

Modelado de cuencas y sistemas petroleros

El éxito de cualquier campaña de exploración depende de la convergencia de elementos y procesos geológicos trascendentales. El modelado de cuencas y sistemas petroleros permite a los geocientíficos examinar los procesos dinámicos de las cuencas sedimentarias y sus fluidos asociados, con el fin de determinar si las condiciones pasadas resultaron adecuadas para que los hidrocarburos rellenasen yacimientos potenciales y fueran preservados en dichos yacimientos.

Mubarak Matlak Al-Hajeri
Mariam Al Saeeda
Kuwait Oil Company
Ahmadi, Kuwait

Jan Derks
Thomas Fuchs
Thomas Hantschel
Armin Kauerauf
Martin Neumaier
Oliver Schenk
Oliver Swientek
Nicky Tessen
Dietrich Welte
Björn Wygrala
Aachen, Alemania

Duplo Kornpohl
Houston, Texas, EUA

Ken Peters
Mill Valley, California, EUA

Traducción del artículo publicado en inglés en *Oilfield Review* Verano de 2009: 21, no. 2.
Copyright © 2009 Schlumberger.

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Ken Bird, USGS, Menlo Park, California, EUA; Francesco Borracini, MVE Ltd, Glasgow, Escocia; Ian Bryant, Tom Levy, Bill Matthews y Kevin Reilly, Houston; Rich Gibson, BP, Houston; Hans Axel Kemna, Ucon Geoconsulting, Krefeld, Alemania; Eric Klumpen y Jaron Lelijveld, Aachen, Alemania; Rod Laver, Gatwick, Inglaterra; Les Magoon, Mountain View, California; y Keith Mahon, Anadarko Petroleum Corporation, The Woodlands, Texas. ECLIPSE, Petrel, PetroMod y VISAGE son marcas de Schlumberger.

La mejor forma de reducir el riesgo de inversión en la exploración de petróleo y gas consiste en determinar la presencia, tipos y volúmenes de hidrocarburos en una estructura prospectiva antes de iniciar las operaciones de perforación. La interpretación sísmica permite delinear las estructuras cerradas e identificar trampas subterráneas potenciales pero no pronostica en forma confiable el contenido de las trampas. El hecho de perforar en una estructura cerrada, incluso cerca de un campo productivo de petróleo y gas, no garantiza el hallazgo de fluidos similares. Para ser redituable, la actividad exploratoria requiere una metodología que permita pronosticar la probabilidad de éxito dados los datos disponibles y las incertidumbres asociadas.

Hace más de 50 años, los geólogos comenzaron a construir las bases de un concepto que luego se convirtió en dicha metodología predictiva. Este concepto conecta el pasado—una cuenca, los sedimentos y fluidos que la rellenan, y los procesos dinámicos que actúan sobre esos elementos—con el presente: los descubrimientos de hidrocarburos. Los primeros intentos buscaron describir cómo se forman, rellenan y deforman las cuencas, concentrándose principalmente en la compactación de los sedimentos y las

estructuras rocosas resultantes.¹ Los esfuerzos subsiguientes se centraron en el desarrollo de métodos para modelar cuantitativamente estos procesos. Esta área de estudio, que se conoce como modelado de cuencas, aplica algoritmos matemáticos a los datos sísmicos, estratigráficos, paleontológicos, petrofísicos, de registros de pozos y otros datos geológicos para reconstruir la evolución de las cuencas sedimentarias.

A comienzos de la década de 1970, los geoquímicos desarrollaron métodos de pronóstico cuantitativos del potencial de generación de petróleo de una unidad litológica.² De inmediato, comenzaron a utilizar los modelos de cuencas sedimentarias como marcos estructurales para efectuar correlaciones genéticas geoquímicas entre los hidrocarburos y las rocas generadoras (rocas madre).³ Numerosos científicos trabajaron sobre esta noción en forma independiente, de modo que la idea recibió diversos nombres, incluyendo los de sistema petrolero, máquina de hidrocarburos y sistema petrolífero independiente; cada enfoque enfatizó diferentes aspectos de este problema multifacético. Dentro de la industria, ahora se utiliza comúnmente el término “sistema petrolero” y el concepto que describe sintetiza muchas características del trabajo colectivo.⁴

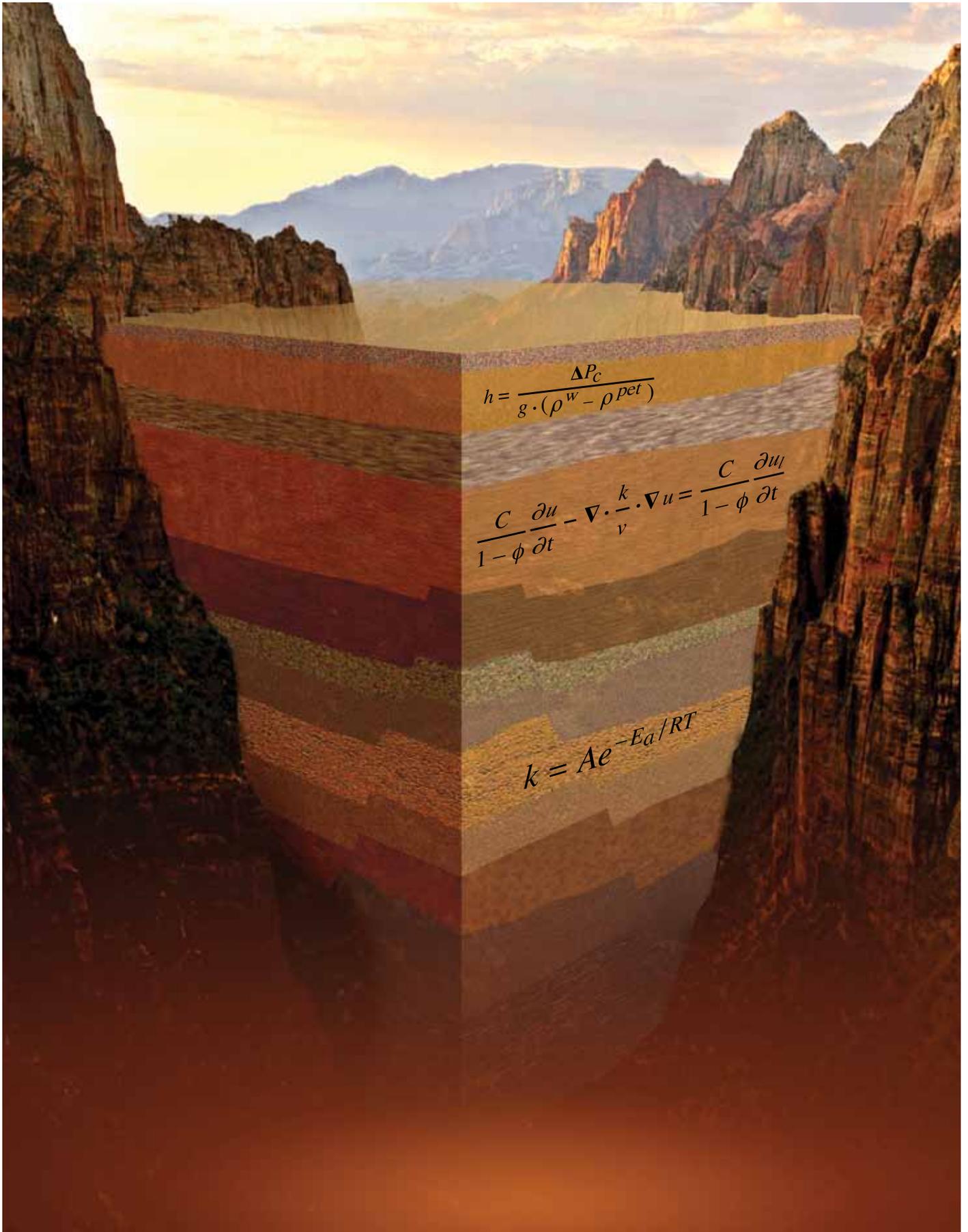
1. Weeks LG: “Factors of Sedimentary Basin Development That Control Oil Occurrence,” *Bulletin of the AAPG* 36, no. 11 (Noviembre de 1952): 2071–2124.

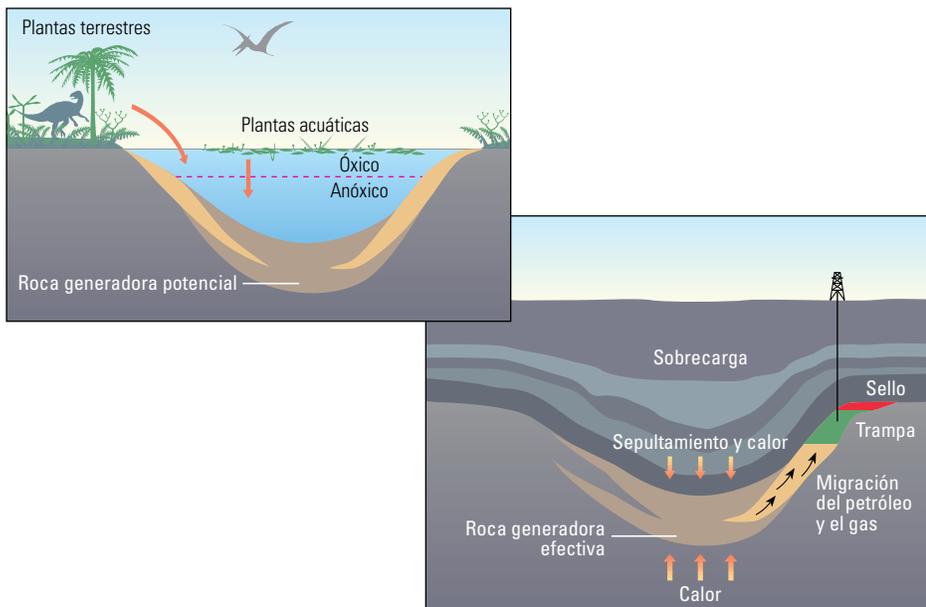
Knebel GM y Rodríguez-Eraso G: “Habitat of Some Oil,” *Bulletin of the AAPG* 40, no. 4 (Abril de 1956): 547–561.

2. Welte DH: “Petroleum Exploration and Organic Geochemistry,” *Journal of Geochemical Exploration* 1, no. 1 (Julio de 1972): 117–136.

3. Dow WG: “Application of Oil-Correlation and Source-Rock Data to Exploration in Williston Basin,” *AAPG Bulletin* 58, no. 7 (Julio de 1974): 1253–1262.

4. Magoon LB y Dow WG (editores): *The Petroleum System—From Source to Trap*, AAPG Memoir 60. Tulsa: AAPG (1994): 3–24.





^ Simulación de los procesos geológicos, térmicos y de flujo de fluido en las cuencas sedimentarias a través del tiempo. El modelado de cuencas y sistemas petroleros (BPSM) reconstruye la deposición de las rocas generadoras, yacimiento, sello y rocas de sobrecarga, y los procesos de formación de trampas y generación, migración y acumulación de hidrocarburos desde el pasado (*izquierda*) hasta el presente (*derecha*).

Un sistema petrolero comprende una lentilla de roca generadora activa y el petróleo y el gas obtenidos de dicha roca mediante correlación geoquímica. El concepto comprende todos los elementos y procesos geológicos necesarios para que el petróleo y el gas se acumulen. Los elementos esenciales son una roca generadora efectiva, el yacimiento, el sello y los estratos de sobrecarga; éstos últimos facilitan el sepultamiento de los otros. Los procesos incluyen la formación de trampas y la generación, migración y acumulación de petróleo.⁵ Estos elementos y procesos deben tener lugar en el orden adecuado para que la materia orgánica que se encuentra en una roca generadora se convierta en petróleo y luego sea almacenada y preservada. Si un sólo elemento o proceso falta o se produce fuera de la secuencia requerida, un área prospectiva pierde viabilidad.

En la área prospectiva de Mukluk, en la región marina del Talud Norte de Alaska, en EUA, se

registró un caso de caracterización errónea de un sistema petrolero. El área se caracteriza por la presencia de múltiples rocas generadoras efectivas, rocas yacimiento comprobadas y sellos efectivos. La estructura Mukluk se encuentra posicionada en el mismo rasgo regional—la estructura Barrow Arch—que el Campo Prudhoe Bay cercano, que contiene 25,000 millones de bbl [4,000 millones de m³] de petróleo. Los datos sísmicos indicaron que Mukluk era una estructura gigante, de 20 mi de largo por 9 mi de ancho [32 km por 14 km]. Si bien el echado estructural sobre el lado oeste de la estructura, era incierto debido a las dificultades asociadas con la evaluación de los efectos de la velocidad sísmica a través del *permafrost* (pergelisol), se estimaba que el área prospectiva contenía hasta 1,500 millones de bbl [240 millones de m³] de petróleo recuperable.⁶

En 1982, las compañías petroleras invirtieron más de US\$ 1,500 millones en derechos de arren-

damiento en la Plataforma Continental externa de EUA, en el área prospectiva de Mukluk.⁷ Una asociación liderada por Sohio Alaska Petroleum invirtió más de US\$ 120 millones en la construcción de una isla artificial de grava en las aguas del Ártico y la perforación del pozo exploratorio desde dicha isla. Los recortes de la barrena de perforación mostraban la presencia de una extensa mancha de petróleo en la formación objetivo; sin embargo, en la prueba el pozo produjo agua con cantidades no comerciales de petróleo. En ese momento fue conocido por ser el pozo seco más caro del mundo. La evaluación subsiguiente de las formaciones prospectivas de Mukluk indicó que alguna vez había existido petróleo en la estructura pero que desde entonces había migrado. Faltaba un elemento o un proceso crucial del sistema petrolero. Después de debatir las causas de la falla, los geólogos determinaron que el sello era ineficaz o bien el petróleo había fugado después de que la estructura se inclinara en alguna etapa posterior.

En los años transcurridos desde la perforación del Pozo Mukluk, las compañías se han vuelto más sensibles al riesgo, demandando mejor información antes de comprometerse con proyectos cada vez más onerosos (véase “Modelado y manejo de riesgos,” *página 1*). Este artículo examina una de las herramientas en que se basan ellos; el modelado de cuencas y el modelado de sistemas petroleros. El método, que combina datos geológicos, geofísicos, geoquímicos, hidrodinámicos y termodinámicos, fue imaginado por primera vez a comienzos de la década de 1980.⁸ El software de modelado integral, resultado de 25 años de desarrollo, incorpora estos datos para simular los efectos interrelacionados de la deposición y la erosión de los sedimentos y la materia orgánica, la compactación, la presión, el flujo termal (térmico), la generación de petróleo y el flujo multifásico. Algunos ejemplos de Medio Oriente, América del Norte y el margen del Atlántico correspondiente al sector noruego, demuestran el empleo de esta técnica de modelado para evaluar si existen condiciones adecuadas para la generación, migración, acumulación y preservación de hidrocarburos.

El modelado a través de millones de años

En esencia, el modelado de cuencas y sistemas petroleros (BPSM) rastrea la evolución de una cuenca a través del tiempo a medida que se rellena con fluidos y sedimentos que finalmente pueden generar o contener hidrocarburos (*arriba, a la izquierda*). Conceptualmente, el modelado BPSM es análogo a una simulación de yacimientos, pero con diferencias importantes. Los simuladores de yacimientos modelan el flujo de fluidos durante el

5. Magoon y Dow, referencia 4.

6. Hohler JJ y Bischoff WE: “Alaska: Potential for Giant Fields,” en Halbouty MT (editor): *Future Petroleum Provinces of the World, AAPG Memoir 40*. Tulsa: AAPG (1986): 131–142.

7. Gallaway BJ: “Appendix D: Historical Overview of North Slope Petroleum Development,” Environmental Report for Trans Alaska Pipeline System Right-of-Way Renewal, 2001, http://tapseis.anl.gov/documents/docs/_App_D_May2.pdf (Se accedió el 13 de mayo de 2009).

8. Welte DH y Yukler MA: “Petroleum Origin and Accumulation in Basin Evolution—A Quantitative Model,” *AAPG Bulletin* 65, no. 8 (Agosto de 1981): 1387–1396.

9. El kerógeno es materia orgánica particulada insoluble. Proviene directamente de los biopolímeros que se encuentran en los organismos vivos o bien se forma

durante la diagénesis. El kerógeno representa más del 90% de toda la materia orgánica contenida en los sedimentos.

10. Higley DK, Lewan M, Roberts LNR y Henry ME: “Petroleum System Modeling Capabilities for Use in Oil and Gas Resource Assessments,” USGS Open-File Report 2006–1024.

11. La reflectancia de la vitrinita, R_o , es una medición, efectuada con un microscopio, de las propiedades ópticas de la vitrinita, una forma de materia orgánica contenida en las muestras de rocas. La medición se expresa en términos del porcentaje de luz incidente reflejada desde una muestra de vitrinita. Los valores medidos más grandes indican niveles más elevados de madurez térmica.

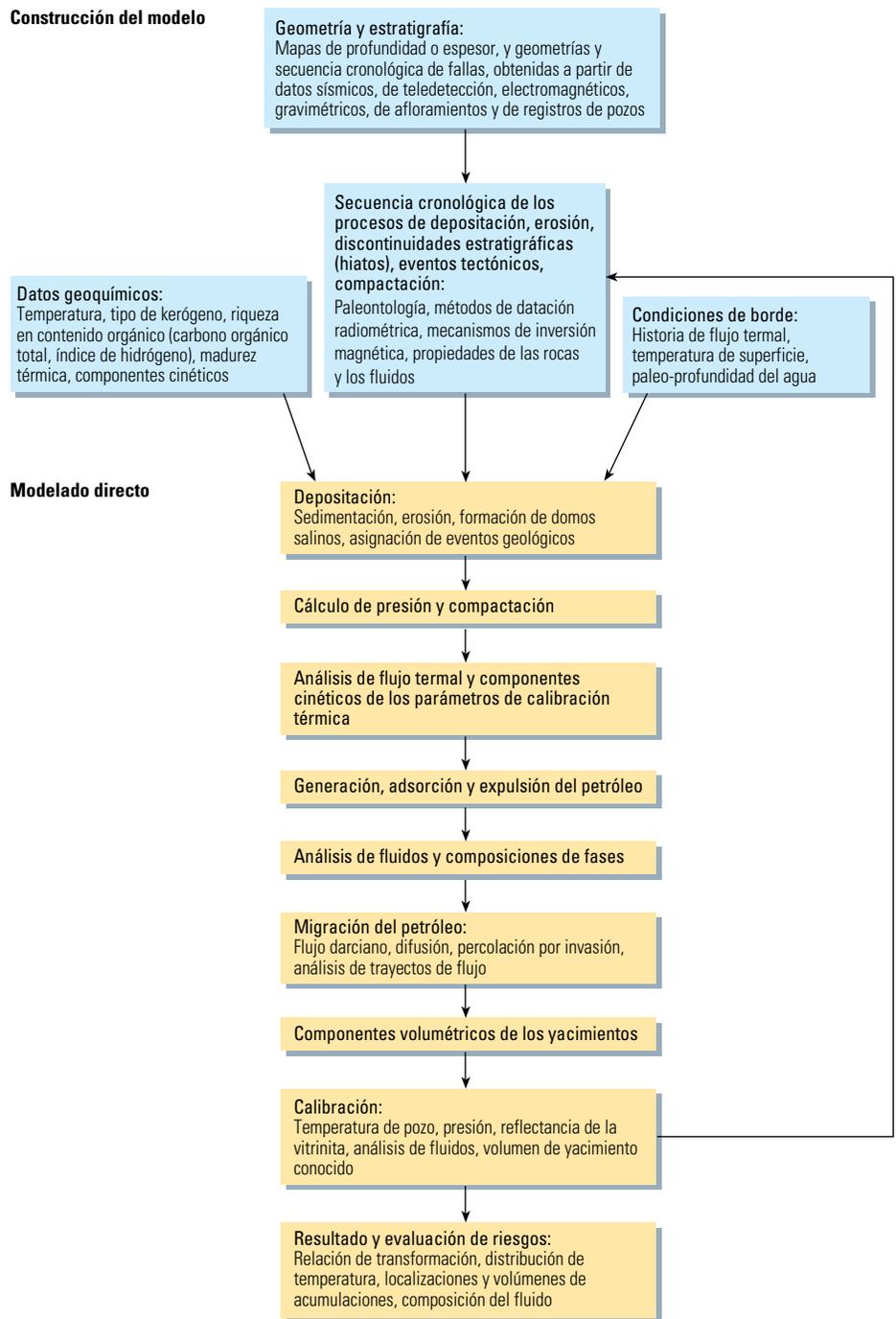
drenaje de los hidrocarburos para pronosticar la producción y proveer información para su optimización. La escala de distancia oscila entre metros y kilómetros y la escala de tiempo, entre meses y años. Si bien el flujo es dinámico, la geometría del modelo es estática y permanece inalterable durante la simulación. Por otro lado, el modelado BPSM simula el proceso de generación de hidrocarburos para calcular la carga, o el volumen de hidrocarburos disponibles para el entrapamiento, además del flujo de fluidos para pronosticar los volúmenes y las localizaciones de las acumulaciones y sus propiedades. La escala de distancia oscila habitualmente entre decenas y cientos de kilómetros, y los períodos cubiertos pueden alcanzar cientos de millones de años. La geometría del modelo es dinámica y a menudo cambia significativamente durante el proceso de simulación.

El modelado de cuencas y sistemas petroleros reúne diversos procesos dinámicos, incluyendo la depositación de sedimentos, la formación de fallas, el sepultamiento, los componentes cinéticos de la maduración del kerógeno y el flujo de fluido multifásico.⁹ Estos procesos pueden ser examinados en diversos niveles, y la complejidad habitualmente se incrementa con la dimensionalidad espacial; el más sencillo, el modelado 1D, examina la historia de sepultamiento en una ubicación puntual. El modelado bidimensional, ya sea en una sección horizontal o transversal, puede ser utilizado para reconstruir la generación, migración y acumulación del petróleo y el gas a través de una sección transversal. El modelado tridimensional reconstruye los sistemas petroleros a escala de yacimiento y escala de cuenca y posee la capacidad para exhibir el resultado en 1D, 2D o 3D, y a través del tiempo.¹⁰ La mayor parte del análisis y los ejemplos que figuran a continuación se refieren al modelado 3D; si se incluye el tiempo, el modelado puede ser considerado 4D.

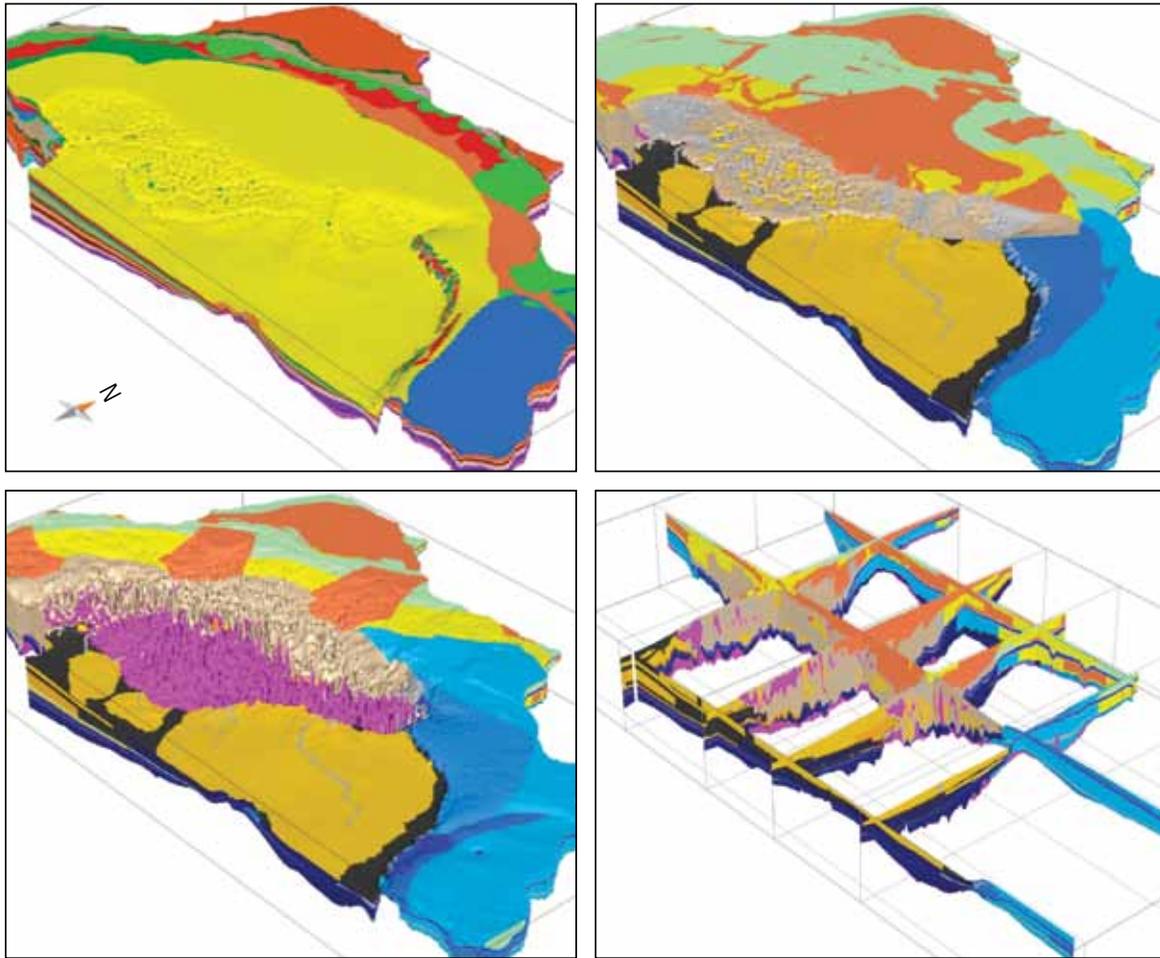
Para cualquier dimensionalidad espacial, el modelado BPSM ejecuta cálculos determinísticos para simular la historia de una cuenca sedimentaria y sus fluidos asociados. Los cálculos requieren un modelo, o una representación numérica discretizada de las capas que contienen sedimentos, materia orgánica y fluidos con propiedades asignadas. Un modelo se construye a partir de datos geofísicos, geológicos y geoquímicos. Las capas se subdividen en celdas de cuadrículas dentro de las cuales las propiedades son uniformes. Los programas de computación simulan los procesos físicos que actúan sobre cada celda, comenzando con las condiciones iniciales y avanzando a través de un incremento de tiempo seleccionado hasta el presente. Las salidas del modelo, tales como porosidad,

temperatura, presión, reflectancia de la vitrinita, volumen de las acumulaciones o composición del fluido, pueden compararse con la información de calibración independiente, y el modelo puede ajustarse para mejorar el ajuste.¹¹

El modelado de cuencas y sistemas petroleros es un proceso iterativo, con muchos pasos interrelacionados, cada uno de los cuales constituye una disciplina científica en sí misma (abajo). Reunir estos pasos en un solo flujo de trabajo es una tarea



^ Pasos múltiples e interrelacionados del proceso de modelado BPSM. El modelado de cuencas y sistemas petroleros consta de dos etapas principales: la construcción del modelo y el modelado directo. La construcción del modelo implica la construcción de un modelo estructural y la identificación de la cronología de la depositación y las propiedades físicas de cada capa. El método de modelado directo ejecuta cálculos sobre el modelo para simular el sepultamiento de los sedimentos, los cambios de presión y temperatura, la maduración del kerógeno y la expulsión, migración y acumulación de hidrocarburos. Mediante la calibración se comparan los resultados del modelo con las mediciones independientes a fin de permitir el refinamiento del modelo.



^ Un modelo estructural a escala regional de todo el sector norte del Golfo de México. BP combinó mapas locales y regionales de horizontes salinos y sedimentarios para construir un modelo regional que cubre aproximadamente 1.1 millón de km² [400,000 mi²] y que da cuenta del movimiento complejo de la sal. Cada capa de color (*extremo superior izquierdo*) representa un intervalo estratigráfico de edad específica. Los colores que aparecen en el extremo superior derecho corresponden a diferentes ambientes deposicionales sedimentarios y mezclas de tipos de rocas. La imagen inferior izquierda muestra el modelo con los horizontes someros removidos para exponer la sal alóctona (magenta). El diagrama de panel (diagrama de vallas) (*extremo inferior derecho*) muestra el detalle interno del modelo, incluyendo múltiples capas salinas. Todas las imágenes representan la geología actual. (Cortesía de Rich Gibson, BP).

abrumadora. Algunas de las compañías petroleras más grandes y unas pocas compañías pequeñas han desarrollado sistemas que ejecutan estos cálculos de una forma u otra. El enfoque de Schlumberger combina el software Petrel, que abarca desde la interpretación sísmica hasta la simulación dinámica de yacimientos, para la construcción del modelo de cuenca con el software de modelado de sistemas petroleros PetroMod para la simulación de la generación, migración y acumulación de hidrocarburos. La siguiente explicación del modelado BPSM describe los aspectos del proceso general, además de algunos rasgos particulares del software PetroMod.

En general, un paso de preparación previo al modelado define el sistema petrolero a modelar. Formalmente, el nombre de un sistema petrolero está compuesto por el nombre de la roca genera-

dora activa, seguido de un guión y el nombre de la roca yacimiento que contiene los volúmenes más grandes de petróleo provenientes de la roca generadora. El nombre termina con un símbolo de puntuación entre paréntesis, que expresa el nivel de certidumbre—conocido, hipotético o especulativo—acerca de que una lentilla de roca generadora activa haya generado los hidrocarburos en una acumulación.¹² En un sistema petrolero conocido, la roca generadora activa exhibe un ajuste geoquímico claro con los hidrocarburos entrampados. Por ejemplo, en el sistema petrolero Shublik-Ivishak (!) del Talud Norte de Alaska, el análisis geoquímico ha determinado que la roca generadora de la Formación Shublik, es la fuente de hidrocarburos del yacimiento Triásico Ivishak. El signo (!) indica que se trata de un sistema petrolero conocido. En un sistema petrolero hipotético,

designado con el símbolo (.), la roca generadora ha sido caracterizada mediante el análisis geoquímico, pero aún no se ha efectuado ningún ajuste con una acumulación de hidrocarburos. En un sistema petrolero especulativo, designado con el signo (?), la correlación entre una roca generadora y el petróleo se postula meramente en base a la inferencia geológica.

El primer paso consiste en crear un modelo estructural del área de interés en escala de profundidad, el cual puede encerrar un solo sistema petrolero en una cuenca pequeña o múltiples sistemas petroleros en una o varias cuencas de una región (*arriba*). Los datos de entrada del modelo consisten habitualmente en topes de formaciones y espesores de capas y pueden ser importados de un programa independiente de construcción de modelos. Las fuentes de datos pueden prove-

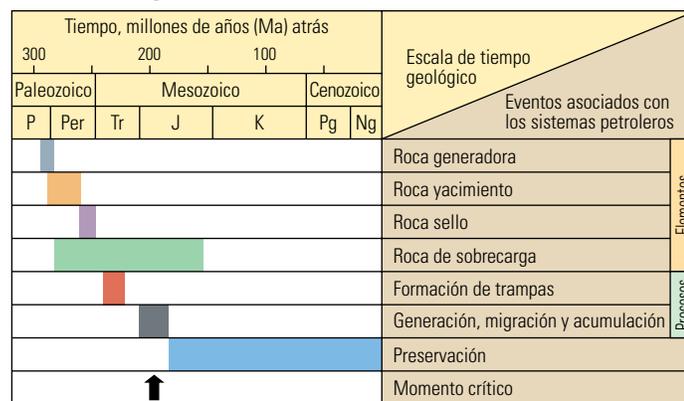
nir de levantamientos sísmicos, registros de pozos, estudios de afloramientos, datos de teledetección, sondeos electromagnéticos y levantamientos gravimétricos. Este modelo de la arquitectura actual representa el resultado final de todos los procesos que actúan sobre la cuenca a través del tiempo geológico.¹³

La persona responsable del desarrollo del modelo debe analizar luego el modelo geométrico vigente para describir la cronología de la deposición y las propiedades físicas de los materiales que conforman el relleno de la cuenca e identificar los procesos post-depositacionales; tarea que posibilitará la reconstrucción de la cuenca y sus capas y fluidos a lo largo de todo el tiempo geológico. Este análisis establece una historia de cuenca que se subdivide en una serie ininterrumpida de eventos estratigráficos de edad y duración especificadas. Estos eventos se sintetizan en una carta de eventos de los sistemas petroleros (**derecha**). Cada evento representa un período durante el cual se produjeron procesos de deposición, no deposición o erosión. Esta síntesis describe la cronología de los elementos geológicos que se encuentran en un sistema petrolero. Los episodios sin-depositacionales y post-depositacionales de formación de pliegues y fallas, la tectónica salina, las intrusiones ígneas, la alteración diagenética y actividad hidrotérmica (o hidrotermal) pueden ser incluidos para explicar el modelo. La determinación de la secuencia cronológica de la formación de trampas y de los procesos restantes—generación, migración y acumulación de hidrocarburos—es uno de los objetivos principales del modelado BPSM.

Un concepto importante relacionado con la secuencia cronológica de los procesos es el “momento crítico.” Se trata del tiempo de generación, migración y acumulación de la mayoría de los hidrocarburos en un sistema petrolero.¹⁴ El momento crítico tiene lugar en el rango de la relación de transformación (TR) comprendido entre el 50 y el 90%, el cual corresponde a la conversión relativa de la materia orgánica de la roca generadora en hidrocarburos. La selección del tiempo, dentro de este rango queda a criterio de la persona responsable del desarrollo del modelo.

La edad absoluta de cada capa del modelo de cuencas y sistemas petroleros es un parámetro importante para la determinación de la secuencia cronológica de los procesos que generan, desplazan y entrapan los hidrocarburos. La información relacionada con la edad puede obtenerse de los datos paleontológicos, la datación radiométrica, las dataciones por trazas de fisión y el rastreo de los mecanismos de inversión magnética.¹⁵

Carta de eventos genéricos



^ Carta de eventos que ilustra la secuencia cronológica de un sistema petrolero. Cada una de las barras horizontales en color representa el intervalo de tiempo de un evento. Para este sistema, todos los elementos y procesos esenciales están presentes y la secuencia cronológica es favorable; a la deposición de la roca generadora siguió la deposición de la roca yacimiento, la roca sello y la roca de sobrecarga. Además, la trampa se formó antes de la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos. Dado que el yacimiento fue rellenado antes de fines del Jurásico, sus hidrocarburos deben ser preservados durante más de 180 millones de años para que aún siga siendo un prospecto viable. El momento crítico (flecha negra) fue considerado aproximadamente a la mitad del período de generación, migración y acumulación de hidrocarburos.

En muchas cuencas, se han asignado rocas generadoras de petróleo conocidas a períodos geológicos globales en base a determinaciones geoquímicas y bioestratigráficas.¹⁶

La identificación de la litología y del ambiente depositacional de cada unidad estratigráfica es crucial. Por ejemplo, la clasificación del ambiente depositacional y, por consiguiente, de propiedades tales como la porosidad y la permeabilidad de los sedimentos de grano grueso, ayuda a identificar su potencial como rocas yacimiento o productoras que facilitan la migración del petróleo de la roca generadora al yacimiento. La caracterización del ambiente depositacional de la roca generadora ayuda a pronosticar el probable producto de petróleo generado a través de la maduración del kerógeno. Los sedimentos de grano fino depositados en cuencas marinas profundas, sobre plataformas continentales y en lagos anóxicos, contienen tipos de kerógeno diferentes, lo cual conduce a producciones de petróleo también diferentes.¹⁷

Las propiedades de las rocas generadoras son necesarias como datos de entrada del modelo para simular las reacciones que rigen la degradación de la materia orgánica para la producción de hidrocarburos. Estas propiedades esenciales son el carbono orgánico total (TOC), medido por la combustión de las muestras de rocas, y el índice de hidrógeno (HI) obtenido a través del proceso de pirólisis de las muestras de rocas para deter-

minar el potencial de generación de petróleo.¹⁸ También se requieren los parámetros cinéticos para la conversión térmica del kerógeno de la roca generadora en petróleo. Otra medida de la maduración del kerógeno es la reflectancia de la vitrinita; medición independiente que no es un dato de entrada al programa PetroMod y que constituye una forma de calibrar los datos de salida del modelo. La simulación de la historia de sepultamiento puede utilizarse para pronosticar el valor esperado de reflectancia de la vitrinita

12. Magoon y Dow, referencia 4.
13. Poelchau HS, Baker DR, Hantschel T, Horsfield B y Wygrala B: "Basin Simulation and the Design of the Conceptual Basin Model," en Welte DH, Horsfield B y Baker DR (ediciones): *Petroleum and Basin Evolution: Insights from Petroleum Geochemistry, Geology and Basin Modeling*. Berlín: Springer-Verlag (1997): 3–70.
14. Magoon y Dow, referencia 4.
15. Faure G y Mensing TM: *Isotopes: Principles and Applications, Tercera Edición*. Hoboken, Nueva Jersey, EUA: John Wiley & Sons, Inc., 2005.
- Tagami T y O'Sullivan PB: "Fundamentals of Fission-Track Thermochronology," *Reviews in Mineralogy and Geochemistry* 58, no. 1 (Enero de 2005): 19–47.
16. Peters KE, Walters CC y Moldowan JM: *The Biomarker Guide*. Cambridge, Inglaterra: Cambridge University Press, 2005.
17. Peters et al, referencia 16.
18. El término pirólisis se refiere a la descomposición térmica de los materiales orgánicos en ausencia de oxígeno. El proceso de pirólisis que se lleva a cabo en el laboratorio se produce típicamente a temperaturas superiores a aquéllas a las que se generan los hidrocarburos en la naturaleza. El índice de hidrógeno se expresa como mg de hidrocarburo/gramo de carbono orgánico total.

en cualquier profundidad o tiempo del modelo. El proceso de calibración implica el ajuste del modelo para que el valor simulado de reflectancia de la vitrinita se corresponda con el valor medido en las muestras, a profundidades variables dentro del pozo.

Existen muchas otras propiedades físicas que también deben especificarse para cada capa. La porosidad y la permeabilidad de las capas yacimiento y las capas productoras son importantes para los cálculos del flujo de fluido y las estimaciones volumétricas del yacimiento. La permeabilidad de las rocas generadoras afecta la eficiencia con que pueden ser expulsados los hidrocarburos generados. La capacidad calorífica y la conductividad térmica, inferidas usualmente a partir de la litología y la mineralogía, son necesarias para los cálculos térmicos con que se

modelan la maduración del kerógeno y la generación del petróleo. Además, los datos de densidad y compresibilidad son datos de entrada del modelo requeridos para modelar la compactación y el sepultamiento.

La historia de sepultamiento de los sedimentos de una cuenca provee información sobre la profundidad de sepultamiento y la preservación del material orgánico, los cuales a su vez se relacionan con las temperaturas y las presiones a las que estuvieron expuestos los sedimentos y las duraciones de la exposición. La temperatura es la variable principal en la conversión del kerógeno en petróleo, y la presión es importante para la migración de los fluidos. Los datos clave para la construcción de una historia de sepultamiento son la tasa de sedimentación, la compactación, el levantamiento, la erosión y el ambiente depositacional.

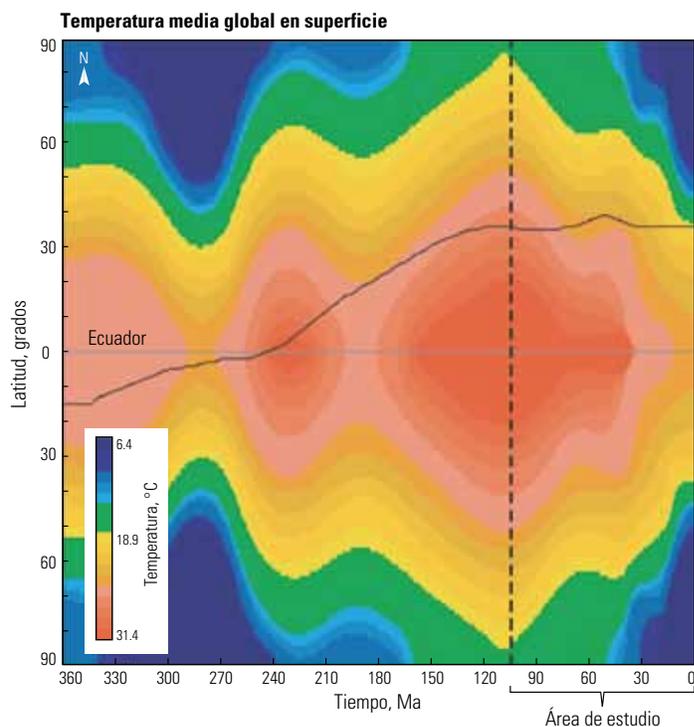
La historia térmica de una cuenca está relacionada con la historia de la corteza en la que se formó. El comportamiento cortical determina la subsidencia, el levantamiento y el flujo termal de la cuenca. El modelado del potencial petrolero de una cuenca requiere la reconstrucción de la temperatura a través del tiempo geológico y de toda la cuenca. Por consiguiente, además de las propiedades del modelo, se deben evaluar algunas condiciones pasadas específicas. Estas condiciones, a las que el software de modelado trata como condiciones de borde, incluyen la paleo-batimetría que determina la localización y el tipo de depositación. Otras condiciones de borde son las temperaturas de la interfaz agua-sedimento a lo largo del tiempo geológico que, junto con las estimaciones del paleo-flujo termal, se requieren para calcular la historia de la temperatura de la cuenca.

Avance rápido

Después de definidas las condiciones de borde y las edades y propiedades de todas las capas, la simulación puede efectuarse hacia adelante, comenzando con la sedimentación de la capa más antigua y avanzando hasta el momento actual. Los siguientes pasos sintetizan el flujo de trabajo del software de modelado PetroMod.¹⁹

Depositación—Las capas se forman en la superficie superior durante la sedimentación o son removidas durante la erosión. El espesor depositacional que puede haber sido mayor que el espesor actual, puede calcularse utilizando diversos métodos: la técnica de retro-evolución (*backstripping*) controlada por la porosidad que comienza con el espesor actual, la importación de datos de programas de restauración estructural, y la estimación a partir de la tasa de sedimentación y el ambiente depositacional.

El cálculo de la presión y la compactación—El cálculo de la presión trata a la deshidratación como un problema de flujo monofásico, generado por los cambios producidos en el peso de los estratos de sobrecarga debido a la sedimentación. Por otro lado, se pueden tener en cuenta los procesos internos de incremento de la presión tales como la generación de gas, la cementación del cuarzo y las conversiones de los minerales. La compactación causa cambios en muchas propiedades de las rocas, incluyendo la porosidad, y en menor medida, la densidad, los módulos elásticos, la conductividad y la capacidad térmica. Por consiguiente, los cálculos de la presión y la compactación deben efectuarse antes del análisis de flujo termal en cada incremento de tiempo.



^ Estimación de la temperatura de superficie media global a través del tiempo geológico. Las variaciones de esta carta pueden utilizarse para calcular la paleo-temperatura de la interfaz agua-sedimento para los sedimentos depositados en cualquier latitud y edad geológica. La línea negra sólida muestra la variación de la latitud con el tiempo para el área de estudio de la Cuenca de San Joaquín. La línea de guiones representa el comienzo de la depositación de los sedimentos estudiados. La porción de la línea negra sólida, situada a la derecha de la línea de guiones, rastrea la temperatura de la interfaz agua-sedimento durante el período de estudio. Mediante un cálculo efectuado con el software PetroMod, estas temperaturas se corrigen para la profundidad subsiguiente del agua. (Adaptado de Peters et al, referencia 20.)

Análisis del flujo termal—El objetivo del análisis del flujo termal es el cálculo de la temperatura; un requisito previo para la determinación de las velocidades de las reacciones geoquímicas. Se deben considerar la conducción y la convección del calor de los niveles inferiores, así como la generación de calor por las emisiones naturales de los minerales radioactivos. La incorporación de los efectos de las intrusiones ígneas requiere la inclusión de las transiciones de las fases térmicas en los sedimentos. También deben formularse las condiciones térmicas de borde con el influjo de calor en la base de los sedimentos. Estos valores basales de flujo termal a menudo se pronostican utilizando modelos corticales de programas de pre-procesamiento independientes o se calculan interactivamente de modelos corticales para cada evento geológico.

Un ejemplo del nivel de complejidad involucrado en el análisis de flujo termal es el de un estudio de los sistemas petroleros de la Cuenca de San Joaquín, en California, EUA.²⁰ El proceso comienza con la latitud actual de la cuenca. Una opción del software PetroMod recrea las localizaciones de la cuenca en términos de tectónica de placas, a través del tiempo, y calcula las temperaturas correspondientes de la interfaz agua-sedimento ([página anterior](#)). Estas temperaturas de superficie se corrigen luego por la profundidad del agua para proveer las temperaturas de la interfaz agua-sedimento del pasado. Estas temperaturas restringen los perfiles de paleo-flujo termal.

Los valores actuales de flujo termal fueron estimados utilizando datos de temperatura y conductividad térmica obtenidos en pozos y túneles acueductos de la Cuenca de San Joaquín. Las temperaturas—medidas para distintas profundidades—fueron utilizadas para determinar el gradiente geotérmico. El flujo termal contemporáneo se calculó multiplicando el gradiente geotérmico por la conductividad térmica. Se utilizó el mapa resultante del flujo termal de superficie como dato de entrada del software PetroMod, lo cual arrojó valores de maduración de la roca generadora que se ajustaron a las mediciones de maduración disponibles.

Generación de petróleo—La generación de petróleo a partir del kerógeno presente en las rocas generadoras, proceso que se denomina craqueo primario, y la subsiguiente transformación del petróleo en gas en las rocas generadoras o yacimiento, el craqueo secundario, pueden ser descritas a través de la cinética de una serie de reacciones paralelas. El número de componentes

químicos producidos en la mayoría de los modelos puede variar entre 2 (petróleo y gas) y 20. Los esquemas de craqueo pueden ser muy complejos cuando se toman en cuenta muchos componentes y el craqueo secundario. El software PetroMod utiliza una base de datos de la cinética de las reacciones para predecir las fases y las propiedades de los hidrocarburos provenientes de rocas generadoras de diversos tipos.²¹ Además, los modelos de adsorción describen la liberación de los hidrocarburos generados en el espacio poroso libre de la roca generadora.

Análisis de fluidos—Los hidrocarburos generados son mezclas de componentes químicos. Los modelos del flujo de fluidos abordan las fases de fluidos consistentes típicamente en líquido y vapor, y las fases supercríticas o subsaturadas. En el paso correspondiente al análisis de fluidos se examina la disolución de los componentes de hidrocarburos dependientes de la temperatura y la presión en las fases de fluidos para determinar las propiedades de los fluidos, tales como la densidad y la viscosidad, como datos de entrada para los cálculos del flujo de fluidos. Estas propiedades también son esenciales para el proceso subsiguiente de modelado de la migración y cálculo de los componentes volumétricos del yacimiento. Los fluidos pueden modelarse utilizando un modelo de petróleo negro de dos componentes o fases, o un modelo de componentes múltiples.

Cálculos del flujo de fluidos—Existen diversos enfoques para modelar la migración de los hidrocarburos generados desde la roca generadora hasta la trampa. El flujo darciano describe el flujo trifásico de componentes múltiples en base al concepto de permeabilidad relativa y presión capilar. Con este método, las velocidades de migración y las saturaciones de los fluidos se calculan en un paso. La descripción de la migración de los fluidos a través de las fallas requiere algoritmos especiales.

Un cálculo simplificado del flujo de fluidos se efectúa a través del análisis de trayectos de flujo. En las capas de alta permeabilidad, denominadas productoras, el flujo lateral del petróleo tiene lugar instantáneamente en las escalas de tiempo geológico. Es posible modelarlo con trayectos de flujo construidos geoméricamente para predecir las localizaciones y composiciones de las acumulaciones. Deben tenerse en cuenta el fenómeno de derrame entre las zonas de drenaje y la combinación de estas zonas. En un método híbrido, el análisis de trayectos de flujo en zonas de alta permeabilidad puede combinarse con el flujo

darciano que se desarrolla en las regiones de baja permeabilidad.

En forma alternativa, los mecanismos de migración y acumulación pueden modelarse con el software PetroMod, utilizando el método de percolación por invasión. Este cálculo supone que, en las escalas de tiempo geológico, el petróleo se desplaza en forma instantánea a través de la cuenca, impulsado por la flotabilidad y la presión capilar. Cualquier restricción cronológica se ignora y el volumen de petróleo se subdivide en cantidades finitas pequeñas. El método de percolación por invasión es conveniente para el modelado del flujo de fluidos a través las fallas. Este método resulta especialmente eficiente para el flujo monofásico, el cual consiste solamente de algunos componentes de hidrocarburos y para la introducción de la migración de resolución más alta.

Componentes volumétricos del yacimiento—La altura de una acumulación de petróleo está limitada por la presión capilar a la entrada del sello suprayacente y el punto de derrame situado en la base de la estructura. La pérdida de fluido en el punto de derrame y la fuga producida a través del sello suprayacente reducen el volumen entrampado. Otros procesos, tales como el craqueo secundario o la biodegradación, también pueden incidir en la calidad y cantidad del petróleo acumulado.

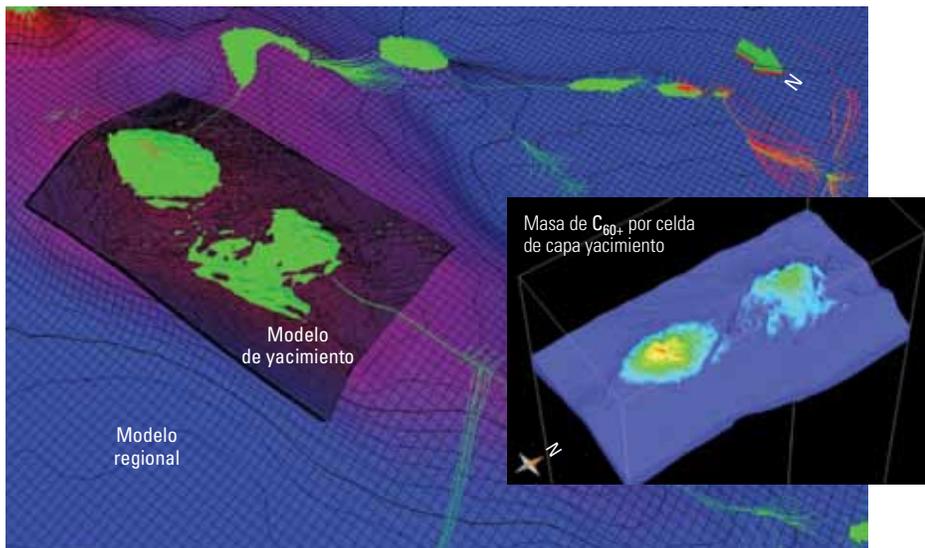
Parámetros de calibración—Es posible pronosticar la temperatura de la roca, los valores de reflectancia de la vitrinita y los porcentajes de concentración de los fósiles moleculares (biomarcadores) utilizando modelos sobre la base de las velocidades de las reacciones de tipo Arrhenius y ecuaciones de conversión simples.²² Estas predicciones sensibles a la temperatura pueden compararse con los datos medidos para calibrar los datos térmicos de carácter incierto, tales como los valores del paleo-flujo termal.

19. Hantschel T y Kauerauf A: *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Heidelberg, Alemania: Springer, 2009.

20. Peters KE, Magoon LB, Lampe C, Hosford-Scheirer A, Lillis PG y Gautier DL: "A Four-Dimensional Petroleum Systems Model for the San Joaquin Basin Province, California," en Hosford-Scheirer A (editor): *Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the San Joaquin Basin Province, California*. Artículo Profesional 1713 (2008) del Servicio Geológico de EUA: Capítulo 12.

21. "Phase Kinetics Wizard," <http://www.petromod.com/files/public/brochures/English/PhaseKineticsWizard.pdf> (Se accedió el 12 de junio de 2009).

22. La ecuación de Arrhenius es una fórmula simple que describe la dependencia de la velocidad de una reacción química con respecto a la temperatura.



^ Vinculación de modelos de diferentes escalas. Se construyó una porción del modelo regional 3D PetroMod de un sistema petrolero de Kuwait sobre una cuadrícula de baja resolución de 1,200 por 1,200 m [3,900 por 3,900 pies]. La profundidad existente hasta el yacimiento está codificada por colores y se incrementa desde el rojo hacia el azul. El intervalo de curvas de contorno es de 50 m [164 pies]. Las celdas de la cuadrícula de 100 por 100 m [330 por 330 pies] de un modelo de yacimiento Petrel fueron incluidas en el modelo PetroMod mediante refinamientos locales del cuadrículado. El color verde indica las acumulaciones de petróleo y el rojo indica la presencia de gas. Las líneas finas verdes y rojas representan los múltiples trayectos de migración recorridos por los fluidos en su camino hacia las trampas. El inserto muestra los resultados del modelado de la distribución actual de los componentes de petróleo pesado disuelto (C_{60+}) del yacimiento. La escala cromática (que no se muestra) está compuesta por megatonos y se extiende desde el 0 (azul) hasta 0.04 (rojo), pasando por el amarillo. La distribución actual de los componentes de petróleo pesado de cada yacimiento puede explicarse como una función de la historia de generación, expulsión y migración.

Riesgo—Los modelos numéricos, incluidos los modelos de cuencas y sistemas petroleros, proveen escenarios para situaciones que podrían ocurrir dadas diversas restricciones sobre los datos de entrada del modelo.²³ El impacto de los datos inciertos puede estudiarse efectuando múltiples carreras de simulación con parámetros variables del modelo. La asignación de parámetros variables y el impacto correspondiente sobre el modelo, pueden efectuarse con modelos estadísticos, tales como las simulaciones de Monte Carlo. Estas simulaciones no proporcionan una respuesta única sino una gama de resultados posibles con estimaciones de la incertidumbre. El incremento de la capacidad computacional, combinado con las simulaciones múltiples, permite que el usuario compare los efectos de los diversos escenarios e identifique cuáles son las variables que ejercen más control sobre los resultados computados. Los resultados finales son básicamente probabilidades de escenarios e intervalos de confiabilidad; por ejemplo, percentiles que limitan los volúmenes de petróleo en sitio.

Debido a la naturaleza altamente sensible de los resultados del modelado de sistemas petroleros, muchas compañías se abstienen de dar a

conocer las historias de éxito relacionadas con los procesos de modelado BPSM. Un ejemplo de Indonesia fue revelado porque el operador buscaba socios para las operaciones de perforación después que un estudio demostrara que una zona de aguas profundas, situada en el Delta del Mahakam y el Talud de Makassar frente a la costa de Kalimantan, tenía probabilidades de producir petróleo en contraposición a lo que se creía en ese momento; es decir, que las rocas generadoras eran potencialmente gasíferas y térmicamente post-maduras.²⁴ El modelo geoquímico-estratigráfico generalmente aceptado para el área restringía las rocas generadoras carbonosas, efectivas y potencialmente petrolíferas, a las áreas de plataforma situadas echado (buzamiento) arriba. Además se consideraba que las rocas de la plataforma externa, equivalentes en cuanto a edad, estaban sepultadas a demasiada profundidad como para preservar una buena calidad prospectiva.

Antes de la fecha límite para abandonar los bloques, Mobil llevó a cabo un estudio de 61 muestras de petróleo proporcionadas por los principales operadores del área. Utilizando los biomarcadores de las muestras de petróleo, la información estratigráfica secuencial reinterpretada

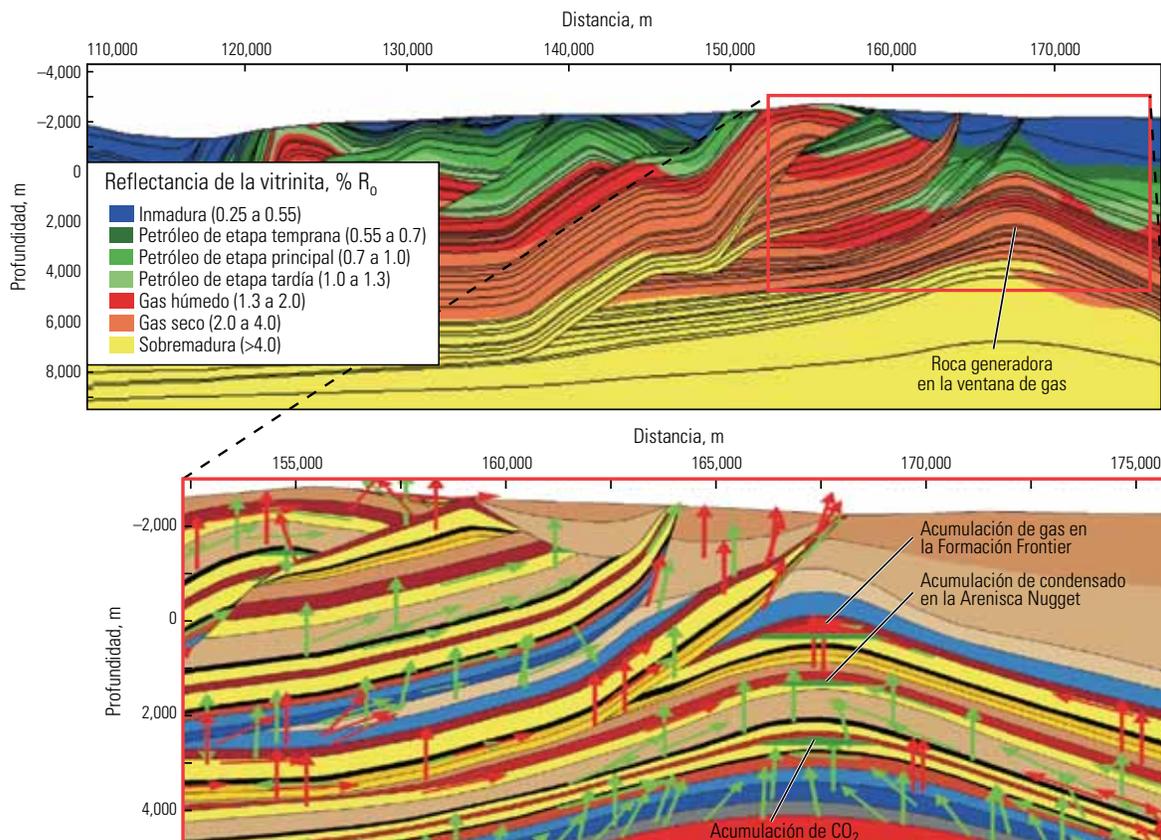
y los parámetros cinéticos, los geólogos de Mobil efectuaron el modelado BPSM, el cual pronosticó que la mayor parte de la roca generadora de edad Mioceno del área de interés se encontraría dentro de la ventana actual de petróleo y en estos momentos estaría generando hidrocarburos. El empleo del modelo condujo a importantes descubrimientos petroleros por parte de Mobil y Unocal en las aguas profundas de los Estrechos de Makassar, en donde algunos pozos produjeron 10,000 bbl/d [1,600 m³/d] de petróleo en áreas previamente consideradas no prospectivas. Además, el estudio modificó la forma en que la industria percibe a los sistemas petroleros deltaicos de aguas profundas de todo el mundo.²⁵

Históricamente, el modelado BPSM ha sido aplicado en los estudios a escala de cuenca para evaluar las incertidumbres asociadas con la carga de hidrocarburos, la migración y la formación de trampas. Hoy se aplica cada vez con más frecuencia para comprender las complejidades de los fluidos en los campos productivos. Los dos ejemplos siguientes demuestran cómo las simulaciones PetroMod ayudaron a explicar las distribuciones de los fluidos que plantean retos de producción.

Modelado de los sistemas petroleros para comprender los mecanismos de producción

El modelado tridimensional del flujo de fluidos puede proporcionar una ventaja competitiva en diferentes momentos de la vida productiva de un campo petrolero. El modelado de sistemas petroleros a escala de cuenca está diseñado para ser utilizado durante la etapa de exploración, y el modelado de yacimientos a escala de campo se lleva a cabo durante la producción. No obstante, hasta hace poco, las escalas ampliamente diferentes de los modelos de sistemas petroleros y yacimientos impidieron la implementación de avances en la vinculación de estos poderosos métodos. Trabajando con Kuwait Oil Company (KOC), Schlumberger utilizó refinamientos locales de las cuadrículas (retículas) (LGR) para combinar modelos a escala de cuenca y a escala de yacimiento. Si bien los refinamientos LGR están bien establecidos en los simuladores de yacimientos, ésta era la primera vez que se utilizaban en la simulación de la migración de fluidos 3D. Aplicada en un campo petrolero de Kuwait, la tecnología mejoró el conocimiento del origen y la distribución del petróleo pesado dentro del campo y ayudó a evaluar el impacto de estos depósitos de petróleo pesado sobre las estrategias de desarrollo.

Un modelo PetroMod a escala regional ayudó a cuantificar la localización y la secuencia crono-



^ Modelado de la madurez y la migración. Los productos de la maduración, provenientes de múltiples rocas generadoras de una compleja zona de corrimiento fueron modelados con el software PetroMod (*extremo superior*). Los cálculos de la migración, que abarcan una porción de la sección (*extremo inferior*), pronosticaron la acumulación de CO₂ en un yacimiento profundo de edad Paleozoico y la presencia de condensado en la Arenisca Nugget y gas en la Formación Frontier. Las flechas verdes y rojas representan los trayectos de flujo recorridos por la fase líquida y la fase vapor, respectivamente. Los resultados fueron ajustados a los datos de los fluidos publicados del campo. (Adaptado de Kemna et al, referencia 26.)

lógica de la expulsión del petróleo de la roca generadora, los volúmenes y la composición de los productos, y los trayectos de migración. Este ejercicio reveló que dos rocas generadoras post-salinas efectivas, las formaciones Cretácicas Makul y Kazhdumi, produjeron fluidos que migraron hacia la trampa a través de diferentes trayectos y en diferentes momentos, lo que se tradujo en una historia de relleno compleja.

El modelo PetroMod incorporó el cuadrículado (reticulado) de alta resolución de un modelo de yacimiento Petrel mediante la nueva opción de refinamientos locales del software PetroMod (página anterior). La combinación de los modelos ayudó a los ingenieros a investigar la influencia de los cambios de la relación presión-volumen-temperatura sobre los depósitos discontinuos de petróleo pesado a lo largo de toda la historia de la cuenca; incluidos múltiples episodios de carga y períodos de levantamiento y erosión que condujeron a la inclinación de las trampas y de los antiguos contactos agua-petróleo. Los resultados de la combinación de los modelos proporcionaron

a KOC hipótesis comprobables sobre los mecanismos de formación del petróleo pesado, lo cual debería resultar de utilidad para la predicción de la distribución de estas barreras de baja permeabilidad como datos de entrada para los modelos de simulación de yacimientos ECLIPSE para la producción de campos petroleros.

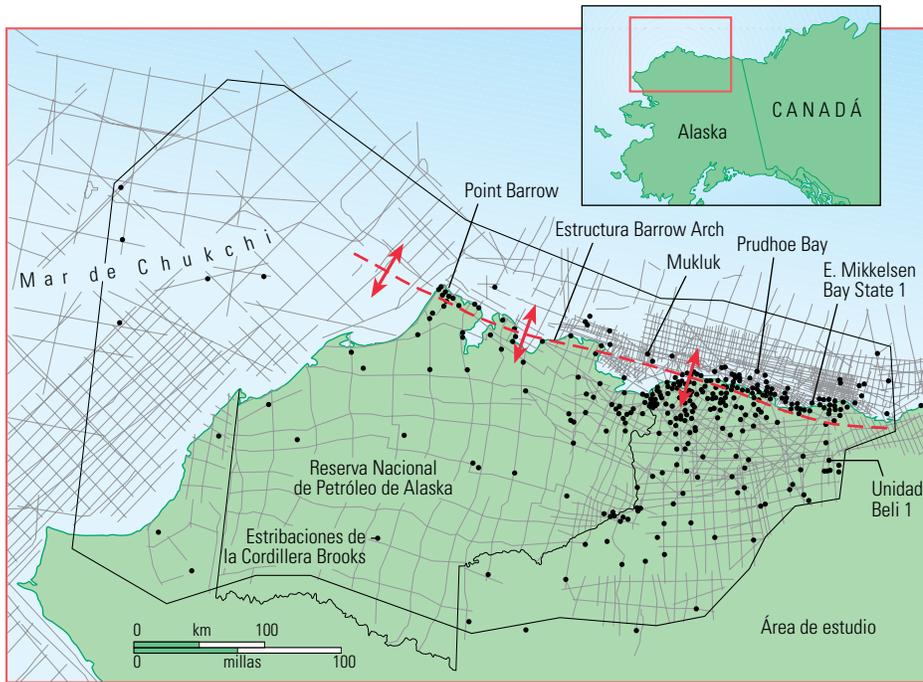
Modelado de la migración de gas en una faja corrida

Los ambientes compresionales tectónicamente complejos, plantean desafíos para el modelado BPSM. En el análisis de un sistema petrolero de este tipo de área—una faja corrida del oeste de Wyoming, en EUA—se utilizaron datos públicos y un software de restitución estructural para determinar la distribución del gas, el gas condensado y el CO₂ en los pozos del Campo La Barge.²⁶

Dos fases tectónicas superpuestas, la orogenia Sevier de edad Jurásico Tardío a Terciario Temprano y la orogenia Laramide de edad Cretácico Tardío a Neógeno Temprano, contribuyeron a la complejidad estructural de la geología

que se observa en nuestros días.²⁷ Los geólogos reconstruyeron la historia de 90 millones de años de la cuenca utilizando programas de otros proveedores e introdujeron el modelo resultante en el software PetroMod. La maduración de la roca generadora actual fue calibrada utilizando los datos de temperatura de los pozos de la Cuenca Wind River situada a gran distancia (arriba).

23. Peters KE: *Basin and Petroleum System Modeling, AAPG Getting Started Series No. 16*. Tulsa: AAPG/Datapages, 2009.
24. Peters K, Snedden JW, Sulaeman A, Sarg JF y Enrico RJ: "A New Geochemical-Sequence Stratigraphic Model for the Mahakam Delta and Makassar Slope, Kalimantan, Indonesia," *AAPG Bulletin* 84, no. 1 (Enero de 2000): 12–44.
25. Saller A, Lin R y Dunham J: "Leaves in Turbidite Sands: The Main Source of Oil and Gas in the Deep-Water Kutei Basin, Indonesia," *AAPG Bulletin* 90, no. 10 (Octubre de 2006): 1585–1608.
26. Kemna HA, Kornpohl K, Majewska-Bell M, Borracini F y Mahon K: "Structural Restoration and Petroleum Systems Modeling of the Wyoming-Utah Thrust Belt," presentado en la Convención Anual de la AAPG, San Antonio, Texas, 20 al 23 de abril de 2008.
27. El término orogenia se refiere a los períodos geológicos de formación de montañas.

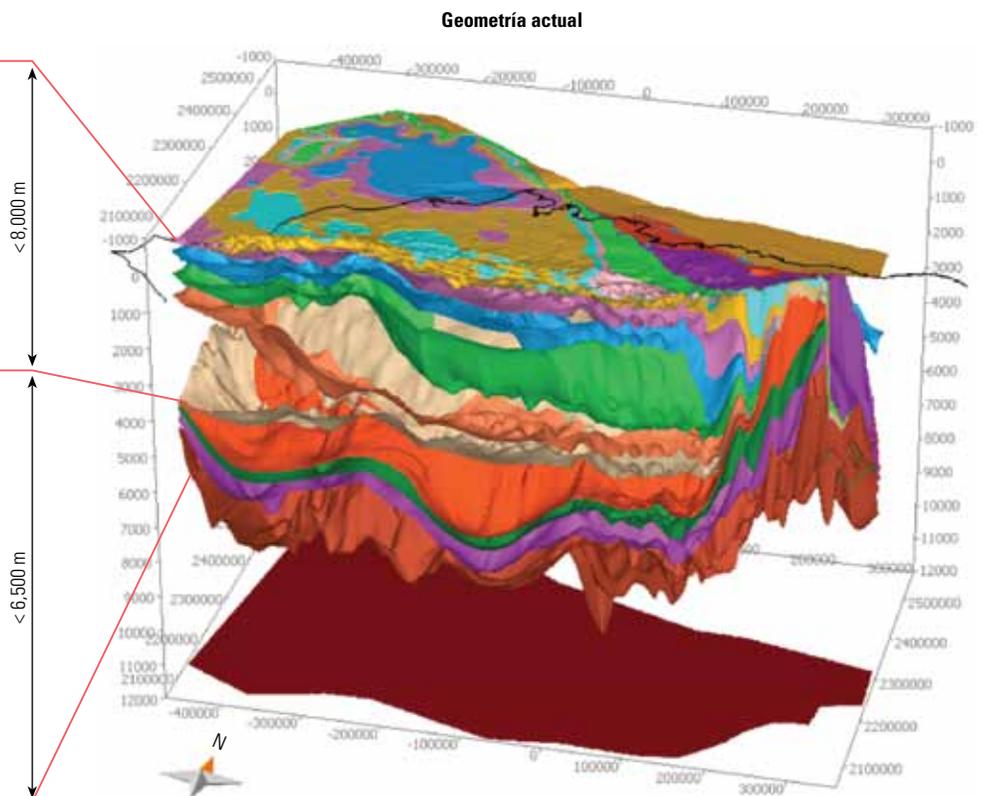
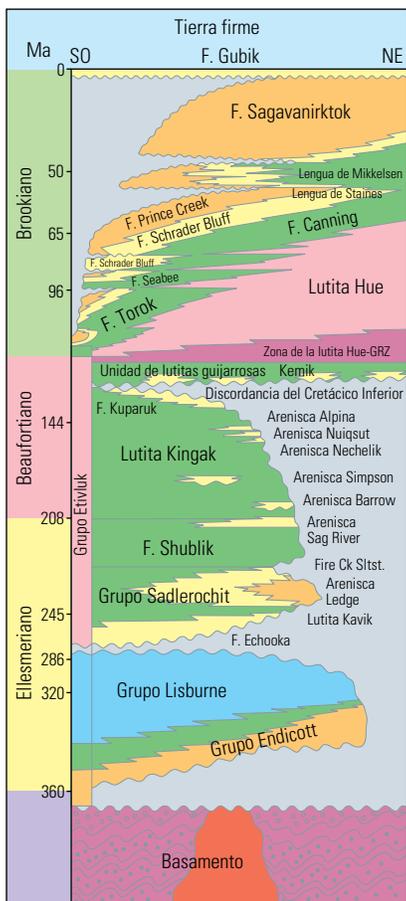


< Estudio BPSM regional del Talud Norte. El área de estudio cubrió la mayor parte de la Reserva Nacional de Petróleo de Alaska y la porción central del Talud Norte, y se extendió sobre la porción este del Mar de Chukchi. La línea roja de guiones indica la traza de la estructura Barrow Arch. Las flechas rojas señalan la dirección de la inclinación.

La migración del petróleo, simulada mediante una combinación de modelado de flujo darciano y trayecto de flujo, ayudó a rastrear el movimiento de los fluidos hasta las acumulaciones actuales. Las propiedades pronosticadas del petróleo, tales como la densidad medida en grados API y la relación gas-petróleo (GOR), se ajustan a los datos publicados acerca de los fluidos producidos en el Campo La Barge.

Sistemas petroleros del norte de Alaska

Además de mejorar la comprensión de las complejas distribuciones de fluidos, el modelado de cuencas y sistemas petroleros puede aplicarse tanto a las provincias de frontera como a las



^ Modelo estructural de Alaska. La estratigrafía (izquierda) cataloga las rocas generadoras (los carbones Kekiktuk del Grupo Endicott, Formación Shublik, Lutita Kingak, Lutita Hue, Hue-GRZ) y las rocas yacimiento (Kemik, Formación Kuparuk, Arenisca Sag River, Arenisca Ledge) de los sistemas petroleros del Talud Norte. La reconstrucción estratigráfica dio cuenta de más de 4,000 m [13,000 pies] de estratos de sobrecarga erosionados, lo cual afectó significativamente el sepultamiento y la maduración. El modelo estructural (derecha) contiene 44 capas y fue construido en base a datos de pozos y datos sísmicos. La línea negra, cerca del extremo superior del modelo, corresponde a la línea costera actual. La Discordancia del Cretácico Inferior (LCU) es un rasgo estructural importante que incidió significativamente en la migración y acumulación del petróleo.

- | | |
|--------------------------|------------------|
| No marino | Carbonatos |
| Plataforma marina | Metasedimentaria |
| Talud y cuenca marinas | Granito |
| Lutita marina condensada | Hiato o erosión |

áreas bien conocidas. Un ejemplo del Talud Norte reúne estos enfoques a través de la combinación del modelado BPSM a escala regional con el

modelado a escala de área prospectiva, para ayudar a los geocientíficos a comprender los sistemas petroleros existentes en una región que abarca

vastas áreas inexploradas y áreas que contienen volúmenes significativos de reservas conocidas.

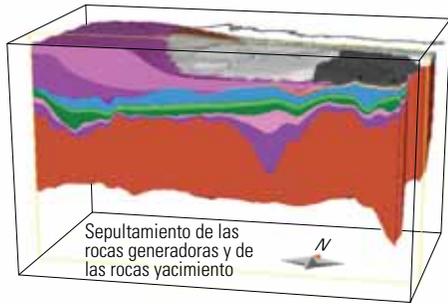
El estudio llevado a cabo por Schlumberger y el Servicio Geológico de EUA (USGS) contempló múltiples objetivos: utilizar datos geofísicos, geológicos y de registros, de carácter público, para desarrollar un modelo integral de unidades depositacionales y propiedades de las rocas; definir mejor la secuencia cronológica del relleno de las cuencas, la maduración de las rocas generadoras y la migración y acumulación del petróleo; y cuantificar los volúmenes, composiciones y fases de los hidrocarburos generados.

El área de estudio cubre 275,000 km² [106,000 mi²] e incluye datos de más de 400 pozos (página anterior, arriba). El modelo, construido a partir de registros y de datos sísmicos 2D, representaba una cuadrícula con una resolución de 1 por 1 km [0.6 por 0.6 mi]. En la porción occidental del área de estudio—situada en el Mar de Chukchi—los datos son relativamente escasos, mientras que la porción oriental está bien explorada y contiene diversos campos productivos entre los que se encuentra el Campo Prudhoe Bay; el más grande de América del Norte.

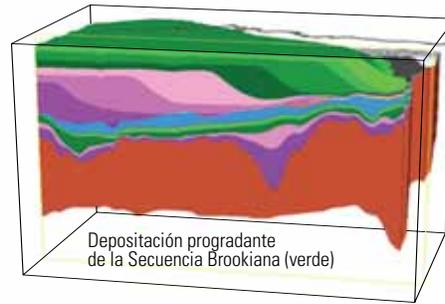
La geometría actual del subsuelo muestra una estratigrafía compleja (página anterior, abajo). Los hidrocarburos provenientes de cinco rocas generadoras se han acumulado en diversas formaciones prospectivas, creando múltiples sistemas petroleros. Importantes rocas generadoras yacen por debajo de un límite estratigráfico prominente: la Discordancia del Cretácico Inferior (LCU). El rastreo de la depositación de las rocas de sobrecarga, conocidas como las capas frontales Brookians, facilita la comprensión de la historia de sepultamiento y ayuda a determinar la maduración de la roca generadora. Las instantáneas de los modelos PetroMod, a través del tiempo geológico, muestran el sepultamiento de las rocas generadoras de edad Triásico, Jurásico y Cretácico y la progradación de las capas frontales Brookians, de sudoeste a noreste, y su erosión subsiguiente (izquierda, extremo superior). Este modelo dinámico proveyó la información estructural para el modelo PetroMod.

Para cada una de las rocas generadoras, los datos de entrada del modelo incluyeron mapas de espesor de las capas, el carbono orgánico total (TOC) original y el índice de hidrógeno (HI) original, y la producción esperada de hidrocarburos, basada en mediciones cinéticas obtenidas en muestras de rocas generadoras térmicamente inmaduras en diferentes localizaciones de pozos (izquierda, extremo inferior).

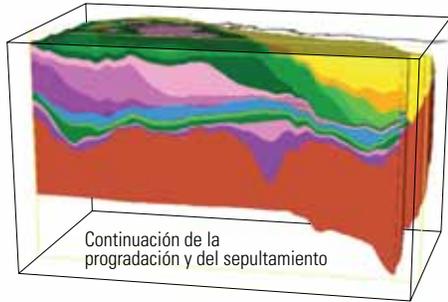
115 Ma



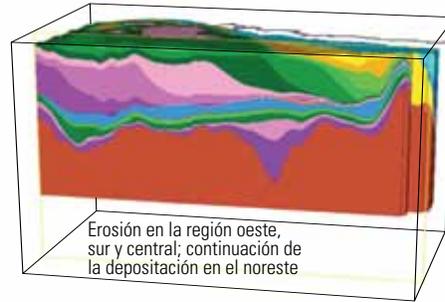
75 Ma



41 Ma

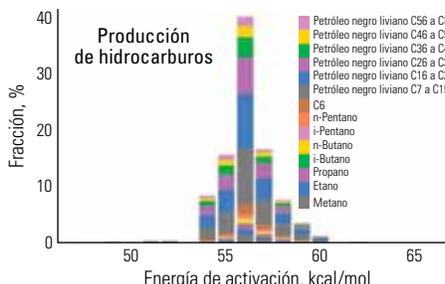
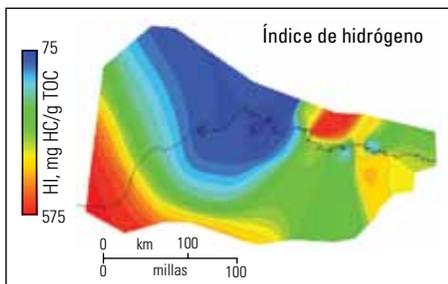
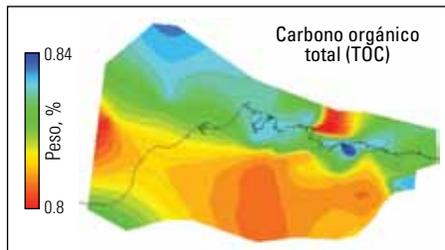
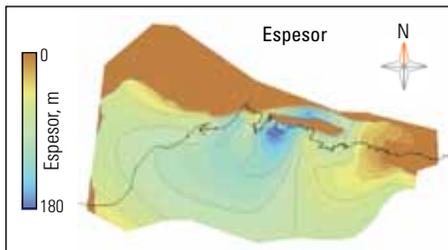


Momento actual



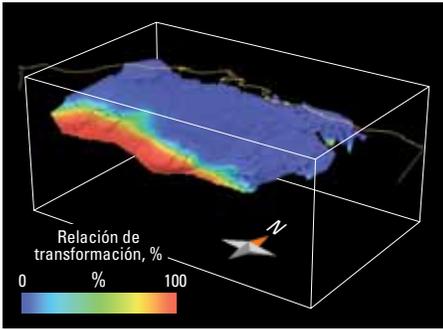
Modelos de cuencas a diferentes tiempos. El modelo directo comienza antes de 115 millones de años (Ma) atrás y continúa hasta el momento actual. Las instantáneas muestran la progradación, de sudoeste a noreste, de la Secuencia Brookiana que incidió significativamente en la secuencia cronológica de la generación y migración del petróleo desde las rocas generadoras infrayacentes. El área de estudio fue afectada subsiguientemente por múltiples eventos de levantamiento y erosión. Se muestran cuatro paneles de los 148 incrementos de tiempo modelados.

Formación Shublik

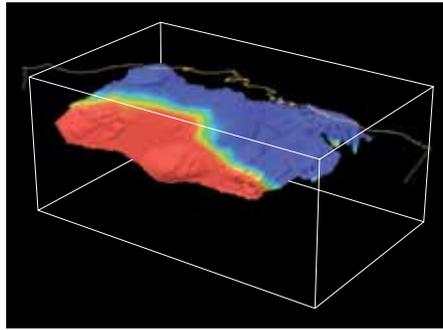


Propiedades de la roca generadora de la Formación Shublik. Los datos de entrada del modelo incluyeron el espesor de la roca generadora (extremo superior izquierdo), el carbono orgánico total (extremo superior derecho), el índice de hidrógeno (extremo inferior izquierdo) y la producción esperada de hidrocarburos sobre la base de los componentes cinéticos de las reacciones, medidos a partir de un equivalente inmaduro de la roca generadora en el Pozo Phoenix 1 (extremo inferior derecho). Para cada una de las rocas generadoras de petróleo se crearon datos de entrada del modelo similares.

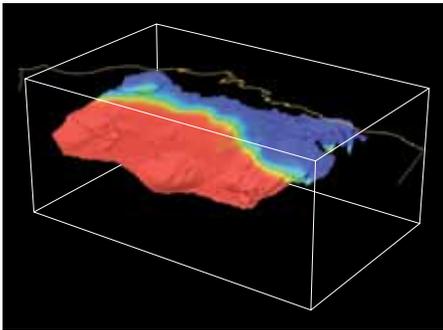
115 Ma



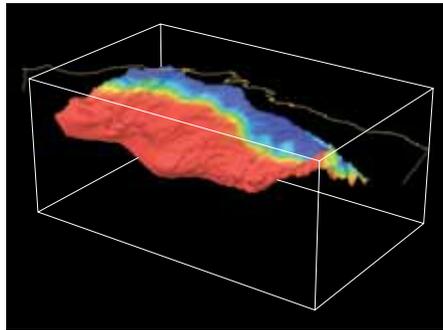
105 Ma



65 Ma



Momento actual



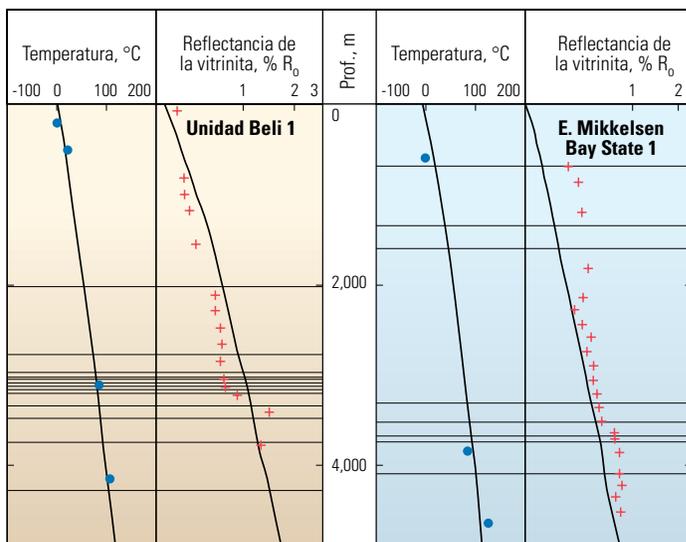
Instantáneas de la relación de transformación de la roca generadora de la Formación Shublik. El kerógeno de esta roca generadora experimenta un proceso creciente de transformación en petróleo a medida que la capa es sepultada. La relación de transformación está codificada por colores, desde el azul (0%) hasta el rojo (100%). Hace 65 millones de años, más de la mitad del kerógeno de la Formación Shublik mapeada había experimentado una transformación equivalente al 100%. La porción situada echado (buzamiento) arriba al norte, a través de la estructura Barrow Arch, permaneció inmadura. La gráfica de la época actual indica que la formación experimenta actualmente un proceso de transformación a medida que es sepultada al noreste.

Los resultados del modelado PetroMod incluyen mapas sísmicos de repetición (técnica de lapsos de tiempo) de la relación de transformación, o el porcentaje de kerógeno transformado en petróleo, para cada roca generadora (izquierda). En general, a medida que se incrementa la profundidad de sepultamiento, una mayor parte de la roca generadora atraviesa la ventana de generación del petróleo, permitiendo un proceso de maduración más completo de la materia orgánica. La mayor parte del kerógeno de la Formación Shublik, fuera de la estructura Barrow Arch, ya ha experimentado un 100% de transformación en petróleo.

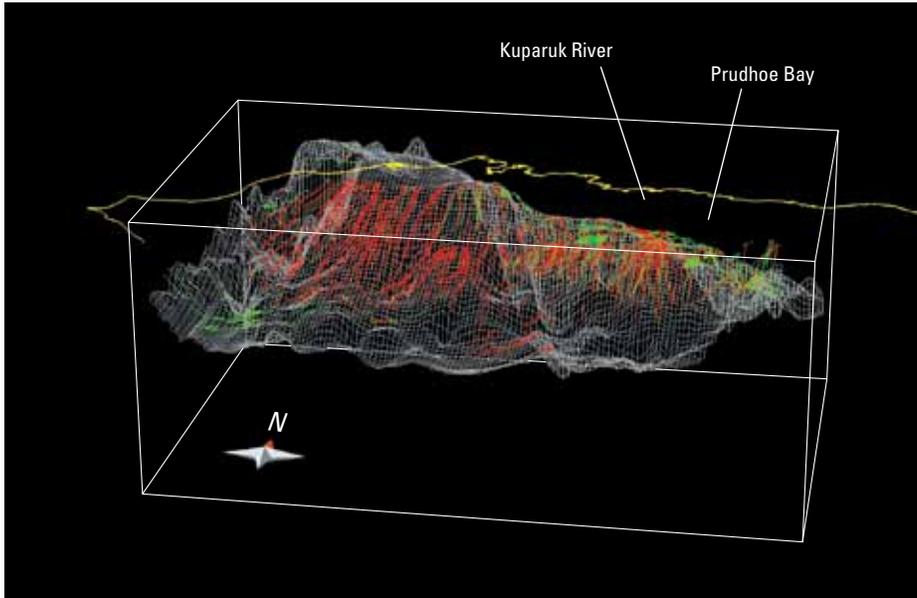
Los resultados del modelado BPSM pueden calibrarse comparando la información independiente sobre la historia de cuencas con la maduración del kerógeno. Dos parámetros de calibración clave son la temperatura y la reflectancia de la vitrinita, medidos en los pozos y obtenidos en muestras de pozos respectivamente (izquierda, extremo inferior).

Incorporando la presión de sepultamiento, los cálculos de flujo termal, los componentes cinéticos de la maduración térmica y las simulaciones de flujo multifásico, el software PetroMod permitió modelar la expulsión de los hidrocarburos en fase líquida y vapor de las numerosas rocas generadoras, y la migración de estos fluidos hacia las estructuras de entrapamiento. El seguimiento del trayecto de la migración de fluidos hasta el momento actual indica la existencia de áreas de acumulación de hidrocarburos (próxima página, arriba).

Los resultados del proceso de simulación indican que la carga de hidrocarburos se produce rápidamente; de manera instantánea en una escala de tiempo geológico. Si las trampas no se forman tan pronto como los hidrocarburos están listos para desplazarse o antes, existe un alto grado de riesgo de que los fluidos no sean entrapados. Las cartas de eventos, correspondientes a dos áreas diferentes que suprayacen la roca generadora Shublik, muestran cómo la secuencia cronológica relativa entre la formación de las trampas y la maduración de la roca generadora puede incidir en el riesgo (próxima página, abajo). En el Campo Prudhoe Bay y en otras partes de la estructura Barrow Arch, la formación de las trampas precedió a las fases de generación, migración y acumulación en varios millones de años, lo cual se tradujo en importantes acumulaciones de



Calibración de los resultados del modelado. La información independiente, tal como la temperatura del subsuelo y la reflectancia de la vitrinita, ayuda a controlar la calidad del modelado BPSM. Los datos de dos pozos muestran un buen ajuste con los cálculos del modelo. La vitrinita reciclada probablemente da cuenta de los valores elevados de la reflectancia en las rocas de menos de 2,000 m de profundidad en el Pozo E. Mikkelsen Bay State 1.



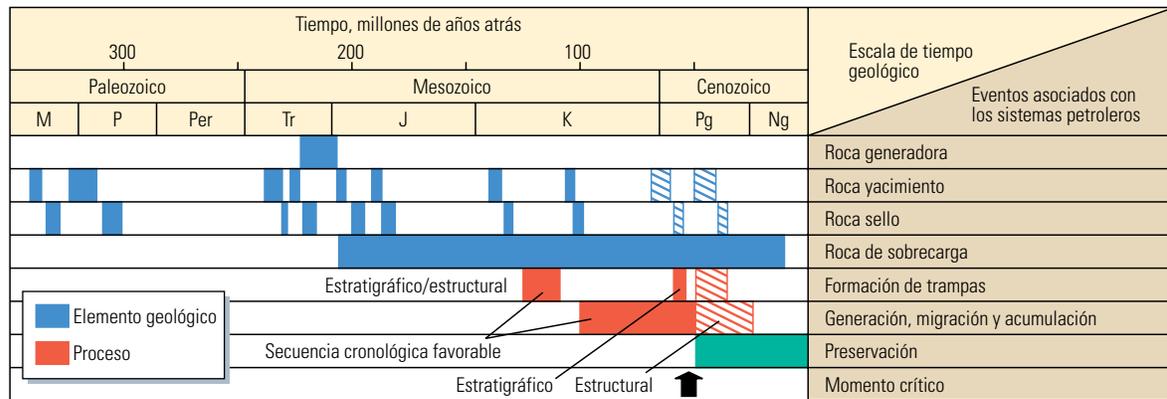
^ Acumulaciones modeladas del Talud Norte. El software PetroMod calcula los trayectos a lo largo de los cuales migraron los hidrocarburos en fase líquida (verde) y en fase vapor (rojo), desde las áreas en que fueron generados hasta las localizaciones donde se acumularon.

petróleo.²⁸ No obstante, la carta de eventos en un pozo ubicado en las estribaciones de la Cordillera Brooks muestra que la localización posee riesgos significativos de secuencia cronológica para las trampas estratigráficas que se formaron aproximadamente en el mismo momento que la generación y la migración de fluidos de la Formación Shublik. Además, el riesgo es elevado para las trampas estructurales porque sólo pueden ser rellenadas a través de la remigración del petróleo desde trampas estratigráficas más antiguas.

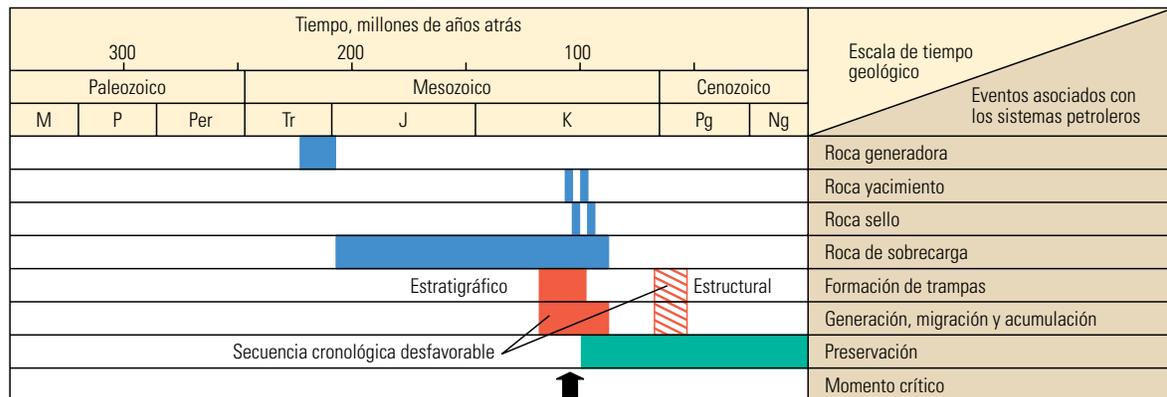
Las diversas rocas generadoras del Talud Norte maduraron y expulsaron petróleo en diferentes momentos y lugares, cargando los yacimientos con una mezcla de petróleos crudos. El análisis de los biomarcadores y de las relaciones de los isótopos estables del carbono para los petróleos recuperados en los pozos de la estructura Barrow Arch,

28. Bird KJ: "Ellesmerian(!) Petroleum System, North Slope, Alaska, U.S.A.," en Magoon LB y Dow WG (ediciones): *The Petroleum System—From Source to Trap*, AAPG Memoir 60. Tulsa: AAPG (1994): 339–358.

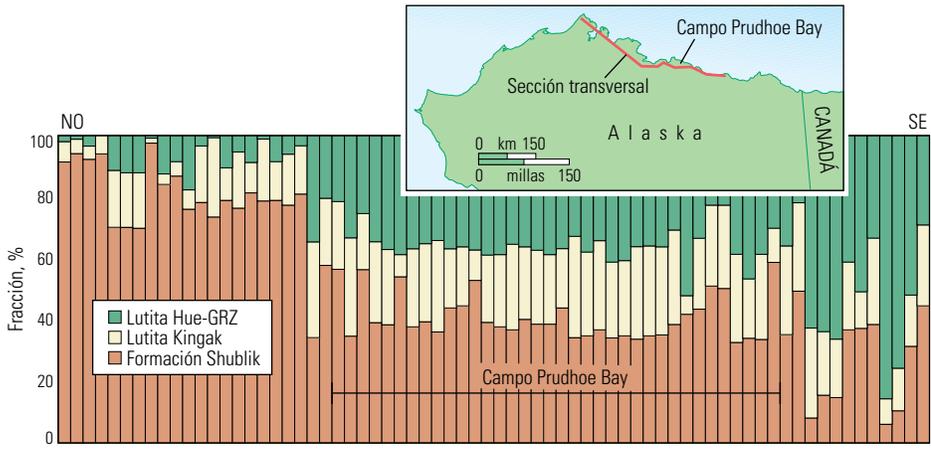
Prudhoe Bay



Estribaciones de la Cordillera Brooks



^ Comparación de cartas de eventos. La cronología de los eventos relacionados con el Campo Prudhoe Bay (*extremo superior*) indica una secuencia cronológica favorable para la acumulación de los hidrocarburos generados en la roca generadora de la Formación Shublik. Para el momento de la migración de los hidrocarburos, a mediados del Cretácico (K), ya se habían formado muchas trampas que estaban disponibles para acumular fluidos. Al sur, en las estribaciones de la Cordillera Brooks (*extremo inferior*), la cronología de los eventos no fue tan favorable. Si bien las trampas probablemente se formaron demasiado tarde para contener el petróleo y el gas generados en el Cretácico, su formación podría haber acaecido a tiempo para retener los fluidos volviendo a migrar o desplazados desde otras áreas (sombreado).



▲ **Petróleos crudos mixtos.** El análisis geoquímico de 70 petróleos provenientes de pozos ubicados en la estructura Barrow Arch muestra la variación de las contribuciones de las rocas generadoras. Estos datos son consistentes con la cronología de la generación, la migración y la acumulación modeladas con el software PetroMod. Las tres rocas generadoras más prolíficas maduraron y expulsaron petróleo en diferentes momentos y lugares, cargando los yacimientos con una mezcla de petróleos crudos. (Adaptado de Peters et al, referencia 29.)

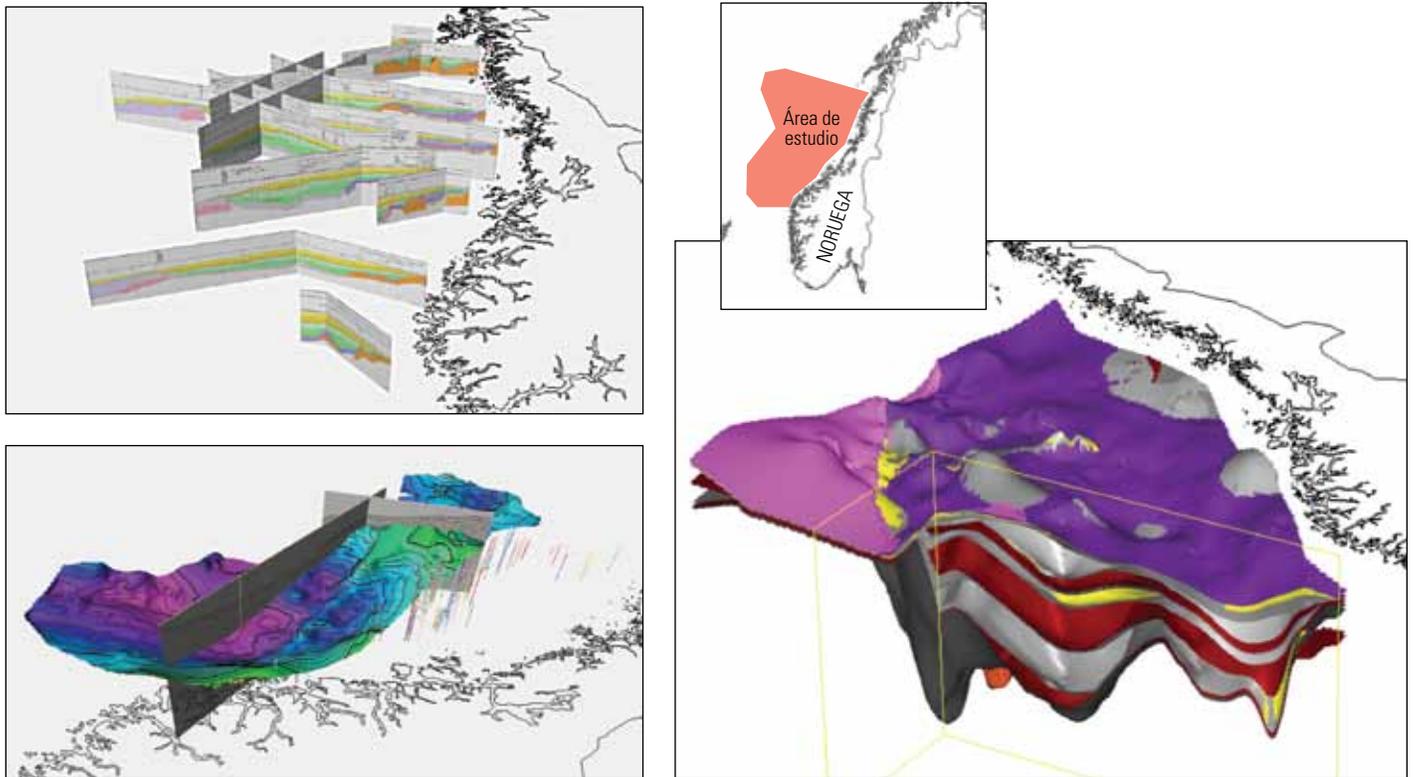
muestra una variación geográfica de las rocas generadoras que sirvieron de aporte (arriba).²⁹ Los yacimientos del oeste producen petróleo generado predominantemente en la zona de

lutita Hue-Gamma Ray (Hue-GRZ). El Campo Prudhoe Bay es intermedio en cuanto a posición y produce petróleo que se encuentra mezclado en forma más uniforme, conteniendo petróleo de la

Formación Shublik y Hue-GRZ, con menos aportes de la Lutita Kingak. Estos resultados son consistentes con los múltiples episodios de carga representados en el modelo PetroMod 3D, en el que las rocas generadoras Shublik y Kingak comenzaron a generar y expulsar petróleo durante el Cretácico, y la zona Hue-GRZ aportó petróleo más adelante; y en el presente sigue haciéndolo.

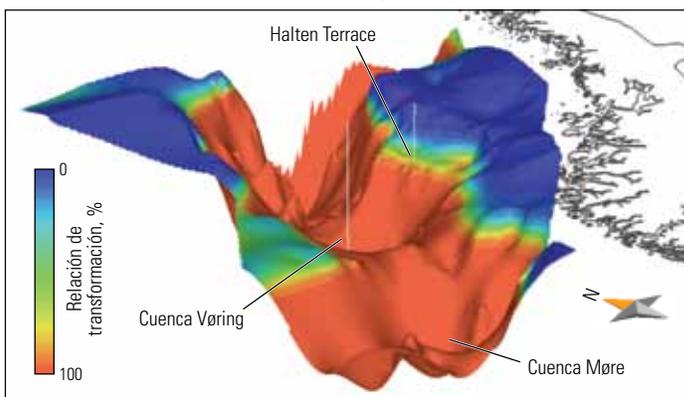
Modelado de las acumulaciones noruegas

Los geocientíficos a cargo de la construcción de modelos efectuaron un estudio similar de los sistemas petroleros del margen del Atlántico correspondiente al sector noruego. La Formación Spekk de edad Jurásico Superior, una lutita marina, demostró ser una roca generadora regionalmente efectiva que cargó con petróleo y gas los yacimientos de arenisca de edad Jurásico; los campos productivos del área Halten Terrace. No obstante, las áreas vecinas permanecen inexploradas, como el caso de las regiones y las áreas prospectivas de aguas profundas cercanas a los campos existentes. Para su evaluación será importante la minimización de la incertidumbre asociada con la comprensión de la secuencia cro-



▲ **Estudio BPSM regional del margen del Atlántico correspondiente al sector noruego.** Utilizando datos sísmicos 2D y registros de aproximadamente 200 pozos (*extremo inferior izquierdo*), se construyó un modelo a escala regional que cubre un área extensa en la región marina de Noruega (*extremo superior derecho*). La profundidad hasta el horizonte Cretácico superior está codificada por colores desde el nivel somero (verde) hasta el nivel profundo (púrpura). En la porción norte del modelo se intersectan dos líneas sísmicas 2D. Los pozos son representados como líneas verticales. Las secciones transversales interpretadas (*extremo superior izquierdo*) fueron tomadas de la literatura. El modelo Petrel resultante (*extremo inferior derecho*), que contiene 24 capas, fue completado con información de facies para el software de modelado de sistemas petroleros PetroMod.

Relación de transformación en la Formación Spekk



^ Transformación de la materia orgánica en petróleo, en la Formación Spekk. El modelado PetroMod de las condiciones actuales indica que en los márgenes este y oeste de las cuencas profundas del área marina de Noruega existe roca generadora inmadura somera (azul). Dentro de las cuencas, la transformación de las rocas generadoras ha alcanzado un grado de sobre-maduración; 100% de su kerógeno se ha convertido en petróleo y gas.

nológica y las ubicaciones de la generación, expulsión, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos. El modelado de cuencas y sistemas petroleros puede proporcionar más conocimientos y un análisis de riesgos de la cronología de los elementos y procesos geológicos que tienen lugar en esta región.

El modelo inicial a escala regional cubre un área de 700 por 400 km [435 por 250 mi]. Construido con el software Petrel, sobre una cuadrícula de 3 por 3 km [2 por 2 mi], el modelo incorpora información de 188 líneas sísmicas bidimensionales y 198 pozos, habiendo sido mejorado con los datos provistos por la Dirección Noruega del Petróleo y las secciones transversales interpretadas y publicadas (página anterior, abajo).³⁰

Los mapas de profundidad de cada formación se cargaron en el software PetroMod como datos estratigráficos de entrada para el modelado de los sistemas petroleros a escala regional. Los

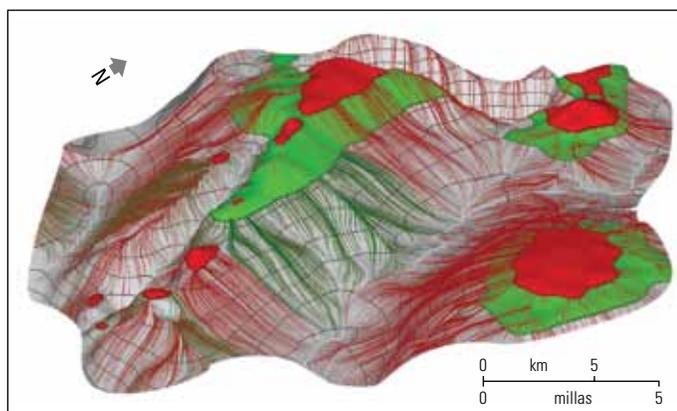
datos de entrada fueron completados con información sobre la litología y la edad geológica y el potencial de rocas generadoras. Utilizando condiciones de borde, el software PetroMod simuló los efectos del sepultamiento regional, tales como los cambios producidos en la presión, la porosidad y la permeabilidad, como resultado de la compactación, la historia térmica, y la generación, migración y acumulación de hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico.

El modelado indica que la generación de petróleo en las porciones más profundas de la roca generadora de la Formación Spekk se produjo durante el Cretácico Temprano, entre 140 y 110 millones de años atrás. Estas rocas generadoras más profundas experimentaron un proceso completo de transformación del kerógeno en petróleo (izquierda).

En el área Halten Terrace, sobre el flanco este de las cuencas, el proceso de transformación no se ha completado y aún está en marcha. Hasta la fecha, la generación de petróleo de la Formación Spekk ha sido escasa. Por otro lado, la roca generadora Åre presente localmente—una formación clástica carbonatada más profunda y discontinua del Jurásico Temprano—comenzó a generar hidrocarburos durante el Eoceno, hace unos 40 millones de años, por lo que se esperaba que la Formación Åre fuera la fuente principal de carga de hidrocarburos para los yacimientos productivos situados en los flancos de las cuencas.

Después de modelar la generación de hidrocarburos de las formaciones Spekk y Åre, la migración y las acumulaciones de petróleo y gas expulsadas se modelaron con el software PetroMod (abajo). De acuerdo con los mapas, las acumulaciones simuladas de hidrocarburos se corresponden con los campos productivos conocidos del área en cuanto a alcance y composición, lo cual aumenta la confiabilidad de la aplicación de los resultados para la investigación de áreas prospectivas nuevas.

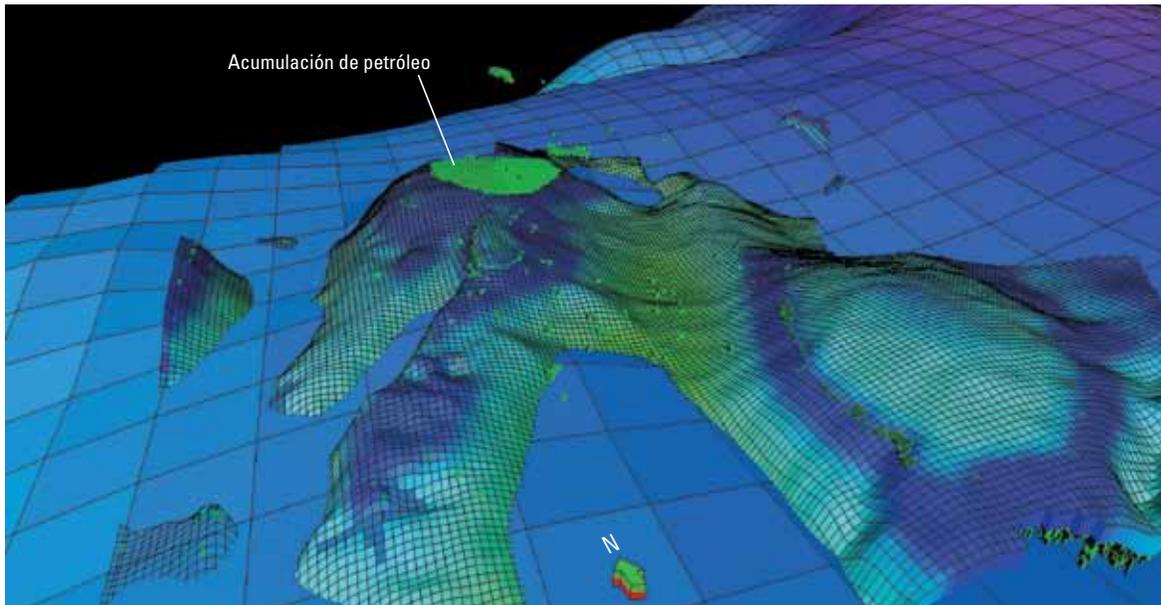
Acumulaciones modeladas



^ Acumulaciones de petróleo y gas modeladas. De acuerdo con el modelado BPSM, el petróleo (verde) y el gas (rojo) han migrado desde múltiples rocas generadoras, acumulándose en los yacimientos del área marina de Noruega. Muchas de estas acumulaciones modeladas corresponden a yacimientos conocidos. Las líneas blancas son los límites del área de drenaje. La visualización de las acumulaciones y los límites del área de drenaje ayuda a los intérpretes a conocer el potencial para la fuga y el derrame de los fluidos.

29. Peters KE, Ramos LS, Zumberge JE, Valin ZC y Bird KJ: "De-Convoluting Mixed Crude Oil in Prudhoe Bay Field, North Slope, Alaska," *Organic Geochemistry* 39, no. 6 (Junio de 2008): 623–645.

30. Brekke H, Dahlgren S, Nyland B y Magnus C: "The Prospectivity of the Vøring and the Møre Basins on the Norwegian Sea Continental Margin," en Fleet AJ y Boldy SAR (ediciones): *Petroleum Geology of Northwestern Europe: Proceedings of the 5th Conference (Geología petrolera del noroeste de Europa: Transcripciones de la 5a Conferencia)*. Londres: Sociedad Geológica (1999): 261–274.



^ Acumulaciones a escala de campo. Dos superficies (cuadrícula grande y cuadrícula pequeña), tomadas del modelo PetroMod, demuestran las capacidades del refinamiento local del cuadrículado. Las acumulaciones de petróleo (cubos verdes) modeladas inicialmente en la cuadrícula grande (3,000 por 3,000 m) pueden ser examinadas con más detalle si se exhiben en la cuadrícula pequeña (200 por 200 m).

Para examinar las posibles áreas prospectivas satélites que se encuentran alrededor de los campos existentes, los neocientíficos a cargo de la construcción de modelos construyeron un modelo local refinado con un tamaño de celda cuadrada de 200 m [656 pies], a través del área de los campos, utilizando datos sísmicos 3D para obtener la geometría detallada y continua de los horizontes. El proceso de inversión de los datos sísmicos calibrado con registros, para la determinación de las litofacies, arrojó estimaciones mejoradas de la porosidad y la permeabilidad en el área de los campos. La geometría de alta resolución fue poblada con las propiedades obtenidas sísmicamente mediante la tecnología de refinamiento de las facies sísmicas PetroMod recientemente desarrollada. Estos parámetros petrofísicos actualizados mejoraron el modelo refinado localmente, lo cual condujo a una simulación más precisa de la migración de hidrocarburos desde la fuente hasta el yacimiento. Las simulaciones efectuadas con el modelo local fueron combinadas con el modelo regional mediante refinamientos locales del cuadrículado. El resultado fue una distribución 3D de mucho mayor resolución de los hidrocarburos y

una mejor comprensión de los procesos tales como los de fuga y derrame (arriba).

Por otro lado, el modelado de la proveniencia, composición y propiedades de los fluidos proporcionó una respuesta definitiva sobre el origen de los hidrocarburos producidos en los campos del área de Halten Terrace. La composición local de los hidrocarburos acumulados modelados, indica un mayor grado de contribución de la Formación Spekk que el esperado en base a su nivel local de transformación y el espesor limitado (próxima página). Aproximadamente un 60% de los hidrocarburos se originan más allá del área local. Con el simple modelado del volumen que rodea el bloque prospectivo se habría simulado incorrectamente el volumen y la composición de las acumulaciones. La incorporación de información a escala regional y a escala de campo, posibilita un mejor conocimiento de los sistemas petroleros y su impacto sobre los fluidos del yacimiento.

La composición de los fluidos es un factor esencial a considerar en la investigación de los campos satélites. Éste y otros resultados de la simulación PetroMod pueden importarse en el software Petrel utilizando la aplicación PetroMod-Petrel Data

Exchange Plug-in, lo cual permite la integración y visualización de todos los datos de yacimientos disponibles. Respecto de los campos productivos de Halten Terrace, esto facilitará las investigaciones relacionadas con la posibilidad de efectuar conexiones con la infraestructura de campos existentes.

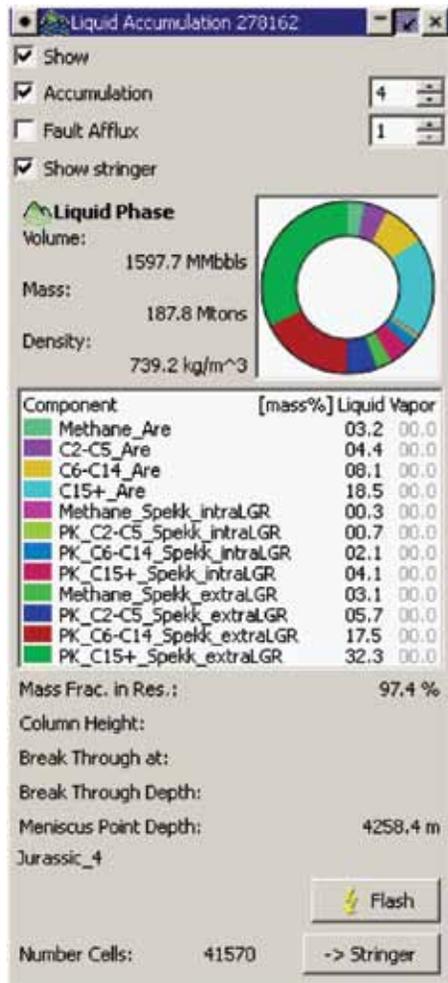
Más modelado

El modelado de cuencas y sistemas petroleros puede hacer algo más que indicar la existencia de acumulaciones de hidrocarburos. Con el objetivo de mejorar los resultados del proceso de generación de imágenes sísmicas, los geocientíficos de BP utilizaron el software PetroMod para modelar los esfuerzos efectivos que se ejercen sobre las formaciones subsalinas de la porción central del Golfo de México.³¹ Los esfuerzos efectivos obtenidos con el modelado fueron convertidos en velocidades sísmicas que se utilizaron para remigrar los datos sísmicos 3D. La aplicación del modelo mejorado de velocidad mejoró la ilumina-

31. Petnecky RS, Albertin ML y Burke N: "Improving Sub-Salt Imaging Using 3D Basin Model-Derived Velocities," *Marine and Petroleum Geology* 26, no. 4 (Abril de 2009): 457-463.

ción del volumen subsalino y proporcionó un modelo actualizado de las capas prospectivas y de la roca generadora infrayacente. Los nuevos resultados del proceso de generación de imágenes poseen además implicaciones importantes para el conocimiento del sistema petrolero, la revisión de la profundidad interpretada, y por consiguiente la maduración de la roca generadora, y el incremento de la extensión areal de la roca generadora madura. Al ser perforada, el área prospectiva resultó ser un gran descubrimiento que ahora se encuentra en la etapa de evaluación.

Los geocientíficos están trabajando en los avances del sistema PetroMod con el fin de mejorar su capacidad para proveer un proceso mejorado



de modelado BPSM. Por ejemplo, ahora los datos sísmicos se interpretan para determinar los límites de capas que se utilizan para construir un modelo geométrico. No obstante, con las restricciones adecuadas, es posible invertir los datos sísmicos para proporcionar las propiedades de la litología y de los fluidos que pueden ser incorporadas directamente en las cuadrículas de propiedades del sistema PetroMod.

Además, se está forjando otro vínculo importante entre el software PetroMod y el software VISAGE para el modelado de los componentes geomecánicos de los yacimientos. Dicha combinación permitirá la predicción de los campos de esfuerzos y la presión de poro a través del tiempo geológico, ayudando a las compañías a evaluar el riesgo de fallas en los sellos que producen pérdidas en las trampas. La inclusión de las capacidades geomecánicas del paquete VISAGE con el software PetroMod posee, además, el potencial para mejorar las actividades de planeación de pozos y perforación direccional.

Por otro lado, los científicos de Schlumberger están desarrollando métodos para modelar otros tipos de sistemas petroleros, tales como los relacionados con el metano contenido en capas de carbón, el gas de lutita y los hidratos de metano.

< Propiedades de una acumulación de líquido modelada. El software PetroMod provee como salida las propiedades de los fluidos en las condiciones especificadas. Este ejemplo muestra el volumen, la masa, la densidad, la composición y la fase en condiciones de yacimiento. Las propiedades con otras condiciones de PVT, tales como las existentes en la superficie, pueden ser modeladas con la calculadora de destello (*extremo inferior derecho*). El anillo de colores (*extremo superior derecho*) es una representación gráfica de la composición que se indica en la tabla (*centro*). Cuando hay presentes fases de vapor (no en esta acumulación), su composición se muestra en el centro del anillo. La tabla cuantifica la composición en términos de metano, C₂ a C₅, C₆ a C₁₄, y C₁₅₊. Esta acumulación posee contribuciones de tres rocas generadoras: la Formación Áre, la Formación Spekk dentro de la cuadrícula refinada localmente (intraLGR) y fuera de la cuadrícula refinada localmente (extraLGR). Al menos el 60% de la acumulación provino de la Formación Spekk, fuera del refinamiento LGR (Spekk_extraLGR).

La capacidad para modelar dichas acumulaciones mejorará las evaluaciones locales y globales de estos recursos.

Los estudios regionales, extensos como los presentados en este artículo, requieren datos de entrada—por ejemplo, levantamientos sísmicos 3D de gran escala—que pueden resultar demasiado costosos para que las compañías independientes soliciten su ejecución. La inclusión de datos de levantamientos sísmicos y electromagnéticos de múltiples clientes, permitirá que las compañías interesadas en estos proyectos BPSM de gran escala puedan predecir y validar las estructuras prospectivas antes de que comiencen las rondas de licitaciones.

Hoy, la tecnología del modelado de cuencas y sistemas petroleros está lista para cambiar. En el pasado no tan distante, la construcción de modelos geológicos 3D correspondió al dominio de los geólogos especialistas que trabajaban con hardware y software complejos. El advenimiento de herramientas para la construcción de modelos 3D en las computadoras personales, permitió la participación de un número mayor de geocientíficos menos especializados en esta actividad. De un modo similar, el reino del modelado BPSM alguna vez fue privativo de los especialistas en exploración de avanzada que evaluaban los riesgos a escala de cuenca como parte de las actividades de prospección de frontera. Las capacidades del sistema PetroMod permitirán a los geólogos incorporar algunos aspectos del modelado BPSM en sus flujos de trabajo estándar relacionados con las geociencias. En lugar de correr un modelo de sistemas petroleros una vez, antes de realizar un descubrimiento, el modelo puede ser actualizado con información de los fluidos descubiertos y servir como herramienta de desarrollo a lo largo de toda la vida productiva del campo.

La predicción del presente a través del modelado del pasado constituye una herramienta poderosa para los profesionales de la industria del petróleo y el gas. Si bien el modelado BPSM tal vez no permita predecir todas las acumulaciones de petróleo y gas, está diseñado para ayudar a las compañías a descubrir más hidrocarburos y evitar costosos errores de perforación en el futuro. —LS