

Modelo Determinístico Para Examinar La Mojabilidad Basado En El Exponente De
Saturación De Archie

Oscar Javier Jaimes Ospina y Sebastián Alejandro Caicedo Bastidas

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Aristóbulo Bejarano Wallens

MSc en Gestión Tecnológica aplicada a la Industria del Petróleo

MSc en Economía

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico-Químicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2021

Dedicatoria

A mis padres, Amalfy Ospina y Gabino Jaimes, el combustible que mueve el motor de mis sueños.

A mis hermanos, Edwin Yesid Jaimes Ospina y Yurith Katherine Jaimes Ospina, leales compañeros de lucha en este largo camino.

A Paola Sarmiento, mi apoyo y refugio en los momentos difíciles.

Oscar Javier Jaimes Ospina

A mis padres, Jesus Ivan Caicedo y Lilia del Socorro Bastidas Bernal, día a día se levantan con el propósito de que sea mejor en todos los aspectos de mi vida.

A mis hermanos David Mateo Caicedo Bastidas y Javier Ivan Caicedo Bastidas, quienes se alegra y se orgullecen de cada logro.

Sebastian Alejandro Caicedo Bastidas

Agradecimientos

A Dios, por darme la serenidad y valentía que necesité en los momentos más difíciles. A mi madre, por todo el esfuerzo y sacrificios que fueron necesarios para cumplir este sueño, el sentimiento inefable de su amor en la distancia es prueba fehaciente de que siempre estuvo conmigo. A mi padre, por su paciencia y confianza incondicional todos estos años, gracias por los consejos que llevaré grabados en mi ser como un signo indeleble de la fortaleza que me precede. A mis hermanos, gracias por levantarme y sostenerme cuando el camino se puso difícil, por ser el aliciente que encaminó mi rumbo y permitió que mis sueños se hicieran realidad. A Paola, por apoyarme y motivarme a creer en mí, sus actos y palabras de apoyo retumbarán en mi ser por la eternidad. A todos mis compañeros y futuros colegas, gracias por hacer de este proceso una experiencia enriquecedora. A todos y cada uno de los docentes que hicieron parte de este proceso, gracias por su paciencia y dedicación. Al ingeniero Aristóbulo Bejarano, por su paciencia, dedicación y entrega total a este proyecto.

Oscar Javier Jaimes Ospina

Agradecimientos

Primero que nada, quiero dar gracias a Dios por cada día mantenerme en pie, para poder avanzar en cada peldaño de mi vida, por permitirme tener a mi familia unida y de este modo poder disfrutar de etapas importantes, ya que ellos son quienes están apoyándome en cada decisión y proyecto que voy tomando a lo largo de mi vida. A mi padre quien trabaja con mucha valentía y dedicación, recalcándome siempre que cada esfuerzo tiene su recompensa, y que de lo más pequeño se puede crear cosas grandes, dándole valor a cosas que a primera vista parecen simples. A mi madre por su valor, su bondad, quien me ha enseñado que lo más importante es compartir con las personas que amamos, disfrutar de cada momento, y en los momentos difíciles aconsejarme para avanzar y no dejarme vencer por ningún obstáculo que a lo largo de este tiempo se me fueron presentando. A el ingeniero Aristóbulo Bejarano que estuvo pendiente, nos guio para cada decisión como profesional y compartir parte de sus conocimientos para que este proyecto se pudiera llevar a cabo. A la ciudad que me recibió durante mucho tiempo lleno de gente amable y carismática los cuales me hicieron sentir en casa, como dicen quien pisa tierra santandereana es santandereano y me siento parte de esa hermosa tierra. A todos los colegas y personas que conocí en la hermosa universidad, me siento orgulloso de ser UIS.

Sebastian Alejandro Caicedo Bastidas

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Marco Teórico.....	15
2.1 Marco Conceptual	15
2.1.1 Mojabilidad	15
2.1.2 Presión Capilar	15
2.1.3 Permeabilidad	16
2.1.4 Saturación	18
2.1.5 Registros	19
2.2 Antecedentes	21
2.2.1 Métodos cuantitativos para determinar la mojabilidad	21
2.2.2 Métodos cualitativos para determinar la mojabilidad	28
2.2.3 Influencia de la mojabilidad en las propiedades de la roca	31
2.3 Bases Teóricas	47
2.3.1 Ecuaciones de Archie.....	47
2.3.2 Modelo de permeabilidad de Corey	48
2.3.3 Modelo de permeabilidad relativa de Brooks y Corey	49
2.3.4 Modelo de Permeabilidad relativa de Purcell	49

2.3.5 Correlación Empírica entre la presión capilar y la permeabilidad relativa.....	50
3. Desarrollo Del Modelo	51
3.1 Formulación Matemática	52
3.2 Resultados	59
3.3 Discusión.....	67
4. Conclusiones	70
5. Recomendaciones	71
Referencias Bibliográficas	72
Apéndices	78

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Parámetros de Craig para determinar la mojabilidad.....	29
Tabla 2. Datos usados en la iteración para la estimación lineal de la ecuación de n.....	55
Tabla 3. Variación de n para 23 distintos valores de a	56
Tabla 4. Tabla de datos de campo simulados usada para validar el método.....	60
Tabla 5. Datos de saturación usados para el cálculo de las curvas de permeabilidad relativa	78
Tabla 6. Tabulación de datos de permeabilidad relativa al agua obtenidos a partir de los datos de saturación de la tabla 5.....	79
Tabla 7. Tabulación de datos de permeabilidad relativa al aceite obtenidos a partir de los datos de saturación de la tabla 5.....	80
Tabla 8. Tabulación de datos de flujo fraccional obtenidos a partir de los datos de saturación de la tabla 5.....	81
Tabla 9. Datos de saturación usados para el cálculo de las presiones capilares	82
Tabla 10. Datos de presión capilar obtenidos a partir de las saturaciones de la tabla 8	83

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Mojabilidades del sistema roca-agua-aceite.....	22
Figura 2. Método U.S.B.M para determinar la mojabilidad	25
Figura 3. Método combinado Amott-USBM.....	27
Figura 4. Curvas típicas de permeabilidad relativa vs saturación de agua	30
Figura 5. Comportamiento de la curva de presión capilar para un sistema mojado por agu	34
Figura 6. Comportamiento de las curvas de presión capilar en sistemas mojados por aceite	35
Figura 7. Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa a medida que el sistema se vuelve más mojado por aceite.....	38
Figura 8. Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas cuando se varía uniformemente la mojabilidad	39
Figura 9. Efecto de la mojabilidad sobre la relación de permeabilidades relativas.....	40
Figura 10. Curvas de permeabilidad relativa aceite-agua con mojabilidad variable entre agua y aceite	41
Figura 11. Curva de k_{rw}/k_{ro} vs Saturación para sistemas de mojabilidad fraccional	42
Figura 12. Eficiencia de desplazamiento durante la inyección de agua para un sistema de mojabilidad fraccional	43
Figura 13. Comportamiento de la eficiencia de desplazamiento durante la inyección de agua para un sistema de mojabilidad fraccional	44
Figura 14. Efecto de la mojabilidad en la permeabilidad relativa en un corazón en estado natural, limpio y restaurado	46

Figura 15. Zonas de Tratamiento Datos.....	52
Figura 16. Variación del exponente de saturación de Archie en función de (e)	57
Figura 17. Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 1	62
Figura 18. Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 4	62
Figura 19. Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 5	63
Figura 20. Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 9	63
Figura 21. Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 12	63
Figura 22. Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 19	64
Figura 23. Cambio en la permeabilidad relativa al agua a medida que se modifican los valores de (a) y (n) para los 6 ejemplos	64
Figura 24. Cambio en la permeabilidad relativa al aceite a medida que se modifican los valores de (e) y (n) para los 6 ejemplos.....	65
Figura 25. Gráfica de flujo fraccional contra tiempo equivalente para los 6 ejemplos	66
Figura 26. Curvas de presión capilar versus saturación de agua para el modelo propuesto de los 6 ejemplos mencionados anteriormente.....	67

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Tablas de datos usados para graficar las curvas de permeabilidad relativa y flujo fraccional para los 6 ejemplos.....	78
Apéndice B. Tablas de datos usados para graficar las curvas de presión capilar para los 6 ejemplos.....	82

Resumen

Título: Modelo determinístico para examinar la mojabilidad basado en el exponente de saturación de Archie*

Autor: Oscar Javier Jaimes Ospina, Sebastian Alejandro Caicedo Bastidas**

Palabras Clave: Mojabilidad, permeabilidad relativa, presión capilar, saturación de agua, exponente de saturación de Archie

Descripción: La mojabilidad es una de las propiedades más importantes de la ingeniería de yacimientos, imprescindible para el desarrollo, mejoramiento y optimización de la recuperación del petróleo, es uno de los factores que controlan el desplazamiento de los fluidos, además resulta crucial para determinar los mecanismos de recuperación de petróleo y estimar la eficiencia de su producción debido a su alta incidencia en las propiedades petrofísicas del yacimiento. Se encontró que un aumento del exponente de saturación de Archie representa un cambio en la mojabilidad del sistema de mojado por agua a mojado por aceite. Se propone un modelo teórico para el desarrollo de las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar modificando las ecuaciones de permeabilidad de Corey y de presión capilar de Hawkins haciéndolas sensibles a cambios en la mojabilidad basados en el exponente de saturación de Archie. Los resultados se presentaron gráficamente y mostraron un aumento en la permeabilidad relativa al agua a saturación de aceite residual del 69.1 % para dos valores del exponente de saturación de Archie típicos de sistemas mojados por agua y sistemas mojados por aceite respectivamente. Del mismo modo, las curvas de presión capilar mostraron una reducción promedio del 89% en el área bajo la curva de presión capilar contra saturación de agua para un ejemplo con $n=2$ comparado con un $n=4.15$. El modelo mostró un comportamiento bastante acertado y realista ante los cambios de mojabilidad, lo que indica una sinergia entre el exponente de saturación de Archie con las dos propiedades del yacimiento estudiadas. El análisis del modelo desarrollado revela que es posible integrar el exponente de saturación de Archie a los modelos más usados en los laboratorios.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Aristóbulo Bejarano Wallens. MSc. Gestión tecnológica aplicada a la industria del petróleo, Msc. Economía.

Abstract

Title: Deterministic model to examine wettability based on Archie's saturation exponent *

Author: Oscar Javier Jaimes Ospina, Sebastian Alejandro Caicedo Bastidas **

Key Words: Wettability, relative permeability, capillary pressure, water saturation, Archie saturation exponent

Description: Wettability is one of the most important properties in reservoir engineering, essential for the development, improvement and optimization of oil recovery, it is one of the factors that control fluid displacement, it is also crucial for determining oil recovery mechanisms and estimating oil production efficiency due to its high incidence on the petrophysical properties of the reservoir. It was found that an increase in the Archie saturation exponent represents a change in the wettability of the system from water-wet to oil-wet. A theoretical model for the development of relative permeability and capillary pressure curves is proposed by modifying the Corey permeability and Hawkins capillary pressure equations by making them sensitive to changes in wettability based on the Archie saturation exponent. The results were presented graphically and showed an increase in relative permeability to water at residual oil saturation of 69.1 % for two Archie saturation exponent values typical of water-wet and oil-wet systems, respectively. Similarly, the capillary pressure curves showed an average reduction of 89% in the area under the capillary pressure versus water saturation curve for an example with $n=2$ compared to an $n=4.15$. The model showed quite accurate and realistic behavior in the face of wettability changes, indicating a synergy between the Archie saturation exponent with the two reservoir properties studied. The analysis of the developed model reveals that it is possible to integrate the Archie saturation exponent to the most commonly used models in laboratories.

* Degree Work

** School of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Aristóbulo Bejarano Wallens. MSc. Technological management applied to the oil industry, Msc. Economics.

Introducción

La mojabilidad es una propiedad de vital importancia en los estudios de la ingeniería de yacimientos ya que gobierna características como localización, distribución y flujo en el medio poroso, además de que incide en propiedades petrofísicas como la presión capilar, permeabilidad relativa y propiedades eléctricas como el exponente de saturación de Archie y el factor de resistividad de la formación. Debido a esto, la mojabilidad genera un impacto que se extiende desde la escala micro en los poros hasta la escala macro en el yacimiento, por lo que afecta directamente factores como la rentabilidad de los proyectos, los parámetros de saturación de agua inicial y saturación de aceite residual, lo cual incide en la recuperación de petróleo, uno de los aspectos más importantes del sector de exploración y producción E&P (Abdallah et al., 2007)

Para estudiar a fondo la interacción entre la mojabilidad y las propiedades petrofísicas y eléctricas del yacimiento, el presente estudio se ha centrado en las ecuaciones de Archie, más específicamente en el exponente de saturación desarrollado para dichas ecuaciones, con el fin de elaborar un modelo matemático basado en este exponente que permita examinar la influencia de la mojabilidad en propiedades como la permeabilidad relativa, flujo fraccional y presión capilar. Con esto se busca obtener mejores resultados en la caracterización de yacimientos y en los métodos de recuperación de hidrocarburos ya que determinar adecuadamente la preferencia de mojabilidad del sistema permite obtener mejores resultados en la evaluación de reservas y evita daños irreversibles en la producción.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar un modelo determinístico basado en el exponente de saturación de Archie que permita examinar la mojabilidad del yacimiento combinado con las curvas de permeabilidad relativa.

1.2 Objetivos Específicos

Revisar la literatura para hacer una recopilación bibliográfica sobre mojabilidad examinando su relación con la saturación de agua y el exponente de saturación de Archie.

Revisar la literatura en materia de mojabilidad examinando su relación con las curvas de permeabilidades relativas.

Estudiar los mecanismos más adecuados para lograr visualización del impacto de la mojabilidad en el comportamiento de la saturación de agua, exponente de saturación de Archie y permeabilidades relativas.

Elaborar un modelo que permita calcular permeabilidades relativas a partir de saturación de agua considerando como variable el exponente de saturación de Archie y estimando el impacto de la mojabilidad.

2. Marco Teórico

2.1 Marco Conceptual

2.1.1 Mojabilidad

La mojabilidad se define como la preferencia de un fluido para adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible (Ehirim y Favour, 2018, p.55), al fluido que hace contacto se le conoce como fase mojante, esta fase tenderá a dispersarse en la fase sólida, la cual tratará de absorber la fase mojante moviendo o desplazando la fase no mojante. Existen tres posibles estados de mojabilidad en los yacimientos de petróleo: mojado por agua, mojado por aceite o mojabilidades intermedias y neutrales.

La mojabilidad afecta los perfiles de saturación, la permeabilidad relativa, los tiempos de relajación y las propiedades eléctricas tales como el exponente de saturación de Archie (n) y el factor de resistividad de la formación (F) (Salgado y González, 2005).

La preferencia del yacimiento en términos de mojabilidad puede ser determinada mediante la medición del ángulo de contacto del petróleo crudo y el agua de formación en los cristales de sílice o de calcita o mediante la medición de las características de las muestras de núcleos en una prueba de imbibición. La mojabilidad se ve afectada por múltiples factores los cuales se ven vinculados a diferentes interacciones con la composición de la salmuera, la mineralogía del sistema, el tipo de crudo y las condiciones de presión y temperatura.

2.1.2 Presión Capilar

La presión capilar en un medio poroso es la diferencia de presión en la interfaz que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca. En el laboratorio, la presión capilar calculando la presión necesaria para que un fluido logre desplazar al fluido que satura inicialmente al medio poroso.

Hay dos tipos básicos de procesos de presión capilar: drenaje o imbibición. En el proceso de drenaje, el líquido no mojante reemplaza al líquido mojante, mientras que ocurre lo contrario durante el proceso de imbibición.

2.1.3 Permeabilidad

Se le conoce como permeabilidad a la capacidad, o medida de la capacidad de una roca, para permitir el paso de los fluidos a través de los poros interconectados dentro de su estructura sin alterar la composición (Tapia, 2016, p.8). La permeabilidad es función de la geometría formada entre el límite de la roca y el espacio poroso.

2.1.3.1 Permeabilidad absoluta. Es la permeabilidad que se mide cuando un solo fluido o fase satura 100% el espacio poroso de la roca (Escobar, 2000, p.33). Generalmente es hallada en laboratorio usando fluidos que tengan poca o nula reacción ante los minerales de la roca (gases secos o agua).

2.1.3.2 Permeabilidad efectiva. Es la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro (uno o más) fluidos inmiscibles que saturan el espacio poroso de la roca (Escobar, 2000, p.35). La permeabilidad efectiva permite encontrar la preferencia al flujo de un fluido en particular cuando hay otros fluidos inmiscibles en la roca. Las saturaciones relativas de los fluidos, como así también la naturaleza del yacimiento, afectan la permeabilidad efectiva.

2.1.3.3 Permeabilidad relativa. Es un valor de permeabilidad normalizado a otro valor de permeabilidad (McPhee y Zubizarreta, 2015, p.522). Es la relación existente entre la permeabilidad absoluta y la permeabilidad efectiva, el valor de la permeabilidad absoluta utilizado para normalizar la permeabilidad efectiva se conoce como permeabilidad de la base. La permeabilidad relativa a cualquiera de los fluidos es menor que la del fluido individual ya que ocupa solo una parte del espacio poroso y también puede verse afectado por la interacción con

otras fases. Es muy importante en ingeniería de yacimientos, puesto que da una medida de como un fluido se desplaza en el medio poroso y permite caracterizar las propiedades de flujo de una formación que contiene hidrocarburos, para proyectar el desarrollo de un campo petrolífero, tanto en etapas de producción por flujo natural como en procesos de recuperación mejorada de aceite residual.

2.1.3.4 Curvas de permeabilidad relativa. Las curvas de permeabilidad representan de manera gráfica el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso y están definidas por parámetros físicos de la roca. Cuando en el medio poroso se encuentra más de un fluido presente, la capacidad de flujo de cada una de las fases va a depender de su saturación en el medio poroso y de la forma como se encuentra distribuido, una manera muy conveniente de presentar su comportamiento es mediante gráficos de permeabilidad relativa contra saturación de fluido mojante (Lopera, 1996).

Las curvas de permeabilidad relativa de la fase no mojante tiene forma de S mientras que la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante es cóncava. Para sistemas agua-aceite el agua es mojante (normalmente), en sistemas petróleo-gas, el petróleo es la fase mojante. Los experimentos solo tienen sentido práctico entre los límites del rango de saturación en el cual los dos fluidos son móviles, estos son: saturación de agua irreducible (S_{wir}) y saturación de aceite residual (S_{or}), esta última se define como $(1 - s_{xo})$, siendo S_{XO} la máxima saturación al desplazamiento.

La mojabilidad es el factor que mayor efecto tiene sobre las curvas de permeabilidad relativa, dado que es el principal responsable de la forma como se distribuyen los fluidos en el medio poroso. Para entender esto, asuma que se tiene un sistema mojado por agua, para condiciones de saturación de agua residual (S_{wr}), y saturación de aceite S_o igual a: $1 - S_w$; si se

inyecta agua al medio poroso para desplazar el aceite (imbibición), se observará que en las zonas donde llega la invasión, el agua hace contacto con los granos de la roca definiendo una película que aumentan su espesor conforme aumenta la cantidad de agua en el medio, en tanto que el aceite se ubica en los centros de los canales de flujo definiendo trayectorias de flujo continuas a través del medio poroso.

2.1.4 Saturación

Es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso (Escobar, 2000, p.25). Conocida dicha cantidad y la extensión del volumen poroso se puede determinar volumétricamente cuánto fluido existe en una roca.

2.1.4.1 Saturación de agua. Es la fracción de agua de un espacio poroso dado. A menos que se tenga en cuenta otro escenario, la saturación de agua es la fracción del agua de la formación en la zona no perturbada. Si el espacio poroso corresponde a la porosidad total, la saturación se conoce como la saturación de agua total, pero si se trata de la porosidad efectiva se conoce como la saturación de agua efectiva (Schlumberger, 2021).

2.1.4.2 Saturación de agua inicial. Es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, esta agua, debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento. Generalmente se considera que el agua inicial es inmóvil.

2.1.4.3 Saturación de agua irreducible. Se define como el volumen poroso ocupado por agua cuando la saturación de petróleo es máxima, es decir, la saturación de agua resultante luego que el petróleo migrara y desplazara el agua que contenía la roca.

2.1.4.5 Saturación residual. La saturación residual de una fase, generalmente expresada como S_x , donde x corresponde a la fase (petróleo, agua o gas), corresponde a la saturación de

dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de realizar un proceso de desplazamiento.

2.1.5 Registros

Los registros de pozos de petróleo son técnicas geofísicas in situ, que se utilizan en las operaciones petroleras para obtener una mayor información de los parámetros petrofísicos del pozo. Consisten en la medición en función de la profundidad o del tiempo de alguna propiedad física y/o química vinculada al material litológico del subsuelo (sistema roca-fluido). El registro se lleva a cabo mediante una herramienta denominada sonda, la cual se compone de uno o más sensores que se encargan de medir sobre la pared del pozo la respuesta física del material litológico. Actualmente es posible medir una gran cantidad de parámetros que incluyen, entre otros: la resistividad, la densidad, la radioactividad natural, el potencial espontáneo, etc. Los anteriores parámetros son transformados a parámetros petrofísicos deseados como porosidad, permeabilidad, litología y saturación de fluidos mediante la interpretación de los registros.

2.1.4.1 Registros Resistivos. La resistividad es la habilidad de un material para impedir el flujo de corriente eléctrica a través de él, su unidad es el ohm-m. Por principio físico, el material rocoso seco no tiene la capacidad de conducir la corriente eléctrica, esto implica que cualquier flujo de corriente en una formación tiene lugar en el agua de formación y no en la roca o los hidrocarburos (Quijano y Valcárcel, 2015, p.43).

La corriente eléctrica fluirá solo a través del agua intersticial que satura el espacio poroso de la formación, su nivel de conductividad depende de la salinidad. Debido a que el flujo de corriente está en función del agua presente en el sistema y esta se encuentra relacionada con la porosidad, cuanto mayor sea la porosidad de la formación mayor cantidad de agua conductiva y menor será su resistividad.

Para determinar los valores de resistividad verdadera de la roca (R_t), y la resistividad de la zona lavada (R_{xo}) es necesario el uso de perfiles de resistividad con diferentes diámetros de investigación, razón por la cual se evalúan varias curvas de resistividad cuya principal diferencia radica en el alcance de investigación de cada una de ellas (Quijano y Valcárcel, 2015, p.53). Actualmente las mediciones se enfocan principalmente en registros de inducción y laterales. Para formaciones con bajas resistividades es más efectivo el registro de inducción, ya que este no requiere de la transmisión de electricidad a través del fluido de perforación por lo que puede ser registrado en petróleo, aire y pozos perforados neumáticamente. Por otro lado, el registro lateral opera efectivamente en lodos salados y tiene buenas respuestas ante formaciones altamente resistivas.

2.1.4.2 Registro de densidad. Su principio se centra en la emisión a la formación de rayos gamma de mediana energía que chocan con los electrones de la formación, por lo que pierden algo de su energía y se encuentran dispersos al llegar al detector donde se hace un conteo que es proporcional a la densidad electrónica de la roca, la cual es equivalente a su densidad mineralógica (Bisbe, 2007, p.18).

La respuesta de esta herramienta está determinada por el número de electrones por centímetro cúbico de la formación. La cual está relacionada con la densidad volumétrica real, que a su vez depende de la densidad de la matriz de roca, la porosidad de la formación y los fluidos que llenan los poros.

2.1.4.3 Registro Neutrón. Este método consiste en “bombardear” a la formación con neutrones los cuales chocan con los núcleos de Hidrógeno presentes en los poros de la roca formando parte de los fluidos que estas contienen, luego son capturados por el detector de la herramienta que consta de un emisor y dos detectores, con lo cual se compensan los efectos del

pozo y se obtiene directamente la porosidad, utilizando una matriz predeterminada (caliza, arenisca o dolomita) (Bisbe, 2007, p.17)

En realidad, esta herramienta determina el volumen de Hidrógeno contenido en los poros, el cual es proporcional a la porosidad total y esto es lo que permite calcular con bastante precisión el valor de la misma. Es muy importante tener clara la litología que predomina en el corte para determinar la porosidad, ya que esta se obtiene mediante un algoritmo que tiene en cuenta la matriz de la roca (Quijano y Valcárcel, 2015, p.61)

2.2 Antecedentes

Para examinar y determinar la mojabilidad se han propuesto muchos métodos a lo largo de los años que permiten medir la mojabilidad de un sistema tanto de manera cualitativa como cuantitativa.

2.2.1 Métodos cuantitativos para determinar la mojabilidad

Dentro de los métodos cuantitativos más utilizados para determinar la mojabilidad de un sistema se tienen:

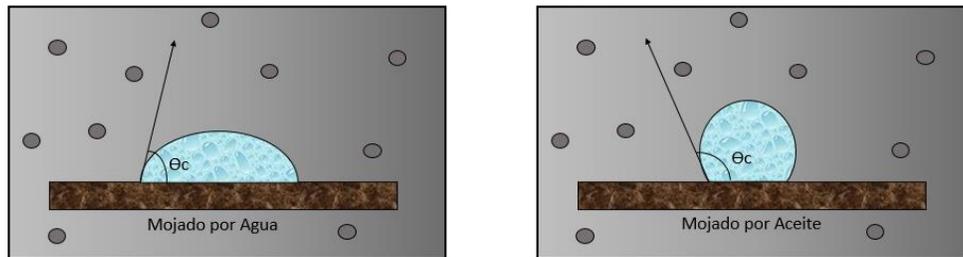
2.2.1.1 Método del ángulo de contacto. El ángulo de contacto es el método más óptimo para determinar la mojabilidad cuando se usan fluidos puros y corazones artificiales, puesto que no hay posibilidad de que los surfactantes u otros compuestos afecten la mojabilidad. El método también se usa para determinar si un aceite crudo puede afectar la mojabilidad y para examinar los efectos de la temperatura, la presión y la química de la salmuera. (Salgado y González, 2005, p.21).

Aunque hay varias maneras de medir el ángulo de contacto, la metodología más usada en la industria de los hidrocarburos es la gota Sessile, en esta, la gota de agua se deja en reposo sobre una superficie mineral plana y seguidamente se mide el ángulo de contacto entre la superficie y la

gota de agua. La Figura 1 muestra como varia el ángulo entre la superficie y la gota de agua dependiendo de su mojabilidad.

Figura 1

Mojabilidades del sistema roca-agua-aceite



Nota: Adaptado de *wettability of the oil/water system* (p.2), por Anderson, W, (1986), Journal of petroleum technology.

Este es un sistema aceite-agua-sólido, donde las energías superficiales están relacionadas por la Ecuación (1), conocida como ecuación de Young:

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (1)$$

Donde:

σ_{ow} = Tensión interfacial entre el aceite y el agua.

σ_{os} = Energía interfacial entre el aceite y el sólido.

σ_{ws} = Energía interfacial entre el agua y el sólido.

θ = Angulo de contacto, ángulo de la línea de contacto del agua / aceite / sólido.

Uno de los mayores problemas de usar este método al determinar la mojabilidad de la roca es que en el ángulo de contacto no se tiene en cuenta la heterogeneidad, la geometría de la roca y la rugosidad, además, el modelo es realizado en un cristal mineral que es diferente a un corazón, el cual tiene diferentes componentes.

2.2.1.2 Método de Amott. Acopla el desplazamiento forzado y la imbibición para medir la mojabilidad promedio de una muestra de roca (Salgado y González, 2005, p.26). Este método se basa en el hecho de que el fluido mojante se imbibirá espontáneamente en la muestra, movilizándolo al fluido no mojante. La relación de imbibición espontánea a imbibición forzada, llamada índice de Amott, se usa para reducir la influencia de factores tales como: permeabilidad relativa, viscosidad, y saturación inicial de la roca.

La muestra se prepara en centrifugación con salmuera hasta llegar al punto de saturación de aceite residual, seguidamente el proceso de Amott se lleva a cabo siguiendo 4 pasos.

Primero, se sumerge la muestra en aceite y se mide el volumen de aceite desplazado por la imbibición libre o espontánea de aceite después de 20 horas. Seguidamente, se pone la muestra en una centrifuga con aceite hasta llegar a la saturación de agua irreducible, y se mide la cantidad total de agua desplazada, incluyendo el volumen desplazado por la imbibición espontánea. A continuación, se sumerge la muestra en salmuera nuevamente, y se determina el volumen de aceite desplazado espontáneamente por imbibición de agua después de 20 horas. Y como último paso se pone la muestra en la centrifuga con salmuera hasta alcanzar la saturación de aceite residual, y se mide la cantidad total de aceite desplazado.

Los resultados de las pruebas se expresan como se muestra en la Ecuación (2) y Ecuación (3) respectivamente:

$$d_o = \frac{v_{wsp}}{v_{wt}} \quad (2)$$

Donde:

d_o = Es el desplazamiento por aceite

v_{wsp} = Volumen de agua desplazado por imbibición de aceite

v_{wt} = El volumen total de agua desplazada por imbibición y por desplazamiento forzado de aceite (usando la centrífuga)

$$d_w = \frac{v_{osp}}{v_{ot}} \quad (3)$$

Donde:

d_w = Es el desplazamiento por agua

v_{osp} = Volumen de agua desplazado por imbibición de agua

v_{ot} = El volumen total de aceite desplazado por imbibición y centrifugación

Las muestras de roca mojadas por agua tienen una d_w positivo y un valor de cero para d_o .

La magnitud de la preferencia al agua corresponde al valor de d_o , una mayor preferencia se observa por un valor cercano a uno y una débil preferencia por un valor cercano a cero. Para las muestras de roca mojadas por aceite, tienen un d_o positivo y un d_w igual a cero. Para muestras de roca con una mojabilidad neutra, ambas relaciones presentan un valor de cero.

El mayor problema al emplear el método de Amott es que no es sensible a mojabilidades cercanas a la neutra. Otra desventaja es que las mediciones de imbibición pueden ser muy demoradas para alcanzar una imbibición completa.

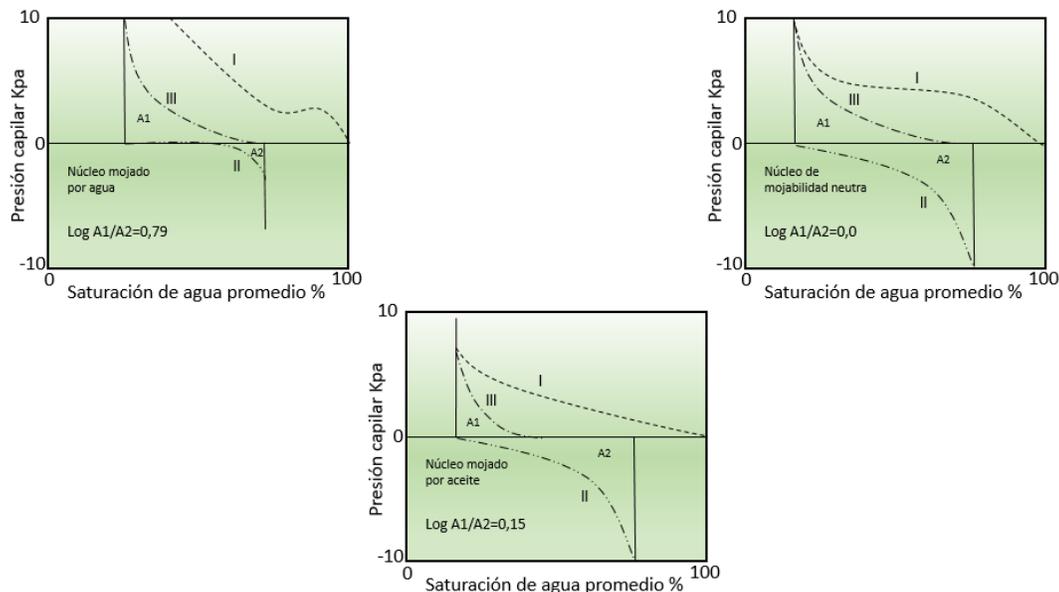
2.2.1.3 Método U.S.B.M. El método U.S.B.M compara el trabajo necesario para que un fluido desplace a otro en un medio poroso, el trabajo que requiere el fluido mojante para desplazar el no mojante de la muestra es menor que el trabajo requerido para el desplazamiento opuesto (Salgado y González, 2005, p.30). La mayor ventaja que tiene sobre el método de Amott es su sensibilidad a mojabilidades cercanas a la neutra, un pequeño inconveniente es que el índice de

mojabilidad U.S.B.M sólo se puede medir en muestras tamaño tapón puesto que este es el tamaño requerido para que puedan ser colocadas en la centrífuga.

El método consiste en colocar las muestras en salmuera y centrifugarlas hasta alcanzar una presión capilar de -10 psi, con esto se logra hacer que la salmuera desplace el aceite de la muestra. En cada incremento de presión capilar se calcula el promedio de saturación del tapón por medio del volumen de aceite que ha salido, este proceso se puede apreciar en la curva I de la Figura 2. En el segundo paso, la muestra se ubica en aceite y se lleva a la centrífuga hasta alcanzar las mismas condiciones de presión que en el primer paso, pero esta vez es el aceite quien desplaza a la salmuera de la muestra. El resultado del empuje del aceite se puede observar en la curva II de la Figura 2.

Figura 2

Método U.S.B.M para determinar la mojabilidad



Nota: Adaptado de *USBM wettability measurement* (p.5), por Anderson, W, 1986, Journal of petroleum technology

Donaldson et al (1969) desarrollaron el método U.S.B.M. que usa la relación de áreas bajo las curvas de presión capilar para calcular el índice de mojabilidad de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$W = \log \left(\frac{A1}{A2} \right) \quad (4)$$

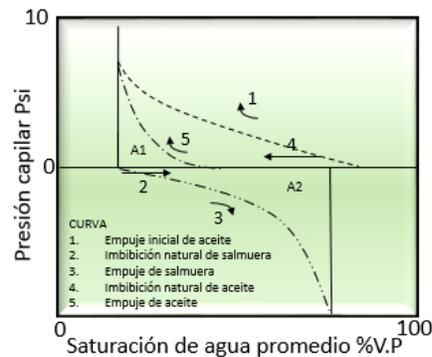
Donde $A1$ y $A2$ son las áreas bajo las curvas respectivas de empuje de agua y aceite.

A Partir de la Ecuación (4) se tiene que cuando W es mayor a cero, la muestra estaría mojada por agua mientras que cuando W es menor que cero, la roca estaría mojada por aceite. Un índice de mojabilidad cercano a cero presenta una mojabilidad neutra.

Cuando la muestra es preferente a ser mojada por agua, el área bajo la curva de presión capilar del empuje por salmuera es menor que el área bajo la curva de presión capilar del desplazamiento contrario. El método U.S.B.M. no permite determinar si un sistema posee mojabilidad mixta.

2.2.1.4 Método Combinado Amott – U.S.B.M. Este método permite el cálculo de los índices de mojabilidad tanto de Amott como el U.S.B.M. Sharma y Wunderlich (1987) modificaron el método U.S.B.M y desarrollaron un nuevo método que es superior sobre el método U.S.B.M. estándar, debido a que tiene presente los cambios de saturación que ocurren a presión capilar cero y además permite calcular el índice de mojabilidad de Amott.

En la Figura 3 se muestran las cinco etapas necesarias para la aplicación de esta modificación. Las áreas bajo las curvas de empuje por salmuera y por aceite son usadas para calcular el índice U.S.B.M. Por otra parte, el índice de Amott utiliza los volúmenes obtenidos durante los desplazamientos.

Figura 3*Método combinado Amott-USBM*

Nota: Adaptado de *average water saturation* (p.7), por Anderson, W, 1986, Journal of petroleum technology.

La curva 1 representa la etapa inicial de empuje por aceite, en ella las muestras se llevan a saturación de agua irreducible. La curva 2 muestra el proceso en el cual se sumergen las muestras en agua, y se determina el volumen de agua imbibido naturalmente. Durante la etapa de empuje por salmuera (curva 3) se determina saturación promedio de la muestra, medida a partir de la cantidad de aceite desplazado con cada aumento en la presión capilar. Y así es posible calcular el área bajo la curva de empuje por salmuera (A2), para el método U.S.B.M. y la relación de desplazamiento por agua d_o de Amott, la cual representa la relación del volumen de aceite desplazado por imbibición libre de salmuera y el volumen total desplazado por imbibición libre y centrifugación.

La curva 4 se observa como las muestras en condiciones de S_{or} son puestas en aceite para medir el volumen imbibido naturalmente; en la etapa final, se lleva a cabo un empuje por aceite (curva 5), donde se utilizan las presiones capilares y las saturaciones promedio para calcular: A1 del método U.S.B.M., para así hallar el índice de mojabilidad U.S.B.M. mediante la ecuación

$w = \log (A1/A2)$; y la relación de desplazamiento por aceite d_o , que es la relación entre la imbibición de aceite libre y el volumen total desplazado por la imbibición libre y por centrifugación, a condiciones de agua irreducible.

Las ventajas del método U.S.B.M. - Amott respecto al el método estándar de U.S.B.M.; es que el mejoramiento en la exactitud debido a que se tienen en cuenta los cambios de saturación a presión capilar cero y la permisibilidad para calcular el índice de mojabilidad de Amott.

2.2.2 Métodos cualitativos para determinar la mojabilidad

La finalidad de todo método cualitativo usado para estimar la mojabilidad de un sistema es determinar la preferencia de la roca a ser mojada, bien sea por agua o por el aceite, sin indicar los límites cuantitativos.

2.2.2.1 Método de Imbibición. Este método muestra una rápida y acertada idea a cerca del tipo de mojabilidad, es por ello que es el más regularmente usado de las demás mediciones cualitativas de mojabilidad, además, no necesita del uso de complicados equipos para llevar a cabo la prueba (Salgado y González, 2005, p.36).

El método consiste en la medición de la tasa de flujo del fluido mojante que se imbiben comúnmente dentro una muestra de roca reemplazando al fluido no mojante. Una muestra será fuertemente o débilmente mojada por agua si imbiben grandes o bajos volúmenes de salmuera respectivamente agua. Si la muestra imbiben solamente aceite, esta es mojada preferencialmente por aceite. Si no imbiben agua o aceite, la mojabilidad de la muestra es neutra y, por último, si la muestra imbiben ambas sustancias, entonces su mojabilidad puede ser fraccional o mixta.

2.2.2.2 Método de Flotación. Este método sirve sólo para sistemas fuertemente mojados. En la forma más simple, el agua, el aceite y la arena se ubican en una botella de vidrio, la botella se sacude, y se observa cómo se comportan los granos de arena (Salgado y González, 2005, p.39).

Si el sistema es fuertemente mojado por agua, los granos de arena limpios irán al fondo de la botella mientras que los granos de arena ubicados en el aceite se unirán y generarán grumos pequeños de granos rodeados por una capa fina de agua. Si el sistema es mojado por aceite, algunos de los granos pueden estar arriba en la interface aceite-agua mientras que los granos de arena mojados por aceite se agruparán en el agua, formando pequeños glóbulos de aceite cubiertos con arena.

2.2.2.3 Método de permeabilidades relativas. Ehrlich y Wygal (1977) desarrollaron un método que permite diferenciar solamente entre corazonces fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite basados en los parámetros de la Tabla 1 establecidos por Craig (1971) que se usan comúnmente para determinar la mojabilidad.

Tabla 1

Parámetros de Craig para determinar la mojabilidad.

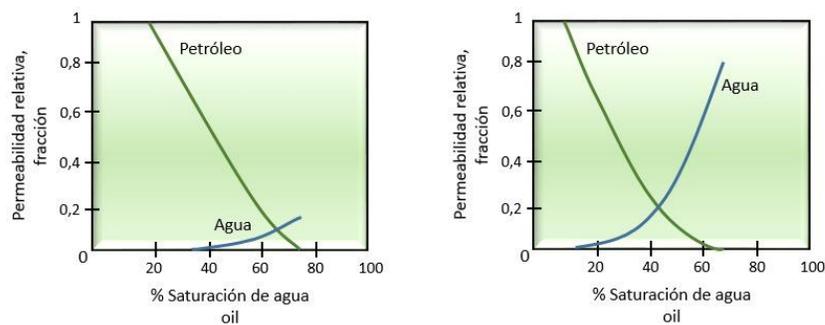
Observación Experimental	Mojado Por Agua	Mojado Por Aceite
<i>Swirr</i>	Mayor al 25% del volumen poroso	Menor al 15% del volumen poroso
<i>Sw @ Krw = Kro</i>	Mayor al 50% del volumen poroso	Menor al 50% del volumen poroso
<i>Krw @ Swmáx</i>	Menor al 50% del volumen poroso	Entre 50-100 % del volumen poroso

Nota: Adaptado de *Wettability Measurement and its effects on Various Petrophysical Parameters* (p.73-79), Prataphr, M, 1988, Oil and Natural Gas Comission, Dehradun.

En la Figura 4 se observan las curvas típicas de permeabilidades relativas para corazones fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite siguiendo los parámetros de Craig.

Figura 4

Curvas típicas de permeabilidad relativa vs saturación de agua



Nota: La gráfica de la izquierda muestra una roca fuertemente mojada por agua mientras que la gráfica de la derecha muestra una roca fuertemente mojada por aceite.

2.2.2.4 Método de Adsorción de tintes. Permite determinar la fracción de superficie del medio poroso que es mojada por agua. El método consiste en desplazar una solución acuosa de azul de metileno sobre la superficie de la roca y observar la cantidad de solución absorbida por la superficie (Salgado y González, 2005, p.43). Las superficies cubiertas con agua absorberán una gran cantidad de azul de metileno, mientras que las superficies que están cubiertas con aceite no absorberán nada.

La prueba consiste en tomar dos muestras de un mismo plano de una sección corazonada. Una de las muestras se desplaza con salmuera sintética de la formación hasta llevarla a condiciones de aceite residual (S_{or}) y se hace pasar la solución con azul de metileno a través de ella para medir

la capacidad de adsorción (mg de azul de metileno / mg de muestra). La segunda muestra es sometida a un proceso de extracción hasta convertirla en totalmente mojada por agua.

La mojabilidad será la razón entre la capacidad de adsorción de la primera muestra y la capacidad de adsorción de la segunda muestra.

2.2.3 Influencia de la mojabilidad en las propiedades de la roca

Los cambios en la mojabilidad afectan la medición de las propiedades de las rocas, esto puede verificarse mediante análisis de núcleos. Por lo tanto, un factor muy importante que la preferencia de mojabilidad en la muestra sea la misma que la mojabilidad de la formación, esto permite tener cuenta en la interacción roca-fluido de manera adecuada.

2.2.3.1 Influencia de la mojabilidad en las propiedades eléctricas. Mediante pruebas de laboratorio es posible determinar algunas propiedades eléctricas como el exponente de saturación de Archie y el factor de resistividad de la formación, los cuales, con ayuda de los datos obtenidos en los registros de pozos constituyen una herramienta esencial para el cálculo de las saturaciones de la formación.

En un sistema de roca-aceite- agua, el único conductor de corriente es el agua, por lo que la resistividad del núcleo es función de la geometría de la sección transversal del camino a través del cual el agua atraviesa el medio poroso. “La determinación de la resistividad eléctrica en un medio porosos depende en gran medida de la mojabilidad y de la historia de saturación, debido a que estos factores controlan la localización y distribución de los fluidos” (Salgado y González, 2005, p.68). Esto quiere decir que una alta resistividad es ocasionada por el largo camino a través del cual se mueven los fluidos y la pequeña área de la sección transversal.

En las rocas mojadas por agua, el agua se aloja en los poros más pequeños y forma una película continua en todas las superficies de la roca, mientras que, en las rocas mojadas por aceite,

el agua se encuentra en el centro de los poros más grandes. A medida que disminuye la saturación de agua, esta diferencia en la distribución del agua causada por la mojabilidad resulta muy importante.

Cuando la mojabilidad se altera, el cambio en la distribución espacial de los fluidos modifica la longitud y el área transversal de los caminos conductores de la corriente a través del núcleo, ocasionando a la vez cambios en la resistividad, esto hace que la ecuación de Archie no sea única cuando se altera la mojabilidad debido a que se pueden medir diferentes resistividades a la misma saturación (Donaldson y Siddiqui, 1989). Como el exponente de saturación depende de la mojabilidad, el parámetro (n) debe ser medido a las mismas condiciones de mojabilidad del yacimiento para evitar errores en los valores de saturación tomados de los datos de registros.

La experiencia estadística general con muestras de laboratorio y de campo ha establecido un valor de 2.0 para el exponente de saturación de arenas de cuarzo limpias y humedecidas con agua. Sin embargo, los autores han demostrado que el valor del exponente de saturación cambia considerablemente en función de la mojabilidad preferencial del medio poroso a agua o aceite.

Anderson (1986) encontró que cuando la saturación de agua disminuye, la influencia de la mojabilidad en el exponente de saturación de Archie se vuelve más importante; el exponente de saturación de Archie puede alcanzar valores mayores a 10 en núcleos uniformemente mojados por aceite con bajas concentraciones de salmuera, esto es debido a que en un sistema mojado con aceite, la discontinuidad y el aislamiento de los glóbulos de salmuera son mayores y el aceite que las rodea actúa como aislante para evitar que el agua actúe como conductor.

Por otra parte, Keller (1953) mostró que se pueden obtener diferentes valores de resistividad a la misma saturación de agua en las rocas si se cambia la mojabilidad, sus experimentos mostraron una variación de n entre 1,5-11,7 para la misma roca. Para esto, preparó

tres conjuntos de muestras de la misma roca, el primero tratando un conjunto con ácido crómico para humedecerlo fuertemente con agua, el segundo utilizando un conjunto de muestras de la roca sin tratar que produzcan un sistema de mojabilidad intermedio, y el tercero mediante el tratamiento de un tercer conjunto de muestras con una solución de siliconas para producir muestras muy mojadas por aceite.

Sweeney y Jennings (1960) obtuvieron variaciones de n de 1,6 a 5,7 para rocas carbonatadas que fueron tratadas con ácidos para hacerlas preferentemente húmedas con agua. Concluyeron que, a una saturación de agua dada, la resistividad (y en consecuencia n) es mayor cuando la superficie está preferentemente mojada por aceite. Ellos especularon que, en las muestras mojadas por aceite, una porción del agua que satura la roca existe como una fase discontinua y por lo tanto no está disponible para la conducción de una corriente eléctrica.

Morgan y Pirson (1964) informaron un rango de n de 2.5 a 25.2 para paquetes de perlas de vidrio fuertemente mojados por agua a fuertemente mojados por aceite que fueron tratados progresivamente con concentraciones más altas de una solución de silicona. Mostraron una dependencia casi lineal del exponente de saturación de la mojabilidad de las muestras.

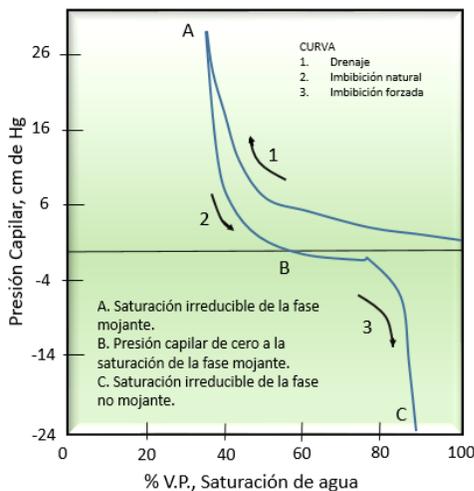
2.2.3.2 Influencia de la mojabilidad sobre la presión capilar. La mayoría de los diagramas de presión capilar obtenidos mediante mediciones de laboratorio solo incluyen curvas de saturación o drenaje, es decir, curvas obtenidas aumentando gradualmente la presión de desplazamiento. Sin embargo, la curva de imbibición también se puede obtener reduciendo lentamente la presión y midiendo la saturación correspondiente cuando el fluido mojante es imbibido hacia el medio poroso. La diferencia entre las dos curvas se debe al efecto de histéresis, es decir, el valor de presión capilar para un valor de saturación dado depende de la dirección del cambio de saturación.

La Figura 5 muestra un ejemplo de una curva de presión capilar para un sistema mojado por agua. Inicialmente, cuando la presión capilar es cero, toda la salmuera es continua y está a la misma presión. Hay que tener en cuenta que la presión en la fase de aceite debe exceder la presión en la fase de agua antes de que el aceite entre en la roca que inicialmente está saturada con agua.

Esta presión inicial generalmente se denomina presión de entrada o presión de desplazamiento. Su valor es una medida de la humedad de la roca, la tensión interfacial aceite-agua y el diámetro máximo de poro en el exterior del núcleo. Una presión de desplazamiento alta puede indicar un grado significativo de mojabilidad, poros pequeños o ambos.

Figura 5

Comportamiento de la curva de presión capilar para un sistema mojado por agua



Nota: Adaptado de *Effects of wettability on capillary pressure* (p.1285), por Anderson, W, 1987, Journal of petroleum technology.

La presión capilar de drenaje (curva 1 en la Figura 5) se mide mediante un aumento gradual de la presión capilar, que reduce la saturación de la fase mojanete (agua), de tal forma que porciones de esta fase son desconectadas del estado continuo de la fase mojanete. Esto significa que, al aplicar presiones capilares suficientemente altas, toda la fase mojanete que permanece dentro del núcleo se

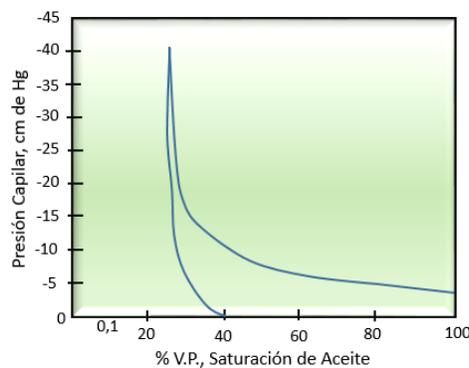
encuentra en un estado discontinuo, haciendo que la curva de presión capilar sea casi vertical. Esta saturación en donde se pierde la continuidad hidráulica de la fase mojante se denomina saturación irreducible de la fase mojante.

La curva 2 en la Figura 5 es la curva de presión capilar por imbibición espontánea, en la cual la presión capilar se reduce a cero, mientras que la saturación de la fase mojante aumenta; en la misma figura, la curva 3 es la presión capilar de imbibición forzada, la cual se obtiene disminuyendo la presión capilar ($P_o - P_w$) desde cero hasta un valor negativo relativamente alto, alcanzando así la saturación irreducible de la fase no mojante (aceite) en el momento que esta fase pierda su continuidad hidráulica.

Cuando el aceite es el fluido fuertemente mojante, las funciones del aceite y el agua son opuestas a las que realizan cuando están fuertemente mojadas por agua (Figura 6). Tenga en cuenta que las curvas son graficadas versus la saturación de aceite y con la presión capilar hacia arriba buscando tener en consideración la diferencia de mojabilidad y observar la similitud de características durante el drenaje y la imbibición.

Figura 6

Comportamiento de las curvas de presión capilar en sistemas mojados por aceite



Nota: Adaptado de *Effects of wettability on capillary pressure* (p.1285), por Anderson, W, 1987, Journal of petroleum technology.

A medida que el sistema de roca-aceite-salmuera se acerca más a una mojabilidad neutra, el área bajo la curva de presión capilar de drenaje disminuye (Anderson, 1987). Esto es debido a que se reduce la preferencia de la roca por la fase mojante y también se reduce el trabajo requerido para el drenaje.

Al comparar el sistema mojado débilmente por agua con uno fuertemente mojado por agua; en el caso de mojabilidad débil, se desplaza más agua por empuje de aceite a cualquier presión capilar, reduciendo así la saturación de agua (Anderson, 1987). Esto se debe a que cada vez que disminuye la mojabilidad del sistema, el fluido no mojante (aceite) aumenta su capacidad de entrar en los poros más pequeños.

Morrow y Mungan (1971) encontraron que en sistemas de mojabilidad uniforme la presión capilar por drenaje es insensible a cambios de mojabilidad cuando el ángulo es menor a 50° . Esto se ha demostrado mediante mediciones con núcleos de teflón mojados uniformemente y en mediciones de presión capilar sobre mercurio en muestras de yacimientos. De manera similar, cuando el ángulo de contacto es menor de 20° , la curva de presión capilar de imbibición natural (presión capilar positiva) medida en un núcleo uniformemente mojado no es sensible a la mojabilidad. Esta insensibilidad es el resultado de la geometría porosa y la superficie extremadamente rugosa del medio poroso, lo que hace que el ángulo de contacto tienda a cero.

En la medición de presión capilar de sacos de arena con mojabilidad fraccionada, se concluye que a medida que aumenta la fracción de partículas mojadas por aceite, el área bajo la curva de drenaje disminuye, lo que indica que el aceite desplaza con mayor facilidad al agua.

2.2.3.3 Influencia de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa. En términos generales, la permeabilidad relativa se define como una medida directa de la capacidad de un medio poroso para conducir un fluido en presencia de otros fluidos. Este comportamiento de flujo

es el resultado de la influencia de la geometría de los poros, la mojabilidad, el historial de saturación y la distribución de fluidos.

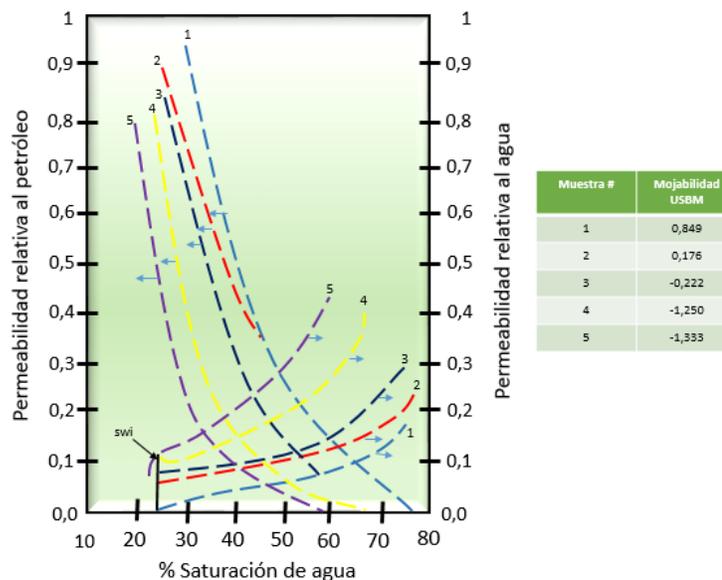
Un factor muy importante que debe ser considerado en la medición de la permeabilidad relativa al agua y al aceite determinada en el laboratorio, es que la mojabilidad de la muestra representativa de la formación (núcleo) debe tener la misma preferencia de mojabilidad que la formación a estudiar.

Para Sistemas de mojabilidad homogénea, los efectos son analizados haciendo pasar la mojabilidad de toda la superficie de mojada por agua a mojada por aceite mediante aditivos, manteniéndose lo más uniforme posible en cada caso. En estos sistemas, el fluido mojante se ubica en los poros pequeños y forma una película delgada en los poros grandes. El fluido no mojante está ubicado en el centro de los poros grandes. Generalmente, a cualquier saturación, la permeabilidad relativa a un fluido es alta cuando este comprende la fase no mojante.

Anderson (1987) encontró que, para cualquier saturación de agua, a medida que el sistema se vuelve más mojado por aceite, la permeabilidad relativa al agua se incrementa. Al mismo tiempo, la permeabilidad relativa al petróleo disminuye, lo que resulta en una disminución en la eficiencia de la inyección de agua. Este fenómeno se puede apreciar más claramente en la Figura 7.

Figura 7

Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa a medida que el sistema se vuelve más mojado por aceite.



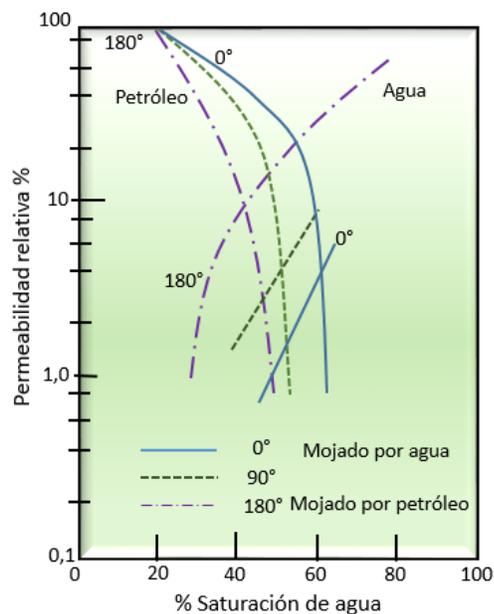
Nota: Adaptado de *The effects of wettability on relative permeability* (p.1456), por Anderson, W, 1987, Journal of petroleum technology.

La curva de permeabilidad relativa se puede normalizar con la permeabilidad absoluta de un medio poroso saturado con una determinada fase, generalmente agua o salmuera, o con la permeabilidad efectiva del medio poroso a una tasa de saturación inicial específica, por ejemplo, la permeabilidad efectiva al aceite en la saturación de agua inicial. Aunque la permeabilidad absoluta no se ve afectada por la mojabilidad, la permeabilidad efectiva al aceite en la saturación de agua inicial disminuirá a medida que el sistema se vuelve más mojado por aceite (Anderson, 1987). Por lo tanto, la elección de la permeabilidad básica afectará la forma de la curva de permeabilidad relativa a medida que cambia la mojabilidad del sistema. Puede verse en la Figura 7 que la curva de permeabilidad relativa normalizada con permeabilidad absoluta muestra

claramente que a medida que la muestra se vuelve más mojada por aceite, la permeabilidad relativa disminuye. Por otro lado, incluso si la mojabilidad cambia, las curvas de permeabilidad relativa al aceite normalizadas con la permeabilidad efectiva al aceite a la saturación de agua inicial siempre terminan en una permeabilidad relativa al aceite del 100% (ver Figura 8).

Figura 8

Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas cuando se varía uniformemente la mojabilidad



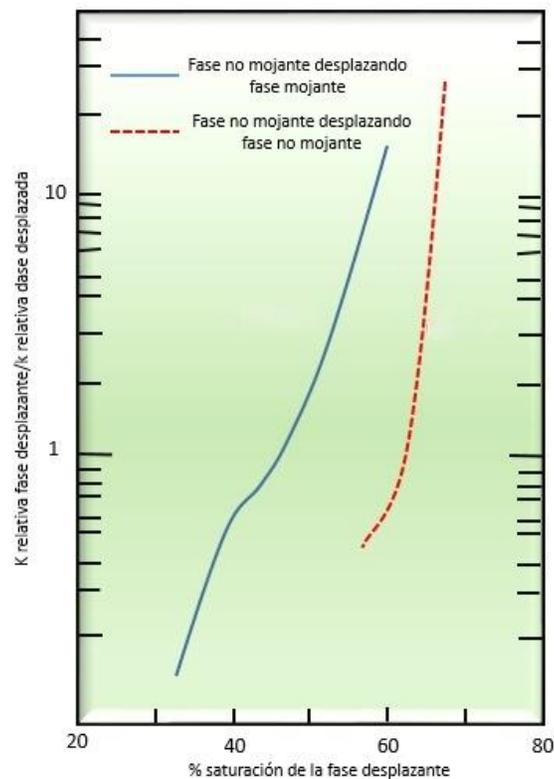
Nota: Adaptado de *The effects of wettability on relative permeability* (p.1458), por Anderson, W, 1987, Journal of petroleum technology.

Cuando el fluido mojante desplaza al fluido no mojante, la relación de permeabilidad relativa es casi vertical, abarcando un intervalo de saturación relativamente corto. Por el contrario, cuando el fluido no mojante desplaza al fluido mojante, la relación de permeabilidad relativa es muy alta a una saturación dada y se extiende sobre un gran rango de saturación. La pendiente de la curva (k_{rw}/k_{ro}) contra s_w se puede utilizar como indicador cualitativo de mojabilidad en

algunos casos (Anderson, 1987). Si la curva es casi vertical y se extiende a un pequeño intervalo de saturación, la roca será fuertemente mojada por agua, por el contrario, si la curva tiene una pendiente considerable y se extiende a un intervalo de saturación grande, la roca estará mojada por petróleo (Honarpour et al., 2018). La Figura 9 muestra un ejemplo de este desplazamiento.

Figura 9

Efecto de la mojabilidad sobre la relación de permeabilidades relativas



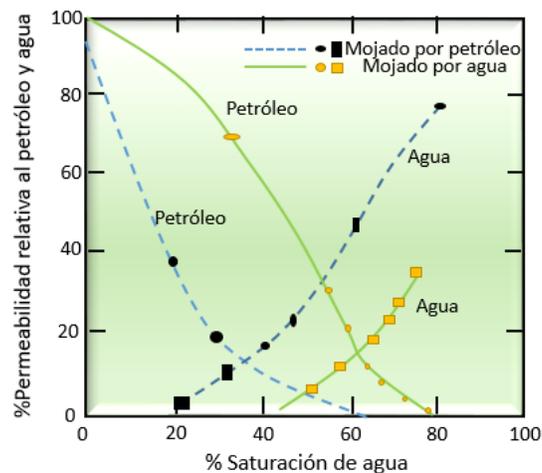
Nota: Adaptado de *Interfacial Effects in Immiscible Liquid-Liquid Displacement in Porous Media* (p. 251), por Mungan, N, 1966, Society of Petroleum Engineers Journal.

En un sistema de mojabilidad preferencial, cuando el fluido es el fluido no mojante, su permeabilidad relativa es mayor. Por ejemplo, la permeabilidad relativa al agua en un sistema mojado por aceite es mayor que en un sistema mojado por agua. Esto se debe a que el fluido mojannte tiende a moverse a través de poros pequeños, mientras que el fluido no mojannte tiende a moverse a través de poros grandes. Además, a una baja saturación de la fase no mojannte, esta se

organiza en glóbulos discontinuos en los poros más grandes. Estos glóbulos bloquean la garganta de los poros y reducen la permeabilidad relativa de la fase mojanante. Por otro lado, la permeabilidad relativa de la fase no mojanante es mayor porque fluye a través de poros más grandes. A bajas saturaciones de la fase mojanante, la permeabilidad efectiva de la fase no mojanante está cerca de la permeabilidad efectiva, lo que indica que la fase mojanante no restringe el flujo de la fase no mojanante. La Figura 10 muestra la diferencia entre los cambios en las curvas de permeabilidad relativa cuando la roca es mojada por aceite y por agua.

Figura 10

Curvas de permeabilidad relativa aceite-agua con mojabilidad variable entre agua y aceite



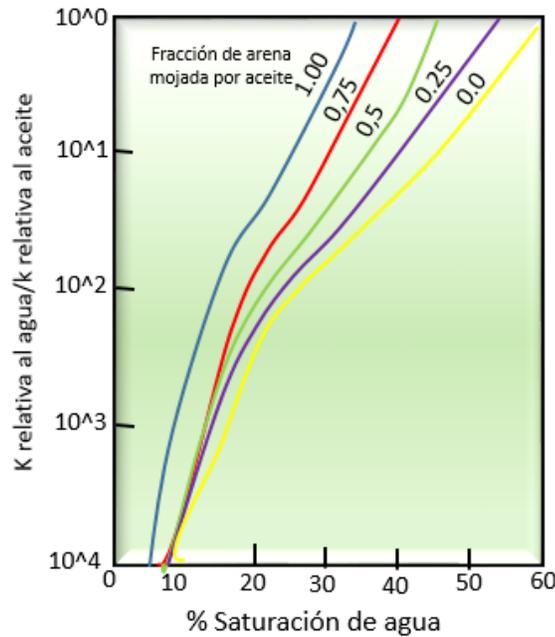
Nota: Adaptado de *The effects of wettability on relative permeability* (p.1454), por Anderson, W, 1987, Journal of petroleum technology.

Para sistemas de mojabilidad heterogénea, el comportamiento de la permeabilidad relativa es similar al observado en un sistema con mojabilidad uniforme. A medida que aumenta la fracción de la superficie mojada por agua, aumenta la permeabilidad relativa al aceite y disminuye la permeabilidad relativa al agua (Fatt y Klikoff, 1959). Esto se puede apreciar mejor en la Figura

11. La diferencia entre sistemas con diferente mojabilidad, homogéneos y heterogéneos es la eficiencia de desplazamiento durante el proceso de inyección de agua.

Figura 11

Curva de k_{rw}/k_{ro} vs Saturación para sistemas de mojabilidad fraccional

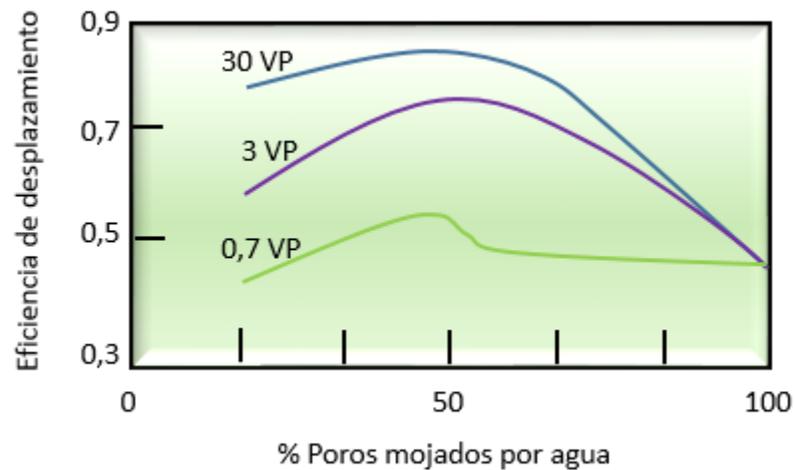


Nota: Adaptado de *Effect of fractional wettability on multiphase flow through porous media* (p. 74), por Fatt, I., y Klikoff, W. A., 1959, Society of Petroleum Engineers Journal.

En la Figura 12, la eficiencia de desplazamiento de un sistema de mojabilidad fraccionada se muestra en función de la fracción de poros mojados por agua. Cada curva representa el valor del volumen poroso de agua inyectada. Se puede ver que cuando la mitad de los poros del sistema están mojados por agua, se obtiene el mejor efecto de desplazamiento por la inyección de agua. A medida que aumenta el número de volúmenes porosos inyectados aumenta la eficiencia.

Figura 12

Eficiencia de desplazamiento durante la inyección de agua para un sistema de mojabilidad fraccional



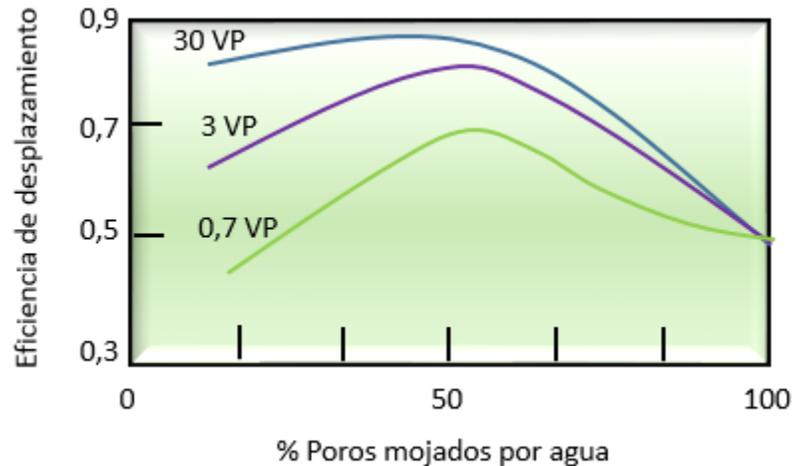
Nota: Adaptado de *Efecto de la Mojabilidad en las Propiedades Petrofísicas y Operaciones de Recobro Secundario* (p. 81), por Salgado, B. M., y González, L. A., 2005, Universidad Industrial de Santander. Santander.

Este comportamiento es muy diferente al de un sistema de mojabilidad homogéneo, en el cual a medida que la superficie se moja más por agua, aumenta la eficiencia de desplazamiento.

Para el sistema de mojabilidad mixta mostrado en la Figura 13, la eficiencia de desplazamiento es mayor en un sistema donde el 50% de los poros están mojados por agua. Para la misma fracción de poros mojados con agua, la eficiencia de desplazamiento del sistema de mojabilidad mixta es un 15% mayor que la del sistema de mojabilidad fraccional. Se puede decir que la mejor eficiencia de desplazamiento se obtiene en este tipo de sistema. Este comportamiento está relacionado con el hecho de que, en este tipo de sistemas, el aceite siempre estará ubicado en los poros más grandes, formando así un camino de aceite continuo, como se describió al principio.

Figura 13

Comportamiento de la eficiencia de desplazamiento durante la inyección de agua para un sistema de mojabilidad fraccional



Nota: Adaptado de *Efecto de la Mojabilidad en las Propiedades Petrofísicas y Operaciones de Recobro Secundario* (p. 82), por Salgado, B. M., y González, L. A., 2005, Universidad Industrial de Santander. Santander.

Para analizar el comportamiento de la permeabilidad relativa cuando cambia la mojabilidad del sistema es necesario saber que la medición más precisa de la permeabilidad relativa se obtiene en corazones en su estado natural, que mantienen la mojabilidad del yacimiento. Cuando no se dispone de un corazón de este tipo, se debe utilizar un corazón cuya mojabilidad se haya restablecido. Si las mediciones se realizan en corazones con permeabilidad alterada, es decir, aquellos que han sido contaminados con surfactantes en el fluido de perforación o lavados con solventes, pueden ocurrir errores graves.

En términos generales, se puede decir que un corazón limpio primero se moja con agua; es decir, si se usa un corazón limpio para predecir el comportamiento de la inyección de agua, este

predecirá una mayor eficiencia de recuperación que la real. Sin embargo, la deposición de componentes o la adsorción de solventes de limpieza pueden cambiar la mojabilidad del núcleo de agua a aceite.

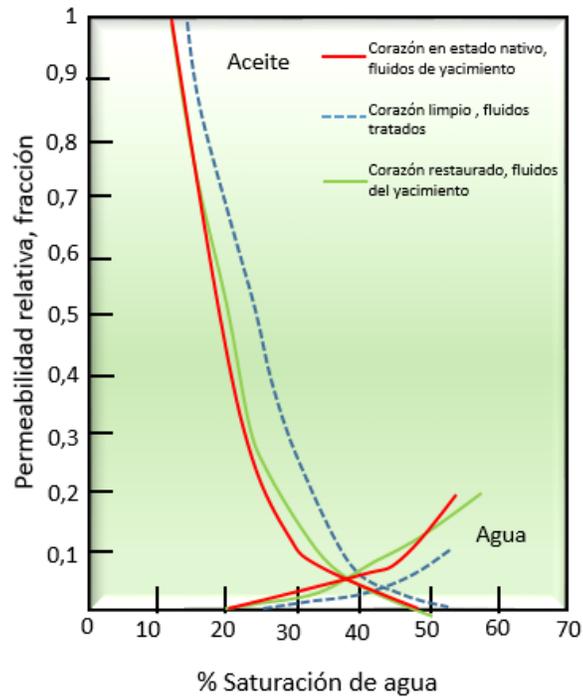
Por ejemplo, si el yacimiento está mojado o moderadamente mojado y se usa un núcleo limpio mojado con agua, se subestimarán la permeabilidad relativa al agua y se sobrestimarán la permeabilidad relativa al petróleo. Fluirá más agua y menos aceite a cualquier nivel de saturación que el predicho por la muestra limpia (Luffel, D. y Randall, R., 1960).

La Figura 14 Muestra la permeabilidad relativa obtenida con la técnica JBN en el estado natural, limpio y restaurado de un corazón. Todas las curvas se basan en la permeabilidad efectiva al aceite en la saturación de agua inicial.

A cualquier saturación de agua, las permeabilidades relativas al aceite fueron menores mientras que las permeabilidades relativas al agua fueron mayores para un corazón en estado natural y restaurado comparadas con las del corazón limpio. Si se usa un corazón limpio para predecir el comportamiento de la inyección de agua en el yacimiento, se predecirá un factor de recuperación más alto en comparación con la situación real.

Figura 14

Efecto de la mojabilidad en la permeabilidad relativa en un corazón en estado natural, limpio y restaurado



Nota: Adaptado de *The effects of wettability on relative permeability* (p.1461), por Anderson, W, 1987, Journal of petroleum technology.

Grist et al (1975) mostró cómo los distintos métodos de limpieza del corazón pueden alterar la permeabilidad efectiva y la mojabilidad de los corazones limpios. Los end-points de la permeabilidad efectiva variaron por más de un factor de 3 entre los métodos de limpieza. Esto fue debido a que los métodos de limpieza pudieron extraer más compuestos adsorbidos que alteran la mojabilidad.

2.3 Bases Teóricas

2.3.1 Ecuaciones de Archie

Las ecuaciones de Archie son las relaciones más usadas para predecir las respuestas efectivas de conductividad eléctrica de materiales geológicos saturados de fluidos. Archie (1942) encontró una relación entre las resistividades del medio y el fluido presentes en los poros, dicha relación se expresa como se muestra en la Ecuación (5):

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (5)$$

Donde F , representa el factor de formación y es una medida intrínseca de la micro geometría del material mientras que (a) es el factor de tortuosidad. El exponente (m) , es conocido como Factor de Cementación y se define como un parámetro físico cuantitativo que indica el grado de unión de la formación del medio estratificado (Ajewole y Enikanselu, 2014). En las etapas preliminares del desarrollo de la técnica de evaluación de formaciones, Archie propuso la relación cuantitativa entre la porosidad (ϕ) , la resistividad de la roca (R_o) y la saturación de hidrocarburos en los yacimientos (Mohamad y Hamada, 2017, p.1360). La Ecuación (6) fue desarrollada por Archie para determinar la saturación de agua que se presenta dentro de la formación de la siguiente manera:

$$s_w = \left(\frac{aRW}{\phi^m RT} \right)^{1/n} \quad (6)$$

El exponente de la saturación (n) , es conocido como factor de saturación, es un parámetro que se determina experimentalmente sobre muestras de roca y su valor depende de cada formación. Tanto este factor como el de cementación (m) , son parámetros que se adecuan a la ley de Archie

y no son elementos propios de los materiales, sino que es para encontrar una relación logarítmica entre el factor de formación con la porosidad o saturación (Díaz, 2019, p.23).

La saturación de Archie asume que la relación saturación-resistividad es única, el parámetro n es constante para cada medio poroso y toda salmuera contribuye al flujo de la corriente eléctrica (Anderson, 1986, p.1255).

2.3.2 Modelo de permeabilidad de Corey

En una expresión analítica para las permeabilidades relativas de la fase mojante y no mojante, puede obtenerse si las curvas de presión capilar se pueden representar mediante una expresión matemática simple.

Corey (1954) descubrió que las curvas de presión capilar de gas y petróleo se pueden expresar utilizando la siguiente relación lineal que se muestra en la Ecuación (7).

$$\frac{1}{P_c^2} = C S_{w*} \quad (7)$$

Donde C es una constante y S_{w*} es la saturación normalizada de la fase mojante, que podría expresarse como se muestra en la Ecuación (8) para la caja de drenaje:

$$S_{w*} = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad (8)$$

Donde S_{wr} es la saturación residual de la fase mojante que, para el caso de Corey, es la saturación de aceite residual. La Ecuación (9) es usada para calcular las permeabilidades relativas de imbibición definiendo la saturación normalizada de la fase mojante de la siguiente manera:

$$S_{w*} = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{nwr}} \quad (9)$$

Donde S_{nwr} es la saturación residual de la fase no mojante.

Corey (1954) obtuvo las Ecuaciones (10) y (11) para calcular las permeabilidades relativas de la fase mojanante (líquida) y no mojanante (gas) para casos de drenaje:

$$k_{rw} = (s_w^*)^4 \quad (10)$$

$$k_{ro} = (1 - s_w^*)^2(1 - s_w^{*2}) \quad (11)$$

2.3.3 Modelo de permeabilidad relativa de Brooks y Corey

Brooks y Corey (1966) modificaron la representación de la función de presión capilar a una forma más general como la presentada en la Ecuación (12), con la finalidad de eliminar las restricciones que tenía el modelo inicial de Corey obteniendo lo siguiente:

$$P_c = P_c(s_w^*)^{-1/\lambda} \quad (12)$$

En donde P_c es la presión capilar de entrada y λ es el índice de distribución del tamaño de poro. Partiendo de la Ecuación 12, Brooks y Corey (1966) encuentran las Ecuaciones (13) y (14) derivadas para calcular las permeabilidades relativas de las fases mojanante y no mojanante de la siguiente manera:

$$k_{rw} = (s_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (13)$$

$$k_{rnw} = (1 - s_w^*)^2 \left(1 - (s_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right) \quad (14)$$

Cuando el índice de distribución del tamaño de poro es igual a 2, el modelo Brooks-Corey se reduce al modelo de Corey.

2.3.4 Modelo de Permeabilidad relativa de Purcell

Purcell (1949) propuso su propio modelo más simplificado basado en las Ecuaciones (13) y (14) encontradas por Brooks y Corey, de esta manera plantea las Ecuaciones (15) y (16) para las permeabilidades relativas:

$$k_{rw} = (s_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \quad (15)$$

$$k_{rnw} = \left(1 - (s_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}\right) \quad (16)$$

2.3.5 Correlación Empírica entre la presión capilar y la permeabilidad relativa

Hawkins et al (2003) propusieron una interesante correlación de presión capilar que parece ser razonablemente precisa. Esta correlación se basa en la saturación de agua, la porosidad y la permeabilidad. La Ecuación (17), Ecuación (18) y Ecuación (19) son las necesarias para calcular la presión capilar de mercurio:

$$P_d = \frac{9937,8}{k_a^{0,3406} \emptyset} \quad (17)$$

$$F_g = \frac{\left(\ln\left(\frac{5,21 k_a^{0,1254}}{\emptyset}\right)\right)^2}{2,303} \quad (18)$$

$$\text{Log}(P_c) = \frac{-F_g}{\ln(1 - s_w)} + \log(P_d) \quad (19)$$

Donde:

k_a = Permeabilidad del aire, md

F_g = Factor geométrico de los poros, este factor refleja la distribución de las gargantas de los poros y su volumen poroso asociado

P_c =Presión capilar del mercurio, psi

P_d =Presión de desplazamiento del mercurio, psi

s_w =Saturación de agua, fracción

\emptyset =Porosidad, porcentaje

Para convertir los datos de mercurio-aire a datos para un sistema agua-aceite Hawkins et al proponen el siguiente factor:

$$P_{o/w} = 0,059P_{Hg/a} \quad (20)$$

Por lo tanto, la Ecuación (21) permite hallar la presión capilar a partir de datos de saturación, porosidad y permeabilidad en un sistema agua-aceite de la siguiente manera:

$$P_c = (0,059)10^{\left(\frac{-F_g}{\ln(1-s_w)} + \log(P_d)\right)} \quad (21)$$

3. Desarrollo del Modelo

En busca de un pleno análisis y comprensión del concepto de mojabilidad se realizó una revisión literaria profunda enfocada en examinar el impacto de la mojabilidad sobre las propiedades petrofísicas del yacimiento, específicamente en el comportamiento y relación entre la saturación de agua, exponente de saturación (n) y permeabilidades relativas. Generalmente, el valor de (n) es de aproximadamente 2 para formaciones mojadas por agua, pero asumir este valor para formaciones mojadas por aceite puede llevar a estimar saturaciones de agua por debajo de las reales. “Los experimentos muestran que n puede ser mucho más alto en rocas mojadas por aceite que en rocas mojadas por agua” (Anderson, 1986, p. 1372).

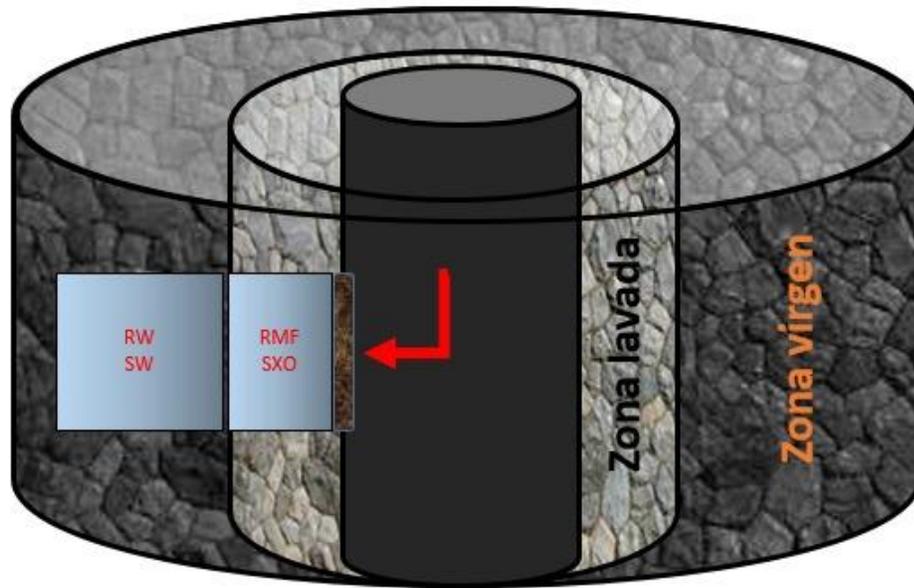
Por lo tanto, para comprender la relación entre la mojabilidad, el exponente de saturación de Archie y las permeabilidades relativas se analizaron los cambios que presenta el factor de saturación (n) a distintas saturaciones de agua irreducible (S_{wi}) variando al mismo tiempo el exponente de las ecuaciones para encontrar las permeabilidades relativas para variar entre distintos tipos de mojabilidad.

3.1 Formulación Matemática

El método se desarrolla para un sistema al que se le ha realizado un proceso de desplazamiento con lodo base agua y del cual se han tomado registros de resistividad de formación en la zona virgen (RT), resistividad de formación en la zona lavada (R_{XO}) y resistividad del filtrado de lodo (RMF). La figura 15 muestra las zonas de tratamiento de datos y las resistividades que se toman en cada una de ellas

Figura 15

Zonas de Tratamiento Datos



Nota: Se tiene una roca permeable en la cual se va a formar una costra de lodo, la flecha roja indica la dirección de entrada del agua de lodo y en color café se puede observar la costra de lodo. Frente a la costra de lodo se asume un flujo tapón.

Para el desarrollo del método se asume un aumento gradual de la porosidad total ($PHIT$) y la porosidad efectiva ($PHIE$), esto simula cambios en el tamaño de las gargantas porales, lo que a

su vez altera la mojabilidad del sistema desde una preferencia a ser mojado por agua hasta una preferencia a ser mojado por aceite. Los datos de porosidad se obtuvieron a través de registros de densidad y neutrón y permiten el cálculo de la saturación de agua irreducible haciendo uso de las Ecuaciones (22),(23) y (24):

$$A_t = -1 \quad (22)$$

$$A = \frac{D}{N} \quad (23)$$

$$PHIT = \frac{(A - A_t) \cdot N}{1 - A_t} \quad (24)$$

Reemplazando la ecuación (23) y ecuación (22) en la ecuación (24), tenemos:

$$PHIT = \frac{(D + N)}{2} \quad (25)$$

D = Datos de porosidad obtenidos de registro de densidad

N = Datos de porosidad obtenidos de registro neutrón

A partir de esto, para el desarrollo de la Ecuación 26 se asume que la porosidad efectiva es función de la porosidad total y del agua que no se mueve:

$$PHIE = PHIT * (1 - s_{wi}) = \frac{(A - A_{min}) \cdot N}{1 - A_{min}} \quad (26)$$

Buscando comprender la influencia del exponente de saturación de Archie sobre las permeabilidades relativas y las saturaciones de la roca se propone una modificación de la saturación de agua en la zona lavada $s_{xo} = (s_{wi})^{1/5}$ del Ratio Method desarrollado por Schlumberger (1972) la cual se cumple a cabalidad para un $n = 2$. Como el objetivo de la

investigación es hacer que el factor (n) varíe con los cambios de mojabilidad, la siguiente consideración es necesaria:

1. En la zona lavada, la saturación de aceite residual s_{xo} , para un (n) variable se comporta de acuerdo a la Ecuación (27):

$$s_{xo} = (s_{wi})^{1/e} \quad (27)$$

El modelo utiliza una combinación del Ratio Method y la ecuación de saturación de Archie para desarrollar una relación que permita calcular las permeabilidades relativas a partir de la saturación de agua considerando como variable el exponente de saturación de Archie y estimando el impacto de la mojabilidad.

La determinación convencional de (n) se basa en el reordenamiento de la ecuación de Archie (Ecuación 6) de la siguiente manera:

$$\log(R_t) = -n \log(s_w) + \log\left(\frac{aR_w}{\phi^m}\right) \quad (28)$$

Los términos a ambos lados de la Ecuación (28) se pueden combinar para producir la ecuación (29).

$$\log(I_r) = -n \log(s_w) \quad (29)$$

$$I_r = \frac{R_t}{R_o} \quad (30)$$

Donde el I_r de la ecuación (30) es el índice de resistividad y $R_o = \frac{aR_w}{\phi^m}$ es la resistividad del agua cuando la saturación de agua es del 100%. Los puntos R_t y s_w son graficados en una gráfica log-log y se realiza una aproximación lineal por mínimos cuadrados de $\log(R_t)$ vs $\log(s_w)$.

El exponente de saturación (n) representa la pendiente de la relación entre el índice de resistividad y la saturación de la solución salina usada en la prueba de laboratorio, que

generalmente es un valor cercano a dos (2). Se graficó en papel log- log el Índice de Resistividad (I_r) vs Saturación de agua (S_w), se calculó la pendiente de la recta de mejor tendencia y así se obtuvo el exponente de saturación (n).

Para encontrar la relación que existe entre la saturación de aceite residual en la zona lavada y el exponente de saturación de Archie se evalúan dos puntos relacionados ya conocidos, el primero es el punto encontrado por Schlumberger (1972) en el que para una $n = 2$ se tiene un $e = 5$. El otro punto se puede hallar con datos de laboratorio o en caso de no contar con datos de laboratorio se realiza una aproximación estimando el valor de (e) para un valor distinto de (n) basado en el comportamiento de la resistividad de acuerdo a la mojabilidad.

Probando el comportamiento de (n) para valores de (e) que estén por debajo de uno, que es el rango en el cual las curvas de permeabilidad muestran un cambio en la mojabilidad del sistema hacia una preferencia a mojarse por el aceite, es posible obtener un punto de referencia para desarrollar una ecuación que relacione únicamente el comportamiento de las variables (n) y (e).

Tabla 2

Datos usados en la iteración para la estimación lineal de la ecuación de n

e	n	$Log(e)$	$Log(n)$
5	2	0,69897	0,30103
0.2	3	-0,69897	0,47712125

Con estos puntos se realiza una estimación lineal sencilla con un software de cálculo para obtener la ecuación de una recta para (n) que depende únicamente de (e). Aplicando las funciones matemáticas del Software Excel para los datos en la Tabla 2 se obtiene la Ecuación (31):

$$n = 2,4495e^{-0,126} \quad (31)$$

Probando la respuesta de (n) variando los valores de (e) desde 5 hasta valores muy cercanos a cero, los resultados obtenidos muestran una estabilidad en los valores de (n), que se mantienen muy cercanos a 2 para valores de (e) por encima de 1, pero a medida que los valores de (e) se hacen cada vez mas pequeños y cercanos a cero, los valores de (n) sufren un crecimiento continuo de manera exponencial como se aprecia en la Tabla 3 (Ver Sweeney y Jennings, 1960).

La Figura 16 muestra una gráfica log-log de dicha relación:

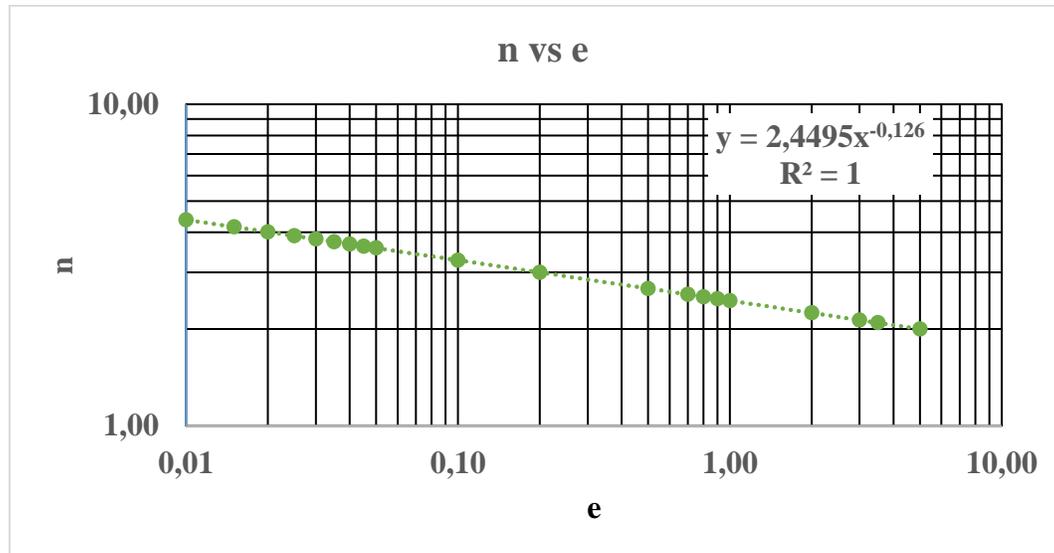
Tabla 3

Variación de n para 23 distintos valores de e

e	n	e	n
5,0000	2,000	0,0500	3,572
3,5000	2,092	0,0450	3,620
3,0000	2,133	0,0400	3,674
2,0000	2,245	0,0350	3,737
1,0000	2,449	0,0300	3,810
0,9000	2,482	0,0250	3,898
0,8000	2,519	0,0200	4,009
0,7000	2,562	0,0150	4,157
0,5000	2,673	0,0100	4,375
0,2000	3,000	0,0050	4,774
0,1000	3,274	0,0001	7,815

Figura 16

Variación del exponente de saturación de Archie en función de e



Una vez encontrada la relación entre el exponente de saturación de Archie y las saturaciones, es necesario hallar una expresión para la saturación de aceite residual s_{xo} que no dependa únicamente del exponente (e) sino que por el contrario incluya la variable (n) para poder realizar una sensibilización de estas dos dependiendo de los cambios en la mojabilidad de la roca.

Partiendo de este hecho se obtiene una expresión para s_{xo} que tiene en cuenta la saturación de agua irreducible y se basa en el modelo desarrollado en el Ratio Method (Schlumberger, 1972) incluyendo en los cálculos las variables (e) y (n):

$$S_{xo} = S_{wi} \frac{1}{1,3\sqrt{e*n+1}} \quad (32)$$

El valor constante de la ecuación (32) que multiplica al radical, es un factor de corrección que permite obtener los mismos resultados que Schlumberger (1972) en el Ratio Method cuando se elige un $n = 2$ para $e = 5$. Esta es una suposición bastante sólida y generalmente es usada como punto de partida de muchos análisis.

Por último, se ajustan las ecuaciones de saturación de Corey (ecuación 8 y ecuación 9) y se modifica el intervalo de estudio para que no se evalúe la saturación hasta 1 sino que por el contrario se evalúe hasta la saturación de aceite residual en la zona lavada. De este modo, las ecuaciones de Corey se modificarían como se muestra en las ecuaciones (33) y (34) para la saturación de agua y de aceite respectivamente:

$$S_{w*} = \frac{S_w - S_{wr}}{S_{xo} - S_{wr}} \quad (33)$$

$$S_{w*} = \frac{S_{xo} - S_{wr}}{S_{xo} - S_{wr}} \quad (34)$$

De acuerdo con esto, las ecuaciones de permeabilidad relativa de Corey (ecuación 10 y ecuación 11) también se modifican para incluir el factor (e), asumiendo que es el mismo exponente usado en la ecuación (19) para hallar la saturación de aceite residual en la zona lavada. Por lo tanto, la Ecuación (35) permite hallar la permeabilidad relativa al agua para un exponente variable mientras que la Ecuación (36) hace lo mismo con las permeabilidades relativa al aceite:

$$k_{rw} = (s_{w*})^e \quad (35)$$

$$k_{ro} = (1 - s_{w*})^e (1 - s_{w*}^e) \quad (36)$$

El valor de (e) variará dependiendo de los cambios de la mojabilidad de la roca.

Haciendo uso de las permeabilidades relativas es conveniente usar los datos para hallar el flujo fraccional para el sistema y analizar el corte de agua que se obtendría al usar el método desarrollado en esta investigación. Para ello se usará la Ecuación (37), desarrollada por Ehirim y Favour (2018) para el flujo fraccional asumiendo un ángulo de contacto de 90° .

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_o}{\mu_w k_{rw}}} \quad (37)$$

Buscando tener un segundo punto de vista, se pretende además evaluar el impacto de la mojabilidad en las curvas de presión capilar considerando principalmente la variación de (n). Para esto, se pretende modificar la correlación desarrollada por Hawkins et al (2003) (ecuación (21)) de manera que se incluya el exponente de saturación (n) en los cálculos.

Ya que el factor geométrico de los poros F_g es una función de la permeabilidad y la porosidad de la roca, se sugiere convertirlo en una función inversa del exponente de saturación de Archie como se muestra en la Ecuación (38), esto mantendrá la relación entre F_g y el volumen poroso de la roca ya que se estableció que n está relacionado con el tamaño de las gargantas de los poros. De este modo se tiene que

$$F_g = \frac{1}{n} \quad (38)$$

Por lo que la presión capilar en función del exponente de saturación de Archie, modificando la ecuación (21) convirtiéndola en la Ecuación (39), para estimar la P_c agua-petróleo queda de la siguiente manera:

$$P_c = (0,059)10^{\left(\frac{-1}{n \cdot \ln(1-s_w)} + \log(P_d)\right)} \quad (39)$$

3.2 Resultados

Esta sección valida los modelos propuestos, presenta y compara los resultados obtenidos con los modelos desarrollados anteriormente por la comunidad científica de la industria para comprobar su funcionalidad.

Para hallar los datos de porosidad total se usaron los datos de registros densidad y neutrón para una muestra utilizando el método de las pendientes y haciendo uso de las Ecuaciones (25) y (26) para obtener un valor de porosidad base. Con el valor de base se procedió a incrementar la

porosidad total en un factor de 0.01 hasta una porosidad total de 0.32. Con esto se simula una saturación de agua irreducible constante para que los efectos estudiados sean más visibles.

El modelo se puso a prueba ejecutando 23 ejemplos de cálculo de los cuales se eligieron 6. El valor del exponente (e) se varió eligiendo valores por debajo de 5 hasta llegar a valores muy cercanos al cero, además se evaluó $e = 1$. Con esto se busca simular un cambio en la mojabilidad desde mojado por agua hasta mojado por aceite, que se hace evidente en el crecimiento de los valores del exponente de saturación de Archie, para examinar si el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa del modelo se ajusta debidamente a las curvas de permeabilidad relativa de la literatura. Los datos utilizados se muestran sombreados en color verde en la Tabla 4.

Tabla 4

Tabla de datos de campo simulados usada para validar el método

EJEMPLO	$PHIT$	$PHIE$	Swi	Sxo	SOR	e	n
1	0,10	0,080	0,20	0,730	0,270	5,0000	2,000
2	0,11	0,088	0,20	0,700	0,300	3,5000	2,092
3	0,12	0,096	0,20	0,687	0,313	3,0000	2,133
4	0,13	0,104	0,20	0,651	0,349	2,0000	2,245
5	0,14	0,112	0,20	0,588	0,412	1,0000	2,449
6	0,15	0,120	0,20	0,579	0,421	0,9000	2,482
7	0,16	0,128	0,20	0,568	0,432	0,8000	2,519
8	0,17	0,136	0,20	0,556	0,444	0,7000	2,562
9	0,18	0,144	0,20	0,526	0,474	0,5000	2,673
10	0,19	0,152	0,20	0,448	0,552	0,2000	3,000
11	0,20	0,160	0,20	0,397	0,603	0,1000	3,274
12	0,21	0,168	0,20	0,354	0,646	0,0500	3,572
13	0,22	0,176	0,20	0,348	0,652	0,0450	3,620
14	0,23	0,184	0,20	0,342	0,658	0,0400	3,674
15	0,24	0,192	0,20	0,335	0,665	0,0350	3,737
16	0,25	0,200	0,20	0,327	0,673	0,0300	3,810
17	0,26	0,208	0,20	0,318	0,682	0,0250	3,898
18	0,27	0,216	0,20	0,308	0,692	0,0200	4,009
19	0,28	0,224	0,20	0,297	0,703	0,0150	4,157
20	0,29	0,232	0,20	0,282	0,718	0,0100	4,375
21	0,30	0,240	0,20	0,262	0,738	0,0050	4,774

22	0,31	0,248	0,20	0,212	0,788	0,0001	7,815
23	0,32	0,256	0,20	0,200	0,800	0,0000	106,321

Las Ecuaciones (40) y (41) serán usadas para para calcular la saturación de agua irreducible y el exponente de saturación de Archie.

$$s_{wi} = \frac{PHIT - PHIE}{PHIT} \quad (40)$$

$$n = 2,4495e^{-0,126} \quad (41)$$

Las ecuaciones que se usarán para examinar la influencia de la mojabilidad en la permeabilidad relativa considerando el exponente de saturación de Archie son las Ecuaciones (42) a la (47)

Para la permeabilidad relativa al agua se tiene:

$$k_{rw} = (s_{wi}^*)^e \quad (42)$$

$$S_{w}^* = \frac{s_w - s_{wr}}{s_{xo} - s_{wr}} \quad (43)$$

$$s_{xo} = s_{wi} \frac{1}{1,3\sqrt{e^*n}+1} \quad (44)$$

Por otra parte, para la permeabilidad relativa al aceite se tiene:

$$k_{ro} = (1 - s_{w}^*)^e (1 - s_{w}^{*e}) \quad (45)$$

$$S_{w}^* = \frac{s_{xo} - s_w}{s_{xo} - s_{wr}} \quad (46)$$

$$s_{xo} = s_{wi} \frac{1}{1,3\sqrt{e^*n}+1} \quad (47)$$

El rango de (e) varía de 5 a 1 para rocas mojadas por agua y entre 0 y 1 para rocas mojadas por aceite.

Las permeabilidades relativas para cada uno de los ejemplos se tabulan en las Tabla 5, 6 y 7 y se muestran en el apéndice A (página 73-74).

Figura 17

Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 1

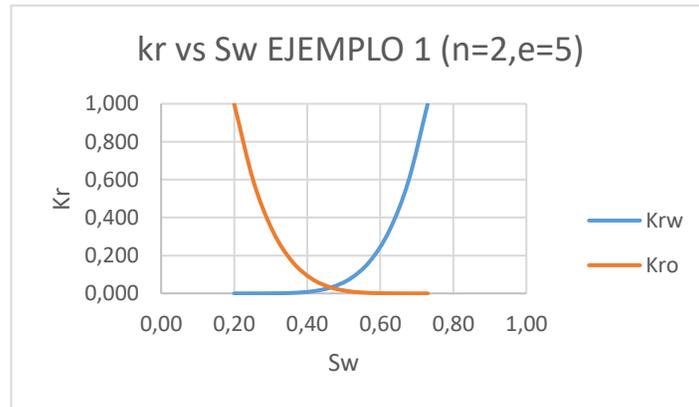


Figura 18

Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 4

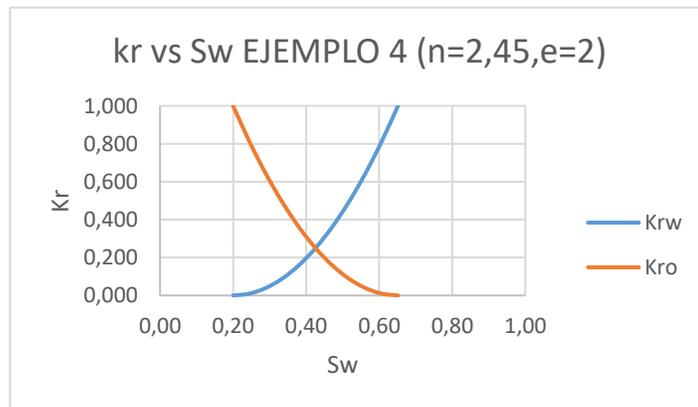


Figura 19

Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 5

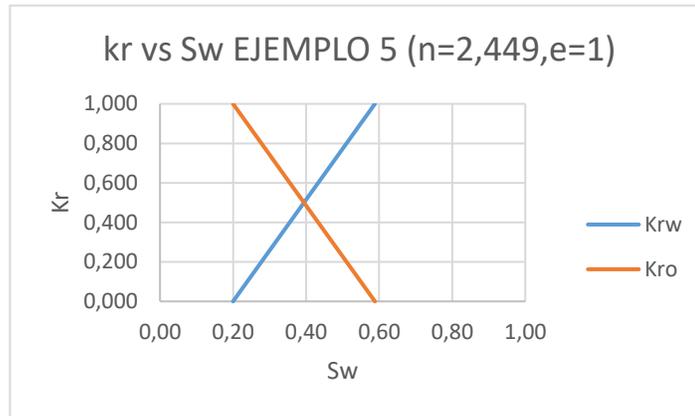


Figura 20

Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 9

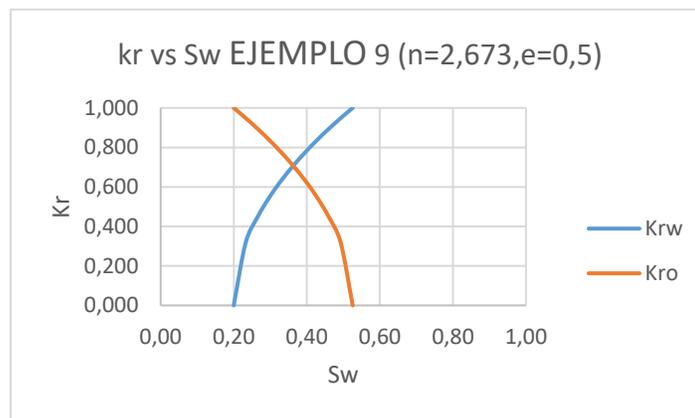


Figura 21

Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 12

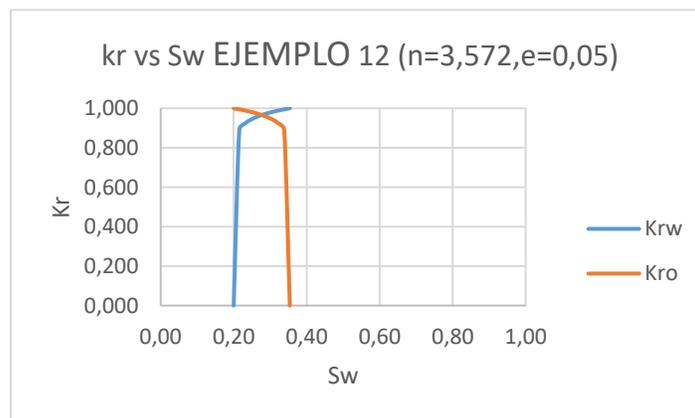


Figura 22

Curvas de permeabilidad relativa para el ejemplo 19

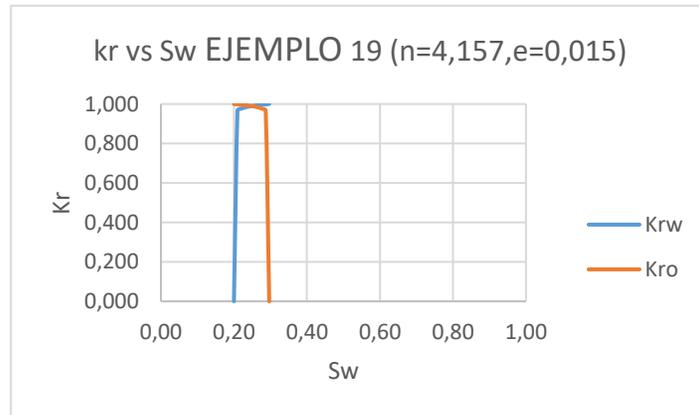


Figura 23

Cambio en la permeabilidad relativa al agua a medida que se modifican los valores de (a) y (n) para los 6 ejemplos

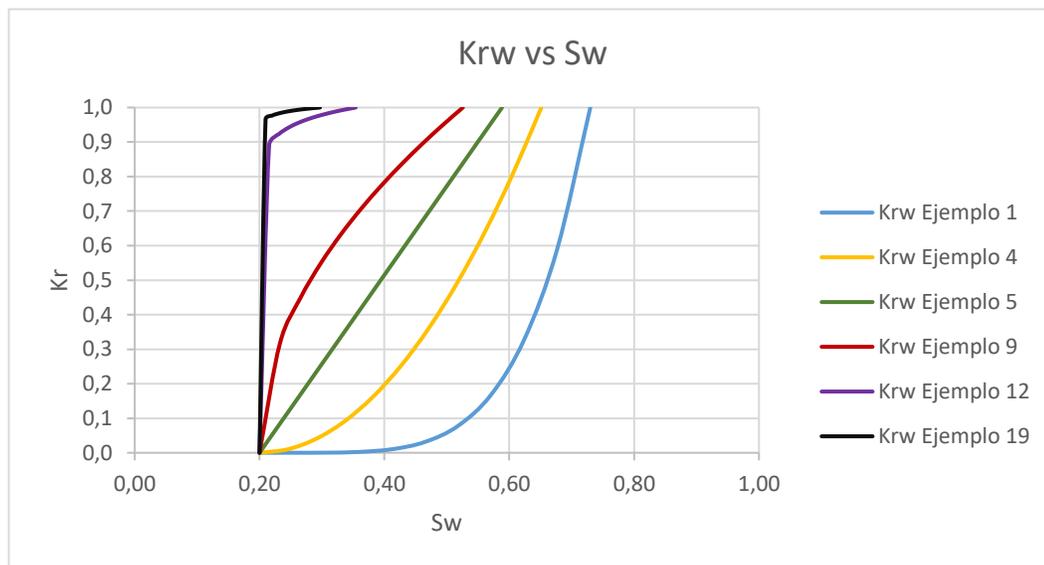
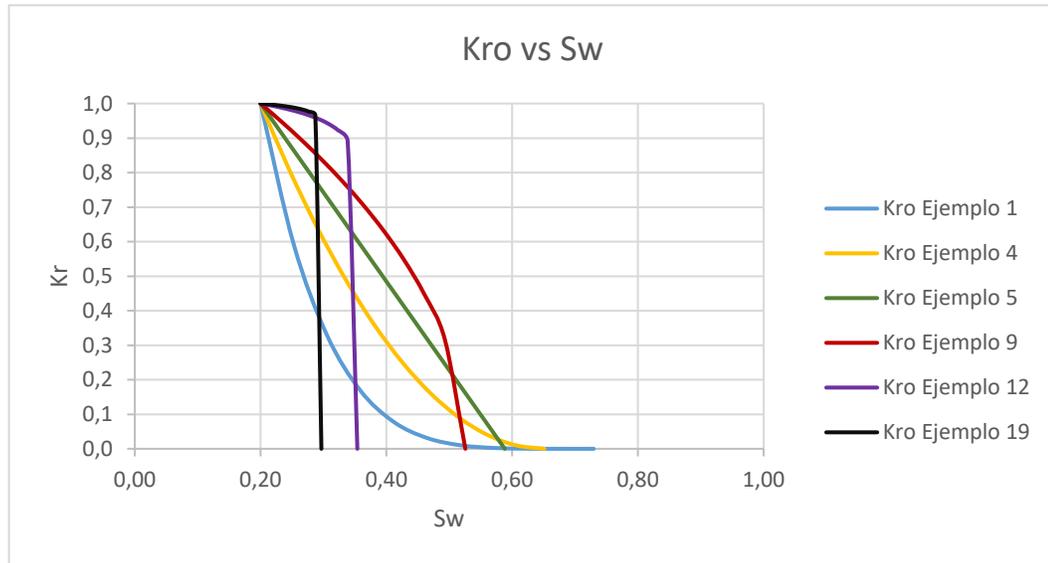


Figura 24

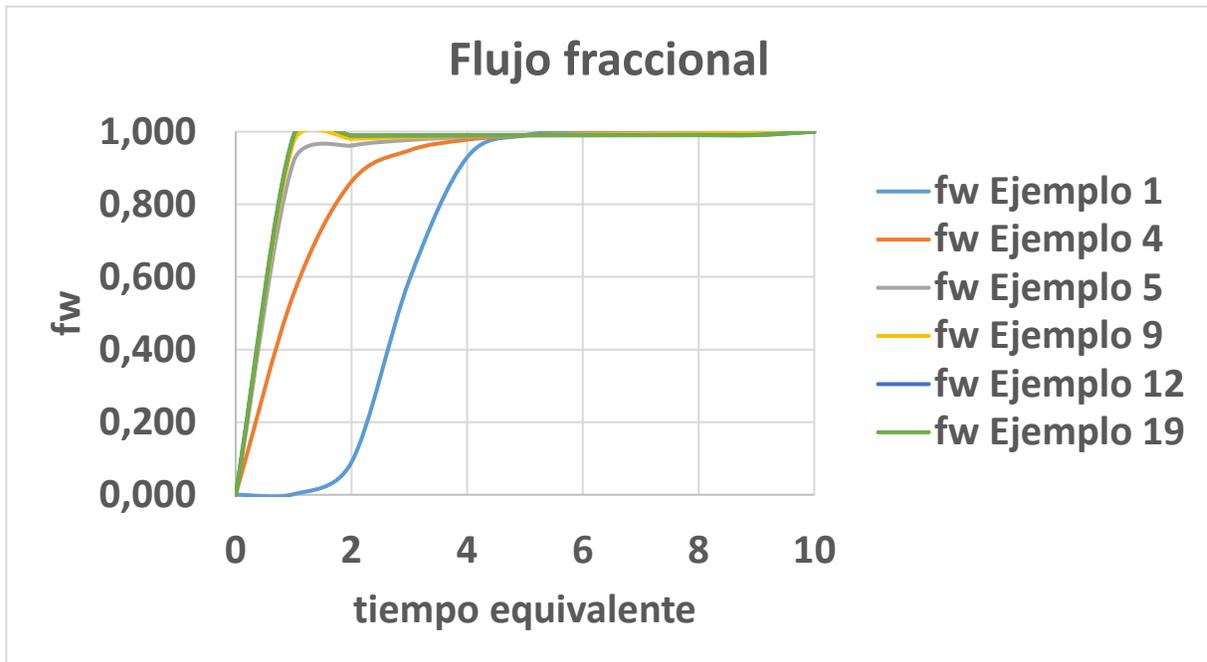
Cambio en la permeabilidad relativa al aceite a medida que se modifican los valores de (e) y (n) para los 6 ejemplos



Para realizar la gráfica de flujo fraccional se asume una viscosidad para el agua $\mu_w = 1$ y para el aceite se asume $\mu_o = 100$. Los datos usados para graficar las curvas de flujo fraccional se muestran en la Tabla (8) mostrada en el apéndice B (página 75)

Figura 25

Gráfica de flujo fraccional contra tiempo equivalente para los 6 ejemplos

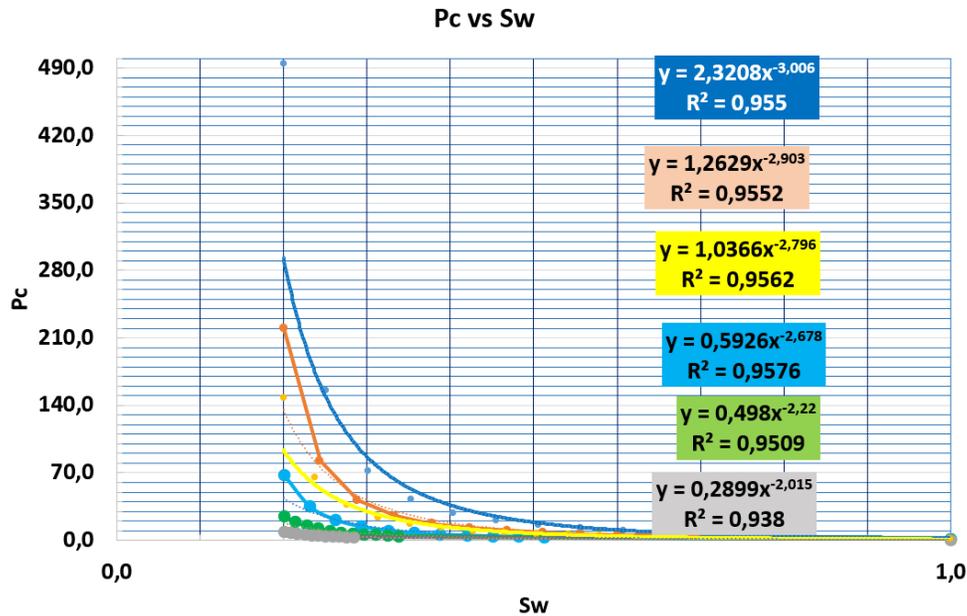


A partir de los resultados y gráficas de las curvas de permeabilidad relativa se demuestra que el modelo se adapta plenamente y expresa a cabalidad los cambios en las curvas de permeabilidad relativa al hacer variaciones en la mojabilidad. Se ha demostrado que, para una misma saturación de agua irreducible, la combinación de los factores (e) y (n) hace visible la alteración de la mojabilidad del sistema. Las gráficas muestran como la saturación de aceite residual se hace cada vez mayor a medida que la mojabilidad del sistema cambia por lo que la permeabilidad relativa al agua alcanza su máximo a una saturación de agua cada vez más pequeña, gráficamente hablando, la concavidad de la curva se invierte a medida que aumenta la mojabilidad al aceite. Por otra parte, los resultados presentados en la gráfica del flujo fraccional muestran un incremento temprano en la producción de agua a medida que el sistema se vuelve más mojado por aceite.

Las curvas de presión capilar con el ajuste al factor F_g se tabulan en las Tabla 9 y 10 y se muestran en el Apéndice B (página 76-77).

Figura 26

Curvas de presión capilar versus saturación de agua para el modelo propuesto con los 6 ejemplos mencionados previamente



La gráfica comparativa de las curvas de presión capilar muestra que la curva es cada vez más acostada a medida que el sistema aumenta su preferencia a ser mojado por aceite. Esto se traduce en una reducción de la presión capilar para una misma saturación de agua a medida que el sistema pasa a ser más mojado por aceite.

3.3 Discusión.

La ecuación que relaciona las variables (n) y (e) puede variar si se elige una relación diferente para el segundo punto de referencia, pero se optó por tomar la ecuación (31) ya que resultó ser una aproximación bastante acertada cuyo comportamiento coinciden con el encontrado en los distintos trabajos que han investigado la relación entre la mojabilidad y el exponente de

saturación de Archie, donde se ha obtenido valores cercanos a dos en el factor (n), que luego sufren un aumento gradual para sistemas de mojabilidad preferencial al aceite (Anderson, 1986; Keller, 1953; Sweeney y Jennings, 1960; Morgan y Pirson, 1964).

Mediante los cambios realizados a las ecuaciones de Corey para incluir las variables tratadas por el método, se demostró que existe una relación directa entre el exponente de saturación de Archie y las permeabilidades relativas que sería producto de la relación entre la mojabilidad de la roca y el exponente de saturación de Archie mencionada anteriormente. Los resultados obtenidos en las curvas de permeabilidad obtenidas para una misma saturación de agua irreducible mediante el método desarrollado coinciden con los esperados al realizar las curvas de permeabilidad mediante otros métodos que no tienen en cuenta el exponente (n) y que mantienen constante el factor (e) (Corey, 1954; Brooks y Corey, 1966; Purcell, 1949). Algo distinto sucede al comparar los resultados del método si se cambia la mojabilidad, en este caso, la gráfica de las permeabilidades relativas cambia su tendencia a media que las variables (n) y (e) se adaptan a los sistemas mojados por aceite, esto se debe a que los autores citados anteriormente no toman en cuenta los cambios de la mojabilidad en su modelo porque este no es interactivo como el que se desarrolló en la presente investigación. Del mismo modo, el aumento en la producción de agua mostrado en la Figura 25 del flujo fraccional ratifica que el modelo está prediciendo correctamente un aumento en la producción de agua cuando se asume que el sistema está cambiando a una mojabilidad preferencial al aceite.

Las curvas de presión capilar halladas con el factor geométrico de poros sugerido, $F_g = \frac{1}{n}$, mostraron un comportamiento bastante acertado de la presión capilar, los resultados obtenidos muestran una reducción en la presión capilar a medida que la preferencia de mojabilidad del sistema cambia, este comportamiento es bastante similar al encontrado por las investigaciones

basadas en los ángulos de contacto, las cuales muestran que la presión capilar es sensible a la mojabilidad cuando el sistema tiene un ángulo de 50° o mayor, es decir, cuando este es mojado por aceite (Morrow y Mungan, 1971; Anderson, 1987). Decir que la relación sugerida para el factor geométrico de poros y el exponente de saturación de Archie es totalmente efectiva es una conclusión apresurada, los resultados solamente demuestran que existe una relación entre estas dos variables y que es posible encontrar una relación quizás más acertada para explorar sus efectos en la presión capilar.

4. Conclusiones

El examen de la mojabilidad basado en la influencia del exponente de saturación de Archie en las propiedades de la roca mostró que se pueden integrar sinérgicamente en los modelos matemáticos desarrollados por la comunidad científica obteniendo resultados similares y acordes al comportamiento esperado.

El modelo muestra que teóricamente el exponente de saturación de Archie podría adaptarse e incluirse en representación de la mojabilidad en los modelos matemáticos de las propiedades petrofísicas evaluadas contribuyendo a los análisis previos a los experimentos en laboratorio.

En el modelo se observa que, para una misma saturación de agua irreducible, la combinación de los factores (e) y (n) puede representar adecuadamente los cambios de la mojabilidad del sistema. Esto es visible al examinar como las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar cambian a medida que estos factores adquieren los valores más comunes para mojabilidades preferenciales al aceite.

El modelo desarrollado cumple su objetivo y permite identificar cambios de mojabilidad analizando el comportamiento del exponente de saturación de Archie, esto permite identificar la preferencia de mojabilidad con solo examinar los valores de (n); Del mismo modo, se puede saber el valor más adecuado para (n) examinando la mojabilidad del sistema.

5. Recomendaciones

Se recomienda tomar datos de campo reales para probar el método y poner a prueba su funcionalidad.

Referencias Bibliográficas

- Ajewole, P., & Enikanselu, P. A. (2014). Development of computer application to compute Archie parameters from well log data. *Bri J Earth Sci Res*, 2(1), 24-37.
- Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey-part 2: Wettability measurement. *Journal of petroleum technology*, 38(11), 1-246.
- Anderson, W. G. (1986). Wettability literature survey-part 3: The effects of wettability on the electrical properties of porous media. *Journal of Petroleum Technology*, 38(12), 1371-1378.
- Anderson, W. G. (1987). Wettability literature survey part 5: The effects of wettability on relative permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 39(11), 1453-1468.
- Anderson, W. G. (1987). Wettability literature survey-part 4: Effects of wettability on capillary pressure. *Journal of petroleum technology*, 39(10), 1283-1300.
- Archie, G. E. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions of the AIME*, 146(01), 54-62.
- Bian, H., Li, K., Hou, B., & Luo, X. (2020). A New Model to Calculate Oil-Water Relative Permeability of Shaly Sandstone. *Geofluids*, 2020.

- Bian, H., Li, K., Yang, J., Pei, J., Lao, P., & Li, X. (2014). A modified method and experimental verification for estimating relative permeability from resistivity logging data. In International Petroleum Technology Conference. International Petroleum Technology Conference.
- Bisbe, E. (2007). Curso básico de evaluación de formaciones para operadores de perforación y producción. Centro politécnico del petróleo.
- Brooks, R. H., & Corey, A. T. (1966). Properties of porous media affecting fluid flow. Journal of the irrigation and drainage division, 92(2), 61-88.
- Buckley, S. E., & Leverett, M. (1942). Mechanism of fluid displacement in sands. Transactions of the AIME, 146(01), 107-116.
- Corey, A. T. (1954). The interrelation between gas and oil relative permeabilities. Producers monthly, 38-41.
- Craig, F. F. (1971). The reservoir engineering aspects of waterflooding (Vol. 3, pp. 12-44). New York: HL Doherty Memorial Fund of AIME.
- Díaz Díaz, E. E. (2019). Estimación del grado de saturación a partir de resistividades eléctricas, aplicados al caso de una pila de lixiviación: Minera Amalia, Región de Valparaíso. Facultad de ciencias físicas y matemáticas. Universidad de Chile. Santiago de Chile. Chile.

Donaldson, E. C., & Siddiqui, T. K. (1989). Relationship between the Archie saturation exponent and wettability. *SPE formation evaluation*, 4(03), 359-362.

Donaldson, E. C., Thomas, R. D., & Lorenz, P. B. (1969). Wettability determination and its effect on recovery efficiency. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 9(01), 13-20.

Ehirim, E. O., & Favour, O. E. (2018). The Influence of Wettability on Relative Permeability and Oil Recovery Scheme. *Int. J. Eng. Mod. Technol*, 4, 54.

Ehrlich, R., & Wygal Jr, R. J. (1977). Interrelation of crude oil and rock properties with the recovery of oil by caustic waterflooding. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 17(04), 263-270.

Escobar, F. (2000). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Universidad Surcolombiana.

Fatt, I., & Klikoff, W. A. (1959). Effect of fractional wettability on multiphase flow through porous media. *Journal of Petroleum Technology*, 11(10), 71-76.

Grist, D. M., Langley, G. O., & Neustadter, F. L. (1975). The dependence of water permeability on core cleaning methods in the case of some sandstone samples. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 14(02).

Honarpour, M., Koederitz, L., & Harvey, A. H. (2018). Relative permeability of petroleum reservoirs. CRC press.

Keller, G.V. (1953). Effect of Wettability on the Electrical Resistivity of Sands. Oil & Gas. 51, No.1, 6.

Li, K., & Horne, R. N. (2006). Comparison of methods to calculate relative permeability from capillary pressure in consolidated water-wet porous media. Water resources research, 42(6).

Lopera Castro, S. H. (1996). Permeabilidad relativa. Escuela de Química y Petróleos.

Luffel, D. L., & Randall, R. V. (1960, November). Core Handling and Measurement techniques for obtaining reliable reservoir characteristics. In Formation Evaluation Symposium. OnePetro.

McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). Relative Permeability. In Developments in Petroleum Science (Vol. 64, pp. 519-653). Elsevier.

Mohamad, A. M., & Hamada, G. M. (2017). Determination techniques of Archie's parameters: a, m and n in heterogeneous reservoirs. Journal of Geophysics and Engineering, 14(6), 1358-1367.

Morgan, W. B., & Pirson, S. J. (1964, May). The effect of fractional wettability on the Archie saturation exponent. In SPWLA 5th Annual Logging Symposium. OnePetro.

Morrow, N.R. & Mungan, N. (1971). Wettability and Capillarity in Porous Media. Report RR-7, Calgary. Petroleum Recovery Research Inst.

Mungan, N. (1966). Interfacial effects in immiscible liquid-liquid displacement in porous media. Society of Petroleum Engineers Journal, 6(03), 247-253.

Pairoys, F. (2014). Two-phase semi-dynamic method with electrical measurements: determination of relative permeability and capillary pressure from a single experiment. In Proceedings of the International Symposium of the Society of Core Analysts, Avignon, France.

Purcell, W. R. (1949). Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom. Journal of Petroleum Technology, 1(02), 39-48.

Quijano López, E. A., & Valcárcel Maldonado, E. J. (2015). Interpretación de registros geofísicos de pozo, pozo A, B y C. Cuenca de los Llanos Orientales.

Salgado, B. M., & González, L. A. (2005). Efecto de la Mojabilidad en las Propiedades Petrofísicas y Operaciones de Recobro Secundario. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Universidad Industrial de Santander. Santander, Colombia, 12, 2014.

Sharma, M. M., & Wunderlich, R. W. (1987). The alteration of rock properties due to interactions with drilling-fluid components. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1(2), 127-143.

Sweeney, S. A., & Jennings Jr, H. Y. (1960). Effect of wettability on the electrical resistivity of carbonate rock from a petroleum reservoir. *The Journal of Physical Chemistry*, 64(5), 551-553.

Sweeney, S. A., & Jennings, H. Y. (1960). The electrical resistivity of preferentially water-wet and preferentially oil-wet carbonate rock. *Producers Monthly*, 24(7), 29-32.

Tapia Falconi, K. D. (2016). Estudio Experimental de Algunos Factores que Afectan la Permeabilidad (Bachelor's thesis, Espol).

Warner, H. R. (2015). The reservoir engineering aspects of waterflooding. *Society of Petroleum Engineers*.

