

Producción de gas desde su origen

La lutita, la más abundante de las rocas sedimentarias, finalmente está obteniendo su valor. Esta roca atravesada por los perforadores en búsqueda de zonas productivas en formaciones de areniscas o carbonatos, ha sido considerada una roca sello durante mucho tiempo. Sin embargo, gracias a la combinación correcta de geología, economía y tecnología, las lutitas ricas en materia orgánica están incitando a los operadores de EUA a conceder los derechos de perforación que poseen en miles de acres en una campaña para descubrir la próxima provincia de gas de lutita.

Charles Boyer

Pittsburgh, Pensilvania, EUA

John Kieschnick

Roberto Suárez-Rivera

Salt Lake City, Utah, EUA

Richard E. Lewis

George Waters

Oklahoma City, Oklahoma, EUA

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Bárbara Anderson, Ridgefield, Connecticut, EUA; Walter Arias, Río de Janeiro, Brasil; Keith Greaves, Salt Lake City, Utah; Valerie Jochen, College Station, Texas; Bárbara Marin y Mark Puckett, Houston, Texas; Camron Miller, Oklahoma City, Oklahoma; y Jeron Williamson, Pittsburgh, Pensilvania.

AIT (generador de Imágenes de Inducción de Arreglo), ClearFRAC, ECLIPSE, ECS (Sonda de Espectroscopía de Captura Elemental), ELANPlus, FiberFRAC, FMI (generador de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total), geoVISION, Platform Express y SpectroLith son marcas de Schlumberger.

1. Otros tipos de recursos de gas continuos listados por el USGS son el gas centrado en las cuencas, el gas contenido en areniscas compactas y el gas contenido en capas de carbón.
2. Schenk CJ: "Geologic Definition of Conventional and Continuous Accumulations in Select U.S. Basins—The 2001 Approach," Resumen para la Conferencia de Investigación sobre Comprensión, Exploración y Desarrollo de Areniscas Gasíferas Compactas de Hedberg, de la AAPG, Vail, Colorado, EUA, 24 al 29 de abril de 2005.
3. La permeabilidad de la matriz se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de una roca, principalmente por medio de los intersticios que existen entre los granos minerales que conforman la roca, pero no incluye el flujo a través de las fracturas de la roca.

Millones de pozos de petróleo o gas perforados en los últimos 150 años han penetrado intervalos sustanciales de lutita antes de alcanzar sus profundidades objetivo. Con tal exposición de las lutitas, ¿todo pozo seco es efectivamente un productor potencial de gas de lutita? Indudablemente, no. El gas de lutita es producido únicamente bajo determinadas condiciones.

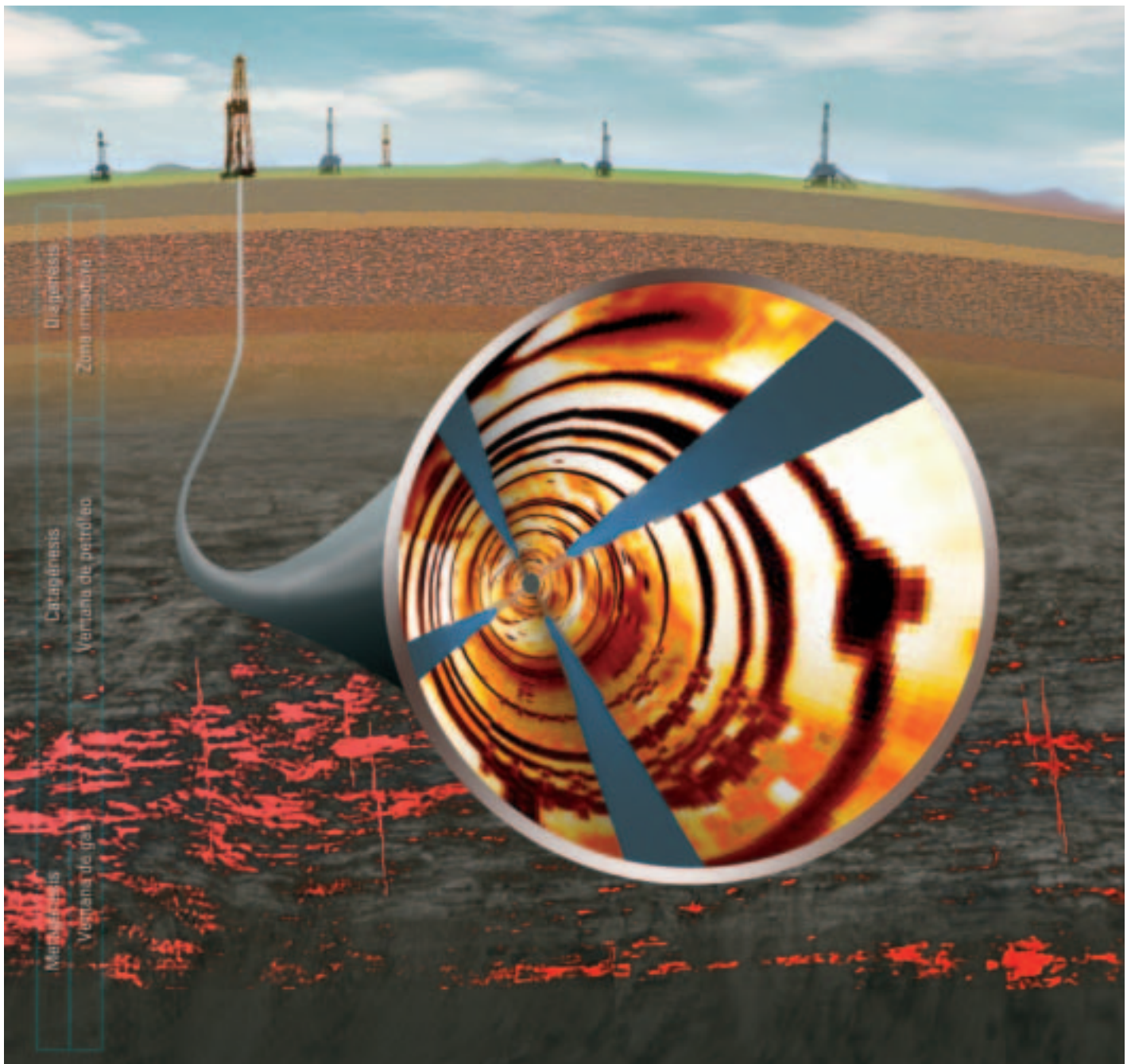
La lutita, una abundante roca sedimentaria de permeabilidad extremadamente baja, a menudo se considera una barrera natural para la migración del petróleo y el gas. En las lutitas gasíferas, el gas es generado localmente; la lutita actúa a la vez como roca generadora (roca madre) y como yacimiento. Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas de la lutita, o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos contenidos en la lutita. Esto contrasta con los yacimientos de gas convencionales, en los que el gas migra desde su roca generadora hacia una arenisca o carbonato donde se acumula en una trampa estructural o estratigráfica, a la que a menudo subyace un contacto gas-agua. No debe sorprender, por ende, que las lutitas gasíferas se consideren yacimientos no convencionales.

El gas de lutita es producido de acumulaciones de gas continuas, según el Servicio Geológico de EUA (USGS).¹ El USGS lista 16 cualidades características, cualquiera o la totalidad de las cuales pueden estar presentes en acumulaciones de gas continuas.² Las cualidades que son particularmente características de la lutita gasífera incluyen el alcance regional, la falta de un sello y trampa obvios, la ausencia de un contacto gas-agua bien definido, la presencia de fracturas naturales, una recuperación final esti-

mada (EUR) que es por lo general más baja que la de una acumulación convencional, y una matriz de permeabilidad muy baja.³ Además, la producción económica depende significativamente de la tecnología de terminación de pozos.

A pesar de sus obvias deficiencias, en EUA, se está apuntando a ciertas lutitas como objetivos de producción; aquellas que poseen la combinación correcta de tipo de lutita, contenido orgánico, madurez, permeabilidad, porosidad, saturación de gas y fracturamiento de la formación. Cuando estas condiciones de la formación son activadas por condiciones económicas favorables, un *play* de gas no convencional se convierte en un *boom*.

Los *plays* de gas de lutita de nuestros días están levantando vuelo, en gran medida gracias al crecimiento de la demanda de gas, e igualmente importante, debido al desarrollo de un abanico creciente de tecnologías de avanzada de campos petroleros. Esta tendencia se está expandiendo en Estados Unidos, donde el aumento de los precios del gas y el consumo de casi 23 Tpc [651,820 millones de m³] de gas por año están impulsando un crecimiento de la actividad de perforación en tierra firme. Las compañías de E&P están concediendo los derechos de perforación que poseen en cientos de miles de acres, mientras que las tecnologías de perforación y terminación de pozos de avanzada están ayudando a extender los límites de las cuencas de gas de lutita conocidas. Estos *plays* están extendiendo además los límites de la ciencia, incitando a que se preste mayor atención a esta roca detrítica común, y estimulando el desarrollo de nuevos instrumentos y técnicas para evaluar los recursos de lutita.



En este artículo, analizamos las condiciones necesarias para que la lutita genere hidrocarburos, las condiciones necesarias para crear yacimientos de gas de lutita y la tecnología requerida para explotar y hacer producir esos yacimientos. Además, revisaremos algunas de las prácticas utilizadas en la Formación Barnett Shale del centro-norte de Texas.

La fuente de hidrocarburos

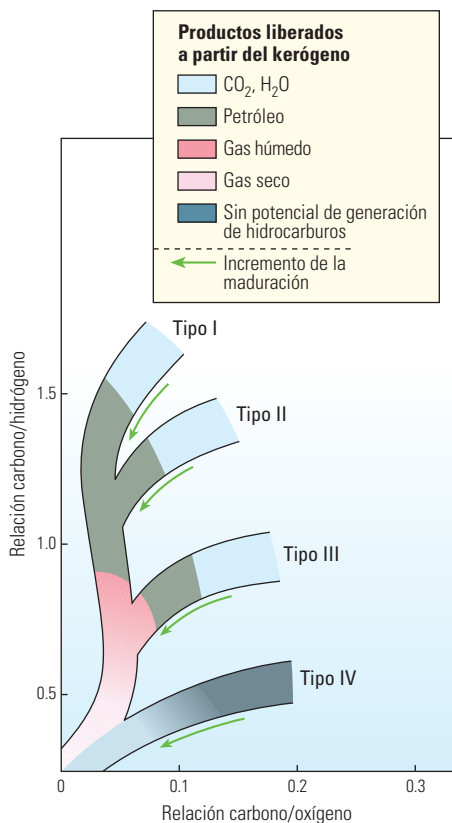
La lutita comprende partículas del tamaño de la arcilla y el limo, que han sido consolidadas para formar capas rocosas de permeabilidad ultra baja. Claramente, esta descripción ofrece pocos elementos con que destacar a la lutita como

objetivo de exploración y desarrollo. No obstante, se sabe que algunas lutitas contienen suficiente materia orgánica—y no se requiere mucha— para generar hidrocarburos. Si estas lutitas poseen efectivamente la capacidad de generar hidrocarburos, y si generan petróleo o gas, depende en gran medida de la cantidad y tipo de material orgánico que contienen; de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la quimiogénesis; y de la magnitud y duración del proceso de calentamiento al que han sido sometidas.

La materia orgánica—los restos de animales o plantas—puede ser alterada por efectos de la temperatura para producir petróleo o gas. Sin embargo, antes de que se produzca esta trans-

formación, esos restos deben estar preservados en cierta medida. El grado de preservación tendrá un efecto sobre el tipo de hidrocarburos que la materia orgánica producirá finalmente.

La mayor parte del material animal o vegetal es consumido por otros animales, bacterias o procesos de descomposición, de manera que la preservación usualmente requiere un proceso de sepultamiento rápido en un ambiente anóxico que inhiba a la mayoría de los secuestradores biológicos o químicos. Este requisito se satisface en ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua restringida, donde la demanda biológica de oxígeno excede el suministro, lo que tiene lugar en aguas que contienen menos de 0.5 mililitros de



▲ Evolución del kerógeno. Un diagrama de Van Krevelen modificado muestra los cambios producidos en el kerógeno por el aumento del calor durante el sepultamiento. La tendencia general de la transformación térmica del kerógeno en hidrocarburo se caracteriza por la generación de hidrocarburos no gaseosos y su progresión a petróleo, gas húmedo y gas seco. Durante esta progresión, el kerógeno pierde oxígeno principalmente al emitir CO_2 y H_2O ; luego, comienza a perder más hidrógeno al liberar hidrocarburos.

oxígeno por litro de agua.⁴ No obstante, aún en estos ambientes, los microorganismos anaeróbicos pueden alimentarse de la materia orgánica sepultada, produciendo metano biogénico en el proceso.

La sedimentación ulterior incrementa la profundidad de sepultamiento con el tiempo. La materia orgánica se cuece lentamente a medida que aumentan la presión y la temperatura, en concordancia con el incremento de las profundidades de sepultamiento. Con ese calentamiento, la materia orgánica—fundamentalmente lípidos del tejido animal y materia vegetal, o lignina, de las células vegetales—se transforma en kerógeno.⁵ Dependiendo del tipo de kerógeno producido, los incrementos adicionales de temperatura, presión y tiempo podrán generar petróleo, gas húmedo o gas seco (arriba).

El kerógeno, un material insoluble formado por la descomposición de la materia orgánica, es el ingrediente principal en la generación de

hidrocarburos. El kerógeno ha sido clasificado en cuatro grandes grupos, cada uno de los cuales posee una incidencia clara sobre el tipo de hidrocarburos que se producirán en caso de que exista producción.⁶

- Kerógeno Tipo I: generado predominantemente en ambientes lacustres y, en ciertos casos, ambientes marinos. Proviene de materia algácea, planctónica o de otro tipo, que ha sido intensamente re-elaborada por la acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento. Rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno, es potencialmente petrolífero, pero también puede producir gas, según su etapa de evolución en relación a la temperatura. Los kerógenos de Tipo I no abundan y son responsables de sólo un 2.7% de las reservas de petróleo y gas del mundo.⁷

- Kerógeno Tipo II: generado habitualmente en medios reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Es rico en contenido de hidrógeno y posee bajo contenido de carbono. Puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración. El azufre se asocia con este tipo de kerógeno, ya sea como piritita y azufre libre, o en estructuras orgánicas de kerógeno.⁸

- Kerógeno Tipo III: proveniente principalmente de restos vegetales terrestres depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos. El kerógeno Tipo III posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los Tipos I o II, y en consecuencia genera mayormente gas seco.

- Kerógeno Tipo IV: generado habitualmente a partir de sedimentos más antiguos redepósitos después de la erosión. Antes de la sedimentación, puede haber sido alterado por procesos de meteorización subaérea, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos. Este tipo de kerógeno está compuesto por materia orgánica residual, con alto contenido de carbono y ausencia de hidrógeno. Se lo considera una forma de “carbono muerto,” sin potencial para la generación de hidrocarburos.⁹

A partir de este análisis, podemos plantear la siguiente generalización: los kerógenos marinos o lacustres (Tipos I y II) tienden a producir petróleos, mientras que los kerógenos de origen terrestre (Tipo III) producen gas. Las mezclas intermedias de kerógenos, especialmente los Tipos II y III, son más comunes en las facies arcillosas marinas.

Una cuestión recurrente en lo que respecta a esta clasificación de los kerógenos es la relacionada con el contenido de hidrógeno. Los kerógenos ricos en contenido de hidrógeno desempeñan un rol más importante en la generación de petróleo. Por el contrario, el kerógeno con menores cantidades de hidrógeno generará gas. Después de agotado el hidrógeno del kerógeno, la generación de hidrocarburos cesará naturalmente, sin importar la cantidad de carbono disponible.¹⁰

4. Demaison GJ y Moore GT: “Anoxic Environments and Oil Source Bed Genesis,” *Boletín de la AAPG* 64, no. 8 (Agosto de 1980): 1179–1209.

5. El término kerógeno, que literalmente significa “productor de cera,” se utilizó originalmente para denotar el material orgánico insoluble presente en las lutitas petrolíferas de Escocia. Utilizado en forma incierta desde su introducción, su significado se modificó para abarcar la materia orgánica insoluble presente en la roca sedimentaria que es la fuente de la mayor parte del petróleo.

Para obtener más información sobre las definiciones del kerógeno, consulte: Hutton A, Bharati S y Robl T: “Chemical and Petrographic Classifications of Kerogen/Macerals,” *Energy & Fuels* 8, no. 6 (Noviembre de 1994): 1478–1488.

6. Tissot BP: “Recent Advances in Petroleum Geochemistry Applied to Hydrocarbon Exploration,” *Boletín de la AAPG* 68, no. 5 (Mayo de 1984): 545–563.

Bordenave M-L: *Applied Petroleum Geochemistry*. París: Editions Technip, 1993.

Demaison y Moore, referencia 4.

7. Klemme HD y Ulmshiek GF: “Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors,” *Boletín de la AAPG* 75, no. 12 (Diciembre de 1991): 1809–1851.

8. Vandenbroucke M: “Kerogen: From Types to Models of Chemical Structure,” *Oil & Gas Science and Technology—Revue de l’Institut Français du Pétrole* 58, no. 2 (2003): 243–269.

9. Tissot, referencia 6.

10. Baskin DK: “Atomic H/C Ratio of Kerogen as an Estimate of Thermal Maturity and Organic Matter Conversion,” *Boletín de la AAPG* 81, no. 9 (Septiembre de 1997): 1437–1450.

11. El bitumen, materia orgánica soluble en solventes orgánicos, es un derivado degradado térmicamente del kerógeno. Aún se está investigando la relación exacta que existe entre el kerógeno, el bitumen y los hidrocarburos liberados durante el calentamiento de la materia orgánica.

12. Peters KE, Walters CC y Moldowan JM: *The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History, 2da Edición*, Cambridge, Inglaterra: Cambridge University Press, 2004.

13. Aizenshtat Z, Stoler A, Cohen Y y Nielsen H: “The Geochemical Sulphur Enrichment of Recent Organic Matter by Polysulfides in the Solar-Lake,” en Bjorøy M et al (eds): *Advances in Organic Geochemistry*. Chichester, Inglaterra: Wiley (1981): 279–288.

14. Peters et al, referencia 12.

15. El craqueo es un proceso en el que la temperatura y la presión elevadas actúan sobre las moléculas grandes y pesadas de hidrocarburos, provocando su separación en componentes más pequeños y más livianos. Bajo esas condiciones, el petróleo puede transformarse en gas.

16. Peters et al, referencia 12.

17. Hood A, Gutjahr CCM y Heacock RL: “Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum,” *Boletín de la AAPG* 59, no. 6 (Junio de 1975): 986–996.

18. Son preferibles los núcleos frescos, mientras que las muestras de afloramientos son menos convenientes, sencillamente porque las muestras de afloramientos tienden a degradarse con la meteorización.

Madurez del kerógeno

Los procesos geológicos para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos requieren calor y tiempo. El calor aumenta gradualmente con el tiempo conforme la materia orgánica continúa siendo sepultada a mayores profundidades, bajo una carga de sedimentos cada vez más grande; el tiempo se mide a lo largo de millones de años. Mediante el incremento de la temperatura y presión durante el proceso de sepultamiento, y posiblemente acelerados por la presencia de minerales catalizadores, los materiales orgánicos liberan petróleo y gas. Este proceso es complicado y no se entiende completamente; sin embargo, el modelo conceptual es bastante directo. La actividad microbiana convierte parte de la materia orgánica en gas metano biogénico. Con el sepultamiento y el incremento de la temperatura, la materia orgánica remanente se transforma en kerógeno. La mayor profundidad de sepultamiento y el incremento del calor transforman el kerógeno para producir bitumen, luego hidrocarburos líquidos y por último gas termogénico; empezando con gas húmedo y terminando con gas seco.¹¹

El proceso de sepultamiento, conversión de la materia orgánica y generación de hidrocarburos puede resumirse en general en tres grandes pasos ([derecha, extremo superior](#)).

La diagénesis inicia el proceso. A menudo se caracteriza por la alteración de la materia orgánica a baja temperatura, habitualmente a temperaturas inferiores a 50°C [122°F] aproximadamente.¹² Durante esta etapa, la oxidación y otros procesos químicos comienzan a descomponer el material. Los procesos biológicos también alterarán la cantidad y composición del material orgánico antes de que sea preservado. En esta etapa, la degradación bacteriana puede producir metano biogénico. Con el incremento de las temperaturas y los cambios producidos en el pH, la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno y menores cantidades de bitumen.

Durante las primeras fases de la diagénesis, se puede incorporar azufre en la materia orgánica. Los sulfatos del agua de mar proveen la fuente de oxidantes para la biodegradación de la materia orgánica por las colonias de bacterias sulfato-reductoras. Estas bacterias liberan polisulfuros, ácido sulfhídrico [H₂S] y azufre nativo, que pueden recombinarse luego con el hierro de las arcillas para formar pirita [FeS₂], o combinarse con la materia orgánica para formar otros compuestos de organoazufre.¹³

La catagénesis generalmente se produce a medida que el incremento de la profundidad de sepultamiento genera más presión, aumentando de ese modo el calor en el rango de aproximada-

mente 50° a 150°C [122° a 302°F], lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en la lutita y el kerógeno.¹⁴ Los hidrocarburos son generados durante este proceso, siendo producido el petróleo por los kerógenos Tipo I, el petróleo parafínico por los kerógenos Tipo II, y el gas por los kerógenos Tipo III. Los incrementos de temperatura y presión ulteriores producen el craqueo secundario de las moléculas de petróleo, lo que conduce a la producción de moléculas de gas adicionales.¹⁵

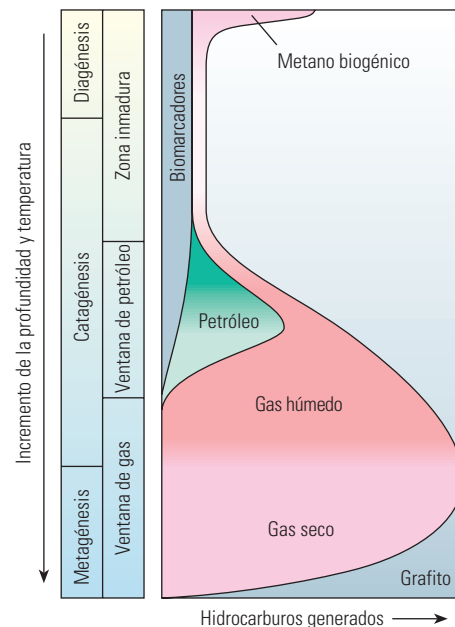
La metagénesis es la última etapa, en la que el calor adicional y los cambios químicos producen la transformación casi total del kerógeno en carbono. Durante esta etapa, se libera metano tardío, o gas seco, junto con hidrocarburos no gaseosos, tales como CO₂, N₂ y H₂S. En las cuencas en las que tienen lugar estos cambios, las temperaturas generalmente oscilan entre 150° y 200°C [302° y 392°F] aproximadamente.¹⁶

En general, este proceso de alteración del kerógeno, comúnmente conocido como “maduración,” produce una serie de moléculas de hidrocarburos progresivamente más pequeñas de volatilidad y contenido de hidrógeno cada vez mayor, llegando finalmente al gas metano. Y a medida que el kerógeno evoluciona mediante la madurez asociada con la temperatura, su composición química cambia progresivamente, transformándose en un residuo carbonáceo con contenido de hidrógeno decreciente, que finalmente termina como grafito.¹⁷

La preservación y maduración de la materia orgánica no son procesos exclusivos de las lutitas gasíferas. El modelo de generación de petróleo y gas en realidad es el mismo para los recursos convencionales y no convencionales. Sin embargo, la diferencia es la localización. En los yacimientos convencionales, el petróleo y el gas migran desde la roca generadora hasta la trampa de arenisca o carbonato. En los yacimientos de gas de lutita no convencionales, los hidrocarburos deben ser producidos directamente desde la roca generadora.

Evaluación del potencial generador de las rocas

El potencial generador de las rocas es determinado básicamente a través del análisis geoquímico de las muestras de lutita, a menudo en conjunción con la evaluación detallada de los registros de pozos perforados previamente. Las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos enteros, núcleos laterales, recortes de formaciones y muestras de afloramientos.¹⁸ El objetivo principal de las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos. En general,



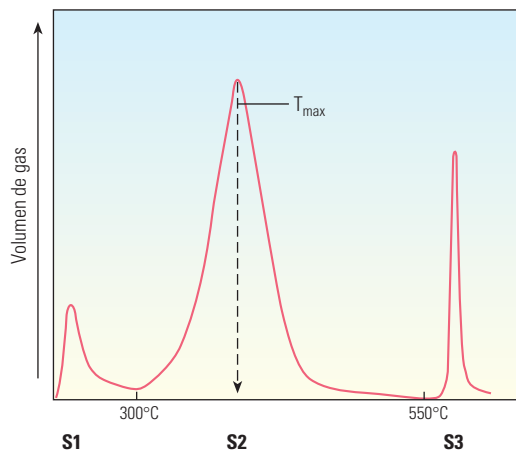
^ Transformación térmica del kerógeno. La generación de hidrocarburos en las rocas generadoras es controlada principalmente por la temperatura, conforme el contenido de kerógeno pasa de carbono reactivo a carbono muerto. El gas es emitido durante la etapa de diagénesis temprana, fundamentalmente a través de la actividad biológica. La catagénesis tiene lugar al aumentar la profundidad de sepultamiento, en que se libera petróleo y gas. Con el aumento de la profundidad y la temperatura, el petróleo remanente se divide (se craquea), liberando gas.

Contenido orgánico total, % en peso	Calidad del kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
> 12	Excelente

^ Contenido orgánico de la roca generadora. El valor de corte mínimo para las lutitas se considera normalmente un contenido orgánico total (TOC) de 0.5%. En el otro extremo, algunos geocientíficos sostienen que es posible tener demasiada materia orgánica. El exceso de kerógeno puede rellenar los espacios porosos que de lo contrario podrían ser ocupados por hidrocarburos.

cuanto mayor es la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación ([arriba](#)). Se ha desarrollado una diversidad de técnicas geoquímicas sofisticadas para evaluar el contenido orgánico total (TOC) y la madurez de las muestras.

Los valores TOC pueden obtenerse a partir de 1 gramo [0.0022 lbm] de muestras de roca pulverizada que se tratan para eliminar los con-



- Índice de producción (PI)
 $S1 / (S1 + S2)$
Indicador de la madurez por temperatura
- Índice de hidrógeno (HI)
 $S2 / (S1 + S2)$
Indicador de la presencia de hidrógeno no oxidado en el sistema
- Índice de oxígeno (OI)
 $S3 / (S1 + S2)$
Indicador de la riqueza de gas
- T_{max}
Temperatura de máxima generación de hidrocarburos

▲ Picos de gas versus temperatura. Las muestras de roca son calentadas en dos etapas. El pico S1 representa los miligramos de hidrocarburos libres que pueden destilarse por efectos de la temperatura a partir de un gramo de roca, durante la primera etapa del proceso de calentamiento hasta aproximadamente 300°C. El pico S2 registra los hidrocarburos generados por el craqueo térmico del kerógeno durante la segunda etapa del proceso de calentamiento hasta aproximadamente 550°C. Esta curva representa el potencial de petróleo residual de la roca, o la cantidad de hidrocarburos que podría seguir produciendo la roca si continuara el proceso de sepultamiento y maduración. El pico S3 representa los miligramos de CO₂ producidos por el kerógeno cuando se calienta. Los valores T_{max} arrojan una indicación aproximada de la madurez de la roca generadora.

taminantes y que luego se combustonan a una temperatura de 1,200°C [2,192°F]. El carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO₂ o CO. Las fracciones de carbono liberado se miden en una célula infrarroja y se convierten en TOC, registrándose como porcentaje en peso másico de la roca. Si esta prueba de clasificación inicial detecta muestras de suficiente riqueza orgánica, las mismas se someten a pruebas adicionales.

Para caracterizar la riqueza orgánica en mayor detalle, muchos laboratorios geoquímicos utilizan una técnica de pirólisis programada desarrollada por el Instituto Francés del Petróleo.¹⁹ Este método, que se ha convertido en un estándar industrial para las pruebas geoquímicas de las rocas generadoras, requiere sólo 50 a

100 mg [0.00011 a 0.00022 lbm] de roca pulverizada y puede llevarse a cabo en unos 20 minutos. Cada muestra se calienta en etapas controladas, mediante una prueba de pirólisis. Durante la primera etapa del proceso de calentamiento hasta una temperatura de 300°C [572°F], los hidrocarburos libres presentes en la roca se liberan de la matriz.²⁰ Al aumentar el calor durante la segunda etapa hasta alcanzar 550°C [1,022°F], se liberan los hidrocarburos volátiles formados por craqueo térmico. Además de los hidrocarburos, el kerógeno emite CO₂, al aumentar las temperaturas de 300°C a 390°C [572°F a 734°F].²¹ Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con un detector de ionización de llama.

Estas mediciones, junto con la temperatura, se registran en una gráfica y muestran tres picos bien definidos (izquierda). Estos picos permiten a los geoquímicos conocer la abundancia relativa del hidrógeno, carbono y oxígeno presentes en el kerógeno.²² Con esta información, los geoquímicos pueden determinar el tipo de kerógeno y el potencial para la generación de petróleo y gas.

La temperatura a la que se detecta la máxima emisión de hidrocarburos corresponde al pico S2, y se conoce como T_{max} . La maduración térmica de una muestra puede vincularse con el valor de T_{max} .

La reflectancia de la vitrinita es otra herramienta de diagnóstico para evaluar la maduración. Componente clave del kerógeno, la vitrinita es una sustancia brillante formada mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales. Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatización irreversibles y complejas, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia.²³ La reflectancia de la vitrinita fue utilizada por primera vez para diagnosticar la clase, o madurez térmica, de los carbones. Esta técnica fue posteriormente expandida para evaluar la madurez térmica de los kerógenos. Dado que la reflectancia aumenta con la temperatura, puede correlacionarse con los rangos de temperatura para la generación de hidrocarburos. Estos rangos pueden dividirse finalmente en ventanas de petróleo o gas.

La reflectividad (R) se mide mediante un microscopio provisto de una lente objetivo de inmersión en aceite y un fotómetro.²⁴ Las mediciones de reflectancia de la vitrinita se calibran cuidadosamente en función de los estándares de reflectancia del vidrio o de los minerales, y las mediciones de la reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada en el aceite (R_o). Cuando se determina un valor medio de reflectividad de la vitrinita a partir de muestras múltiples, se designa como R_m .

Como indicadores de la madurez térmica, los valores de R_o varían entre un tipo orgánico y otro. Esto significa que el inicio de la generación de hidrocarburos en la materia orgánica Tipo I puede ser diferente que en la materia orgánica Tipo II. Y, dado que el rango de temperatura de la ventana de gas se extiende más allá del rango del petróleo, los valores de R_o para el gas mostrarán un incremento correspondiente por sobre los del petróleo. Por lo tanto, los valores de maduración altos ($R_o > 1.5\%$) generalmente indican la presencia de gas predominantemente seco; los valores de maduración intermedios ($1.1\% < R_o < 1.5\%$) indican la presencia de gas con una tendencia creciente hacia la generación de

19. Espitalie J, Madec M, Tissot B, Mennig JJ y Leplat P: "Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration," artículo OTC 2935, presentado en la 9a Conferencia Anual de Tecnología Marina, Houston, 2 al 5 de mayo de 1977.

20. Otras variaciones de este método utilizan rangos de temperatura levemente diferentes.

21. Alixant J-L, Frewin N, Nederlof P y Al Ruwehy N: "Characterization of the Athel Silicilyte Source Rock/Reservoir: Petrophysics Meet Geochemistry," *Transcripciones del 39o Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA*, Keystone, Colorado, 26 al 29 de mayo de 1998, artículo LL.

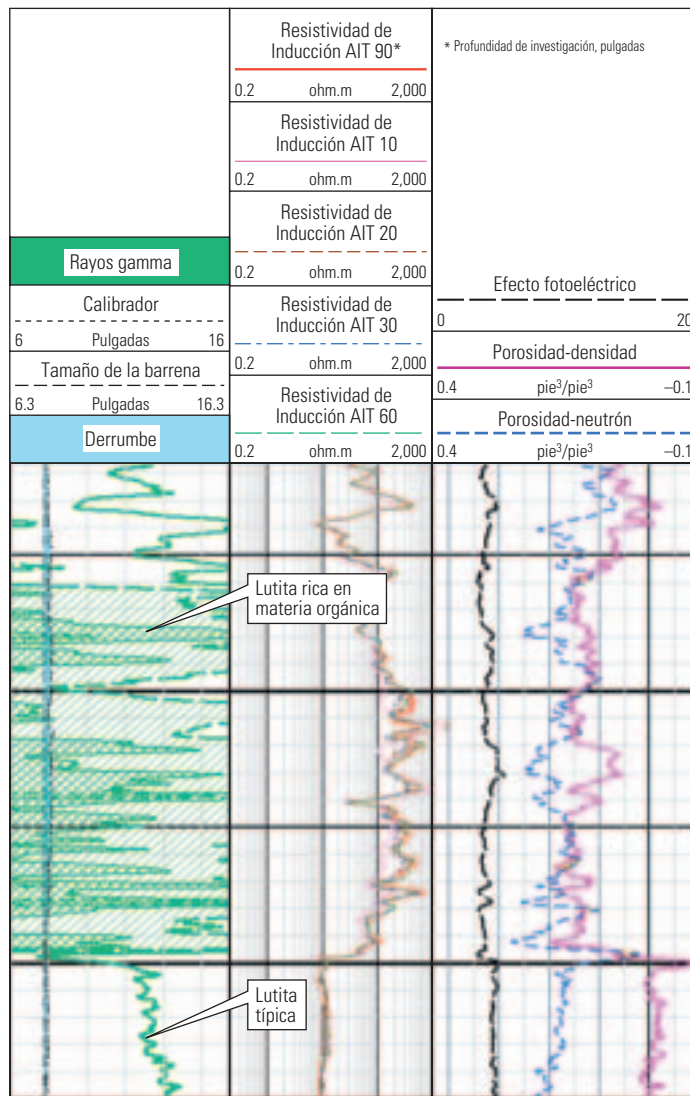
22. Peters KE: "Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis," *Boletín de la AAPG* 70, no. 3 (Marzo de 1986): 318-329.

23. Peters KE y Cassa MR: "Applied Source Rock Geochemistry," en Magoon LB y Dow WG (eds): *The Petroleum System—From Source to Trap: Memoria 60 de la AAPG*. Tulsa: AAPG (1994): 93-120.

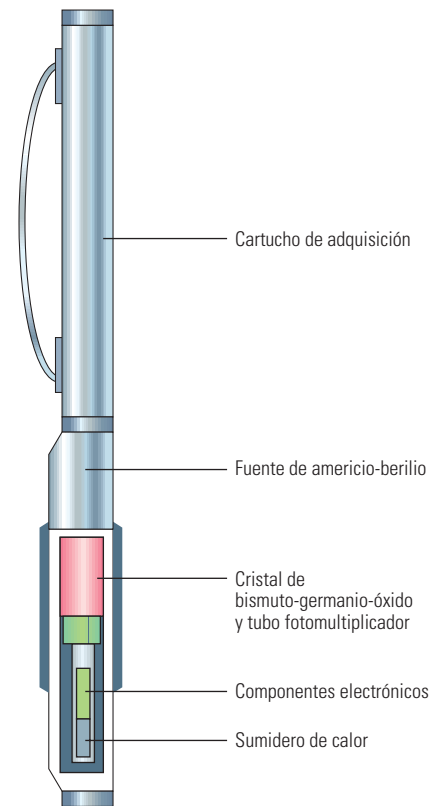
24. Los términos reflectancia y reflectividad tienden a utilizarse en forma indistinta, siendo más común el

primero. Sin embargo, la reflectividad es una medida de la reflectancia. La reflectancia es una relación entre la luz reflejada desde una superficie y la luz dirigida sobre esa superficie; la relación entre la radiación reflejada y la radiación incidente. Este valor puede cambiar hasta un punto, dependiendo del espesor, y por ende la opacidad, de una superficie. Si esa superficie posee un espesor suficiente como para impedir que la luz sea transmitida a través de la misma, la reflectancia alcanza un valor máximo. Ésta es la reflectividad de una superficie.

25. Durante mucho más de un siglo, la fauna de fósiles cónicos minúsculos, conocidos como conodontes, constituyó un misterio para los paleontólogos. Presentes en las formaciones de edad Cámbrico Tardío y Triásico, durante mucho tiempo se sospechó que los conodontes eran dientes. A comienzos de la década de 1990, esta suposición fue verificada con la ayuda del microscopio electrónico. Para obtener más información sobre las tareas de investigación relacionadas con los conodontes, consulte: Zimmer C: "In the Beginning Was the Tooth," *Discover* 14, no. 1 (Enero de 1993): 67-68.



^ Registro de lutita gasífera. Las lutitas gasíferas se caracterizan por una intensa actividad de rayos gamma, alta resistividad, baja densidad volumétrica y bajo efecto fotoeléctrico, en comparación con las lutitas normales.



^ Herramienta de Espectroscopía de Captura Elemental ECS. La sonda ECS registra y analiza los espectros de rayos gamma inducidos por las interacciones de los neutrones con la formación. A partir de estas mediciones es posible obtener estimaciones precisas de los componentes de las formaciones, incluyendo arcilla, carbonato, anhidrita, cuarzo, feldespato y mica.

petróleo en el extremo inferior del rango. El gas húmedo puede encontrarse en la parte más inferior del rango ($0.8\% < Ro < 1.1\%$). Los valores más bajos ($0.6\% < Ro < 0.8\%$) indican la presencia predominante de petróleo, mientras que $Ro < 0.6\%$ indica kerógeno inmaduro.

Los valores de Ro solos, a veces pueden ser engañosos y deberían considerarse con otras mediciones. Otros indicadores comunes de la madurez incluyen el índice de alteración debido a la temperatura (TAI), basado en el examen microscópico del color de las esporas; la evaluación de la temperatura de pirólisis; y, en menor medida, el índice de alteración del color de los conodontes (CAI), basado en el examen de unos dientes minúsculos fosilizados.²⁵ Debido a la popularidad de la reflectancia de la vitrinita, estos otros indicadores a menudo se correlacionan con los valores de Ro .

Otras propiedades de la lutita se pueden estimar a partir de los registros de pozos, que en ciertos casos producen respuestas sísmicas características (arriba). La actividad intensa de los rayos gamma se considera una función del kerógeno presente en la lutita. El kerógeno generalmente crea un ambiente reductor que impulsa la precipitación del uranio, lo que incide en la curva de rayos gamma. La resistividad puede ser alta debido a las altas saturaciones de gas, pero varía con el contenido de fluido y el tipo de arcilla. Las densidades volumétricas son a menudo bajas debido al contenido de arcilla y la presencia de kerógeno, que posee un peso específico bajo de 0.95 a 1.05 g/cm³.

Los registros de pozos se utilizan además para indagar acerca de la compleja mineralogía de una lutita y cuantificar la cantidad de gas libre presente en los poros de la roca generadora. Utili-

zando una combinación de registros triple combo y registros geoquímicos convencionales, los petrofísicos de Schlumberger pueden determinar el contenido de carbono orgánico de la lutita y calcular el gas adsorbido. Los registros geoquímicos permiten además que los petrofísicos diferencien distintos tipos de arcillas y sus respectivos volúmenes, información crítica para el cálculo de la producibilidad y para la determinación del fluido a utilizar durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico subsiguientes.

En la Formación Barnett Shale y en otras cuencas, se están utilizando la sonda de Espectroscopía de Captura Elemental ECS y la herramienta integrada de adquisición de registros con cable Platform Express, junto con técnicas de interpretación avanzadas, para calcular las saturaciones de gas y el gas en sitio, y para caracterizar la litología. La sonda ECS utiliza el método de espectroscopía de rayos gamma de captura, inducidos por neutrones, para medir las concentraciones elementales de silicio, calcio, azufre, hierro, titanio, gadolinio, cloro, bario e hidrógeno (arriba).

Estos datos se utilizan con técnicas de interpretación, tales como el procesamiento litológico de los espectros de la herramienta de espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones SpectroLith. La técnica SpectroLith genera un registro que exhibe las fracciones de arcilla, cuarzo-feldespato-mica, carbonatos, y piritita o anhidrita de la formación.²⁶ Los elementos utilizados en el procesamiento SpectroLith no están presentes en el kerógeno; en consecuencia, la litología se representa con precisión pero no incluye la materia orgánica. Por el contrario, el kerógeno afecta los registros medidos con una herramienta Platform Express. Por ejemplo, la actividad de los rayos gamma para el kerógeno es por lo general muy intensa debido a la presencia de uranio en un ambiente reductor, como se describió previamente. Basarse exclusivamente en el registro de rayos gamma para cuantificar la arcilla conduciría a una sobrestimación de su contenido. No obstante, la utilización de la combinación de datos de entrada de las herramientas ECS y Platform Express limitará el potencial de errores litológicos y posibilitará la cuantificación del kerógeno y la porosidad a través de las diferencias entre las mediciones ECS y Platform Express (abajo).

El montaje de la Formación Barnett Shale muestra la integración de datos de adquisición

de registros de pozos, interpretaciones litológicas y mineralógicas y evaluaciones de fluidos. Este montaje de las mediciones ECS y Platform Express ayuda al operador a cuantificar el gas en sitio y determinar dónde colocar los disparos, en base a la mineralogía y la permeabilidad. La mineralogía y la porosidad interpretadas resultan útiles además para la planeación del sitio donde colocar los pozos laterales. En ciertas áreas, los operadores utilizan la curva de mineralogía para identificar la presencia de cuarzo, calcita o dolomía en la lutita. Estos minerales incrementan la fragilidad de la formación, mejorando de ese modo la iniciación de la fractura en los pozos horizontales.

Estos análisis constituyen la base para los mapas que muestran la estratigrafía, la madurez del kerógeno y la temperatura en función de la profundidad. Si se complementa con la evaluación de los registros de inyección y el análisis petrofísico, esta información ayuda a los geocientíficos a caracterizar la variabilidad de la madurez del kerógeno y a explorar en busca de localizaciones en las que pueden existir acumulaciones de gas comercial. Después de iniciada la operación de perforación, los recortes de perforación o los núcleos recién adquiridos se someten a pruebas para evaluar la mineralogía y el contenido orgánico de las lutitas.

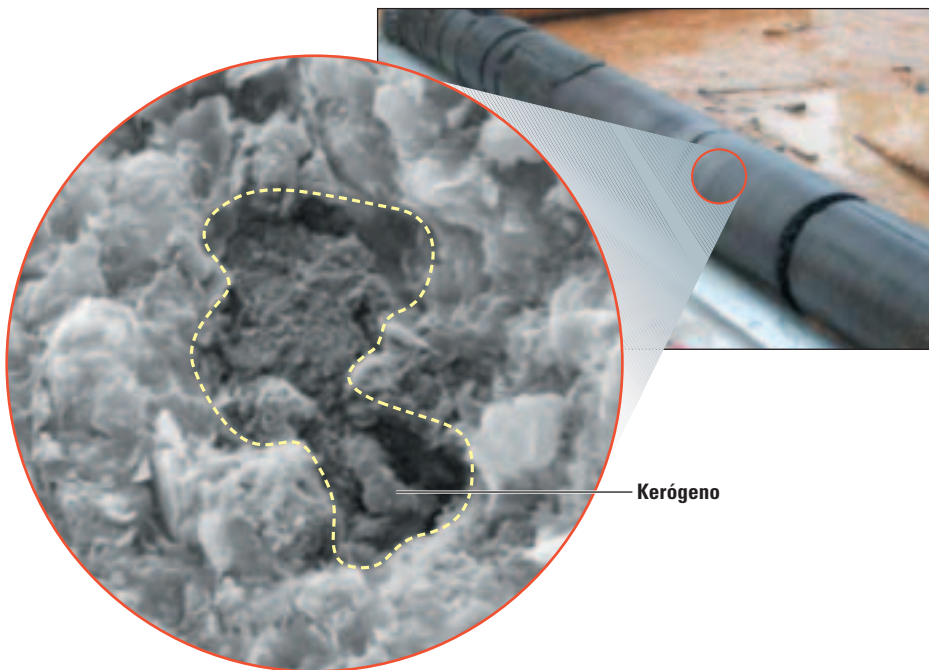
Evaluación del gas en sitio

La producción de gas de lutita, en el largo plazo y con regímenes económicos, depende principalmente del volumen de gas en sitio, la calidad de la terminación y la permeabilidad de la matriz. El gas en sitio es a menudo el factor crítico para la evaluación de la economía de un *play* y puede tener precedencia con respecto a la permeabilidad de la matriz y la calidad de la terminación.

Las cuencas extensivamente desarrolladas, en las que el gas de lutita representa el interés actual en producción, normalmente ofrecen una abundancia de datos de estudios de campo y pozos perforados previamente. En consecuencia, previo a la perforación de nuevos pozos, los registros históricos, tales como las secciones de afloramientos, los mapas geológicos de campo de las lutitas ricas en contenido orgánico y los datos de pozos previos pueden resultar vitales para la elaboración de estimaciones preliminares del gas de lutita en sitio. En particular, los registros de lodo de pozos previos señalan las manifestaciones de gas que se encuentran en profundidad y registran el análisis cromatográfico y las lecturas del gas obtenidas con el detector de ionización de llama, además de la litología. Los recortes de formaciones, que rutinariamente se tamizan, lavan y secan antes de introducirse en sobres de muestras, a menudo son retenidos para análisis futuros. Si están disponibles, estos recortes pueden enviarse al laboratorio para el análisis del contenido orgánico y la madurez.

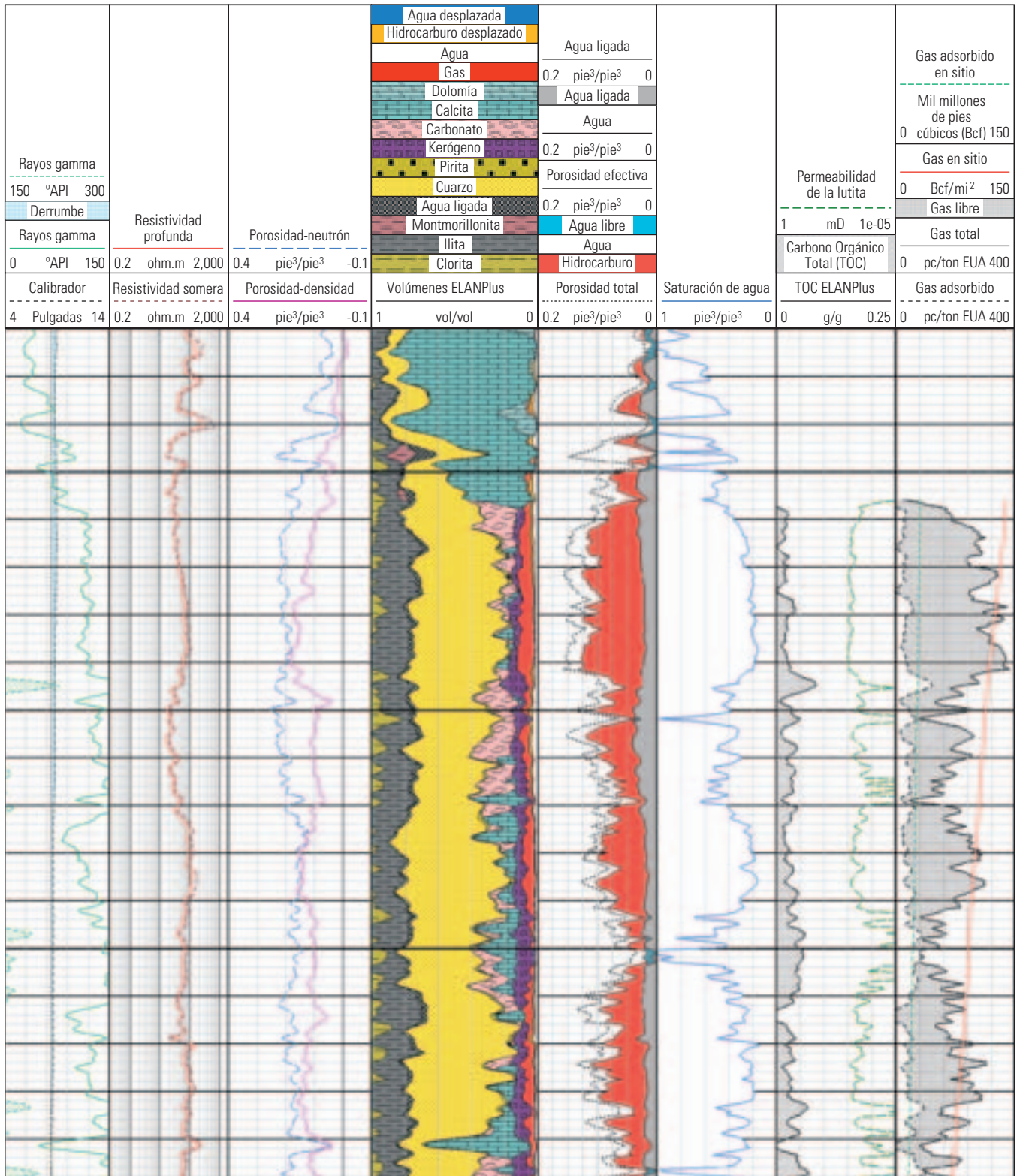
Durante las primeras etapas de una campaña de perforación en lutitas gasíferas, la extracción de núcleos desempeñará un rol significativo en un programa de evaluación de formaciones. Los núcleos de lutita proveen mediciones directas que los geocientíficos utilizan para determinar el gas en sitio.

El gas está contenido en los espacios porosos y en las fracturas, o se encuentra adherido en sitios activos de la superficie, en la materia orgánica contenida en una lutita (próxima página). En conjunto, esta combinación de gas intersticial y gas adsorbido conforma el contenido de gas total de una lutita. Mediante la determinación de las proporciones de gas intersticial y gas adsorbido bajo condiciones de yacimiento, los geocientíficos pueden calcular el gas en sitio utilizando una variedad de técnicas.



^ Fotografía del kerógeno presente en la lutita, obtenida con un microscopio electrónico de barrido. La presencia de materia orgánica contribuye a la acumulación de hidrocarburos en las lutitas, en forma de gas adsorbido en sitios activos de la superficie, dentro de la materia orgánica porosa. El kerógeno crea además condiciones de mojabilidad mixta de la matriz de lutita, por las que las regiones de lutita cercanas a los sitios donde se encuentra el kerógeno son predominantemente humedecidas con petróleo, y las regiones alejadas del kerógeno son humedecidas con agua. (Fotografía, cortesía de Bárbara Marin, TerraTek).

26. Para obtener más información sobre la tecnología SpectroLith, consulte: Barson D, Christensen R, Decoster E, Grau J, Herron M, Herron S, Guru UK, Jordán M, Maher TM, Rylander E y White J: "Espectroscopía: la clave para la obtención de respuestas petrofísicas rápidas y confiables," *Oilfield Review* 17, no. 2 (Otoño de 2005): 16-35.



^ Montaje de los datos de los registros de la Formación Barnett Shale, obtenidos de los registros Platform Express y ECS. Los primeros tres carriles presentan las mediciones de la herramienta Platform Express. El Carril 4 presenta los resultados de un modelo petrofísico generalizado de lutita gasífera, basado en los datos Platform Express y ECS, que han sido procesados con el análisis avanzado de registros multiminerales ELANPlus. Este programa ayuda a cuantificar la mineralogía, el kerógeno y la porosidad rellena con gas y agua. Los carriles restantes cuantifican la porosidad total y efectiva, la saturación de agua, el contenido TOC, la permeabilidad de la matriz, el gas en sitio y el gas acumulado. Los valores del gas en sitio y el gas acumulado se calculan tanto para el gas libre como para el gas adsorbido. El Carril 4, en particular, ilustra algunos de los factores que subyacen el éxito de este *play* de gas de lutita. Además del contenido de kerógeno y la porosidad rellena con gas, la Formación Barnett Shale contiene cantidades significativas de cuarzo y carbonatos, que hacen que la formación sea más frágil y, por lo tanto, más fácil de fracturar. La mineralogía de la arcilla también está dominada por la illita, que tiende a ser relativamente no reactiva con los fluidos de estimulación.

Comenzando en la localización del pozo, se preparan núcleos recién cortados para su envío a un laboratorio de análisis de núcleos. Los segmentos de estos núcleos pueden sellarse en cartuchos filtrantes y enviarse a laboratorios

especialmente equipados para las pruebas de desorción de los cartuchos filtrantes. Estas pruebas miden el volumen y composición del gas liberado del núcleo como una función del tiempo. La desorción de los cartuchos filtrantes

mide el contenido total de gas pero no mide las proporciones de los componentes adsorbidos e intersticiales ni evalúa su dependencia con respecto a la presión. En consecuencia, se deben instrumentar otras mediciones.

El personal de laboratorio coloca la lutita finamente triturada en una cámara de muestreo y luego la presuriza. Manteniendo la cámara de muestreo a una temperatura de yacimiento constante, los analistas pueden desarrollar isothermas de adsorción que establecen relaciones PVT realistas para el gas de lutita (véase “La Isotherma de Langmuir, izquierda”).

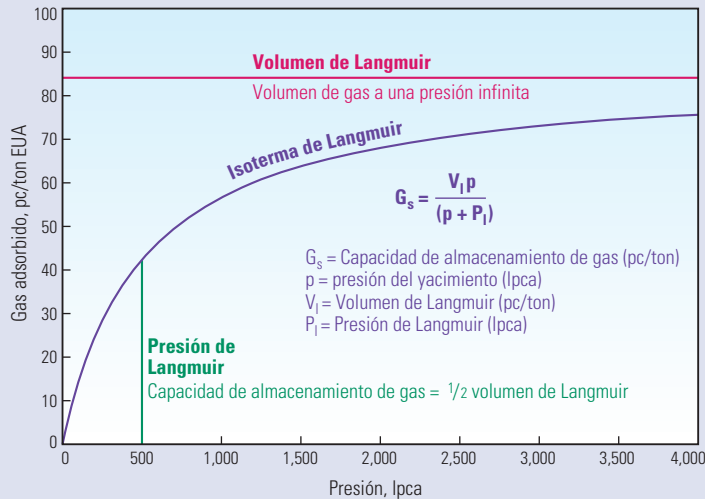
Otra técnica especializada para el análisis de muestras de formación de baja permeabilidad y baja porosidad fue desarrollado por TerraTek, una compañía de Schlumberger.²⁷ La técnica de pirólisis propietaria, conocida como Análisis de Rocas Compactas (TRA), provee una evaluación general de las muestras de lutitas gasíferas (próxima página, arriba).

Las mediciones de las isothermas de adsorción permiten una evaluación directa de la capacidad de adsorción máxima del gas por la materia orgánica, como una función de la presión del yacimiento.²⁸ Las mediciones de porosidad rellena con gas TRA proveen una medición directa del gas intersticial como una función de la presión de yacimiento. Si se combinan con las mediciones de desorción de los cartuchos filtrantes, las isothermas de adsorción y la porosidad rellena con gas TRA, proveen una descripción completa del gas in situ. Esta información proporciona datos de entrada críticos para el modelado de yacimientos e indica las contribuciones relativas del gas intersticial y el gas adsorbido con respecto al sistema de fracturas inducidas, como una función de la caída y el agotamiento de la presión.

La experiencia adquirida a través del análisis de núcleos ha demostrado que las lutitas termogénicas maduras se encuentran saturadas predominantemente por gas intersticial, con una fracción de gas adsorbido que oscila entre el 50% y el 10%. Contrariamente, las lutitas biogénicas inmaduras se encuentran saturadas predominantemente por gas adsorbido, con cantidades más pequeñas de gas intersticial. Además, diversas proporciones de agua, gas y petróleo móvil ocupan los espacios porosos de las lutitas.

Las mejores lutitas de calidad de yacimiento contienen habitualmente saturaciones de petróleo y agua reducidas y alta saturación de gas intersticial, y, en consecuencia, mayor permeabilidad relativa al gas. Consecuentemente, estas lutitas poseen un contenido orgánico entre moderado y alto, un alto grado de maduración orgánica, y una textura que refleja una preserva-

La isoterma de Langmuir



▲ Almacenamiento de gas adsorbido. La isoterma de Langmuir (azul) muestra la cantidad de gas adsorbido que contendrá una muestra saturada a una presión dada. La reducción de la presión hará que el metano se desorba de acuerdo con el comportamiento prescrito por la línea azul. La desorción del gas se incrementa de una manera no lineal conforme declina la presión. De este modo, en este ejemplo, una muestra a una presión de 3,500 lpc [24.2 MPa] tendrá aproximadamente 74 pc/ton de metano adsorbido. Cuando la presión se reduce por primera vez a partir de este punto, la cantidad de gas desorbido es relativamente pequeña. Una vez que la presión se reduzca a 500 lpc [3.4 MPa], se habrá desorbido la mitad del gas total que podría adsorber esta lutita. El volumen remanente se desorberá con las 500 lpc finales.

El metano adsorbido en la superficie del kerógeno se encuentra en equilibrio con el metano libre presente en la lutita. La isoterma de Langmuir fue desarrollada para describir este equilibrio, a una temperatura constante específica. Esta relación se describe mediante dos parámetros: el volumen de Langmuir, que describe el volumen de gas a una presión infinita; la presión de Langmuir, que es la presión a la que el contenido de gas es igual a la mitad del volumen de Langmuir.

Los parámetros de Langmuir se miden de núcleos, utilizando una muestra de lutita triturada que se calienta para purgar los gases adsorbidos. La muestra se coloca posterior-

mente en un recipiente sellado y se somete a una presión cada vez más alta en una atmósfera de metano, a temperatura constante. La cantidad de gas sorbido a una temperatura constante y a presiones cada vez más altas se mide y se utiliza para crear la isoterma, mediante el ajuste de los resultados a la fórmula de Langmuir (arriba).

En las lutitas que siguen una curva similar, la adsorción constituye un mecanismo muy eficaz para el almacenamiento de gas a baja presión (menos de 100 lpc); por el contrario, no resulta eficaz a altas presiones, ya que el gas sorbido se aproxima a su asíntota cuando la presión es superior a 2,000 lpc [13.8 MPa].

Número de muestra	Densidad volumétrica	Densidad de granos	Densidad de granos secos	Porosidad	Saturación de agua	Saturación de gas	Saturación de petróleo móvil	Porosidad rellena con gas	Saturación de hidrocarburos ligados	Agua ligada a la arcilla	Permeabilidad	TOC
	g/cm ³	g/cm ³	g/cm ³	Porcentaje volumétrico	Porcentaje de volumen poroso	Porcentaje de volumen poroso	Porcentaje de volumen poroso	Porcentaje volumétrico	Porcentaje volumétrico	Porcentaje volumétrico	nD	Porcentaje en peso
1	2.48	2.622	2.645	6.65	15.16	81.4	3.43	5.42	0.5	6.21	270	3.77
2	2.436	2.559	2.584	6.26	18.5	76.44	5.05	4.79	1.29	7.03	230	6.75
3	2.48	2.633	2.652	6.87	15.43	83.9	0.66	5.77	0.5	6.8	270	3.36
4	2.327	2.487	2.509	7.74	13.09	83.02	3.87	6.43	0.73	6.67	347	7.41
5	2.373	2.539	2.558	7.58	11.17	85.92	2.9	6.52	0.34	2.63	359	5.95
6	2.461	2.605	2.63	6.87	16.26	80.42	3.32	5.53	0.99	7.19	298	5.04

^ Técnica de Análisis de Rocas Compactas TerraTek. Las mediciones de núcleos especializadas caracterizan la densidad de granos, la porosidad, las saturaciones de fluidos, la permeabilidad y el contenido TOC de las lutitas gasíferas. En este conjunto de datos particular, las mediciones de saturación de gas, porosidad y permeabilidad indican un buen potencial prospectivo.

ción de la porosidad y permeabilidad durante el proceso de sepultamiento. Por lo tanto, para evaluar el gas en sitio, las mediciones de laboratorio deben proveer una evaluación directa de las saturaciones de gas y líquidos, la porosidad, la permeabilidad de la matriz, el contenido orgánico y la maduración, además de la capacidad de la materia orgánica para adsorber el gas a una temperatura de yacimiento constante en función de la presión del yacimiento.

Finalmente, los análisis de registros, particularmente si se calibran con mediciones reales de las propiedades de los yacimientos derivadas del análisis de núcleos, proveen la base para efectuar predicciones confiables del gas en sitio mediante cálculos de la porosidad y saturación de gas. Los modelos basados en registros también pueden utilizarse para predecir propiedades en pozos adyacentes a lo largo de regiones de alcance lateral limitado, lo que facilita la evaluación de la heterogeneidad a escala de cuenca.

Evaluación del potencial prospectivo

La evaluación del potencial prospectivo de una lutita gasífera consiste en considerar las contribuciones positivas o negativas de una diversidad de factores, incluyendo la mineralogía y textura de las lutitas, la madurez de la arcilla, el tipo y madurez del kerógeno, la saturación de fluidos, los mecanismos de almacenamiento de gas adsorbido e intersticial, la profundidad de sepultamiento, la temperatura y la presión de poros. En particular, la porosidad, la saturación de fluidos, la permeabilidad y el contenido orgánico, son importantes para determinar si una

lutita posee potencial para un desarrollo ulterior (*derecha*).

La evaluación de yacimientos se complica por el hecho de que el gas de lutita es producido de formaciones que son notoriamente heterogéneas. Las calidades de las lutitas pueden variar abruptamente en las direcciones vertical y lateral, con intervalos que poseen gran potencial prospectivo yuxtapuesto con secciones de calidad más pobre. Y las lutitas de calidad de yacimiento pueden expandirse o acuñarse lateralmente, a lo largo de distancias relativamente cortas, mientras que el espesor bruto de las lutitas permanece inalterado. La caracterización de la calidad del yacimiento y la comprensión de las causas sedimentarias y ambientales subyacentes de la heterogeneidad local plantean, por lo tanto, desafíos fundamentales para la exploración y producción de los yacimientos de gas de lutita.

Los geólogos evalúan la heterogeneidad en una escala de pozo mediante el análisis de núcleos y registros de pozos. La tipificación de las lutitas mediante el análisis petrológico de los recortes de perforación, complementado con mediciones TOC y análisis de registros de pozos múltiples, permite una evaluación preliminar del potencial prospectivo de una cuenca. Analizando estos datos medidos, los geocientíficos pueden determinar el gas en sitio, el potencial prospectivo, y su variabilidad en función de la profundidad. Estos datos conforman la base para la estimación del potencial de producción económica, identificando las unidades prospectivas a las que apuntar como objetivos de terminación, y para el desarrollo de evaluaciones de costo-beneficio de las operaciones de terminación de pozos laterales y verticales.

El límite más grande para la producción de gas de lutitas puede residir en las gargantas de poros de la roca. Los investigadores de TerraTek han comparado los valores de productividad de los pozos con los de la permeabilidad de la matriz

Parámetro	Valor mínimo
Porosidad	>4%
Saturación de agua	<45%
Saturación de petróleo	<5%
Permeabilidad	>100 nanodarcies
Contenido orgánico total	>2%

^ Parámetros de yacimiento críticos. La experiencia en múltiples cuencas de gas de lutita de EUA ha demostrado que los yacimientos de gas de lutita deben satisfacer o exceder estos parámetros para ser comercialmente viables.

para una diversidad de tipos de lutitas y cuencas. La evidencia empírica aportada por estos estudios indica que las permeabilidades inferiores a 100 nanodarcies definen un límite inferior para la producción económica de los *plays* de gas de lutita. Este límite parece ser independiente de la calidad de la terminación y del contenido de gas.

En última instancia, la clave para el descubrimiento de yacimientos de lutitas gasíferas radica en identificar con precisión la concurrencia de parámetros geológicos favorables, tales como la historia de variaciones de temperatura, el contenido de gas, el espesor del yacimiento, las propiedades de la roca matriz y las fracturas.²⁹

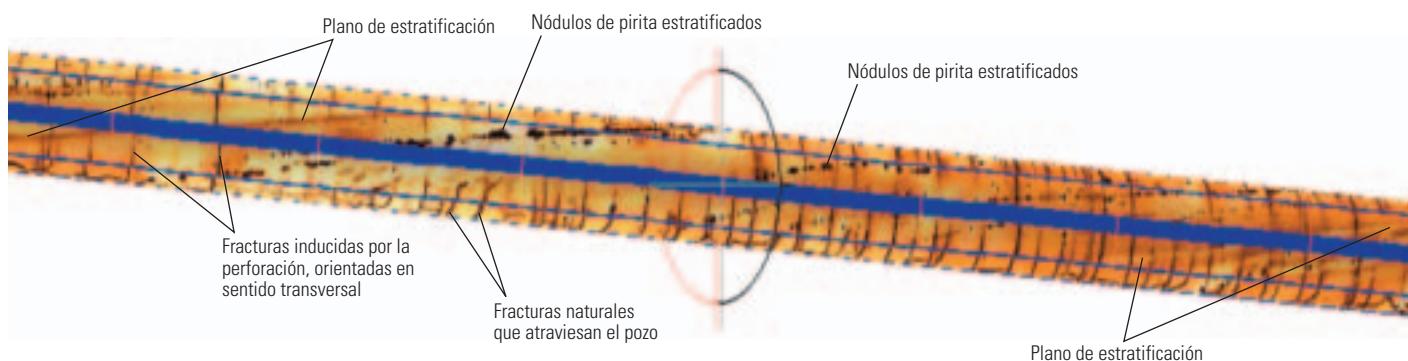
Desarrollo del yacimiento

Para que el gas llegue a la superficie durante su producción, la roca debe contener trayectorias suficientes para estimular su migración hacia un pozo. En las lutitas, la baja permeabilidad de la matriz de roca puede compensarse en alguna medida con la permeabilidad causada por las fracturas de la roca generadora. Los operadores que apuntan a las lutitas como objetivo de producción deben considerar, por lo tanto, la permeabilidad del sistema; es decir, la combinación de la permeabilidad de una matriz de lutita con sus fracturas naturales.

27. Las instalaciones de TerraTek en Salt Lake City, Utah, han sido instauradas como el Centro de Laboratorio de Geomecánica de Excelencia de Schlumberger.

28. Las mediciones pueden obtenerse con un solo gas, usualmente metano, o con una mezcla gaseosa representativa de la mezcla obtenida mediante el análisis del gas producido.

29. Schenk, referencia 2.



^ Perforación a través de las fracturas. El registro del generador de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI muestra las fracturas y los rasgos de estratificación que penetró un pozo horizontal. Las fracturas inducidas por la perforación aparecen a lo largo del extremo superior y el extremo inferior de la trayectoria del pozo, pero se detienen a lo largo de los lados de este pozo, donde el esfuerzo es máximo. Las fracturas naturales pre-existentes penetradas por el pozo aparecen como líneas verticales que cortan a través del tope, la base y los lados del pozo. Los nódulos de pirita más oscuros son muy distintivos y, como puede observarse, se disponen en sentido paralelo a los planos de estratificación.

Para exponer más pozo al yacimiento y extraer provecho de las fracturas naturales presentes en un campo, los operadores están recurriendo cada vez más a la perforación de pozos horizontales (arriba). Esta técnica, si bien no es nueva para la industria, ha sido clave para la expansión del éxito de los desarrollos de gas de lutita. El rol de las operaciones de perforación de pozos horizontales es demostrado claramente por el crecimiento de las operaciones de desarrollo de la Formación Barnett Shale, en la Cuenca Fort Worth del centro-norte de Texas. Comenzando con un pozo vertical perforado por Mitchell Energy en 1981, insumió 15 años superar 300 pozos en este *play*. En el año 2002, Devon Energy, después de adquirir Mitchell, comenzó a perforar pozos horizontales. Para el año 2005, se habían perforado más de 2,000 pozos horizontales. Además, la experiencia en la Formación Barnett Shale ha demostrado que los pozos horizontales de este *play* triplican aproximadamente la EUR de los pozos verticales, por sólo el doble del costo.³⁰

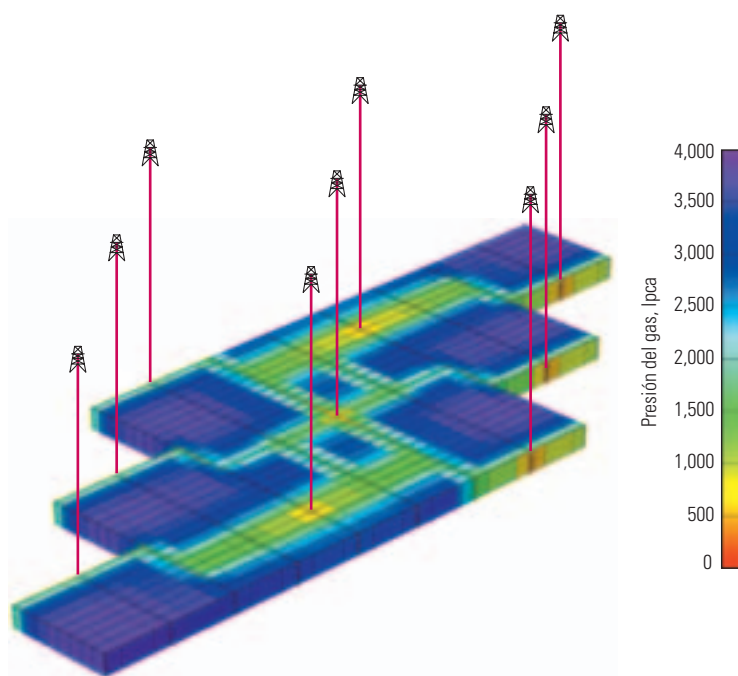
Otras tecnologías han resultado vitales para el desarrollo del *play*. Utilizando técnicas de interpretación sísmica 3D, los operadores logran planificar mejor las trayectorias de los pozos horizontales. Esta tecnología ha ayudado a los operadores a expandir el *play* Barnett Shale para incluir áreas previamente consideradas improductivas, debido a la presencia de una dolomía cárstica acuífera Ellenburger, que subyace a la lutita en muchas zonas.

Los operadores generalmente buscan exponer más superficie de lutita a la producción, realizando la perforación en sentido perpendicular a la dirección del esfuerzo horizontal máximo, y aumentando de este modo la probabilidad de atravesar fracturas. Sin embargo, las técnicas de perforación direccional convencionales pueden ser obstaculizadas debido al esfuerzo de torsión y

arrastre, generado por el deslizamiento y la rotación a medida que los perforadores incrementan la inclinación y el azimut en sus pozos. En trayectorias de pozos más ambiciosas, el esfuerzo de torsión y arrastre puede limitar el alcance lateral y dificultar el registro del pozo. Los sistemas rotativos direccionales han sido utilizados para superar estos problemas, produciendo al mismo tiempo pozos más rectos y menos tortuosos.³¹ En ciertos casos, la inclinación varía en menos de 0.5° entre el talón y la punta del pozo.³²

Para abordar el problema que plantea la adquisición de registros en pozos horizontales, en ciertos pozos se han empleado arreglos LWD, tales

como el servicio de generación de imágenes durante la perforación geoVISION. Esta herramienta produce imágenes de resistividad y análisis del echado de la formación a lo largo de todo el pozo. Los registros de imágenes pueden proveer información adicional estructural, estratigráfica y de propiedades mecánicas para optimizar las operaciones de terminación de pozos subsiguientes. Por ejemplo, la generación de imágenes posibilita la comparación de las fracturas naturales con las fracturas inducidas por la perforación, lo que ayuda al operador a determinar los objetivos óptimos para las operaciones de disparos y estimulación del pozo. En el *play* Barnett Shale,



^ Software de simulación de yacimientos ECLIPSE. El horizonte arcilloso modelado está codificado en color para mostrar las tendencias de agotamiento de la presión al cabo de 15 años de producción de 9 pozos de gas verticales. Las fracturas inducidas hidráulicamente y las fracturas naturales producen una red de trayectorias interconectadas, a través de las cuales se produce gas desde la formación hasta los pozos.

las imágenes obtenidas de estos registros se utilizan para identificar las fallas subsísmicas y los enjambres asociados de fracturas naturales, respecto de las cuales se sabe que producen agua de la dolomía cárstica Ellenburger subyacente.³³

Para aplicaciones de perforación de pozos de relleno, las imágenes de la pared del pozo ayudan a identificar las fracturas hidráulicas a partir de los pozos vecinos. Esto permite que los operadores concentren los tratamientos de estimulación en los sectores del yacimiento que no han sido fracturados previamente. La presencia y orientación de las fracturas inducidas por la perforación, o la ausencia de dichas fracturas, puede resultar de utilidad para determinar la variabilidad del esfuerzo y las propiedades mecánicas a lo largo del tramo lateral. Esta información ha ayudado a reducir las dificultades de las operaciones de terminación de pozos y los costos asociados en la Formación Barnett Shale.³⁴

Simulación de yacimientos de lutita

La mayoría de los simuladores de yacimientos modelan yacimientos de gas convencionales en los que el gas se almacena en un solo sistema de porosidad. Las lutitas gasíferas requieren un enfoque diferente. Los simuladores que utilizan el método de diferencias finitas, tales como el módulo Shale Gas del software de simulación de yacimientos ECLIPSE, consideran el gas almacenado en los espacios porosos de una matriz de lutita compacta, el gas adsorbido en la materia orgánica contenida en una lutita y el gas libre contenido en las fracturas naturales presentes en la formación arcillosa.

Estos simuladores de yacimientos permiten que los operadores incorporen todo lo que saben acerca de la roca a medida que construyen modelos de un solo pozo y de campo completo de sus yacimientos. Las características de los yacimientos, tales como espesor productivo neto, presión del yacimiento, temperatura, contenido de gas, saturación de agua, geometrías de fracturas naturales, porosidad de la matriz, TOC y las funciones de las isothermas de adsorción de metano pueden factorizarse fácilmente en los modelos. Con esta información, los operadores pueden estimar el gas en sitio para sus yacimientos.

Las mediciones de permeabilidad de la matriz y las geometrías de las fracturas hidráulicas resultantes del modelado posterior a los tratamientos de estimulación y de la interpretación microsísmica también pueden incorporarse en el modelo. La permeabilidad volumétrica del sistema puede estimarse mediante la utilización del modelo para calibrarse con la producción de gas y agua observada. Mediante la construcción de un modelo que se ajuste con precisión al desempeño real de la producción del pozo, el operador puede predecir la recuperación final estimada para un área ([página anterior](#), [abajo](#)).

La simulación de yacimientos es particularmente importante por su capacidad de realizar diversos tipos de análisis de sensibilidad. Estos análisis incluyen diseños de pozos óptimos, consideración de trayectorias horizontales versus verticales, diseño de tratamientos de estimulación óptimos—número y tamaño de los tratamientos—y distribuciones de pozos óptimas, basadas en diferentes escenarios de

espaciamientos. Estos escenarios proveen a los operadores la oportunidad de tomar decisiones de desarrollo futuras sobre la base de la ciencia, la ingeniería y la economía.

Estimulación de las lutitas

Las fracturas naturales, si bien son beneficiosas, normalmente no proveen trayectorias de permeabilidad suficientes para soportar la producción comercial en las lutitas gasíferas. La mayoría de las lutitas gasíferas requieren tratamientos de fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento expone más lutita a la caída de presión provista por un pozo. Con fracturas hidráulicas estrechamente espaciadas en la lutita a lo largo de un tramo lateral horizontal, el gas puede producirse aún con mayor rapidez.

Los operadores frecuentemente bombean tratamientos de fluido aceitoso a base de agua, de baja viscosidad y apuntalante en las lutitas de alta presión, moderadamente profundas, habitualmente encontradas a profundidades que oscilan entre 1,524 y 3,048 m [5,000 y 10,000 pies].³⁵ En las lutitas más someras, o aquellas que poseen presiones de yacimiento bajas, comúnmente se bombean fluidos de fracturamiento energizados con nitrógeno. El fluido, bombeado bajo alta presión, fractura la lutita. Estas fracturas pueden extenderse a través de la lutita a miles de pies de distancia del pozo. En teoría, los granos de apuntalante se acuñan en las fracturas, manteniéndolas abiertas una vez detenido el bombeo.

En la Formación Barnett Shale, los tratamientos de estimulación han evolucionado a lo largo de la vida productiva de este *play*, comenzando con los tratamientos pequeños con espuma de CO₂ o N₂, realizados en la Formación Barnett inferior, hasta mediados de la década de 1980.³⁶ Luego, los operadores comenzaron a emplear tratamientos de fracturamiento hidráulico masivos ([izquierda](#)). Estos tratamientos



^ Operación de fracturamiento masivo en la Formación Barnett Shale. En este tratamiento de estimulación de una sola etapa, se transportaron más de 100 tanques de fracturamiento llenos de agua en camión y se dispusieron a lo largo del perímetro de la localización del pozo. Las unidades de bombeo, los colectores múltiples y el equipo de monitoreo se colocan alrededor de la boca de pozo, cerca del centro de la localización. Gracias a la evolución de los procesos de terminación, ahora se requieren menos recursos. El pozo se divide en intervalos pequeños y se estimula en etapas múltiples. El enfoque más nuevo ha mejorado el desempeño de los pozos y ha reducido los costos de terminación.

30. Waters G, Heinze J, Jackson R, Ketter A, Daniels J y Bentley D: "Use of Horizontal Well Image Tools to Optimize Shale Reservoir Exploitation," artículo de la SPE 103202, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 24 al 27 de septiembre de 2006.

31. Para obtener más información sobre sistemas rotativos direccionales, consulte: Williams M: "Un nuevo giro en la perforación rotativa direccional," *Oilfield Review* 16, no. 1 (Verano de 2004): 4–9.

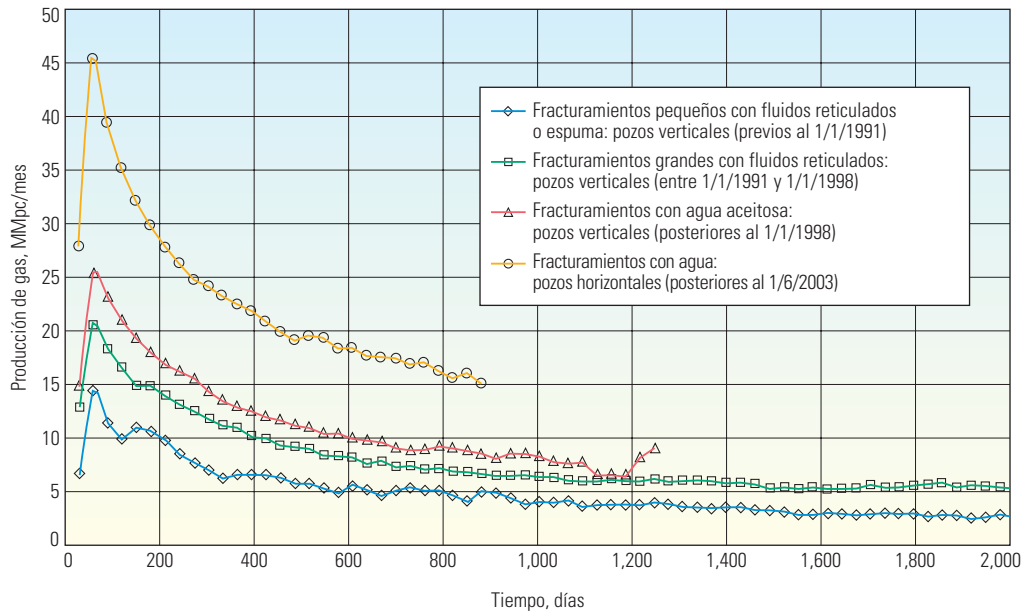
32. En un pozo direccional, el talón se encuentra entre la sección vertical y la sección horizontal del pozo, mientras que la punta se sitúa en el otro extremo de la sección horizontal.

33. Waters et al, referencia 30.

34. Waters et al, referencia 30.

35. Los tratamientos con agua aceitosa utilizan un fluido a base de agua, de baja viscosidad, para transportar el apuntalante hacia el interior de las fracturas creadas hidráulicamente.

36. Waters et al, referencia 30.



^ Desempeño mejorado con tecnología en desarrollo. Con la evolución de la tecnología de perforación y fracturamiento a través de los años, los operadores de la Formación Barnett Shale observaron cambios asombrosos con respecto a las técnicas empleadas previamente.

utilizaban un promedio de 2,270 m³ [600,000 galEUA] de gel reticulado y 635,000 kg [1,400,000 lbm] de apuntalante con arena. A pesar del incremento de la EUR, los altos costos de terminación de pozos y los bajos precios del gas se tradujeron en una economía marginal para el *play*. Los operadores continuaron realizando tratamientos de fracturamiento masivos hasta 1997, en que Mitchell Energy comenzó a evaluar los tratamientos de estimulación con agua aceitosa. Estos tratamientos establecen canales de fracturas largos y anchos, que utilizan el doble del volumen de los fracturamientos masivos con fluido reticulado, pero que bombean menos del 10% del volumen de apuntalante. Si bien el desempeño de los pozos fue levemente mejor que el de los tratamientos de fracturamiento masivos, los costos de los tratamientos

de estimulación se redujeron en aproximadamente 65%. Estos tratamientos se han convertido en práctica normal en la Formación Barnett Shale (arriba). Por otra parte, la reducción de los costos de estimulación permitió a los operadores terminar los intervalos de la Formación Barnett Superior, mejorando así las EUR en aproximadamente 20%, o un porcentaje mayor.

Si bien en las operaciones de fracturamiento de la Formación Barnett Shale se utilizan comúnmente agua y arena, algunos operadores de otros *plays* consideran que no se ha transportado suficiente apuntalante dentro de sus fracturas inducidas. Durante dichas operaciones de fracturamiento, puede suceder que el fluido no cree fracturas lo suficientemente anchas para dar cabida a los granos de apuntalante. En otros casos, los granos bombeados hacia el interior de

una fractura se precipitan de la suspensión del fluido que los transportó. En cualquiera de ambos casos, el resultado es una fractura más pequeña, que provee menos permeabilidad que la pretendida.

Para superar estos problemas, algunos operadores emplean la tecnología de fluido de fracturamiento sin polímeros ClearFRAC o fluido a base de fibras FiberFRAC para mantener los apuntalantes suspendidos durante períodos prolongados. Los fluidos ClearFRAC se utilizan para transportar el apuntalante hasta las profundidades de las fracturas. Salvo por el apuntalante en sí, el fluido ClearFRAC está libre de sólidos que podrían reducir la permeabilidad de la fractura y ha demostrado ser compatible con las lutitas ricas en contenido orgánico.³⁷ Las fibras contenidas en el fluido FiberFRAC mantienen en suspensión los granos de apuntalante hasta que la fractura se cierra sobre los granos, fijándolos en su lugar. Las fibras finalmente se disuelven, incrementando el flujo a través de la fractura. Ambos fluidos mantienen el apuntalante en las fracturas a medida que las mismas se cierran lentamente. De este modo, las fracturas permanecen abiertas una vez que el pozo es puesto en producción.

37. Fredd CN, Olsen TN, Brenize G, Quintero BW, Bui T, Glenn S y Boney CL: "Polymer-Free Fracturing Fluid Exhibits Improved Cleanup for Unconventional Natural Gas Well Applications," artículo de la SPE 91433, presentado en la Reunión Regional de Oriente de la SPE, Charleston, Virginia Oeste, EUA, 15 al 17 de septiembre de 2004.

38. Para obtener más información sobre fracturas y tecnología microsísmica para el monitoreo de la propagación de las fracturas, consulte: Bennet L, Le Calvez J, Sarver DR, Tanner K, Birk WS, Waters G, Drew J, Michaud G, Primiero P, Eisner L, Jones R, Leslie D, Williams MJ, Govenlock J, Klem RC y Tezuka K: "La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas," *Oilfield Review* 17, no. 4 (Primavera de 2006): 46-61

39. Anderson BI, Barber TD, Lüling MG y Sen PN: "Observations of Large Dielectric Effects on Induction Logs, or, Can Source Rocks be Detected with Induction

Measurements?," *Transcripciones del 47o Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA*, Veracruz, México, 4 al 7 de junio de 2006, artículo 000.

40. La permitividad es el grado en que un medio resiste el flujo de la carga eléctrica.

41. Faraj B, Williams H, Addison G, McKinstry B, Donaleshen R, Sloan G, Lee J, Anderson T, Leal R, Anderson C, Lafleur C y Ahlstrom J: "Gas Shale Potential of Selected Upper Cretaceous, Jurassic, Triassic and Devonian Shale Formations, in the WCSB of Western Canada: Implications For Shale Gas Production," Informe del Instituto de Investigación del Gas GRI-02/0233, diciembre de 2002.

42. Curtis JB: "Fractured Shale-Gas Systems," *Boletín de la AAPG* 86, no. 11 (Noviembre de 2002): 1921-1938.

A fines de la década de 1990, Mitchell comenzó a experimentar con tratamientos de estimulación adicionales. La ejecución de nuevos tratamientos de fracturamiento en pozos originalmente terminados con fluidos gelificados ha resultado altamente exitosa. El monitoreo microsísmico indica que estos tratamientos están activando las fracturas naturales perpendiculares al esfuerzo horizontal máximo.³⁸ Esta activación no ocurre con tanta frecuencia con los fluidos viscosos y la realización de nuevos tratamientos de fracturamiento en pozos inicialmente terminados con tratamientos con agua aceitosa es en general menos exitosa.

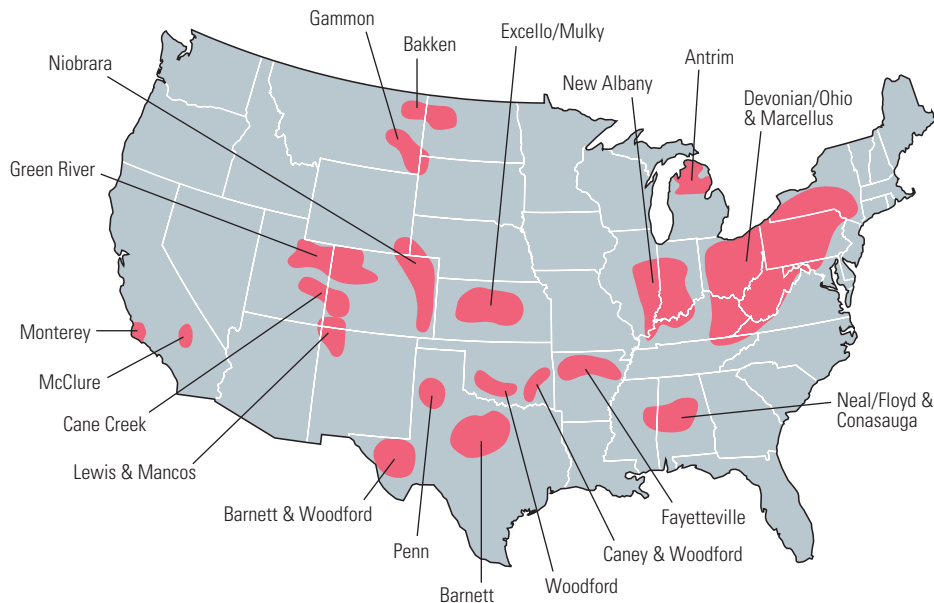
Además del aumento de los precios del gas y el mejoramiento de las técnicas de perforación horizontal, el desarrollo de prácticas de estimulación económicas y eficaces fue clave para el éxito comercial de los pozos de gas de lutita.

Migración hacia cuencas futuras

Las nuevas tecnologías, o las nuevas aplicaciones de tecnologías comprobadas, indudablemente migrarán de una cuenca a otra, conforme se difunda la noticia de su éxito. Una de esas aplicaciones en estudio implica el análisis de las señales de inducción para hallar rocas generadoras.

Los científicos de Schlumberger actualmente están investigando las mediciones de tensión obtenidas con las herramientas de registros de inducción.³⁹ Un componente de la señal de conductividad, denominado cuadratura, o porción fuera de fase de la señal, es normalmente muy pequeño. Sin embargo, ciertas formaciones de rocas producen cambios significativos en esta señal en cuadratura.

Examinado los datos crudos obtenidos con los generadores de Imágenes de Inducción de Arreglo AIT, los investigadores de Schlumberger observaron señales en cuadratura negativas grandes, más allá del rango normalmente esperado de las zonas de lutitas de esta área. Por el contrario, las areniscas y lutitas adyacentes exhiben señales en cuadratura positivas pequeñas, características de las mediciones de conductividad del área. Las pruebas y el modelado de diversos posibles contribuyentes a las anomalías de las señales en cuadratura, revelaron que la permitividad dieléctrica anormalmente alta era el único efecto que podía duplicar las señales en cuadratura grandes observadas en esas lutitas.⁴⁰



^ Cuencas de rocas generadoras ricas en contenido orgánico. Este mapa muestra las cuencas principales de gas de lutita de Estados Unidos, con un potencial total de recursos que varía entre 14.16 y 28.32 trillones de m³ [500 y 1,000 pc].

Ciertas formaciones de lutitas, de las cuales se sabe que son rocas generadoras de Texas, Oklahoma y Utah, exhiben permitividades dieléctricas altas y están rodeadas por lutitas que no son rocas generadoras y que poseen permitividades bajas. El tamaño de las laminillas de arcilla, en combinación con la presencia de piritita, produce permitividades dieléctricas anormalmente grandes y provee espacio intergranular para la generación de hidrocarburos.

Los científicos de Schlumberger están investigando el grado en que varían estas características eléctricas entre las lutitas generadoras y las lutitas no generadoras. Con pruebas y refinaciones adicionales, los conocimientos provistos por los registros de inducción comunes pueden resultar de utilidad para correlacionar las señales en cuadratura de las formaciones arcillosas con su capacidad de generación de hidrocarburos.

Más allá de la Cuenca Fort Worth, existen otros *plays* de lutita en las proximidades, en las lutitas Woodford y Caney de Oklahoma, y en la lutita Fayetteville de Arkansas. Otras lutitas ricas en contenido orgánico se encuentran esparcidas por todo EUA y están siendo desarrolladas en las cuencas maduras de Illinois, Michigan y los Apalaches, entre otras (arriba).

Conforme se incremente la producción de gas de lutita en EUA, los operadores de otros países hallarán cuencas análogas que allanen el camino para incrementar las reservas de gas de lutita.

Fuera de EUA, se están llevando a cabo estudios de cuencas en busca de potenciales similares. En el oeste de Canadá, los geólogos están considerando con mayor detenimiento el potencial de gas de lutita de las formaciones Wilrich, del Cretácico Superior, Nordegg/Fernie, del Jurásico, y Doig/Doig Phosphate/Montney, del Triásico, de Alberta y Columbia Británica. Los estudios geoquímicos de estas formaciones indican que existe potencial para operaciones de desarrollo futuras.⁴¹ Actualmente, la escasez de *plays* de gas de lutita fuera de EUA puede deberse a la existencia de tasas de flujo antieconómicas y tiempos extendidos de recuperación de la inversión en pozos, más que a una ausencia real de cuencas de gas de lutitas productivas.⁴² Sin embargo, la experiencia adquirida en las cuencas de EUA inevitablemente ayudará a los operadores de todo el mundo a explotar los recursos de lutitas a medida que la producción proveniente de los recursos convencionales alcance la etapa de madurez. —MV