

# Mojabilidad

Richard Nolen-Hoeksema

Editor

La comprensión de la mojabilidad de la formación es esencial para optimizar la recuperación del petróleo. La preferencia en términos de mojabilidad por el contacto con petróleo o con agua incide en muchos aspectos del comportamiento de los yacimientos, especialmente en las técnicas de inundación con agua (inyección de agua) y recuperación mejorada del petróleo. Desarrollar un yacimiento mojable por petróleo como si fuera mojable por agua puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento y reducir la recuperación.

El término *mojabilidad* describe la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. En las rocas yacimiento, el sólido se compone de granos minerales, y los fluidos presentes en el espacio poroso típicamente constituyen una combinación inmiscible de agua, petróleo y gas. El equilibrio de fuerzas —tensiones superficiales— controla la mojabilidad entre el sólido y los fluidos y la tensión interfacial entre los fluidos. La *tensión superficial* tiene su origen en la tendencia natural de las moléculas de la interfase entre los fluidos a encontrarse en un estado de energía más alta que las moléculas del fluido predominante. Esta tendencia genera una concentración reducida de moléculas cerca de la interfase entre los fluidos y las moléculas de fluido son llevadas hacia el interior del fluido, impartiendo una fuerza adhesiva. Esta fuerza, que se encuentra en las superficies existentes entre los fluidos inmiscibles, es la tensión superficial en los límites entre el gas y los líquidos y la *tensión interfacial* en los límites entre un líquido y otro.

Una gota de un *fluido preferentemente mojante* desplazará a otro fluido no mojante de la superficie de un sólido. En el extremo, el fluido mojante se dispersará por toda la superficie. Contrariamente, si un *fluido no mojante* se deja caer sobre una superficie ya cubierta por el fluido mojante, formará gotas, minimizando su contacto con el sólido. Si la condición no es fuertemente mojable por agua ni fuertemente mojable por petróleo, el equilibrio de las fuerzas del sistema de fluido mojante-fluido no mojante-sólido dará como resultado un *ángulo de contacto*,  $\theta$ , en el punto en el que se tocan los dos fluidos y la superficie del sólido, formando una línea de contacto trifásica (Figura 1).

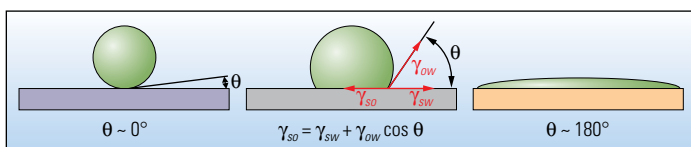


Figura 1. Ángulo de contacto. Una gota de petróleo (verde) rodeada por agua (azul) sobre una superficie mojable por agua (izquierda, púrpura) forma una gota. El ángulo de contacto  $\theta$  es de aproximadamente  $0^\circ$ . En una superficie mojable por petróleo (derecha, tostado), la gota de petróleo se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente  $180^\circ$ . En una superficie con una mojabilidad intermedia (centro, gris), el petróleo 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 ( $\gamma_{so}$ ), entre el agua y la superficie ( $\gamma_{sw}$ ) y entre el petróleo y el agua ( $\gamma_{ow}$ ).

Por su colaboración en la preparación de este artículo, se agradece a Mark A. Andersen, retirado de Schlumberger, Houston, Texas, EUA; y a T. S. Ramakrishnan, Cambridge, Massachusetts, EUA.

Oilfield Review 2016.

Copyright © 2016 Schlumberger.

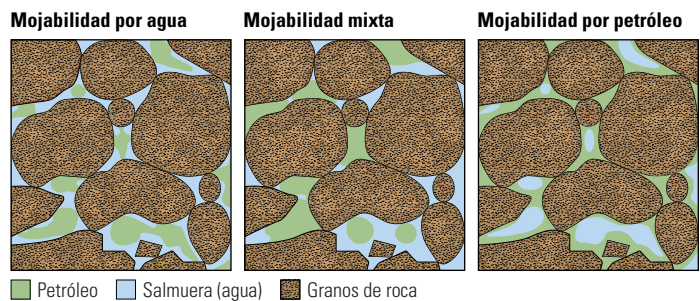


Figura 2. Mojabilidad en los poros. En un caso de mojabilidad por agua (izquierda), el petróleo permanece en el centro de los poros. La condición inversa tiene lugar si todas las superficies son mojables por petróleo (derecha). En el caso correspondiente a la mojabilidad mixta, el petróleo ha desplazado 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.

En un material poroso homogéneo saturado con petróleo y agua, la expresión “fuertemente mojable por agua” describe un valor extremo de un medio continuo en el que las superficies de poros prefieren el contacto con el agua. Una superficie fuertemente mojable por petróleo exhibe preferencia por el contacto con el petróleo. 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*. En muchas aplicaciones de campos petroleros, la mojabilidad se trata como si fuera un elemento binario; la roca es mojable por agua o mojable por petróleo. Esta simplificación extrema enmascara la complejidad de la física de la mojabilidad en la roca yacimiento.

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 esta condición de mojabilidad heterogénea, incluyendo las expresiones *mojabilidad mixta*, *mojabilidad fraccional* y *mojabilidad de tipo dalmata* o con manchas. En la *mojabilidad mixta*, los poros pequeños ocupados por agua son mojables por agua, en tanto que los poros más grandes contienen petróleo y son mojables por petróleo. En la *mojabilidad fraccional*, las variaciones de los minerales, que poseen propiedades químicas superficiales diferentes, hacen que algunas porciones de la roca sean mojables por agua y otras porciones, mojables por petróleo. En la *mojabilidad de tipo dalmata*, la propiedad de la superficie del sólido puede diferir por sectores debido a la heterogeneidad del mineral. Los escenarios de mojabilidad pueden asumir una fuerte mojabilidad por un fluido o por el otro y pueden ilustrarse utilizando una película superficial ampliada (Figura 2).

La mojabilidad no describe el estado de saturación de la roca, sino que describe la preferencia del sólido por estar en contacto con un cierto fluido. De esta manera, una roca mojable por agua puede ser limpiada, secada y completamente saturada con un alcano, mientras las superficies de sus poros permanecen mojables por agua. En contacto con el agua, una roca mojable por agua saturada de petróleo absorberá espontáneamente agua y expulsará petróleo.

El proceso de *imbibición* se refiere a un incremento de la saturación del fluido mojante, ya sea que se trate de un proceso de imbibición espontánea o de imbibición forzada, aunque muchos utilizan el término para referirse a la intrusión de la fase acuosa. Contrariamente, el proceso de *drenaje* se refiere a un incremento de la saturación del fluido no mojante, y en general describe un proceso con incremento de la saturación de petróleo.

**Medición de la mojabilidad**

Las mediciones obtenidas en muestras de núcleos incluyen mediciones de imbibición espontánea, imbibición forzada y presión capilar centrífuga. Si una muestra de núcleo absorbe espontáneamente agua pero no petróleo, es mojable por agua; si absorbe petróleo, es mojable por petróleo. Si absorbe cantidades significativas de ambos fluidos, es decir agua y petróleo, es de mojabilidad mixta.

Los métodos de desplazamiento de fluidos para medir la mojabilidad en muestras de núcleos varían respecto de sus procedimientos, tal es el caso de los métodos de Amott, Amott-Harvey y USBM (Oficina de Minas de EUA). El método de Amott involucra solamente la imbibición del agua. El método de Amott-Harvey utiliza petróleo y agua y proporciona un índice de mojabilidad, que se calcula sustrayendo la relación desplazamiento petróleo absorbido-petróleo forzado de la relación entre el desplazamiento del agua absorbida y el del agua forzada. El método USBM proporciona un índice de mojabilidad, que es igual al logaritmo del área debajo de la curva de presión capilar para el petróleo que desplaza al agua menos el logaritmo del área debajo de la curva de presión capilar centrífuga para el agua que desplaza al petróleo; el área debajo de una curva de presión capilar es una medida de la energía requerida para desplazar un fluido a la fuerza con otro fluido.

**La importancia de la mojabilidad**

La mayoría de los yacimientos de petróleo son mojables por agua antes de la migración de petróleo y exhiben una zona de transición a través de la cual la saturación cambia gradualmente pasando de la presencia de agua —el *nivel de agua libre*— en la base de la zona de transición a un predominio de petróleo con agua residual,  $S_{or}$  —saturación de agua irreducible— en el tope. Esta distribución tiene su origen en la diferencia de presión basada en la flotabilidad, entre el petróleo y el agua, y la diferencia de presión es igual a la presión capilar,  $P_c$  (Figura 3).

La heterogeneidad de la mojabilidad puede afectar la recuperación del petróleo; por ejemplo, cuando un yacimiento está en contacto con los estratos adyacentes y las capas mojables por agua y las capas mojables por petróleo poseen permeabilidades similares. Un proceso de inundación con agua con un equilibrio capilar vertical producirá una mayor saturación de agua en las capas mojables por agua que en las capas mojables por petróleo porque la invasión de agua desplazará preferentemente el agua en fase mojante. Dependiendo del espaciamiento entre pozos y del espesor de las capas, un proceso de inundación con agua puede dejar cantidades sustanciales de petróleo en las capas mojables por petróleo y arrojar un alto corte de agua en la corriente de producción porque el agua inyectada no puede desplazar el petróleo de las superficies mojables por petróleo con la misma facilidad con que desplaza el agua libre en los poros.

La mojabilidad afecta también el volumen de petróleo que puede ser producido al final del desplazamiento y la recuperación con el proceso de inundación con agua, que queda determinado por la *saturación de petróleo residual*,  $S_{or}$ . A nivel de poros, en una formación mojable por agua, el agua

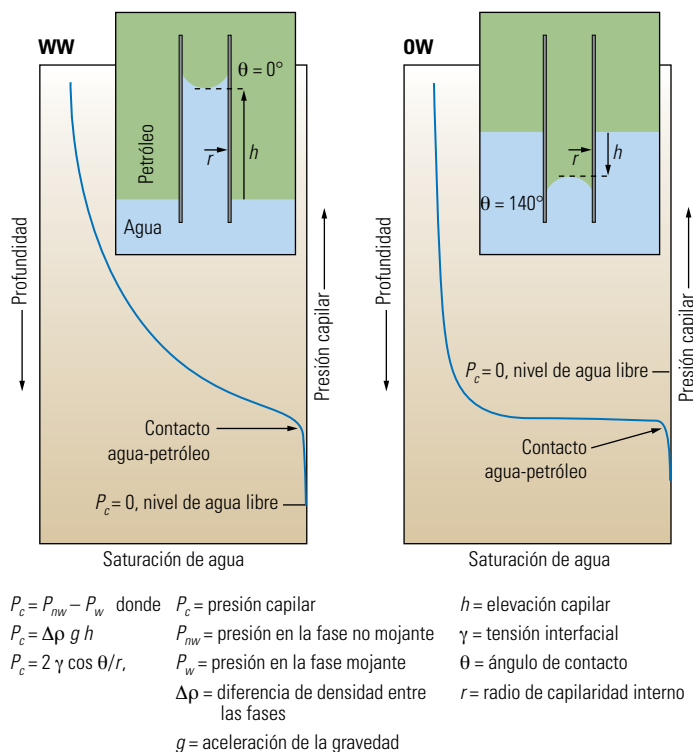


Figura 3. Formación de una zona de transición. Una formación homogénea exhibe una zona de transición, que pasa de un valor de saturación de petróleo alto en el tope, a un valor de saturación de agua alto en la base (curvas azules). Esta transición de la saturación tiene su origen en la presión capilar,  $P_c$  (ecuaciones, arriba). En un tubo capilar, las fuerzas de la superficie mojable por agua hacen que el agua se eleve (*inserto a la izquierda*), desplazando el petróleo; sin embargo si la superficie interna del tubo es mojable por petróleo, el petróleo empujará el agua hacia abajo (*inserto a la derecha*). La elevación capilar,  $h$ , está determinada por el equilibrio de las fuerzas de mojabilidad y el peso del fluido desplazado desde la interfase fluido-fluido. 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 aplicarse presión para introducir la fase agua a la fuerza en los poros más grandes. El contacto agua-petróleo divide la zona que contiene mayormente petróleo de la que contiene mayormente agua.

fluye hacia todos los poros accesibles y el petróleo remanente permanece aislado en los poros más grandes, desconectado de un trayecto conectado por el petróleo. En una formación fuertemente mojable por petróleo, 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 que en una formación mojable por agua. Sin embargo, este petróleo conectado puede exhibir una movilidad muy baja debido a su confinamiento en los poros más pequeños.

Los estados de mojabilidad de las capas de las formaciones también pueden diferir debido a las variaciones litológicas. Una zona compacta y de baja permeabilidad 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. La mojabilidad también puede ser afectada por variaciones de temperatura y por el pH del agua connata.

Dado que el impacto de la mojabilidad se extiende de la escala de poros a la escala de yacimientos, la mojabilidad puede afectar la rentabilidad de los proyectos. Los ingenieros de yacimientos utilizan los parámetros  $S_{wr}$  y  $S_{or}$  para pronosticar el volumen de petróleo que puede ser recuperado. Estos parámetros son afectados directamente por la mojabilidad. Además, las permeabilidades relativas al petróleo y al agua varían con la mojabilidad de la formación; la *permeabilidad relativa* es la facilidad relativa que posee un fluido para fluir a través del espacio poroso en presencia de otros fluidos. En proyectos con grandes erogaciones de capital iniciales, tales como los implementados en áreas de aguas profundas, la falta de comprensión de la mojabilidad y sus ramificaciones, tanto a través de las saturaciones residuales como de la permeabilidad relativa, puede ser costosa.

Los ingenieros de yacimientos diseñan los procesos de recuperación mejorada de petróleo para alterar la mojabilidad de modo que adquiera un estado mojable por agua para remover el petróleo en contacto con el sólido. De manera alternativa, hacer que la formación se vuelva mojable por petróleo puede mejorar la recuperación final del 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 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 hidrocarburos

inyectados altera la condición de equilibrio y puede conducir a la precipitación de los asfaltenos, que taponan los poros.

Incluso en un yacimiento de gas, la mojabilidad o su alteración pueden afectar la recuperación. La obturación con condensado en las proximidades de un pozo —*formación de bancos de condensado*— durante el agotamiento de un yacimiento de gas reduce la productividad de gas. Algunos métodos de recuperación utilizan medios químicos para modificar la mojabilidad alrededor del pozo con el fin de producir los fluidos y eliminar la obstrucción.

Las condiciones de mojabilidad afectan algunas mediciones derivadas de los registros. La mayoría de las mediciones de resistividad utilizan un trayecto eléctrico conductivo 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, especialmente si el pozo se perfora con lodo a base de aceite. En estas condiciones, es probable que una evaluación de la saturación basada en la resistividad, tal como la de la ecuación de Archie, sea incorrecta si se utiliza sin considerar la conectividad de la fase.

Las respuestas de los métodos de resonancia magnética nuclear (NMR) también dependen de la posición de los fluidos con respecto a las superficies porosas. El fluido no mojante exhibe tasas de relajación NMR similares a las del fluido preponderante si no está en contacto con la superficie porosa. El fluido mojante posee tiempos de relajación acortados debido a las interacciones con la superficie de los poros.

La mojabilidad es importante para la formulación del fluido de perforación, especialmente en los lodos a base de aceite. Los surfactantes mantienen en suspensión los sólidos. Si un filtrado externo al petróleo, que contiene surfactantes mojables por petróleo, invade la formación en la región vecina al pozo, existe la posibilidad de que se altere la mojabilidad de los poros. Este proceso puede modificar la posición de los fluidos en los espacios porosos y afectar algunas respuestas de los registros de pozos. Dado que esta alteración quizás no sea permanente, se pueden obtener mediciones diferentes en los registros adquiridos subsiguientemente.

Los campos petroleros de todo el mundo se encuentran en proceso de maduración; sin embargo, la industria necesita extraer todos los recursos hidrocarbúricos económicamente posibles antes de abandonar estos campos. Para optimizar la recuperación, los operadores deben comprender los efectos de la mojabilidad en la producción de los pozos y el comportamiento de los campos.