

# La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras

**Kevin McCarthy**  
**Katherine Rojas**  
Houston, Texas, EUA

**Martin Niemann**  
Roissy-en-France, Francia

**Daniel Palmowski**  
Aachen, Alemania

**Kenneth Peters**  
Mill Valley, California, EUA

**Artur Stankiewicz**  
Clamart, Francia

Traducción del artículo publicado en *Oilfield Review*, Verano de 2011: 23, no. 2.  
Copyright © 2011 Schlumberger.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Nicholas Drenzek, Cambridge, Massachusetts, EUA.

FLAIR es una marca de Schlumberger.

Rock-Eval es una marca del Instituto Francés del Petróleo.  
Rock-Eval 6 es una marca de Vinci Technologies SA.

1. En este artículo, el término "petróleo" se refiere no sólo al petróleo crudo, sino también al fluido ya sea en estado líquido o bien en estado gaseoso. Además, el término "hidrocarburos," que tiende a ser utilizado de manera informal en la industria petrolera, será tratado como un equivalente inexacto del término "petróleo."
2. El kerógeno es la materia orgánica en partículas diseminada en las rocas sedimentarias, que es insoluble en los solventes orgánicos comunes. El bitumen es un derivado térmicamente degradado del kerógeno, pero es soluble en solventes orgánicos. La relación exacta entre el kerógeno, el bitumen y los hidrocarburos que son liberados durante el proceso de calentamiento de la materia orgánica sigue siendo tema de investigación. Para obtener más información sobre estos componentes, consulte: Peters KE, Walters CC y Moldowan JM: *The Biomarker Guide*, 2da edición. Cambridge, Inglaterra: Cambridge University Press, 2005.
3. Magoon LB y Dow WG (eds): *The Petroleum System—From Source to Trap*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir 60, 1994.
4. Para obtener más información sobre los sistemas petroleros, consulte: Al-Hajeri MM, Al Saeed M, Derks J, Fuchs T, Hantschel T, Kauerauf A, Neumaier M, Schenk O, Swientek O, Tessen N, Welte D, Wygrala B, Kornpohl D y Peters K: "Modelado de cuencas y sistemas petroleros," *Oilfield Review* 21, no. 2 (Diciembre de 2009): 16–33.

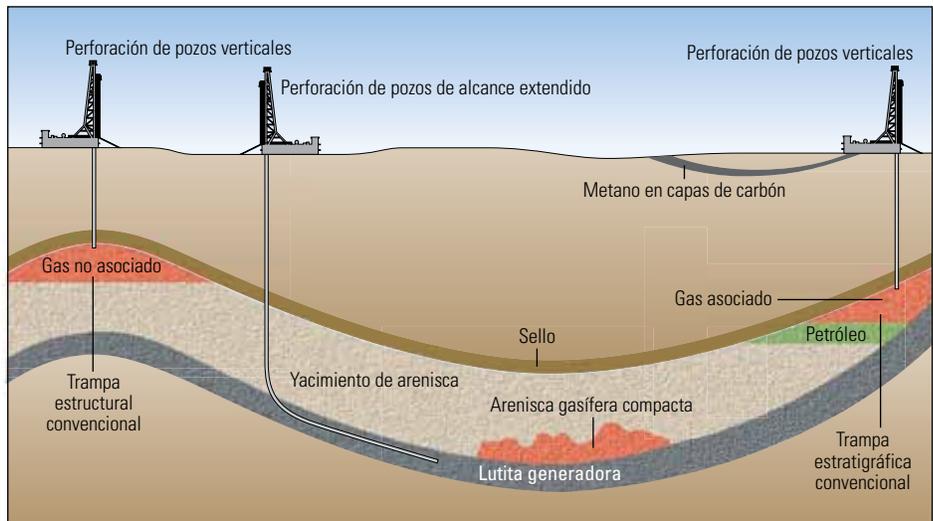
Conforme la búsqueda de áreas prospectivas de hidrocarburos se vuelve más compleja, más compañías de E&P están recurriendo a la geoquímica para evaluar un componente que es esencial para el éxito de cada pozo: la roca generadora.

Todas las extensiones productivas (*plays*) de petróleo o gas provienen de rocas generadoras. La viabilidad de cada extensión productiva —convencional o no convencional, petrolífera o gasífera— depende de su roca generadora. Sin esta fuente petrolífera, todos los demás componentes y procesos necesarios para explotar una extensión productiva se vuelven irrelevantes.

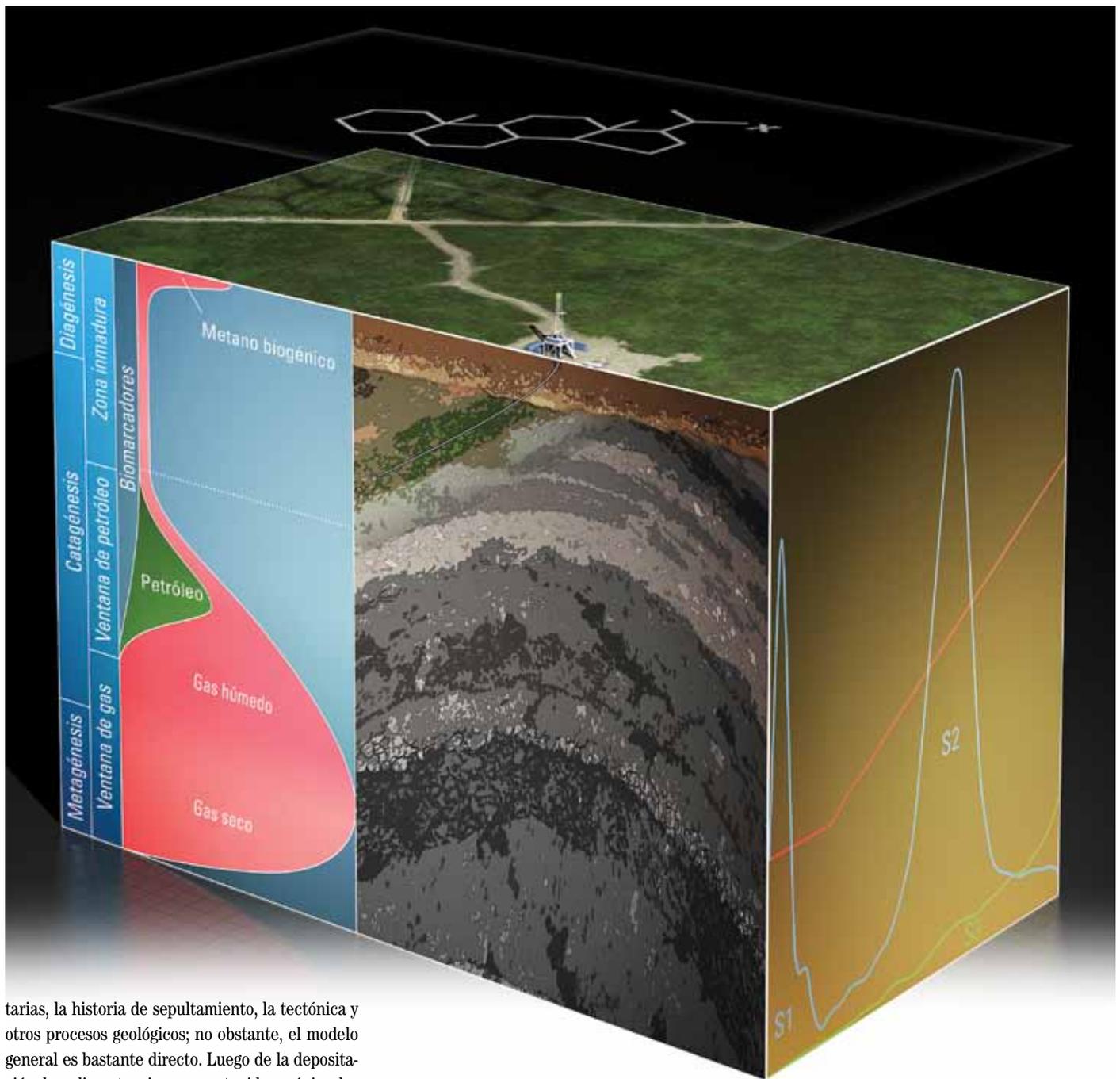
Una roca generadora puede definirse en sentido amplio como cualquier roca de grano fino, rica en materia orgánica, que puede generar petróleo dada una suficiente exposición al calor y a la presión. Su potencial para la generación de petróleo se relaciona directamente con su volumen, riqueza orgánica y madurez térmica.<sup>1</sup> Si bien

el volumen —una función del espesor y de la extensión areal— no debe ser pasado por alto, este artículo se centrará en las otras dos características. La riqueza en contenido orgánico se refiere a la cantidad y tipo de materia orgánica contenida en la roca. La madurez térmica alude a la exposición de una roca generadora al calor con el tiempo. El calor se incrementa a medida que la roca es sepultada a mayor profundidad por debajo de las capas sucesivas de sedimentos. La transformación térmica de la materia orgánica es lo que hace que una roca generadora produzca petróleo.

Los mecanismos por los cuales se generan el petróleo y el gas varían entre una cuenca y otra. Tales mecanismos dependen de las facies sedimen-



^ Sistemas petroleros. Un sistema petrolero convencional requiere cuatro componentes: roca generadora, roca yacimiento, trampa y sello; y dos procesos: generación y migración del petróleo. La secuencia cronológica entre la migración del petróleo y la formación del yacimiento, la trampa y el sello, también es crucial. Los sistemas no convencionales requieren como mínimo la deposición de la roca generadora y de suficiente sobrecarga para lograr la maduración asociada con la temperatura.



tarias, la historia de sepultamiento, la tectónica y otros procesos geológicos; no obstante, el modelo general es bastante directo. Luego de la deposición de sedimentos ricos en contenido orgánico, los procesos microbianos convierten parte de la materia orgánica en gas metano biogénico. Las mayores profundidades de sepultamiento son acompañadas por incrementos de la temperatura, de acuerdo con el gradiente térmico de la cuenca. Este calor hace que la materia orgánica se convierta gradualmente en una materia orgánica insoluble denominada kerógeno. La alteración del kerógeno continúa conforme el calor se incrementa; a su vez, estos cambios producen la liberación de los compuestos del petróleo que son generados subsiguientemente. El calentamiento posterior convierte el kerógeno en bitumen y petróleo.<sup>2</sup> A medida que libera petróleo, el kerógeno se vuelve más

pobre en contenido de hidrógeno. El incremento de la madurez también hace que los compuestos del petróleo inicialmente complejos experimenten un proceso de simplificación estructural; generalmente comienzan con petróleo, continúan con gas húmedo, y terminan con gas seco.

Este modelo básico es esencial para uno de los conceptos más fundamentales de la exploración de hidrocarburos: el sistema petrolero.<sup>3</sup> Este concepto da cuenta de la generación, expulsión, migración y acumulación del petróleo y el gas; y la roca generadora constituye su base ([página anterior](#)). En los sistemas petroleros convencio-

nales, la roca de sobrecarga sepulta a la roca generadora hasta las profundidades en las que se origina el petróleo. El petróleo generado por la roca térmicamente madura es expulsado hacia el interior de una capa productora porosa y permeable, y luego migra hacia una roca yacimiento en la que es entrampado estructural o estratigráficamente por debajo de un sello impermeable.<sup>4</sup> No obstante, los procesos necesarios de generación, expulsión, migración y entrampamiento del petróleo no siempre llegan a su fin, como lo demuestra la abundancia de pozos secos perforados en trampas delineadas claramente.

Los avances permanentes registrados en materia de tecnología de producción están abriendo nuevas extensiones productivas a las actividades de exploración y desarrollo. Las extensiones productivas no convencionales, reflejadas en el auge de la producción de gas de lutita, se fundamentan en sistemas petroleros en los que la roca generadora también actúa como yacimiento y sello. El petróleo generado en este tipo de sistema petrolero autónomo no migra, sino que permanece atrapado en los microporos y las fracturas de la roca generadora de baja permeabilidad.<sup>5</sup> Las lutitas petrolíferas (*oil shales*) constituyen a su vez otra variación de los recursos no convencionales; los operadores que explotan estas rocas generadoras deben aplicar calor para producir el petróleo.<sup>6</sup>

El descubrimiento y desarrollo de los recursos mundiales remanentes de petróleo y gas se están volviendo más desafiantes. Conforme la industria apunta a estos recursos como objetivos, la necesidad de comprender y caracterizar exhaustivamente todos los componentes de los sistemas petroleros prospectivos se torna más acuciante. Por consi-

guiente, además de evaluar los yacimientos, trampas y sellos de sus áreas prospectivas, las compañías de E&P deben evaluar la capacidad de generación de petróleo de las rocas generadoras. La geoquímica petrolera está mejorando la eficiencia de las operaciones de exploración y producción a través de la caracterización de los elementos y procesos que controlan la riqueza y distribución de las rocas generadoras de petróleo, lo que provee información valiosa para el modelado de cuencas y sistemas petroleros. Este artículo describe las técnicas y principios geoquímicos básicos utilizados por los geocientíficos para evaluar la calidad, cantidad y madurez de las rocas generadoras.

### Los fundamentos de las rocas generadoras

Las rocas generadoras son el resultado de una convergencia de procesos físicos, bioquímicos y geológicos, que culminan en la formación de rocas sedimentarias de grano fino con contenido de materia orgánica rica en carbono e hidrógeno. La cantidad y tipo de material orgánico incorporado en una roca generadora son controlados, en parte, por

las condiciones ambientales y depositacionales. Las rocas generadoras se forman en donde las condiciones ambientales sustentan actividades biológicas que producen grandes cantidades de materia orgánica, en donde las condiciones depositacionales concentran esta materia y en donde las condiciones post-depositacionales permiten su preservación.<sup>7</sup>

El contenido orgánico es controlado en gran medida por la productividad biológica, la mineralogía de los sedimentos, y la oxigenación de la columna de agua y los sedimentos. Las contribuciones biológicas al contenido orgánico varían entre fragmentos leñosos pobres en contenido de hidrógeno y componentes algáceos o bacterianos ricos en contenido de hidrógeno. A partir de éstos, se puede formar una diversidad de compuestos orgánicos.

Dentro de la columna de agua, la materia orgánica puede existir en solución, en forma coloidal o en forma de partículas y las mayores concentraciones se localizan cerca de la superficie del agua.<sup>8</sup> La ruta que va desde la superficie del agua hasta su incorporación final en el sedimento varía según esas formas (*izquierda*). La materia orgánica es sometida a diversos procesos químicos y biológicos a medida que desciende a través de la columna de agua en dirección hacia la interfase agua-sedimento.

El oxígeno presente en la columna de agua sustenta la productividad biológica de la materia orgánica, pero también favorece los procesos de biodegradación y oxidación. La materia puede ser alterada además por la abrasión física o los cambios químicos producidos en el Eh y el pH del agua.<sup>9</sup> Una vez que esta materia precipita en el fondo, las bacterias, los gusanos y otras especies bentónicas ingieren lo que pueden metabolizar y convierten una parte de lo ingerido en moléculas simples. El resultado neto de la biodegradación y la oxidación es una reducción de la riqueza en contenido orgánico, en la que sólo quedan los materiales orgánicos relativamente resistentes para ser incorporados en los sedimentos.



^ La materia orgánica en la columna de agua. La materia orgánica en solución puede ser adsorbida en las partículas de arcilla que descienden lentamente a través del agua. La materia orgánica coloidal produce partículas sólidas antes de depositarse. Las sustancias sencillamente caen al fondo. (Modificado de Barker, referencia 8.)

5. No es poco común que las rocas generadoras que son explotadas por su contenido de gas de lutita también sean rocas efectivas de hidrocarburos convencionales en otras porciones de la cuenca.  
6. Para obtener más información sobre las lutitas petrolíferas, consulte: Ailix P, Burnham A, Fowler T, Herron M, Kleinberg R y Symington B: "Extracción del petróleo contenido en las lutitas," *Oilfield Review* 22, no. 4 (Junio de 2011): 4-15.  
7. Jacobson, SR: "Petroleum Source Rocks and Organic Facies," en Merrill RK (ed): *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques*. Tulsa: AAPG (1991): 3-11.  
8. Barker C: *Organic Geochemistry in Petroleum Exploration*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, AAPG Course Note Series (Series de Notas de Cursos de la AAPG) no. 10, 1997.

9. Jacobson, referencia 7. El Eh es una medida del estado de oxidación-reducción de una solución; el pH es una medida de su acidez o su alcalinidad.  
10. Demaison GJ y Moore GT: "Anoxic Environments and Oil Source Bed Genesis," *AAPG Bulletin* 64, no. 8 (Agosto de 1980): 1179-1209.  
11. Jacobson, referencia 7.  
12. Palacas JG: "Characteristics of Carbonate Source Rocks of Petroleum," en Magoon LB (ed): *Petroleum Systems of the United States*. US Geological Survey Bulletin 1870. Washington, DC: US Government Printing Office (1988): 20-25.  
13. Jones RW: "Comparison of Carbonate and Shale Source Rocks," en Palacas JG (ed): *Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists,

AAPG Studies in Geology 18 (Estudios de Geología de la AAPG 18) (1984): 163-180.  
14. Los macerales son los constituyentes reconocibles microscópicamente de la materia orgánica, que se encuentran en los carbones y el kerógeno, en forma análoga a los constituyentes minerales de una roca.  
15. Tissot B, Durand B, Espitalié J y Combaz A: "Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum," *AAPG Bulletin* 58, no. 3 (Marzo de 1974): 499-506.  
16. Klemme HD y Ulmshiek GF: "Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors," *AAPG Bulletin* 75, no. 12 (Diciembre de 1991): 1809-1851.  
17. 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.



^ Sedimentos sin perturbar. En esta muestra de núcleo, las laminillas finas, o varves, denotan la existencia de depósitos sucesivos en aguas calmas sin la perturbación de las especies que habitan en los fondos marinos.

Dentro de este ambiente depositacional, los niveles de oxígeno y energía son quizás los aspectos más críticos que controlan la concentración y preservación de la materia orgánica en los sedimentos. Los sedimentos pobres en oxígeno, o anóxicos, constituyen el mejor medio para la preservación de la materia orgánica. Los niveles bajos de oxígeno generan un ambiente reductor que protege el material orgánico de la oxidación, a la vez que restringen la actividad de las especies bentónicas. Las condiciones anóxicas son evidenciadas por las rocas generadoras que exhiben laminillas diminutas o varves (arriba). Estos rasgos son indicativos de la presencia de agua anóxica estancada y persistente por encima del sedimento y de la falta de bioturbación, lo que implica un ambiente hostil para las especies bentónicas que agitan los sedimentos y se nutren de materia orgánica.<sup>10</sup> Por otro lado, estas condiciones se relacionan estrechamente con los ambientes depositacionales de baja energía.

Dado que reduce el intercambio de oxígeno y materia orgánica, las aguas calmas crean un ambiente en el que pueden existir condiciones anóxicas. Estos ambientes de baja energía permiten además la depositación de sedimentos más finos. Por consiguiente, existe una relación entre la granulometría y el contenido orgánico de las rocas generadoras. Las rocas generadoras no se forman en ambientes de alta energía —tales como las pla-

Tipo de kerógeno	Material fuente	Ambiente de depositación general
I	Principalmente material algáceo	Ambiente lacustre
II	Principalmente material planctónico, con cierto aporte de material algáceo	Ambiente marino
III	Principalmente plantas superiores	Ambiente terrestre
IV	Material oxidado re-elaborado	Ambientes variados

^ Tipos de kerógenos. El kerógeno puede ser clasificado por su material fuente.

yas o las barras costeras arenosas— en los que se deposita habitualmente la arena.<sup>11</sup> La acción de las olas oxigena el depósito y barre los materiales del tamaño de la arcilla y las partículas pequeñas de material orgánico de las arenas, y luego los deposita en conjunto en aguas más calmas. Por consiguiente, las arenas generalmente contienen sólo cantidades pequeñas de materia orgánica en comparación con las lutitas.

La mineralogía también desempeña un rol esencial en el desarrollo de las rocas generadoras. Los minerales, transportados y precipitados en los sedimentos, pueden reaccionar con los compuestos orgánicos y finalmente diluir la concentración relativa de materia orgánica presente en los sedimentos. Es posible que este proceso de dilución afecte la capacidad de la roca generadora para generar y expulsar petróleo. Si bien muchas rocas generadoras ricas en materia orgánica son arcillosas, los carbonatos (generalmente las margas) también pueden conformar excelentes rocas generadoras y yacimientos. Algunos carbonatos pueden contener entre un 10% y un 30% de carbono orgánico total (TOC), a diferencia de las lutitas cuyo contenido puede ser inferior al 5%.<sup>12</sup>

En general, las rocas generadoras de calidad —ya sean carbonatos o bien lutitas— presentan numerosas características en común. Se forman en ambientes anóxicos, o altamente reductores, son generalmente laminadas, poseen un valor de TOC que oscila entre alto y moderado, y contienen materia orgánica que se caracteriza por exhibir relaciones entre los átomos de hidrógeno y los de carbono superiores a 1,2.<sup>13</sup>

Si bien son depositados bajo condiciones anóxicas, estos sedimentos finos, ricos en contenido orgánico, siguen careciendo de un componente crítico: el kerógeno térmicamente maduro. La formación de kerógeno maduro requiere calor.

### Las transformaciones térmicas

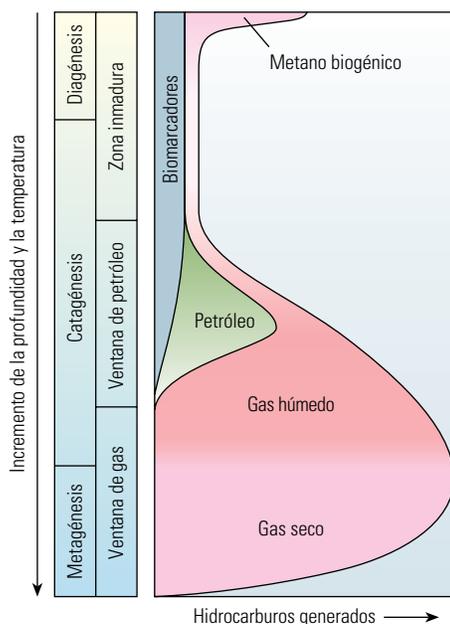
Los sedimentos se cocen lentamente a medida que aumentan la presión y la temperatura en concordancia con la profundidad de sepultamiento. Dados suficiente calor, presión y tiempo, los sedimentos se litifican y la materia orgánica que contienen se convierte en kerógeno. El kerógeno puede clasificarse en cuatro tipos, basados en su proveniencia, como lo indican los macerales espe-

cíficos (arriba).<sup>14</sup> También puede clasificarse en base al contenido de hidrógeno, carbono y oxígeno. Cada uno posee una incidencia clara sobre el tipo de petróleo que se producirá, en caso de que exista producción.<sup>15</sup>

El kerógeno Tipo I es 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. Responsables de menos del 3% de las reservas mundiales de petróleo y gas, los kerógenos Tipo I no son comunes.<sup>16</sup> Un ejemplo de kerógeno Tipo I se encuentra en la formación Green River del oeste de EUA.

El kerógeno Tipo II es generado habitualmente en ambientes reductores, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias. Rico en contenido de hidrógeno y con bajo contenido de carbono, este kerógeno puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración.<sup>17</sup> Algunos ejemplos conocidos de kerógeno Tipo II son la formación de arcilla Kimmeridge del Mar del Norte y la formación Bazhenov de Siberia. Ciertos ambientes depositacionales favorecen el incremento de la incorporación de compuestos de azufre, lo que se traduce en una variación conocida como kerógeno Tipo II-S. Esta variación se observa en la formación Monterrey de California, o en la formación La Luna de Venezuela. La importancia de este tipo de kerógeno radica en el hecho de que la generación de petróleo comienza mucho antes y se considera que la causa es la existencia de reacciones cinéticas que involucran compuestos con azufre.

El kerógeno Tipo III proviene principalmente de restos vegetales terrestres, que han sido 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, tiende a generar gas seco. La mayoría de los carbonos contiene kerógenos Tipo III.



#### ^ 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 liberado durante la etapa de diagénesis temprana, fundamentalmente a través de la actividad biológica. La catagénesis tiene lugar al aumentar la profundidad de sepultamiento, durante la cual se libera petróleo y gas. Con el incremento de la profundidad y la temperatura, el petróleo remanente se divide (se craquea) durante la etapa de metagénesis, liberando inicialmente gas, y luego formas más simples de gas seco. El proceso varía levemente entre un tipo de kerógeno y otro. (Modificado de Tissot et al, referencia 15.)

El kerógeno Tipo IV es generado a partir de materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos, re-elaborados después de la erosión. Antes de la depositación final, el kerógeno Tipo IV puede haber sido alterado por procesos de meteorización subaérea, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos. Este tipo de kerógeno posee alto contenido de carbono y falta de hidrógeno. Se lo considera una forma de "carbono muerto," prácticamente sin potencial para la generación de hidrocarburos.<sup>18</sup>

En general, los kerógenos ricos en contenido de hidrógeno son responsables de la generación de petróleo e hidrocarburos gaseosos; los que contienen menos cantidades de hidrógeno generarán principalmente hidrocarburos gaseosos. Después de agotado el hidrógeno del kerógeno, la generación de hidrocarburos cesará naturalmente, sin importar la cantidad de carbono disponible.<sup>19</sup>

A medida que la presión y la temperatura aumentan durante el proceso de sepultamiento, los materiales orgánicos emiten petróleo y gas.

En general, este proceso de madurez térmica produce una serie de moléculas de hidrocarburos progresivamente más pequeñas de volatilidad y contenido de hidrógeno cada vez mayor que finalmente llegan al gas metano. Y, a medida que el kerógeno evoluciona mediante la madurez asociada con la temperatura, su composición química cambia progresivamente y se transforma en un residuo carbonáceo con contenido de hidrógeno decreciente.<sup>20</sup>

El proceso de madurez asociada con la temperatura puede dividirse en tres etapas (izquierda).

- Inicialmente, el sedimento es sometido a la etapa de diagénesis. En su sentido más amplio, este término abarca todos los cambios naturales que tienen lugar en los sedimentos desde el momento de la depositación hasta justo antes del comienzo de los procesos de alteración térmica significativa.<sup>21</sup> No obstante, en relación con las rocas generadoras, esta etapa se caracteriza por la alteración de la materia orgánica, habitualmente a temperaturas inferiores a 50°C [122°F] aproximadamente.<sup>22</sup> Durante esta etapa, la oxidación y otros procesos químicos comienzan a descomponer el material. Si se deposita bajo condiciones anóxicas, este material puede ser convertido en gas seco por la acción de las bacterias metanogénicas.<sup>23</sup> 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.
- La roca generadora madura con el incremento de la temperatura y atraviesa la etapa de catagénesis. Durante esta etapa, se genera el petróleo conforme la temperatura aumenta hasta alcanzar entre 50°C y 150°C [122°F y 302°F], lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en el kerógeno.<sup>24</sup> En esta ventana de petróleo, los kerógenos Tipo I y II producen tanto petróleo como gas, mientras que los kerógenos Tipo III producen principalmente hidrocarburos gaseosos. Los incrementos posteriores de la profundidad de sepultamiento, la temperatura y la presión trasladan la roca generadora al extremo superior de la ventana de gas, donde la división (craqueo) secundaria de las moléculas de petróleo produce gas húmedo que contiene metano, etano, propano e hidrocarburos más pesados.<sup>25</sup>
- La metagénesis es la última etapa, en la que el calor adicional y los cambios químicos producen la transformación de la mayor parte del kerógeno en metano y un residuo de carbono. A medida que la roca generadora ingresa más en la ventana de gas, se libera metano tardío, o gas seco, junto con compuestos gaseosos, tales como el dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>], el nitrógeno [N<sub>2</sub>] y el

ácido sulfhídrico [H<sub>2</sub>S]. Estos cambios se producen a temperaturas que oscilan entre 150°C y 200°C [302°F y 392°F] aproximadamente.<sup>26</sup>

Estas etapas poseen una incidencia directa sobre la madurez de la roca generadora. Las rocas generadoras térmicamente inmaduras, o potenciales, han sido alteradas por la diagénesis pero aún deben ser sometidas a suficiente calor para producir petróleo generado térmicamente. Las rocas generadoras térmicamente maduras, o efectivas, que se encuentran (o se encontraban) en la ventana de petróleo, han sido sometidas a los procesos térmicos necesarios para producir petróleo y se encuentran generando petróleo activamente. Las rocas generadoras térmicamente pos-maduras, o agotadas, ingresaron en la ventana de gas y ya generaron petróleo, y en ese proceso agotaron todo el hidrógeno necesario para la generación adicional de petróleo o gas.<sup>27</sup>

Si bien la maduración se relaciona en gran medida con las profundidades de sepultamiento causadas por la sedimentación continua producida en una cuenca, también puede ser afectada local o regionalmente por el flujo de calor resultante de la actividad tectónica de la corteza, la proximidad con respecto a los cuerpos ígneos y el decaimiento radioactivo natural que tiene lugar en la corteza. Los procesos geológicos que controlan la subsidencia y el levantamiento también afectan la maduración dentro de una cuenca. La maduración puede ser interrumpida si la cuenca es sometida a un proceso de levantamiento, para continuar luego cuando se reanude la subsidencia.

En las profundidades de perforación de las compañías de E&P, el proceso de generación de petróleo a menudo se encuentra incompleto, con lo que la roca generadora queda con cierto potencial de generación.<sup>28</sup> Por consiguiente, las muestras de rocas obtenidas en el subsuelo pueden contener hidrocarburos generados junto con materia orgánica con reacciones incompletas. Algunas de estas reacciones pueden ser observadas y medidas en laboratorios, donde la pirólisis de la materia orgánica refleja los cambios producidos en el subsuelo y constituye una técnica de gran utilidad para caracterizar la materia orgánica.

#### Análisis básico de las rocas generadoras

Algunos compuestos del petróleo presentes en la roca generadora son liberados a temperaturas inferiores a las necesarias para descomponer el kerógeno. Mediante el monitoreo de los compuestos liberados durante un período de incremento constante de la temperatura, los geoquímicos pueden determinar la cantidad de petróleo generado respecto del potencial total de una roca. Por otra parte, la temperatura correspondiente a la libe-

ración máxima de gas constituye una indicación de la madurez de la roca generadora.

Los geocientíficos emplean una diversidad de técnicas para evaluar la capacidad de generación de hidrocarburos de las rocas generadoras. Las pruebas geoquímicas de las muestras de afloramientos, los recortes de formaciones, los núcleos laterales (testigos de pared), y los núcleos convencionales, ayudan a determinar la cantidad, tipo y madurez asociada con la temperatura de la materia orgánica presente en la roca.<sup>29</sup> Los resultados ayudan a los geocientíficos a indagar cuánto, cuándo y qué tipo de petróleo podría haber sido generado, si existió generación, y también los ayudan a determinar qué procesos secundarios pueden haber tenido lugar después de la expulsión de los hidrocarburos de la roca generadora.

El carbono es un elemento esencial de cualquier compuesto orgánico, y una forma de evaluar la riqueza orgánica de una roca consiste en medir su contenido de carbono.<sup>30</sup> Dado que el potencial petrolífero o gasífero de una formación se relaciona con su contenido de carbono, la medición del TOC es una prioridad en la evaluación de las rocas generadoras. Esta evaluación inicial del carbono es seguida por otros procedimientos de clasificación, tales como la pirólisis y la reflectancia de la vitrinita. Estas pruebas permiten la ejecución de evaluaciones rápidas de grandes cantidades de muestras de rocas y pueden complementarse con métodos de prueba más extensivos.

Los valores del TOC pueden obtenerse utilizando una técnica de combustión directa que requiere sólo 1 g [0,0022 lbm] de muestras de roca.<sup>31</sup> Las muestras son pulverizadas y tratadas para eliminar cualquier carbono que se encuentre en las muestras de carbonatos, u otros contaminantes. Luego, se combustiona a una temperatura de 1 200°C [2 192°F], utilizando un horno de inducción de alta frecuencia. El carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO y CO<sub>2</sub>. Las fracciones de carbono liberado se miden en una célula infrarroja, se convierten en TOC, y se registran como porcentaje en peso másico de la roca.<sup>32</sup>

La medición del TOC evalúa tres componentes. El carbono de la materia orgánica extraíble (EOM) proviene mayormente del craqueo térmico del kerógeno. Este carbono se encuentra en el petróleo y el gas que la roca ha generado pero no ha expulsado. En el otro extremo se localiza el carbono residual, que compone la porción de kerógeno que no posee potencial para la generación de petróleo o gas porque su estructura química altamente condensada contiene muy poco hidrógeno. El carbono convertible, contenido en el kerógeno, representa el potencial de generación de petróleo remanente de una roca. La capacidad

para generar petróleo depende en gran medida de la composición química de esta fracción de carbono convertible.<sup>33</sup>

La medición del TOC es la primera clasificación para la cuantificación de la riqueza orgánica. Los valores del TOC sólo proporcionan una escala semi-cuantitativa del potencial de generación de petróleo. El valor del TOC indica la cantidad, pero no la calidad, de la materia orgánica. Si esta prueba de clasificación inicial demuestra que existe suficiente contenido orgánico, la roca debe someterse a pruebas adicionales para establecer la calidad y la madurez de la materia orgánica.

Una de estas pruebas fue desarrollada por el Instituto Francés del Petróleo, cuyo analizador de pirólisis Rock-Eval se ha convertido en un estándar industrial en materia de evaluación de rocas generadoras.<sup>34</sup> Un hito significativo en la geoquímica del petróleo, esta técnica de pirólisis



programada consiste en someter las muestras de rocas a altas temperaturas, lo que permite a los investigadores lograr resultados cuya obtención habría requerido millones de años en una cuenca sedimentaria. Esta técnica requiere sólo 100 mg [0,00022 lbm] de roca pulverizada y permite analizar una muestra en cuestión de minutos (abajo).



^ Pirolizador. Este analizador de pirólisis Rock-Eval 6 registra los gases liberados de la roca generadora durante un proceso de calentamiento programado. (Fotografía, cortesía de Vinci Technologies SA.)

18. Tissot et al, referencia 15.

19. Baskin DK: "Atomic H/C Ratio of Kerogen as an Estimate of Thermal Maturity and Organic Matter Conversion," *AAPG Bulletin* 81, no. 9 (Septiembre de 1997): 1437-1450.

20. Hood A, Gutjahr CCM y Heacock RL: "Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum," *AAPG Bulletin* 59, no. 6 (Junio de 1975): 986-996.

21. Para obtener más información sobre la diagénesis, consulte: Ali SA, Clark WJ, Moore WR y Dribus JR: "La diagénesis y la calidad de los yacimientos," *Oilfield Review* 22, no. 2 (Diciembre de 2010): 14-29.

22. Peters et al, referencia 2.

23. Rice DD y Claypool GE: "Generation, Accumulation, and Resource Potential of Biogenic Gas," *AAPG Bulletin* 65, no. 1 (Enero de 1981): 5-25.

24. Peters et al, referencia 2.

25. 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.

26. Peters et al, referencia 2.

27. Peters KE y Cassa MR: "Applied Source Rock Geochemistry," en Magoon LB and Dow WG (eds): *The Petroleum System—From Source to Trap*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir 60 (1994): 93-120.

28. Barker C: "Pyrolysis Techniques for Source-Rock Evaluation," *AAPG Bulletin* 58, no. 11 (Noviembre de 1974): 2349-2361.

29. Son preferibles los núcleos frescos; las muestras de afloramientos son menos convenientes sencillamente porque tienden a degradarse con la meteorización.

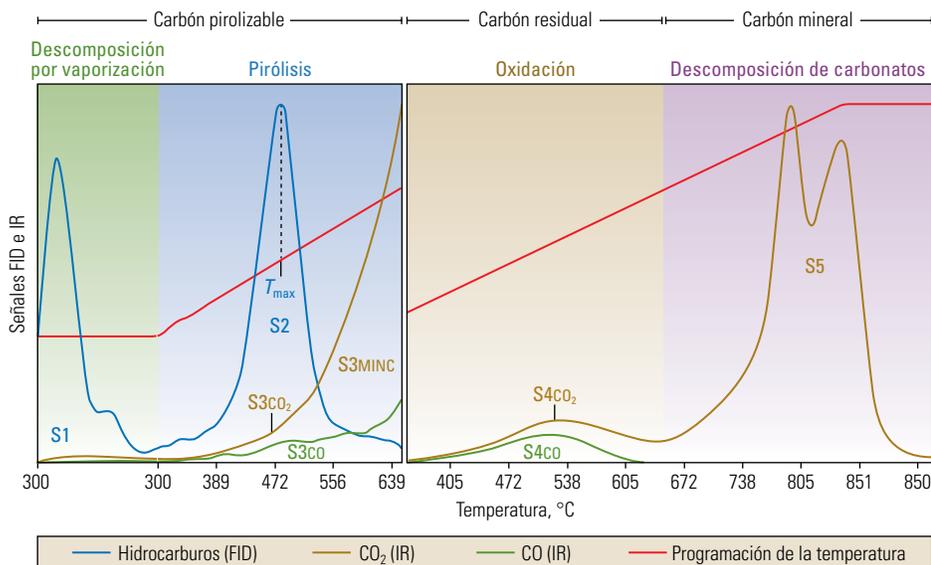
30. Por definición, los compuestos orgánicos son aquellos que contienen carbono (con excepción de los carburos, el ácido carbónico, los carbonatos, los óxidos de carbono y los cianuros). Dentro del ámbito de la geoquímica, el carbono se divide en numerosas clases. Los geoquímicos definen el carbono orgánico como el carbono que procede del material biogénico, en tanto que el carbono inorgánico procede de los minerales. Para obtener más información sobre el modelo de carbono orgánico, consulte: Jarvie DM: "Total Organic Carbon (TOC) Analysis," en Merrill RK (ed): *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques*. Tulsa: AAPG (1991): 113-118.

31. Para ver una descripción de otras técnicas utilizadas para medir el valor del TOC, véase el Apéndice C de Peters y Cassa, referencia 27.

32. Un valor del TOC de 1% significa que hay 1 gramo de carbono orgánico en 100 gramos de roca.

33. Jarvie, referencia 30.

34. La pirólisis consiste en el calentamiento de la materia orgánica en ausencia de oxígeno. En esta aplicación, la pirólisis hace que los hidrocarburos se separen en compuestos más simples y más livianos. Para obtener más información sobre esta técnica, consulte: Espitalié J, Madec M, Tissot B, Mennig JJ y Leplat P: "Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration," artículo OTC 2935, presentado en la Novena Conferencia Anual de Tecnología Marina, Houston, 2 al 5 de mayo de 1977.



Resultados del proceso programado de pirólisis. Los hidrocarburos libres se miden por el pico S1, y los hidrocarburos residuales, por el pico S2. El valor  $T_{max}$  de 472°C [882°F] corresponde a la temperatura registrada cuando se alcanzó el pico S2. También se muestran el CO, el CO<sub>2</sub> y los componentes del carbón mineral de la medición de S3. El contenido de CO<sub>2</sub> es proporcional a la cantidad de oxígeno presente en la materia orgánica y provee datos para el cálculo de un índice importante utilizado en la determinación de la madurez y el tipo de kerógeno. Los resultados del proceso de pirólisis se computan para determinar los volúmenes de carbón pirolizable, carbón residual, carbón mineral y TOC. (Ilustración, cortesía de Vinci Technologies SA.)

La versión más moderna del aparato Rock-Eval utiliza tanto hornos de pirólisis como hornos de oxidación para calentar las muestras en una serie programada de etapas que oscilan entre 100°C y 850°C [212°F y 1 562°F].<sup>35</sup> Los análisis de las muestras son automatizados, y los resultados se computan antes de ser tabulados y volcados en un registro.

Durante el proceso de pirólisis Rock-Eval, las muestras son calentadas bajo una atmósfera inerte de helio o nitrógeno. Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con un detector de ionización de llama (FID). Los detectores infrarrojos (IR) sensibles miden el CO y el CO<sub>2</sub> durante los procesos de pirólisis y oxidación. Una termocupla monitorea las temperaturas. Estas mediciones se registran en una gráfica denominada pirograma (arriba). Los resultados ayudan a los geoquímicos a caracterizar el tipo de materia orgánica presente en una roca generadora y a determinar la evolución térmica de una muestra y su potencial para la generación de hidrocarburos residuales.<sup>36</sup>

Las muestras de rocas son calentadas en etapas e inicialmente se mantienen a una temperatura constante de 300°C [572°F] durante varios minutos, seguida por un período de calentamiento programado de 25°C [45°F] por minuto hasta alcanzar una temperatura máxima de 850°C [1 562°F] aproximadamente. Durante la

primera etapa, cualquier volumen de petróleo y gas libre generado previamente por el bitumen es destilado y liberado de la roca. Durante la etapa siguiente, se generan los compuestos de hidrocarburos a través del craqueo térmico del kerógeno insoluble. A medida que las temperaturas aumentan, el kerógeno libera CO<sub>2</sub> además de hidrocarburos.<sup>37</sup> Este programa de aplicación de calor controlado es ilustrado mediante una serie de picos indicados en el pirograma.<sup>38</sup>

El primer pico, S1, registra los hidrocarburos libres que son liberados de la muestra de roca sin

separar el kerógeno durante la primera etapa de calentamiento a una temperatura de 300°C. Estos hidrocarburos se generaron en el subsuelo, pero fueron expulsados de la roca recién durante el proceso de pirólisis. El pico S1 representa cuántos miligramos de hidrocarburos libres pueden destilarse por efectos de la temperatura a partir de un gramo de la muestra.<sup>39</sup>

El segundo pico, S2, registra los hidrocarburos que son liberados de la muestra durante la segunda etapa de aplicación de calor programado del proceso de pirólisis. Estos hidrocarburos son generados a partir del craqueo de los hidrocarburos pesados y la descomposición térmica del kerógeno. El pico S2 representa los miligramos de hidrocarburos residuales contenidos en un gramo de roca, por lo que indica la cantidad potencial de hidrocarburos que podría seguir produciendo la roca generadora si continuara el proceso de maduración térmica. Esta lectura puede tener implicaciones importantes para la evaluación de las lutitas petrolíferas.

La técnica Rock-Eval proporciona una diversidad de mediciones de CO<sub>2</sub>. El pico S3 representa el CO<sub>2</sub> que se libera a partir del craqueo térmico del kerógeno durante la pirólisis, expresado en miligramos por gramo de roca. Después de la pirólisis, el carbono orgánico residual se oxida en un horno independiente para producir el pico S4. La medición de S4 puede separarse en los componentes dióxido de carbono y monóxido de carbono para proveer los picos S4CO<sub>2</sub> y S4CO. Un pico de CO<sub>2</sub> independiente, el pico S5, refleja el dióxido de carbono derivado de la descomposición de los minerales de carbonatos presentes en la muestra.

Las temperaturas del proceso de pirólisis también se registran y producen un pico,  $T_{max}$ , que representa la temperatura del horno de pirólisis durante el período de máxima generación de

Calidad de roca generadora	TOC, %	Pico S2 de pirólisis, mg de hidrocarburos/g de roca	Peso de EOM, %	Hidrocarburos, ppm
No generadora	< 0,5	< 2	< 0,05	< 200
Pobre	0,5 a 1	2 a 3	0,05 a 0,1	200 a 500
Regular	1 a 2	3 a 5	0,1 a 0,2	500 a 800
Buena	2 a 5	5 a 10	> 0,2	> 1 200
Muy buena	> 5	> 10		

Tipo de producto	Índice de hidrógeno
Gas	50 a 200
Gas y petróleo	200 a 300
Petróleo	> 300

Etapas	$T_{max}$
Inicio de la generación de petróleo	
Kerógeno Tipo I	~445°C
Kerógeno Tipo II	~435°C
Kerógeno Tipo III	~440°C
Inicio de la generación de gas	~460°C

^ Criterios de evaluación de las rocas generadoras. La evaluación del potencial de las rocas generadoras debe basarse en la apreciación de múltiples factores.

hidrocarburos. El valor de  $T_{max}$  se alcanza durante la segunda etapa de la pirólisis, en que el craqueo del kerógeno y los hidrocarburos pesados produce el pico S2.<sup>40</sup> El conocimiento de la cantidad de calor necesaria para formar los diversos compuestos químicos en la roca puede ayudar a los geoquímicos a comprender la historia de la roca y el grado de madurez térmica que ya ha experimentado. El valor de  $T_{max}$  no debe confundirse con las temperaturas geológicas, pero puede resultar útil para caracterizar la evolución térmica de la materia orgánica.

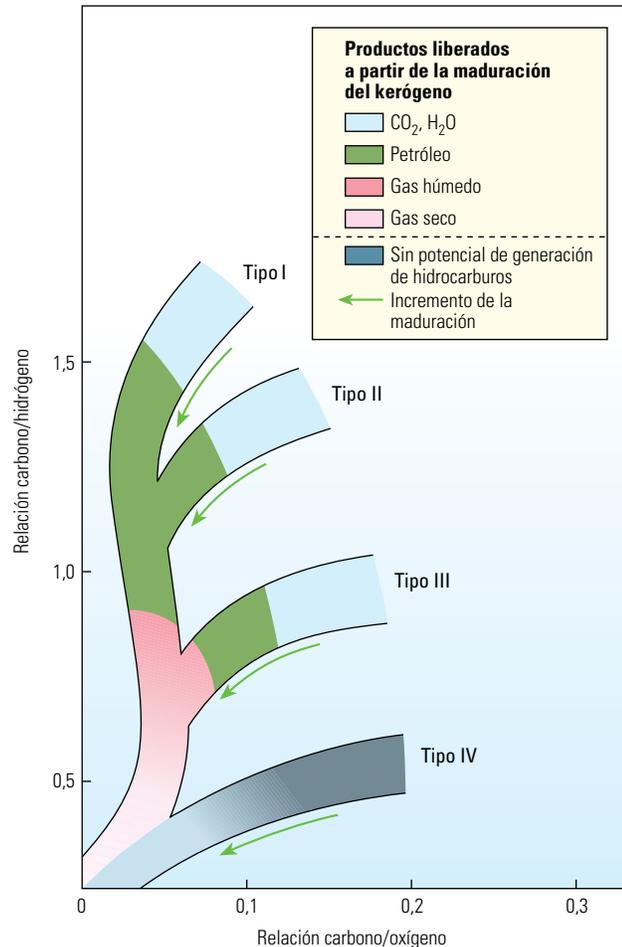
### Índices importantes

Consideradas en conjunto, estas mediciones obtenidas con el método de pirólisis proporcionan conocimientos acerca de la composición química y la madurez de la materia orgánica contenida en la roca generadora (página anterior, abajo). La relación existente entre estos componentes constituye la base para los diversos índices utilizados en la interpretación de las características de las rocas.<sup>41</sup>

- El índice de hidrogeno, HI, se obtiene a partir de la relación entre el hidrógeno y el TOC; se define como  $100 \times S2/TOC$ . El HI es proporcional a la cantidad de hidrógeno contenido en el kerógeno y un HI alto indica un mayor potencial para la generación de petróleo. El tipo de kerógeno también puede inferirse de este índice.
- El índice de oxígeno, OI, se obtiene a partir de la relación entre  $CO_2$  y el TOC; se define como  $100 \times S3/TOC$ . El OI se relaciona con la cantidad de oxígeno contenido en el kerógeno y es útil para el rastreo de la maduración o el tipo de kerógeno.
- El índice de producción, PI, se obtiene a partir de la relación existente entre los hidrocarburos generados durante la primera y la segunda etapas del proceso de pirólisis; se define como  $S1/(S1 + S2)$ . Esta relación se utiliza para caracterizar la evolución de la materia orgánica porque el índice PI tiende a incrementarse gradualmente con la profundidad en una roca de grano fino. Además, tiende a incrementarse con la maduración de la roca generadora antes de la expulsión de los hidrocarburos, conforme los componentes térmicamente degradables del kerógeno se convierten en hidrocarburos libres. Los valores anormalmente altos de S1 y PI también pueden ser utilizados para identificar acumulaciones de petróleo o capas productoras impregnadas.
- El potencial de petróleo representa la cantidad máxima de hidrocarburos que podría originar una roca generadora suficientemente madura; se define como la suma de  $S1 + S2$ . Por consiguiente, da cuenta de la cantidad de hidrocar-

buros que ya ha generado la roca (S1) y de la cantidad que la roca podría seguir produciendo si el proceso de maduración continuara (S2). Se expresa como kilogramos de hidrocarburos por tonelada métrica de roca.

Estos índices son especialmente útiles para el rastreo del tipo y la maduración del kerógeno. Graficados en un diagrama de Van Krevelen, los kerógenos Tipo I poseen un HI alto y un OI bajo (abajo). Los kerógenos Tipo III se caracterizan



^ La maduración del kerógeno. Un diagrama de Van Krevelen modificado muestra los cambios producidos en el kerógeno por el incremento del calor asociado con el proceso de sepultamiento. La tendencia general en la transformación térmica del kerógeno en hidrocarburo se caracteriza por la generación de hidrocarburos no gaseosos; luego, se transforma en petróleo, gas húmedo y gas seco. Durante esta progresión, el kerógeno pierde principalmente oxígeno a medida que libera  $CO_2$  y  $H_2O$ ; posteriormente, comienza a perder más hidrógeno conforme libera hidrocarburos.

35. Otras variaciones de este método utilizan rangos de temperatura y tiempos de calentamiento diferentes. Para obtener más información sobre la técnica Rock-Eval 6, consulte: Lafargue E, Espitalié J, Marquis F y Pillot D: "Rock-Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production and in Soil Contamination Studies," *Oil & Gas Science and Technology—Revue de l'Institut Français du Pétrole* 53, no. 4 (Julio-Agosto de 1998): 421-437.

36. Espitalié J y Bordenave ML: "Rock-Eval Pyrolysis," en Bordenave ML (ed): *Applied Geochemistry*. París: Éditions Technip (1993): 237-261.

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

38. Los primeros artículos a veces aludían a estos picos como P1, P2 y P3. Por ejemplo, Espitalié et al, referencia 34, diferenciaba los picos P1, P2 y P3, y el área situada por debajo de cada pico, designada como S1, S2 y S3, respectivamente. No obstante, los analizadores modernos del proceso de pirólisis calculan automáticamente estas áreas y las anotan en el pirograma, y ahora los picos se designan normalmente como S1, S2 y S3.

39. Espitalié et al, referencia 34.

40. Peters and Cassa, referencia 27.

41. Espitalié et al, referencia 34.



^ La vitrinita en el carbón bituminoso. La cantidad de luz reflejada por los macerales de la vitrinita constituye una prueba clave para determinar la madurez térmica de una roca. La intensidad de la luz reflejada de una muestra se mide en cientos de puntos, a lo largo de un área de muestreo microscópica; luego, un análisis estadístico determina la cantidad de vitrinita presente en la muestra y su madurez térmica. Esta fotografía fue tomada con luz blanca incidente, con la muestra en inmersión en aceite. [Fotografía, cortesía del Programa de Recursos Energéticos del Servicio Geológico de EUA: "2011 Photomicrograph Atlas," <http://energy.usgs.gov/Coal/OrganicPetrology/PhotomicrographAtlas.aspx> (Se accedió el 7 de julio de 2011).]

por exhibir un HI bajo y un OI alto. Entre estos dos extremos se encuentran los kerógenos Tipo II. Durante la etapa de maduración, el OI tiende a reducirse, en tanto que el HI inicialmente se mantiene casi constante. Cuando el kerógeno ingresa a la ventana de petróleo, el HI disminuye. El PI tiende a incrementarse con la profundidad de sepultamiento.<sup>42</sup> Este tipo de información proporciona a los geoquímicos indicaciones valiosas para evaluar el potencial que tiene una roca de generar petróleo y gas mediante la determinación de la cantidad, tipo y maduración de la materia orgánica.

El poder de los análisis Rock-Eval y TOC en los pozos es una función directa del espaciamiento estrecho de las muestras, por lo que se requiere disponer de muestras cada 10 m [33 pies] de profundidad, sin importar la litología.<sup>43</sup> No obstante, la pirólisis no debe utilizarse sin el soporte del análisis geoquímico. Para las muestras críticas, las interpretaciones de los resultados del proceso de pirólisis deben ser verificadas mediante otros métodos.

### Otros métodos de evaluación

La reflectancia de la vitrinita es una herramienta de diagnóstico clave para evaluar la maduración. La vitrinita, un maceral formado mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales, se encuentra en muchos kerógenos (izquierda). Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatización complejas e irreversibles, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia.<sup>44</sup> La reflectancia de la vitrinita fue utilizada por primera vez para determinar la clase, o madurez térmica, de los carbones. Ahora, esta técnica se utiliza para ayudar a los geoquímicos a evaluar la madurez de los kerógenos con las condiciones de temperatura correspondientes a las etapas que se extienden desde la diagénesis temprana hasta el metamorfismo; rango que abarca la secuencia de generación, preservación y destrucción del petróleo en las rocas.<sup>45</sup>

La reflectividad ( $R$ ) se mide mediante un microscopio provisto de una lente objetivo de inmersión en aceite y un fotómetro.<sup>46</sup> 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 generalmente como  $R_m$ .

Como indicadores de la madurez térmica, los valores de  $R_o$  varían con el tipo de materia orgánica. 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 petróleo en el extremo inferior del rango. El gas húmedo puede encontrarse en la parte más inferior del rango ( $0,8\% < R_o < 1,1\%$ ).

Los valores más bajos ( $0,6\% < R_o < 0,8\%$ ) indican la presencia predominante de petróleo, mientras que  $R_o < 0,6\%$  indica kerógeno inmaduro.

Los valores de  $R_o$  solos a veces pueden ser engañosos y deberían considerarse con otras mediciones. Algunas de estas mediciones de la madurez se basan en el color de los pólenes antiguos y las esporas de las plantas, o en el color de unos dientes diminutos fosilizados. Debido a la popularidad de la reflectancia de la vitrinita, estos indicadores a menudo se correlacionan con los valores de  $R_o$ . Dado que la vitrinita se encuentra presente solamente en los sedimentos más modernos que los de edad Carbonífero, que experimentaron el comienzo del desarrollo de las plantas leñosas, la madurez de los kerógenos más antiguos se basa en la presencia de bitumen para obtener un equivalente de la reflectancia de la vitrinita (VRE).

El índice de alteración debido a la temperatura (TAI) se determina a través del examen microscópico del color de las esporas.<sup>47</sup> La carbonización produce un cambio de color en los palinomorfos, tales como las esporas y el polen. Los palinomorfos térmicamente inmaduros son amarillos pero adoptan el color anaranjado o amarillo pardusco durante la etapa de diagénesis. Con el incremento del calor, su color se vuelve marrón durante la etapa de catagénesis y luego negro, durante la etapa de metagénesis.<sup>48</sup> El índice TAI posee cinco índices de alteración (abajo).

El índice de alteración del color de los conodontes (CAI) se basa en los cambios de color observados en unos dientes fosilizados.<sup>49</sup> Los conodontes son los restos dentales fosilizados de los cordados en forma de anguila. Estos fósiles contienen vestigios de materia orgánica. Su tamaño pequeño y su composición consistente en carbonato-apatita los hace altamente resistentes a la meteorización y los regímenes de temperatura metamórfica; han sido recuperados incluso en mármoles y esquistos de granate-mica.

La alteración de su color sigue una secuencia que puede ser reproducida mediante experimentos de aplicación de calor en un laboratorio. La alteración del color de los conodontes depende del

Índice de alteración debido a la temperatura	Color de la materia orgánica	Hidrocarburos asociados
1: sin alteración	Amarillo	Hidrocarburos líquidos a gas seco
2: leve	Anaranjado a amarillo pardusco	Hidrocarburos líquidos a gas seco
3: moderado	Marrón	Hidrocarburos líquidos a gas seco
4: intenso	Negro	Gas seco
5: severo	Negro, con evidencias adicionales de metamorfismo	Gas seco a ningún hidrocarburo

^ Índices de alteración debidos a la temperatura. La madurez de las rocas generadoras puede determinarse a través de los cambios producidos en el color de las esporas y el polen contenidos en la roca. (Modificado de Staplin, referencia 47.)

tiempo y de la temperatura y es progresiva, acumulativa e irreversible, lo que la convierte en una buena herramienta de correlación para las temperaturas máximas.<sup>50</sup> Los conodontes no meteorizados son de color amarillo pálido; con el calor, cambian progresivamente a marrón claro, luego marrón oscuro, negro, blanco opaco y cristalino. Se cree que el cambio de amarillo pálido a negro es causado por la fijación del carbono en la materia orgánica contenida en la estructura fósil. El color cambia con la pérdida de carbono y la liberación de agua desde la estructura cristalina. Los datos experimentales indican que la alteración del color comienza a 50°C [122°F] aproximadamente y continúa hasta los 550°C [1 022°F] aproximadamente. El CAI puede determinarse mediante la comparación de las muestras con un conjunto de estándares de colores de los conodontes, producido en un laboratorio para estimar el rango de temperatura. La alteración del color de los conodontes ha sido correlacionada con otros índices ópticos y con el porcentaje de carbono fijo (arriba, a la derecha).

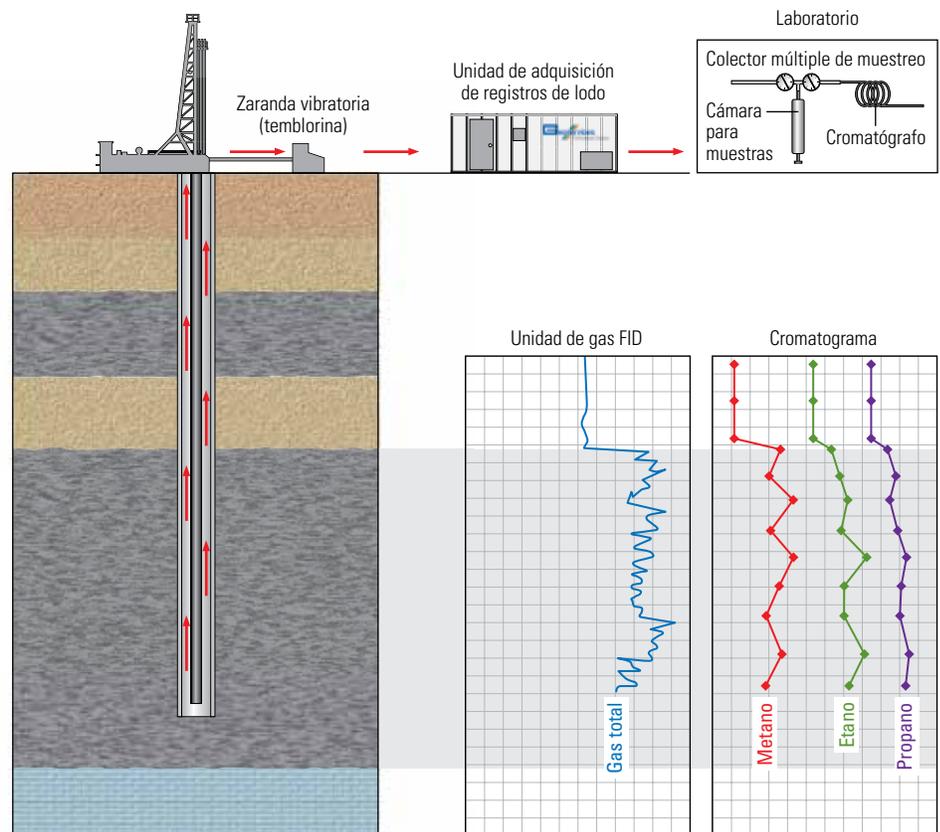
Índice de alteración del color de los conodontes	Temperatura de los conodontes, °C	Reflectancia de la vitrinita	Porcentaje de carbono fijo
1	< 50 a 80	< 0,80	< 60
1,5	50 a 90	0,70 a 0,85	60 a 75
2	60 a 140	0,85 a 1,30	65 a 73
3	110 a 200	1,40 a 1,95	74 a 84
4	190 a 300	1,95 a 3,60	84 a 95
5	300 a 400	> 3,60	> 95

^ Alteraciones del color de los conodontes. Los conodontes cambian de color con el calor; su color puede vincularse a la reflectancia de la vitrinita. (Datos de Harris, referencia 50.)

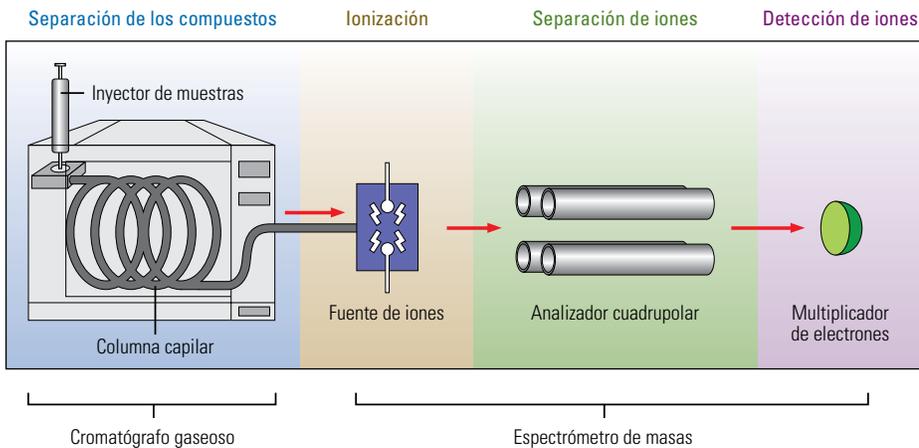
Otro método de clasificación mide la composición y la concentración de los hidrocarburos livianos liberados de los recortes de perforación.<sup>51</sup> Los recortes de formaciones finas, típicos de las producidas por las rocas generadoras, pueden retener hidrocarburos incluso después de llegar a

la superficie, lo que los convierte en muestras efectivas para este tipo de análisis. Esta técnica, denominada cromatografía en fase gaseosa, puede implementarse en la localización del pozo o en un laboratorio bajo condiciones estrictamente controladas (abajo).

42. Espalié et al, referencia 34.
43. Peters and Cassa, referencia 27.
44. Peters and Cassa, referencia 27.
45. Senftle JT y Landis CR: "Vitrinite Reflectance as a Tool to Assess Thermal Maturity," en Merrill RK (ed): *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques*. Tulsa: AAPG (1991): 119-125.
46. Los términos reflectancia y reflectividad tienden a utilizarse de manera indistinta, siendo más común el primero. Sin embargo, la reflectancia es una relación entre la luz reflejada de 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, según el 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. Esta es la reflectividad de una superficie.
47. El TAI se estipula en Staplin FL: "Sedimentary Organic Matter, Organic Metamorphism, and Oil and Gas Occurrence," *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* 17, no. 1 (Marzo de 1969): 47-66.
48. Anders D: "Geochemical Exploration Methods," en Merrill RK (ed): *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques*. Tulsa: AAPG (1991): 89-95.
49. Presentes en las formaciones de edad Cámbrico Tardío y Triásico, durante mucho tiempo se sospechó que los conodontes eran dientes fosilizados. A comienzos de la década de 1990, esta suposición fue verificada con la ayuda del microscopio electrónico de barrido. 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.
50. Harris AG: "Conodont Color Alteration, An Organo-Mineral Metamorphic Index, and Its Application to Appalachian Basin Geology," en Scholle PA y Schluger PR (eds): *Aspects of Diagenesis*. Tulsa: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, SEPM Special Publication 26 (1979): 3-16.  
Para ver la obra fundamental sobre el CAI, consulte: Epstein AG, Epstein JB y Harris LD: "Conodont Color Alteration—An Index to Organic Metamorphism," Washington, DC: US Government Printing Office, Artículo Profesional 995, 1977, del Servicio Geológico de EUA.
51. Noble RA: "Geochemical Techniques in Relation to Organic Matter," en Merrill RK (ed): *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques*. Tulsa: AAPG (1991): 97-102.



^ Análisis de recortes de formación. En el pozo, los recortes son recolectados del lodo de perforación después de la circulación hacia la superficie (flechas rojas) y el paso por sobre la zaranda vibratoria o temblorina. En la unidad de adquisición de registros de lodo, los recortes son evaluados con un microscopio y el gas del lodo es analizado con un FID y un cromatógrafo gaseoso. El gas de los recortes también puede ser analizado en un laboratorio. Para el transporte hasta el laboratorio, los recortes se encierran herméticamente en frascos para muestras que contienen agua. El gas expulsado de los recortes se acumula por sobre la superficie del líquido. Este gas se conoce normalmente como gas separado en la cabeza de la columna. En el laboratorio, el gas se extrae del contenedor y luego se inyecta en el orificio de muestreo del cromatógrafo gaseoso. A medida que pasa a través de la columna capilar del cromatógrafo, el gas se separa en compuestos independientes, cada uno de los cuales requiere un poco más de tiempo que su predecesor para desplazarse a través del sistema. Cada compuesto sale de la columna por separado, para ser analizado con un FID u otro detector. Los resultados son registrados en una gráfica denominada cromatograma (extremo inferior derecho).



^ Análisis de biomarcadores. Las estructuras de carbono de los biomarcadores se relacionan directamente con las moléculas precursoras de sustancias biológicas específicas. Los marcadores más pequeños existen en un nivel molecular y sólo pueden ser determinados con GCMS. Con este método, los compuestos independientes se introducen en la columna capilar del cromatógrafo gaseoso y luego pasan a un ionizador. Allí, un filamento metálico ioniza cada compuesto. El analizador cuadrupolar filtra los iones en base a su relación carga/masa. El multiplicador de electrones detecta cada uno de los iones de la masa seleccionada, filtrada a través del analizador cuadrupolar.

La cromatografía en fase gaseosa evalúa el gas liberado durante el proceso de perforación y registra los picos individuales correspondientes al metano ( $C_1$ ), el etano ( $C_2$ ), el propano ( $C_3$ ), el isobutano ( $iC_4$ ) y el butano normal ( $nC_4$ ); habitualmente se registra un solo pico para los pentanos ( $iC_5$  y  $nC_5$ ) y los hidrocarburos más pesados ( $C_{5+}$ ). La determinación de la composición y la concentración de estos gases ayuda a los geocientíficos a evaluar los tipos de hidrocarburos que pueden ser producidos en un yacimiento prospectivo.

La cromatografía en fase gaseosa (GC), si se complementa con la técnica de espectrometría de masas (MS), puede proveer un análisis detallado de las trazas de compuestos orgánicos presentes (arriba). Los geoquímicos utilizan generalmente esta técnica, a la que se alude con la sigla GCMS, para identificar las masas y las concentraciones relativas de compuestos orgánicos conocidos como marcadores biológicos. Los biomarcadores constituyen fósiles moleculares y son sintetizados solamente a través de procesos biogénicos.<sup>52</sup> Sus estructuras orgánicas pueden ser clasificadas en grupos básicos, los que a su vez contienen miembros con variaciones de la misma estructura básica. Estos grupos pueden relacionarse con ciertos tipos de organismos y ayudar a los geoquímicos a determinar el ambiente en el que podría depositarse ese tipo de acumulación.

Las composiciones de los biomarcadores reflejan el tipo de materia orgánica incorporada en los sedimentos, además de los cambios químicos que tuvie-

ron lugar subsiguientemente a la sedimentación. La combinación de moléculas precursoras y sus reacciones químicas varían entre una cuenca y otra, y entre un campo y otro, y producen una distribución de biomarcadores que puede ser única para una localización determinada. Mediante la comparación del petróleo con las muestras de roca generadora potencial, esta huella química puede ayudar a vincular el petróleo con su fuente.<sup>53</sup> Dado que los patrones de los biomarcadores tienden a modificarse sistemáticamente con respecto al tiempo y la temperatura, pueden ayudar a los geoquímicos a inferir las tendencias de la maduración.

Cuando en una cuenca no se encuentran rocas generadoras potenciales, pueden obtenerse correlaciones indirectas entre el petróleo y la roca generadora a través de las relaciones entre los biomarcadores asociados con la fuente.<sup>54</sup> Estas relaciones entre biomarcadores ayudan a los geoquímicos a inferir la madurez térmica de la roca generadora, la litología, el ambiente deposicional, el aporte de materia orgánica y su edad. Por ejemplo, los biomarcadores contenidos en un petróleo crudo específico podrían indicar que su roca generadora fue un carbonato marino de edad Devónico, pobre en contenido de arcilla y marginalmente maduro, que contenía materia orgánica algácea y bacteriana depositada bajo condiciones anóxicas. Los biomarcadores también complementan a los indicadores de la madurez, tales como la reflectancia de la vitrinita y la coloración de las esporas.<sup>55</sup>

## Más allá del juego de herramientas básico

Si bien las rocas generadoras han sido estudiadas extensivamente durante los últimos 50 años, la reciente tendencia hacia la explotación de extensiones productivas centrada en torno de las lutitas gasíferas y las lutitas petrolíferas generó el resurgimiento de las actividades de investigación y desarrollo geoquímicos. Este resurgimiento instó a la expansión de la utilización de las técnicas establecidas y al desarrollo de nuevas herramientas.

En especial, la última década fue testigo del renacimiento de las herramientas de modelado de sistemas petroleros. La cinética de las rocas generadoras, un dato de entrada clave para estos modelos, caracteriza las reacciones químicas y los compuestos del petróleo generados durante la maduración térmica de una roca. Dos técnicas de pirólisis que han demostrado ser útiles para la simulación de los procesos de maduración son la pirólisis en microescala con recipientes herméticos y la pirólisis confinada en tubos de oro.<sup>56</sup> Mediante la utilización de estas técnicas, los científicos pueden examinar procesos tales como el craqueo para generar gas a partir del petróleo (OTGC), en el que la aplicación de temperaturas de más de  $150^{\circ}C$  hace que el petróleo existente se convierta en gas. A su vez, las investigaciones relacionadas con el proceso OTGC condujeron a la localización de moléculas de carbono térmicamente resistentes, denominadas diamondoides, para determinar cómo se genera gas a partir de petróleo bajo condiciones de alta temperatura.<sup>57</sup>

El análisis de los isótopos estables del carbono y otros elementos, tales como el hidrógeno, el oxígeno o el azufre, también está experimentando un crecimiento en su aplicación en la geoquímica orgánica. Observaciones recientes de los isótopos

52. Noble, referencia 51.

53. Este tipo de huella geoquímica también puede ser utilizado para comparar un petróleo con otro; y ha resultado de utilidad para el rastreo de la "misteriosa" marea negra hasta las embarcaciones responsables del vertido de residuos de petróleo.

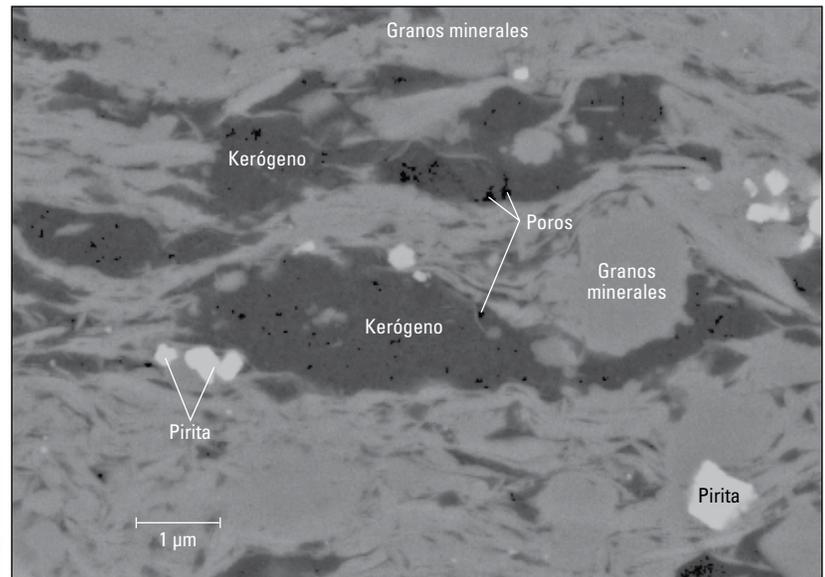
54. Peters KE y Fowler MG: "Applications of Petroleum Geochemistry to Exploration and Reservoir Management," *Organic Geochemistry* 33, no. 1 (2002): 5-36.

55. Noble, referencia 51.

56. Horsfield B, Disko U y Leistner F: "The Micro-Scale Simulation of Maturation: Outline of a New Technique and Its Potential Applications," *Geologische Rundschau* 78, no. 1 (1989): 361-374.

Hill RJ, Tang Y, Kaplan IR y Jenden PD: "The Influence of Pressure on the Thermal Cracking of Oil," *Energy & Fuels* 10, no. 4 (1996): 873-882.

57. Dahl JE, Moldovan JM, Peters KE, Claypool GE, Rooney MA, Michael GE, Mello MR y Kohnen ML: "Diamondoid Hydrocarbons as Indicators of Natural Oil Cracking," *Nature* 399, no. 6731 (6 de mayo de 1999): 54-57.



^ Microscopio electrónico de barrido con una imagen de una muestra de la formación Barnett Shale, cuya amplificación es de 1 000×. En la muestra de lutita (*derecha*), la materia orgánica amorfa (gris oscuro), que consiste principalmente en kerógeno, se ve como grandes lentes continuas o paquetes pequeños, finamente dispersos, entretejidos en una matriz mineral compleja (componentes de color gris más claro). Además, se observa pirita, un producto de la maduración termoquímica de la lutita (cristales blancos pequeños). Tanto en el kerógeno como en los componentes minerales, pero sobre todo en el primero, se observan poros de tamaño y forma variados (puntos negros pequeños). La muestra fue triturada utilizando un pulidor de iones de argón; luego, se generó una imagen de la muestra con un microscopio electrónico de barrido (*izquierda*) para revelar la arquitectura compleja de poros y minerales orgánicos, característica de esos depósitos de esteatita. (Gráfica, cortesía de Nicholas Drenzek del Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger, y de Natasha Erdman de JEOL USA, Inc.)

del carbono del etano condujeron a la obtención de interesantes correlaciones entre el gas seco y las zonas sobrepresionadas presentes en las lutitas gasíferas. Las gráficas de los isótopos muestran una inversión de la madurez, que es contraria a las tendencias relacionadas normalmente con la profundidad. El origen de estas inversiones es desconocido, pero en los pozos que las exhiben se ha observado una tendencia a generar regímenes de producción altos.

Los científicos también se están enfocando en la estructura física del kerógeno presente en la matriz mineral de las rocas generadoras. La formación de la permeabilidad y la porosidad secundarias en las lutitas ricas en contenido orgánico durante la maduración en sitio se considera un elemento facilitador clave para la producción de gas de lutita en muchas rocas generadoras (*arriba*). Por consiguiente, la petrografía orgánica, que utiliza técnicas de microscopía básica y avanzada para enfocarse en la materia orgánica, está experimentando un resurgimiento en la evaluación de los kerógenos.

Más allá del laboratorio, las nuevas técnicas de monitoreo de los gases encontrados durante la perforación están ayudando a los geocientíficos a determinar la composición de los hidrocarburos, localizar los contactos de fluidos y asistir en la identificación de los gradientes composicionales de los yacimientos. El servicio de adquisición de registros y análisis de fluidos FLAIR extrae el gas del lodo de perforación bajo condiciones de presión, flujo, volumen y temperatura constantes. Como parte de la serie de servicios de adquisición de registros de lodo de Schlumberger Geoservices, el sistema FLAIR primero muestrea el gas que ha sido circulado a la superficie y luego lo separa en componentes individuales para proporcionar un análisis cuantitativo de los gases, desde C<sub>1</sub> hasta C<sub>5</sub>, e información semi-cuantitativa sobre los componentes C<sub>6</sub> a C<sub>8</sub>. El análisis isotópico puede proveer información sobre los orígenes y las características de los hidrocarburos encontrados durante la perforación. Mediante la utilización de las relaciones  $\delta^{13}\text{C}/\text{CH}_4$ , que se vinculan originalmente con la generación de petróleo, los ana-

listas de registros de lodo pueden proporcionar a las compañías de E&P información preliminar sobre las rocas generadoras, que incluye su tipo de kerógeno y su madurez térmica.

Si bien los operadores dedican gran parte de sus esfuerzos de exploración al estudio de las características depositacionales y estructurales de un área prospectiva, muchos se centran también en los procesos que controlan la formación del petróleo y el gas. Las reacciones geoquímicas y la conversión de la materia orgánica son esenciales para la generación del petróleo; a su vez, la caracterización de la materia orgánica se está volviendo cada vez más crítica para el desarrollo de nuevas extensiones productivas. Estas herramientas están demostrando ser fundamentales para la apertura de nuevas fronteras de exploración. —MV