (*arriba*). Toda la historia de producción de un único pozo, múltiples pozos o de un campo completo pueden simularse y visualizarse utilizando la combinación de los programas ECLIPSE y VISAGE.

La identificación de los posibles peligros de la perforación, estimulación y producción, es otra pieza de información crucial obtenida de los datos sísmicos. La existencia de fallas puede ser

un gran problema cuando un operador está fracturando hidráulicamente un intervalo de lutita. Una falla puede dominar efectivamente el crecimiento de la fractura y reorientar toda la energía del tratamiento dentro del sistema de fallas y fuera de la zona de destino. Las subsecuentes etapas de fracturación pueden crecer a través de las fallas estimuladas previamente, lo cual agrega muy poco al volumen total estimulado. Las fallas también funcionan como conductos que dirigen los tratamientos de fracturamiento hidráulico hacia zonas productoras de agua, lo cual puede potencialmente anular o reducir en gran medida la producción de gas.

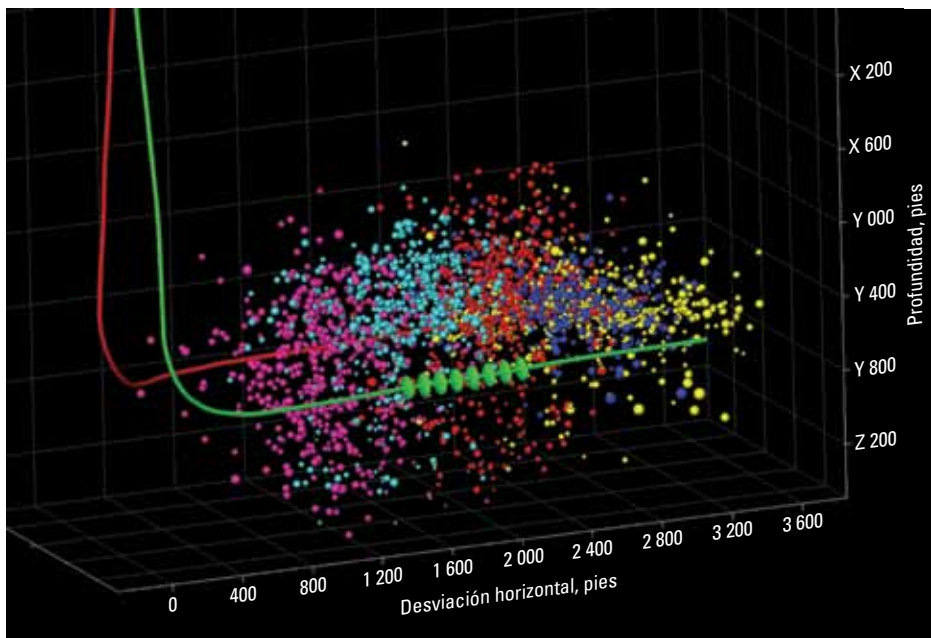
En base al conocimiento adquirido durante los 30 años de desarrollo de la lutita Barnett, los ingenieros han aprendido a considerar varios aspectos al desarrollar estos recursos. Esto incluye conocer la dirección del esfuerzo horizontal máximo actual para determinar la dirección óptima del pozo; cuantificar la densidad, naturaleza y orientación relativa de las fracturas naturales respecto de la dirección del esfuerzo horizontal máximo; contar con el conocimiento suficiente de geomecánica para diseñar terminaciones que favorezcan la máxima superficie y complejidad de fracturas hidráulicas; y comprender la interferencia entre fractura y fractura tanto de múltiples etapas como de múltiples pozos.¹³ Los ingenieros

de terminación de pozos deben equilibrar los costos de la estimulación y la perforación con respecto al aumento de la cantidad de pozos o etapas de estimulación por fracturamiento hidráulico. Estas decisiones se facilitan mucho con los modelos 3D y 4D.

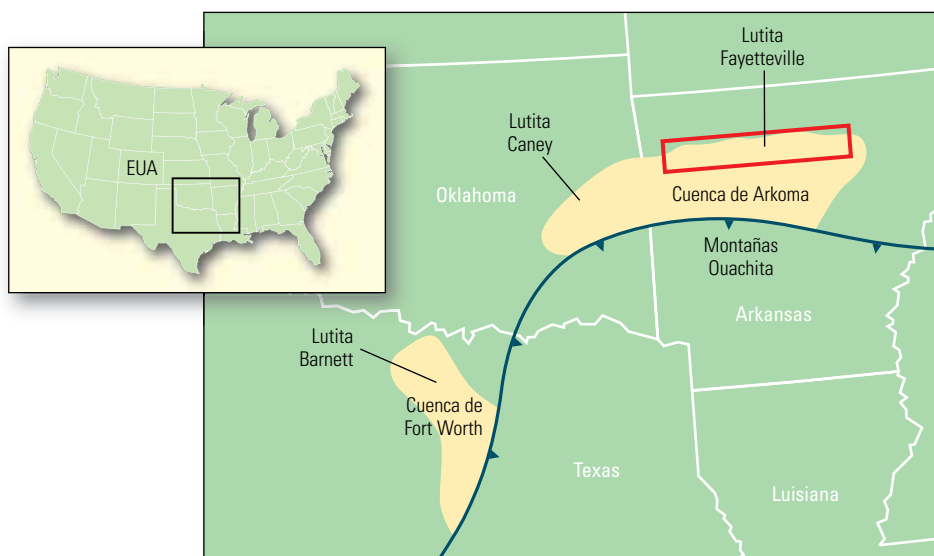
Fracturamiento hidráulico

El éxito en el desarrollo de la lutita Barnett ha sido atribuido en parte al uso de los rentables tratamientos de fracturamiento con agua oleosa conocida en inglés como *slickwater*.¹⁴ Sin embargo éste no es el único tipo de tratamiento que se utilizó durante el desarrollo y puede no ser la mejor elección de fluido para algunos tipos de lutitas.¹⁵

10. Berman A: "What's New in Exploration," *World Oil Online* (Noviembre de 2007), <http://208.88.130.69/Article.aspx?id=38918> (consultado el 11 de octubre de 2011).
11. Miller C, Waters G y Rylander E: "Evaluation of Production Log Data from Horizontal Wells Drilled in Organic Shales," artículo SPE 144326, presentado en la Conferencia y Exhibición de Gas No Convencional de la SPE en Norteamérica, The Woodlands, Texas, 12 a 16 de junio de 2011.
12. Zoback MD: *Reservoir Geomechanics*. Nueva York: Cambridge University Press, 2007.
13. King GE: "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?" artículo SPE 133456, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Florencia, Italia, 19 a 22 de septiembre de 2010.
14. Los fluidos de fractura de tipo agua oleosa (*slickwater*) están compuestos por agua y un polímero (generalmente poli(acrilamida)), utilizado para disminuir la fricción cuando se bombea el fluido a través de las tuberías.
15. King, referencia 13.



^ Monitoreo microsísmico de fracturamiento hidráulico en múltiples etapas a lo largo de un tramo lateral. El análisis de datos microsísmicos, como en esta presentación de diagnóstico de la estimulación por fracturamiento hidráulico StimMAP, puede proporcionar a los operadores información sobre la efectividad del tratamiento por fracturamiento hidráulico. En este ejemplo, se bombearon cinco etapas desde el pozo de tratamiento (línea roja) mientras se monitoreaba desde un segundo pozo (línea verde con las ubicaciones de los geófonos representadas como círculos verdes). La primera etapa (puntos amarillos) en el extremo final del tramo lateral generó una compleja red de fracturas; sin embargo, la segunda etapa (puntos azules) se superpone al volumen estimulado de la primera etapa. La tercera y quinta etapa (puntos rojos y magentas) desarrollaron fracturas complejas. La cuarta etapa (puntos cian) tiene una dirección preferencial por lo que se deja parte de la formación sin cubrir. Es importante identificar estas variaciones en la calidad de las fracturas para optimizar los futuros diseños de estimulación, el posicionamiento de los pozos y el espaciamiento entre pozos. Las herramientas tales como el servicio de diagnóstico StimMAP LIVE para el monitoreo microsísmico de las fracturas en tiempo real, puede proporcionar a los ingenieros de terminación la posibilidad de ajustar las operaciones durante la ejecución del trabajo para mejorar la efectividad del tratamiento.



^ Lutita Fayetteville, cuenca de Arkoma. La compañía Southwestern Energy desarrolló una extensión productiva en la lutita Fayetteville ubicada en el centro norte de Arkansas, EUA. La superficie de la compañía (recuadro rojo) incluye formaciones con estructuras complejas debido a las aperturas continentales y levantamientos de placas que tuvieron lugar en la región.

Las estimulaciones por fracturamientos gelificados, asistidos por gas e híbridos, han sido todos probados en la lutita Barnett así como también en otras extensiones productivas de lutitas.¹⁶

No hay una única solución para todos los yacimientos de lutita. Por ejemplo, aunque el agua oleosa ha sido una técnica efectiva en la lutita Barnett, la menor capacidad de transporte de arena de estos sistemas, en comparación con la de los sistemas gelificados, y la tendencia a la decantación del apuntalante pueden limitar la capacidad de flujo de las fracturas inducidas. El contacto limitado o la pérdida de la conductividad en el área estimulada también pueden hacer que se desplome el régimen de producción.

Otro motivo de preocupación con los fracturamientos con agua oleosa es la sensibilidad de la lutita al fluido debido a que algunos tipos de arcillas tienen tendencia a hincharse cuando entran en contacto con el agua. El gas y los fluidos a base de espuma parecen ofrecer una alternativa ideal a los sistemas gelificados o con agua oleosa; sin embargo, no son muy utilizados debido a su alto costo, disponibilidad limitada y por el hecho de que tradicionalmente se aplican en trabajos pequeños. El enigma ante el cual se enfrentan los operadores consiste en encontrar el mejor sistema para cada lutita en particular y al mismo tiempo minimizar los costos de prueba y error.¹⁷

Recientemente, los científicos del centro de tecnología de Schlumberger Novosibirsk en Rusia desarrollaron un innovador enfoque para el diseño de los fracturamientos hidráulicos. La técnica de fracturamiento hidráulico por canales de flujo HiWAY (véase “Fracturamiento con canales de flujo abiertos: Una vía rápida para la producción,” *página 4*), desarrollada después de años de modelado y pruebas, ha sido aplicada con éxito en una serie de entornos. Los resultados iniciales en los pozos de prueba de la lutita Eagle Ford han mostrado aumentos en los regímenes de producción de 32% a 37% en comparación con los de los

16. La estimulación por fracturamientos híbridos generalmente comienzan con fluidos de baja viscosidad para crear una red compleja. Al final de la estimulación, se utilizan fluidos capaces de transportar altas concentraciones de apuntalante para abrir la región cercana al pozo.

17. King, referencia 13.

18. King, referencia 13.

19. Ramakrishnan H, Peza E, Sinha S, Woods M, Ikeocha C, Mengel F, Simon Y, Pearce P, Kiestler J, McKetta S y Jeffers J: “Understanding and Predicting Fayetteville Shale Gas Production Through Integrated Seismic-to-Simulation Reservoir Characterization Workflow,” artículo SPE 147226, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 30 de octubre a 2 de noviembre de 2011.

20. Ramakrishnan et al, referencia 19.

pozos cercanos similares. Las rentabilidades a menudo marginales de estos recursos pueden mejorar significativamente por estos aumentos en la producción.

Otra práctica común en los programas de fracturamiento de lutitas es dividir la sección lateral del pozo en segmentos espaciados uniformemente (página anterior, arriba). Este proceso pasa por alto la heterogeneidad vertical y lateral de la formación y ha dado lugar a casos de grandes pérdidas de capital invertido en el fracturamiento.¹⁸ Sin embargo, los ingenieros de terminación pueden diseñar programas utilizando los datos adquiridos durante la perforación para mejorar el programa de estimulación.

El camino al éxito

En gran parte debido al éxito en la lutita Barnett, la actividad de E&P en Norteamérica se ha visto dominada por la exploración de lutitas gasíferas en la última década. Inicialmente, sin embargo, los operadores no estaban seguros de que el éxito logrado en la lutita Barnett podría repetirse en otras extensiones productivas de lutitas. La lutita Fayetteville, descubierta por Southwestern Energy Company, fue uno de los primeros yacimientos en los que los operadores intentaron ampliar los horizontes de las lutitas gasíferas más allá de la

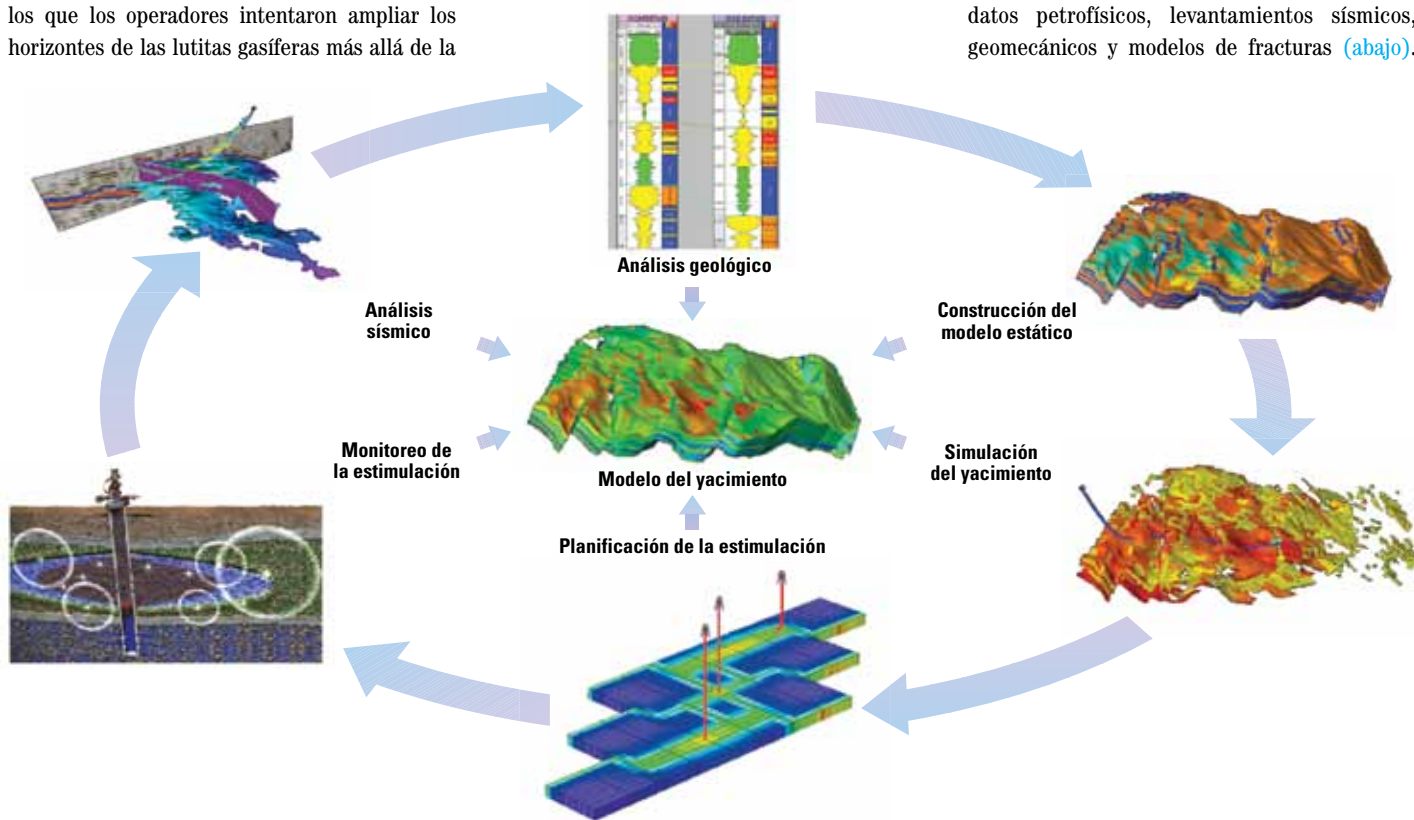
lutita Barnett. El éxito de la compañía condujo a desarrollar con más prisa los recursos en lutitas en otros lugares.

La lutita Fayetteville se encuentra al norte de la cuenca de Arkoma y al sur de la región de Ozark en el centro de los EUA (página anterior, abajo). La superficie de Southwestern Energy en el norte de Arkansas, EUA, abarca un depósito de lutitas marinas de la edad del Mississippi que tienen un espesor de 50 a 550 pies [15 a 168 m] a profundidades de 1 500 a 6 500 pies [457 a 1 980 m]. La extensión productiva tiene una geología estructural compleja, como resultado de la fragmentación continental de los períodos precámbrico y cámbrico seguidos por la tectónica compresiva durante la orogenia Ouachita de la era paleozoica tardía. La fragmentación continental generó grandes fallas normales con orientación noreste, mientras que los eventos tectónicos posteriores se caracterizaron por fallas inversas con orientación norte. La orientación del máximo esfuerzo horizontal actual, un resultado de la relajación posterior, es de noreste a suroeste.¹⁹

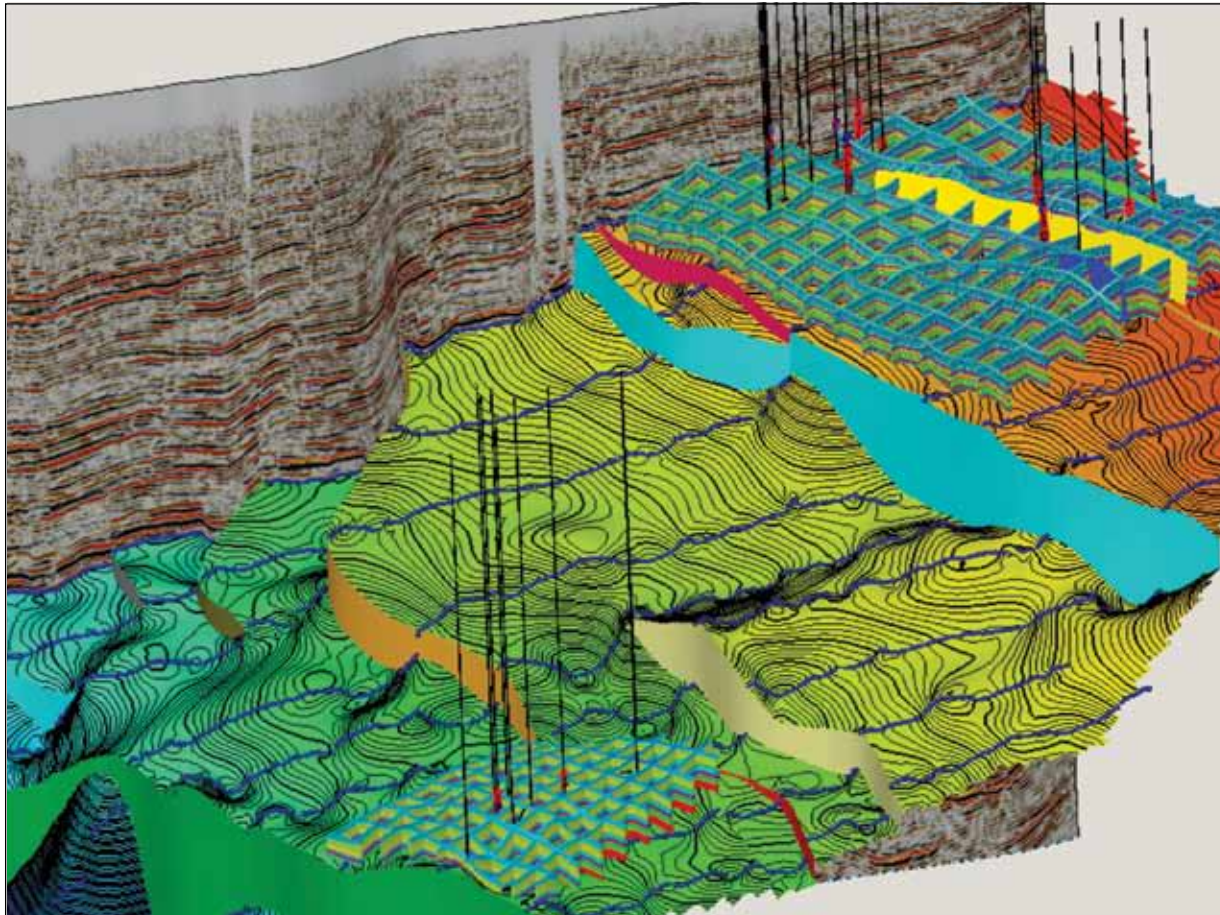
El yacimiento está dividido en los intervalos Fayetteville superior, medio e inferior. El intervalo

Fayetteville superior tiene filones de alta porosidad ocupada por gas y abundantes fracturas naturales, las cuales pueden ser estimuladas con presiones de tratamiento bajas. El intervalo Fayetteville medio tiene concentraciones relativamente altas de arcillas tipo illita y esmectita y se caracteriza por mayores gradientes de fractura y menor porosidad efectiva. El intervalo Fayetteville inferior está subdividido en tres zonas; la capa media es el principal intervalo de interés de los tres debido a su bajo contenido de arcilla y alta porosidad ocupada por gas. Las fracturas naturales, tanto abiertas como mineralizadas, están presentes en todo el intervalo Fayetteville inferior.

Debido a una amplia gama de rendimientos de la producción, Southwestern Energy inició un estudio multidisciplinario para caracterizar la lutita Fayetteville e identificar los principales controles de producción.²⁰ El estudio abarcó tres áreas de alrededor de 10 millas² [26 km²] cada una. Un modelo 3D del subsuelo, construido con el software Petrel, el cual abarca desde la sísmica hasta la simulación dinámica de yacimientos, fue un componente esencial en el análisis. Para construir el modelo, los geólogos sistemáticamente integraron datos de diversas fuentes incluyendo datos petrofísicos, levantamientos sísmicos, geomecánicos y modelos de fracturas (abajo).



^ Flujo de trabajo y datos de entrada del modelo vivo del subsuelo. Los ingenieros y geólogos construyen el modelo 3D del subsuelo mediante la integración de los datos derivados de múltiples fuentes. Utilizan los datos geológicos de los núcleos y registros de pozos junto con los datos sísmicos para construir un modelo estático. El programa para estimulación de yacimientos se utiliza para poblar el modelo con datos de pozos horizontales y verticales. Los ingenieros crean planes de espaciamiento entre pozos y diseñan los programas de estimulación por fracturamiento hidráulico para maximizar la producción. Los datos microsísmicos se pueden utilizar para validar el modelo y mejorar las futuras estimulaciones por fracturamiento y las planificaciones de pozos. El modelo del yacimiento se actualiza a medida que se obtienen nuevos datos.



^ Geomodelo estático en 3D de la lutita Fayetteville. Para comprender la variación de las propiedades a través de las lutitas gasíferas, se necesita integrar en la evaluación una variedad de diferentes tipos de datos, que reconocen la ubicación espacial en 3D para cada elemento de datos. Dentro del contexto de un modelo de subsuelo en 3D elaborado con Petrel, los datos sísmicos, registros de pozo, fallas y superficies estructurales pueden combinarse para desarrollar un modelo dentro del cual se pueden poblar las propiedades petrofísicas, mecánicas y de fracturas naturales, tal como el que se muestra aquí, el cual se desarrolló para la lutita Fayetteville. El operador puede comparar los cubos de propiedades, tales como los que se muestran en la imagen, con otras informaciones geoespaciales en 3D y optimizar el posicionamiento de los pozos y el fracturamiento hidráulico. La incorporación de los resultados de producción permite revelar la interconexión intrínseca de estos diferentes tipos de datos y ayuda a comprender el impacto de los diferentes factores determinantes de la producción en el rendimiento del pozo. Estos cubos de propiedades también conforman los bloques básicos de construcción para los modelos de simulación de yacimientos de porosidad simple y doble.

Además, se utilizó un modelo de fluido monofásico con el módulo de gas de lutitas del software de simulación de yacimientos ECLIPSE. El modelo 3D incluyó una opción de doble porosidad para las fases de ajuste de la historia de producción y de pronóstico.

Para construir el modelo 3D del subsuelo, los geólogos comenzaron construyendo un modelo geológico, para lo cual emplearon un flujo de trabajo que utiliza datos de muestras de núcleos: difracción de rayos X, microscopio electrónico de barrido, cortes de láminas delgadas, reflectancia de vitrinita, pirólisis y datos de los análisis TRA. A continuación, agregaron los datos de los registros calibrados que incluían los registros triple combo de pozo abierto, registros geoquímicos, registros de barrido acústico Sonic Scanner, registros del generador de imágenes sónico dipolar DSI, y las

imágenes de pozo de la herramienta FMI; los cuales fueron adquiridos en pozos pilotos verticales. Los datos geoquímicos de la herramienta ECS proporcionaron información mineralógica esencial y se calibraron con los datos de núcleos.

Los parámetros asociados comúnmente con la evaluación de recursos en lutitas, tales como las isoterms de Langmuir, TOC, GIP inicial, y gas absorbido versus gas libre; fueron medidos y luego extrapolados desde una escala de pozo único a una escala de toda la cuenca utilizando los levantamientos sísmicos de superficie en 3D. Debido a que los cambios laterales en las propiedades petrofísicas a través de las cuencas de lutitas generalmente son sutiles, esta extrapolación se logró sin sacrificar la variabilidad de los datos de resolución más fina. Los geólogos también pudieron correlacionar las litologías específicas a

las fracturas naturales. Utilizando los registros de producción, los ingenieros pudieron correlacionar las litofacies a los intervalos con fracturas naturales que mostraban mayor producción de gas después de la estimulación por fracturamiento.

A continuación, los ingenieros desarrollaron un modelo estructural utilizando los datos sísmicos que fue perfeccionado aún más utilizando los datos geomecánicos derivados de registros. Los datos de fondo de pozo incluyeron gradientes de fractura, coeficiente de Poisson, módulo de Young y densidad de fracturas naturales. A partir de los registros de imágenes, los cuales se calibraron con los datos de núcleos y eventos microsísmicos, se generó un modelo de fractura basado en redes de fracturas discretas. Los ingenieros aplicaron un enfoque de modelo pseudo 3D de fracturamiento hidráulico múltiple para predecir las caracteris-

ticas de la fractura para cada etapa de cada pozo incluido en el estudio. Luego modelaron la longitud media de la fractura, altura de la fractura, variaciones en la conductividad de la fractura y elementos de las geometrías de la fractura, y luego utilizaron estos datos en el modelo de simulación de yacimiento. Se incluyeron en el modelo las orientaciones de las fracturas naturales que surgieron de la interpretación de los registros de imágenes.

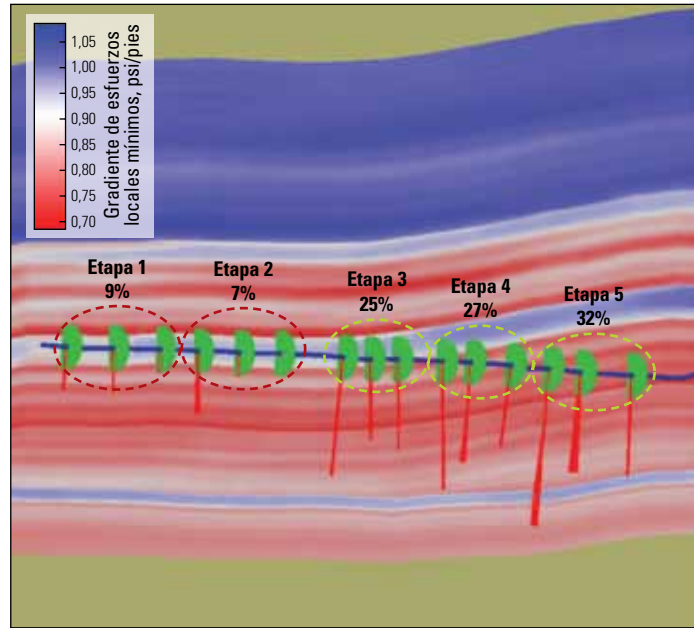
Los ingenieros desarrollaron aún más el modelo estructural poblándolo con las propiedades de yacimiento del modelo geológico. Las propiedades que se utilizaron fueron similares a las de los yacimientos convencionales e incluyen porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburo. Sin embargo, para las extensiones productivas de lutitas, la porosidad se calibra con los datos de núcleos y debe provenir del promedio de varias fuentes diferentes. La permeabilidad puede derivarse de los datos de núcleos, aunque las permeabilidades ultra bajas de las lutitas hacen prácticamente imposible realizar mediciones directas. Así, los ingenieros aplicaron a los datos de fondo de pozo una transformada de porosidad-permeabilidad derivada de los núcleos para calcular la permeabilidad.

El modelo 3D del subsuelo también incluyó la simulación dinámica del flujo. Desarrollar un modelo de simulación de flujo para rocas ultra compactas requiere el conocimiento del régimen de esfuerzos ya que la orientación de las cuadrículas utilizadas en el modelo puede afectar los resultados calculados. En el caso de la simulación de la lutita Fayetteville, las celdas de la cuadrícula se crearon con uno de sus lados en paralelo con la dirección del esfuerzo horizontal máximo y el otro lado en paralelo con la trayectoria horizontal del pozo. Esta información fue proporcionada por el modelo estructural, el cual indicó que la dirección del esfuerzo horizontal máximo actual es de noreste a suroeste.

Una visión más general

Mediante la integración de todos estos datos diferentes, los ingenieros crearon el modelo 3D completo del subsuelo, lo que les ayudó a caracterizar el yacimiento de la lutita Fayetteville (página anterior). El modelo fue utilizado para desarrollar mejores programas de perforación y terminación de pozos, como por ejemplo, cuando se utilizó para analizar y mejorar la estimulación por fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento hidráulico puede ser el proceso más costoso en la terminación y desarrollo de pozos para explotar estos recursos, y es el que más incide en la producción efectiva del pozo. Los ingenieros de terminación concluyeron, en base a los resultados de los registros de produc-



Contribución a la producción a partir del análisis de los registros de producción. El tramo lateral (línea azul) pasa a través de intervalos de esfuerzos bajos (rojo) y altos (azul). La estimulación por fracturamiento hidráulico consta de cinco etapas con tres intervalos de disparos por cada una (óvalos verdes). Luego de la estimulación se adquirieron datos de registros de producción. Las líneas rojas que se extienden por debajo de cada intervalo de disparos representa la producción de gas normalizada para el mayor contribuyente. La longitud de cada línea roja representa el flujo normalizado. Las primeras dos etapas (óvalos de guiones rojos), en el extremo final del pozo, estaban en zonas de altos esfuerzos. Sólo el 16% del flujo proviene de estas etapas. El otro 84% de la producción proviene de las tres etapas (óvalos de guiones amarillos) ubicadas en los intervalos de bajos esfuerzos. Los ingenieros pueden utilizar este tipo de información para identificar los sectores ideales y evitar los costosos tratamientos de fracturamiento en las zonas con bajo potencial de producción.

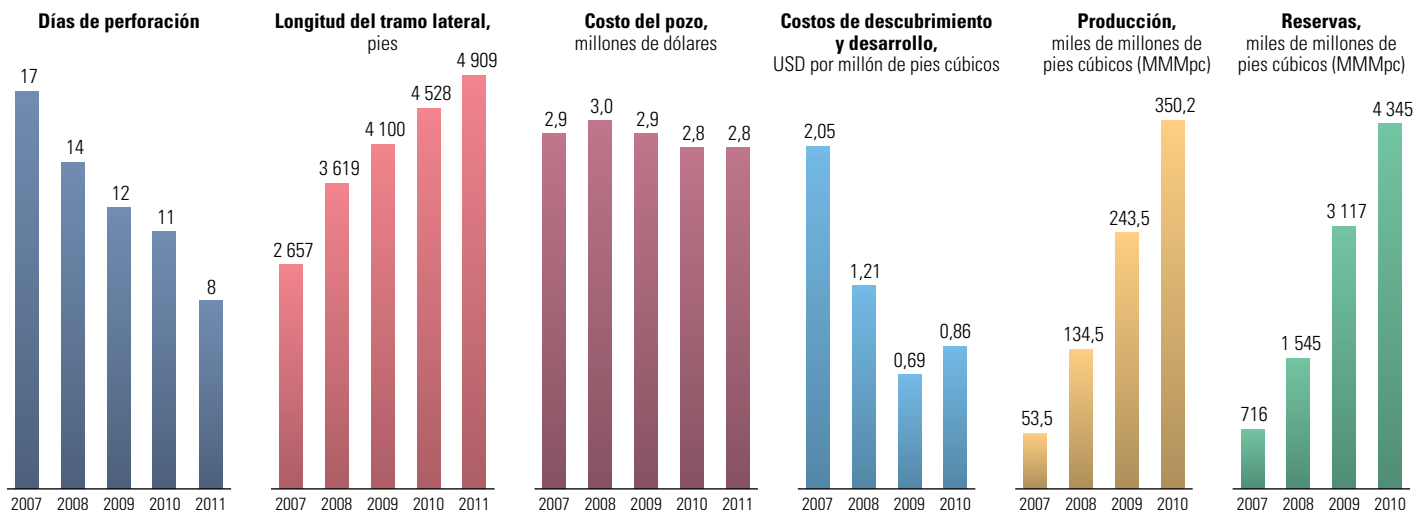
ción posteriores a la estimulación, que hubo una correlación directa entre los esfuerzos locales y la producción de hidrocarburo (arriba). Así, el conocimiento del gradiente de esfuerzos a lo largo del tramo lateral proporcionó a los ingenieros de terminación una herramienta para optimizar los programas de estimulación. Además, conocer la orientación del esfuerzo horizontal ayudó a los ingenieros de perforación a elegir las mejores trayectorias para perforar los tramos laterales. La estabilidad del pozo es mejor cuando se perfora en la dirección del menor esfuerzo horizontal.

Debido a que algunos pozos tenían secciones laterales de longitudes superiores a 5 000 pies [1 500 m], se encontraron importantes variaciones en las propiedades del yacimiento a lo largo de las trayectorias. El modelo 3D del subsuelo proporcionó a los ingenieros parámetros de diseño más precisos para el programa de estimulación por fracturamiento hidráulico que los que podrían haberse obtenido mediante la proyección de las propiedades de la sección vertical del pozo a cierta distancia. Después de cada tratamiento de

estimulación, se actualizó el modelo de fracturas mediante el ajuste de la historia de producción.

A medida que el estudio progresaba, los ingenieros observaron que el crecimiento vertical de la fractura variaba en diferentes partes de la cuenca. En las primeras etapas del desarrollo, los datos microsísmicos indicaron que la estimulación por fracturamiento hidráulico se extendía desde la lutita Fayetteville inferior hasta la parte más alta del intervalo de lutita Fayetteville superior. Sin embargo, descubrieron que algunos pozos no producían como se esperaba debido a que la estimulación no estaba llegando a la capa superior.

Los ingenieros de yacimiento atribuyeron las diferencias en el crecimiento vertical de la fractura a las áreas con mayores contenidos de arcilla en el intervalo de lutita Fayetteville medio. La presencia de mayor cantidad de arcilla dio lugar a mayores esfuerzos locales, que inhibieron el crecimiento vertical de las fracturas en las capas superiores. Los ingenieros identificaron estas anomalías mediante el análisis del modelo 3D del subsuelo.



^ Mejora continua del proceso. Durante un período de cuatro años y medio, desde 2007 hasta 2011, Southwestern Energy redujo los días de perforación (azul oscuro) en un 52%, a pesar de que la longitud del tramo lateral se incrementó en más del 84% (rosa). Los costos de pozo (rojo oscuro) se mantuvieron ligeramente más bajos durante el período, pero los costos de descubrimiento y desarrollo (F&D, azul claro) de la empresa se redujeron significativamente durante el período. La producción (dorado) y las reservas (verde) aumentaron considerablemente durante el período de estudio. (Los datos de 2011 corresponden a los primeros seis meses del año.)

Los resultados tangibles obtenidos del proceso de optimización, que incluyeron la perforación y estimulación de secciones laterales más prolongadas, realización de estimulaciones por fracturamiento hidráulico optimizadas y aumento de la eficiencia operativa, se hicieron evidentes en las mejoras continuas que se observaron desde 2007 a 2011 (arriba). La cantidad de días necesarios para perforar un pozo disminuyó en más de un 52% a pesar de que la longitud de la sección lateral del pozo promedio aumentó en más del 84%. La producción promedio aumentó considerablemente, casi siete veces, pero los costos del pozo se mantuvieron prácticamente iguales durante el período.

Estos recursos implican grandes erogaciones de capital, pero como suelen cubrir grandes áreas geográficas, los operadores se benefician de las economías de escala y de la flexibilidad operativa. Identificar y desarrollar los sectores ideales mejora considerablemente la rentabilidad y el retorno de la inversión (ROI). La medida definitiva del éxito es la producción. En octubre de 2011, Southwestern Energy reportó haber alcanzado aproximadamente 2 000 MMpc/d [56,6 millones m³/d] en la producción de gas en la lutita Fayetteville.

Evaluación posterior al fracturamiento

El componente final y, a menudo descuidado, en la optimización de la producción de estos recursos, es el análisis de la producción. Se efectúa un gran esfuerzo en determinar las cualidades del yacimiento y en desarrollar modelos complejos para identificar las zonas con el mayor potencial dentro

del yacimiento. Los ingenieros de perforación analizan las propiedades del pozo y utilizan geoposicionamiento para orientar el pozo dentro de las áreas que parecen tener las mejores RQ y CQ. Los ingenieros de terminación de pozos diseñan programas de estimulación para maximizar la producción concentrándose en las rocas con las mejores CQ. Estos esfuerzos ayudan a identificar los mejores candidatos para la producción, pero raras veces toman en cuenta las variaciones a pequeña escala que existen dentro del recurso. Los datos de los registros de producción proporcionan una prueba empírica de la producción y ofrecen la posibilidad de identificar características del yacimiento que diferencian a las zonas con mayor potencial (próxima página).

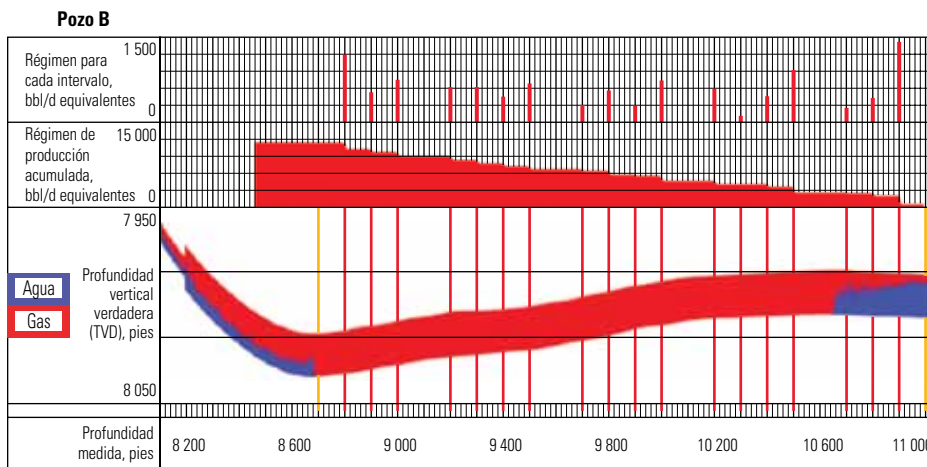
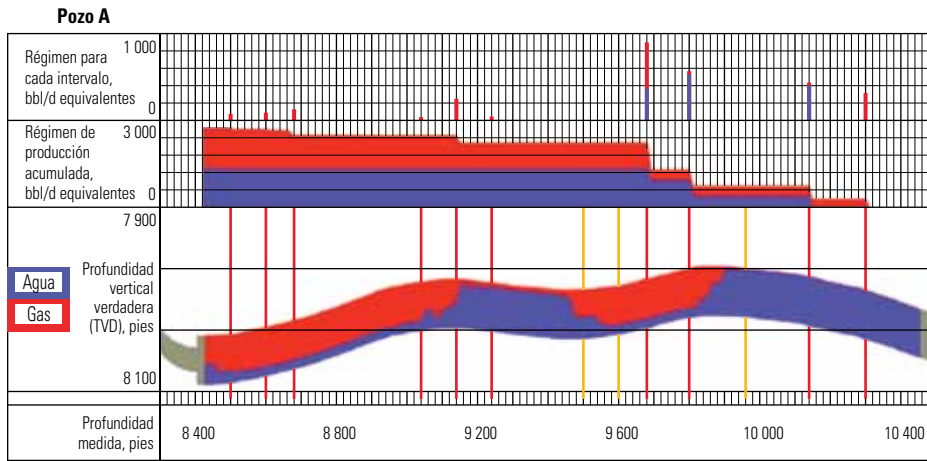
Un reciente estudio a gran escala de seis grandes cuencas de lutitas de EUA demostró los beneficios que se pueden obtener de los datos de los registros de producción para el desarrollo de estos recursos.²¹ El estudio intentó destacar características que los ingenieros pudieran incorporar en los flujos de trabajo para mejorar la eficiencia general. Un hallazgo preocupante fue que en sólo el 20% de los pozos todos los intervalos de disparos estaban contribuyendo a la producción. En dos pozos horizontales en la lutita Woodford en la cuenca de Arkona, sólo la mitad de los intervalos de disparo estaban produciendo gas.

Los recursos en lutitas son vistos a veces como grandes estructuras monolíticas; sin embargo, la heterogeneidad causada por las variaciones en las propiedades de la roca, se produce verticalmente a escalas extremadamente pequeñas en

estos yacimientos. Además, la presencia de fracturas naturales puede introducir grandes variaciones en las propiedades mecánicas dentro un área pequeña. Si esta variabilidad no se tiene en cuenta en los diseños de estimulación, los pozos pueden no alcanzar los resultados esperados.

Los ingenieros pueden utilizar los datos de los registros de producción para correlacionar la producción de gas con las diferencias en la roca o en las propiedades geomecánicas. Las prácticas de terminación y la geometría de los pozos que podrían afectar la producción también se pueden observar en los datos de los registros de producción. El estudio de registros de producción que incluye datos de más de 100 pozos, evaluó varias prácticas comunes utilizadas en los pozos de gas de lutitas y estimó sus efectos sobre la producción.

Trayectoria de pozo—Inicialmente, la mayoría de los pozos horizontales en lutitas, fueron perforados hacia arriba, con desviaciones que superaban los 90 grados. Esto se hizo para facilitar el drenaje gravitacional de los fluidos de fractura hasta el extremo inicial del tramo lateral y ayudar a descargar los fluidos más rápidamente. En algunas extensiones productivas de lutitas, esta práctica ha sido reemplazada por la perforación de tramos laterales en la estructura, independientemente de la trayectoria. Sin embargo, la trayectoria ideal es de más de 90 grados con la menor cantidad de cavernas y patas de perro y permaneciendo siempre en la zona de interés. Una tendencia evidente en los datos es que los pozos con altas tasas de flujo pueden descargar de manera efectiva los fluidos de fractura inde-



^ Comparación de registros de producción. Estos registros de producción corresponden a dos pozos diferentes en la lutita Woodford en la cuenca de Arkoma. Las líneas verticales rojas y doradas a lo largo de la trayectoria del pozo indican las ubicaciones de los intervalos de disparos. El sombreado rojo representa el gas en el pozo; el sombreado azul indica agua. Los datos de los registros de producción del pozo A (*arriba*) muestran una producción variable con sólo tres intervalos que contribuyen considerablemente al total del gas producido y tres intervalos que producen la mayor parte del agua (los regímenes medidos para cada intervalo individual se muestran en el carril superior). Tres intervalos (líneas doradas) no tienen contribución alguna. La producción en el pozo B (*abajo*) es más uniforme. La mayoría de los intervalos están contribuyendo cantidades equivalentes, aunque el primero y último intervalo (líneas doradas) no están contribuyendo. Aunque el agua está presente en el extremo final del pozo, no hay indicaciones de producción de agua en el pozo B. (Adaptado de Miller et al, referencia 11.)

pendientemente de la trayectoria y pueden superar los efectos perjudiciales relacionados con la geometría del pozo.

Etapas de fracturamiento—La productividad del pozo mejora a medida que aumenta la cantidad de etapas de fracturamiento. Un incremento en la cantidad de etapas de fracturamiento a menudo coincide con tramos laterales de mayor longitud; por lo tanto, se incrementa el contacto con el yacimiento. Sin embargo, el estudio indicó que la estimulación de secciones más cortas del tramo lateral tiene un efecto positivo en la producción, incluso cuando los datos se normalizan para mayores longitudes de tramos laterales.

21. Miller et al, referencia 11.

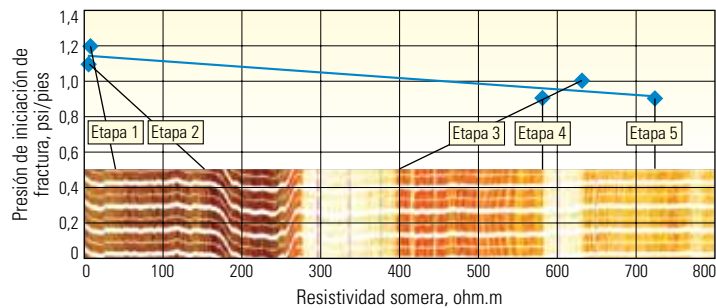
Así, aunque la longitud de los tramos laterales ha aumentado en los últimos años, la longitud de los segmentos que se estimulan por etapa ha disminuido.

El estudio analizó los efectos del espaciamiento entre las etapas de fracturamiento; es decir, la distancia entre cada etapa. Los ingenieros observaron que para la mayoría de las extensiones productivas de lutitas, el espaciamiento del orden de los 100 pies [30 m] daba como resultado la mejor producción. Concluyeron que cualquier incremento en los esfuerzos asociados con los tratamientos de estimulación anteriores no afectaba negativamente la productividad de las etapas subsiguientes cuando se utilizaba este espaciamiento.

Una excepción a este hallazgo se presentó en la lutita Barnett, donde no había una correlación clara entre el espaciamiento de las etapas y la productividad. Los ingenieros atribuían esta diferencia al ambiente estructural de la cuenca Fort Worth. Debido a que las fracturas naturales en la lutita Barnett tienden a correr en sentido ortogonal con respecto a las fracturas inducidas hidráulicamente, se podía lograr una red compleja de fracturas durante la estimulación. Y por lo tanto, las etapas cercanas entre sí, proporcionaban menos beneficios en comparación a los de las otras extensiones productivas de lutitas. Este hallazgo pone de manifiesto la importancia de comprender el contexto geológico de un yacimiento y su incidencia en la calidad de la terminación del pozo. El resultado práctico es que una metodología de estimulación optimizada en una cuenca no puede transferirse a otra.

El estudio de los registros de producción también analizó el diseño de las etapas de fracturamiento mediante la comparación de la producción teórica con respecto a la producción medida. La producción teórica se definió como el régimen de producción si todas las etapas produjeran por igual. El estudio reveló que por cada dos pozos completados, con un promedio de ocho etapas por pozo, había por lo menos una etapa que no contribuía nada. Además, muchos intervalos de disparos no contribuían según el nivel teórico. Nuevamente, estos hallazgos tenían atributos específicos para cada cuenca en particular. El porcentaje de etapas que producían por lo menos la mitad de sus tasas teóricas variaban entre el 18% para la lutita Marcellus en el noreste de EUA y el 33% para la lutita Haynesville-Bossier en el norte de Luisiana y este de Texas.

Intervalos de disparos—El análisis de la productividad de los intervalos de disparos proporcionó pocas tendencias claras, y los resultados fueron a menudo específicos para cada cuenca. Aunque la lutita Barnett fue estimulada en forma eficaz con un único intervalo por etapa, los pozos de la lutita Woodford con cuatro intervalos por etapa superaban el rendimiento de los de ocho intervalos por etapa. Además de estas características específicas de cada cuenca, los resultados mostraron que es muy difícil estimular de forma efectiva múltiples intervalos de disparos por etapa. Por ejemplo, casi la mitad de los intervalos en los pozos con seis intervalos de disparos por etapa no estaban contribuyendo cuando se adquirieron los registros de producción. Esto contrasta con el promedio de 20% de los intervalos que no estaban contribuyendo cuando sólo se habían incluido dos intervalos de disparos por cada tratamiento



	Resistividad somera, ohm.m	Presión de iniciación de fractura, psi/pies	Producción normalizada, mejor productor = 1,0
Etapa 1	8	1,2	0,28
Etapa 2	5	1,1	0,22
Etapa 3	632	1,0	0,80
Etapa 4	581	0,9	0,86
Etapa 5	724	0,9	1,0

▲ Datos de resistividad, contenido de arcilla e iniciación de fractura. Las imágenes de microresistividad de la pared del pozo proporcionadas por la herramienta FMI (*arriba*) pueden proporcionar información cualitativa acerca de la mineralogía. Los intervalos ricos en contenidos de arcilla corresponden a baja resistividad (marrón más oscuro) en las etapas 1 y 2 y tienen mayores presiones de iniciación de fractura (*abajo*). La mineralogía resistiva observada en las etapas 3, 4 y 5 (marrón más claro, *izquierda*) corresponde a rocas con menor contenido de arcilla. La producción de todas las etapas se normalizó con respecto a la producción de la etapa 5, la cual tenía la mayor producción de gas, y la tasa de producción de las otras cuatro etapas está presentada como una fracción de este valor. La lutitas ricas en contenidos de arcillas, de resistividad baja, tuvieron menos rendimiento que los intervalos de lutitas resistivas. Estos resultados mostraron el beneficio de estimular los pozos horizontales de lutitas en los intervalos que tienen buenas características de RQ y CQ. (Adaptado de Miller et al, referencia 11.)

de estimulación. La tendencia actual se inclina hacia una menor cantidad de intervalos de disparos por etapa.

Junto con la cantidad de intervalos de disparos, el espaciamiento entre intervalos también afecta la producción. El espaciamiento entre los intervalos de los pozos estudiados variaba de 36 a 421 pies [11 a 128 m]. Los resultados indicaron que un espaciamiento entre intervalos menor que 125 pies [38 m] producía resultados superiores. Los operadores reconocieron la correlación aparente entre el espaciamiento de los intervalos y la productividad, y más recientemente, las extensiones productivas de lutitas desarrolladas están utilizando menores espaciamientos entre intervalos. Al igual que antes, sin embargo, esta tendencia no era válida para la lutita Barnett, donde se lograron resultados aceptables incluso con espaciamientos mayores que 175 pies [53 m].

Aplicación de las lecciones aprendidas—Los análisis indican que algunos hallazgos son específicos para cada cuenca, otros específicos para

cada pozo, y algunos indican que no hay una tendencia establecida. Los datos de registros de producción proporcionan información sobre lo que está sucediendo en el pozo en el momento del registro, pero los geólogos e ingenieros pueden correlacionar las diferencias en la producción con las variaciones laterales en las características del yacimiento. Por ejemplo, los registros de imágenes pueden proporcionar información sobre las variaciones laterales, tales como fracturas, mineralogía, y cambios en el régimen de esfuerzos. Sin embargo, estos datos generalmente no están disponibles después de la fase inicial de recopilación de información del desarrollo en las extensiones productivas de lutitas, ya que los operadores se concentran en las eficiencias operativas y reducción de costos. Esto hace que sea difícil correlacionar los resultados de los registros de producción con las propiedades de la formación.

En un pozo horizontal, los ingenieros corrieron la herramienta FMI en pozo abierto y registros de producción después de la terminación y

estimulación del pozo (*izquierda*). Los geólogos derivaron registros de microresistividad de las imágenes FMI a partir de los cuales podrían determinar cualitativamente la mineralogía. Baja resistividad a menudo se corresponde con altos contenidos de arcilla y alta resistividad se corresponde con rocas de mejor calidad. Las rocas con menores contenidos de arcilla tienen menor esfuerzo local y mayor módulo de Young, y son más propensas a conservar la conductividad de las fracturas durante la producción. De las cinco etapas de fractura en el pozo, las tres etapas que se realizaron en zonas identificadas como de bajo contenido de arcilla superaron en rendimiento a las dos realizadas en rocas con alto contenido de arcilla. Los ingenieros pueden optimizar el diseño de las etapas, la aislación de los intervalos con grandes esfuerzos, la ubicación de los intervalos y los programas de apuntalante cuando estos datos se encuentran disponibles.

¿Evolución o revolución?

Para desarrollar este tipo de recursos, la industria del petróleo y el gas enfrenta desafíos que van más allá de la tecnología, y estos desafíos no deben ser minimizados. Hay cuestiones políticas, ambientales y de percepción que tienen poco que ver con la perforación y producción de hidrocarburos en las formaciones de lutita que se encuentran en todo el mundo. La industria se enfoca principalmente en los elementos técnicos, aunque los otros son consideraciones cruciales.

Las compañías de E&P han demostrado que, después de tres décadas de desarrollo, estos recursos son objetivos viables para la exploración. Las rocas que alguna vez fueron consideradas prácticamente sin valor desde el punto de vista de la producción ahora proporcionan a los EUA abundantes suministros de gas natural. En un entorno con precios de gas natural bajos por el éxito del desarrollo de la lutita orgánica, los operadores tendrán que seguir utilizando innovación, tecnología y soluciones de ingeniería para mejorar la rentabilidad en el desarrollo de estos recursos.

Lo que se ha demostrado durante la última década es que la revolución que comenzó en la lutita Barnett no se detuvo ahí. A medida que la tecnología evoluciona, la revolución se prepara para convertirse en un esfuerzo global (véase, "Gas de lutitas: Un recurso global," *página 28*). —TS