

Confrontando el intrincado tema de los carbonatos

Wayne M. Ahr

*Universidad A&M de Texas
College Station, Texas, EUA*

**David Allen
Austin Boyd**

Ridgefield, Connecticut, EUA

**H. Nate Bachman
Tony Smithson**

Sugar Land, Texas

E. A. (Ed) Clerke

*Saudi Aramco
Dhahran, Arabia Saudita*

Kais B. M. Gzara

Dhahran, Arabia Saudita

John Kenneth Hassall

*Abu Dhabi Company for
Onshore Oil Operations (ADCO)
Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos*

**Challa R. K. Murty
Hisham Zubari**

*Bahrain Petroleum Company (BAPCO)
Manama, Bahrain*

Raghu Ramamoorthy

Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos

Por su colaboración en la preparación de este artículo se agradece a Amy Andrews, Karen Glaser, Ralf Heidler, Martin Isaacs y Jack LaVigne, Sugar Land, Texas, EUA; Bill Batzer y Claude Signer, Ridgefield, Connecticut, EUA; Tim Diggs, Shell International Exploration and Production Inc., Houston, Texas; Nick Heaton, La Haya, Países Bajos; David C. Kopaska-Merkel, Servicio Geológico de Alabama, Tuscaloosa, Alabama, EUA; Bill Murphy y Bruce Ward, Earthworks LLC, Sandy Hook, Connecticut; Richard Netherwood, El Cairo, Egipto; y Rachel Wood, Cambridge, Inglaterra.

CMR (herramienta de Resonancia Magnética Combinada), ELANPlus (Análisis Elemental de Registros), FMI (herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total), GeoFrame, MDT (Probador Modular de la Dinámica de la Formación), MRF (herramienta de Caracterización de Fluidos por Resonancia Magnética), MRX (herramienta de Resonancia Magnética eXpert), Platform Express, proVISION y Well-ID son marcas de Schlumberger. Windows® es una marca registrada de Microsoft Corporation.

Dada la heterogeneidad de los yacimientos carbonatados en todas las escalas, a los especialistas les resulta difícil lograr consenso en lo que respecta a las descripciones de estos yacimientos. La simplificación de los esquemas de clasificación de rocas facilita las interpretaciones y ofrece un marco de gran utilidad para las decisiones relacionadas con el manejo de yacimientos; sin embargo, la simplificación no basta. Los avances sostenidos que han tenido lugar en la tecnología de adquisición de registros de pozos, las aplicaciones rigurosas del análisis petrofísico, la validación de las técnicas petrofísicas que utilizan núcleos y las sofisticadas técnicas probabilísticas han posibilitado una mayor comprensión de las rocas carbonatadas.

A pesar de la gran cantidad de hidrocarburos que albergan, los carbonatos poseen mala reputación por las interrelaciones complicadas o inexistentes que exhiben entre la porosidad, la permeabilidad y otras propiedades de los yacimientos. La comprensión de las interrelaciones que pueden existir constituye un desafío importante en la caracterización de yacimientos carbonatados. Históricamente, las compañías operadoras y las compañías de servicios han intentado crear soluciones completas para los análisis petrofísicos de los carbonatos, sólo para ver invalidados sus esfuerzos por la realidad que plantea la heterogeneidad extrema de los sistemas porosos. En consecuencia, las compañías de exploración y producción (E&P) han tenido que confrontar los desafíos presentados por la producción en yacimientos carbonatados con información bastante alejada de la ideal.

En los últimos años, los científicos e ingenieros han aplicado numerosas técnicas para tratar de comprender los yacimientos carbonatados. La ausencia permanente de un procedimiento universal para resolver todos los problemas no se debe a la falta de esfuerzo. Independientemente de ello, siempre persiste un obstáculo importante: una técnica determinada quizás no resulte adecuada para todas las escalas de investigación pertinentes; lo que funciona en un pozo probablemente resulta inapropiado en otros; o en el resto de un campo petrolero. La heterogeneidad

de los sistemas porosos carbonatados dificulta en grado extremo la predicción de la permeabilidad. No obstante, la situación dista de ser desalentadora.

Durante los años transcurridos desde la última vez en la que el *Oilfield Review* examinó en detalle los yacimientos carbonatados, el objetivo de las compañías de E&P no ha cambiado: su deseo es descubrir y producir hidrocarburos con la mayor seguridad y eficiencia posibles.¹ A escala de pozo, esto conlleva la evaluación de formaciones y la optimización de las operaciones de terminación de pozos. A escala de yacimiento, la caracterización rigurosa de los yacimientos ayuda a las compañías a mejorar la producción y optimizar la ubicación de pozos nuevos.² En lo que respecta a las rocas carbonatadas, estas tareas son más fáciles de expresar que de ejecutar.

En este artículo, examinamos métodos innovadores para encarar los desafíos asociados con la caracterización de yacimientos carbonatados de todo el mundo. Además, introducimos una sonda de resonancia magnética nuclear (RMN) de última generación, cuyas múltiples profundidades de investigación permiten mejorar la caracterización del contenido de fluidos. También analizamos cómo los datos nuevos de los yacimientos carbonatados ayudan a los científicos e ingenieros a comprender los sistemas porosos carbonatados y cómo este conocimiento está guiando el desarrollo de nuevos métodos de



^ (Fotografías, cortesía de T.N. Diggis.)

interpretación de mediciones de RMN. Sin embargo, primero revisamos brevemente la geología de los yacimientos carbonatados y las primeras técnicas de interpretación.

Menos minerales, más complicaciones

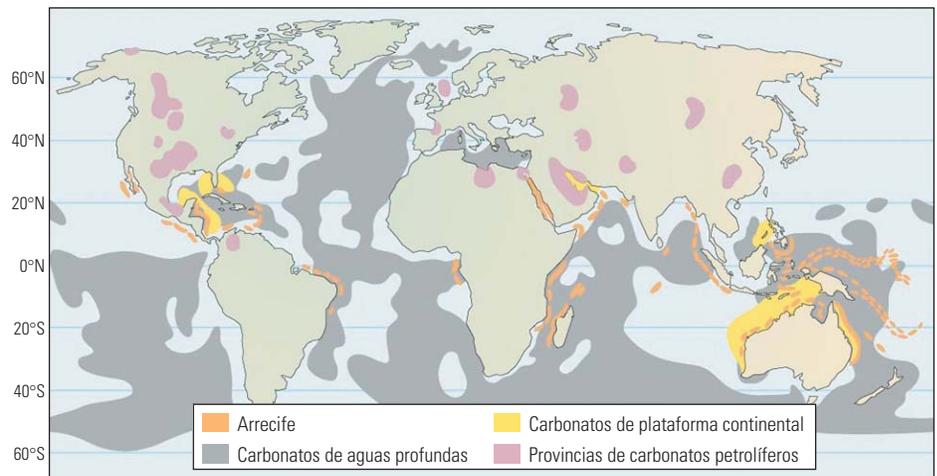
Los yacimientos carbonatados contienen más de un 60% del petróleo remanente de todo el mundo pero la producción de estos hidrocarburos puede resultar extremadamente dificultosa (*derecha*).

1. Akbar M, Vissapragada B, Alghamdi AH, Allen D, Herron M, Carnegie A, Dutta D, Olesen J-R, Chourasiya RD, Logan D, Stief D, Netherwood R, Russell SD y Saxena K: "Evaluación de yacimientos carbonatados," *Oilfield Review* 12, no. 4 (Primavera de 2001): 20-43.
2. Para obtener más información sobre tecnologías de estimulación y adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) de avanzada, en rocas carbonatadas, consulte: Al-Anzi E, Al-Mutawa M, Al-Habib N, Al-Mumen A, Nasr-El-Din H, Alvarado O, Brady M, Davies S, Fredd C, Fu D, Lungwitz B, Chang F, Huidobro E, Jemmali M, Samuel M y Sandhu D: "Reacciones positivas en la estimulación de yacimientos carbonatados," *Oilfield Review* 15, no. 4 (Primavera de 2004): 30-47.

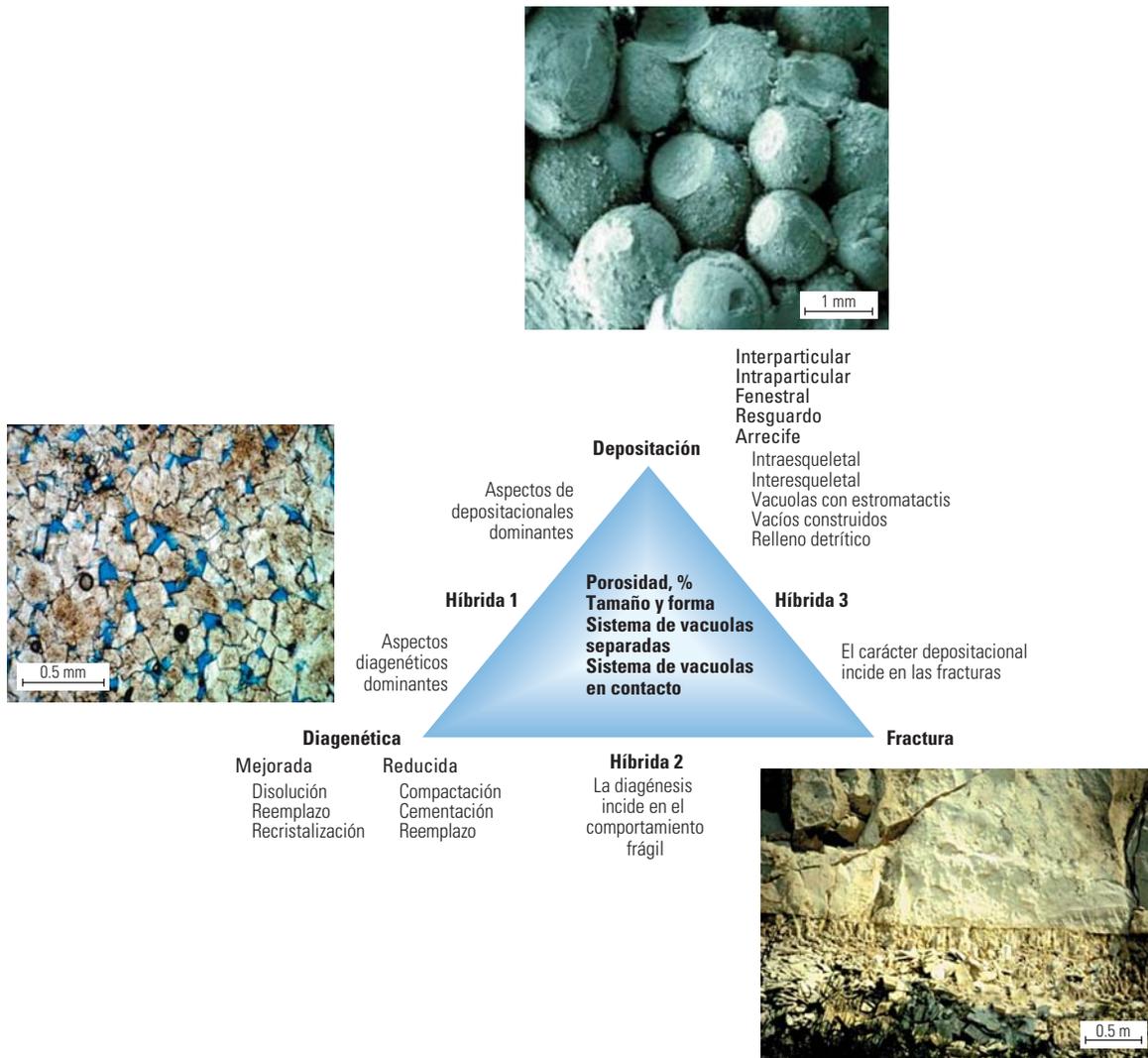
Alvarado RJ, Damgaard A, Hansen P, Raven M, Heidler R, Hoshun R, Kovats J, Morriss C, Rose D y Wendt W: "Registros de resonancia magnética nuclear adquiridos durante la perforación," *Oilfield Review* 15, no. 2 (Otoño de 2003): 40-51.

A diferencia de los yacimientos siliciclásticos, que se forman a través de la erosión y el transporte de materiales de las rocas existentes, los materiales que conforman las rocas carbonatadas se desarrollan fundamentalmente por actividad

biológica y, en menor medida, a través de la precipitación inorgánica. Los orígenes biológicos de muchos depósitos carbonatados limitan su presencia a lugares con temperaturas de agua y otras condiciones de sustentación de la vida específicas.



^ Distribución de yacimientos carbonatados. Las rocas carbonatadas albergan numerosos barriles de petróleo y muchos años de reservas, el mayor volumen de las cuales corresponde a Medio Oriente. Las más espectaculares son las acumulaciones situadas en Arabia Saudita, donde se espera que la producción proveniente de los yacimientos carbonatados se mantenga durante varias décadas.



^ Clasificación de la porosidad de los carbonatos. Un esquema de clasificación desarrollado por Ahr destaca el origen de la porosidad—deposición, diagénesis o fracturamiento—para distinguir las rocas carbonatadas (*centro*). La porosidad deposicional representa el espacio que queda entre los granos, tal como los ooides de la micrografía electrónica de barrido (*extremo superior*), los fragmentos de esqueletos y otras partículas. La porosidad diagenética, con relleno de epoxi azul en una sección delgada de caliza dolomitizada (*izquierda*), puede ser el resultado de procesos de cementación, compactación, disolución, recristalización o reemplazo. La porosidad por fractura puede producirse en más de una escala, como lo muestran al menos dos grupos de fracturas en la fotografía del afloramiento (*extremo inferior derecho*). Entre los miembros extremos existe una variedad infinita de tipos de poros híbridos. (Fotografías de ooides y fracturas, cortesía de Wayne Ahr; fotografía de la porosidad intercrystalina, cortesía de David C. Kopaska-Merkel).

Además, los organismos productores de carbonatos evolucionan, lo que agrega complejidad al estudio de los carbonatos.³

La mineralogía de las rocas carbonatadas es relativamente simple y exhibe un predominio de minerales de calcita [CaCO₃], dolomía [CaMg(CO₃)₂] y evaporita, tales como la anhidrita [CaSO₄] y el yeso [CaSO₄ · 2H₂O], y menos arcilla que las rocas sedimentarias siliciclásticas. El sepultamiento podría preservar el carbonato de calcio en el lugar en el que se formó, o el material podría ser erosionado o lixiviado, transportado en forma de granos o en solución, y depositado en otro lugar por el agua en movimiento o la reprecipitación. Las variaciones físicas, biológicas y químicas crean

texturas y fábricas de rocas heterogéneas durante y después de la deposición, destruyendo a menudo cualquier relación comparativamente simple que pudo haber existido entre los atributos sedimentarios, la porosidad y la permeabilidad.

La susceptibilidad de los minerales carbonatados al cambio químico una vez removidos, o incluso mientras se encuentran dentro, del ambiente de sedimentación indica que los procesos diagenéticos son más significativos en las rocas carbonatadas que en sus contrapartes siliciclásticas.⁴ Estos procesos afectan las rocas carbonatadas en escalas que varían entre micrones y kilómetros y normalmente modifican los diámetros y las formas de los espacios entre poros.

La deformación, tal como el fracturamiento, puede modificar la permeabilidad y la porosidad. Los procesos de disolución forman cavernas, fosas de hundimiento y otros rasgos que se conocen colectivamente como modelo cárstico, lo que también afecta las propiedades de los yacimientos.

La elaboración de modelos de yacimientos y las predicciones realistas dependen de la comprensión de los procesos que crearon o modificaron las formaciones carbonatadas y de la medición de las propiedades de las rocas con niveles de resolución adecuados.⁵ Para el desarrollo de modelos y la preparación de predicciones, es crucial considerar que los procesos geológicos que modifican los poros pueden producirse en forma reiterada.⁶

Algunos profesionales especialistas en yacimientos carbonatados se centran en una determinada escala a la hora de considerar las propiedades de los yacimientos carbonatados. La escala más pequeña involucra la estructura interna de la roca, incluyendo los granos de los minerales, los fósiles y la materia orgánica, así como también los tipos y las geometrías de los poros.

La escala intermedia, que varía entre aproximadamente un pie y cientos de pies [1 y 100 m], ofrece cierto discernimiento con respecto a la mineralogía, la porosidad, la saturación de los fluidos, la permeabilidad, la continuidad del yacimiento y los patrones diagenéticos. Los rasgos geológicos tales como estratificación, vacuolas, estilolitas y fracturas, se observan fácilmente en esta escala.⁷

A escala de yacimiento, los especialistas se centran en la geometría general y en los límites de las unidades de flujo del yacimiento, recurriendo normalmente a la sísmica, la correlación de registros y los ajustes históricos de los datos de producción. Sin embargo, el éxito de las estrategias de producción de hidrocarburos depende de la comprensión e integración de los datos; las interpretaciones y acciones subsiguientes deben ser compatibles en todas las escalas.

El avance reciente logrado en la comprensión de los yacimientos carbonatados surge, en parte, de la simplificación de la caracterización de las rocas carbonatadas. En lugar de intentar subdividir las rocas carbonatadas en un número poco práctico de categorías, los científicos e ingenieros están apelando a esquemas de clasificación más prácticos que generan interpretaciones más confiables de los sistemas porosos, lo que constituye un paso crucial hacia el mejoramiento del manejo de los yacimientos carbonatados. Las clasificaciones que ponen énfasis en el comportamiento del flujo pueden conducir a una toma de decisiones más directas durante las operaciones de producción.

Diversos esquemas de clasificación han sido aplicados a las rocas carbonatadas.⁸ Los de Dunham y Folk son quizás los más conocidos. La clasificación de Dunham enfatiza las texturas depositacionales. El sistema de Folk comienza con los tipos de granos y su abundancia relativa y luego incorpora la textura y el tamaño de los granos. Otros geólogos utilizan clasificaciones que se centran en las propiedades de los poros para evaluar la calidad del yacimiento.⁹ A través del estudio cuidadoso de los componentes, las texturas y los poros de las rocas carbonatadas, los geólogos pueden determinar los tipos y la secuencia cronológica relativa de los procesos depositacionales, los procesos diagenéticos y la formación de fracturas naturales ([página anterior](#)).

Otro marco conceptual involucra los distintos tipos de rocas petrofísicas descritos por Archie en las rocas siliciclásticas y carbonatadas.¹⁰ Las rocas que corresponden a un tipo petrofísico común poseen atributos comparables tales como porosidad, permeabilidad, saturación o propiedades de presión capilar. Estas semejanzas refuerzan las esperanzas de que el comportamiento de los yacimientos sea similar. Lucía agregó los atributos descriptivos de los sistemas porosos, lo que permitió incrementar la utilidad de los tipos de rocas petrofísicas para la predicción de la permeabilidad en los yacimientos carbonatados, a través del enlace de las propiedades describibles y mapeables de las rocas carbonatadas con los modelos geológicos para mejorar el análisis cuantitativo en una escala más grande.¹¹

La comprensión de los tipos de poros o los tipos de rocas proporciona una base importante para los estudios del comportamiento de los yacimientos, pero no es suficiente, ni siquiera en yacimientos que no están fracturados. Para predecir el comportamiento de los yacimientos, los

científicos e ingenieros están recurriendo a técnicas probabilísticas.¹² Estas técnicas deberían ayudar a los científicos e ingenieros a cuantificar las reservas remanentes de los yacimientos y seleccionar las tecnologías necesarias para recuperar esas reservas, pero con un claro conocimiento de la incertidumbre asociada con cada aspecto del trabajo.

Técnicas de interpretación modernas

Hace algunos años, la incursión prematura de agua durante la implementación de proyectos de inyección de agua en yacimientos carbonatados indujo a los científicos e ingenieros de Schlumberger a realizar estudios intensivos de las rocas carbonatadas. En contraste con los métodos empíricos adoptados previamente, estos estudios se tradujeron en una metodología de interpretación petrofísica para las rocas carbonatadas que integraba el análisis de registros con los estudios de núcleos.¹³ Los investigadores desarrollaron este enfoque para cuantificar los macroporos y comprender sus conexiones y la permeabilidad.¹⁴

3. Kupez JA, Gluyas J y Bloch S: "Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates: An Overview," en Kupez JA, Gluyas J y Bloch S (eds): *Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates*. Tulsa: AAPG (1997): vii–xxiv.
4. La diagénesis implica la alteración física, química o biológica de los sedimentos para convertirse en rocas sedimentarias en condiciones de temperatura y presión relativamente bajas, que pueden modificar la mineralogía y la textura originales de la roca. Los sedimentos carbonatados a menudo comprenden cantidades sustanciales de minerales metaestables tales como la aragonita [CaCO₃], que se disuelve fácilmente y es reemplazada por calcita. Después de la depositación, los sedimentos se compactan a medida que son sepultados debajo de sucesivas capas de sedimentos y son cementados por los minerales que precipitan a partir de la disolución. Los granos de sedimentos, fragmentos de rocas y fósiles pueden ser reemplazados por otros minerales durante la diagénesis. La porosidad normalmente disminuye durante la diagénesis, salvo en casos especiales, tales como la disolución de minerales y ciertos tipos de dolomitización.
5. Para ver un análisis sobre la creación de modelos de yacimientos carbonatados más efectivos, consulte: Lucía J: "Integración de la información petrofísica y geológica: una tarea para los petrofísicos," *Dillfield Review* 12, no. 4 (Primavera de 2001): i.
6. Ahr WM y Hammel BS: "Identification and Mapping of Flow Units in Carbonate Reservoirs: An Example from the Happy Spraberry (Permian) Field, Garza County, Texas, USA," *Energy Exploration and Exploitation* 17 (1999): 311–334.
7. Las estilolitas son superficies entrelazadas serradas, onduladas o dentadas, que se encuentran más comúnmente en rocas carbonatadas y ricas en cuarzo que contienen residuos insolubles concentrados tales como los minerales de arcilla y los óxidos de hierro. Se cree que las estilolitas se forman por disolución bajo presión, un proceso de disolución que reduce el espacio entre los poros bajo presión durante la diagénesis.
8. Para ver un análisis detallado de los esquemas de clasificación de carbonatos, consulte: Scholle PA y Ulmer-Scholle DS: "Carbonate Classification: Rocks and Sediments," en Scholle PA y Ulmer-Scholle DS: *A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, Textures, Porosity, Diagenesis*. Memoria de la

Asociación Americana de Geólogos en Petróleo 77. Tulsa: AAPG (2003): 283–302.

9. Ahr WM: "Carbonate Pore Properties as Indices of Reservoir Quality," *Boletín de la AAPG* 84, no. 13 (Suplemento, 2000).
10. Archie GE: "Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks," *Boletín de la AAPG* 34, no. 5 (Mayo de 1950): 943–961.
11. Lucía FJ: "Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization," *Boletín de la AAPG* 79, no. 9 (Septiembre de 1995): 1275–1300.
12. Feazel CT, Byrnes AP, Honefenger JW, Leibrecht RJ, Loucks RG, McCants S y Saller AH: "Carbonate Reservoir Characterization and Simulation: From Facies to Flow Units: Report from the March 2004 Hedberg Research Symposium," *Boletín de la AAPG* 88, no. 11 (Noviembre de 2004): 1467–1470.
13. Ramakrishnan TS, Ramamoorthy R, Fordham E, Schwartz L, Herron M, Saito N y Rabaute A: "A Model-Based Interpretation Methodology for Evaluating Carbonate Reservoirs," artículo de la SPE 71704, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.
14. Los microporos, con diámetros de gargantas de menos de 0.5 micrones, normalmente contienen en su mayor parte agua irreducible y poco hidrocarburo. Los mesoporos, con diámetros de gargantas que oscilan entre 0.5 y 5 micrones, pueden contener cantidades significativas de petróleo o gas en los poros, por encima del nivel de agua libre (FWL, por sus siglas en inglés). Los macroporos, cuyas gargantas miden más de 5 micrones de diámetro, son responsables de las tasas de producción prolíficas que se registran en muchos yacimientos carbonatados, pero a menudo proveen las trayectorias para la incursión prematura de agua, dejando en los mesoporos por encima del nivel de agua libre un volumen considerable de petróleo y gas. Para obtener mayor información sobre tipos de poros, consulte: Akbar et al, referencia 1. Otros definen a la microporosidad como "los poros cuyas dimensiones son significativamente menores que las que contribuyen a la permeabilidad de la roca." Para obtener mayor información, consulte: Swanson BF: "Microporosity in Reservoir Rocks: Its Measurement and Influence on Electrical Resistivity," *The Log Analyst* 26, no. 6 (Noviembre a diciembre de 1985): 42–52.

Este tipo de análisis comienza con imágenes de las paredes del pozo, que ayudan a los petrofísicos a caracterizar y analizar la porosidad, incluyendo las fracturas naturales y el material de relleno de las vacuolas. Dentro de la matriz, otras mediciones, tales como las de las herramientas de adquisición de registros de RMN indican las características de los volúmenes de poros en las rocas carbonatadas, que luego los investigadores trasladan a un algoritmo para determinar la magnitud relativa de la porosidad intragranular, intergranular y vacuolar; la integración con las imágenes de la pared del pozo ayuda a cuantificar la fracción vacuolar.¹⁵ Por último, estos datos se utilizan para construir un modelo geométrico a partir del cual es posible estimar las propiedades de transporte de fluidos, tales como la permeabilidad.

Este enfoque fue verificado utilizando datos de núcleos y datos de registros de Medio Oriente.¹⁶ No obstante, los científicos e ingenieros procuran constantemente el desarrollo de nuevos enfoques para evaluar mejor las rocas carbonatadas (véase “Re-inversión de la petrofísica de los carbonatos,” página 1).

Evaluación de las propiedades de los yacimientos

Los geólogos, petrofísicos e ingenieros de yacimientos podrían optar por diferentes enfoques para estudiar los yacimientos carbonatados pero, en última instancia, los activos de petróleo y gas son manejados por equipos compuestos por profesionales de éstas y otras disciplinas técnicas. Todos los participantes persiguen un objetivo en común. Para ello, el equipo de trabajo debe compartir la misma percepción de los problemas inmediatos.

Una característica común de los yacimientos carbonatados es aquella denominada en forma vaga “heterogeneidad” y un error común consiste en intentar abordarla con técnicas desarrolladas para rocas no carbonatadas. La heterogeneidad no es un problema en los yacimientos carbonatados si se encara con la presunción de que existen

diferentes tipos de heterogeneidad, a diversas escalas de investigación, o en diferentes orientaciones. Puede existir heterogeneidad en los tipos de granos, texturas y poros, en la distribución de las fracturas naturales y en los efectos diagenéticos. Pueden superponerse entre sí diferentes tipos de heterogeneidad.

Para apreciar mejor los aspectos fundamentales de las rocas carbonatadas, se pueden elaborar descripciones con una diversidad de fines así como se han desarrollado varios esquemas de clasificación de rocas carbonatadas. Por ejemplo, se podría utilizar un esquema de comportamiento de flujo o un esquema de tipos de poros, pero la descripción debería adecuarse a la naturaleza y escala del problema. La construcción del fundamento correcto puede complicarse debido a la presencia de diferentes tipos de heterogeneidad o por la superposición de heterogeneidades.

Independientemente del marco descriptivo, el manejo efectivo de yacimientos requiere un conocimiento global de los parámetros de comportamiento de interés, tales como permeabilidad, exponente de saturación y eficiencia de desplazamiento microscópico entre zonas de yacimiento definidas. Saudi Aramco está trabajando para desarrollar una comprensión más completa de la eficiencia de desplazamiento microscópico de los sistemas porosos de las calizas del yacimiento Arab-D, en el Campo Ghawar. Los sistemas porosos de calizas están siendo estudiados en primer término a través de un análisis exhaustivo de 125 muestras de presión capilar por inyección de mercurio (MICP, por sus siglas en inglés), tomadas del conjunto de datos Hagerty-Cantrell, cuidadosamente compilado, y mediante la adquisición de 500 curvas de presión capilar más, que forman parte del proyecto Rosetta Stone de la compañía.¹⁷

Las curvas de presión capilar son importantes para evaluar el flujo de fluidos en los yacimientos.¹⁸ El proceso de inyección de mercurio en las muestras de rocas es análogo a la ocupación del espacio entre los poros por los hidrocarburos—conocido como drenaje debido al drenaje de la

fase mojante por agua—en el yacimiento. Además, los datos MICP ayudan a los científicos e ingenieros a estimar los efectos geométricos de los poros sobre el desempeño del yacimiento.

El método de Thomeer, utilizado por primera vez en Shell en la década de 1960, emplea una medición obtenida en un laboratorio del volumen de mercurio líquido inyectado en una muestra de roca a medida que se incrementa la presión sobre el mercurio líquido.¹⁹ Los datos se presentan habitualmente en gráficas del volumen fraccional aparente ocupado por el mercurio en función de la presión; la forma de la curva contiene información sobre los tamaños de las gargantas de poros y las geometrías de los mismos y la inyección simula la ocupación del espacio entre los poros por los hidrocarburos. El experimento emplea aire como fase mojante—en forma análoga al agua presente en el yacimiento—y mercurio como fase no mojante—en forma análoga a los hidrocarburos presentes en el yacimiento—de modo que la información geométrica de los poros es captada sin los efectos de mojabilidad de los fluidos de yacimiento.

En el método de Thomeer, una curva MICP unitaria de un sistema poroso puede ser descrita por una hipérbola de Thomeer caracterizada solamente por tres parámetros: la porosidad del sistema poroso, el tamaño de la mayor garganta de poros y un factor geométrico de poros que refleja la distribución del tamaño de las gargantas de poros. El comportamiento de la presión capilar de los sistemas porosos complejos es equiparado por la superposición de múltiples hipérbolas de Thomeer. Un programa especializado ejecuta el ajuste interactivo de curvas tipo de los datos MICP y el ajuste interactivo de curvas tipo de las derivadas de los datos, en forma similar a los métodos de análisis de presiones transitorias. Este programa permite analizar rápidamente grandes volúmenes de datos MICP, lo que ayuda a los ingenieros y científicos a captar de inmediato la información sobre las geometrías de poros.²⁰ Los parámetros de Thomeer

15. Una vacuola es una cavidad, vacío o poro grande presente en una roca. La porosidad vugular normalmente se observa en rocas con propensión a la disolución, tales como la caliza, en cuyo caso se la clasifica como porosidad secundaria.

16. Ramakrishnan TS, Rabaute A, Fordham EJ, Ramamoorthy R, Herron M, Matteson A, Raghuraman B, Mahdi A, Akbar M y Kuchuk F: “A Petrophysical and Petrographic Study of Carbonate Cores from the Thamama Formation,” artículo de la SPE 49502, presentado en la 8a Exhibición y Conferencia Internacional del Petróleo de Abu Dhabi, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 11 al 14 de noviembre de 1998.

17. Cantrell DM y Hagerty RM: “Reservoir Rock Classification, Arab-D reservoir, Ghawar Field, Saudi Arabia,” *GeoArabia*, 8, no. 3 (2003): 435–462.

Clerke EA: “Beyond Porosity-Permeability Relationships—Determining Pore Network Parameters for the Ghawar Arab-D Using the Thomeer Method,” presentado en la 6a Conferencia y Exhibición de Geociencias de Medio Oriente, Manama, Bahrain, 7 al 10 de marzo de 2004.

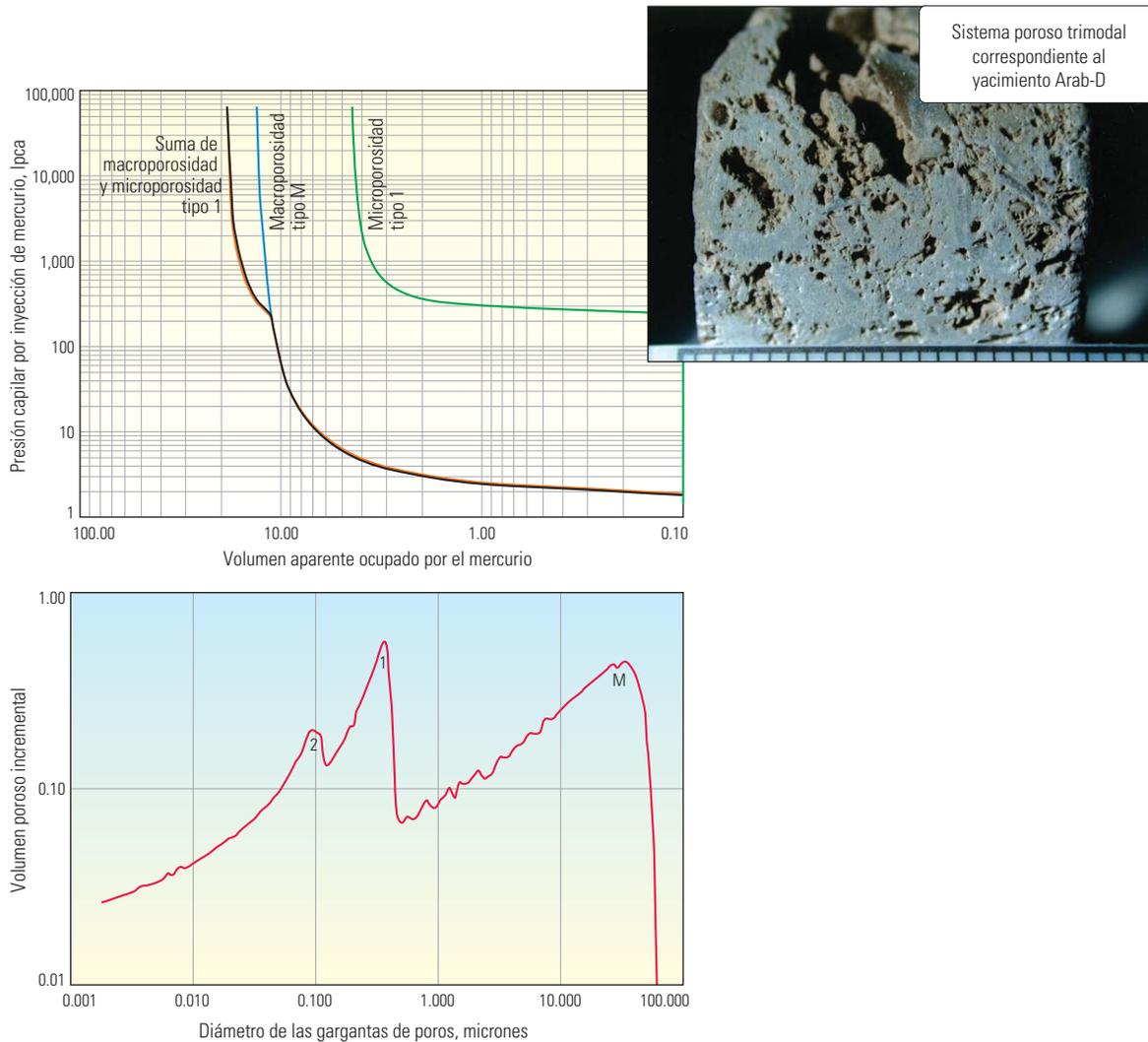
18. Para obtener mayor información sobre presión capilar, consulte: Wardlaw NC y Taylor RP: “Mercury Capillary Pressure Curves and the Interpretation of Pore Structure and Capillary Behaviour in Reservoir Rocks,” *Bulletin of Canadian Petroleum Geology* 24, no. 2 (Junio de 1976): 225–262.

19. Thomeer JHM: “Air Permeability as a Function of Three Pore-Network Parameters,” *Journal of Petroleum Technology* 35, no. 4 (Abril de 1983): 809–814.

Thomeer JHM: “Introduction of a Pore Geometrical Factor Defined by the Capillary Pressure Curve,” *Actas de Petróleo del AIME* (1959): 354–358.

20. Clerke EA y Martin PR: “Thomeer Swanson Excel Spreadsheet and FAQs and User Comments,” presentado y distribuido en el Taller de Petrofísica de los Carbonatos del 45o Simposio de Anual de Adquisición de Registros de Pozos de la SPWLA, Noordwijk, Países Bajos, 6 al 9 de junio de 2004.

21. Clerke denominó *porositones* a estos modos Gaussianos de estadísticas de gargantas de poros tomadas de los subgrupos de porosidad de la caliza Arab-D. Se anticipa que estos *porositones* poseen además equivalentes de modos de distribución de cuerpos de poros, denominados *parobodones*, que facilitarán el análisis de la señal de RMN de los carbonatos. El análisis de los registros adquiridos en un pozo del yacimiento Arab-D en el Campo Ghawar mostró tres de esos modos en la señal de la herramienta de Resonancia Magnética Combinada CMR. El cuarto modo está por debajo de la resolución de decaimiento de tiempo CMR.



▲ Redes de poros en el Campo Ghawar. Los datos de presión capilar por inyección de mercurio muestran un sistema relativamente simple de tres tipos de poros en el yacimiento Arab-D del Campo Ghawar (*extremo inferior*), donde esta vista de las gargantas de poros indica cierta microporosidad de tipo 2. Este sistema poroso aparentemente complejo y heterogéneo puede ser completamente caracterizado sólo por la superposición de tres hipérbolas de Thomeer (*extremo superior*). El concepto de red de poros vincula las interpretaciones geológicas con los datos de ingeniería de yacimientos para mejorar los modelos de yacimientos para la toma de decisiones.

representan un conjunto de datos sumamente comprimidos y petrofísicamente intuitivos para las geometrías de poros de los yacimientos, que luego pueden analizarse mediante la aplicación de métodos estadísticos.

En las calizas del yacimiento Arab-D del Campo Ghawar, el método de Thomeer está siendo utilizado para el modelado de la relación profundidad-saturación, la determinación del nivel de agua libre y la evaluación de las geometrías de poros. Todo esto está mejorando los modelos de permeabilidad. Las gráficas de Thomeer, que representan el volumen acumulado ocupado por el mercurio versus el radio de las gargantas de poros, se utilizan para describir el sistema de “conducción” general del yacimiento (arriba). El análisis de las primeras 125 muestras demostró

que los diversos sistemas porosos complejos de las calizas son combinaciones de sólo tres tipos o modos de sistemas porosos Thomeer simples. El estudio Rosetta Stone, consistente en 500 muestras, indicó un cuarto modo de porosidad. En consecuencia, ahora se sabe que un yacimiento que podría haber sido descrito previamente como “heterogéneo” se construye a partir de ciertas combinaciones de subgrupos de porosidad; no de una asociación desesperanzadamente complicada de rocas yacimiento con diferentes comportamientos.²¹

Mediante la utilización de modelos de sistemas porosos que incorporan valores de porosidad, permeabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa para cada tipo de roca, Saudi Aramco continúa refinando el modelo de yacimiento glo-

bal. Este procedimiento de análisis y construcción de modelos ayudará al equipo multidisciplinario a ejecutar simulaciones de yacimientos y pronósticos aún más poderosos para el campo petrolero más grande del mundo.

Tecnología de resonancia magnética para la caracterización de fluidos

Las técnicas de RMN se utilizan en forma rutinaria para la evaluación de formaciones carbonatadas. Sin embargo, en comparación con las areniscas, existen numerosos desafíos propios de la medición de la porosidad de los carbonatos, la derivación de la permeabilidad y la interpretación de datos de RMN para determinar las distribuciones del tamaño de poros. No obstante, éste es exactamente el tipo de información que pro-

curan obtener los especialistas en evaluación de formaciones mediante la tecnología de RMN. Los científicos e ingenieros continúan desarrollando y optimizando las aplicaciones de RMN, especialmente para la caracterización de fluidos de yacimientos. Los avances registrados recientemente incluyen mediciones de la viscosidad y la saturación del petróleo para múltiples profundidades de investigación.²²

Las mediciones de RMN muestran las propiedades de los poros y fluidos en formaciones rocosas a través de una medición que consta de dos etapas. Primero, en la etapa de polarización, los átomos de hidrógeno se alinean como barras imantadas a lo largo de la dirección de un campo magnético estático, conocido como B_0 . Esta polarización insuere un tiempo característico conocido como T_1 , que depende del medio que rodea al hidrógeno. En la segunda etapa, conocida como adquisición, los átomos de hidrógeno son manipulados por pulsos cortos de un campo magnético oscilante. Se elige la frecuencia de oscilación que se ajusta a la frecuencia de resonancia de Larmor, una cantidad proporcional al campo magnético aplicado, B_0 . Los pulsos hacen que los átomos de hidrógeno roten alejándose de la dirección de B_0 y luego roten con un movimiento de precesión alrededor de la misma. Los pulsos correctamente regulados generan respuestas coherentes, conocidas como ecos, provenientes de los átomos de hidrógeno. Los ecos inducen voltaje en una antena colocada en un plano perpendicular a la dirección de B_0 . Luego de una sola etapa de polarización se pueden generar

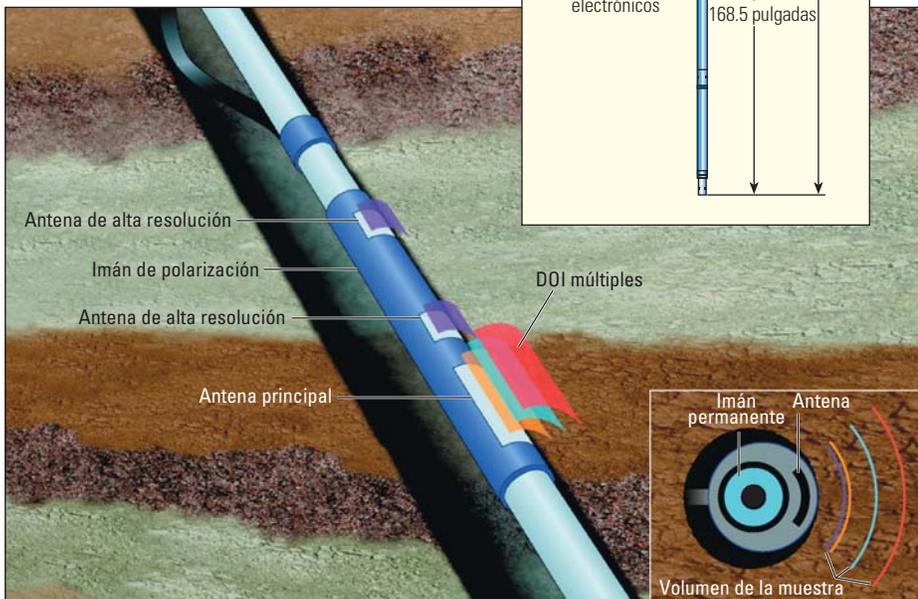
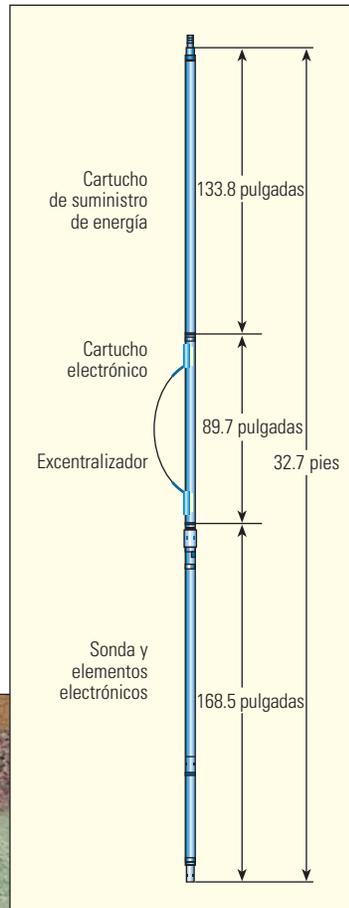
muchos ecos, reduciéndose la magnitud de los ecos sucesivos a través de un proceso conocido como relajación transversal.

En la adquisición de registros de RMN, la relajación está dominada por las interacciones de los átomos de hidrógeno con su entorno, incluyendo los fluidos volumétricos y las superficies de poros, y por la difusión en los gradientes del campo magnético. El decaimiento de la señal de eco en función del tiempo depende de la secuencia específica de pulsos. La más común es la denominada secuencia de pulsos de Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG).²³ La señal total

proveniente de esta secuencia y su decaimiento es la suma de las señales provenientes de diferentes partes de la muestra de fluido, cada una de las cuales decae en un tiempo de relajación transversal característico, conocido como T_2 . Para el caso típico de las rocas humedecidas con agua, los valores de T_2 cortos—tasas de decaimiento de la señal rápidas—surgen del agua presente en los poros pequeños o de la presencia de hidrocarburos pesados, mientras que los valores de T_2 largos—tasas de decaimiento de la señal lentas—proviene del agua presente en los poros grandes o de la presencia de hidrocarburos más livianos. Luego, los datos CPMG pueden procesarse o invertirse para cuantificar los tiempos T_2 que contribuyeron al decaimiento global junto con la amplitud, en unidades de porosidad, asociada con cada tiempo T_2 .

La distribución de T_2 es el resultado básico de una medición de registros de RMN y se presenta en cada profundidad de muestreo como amplitud versus tiempo T_2 , que habitualmente oscila entre 0.3 ms y 3 s. El decaimiento del tiempo T_2 puede ser procesado ulteriormente para cuantificar los volúmenes de poros asociados con los diferentes rangos de T_2 . Los volúmenes de interés son habitualmente el fluido ligado presente en los poros pequeños y el fluido libre que se produce fácilmente desde los poros de mayor tamaño. Se realiza una estimación de la permeabilidad utilizando una transformada, tal como la transformada de permeabilidad de Timur-Coates o de SDR.²⁴ El nuevo programa de petrofísica de los carbonatos, que se analiza más adelante en este artículo, implementa una metodología basada en una serie de estudios de campo. El programa utiliza mediciones de RMN, datos de la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI y una interpretación de la porosidad para separar la porosidad en sus *micro*, *meso* y *macro* componentes.²⁵ La nueva aplicación emplea luego esa separación para reconstruir la permeabilidad.

El conocimiento del volumen de fluido móvil y la interpretación de la permeabilidad a partir de una distribución de T_2 es sólo el comienzo. Schlumberger ha continuado desarrollando la tecnología de RMN para mostrar qué fluidos están presentes en el volumen de formación que ha de ser investigado. La herramienta de Resonancia Magnética eXpert MRX es la herramienta de adquisición de registros de RMN operada con cable de próxima generación (izquierda).²⁶ Entre las características más importantes de la herramienta MRX se encuentran el gradiente del campo magnético y las frecuencias de operación múltiples.



^ Herramienta de Resonancia Magnética eXpert MRX. Esta herramienta posee una antena principal multifrecuencia diseñada para aplicaciones de caracterización de fluidos y dos antenas de alta resolución que proveen información sobre calidad de las rocas y producibilidad.

Ventajas de la sonda MRX en rocas carbonatadas	
Sintonización automática durante la adquisición de registros	Registros en función de la profundidad continuos Sin atascamientos
Gradientes altos de un solo valor	Caracterización de fluidos DOI bien definida
Análisis independiente en cada DOI	Interpretación mejorada No es afectada por la rugosidad del pozo y el daño de la formación
Adquisición optimizada	Respuestas precisas en una amplia gama de ambientes
Imán largo	Distribuciones de T_1 y T_2 robustas en poros grandes y vacuolas
Programabilidad	Desarrollo de nuevos modos



^ Ventajas de la herramienta MRX en rocas carbonatadas.

Una herramienta de gradiente posee un campo magnético estático que decrece en forma uniforme a medida que se aleja desde la herramienta hacia la formación. De este modo, la condición de resonancia o condición de Larmor se cumplirá en un amplio rango de frecuencias que corresponden a la medición del hidrógeno a distancias variables con respecto al pozo. Cambiar la frecuencia de operación facilita la adquisición de mediciones para profundidades de investigación múltiples (DOI, por sus siglas en inglés). La programabilidad de la herramienta MRX permite además obtener mediciones a profundidades de medición múltiples en un solo paso. Los datos y las respuestas de la herramienta MRX desde las distintas profundidades de medición se procesan y reportan por separado.

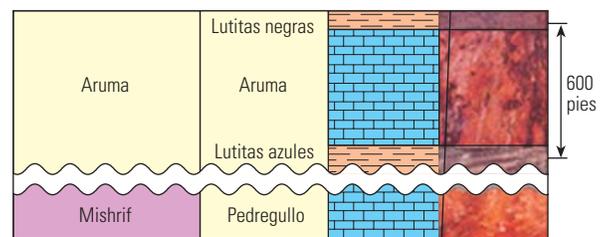
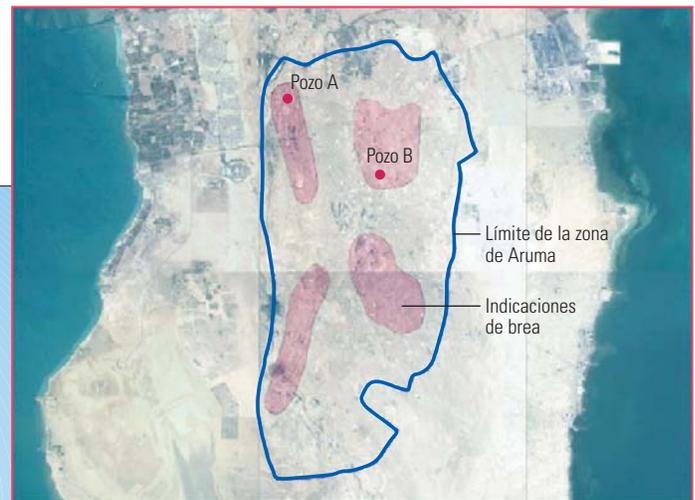
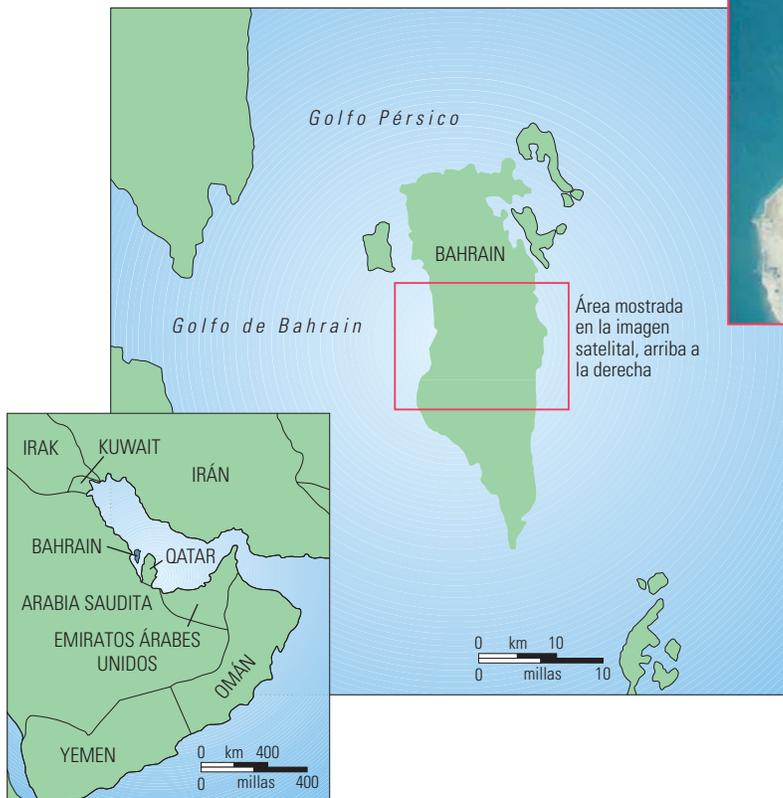
Cada herramienta MRX posee tres antenas incorporadas, dos de alta resolución y una principal. La antena principal opera a frecuencias múltiples y se utiliza fundamentalmente para aplicaciones de caracterización de fluidos. Por ejemplo, los datos provenientes del modo de operación más avanzado, denominado generación de perfiles de saturación, pueden utilizarse para indicar qué fluidos están presentes en las profundidades de investigación tanto someras como profundas utilizadas en la secuencia de adquisición de registros. Debido a la excentricidad del modo de operación y el diseño de la antena, las profundidades de investigación—que oscilan entre 3.8 y 10 cm [1.5 y 4 pulgadas]—se mantienen a lo largo de un amplio rango de diámetros de pozos, tipos de lodos y temperaturas. El contraste entre la profundidad de investigación profunda y la profundi-

dad de investigación somera ayuda a los analistas a identificar los problemas de calidad de los datos asociados con pozos rugosos, revoque de filtración e invasión de fluidos porque la percepción de las DOI más profundas habitualmente trasciende el daño de formación inducido por la perforación (arriba).

La herramienta MRX ofrece ventajas significativas para la caracterización de fluidos.²⁷ De los tres mecanismos de relajación—la relajación volumétrica, la relajación de superficie y la difusión en un gradiente—el más fácil de ser controlado por la secuencia de pulsos es la difusión. Mediante la modificación de una serie de secuencias CPMG estándares, los efectos de la difusión pueden codificarse sucesivamente en los datos. La inversión y la subsiguiente interpretación permiten asociar los efectos de la difusión con diferentes tipos de fluidos, incluyendo gas, petróleo, agua y filtrado de lodo a base de petróleo.

El principal método de interpretación es una inversión del modelo de fluidos, conocido como Caracterización de Fluidos por Resonancia Magnética MRF, o bien una inversión independiente del modelo que genera una correlación bidimensional entre la difusión, D , y los datos de T_2 , conocida como mapa D - T_2 . Ambos métodos, la inversión MRF y la interpretación de mapas D - T_2 , aplican el modelo de viscosidad componente que correlaciona la difusión del petróleo con su tiempo T_2 .²⁸ Dado que se conoce la difusión del gas y el agua, se puede obtener una medición cuantitativa de los volúmenes de fluidos. Esta información resulta de utilidad para la comprensión de las formaciones carbonatadas, en las que los flui-

22. Para obtener mayor información sobre técnicas de RMN, consulte: Alvarado et al, referencia 2.
Allen D, Flaum C, Ramakrishnan TS, Bedford J, Castelijns K, Fairhurst D, Gubelin G, Heaton N, Minh CC, Norville MA, Seim MR, Pritchard T y Ramamoorthy R: "Tendencias en registros de RMN," *Oilfield Review* 12, no. 3 (Invierno de 2000): 2–21.
23. La sigla CPMG corresponde al ciclo de pulsos de radiofrecuencia diseñados por Carr, Purcell, Meiboom y Gill para producir ecos y contrarrestar el desfase causado por las inhomogeneidades del campo magnético estático.
24. El método de Timur-Coates para el cálculo de la permeabilidad se basa en la relación fluido libre/fluido ligado obtenida de las mediciones de RMN. Al igual que en muchos cálculos de la permeabilidad, hay un término basado en la porosidad y un término relacionado con el tamaño de los poros, que en este caso es la relación entre el índice de fluido libre (FFI, por sus siglas en inglés) y el índice de fluido ligado (BFI, por sus siglas en inglés). El método SDR, desarrollado en el Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger, se basa en la media logarítmica T_2 de una medición de RMN y el cálculo incluye un término basado en la porosidad y un término relacionado con el tamaño de los poros, en este caso la media logarítmica T_2 .
25. Para obtener mayor información, consulte: Hassall JK, Ferraris P, Al-Raisi M, Hurley NF, Boyd A y Allen DF: "Comparison of Permeability Predictors from NMR, Formation Image and Other Logs in a Carbonate Reservoir," artículo de la SPE 88683, presentado en la Exhibición y Conferencia Internacional del Petróleo de Abu Dhabi, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 10 al 13 de octubre de 2004.
26. Para obtener mayor información sobre la herramienta MRX, consulte: DePavia L, Heaton N, Ayers D, Freedman R, Harris R, Jorion B, Kovats J, Luong B, Rajan N, Taherian R, Walter K, Willis D, Scheibal J y García S: "A Next-Generation Wireline NMR Logging Tool," artículo de la SPE 84482, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.
27. Freedman R y Heaton N: "Fluid Characterization Using Nuclear Magnetic Resonance Logging," *Petrophysics* 45, no. 3 (Mayo a junio de 2004): 241–250.
28. Freedman R, Sezginer A, Flaum M, Matteson A, Lo S y Hirasaki GJ: "A New NMR Method of Fluid Characterization in Reservoir Rocks: Experimental Confirmation and Simulation Results," artículo de la SPE 63214, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Dallas, 1º al 4 de octubre de 2000.



^ Localización y estratigrafía del Campo Bahrain. Descubierto en el año 1932, el Campo Bahrain corresponde a una estructura anticlinal fallada (*izquierda y extremo superior derecho*) de la que actualmente producen más de 400 pozos. BAPCO estudió la producibilidad de la zona de Aruma del Cretácico Superior (*extremo inferior derecho*), por mucho tiempo considerada subeconómica, mediante la adquisición de datos de caracterización de fluidos y rocas provenientes de núcleos y registros.

dos múltiples, la mojabilidad, las propiedades de superficie y los sistemas porosos vulgares plantean desafíos para la interpretación de la distribución de T_2 por resonancia magnética nuclear tradicional.

La tecnología MRX es un complemento de la herramienta de RMN existente, la herramienta de Resonancia Magnética Combinada. La elección del dispositivo a correr depende de los objetivos de la evaluación de formaciones. Si las respuestas de la herramienta de RMN estándar a una DOI somera son suficientes, con la opción de la caracterización de fluidos como un registro estacionario, podría resultar apropiada la tecnología CMR. La sonda CMR es más corta y más liviana, lo que posibilita un despliegue más fácil en la ubicación del pozo. Por otro lado, la herramienta MRX provee respuestas para la evaluación de formaciones de las que no se dispone con otras herramientas. En Bahrain, por ejemplo, la caracterización de

fluidos y el análisis de profundidades de investigación múltiples con las herramientas CMR y MRX demostró ser esencial para la reevaluación de zonas productivas pasadas por alto.

Reevaluación de zonas productivas pasadas por alto en Bahrain

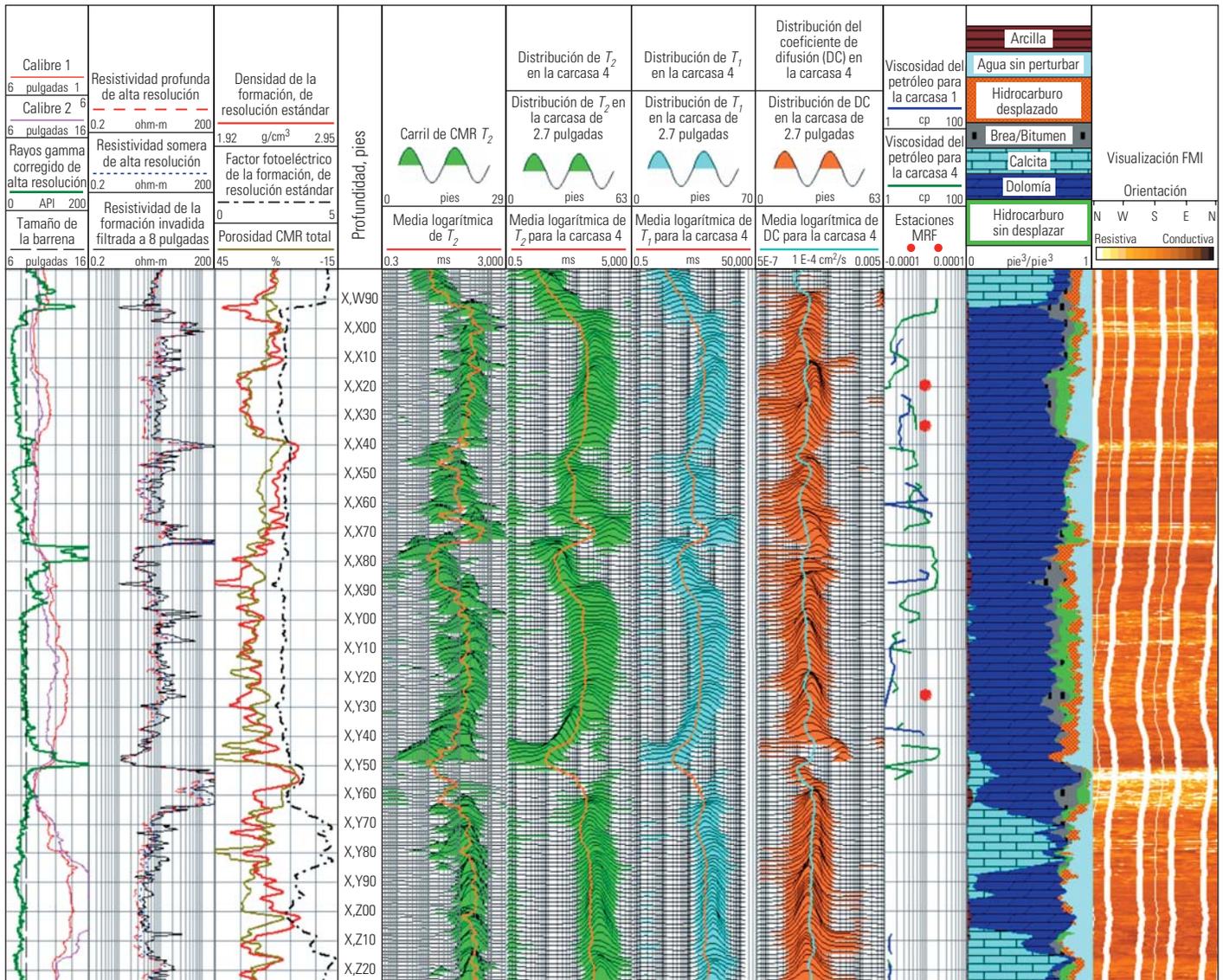
Bahrain Petroleum Company (BAPCO) revaluó recientemente la zona de Aruma del Cretácico Superior en el Campo Bahrain (*arriba*). Si bien el campo fue descubierto en 1932 y ahora contiene

más de 400 pozos productivos, las reservas de petróleo situadas detrás de la tubería de revestimiento en esta caliza dolomítica fueron pasadas por alto en favor del petróleo de baja viscosidad presente a mayor profundidad.²⁹ La viscosidad del petróleo de la zona de Aruma era considerada alta, registrándose valores de hasta 20,000 cp, porque las operaciones de perforación previas a menudo indicaban la presencia de breca en dicha zona, lo que la tornaba poco atractiva desde el punto de vista económico.

29. Para obtener mayor información sobre el Campo Bahrain, consulte: Murty CRK y Al-Haddad A: "Integrated Development Approach for a Mature Oil Field," artículo de la SPE 81438, presentado en la 13a. Muestra y Conferencia del Petróleo y del Gas de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 9 al 12 de junio de 2003.

30. Zubari H, Murty CRK, Ramamoorthy R, Srivastava A y Stowe I: "Integrated Visualization and Manipulation of Well Data for Maximizing Data Value and Delivering Well-Informed Decisions for a Shallow Tar Formation," artículo de la SPE 93468, presentado en la 14a Muestra y Conferencia del Petróleo y del Gas de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 12 al 15 de marzo de 2005.

31. La dolomitización es un proceso geoquímico en el que la dolomía reemplaza a otros minerales. El volumen de la dolomía es menor que el de la calcita, de manera que en ciertos casos aislados el reemplazo de calcita por dolomía en una roca puede incrementar el espacio entre los poros de la roca. No obstante, es más frecuente que la disolución producida por los fluidos produzca una reducción de la porosidad.



^ Registro compuesto del Campo Bahrain. El análisis de registros de alta resolución resultó esencial para la correcta interpretación de un juego de registros completo y de un núcleo del Pozo B. Los datos de rayos gamma, tamaño de la barrena y calibre del Carril 1 muestran la pobre calidad del agujero. Los datos CMR y MRX aparecen en los Carriles 4 a 8. Los datos de viscosidad del fluido del Carril 8 incluyen mediciones de estaciones CMR y perfiles MRX. En el Carril 9 se muestra una evaluación de formación realizada con el programa de Análisis Elemental de Registros ELANPlus y, en el Carril 10, una imagen generada con la herramienta FMI.

Para evaluar en su totalidad la producibilidad de la zona de Aruma, en el año 2001 BAPCO implementó un estudio detallado que se centraba en dos pozos del área central-norte del campo.³⁰ Trabajando con Schlumberger, BAPCO adquirió en el Pozo A núcleos convencionales y registros con la sonda integrada de herramientas de adquisición de registros Platform Express y con las herramientas FMI y CMR para determinar la litología, la porosidad, el contenido de brea y la permeabilidad, y obtener una mejor predicción del flujo del yacimiento de Aruma. En el Pozo B, perforado en el año 2003, BAPCO adquirió los mismos datos, además de los datos MRX (arriba).

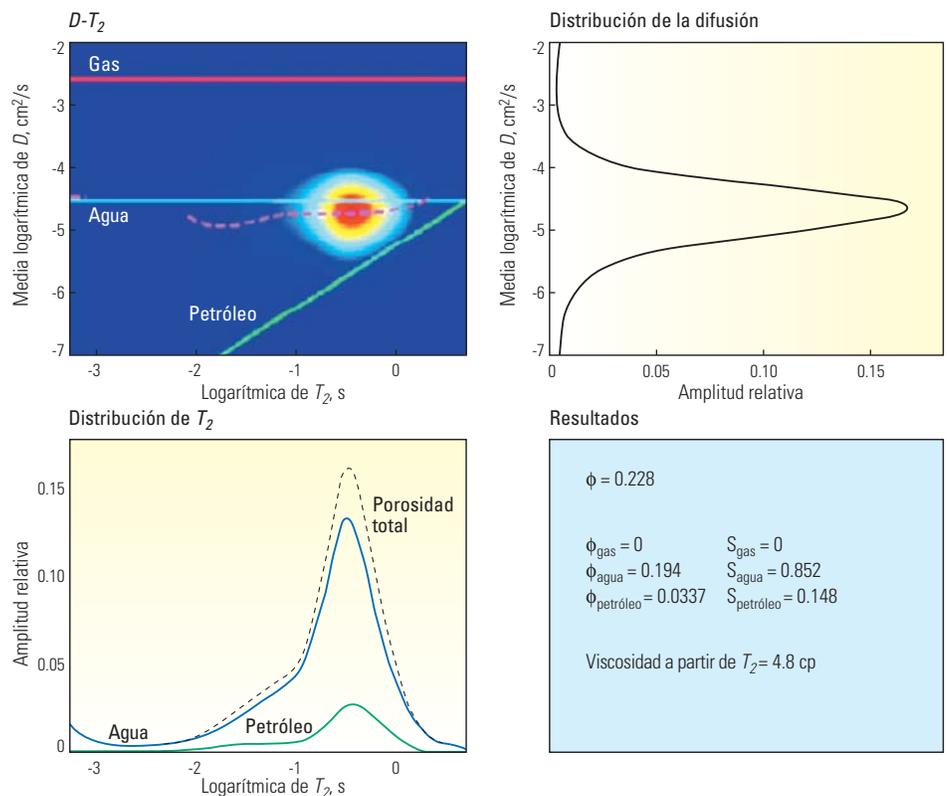
Mientras se registraba el Pozo B, el equipo a cargo de los activos de la compañía observó que

las muestras de petróleo producido en el lodo de perforación poseían viscosidades de tan sólo 3 cp. El análisis petrofísico cuidadoso incorporó datos de porosidad, litología y núcleos. Las predicciones de la permeabilidad obtenidas del conjunto de datos integrados sugerían que la permeabilidad mejoraba con el aumento de la dolomitización.³¹

Todos los datos—de perforación, registros y núcleos—fueron integrados utilizando el programa Well-ID, un sistema de entrega de respuestas basado en Windows y en toda la información disponible. El programa permite que los usuarios integren y visualicen los datos de registros, núcleos y pruebas, fotografías e interpretaciones en una pantalla, lo que facilita la toma de mejores decisiones y la preparación de los datos de entrada para las simulaciones de yacimientos.

Los datos NMR resultaron cruciales para la evaluación petrofísica de la zona de Aruma. En el Pozo A, las fotografías de núcleos confirmaron la precisión de la identificación de la zona de brea en base al registro CMR.

En el Pozo B, las herramientas CMR y MRX se bajaron juntas. En algunas secciones, la pobre calidad del agujero deterioró la calidad de los datos de registros con excepción de la carcasa profunda de 2.7 pulgadas de la herramienta MRX, o volumen, que no fue afectada por el agrandamiento del pozo. El equipo de estudio de yacimientos logró evaluar en forma confiable la porosidad y el volumen de brea mediante la integración cuidadosa de los datos.



^ Caracterización de fluidos en el Campo Bahrain. Los colores del mapa de difusión (D) versus el tiempo de relajación transversal, T_2 (*extremo superior izquierdo*) indican la magnitud de la porosidad asociada con un coeficiente de difusión, o difusividad, y un tiempo T_2 dados. Esto puede concebirse como el estiramiento de la distribución de T_2 hasta alcanzar una segunda dimensión. Este mapa de difusión versus T_2 indica la presencia de petróleo de baja viscosidad. Las gráficas del extremo inferior izquierdo y del extremo superior derecho son proyecciones del mapa sobre los ejes T_2 y D . Los resultados de la interpretación se muestran en el extremo inferior derecho.

La técnica MRF fue aplicada en el Pozo B (*arriba*). La técnica MRF puede utilizarse mediante la adquisición de registros estacionarios con la herramienta CMR; la sonda MRX puede adquirir datos que caracterizan los fluidos versus la profundidad en el modo de adquisición de registros continuo. En este caso se efectuaron mediciones en cuatro estaciones con la herramienta CMR. Los resultados de la caracterización de fluidos de ambas herramientas indicaron la existencia de petróleo de viscosidad relativamente baja, inferior a 5 cp, además de brea, lo que condujo al equipo de estudio a concluir que la zona de Aruma contiene saturaciones económicamente explotables de petróleo móvil.

Sobre la base de esta nueva evaluación de la zona de Aruma, BAPCO proyecta realizar operaciones de terminación adicionales en este yacimiento. La compañía seguirá integrando métodos de adquisición de registros y enfoques analíticos de avanzada para aumentar eficazmente la producción.

Además de ayudar a las compañías a evaluar mejor los yacimientos pasados por alto, la tecnol

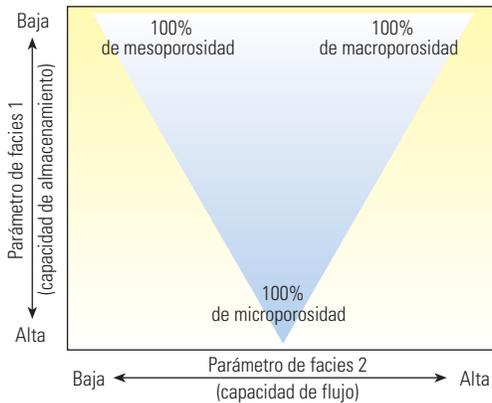
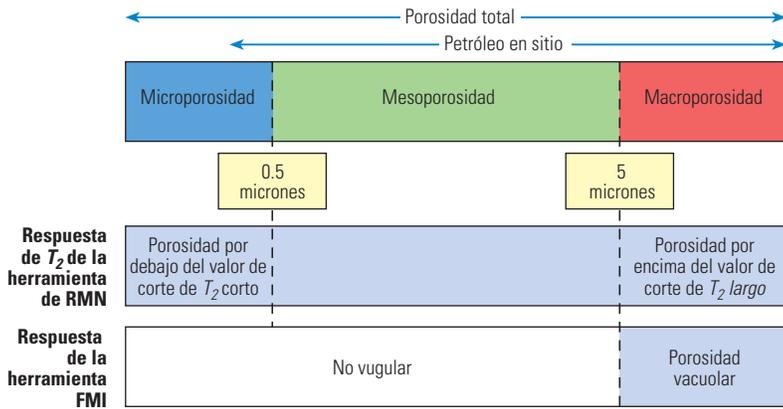
ogía de RMN está desempeñando un rol importante en lo que respecta a la evaluación del comportamiento de zonas individuales del yacimiento. La identificación de unidades significativas desde el punto de vista del yacimiento constituye una parte importante de la comprensión y predicción del desempeño de un yacimiento. Este tipo de interpretación trasciende el análisis petrofísico estándar ya que traslada una interpretación de un solo pozo a un contexto más amplio, tal como un marco estratigráfico o un marco estratigráfico secuencial.³² A partir de esta interpretación, los paquetes sedimentarios pueden agruparse correctamente en unidades de flujo o compartimientos de yacimientos y los ingenieros de yacimientos pueden tomar decisiones sobre la base de toda la información disponible relacionadas con el manejo de yacimientos.

La identificación de unidades significativas desde el punto de vista del yacimiento se muestra promisorio en las rocas carbonatadas petrolíferas. Las unidades de flujo cuidadosamente mapeadas se incorporan en modelos de yacimientos tridimensionales (3D). A partir de estos

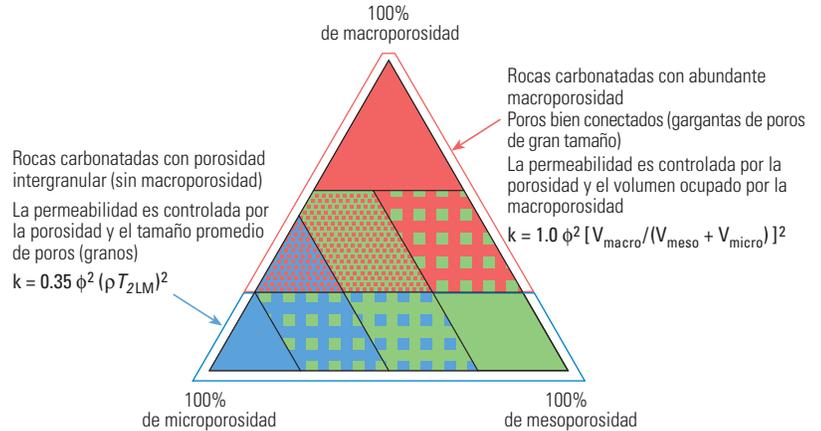
modelos, los científicos e ingenieros pueden mejorar el manejo de los yacimientos. Se han efectuado estudios estratigráficos secuenciales de alta resolución en yacimientos carbonatados de petróleo de Medio Oriente, donde los investigadores están observando que la combinación de registros de imágenes de la pared del pozo y registros de RMN constituye una herramienta poderosa para comprender el comportamiento de los yacimientos, encarando la problemática general de distinguir entre los diferentes tipos de porosidades presentes en las rocas carbonatadas.

Comprensión del flujo en yacimientos carbonatados

En el pasado, los petrofísicos trabajaban asiduamente para estimar la permeabilidad en rocas carbonatadas, desarrollando nuevas técnicas a medida que se disponía de nuevas herramientas de adquisición de registros. Los primeros métodos de RMN eran promisorios, pero su utilidad se reducía en zonas de macroporosidad. Los métodos sísmicos, tales como el método de estimación de la permeabilidad de Stoneley, también resul



Clases de sistemas porosos y permeabilidad de los carbonatos



^ Separación de la porosidad. Los programas de avanzada utilizan las mediciones de T_2 obtenidas con la herramienta de RMN y las respuestas de la herramienta FMI para distinguir la microporosidad de la mesoporosidad y de la macroporosidad (*extremo superior izquierdo*). A partir de esto, los científicos e ingenieros pueden comenzar a evaluar los aspectos cruciales del comportamiento de los yacimientos, incluyendo la capacidad de almacenamiento y la capacidad de flujo (*extremo inferior izquierdo*). Las clases de sistemas porosos que se muestran precedentemente se utilizan en las visualizaciones de las interpretaciones estándar.

taban de utilidad para la predicción de tendencias.³² El análisis de los registros de imágenes proporcionaba un mayor grado de resolución vertical y mejores evaluaciones de las fracturas y la porosidad secundaria. Durante un tiempo, los petrofísicos reconocieron que ciertas combinaciones de herramientas y registros aportaban mejor información sobre las rocas carbonatadas. Por ejemplo, correr registros de imágenes de la pared del pozo después de adquirir núcleos laterales constituye una alternativa poderosa para relacionar los datos derivados de núcleos con los datos de registros en rocas heterogéneas. No obs-

tante, en ciertas áreas, los especialistas observan que la permeabilidad es difícil de predecir en forma confiable en base a registros y que la realización de pruebas con empacadores y probetas de herramientas tales como el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT constituye el mejor método de estimación de la permeabilidad.

Los estudios de carbonatos en curso condujeron al desarrollo de nuevos programas de petrofísica de los carbonatos. El programa de separación de la porosidad y análisis de la permeabilidad es una aplicación del sistema GeoFrame que implementa una nueva metodología para los carbona-

tos en base a una serie de estudios de campo llevados a cabo en Medio Oriente y en otros lugares del mundo en los últimos años. La clasificación de la porosidad se basa en la clasificación de Lucia, al igual que en otros esquemas de clasificación ampliamente utilizados, como fundamento para la tipificación de las rocas carbonatadas.³⁴

Luego de un exhaustivo análisis petrofísico de la litología, la porosidad y las saturaciones de fluidos, las mediciones de RMN de la herramienta CMR, la herramienta MRX o los datos del servicio de geonavegación dentro del yacimiento en tiempo real proVISION y los datos de la herramienta FMI, además de una interpretación de la porosidad realizada con el programa de Análisis Elemental de Registros ELANPlus, son introducidos en el paquete de separación de la porosidad para dividir la porosidad en sus micro, meso y macro componentes (*arriba*).³⁵ La aplicación de separación de la porosidad utiliza luego ese resultado para reconstruir la permeabilidad. La permeabilidad se calcula de acuerdo con versiones especiales de las ecuaciones del Centro de

32. La estratigrafía secuencial es un campo de estudio en el que los depósitos sedimentarios que constituyen el relleno de cuencas, denominados secuencias, son interpretados en un marco de deposición, subsidencia y eustasia, o variación del nivel del mar, a través del tiempo para correlacionar los estratos y predecir la estratigrafía de áreas relativamente desconocidas.

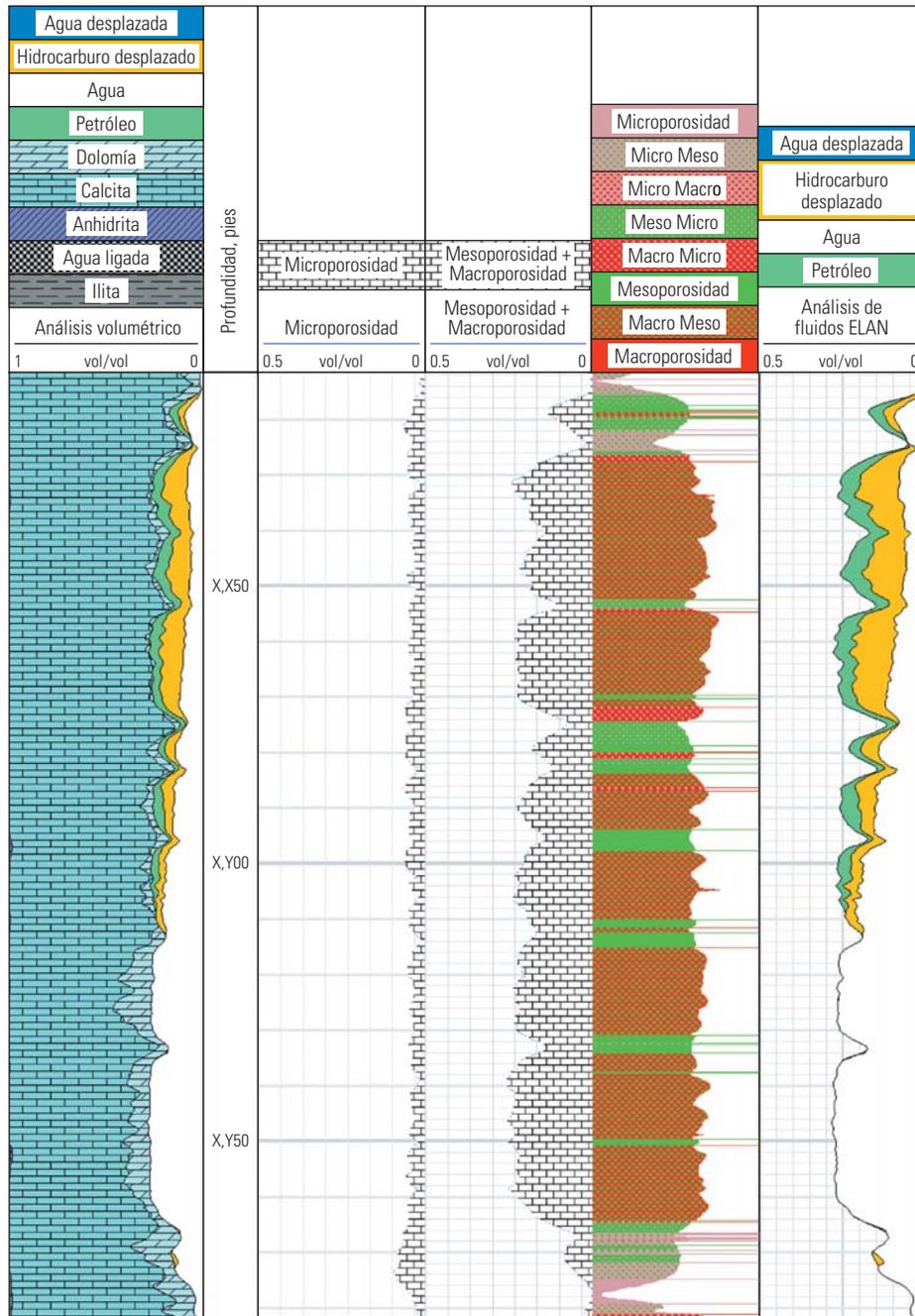
33. La permeabilidad de Stoneley se refiere a la capacidad del fluido de desplazarse a través de una roca y se mide por la reducción de la amplitud o el incremento de la lentitud de la onda acústica de Stoneley generada en el pozo. La velocidad y la amplitud de la onda de Stoneley se reducen debido a la presencia de fluidos móviles en la formación. Físicamente, el efecto puede verse como un acoplamiento de la energía de Stoneley que da como

resultado una onda de formación conocida como onda lenta. La magnitud de la reducción es una función complicada de esta movilidad (o permeabilidad dividida por la viscosidad), las propiedades del fluido de pozo, el fluido de poros y el revoque de filtración, las propiedades elásticas de la roca y la frecuencia de onda.

34. Lucia, referencia 11.

Marzouk I, Takezaki H y Suzuki M: "New Classification of Carbonate Rocks for Reservoir Characterization," artículo de la SPE 49475, presentado en la 8a Exhibición y Conferencia Internacional del Petróleo de Abu Dhabi, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, 11 al 14 de octubre de 1998.

35. Para obtener mayor información, consulte: Hassall et al, referencia 25.



^ Separación de la porosidad en un campo petrolero gigante. Los diferentes tipos de poros se indican en los Carriles 2, 3 y 4. El resultado final de la aplicación del programa del sistema GeoFrame puede adaptarse a necesidades específicas como asistencia en la toma de decisiones relacionadas con la ejecución de pruebas, operaciones de disparos o tratamientos de estimulación ácida.

Investigaciones Doll de Schlumberger (SDR) o las ecuaciones del modelo Timur-Coates para carbonatos, dependiendo de qué clases de sistemas porosos hayan sido identificados. El resultado final puede adaptarse a las necesidades específicas como asistencia en la toma de decisiones relacionadas con la ejecución de pruebas, operaciones de disparos o tratamientos de estimulación ácida (arriba).

Este programa, utilizado por primera vez a nivel comercial por los intérpretes consultores de Schlumberger a fines de diciembre de 2004, ha sido rigurosamente probado en rocas carbonatadas. Los petrofísicos de Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO), trabajando en conjunto con Schlumberger, obtuvieron mediciones de núcleos y utilizaron el programa para completar el desarrollo del método.³⁶

Al igual que otras técnicas para evaluar el potencial de flujo, el método de separación de la porosidad requiere una interpretación calificada y una aplicación juiciosa para obtener resultados de utilidad. El modelo asume que el tamaño de los cuerpos porosos está relacionado con el tamaño de las gargantas de poros. En consecuencia, el programa no fue diseñado para manipular yacimientos con predominio de vacuolas separadas

que no se comunican, fracturas que vinculan poros o poros de gran tamaño conectados por gargantas de poros pequeñas. No obstante, su desempeño es destacado en yacimientos que poseen macroporos con conexiones entre poros intermedios. La calibración de los resultados de la nueva aplicación con las permeabilidades medidas a partir de núcleos o pruebas de formaciones es esencial para asegurar la validez de las interpretaciones.

En el caso del análisis del yacimiento Abu Dhabi, el equipo de interpretación seleccionó inicialmente un pozo con datos extensivos, incluyendo datos de núcleos y un conjunto completo de registros, de un campo gigante cuyas rocas yacimiento habían sido estudiadas previamente en forma exhaustiva.³⁷ Al equipo de estudio le preocupaba particularmente el amplio rango de permeabilidad del pozo—0.1 a 5,000 mD—y la necesidad de comprender los efectos potenciales de los intervalos de alta permeabilidad sobre la producción en un proyecto de inyección de agua activo. Finalmente, la mejor estimación de la permeabilidad se obtuvo de la integración de los datos de RMN con el registro de imágenes de la pared del pozo.

Los profesionales de todo el mundo están participando activamente en el desarrollo de diversas técnicas basadas en registros para la separación de la porosidad y la cuantificación de la permeabilidad, con el fin de mejorar las estrategias de terminación de pozos y el manejo de campos petroleros.³⁸ La correcta adaptación de estas técnicas según la naturaleza específica de cada campo o de cada región petrolera constituye un desafío significativo. Por ejemplo, el éxito de un proyecto de recuperación secundaria requiere que los fluidos inyectados barran el yacimiento en forma eficaz en vez de penetrar en un compartimiento aislado o pasar por alto las reservas alojadas en zonas de alta permeabilidad. En estas situaciones, es fundamentalmente importante determinar cómo las diferentes rocas carbonatadas contribuyen al flujo o lo impiden.

Diferentes tecnologías, diferentes modalidades, diferentes discernimientos

Los especialistas en carbonatos están desarrollando diligentemente diversas formas de aplicar tanto la tecnología vieja como la nueva para lograr mejores resultados. Por ejemplo, los investigadores del Centro de Investigaciones de Schlumberger en Cambridge (SCR) están aplicando técnicas de tomografía computada (TC) y visualización inmersiva para examinar los granos, cementos y sistemas porosos de las rocas desde la escala de secciones delgadas hasta la

escala de núcleos de diámetro completo.³⁹ Las visualizaciones, en estas diferentes escalas, muestran detalles de la mineralogía, los tipos y formas de granos, las estructuras porosas y las conexiones entre los poros. El entorno inmersivo facilita la interpretación interactiva de los datos TC y la integración de éstos con otros datos.

Los científicos del Centro de Investigación de Carbonatos Dhahran de Schlumberger en Arabia Saudita están realizando estudios de aplicaciones sísmicas terrestres, geología y petrofísica de rocas carbonatadas, dinámica de fluidos y tecnologías de producción de avanzada. Los yacimientos carbonatados de Medio Oriente representan un laboratorio natural superlativo en el que los científicos pueden examinar los detalles finos de los poros individuales para evaluar la recuperación final de petróleo, las heterogeneidades en una variedad de escalas que afectan la eficiencia de barrido, y los aspectos, a escala de campo, de la ubicación y el diseño de los pozos, así como del manejo de yacimientos. Sin embargo, el personal procura trascender la geología local para encarar los problemas con que se enfrentan los especialistas en carbonatos de todo el mundo, tales como el desarrollo de descripciones de rocas uniformes que puedan utilizarse efectivamente por geólogos, petrofísicos e ingenieros de yacimientos, y la concepción de técnicas de evaluación petrofísica en tiempo real para las rocas carbonatadas.

Seguirán efectuándose estudios de RMN de rocas carbonatadas con el propósito de optimizar la evaluación de yacimientos carbonatados mediante el desarrollo de una imagen más clara del tamaño y la distribución de los poros. Esto podría conducir a la generación de modelos matemáticos o transformadas de permeabilidad de mayor robustez para los yacimientos carbonatados, pero no contribuirá a satisfacer los desafíos inmediatos que plantea el manejo de yacimientos, tales como la eficiencia de barrido.

Las técnicas de probabilidades también seguirán desempeñando un rol importante en la estimación de la permeabilidad en los carbonatos debido a la heterogeneidad de los sistemas porosos. Las predicciones confiables de la permeabilidad son esenciales para optimizar las operaciones de estimulación de pozos y el manejo de yacimientos.

Si bien el tema no ha sido abordado en detalle en este artículo, la mayoría de los yacimientos carbonatados contienen fracturas naturales que pueden afectar profundamente el movimiento de los fluidos. El tamaño y la distribución de las fracturas siguen siendo difíciles de predecir o modelar con la tecnología actual.⁴⁰ Las rocas car-

bonatadas fracturadas, presentes en el subsuelo y en afloramientos, requieren un estudio más profundo para reforzar el conocimiento adquirido a partir de datos tales como registros de imágenes, otros registros y pruebas de pozos, con el fin de mejorar la ubicación de los pozos y el manejo de los yacimientos.

La falta de una solución del tipo “talla única” obliga a los científicos e ingenieros a tener en cuenta rigurosamente todos los datos, en todas las escalas.⁴¹ Si bien algunos profesionales especialistas en carbonatos optan por concentrarse en un solo atributo que controla el comportamiento y los aspectos económicos de los yacimientos en una localización en particular, tal como la geometría de poros o la permeabilidad, los estudios integrados basados en tecnología de avanzada están posibilitando un manejo más efectivo de los yacimientos carbonatados de todo el mundo.

—GMG

36. Para obtener mayor información sobre predicción de la permeabilidad con métodos de RMN, consulte: Hassall et al, referencia 25.
37. Russell SD, Akbar M, Vissapragada B y Walkden GM: “Rock Types and Permeability Prediction from Dipmeter and Image Logs: Shuaiba Reservoir (Aptian), Abu Dhabi,” *Boletín de la AAPG* 86, no. 10 (Octubre de 2002): 1709–1732.
38. Para ver un ejemplo de Texas Oeste, EUA, consulte: Xu C, Russell D, Gournay J y Richter P: “Porosity Partitioning and Permeability Quantification in Vuggy Carbonates Using Wireline Logs, Permian Basin, West Texas,” artículo presentado en el 46o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA, Nueva Orleans, 26 al 29 de junio de 2005.
39. Para obtener mayor información sobre la utilización de técnicas de tomografía computada y visualización inmersiva, consulte: Kayser A, Gras R, Curtis A y Wood R: “Visualizing Internal Rock Structures: New Approach Spans Five Scale-Orders,” *Offshore* 64, no. 8 (Agosto de 2004): 129–131.
40. Kerans C: “Progress and Potential in Building and Populating 3D Static Models of Carbonate Reservoirs,” presentado en el Simposio de Investigación de Hedberg de la AAPG de Caracterización y Simulación de Yacimientos Carbonatados: De las Facies a las Unidades de Flujo, El Paso, Texas, EUA, 15 al 18 de marzo de 2004.
41. Para ver un ejemplo de las Filipinas, consulte: Grottsch J y Mercadier C: “Integrated 3-D Reservoir Modeling Based on 3-D Seismic: The Tertiary Malampaya and Camago Buildups, Offshore Palawan, Philippines,” *Boletín de la AAPG* 83, no. 11 (Noviembre de 1999): 1703–1728.