

Los fundamentos de la mojabilidad

Wael Abdallah
Edmonton, Alberta, Canadá

Jill S. Buckley
New Mexico Petroleum Recovery
Research Center
Socorro, Nuevo México, EUA

Andrew Carnegie
Kuala Lumpur, Malasia

John Edwards
Bernd Herold
Muscat, Omán

Edmund Fordham
Cambridge, Inglaterra

Arne Graue
Universidad de Bergen
Bergen, Noruega

Tarek Habashy
Nikita Seleznev
Claude Signer
Boston, Massachusetts, EUA

Hassan Hussain
Petroleum Development Oman
Muscat, Omán

Bernard Montaron
Dubai, Emiratos Árabes Unidos

Murtaza Ziauddin
Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Austin Boyd, Gabriela Leu y Romain Prioul, Boston; Ray Kennedy, Edmonton; Patrice Ligneul, Dhahran, Arabia Saudita; John McCullagh, Sugar Land, Texas, EUA; Guillemette Picard, Clamart, Francia; Raghu Ramamoorthy, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos; y Alan Sibbit, Moscú. Se agradece además a los participantes del Seminario de Schlumberger sobre mojabilidad, celebrado en mayo de 2007 en Bahrain.

ECLIPSE, RSTPro (herramienta de Control de Saturación de Yacimientos) y WFL (Registro del Flujo de Agua) son marcas de Schlumberger.

La comprensión de la mojabilidad de la formación es crucial para optimizar la recuperación del petróleo. El hecho de que una roca sea mojabla por petróleo o por agua, incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del petróleo. Suponer que una formación es mojabla por agua, cuando en realidad no lo es, puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento.

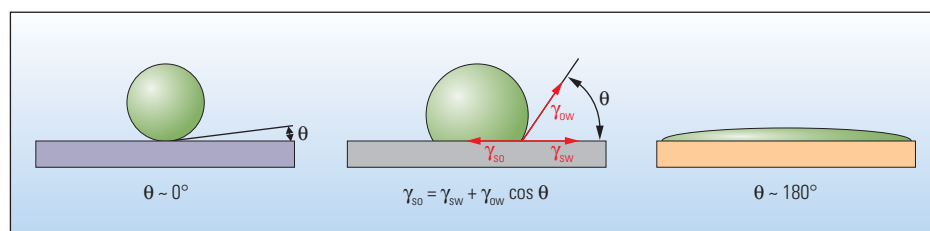
Las fuerzas de mojabilidad actúan permanentemente a nuestro alrededor. Poseen aplicaciones prácticas, tales como el hecho de hacer que la lluvia se concentre formando gotas sobre un automóvil recién encerado para protegerlo de la herrumbre. Y además presentan situaciones inverosímiles; por ejemplo, las fuerzas de mojabilidad son las que adhieren los granos de arena para mantener la forma de un castillo de arena hecho por un niño.

Las fuerzas de mojabilidad inciden en el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos de distintas maneras, incluyendo la saturación, el flujo multifásico y ciertos parámetros de la interpretación de registros. No obstante, antes de adentrarnos en estos detalles, es mejor establecer primero qué es la mojabilidad.

El término mojabilidad describe la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Si bien el término “preferencia” puede parecer extraño a la hora de describir un

objeto inanimado, describe adecuadamente el equilibrio de las fuerzas superficiales e interfaciales. Una gota de un fluido preferentemente mojannte desplazará a otro fluido; en el extremo, se dispersará por toda la superficie. Contrariamente, si un fluido no mojannte se deja caer sobre una superficie ya cubierta por el fluido mojannte, formará gotas, minimizando su contacto con el sólido. Si la condición no es fuertemente mojabla por agua ni fuertemente mojabla por petróleo, el equilibrio de las fuerzas del sistema petróleo-agua-sólido dará como resultado un ángulo de contacto, θ , entre los fluidos en la superficie sólida (abajo).

En muchas aplicaciones de campos petroleros, la mojabilidad se trata como si fuera un elemento binario; la roca es mojabla por agua o mojabla por petróleo. Esta simplificación extrema enmascara la complejidad de la física de la mojabilidad en la roca yacimiento. En un material poroso homo-



^Ángulo de contacto. Una gota de petróleo (verde) rodeada de agua (azul) sobre una superficie mojabla por agua (izquierda), forma un ángulo de contacto θ que es aproximadamente igual a cero. En una superficie mojabla por petróleo (derecha) la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180°. Una superficie con una mojabilidad intermedia (centro) también forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el petróleo y la superficie (γ_{so}), entre el agua y la superficie (γ_{sw}) y entre el petróleo y el agua (γ_{ow}).



géneo, saturado con petróleo y agua, la expresión “fuertemente mojable por agua” describe un valor extremo de un medio continuo en el que la superficie prefiere intensamente el contacto con el agua. Una superficie fuertemente mojable por petróleo exhibe preferencia al contacto con el petróleo.¹ A lo largo del medio continuo rigen diversos grados de mojabilidad, y si el sólido no posee una preferencia marcada por un fluido respecto del otro, su condición se denomina mojabilidad intermedia o mojabilidad neutral. Los parámetros que inciden en el lugar en que se encuentra un sistema en un medio continuo se analizan más adelante.

Las rocas yacimientos son estructuras complejas, que a menudo comprenden una diversidad de tipos de minerales. Cada mineral puede tener una mojabilidad diferente, lo que hace que el carácter de la mojabilidad de la roca compuesta sea difícil de describir. Habitualmente, los constituyentes primarios de los yacimientos—cuarzo, carbonato y dolomía—son mojables por agua antes de la migración del petróleo.

Esto genera una complejidad adicional: la historia de saturación del material puede incidir en la mojabilidad de la superficie, de modo tal que las superficies de poros que habían sido contactadas previamente por petróleo pueden ser mojables por petróleo, pero las superficies nunca

contactadas por petróleo pueden ser mojables por agua. Se han utilizado diversos términos para describir estas dos condiciones, incluyendo las expresiones mojabilidad mixta, mojabilidad fraccional y mojabilidad de tipo dalmata. En este artículo, se utilizará el término general “mojabilidad mixta” para cualquier material cuya mojabilidad no es homogénea. Es importante observar la diferencia fundamental que existe entre condiciones de mojabilidad intermedia (que carecen de preferencia de mojabilidad fuerte) y condiciones de mojabilidad mixta (que poseen una diversidad de preferencias, incluyendo posiblemente la mojabilidad intermedia).

Otra distinción importante es que una superficie preferentemente mojable por agua puede estar en contacto con petróleo o con gas. La mojabilidad no describe el estado de saturación: describe la preferencia del sólido a ser mojable por un cierto fluido, cuando ese fluido se encuentra presente. De esta manera, una roca mojable por agua puede ser limpiada, secada y completamente saturada con un alcano, mientras las superficies de los poros permanecen mojables por agua. Esto es fácil de ver: si se deja caer una roca saturada de petróleo pero mojable por agua en un frasco de agua, espontáneamente absorberá una cantidad significativa de agua y expulsará petróleo.

En el estricto sentido de la palabra, el término imbibición se refiere a un incremento de la saturación de la fase mojante, ya sea que se trate de un proceso de imbibición espontánea o de imbibición forzada, tal como un proceso de inundación con agua en un material mojable por agua. Contrariamente, el proceso de drenaje se refiere a un incremento de la saturación de la fase no mojante. Sin embargo, en la práctica, el término imbibición se utiliza para describir un proceso con incremento de la saturación de agua, y el término drenaje se utiliza para describir un proceso con incremento de la saturación de petróleo. A la hora de leer la literatura disponible, es necesario adoptar recaudos para determinar qué sentido está siendo utilizado.

Este artículo expone a grandes rasgos los efectos de la mojabilidad en el campo petrolero, y luego describe la físico-química básica de la mojabilidad que explica estos efectos. Se enfatizan las interacciones petróleo-agua-sólidos, pero además existen sistemas de gas-líquido-sólidos para los que la mojabilidad es importante. Los métodos de medición se describen brevemente. Dos estudios de casos de Medio Oriente, y un estudio de laboratorio de la creta del Mar del Norte,

1. A menos que en este artículo se especifique otra cosa, los términos “mojable por agua” y “mojable por petróleo” se utilizan para indicar preferencias “fuertes.”

describen los escenarios que requieren una comprensión de la mojabilidad. El final del artículo contiene algunos métodos de laboratorio que poseen el potencial para mejorar nuestra capacidad para medir y modelar la mojabilidad.

La importancia práctica de la mojabilidad

El precio favorable que posee actualmente el petróleo ha mejorado los aspectos económicos de los métodos de inyección de agua y de algunos métodos de recuperación mejorada de petróleo. Dado que en el yacimiento fluyen múltiples fases, es importante comprender la mojabilidad.² No obstante, incluso durante la recuperación primaria, la mojabilidad incide en la productividad y en la recuperación del petróleo.³ La mojabilidad original de una formación, y la mojabilidad alterada durante y después de la migración de hidrocarburos, inciden en el perfil de saturación de agua inicial, S_{wi} , y en las características de producción de la formación.

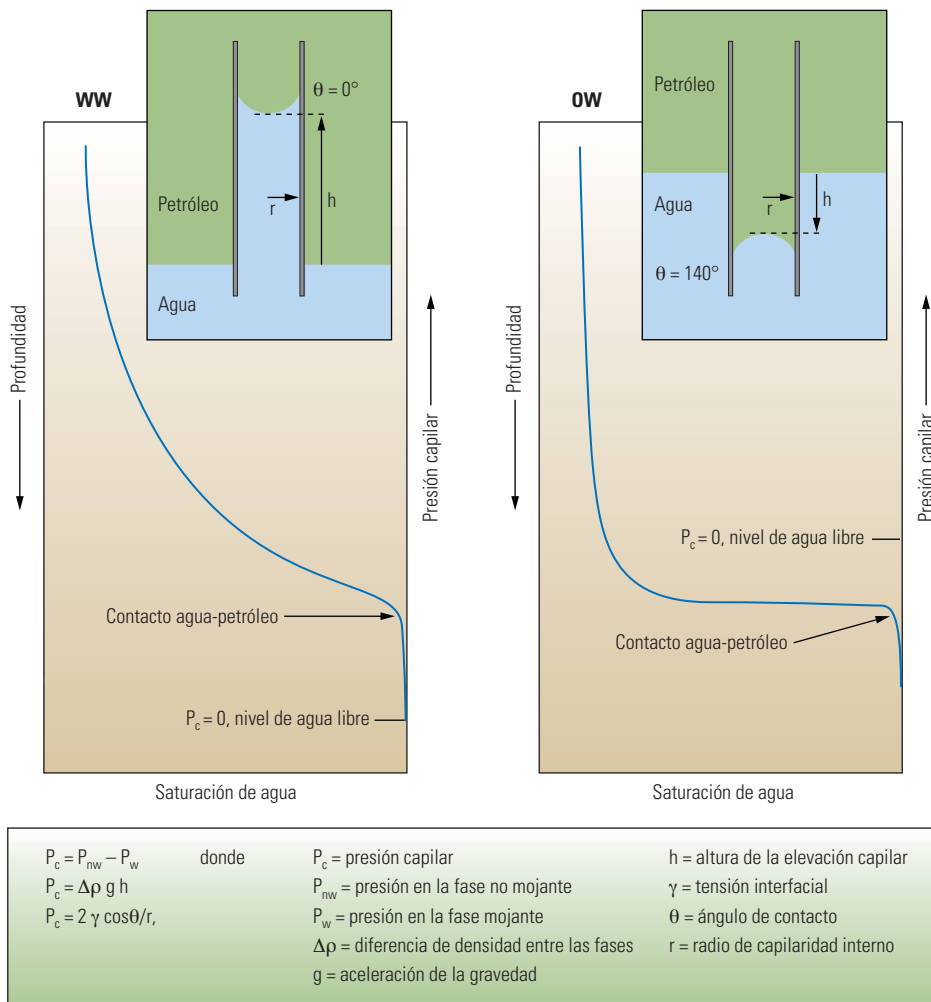
La mayoría de los yacimientos son mojables por agua antes de la migración de petróleo y exhiben una zona de transición larga, a través de la cual la saturación cambia gradualmente pasando de un predominio de petróleo con agua irreducible en el tope de la zona de transición a la presencia de agua en la base. Esta distribución es determinada por la diferencia de presión, basada en la flotabilidad entre la fase petróleo y la fase agua, y se conoce como presión capilar, P_c (derecha). El petróleo que migra hacia un yacimiento mojable por petróleo exhibirá un perfil de saturación diferente: saturación de petróleo esencialmente máxima en dirección hacia la base del yacimiento. Esta diferencia refleja la facilidad de invasión de un fluido mojan- te.

Las capas de las formaciones también pueden exhibir estados de mojabilidad diferentes debido a las variaciones litológicas. Una zona compacta puede seguir siendo mojable por agua si el volumen de petróleo que migra hacia su interior es escaso o nulo, mientras que las formaciones adyacentes adquieren un estado más mojable por petróleo. Existen otras variaciones de la mojabilidad, que no son tan fáciles de explicar. Se considera que varios yacimientos carbonatados de Medio Oriente poseen variaciones de la mojabilidad por capa, pero la causa aún no se conoce.

Esta heterogeneidad de la mojabilidad puede afectar la recuperación. Por ejemplo, los modelos que utilizan el software de simulación de yacimientos ECLIPSE incorporaron parámetros típicos de un yacimiento carbonatado de Medio Oriente con capas mojables por agua y capas mojables por petróleo que poseen permeabili- da-

des similares. En un proceso de inundación con agua, el agua penetra en las capas mojables por agua con mayor facilidad que en las capas mojables por petróleo. Esto debido a los efectos de la capilaridad. La simulación muestra que se recuperaría poco petróleo a partir de las capas mojables por petróleo.

La mojabilidad afecta también el volumen de petróleo que puede ser producido a nivel de poros, el cual queda determinado por la saturación de petróleo residual, S_{or} ; parámetro medido después de la inundación con agua. En una formación mojable por agua, el petróleo permanece en los



▲ Formación de una zona de transición. Una formación homogénea exhibe una zona de transición que pasa de un valor de saturación de petróleo alto en el tope, a un valor de saturación de agua alto en la base (curvas azules). Esta transición de la saturación tiene su origen en la presión capilar, P_c , que es la diferencia entre la presión del agua y la presión del petróleo en la interfase (ecuaciones, arriba). En un tubo capilar, las fuerzas de la superficie mojable por agua (WW) hacen que el agua se eleve (inserto de la izquierda), desplazando el petróleo; sin embargo, si la superficie interna del tubo es mojan- ble por petróleo (OW), el petróleo empujará el agua hacia abajo (inserto de la derecha). La fuerza de mojabilidad, y por lo tanto P_c , es inversamente proporcional al radio de capilaridad. La elevación capilar, h , es determinada por el equilibrio de las fuerzas de mojabilidad y el peso del fluido despla- zado dentro del tubo. Si esto se traslada a una formación porosa, existe un nivel de agua libre (FWL) definido como el nivel donde la presión capilar entre el agua y el petróleo es igual a cero. Dado que las rocas porosas poseen una distribución de tamaños y gargantas de poros—similar a una distribución de tubos capilares—a cualquier elevación por encima del nivel FWL, la porción de la distribución de tamaños que pueda sustentar el agua en esa elevación será saturada de agua. A mayor elevación, la flotabilidad del petróleo en el agua provee mayor presión capilar para forzar al agua a salir de los vacíos más pequeños. En una formación mojable por agua (izquierda), el contacto agua-petróleo se encuentra por encima del nivel FWL, lo que indica que se debe aplicar presión para que el petróleo sea introducido a la fuerza en los poros más grandes. En una formación mojable por petróleo (derecha), el contacto se encuentra por debajo del nivel FWL, lo que significa que debe apli- carse presión para introducir la fase agua a la fuerza en los poros más grandes. El contacto agua-pe- tróleo divide la zona que contiene mayormente petróleo de la que contiene mayormente agua.

poros más grandes, donde puede separarse o desconectarse de una masa continua de petróleo y quedar atrapado. En una formación mojable por petróleo o con mojabilidad mixta, el petróleo se adhiere a las superficies, incrementando la probabilidad de que se genere un trayecto continuo hacia un pozo productivo y generando un valor de S_{or} más bajo.

Dado que el impacto de la mojabilidad se extiende de la escala de los poros a la escala de yacimientos, la mojabilidad puede afectar la rentabilidad de los proyectos. A través de los parámetros S_{wi} y S_{or} , la mojabilidad incide en la recuperación del petróleo, uno de los aspectos más importantes del negocio de E&P. Además, las permeabilidades relativas al petróleo y al agua varían con la mojabilidad de la formación. En proyectos con enormes erogaciones de capital iniciales para las instalaciones, tales como los implementados en áreas de aguas profundas, la falta de comprensión de la mojabilidad y sus ramificaciones puede ser costosa.

La mojabilidad afecta el desempeño de los proyectos de inyección de agua, lo que también puede implicar una inversión inicial significativa. Las fuerzas de imbibición—la tendencia de una formación a captar la fase mojante—determinan con qué facilidad se puede inyectar el agua y cómo se desplaza a través de una formación mojable por agua. La irrupción de agua tiene lugar en las etapas tardías de un proceso de inyección de agua, y se produce más petróleo antes de que irrumpa el agua en un yacimiento mojable por agua que en un yacimiento mojable por petróleo.

La mojabilidad también puede influir en el desempeño de la inyección de gas. El frente de inyección de gas o el banco de petróleo pueden desplazar el agua, si es móvil, generando nuevamente una variación de flujo sobre la base de las preferencias de la mojabilidad por petróleo o por agua. Además, si existen asfaltenos presentes en

el petróleo crudo, el contacto del gas de hidrocarburo inyectado altera la condición de equilibrio y puede conducir a la precipitación de los asfaltenos. Como se analiza más adelante, esta precipitación puede modificar la mojabilidad de las superficies de los poros.

Incluso en un yacimiento de gas, la mojabilidad o su alteración pueden afectar la recuperación. La obturación con condensado en las vecindades de un pozo decrece la productividad de gas. Algunos métodos de recuperación utilizan medios químicos para modificar la mojabilidad alrededor del pozo con el fin de producir el petróleo y de ese modo eliminar la obstrucción.⁴

Algunos procesos de recuperación mejorada del petróleo están diseñados para superar las fuerzas de mojabilidad que atrapan el petróleo. Esos procesos apuntan a alterar la preferencia de la mojabilidad de la formación para ser más mojable por petróleo o bien a reducir la tensión interfacial existente entre los fluidos, reduciendo de ese modo las fuerzas de mojabilidad.

Algunos métodos de adquisición de registros también dependen de la mojabilidad. Los métodos de resistividad utilizan un trayecto eléctrico continuo a través de las rocas, que es provisto por la fase agua. En una formación mojable por petróleo, el agua puede no ser continua. Esto incide en el exponente de saturación, n , de la ecuación de Archie, que relaciona la saturación con la resistividad.⁵ En condiciones de mojabilidad por agua, n es ~ 2 , pero en condiciones de mojabilidad por petróleo, n es mayor que 2. De manera que si n se fija en 2, en una formación mojable por petróleo, es probable que una evaluación de la saturación basada en la resistividad sea incorrecta.

Las respuestas de los métodos de resonancia magnética nuclear (NMR) también dependen de la posición de los fluidos con respecto a las superficies de los poros. El fluido no mojante exhibe

tasas de relajación similares a las del fluido predominante, porque se asienta en medio de los poros, mientras que la fase mojante posee tiempos de relajación acortados, debido a las interacciones superficiales.⁶

La mojabilidad es de vital importancia para la formulación del fluido de perforación, particularmente en los lodos a base de aceite. Por ejemplo, se incluyen surfactantes para mantener en suspensión los sólidos. Un filtrado de lodo externo al petróleo, que contiene surfactantes mojables por petróleo, invade la formación en la región vecina al pozo, alterando potencialmente la mojabilidad de los poros.⁷ Esto puede modificar la posición de los fluidos en los espacios porosos, lo que puede afectar la respuesta de los registros de pozos. Dado que esta alteración quizás no sea permanente, se pueden obtener mediciones diferentes en las carreras de adquisición de registros subsiguientes.

Cambios en la mojabilidad

Las fuerzas de mojabilidad conducen a una condición de equilibrio entre al menos tres sustancias: un sólido y dos fluidos.⁸ Los constituyentes y las condiciones para las tres sustancias inciden en la preferencia de la mojabilidad. Por lo tanto, debemos considerar los componentes del petróleo, la química de la salmuera, y la superficie mineral, así como también la temperatura, la presión y la la historia de saturación del sistema.⁹

La composición del petróleo es clave para modificar la mojabilidad de una superficie naturalmente mojable por agua, porque cualquier componente que altere la mojabilidad se encuentra en la fase petróleo. Éstos son los compuestos polares de las resinas y los asfaltenos, que en ambos casos combinan las características hidrofílicas e hidrofóbicas. La composición del petróleo determina la solubilidad de los componentes polares. Un petróleo crudo, que es un solvente pobre

2. En 1986 y 1987, se publicó un relevamiento bibliográfico extensivo sobre la mojabilidad.

Anderson WG: "Wettability Literature Survey—Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability," *Journal of Petroleum Technology* 38 (Octubre de 1986): 1125–1144.

Anderson WG: "Wettability Literature Survey—Part 2: Wettability Measurement," *Journal of Petroleum Technology* 38 (Noviembre de 1986): 1246–1262.

Anderson WG: "Wettability Literature Survey—Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media," *Journal of Petroleum Technology* 38 (Diciembre de 1986): 1371–1378.

Anderson WG: "Wettability Literature Survey—Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure," *Journal of Petroleum Technology* 39 (Octubre de 1987): 1283–1300.

Anderson WG: "Wettability Literature Survey—Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability," *Journal of Petroleum Technology* 39 (Noviembre de 1987): 1453–1468.

Anderson WG: "Wettability Literature Survey—Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding," *Journal of Petroleum Technology* 39 (Diciembre de 1987): 1605–1622.

3. Morrow NR: "Wettability and Its Effect on Oil Recovery," *Journal of Petroleum Technology* 42, no. 12 (Diciembre de 1990): 1476–1484.

4. Para obtener más información sobre los yacimientos de gas condensado, consulte: Fan L, Harris BW, Jamaluddin A, Kamath J, Mott R, Pope GA, Shandrygin A y Whitson CH: "Revisión de los yacimientos de gas condensado," *Oilfield Review* 17, no. 4 (Primavera de 2006): 16–29.

Para ver un ejemplo de alteración de la mojabilidad en los pozos de gas condensado, consulte: Panga MKR, Ooi YS, Chan KS, Enkababian P, Samuel M, Koh PL y Chenevière P: "Wettability Alteration Used for Water Block Prevention in High-Temperature Gas Wells," *World Oil* 228, no. 3 (Marzo de 2007): 51–58.

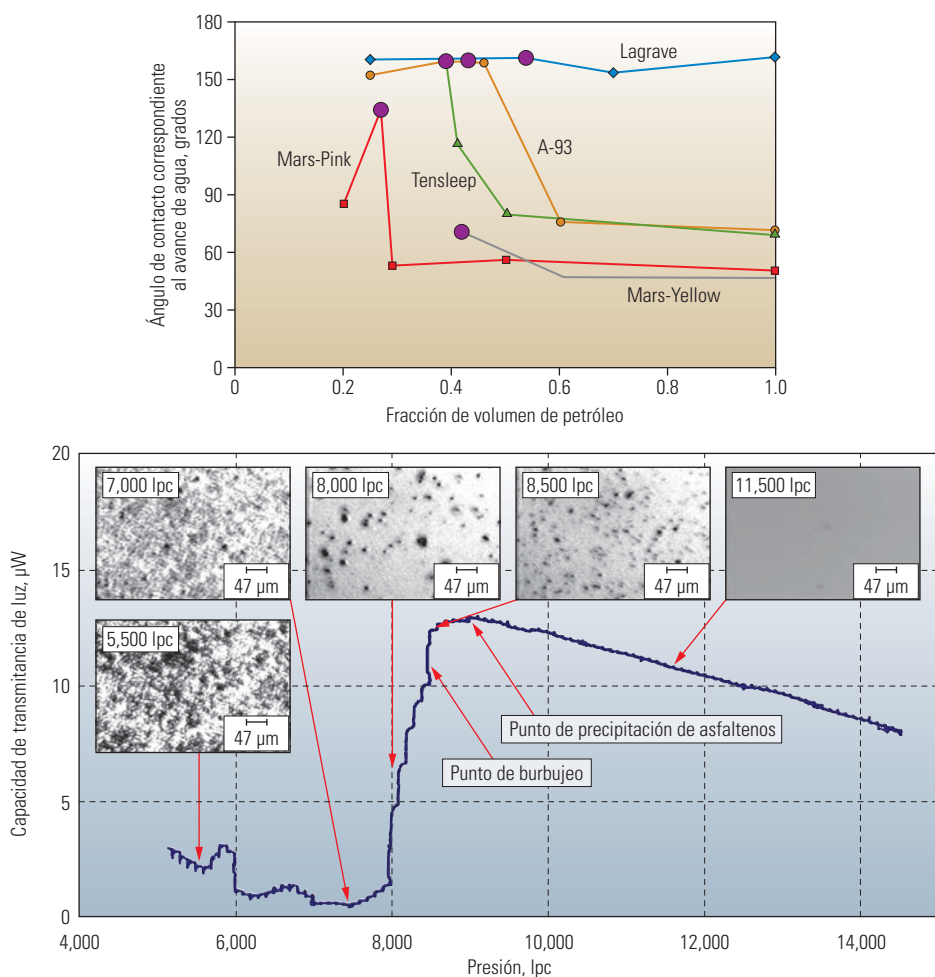
5. La ecuación de Archie puede expresarse como $S_w = (R_i/R_o)^{1/n}$, donde R_i es la resistividad de la formación, S_w es la saturación de agua, y R_o es la resistividad de la formación con una saturación de agua del 100%.

6. Para obtener más información sobre la adquisición de registros de NMR, consulte: Alvarado RJ, Damgaard A, Hansen P, Raven M, Heidler R, Hoshun R, Kovats J, Morris C, Rose D y Wendt W: "Registros de resonancia magnética nuclear adquiridos durante la perforación," *Oilfield Review* 15, no. 2 (Otoño de 2003): 42–55.

7. En una emulsión externa al petróleo, las moléculas de surfactantes forman agrupamientos denominados miscelas, las que consisten en un núcleo acuoso encapsulado en una monocapa de surfactante, en el que las partes hidrofílicas de las moléculas apuntan hacia adentro, en dirección al núcleo acuoso, y las partes hidrofóbicas apuntan hacia afuera, en dirección a la fase petróleo.

8. La preferencia de la mojabilidad también puede incluir tres fluidos inmiscibles, tales como mercurio, agua y aire.

9. Buckley JS, Liu Y y Monsterleet S: "Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils," artículo SPE 37230, *SPE Journal* 3, no. 1 (Marzo de 1998): 54–61.



^Alteración de la mojabilidad derivada de la precipitación de asfaltenos. Los ángulos de contacto fueron medidos después de la exposición a diversos petróleos crudos diluidos con n-heptano en diversas fracciones de volúmenes de petróleo (*extremo superior*). El ángulo de contacto se incrementó marcadamente cerca del punto de precipitación de los asfaltenos (círculos rellenos grandes). Otra forma de inducir la precipitación de asfaltenos es a través de la reducción de la presión (*extremo inferior*). En una celda PVT, los asfaltenos comienzan a flocular, o amontonarse, como se observa en las fotografías del microscopio de alta presión, a medida que la presión decrece hasta alcanzar el punto de precipitación de los asfaltenos. Conforme los asfaltenos se separan de la solución, la transmitancia de la luz se reduce (azul).

para sus propios surfactantes, poseerá mayor propensión a modificar la mojabilidad que un crudo que es un solvente bueno (*arriba*).¹⁰ La temperatura, la presión y la composición del petróleo crudo afectan la estabilidad de los asfaltenos (véase “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial,” *página 24*).

Para que los componentes de un petróleo alteren la mojabilidad, la fase petróleo debe desplazar la salmuera de la superficie. La superficie de un material mojable por agua está revestida de una película de agua.¹¹ La parte de esta película de agua más cercana a la superficie forma una capa eléctrica doble: a las cargas excesivas sobre la superficie sólida se oponen iones electrolíticos de carga opuesta. La primera capa de agua con estos iones es estática, y la segunda capa intercambia iones con el agua.

Cuando dos interfases—tales como las interfases sólido-agua y agua-petróleo—se encuentran próximas entre sí, las fuerzas que actúan para mantenerlas separadas o acercarlas comprenden las interacciones de van der Waals, electrostáticas, y estructurales o de solvación.¹² La fuerza neta se expresa a menudo como una fuerza por unidad de área, que se conoce como presión de separación. Una presión de separación positiva mantiene las interfases separadas; una presión de separación negativa entre las interfases es atractiva. La composición del petróleo crudo, y el pH y la composición de la salmuera, inciden en la presión de separación.

Las mediciones de estas cantidades han sido utilizadas para predecir la estabilidad de la película de agua, y las tendencias generales son sustentadas mediante experimentos. La técnica de

microscopía de fuerza atómica (AFM) ha sido utilizada para generar imágenes de las superficies sólidas después del período de estacionamiento, proporcionando una ilustración gráfica de la complejidad de las interacciones superficiales (*próxima página*).¹³ Cuando la película se desestabiliza, los componentes polares del petróleo crudo se adhieren a la superficie y la hacen más mojable por petróleo. Los iones bivalentes disueltos, tales como Ca^{2+} , también pueden desestabilizar la película.

Debido a la presencia y la naturaleza de los sitios ionizados en la superficie sólida, el rango del pH que conduce a la inestabilidad es diferente para los carbonatos y las areniscas. Las superficies silíceas poseen carga negativa por encima de un pH de aproximadamente 2, de manera que pueden adsorber los iones con carga positiva (especies químicas básicas). Por el contrario, las superficies de calcita pueden poseer carga positiva por debajo de un pH de 9.5, de manera que pueden adsorber los iones con carga negativa (especies ácidas).¹⁴ La mojabilidad de los carbonatos también es influenciada por las interacciones específicas con los ácidos carboxílicos y por la reactividad de los minerales carbonatados.¹⁵

La existencia de las capas dobles en la fase agua explica porqué existe una diferencia entre un material saturado con petróleo crudo y uno con superficies mojables por petróleo. En tanto la película de agua se mantiene estable, los componentes del petróleo crudo no pueden adosarse a la superficie sólida y alteran la tendencia de la mojabilidad hacia la condición mojable por petróleo. Un resultado de esta interacción superficial es la histéresis del ángulo de contacto. El ángulo de contacto correspondiente al avance de agua que está presente cuando el agua desplaza al petróleo proveniente de una superficie, puede ser mucho más grande que el ángulo correspondiente al retroceso de agua que tiene lugar cuando el petróleo desplaza al agua. Las descripciones de las capas superficiales en estas dos condiciones pueden ser complejas.¹⁶

Esto trae a colación otra influencia sobre la preferencia de la mojabilidad de una superficie, a saber, su historia de saturación. En una formación petrolífera, la mojabilidad puede variar con la profundidad, con una mayor preferencia de la mojabilidad por agua cerca de la base de la zona de transición, y una mayor preferencia de la mojabilidad por petróleo cerca del tope.¹⁷ Las zonas más altas poseen mayor presión capilar, lo que puede contrarrestar la presión de separación y desestabilizar la película de agua, permitiendo que los componentes activos en superficie, presentes en el petróleo, contacten el sólido. En una posición más baja de la estructura, las su-

perfiles sólidos retienen en su mayoría la película de agua.

No obstante, la saturación de un yacimiento no es estática. Las múltiples fases de la migración de petróleo, el desarrollo de un casquete de gas, la fuga de petróleo y gas desde el yacimiento, y la actividad tectónica, pueden afectar en su totalidad el estado de saturación de un yacimiento. Estos cambios resultarán en saturaciones de fluidos diferentes, basadas en parte en la mojabilidad de la superficie en ese momento.

Esta dependencia de la saturación con respecto a la historia no sólo es pertinente a lo largo del tiempo geológico, sino dentro de las escalas de tiempo de las operaciones de perforación y producción. Los fluidos de perforación, en particular los lodos a base de aceite, contienen surfactantes que pueden invadir los espacios porosos. Este fluido invasor puede alterar la mojabilidad en la región vecina al pozo, afectando el flujo cuando el pozo es puesto en producción. Los fluidos utilizados en las operaciones de reparación pueden tener un impacto similar sobre la mojabilidad en la región vecina al pozo.

Durante la producción, los parámetros ya analizados en el contexto de la producción primaria o la inyección de agua también pueden ser modificados por el fluido inyectado que modifica la mojabilidad de la formación, ya sea en forma deliberada o bien inadvertidamente. Esta acción puede traducirse en un mejoramiento o un daño de la inyectividad y la productividad. Una salmuera inyectada, cuyo contenido de sólidos disueltos o su pH difiere de los de la salmuera de formación, puede inducir cambios en la mojabilidad. Los surfactantes, incluyendo los generados por la acción microbiana, pueden reducir la tensión interfacial entre los fluidos y modificar el ángulo de contacto. El cuarzo tiende a volverse más mojable por petróleo a temperaturas más elevadas, pero la calcita tiende a volverse más mojable por agua.¹⁸ Por lo tanto, los métodos de recuperación termal pueden modificar la mojabilidad.¹⁹

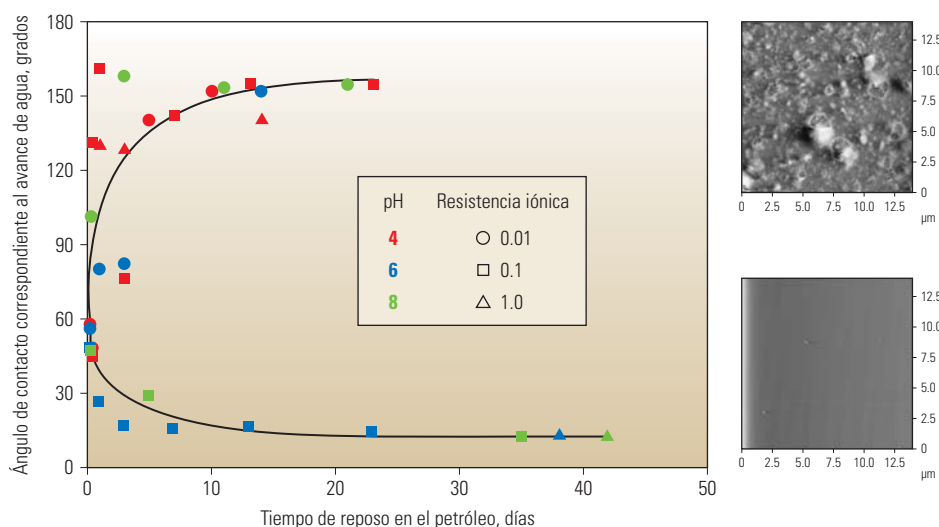
A medida que se explota un yacimiento, el agotamiento de la presión puede modificar la composición del crudo, desplazando el punto de precipitación de asfaltenos, lo cual puede conducir a la depositación de asfaltenos en el yacimiento. Esto también puede ocurrir debido a la declinación de la presión o la temperatura de la formación lo que, además de la condensación de asfaltenos, puede traducirse en la formación de parafina, la condensación de gas, o la formación de un casquete de gas; estos procesos afectan la distribución de la mojabilidad en una formación.

Una vista a escala de poros

La geometría de los poros complica la aplicación de los principios de mojabilidad analizados precedentemente. Un ángulo de contacto es más fácil de comprender cuando la superficie es un plano liso. No obstante, las paredes de los poros no son

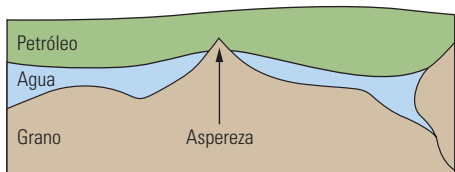
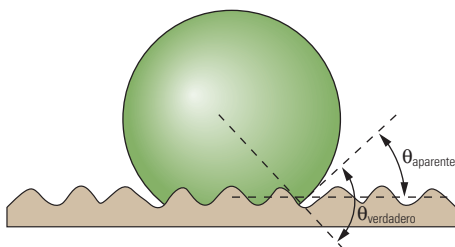
superficies planas y lisas, y habitualmente la matriz que rodea los poros está compuesta por más de una especie mineral.

La rugosidad de la superficie confunde la visualización de un ángulo de contacto simple en un poro, porque el ángulo de contacto aparente



^Efecto de la química de la salmuera sobre la estabilidad de la película y el ángulo de contacto. Se acondicionó una superficie de vidrio en agua, con una concentración de sal [NaCl] de 0.01, 0.1 o 1.0 mol/m³, y un pH de 4, 6 u 8. Esta superficie mojable por agua se dejó reposar luego en un petróleo crudo, del cual se sabía que contenía componentes con posibilidad de alterar la mojabilidad. Las mediciones del ángulo de contacto mostraron un comportamiento mojable por petróleo, con un nivel de concentración bajo y un valor de pH bajo, y un comportamiento mojable por agua, con un nivel de concentración alto y un valor de pH alto (izquierda). La película de agua superficial conservó su estabilidad con niveles de concentración altos y un valor de pH alto. En las pruebas relacionadas, se dejaron reposar superficies de mica recién clivadas en diversas soluciones de NaCl y luego en el petróleo crudo, durante un período de 11 a 14 días. Cuando las condiciones de la salmuera (0.01 mol/m³, pH = 4) permitieron un cambio en el estado mojable por petróleo, una imagen superficial obtenida por microscopía de fuerza atómica (AFM), muestra un complejo de irregularidades de superficie con un tamaño de micrones, depositadas sobre la superficie (extremo superior derecho), que se consideraron material asfáltico porque las irregularidades eran insolubles en decano. Una imagen similar de una superficie de mica dejada reposar en salmuera (1.0 mol/m³, pH = 8), que retiene una película superficial mojable por agua, indicó la ausencia de depósitos (extremo inferior derecho).

10. Al-Maamari RSH y Buckley JS: "Asphaltene Precipitation and Alteration of Wetting: The Potential for Wettability Changes During Oil Production," artículo SPE 84938, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 6, no. 4 (Agosto de 2003): 210–214.
11. La capa doble de agua casi siempre está presente en un material mojable por agua. Puede ser removida a alta temperatura, pero la impregnación en agua o la condensación por la presencia de aire húmedo repondrá la capa doble.
12. Hirasaki GJ: "Wettability: Fundamentals and Surface Forces," *SPE Formation Evaluation* 6, no. 3 (Junio de 1991): 217–226.
13. Buckley JS, Takamura K y Morrow NR: "Influence of Electrical Surface Charges on the Wetting Properties of Crude Oils," *SPE Reservoir Engineering* 4, no. 4 (Agosto de 1989): 332–340.
Para obtener más información sobre la mojabilidad en base a estudios de microscopía de fuerza atómica, consulte: Buckley JS y Lord DL: "Wettability and Morphology of Mica Surfaces After Exposure to Crude Oil," *Journal of Petroleum Science and Engineering* 39, no. 3–4 (Septiembre de 2003): 261–273.
14. Buckley et al, referencia 9.
15. Thomas MM, Clouse JA y Longo JM: "Adsorption of Organic Compounds on Carbonate Minerals – 1. Model Compounds and Their Influence on Mineral Wettability," *Chemical Geology* 109, no. 1–4 (25 de octubre de 1993): 201–213.
16. Hirasaki, referencia 12.
17. Okasha TM, Funk JJ y Al-Rashidi HN: "Fifty Years of Wettability Measurements in the Arab-D Carbonate Reservoir," artículo SPE 105114, presentado en la 15a Muestra y Conferencia del Petróleo y el Gas de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 11 al 14 de marzo de 2007.
- Jerauld GR y Rathmell JJ: "Wettability and Relative Permeability of Prudhoe Bay: A Case Study in Mixed-Wet Reservoirs," artículo SPE 28576, *SPE Reservoir Engineering* 12, no. 1 (Febrero de 1997): 58–65.
- Marzouk I, Takezaki H y Miwa M: "Geologic Controls on Wettability of Carbonate Reservoirs, Abu Dhabi, U.A.E.," artículo SPE 29883, presentado en la Muestra del Petróleo de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 11 al 14 de marzo de 1995.
- Andersen MA: *Petroleum Research in North Sea Chalk*, Rogaland Research, Stavanger (1995): 53–54.
18. Rao DN: "Wettability Effects in Thermal Recovery Operations," *SPE Reservoir Evaluation and Engineering* 2, no. 5 (Octubre de 1999): 420–430.
19. Hamouda AA y Gomari KAR: "Influence of Temperature on Wettability Alteration of Carbonate Reservoirs," artículo SPE 99848, presentado en el Simposio sobre Recuperación Mejorada del Petróleo de las SPE/DOE, Tulsa, 22 al 26 de abril de 2006.



^Rugosidad de la superficie de poros. El ángulo de contacto aparente, medido a partir del plano superficial promedio, puede diferir significativamente del ángulo de contacto verdadero en una superficie con inclinación local (*extremo superior*). Aunque un poro sea mojable por agua, puede suceder que el agua superficial no sea una capa doble, pero podría poseer mayor espesor debido a la rugosidad de los poros (*extremo inferior*). En una aspereza, las fuerzas superficiales son más favorables para desplazar la capa doble, que en otras partes de la superficie.

(basado en el plano promedio de la superficie) puede diferir significativamente del ángulo de contacto verdadero que se basa en la orientación local de la superficie (*arriba*). Los puntos pronunciados de la superficie, o asperezas, también pueden constituir los lugares geométricos para el adelgazamiento de la película de agua que reviste la superficie, lo que genera el potencial para la alteración de la mojabilidad en estos puntos.

Los modelos conceptuales o tutoriales de capilaridad en medios porosos a menudo hacen referencia a un modelo de tipo “haz de tubos capilares.” La distribución de los tamaños de los poros es modelada mediante una distribución de los tubos capilares con diversos radios. Cada tubo capilar es invadido por una fase petróleo no mojante, con una presión capilar de entrada diferente, que es inversamente proporcional al radio de ese tubo capilar. Una vez superada la presión de entrada, la sección transversal entera del tubo capilar se llena con petróleo.

En la realidad, la geometría compleja de un poro es definida por las superficies de los granos que lo rodean. La presión capilar de entrada en esta geometría, está relacionada con el radio inscripto de la garganta de poro adyacente más

grande. Si bien la mayor parte del medio poroso puede llenarse con petróleo, los intersticios donde se encuentran los granos no se llenan, porque la presión capilar es insuficiente para impulsar la fase petróleo no mojante hacia el interior de esos espacios.

En consecuencia, dependiendo de la geometría y las gargantas de los poros, y de la rugosidad de la superficie, ciertas partes del espacio poroso se llenan con petróleo y las otras con salmuera (asumiendo un nivel de saturación de gas nulo). Algunas superficies sólidas están en contacto con el petróleo, y para algunas o la totalidad de esas superficies, la película de agua quizás no sea estable. Cuando la película no es estable, la preferencia de la mojabilidad de la superficie puede modificarse. Esto puede conducir a una situación de mojabilidad mixta, en la que algunas partes de la superficie de poros son mojables por agua y otras mojables por petróleo. La teoría generalmente aceptada es que debido a la forma en que surgió esta condición, es más probable que los espacios porosos grandes sean mojables por petróleo y que los espacios porosos pequeños y los intersticios de los poros sean mojables por agua (*abajo*).²⁰

Esta vista simple asume la existencia de una formación homogénea con migración de petróleo desde abajo. La mayoría de las formaciones son más complejas que ésta, y la complejidad litológica debe ser tenida en cuenta a la hora de aplicar la historia de migración al estado de mojabilidad imperante.

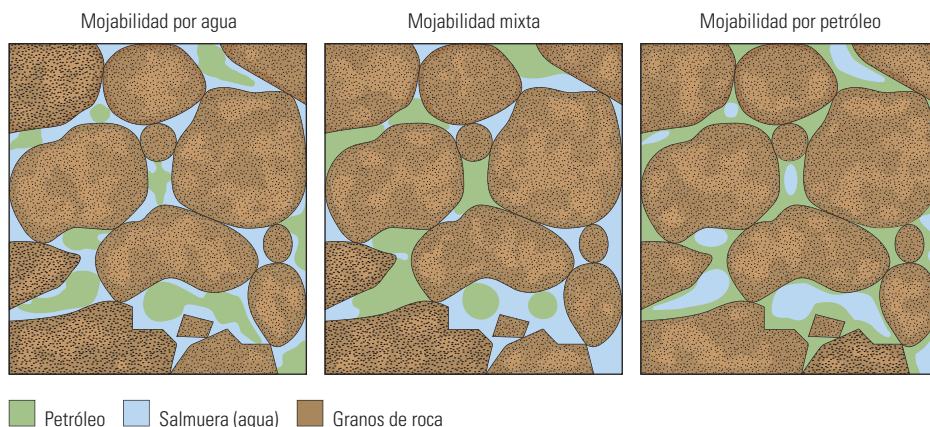
Además de esta mojabilidad mixta, basada en la historia de saturación, puede existir una

mojabilidad basada en la mineralogía. El pH y las condiciones de concentración para que exista una película de agua estable son diferentes para las superficies de cuarzo, dolomía y calcita, y para las arcillas y otros compuestos dentro del espacio poroso. De este modo, granos diferentes pueden tener preferencias de mojabilidad diferentes.

Hoy en día, muchos especialistas consideran que la mayor parte de los yacimientos de petróleo poseen algunas características de mojabilidad mixta. La condición mojable por agua original es modificada, en cierta medida, por la migración del petróleo. En el análisis que presentamos a continuación, examinamos las implicancias de la condición de mojabilidad sobre el flujo multifásico, examinando un caso de flujo bifásico a través de un medio uniformemente mojable por agua y luego a través de otro medio con mojabilidad mixta (*próxima página*).

Caso de mojabilidad por agua—Como fase preferentemente mojante, el agua se alojará en los espacios pequeños que no fueron invadidos por el petróleo. El petróleo se ubicará en los poros grandes. Antes de explotar esta formación, ambas fases son continuas aunque la fase agua connata alojada en la parte más elevada de la formación, puede exhibir una saturación tan baja que la permeabilidad relativa al agua, k_{rw} , sea esencialmente nula. Dado que los registros de resistividad eléctrica responderán a una fase de agua conductora continua, es válida la utilización de un exponente de saturación de Archie, n , de aproximadamente 2.

Bajo un proceso de inundación con agua, natural o inducido, ambas fases fluyen. La per-



^Mojabilidad en los poros. En un caso de mojabilidad por agua (*izquierda*), el petróleo permanece en el centro de los poros. La condición inversa tiene lugar si todas las superficies son mojables por petróleo (*derecha*). En el caso correspondiente a la mojabilidad mixta, el petróleo ha desplazado al agua de algunas de las superficies, pero aún permanece en los centros de los poros mojables por agua (*centro*). Las tres condiciones mostradas poseen saturaciones similares de agua y petróleo.

meabilidad relativa al petróleo, k_{ro} , es alta ya que el petróleo fluye a través de los poros más grandes y se reduce a medida que decrece la saturación de petróleo. La permeabilidad relativa al agua, k_{rw} , comienza baja y luego aumenta conforme se incrementa la saturación de agua.

La saturación de agua aumenta preferentemente en los espacios porosos más pequeños, primero, debido a las fuerzas de mojabilidad. A medida que el desplazamiento pasa de los poros más pequeños a los más grandes, el agua ocupa cada vez más gargantas de poros previamente llenas de petróleo. Un poro o un grupo de poros que contiene petróleo puede desvincularse del resto del petróleo. Debido a la falta de suficiente presión de drenaje para superar la presión capilar de entrada para la garganta de poro saturada de agua, el petróleo queda atrapado en el lugar.

Finalmente, todos los trayectos de flujo continuo se llenan de agua y el petróleo deja de fluir. El valor de k_{rw} final es más bajo que el valor de k_{ro} original debido al petróleo atrapado en los poros grandes.

Este petróleo atrapado constituye uno de los objetivos de los métodos de recuperación mejorada. Algunos de estos métodos procuran movilizar el petróleo mediante la reducción de la tensión interfacial o a través de la modificación del ángulo de contacto. Ambas opciones producen el efecto de reducción de la presión capilar de entrada. Otra forma de producir más petróleo es a través del incremento del gradiente de presión, o de la fuerza viscosa, dentro del poro. La relación entre la fuerza viscosa debida a una presión de drenaje y la fuerza capilar en la interfase empujada se denomina número capilar.²¹ Un número capilar alto se traduce en una mayor recuperación, y puede ser incrementado mediante la reducción de la tensión interfacial o produciendo una mayor caída de presión.

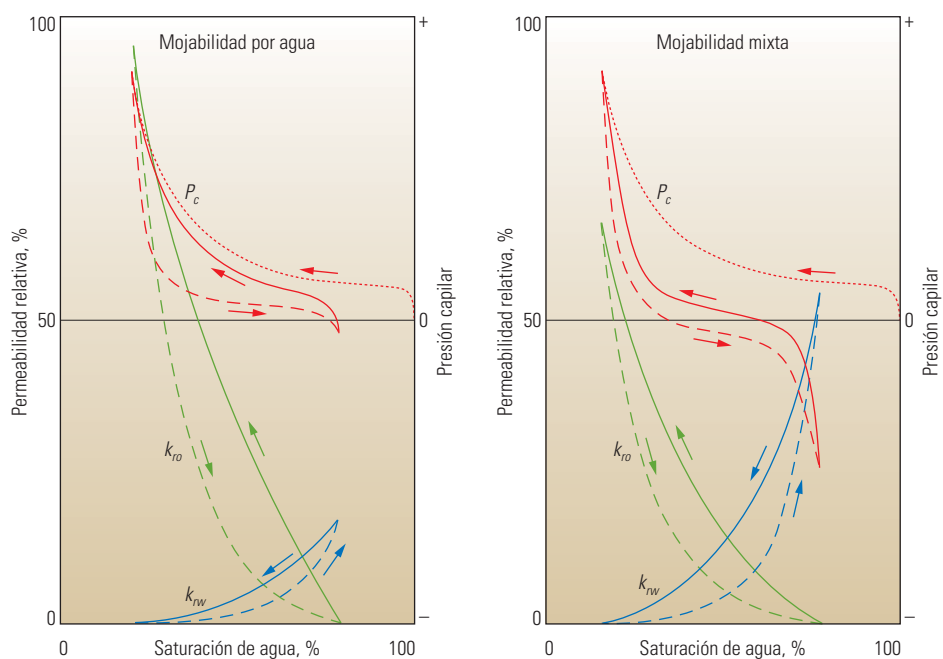
Caso de mojabilidad mixta—En este caso, es probable que el petróleo haya migrado hacia una formación mojable por agua, de manera que la distribución original de la saturación de agua

y petróleo puede ser macroscópicamente similar al caso descrito precedentemente. No obstante, en un caso de mojabilidad mixta, el petróleo que ocupa los espacios grandes de los poros ha alterado la mojabilidad de las superficies de poros contactadas.

Como antes, inicialmente el valor de k_{ro} es alto y el valor de k_{rw} es bajo. No obstante, a medida que se incrementa la saturación de agua, invade los poros más grandes primero y permanece en el centro de esos poros, debido a la condición de mojabilidad por petróleo de las superficies que los rodean. Esto produce una declinación más rápida de k_{ro} ya que los trayectos más permeables se llenan con agua. No obstante, el agua no atrapa al petróleo porque las superficies mojables por

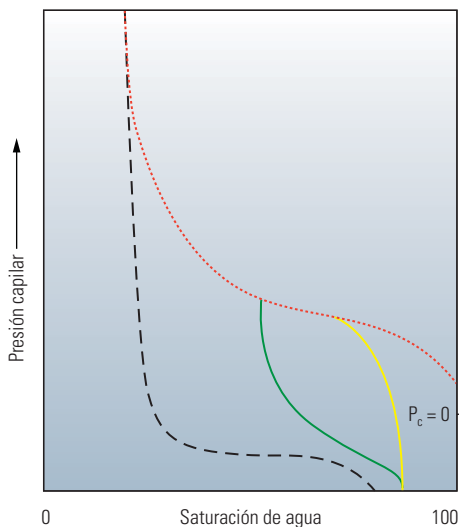
petróleo proveen un trayecto para que el petróleo fugue desde los poros prácticamente llenos de agua. Es probable que el agua de inundación no esté en contacto con el agua connata, lo que puede arrojar un exponente de saturación de Archie, n , mayor que 2.

En esta condición de mojabilidad mixta, cuando el agua irrumpe en un pozo productor, la producción de petróleo continúa por largo tiempo aunque el corte de agua se incrementa. Las pruebas de laboratorio, efectuadas en núcleos preparados con un procedimiento que conduce a condiciones de mojabilidad mixta, de grado variable, indican que la recuperación máxima del petróleo se obtiene para las muestras levemente mojables por agua.²²



▲ Presión capilar y permeabilidad relativa para las condiciones de mojabilidad por agua y mojabilidad mixta. Esta representación esquemática contrasta las posibles curvas de presión capilar, P_c , (rojo), y permeabilidad al agua, k_{rw} , (azul), y al petróleo, k_{ro} , (verde), para yacimientos con mojabilidad por agua (izquierda) y mojabilidad mixta (derecha). La primera curva a considerar es la curva P_c de drenaje primario (línea punteada), que indica una cierta presión en la fase petróleo, requerida para que se produzca un desplazamiento sustancial del agua. Dado que la mayor parte de los yacimientos se consideran mojables por agua, cuando el petróleo migra por primera vez, esta curva se utiliza también para la condición de mojabilidad mixta. Las otras curvas (línea de guiones = incremento de la saturación de agua, línea sólida = incremento de la saturación de petróleo) difieren, en base al cambio de mojabilidad debido al contacto del petróleo con las superficies en los espacios porosos grandes. En la situación fuertemente mojable por agua, la curva de presión capilar se mantiene positiva a lo largo de la mayor parte del rango de saturación, mientras que en el caso de mojabilidad mixta su signo posee tanto porciones positivas como negativas, lo que significa que ciertas partes de la superficie absorben agua y otras absorben petróleo. Los valores de k_{ro} son menores cuando la saturación de agua es baja, en el caso de mojabilidad mixta, porque el petróleo compite con el agua en los poros grandes. De un modo similar, el valor de k_{rw} cuando la saturación de agua es alta, se reduce en el caso de mojabilidad por agua porque el petróleo ocupa preferentemente los poros grandes.

20. Salathiel RA: "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks," *Journal of Petroleum Technology* 25 (Octubre de 1973): 1216–1224.
- Kovscek AR, Wong H y Radke CJ: "A Pore-Level Scenario for the Development of Mixed Wettability in Oil Reservoirs," *American Institute of Chemical Engineers Journal* 39, no. 6 (Junio de 1993): 1072–1085.
21. El número de Bond es la relación entre la fuerza gravitacional y la fuerza capilar, y resulta de utilidad en la determinación de las condiciones de equilibrio presentes en yacimientos de gran espesor.
22. Jadhunandan PP y Morrow NR: "Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil/Brine/Rock Systems," *SPE Reservoir Engineering* 10, no. 1 (Febrero de 1995): 40–46.



^ **Histéresis en las curvas de presión capilar.** Las curvas de drenaje primario (rojo) e imbibición (negro) delimitan el comportamiento de la presión capilar. Si la dirección del cambio producido en la saturación se invierte en un nivel de saturación intermedia, P_c seguirá un trayecto intermedio (verde). Otra inversión llevará ese valor nuevamente a la curva de drenaje (amarillo). Este comportamiento podría producirse en medio de una zona de transición, o como resultado de la formación de un banco de petróleo durante un proceso de inundación con agua.

Tanto en la condición de mojabilidad por agua como en la condición de mojabilidad mixta, el fenómeno de histéresis en las curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar acompaña los cambios producidos en la saturación (arriba). Esto refleja la diferencia entre el ángulo de contacto correspondiente al avance del agua y el correspondiente al retroceso del agua, y las localizaciones del petróleo y del agua en los espacios porosos.

Caso de mojabilidad por petróleo.—El caso extremo de un yacimiento completamente mojado por petróleo es improbable excepto en un yacimiento que es su propia roca generadora. En ese caso, el kerógeno—los sólidos orgánicos que pueden producir petróleo cuando se calientan—en sitio y el proceso de maduración del petróleo podrían generar superficies mojables por petróleo.

Medición de la mojabilidad

Existen diversos métodos para medir la preferencia de mojabilidad de un yacimiento. Las mediciones obtenidas de los núcleos incluyen mediciones de imbibición y de presión capilar por centrifugado (derecha). Una prueba de imbibición compara la imbibición espontánea del petróleo y del agua con el cambio de saturación total obtenido mediante un proceso de inundación.

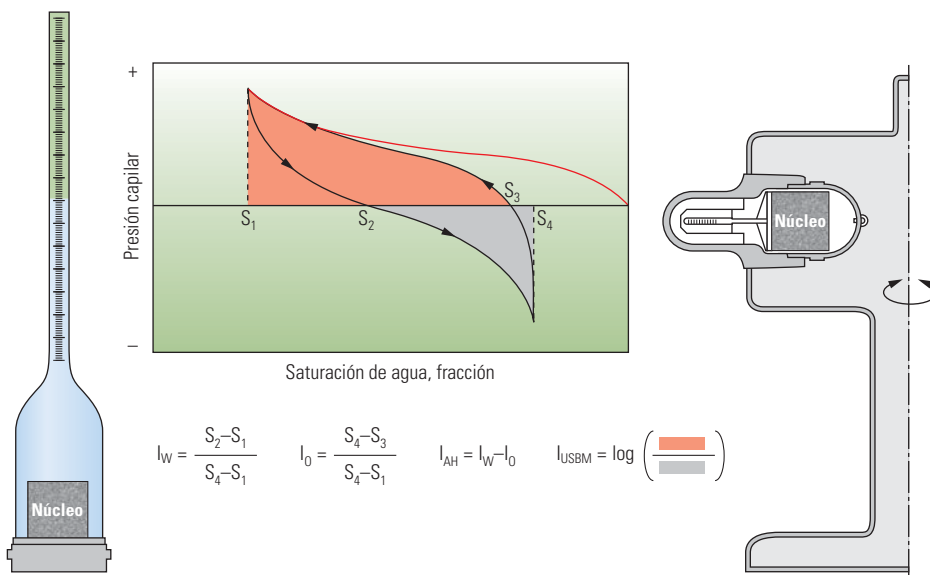
Normalmente se utiliza la prueba de imbibición de Amott-Harvey.²³ Una muestra, con saturación de agua irreducible, S_{wirr} , colocada en un

tubo lleno de agua absorbe espontáneamente agua a lo largo de un cierto período; 10 días como mínimo, y a veces mucho más tiempo. Luego, la muestra se coloca en una celda de flujo por la que se hace pasar agua, observando la recuperación adicional de petróleo. La muestra se encuentra ahora en un estado de saturación de petróleo residual, S_{or} , y el proceso se repite con un tubo de imbibición lleno de petróleo y luego con un dispositivo de inundación con petróleo. Las relaciones independientes entre imbibición espontánea y cambio de saturación total para el agua, I_w , y para el petróleo, I_o , se denominan índices de imbibición del agua y del petróleo, respectivamente. El índice de Amott-Harvey es la diferencia entre las relaciones de agua y petróleo. El resultado es un número situado entre +1 (fuertemente mojado por agua) y -1 (fuertemente mojado por petróleo).

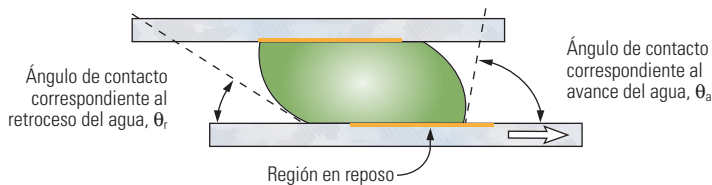
En una prueba de la Oficina de Minas de EUA (USBM), un centrifugador hace girar la muestra de núcleo a velocidades que aumentan en forma gradual.²⁴ La muestra comienza con un estado de saturación de agua irreducible, S_{wirr} , en un tubo lleno de agua. Después de aplicar diversas velocidades de rotación, la muestra alcanza el estado de saturación de petróleo residual, S_{or} , y se coloca en

un tubo lleno de petróleo para la obtención de otra serie de mediciones. Se calculan las áreas existentes entre cada una de las curvas de presión capilar y la línea de presión capilar cero, y el logaritmo de la relación entre el área de incremento de agua y el área de incremento de petróleo arroja el índice de mojabilidad USBM.²⁵ El rango de mediciones se extiende desde $+\infty$ (fuertemente mojado por agua) hasta $-\infty$ (fuertemente mojado por petróleo), si bien la mayor parte de los resultados de las mediciones se encuentra en el rango que oscila entre +1 y -1. El método centrífugo es rápido, pero las saturaciones deben corregirse porque el centrifugador induce un gradiente de presión capilar no lineal en la muestra.

Es posible combinar las mediciones obtenidas con los métodos de Amott-Harvey y USBM mediante la utilización de un centrifugador, en lugar de un proceso de inundación con agua y petróleo para obtener los estados de inundación forzada. El índice de Amott-Harvey se basa en el cambio relativo producido en la saturación, mientras que el índice USBM arroja una medida de la energía necesaria para efectuar el desplazamiento forzado, lo que los convierte en indicadores de la mojabilidad relacionados, pero independientes.



^ **Medición de la mojabilidad en los núcleos.** Una celda de imbibición contiene una muestra con una saturación S_{wirr} en agua (izquierda). El petróleo expulsado se recoge en la parte superior de un tubo graduado. Una celda similar, invertida, puede medir la imbibición de petróleo, partiendo de S_{or} . En un centrifugador, el tubo graduado se encuentra en un radio mayor que el núcleo para la recolección del agua (derecha), y en una configuración opuesta para recoger el petróleo. Las mediciones se ilustran en una curva de presión capilar (centro). La imbibición espontánea de agua oscila entre S_1 , que es S_{wirr} , y S_2 con un nivel de presión capilar nulo. El núcleo se inunda con agua o se hace rotar en un centrifugador, desplazándose a lo largo de la curva de presión capilar negativa hasta S_4 . La imbibición espontánea de petróleo oscila entre S_4 y S_3 , y luego un proceso de inundación con petróleo lleva la muestra nuevamente a S_1 , asumiendo que no se produjo ningún cambio en la mojabilidad debido al proceso de inundación. El índice de imbibición es la relación entre el cambio de saturación espontáneo y el cambio de saturación espontáneo, más el inducido, determinados por separado para el agua, I_w , y el petróleo, I_o . El índice de Amott-Harvey es $I_w - I_o$. El índice USBM utiliza las áreas presentes por debajo de las curvas de presión capilar positiva y negativa. Este índice es el logaritmo de la relación de las áreas.



^Medición del ángulo de contacto. Los cristales representativos de las superficies de poros se dejan reposar en salmuera de formación simulada. Después de que una gota de petróleo es atrapada entre los cristales, se deja reposar al sistema nuevamente. Luego, se desplaza el cristal inferior. El petróleo se mueve sobre una superficie mojabla por agua (*extremo inferior izquierdo*), proveyendo un ángulo de contacto correspondiente al retroceso del agua (θ_r). El agua se desplaza sobre la superficie que se dejó reposar en contacto con el petróleo (*extremo inferior derecho*), proveyendo un ángulo de contacto correspondiente al avance del agua (θ_a).

Lamentablemente, la mojabilidad del núcleo puede ser alterada en cualquiera de las etapas de manipuleo, antes de que el núcleo llegue al laboratorio, aunque se adopten recaudos para preservar su estado de mojabilidad original. En primer lugar, se puede contaminar con el lodo de perforación. En su viaje hacia la superficie, los cambios producidos en la temperatura y la presión pueden producir cambios en la composición de los fluidos, posibilitando que los asfaltenos y las parafinas precipiten y recubran las superficies de poros. La exposición al oxígeno puede alterar la composición química del petróleo crudo, generando surfactantes que afectan el núcleo. Estos cambios también pueden producirse durante el almacenamiento y el posterior manipuleo.

La alternativa con respecto a la utilización de núcleos preservados consiste en restituir la condición del núcleo. Primero, mediante un proceso de limpieza vigoroso, se hace que un núcleo se vuelva mojabla por agua, luego el núcleo se satura en salmuera de formación simulada y se deja reposar. A continuación, se inunda con petróleo crudo—habitualmente petróleo muerto—y se deja reposar durante unos 40 días, generalmente a temperatura y presión de yacimiento. Existen métodos más complejos que preservan las arci-

llas sensibles. La hipótesis es que el resultado de este procedimiento se aproxima al estado de mojabilidad en sitio. No obstante, las variaciones producidas en la composición de la salmuera o del petróleo, entre la formación—a lo largo de toda su historia—y el laboratorio, pueden afectar el estado de mojabilidad resultante.

Las mediciones también pueden obtenerse sin utilizar material de núcleo de la formación. Un ejemplo es la prueba del ángulo de contacto (*arriba*). En esta prueba, un cristal de cuarzo o calcita se limpia, o una superficie de mica nueva se separa en capas, y se deja reposar en una salmuera de formación simulada. Luego, se deja reposar una gota de petróleo crudo puesta en contacto con la superficie. Se utilizan diversos métodos para crear líneas de contacto móviles, desde las cuales se miden los ángulos de contacto correspondientes al avance y el retroceso del agua. La hipótesis de esta prueba es que el petróleo crudo cambiará la superficie del modelo—bajo las condiciones de temperatura, pH y concentraciones de sal de la salmuera—por la de la formación.

La mojabilidad se infiere a menudo a partir de otras mediciones. Los materiales fuertemente mojables por agua y fuertemente mojables por petróleo exhiben ciertas curvas de permeabilidad relativa características, pero el estado de mojabilidad intermedia y el estado de mojabilidad mixta no constituyen una extrapolación simple entre los extremos de la mojabilidad.

No existe ningún método para medir la mojabilidad que arroje un resultado absolutamente preciso, lo que impulsa la actividad de investigación en curso, como se analiza más adelante en “Noticias del laboratorio,” *página 63*.

La producción en las zonas de transición

La predicción de la producción de petróleo y agua en una zona de transición puede ser difícil cuando el petróleo crudo ha alterado la mojabilidad de la formación después de la migra-

ción. En su estado imperturbado, una formación homogénea normalmente exhibe una transición suave de la producción de petróleo seco en el tope de la zona de transición, con un incremento del corte de agua a mayor profundidad hasta que la producción de petróleo se torna nula en un punto situado por encima del nivel de agua libre.

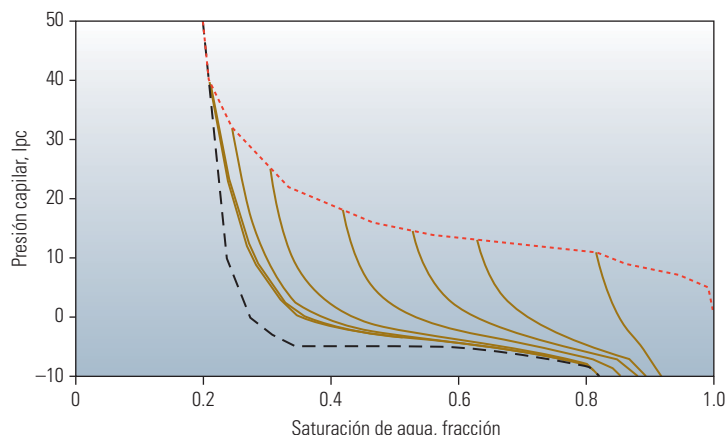
Lamentablemente, la perforación de un pozo perturba las distribuciones de los fluidos en la región vecina al pozo a menos que el pozo sea perforado en condiciones de bajo balance. La invasión del filtrado del lodo de perforación en una formación puede alterar las saturaciones en la región vecina al pozo, afectando los registros de pozo de lectura somera. Además, puede incrementar la presión de formación en la región vecina al pozo en un proceso que se denomina supercarga.²⁶

La medición de los gradientes de presión ayuda a evaluar las reservas y la productividad. En la zona de petróleo, la densidad del petróleo establece el gradiente de presión; en la zona de agua dicho gradiente es controlado por la densidad del agua. No obstante, la invasión del filtrado puede generar mediciones de presión de formación anómalas que, si se interpretan erróneamente, podrían condenar un área prospectiva. Particularmente problemáticos para la interpretación son los gradientes indicativos de la presencia de agua, pero que se encuentran posicionados muy por encima del nivel de agua libre, los desplazamientos sustanciales de los potenciales de presión, entre la parte inferior y la parte superior de la zona de transición que pueden traducirse en gradientes de presión negativos, y los gradientes que implican una densidad de petróleo diferente de la que se esperaría normalmente.

En los gradientes de las zonas de transición de los yacimientos homogéneos de caliza de Medio Oriente suelen observarse anomalías significativas. En algunas de estas formaciones, incluso es posible producir petróleo de zonas en las que tanto el gradiente de presión como la resistividad de la formación indican la presencia de una zona de agua. Schlumberger estudió estos fenómenos utilizando el simulador de flujo numérico por diferencias finitas ECLIPSE 100. Los ingenieros modelaron la invasión del fluido de perforación y el efecto de la histéresis de las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar sobre la presión de la región vecina al pozo y el corte de agua resultantes.²⁷

El carácter de la mojabilidad, siendo dependiente de la saturación de petróleo original, varía con la altura, concentrándose la mayor parte de la superficie de la roca mojabla por petróleo en el tope de la zona de transición y la mojabla por agua en la base. Una manifestación de esta situa-

23. Amott E: “Observations Relating to the Wettability of Porous Rock,” *Transcripciones, AIME* 216 (1959): 156–162.
- Boneau DF y Clappitt RL: “A Surfactant System for the Oil-Wet Sandstone of the North Burbank Unit,” *Journal of Petroleum Technology* 29, no. 5 (Mayo de 1977):501–506.
24. El índice de mojabilidad USBM también puede determinarse utilizando un método de placa porosa.
25. Donaldson EC, Thomas RD y Lorenz PB: “Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency,” *SPE Journal* 9 (Marzo de 1969): 13–20.
26. Phelps GD, Stewart G y Peden JM: “The Analysis of the Invaded Zone Characteristics and Their Influence on Wireline Log and Well-Test Interpretation,” artículo SPE 13287, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 16 al 19 de septiembre de 1984.
27. Carnegie AJG: “Understanding the Pressure Gradients Improves Production from Oil/Water Transition Carbonate Zones,” artículo SPE 99240, presentado en el Simposio sobre Recuperación Mejorada del Petróleo de las SPE/DOE, Tulsa, 22 al 26 de abril de 2006.



^Curvas de barrido correspondientes a un carbonato con mojabilidad intermedia. El fenómeno de histéresis entre las curvas de drenaje primario (rojo) e imbibición (negro) puede ser representado mediante una serie de curvas de barrido (dorado). Cada curva de barrido representa un punto de saturación inicial diferente en la curva de drenaje o de imbibición, que correspondería a alturas diferentes en la zona de transición.

ción es una variación con la profundidad de la presión capilar de entrada, o presión umbral, para el agua. En este caso, por encima de una saturación de filtrado de lodo a base de agua del 30%, la presión umbral se vuelve significativa: para las condiciones de este modelo, fue de aproximadamente 6 lpc [40 kPa], similar al valor existente en la zona de petróleo. La histéresis de la presión capilar de drenaje e imbibición también depende de la saturación inicial en cada altura. En el modelo, esta histéresis es representada por una serie de curvas de presión capilar que se conocen como curvas de barrido (arriba).

Existen tres características de las mediciones de presión en estos yacimientos de caliza, que el modelo procuró explicar (derecha). En primer lugar, el gradiente de presión posee una inflexión con una gran curvatura, que no es el resultado del proceso de supercarga diferencial. En segundo término, es posible producir cantidades significativas de petróleo por debajo de la inflexión, en la zona que posee un gradiente de agua. Finalmente, justo por encima de la inflexión, el gradiente se reduce.

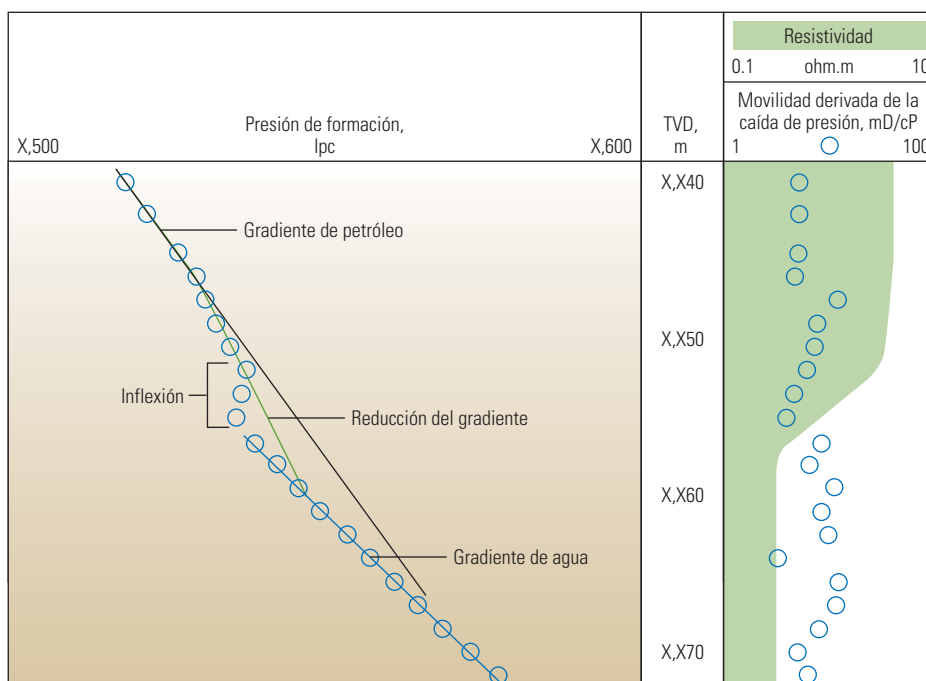
El estudio arrojó diversos resultados. El primero fue que la combinación de todas estas características se explica mejor si la formación posee mojabilidad mixta, con las características de saturación y mojabilidad descritas precedentemente. El empleo de una hipótesis de mojabilidad por agua en el modelo no generó las anomalías. Las anomalías se observan en las simulaciones cuando el lodo de perforación utilizado es un lodo a base de agua pero no cuando es a base de aceite.

La producción de petróleo por debajo de esta inflexión es además el resultado del perfil de saturación original, según los resultados de este

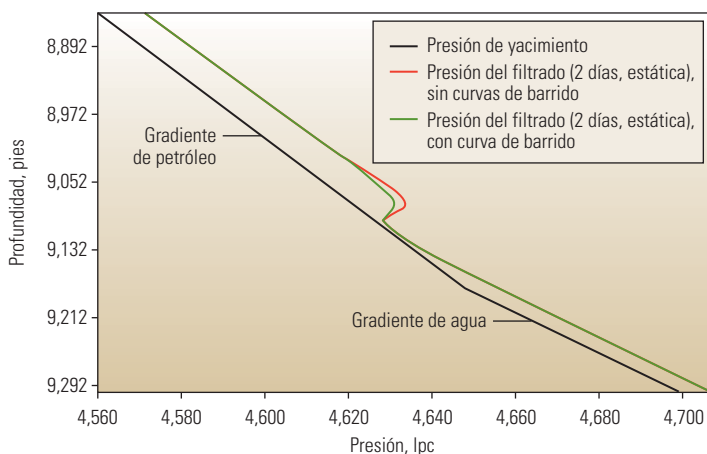
modelo (próxima página, arriba). El empleo de las curvas de barrido conduce a una predicción de valores de saturación de petróleo residual más bajos cuando la saturación de agua inicial es más alta. En consecuencia, el petróleo presente en la base de la zona de transición puede exhibir un valor de saturación inicial bajo, pero

parte del mismo sigue siendo móvil debido a su historia de saturación.

Cuando se enfrenta con estas aparentes contradicciones, un operador necesita conocer dónde se encuentra el contacto agua-petróleo dentro de una zona de transición, cuál es el volumen de petróleo y agua móvil presente en esa zona, y cómo fluyen estos fluidos. Estos temas pueden encararse en cierta medida con datos de registros de pozos y probadores de formación, y pueden mejorarse después de ajustar las mediciones observadas en las simulaciones que involucren un solo pozo. Los registros de resistividad ayudarán a identificar las zonas de transición probables y las posibles localizaciones de los contactos. Los registros de densidad y neutrón ayudan a obtener la porosidad y muestran localizaciones similares de litología permeable, que luego se utilizan para seleccionar zonas para las subsiguientes pruebas de formación efectuadas con herramientas operadas con cable. Los probadores de formación operados con cable pueden obtener presiones de filtrado en agujero descubierto, permeabilidades de formaciones, presiones de fluidos, densidades de petróleo y muestras de fluidos.²⁸ Los registros de NMR puede utilizarse para diferenciar los tipos de poros con el fin de refinar los puntos para la obtención de mediciones con probadores de formación.²⁹



^Anomalías de la zona de transición en los carbonatos de Medio Oriente. Las mediciones de presión (Carril 1), en muchas zonas de transición carbonatadas de Medio Oriente, poseen tres aspectos inusuales: una inflexión con gran curvatura; una reducción del gradiente justo por encima de la inflexión; y la producción potencial de cantidades significativas de petróleo por debajo de la inflexión. En este caso, es improbable que las mediciones de presión sean afectadas por el fenómeno de supercarga, dado que el nivel de movilidad es alto, y el registro de resistividad indica un incremento de la saturación de petróleo en sentido ascendente a través de esta zona (Carril 2).



▲ Ajuste de las anomalías de presión. El simulador de yacimientos ECLIPSE puede ajustar las anomalías de presión utilizando los parámetros típicos de los yacimientos carbonatados de Medio Oriente y asumiendo la existencia de condiciones de mojabilidad mixta. Antes de la invasión del filtrado de lodo de perforación, el perfil de presión del yacimiento posee gradientes de petróleo y agua característicos (negro). Con las curvas de barrido del modelo que representan el fenómeno de histéresis, la presión se reduce por encima de la inflexión, lo que coincide con las observaciones (verde). Sin el fenómeno de histéresis, el gradiente por encima de la inflexión no se reduce (rojo).

Detección de zonas de agua en un carbonato con mojabilidad mixta

Petroleum Development Oman (PDO) opera un campo terrestre que produce de la Formación Shuaiba, correspondiente a una caliza Cretácica con una porosidad de aproximadamente 30%. El campo ha estado en producción durante más de 35 años, y las recientes operaciones de perforación de pozos horizontales de relleno exhibieron anomalías de adquisición de registros que los especialistas petrofísicos procuraron esclarecer. Algunos pozos produjeron un 100% de agua, si bien la saturación de petróleo derivada de los registros de resistividad era superior al 50%, valor que ha sido utilizado históricamente como valor límite para las zonas productoras de agua. PDO sospechaba que algunos intervalos habían sido lavados con agua, lo cual no se había visto en los registros de pozos debido al fenómeno de histéresis producido en las propiedades eléctricas, como consecuencia de la mojabilidad mixta.³⁰

En una formación de mojabilidad mixta, la resistividad obtenida de los registros puede no

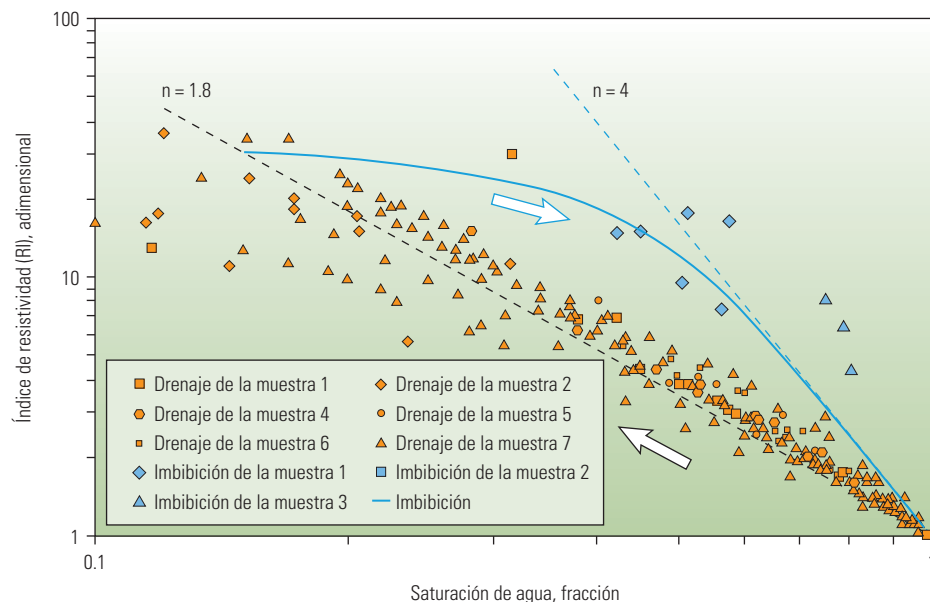
proveer estimaciones precisas de la saturación, dependiendo de la historia de saturación. Existen dos condiciones de saturación a considerar: con los fluidos originales y después de la inundación con agua. El petróleo y la salmuera, en la configuración de la saturación original, resultaron

de la migración del petróleo hacia una formación mojabla por agua. El exponente de saturación de Archie, n , utilizado para la conversión de la resistividad en saturación es en general equivalente a 2; en este caso, fue de 1.8.

No obstante, los estudios de laboratorio demostraron que la formación posee mojabilidad mixta y que su exponente de Archie cuando la saturación de agua se incrementa es diferente que cuando tal saturación se reduce (abajo). Con un incremento de la saturación de agua por encima del 50% del valor de corte, el exponente n es igual a 4, lo que se traduce en una diferencia significativa en la relación existente entre la resistividad y la saturación.

Con este conocimiento, PDO buscó un método que permitiera diferenciar las zonas que habían sido inundadas con agua de las que se encontraban en el estado original, con un valor de saturación de petróleo alto. La compañía logró esto mediante la combinación de dos métodos para la determinación de la saturación: adquisición de registros de resistividad y de la sección transversal sigma derivada del registro de captura de neutrones emitidos por pulsos (PNC).

La resistividad se midió como parte de una serie de registros LWD estándar, y el dispositivo PNC se encontraba en una herramienta de Control de Saturación del Yacimiento RSTPro, que se bombeó en el interior de la columna de perfora-

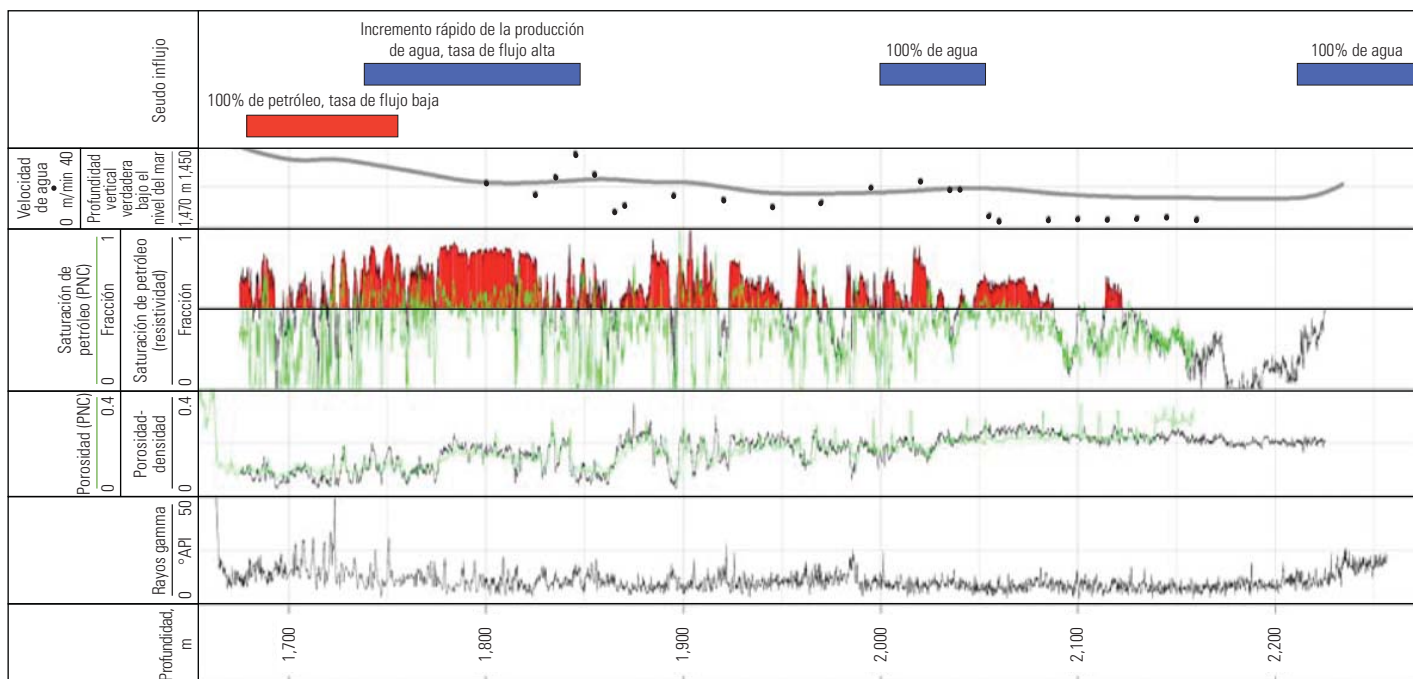


▲ Cálculo del exponente de Archie derivado del índice de resistividad (RI) para la formación carbonatada Shuaiba. A medida que se drenan las muestras de núcleos (símbolos dorados), los núcleos se comportan como si fueran mojables por agua. El exponente de saturación de Archie, n , es de aproximadamente 1.8 (línea negra de guiones), dado por la pendiente negativa de la línea en esta gráfica logarítmica. Para un proceso de imbibición de agua (símbolos azules), el comportamiento se desvía significativamente del caso de drenaje, siendo n igual a 4 o mayor, para una saturación de agua superior al 50% aproximadamente (línea azul de guiones). Se incluye una curva que indica el comportamiento de la imbibición para guiar la observación (línea azul sólida). Para un índice RI igual a 10, esto representa una diferencia de la saturación interpretada de aproximadamente 25 unidades de saturación.

28. Carnegie, referencia 27.

29. Gomaa N, Al-Alyak A, Quzzane D, Saif O, Okuyiga M, Allen D, Rose D, Ramamoorthy R y Bize E: "Case Study of Permeability, Vug Quantification, and Rock Typing in a Complex Carbonate," artículo SPE 102888, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 24 al 27 de septiembre de 2006.

30. Gauthier PJ, Hussain H, Bowling J, Edwards J y Herold B: "Determination of Water-Producing Zones While Underbalanced Drilling Horizontal Wells—Integration of Sigma Log and Real-Time Production Data," artículo SPE 105166, presentado en la 15a Muestra y Conferencia del Petróleo y el Gas de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 11 al 14 de marzo de 2007.



^Comparación entre el parámetro sigma y los registros de resistividad para la saturación. El pozo horizontal E, en la Formación Shuaiba, fue perforado en condiciones de bajo balance. Se obtuvieron tanto mediciones de saturación basadas en el registro de resistividad basadas en el registro de captura de neutrones emitidos por pulsos (verde) (Carril 3). La medición de la resistividad más allá del nivel de corte habitual de 50%, donde se prevé la existencia de producción de petróleo, se muestra sombreada (rojo). Sin el nuevo método, estas zonas serían terminadas; sin embargo, los resultados WFL (Carril 5) muestran influjo de agua en tres zonas, comenzando en 1,750 m [5,740 pies]. El petróleo seco fluye solamente cerca de la punta del pozo, por encima de 1,750 m. Las zonas de influjo de agua corresponden a regiones con diferencias grandes entre las dos mediciones de saturación, lo que indica que las diferencias de los registros constituyen un buen discriminador de las anomalías de saturación.

ción hasta el fondo del pozo. Las dos herramientas proveen medidas de saturación de agua independientes. La herramienta RSTPro también pudo ser utilizada, mientras se encontraba estacionaria, para medir el agua que fluía en el espacio anular del pozo; en una segunda pasada de la herramienta, la medición del Registro del Flujo de Agua WFL identificó el influjo de fluidos en el interior del pozo en una serie de estaciones.

Este enfoque es posible porque los pozos de este campo son perforados en condiciones de bajo balance. En las operaciones de perforación en condiciones de bajo balance (UBD), la presión del pozo durante la perforación se mantiene por debajo de la presión de la formación. Las operaciones UBD evitan el lavado de la región vecina al pozo con fluido de perforación: una ventaja clara para la medición de la saturación. El influjo del fluido de formación se mezcla con el fluido de perforación, que en este caso era petróleo crudo proveniente de un campo vecino. La única fuente de agua en el espacio anular del pozo era la formación.

En este ambiente favorable de agua de formación de alta salinidad y alta porosidad, la precisión de la saturación de petróleo determinada tanto con el registro del parámetro sigma como con el registro de resistividad es de aproximadamente entre 5 y 7% del espacio poroso.

Cuando se compararon los dos registros, se utilizó una diferencia del 10% como indicador conclusivo de la anomalía de saturación.

PDO registró 11 pozos horizontales que fueron perforados en condiciones de bajo balance. Algunos pozos sólo produjeron petróleo, y los registros de resistividad y del parámetro sigma se ajustaron considerando el criterio del 10%. La compañía examinó dos pozos sin producción de agua: la diferencia promedio entre los métodos fue de 0.1 y 0.2 unidades de saturación, con una desviación estándar de 4.5 unidades de saturación. Esta concordancia hizo que PDO adquiriera confianza en la metodología utilizada.

Los resultados del proceso de adquisición de registros fueron utilizados directamente en la toma de decisiones de terminación de ciertos pozos, tales como el Pozo E (arriba). Este pozo, perforado en un flanco de la estructura, poseía una profundidad total a sólo 350 m [1,150 pies] de distancia de un pozo de inyección de agua. No bien el pozo penetró el yacimiento, comenzó a producir petróleo seco con un régimen de producción bajo. Conforme prosiguió la perforación, se inició la producción de agua, que se incrementó rápidamente a medida que se seguía perforando. Se encontraron dos zonas de influjo de agua más, pero ninguna otra zona con flujo de petróleo.

Sin la información adicional obtenida a través del nuevo método, en este pozo se habría

terminado varias zonas, y el mismo se habría convertido en un pozo productor de agua prolífico. En cambio, PDO abandonó el pozo más allá de 1,850 m [6,070 pies] de profundidad medida y dejó una terminación a agujero descubierto entre 1,775 y 1,825 m [5,824 y 5,988 pies] de profundidad medida, con la posibilidad de aislamiento del agua más adelante. Una prueba de producción, posterior a la operación de terminación, arrojó una tasa de flujo total de 225 m³/d [1,415 bbl/d], con un corte de agua de 50%.³¹

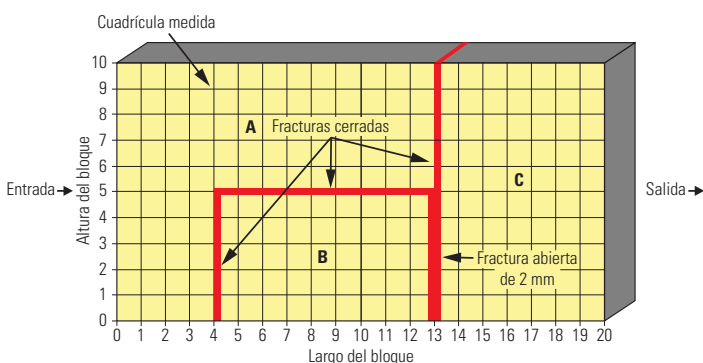
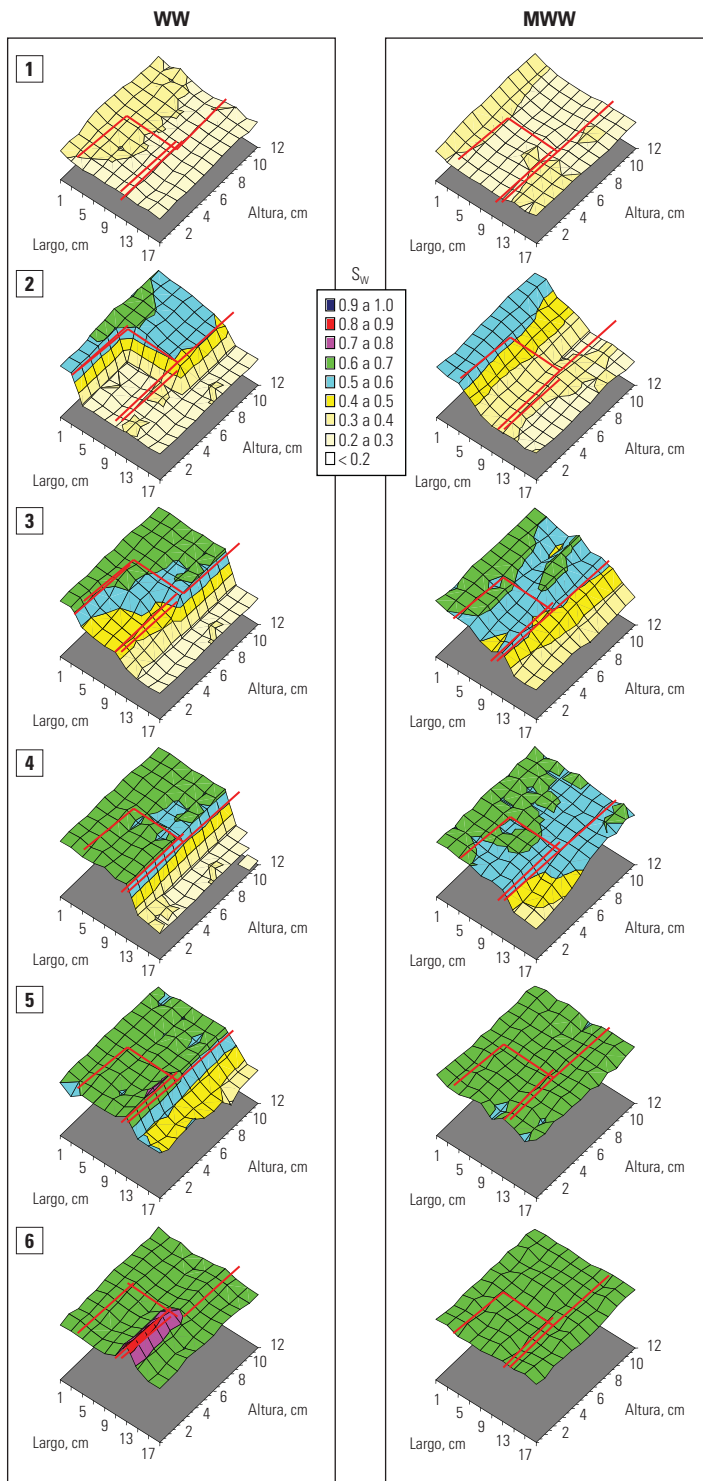
PDO considera que este método, que combina las operaciones UBD con la adquisición de registros de resistividad, parámetro sigma y WFL, provee un alto grado de confiabilidad para la identificación de los intervalos productores de agua en esta formación con mojabilidad mixta. La base del problema fue la histéresis de resistividad, que depende de la fase de desplazamiento

31. Gauthier et al, referencia 30.

32. Andersen, referencia 17.

33. Graue A y Bogno T: "Wettability Effects on Oil Recovery Mechanisms in Fractured Reservoirs," artículo SPE 56672, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Houston, 3 al 6 de octubre de 1999.

Graue A, Viksund BG, Baldwin BA y Spinler EA: "Large Scale 2D Imaging of Impacts of Wettability on Oil Recovery in Fractured Chalk," artículo SPE 38896, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, 5 al 8 de octubre de 1997.



más reciente. La clave de la solución fue la combinación de los registros de resistividad y el parámetro sigma en un ambiente UBD en el que no existe ninguna zona invadida, de manera que tanto las mediciones de lectura somera como las de lectura profunda miden la formación imper turbada.

El flujo a lo largo de las fracturas

Las cretas del Mar del Norte difieren en su mojabilidad, pasando de una condición fuertemente mojable por agua a un estado de mojabilidad intermedia.³² Dado que muchas de estas cretas se fracturan y los campos son sometidos a procesos de inyección de agua, los científicos de la Universidad de Bergen, en Noruega, investigaron el efecto de la mojabilidad sobre el flujo a través de la creta fracturada.³³

Un bloque de creta de afloramiento, de aproximadamente 20 cm de largo por 10 cm de alto y 5 cm de espesor [7.9 por 4 por 2 pulgadas], se probó en su condición original y se comparó con un bloque similar, que se había dejado reposar en petróleo crudo. Las pruebas de imbibición de agua, realizadas sobre tapones del mismo material tratados de la misma forma que los bloques, arrojaron valores I_w de 1 y 0.7, respectivamente, lo que indicó la existencia de condiciones fuerte y moderadamente mojables por agua. La saturación de agua se determinó en estas pruebas mediante la generación de imágenes 2D de trazadores nucleares, con un trazador de sodio-22 [^{22}Na] en la fase agua. Además, después de las pruebas de flujo, se cortaron tapones del bloque para las pruebas de imbibición destinadas a confirmar la mojabilidad.

Ambos bloques se cortaron en tres partes, en las que los cortes de la sierra representan fracturas (izquierda). Los bloques se empalmaron entre

< Inundación con agua de un bloque de creta fracturado. Un bloque de creta de un afloramiento se cortó en tres partes y se volvió a armar (*extremo inferior*). La parte A se ensambló con las partes B y C, que representan las fracturas cerradas, pero una discontinuidad de 2 mm, que representaba una fractura abierta, separó la parte B de la parte C. Los mapas de los barridos (*extremo superior*) indican la presencia de saturación en los volúmenes inyectados en forma creciente, desde el tope hasta la base, para un bloque fuertemente mojable por agua (WW) (*secuencia de la izquierda*) y un bloque moderadamente mojable por agua (MWW) (*secuencia de la derecha*). El frente de inundación pronunciado de la Imagen 2 WW muestra que la parte A se llenó hasta su punto de saturación de agua máxima, que es $1-S_{or}$, antes de que el agua atravesara la fractura cerrada, pero la Imagen 2 MWW muestra la presencia de agua ya en la parte B. Nuevamente, en la Imagen 4 WW se observa un frente pronunciado en la fractura y luego la parte C se llena primero a partir de la fractura abierta y luego, a partir tanto de A como de B, en la Imagen 5 WW. En las Imágenes 3 y 4 MWW, la parte C se llenó a lo largo de la fractura cerrada, a partir de A, antes de llenarse a partir de la fractura abierta.

sí, con excepción de un corte, en el que los trozos de creta poseían una separación de 2 mm [0.8 pulgada]: este corte representaba una fractura abierta, mientras que los otros cortes representaban fracturas cerradas. Las pruebas de inunda-

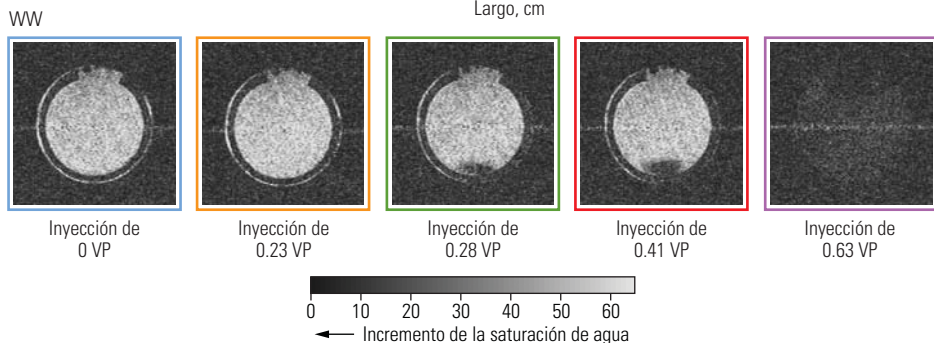
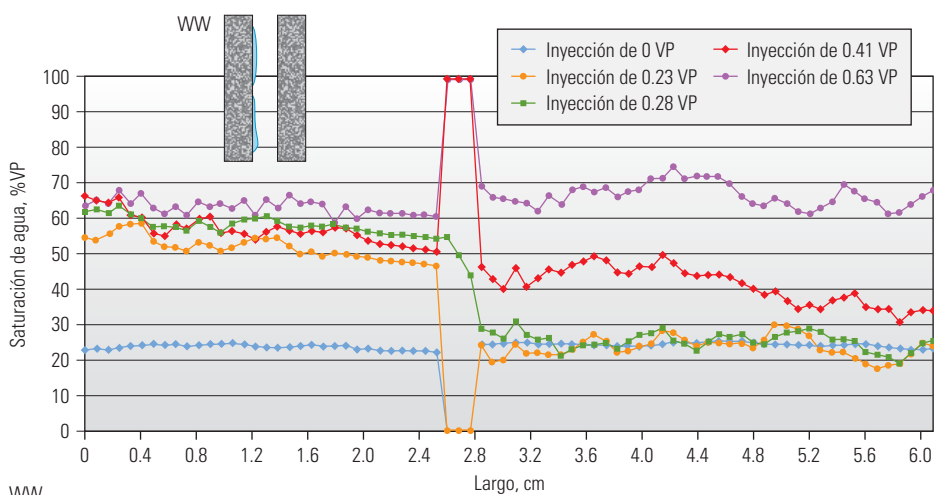
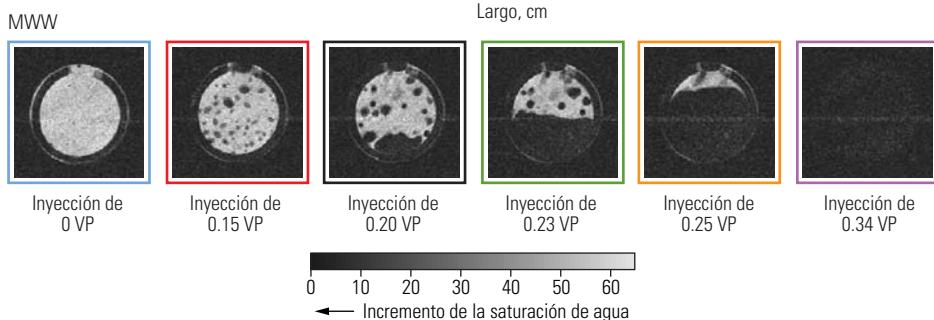
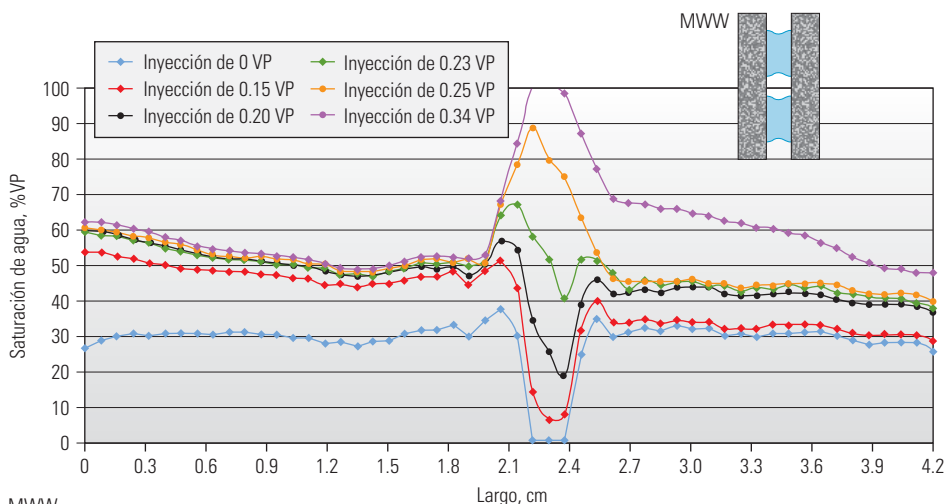
ción con agua comenzaron con el material con una saturación S_{wirr} .

Los bloques fuertemente mojables por agua se llenaron hasta alcanzar su saturación de agua máxima ($1-S_{or}$) antes de que el frente atravesara las

fracturas, sin importar si los trozos de creta se ensamblaban. Por el contrario, el frente de inundación en el material moderadamente mojable por agua, atravesó las fracturas cerradas casi con la misma facilidad con que se desplazó a través del material intacto adyacente, y de ese modo transfirió un gradiente de presión viscoso al bloque de matriz adyacente. No obstante, la fractura abierta actuó más como barrera que las fracturas cerradas en el sistema moderadamente mojable por agua.

Los investigadores de Bergen examinaron el fenómeno de obturación de las fracturas en una segunda serie de pruebas.³⁴ Se cortaron tapones de núcleos de creta del mismo afloramiento, cuyo diámetro era de 3.8 cm [1.5 pulgada]. Para alterar la mojabilidad, se inyectó petróleo crudo en forma continua a través de los tapones, durante un período prolongado.³⁵ Para cada condición de mojabilidad, se colocaron dos tapones de núcleos en serie, con un espaciador de 2 mm [0.4 pulgada] entre los extremos adyacentes, para representar una fractura abierta (izquierda). Mediante un método de tomografía por resonancia magnética (MRI) se obtuvieron imágenes de la distribución de la saturación de fluidos en la fractura en el extremo del núcleo aguas arriba. Los barridos adicionales generaron un perfil de saturación a lo largo del núcleo.

Los núcleos con saturación S_{wirr} se inundaron con agua. Cuanto menos fuertemente mojable por agua era el material, más rápido aparecía el agua en la fractura abierta. Para el caso moderadamente mojable por agua, se formaron gotas en la cara de la fractura que obturaron la fractura abierta de 2 mm. Con el flujo adicional, las gotas



< Obturación a través de una fractura abierta. Este ejemplo implica dos muestras de núcleos, en una celda de inundación con agua, con una separación de 2 mm entre sí. Una era moderadamente mojable por agua (MWW, *secuencia superior*) y la otra, fuertemente mojable por agua (WW, *secuencia inferior*). Las saturaciones, en los diversos volúmenes porosos (VP) inyectados, se midieron a lo largo del núcleo (gráficas) y en sección transversal 2D, en la cara del núcleo aguas arriba (fotografías), utilizando el método MRI. En el núcleo MWW se registró un proceso de irrupción de agua previo y el agua formó gotas en la cara del núcleo. Las gotas se fusionaron y finalmente obturaron la separación (*diagrama esquemático del inserto*). Los perfiles de saturación a través del núcleo, muestran que el agua es transportada a lo largo de la fractura abierta antes de alcanzar el valor de S_{or} . En el núcleo WW, los barridos de la saturación indican que no ingresa agua en la fractura abierta antes de que el núcleo aguas arriba alcance el valor de S_{or} . Las gotas formadas sobre la cara del núcleo no obturaron la separación, hasta que la misma se llenó desde abajo hacia arriba (*diagrama esquemático del inserto*).

de obturación se expandieron y finalmente llenaron la fractura. Por el contrario, el material fuertemente mojable por agua alcanzó un alto grado de saturación a través de todo el núcleo aguas arriba, antes de que ingresara agua en la fractura, y luego llenó la fractura desde abajo hacia arriba. Recién en ese momento el agua comenzó a fluir hacia el núcleo aguas abajo. Una separación más grande de la fractura, de 3.5 mm [0.14 pulgada], impidió gran parte del proceso de obturación, incluso en el caso moderadamente mojable por agua, produciéndose la mayor parte del llenado con agua desde la base de la fractura hacia arriba.

Estos resultados demostraron que los tapones de la fase mojante se forman a través de una combinación de fuerzas viscosas, que controlan el crecimiento de las gotas pequeñas de agua que conforman el tapón, y tensión interfacial entre el agua y el petróleo, que controla el ángulo de contacto de las gotas pequeñas. Por eso, las fracturas abiertas presentes en un yacimiento de creta producirán diferentes efectos sobre la eficiencia del proceso de inundación con agua, dependiendo de la mojabilidad de la matriz de creta.

Noticias del laboratorio

Las técnicas de laboratorio, que trascienden la prueba de imbibición simple de Amott-Harvey, poseen el potencial para incrementar nuestro conocimiento acerca de la mojabilidad. El exa-

men de las superficies mediante la técnica de microscopía de fuerza atómica, y los bloques de creta fracturados, examinados mediante la generación de imágenes 2D de trazadores nucleares, son sólo dos ejemplos de las técnicas de laboratorio actuales. Se han utilizado muchas otras técnicas y en los laboratorios se están probando actualmente actualizaciones de éstos y otros enfoques nuevos.

Por ejemplo, si bien existen variaciones en las rocas mojables por agua y las mojables por petróleo, el exponente de saturación de Archie tiende a ser mayor para las rocas mojables por petróleo. En trabajos recientes que utilizan ideas de la teoría de percolación, se provee un nuevo enfoque respecto de la relación entre la resistividad y la saturación. Como ejemplo, uno de estos modelos introduce sólo dos parámetros.³⁶ Uno es un exponente, similar al exponente de saturación de Archie n . El otro parámetro nuevo es el índice de corrección de la conectividad del agua, que puede relacionarse con la fracción de las superficies de poros mojable por petróleo. Cuando este índice es igual a cero, el modelo se reduce a la relación de Archie. El nuevo modelo se ajusta a la relación observada en las mediciones de núcleos obtenidas en las calizas mojables por petróleo.³⁷

La ecuación de Archie utiliza la resistividad, que es una medición de la corriente continua o de la frecuencia cero. En las frecuencias altas, los materiales exhiben una respuesta dieléctrica compleja, que incluye tanto la conductividad—la inversa de la resistividad—como la permitividad. Las mediciones de la permitividad de la forma-

ción son sensibles al contenido de agua de la formación porque en condiciones ambiente la permitividad del agua es al menos un orden de magnitud más alta que la permitividad del petróleo o de la matriz de roca. Cuando se conoce la porosidad total de la formación, la saturación de agua puede ser determinada en forma directa, eliminando la necesidad de manipular los exponentes de cementación y saturación, a menudo desconocidos, de la ecuación de Archie, que se utiliza para interpretar las mediciones de resistividad.

La interpretación de las mediciones dieléctricas requiere que se establezca una relación entre las propiedades dieléctricas de las rocas y sus componentes. Se han propuesto múltiples modelos de mezcla para predecir la constante dieléctrica de la roca en base a su composición volumétrica. Los datos experimentales, obtenidos en las rocas carbonatadas saturadas tanto con petróleo como con salmuera, demostraron que una ley de índice de refracción complejo (CRI) funcionaba mejor que otras leyes de mezcla, con una frecuencia de 1 GHz.³⁸

No obstante, sobre la permitividad inciden otros factores fuera de la mineralogía y el contenido de agua, especialmente en las frecuencias más bajas (abajo). Si bien el CRI es el mejor modelo de mezcla simple, con una frecuencia de 1 GHz, no puede reconstruir con precisión la dispersión dieléctrica y la dispersión de la permitividad de las rocas para un rango de frecuencias amplio. Un nuevo modelo, que incluye la textura de las rocas, se ajusta a las propiedades dieléctricas de las rocas de manera

34. Aspenes E, Graue A, Baldwin BA, Moradi A, Stevens J y Tobola DP: "Fluid Flow in Fractures Visualized by MRI During Waterfloods at Various Wettability Conditions—Emphasis on Fracture Width and Flow Rate," artículo SPE 77338, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.

Graue A, Aspenes E, Moe RW, Baldwin BA, Moradi A, Stevens J y Tobola DP: "MRI Tomography of Saturation Development in Fractures During Waterfloods at Various Wettability Conditions," artículo SPE 71506, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, 30 de septiembre al 3 de octubre de 2001.

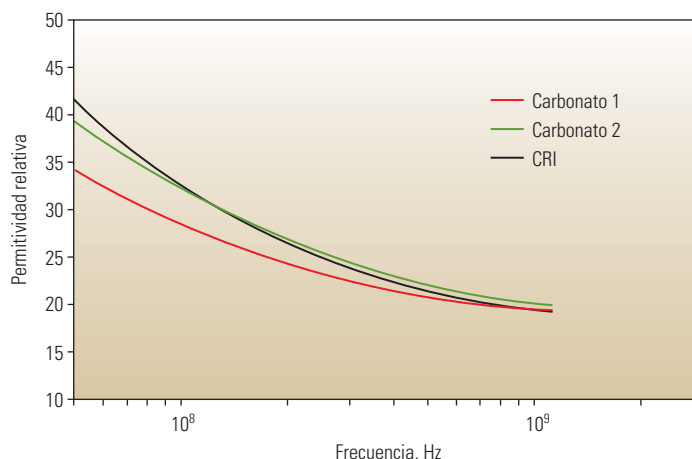
35. Graue A, Aspenes E, Bognø T, Moe RW y Ramsdal J: "Alteration of Wettability and Wettability Heterogeneity," *Journal of Petroleum Science and Engineering* 33, no. 1–3 (Abril de 2002): 3–17.

Aspenes E, Graue A y Ramsdal J: "In-Situ Wettability Distribution and Wetting Stability in Outcrop Chalk Aged in Crude Oil," *Journal of Petroleum Science and Engineering* 39, no. 3–4 (Septiembre de 2003): 337–350.

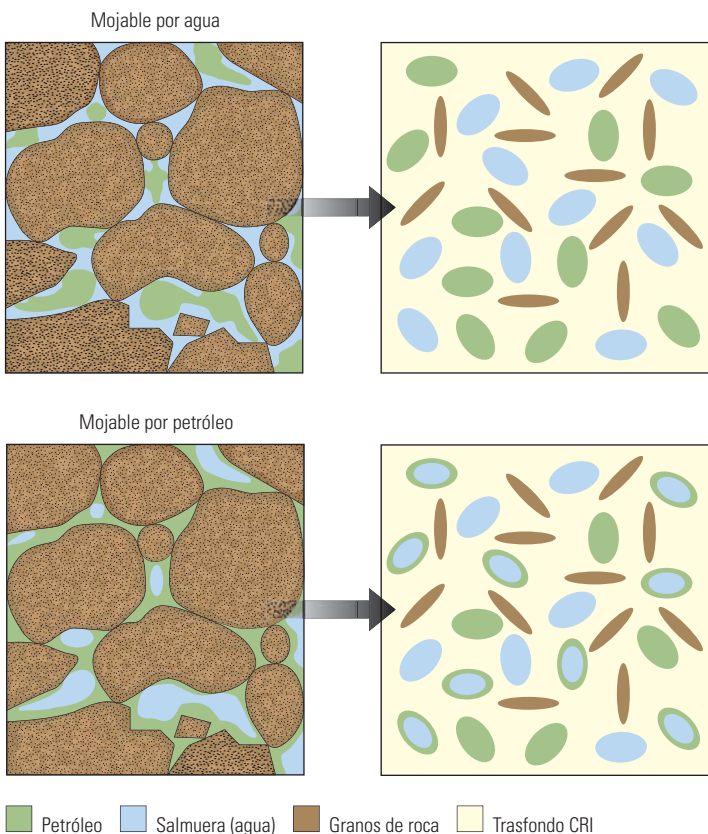
36. Montaron B: "A Quantitative Model for the Effect of Wettability on the Conductivity of Porous Rocks," artículo SPE 105041, presentado en la 15a Muestra y Conferencia del Petróleo y el Gas de Medio Oriente de la SPE, Bahrain, 11 al 14 de marzo de 2007.

37. Sweeney SA y Jennings HY: "The Electrical Resistivity of Preferentially Water-Wet and Preferentially Oil-Wet Carbonate Rock," *Producer's Monthly* 24, no. 7 (1960): 29–32.

38. Seleznev N, Boyd A, Habashy T y Luthi S: "Dielectric Mixing Laws for Fully and Partially Saturated Carbonate Rocks," *Transcripciones del 45o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Noordwijk, Países Bajos, 6 al 9 de junio de 2004, artículo CCC.



^Dispersión de la permitividad para dos rocas carbonatadas. Las dos muestras saturadas con salmuera, con una mineralogía y una porosidad similares, poseen una permitividad similar a una frecuencia de 1 GHz. El modelo CRI (negro) se ajusta a la dispersión correspondiente al Carbonato 2, pero las diferencias texturales de las rocas producen la separación de la respuesta de las frecuencias más bajas para el Carbonato 1.



▲El modelo textural. Los poros mojables por agua, llenos con petróleo y agua (*extremo superior izquierdo*), son representados en el modelo textural como esferas aplastadas en los polos, distribuidas en forma aleatoria, colocadas en el trasfondo de un medio CRI (*extremo superior derecho*). En una roca mojable por petróleo, el petróleo está en contacto con los granos y rodea la salmuera conductiva (*extremo inferior izquierdo*). La salmuera se sitúa predominantemente en el centro de los poros. En el modelo textural, esto se representa como esferoides, con el petróleo rodeando el agua (*extremo inferior derecho*).

más exitosa.³⁹ Este nuevo modelo posee un comportamiento promedio o básico, descrito por el modelo CRI, e incorpora los granos y poros elipsoidales para reflejar la influencia de la textura sobre la dispersión dieléctrica (*arriba*).

Los poros, los granos y las inclusiones de petróleo pueden ser representados de manera sencilla como esferas aplastadas en los polos; elipsoides con dos ejes más largos de igual longitud.

Una de las ventajas del empleo de elipsoides es que el modelo puede ser calculado analíticamente. Para cada fase se agrega un parámetro geométrico adicional: la relación de aspecto, o la relación entre el eje largo y el eje corto de la esfera con los polos aplanados. Las rocas con regiones de aislamiento más delgadas—granos más planos con una relación de aspecto más alta—exhiben mayor dispersión dieléctrica y

mayor dispersión de la conductividad (*próxima página, arriba*).

La mojabilidad incide en la respuesta dieléctrica de la roca.⁴⁰ Además, afecta intensamente la distribución espacial de la fase conductiva y la fase no conductiva—salmuera e hidrocarburos, respectivamente—dentro del espacio poroso y, en consecuencia, las propiedades dieléctricas de la roca. En una roca fuertemente mojable por agua, la fase de hidrocarburos se encuentra predominantemente en el centro de los poros, rodeada por la salmuera conductiva. La distribución de la fase de fluido es lo opuesto en una muestra fuertemente mojable por petróleo, estando la fase de hidrocarburos próxima a las paredes de los poros. Esta distribución inversa de las fases conductivas y no conductivas posee diversos efectos. En las rocas mojables por petróleo, la fase de salmuera conductiva no forma una red conectada continua con un incremento del aislamiento de la salmuera a medida que aumenta la mojabilidad por petróleo. Esto se traduce en una reducción significativa de la conductividad de la roca.

Otra técnica de laboratorio que posee gran potencial para asistir en la caracterización de la mojabilidad y la geometría de los poros es la técnica NMR.⁴¹ La señal de NMR es una medida del grado de relajación de los momentos magnéticos después de una polarización inicial.⁴² Los fluidos que se encuentran en contacto directo con una superficie de roca experimentan un mejoramiento de la relajación, debido a la presencia de iones paramagnéticos o impurezas magnéticas sobre la superficie de la roca.⁴³ La preferencia de la superficie, en términos de mojabilidad, determina cuál de los dos fluidos disponibles estará en contacto, y en consecuencia, cuál será afectado por la superficie.

Cuando existe una sola fase de fluido presente en la roca, el tiempo de relajación, o distribución de T_2 , es dominado por los efectos de la relajación de la superficie. No obstante, cuando hay dos fases presentes, la respuesta de NMR puede variar considerablemente, dependiendo

39. Seleznev N, Habashy T, Boyd A y Hizem M: "Formation Properties Derived from a Multi-Frequency Dielectric Measurement," *Transcripciones del 47o Simposio Anual de Adquisición de Registros de la SPWLA*, Veracruz, México, 4 al 7 de junio de 2006, artículo VVV.

40. Bona N, Rossi E y Capaccioli S: "Electrical Measurements in the 100 Hz to 10 GHz Frequency Range for Efficient Rock Wettability Determination," *SPE Journal* 6, no. 1 (Marzo de 2001): 80–88.

41. 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:

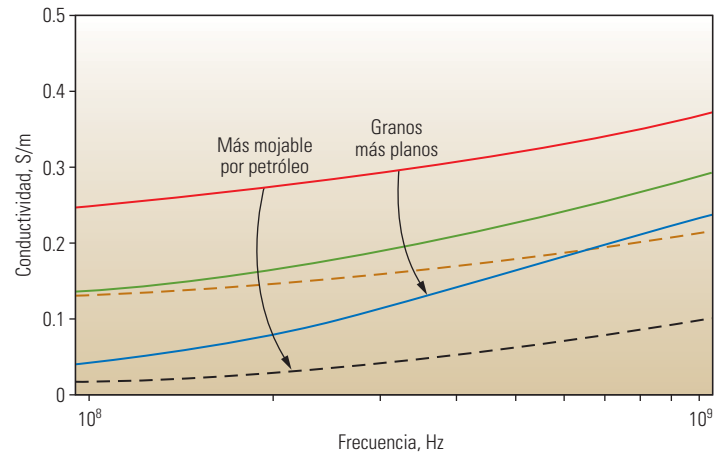
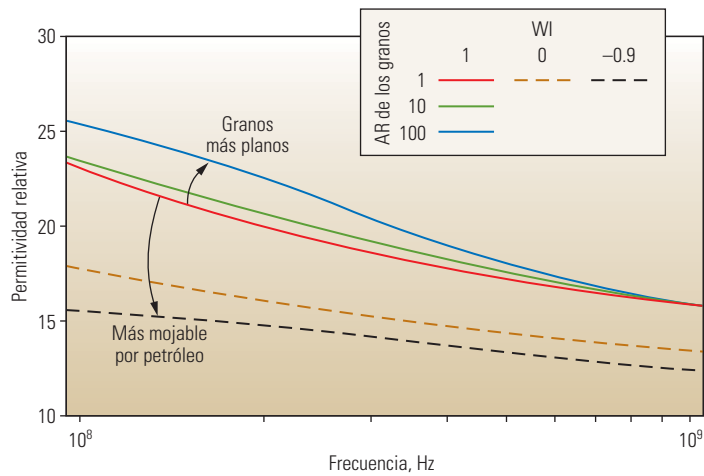
"Tendencias en registros de RMN," *Oilfield Review* 12, no. 3 (Invierno de 2000/2001): 2–20.

Chen J, Hirasaki GJ y Flaum M: "NMR Wettability Indices: Effect of OBM on Wettability and NMR Responses," *Journal of Petroleum Science and Engineering* 52, no. 1–4 (Junio de 2006): 161–171.

42. La secuencia típica para la polarización y la detección es el método de pulsos y ecos de Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG): Meiboom S y Gill D: "Modified Spin-Echo Method for Measuring Nuclear Relaxation Times," *The Review of Scientific Instruments* 29, no. 8 (1958): 688–691.

43. Brown RJS y Fatt I: "Measurements of Fractional Wettability of Oilfield Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method," *Transcripciones, AIME* 207 (1956): 262–264.

Foley I, Farooqui SA y Kleinberg RL: "Effect of Paramagnetic Ions on NMR Relaxation of Fluids at Solid Surfaces," *Journal of Magnetic Resonance, Series A* 123, no. 1 (Noviembre de 1996): 95–104.

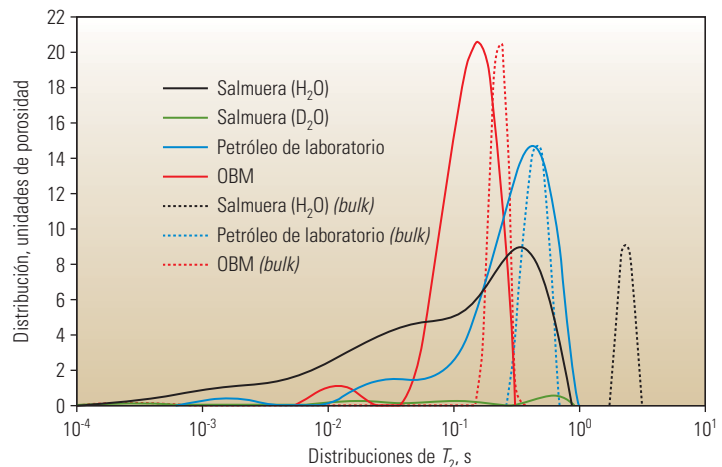


La dispersión en un modelo textural. Aquí se muestran dos series, una con relaciones de aspecto (AR) variables y la otra, con índices de mojabilidad (WI) variables. El caso de mojabilidad por petróleo (WI = 1.0), con granos esféricos (AR = 1), es el caso base (rojo). En una de las series, la relación AR de los granos se incrementa hasta 10 (verde) y 100 (azul), a la vez que conserva la condición de mojabilidad por agua. A medida que los granos se vuelven más planos, o la relación AR se incrementa, la conductividad de la roca (*extremo inferior*) decrece significativamente y la permitividad relativa (*extremo superior*) se incrementa. Esto provee una vinculación crucial entre las propiedades de dispersión y la textura de las rocas. Una segunda serie mantiene los granos esféricos (AR = 1), pero la condición pasa de mojabilidad por agua (rojo) a mojabilidad intermedia (naranja) y mojabilidad por petróleo (negro). El carácter mojable por petróleo creciente conduce a una fuerte reducción de la conductividad de la roca. Aquí, el índice de mojabilidad se basa en la fracción de poros mojables por petróleo respecto del volumen de poros total, y oscila entre 1, para la condición fuertemente mojable por agua, y -1, para la condición fuertemente mojable por petróleo. Los poros de estos modelos son esféricos (AR = 1), con una porosidad del 30%, una saturación de agua del 80%, y una conductividad de la salmuera de 5 S/m.

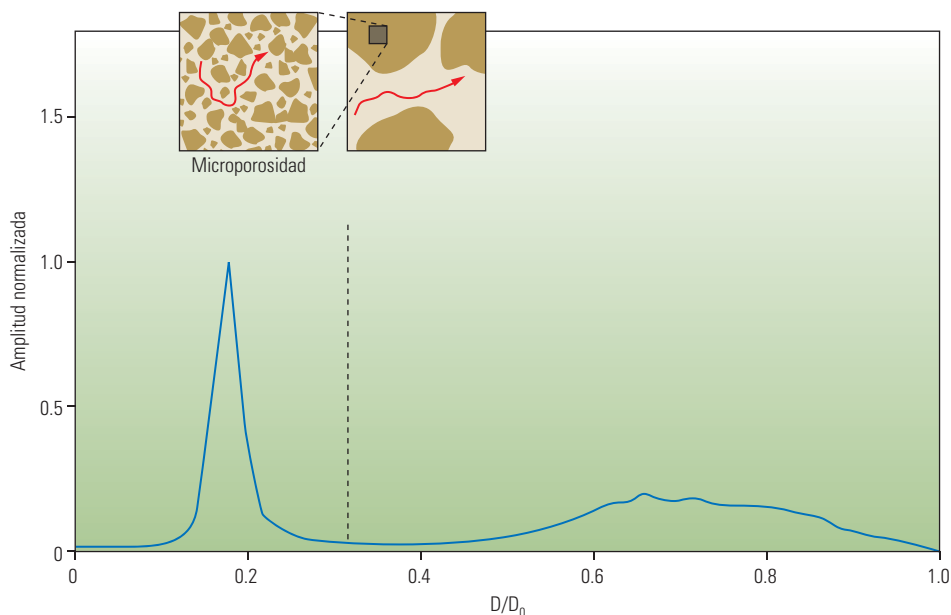
de la mojabilidad de la roca. Después del drenaje con un petróleo de laboratorio, la roca se mantiene mojable por agua con una capa remanente de agua que recubre la superficie de la roca.

El valor pico de T_2 del petróleo se aproxima al *bulk value* de dicho fluido (este valor corresponde a las situaciones en las que prácticamente no existen interacciones con las superficies que puedan modificar el tiempo de relajación; por ejemplo, un fluido dentro de un vaso de precipitación, en donde la relación entre la superficie de contacto y el volumen es muy pequeña) (*derecha*). Por el contrario, el drenaje con lodo a base de aceite (OBM) se traduce en valores de T_2 más cortos que los correspondientes al *bulk value* del OBM. Ésta es una indicación de que el OBM, que se elaboró mediante el agregado de sustancias, incluyendo asfaltenos, al mismo petróleo de laboratorio, está tocando la superficie de la roca y, en consecuencia, humedece el núcleo.

El carácter de la mojabilidad puede variar con el tamaño de los poros, y la microporosidad suele permanecer mojable por agua. Por lo tanto, la determinación de la fracción microporosa puede ser crucial para analizar las formaciones que exhiben un carácter de mojabilidad complejo. En el campo, los valores de T_2 de los registros de NMR se utilizan comúnmente para estimar la fracción microporosa. No obstante, este enfoque puede fallar debido a las variaciones producidas en la relajividad de la superficie o en la geometría de los poros.



Distribuciones de los tiempos de decaimiento T_2 . La distribución de los tiempos T_2 para una muestra de carbonato completamente saturada con salmuera (H_2O) (línea negra sólida) se desplaza hacia un tiempo más corto que la señal de la salmuera (línea negra punteada) debido a las interacciones de superficie. La salmuera es reemplazada por una salmuera hecha con agua deuterada (D_2O), que no posee ninguna señal de NMR fuera de un pequeño volumen de H_2O residual (verde). Después de lavar la muestra deuterada con OBM, el pico (línea roja sólida) se desplaza con respecto al *bulk value* del OBM (línea roja de puntos), lo que indica que el OBM humedece la roca. La muestra se limpió y se preparó nuevamente en el estado deuterado y luego se lavó con petróleo de laboratorio. El pico principal (línea azul sólida) se alinea con la señal del *bulk value* del petróleo (línea azul punteada) y, de ese modo con el petróleo de laboratorio, y la superficie se mantiene mojable por agua.



^Distinción de la microporosidad. El coeficiente de difusión medio normalizado, D/D_0 , indica la presencia de dos poblaciones de moléculas difusoras (azul). El coeficiente de difusión medido es menor en los microporos (*inserto a la izquierda*), porque el trayecto de difusión de las moléculas (rojo) es más tortuoso. El pico en los valores grandes, es una medición de las moléculas presentes en los poros más grandes (*inserto a la derecha*) que poseen valores D más próximos al valor D_0 (*bulk value*). El pico más pronunciado, en el valor de D más pequeño, representa las moléculas presentes en los microporos. En este ejemplo, el área por debajo de la curva, a la izquierda de la línea de corte fijada (negro), en relación con el área total por debajo de la curva, corresponde a la microporosidad: el 44% del espacio poroso.

Un método diferente, denominado NMR con difusión restringida, no se ve afectado por la relaxividad de la superficie y es sensible a los tamaños de los poros, la conectividad y la tortuosidad. El coeficiente de difusión en un fluido casi sin interacciones con la superficie, D_0 , es una constante que mide con qué rapidez se difunde un grupo concentrado de moléculas. No obstante, dentro de un espacio restringido, tal como los poros de una roca, la difusión, D , puede

reducirse con respecto al valor del fluido puro porque el movimiento de las moléculas está restringido por las paredes de los poros.

El coeficiente de difusión es determinado mediante el análisis de NMR por decaimiento del eco en presencia de un campo magnético no homogéneo.⁴⁴ Un ejemplo para una roca carbonatada muestra la distribución D/D_0 normalizada en los tiempos de difusión iniciales (*arriba*).⁴⁵ La distribución posee un pico en los coeficientes de

difusión pequeños, que corresponde a las moléculas presentes en el espacio microporoso restringido, y un segundo pico, en los coeficientes de difusión más altos, más cercanos a D_0 , que corresponde a las moléculas que se encuentran en zonas menos restringidas, o en poros más grandes. La aplicación de un valor de corte empírico a la distribución separa la microporosidad: el porcentaje de la población en los valores de D/D_0 menores que el valor de corte da la microporosidad, lo que concuerda con los datos de porosimetría de mercurio y saturación de agua irreducible después del centrifugado.

Algunos de estos métodos nuevos están proporcionando información para el modelado de redes de poros, que ha surgido como una forma efectiva de investigar las propiedades de capilaridad, flujo y transporte de los medios porosos.⁴⁶ El modelado del espacio poroso con una red de nodos y enlaces, posibilita el cálculo numéricamente eficiente de las propiedades de flujo y provee un conocimiento detallado de los procesos tales como el desplazamiento miscible e inmisible, que son importantes en la recuperación mejorada del petróleo.

Un modelo de red de poros es un espacio poroso idealizado, que generalmente incorpora una descripción del medio y de los eventos físicos, ambos a escala de poros. Los procesos complejos de transporte y flujo multifásico en medios porosos, pueden ser simulados utilizando modelos de redes de poros.⁴⁷ Para esos procesos, los modelos de redes de poros son más rápidos de correr en una computadora que otros enfoques que utilizan modelos más exactos.

Si bien los modelos de redes de poros se emplean tradicionalmente en estudios cualitativos, poseen el potencial para volverse predictivos si los parámetros de la estructura de los poros se

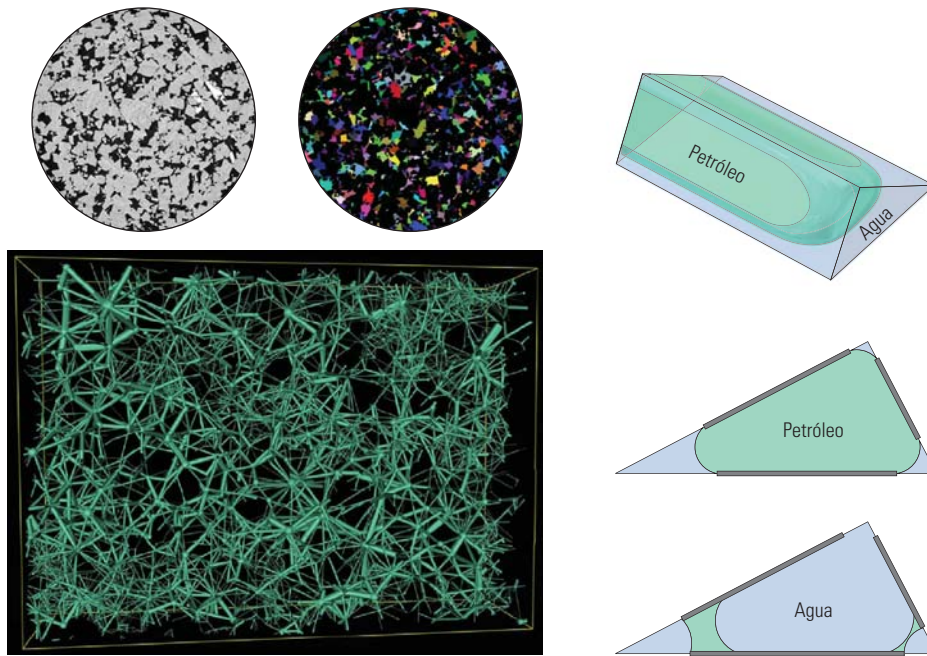
44. Stejskal EO y Tanner JE: "Spin Diffusion Measurements: Spin Echoes in the Presence of a Time-Dependent Field Gradient," *Journal of Chemical Physics* 42, no. 1 (1965): 288–292.

45. Hürlimann MD y Venkataramanan L: "Quantitative Measurement of Two-Dimensional Distribution Functions of Diffusion and Relaxation in Grossly Inhomogeneous Fields," *Journal of Magnetic Resonance* 157, no.1 (Julio de 2002): 31–42.

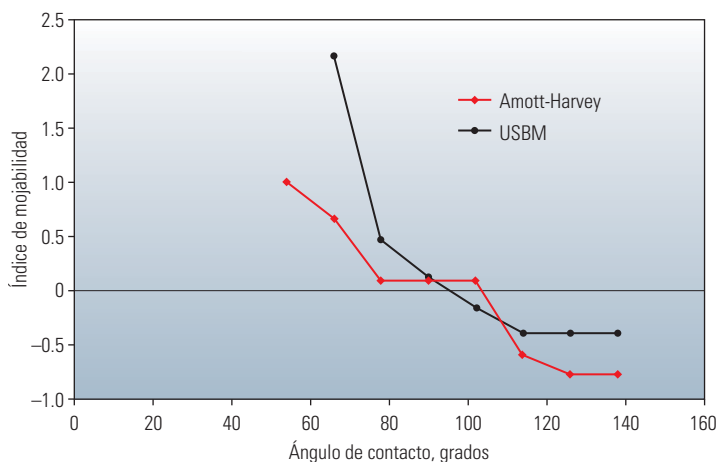
46. Valvatne PH y Blunt MJ: "Predictive Pore-Scale Modeling of Two-Phase Flow in Mixed Wet Media," *Water Resources Research* 40, no. 7, W07406 (2004): doi:10.1029/2003WR002627.

47. Picard G y Frey K: "Method for Modeling Transport of Particles in Realistic Porous Networks: Application to the Computation of NMR Flow Propagators," *Physical Review E* 75 (2007): 066311.

48. Knackstedt MA, Arns CH, Limaye A, Sakellariou A, Senden TJ, Sheppard AP, Sok RM, Pinczewski VW y Bunn GF: "Digital Core Laboratory: Properties of Reservoir Core Derived from 3D Images," artículo SPE 87009, presentado en la Conferencia sobre Modelado Integrado para el Manejo de Activos del Pacífico Asiático de la SPE, Kuala Lumpur, 29 al 30 de marzo de 2004.



Modelado de redes de poros. Los cortes de microtomogramas de un carbonato (*extremo superior izquierdo*) se dividen (*extremo superior, centro*) en granos (negro) y poros (coloreados en forma individual). Varios cortes forman un microtomograma 3D que se convierte en una red de poros (*extremo inferior izquierdo*). Se muestra además un subconjunto pequeño de un modelo; los poros no están en escala. La red comprende esferas y formas más complejas, tales como tubos con secciones transversales triangulares. El desplazamiento con respecto a estas estructuras es de tipo pistón (*extremo superior derecho*). En esta condición mojable por agua, el petróleo se encuentra en la parte media del tubo y el agua en los extremos, como se muestra también en sección transversal (*centro, a la derecha*). El modelo puede permitir que el petróleo toque las superficies y altere el ángulo de contacto, llevándolo a una condición mojable por petróleo (sombreado en la superficie). En un proceso de inundación por agua subsiguiente, las capas de petróleo pueden permanecer en los elementos con un valor de ángulo de contacto alto (*extremo inferior derecho*).



Resultados del modelo de poros después de un cambio en la mojabilidad. Un micromodelo poseía una distribución inicial de ángulos de contacto oscilantes entre 50° y 60°. En las simulaciones, el ángulo de contacto en el 95% de los elementos de la red se desplaza hacia valores más altos, como resultado de la alteración de la mojabilidad. Los ciclos de drenaje e imbibición simulados permitieron el cálculo de los índices de mojabilidad de Amott-Harvey (rojo) y USBM (negro), que se muestran como una función del ángulo de contacto alterado.

asignan correctamente. Recientemente, se han registrado avances significativos en materia de modelado de redes de poros consistente en la construcción de redes geológicamente realistas mediante el análisis de imágenes 3D, que pueden ser generadas mediante la reconstrucción 3D de microtomogramas de rayos X (*izquierda*).⁴⁸

No obstante, la resolución de los microtomogramas de rayos X se limita actualmente a varios micrones y, en consecuencia, la descripción adecuada de la microporosidad con modelos de redes de poros constituye un desafío. Diversas técnicas, tales como la de NMR con difusión restringida, la microscopía confocal—de utilidad para la generación de imágenes ópticas de especímenes de gran espesor—y la microscopía electrónica de barrido, poseen el potencial para extender la aplicabilidad de los modelos de redes de poros a las rocas microporosas.

La técnica de modelado de redes de poros es de utilidad para el estudio del impacto de la mojabilidad sobre la recuperación del petróleo. Los parámetros petrófisicos, tales como la presión capilar, la permeabilidad relativa y la resistividad, se calculan bajo diferentes condiciones de mojabilidad. Estas condiciones son dadas por los ángulos de contacto que se asignan en forma aleatoria en base a las distribuciones seleccionadas, proveyendo la distribución de fluidos y las configuraciones de las interfases en la red para obtener múltiples realizaciones. Pueden efectuarse simulaciones de drenaje e imbibición cuasi estáticas para examinar el resultado de las condiciones de mojabilidad (*izquierda*).

Estas técnicas de laboratorio señalan el camino que conduce al futuro de la aplicación de la mojabilidad. Los campos de todo el mundo se encuentran en proceso de maduración y la industria extraerá de los recursos de hidrocarburos todo lo que sea económicamente posible antes de su abandono. Todos los sistemas deberán ser optimizados para lograr este objetivo, y eso requiere un mejoramiento continuo en la aplicación de un parámetro fundamental que subyace la recuperación: la mojabilidad de las rocas.

—MAA