



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS EFECTOS DE LA
MOJABILIDAD EN MODELOS DE SIMULACIÓN
NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
PETROLERO PRESENTAN:**

**NOÉ ABRAHAM GONZÁLEZ NIEVES
DANIEL GONZALO CALZADA ELORZA**

**DIRECTOR DE TESIS:
ING. OSCAR OSORIO PERALTA**

MÉXICO, D.F. 2013





UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.

Presente.

En relación con el Examen Profesional de **CALZADA ELORZA DANIEL GONZALO**, registrado con número de cuenta 408084699 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR
VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACIÓN: Abr/10/13.

ING. OSCAR OSORIO RERALTA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 20/Abr/13.

DR. RAFAEL DE LOS ANGELES
HERRERA GOMEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 14/11/13

ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 17/Dic/2013

M.I. JUAN CARLOS SERRANO GARCIA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 18/Abr/2013.

FECHA DE EMISIÓN : 11 de Abril de 2013

FEX-2
ICH



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

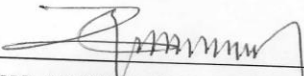
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **GONZALEZ NIEVES NOE ABRAHAM**, registrado con número de cuenta 408013907 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

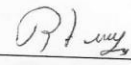
Atentamente,




ING. MANUEL JUAN VILLAMAR
VIGUERAS
FECHA DE ACEPTACIÓN: 16/16/13




ING. OSCAR OSORIO PERALTA
FECHA DE ACEPTACIÓN: 20/100/13



DR. RAFAEL DE LOS ANGELES
HERRERA GOMEZ
FECHA DE ACEPTACIÓN: 16 22 13



ING. MARIO BECERRA ZEPEDA
FECHA DE ACEPTACIÓN: 17/06/2013



M.I. JUAN CARLOS SERRANO GARCIA
FECHA DE ACEPTACIÓN: 18/ABRIL/2013

FECHA DE EMISIÓN : 11 de Abril de 2013

Agradecimientos

Al finalizar un trabajo tan arduo y lleno de dificultades como el desarrollo de una tesis es inevitable que te asalte un muy humano egocentrismo que te lleva a concentrar la mayor parte del mérito en el aporte que has hecho. Sin embargo, el análisis objetivo te muestra inmediatamente que la magnitud de ese aporte no hubiese sido posible sin la participación de personas que han facilitado las cosas para que este trabajo llegue a un feliz término. Por ello, es para mí un verdadero placer utilizar este espacio para ser justo y consecuente con ellas, expresándoles mis agradecimientos.

A Dios por ser mi compañía a cada paso que doy.

A mis apreciables profesores que gracias a sus consejos y experiencia he aprendido demasiado.

A mi Madre por ser mi mejor amiga, mi aliada, mi ejemplo, gracias por el amor que me has dado, tu dedicación y apoyo incondicional en mi vida.

A mi Padre que aún con las diferencias me ha enseñado el valor de un equipo pero sobre todo a luchar con todo por cumplir un deseo.

A Mi hermano Manuel que a pesar de la distancia y obligaciones que nos separan se que siempre podre confiar en él.

A Mi hermana Carolina que desde que nacimos he aprendido la complicidad, amistad y cariño porque siempre serás mi amiga (juntos como Kiko y Kika).

A Mi hermano Octavio que con la llegada de mi sobrino ha avivado su comunicación entre ambos.

A mi sobrino Leonardo que gracias a él nuestra familia se encuentra más unida.

A mi cuñada que soporta a mi hermano y ahora es parte de la familia.

A Sandra, gracias por tu infinita paciencia, por tu tierna compañía y tu inagotable apoyo.

A Joel que al día de hoy gracias a su apoyo esto es posible y que a partir de ahora me va a resultar muy extraño escribir o hacer algo sin sus sabios consejos y correcciones.

Daniel Gonzalo Calzada Elorza.

Agradecimientos

A mi madre:

Porque con tu amor y paciencia, supiste encausar mis esfuerzos hacia un mejor futuro.

A mi padre:

Porque con tu sabiduría y fortaleza, complementaste mi gallardía y valor para enfrentar los embates de esta vida.

A mis hermanos:

Porque con su fraternidad y buenos deseos, me aconsejaron en esta parte importante de mi vida.

A la Facultad de Ingeniería de la UNAM:

Porque en tus aulas aprendí no sólo a despejar ecuaciones, sino también a ser un gran ser humano.

Noé Abraham González Nieves

CONTENIDO

Agradecimientos	i
Resumen.	1
Capítulo 1 Mojabilidad.	
1.1 Introducción al concepto de mojabilidad.	3
1.1.1 Definición.	
1.1.2 Ángulo de contacto.	
1.1.3 La importancia de la mojabilidad en la simulación numérica.	
1.1.4 Cambios en la mojabilidad.	
1.2 Tipos de mojabilidad .	6
1.2.1 Mojado por agua.	
1.2.2 Mojado por aceite.	
1.2.3 Mojabilidad neutral.	
1.2.4 Mojabilidad fraccional.	
1.2.5 Mojabilidad mixta.	
1.3 Imbibición, drene e histéresis.	9
1.4 Propiedades relacionadas con la mojabilidad.	10
1.4.1 Porosidad.	
1.4.1.1 Porosidad primaria.	
1.4.1.2 Porosidad secundaria.	
1.4.1.3 Porosidad absoluta.	
1.4.1.4 Porosidad efectiva.	
1.4.2 Densidad del aceite.	
1.4.3 Densidad relativa del aceite.	
1.4.4 Viscosidad.	
1.4.5 Compresibilidad.	
1.4.6 Saturación.	
1.4.7 Permeabilidad.	
1.4.7.1 Permeabilidad absoluta.	
1.4.7.2 Permeabilidad efectiva.	
1.4.7.3 Permeabilidad relativa.	
1.4.8 Presión capilar.	
1.4.9 Fuerzas capilares.	
1.4.10 Tensión superficial.	
1.4.11 Tensión interfacial.	
1.5 Manejo de núcleos.	22
1.5.1 Núcleo en estado nativo.	
1.5.2 Núcleo limpio	
1.5.3 Núcleos en estado restaurado.	
1.6 Modelo base de la simulación.	26

Capítulo 2. Mediciones de la mojabilidad.

2.1 Tensión de adhesión.	31
2.2 Métodos cuantitativos.	32
2.2.1 Ángulo de contacto.	
2.2.2 Método de Amott.	
2.2.3 Método USBM.	
2.2.4 Método combinado de Amott-USBM.	
2.3 Métodos cualitativos.	42
2.3.1 Método de imbibición.	
2.3.2 Examinación microscópica.	
2.3.3 Método de flotación.	
2.3.4 Método de porta-objetos.	
2.3.5 Método de permeabilidad relativa.	
2.3.6 Método de Capilarimetría.	
2.3.7 Método de desplazamiento de presión capilar.	
2.3.8 Registros de Yacimientos.	
2.3.9 Relajación nuclear magnética.	
2.3.10 Método de adsorción de tinta.	
2.3.11 Medición en mojabilidad mixta.	

Capítulo 3. Efecto de la mojabilidad sobre las propiedades eléctricas del medio poroso.

3.1 Introducción al exponente de saturación.	52
3.2 Resistencia eléctrica.	52
3.2.1 Resistividad eléctrica en el medio poroso.	
3.3 Ecuación de Archie.	55
3.4 Resistividad en núcleos mojados por agua y mojados por aceite.	56
3.5 Efecto de la mojabilidad sobre la resistividad.	57
3.5.1 Resistividad en sistemas uniformemente mojados.	
3.5.2 Resistividad en núcleos de yacimientos.	
3.5.2.1 Efectos del lavado del núcleo sobre la resistividad.	
3.5.3 Resistividad en sistemas con mojabilidad heterogéneo.	
3.5.3.1 Resistividad en sistemas con mojabilidad fraccional.	
3.5.3.2 Resistividad en mojabilidad mixta.	
3.6 Factor de formación.	63
3.7 Estimación de reservas.	64
3.7.1 Estimación estática del yacimiento.	
3.7.2 Estimación dinámica del yacimiento.	

Capítulo 4. Efectos de la mojabilidad en la presión capilar.

4.1 Presión capilar.	67
4.2 Curvas de presión capilar drene e imbibición.	69
4.3 Curvas de presión capilar en sistemas fuertemente mojados.	72
4.4 Función J Leverett.	76

4.5 Efecto de la mojabilidad en la presión capilar de drene.	77
4.6 Efecto de la mojabilidad en la presión capilar de imbibición.	79
4.7 Presión capilar en sistemas con mojabilidad heterogénea.	80
4.7.1 Presión capilar en sistemas con mojabilidad fraccional.	
4.7.2 Presión capilar en sistemas con mojabilidad mixta.	
4.8 Efectos de la superficie rugosas en el ángulo de contacto aparente.	83
4.9 Desplazamiento debido a la presión capilar	85
4.9.1 Desplazamiento en sistemas uniformemente mojados.	
4.9.2 Desplazamiento en mojabilidad fraccional.	
4.10 Modelo con variación en presión capilar.	87

Capítulo 5. Efectos de la mojabilidad en la permeabilidad relativa.

5.1 Curvas de permeabilidad relativa en sistemas fuertemente mojados.	91
5.2 Reglas de Craig.	93
5.3 Permeabilidades relativas de drene e imbibición.	96
5.4 Efectos de la mojabilidad en la permeabilidad relativa.	97
5.4.1 Efecto de la mojabilidad en la permeabilidad de sistemas uniformemente mojados.	
5.4.2 Efectos de la limpieza y manejo de los núcleos sobre la permeabilidad relativa.	
5.4.3 Permeabilidad relativa en sistemas con mojabilidad uniforme.	
5.4.3.1 Permeabilidad relativa en mojabilidad fraccional.	
5.4.3.2 Permeabilidad relativa en mojabilidad mixta.	
5.5 Permeabilidad relativa en estado transitorio y estacionario.	107
5.6 Permeabilidades relativas de tres fases.	109
5.7 Modelo con variación en la permeabilidad relativa	110

Capítulo 6. Efectos de la mojabilidad en procesos de recuperación secundaria.

6.1 Impactos de la mojabilidad en la recuperación y producción de aceite.	114
6.2 Casos de estudio.	115
6.3 Construcción de escenarios de mojabilidad.	118
6.3.1 Yacimiento homogéneo.	
6.3.2 Yacimiento heterogéneo aleatorio de carbonato.	
6.3.3 Yacimiento de carbonato heterogéneo en capas.	
6.4 Resultados del modelo de simulación por inyección de agua.	127

Capítulo 7. Alteración de la mojabilidad por procesos de recuperación mejorada.

7.1 Alteración de la mojabilidad por surfactantes en yacimientos carbonatados.	132
7.2 Modelo de simulación con inyección de surfactantes.	133
7.3 Validación del modelo.	141

7.4 Resultados del modelo de simulación por inyección de surfactante.	144
Conclusiones.	150
Nomenclatura.	153
Referencia.	156
Apéndice A	163
Apéndice B	165

Resumen

La mojabilidad es un factor importante para controlar la ubicación, el flujo y la distribución de fluidos en un yacimiento. La mojabilidad de un yacimiento tendrá una influencia en la producción de aceite donde se involucran propiedades tales como la presión capilar, permeabilidad relativa, salinidad, pH, historia de saturación, tipo de minerales en la superficie de la roca y rugosidad del medio poroso.

Es muy complicado desarrollar soluciones analíticas para problemas que involucran a la mojabilidad^{65,66}, las razones más comunes son las heterogeneidades y las formas irregulares del medio poroso de los yacimientos. Los avances en simulación de hardware y software han creado oportunidades para modelar reservas de los yacimientos cada vez más complejas. Por lo tanto, la simulación de yacimientos, es un método viable para resolver dichos problemas y se ha convertido en el método estándar de resolución de problemas de flujo de fluidos en medios porosos para la predicción del perfil producción y comportamiento de yacimientos.

Los resultados más precisos al analizar los datos se obtienen cuando se manejan datos correctos en los equipos de simulación, es decir, datos de núcleo en estado nativo o de estado restaurado. Tales condiciones, las proporcionan núcleos que tienen la misma mojabilidad a la de un yacimiento.

Por otro lado, muchas de las mediciones de la mojabilidad son impredecibles, particularmente cerca de la mojabilidad neutral; es así que con los métodos que se discutirán se podrá saber si un núcleo es mojado por aceite o mojado por agua y dependiendo de las características del método utilizado se obtendrá una estimación de la mojabilidad neutral y mixta.

También es importante mencionar que para el cálculo del exponente de saturación de la ecuación de Archie, la mojabilidad tiene una notable influencia en el comportamiento de este parámetro, el cual se analizará en el capítulo 3.

Otro concepto que se discutirá es la permeabilidad relativa, en donde hay evidencia de que la permeabilidad relativa puede ser una función de más parámetros tales como la saturación del fluido, la temperatura, velocidad de flujo, historia de saturación, los cambios de mojabilidad y el comportamiento mecánico y químico del material de la matriz los cuales pueden jugar un papel muy importante en el cambio de la dependencia funcional de la permeabilidad.

Por otro lado, el término de presión capilar es imprescindible en el análisis de la producción en un yacimiento, ya que dependiendo de las presiones capilares que se tengan se pueden tener diferentes perfiles de producción, ya que la presión capilar depende de la mojabilidad; es por ello, que se debe analizar el concepto para poder desarrollar modelos que nos ayuden a predecir de una mejor manera el perfil de producción.

Para los procesos de recuperación secundaria y mejorada, los cuales afectan el comportamiento de la mojabilidad, son estudiados mediante modelos de simulación para realizar un análisis de sensibilidad, con el cual es posible conocer el impacto que tiene la mojabilidad en la producción de un yacimiento.

Capítulo 1 Mojabilidad.

1.1 Introducción al concepto de mojabilidad.

1.1.1 Definición.

La mojabilidad se puede definir como la tendencia de un fluido a adherirse a la superficie de un sólido en presencia de otro fluido. Cuando una gota de un fluido preferentemente mojante desplaza a otro fluido; el fluido mojante se dispersará por toda la superficie. Contrariamente, si un fluido no mojante se deja caer sobre una superficie ya cubierta por el fluido mojante, formará gotas, minimizando su contacto con el sólido.

1.1.2 Ángulo de contacto.

El equilibrio de las fuerzas del sistema roca/aceite/agua dará como resultado un ángulo de contacto θ , el cual es medido a través de la fase acuosa, entre la superficie sólida y la recta tangente a la interfase agua/aceite, como se muestra en la Fig. 1.1. El ángulo de contacto varía 180° y dependiendo de su magnitud se puede definir qué tipo de mojabilidad tiene el sistema.

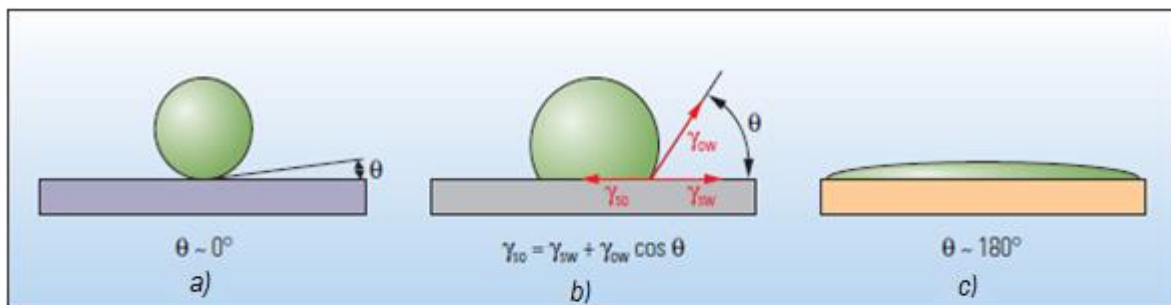


Fig. 1.1 Esquema del ángulo de contacto¹.

En la Fig. 1.1 a), se tiene una gota de aceite rodeada de agua sobre una superficie mojada por agua, formando un ángulo de contacto que es aproximadamente igual a cero. En la Fig. 1.1 b), hay una superficie con una aproximación a la mojabilidad neutral donde se forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el aceite y la superficie, entre el agua y la superficie y entre el aceite y el agua. En una superficie mojada por aceite, como se muestra en la Fig. 1.1 c), la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180° ¹.

1.1.3 La importancia de la mojabilidad en la simulación numérica.

El alto precio que posee actualmente el hidrocarburo ha mejorado los aspectos económicos para el desarrollo de nuevas tecnologías que nos ayuden a explotar nuestro yacimiento de una manera eficiente. Dado que en el yacimiento fluyen múltiples fases, es importante comprender la mojabilidad, ya que durante la recuperación primaria y secundaria, la mojabilidad incide en la productividad del aceite. Además, el impacto de la mojabilidad se extiende de la escala de los poros a la escala de yacimientos, donde puede afectar la producción de aceite a través de la variación de los parámetros S_{wi} , saturación irreductible del agua, y S_{or} , saturación de aceite residual ¹.

El concepto de mojabilidad es necesario en la simulación numérica de yacimientos, ya que dependiendo de la preferencia que tenga la roca de mojarse por un fluido se tendrá un determinado comportamiento en la producción. Si se conoce la mojabilidad del yacimiento se puede tener una idea de cuál será el comportamiento esperado de la simulación con ayuda de las curvas de permeabilidad, ya que dependiendo del tipo de mojabilidad el simulador nos arrojará un determinado perfil de producción; por lo tanto, se deben analizar los parámetros que puedan alterar la mojabilidad, lo cual nos permitirá desarrollar modelos más asertivos.

1.1.4 Cambios en la mojabilidad.

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

La fuerte mojabilidad por agua original de muchos minerales de los yacimientos, puede ser alterada por la adsorción de un componente polar y/o la depositación de material orgánico que estaba originalmente en el aceite crudo. Por lo tanto, la composición del hidrocarburo es clave para modificar la mojabilidad de una superficie naturalmente mojada por agua, porque cualquier componente que altere la mojabilidad se encuentra en la fase del aceite.

La composición del hidrocarburo determina la solubilidad de los componentes polares. Un aceite crudo, que es un solvente pobre para sus propios surfactantes, poseerá mayor propensión a modificar la mojabilidad que un crudo, que es un solvente bueno. La temperatura, la presión y la composición del aceite crudo afecta la estabilidad de los asfáltenos. También, es importante mencionar que, para que, los componentes de un aceite alteren la mojabilidad, el aceite debe desplazar la salmuera de la superficie de la roca.

Muchas investigaciones han encontrado que algunos componentes polares afectan la mojabilidad de las arenas y la superficie de carbonato en diferentes formas. La química de la salmuera también puede afectar la mojabilidad, ya que en condiciones equivalentes, algunas veces mejoran la adsorción de surfactantes sobre la superficie mineral.

El potencial de hidrógeno, pH, medida de acidez o alcalinidad de una disolución; también, es importante en el estudio de la mojabilidad y otras propiedades interfaciales del sistema aceite/salmuera/roca.

Debido a la presencia y la naturaleza de los sitios ionizados en la superficie sólida, el rango del pH que conduce a la inestabilidad es diferente para los carbonatos y las areniscas. Las superficies silíceas poseen carga negativa por encima de un pH de aproximadamente 2, de manera que pueden adsorber los iones con carga positiva, especies químicas básicas. Por el contrario, las superficies de calcita pueden poseer carga positiva por debajo de un pH de 9.5, de manera que pueden adsorber los iones con carga negativa, especies químicas ácidas².

1.2 Tipos de mojabilidad.

1.2.1 Mojado por agua.

Un sistema roca/aceite/agua como se muestra en la Fig. 1.2, se considera mojado por agua cuando el agua ocupa los poros más pequeños y existe en forma de una película cubriendo toda la superficie de la roca mientras que el aceite es alojado en los poros más grandes como gotas descansando en una película de agua. Por lo tanto, el agua existe como una fase continua en todo el sistema poroso mientras que la fase no mojante (aceite) existe como una fase discontinua en forma de glóbulos en los poros más grandes rodeados de agua.

Si la saturación del agua es reducida a una S_{wi} , el agua permanece como una fase continua en los poros pequeños y en las fracturas a través del medio poroso. Cuando la saturación de agua incrementa, la fase no mojante rápidamente llega a ser discontinua formando glóbulos y dedos de aceite en los poros más grandes completamente rodeados por agua. La saturación de la fase mojante existe como una fase continua y es mayor o igual a la S_{wi} . Si un núcleo preferentemente mojado por agua está saturado con aceite y se pone en contacto con el agua, ésta embeberá

espontáneamente dentro de la roca desplazando al aceite hasta lograr un estado de equilibrio. Si otra muestra de la misma roca es saturada primero con agua y puesta en contacto con aceite, el aceite no embeberá en la roca.

1.2.2 Mojado por aceite.

Cuando un sistema es preferentemente mojado por aceite, la posición del agua y aceite en la roca esta invertida, ver Fig. 1.2. El aceite ocupa los poros pequeños y el agua permanece en los poros más grandes. Cuando el agua está presente en los poros grandes permanece generalmente en el centro de los poros descansando en una película de aceite. El agua, la fase no mojante en un sistema mojado por aceite, también existe como una fase continua distribuida a través de los poros grandes cuando tiene una saturación alta, cerca de la S_{or} . Si la saturación de agua está disminuyendo por inyección de aceite, esta rápidamente perderá continuidad y llegará a estar incomunicada de los poros grandes como glóbulos y dedos de agua que son rodeados por aceite. Por lo tanto, en un sistema mojado por aceite, el aceite está en una fase continua para una saturación mayor o igual a la S_{or} ³.

1.2.3 Mojabilidad neutral.

En la mojabilidad neutral la superficie de la roca tiene la misma tendencia de ser mojada por aceite o por agua. Un ángulo de contacto de 90° indica que el sistema tiene mojabilidad neutral ya que ambas fases tienen igual afinidad por la superficie sólida. Algunas veces, el sistema de mojabilidad neutral es también llamado sistema de mojabilidad intermedia. Los límites de la escala de mojabilidad neutral no están definidos; sin embargo, un rango de 60 a 120° es considerado como el promedio.

1.2.4 Mojabilidad fraccional.

La mojabilidad fraccional, también llamada mojabilidad heterogénea o dálmata fue propuesta por Brown y Fatt⁴. En la mojabilidad fraccional los componentes del aceite crudo son fuertemente adsorbidos en ciertas áreas de la roca, así que una porción de la roca es fuertemente mojada por aceite, mientras que el resto es fuertemente mojada por agua. Hay que hacer notar que esto es conceptualmente diferente de la mojabilidad neutral, la cual asume que todas las porciones de la superficie de la roca tiene una ligera pero igual preferencia a ser mojada por aceite o agua.

1.2.5 Mojabilidad mixta.

El término mojabilidad mixta definido por Salathiel⁵, es una condición donde los poros pequeños en la roca están mojados por agua y saturados con agua, pero los poros más grandes son mojados por aceite y saturados con aceite en contacto con las paredes de los poros que forman una trayectoria continua a través de la longitud de la roca. En la Fig. 1.2 se puede observar un esquema de este tipo de mojabilidad.

Salathiel⁵, razonó que esta situación pudo ocurrir durante la acumulación original del aceite en el yacimiento. Si los componentes de la superficie activa contenían aceite desplazando agua congénita de los poros más grandes; los componentes de la superficie activa pudieron haber desplazado gradualmente la película remanente de agua de la superficie de los poros. Por otro lado, el aceite no pudo entrar en los poros pequeños porque la presión capilar de desplazamiento de agua es mayor.

La mayoría de reservas de aceite en el mundo son encontradas ya sea en areniscas o carbonatos. La mojabilidad de las areniscas generalmente oscila entre condiciones mixtas a fuertemente mojadas por agua; sin embargo, las rocas

carbonatadas exhiben tendencias de mojado por aceite de una condición mixta a fuertemente mojada por aceite^{4,5}.

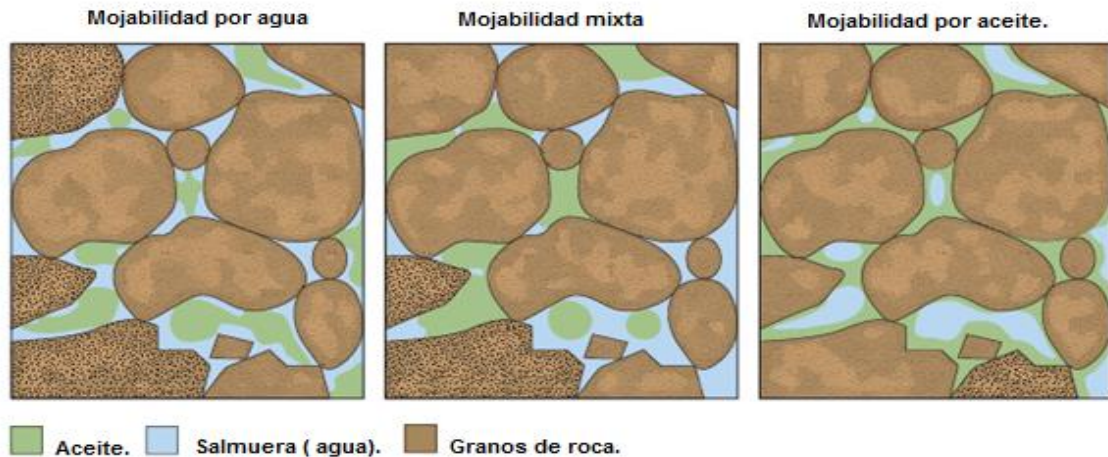


Fig. 1.2 Representación de los tipos de mojabilidad en un sistema roca/aceite/salmuera¹.

1.3 Imbibición, drene e histéresis.

El término imbibición se refiere a un incremento de la saturación de la fase mojante, ya sea que se trate de un proceso de imbibición espontánea o de imbibición forzada. Contrariamente, el proceso de drene se refiere a un incremento de la saturación de la fase no mojante. Sin embargo, en la práctica, el término imbibición se utiliza para describir un proceso de incremento de la saturación de agua, y el término drene se utiliza para describir un proceso del incremento de la saturación de aceite.

La histéresis es la diferencia entre los valores que asumen la permeabilidad relativa, presión capilar y saturación residual a medida que la saturación de un fluido es aumentada o disminuida; es decir, que en muchos medios porosos los valores de permeabilidad relativa y presión capilar no son una función que dependa de la saturación únicamente, y se obtienen valores distintos dependiendo del incremento o la reducción en la saturación de una fase determinada.

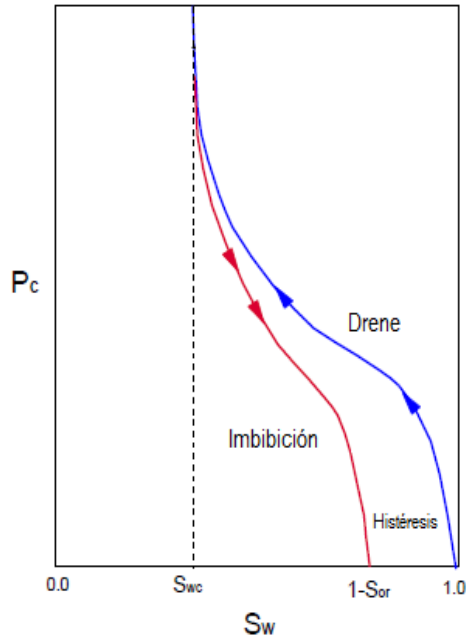


Fig.1.3 Curvas de presión capilar como función de la saturación de agua⁶.

Analizando las curvas de presión capilar se observa claramente en la Fig. 1.3 el fenómeno de histéresis. En primer lugar, las curvas no siempre son las mismas; es decir, pueden existir ligeras variaciones entre las curvas que se obtienen de un mismo yacimiento. Como segunda característica, se nota que la saturación del 100%, que posee el agua en la mayoría de los casos, no se vuelve a alcanzar a través de los procesos de drenaje e imbibición, lo que da como resultado una saturación de aceite residual. En general, la histéresis es más pronunciada en los medios no-mojantes que en los mojantes; sin embargo, puede ocurrir en ambos medios; siempre con dos magnitudes de permeabilidad relativa distintas debido a la dirección de saturación⁶.

1.4 Propiedades relacionadas con la mojabilidad.

1.41 Porosidad.

La porosidad de una roca es una medida de la cantidad de los espacios internos que son capaces de almacenar fluidos. Se define también como la relación que existe entre los espacios en rocas llenos con algún fluido y el volumen total de ésta.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1.1)$$

donde:

V_p = volumen poroso.

V_t = volumen total de la roca.

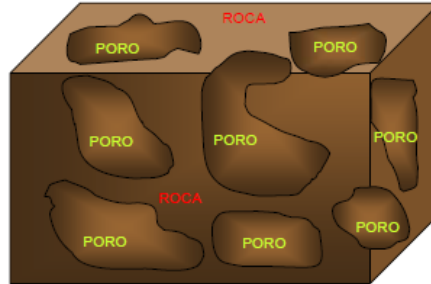


Fig.1.4 Esquema del medio poroso.

1.4.1.1 Porosidad primaria.

La porosidad primaria es aquella que se desarrolló en el momento de la deposición de los sedimentos; es decir, es el resultado de los procesos originales de la formación del medio poroso, tales como deposición, sedimentación y compactación.

1.4.1.2 Porosidad secundaria.

La porosidad secundaria o inducida se debe a procesos posteriores que experimentan el mismo medio poroso, asimismo la porosidad inducida está representada por fracturas, comúnmente en lutitas y calizas; otro proceso que la genera es la dolomitización.

1.4.1.3 Porosidad absoluta.

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión de poros.

1.4.1.4 Porosidad efectiva.

Es la relación del volumen poroso interconectado entre el volumen total de la roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos; sin embargo, esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca⁴.

1.4.2 Densidad del aceite.

Se puede definir como la razón de la masa de aceite más el gas disuelto entre su volumen como se muestra en la ecuación (1.2), en donde la densidad varía con la temperatura y la presión.

$$\rho = \frac{\text{Masa(aceite + gas disuelto)}}{\text{Volumen (aceite + gas disuelto)}} \quad (1.2)$$

1.4.3 Densidad relativa del aceite.

La densidad relativa o gravedad específica de una sustancia es la razón de la densidad de ésta con la densidad de otra sustancia que se usa como patrón. El patrón debe de cumplir con las siguientes características: debe tener universalidad, debe ser abundante y barato. Para el caso de los líquidos, la sustancia que se utilizará como patrón es el agua como se muestra en la ecuación (1.3), donde ρ_o es la densidad del

aceite y ρ_w es la densidad del agua, a 4°C y 1 atmósfera de presión y para los gases se utilizará el aire a las mismas condiciones.

$$\gamma = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.3)$$

En la industria petrolera es muy común utilizar el término de grados API que es la escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites y se utiliza la ecuación siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \quad (1.4)$$

1.4.4 Viscosidad del aceite.

Se denota como μ_o y se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Es usualmente medida en centipoises, cp, gr/cm*seg, como se muestra en la ecuación (1.5) referida como viscosidad dinámica. La resistencia al flujo es causada por una fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Los principales factores de interés en ingeniería de yacimientos que afectan a la μ_o son: La composición del petróleo, la temperatura, el gas disuelto y la presión. La μ_o aumenta cuando disminuye la API y también aumenta con un decremento en la temperatura.

$$\mu = \nu\rho \quad (1.5)$$

donde:

μ = viscosidad dinámica absoluta.

ν = viscosidad cinemática.

ρ = densidad del fluido.

1.4.5 Compresibilidad.

Es el cambio en volumen que experimenta un volumen unitario, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante, matemáticamente se representa de la siguiente manera. Donde v es el volumen, T es la temperatura y P es la presión^{5,6}.

$$C = -\frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad (1.6)$$

1.4.6 Saturación.

La saturación se puede definir como el volumen de un fluido que se encuentra dentro de los poros de una roca en relación con el volumen total de poro. Se expresa en porcentaje o fracción y matemáticamente se representa de la siguiente forma:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.7)$$

donde:

S_f = Saturación del fluido.

V_f = volumen del fluido.

V_p = volumen de los poros.

Generalmente, en casi todas las formaciones productoras de aceite, en un principio, los espacios porosos estuvieron llenos de agua congénita. Posteriormente, cuando se presentó la migración del aceite, esta agua fue desplazada. La Fig.1.5 muestra las diferentes saturaciones en presencia de uno o varios fluidos.

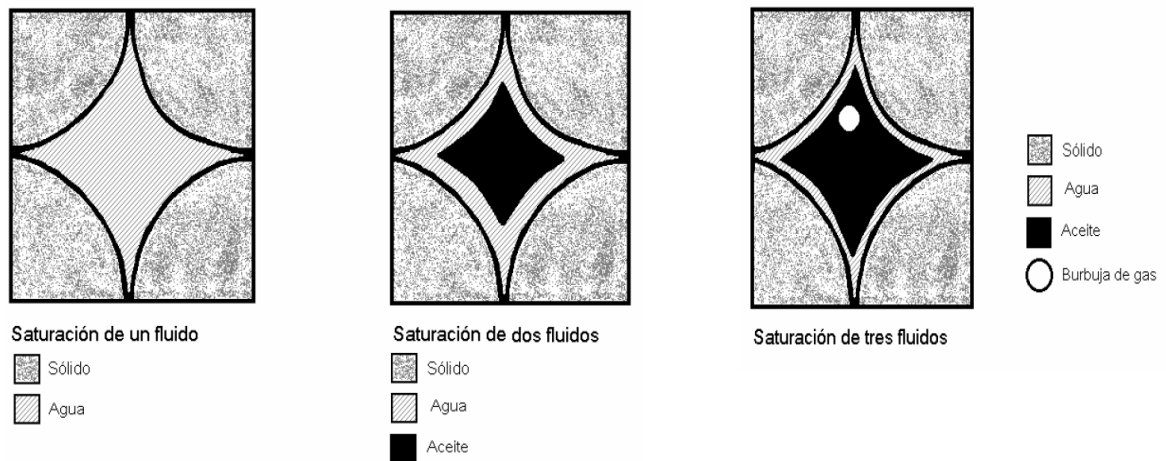


Fig. 1.5. Representación de la saturación de los fluidos en el poro⁴.

Por lo tanto, en una formación donde la saturación de agua es inferior al 100%, se supone que se tienen dos fluidos en el sistema, agua y aceite, lo que implicará que la saturación de aceite sea igual a uno menos la saturación del agua contenida^{3,4}.

Para un sistema de tres fluidos contenidos en el yacimiento, se expresaría de la siguiente manera, todo a condiciones de yacimiento:

$$1 = S_o + S_g + S_w \quad (1.8)$$

donde:

S_o = Saturación del aceite.

S_g = Saturación del gas.

S_w = Saturación de agua.

1.4.7 Permeabilidad.

La permeabilidad se puede definir como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella, en donde la unidad de la permeabilidad es el Darcy. Un Darcy es la permeabilidad de un medio poroso si a través de él fluye un solo

fluido de 1cp de viscosidad, a un gasto de $1 \text{ cm}^3/\text{s}$, a través de un área de 1 cm^2 y con un gradiente de presión de 1 atm/cm .

1.4.7.1 Permeabilidad absoluta.

La permeabilidad absoluta, K_a , es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso y es mojante. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua. También se puede definir como la permeabilidad en la cual sólo se considera un fluido mojante que satura totalmente el medio poroso de roca.

1.4.7.2 Permeabilidad efectiva.

La permeabilidad efectiva, K_e , es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos. Siempre las permeabilidades efectivas son menores que la permeabilidad absoluta. Se pueden tener diversos tipos de permeabilidad efectiva: permeabilidad efectiva al gas, k_{eg} , permeabilidad efectiva al aceite, k_{eo} , y permeabilidad efectiva al agua, k_{ew} .

1.4.7.3 Permeabilidad relativa.

La permeabilidad relativa, K_r , es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta permeabilidad, en otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca en presencia de otro u otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido. De igual forma, se tiene permeabilidad relativa al aceite, K_{ro} , permeabilidad relativa al agua, K_{rw} , y permeabilidad relativa al gas, K_{rg} , cuyas ecuaciones son^{4,5,6}:

$$K_{ro} = \frac{K_{eo}}{K_a} \quad (1.9)$$

$$K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_a} \quad (1.10)$$

$$K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_a} \quad (1.11)$$

La siguiente imagen, Fig.1.6, muestra el comportamiento de dos permeabilidades relativas, aceite y agua.

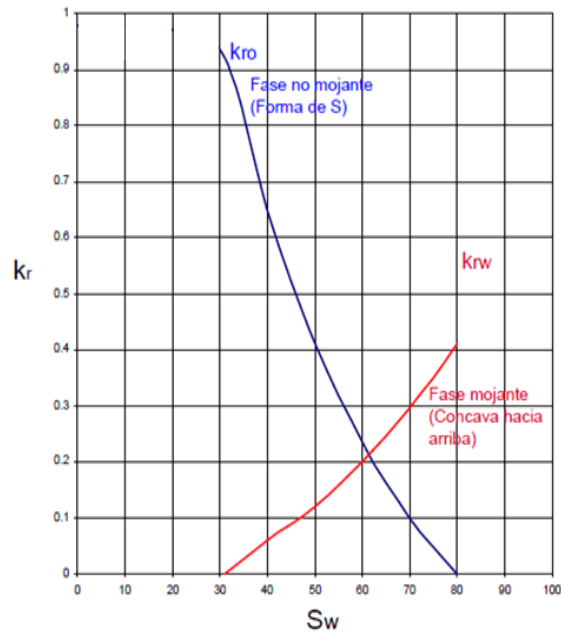


Fig.1.6 Curva de permeabilidades relativas para un sistema agua-aceite ⁵.

1.4.8 Presión capilar.

El concepto de la presión capilar como característica de una roca porosa resulta de la representación de fenómenos capilares en tubos de diámetro pequeño. La presión capilar se define como la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojanante (P_{nw}) y la fase mojanante (P_w):

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (1.12)$$

Los poros de las rocas son análogos a los tubos capilares, de tal manera que en diámetros pequeños, las fuerzas inducidas por la preferencia de la mojabilidad del sólido por uno de los fluidos se extienden sobre toda la interfase, causando diferenciales de presión entre los dos fluidos a través de la interfase.

El sistema de la Fig.1.7, donde existe equilibrio estático, el agua moja fuertemente la superficie con un ángulo de contacto y se puede observar que la presión del aceite es mayor que la del agua, sin importar la longitud del tubo.

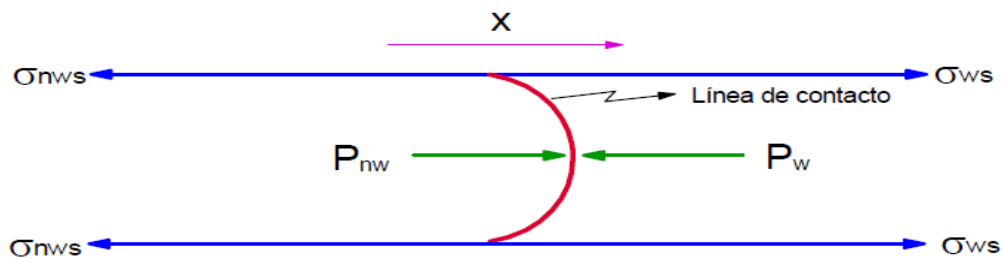


Fig. 1.7 Diagrama de la presión capilar ⁴.

En la Fig. 1.8 la longitud sobre la cual la fuerza σ es aplicada en el capilar de radio r es $2\pi r$. Luego el total de la fuerza capilar será $2\pi r\sigma$ y la fuerza vertical es $2\pi r\sigma \cos\theta$. Puesto que la presión se define como F / A , entonces:

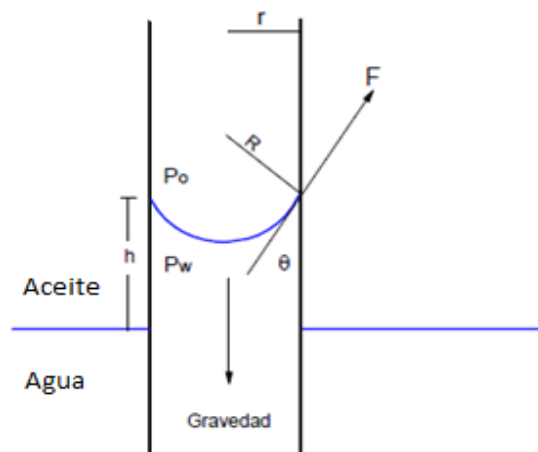


Fig. 1.8 Diagrama de fuerzas en tubo capilar ⁴.

$$P_c = \frac{2\Pi r \sigma \cos \theta}{\Pi r^2} \quad (1.13)$$

que simplificando resultará:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (1.14)$$

La anterior expresión implica que la P_c aumenta a medida que r disminuye. La presión capilar está originalmente dada por la ecuación de Laplace, ver Apéndice A:

$$P_c = P_{nw} - P_w = P_o - P_w = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (1.15)$$

En la Fig. 1.9, a la altura h , cuando existe equilibrio hidrostático, las fuerzas del gradiente vertical de presión y la gravedad están en equilibrio, las presiones deben ser iguales, para el caso del aceite y agua, respectivamente.

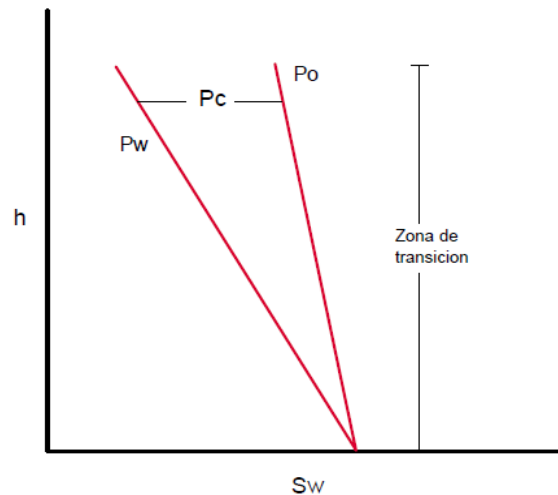


Fig. 1.9 Efecto de la altura sobre la presión capilar⁷.

$$P = P_o + \rho_o gh \quad (1.16)$$

$$P = P_w + \rho_w gh \quad (1.17)$$

mediante substracción:

$$P_c = P_o - P_w = \Delta\rho gh \quad (1.18)$$

Si $r = R \cos \theta$ y $r_1 = r_2 = R$,

reemplazando:

$$P_c = \sigma \left[\left(\frac{1}{R} \right) + \left(\frac{1}{R} \right) \right] = \Delta\rho gh \quad (1.19)$$

$$P_c = \sigma \left(\frac{2}{R} \right) = \Delta\rho gh \quad (1.20)$$

puesto que $R = r / \cos \theta$,

$$P_c = P_o - P_w = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = \Delta\rho gh \quad (1.21)$$

finalmente se tiene

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = \Delta\rho gh \quad (1.22)$$

donde:

σ = tensión interfacial entre los dos fluidos.

$\cos \theta$ = coseno del ángulo de contacto entre el líquido y el sólido.

$\Delta\rho$ = diferencia de densidad entre dos fluidos.

r = radio del tubo capilar.

g = constantes de la gravedad.

h = altura que el líquido alcanza dentro del tubo capilar^{7,8}.

1.4.9 Fuerzas capilares.

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad entre la presión de los dos fluidos. La cual depende de la curvatura de la interfase que separa los fluidos. Como ya se mencionó anteriormente, esta diferencia de presiones es llamada presión capilar. Las fuerzas capilares en un yacimiento de hidrocarburos son el resultado del efecto combinado de la superficie y las tensiones interfaciales, así como del tamaño de poro, geometría y las características del sistema dado.

La presencia de las fuerzas capilares en un medio poroso causan la retención de los fluidos en el espacio poroso en contra de las fuerzas gravitacionales, los fluidos inmiscibles usualmente se segregan debido a la gravedad. El ejemplo clásico de la retención de los fluidos en los espacios porosos contra las fuerzas gravitacionales es la migración de los hidrocarburos desde la roca generadora a la roca del yacimiento saturada con agua. En este proceso en particular, la segregación gravitacional se completa dentro de distintas capas de gas, aceite y agua sin tomar un lugar debido a las fuerzas capilares. Esta es la principal razón por la cual el fluido de mayor densidad tal como el agua o la salmuera, usualmente representados por la saturación de agua congénita o irreductible, se encuentra en los yacimientos petroleros a elevaciones por encima del contacto agua-aceite^{7,8}.

1.4.10 Tensión superficial.

Las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas de un líquido, son de diferente magnitud dependiendo de la zona del líquido considerada. Las moléculas en el seno de un líquido están lo suficientemente cerca para que el efecto de las fuerzas de atracción se consideren, pero tienden a equilibrarse. Por el contrario, las moléculas de la zona superficial, ver la Fig. 1.10, no están rodeadas completamente por otras moléculas del líquido y, por lo tanto, estas moléculas están desequilibradas con un efecto neto hacia el seno del líquido. Por lo tanto, se define la tensión superficial como

la fuerza de atracción hacia dentro ejercida sobre las moléculas de la superficie de un líquido. Esta tensión tiene como consecuencia la contracción de la superficie. Las unidades comunes para la tensión superficial son las dinas/cm, erg/cm^2 o mN/m .

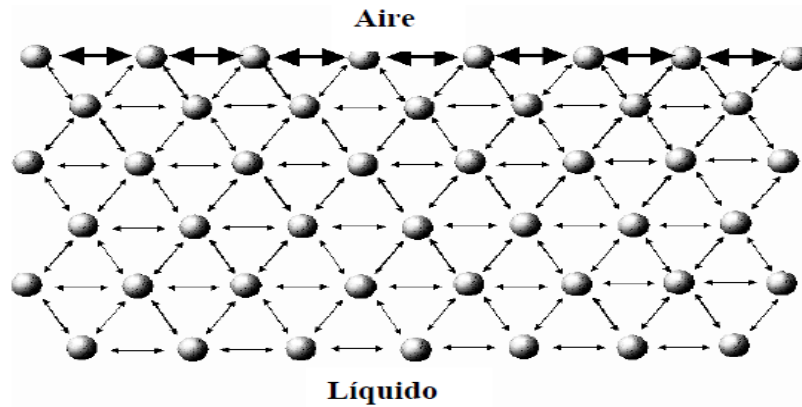


Fig. 1.10 Esquema de la tensión superficial⁸.

1.4.11 Tensión interfacial.

Cuando se ponen en contacto dos líquidos inmiscibles el sistema considerado estará formado por las dos fases líquidas y la interfase de contacto entre ellas. Las moléculas de la interfase entre dos líquidos estarán sometidas a fuerzas de magnitudes diferentes a las que están sometidas las moléculas del seno de cada uno de los líquidos. La tensión de la interface de estos dos fluidos se conoce como tensión interfacial, lo que conducirá a que la interface tenga un valor intermedio entre las tensiones superficiales de los dos líquidos condensados⁹.

1.5 Manejo de núcleos.

1.5.1 Núcleo en estado nativo.

En un núcleo en estado nativo se debe tomar toda precaución para minimizar los cambios de las condiciones de la mojabilidad del yacimiento, comenzando cuando el

núcleo es lavado con un lodo de perforación. En particular, un lodo con surfactantes o un pH que difiere grandemente de los fluidos del yacimiento debe ser evitado.

Se recomiendan tres diferentes fluidos para obtener el núcleo en estado nativo: salmuera sintética de la formación, aceite crudo sin oxidar o lodo base agua con el mínimo de aditivos.

También, se recomienda las extracciones de los núcleos con salmuera y sin aditivos. Si esto no es posible se debe utilizar un lodo base agua que contenga sólo bentonita, celulosa de carboximetil, roca de sal, y barita. Esto se recomienda debido a que se encontró que con esto no se alteraría la mojabilidad de los núcleos fuertemente mojados por agua¹⁰.

1.5.2 Núcleo limpio

El segundo tipo de núcleos usados en el análisis de núcleos es el núcleo limpio. Se recomienda que el lavado de núcleos sea usado para mediciones en flujo multifásico, solamente cuando se conozca que el yacimiento es fuertemente mojado por agua, ya que errores en el análisis de núcleos serán introducidos de otra manera. Hay dos razones principales para limpiar núcleos: la primera es remover todos los líquidos del núcleo para que puedan ser medidas la porosidad, permeabilidad y saturación del fluido; la segunda razón del lavado es obtener un núcleo fuertemente mojado por agua, que, generalmente actúa como un primer paso en la restauración de la mojabilidad de un núcleo contaminado. Un método común es el uso de tolueno como tratamiento de solvente, aunque algunas veces se continúa el tratamiento con cloroformo o metanol. Si el procedimiento de lavado es exitoso, el núcleo es dejado fuertemente mojado por agua¹¹.

Muchas de las investigaciones han encontrado que el tolueno usado sólo es uno de los solventes más efectivos. Sin embargo, cuando es combinado con otros

solventes, tales como el metanol o etanol, es más efectivo. El tolueno es efectivo para remover los hidrocarburos, incluyendo asfáltenos y algunos de los componentes polares débiles, mientras que el componente polar más fuerte, metanol, remueve los componentes polares fuertemente adsorbidos, los cuales son a menudo responsables de la alteración de la mojabilidad.

El tolueno es generalmente un solvente efectivo, pero este puede alterar la mojabilidad de algunos núcleos. En algunos casos, el núcleo con la mojabilidad neutral o mojado por aceite en estado nativo llega a ser fuertemente mojado por agua después del tratamiento con tolueno. Las curvas de permeabilidad relativa también cambiarán. Por lo tanto, el tratamiento de tolueno alterara la mojabilidad y permeabilidad relativa de muchos núcleos en estado nativo, por lo que las mediciones deben ser hechas en los núcleos en estado nativo antes del tratamiento con tolueno¹².

1.5.3 Núcleos en estado restaurado.

Los núcleos en estado nativo presentan muchos problemas. Los procedimientos necesarios para preservar la mojabilidad son complicados y consumen tiempo; Incluso cuando todas las precauciones son tomadas, existe aún la posibilidad de que la mojabilidad haya sido cambiada a través de la oxidación o depositación debido a la temperatura y caída de presión cuando el núcleo se lleva a la superficie.

Cuando sólo se tiene un núcleo disponible con mojabilidad alterada, las mejores mediciones son obtenidas por la restauración de la mojabilidad del yacimiento con un procedimiento de tres pasos. El primer paso, es limpiar el núcleo para remover todos los componentes de la superficie de la roca. Después de que el núcleo es limpiado, el segundo paso es fluir secuencialmente fluidos de yacimiento en el núcleo. Finalmente, el núcleo es añejado a la temperatura del yacimiento por un tiempo suficiente para estabilizar el equilibrio de la adsorción. Muchos experimentos han comparado mediciones hechas en núcleos en estado nativo, estado limpio y en estado restaurado.

En cada experimento, las mediciones en estado restaurado fueron idénticas a las que se encontraban en estado nativo, demostrando que este procedimiento restaurara la mojabilidad.

El primero paso y el más difícil en la restauración de la mojabilidad es limpiar el núcleo contaminado usando el método anteriormente descrito, para remover todos los componentes adsorbidos en la superficie y hacer lo más posible al núcleo mojado por agua. Todos los componentes deben ser removidos del núcleo debido a que no tenemos conocimiento de qué componentes fueron absorbidos en una roca inalterada del yacimiento y cuáles fueron depositados después. Desafortunadamente, determinar qué tipo de solvente será suficiente para limpiar el núcleo es aún un ensayo de prueba y error debido a que la mejor elección del solvente depende fuertemente del aceite crudo, la superficie mineral y cualquier contaminante en el lodo de perforación.

En el segundo paso, el núcleo es saturado con salmuera de formación y se le inyecta aceite crudo para simular el flujo de entrada del aceite en el yacimiento. Cuando el aceite crudo es obtenido para la restauración de la mojabilidad, se deben tomar precauciones para minimizar las alteraciones del crudo. El crudo se debe guardar herméticamente en envases tan pronto como sea posible para minimizar la oxidación y la pérdida de productos finales ligeros.

El paso final en la restauración de la mojabilidad es añejar el núcleo a la temperatura del yacimiento por un tiempo suficiente para establecer el equilibrio de adsorción. El tiempo de añejado requerido para restablecer la mojabilidad varía, dependiendo del crudo, salmuera y la roca del yacimiento. Generalmente, se cree que el núcleo debería ser añejado por 1,000 horas a la temperatura del yacimiento. Este periodo de añejamiento se escoge por dos razones: muchos experimentos han mostrado que son necesarias arriba de 1,000 horas para alcanzar el equilibrio en la mojabilidad y 1,000 horas es aproximadamente el tiempo requerido para que se acerque a su equilibrio la medición del ángulo de contacto sobre una superficie plana¹⁰.

1.6 Modelo base de la simulación.

Para poder realizar el análisis de sensibilidad del comportamiento del perfil de producción se tomará como base un yacimiento modelado en el programa Eclipse, ver Apéndice B. A continuación se muestra los datos principales del modelo:

El modelo de simulación modela un yacimiento heterogéneo. La estructura geológica del yacimiento tiene 2 fallas sellantes; de igual forma el horizonte de la capa número 6 es una zona impermeable. La malla de simulación tiene 2,400 celdas, tal como se muestra la Fig. 1.11.

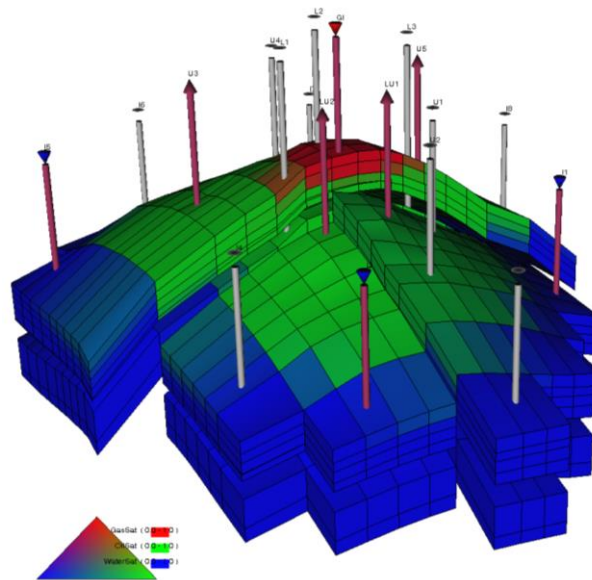


Fig. 1.11 Modelo de simulación del yacimiento en estudio.

El yacimiento es de aceite negro de 30°API. La presión de burbuja es de 3,814 psia. Tiene una viscosidad de 0.697 cp a condiciones de yacimiento. La R_{si} es de 0.77 Mscf/bbl y el Boi es de 1.434 bbl/bbl, como se muestra en la Fig. 1.12.

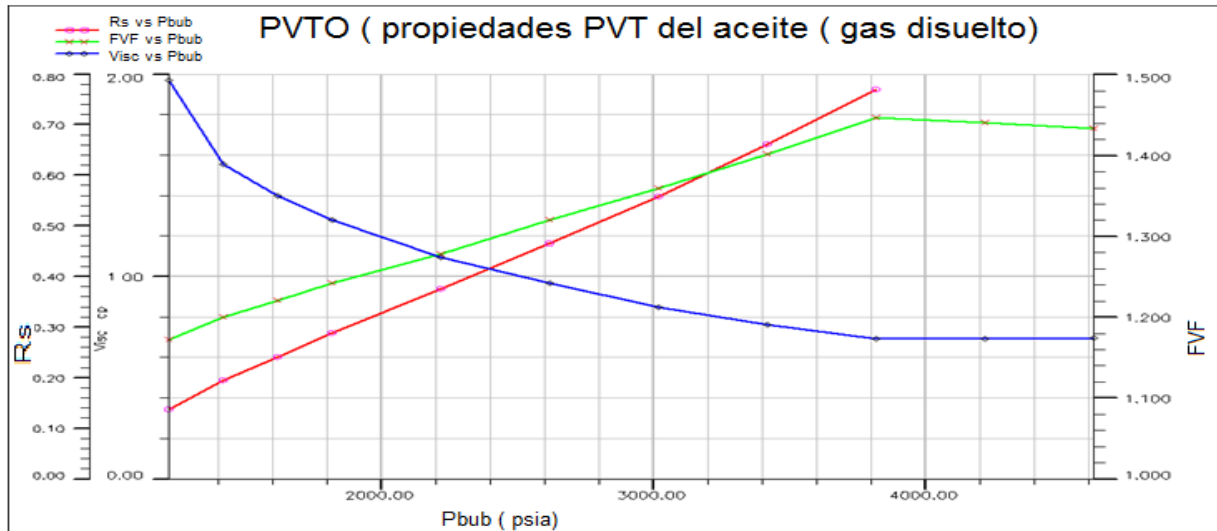


Fig. 1.12 Propiedades del aceite del modelo de simulación.

El yacimiento tiene un casquete de gas inicial de 27.76 BSCF a la profundidad de 7,000 pies. El contacto agua/aceite se encuentra a 7,500 pies. Esto deja una ventana de aceite de 500 pies. El volumen original de aceite es de 563.33 MMSTB y la saturación inicial de agua es del 10%.

El caso base de explotación de este yacimiento contempla la inyección de agua para poder maximizar la recuperación del aceite. En la Fig. 1.13 se muestran los gastos de aceite y el gasto de agua inyectada. El factor de recuperación final estimado bajo estas condiciones de explotación es de 35.74%; tal como se muestra en la Fig. 1.14.

En las Fig.1.15, Fig. 1.16 y Fig. 1.17 se muestra la relación gas/aceite, el corte de agua y la presión del yacimiento respectivamente.

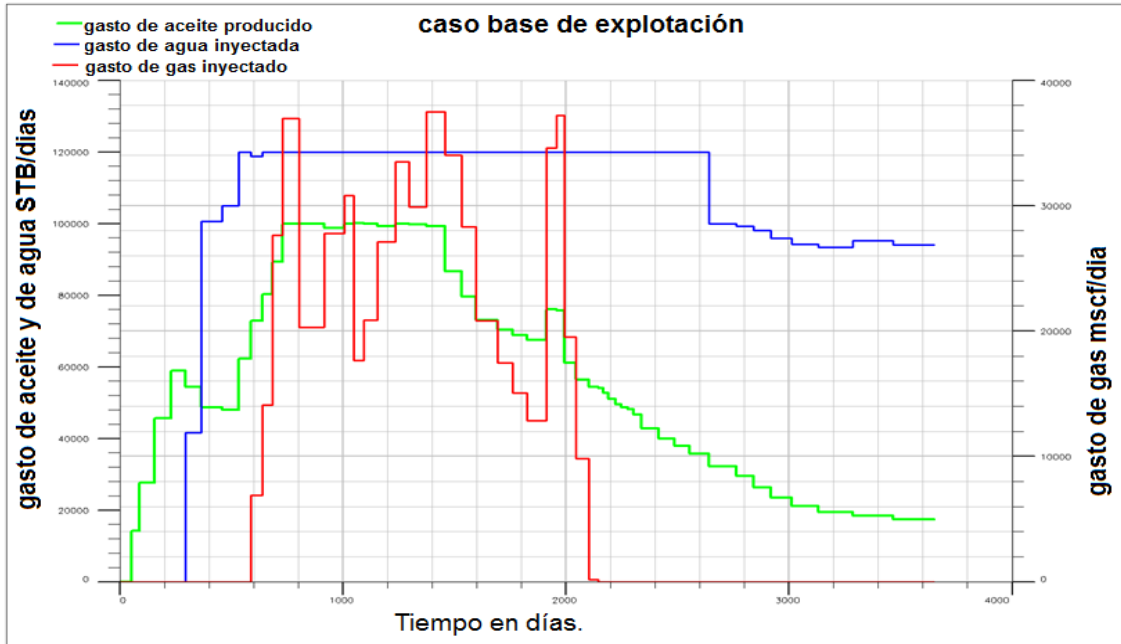


Fig.1.13 Gasto de aceite producido, gasto de agua inyectada y gasto de gas inyectado del caso base de explotación.

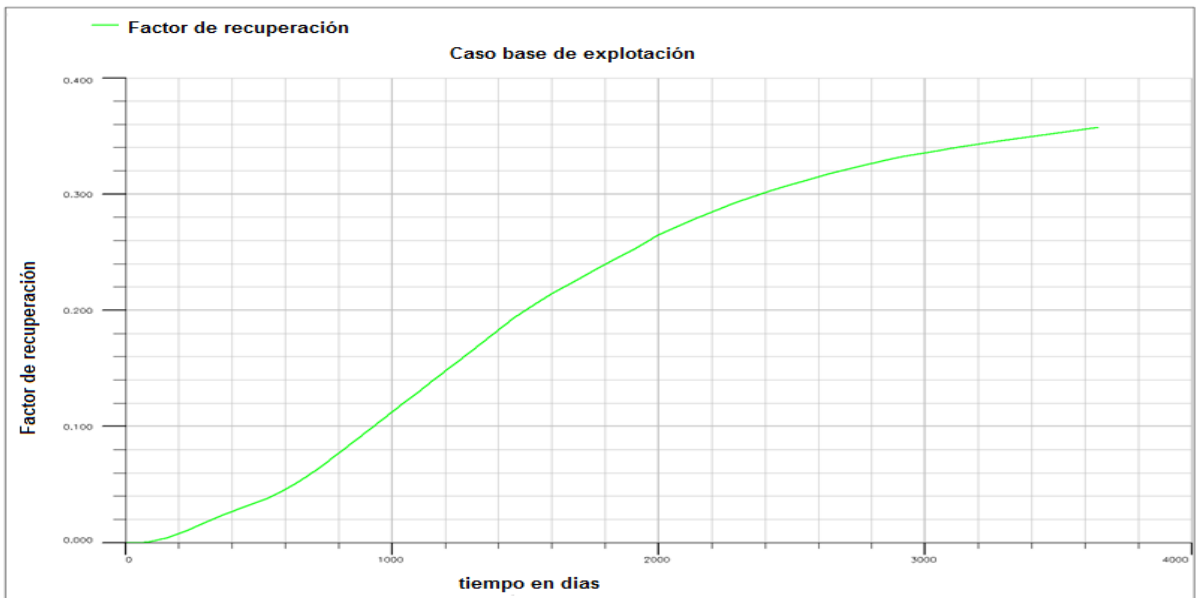


Fig. 1.14 Gráfica del comportamiento del Factor de Recuperación.

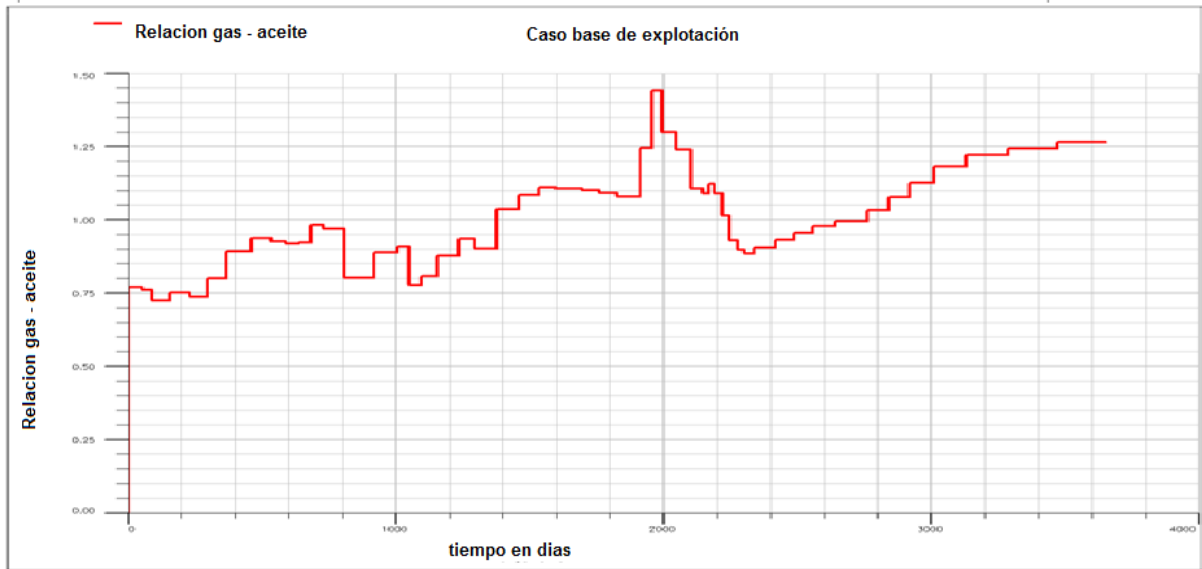


Fig.1.15 Gráfica del comportamiento de la relación gas/aceite.

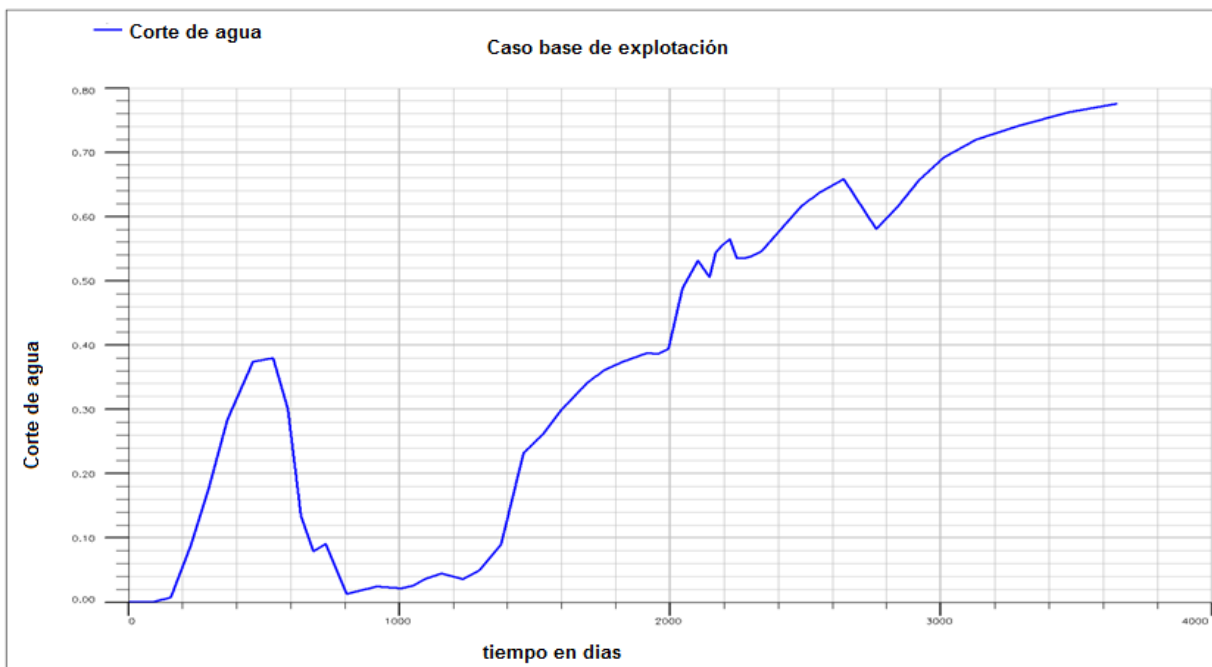


Fig. 1.16 Gráfica del corte de agua.

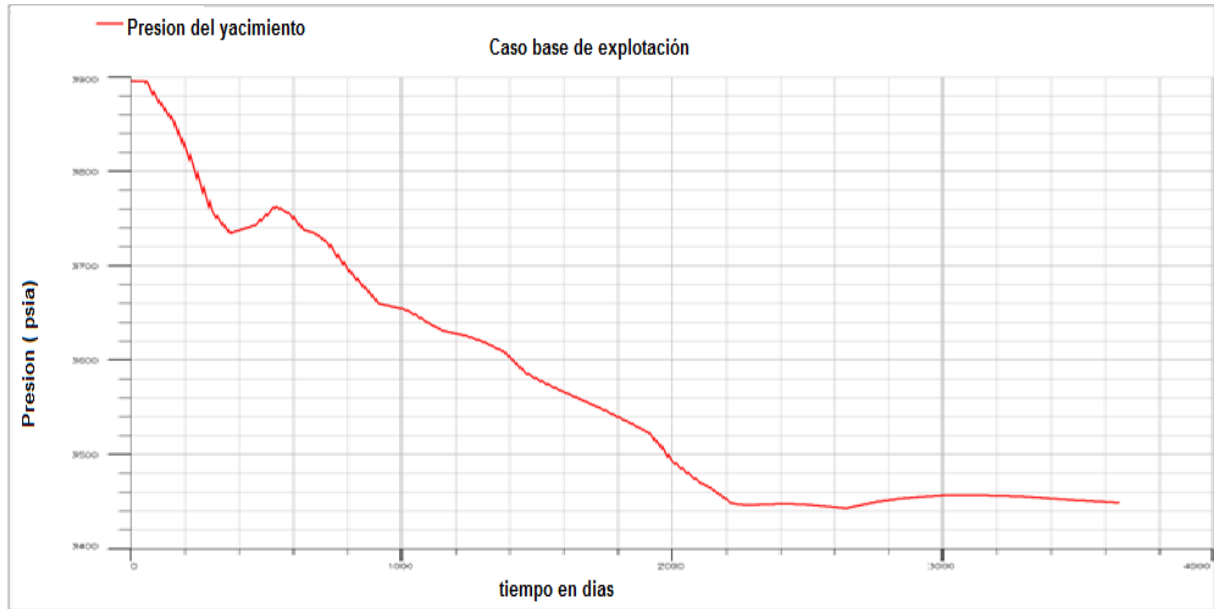


Fig. 1.17 Gráfica del comportamiento de la presión.

Capítulo 2. Mediciones de la mojabilidad.

2.1 Tensión de adhesión.

Cuando una gota de agua se coloca sobre una superficie sumergida en aceite, un ángulo de contacto se forma, el cual puede ser medido de 0 a 180°. Un típico sistema aceite/agua/sólido, se muestra en la Fig. 2.1, donde las energías superficiales en el sistema están relacionadas por la ecuación (2.1).

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (2.1)$$

donde:

σ_{ow} = energía 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 = ángulo de la línea de contacto agua/aceite/sólido.

Como se muestra en la Fig. 2.1, cuando el ángulo de contacto es menor a 90°, la superficie es preferentemente mojada por agua; y cuando es mayor a 90°, la superficie es preferentemente mojada por aceite. Para casi todos los fluidos puros, rocas limpias o superficies pulidas de cristal, σ_{os} y σ_{ws} tienen valores, de tal manera que $\theta = 0^\circ$. El ángulo θ más alejando es de 90°, el cual tiene mayor preferencia de mojabilidad de un líquido sobre otro. Si el valor exacto de θ es de 90°, ninguno de los fluidos preferentemente moja el sólido. Como se muestra en la Tabla 2.1, cuando θ está entre 0° y 60° a 75°, el sistema se define como mojado por agua. Cuando θ está entre 180° y 120° a 105°, el sistema se define como mojado por aceite.

El término $\sigma_{os} - \sigma_{ws}$ es algunas veces llamado tensión de adhesión, σ_A :

$$\sigma_A \equiv \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (2.2)$$

La tensión de adhesión es positiva cuando el sistema es mojado por agua, negativo cuando el sistema es mojado por aceite, y cerca de cero cuando el sistema tiene mojabilidad neutral¹³.

2.2 Métodos cuantitativos.

2.2.1 Ángulo de contacto.

El ángulo de contacto es el mejor método de medición de la mojabilidad cuando fluidos puros y núcleos artificiales son usados, ya que no hay posibilidad de que los surfactantes u otros componentes afecten la mojabilidad. El método es también usado para determinar si un aceite crudo puede alterar la mojabilidad y para examinar los efectos de la temperatura, presión y la química de la salmuera sobre la mojabilidad.

Los métodos que son usados generalmente en la industria petrolera son el método de la gota adherida y una modificación del método de gota adherida. En ambos métodos, para ser probados, el cristal mineral es montado en una celda de prueba compuesta completamente de materiales inertes para prevenir la contaminación. El método de gota adherida usa sólo un plano cristal mineral pulido como se muestra en la Fig. 2.1. La modificación del método de gota adherida utiliza dos planos de cristal mineral pulido que están montados paralelamente entre sí en bases ajustables como se muestra en la Fig. 2.2. Debido a que las arenas a menudo están compuestas principalmente de cuarzo o calcita, los cristales de calcita son usados para simular las superficies de la roca del yacimiento.^{14,15}

El primer paso en la medición del ángulo de contacto es la limpieza del aparato, ya que incluso un pequeño rastro de contaminantes puede afectar el ángulo de contacto. A continuación, la celda que contiene los cristales minerales es llenada con salmuera. La salmuera desoxigenada sintéticamente es usada para evitar la introducción de iones metálicos, los cuales en concentraciones de sólo unas pocas partes por millón pueden alterar la mojabilidad.

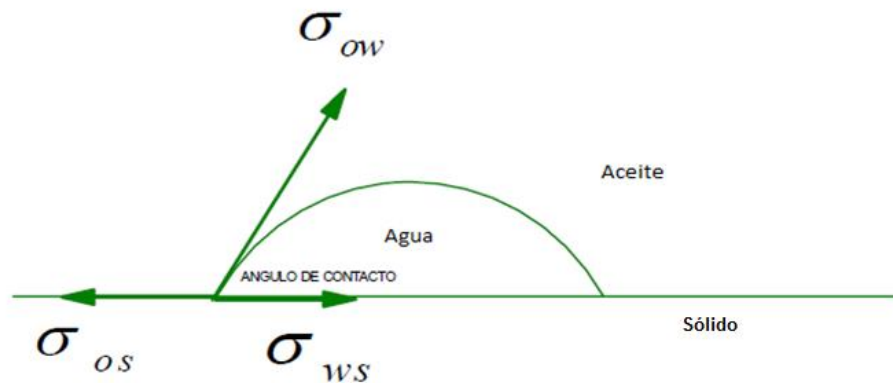


Fig. 2.1 Sistema roca/aceite/agua¹⁴.

Para la modificación del método de gota adherida, una gota de aceite es colocada entre los dos cristales para que sea contactada a lo largo de cada cristal; después la interface del aceite cristal se añeja por algunos días, y los dos cristales se desplazan paralelamente entre ellos como se muestra en la Fig. 2.2.

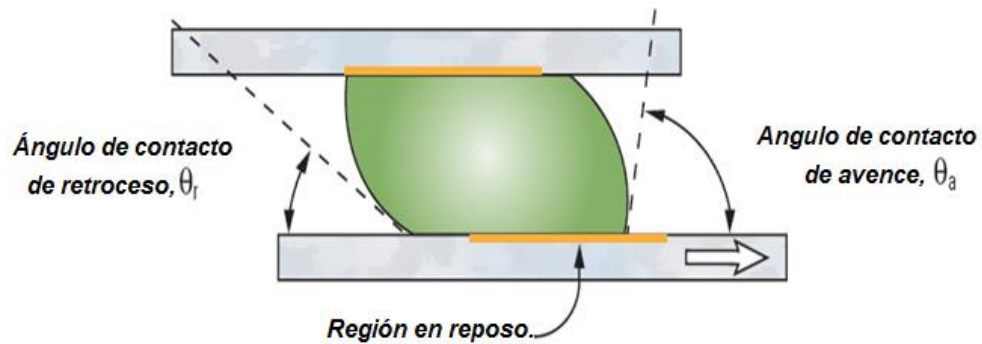


Fig. 2.2 Método de gota modificado, donde se muestra el ángulo de retroceso y el ángulo de avance¹⁴.

Un problema en las mediciones del ángulo de contacto es la histéresis, ya que por lo general durante los experimentos una gota de líquido en una superficie puede tener varios ángulos de contacto estables. El ángulo de contacto reportado en la literatura puede ser el ángulo de contacto de avance de agua y el ángulo de contacto de

retroceso de agua, debido a que estos dos ángulos son más reproductibles; el ángulo de avance de agua puede ser también considerado como ángulo de contacto de retroceso del aceite. El ángulo de avance, θ_{adv} , es medido tirando de la periferia de la gota sobre una superficie, mientras que el ángulo de contacto de retroceso, θ_{rec} , es medido por el empuje de retroceso de la gota. La diferencia $\theta_{adv} - \theta_{rec}$, es el ángulo de contacto de histéresis y puede ser mayor de 60° .

Pueden ser tres causas del porque se tiene un ángulo de histéresis: 1) rugosidad de la superficie, 2) la heterogeneidad de la superficie e 3) inmovilidad de la superficie a una escala macromolecular.

Otro problema al aplicar la medición del ángulo de contacto a rocas de yacimiento es que el ángulo de contacto no puede tomar en cuenta la heterogeneidad de la superficie de la roca. Los ángulos de contacto son medidos sobre un cristal mineral pulido, mientras que un núcleo contiene muchos constituyentes diferentes. Como se discutió previamente, los surfactantes en el aceite crudo pueden afectar la mojabilidad de las arenas y las arcillas de diversas formas, causando una mojabilidad heterogénea¹⁶.

2.2.2 Método de Amott.

El método de Amott combina la imbibición y el desplazamiento forzado para medir la mojabilidad promedio en un núcleo. Núcleos del yacimiento y fluidos pueden ser utilizados en la prueba. El método de Amott está basado en el hecho de que un fluido mojante generalmente embeberá espontáneamente en el núcleo, desplazando al fluido no mojante.

La medición de mojabilidad con el método de Amott consiste en los siguientes cinco pasos:

1. Saturar la muestra 100% con agua.
2. Embeber el núcleo en aceite y medir el agua desplazada por la imbibición espontanea (libre) del aceite después de 20 horas.
3. Centrifugar el núcleo en aceite hasta que la S_{wi} es alcanzada y medir la cantidad total de agua desplazada, incluyendo el volumen desplazado por la imbibición espontánea.
4. Embeber el núcleo en salmuera y medir el volumen de aceite desplazado espontáneamente por la imbibición del agua después de 20 horas.
5. Centrifugar el núcleo en agua hasta alcanzar la S_{or} y medir la cantidad total de aceite desplazado.

El resultado de la prueba se expresa por la ecuación (2.3). El índice de desplazamiento por el aceite es la relación del volumen del agua desplazada por la imbibición espontanea del aceite, V_{wsp} , entre el total de agua desplazada por la imbibición del aceite y el desplazamiento centrifugo V_{wt} .

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (2.3)$$

En la ecuación (2.4), el índice de desplazamiento por agua, es la relación del volumen de aceite desplazado por la imbibición espontanea del agua, V_{osp} , entre el volumen total del aceite desplazado por imbibición de agua y el desplazamiento centrifugo V_{ot} .

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad (2.4)$$

La tabla 2.1 muestra núcleos mojados por agua que son caracterizados por tener un índice de desplazamiento por agua positivo, y un valor de cero para el índice de desplazamiento por aceite. El índice de desplazamiento por agua se aproxima a 1, ya

que la mojabilidad del agua incrementa. Similarmente los núcleos mojados por aceite tienen un índice de desplazamiento por aceite positivo y un índice de desplazamiento por agua igual a cero. Ambas relaciones son cero para núcleos neutralmente mojados.

TABLA 2.1 Relación de la aproximación entre la mojabilidad, ángulo de contacto y los índices de mojabilidad de USBM y Amott.			
ángulo de contacto	Mojado por agua	Neutralmente mojado	Mojado por aceite
Mínimo	0°	60 ° a 75 °	105° a 120 °
Máximo	60° a 75°	105° a 120 °	180°
Índice de mojabilidad USBM	W cerca de 1	W cerca de 0	W cerca de -1
Índice de mojabilidad Amott			
Índice de Desplazamiento por agua	Positivo	Cero	Cero
Índice de Desplazamiento por aceite	Cero	Cero	Positivo
Índice de mojabilidad Amott – Harvey	0.3 ≤ / ≤ 1.0	- 0.3 < / < 0.3	-1.0 ≤ / ≤ -0.3

Algunas investigaciones usaron una modificación de la prueba de mojabilidad de Amott, llamada Amott- Harvey, índice de desplazamiento relativo. Este procedimiento tiene un paso adicional en la preparación del núcleo antes de que se corra la prueba. El núcleo primero es centrifugado bajo salmuera, y posteriormente bajo crudo para reducir la conexión con S_{wi} . Los índices de desplazamiento por agua y desplazamiento por aceite son entonces calculados por el método de Amott. El índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey es el índice del desplazamiento por agua menos el índice de desplazamiento por aceite.

$$I = \delta W - \delta O = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (2.5)$$

El principal problema con las pruebas de mojabilidad de Amott y sus modificaciones es que son insensibles al aproximarse a una mojabilidad neutral. La prueba mide la facilidad con la que el fluido mojante puede desplazar espontáneamente al fluido no mojante. Sin embargo, ningún fluido embeberá espontáneamente ni desplazara al otro fluido, cuando el ángulo de contacto varíe aproximadamente de 60° a 120°¹⁷.

2.2.3 Método USBM.

La prueba es relativamente rápida, requiriendo pocos días de prueba y de cuatro a ocho tapones. Una mayor ventaja que ésta tiene por encima de la prueba de Amott es la sensibilidad en la mojabilidad neutral. Una desventaja es que el índice de mojabilidad USBM sólo puede ser medido en muestras del tamaño de tapones, debido a que las muestras deben de girar en la centrifuga. La prueba USBM compara el trabajo necesario para que un fluido pueda desplazar otros fluidos, debido a que la energía libre favorable cambia. El trabajo requerido de un fluido mojante para desplazar a un fluido no mojante es menor que el trabajo requerido para el desplazamiento opuesto. Se ha demostrado que el requerimiento de trabajo es proporcional al área bajo la curva de la presión capilar; en otras palabras, cuando un núcleo es mojado por agua, el área bajo la curva de presión capilar de la unidad de salmuera, desplazamiento de agua por aceite, es menor que el área bajo la curva de presión capilar para el desplazamiento inverso. De hecho, si la preferencia de mojarse es lo suficientemente fuerte, una mayor cantidad de agua embeberá espontáneamente dentro del núcleo, y el área bajo la curva de salmuera será muy pequeña.

Antes de que se ejecute la prueba, los tapones son preparados por centrifugación en aceite a una alta velocidad para manejarlos a una saturación inicial de agua. Este punto es denotado por un asterisco (*) de la Fig. 2.3a hasta la Fig. 2.3c.

En el primer paso de la medición los núcleos son colocados en salmuera y centrifugados a velocidades incrementales hasta alcanzar una presión capilar de -10 psi. Este paso es conocido como el manejo de la salmuera, ya que la salmuera desplaza al aceite del núcleo. En cada incremento de la presión capilar, el promedio de la saturación del tapón es calculado del volumen del aceite expulsado. En el segundo paso, el núcleo es colocado en aceite y centrifugado. Durante este paso de manejo de aceite, el aceite desplaza a la salmuera del núcleo. Como en el primer paso, la presión

capilar y el promedio de saturación son medidas hasta que se alcanza una presión capilar de 10 psi.

En cada caso, las curvas son linealmente extrapoladas o truncadas si la última medición no es exactamente de 10 psi. Los resultados del manejo del aceite son graficados en la curva II de la Fig. 2.3a hasta la Fig. 2.3c.

El método USBM usa el índice de áreas bajo las dos curvas capilares para calcular un índice de mojabilidad como se muestra en la ecuación 2.6.

$$W = \log\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \quad (2.6)$$

Donde A_1 y A_2 son las áreas bajo las curvas del manejo del aceite y la salmuera respectivamente. Como se muestra en la tabla 2.1, cuando $w > 0$ el núcleo es mojado que agua, y cuando $w < 0$ el núcleo es mojado por aceite. Un índice de mojabilidad cercano a cero, significa que tiene mojabilidad neutral. El valor absoluto más grande de W , es la mayor preferencia de la mojabilidad.

Ejemplos de núcleos mojado por agua, mojados por aceite y con mojabilidad neutral se muestran en la Fig. 2.3a, Fig. 2.3b y Fig. 2.3c respectivamente. La Fig. 2.3a muestra el índice de mojabilidad USBM. El área bajo la curva del manejo de aceite es mucho más grande que el área bajo la curva del manejo de agua, teniendo un índice de mojabilidad de 0.79. En la Fig. 2.3b, el núcleo fue tratado con un componente organosilano, que se presta para la mojabilidad de aceite. El área bajo la curva del manejo de aceite es ahora mucho más pequeña que el área bajo la curva de manejo de agua, debido a que el aceite es el fluido mojante, produciendo un índice de mojabilidad de -0.51. En la Fig. 2.3c, el núcleo fue tratado para que tuviera una mojabilidad neutral, el núcleo es neutralmente mojado y ambas áreas son iguales, haciendo el índice de mojabilidad USBM igual a 0.

Una ventaja importante de la prueba de mojabilidad UBM sobre la prueba de Amott es el cálculo de la mojabilidad neutral. Por otra parte, la prueba USBM no puede determinar si un sistema tiene mojabilidad fraccional o mixta, mientras que la prueba de Amott es en ocasiones sensible^{18,19}.

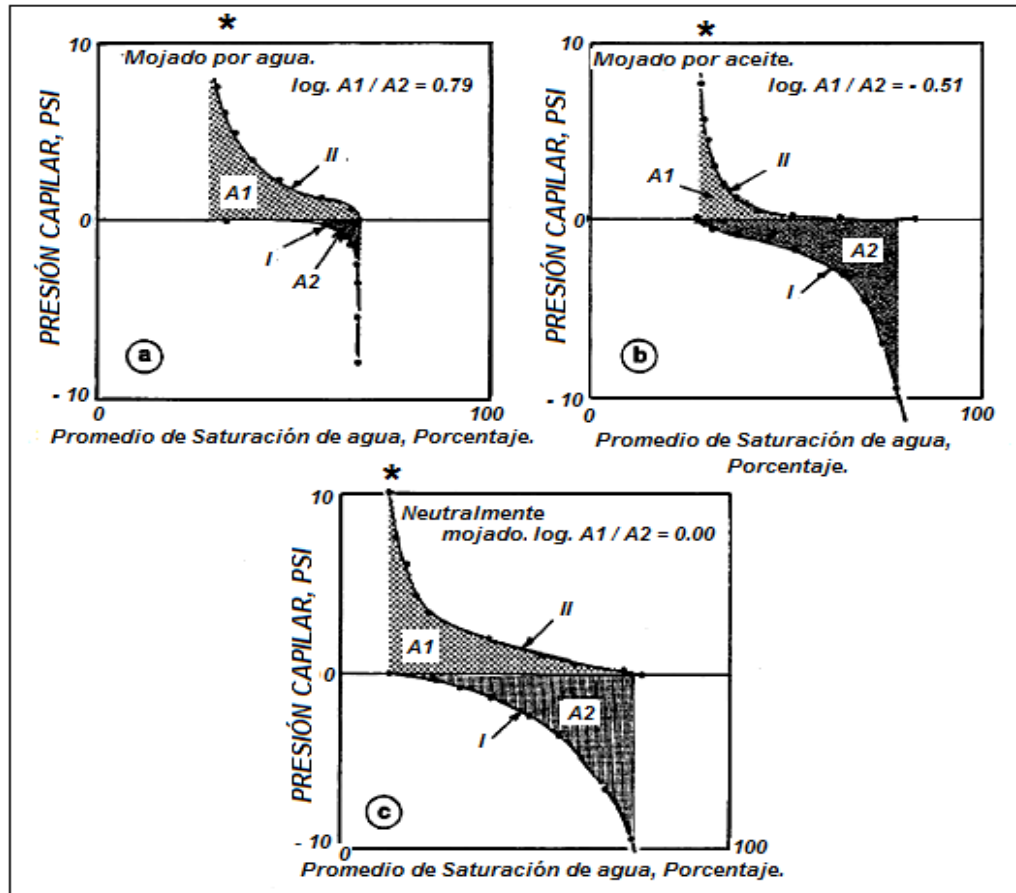


Fig. 2.3 Curvas de presión capilar que ilustran el proceso de medición USBM¹⁸.

2.2.4 Método combinado de Amott-USBM.

Recientemente se desarrolló una modificación del método USBM que permite el cálculo de ambos índices de mojabilidad tanto Amott y USBM, el procedimiento tiene 5 pasos y es mostrado en la Fig. 2.4:

- 1 Manejo inicial del aceite.
- 2 Imbibición espontanea de la salmuera.
- 3 Manejo de la salmuera.
- 4 Imbibición espontanea del aceite.
- 5 Manejo del aceite.

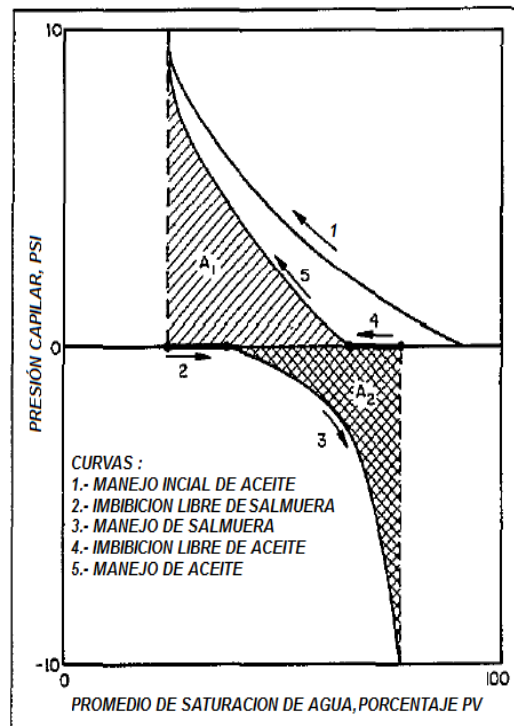


Fig. 2.4. Método combinado Amott/USBM²⁰.

Las áreas bajo las curvas de presión capilar del manejo de la salmuera y el aceite son usadas para calcular el índice de USBM, mientras que el índice Amott utiliza el volumen desplazado total y libre de los fluidos. Durante el paso inicial del manejo de aceite, curva 1, los tapones son manejados a una S_{wi} . Posteriormente son inmersos en agua y el volumen de agua que embebe con libertad es medido, ver curva 2. Durante el paso del manejo de salmuera, curva 3, el promedio de saturación del tapón es determinado de la cantidad de aceite expulsado en cada incremento de presión capilar. Estos datos son usados para calcular el área bajo la curva del manejo de la salmuera,

A2, para el método USBM. Al final del paso del manejo de la salmuera, el tapón se deja en una S_{or} . Entonces el índice de desplazamiento por agua de Amott, δ_w , es calculado por la relación de volumen de aceite desplazado por una imbibición libre de salmuera entre volumen total desplazado por imbibición libre y desplazamiento centrífugo, ver ecuación (2.4).

En el cuarto paso, curva 4, el tapón es inmerso en aceite, y el volumen de aceite que es embebido espontáneamente es medido. El paso final es la unidad de aceite, curva 5, donde la presión capilar y el promedio de saturaciones son utilizados para determinar A1 por el método USBM. La ecuación 2.6 es entonces usada para calcular el índice de mojabilidad USBM. Al final del manejo del aceite, el tapón se deja a una S_{wi} . El índice de desplazamiento por aceite de Amott, δ_o , es la relación de imbibición libre de aceite entre el total de volumen desplazado por imbibición libre y desplazamiento centrífugo, ver ecuación (2.3).

Hay dos ventajas del método combinado Amott/USBM, ver Fig. 2.5: la resolución del método USBM es mejorada por el cálculo de los cambios de saturación que ocurren a una presión capilar cero y el índice de Amott tiene mayor sensibilidad para los sistemas con mojabilidad no uniforme²⁰.

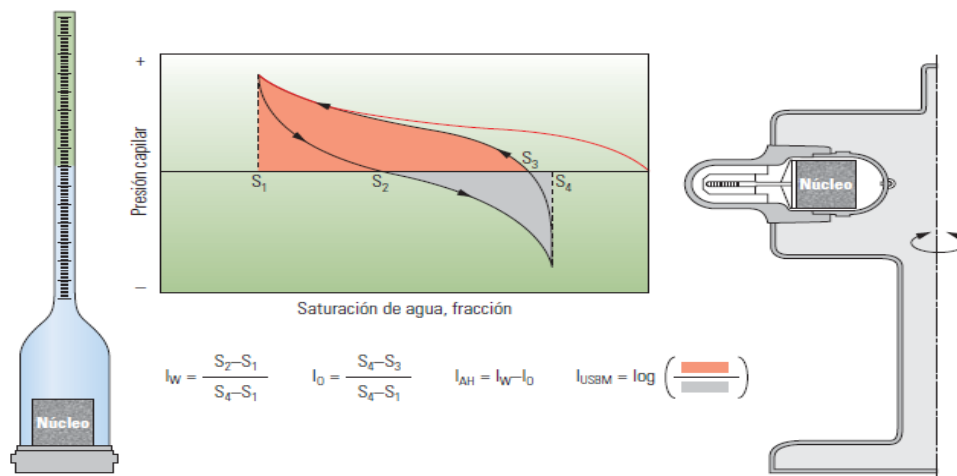


Fig. 2.5 Esquema del método combinado Amott-USBM¹⁷.

2.3 Métodos cualitativos.

2.3.1 Método de imbibición.

Dentro de los métodos cualitativos más usados se encuentra el método de imbibición, ya que proporciona una rápida pero aproximada idea de la mojabilidad, sin necesidad de algún equipo complicado.

En una prueba de imbibición, un núcleo a una S_{wi} se le inyecta salmuera dentro de un cilindro graduado, midiendo el gasto y la cantidad de aceite desplazado por la imbibición de salmuera; al tener embebidos grandes volúmenes de salmuera se dice que el núcleo es fuertemente mojado por agua, mientras que a gastos más bajos y volúmenes pequeños implicará que el núcleo es débilmente mojado por agua; si el agua no es embebida, el núcleo es mojado por aceite o tendrá mojabilidad neutral. Mientras que núcleos no mojados por agua serán manejados a S_{or} y sumergidos en aceite para medir el gasto y el volumen de agua desplazada por la imbibición del aceite, si el núcleo embebe aceite este se denomina mojado por aceite, si ni el aceite ni el agua son embebidos, el núcleo tendrá una mojabilidad neutral, finalmente algunos núcleos embeberán agua y aceite, los cuales tendrán mojabilidad fraccional o mixta.

Un problema adicional con el método de imbibición es que, en la mojabilidad los gastos de imbibición también dependen de la permeabilidad relativa, viscosidad, tensión interfacial, estructura de poro y la saturación inicial del núcleo; frecuentemente esta dependencia es reducida por la comparación del gasto de imbibición medido con un gasto de referencia cuando un núcleo es fuertemente mojado por agua.

La mojabilidad en términos de un índice relativo de imbibición se utilizó para solucionar el problema de dependencia, el cual se muestra a continuación:

$$R = \frac{\dot{m}}{\dot{m}_r} \quad (2.7)$$

donde:

R = Índice relativo de imbibición

\dot{m} =Es el gasto de imbibición inicial del núcleo justo después de ser inyectado

\dot{m}_r =Es el gasto de imbibición inicial del núcleo limpio fuertemente mojado por agua

Si el núcleo es mojado por agua, \dot{m} es el gasto inicial de imbibición del agua, si el núcleo es mojado por aceite, \dot{m} será el gasto de imbibición inicial del aceite y el índice de imbibición relativa es calculado con la ecuación (2.7)²¹.

2.3.2 Examinación microscópica.

La examinación microscópica en ocasiones es usada en laboratorios de visualización de flujo, debido a que la mojabilidad es determinada por la descripción del flujo en un sólo nivel de poro dentro de un medio poroso idealizado durante la inyección de agua, en esta descripción incluye la estructura del aceite residual y el cambio en la localización del aceite así como el agua utilizada durante la inyección.

El método para la determinación cualitativa de la mojabilidad por examinación microscópica es particularmente importante en el estudio de la inversión de mojabilidad en uno de los mecanismos propuestos para la recuperación mejorada que ocurre durante la inyección de agua alcalina. En este experimento se inyecta dentro del medio poroso un químico que genera un cambio en la mojabilidad durante la inyección de agua provocando una zona de inversión de mojabilidad propagada a través del núcleo. Un microscopio es usado para seguir el cambio de mojabilidad y determinar si ocurrirá la recuperación mejorada por este mecanismo²².

2.3.3 Método de flotación.

Este método es rápido pero tienen una desventaja, sólo es posible utilizarlo para sistemas fuertemente mojados. Es fácil observar lo que ocurre con un sistema agua,

aceite y arena colocado en una botella de vidrio. Al agitar la botella se puede apreciar lo que ocurre con los granos de arena, si el sistema es fuertemente mojado por agua, los granos de arena limpios se colocarán en el fondo de la botella, mientras que los granos de arena colocados en el aceite se agregarán y formarán grupos pequeños de granos rodeados por una capa pequeña de agua, por otro lado si el sistema es mojado por aceite, algunos granos pueden estar suspendidos en la interfase aceite/agua y los granos de arena mojados por aceite en el agua se agruparán formando glóbulos pequeños de aceite cubiertos con arena. Este método es recomendado por API siendo utilizado para determinar los efectos del surfactante en la mojabilidad²³.

2.3.4 Método de portaobjetos.

Otra técnica cualitativa de la medición de la mojabilidad es el método de portaobjetos que asume que la superficie del vidrio representará la roca del yacimiento. Para esta prueba, un portaobjetos de microscopio, limpio y seco es suspendido en una capa de aceite crudo, flotando en agua en un contenedor transparente y añejado. Si el portaobjetos es mojado por agua, el agua rápidamente desplazará el aceite del portaobjetos. Por otra parte si el portaobjetos es mojado por aceite, se forma una pequeña capa estable de aceite y el aceite será desplazado lentamente²⁴.

2.3.5 Método de permeabilidad relativa.

El método es basado en las reglas generales dadas por Craig para diferenciar entre núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite. Las reglas dadas por Craig son las siguientes:

- 1) La saturación de agua congénita es usualmente mayor de 20 a 25% V_p en una roca mojada por agua, pero menor de 10% V_p en una roca mojada por aceite.

- 2) La saturación de agua en la cual las permeabilidades relativas del aceite y el agua son iguales es generalmente mayor a 50% para núcleos mojados por agua y menos de 50% para núcleo mojados por aceite.
- 3) Las permeabilidades relativas al agua en una inyección es generalmente menor del 30% en rocas mojadas por agua, pero de 50 a 100% en rocas mojadas por aceite.

Estas permeabilidades relativas se basan en la permeabilidad del aceite a una S_{wi} , tomando en cuenta las reglas de Craig de curvas de permeabilidad relativa en núcleos mojados fuertemente por agua y fuertemente mojados por aceite. Curvas de permeabilidad relativa se muestran en la Fig. 2.6. Donde la curva de la izquierda pertenece a un sistema mojado por agua mientras que la de la derecha pertenece a un sistema mojado por aceite^{25,26}.

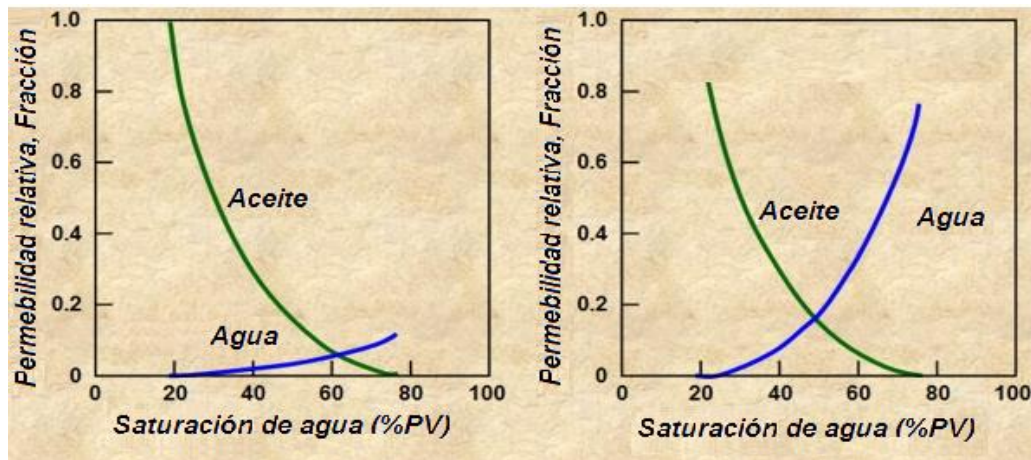


Fig. 2.6 Curvas de permeabilidad relativas¹³.

2.3.6 Método de Capilarimetría.

En el método capilarimétrico, la parte superior del tubo es conectada a una columna llena con aceite, mientras que en el fondo está conectado a una columna

llenada con agua como se muestra en la Fig. 2.7. La parte superior de la columna de agua puede aumentar o disminuir de forma relativa a la columna de aceite, cambiando la altura hidrostática. Debido a que la altura hidrostática cambia, la interfase agua/aceite aumentará o disminuirá en el tubo hasta balancear la fuerza capilar y las fuerzas gravitacionales.

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = g(\rho_o h_o - \rho_w h_w) \quad (2.8)$$

donde:

r = radio del tubo capilar.

ρ_o = densidad del aceite.

ρ_w = densidad del agua.

h_o = altura de la columna de aceite arriba de la interface aceite/agua.

h_w = altura de la columna de agua arriba de la interfase aceite/agua.

La ecuación (2.8) puede ser reordenada para calcular el producto de $\sigma \cos \theta$, el cual se conoce como energía de desplazamiento:

$$E_D = \sigma \cos \theta = x = \frac{rg}{2}(\rho_o h_o - \rho_w h_w) \quad (2.9)$$

Tomando en cuenta la ecuación anterior podemos decir que el desplazamiento de energía es positivo si el agua moja al vidrio y negativa si el aceite lo moja.

El método capilarimétrico asume que el vidrio representa la roca del yacimiento, además, generalmente es cualitativo, porque este método mide el producto $\sigma \cos \theta$ ²⁷.

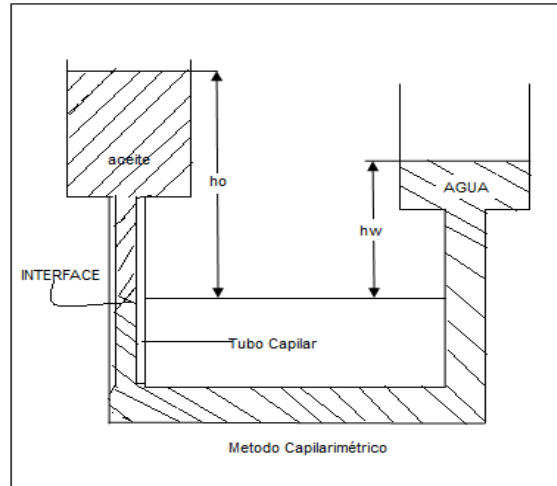


Fig. 2.7 Diagrama que representa el método capilarimétrico.²⁷

2.3.7 Método de desplazamiento de presión capilar.

El método de desplazamiento de presión capilar usa el principio de desplazamiento de presión capilar para calcular un ángulo de contacto aparente. Este método en la actualidad se utiliza muy poco debido a que la geometría de poro causa que el ángulo de contacto calculado difiera bastante del ángulo de contacto medido en una placa plana.

El desplazamiento de presión capilar se puede definir como la presión capilar a la cual el fluido no mojante entrará a un núcleo inicialmente saturado al 100% con el fluido mojante. Se puede calcular un ángulo de contacto aparente desde el inicio de la presión capilar mediante el modelado del tubo capilar cilíndrico recto cuya ecuación es:

$$P_T = \frac{2\sigma \cos \theta_a}{r_{\max}} \quad (2.10)$$

donde:

P_T = es el desplazamiento de presión capilar.

σ = es la tensión interfacial.

θ_a = es el ángulo de contacto aparente.

r_{max} = es el radio del poro a través del cual el fluido no mojante comienza a entrar al núcleo.

La presión capilar necesaria para inyectar fluidos no mojantes se reduce cuando el radio de poro se incrementa, por lo tanto r_{max} se definirá como un promedio de los radios de los poros más grandes en el núcleo. Una limitación de este método es que la mojabilidad es examinada únicamente en los poros grandes. Además la ecuación 2.10 tienen dos incógnitas, θ_a y r_{max} , donde la única forma de resolverlas para el ángulo de contacto aparente es hacer supuestos adicionales. Usualmente se asume que algún fluido mojara completamente el núcleo, por lo tanto $\cos \theta = 1$ y r_{max} puede ser calculado, esto permite que el ángulo de contacto pueda ser calculado para otros fluidos²⁸.

2.3.8 Registros de Yacimientos.

Este método se basa en el factor de resistividad eléctrica, el cual en una roca mojada por aceite es mayor que una roca mojada por agua. En este método se inyecta salmuera a la formación y se corren los registros de resistividad, posteriormente a la formación se le inyecta la misma salmuera conteniendo un agente mojante inverso, el cual cambiará una formación mojada por agua a una formación mojada por aceite; si la formación ya es mojada por aceite, el agente mojante inverso no alterará la mojabilidad.

Después de obtener los registros, la mojabilidad de la formación puede ser determinada por la comparación de las dos resistividades medidas. Si la formación fue originalmente mojado por agua, el cambio a mojado por aceite incrementará la resistividad. Si la formación fue mojada por aceite, no se observaran cambios en la resistividad²⁹.

2.3.9 Relajación nuclear magnética.

Se propuso el método de relajación nuclear magnética para la determinación de la mojabilidad fraccional en un núcleo. El método usa un tiempo de relajación nuclear magnético termal para los protones de agua (hidrógeno) en el medio poroso. Para medir el tiempo de relajación, la muestra es expuesta a un campo magnético fuerte, el cual hace que los átomos de hidrogeno del núcleo se ordenen con el campo, posteriormente el núcleo es expuesto a un campo más débil.

El tiempo de relajación, es el tiempo que se toma para ajustar los núcleos de hidrogeno al nuevo campo, el cual es posible medir. Hay dos tiempos de relajación: la relajación del componente paralelo al campo llamado relajación termal y la relajación del componente perpendicular al campo llamado relajación transversal. El tiempo de relajación termal es el tiempo usado para medir la mojabilidad fraccional.

El uso del tiempo de relajación magnética para medir la mojabilidad está basado en la observación de que la superficie del medio poroso pueda significativamente reducir el tiempo de relajación medido, ya que cuando un protón está cerca de la superficie, éste puede ser temporalmente unido a la superficie y por la tanto la mojabilidad de la superficie puede influir en el tiempo de relajación.

Una superficie mojada por aceite causa una reducción más pequeña en la relajación del tiempo que en una superficie mojada por agua³⁰.

2.3.10 Método de adsorción de tinta.

La técnica está basada en la observación, si la roca está cubierta con agua, ésta adsorberá una gran cantidad de azul de metileno y si es cubierta con aceite no ocurrirá lo mismo. La adsorción de tinta en la prueba del núcleo es medida a una S_{or} , donde

esencialmente toda la fase mojante es continua, permitiendo que la tinta sea adsorbida por el agua que cubre la roca y en las superficies mojadas por agua.

Para tener una referencia de la medición de la adsorción de tinta, se utiliza un tapón de núcleo que es limpiado para ser totalmente mojado por agua. El núcleo limpio de referencia es saturado con salmuera para que toda la superficie de la roca este cubierta por agua. Entonces la mojabilidad fraccional se establece por la división de la adsorción de tinta en el núcleo de prueba entre el núcleo de referencia que está mojado al 100% de agua.

La prueba de adsorción de tinta mide la fracción de la superficie total del núcleo que está en contacto con el agua inyectada. Debido a esto, el aceite y el agua pueden estar presentes en el núcleo cuando la adsorción de tinta es medida. Sin embargo se sabe que las arcillas afectarán fuertemente la adsorción de tinta en los núcleos de yacimiento debido a las áreas de superficie y la capacidad de adsorción de las arcillas³¹.

2.3.11 Medición en mojabilidad mixta.

En la actualidad no se tiene una prueba de mojabilidad que determine con certeza si un núcleo tiene mojabilidad mixta. En un núcleo con mojabilidad mixta el aceite que moja la roca pasa por canales continuos a través de los poros grandes, mientras que los poros pequeños permanecen mojados por agua. La mojabilidad mixta puede ocurrir en una roca si el crudo forma una capa gruesa de aceite en la superficie y sólo en estos lugares es donde se tendrá contacto directo.

Dos tipos de mediciones podrían ayudar a determinar si un núcleo tiene mojabilidad mixta. Primero con las mediciones de la imbibición y el comportamiento de la presión capilar en el yacimiento y el segundo indicador de la mojabilidad mixta es una comparación de las mediciones de presión capilar que se realizan cuando el aceite

desplaza a la salmuera en tapones en estado nativo contra las mediciones en los mismos tapones después de ser limpiados y saturados con agua³².

Capítulo 3. Efecto de la mojabilidad sobre las propiedades eléctricas del medio poroso.

3.1 Introducción al exponente de saturación.

Los efectos de la mojabilidad sobre, n , el exponente de saturación de Archie y el factor de formación son determinados experimentalmente con núcleos. El exponente de saturación tiene típicamente un valor de 2 en formaciones mojadas por agua y núcleos limpios, mientras que los núcleos en estado nativo que por lo general no son mojados por agua tienen valores mayores a 2. En núcleos mojados uniformemente por aceite con baja saturación de salmuera, el exponente de saturación puede alcanzar valores de 10 o más. El exponente de saturación es mayor en núcleos mojados por aceite con baja saturación de salmuera, ya que una porción de la salmuera es atrapada o aislada y ésta es incapaz de contribuir en la conductividad eléctrica³³.

3.2 Resistencia y resistividad eléctrica.

La resistividad y resistencia son conceptos totalmente diferentes, la resistividad es una propiedad específica del medio y la resistencia, la cual depende de la geometría del cuerpo, es la medida de la oposición al paso de corriente eléctrica. Para aclarar lo anterior, se presenta el siguiente esquema Fig. 3.1.

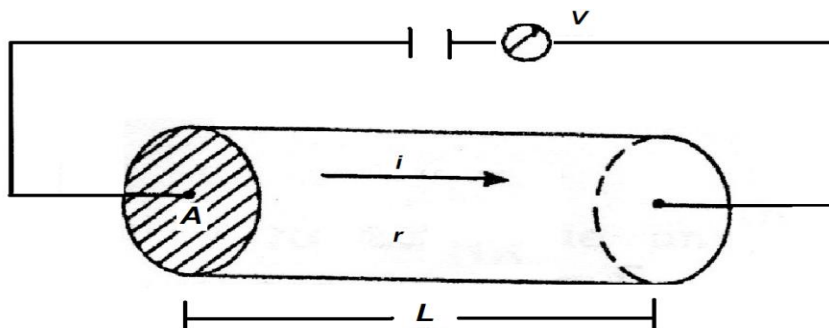


Fig.3.1 Esquema idealizado de cómo se mide la resistividad³⁴.

Considérese el cilindro de arriba con sección transversal A y longitud L al que se le aplica una corriente eléctrica por los extremos, donde la resistencia r se define como:

$$r = \frac{\Delta v}{I} = \frac{\int_0^L E \cdot dr}{I} \quad (3.1)$$

se puede obtener que

$$I = \int J \cdot ds \quad (3.2)$$

integrando y despejando J, se tiene que

$$J = \frac{I}{A} \quad (3.3)$$

sustituyendo la ecuación anterior en $J = C\bar{E}$ se tiene:

$$E = RJ \quad (3.4)$$

esta ecuación implica que \bar{E} es constante, y al sustituirla en la integral inicial se tiene que:

$$r = R \frac{L}{A} \quad (3.5)$$

Donde r es la resistencia, R la resistividad, L longitud y A el área. Lo que confirma que la resistencia depende de la geometría del cuerpo³.

3.2.1 Resistencia eléctrica en el medio poroso.

La mojabilidad y la historia de saturación son factores importantes en la determinación de la resistencia eléctrica de un medio poroso, ya que controlan la localización y distribución de fluidos. La resistencia eléctrica de un núcleo está determinada por las longitudes y las áreas transversales de los caminos conductores a través de la salmuera. Una gran resistencia es causada por pequeñas áreas de sección transversal y largas trayectorias de los conductos.

En primer lugar, se considera 100% de salmuera, la cual satura al núcleo. La resistividad del núcleo es mucho mayor que la resistividad de un volumen equivalente de salmuera porque la roca no conductora reduce el área en sección transversal a través del cual la corriente puede fluir. La resistividad del núcleo se incrementa aún más por cualquier saturación de hidrocarburos en el núcleo, debido a que los hidrocarburos no son conductores. El aumento dependerá de la saturación, mojabilidad, la historia de saturación, los factores que controlan la localización, la distribución del aceite y el agua en la roca.

En una roca mojada por agua, la salmuera ocupa los poros pequeños y forma una película continua sobre las superficies de las rocas. En una roca mojada por aceite, la salmuera se encuentra en los centros de los poros más grandes. Esta diferencia en la distribución de la salmuera causada por la mojabilidad se vuelve muy importante, ya que la saturación de salmuera cambia. En general, casi la totalidad de la salmuera en la roca mojada por agua sigue siendo continua, por lo que la resistencia aumenta debido a la disminución en el área de sección transversal. En una roca mojada por aceite, una porción de la salmuera pierde la continuidad eléctrica, ya que la saturación se reduce, por lo que la resistencia eléctrica aumentará a un ritmo más rápido³³.

3.3 Ecuación de Archie.

La ecuación de saturación de Archie determinada empíricamente se muestra a continuación:

$$S_w^{-n} = \frac{R_t}{R_o} \equiv I_R \quad (3.6)$$

donde:

S_w = Saturación de la salmuera en el medio poroso.

R_t = Resistividad del medio poroso con saturación de agua menor al 100%.

R_o = Resistividad de la formación saturada con salmuera al 100%.

La ecuación de saturación de Archie hace tres suposiciones implícitas las cuales se presentan a continuación:

1. La relación saturación/resistividad es única, por lo tanto solamente una resistividad será medida en un tiempo y a una saturación dada.
2. El exponente de saturación es constante para un medio poroso dado.
3. Toda la salmuera contribuye al flujo de la corriente eléctrica.

La relación de las dos resistividades es llamada índice de resistividad, I_R . El exponente de saturación es un parámetro empírico adimensional, el cual es determinado experimentalmente con tapones de núcleos. El valor del exponente de saturación depende de la formación, pero usualmente tiene un valor aproximadamente de 2 para formaciones mojadas por agua y núcleos limpios³³.

3.4 Resistividad en núcleos mojados por agua y mojados por aceite.

Los efectos de la mojabilidad sobre el exponente de saturación llegaron a ser importantes, debido a que la saturación de la salmuera decrece en un sistema mojado por aceite, por lo que hay más desconexión y aislamiento de lóbulos de salmuera. La salmuera es rodeada por aceite, el cual actúa como un aislante y causa que la salmuera no pueda conducir un flujo de corriente.

En un sistema mojado por agua a una saturación de salmuera mayor a la normal, la salmuera es localizada en los poros pequeños y como una delgada capa sobre la superficie de la roca, mientras que el aceite es localizado en el centro de los poros más grandes. Toda la salmuera es continua y puede conducir corriente. Cuando la saturación de agua es reducida a una S_{wi} , esencialmente toda la salmuera en un sistema mojado por agua permanece continua y conductiva, permitiendo que el exponente de saturación permanezca aproximadamente en 2. Esto implica que mucho del incremento de la resistividad sea causado por el decremento en el área de sección transversal disponible para la conducción y no por incremento en la longitud del camino o salmuera atrapada.

En un sistema uniforme mojado por aceite, el aceite es localizado en los poros pequeños y sobre las superficies de la roca, mientras que la salmuera es localizada en los poros más grandes. En una alta saturación de salmuera, la salmuera es continua, como en un sistema mojado por agua, aunque su localización es diferente. Para esta situación, la relación de Archie resistividad/saturación se comporta como el caso mojado por agua, con el exponente de saturación aproximadamente igual a 2, sin embargo, como la saturación de salmuera decrece, una porción de la salmuera no muy grande contribuye al flujo de corriente. En algunos experimentos, el exponente de saturación incrementa tan pronto como la saturación de la salmuera decrece, mientras en otros, la saturación de salmuera puede ser reducida alrededor de 35% antes de que

incremente el exponente de saturación. En una muy baja saturación de agua (<35%), grandes valores del exponente de saturación ($n \geq 10$) pueden alcanzarse.

Dos factores pueden causar que se incremente la resistividad más rápidamente y en consecuencia el exponente de saturación: primero, el entrampamiento de una porción de salmuera por aceite y segundo, la formación de dedos de salmuera. Como se indicó previamente, estos factores decrecen el área de sección transversal e incrementa la longitud de los caminos conductores y con esto incrementa la resistividad eléctrica. Esta salmuera aislada es rodeada por aceite no conductor y no puede contribuir al flujo de corriente eléctrica. Debido a que la saturación de la salmuera es reducida, la resistividad eléctrica será también incrementada, ya que algo de la salmuera será localizada en dedos o estructuras detríticas. Estos dedos están compuesto de salmuera que están conectados con la salmuera continua en solamente una localización. La salmuera no puede conducir electricidad debido a que la interface aceite/agua permanece en la garganta de poro, entonces la longitud de los caminos conductores es incrementada³⁵.

3.5. Efecto de la mojabilidad sobre la resistividad.

3.5.1 Resistividad en sistemas uniformemente mojados.

En el estudio de los efectos de la mojabilidad sobre la resistividad usando núcleos sinterizados de politetrafluoroetileno y núcleos naturales, se encontró que el exponente de saturación puede tener valores muy altos, mientras el fluido conductivo sea la fase no mojante; y cuando es la fase mojante, el exponente de saturación tendrá un valor de 2 en el mismo núcleo.

Se usó aire/salmuera o aceite/salmuera como los dos fluidos en un núcleo de teflón. La salmuera fue entonces la fase conductora no mojante, comportándose de manera similar a la salmuera en núcleo mojado por agua. Una examinación de los datos muestra que pasa típicamente en un sistema mojado por aceite mientras la

saturación de la salmuera decrece. Por encima de una cierta saturación de la fase conductiva, el exponente de saturación es constante y se aproxima a 2. Por debajo de esta saturación el exponente comienza a incrementar rápidamente.

Para una examinación micro visual se encontraron que porciones de salmuera en el núcleo de teflón comenzaron a ser desconectadas cuando la saturación de la salmuera bajó aproximadamente a 35%. Esta salmuera desconectada no tuvo conductividad eléctrica debido a que fue completamente rodeada por el aire o aceite.

La resistividad aumentó más rápidamente, ya que la saturación de la salmuera decreció por debajo del 35%. La Tabla 3.1 muestra que el exponente de saturación comienza a incrementarse hasta 9, ya que la saturación de la salmuera estuvo por debajo del 40%. Por lo tanto, se concluyó que la ecuación de saturación de Archie no es válida a una baja saturación de agua en una roca mojada por aceite. También se señaló que una relación valida de resistividad/saturación podría ser determinada empíricamente sí la mojabilidad del yacimiento fuera preservada con un núcleo en estado nativo y los fluidos del yacimiento fueran usados para las mediciones^{35,36}.

Tabla 3.1 Exponente de saturación como una función de la saturación para una fase no mojante.			
Solución de aire / NaCl		Solución de aceite / NaCl	
Saturación de salmuera (% PV)	n	Saturación de salmuera (% PV)	n
66.2	1.97	64.1	2.35
65.1	1.98	63.1	2.31
63.2	1.92	60.2	2.46
59.3	2.01	55.3	2.37
51.4	1.93	50.7	2.51
43.6	1.99	44.2	2.46
39.5	2.11	40.5	2.61
33.9	4.06	36.8	2.81
30.1	7.5	34.3	4
28.4	8.9	33.9	7.15
		31	9

3.5.2 Resistividad en núcleos de yacimientos.

El exponente de saturación es mayor a 2 en un núcleo en estado nativo mojado por aceite, este generalmente no alcanzará valores tan altos como los sistemas

uniformemente mojados, debido a las variaciones en la composición mineral, ya que muchos núcleos del yacimiento probablemente tendrán mojabilidad fraccional, haciendo una porción de su superficie mojada por agua.

Aparte de las mediciones en núcleos de teflón uniformemente mojados, también se midió la resistividad de núcleos de yacimiento en estado nativo que se sabe que eran mojados por aceite y que tenían una saturación intersticial de agua del 10%. La resistividad también fue alta al medirla, sabiendo que la mayoría de la salmuera fue desconectada. A los núcleos se les inyectó agua y después se les inyectó aceite hasta que un 30% de la saturación de la salmuera quedara, y se midieron los valores del exponente de saturación, éstos variaron de 2 a 3.5, demostrando que en núcleos mojados por aceite a cierta saturación se comporta como mojado por agua pero al reducir el porcentaje del agua se incrementa el exponente de saturación rápidamente³⁵.

3.5.2.1 Efectos del limpiado del núcleo sobre la resistividad.

El exponente de saturación fue medido en un núcleo en estado nativo en lugar de un núcleo limpio. El exponente primero se determinó indirectamente con base a los registros y la saturación de agua del núcleo, el promedio del exponente de saturación fue de 2.6. El exponente de saturación fue entonces medido directamente en núcleos en estado nativo, y se obtuvo un valor promedio de 2.8. En contraste, las mediciones en estos tapones limpios tuvieron un valor promedio de únicamente 1.8.

También se examinaron los efectos del limpiado en el exponente de saturación en las arenas terciaras de Bradford, conocidas por estar mojadas por aceite. Seis pares de tapones fueron cortados y uno de cada par fue tratado con tolueno, haciéndolos más mojados por agua. Los núcleos restantes no fueron tratados y se dejaron mojados por aceite. Los cambios en el exponente de saturación de Archie son mostrados en la Tabla 3.2. En cada caso el tratamiento significativamente decrece el exponente de saturación de Archie.

Número de Núcleo	Sin Tratamiento	Con Tratamiento
1	2.37	2.03
2	2.68	2.29
3	2.48	2.07
4	2.71	1.91
5	2.82	2.44
6	2.21	1.91

La Fig. 3.2 es un gráfico del índice de resistividad contra la saturación de salmuera para una par de núcleos. El exponente de saturación es la pendiente de las líneas, donde se puede observar que el exponente es mayor para un núcleo sin tratamiento y además parece ser constante.

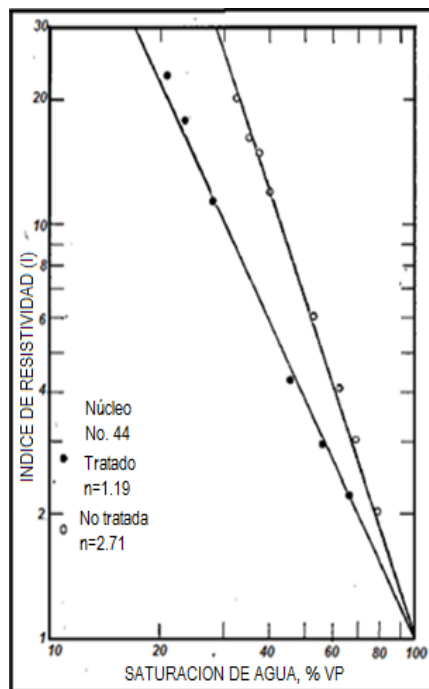


Fig. 3.2 Efectos del limpiado en el exponente de saturación de Archie³⁸.

La diferencia entre el exponente de saturación para núcleos en estado nativo contra núcleos limpios, muestran que el exponente de saturación debe ser medido en

un núcleo en estado nativo o estado restaurado, ya que existe una variación notable en la medición, la cual si no se toma en cuenta puede acarrear grandes errores al tratar de identificar el tipo de mojabilidad^{36,37,38}.

3.5.3 Resistividad en sistemas con mojabilidad heterogénea.

3.5.3.1 Resistividad en sistemas con mojabilidad fraccional.

Los investigadores que han examinado los efectos de la mojabilidad fraccional son Schmid, Morgan y Pirson³⁵, los cuales hicieron paquetes de perlas fraccionalmente mojadas por medio del tratamiento de una porción de perlas con ayuda de una solución de organoclorosilano para hacerlos medianamente mojados por aceite. El resto de las perlas no fueron tratadas y por lo tanto eran mojadas por agua. Con una variación en la proporción de perlas mojadas por aceite y mojadas por agua, las mediciones de la resistividad se pudieron hacer ya que la proporción de la superficie mojada por aceite varió de 0 a 100%. Comenzando con salmuera al 100%, la saturación se estuvo reduciendo gradualmente cuando el aceite estuvo fluyendo a través del paquete, y se midió la resistividad. El exponente de saturación fue encontrado para cada paquete por el graficado de la resistividad vs la saturación. Los valores del exponente de saturación se muestran en la Fig. 3.3 con un rango de 2.5 cuando todas las perlas estaban mojadas por agua a 25 cuando todas las perlas estaban mojadas por aceite. Estos valores altos del exponente de saturación posiblemente ocurrieron debido a la superficie lisa y a la homogeneidad natural de los paquetes de las esferas.

También se midió el exponente de saturación en paquetes de arena mojados fraccionalmente con una porción de granos de arena mojada por agua y el resto tratados para ser mojados por aceite. El exponente de saturación para paquetes 100% mojados por agua fue cerca de 1.8. El índice de resistividad incremento a una menor tasa en estos paquetes mojados por agua cuando la saturación de agua fue menor de 25% V_p . Como se esperaba, el índice de resistividad a cualquier saturación de agua dada fue mayor para paquetes mojados por aceite al 100%, con un valor alrededor de

2.4. El índice de resistividad incremento rápidamente cuando la saturación de agua decreció por debajo de 20 % V_p .³⁹.

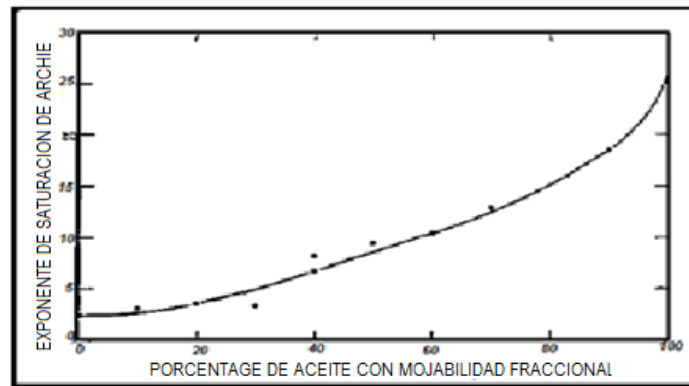


Fig. 3.3- Exponente de saturación de Archie vs la fracción de la superficie mojada por aceite³⁹.

3.5.3.2 Resistividad en mojabilidad mixta.

Un sistema con mojabilidad mixta se puede generar de la siguiente manera: cuando el aceite inicial invadió un yacimiento originalmente mojado por agua, éste desplazó el agua de los poros grandes mientras que los poros pequeños permanecieron llenos de agua debido a las fuerzas capilares. Una condición de la mojabilidad mixta ocurre si el aceite deposita una capa de materia orgánica mojada por aceite en aquellas superficies de roca que estuvieron en contacto directo con el aceite, no en las superficies cubiertas de salmuera.

Debido a que los poros pequeños son mojados por agua, el comportamiento eléctrico de un núcleo con mojabilidad mixta probablemente será diferente del comportamiento en un sistema uniformemente mojado por aceite. El exponente de saturación no alcanzará valores tan altos como los que se pueden alcanzar en sistemas uniformemente mojados. Parece razonable esperar que el comportamiento eléctrico de núcleos con mojabilidad mixta sea similar a núcleo mojado por agua, ya que los poros pequeños y las partículas de arcillas son mojados por agua. Como la saturación de la

salmuera en un núcleo con mojabilidad mixta se reduce, el agua en estas áreas permanecerá conectada y eléctricamente conductiva. Esto permitirá que el exponente de saturación se comporte como en un núcleo mojado por agua, permaneciendo constante incluso a bajas saturaciones de salmuera.

Aunque el comportamiento a través de los núcleos con mojabilidad mixta y mojados por agua llegaran a ser similares, esto sin embargo, no implica que las mediciones de los nucleós mojados por agua sean aplicables a sistemas de yacimientos. Al menos que se conozca que el yacimiento es fuertemente mojado por agua, el exponente de saturación deberá ser medido en núcleos en estado nativo o en estado restaurado. Hay varias razones por las que un núcleo con la mojabilidad del yacimiento es necesario. Primero, parece que los surfactantes en algunos sistemas aceite/salmuera/roca pueden difundirse a través de una capa de agua, haciendo toda la superficie de la roca uniformemente mojada por aceite. Segunda, si un núcleo tiene mojabilidad mixta, el valor numérico preciso del exponente de saturación probablemente será diferente que el de un núcleo mojado por agua debido a los poros grandes mojados por aceite³⁷.

3.6 Factor de formación.

El factor de formación se define como la relación que existe entre la resistividad de una muestra de roca saturada 100% con salmuera entre la resistividad del agua que satura dicha roca³³.

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \quad (3.7)$$

donde:

F_R = Factor de formación.

R_o = Resistividad de la roca 100% saturada con salmuera.

R_w = Resistividad de la salmuera saturante.

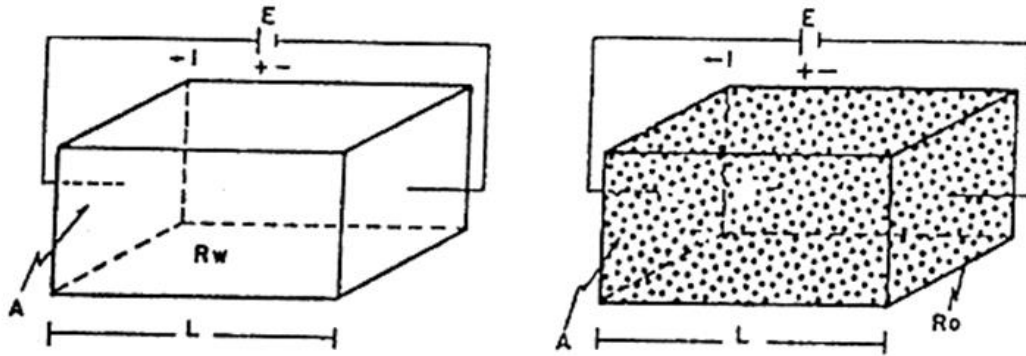


Fig. 3.4- Esquemas que representa la resistividad en el medio poroso³⁴.

3.7 Estimación de reservas.

3.7.1 Estimación estática del yacimiento.

El aceite original y las reservas son estimados por un número de métodos diferentes, dependiendo de la cantidad y tipo de datos disponibles. Estos métodos pueden ser divididos en 2 grandes categorías: estáticas y dinámicas.

El método estático es básicamente volumétrico. La ecuación básica para la estimación volumétrica de hidrocarburos es:

$$OOIP = \frac{C \times A \times h \times \phi \times S_o}{FVF} \quad (3.8)$$

donde:

OOIP = Aceite original insitu, STB.

C = Constante de conversión, 7758, bbl/Acre (10^6).

A = Área del yacimiento, Acres.

h = Espesor neto, ft.

Φ = Porosidad, la fracción decimal del espacio anular en el yacimiento.

S_o = Saturación del aceite.

S_{wi} = Saturación inicial de agua.

FVF = Factor de volumen de la formación, BI/STB.

En una prueba se usó un agente mojante inverso para cambiar la mojabilidad de la roca mojada por agua, y se encontró un incremento de la resistividad en los núcleos mojados por aceite, también se confirmó este incremento de resistividad con pruebas de campo.

Por lo tanto, grandes errores en la saturación del agua podrían ocurrir si los efectos de la mojabilidad no son tomados en cuenta. Por ejemplo para un caso en particular donde:

So	N	A = 1000	$\Phi = 20 \%$
0.35	2	acres	$R_t = 20 \Omega - m$
0.5	3	h = 10 ft	a = 1
0.59	4	$\Phi = 20 \%$	m = 2
0.66	5	a = 1	$R_w = 0.1 \Omega - m$
0.71	6	m = 2	
0.74	7	$R_w = 0.1 \Omega - m$	
0.77	8	FVF = 1.0	
0.79	9		

Si lo sustituimos en la ecuación (3.12), un OOPI de 10.1 millones de barriles se podrá determinar si el exponente de saturación de 2 fuera usado, y sólo 6.4 millones de barriles si el exponente de saturación es igual a 4.

Por lo tanto un registro convencional es importante en rocas que son mojadas por agua al 100%, porque la ecuación de Archie puede arrojar una resistividad diferente a la misma saturación, así como hacer cambios significantes al exponente de saturación de Archie³⁵.

3.7.2 Estimación dinámica del yacimiento.

El método dinámico incluye balance de materia, análisis de las curvas de declinación y simulación numérica. El rápido desarrollo y crecimiento en la industria de

la simulación numérica ha dado como resultado simuladores ampliamente usados como herramientas de la ingeniería de yacimientos. En muchos casos, el resultado de un estudio de simulación es usado como la base para estimar reservas. Esta práctica entrega satisfactoriamente estimaciones de la reserva con suficientes datos disponibles de la roca, fluidos y producción, para así, alcanzar una relación histórica realista. Sin embargo, en varios casos los estudios preliminares son llevados a cabo muy temprano en la vida del yacimiento. En estos casos, a menudo es necesario para el ingeniero de yacimiento usar analogías de otros yacimientos. Las características de las curvas de permeabilidad relativa usadas en la simulación de yacimientos puede tener un efecto significativo en el cálculo definitivo de la recuperación de aceite, en los siguientes capítulos se hablará más a fondo del tema⁴⁰.

Capítulo 4. Efectos de la mojabilidad en la presión capilar.

4.1 Presión capilar.

Como se mencionó en capítulos anteriores cuando el aceite y el agua son colocados juntos sobre una superficie, se forma una curva entre el aceite y el agua, con un ángulo de contacto en la superficie que puede variar de 0 a 180°. Por convención, el ángulo de contacto, θ , es medido a través del agua. Generalmente, cuando θ está entre 0 y 60° hasta 75°, el sistema se define como mojado por agua. Cuando θ está entre 180° y 120° hasta 105°, el sistema es definido como mojado por aceite. En un rango medio de ángulos de contacto, el sistema es neutralmente mojado.

Se puede demostrar que siempre que la interfase aceite/agua es curva, la presión incrementará abruptamente a través de la interfase para balancear las fuerzas de tensión interfacial. Este salto de presión, el cual es la presión capilar, está dado por la ecuación de Laplace.

$$P_C \equiv P_o - P_w = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (4.1)$$

donde:

P_c = Presión capilar.

σ = FTI.

P_o = Presión en el aceite.

P_w = Presión en el agua.

r_1 y r_2 = Radios de curvatura de la interfase.

Por convención la presión capilar (P_c) es definida como $p_o - p_w$. Dependiendo de la curvatura de la superficie, la presión capilar puede ser positiva o negativa. Cuando la interfase es plana, la presión capilar es cero y cuando son usados otros fluidos como el aceite y el agua, la presión capilar es usualmente definida como:

$$P_c = P_{NW} - P_{WET} \quad (4.2)$$

Donde P_{NW} es la presión en el fluido no mojante y P_{WET} es la presión en el fluido mojante.

El radio de curvatura de la interfase y la presión capilar son determinados por la geometría local del poro, la mojabilidad, la saturación e historia de saturación. Para el medio poroso, las ecuaciones de la curvatura interfacial son muy complicadas para ser resueltas analíticamente y la presión capilar debe ser determinada experimentalmente. En estos casos, no se puede derivar una relación simple entre el ángulo de contacto y la presión capilar.

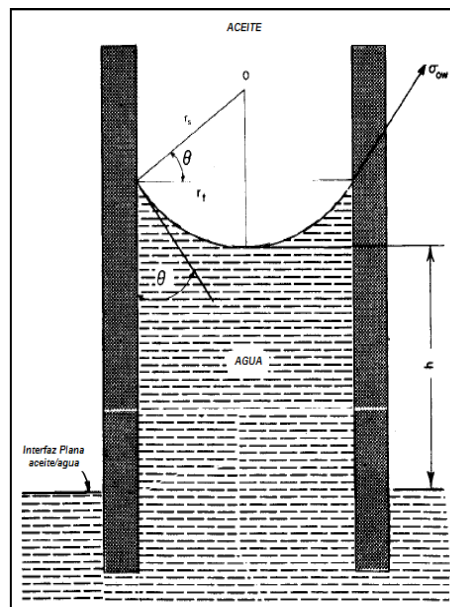


Fig. 4.1 Representación del radio de curvatura en un tubo capilar⁴¹.

Para poder calcular la presión capilar en función de una geometría, la mojabilidad y la FTI se usa la geometría de un tubo capilar. La ecuación de Laplace se puede utilizar para resolver la presión capilar en función de la FTI, el ángulo de contacto y r_t ,

que es el radio del tubo. La Fig. 4.1 muestra una interfase entre dos fluidos, agua y aceite, teniendo un ángulo de contacto θ a través del agua en el tubo capilar.

Cuando la capilaridad del tubo es suficientemente pequeña, la interfase puede ser aproximada como una porción de una esfera con un radio r_s . Debido a que la superficie es esférica, ambos radios de curvatura son iguales a r_s . La Fig. 4.1, muestra que el radio de interfase esférica es mayor que el radio del tubo capilar r_t . La relación entre los dos radios es:

$$\frac{1}{r_s} = \frac{\cos \theta}{r_t} \quad (4.3)$$

Sustituyendo éste en la ecuación (4.1), y notando que los dos radios de curvatura son iguales a r_s , se tiene una expresión para la presión capilar en términos del radio del tubo, r_t y la FTI:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_t} \quad (4.4)$$

Para balancear las fuerzas ascendentes causadas por la σ , la presión en el aceite arriba de la interfase es mayor que la presión del agua por debajo. Estas fuerzas son responsables del aumento de la curva de interfase en un tubo capilar relativo a la altura de la interfase plana. Cuando la superficie está mojada por aceite $\theta > 90^\circ$, haciendo $\cos \theta < 0$, y la FTI actúa hacia abajo, depresionando la interfase en el tubo capilar debajo del plano de la interfase⁴¹.

4.2. Curvas de presión capilar drene e imbibición.

Hay dos tipos básicos de procesos de presión capilar: drene e imbibición. En un proceso de drene el fluido no mojante desplaza al fluido mojante, mientras lo contrario

ocurre para la imbibición. Generalmente se tiene histéresis en la presión capilar porque varía la saturación, haciendo las curvas de drene e imbibición diferentes.

Para establecer una curva de presión capilar de drene, la saturación de la fase mojante se reduce desde su máximo al mínimo valor irreductible causado por el incremento de la presión capilar desde cero hasta un gran valor positivo. Para desarrollar una curva de presión capilar de imbibición, la saturación de la fase mojante es incrementada. Es importante notar que se pueden medir dos porciones diferentes en las curvas de imbibición. La primera es una curva de imbibición espontanea, la cual es determinada inmediatamente después de medir la presión capilar de drene. La presión capilar, $P_c = p_{NW} - p_{WET}$, decrece hasta cero, permitiendo a la fase mojante embeber. La segunda porción es la curva de imbibición forzada, donde la presión capilar decrece desde cero a un gran valor negativo.

Un ejemplo de estas tres secciones de la curva de presión capilar es mostrado en la Fig. 4.2 para un sistema ligeramente mojado por agua. Inicialmente cuando la presión capilar es cero, toda la salmuera es continua a la misma presión. Entonces la presión capilar de drene, curva 1, es medida por el aumentando gradual de la presión capilar desde cero a un gran valor positivo, lo cual reduce la saturación de la fase mojante, agua. Como la saturación disminuye, porciones de la fase mojante llegan a desconectarse del volumen de la fase mojante. Eventualmente cuando la presión capilar externa aplicada es suficientemente alta, toda la fase mojante remanente en el núcleo será desconectada y la curva de presión capilar será casi vertical. Esta saturación, donde la continuidad hidráulica de la fase mojante se pierde, se conoce como la saturación irreductible de la fase mojante.

La curva 2 de la Fig. 4.2 es la curva de imbibición espontanea, determinada después de que se mide la curva de presión capilar de drene. La presión capilar inicialmente tiene un gran valor positivo, el cual es gradualmente reducido a cero, permitiendo que la fase mojante, agua, embeba. En general, algo de aceite, fase no

mojante, se encuentra conectado cuando se tiene una presión capilar cero. La saturación residual de la fase no mojante definida en esta etapa no es la irreductible.

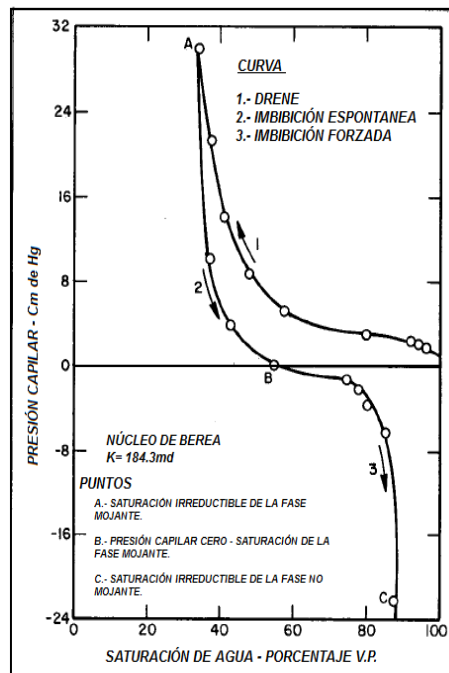


Fig. 4.2 Representación de las secciones de la curva de presión capilar.⁴²

La curva 3 de la Fig. 4.2 es la curva de imbibición forzada, donde la presión capilar es disminuida desde cero a un valor muy negativo. Cuando la presión capilar es negativa, la presión en la fase mojante, agua, es mayor que la presión de la fase no mojante, aceite, forzando al agua a entrar en el núcleo. Si el núcleo fuera un conjunto de tubos cilíndricos capilares, las presiones capilares negativas serían posibles sólo si el núcleo estuviera mojado por aceite. Sin embargo, la interacción de la estructura del poro y la mojabilidad permiten presiones capilares negativas aun para núcleos mojados por agua. Mucho del aceite, la fase no mojante, está aún conectado al final de la curva de imbibición espontánea, debido a que aceite adicional es producido mientras la presión capilar llega a ser negativa. La saturación del aceite disminuirá y el aceite gradualmente se desconectará mientras la presión capilar se incrementa negativamente hasta que la curva de presión capilar sea casi vertical. Esta saturación, donde la

continuidad hidráulica de la fase no mojante se pierde, será referida como saturación irreducible de la fase no mojante⁴².

4.3 Curvas de presión capilar en sistemas fuertemente mojados.

Desde la Fig. 4.2 hasta la fig. 4.5 se muestran las curvas de presión capilar medidas en sistemas fuertemente mojados. La Fig. 4.2 y Fig. 4.3 son para tapones fuertemente mojados por agua, mientras las figuras 4.4 y 4.5 son para tapones fuertemente mojados por aceite. Todos los tapones fueron limpiados con tolueno, secados y después saturados con su fluido mojante, agua para las Figs. 4.2 y Fig. 4.3 y aceite para las Figs. 4.4 y Fig. 4.5. Las presiones capilares fueron medidas con aceite refinado y salmuera. La Fig. 4.2 es la presión capilar medida sobre un tapón mojado por agua, mientras que la Fig. 4.3 es para un tapón fuertemente mojado por agua. La mojabilidad del tapón mostrado en la Fig. 4.2, provoca que las áreas debajo de la curva de drene, curva 1 y la curva de imbibición forzada, curva 3, difieran significativamente.

Debido al favorable cambio de energía libre, poco o ningún trabajo debe ser hecho durante la imbibición cuando el fluido preferentemente mojante, agua, desplaza al fluido no mojante, aceite. Al contrario, una gran cantidad de trabajo es requerido durante el drene, ya que es cuando el fluido no mojante desplaza al fluido mojante del núcleo. Para el aceite desplazando al agua, curva de drene en un núcleo mojado por agua, el trabajo externo requerido es:

$$\Delta w_{ext} = -\phi V_b \int_{S_{w1}}^{S_{w2}} P_c dS_w \quad (4.5)$$

donde:

V_b = Volumen del núcleo.

Φ = Porosidad

S_w = Saturación del agua.

Similarmente, el trabajo requerido para que el agua desplace al aceite, curva de imbibición para un núcleo mojado por agua, es:

$$\Delta w = \phi V_b \int_{S_{o1}}^{S_{o2}} P_c dS_o \quad (4.6)$$

El área bajo la curva de presión capilar de drene en la Fig. 4.2 y la Fig. 4.3 es relativamente grande, ya que un gran trabajo es necesario para que el aceite desplace al agua. El núcleo de la Fig. 4.3 está fuertemente mojado por agua, debido a la gran cantidad de agua embebida espontáneamente y a la saturación del aceite residual que se aproxima a una presión capilar cero. La saturación del agua después de la imbibición espontánea es casi de 80% V_p .

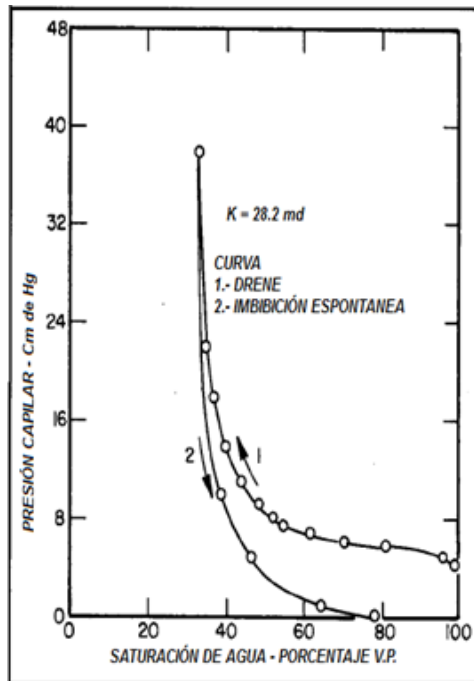


Fig. 4.3 Curva de presión capilar aceite/agua, medida en un núcleo fuertemente mojado por agua⁴².

La Fig. 4.4 y la Fig. 4.5 muestran las curvas de presión capilar medidas en sistemas fuertemente mojados por aceite. En la Fig. 4.4 se muestran las curvas del tapón que fue tratado con Drifilm, un organoclorosilano, para mantenerlo mojado por aceite. En la Fig. 4.5 se muestran las curvas de un tapón de areniscas, el cual es fuertemente mojado por aceite de forma natural. Los tapones fueron primero saturados con aceite, luego la curva de presión capilar de drene, curva 1 en la Fig. 4.4 y la Fig. 4.5, fue medida por medio del incremento de la presión capilar a un gran valor negativo. Debido a que el aceite es el fluido mojante, una gran cantidad de trabajo es necesaria para forzar al agua a entrar dentro del núcleo, lo que se puede corroborar al observar la gran área debajo de la curva 1.

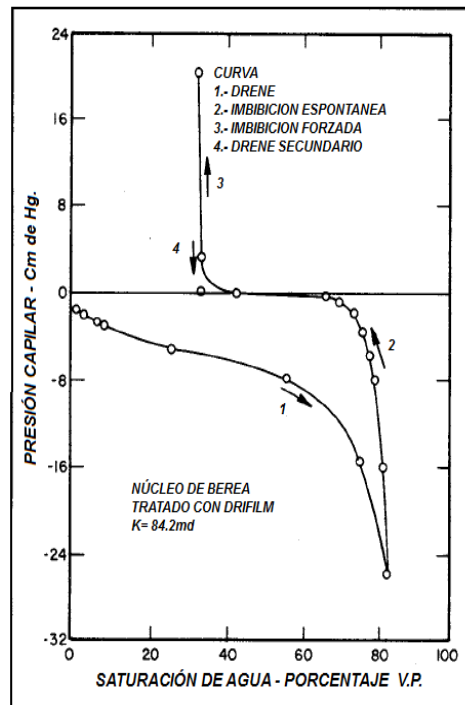


Fig. 4.4 Curvas de presión capilar para un núcleo mojado por aceite⁴².

Cuando el aceite es el fluido fuertemente mojante, para el caso de fuertemente mojado por agua los roles del aceite y el agua son invertidos. Para demostrar esto, la Fig. 4.5 del tapón fuertemente mojado por aceite ha sido invertida como una gráfica de presión capilar normal. La curva se elaboró con la saturación de aceite y la presión

capilar negativa graficada hacia arriba. Entonces, se pudo observar una fuerte similitud con la Fig. 4.3 del tapón fuertemente mojado por agua. Similarmente, si la Fig. 4.4 para el tapón mojado por aceite fuera invertida, se asemejaría a la curva de presión capilar mostrada en la Fig. 4.2 para el tapón mojado por agua.

La curva 2, en la Fig. 4.4 y la Fig. 4.5, es la curva de imbibición espontánea medida mientras la presión capilar es reducida a cero. Debido a que el aceite es el fluido mojante, éste embebe espontáneamente, justo como el agua embebida en los taponeros mojado por agua. La curva 3, en la Fig. 4.4, es la curva de imbibición forzada. La presión capilar incrementa a un gran valor positivo, forzando a aceite adicional a entrar en el núcleo. Nuevamente las áreas bajo las curvas de presión capilar demuestran que el trabajo requerido para este desplazamiento es mucho menor que el trabajo requerido para el desplazamiento inverso, donde el fluido no mojante desplaza al fluido mojante del núcleo.

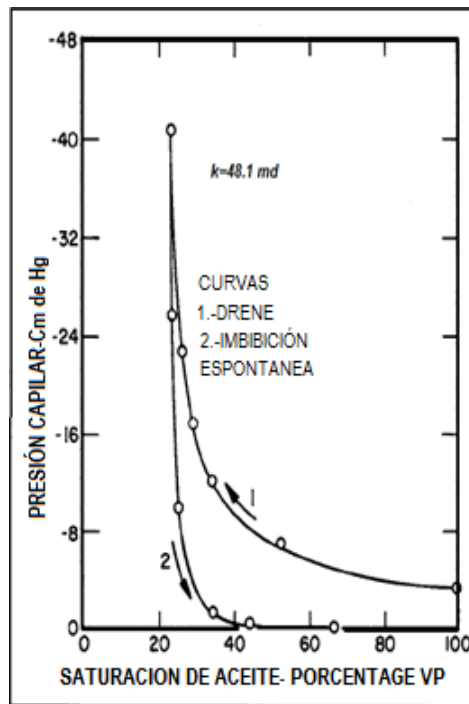


Fig. 4.5 Curva de presión capilar aceite/agua vs saturación de aceite, en un núcleo de arenisca fuertemente mojado por aceite⁴².

Mientras el sistema roca/aceite/salmuera llega a estar más neutralmente mojado, la zona de transición y el área bajo la curva de presión capilar de drene se reducen. Esto ocurre, debido a que se necesita un menor trabajo para disminuir la fase mojante. Considerando un sistema débilmente mojado por agua comparado con un sistema fuertemente mojado por agua; más agua sería desplazada por el aceite a cualquier presión capilar dada, teniendo como resultado una menor saturación de agua. Otra forma de establecer esto, es que a cualquier presión capilar dada, el fluido no mojante, aceite, sería capaz de entrar a los poros más pequeños mientras la saturación del agua en el sistema fuera reducida. Además el volumen de agua, fluido mojante, embebido durante la curva de imbibición espontánea también decrecerá mientras el sistema llega a estar más neutralmente mojado, debido al manejo de las fuerzas que se reducen. El comportamiento en un sistema mojado por aceite es análogo. Como el movimiento es de un sistema fuertemente mojado por aceite a un sistema neutralmente mojado, el área bajo la curva de presión capilar de drene disminuirá, así como el volumen de imbibición espontánea del aceite ⁴².

4.4 Función J Leverett.

A menudo es necesario comparar las curvas de presión capilar medidas en diferentes núcleos del mismo yacimiento. Debido a que la presión capilar es afectada tanto por la permeabilidad como por la porosidad, es necesario corregir estos efectos antes de que una comparación apropiada pueda ser hecha. Esto es generalmente hecho con la función J Leverett:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{1/2} \quad (4.7)$$

Donde k es la permeabilidad absoluta, Φ la porosidad y σ es la FTI

En muchos casos todos los datos de presión capilar de una formación serán reducidos a una sola curva cuando la función J Leverett sea graficada vs la saturación del agua. Es importante mencionar que algunos autores alteran la expresión para la función J al incluir el coseno del ángulo de contacto:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{1/2} \quad (4.8)$$

La relación del coseno θ no es válida para efectos de la mojabilidad sobre la presión capilar en núcleos del yacimiento. Por lo tanto la función original J sin el término θ debe ser usada. De hecho, mientras todas las mediciones sean hechas con fluidos del yacimiento sobre núcleos con mojabilidad del yacimiento, el término coseno θ actuará como una constante multiplicativa y no afectará los resultados⁴³.

4.5 Efecto de la mojabilidad en la presión capilar de drene.

Se han estudiado los efectos de la mojabilidad en presiones capilares usando núcleos porosos sinterizados de politetrafluoretileno, teflón. Los ángulos de contacto, θ_T , fueron medidos en una superficie plana y lisa de teflón, mientras las presiones capilares de drene e imbibición fueron medidas por el método de la placa porosa. La ventaja de usar un núcleo de teflón, es que éste es químicamente inerte y tiene una mojabilidad uniforme. Esto permite que los efectos de mojabilidad sean estudiados sin preocuparse por las heterogeneidades o alteraciones de la mojabilidad.

Resultados típicos para la presión capilar de drene e imbibición son mostrados en la Fig. 4.6a y la Fig. 4.6b respectivamente. Probablemente el resultado más importante mostrado en la Fig. 4.6a, es que las curvas de presión capilar de drene son casi independientes de la mojabilidad para ángulos de contacto de 50° y menores. Cuando el ángulo de contacto fue menor de 22° , no se encontró efecto medible del ángulo de contacto. La curva de presión capilar de drene para el pentano, $\theta_T = 0^\circ$, fue

idéntica a la curva para el heptano, $\theta_T = 22^\circ$. Entre $\theta_T = 22^\circ$ y $\theta_T = 50^\circ$, hay una pequeña influencia de la mojabilidad en la presión capilar, pero mucho menor que el efecto predicho por la ecuación 4.7 usando $\cos \theta_T$.

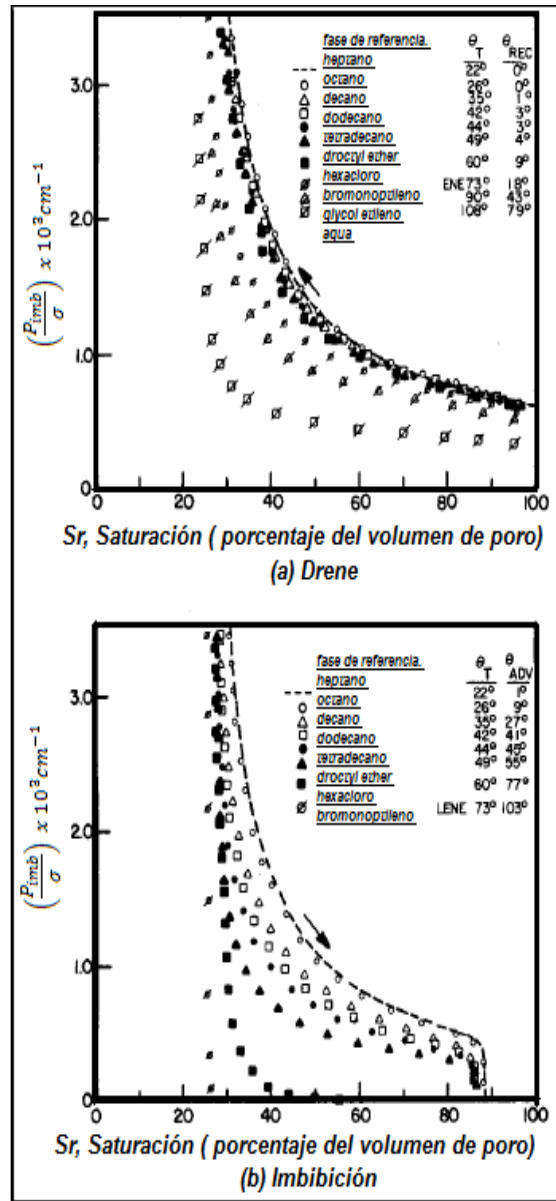


Fig. 4.6 Efecto del ángulo de contacto en la presión capilar de drene e imbibición⁴⁴.

La Fig. 4.6a contiene una comparación entre, ángulo de contacto verdadero, θ_T y ángulo de retroceso, θ_{rec} ; donde el ángulo de contacto aparente, θ_a , y θ_{rec} son casi idénticos. El ángulo de contacto aparente en el caso del drene es casi cero cuando el ángulo de contacto verdadero es apenas menor de 50° . Cuando θ_T es aumentado más allá de 50° , aparentemente los efectos de la mojabilidad llegan a incrementarse, mientras las curvas de presión capilar comienzan a desarrollar una forma de ángulo agudo, ver Fig. 4.6a. El ángulo de contacto aparente aumenta, aunque a menor rango que el ángulo θ_T .

Mientras θ_T se aproxima a 90° , éste llega a ser menos útil para modelar los efectos de la mojabilidad con un ángulo de contacto aparente en el modelo de tubo capilar⁴⁴.

4.6 Efecto de la mojabilidad en la presión capilar de imbibición.

Las curvas de presión capilar de imbibición espontánea se midieron en núcleos de teflón. Después de las mediciones de la presión capilar de drene, las curvas de imbibición espontánea fueron medidas mientras la presión capilar era disminuida desde un gran valor positivo hasta cero. Los resultados son mostrados en la Fig. 4.6b. No hubo efecto medible en las curvas de presión capilar de imbibición espontáneas mientras el ángulo de contacto, θ_T , fue variado entre 0 y 22° . Las curvas de presión capilar de imbibición del pentano, $\theta_T = 0^\circ$ y del hexano, $\theta_T = 7^\circ$, fueron idénticas a la curva del heptano, $\theta_T = 22^\circ$.

En la imbibición se encontró que la curva de presión capilar fue insensible al ángulo de contacto cuando θ_T fue menor de 22° , mientras la curva de drene fue insensible cuando θ_T fue menor de 50° . Esto es debido al comportamiento diferente de los ángulos de contacto de avance y retroceso medidos sobre una superficie rugosa. El ángulo de contacto de avance, el cual es importante durante la imbibición, fue

insensible para $\theta_T < 22^\circ$. El ángulo de contacto de retroceso, el cual es importante durante el drene, fue insensible para $\theta_T < 50^\circ$ ⁴⁵.

4.7 Presión capilar en sistemas con mojabilidad heterogénea.

4.7.1 Presión capilar en sistemas con mojabilidad fraccional.

Efectos adicionales ocurrirán cuando el sistema no tenga mojabilidad uniforme, en la cual porciones de la superficie están fuertemente mojadas por agua mientras que el remanente está fuertemente mojado por aceite. Fatt y Klikoff⁴⁶ usaron el método de la placa porosa para medir la presión capilar de los paquetes de arena fraccionalmente mojados.

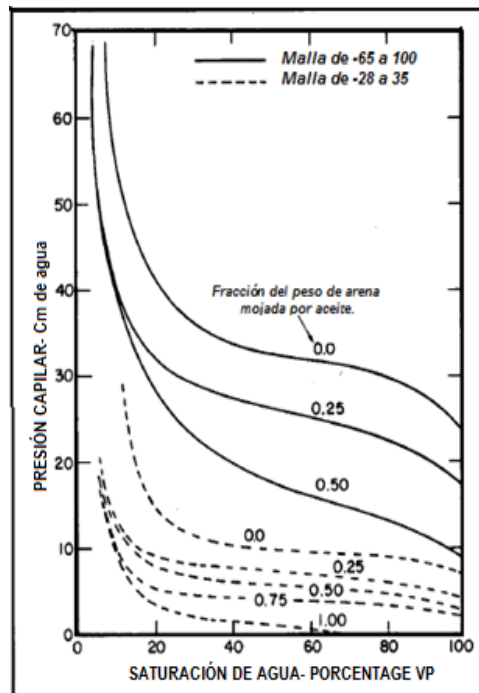


Fig. 4.7 Efecto de la mojabilidad fraccional en la presión capilar ⁴⁶.

La Fig. 4.7 muestra las curvas de presión capilar medidas en dos grupos de arenas con distribuciones relativamente angostas en el tamaño del grano. Mientras la fracción de arena mojada por aceite se incrementa, el área bajo la curva disminuye,

indicando que es más fácil para el aceite desplazar el agua. Debido a la estrecha distribución del tamaño de grano y de poro, todas las curvas son planas hasta que se alcanza la S_{wj} .

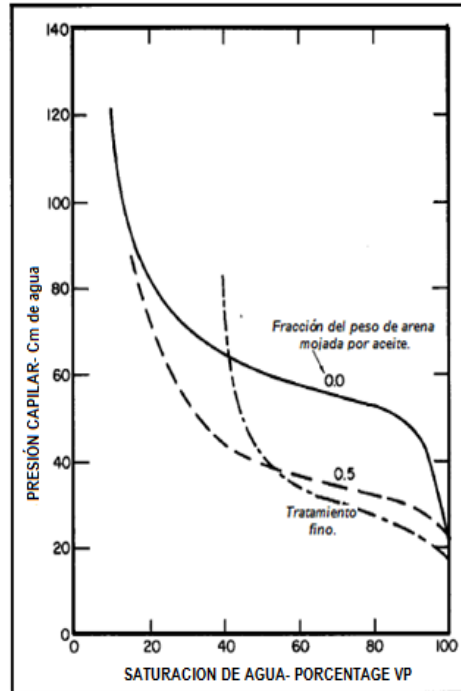


Fig. 4.8 Efecto de la mojabilidad sobre la presión capilar en sistemas con mojabilidad fraccional con tratamiento fino⁴⁶.

La Fig. 4.8 muestra la curva de presión capilar medida sobre un paquete de arena con mojabilidad fraccional y con una más amplia distribución del tamaño de grano y del tamaño de poro. Otra vez, el área bajo la curva disminuye cuando la fracción de los granos mojados por aceite se incrementa de 0 a 50%. La curva marcada con tratamiento fino en la Fig. 4.8 muestra la curva de presión capilar cuando sólo los granos más pequeños de arena fueron tratados con drifilm para hacerlos mojados por aceite. El comportamiento de los paquetes de arena con tratamiento fino es significativamente diferente de los paquetes de arena, donde el 50% de todos los tamaños de granos fueron tratados para mantenerlos mojados por aceite. A una baja presión capilar, el tratamiento fino de las curvas es colocado debajo de una curva con tratamiento uniforme. Mientras la presión capilar se incrementa, la curva con tratamiento

fino llega a estar casi vertical a una mayor saturación de agua, demostrando que la localización y fracción de las superficies preferencialmente mojadas por agua y por aceite son importantes⁴⁶.

4.7.2 Presión capilar en sistemas con mojabilidad mixta.

Varios investigadores han reportado comportamientos similares de los paquetes con mojabilidad fraccional cuando compararon el comportamiento de la presión capilar de tapones en estado nativo con mojabilidad mixta contra los mismos tapones después de ser limpiados y llevados a ser mojados por agua. Un ejemplo es mostrado en la Fig. 4.9.

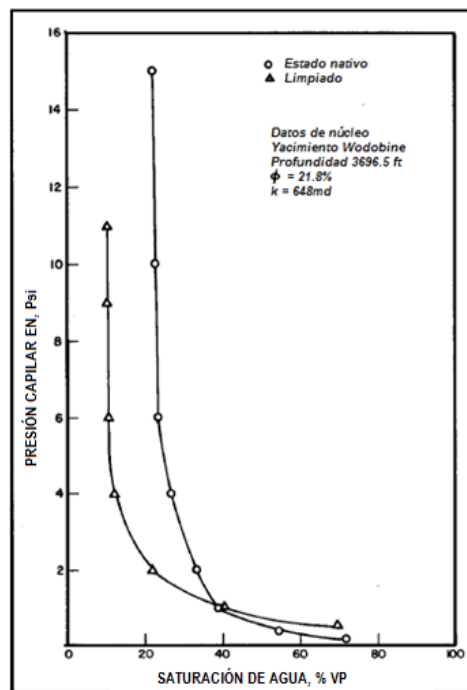


Fig. 4.9 Comparación de las curvas de presión capilar medidas en núcleos en estado nativo y limpio⁴⁶.

Después de que la curva en estado nativo mostrada en la Fig. 4.9 fue medida, el tapón fue limpiado y secado. Posteriormente, fue saturado con salmuera y se midió la

curva de presión capilar, comenzando con un 100% de saturación de salmuera. El comportamiento en estos tapones en estado nativo contra el estado limpio es muy diferente del comportamiento en los tapones con mojabilidad fraccional de la Fig. 4.6 y la Fig. 4.7. A bajas presiones capilares, la curva de presión capilar de un núcleo en estado nativo en la Fig. 4.9 es menor que la de un núcleo limpio mojado por agua.

La mojabilidad mixta es responsable del comportamiento de la presión capilar de estos núcleos. Al principio de la medición de la presión capilar en tapones en estado nativo con mojabilidad mixta, el aceite entra en los poros grandes mojados por aceite. Por lo tanto, una menor presión capilar es requerida para desplazar el agua de los poros grandes cuando están mojados por aceite contra mojado por agua, así la curva de presión capilar se encuentra inicialmente por debajo que la del núcleo mojado por agua. Durante este tiempo algo de agua en los poros pequeños es atrapada. Eventualmente, la mayoría del agua en los poros grandes mojados por aceite es desplazada y el aceite empieza a entrar en el resto de los poros remanentes más pequeños, los cuales están mojados por agua y llenados con agua. En este punto la presión capilar para el núcleo con mojabilidad mixta cruza sobre la curva del núcleo limpio y empieza a crecer rápidamente. Esto ocurre por dos razones: la primera, es que mayor presión capilar es requerida para forzar al aceite a entrar en los poros más pequeños mojados por agua y la segunda, es que la S_{wi} será relativamente alta debido a que algo del agua en los poros pequeños mojados por agua tenderá a tener un flujo limitado debido al flujo de aceite en los poros grandes⁴⁶.

4.8 Efectos de la superficie rugosas en el ángulo de contacto aparente.

En temas anteriores se mostró que en núcleo mojado uniformemente la presión capilar es insensible al ángulo de contacto para un amplio rango de ángulos de contacto. Los resultados de la imbibición son iguales al caso del ángulo de contacto cero cuando el ángulo de contacto es menor a 22° , y los resultados de drene son iguales cuando el ángulo de contacto es menor de 50° . En ángulos de contacto grandes

hay un efecto del ángulo de contacto sobre la mojabilidad, pero no es la relación coseno pronosticada por el modelo de tubos capilares.

Parece haber varias razones del por qué la presión capilar, particularmente la presión capilar de drene es relativamente insensible al ángulo de contacto. La primera razón es que usar un factor coseno asume que el medio poroso puede ser modelado como un conjunto de tubos capilares circulares. A partir de la geometría del poro de esta suposición se alterarán los efectos del ángulo de contacto en la presión capilar. Las ramificaciones, la boca del poro y espacios vacíos pueden afectar fuertemente la forma de la interface y el ángulo de contacto aparente. La segunda razón es que las rocas de yacimiento contienen una gran cantidad de bordes agudos. En una superficie lisa el ángulo de contacto está ajustado, sin embargo, en bordes agudos, esta condición está relajada y hay un amplio rango de ángulos de contacto permisibles. La tercera razón para la insensibilidad del ángulo de contacto es la rugosidad de las superficies de los núcleos. Las superficies rugosas disminuyen el ángulo de contacto aparente cuando el ángulo de contacto verdadero medido en un placa lisa es menor de 90° y aumenta el ángulo de contacto aparente cuando el ángulo de contacto verdadero es mayor de 90° .

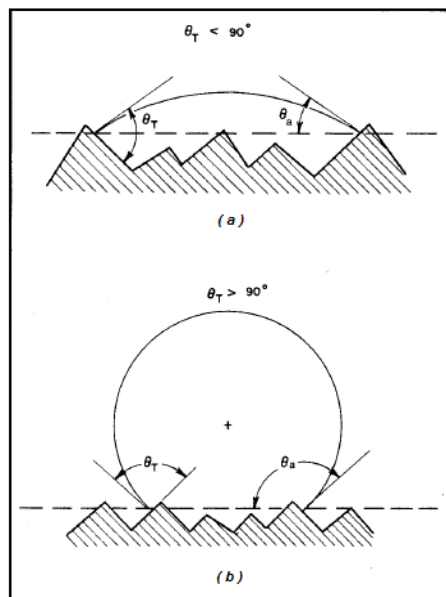


Fig. 4.10 Efectos de la superficie rugosa en el ángulo de contacto⁴⁷.

Los efectos de la superficie rugosa en el ángulo de contacto aparente para gotas con preferencia mojante y no mojante son mostrados en la Fig. 4.10. θ_T es el ángulo de contacto verdadero medido en una superficie lisa y θ_a es el ángulo de contacto aparente medido de la gota a un plano horizontal. En la Fig. 4.10a la gota es la fase preferencialmente mojante, donde esta se establece con una línea de contacto sobre la superficie interior de la rugosidad. El ángulo de contacto aparente, θ_a , es menor que el ángulo de contacto verdadero, demostrando que la rugosidad disminuye el ángulo de contacto aparente cuando θ_T es menor de 90° . En la Fig. 4.10b la gota es la fase preferencialmente no mojante, $\theta_T > 90^\circ$. En este caso la línea de contacto se establece sobre la superficie de los picos, haciendo al ángulo de contacto aparente mayor de θ_T ⁴⁷.

4.9 Desplazamiento por presión capilar.

4.9.1 Desplazamiento en sistemas uniformemente mojados.

Considerando un núcleo inicialmente con una baja saturación de la fase mojante, si la preferencia del mojado de la superficie de la roca es suficientemente grande, las fuerzas capilares causarán que el fluido mojante embeba espontáneamente dentro del núcleo, desplazando al fluido no mojante. La imbibición es conducida por un cambio favorable en la energía libre de superficie, que ocurre cuando el fluido mojante desplaza al fluido no mojante. La velocidad y cantidad de imbibición depende de la mojabilidad, viscosidad, FTI, estructura del poro, historia de saturación y saturación inicial del núcleo.

Cuando el núcleo está fuertemente mojado, un gran volumen de fluido mojante embebe rápidamente debido a una gran disminución de la energía libre de superficie. Después de que la imbibición está completa, un núcleo fuertemente mojado está esencialmente en la saturación irreductible de la fase no mojante. En contraste a la imbibición espontánea de un fluido mojante, una presión capilar relativamente alta es necesaria para forzar al fluido no mojante a entrar al núcleo debido a que este cambio aumenta la energía libre de la superficie del sistema. Mientras un núcleo llega a estar

menos fuertemente mojado, la energía disponible para la imbibición espontánea disminuye. Una cantidad más pequeña de fluido mojante embeberá a menor velocidad en el núcleo, al mismo tiempo, la presión de desplazamiento para forzar al fluido no mojante a entrar en el núcleo también decrece.

Mientras el sistema se aproxima a la mojabilidad neutral, ningún fluido embeberá espontáneamente. Sobre las bases de la de la mojabilidad, una consideración puede predecir que la imbibición espontánea ocurriría para cualquier ángulo de contacto menor de 90° , ya que todavía hay algo de manejo de fuerzas para que el fluido mojante desplace al no mojante⁴⁸.

4.9.2 Desplazamiento en mojabilidad fraccional.

Los experimentos en paquetes de arena con mojabilidad fraccional indican que la imbibición del agua dentro del paquete se detendrá cuando más del 50% de las superficies estén mojadas por aceite, en el caso de la imbibición del aceite se detendrá cuando 50% o más de las superficies estén mojadas por agua.

Se utilizó el método de Amott para medir el volumen de imbibición libre dentro de paquetes de arena con mojabilidad fraccional. Los paquetes estuvieron inicialmente a saturaciones irreductibles y el volumen del fluido que fue embebido después de 20 horas fue medido. Amott encontró que el agua pero no aceite embebería en paquetes de arenas con mojabilidad fraccional cuando más del 50% de los granos fueran mojados por agua. Similarmente, sólo el aceite embebería dentro de los paquetes de arena cuando más del 50% de los granos fueran mojados por aceite⁴⁹.

4.10 Modelo con variación en presión capilar.

En este modelo se mantuvieron las mismas condiciones del modelo base, variando únicamente la presión capilar para 3 diferentes casos: mojado por agua, mojado por aceite y mojabilidad mixta.

Los datos se basaron en las gráficas de presión capilar del trabajo de Killins⁶⁵ presentadas en este capítulo. Las curvas de presión capilar que se utilizaron para correr los 3 modelos se muestran en la Fig. 4.3 para mojado por agua, Fig. 4.5 para mojado por aceite y Fig. 4.2 para mojabilidad mixta.

Al igual que en el capítulo 1 para el caso base, se utilizó el programa Eclipse para desarrollar el análisis de sensibilidad. En este modelo se pudo observar que, aunque se varió la presión para los 3 escenarios, el escenario de mojado por agua fue el que tuvo un mayor Fr , ver Fig. 4.12.

El comportamiento del perfil de producción de aceite en el caso de mojado por agua, ver Fig. 4.11, es el mejor debido a la capacidad de imbibición. Al momento de inyectar agua en el yacimiento, el agua es embebida fácilmente desplazando al aceite.

En la Fig. 4.13 se analizó que hay una mayor caída de presión en el escenario mojado por agua, ya que existe una mayor producción de aceite. En el caso de mojado por aceite se tiene una menor caída de presión debido a la energía libre requerida para desplazar al aceite.

En la Fig. 4.14 se muestra el corte de agua donde la mayor producción de agua se da en el caso de mojado por aceite, ya que la movilidad del agua en este caso es mayor a la del aceite. También, como era de esperarse, la menor producción de agua se dio en el caso mojado por agua, ya que los poros pequeños están mojados por agua lo que trae como consecuencia mayor retención de agua.

En las Fig. 4.15 se tiene un comportamiento congruente con los resultados aquí discutidos, la mayor RGA se dio en la mayor producción de aceite es decir el caso mojado por agua.

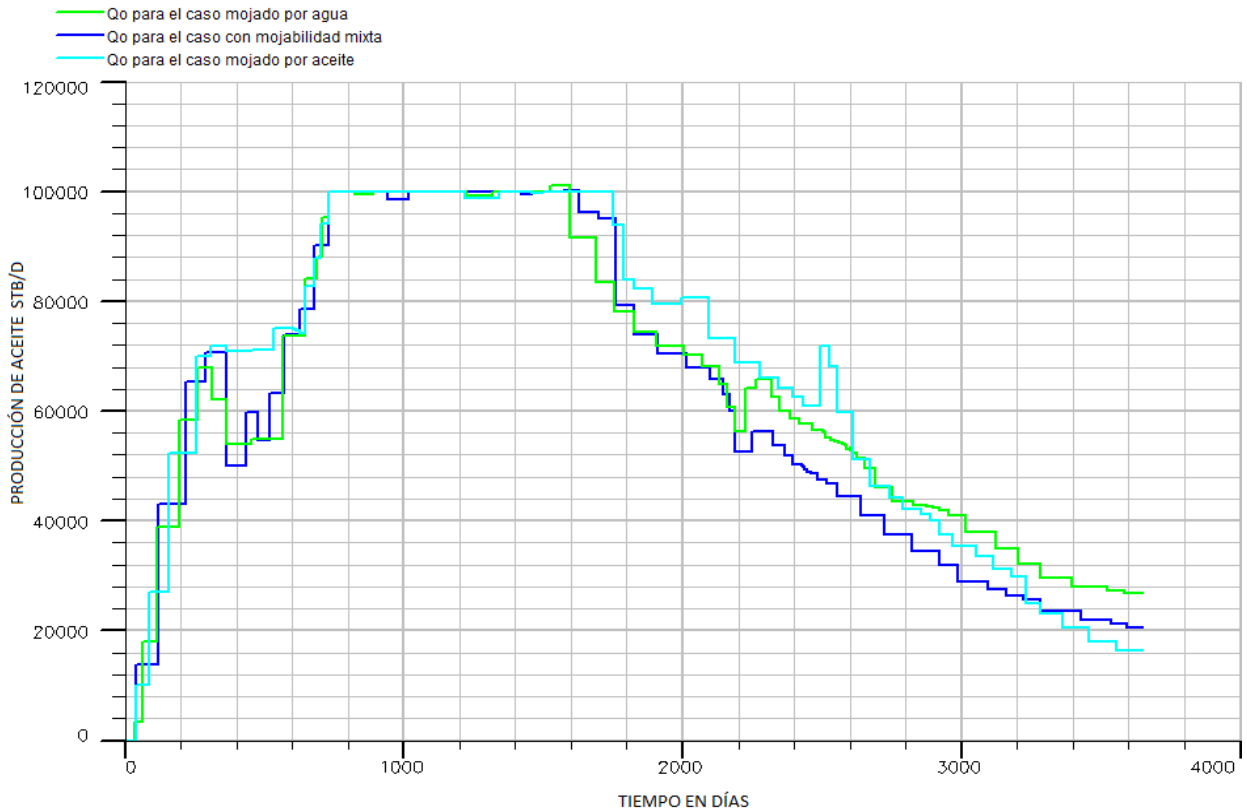


Fig. 4.11 Gráfica del gasto de producción de aceite contra tiempo en días.

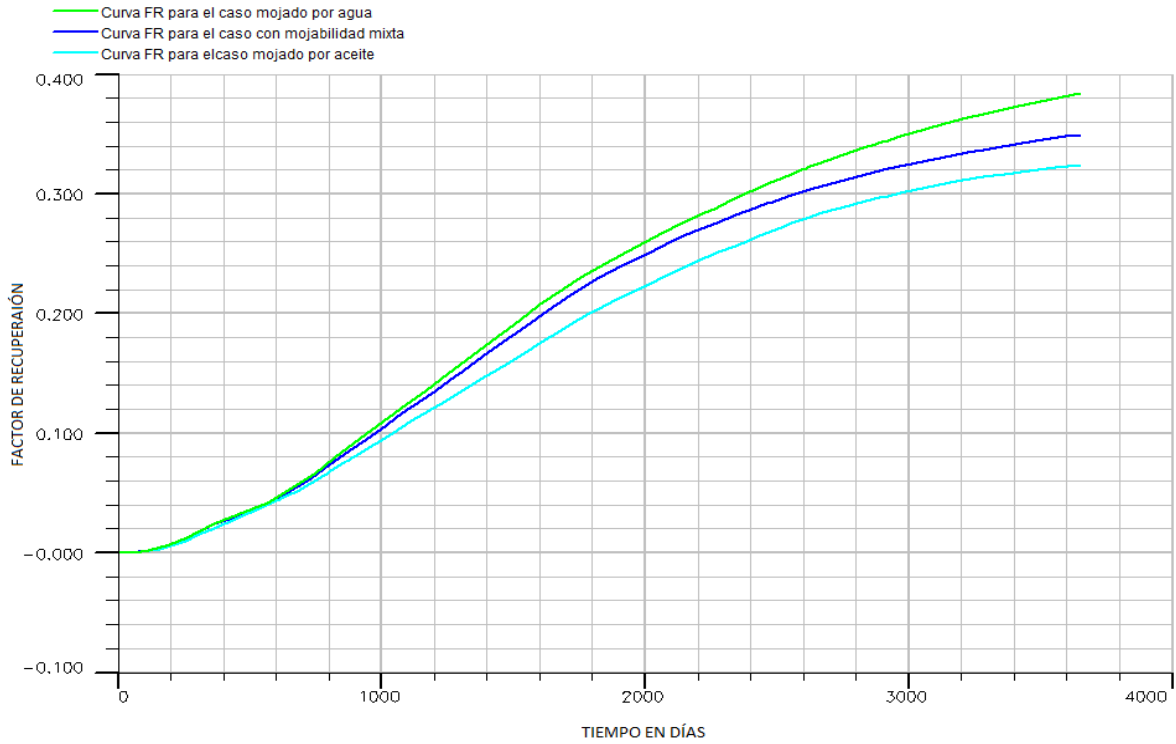


Fig. 4.12 Gráfica del Fr del aceite contra tiempo en días.

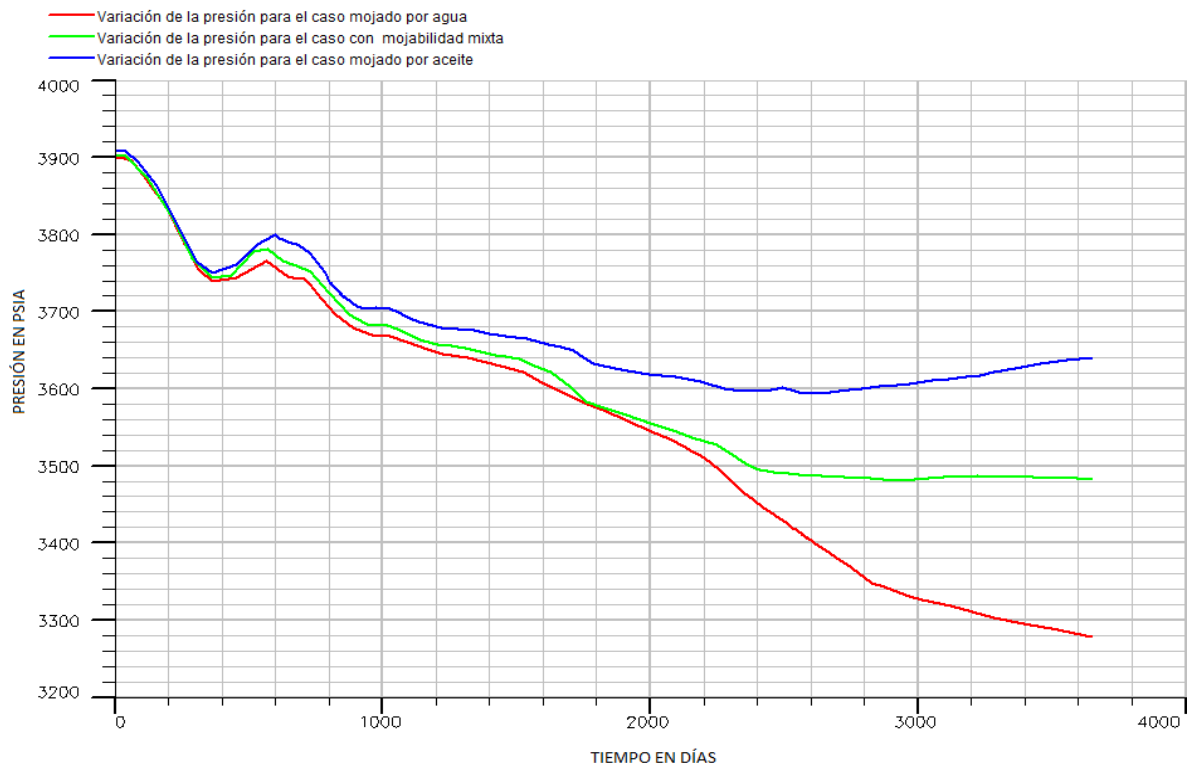


Fig. 4.13 Gráfica de la caída de presión del yacimiento contra tiempo en días.

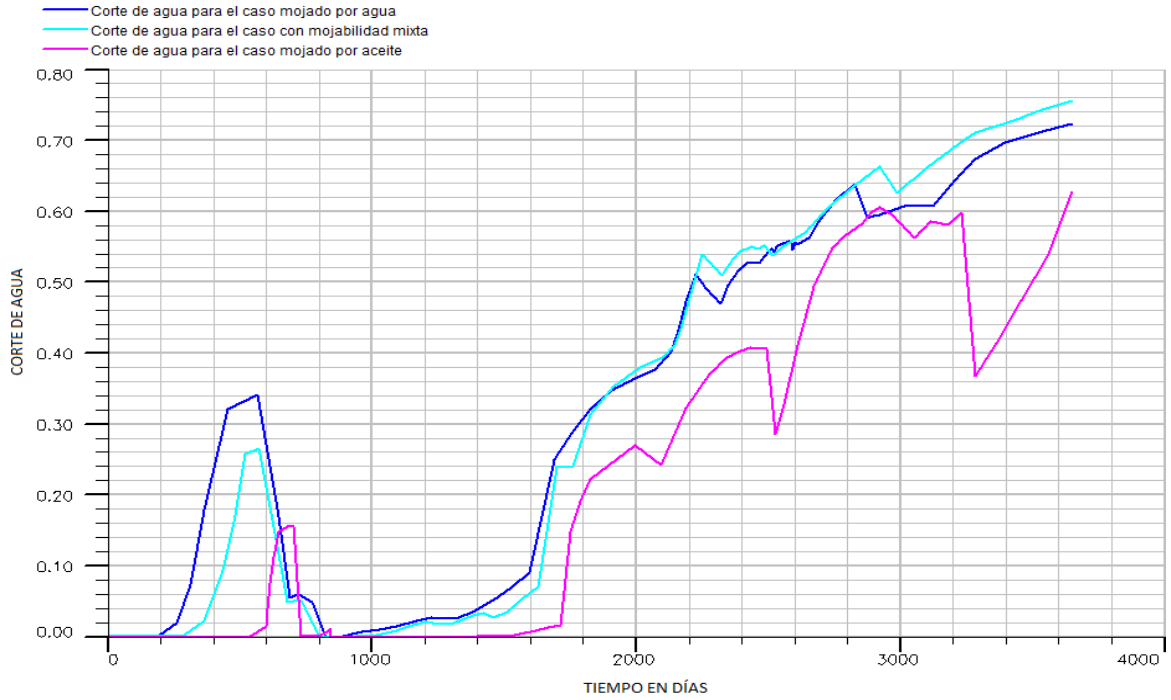


Fig. 4.14 Gráfica del corte de agua contra tiempo en días.

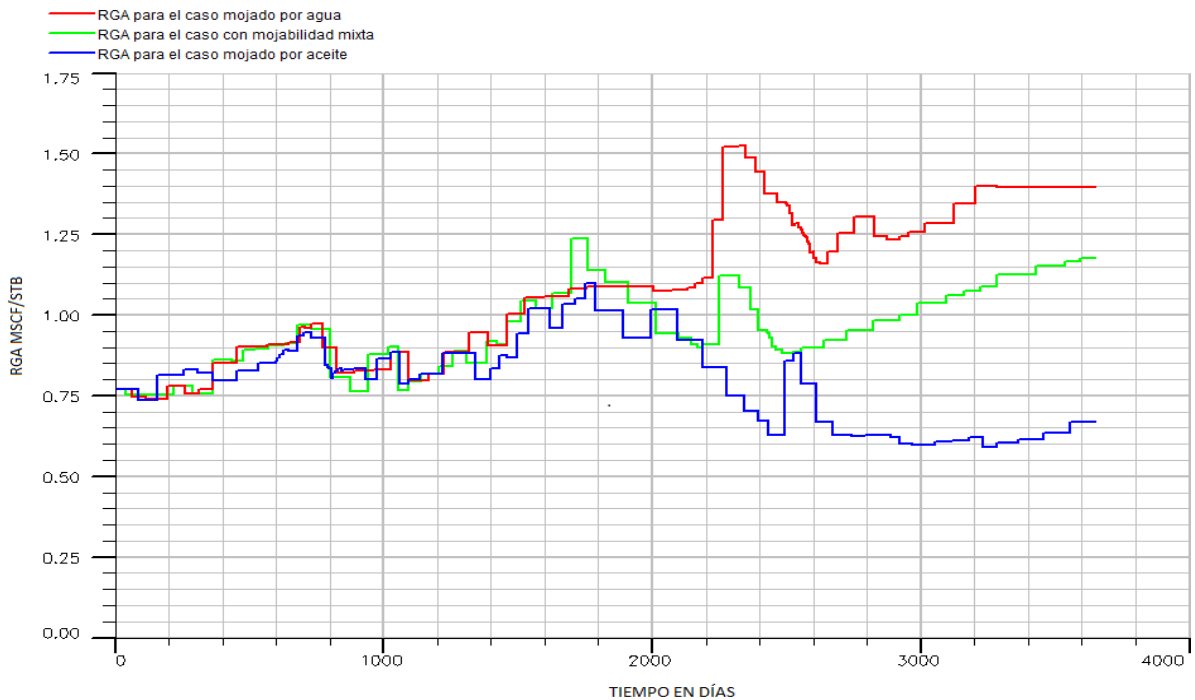


Fig. 4.15 Gráfica de la RGA contra tiempo en días.

Capítulo 5. Efectos de la mojabilidad en la permeabilidad relativa.

5.1 Curvas de permeabilidad relativa en sistemas fuertemente mojados.

El fluido mojante en un sistema mojado de forma uniforme, generalmente se localiza en los poros pequeños y como una delgada capa en los sólidos de los poros más grandes, mientras que el fluido no mojante se localiza en el centro de los poros más grandes, ver Fig. 5.1.

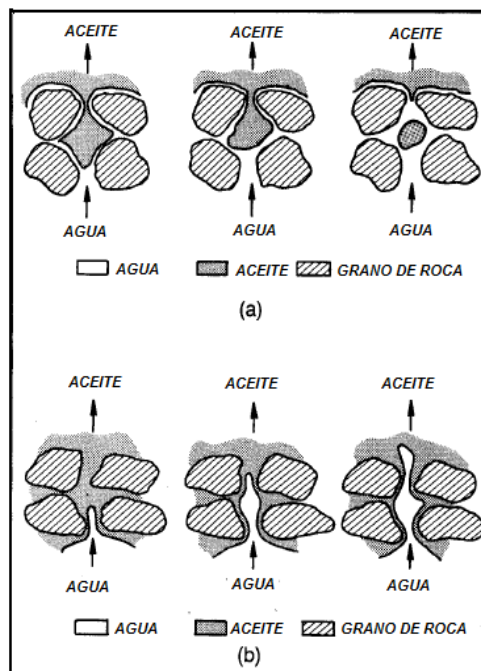


Fig. 5.1 Desplazamiento del aceite en un poro durante una inyección de agua; a- Roca fuertemente mojada por agua, b- Roca fuertemente mojada por aceite⁵⁰.

En general, a una saturación de agua dada, la permeabilidad relativa a un fluido es mayor cuando es el fluido no mojante. Por ejemplo, la permeabilidad relativa al agua es mayor en un sistema mojado por aceite que un sistema mojado por agua. Esto ocurre porque el fluido mojante tiende a viajar a través de los poros más pequeños, mientras que el fluido no mojante viaja más fácilmente en poros grandes. Además, a

una saturación baja de la fase no mojante, esta será atrapada en forma de glóbulos discontinuos en los poros grandes. Esos glóbulos bloquearán la garganta de poro, disminuyendo la permeabilidad relativa a la fase mojante. Por otro lado, la permeabilidad relativa a la fase no mojante es alta, porque esta fluye a través del centro de los poros más grandes. A una baja saturación de la fase mojante, la permeabilidad efectiva a la fase no mojante a menudo se aproximará a la permeabilidad absoluta, demostrando que la fase mojante no restringe el flujo de la fase no mojante.

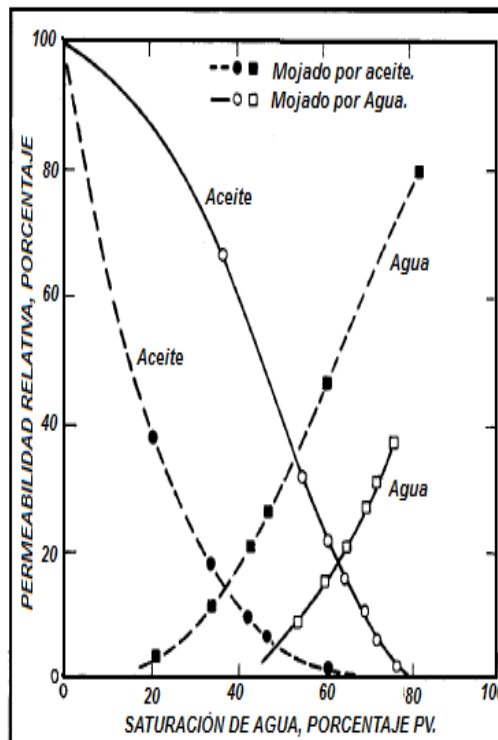


Fig. 5.2 Mediciones de la permeabilidad relativa con heptano y salmuera en un núcleo mojado por agua y aceite⁵⁰.

Las permeabilidades relativas de núcleos sinterizados mojados por agua y por aceite en estado estacionario con salmuera y heptano fueron medidas. El núcleo mojado por agua fue calentado a 1,832 °F para remover cualquier material absorbido, mientras que el núcleo mojado por aceite fue preparado con un tratamiento de organoclorosilano. La mojabilidad fue medida con pruebas de adsorción. Ambos

núcleos fueron saturados con heptano, y las permeabilidades relativas en estado estable fueron medidas incrementando la saturación de la salmuera. Los resultados se muestran en la Fig. 5.2, con las permeabilidades relativas normalizadas con la permeabilidad absoluta al aceite al 100 % de saturación. A cualquier saturación dada, la permeabilidad al agua fue mayor y la permeabilidad al aceite fue menor en los núcleos mojados por aceite que en los núcleos mojados por agua. La permeabilidad relativa al agua a una S_{or} para el núcleo mojado por aceite es aproximadamente del 80%, mientras que para núcleos mojados por agua es menor al 40%. El punto en el que las permeabilidades relativas al aceite y al agua son iguales, ocurre cuando la saturación del agua está cerca del 35% V_p para el núcleo mojado por aceite y cerca del 65% V_p para un núcleo mojado por agua⁵⁰.

5.2 Reglas de Craig

Craig presentó varias reglas, las cuales se muestran en la tabla 5.1, que indican las diferencias en las características de las permeabilidades relativas de un núcleo fuertemente mojado por agua y fuertemente mojado por aceite.

Tabla 5.1 Reglas para determinar la mojabilidad.		
	<u>Mojado por Agua.</u>	<u>Mojado por Aceite.</u>
Saturación de agua irreductible.	Usualmente Mayor de 20 a 25 % V_p .	Generalmente menor a 15% V_p Frecuentemente menor a 10 % V_p .
Saturación de agua a la que las permeabilidades relativas al aceite y al agua son iguales.	Saturación de agua mayor de 50 % V_p .	Saturación de agua menor a 50 % V_p .
Permeabilidad relativa al agua a la máxima saturación de agua. Basado en la permeabilidad efectiva al aceite en un yacimiento con saturación inicial de agua.	Generalmente menor de 30% V_p .	Mayor de 50% y acercándose al 100% V_p .

Estas reglas se basaron en las curvas de permeabilidad relativa derivadas de Craig. En la Fig. 5.3 muestra ejemplos de curvas de permeabilidad relativa de sistemas

fuertemente mojados. La Fig. 5.2, también, muestra los efectos de la mojabilidad en los puntos de cruce y la máxima permeabilidad relativa al agua.

Las diferencias en las mediciones de las permeabilidades relativas de sistemas fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite son causadas por las diferentes distribuciones de los fluidos. Considerando un núcleo fuertemente mojado por agua, a una S_{wi} , el agua es localizada en pequeños poros, donde tiene muy poco efecto en el flujo de aceite. Debido a que el agua no bloquea significativamente el flujo de aceite, la permeabilidad efectiva al aceite es relativamente alta, a menudo aproximándose a la permeabilidad absoluta. En contraste la permeabilidad efectiva al agua a una S_{or} es muy baja, debido a que algunos aceites residuales son atrapados como glóbulos en los centros de los poros más grandes. Donde es muy probable que disminuya la permeabilidad al agua.

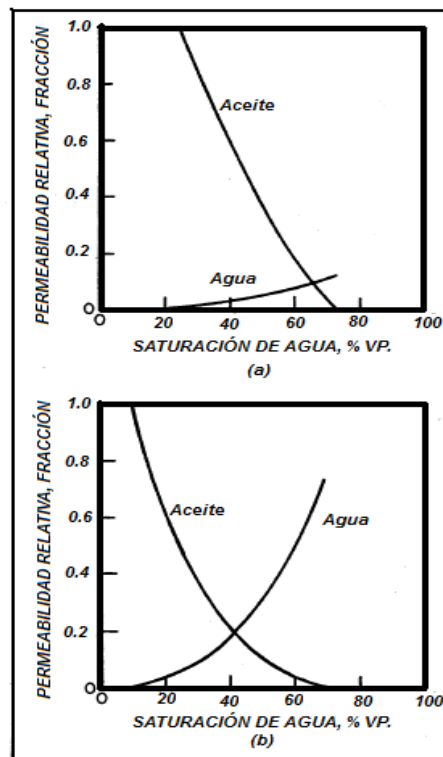


Fig. 5.3 Curvas típicas de permeabilidad relativa; (a) roca fuertemente mojada por agua y (b) roca fuertemente mojada por aceite⁵¹.

La primera regla de Craig, dice que la permeabilidad al agua a una S_{or} es menor que la permeabilidad relativa al aceite a una saturación inicial de agua. En un núcleo fuertemente mojado por aceite, la posición de los dos fluidos está invertida. La permeabilidad al aceite a una S_{wi} es relativamente baja debido a que el agua residual bloquea el flujo de aceite. La permeabilidad del agua a una S_{or} es alta, ya que el aceite se localiza en los poros pequeños y como una película en la superficie de los sólidos, donde ésta tiene poco efecto sobre el flujo de agua.

La segunda regla de Craig dice que la saturación del agua, donde las permeabilidades relativas al aceite y al agua son iguales, es mayor al 50% en núcleos fuertemente mojados por agua y menor al 50% en núcleos mojados por aceite. La permeabilidad efectiva y relativa a un fluido está en función de la movilidad de una fase a una saturación dada. En cambio, la movilidad es una función de las propiedades de la mojabilidad y del promedio del área de sección transversal de los canales de flujo, un ejemplo de esto es la saturación. La movilidad del fluido mojante es baja comparada con la del fluido no mojante, debido a que el fluido mojante está localizado cerca de las paredes de poro, mientras que el fluido no mojante está localizado en los centros de los poros. Consecuentemente, la saturación de un fluido mojante debe ser mayor en el punto de cruce de la permeabilidad relativa para compensar su baja movilidad.

La regla final de Craig dice que la saturación irreductible del agua es generalmente menor del 15% V_p en un sistema mojado por aceite y mayor de 20 a 25% V_p en un sistema mojado por agua. En una roca mojada por agua la saturación irreductible del agua llena los poros pequeños y forma una película sobre la superficie de la roca, entonces, la saturación del agua irreductible es relativamente alta. Por otro lado, la saturación irreductible del agua en rocas uniformemente mojadas por aceite se encuentra como gotas en los centros de los poros más grandes. Debido a que no es necesario que el agua cubra la superficie del poro, la saturación inicial del agua es usualmente mucho menor⁵¹.

5.3 Permeabilidades relativas de drene e imbibición.

En muchos sistemas fuertemente mojados, la permeabilidad relativa a la fase mojante es principalmente una función de su propia saturación; por ejemplo: la histéresis de las permeabilidades relativas entre drene e imbibición de la fase mojante, agua, es mucho menor que la histéresis de la fase no mojante, aceite. Un ejemplo de esto se puede ver en las curvas de permeabilidad relativa de la Fig. 5.4. En la gráfica se presentan curvas de permeabilidad relativa tanto para el proceso de drene como para el proceso de imbibición, donde se observa que en un sistema mojado por agua la permeabilidad relativa al aceite es mayor tanto para el proceso de drene como para el proceso de imbibición con una menor histéresis⁵².

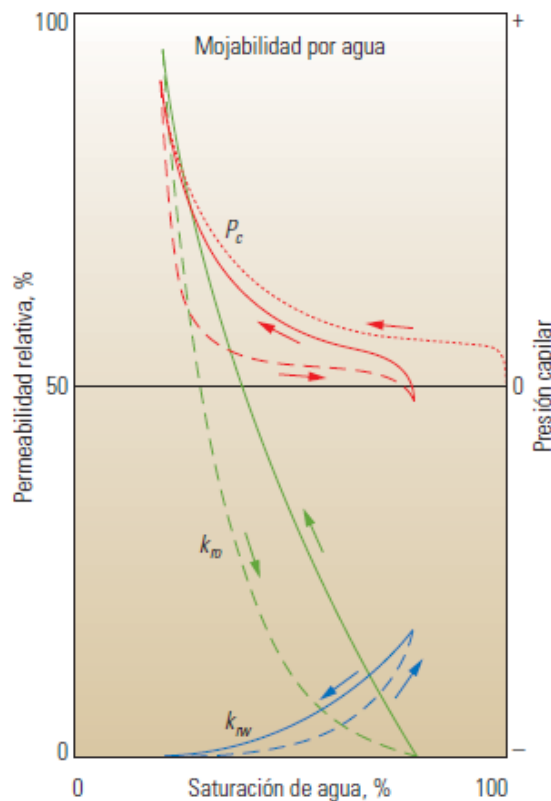


Fig. 5.4 Curvas de permeabilidad relativa de drene e imbibición¹.

5.4 Efectos de la mojabilidad en la permeabilidad.

En sistemas uniformemente mojados, la mojabilidad de la superficie total varía desde mojado por agua hasta mojado por aceite, mientras se intenta mantener la mojabilidad de la superficie total lo más uniforme posible. Efectos adicionales de mojabilidad ocurrirán si el núcleo tiene mojabilidad mixta o fraccional.

Las curvas de permeabilidad relativa se pueden normalizar si la permeabilidad absoluta se mide cuando el núcleo es saturado con una sola fase, usualmente salmuera, o con la permeabilidad efectiva del núcleo a una saturación inicial específica, tal como la permeabilidad del aceite a una S_{wi} . Aunque la permeabilidad absoluta no es afectada por la mojabilidad, la permeabilidad efectiva al aceite a una S_{wi} disminuye mientras un núcleo llega a ser más mojado por aceite: Un ejemplo se muestra en la Tabla 5.2⁵⁵.

Tabla 5.2 Permeabilidades efectivas del aceite a una saturación inicial de agua del 20 % y como una función del ángulo de contacto.	
<u>Permeabilidad efectiva del aceite (md)</u>	<u>Angulo de Contacto (grados)</u>
571	Permeabilidad del aire
561	0 - mojado por agua
472	47
459	90
380	138
357	180 - mojado por aceite

5.4.1 Efecto de la mojabilidad en la permeabilidad de sistemas uniformemente mojados.

En la Fig. 5.5 muestra que a cualquier saturación dada de agua, la permeabilidad relativa al agua aumenta mientras el sistema llega a estar más mojado por aceite. La permeabilidad relativa al aceite simultáneamente disminuye.

En la Tabla 5.2. la permeabilidad efectiva al aceite disminuye ya que la mojabilidad varía de mojado por agua a mojado por aceite. En un ángulo de contacto de 0° , medido a través del agua, el agua tiene sólo una pequeña influencia sobre la permeabilidad efectiva al aceite, la cual es casi igual a la permeabilidad absoluta. La razón de esto, es que la S_w de 20 % en el núcleo mojado por agua es cercana a la S_{wi} . A esta condición el agua está presente en los poros más pequeños y como una delgada capa en la superficie de la roca, permitiendo al aceite fluir a través de los poros más grandes. A un ángulo de contacto de 180° el agua estará presente en forma de burbujas que pueden bloquear la garganta de los poros más grandes, reduciendo sustancialmente la permeabilidad efectiva al aceite^{53,54}.

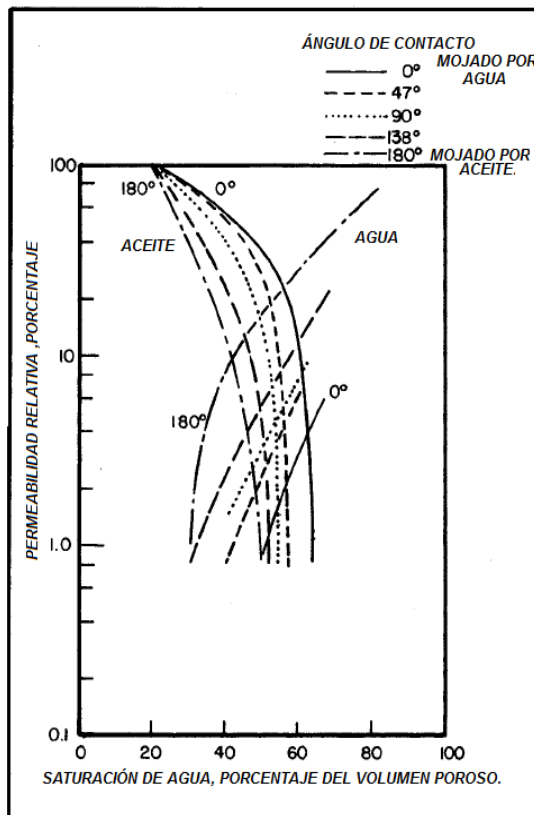


Fig. 5.5 Curvas de permeabilidad relativa normalizadas con la permeabilidad efectiva al aceite mineral a una saturación irreductible de agua⁵⁵.

La Fig. 5.6 muestra los resultados de las permeabilidades relativas en estado transitorio, medidas en núcleos de areniscas usando aceite crudo y salmuera. La mojabilidad fue variada por el tratamiento de núcleos con diferentes concentraciones de organoclorosilano y monitoreada con el método USBM. Las curvas de permeabilidad relativa se normalizaron con la permeabilidad absoluta del agua al 100% de saturación de salmuera. Entonces, se pudo observar que mientras el núcleo llegue a estar más mojado por aceite, la permeabilidad relativa del aceite disminuye y la permeabilidad relativa del agua incrementa.

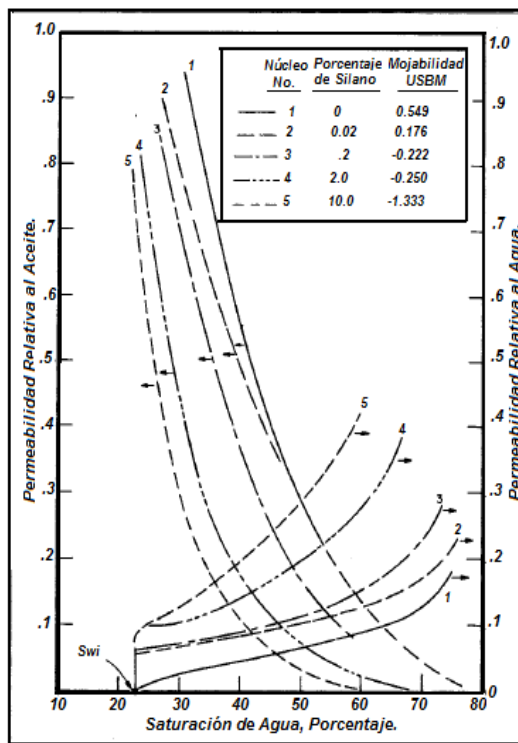


Fig. 5.6 Curvas de permeabilidad relativa normalizadas a la permeabilidad absoluta del agua, saturando 100% al núcleo de salmuera⁵¹.

Otro estudio midió las permeabilidades relativas en estado estacionario con agua y aceite mineral refinado, usando paquetes de dolomita como medio poroso. La mojabilidad fue controlada con diferentes concentraciones de ácido octanoico en el aceite. Los ángulos de contacto de avance fueron medidos sobre un cristal pulido de

dolomita. Las permeabilidades relativas fueron medidas a tres diferentes mojabilidades: mojado por agua, $\theta_{adv} = 15^\circ$, con mojabilidad neutral, $\theta_{adv} = 100^\circ$ y mojado por aceite, $\theta_{adv} = 155^\circ$. Las tres pruebas comenzaron con saturaciones iniciales de agua de $12 \pm 1\% V_p$. Los resultados se muestran en la Fig. 5.7 donde las curvas fueron normalizadas con la permeabilidad efectiva del aceite a una saturación irreducible de agua. Entonces, se puede afirmar que mientras el sistema llegue a estar más mojado por aceite, la permeabilidad relativa al agua aumenta, ya que la permeabilidad relativa al aceite disminuye; también, el punto de cruce, donde las dos permeabilidades relativas son iguales, ocurre a saturaciones más bajas del agua⁵⁵.

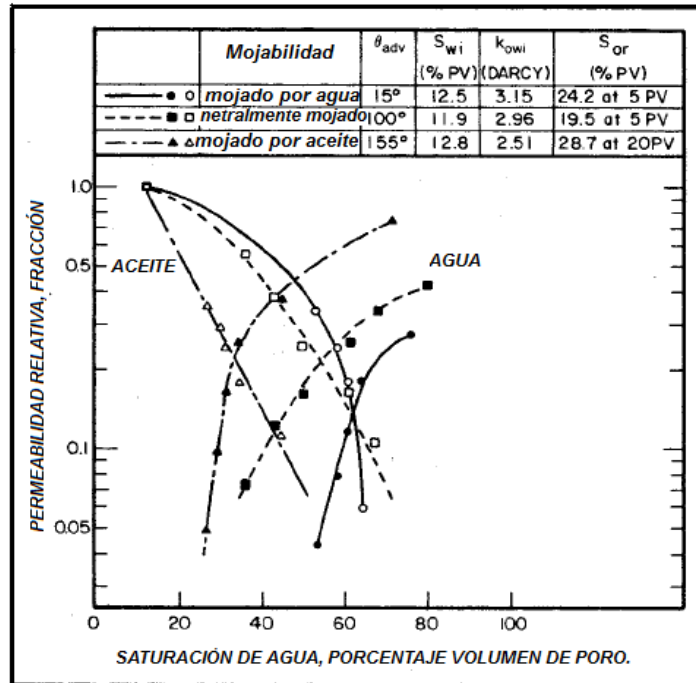


Fig. 5.7 Permeabilidad relativa de paquetes de dolomía⁵⁶.

En otra prueba se midieron las permeabilidades relativas en estado transitorio en un núcleo de teflón sinterizado, con aceite como fluido mojante. Un aceite mineral refinado y agua fueron usadas; los resultados son mostrados en la Fig. 5.8.

Para el caso de inyección de aceite el núcleo fue saturado con aceite conducido a una S_{or} con una solución sacarosa, después se le inyectó aceite. Las permeabilidades relativas fueron calculadas por el método JBN y normalizadas con la permeabilidad relativa al agua a una S_{or} . Un procedimiento similar fue usado para el caso de inyección de agua. El ángulo de contacto fue medido a través de fase desplazada sobre una placa pulida de teflón. Los cambios en la permeabilidad relativa para los dos desplazamientos son consistentes con los otros experimentos mencionados anteriormente. Cuando el fluido mojante desplaza al no mojante, el punto donde se cruzan, ocurre a una mayor saturación de la fase desplazante, y la permeabilidad relativa a la fase desplazante en la inyección es menor⁵⁶.

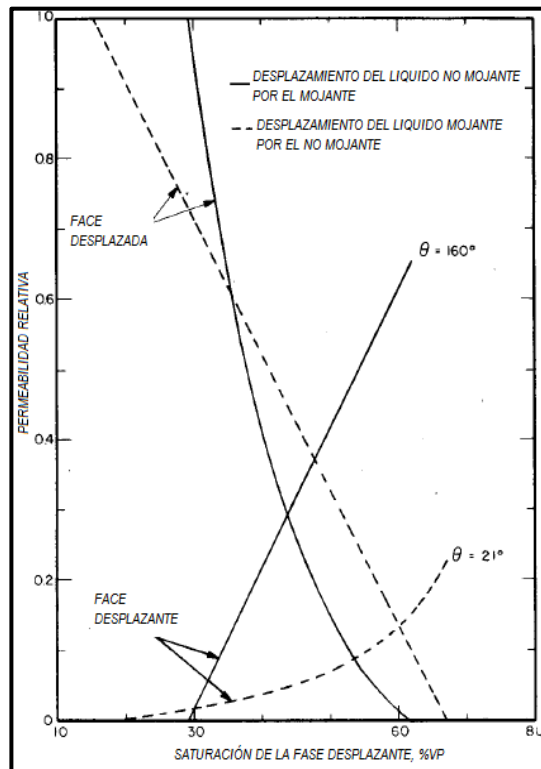


Fig. 5.8 Curvas de permeabilidad medidas en un núcleo de teflón con aceite mineral refinado y una solución sacarosa⁵⁷.

5.4.2 Efectos de la limpieza y manejo de los núcleos sobre la permeabilidad relativa.

La Fig. 5.9 muestra las permeabilidades relativas medidas sobre una muestra de núcleo en estado nativo, limpio y restaurado usando el método JBN en estado transitorio. Todas las curvas están normalizadas con la permeabilidad efectiva al aceite a una S_{wi} . El núcleo en estado nativo de un yacimiento de areniscas fue almacenado con su aceite producido para preservar su mojabilidad. La permeabilidad relativa fue medida del núcleo con salmuera y aceite con su gas disuelto a temperatura de yacimiento, 138°F y a una presión suficientemente alta para mantener todos los gases en solución. Después el núcleo fue limpiado con benceno, seguido de tolueno y luego secado. Las permeabilidades relativas fueron medidas nuevamente en el núcleo limpio usando salmuera de la formación y aceite refinado. Basándose en las reglas de Craig para la mojabilidad, ver Tabla 5.1, el núcleo limpio es significativamente más mojado por agua que el núcleo en estado nativo.

Finalmente el núcleo limpio fue saturado con salmuera, conducido a una S_{wi} con crudo y añejado a temperatura de yacimiento por 6 días para restaurar la mojabilidad. Entonces se midió la permeabilidad relativa del núcleo en estado restaurado. La Fig. 5.9 muestra que la permeabilidad del núcleo es muy similar a la permeabilidad relativa del estado nativo, lo que implica que la mojabilidad fue restaurada exitosamente.

Las permeabilidades relativas del aceite fueron menores y las permeabilidades relativas de agua fueron mayores para núcleos en estado restaurado y núcleos en estado nativo en comparación con núcleos limpios mojados por agua. Si un núcleo limpio fuera usado para predecir el comportamiento de inyección de agua, esto predeciría mayores eficiencias de recuperación y más avance al final comparándolo con el comportamiento real.

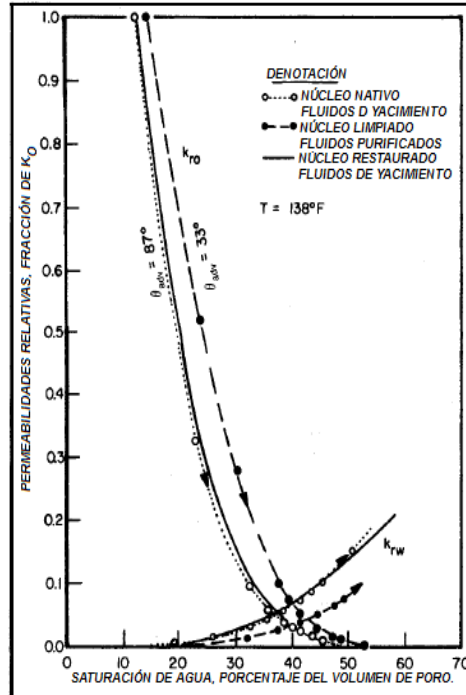


Fig. 5.9 Efecto de la mojabilidad en la permeabilidad relativa de un núcleo⁵⁷.

En otro experimento se midieron las permeabilidades relativas agua/aceite en estado transitorio de tapones en su estado contaminado, limpio y restaurado como se muestra en la Fig. 5.10. La contaminación por surfactantes es de un lodo de emulsión inversa usado para perforar los pozos, el cual vuelve a los núcleos mojados por aceite. Para las mediciones de la mojabilidad se utilizó el método USBM.

En la Fig. 5.10 se observa que el limpiado en los núcleos juega un papel importante en la variación de la permeabilidad relativa, ya que al tratar los núcleos cambian la mojabilidad y por lo tanto, también el comportamiento de las permeabilidades relativas. Es por ello que es imprescindible que se tome en cuenta la mojabilidad, en este caso conviene analizar los núcleos en estado nativo para evitar posibles errores con núcleos contaminados.

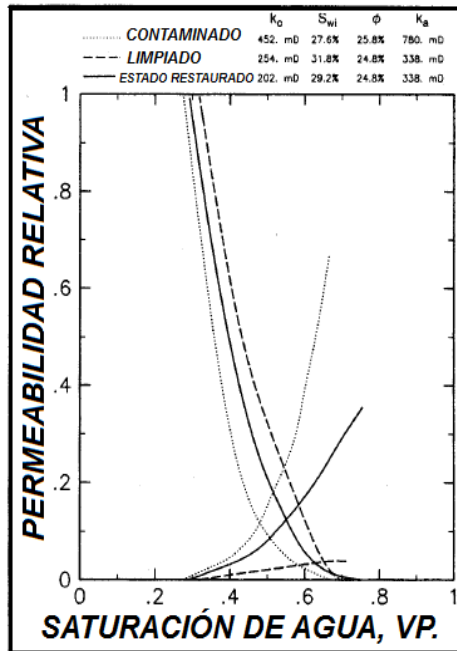


Fig. 5.10 Comparación de las curvas de permeabilidades relativas agua/aceite⁵⁸.

Las mediciones de permeabilidad relativa más exactas son hechas con núcleos en estado nativo, donde la mojabilidad del yacimiento es preservada. Cuando tal núcleo es inaccesible, debe ser usado un núcleo de estado restaurado, donde la mojabilidad es restaurada por un proceso de tres pasos: limpiar el núcleo para remover todos los componentes adsorbidos, saturar con los fluidos de formación y añejar a condiciones de yacimiento. Serios errores pueden resultar cuando las medidas son hechas en núcleos con alteración en la mojabilidad, tales como un núcleo limpio o contaminado con surfactantes de un lodo de perforación. Por ejemplo si el yacimiento está mojado por aceite o tiene mojabilidad neutral y un núcleo limpio mojado por agua es usado, la permeabilidad relativa del agua será subestimada y la permeabilidad relativa del aceite será sobrestimada^{57, 58}.

5.4.3 Permeabilidad relativa en sistemas con mojabilidad heterogénea.

5.4.3.1 Permeabilidad relativa en mojabilidad fraccional.

La relación de permeabilidades relativas, k_w/k_o , en paquetes de arena con mojabilidad fraccional fue medida mezclando granos de arena tratados y no tratados. Los granos de arena no tratados fueron fuertemente mojados por agua. Los granos restantes fueron tratados con drifilm, un organoclorosilano, para dejarlos mojados por aceite. La permeabilidad absoluta de los paquetes de arena fue aproximadamente de 3.2 Darcys. Los paquetes de arena con mojabilidad fraccional fueron saturados con agua y conducidos a una S_{wi} con un aceite mineral refinado. En la Tabla 5.3 da la S_{or} medida a una relación agua aceite igual al 100. El aceite recuperado disminuye mientras el sistema llega a estar más mojado por aceite.

Tabla 5.3 Saturación del aceite residual en una relación aceite/agua Row = 100, paquetes de arena con mojabilidad fraccional	
Arena mojada por aceite (%)	S_{or} (%)
0	28
25	35
50	40
75	45
100	48

La Fig. 5.11 muestra las relaciones de permeabilidad relativa calculadas de los datos de una tasa constante de inyección de agua por el método Welge. Se puede observar que la relación de permeabilidad relativa de la fase inyectada para la fase desplazada, k_i/k_d , a una saturación dada de la fase inyectada aumentó mientras la fracción de superficie mojada por la fase inyectada fue decreciendo⁵⁹.

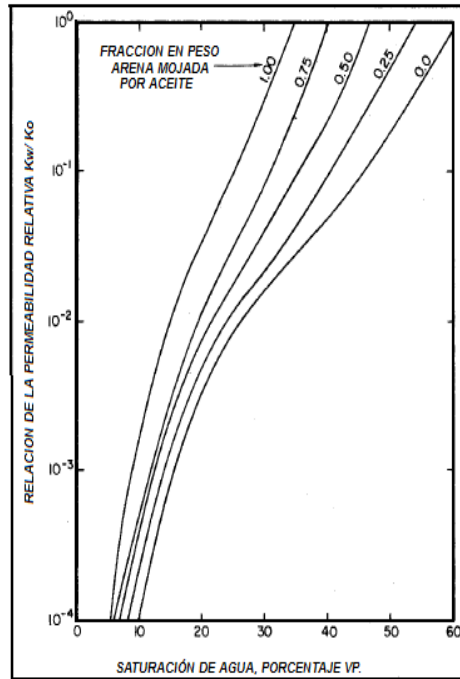


Fig. 5.11 Comparación de la relación k_w/k_o de las curvas de permeabilidad relativa agua/aceite para paquetes de arena mojados fraccionalmente⁵⁹.

5.4.3.2 Permeabilidad relativa en mojabilidad mixta.

En un sistema con mojabilidad mixta el agua puede desplazar al aceite de los poros grandes pero a una permeabilidad más baja, ya que los poros más grandes están mojados por aceite y los poros pequeños están mojados por agua. A una determinada saturación la permeabilidad del agua disminuirá, ya que el agua tenderá a entrar en los poros pequeños haciendo que se produzca una menor cantidad de agua. Esto ocurre por dos razones, la primera, es que mayor presión capilar es requerida para desplazar al aceite de los poros más grandes mojados por aceite y la segunda razón, es que la S_{wi} será relativamente alta, debido a que algo del agua en los poros pequeños mojados por agua tenderá a tener un flujo limitado, debido al flujo de aceite en los poros grandes. Además, la permeabilidad relativa de ambas fases será similar al inyectar agua, ya que

ambas fases tendrán la capacidad de seguir produciendo, un ejemplo de curvas de permeabilidad relativa se muestran en la Fig. 5.12⁶⁰.

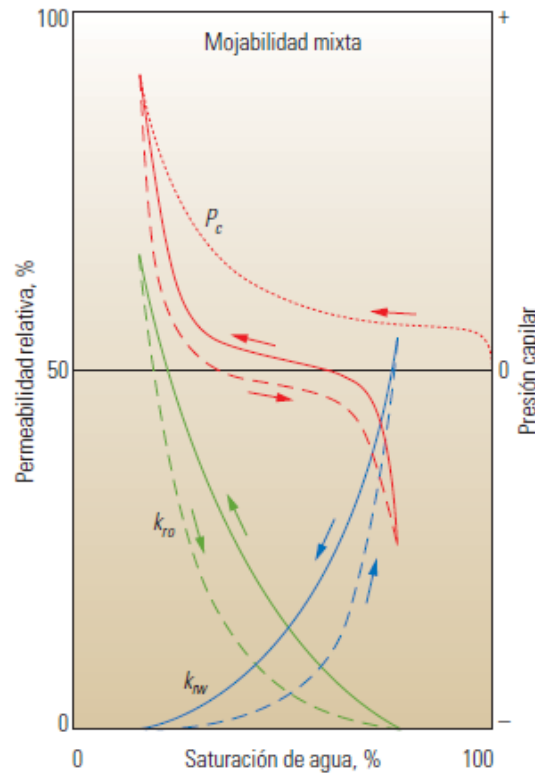


Fig. 5.12 Curvas de permeabilidad relativa en un sistema con mojabilidad mixta¹.

5.5 Permeabilidad relativa en estado transitorio y estacionario

Las permeabilidades relativas pueden ser medidas por métodos en estado estacionario o transitorio. En varios métodos de estado estacionario, se inyecta aceite y agua a gastos constantes dentro del núcleo hasta que las saturaciones alcancen valores de equilibrio. La presión que cae a través del núcleo es medida para determinar las permeabilidades relativas. La principal diferencia en los distintos métodos de estado estacionario es el procedimiento usado para minimizar los efectos finales a la salida. Los métodos de estado estacionario son generalmente muy lentos, toman días o semanas, debido a que las saturaciones deben alcanzar equilibrio después de cada

cambio en los gastos de inyección de flujo. El método de estado transitorio es mucho más rápido, requiriendo sólo de horas para determinar la curva entera de permeabilidad relativa y por esta razón es usualmente utilizado. A un núcleo primero se le satura al 100% con agua, después se le inyecta aceite y es conducido a una S_{wi} . El agua es entonces inyectada en el núcleo a un gasto constante y la permeabilidad relativa es calculada con la caída de presión y fluidos producidos usando el método JBN. Se usan normalmente aceites viscosos para aumentar el período de la producción de las dos fases, debido a que el flujo antes de avanzar no da información acerca de la permeabilidad relativa. Si se usan aceites de baja viscosidad en un núcleo mojado de agua, el desplazamiento es de tipo pistón y las permeabilidades relativas pueden ser encontradas sólo para S_{wi} y S_{or} usando el método de estado transitorio.

Se recomienda que el método de estado transitorio no se use con núcleos fuertemente mojados por agua. Se cree que la combinación de altas velocidades y altas viscosidades, que son comúnmente usados en mediciones de estado transitorio causarán que un núcleo fuertemente mojado por agua se comporte como si estuviera mojado por aceite, durante una inyección de agua debido al tiempo insuficiente para que el fluido llegue al equilibrio.

Si el sistema es fuertemente mojado por agua, el agua desplazará al aceite de los poros más pequeños y de poros superficiales. Sin embargo, se estableció que la mojabilidad del agua del núcleo será enmascarada cuando aceite viscoso y los altos gastos de desplazamiento sean usados, debido a que el aceite viscoso no tendrá suficiente tiempo para ajustarse a la inyección de agua. Los altos gastos son necesarios para estabilizar el flujo y para minimizar los efectos finales. El agua inyectada tenderá a moverse rápidamente a través de los poros más grandes, causando un movimiento temprano y haciendo que el comportamiento de inyección del agua se comporte como si el núcleo fuera mojado por aceite. En comparación con las permeabilidades relativas de estado estacionario, el cálculo de la permeabilidad relativa en estado transitorio aparecerán más mojadas por aceite como se mostró en la Tabla 5.1⁶¹.

5.6 Permeabilidades relativas de tres fases.

La mojabilidad es un factor de control en la determinación de las características de la permeabilidad relativa a tres fases. Cuando el mojado es suficientemente fuerte, la permeabilidad relativa a la fase mojanante es primeramente una función de su propia saturación y es muy similar para sistemas de dos y tres fases. Esto ocurre porque la fase mojanante ocupa los pequeños poros y se comporta como una delgada capa sobre las superficies del poro. Las dos fases no mojanantes, una de las cuales es siempre un gas, compiten por los poros grandes. En un sistema mojado por aceite, la presencia del gas atrapado afectará la permeabilidad relativa al agua debido a la interferencia de estas dos fases no mojanantes. Similarmente en un sistema mojado por agua, el gas atrapado usualmente disminuirá la permeabilidad relativa al aceite por interferencia y competencia de los canales más grandes de flujo, ya que la permeabilidad relativa al agua relativamente no será afectada.

Se examinaron los efectos de una saturación de un gas inmóvil atrapado, en permeabilidades relativas agua/aceite medidas en muestras de areniscas y carbonatos mojados por aceite. Se encontró que no había casi efecto en las permeabilidades relativas al aceite, fase mojanante, cuando compararon las mediciones de dos fases y tres fases. La permeabilidad relativa al agua fue reducida por el gas atrapado, mostrando la interacción entre los dos fluidos no mojanantes.

En muchos casos, las dos fases no mojanantes interferirán una con otra. En otra prueba de laboratorio se encontró que el gas atrapado en tapones de arena y carbonato mojados por aceite, redujeron la permeabilidad relativa al agua cuando se compararon con medidas de dos fases agua/aceite a la misma saturación de agua. Esto era de esperarse, debido a que el gas atrapado y el agua no mojanante interfirieren uno con otro⁶².

5.7 Modelo con variación en la permeabilidad relativa

En este modelo se mantuvieron las mismas condiciones del caso base, variando únicamente la permeabilidad relativa para representar diferentes casos: mojado por agua, mojado por aceite y mojabilidad mixta.

Los datos se basaron en las gráficas de permeabilidad relativa presentadas en este capítulo. Las curvas de permeabilidad relativa que se utilizaron para correr los 3 modelos, se muestran en la Fig. 5.2 para el caso mojado por agua y mojado por aceite y la Fig.5.12 para mojabilidad mixta.

Al igual que en el capítulo 4 se utilizó el programa Eclipse para desarrollar el análisis de sensibilidad. En este modelo se pudo observar que, aunque se varió la permeabilidad relativa para los 3 escenarios, el escenario con mojabilidad mixta fue el que tuvo un mayor Fr , ver la Fig. 5.14.

El comportamiento del perfil de producción de aceite en el caso con mojabilidad mixta, ver Fig. 5.13, es el mejor debido a la capacidad de imbibición. Al momento de inyectar agua en el yacimiento, el agua es embebida permitiendo la producción de aceite por largos periodos, este comportamiento es debido a la influencia de la permeabilidad relativa en los modelos.

En la Fig. 5.14 se analizó que hay una menor caída de presión en el escenario mojado por aceite, ya que para el proceso de inyección se tiene una menor producción y por lo tanto una menor caída de presión. En el caso de mojabilidad mixta se tiene una mayor caída de presión, debido a la energía libre requerida, donde agua y aceite producen mayor cantidad de volumen y por ende existe una mayor caída de presión.

En la Fig. 5.15 se muestra el corte de agua donde la mayor producción de agua se da en el caso de mojado por aceite, ya que la movilidad del agua en este caso es

mayor a la del aceite. También, como era de esperarse, la menor producción de agua se dio en el caso mojado por agua, ya que los poros pequeños están mojados por agua lo que trae como consecuencia mayor retención de agua.

En las Fig. 5.16 se tiene un comportamiento congruente con los resultados aquí discutidos, la mayor RGA se dio en la mayor producción de aceite es decir en el caso con mojabilidad mixta.

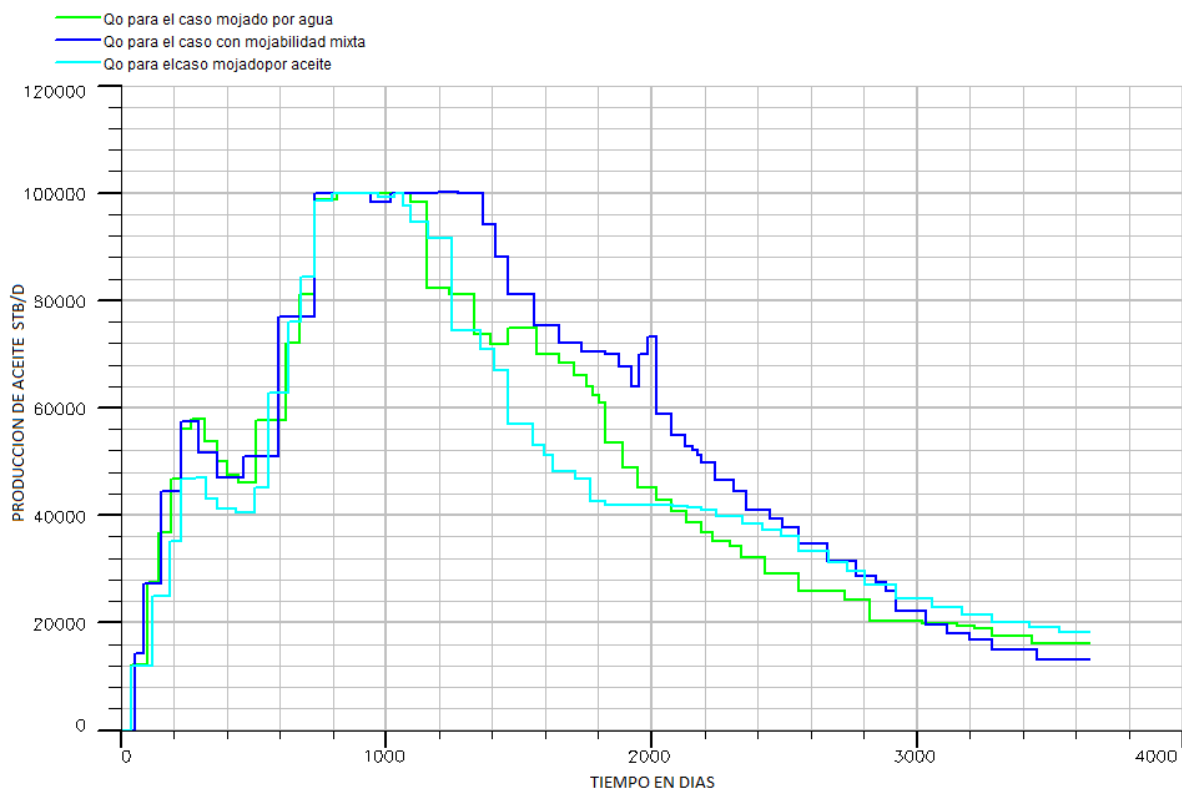


Fig. 5.13 Gráfica del gasto de producción de aceite contra tiempo en días.

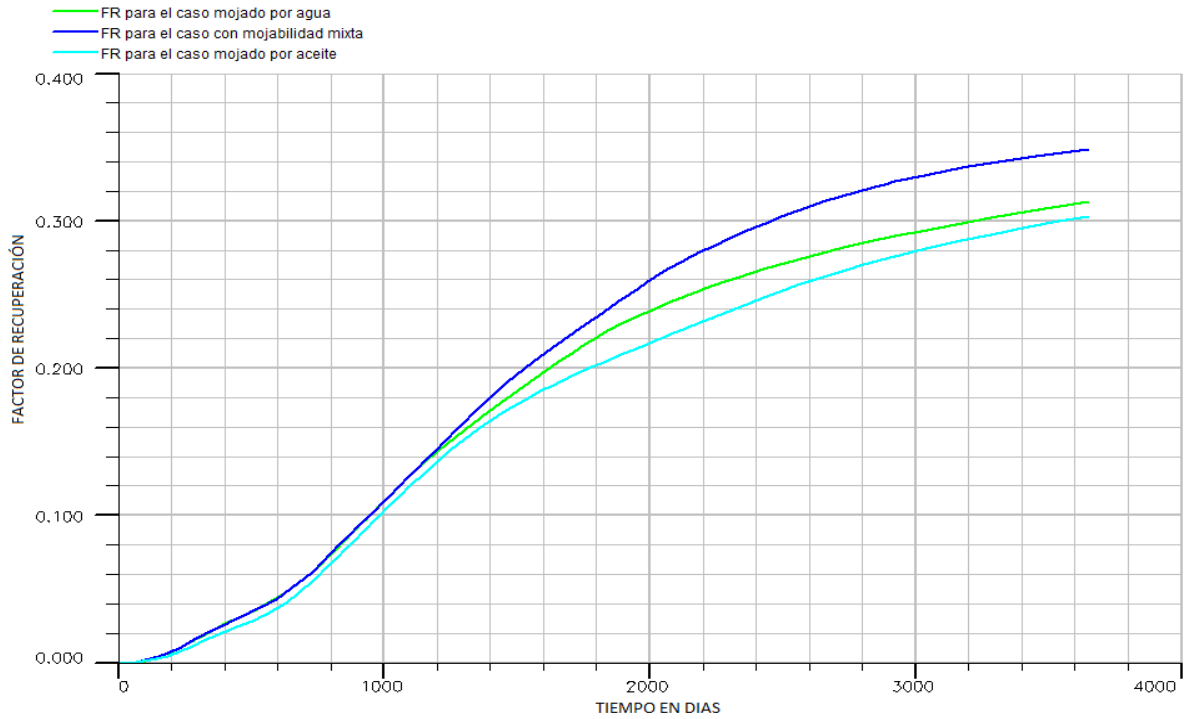


Fig. 5.14 Gráfica del Fr del aceite contra tiempo en días.

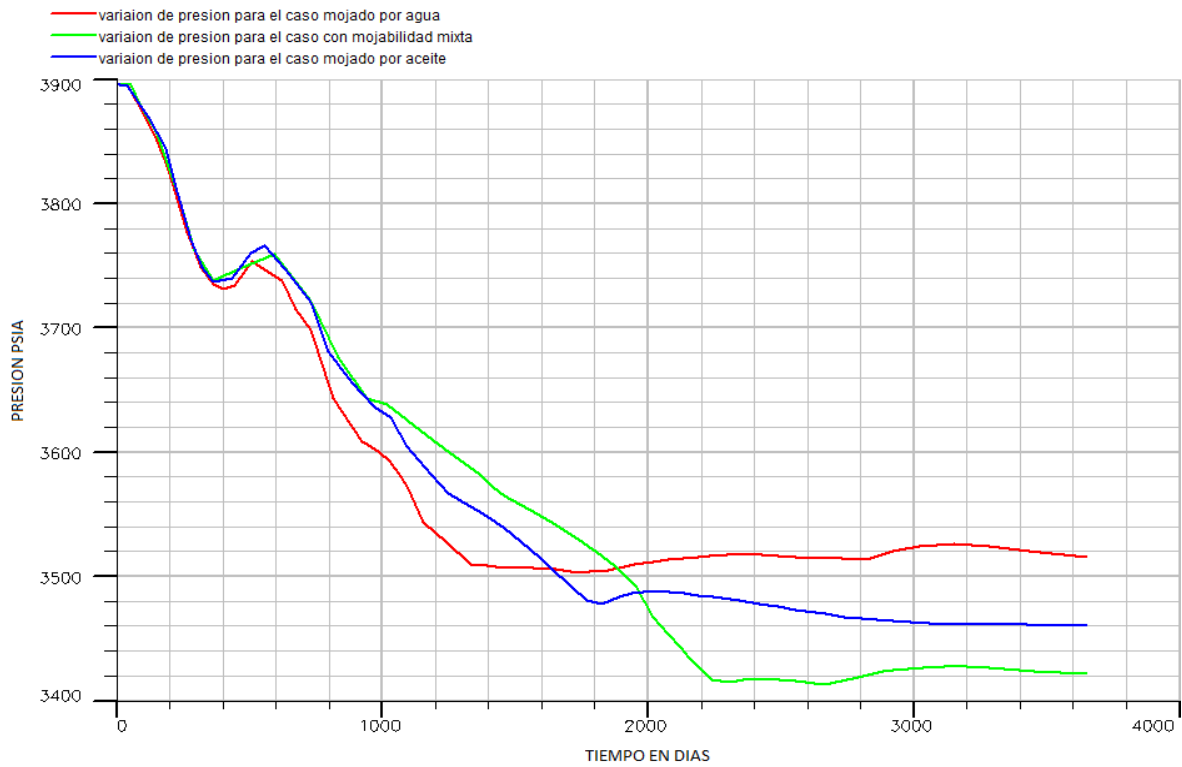


Fig. 4.13 Gráfica de la caída de presión del yacimiento contra tiempo en días.

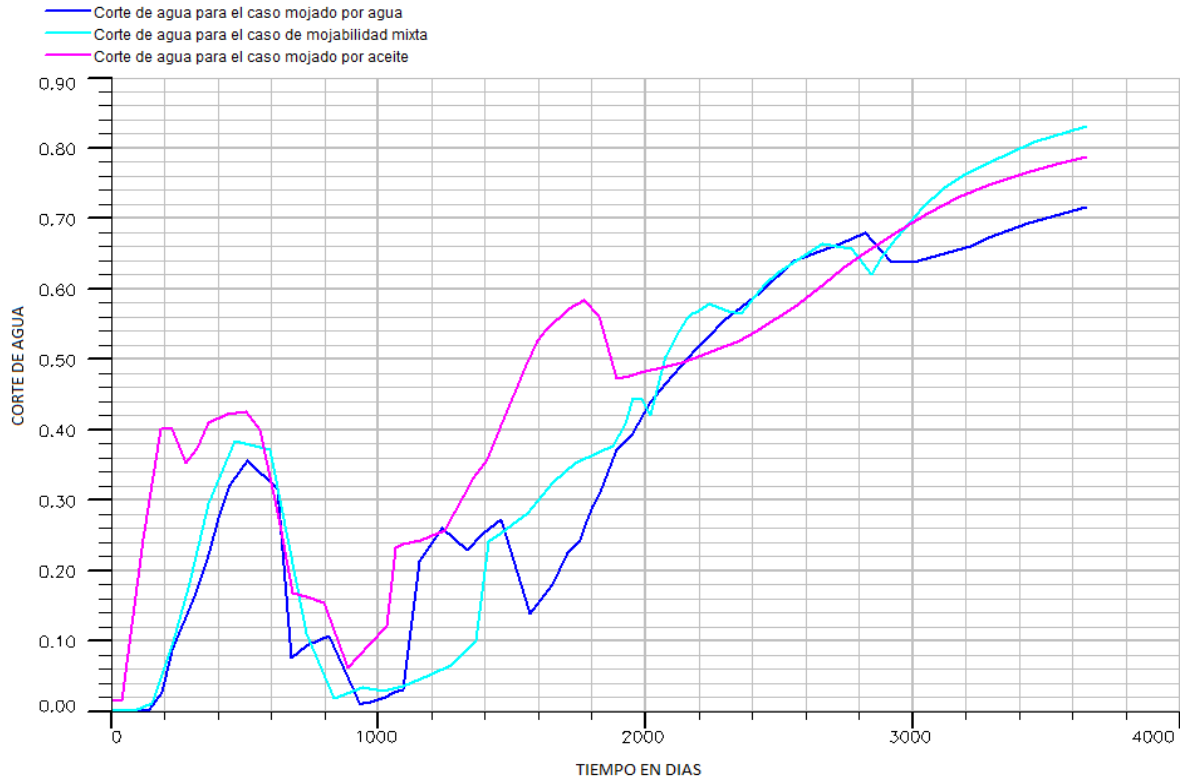


Fig. 4.14 Gráfica del corte de agua contra tiempo en días.

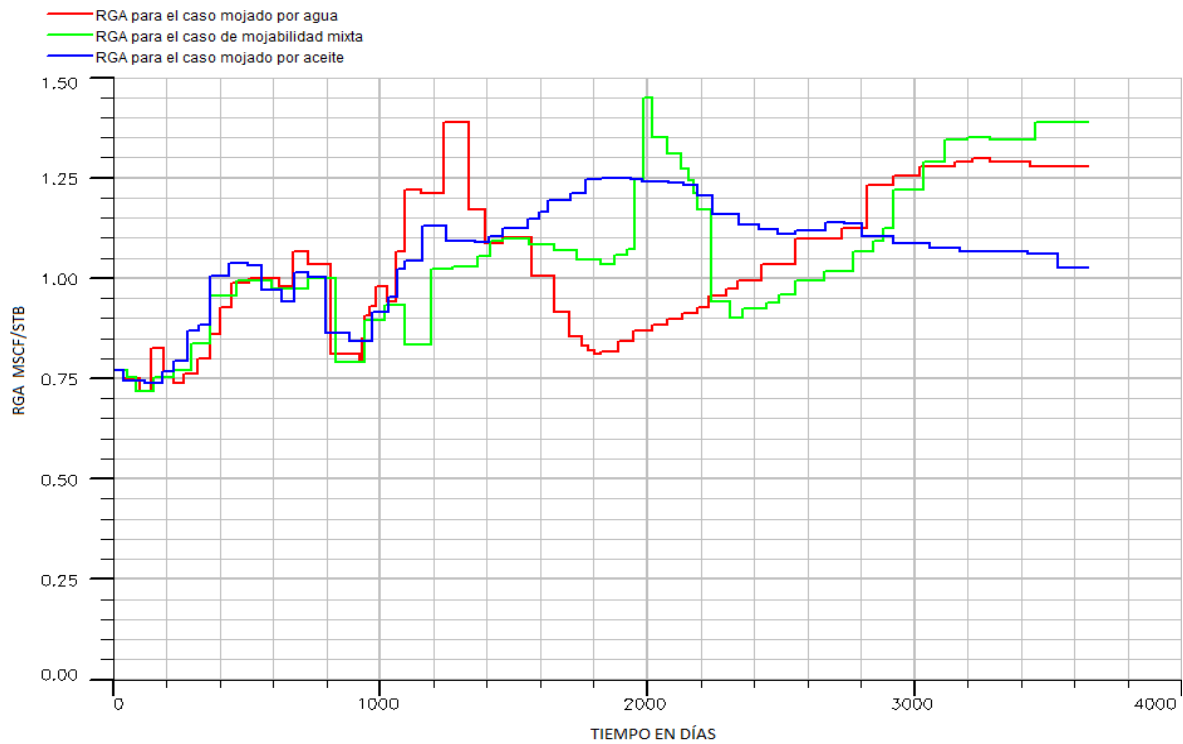


Fig. 4.15 Gráfica de la RGA contra tiempo en días.

CAPITULO 6. Efectos de la mojabilidad en procesos de recuperación secundaria.

6.1 Impactos de la mojabilidad en la recuperación y producción de aceite.

La mojabilidad impacta fuertemente la eficiencia de los proyectos de inyección de agua, por ejemplo en un yacimiento fuertemente mojado por agua los poros pequeños embeben el agua y el aceite es localizado en los poros grandes. El aceite residual después de la inyección del agua permanece en el centro de los poros grandes como una gota aislada que puede ser atrapada al ser desconectada de una masa continua de aceite. En un yacimiento fuertemente mojado por aceite, el avance del agua se moverá preferencialmente a través de los poros grandes empujando al aceite hacia adelante. Usualmente en este caso la inyección de agua es menos eficiente que en el caso donde se encuentra fuertemente mojado por agua.

En un yacimiento con mojabilidad mixta, el aceite adherido a la superficie de los poros grandes incrementa la posibilidad de una vía continua para producir el pozo, dando una baja saturación de aceite mientras los poros pequeños permanezcan llenos de agua. Debido a la menor saturación residual de aceite el factor de recuperación tiende a ser mayor en los yacimientos con mojabilidad mixta, considerando periodos donde grandes volúmenes de agua pueden ser inyectados.

El campo Endicott en Alaska es un ejemplo de un yacimiento con mojabilidad mixta. En experimentos de laboratorio se observó que después de la inyección de $1 V_p$ de agua la saturación de aceite fue de 40%, después de $500 V_p$'s fue de 22% y 12% después de una cantidad de V_p 's considerados infinitos.

Estudios similares se realizaron en núcleos del yacimiento en el Este de Boise, Texas. Los resultados mostraron que la saturación de aceite cae continuamente en yacimientos con mojabilidad mixta al inyectar más agua. En los casos mojados por

agua, la saturación de aceite rápidamente alcanza un valor constante después de la inyección del agua.

Algunos autores llegaron a conclusiones similares al analizar rocas fuertemente mojadas por agua, donde la producción de aceite cesó después de la inyección del agua mientras que en rocas con mojabilidad mixta la producción permaneció después de la inyección de varios V_p 's arrojando valores bajos de la saturación residual del aceite^{62, 63, 64, 65, 66, 67}.

6.2 Caso de estudio.

Se consideraron tres casos de estudios para la simulación: yacimiento homogéneo, carbonatos heterogéneos aleatorios y capas de carbonatos también heterogéneos. La integración gradual de la heterogeneidad en el modelo tiene como objetivo permitir la evaluación de su influencia en el impacto de la mojabilidad.

La simulación numérica de los casos fue desarrollada usando el simulador Eclipse, con las siguientes características: tipo de aceite negro, 3 dimensiones y totalmente implícito.. La geometría considerada representa parte de un yacimiento arqueado que forma un anticlinal, que consiste de 300 metros de espesor, 1200 metros de longitud y 1200 metros de ancho; desde la parte superior 4000 metros de profundidad y el contacto agua/aceite se encuentra a 4290 metros. La Fig. 6.1 muestra la geometría del yacimiento y la posición del contacto agua/aceite.

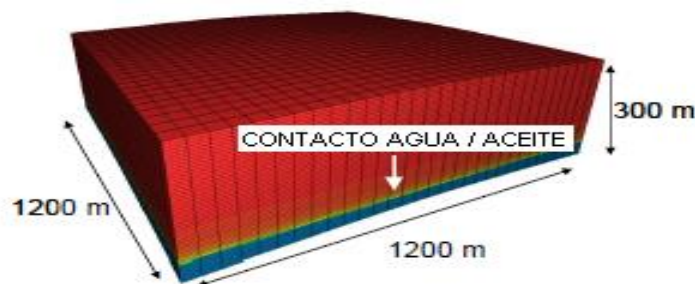


Fig. 6.1 Panorama del modelo de yacimiento considerado⁶⁸.

La construcción de la maya contiene 30 X 30 X 50 celdas en las direcciones (i,j,k), con un total de 45,000 celdas activas con dimensiones en i y j de 40 metros y en k de 6 metros. El yacimiento fue llenado con las propiedades de la tabla 6.1 y 6.2.

Densidad	viscosidad (μ_o)	Factor de volumen (B_o)	Relación de solubilidad (R_s)	Presión de saturación (P_{sat})
27.6 API	1.25 cP	1.32 m ³ /m ³	108 m ³ /m ³	194 Kgf/ cm ²

Compresibilidad del agua	Viscosidad (μ_w)	Factor de volumen (B_w)	Compresibilidad de la roca	Presión estática inicial @ 4110m
4*10 ⁻⁵ (Kgf/cm ²) ⁻¹	0.53 cP	1.013 m ³ /m ³	6.9*10 ⁻⁵ (Kgf/cm ²) ⁻¹	499 Kgf/cm ²

Los pozos usados en el caso homogéneo y caso heterogéneo consistieron de dos pozos subhorizontales, un productor de aceite y un inyector de agua con 1000 metros de longitud, ver Fig. 6.2 izquierda. Los pozos productores e inyectores fueron posicionados 45 y 135 metros respectivamente por debajo de la parte superior del yacimiento. En el caso de las capas heterogéneas se utilizaron pozos verticales, atravesando la heterogeneidad introducida en el modelo con 210 metros de penetración desde la cima del yacimiento, ver Fig. 6.2 derecha.

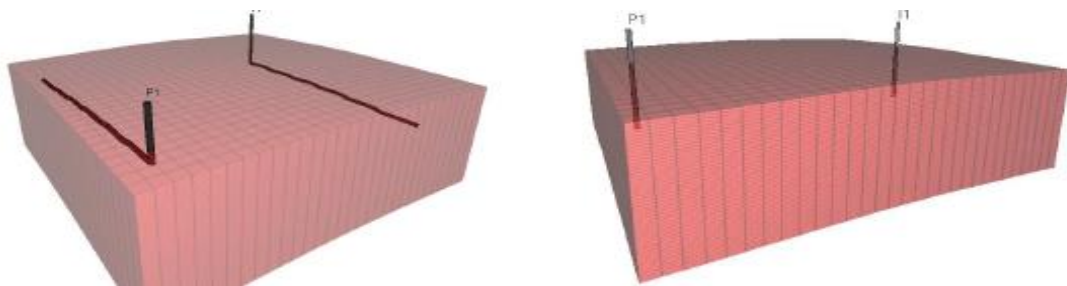


Fig. 6.2 Modelos de simulación con un pozo productor e inyector⁶⁸.

La simulación fue realizada considerando un gasto de inyección constante igual a 700 m³/d en el pozo inyector y en el pozo productor fue impuesta una presión de fondo fluyendo constante igual a 306 Kgf/cm².

En el caso homogéneo fueron consideradas como características petrofísicas básicas una porosidad constante igual a 15 %, una permeabilidad horizontal igual a 17.5 mD y 1.8 mD para la permeabilidad vertical. Además, se consideró que el 70 % del espesor está compuesto de roca del yacimiento y el resto por roca diferente al yacimiento. Se asumió un 15% de porosidad, basándose en el promedio de los datos de las muestras de carbonatos publicados por Bennion⁷², y la permeabilidad se estimó utilizando la correlación contra porosidad usando los mismos datos mostrados en la Fig. 6.3.

En el caso heterogéneo también se tomaron los datos de las muestras de carbonato publicados por Bennion⁷², donde se consideró como características petrofísicas básicas una distribución de porosidad normal con un promedio de 15% y una permeabilidad en función de la porosidad como en la correlación obtenida para el caso anterior con los mismos datos publicados por Bennion⁷², que se muestra en la Fig. 6.3.

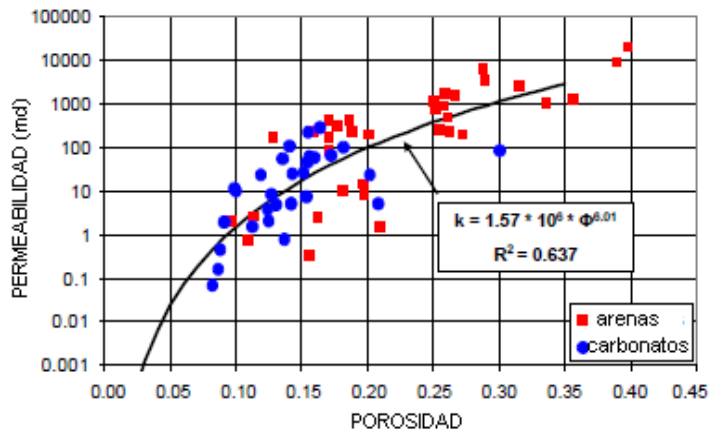


Fig. 6.3 Permeabilidad vs porosidad de los datos de Bennion, (2002)⁶⁸.

El modelo de porosidad obtenido para el caso heterogéneo y en capas es mostrado en la Fig. 6.4, esto fue realizado mediante una función aleatoria con distribución normal y una desviación estándar promedio⁶⁸.

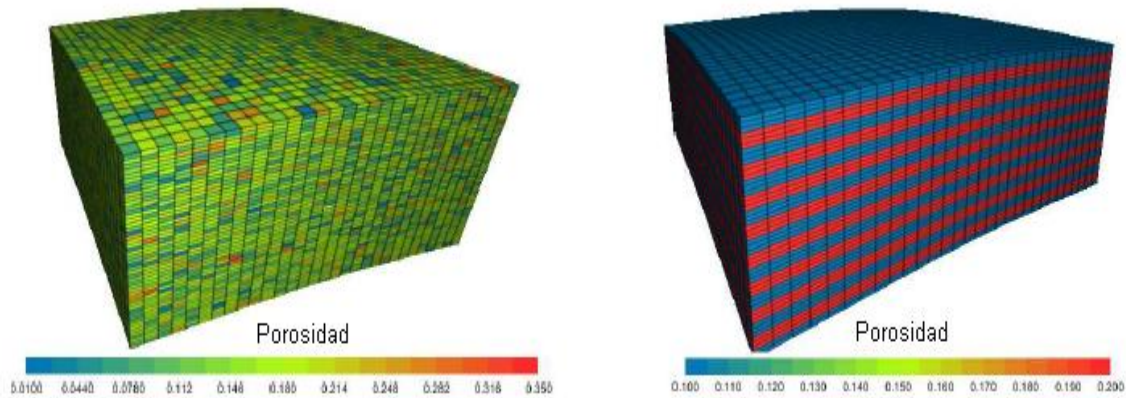


Fig.6.4 Panorama del modelo de porosidad usado en un caso heterogéneo (izquierda) y el caso por capas (derecha) ⁶⁸.

6.3 Construcción de escenarios de mojabilidad.

6.3.1 Yacimiento homogéneo.

Con el fin de analizar el impacto de la mojabilidad en la recuperación del aceite por inyección de agua, los escenarios de mojabilidad se prepararon mediante las curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa.

Seis escenarios de mojabilidad se clasificaron de la siguiente forma: mojado por agua, WW, neutralmente mojado, NW, mojado por aceite, OW, mojabilidad mixta ligeramente mojado por agua, MWW, mojabilidad mixta intermedia, MWI y mojabilidad mixta ligeramente mojado por aceite, MWO.

Para crear las curvas de presión capilar se utilizó una correlación de Brooks, Corey, Skjaeveland y Kjosavik como se muestra en la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{C_w}{\left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}\right)^{aw}} + \frac{C_o}{\left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}}\right)^{ao}} \quad (6.1)$$

Donde C_w es compresibilidad del agua, C_o es compresibilidad del aceite, a_w y a_o son parámetros adimensionales.

El ajuste de los parámetros fue realizado para obtener las curvas que representaran los seis escenarios considerados. Para crear las curvas sintéticas de permeabilidad relativa se utilizó la modificación de Brooks y Corey⁶⁹, que se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$K_{rw} = K_{rw\max} * S_{wd}^{n_w} \quad (6.2)$$

$$K_{ro} = K_{ro\max} * (1 - S_{wd})^{n_o} \quad (6.3)$$

donde:

$$S_{wd} = (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi} - S_{or}) \quad (6.4)$$

Donde n_w y n_o son parámetros adimensionales, K_{rw} es la permeabilidad relativa de agua y K_{ro} es la permeabilidad relativa de aceite.

A continuación se presentan las consideraciones que se tomaron en cuenta para modelar las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa:

- S_{wi} decrece con una fuerte mojabilidad al aceite, debido a la menor retención de agua en la superficie de los poros, resultando en la expulsión de grandes volúmenes de agua durante el proceso de la migración del aceite en el yacimiento.
- S_{or} es más baja para los casos de mojabilidad intermedia NW y MWI, debido a que el aceite no permanece en la superficie de los poros como en el escenario OW y no queda atrapado en el centro de los poros como en el escenario WW.

- K_{romax} decrece conforme la mojabilidad al aceite es mayor, debido a que el aceite ocupa los poros más pequeños unido en la superficie de los poros y el agua ocupa los poros grandes bloqueando los caminos más permeables.
- K_{rwmmax} incrementa conforme la mojabilidad al aceite es mayor, debido a que el agua ocupa los poros grandes y por lo tanto los caminos más permeables.

Comparando los escenarios de mojabilidad uniforme; WW, NW y OW con los escenarios de mojabilidad mixta; MWW, MWI y MWO en estos casos se observa que:

- Existe una reducción en S_{wi} y S_{or} de los escenarios de mojabilidad mixta, ya que estos representan las rocas mojadas por aceite en los poros grandes y mojadas por agua en los poros pequeños, formando caminos continuos en ambas fases y permitiendo fluir a muy bajos niveles de saturación.
- Una menor k_{romax} comparando MWW con WW, ya que en el escenario MWW la parte del aceite es adherido a la superficie de los granos en los poros grandes.
- Una mayor k_{romax} comparando MWO con OW, ya que en el escenario OW la parte del aceite es localizada en los poros pequeños.
- Una mayor k_{rwmmax} comparando MWW con WW, ya que en el escenario WW el aceite residual es localizado en el centro de los poros más grandes y más permeables.
- Una menor k_{rwmmax} comparando MWO con OW, ya que en el escenario OW el aceite está localizado en los poros pequeños mientras que el agua en los poros grandes y más permeables.

En la Fig. 6.5 son presentadas las curvas de presión capilar con el índice de Amott–Harvey, I_{AH} y USBM, I_{USBM} , de los seis escenarios considerados.

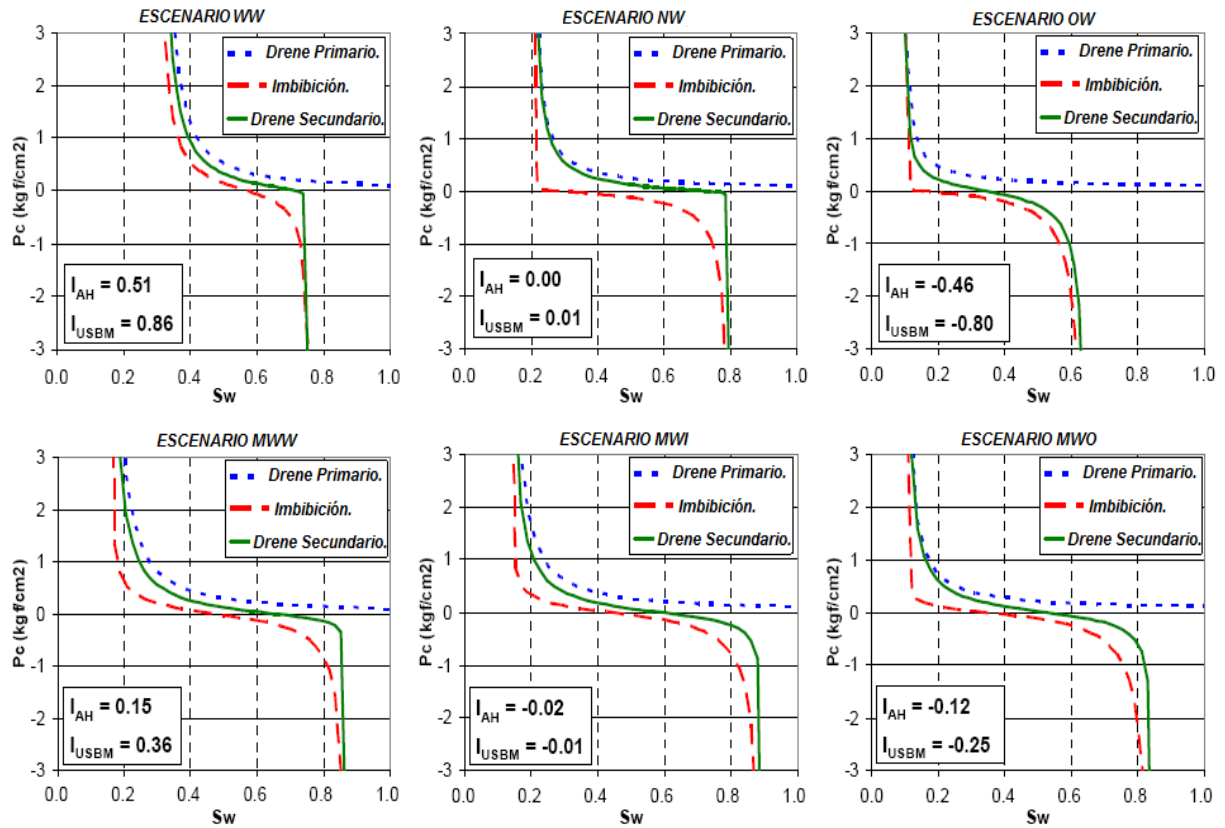


Fig.6.5 Curvas de presión capilar de los seis escenarios considerados.⁷⁰

En la tabla 6.4 se presenta el resumen de los índices de mojabilidad para cada escenario⁶⁹.

Tabla 6.3 .Resumen de los Índices de mojabilidad para cada escenario.

Escenario	I_w	I_o	I_{AH}	I_{USBM}
WW	0.59	0.07	0.51	0.86
NW	0.11	0.11	0	0.01
OW	0.09	0.55	-0.46	-0.8
MWW	0.44	0.29	0.15	0.36
MWI	0.39	0.4	-0.02	-0.01
MWO	0.31	0.43	-0.12	-0.25

Los parámetros de las curvas de presión capilar se ajustaron para que los índices representaran el escenario deseado. Se observó que en el escenario WW, la

roca espontáneamente embebe un volumen considerable de agua, $I_w = 0.59$, y un insignificante volumen de aceite, $I_o = 0.07$, representando una fuerte preferencia hacia el agua. En el escenario NW, la imbibición espontanea es insignificante tanto para agua como para aceite, $I_w = 0.11$ e $I_o = 0.11$, mostrando la falta de preferencia por un solo fluido. En el escenario OW, la roca espontáneamente embebe una insignificante cantidad de agua, $I_w = 0.09$, y una considerable cantidad de aceite, $I_o = 0.55$, representando una fuerte preferencia hacia el aceite. En un escenario de mojabilidad mixta, la roca espontáneamente embebe ambos fluidos, tanto agua como aceite, siendo el escenario MWW el que tiene una ligera preferencia al agua, $I_w = 0.44$ e $I_o = 0.29$, el escenario MWI de preferencia intermedia, $I_w = 0.39$ e $I_o = 0.40$, y el escenario MWO de una ligera preferencia por aceite, $I_w = 0.31$ e $I_o = 0.43$.

En la Fig. 6.6 se presentaron las curvas de permeabilidad relativa de los escenarios de mojabilidad. Entonces se pudo observar lo que propuso Craig; en los escenarios NW y MWI, las curvas de K_{rw} y K_{ro} se intersectan aproximadamente al 50% de S_w . Las curvas de OW y MWO se intersectan en S_w a menos del 50% y las curvas de WW y MWW intersectan en S_w a valores mayores del 50%. La K_{romax} y K_{rwmmax} se calcularon de la Fig. 6.9⁷⁰.

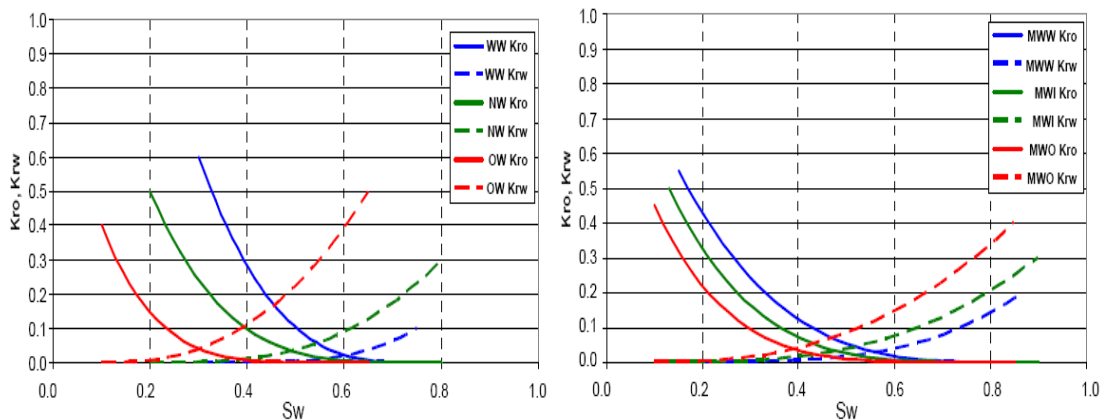


Fig.6.6 Curvas de permeabilidad relativa para los seis escenarios ⁷⁰.

6.3.2 Yacimiento heterogéneo aleatorio de carbonato.

Igual que en el caso del yacimiento homogéneo se prepararon seis escenarios de mojabilidad; WW, NW, OW, MWW, MWI y MWO a través de las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa. En este caso, los puntos finales S_{wi} , S_{or} , k_{rwmax} y k_{romax} varían dependiendo de la mojabilidad y debido a las características petrofísicas básicas de cada celda del modelo de simulación.

De la distribución de permeabilidad se obtuvo la distribución de S_{wi} para cada escenario, basándose en los datos publicados por Bennion⁷², y los valores considerados en el caso homogéneo. En la Fig. 6.7 se muestran los ajustes usados para obtener la distribución de la S_{wi} en función de k .

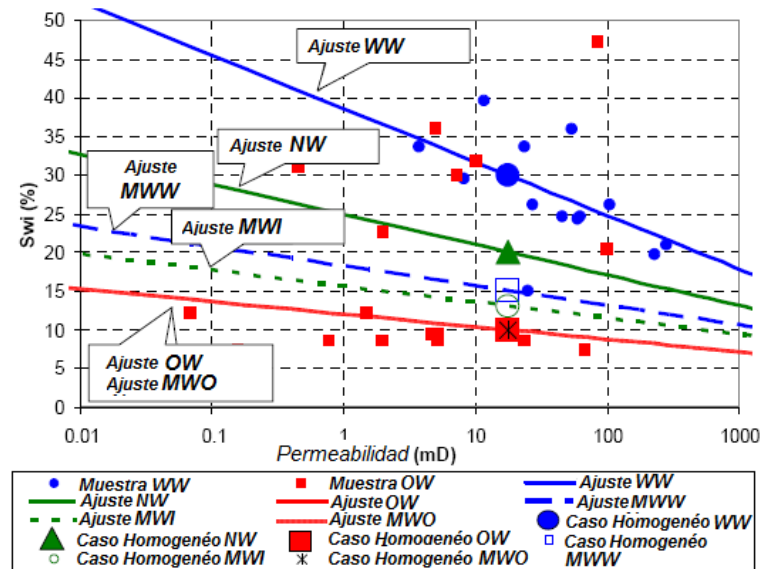


Fig.6.7 S_{wi} en función de K para cada escenario⁷¹.

La distribución de S_{or} se obtuvo correlacionándola con la S_{wi} de los datos publicados por Bennion⁷², de los valores considerados en el caso homogéneo y la tendencia reportada por varios autores del decremento S_{or} con el incremento S_{wi} . En la

Fig. 6.8 se muestran los ajustes usados para obtener una distribución de S_{or} en función de S_{wi} .

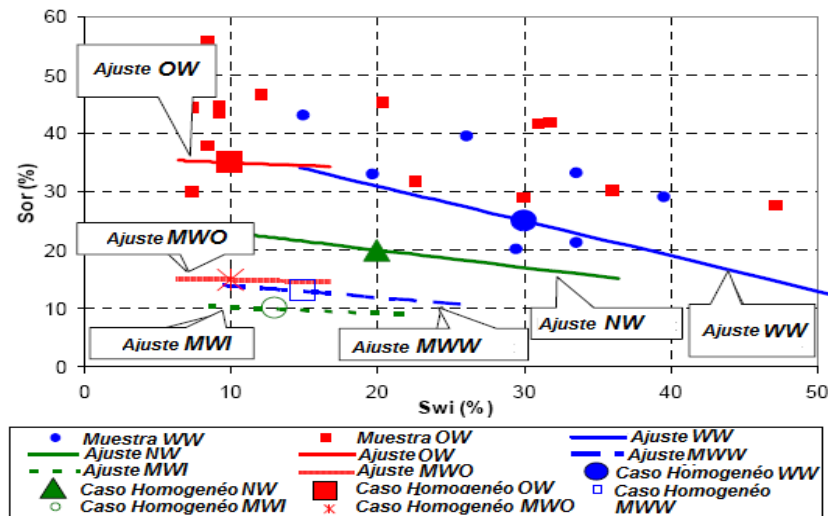


Fig.6.8 Sor en función de Swi para cada escenario.⁷¹

La relación entre S_{wi} y S_{or} es controversial en la literatura, pero más autores consideran que la S_{or} tiende a decrecer con la disminución de la saturación inicial del aceite, o el incremento de S_{wi} . A pesar de la dispersión de los datos presentados en la Fig. 6.8, es posible identificar una mayor tendencia de la disminución de la S_{or} con el incremento de S_{wi} para las muestras WW. Esta tendencia se utilizó en el ajuste del escenario.

Los valores de $k_{rwm\max}$ y $k_{rom\max}$ también fueron considerados como una función de k . De acuerdo a Morgan, Gordon y Willhite⁷¹, con la reducción de la garganta de poro, determinada porción de los espacios poros permanecen con dimensiones que sólo permiten su llenado con el fluido mojante. Por lo tanto, el fluido no mojante es bloqueado en los poros pequeños, reduciendo su permeabilidad relativa y el fluido mojante es forzado a ir a través de estos poros pequeños, también, reduciendo su permeabilidad relativa.

En la Fig. 6.9 se presenta el ajuste de la variación k_{rwmax} y k_{romax} para los seis escenarios. El ajuste se baso en los datos publicados por Morgan, Gordon y Bennion; y en los valores considerados en el caso de yacimiento homogéneo^{71,72}.

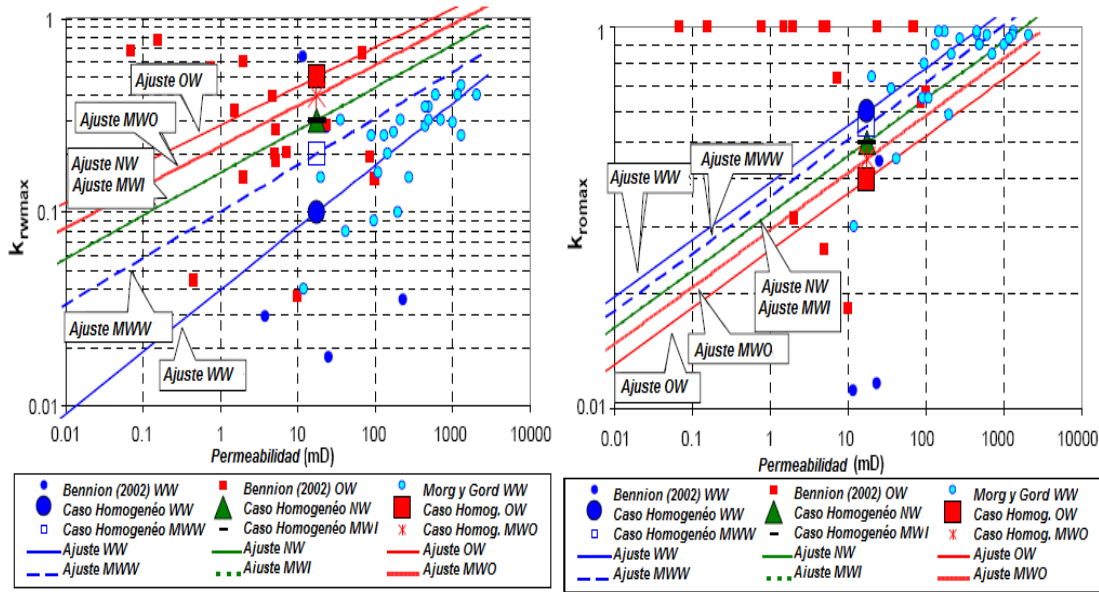


Fig. 6.9 K_{rwmax} y K_{romax} en función de k^{71} .

En el modelado del caso heterogéneo se normalizaron las curvas de P_c y K_{rl} , de modo que no fue necesario incluir las diferentes curvas para cada celda con diferentes propiedades, K y Φ , en el simulador. Así las curvas normalizadas son aplicadas en el simulador y el simulador hace el proceso de desnormalización para cada celda en función de sus propiedades.

Para la saturación y la normalización de la permeabilidad relativa se usaron la ecuación (6.5) y la ecuación (6.6). Donde S_{wd} es la saturación del líquido normalizado y K_{rld} es la permeabilidad relativa del líquido.

$$S_{wd} = (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi} - S_{or}) \quad (6.5)$$

$$K_{rld} = K_{rl} / K_{rlmax} \quad (6.6)$$

Para el modelado de la presión capilar se utilizó la Función J propuesta por Leveret ecuación (6.7), la cual se refiere a la P_c con las propiedades petrofísicas básicas, donde k es permeabilidad, Φ es porosidad y σ es la FTI.

$$J(S_w) = \frac{0.318 * P_c}{\sigma} \left(\frac{K}{\phi} \right)^{1/2} \quad (6.7)$$

Se adoptó las mismas curvas de P_c en el escenario homogéneo y se transformaron en la función J, usando los valores de $k = 17.5$ mD, $\Phi = 15\%$ y $\sigma = 30$ dinas/cm². La función J se utilizó entonces en los modelos heterogéneos para obtener P_c para cada celda.

Las curvas normalizadas de K_{rl} son presentadas en la Fig. 6.10. con la normalización de S_w y K_{rlmax} .

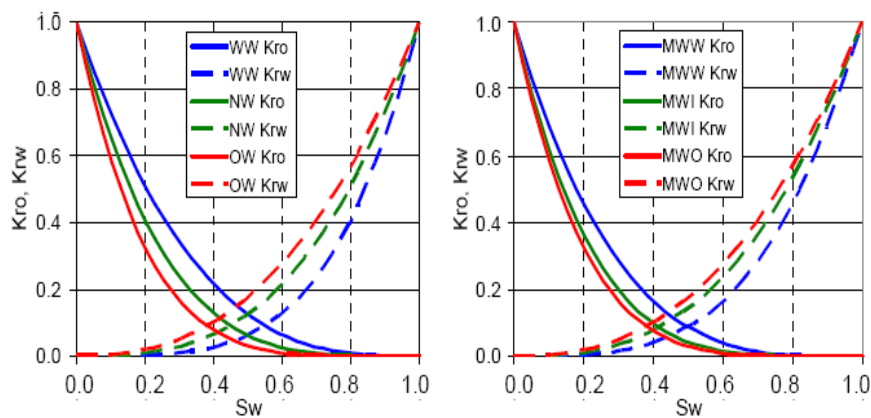


Fig. 6.10 Curvas de K_{rl} normalizadas de los escenarios con mojabilidad uniforme y mojabilidad mixta⁷¹.

6.3.3 Yacimiento de carbonato heterogéneo en capas.

Así como en caso homogéneo y heterogéneo aleatorio, se prepararon seis escenarios WW, NW, OW, MWW, MWI y MWO.

Para los valores de S_{wi} se utilizo la misma correlación con la permeabilidad del caso heterogéneo aleatorio, que se muestra en la Fig. 6.7. Los valores de S_{or} fueron obtenidos usando la misma correlación con la S_{wi} , usada en el caso heterogéneo aleatorio mostrada en la Fig. 6.8. Los valores de k_{rwmax} , k_{romax} también se obtuvieron de la misma correlación mostrada en la Fig. 6.9. En la tabla 6.5 los parámetros usados en las capas de alta y baja porosidad son presentados para cada escenario de mojabilidad.

Tabla 6.4. Parámetros usados en cada escenario de mojabilidad para el caso de capas heterogéneos.

Capas	Casos	WW	NW	OW	MWW	MWI	MWO
Capas con baja Φ , $\Phi = 10\%$ y $K = 1.5mD$.	S_{wi} (%)	37.3	24.2	11.7	17.7	15.2	11.7
	S_{or} (%)	20.6	18.7	34.8	12.5	9.8	14.9
	K_{romax}	0.42	0.35	0.28	0.38	0.35	0.31
	K_{rwmax}	0.05	0.18	0.31	0.11	0.18	0.24
Capas con Alta Φ , $\Phi = 20\%$ Y $K = 100mD$.	S_{wi} (%)	24.8	17.1	8.8	13.1	11.5	8.8
	S_{or} (%)	28.1	20.9	35.1	13.4	10.2	15.1
	K_{romax}	0.78	0.65	0.52	0.71	0.65	0.58
	K_{rwmax}	0.17	0.47	0.71	0.3	0.44	0.57

Para la simulación de este caso de capas heterogéneas se normalizaron nuevamente las curvas de saturación, permeabilidad relativa y se usó la función J para la presión capilar, ver ecuaciones 6.5, 6.6, 6.7 y la Fig. 6.10⁷¹.

6.4. Resultados del modelo de simulación por inyección de agua.

En el modelo de iniciación, el volumen original del aceite insitu, VOIP y el volumen del aceite móvil, VMO, del yacimiento cambian debido al escenario de mojabilidad para cada caso simulado como se muestra en la Tabla 6.5. Estas variación es debido a la distribución de S_{wi} , P_c de drene primario y S_{or} del yacimiento.

Tabla 6.5 VOIP y VMO para cada escenario de mojabilidad en los tres casos de estudiados.

Escenarios		WW	NW	OW	MWW	MWI	MWO
Caso Homogéneo	VOIP ($\times 10^6$ m3)	20	24.2	27.6	24.7	25.7	27.2
	Incremento de VOIP en relación a WW	0%	21%	38%	24%	29%	36%
	VMO ($\times 10^6$ m3)	12.1	17.7	16.5	20.3	22.3	22.3
	Incremento de VMO en relación a WW	0%	46%	36%	68%	84%	84%
Caso Heterogéneo aleatorio	VOIP ($\times 10^6$ m3)	20.5	24.4	27.7	24.9	25.9	27.3
	Incremento de VOIP en relación a WW	0%	19%	35%	21%	26%	33%
	VMO ($\times 10^6$ m3)	12.3	17.8	27.3	20.5	22.5	22.3
	Incremento de VMO en relación a WW	0%	45%	37%	67%	83%	81%
Caso de capas heterogéneas	VOIP ($\times 10^6$ m3)	20	23.9	27.3	24.4	25.4	26.8
	Incremento de VOIP en relación a WW	0%	20%	37%	22%	27%	34%
	VMO ($\times 10^6$ m3)	12	17.4	16.2	20.1	22	21.9
	Incremento de VMO en relación a WW	0%	45%	35%	68%	83%	83%

En general la mojabilidad más fuerte es la del agua, con la mayor S_{wi} y los mayores valores de P_c en el drene primario. En relación a la S_{or} , los valores más bajos aparecen en los escenarios de mojabilidad mixta, especialmente en los de mojabilidad intermedia. La combinación de una baja S_{wi} y bajos valores de P_c en las curvas de drene primario obtenidos de los escenarios OW y MWO mostraron mayores VOIP's. El escenario WW presento los menores VOIP's debido a una alta S_{wi} y altos valores de P_c en la curva de drene primario. Los escenarios con mojabilidad mixta presentaron volúmenes de aceite móvil substancialmente altos debido a la baja S_{or} y el escenario WW destaco como un escenario de bajos volúmenes de aceite móvil debido a los bajos VOIP y una S_{or} relativamente alta.

En la Fig. 6.11, Fig. 6.12, y Fig. 6.13 se presentaron los factores de recuperación en el yacimiento con respecto al tiempo, en los seis escenarios de mojabilidad para los tres casos de estudio. Se observa que inicialmente el escenario WW presenta el mayor FR, beneficio del aceite que es localizado en el centro de los poros, alta K_{ro} , alta imbibición espontanea del agua, mayores valores positivo en las curvas de P_c por imbibición e influenciado matemáticamente por el bajo VOIP, $FR = N_p/VOIP$.

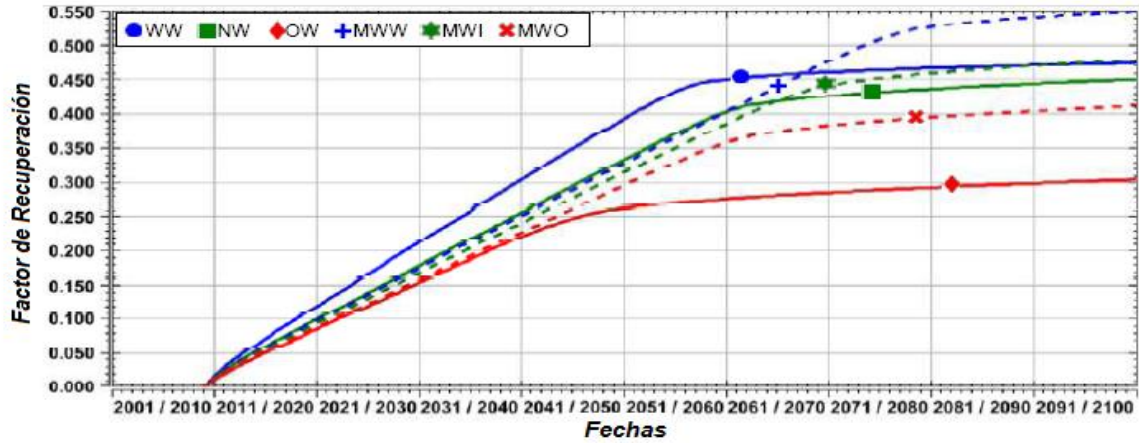


Fig.6.11 FR a lo largo del periodo para el caso homogéneo⁷².

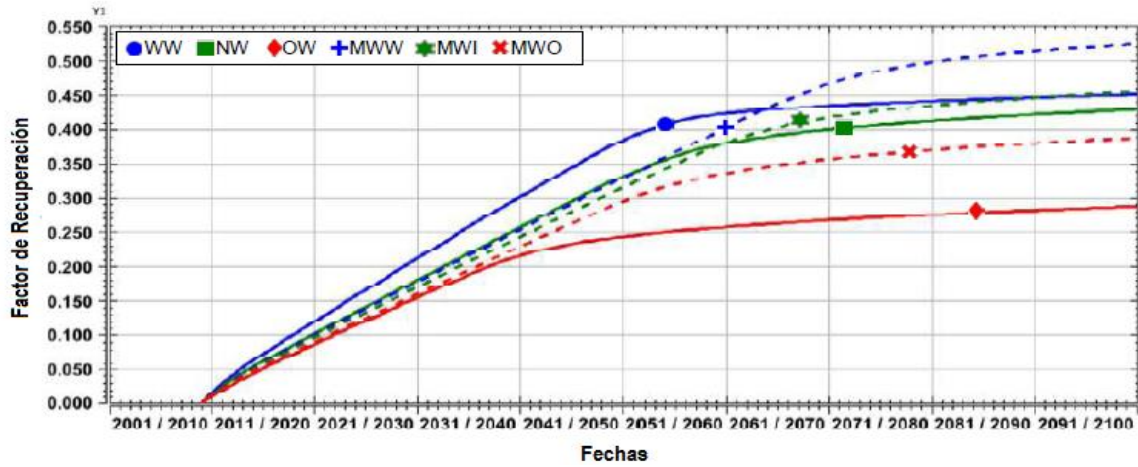


Fig. 6.12 FR a lo largo del periodo para el caso heterogéneo aleatorio⁷².

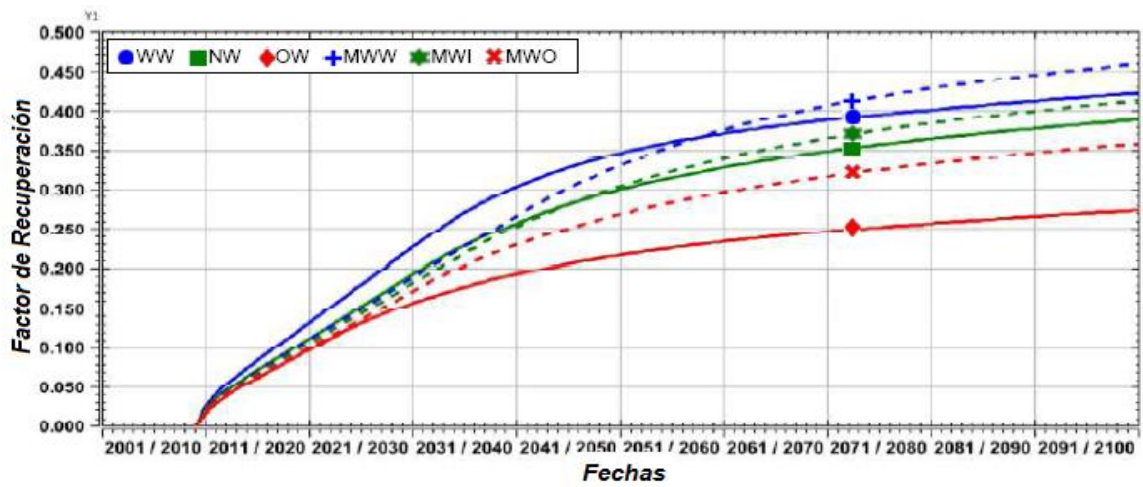


Fig.6.13 FR a lo largo del periodo para el caso heterogéneo por capas⁷².

La fig. 6.14, Fig. 6.15 y Fig. 6.16 muestran el corte de agua del pozo sobre el tiempo, para cada escenario en cada caso. Se puede observar que el primer avance de agua ocurre en el escenario OW debido a los valores bajos de K_{ro} y a los valores altos de K_{rw} , provocando un barrido bajo y un desplazamiento eficiente. Sobre todo los escenarios con mojabilidad mixta presentaron un avance tardío con respecto a los escenarios con mojabilidad uniforme. Esto es debido a la baja S_{wi} y S_{or} , y por lo tanto un mayor VMO. EL Escenario MWW muestra un avance del agua tardío debido a una mayor VMO, alta K_{ro} y baja K_{rw} .

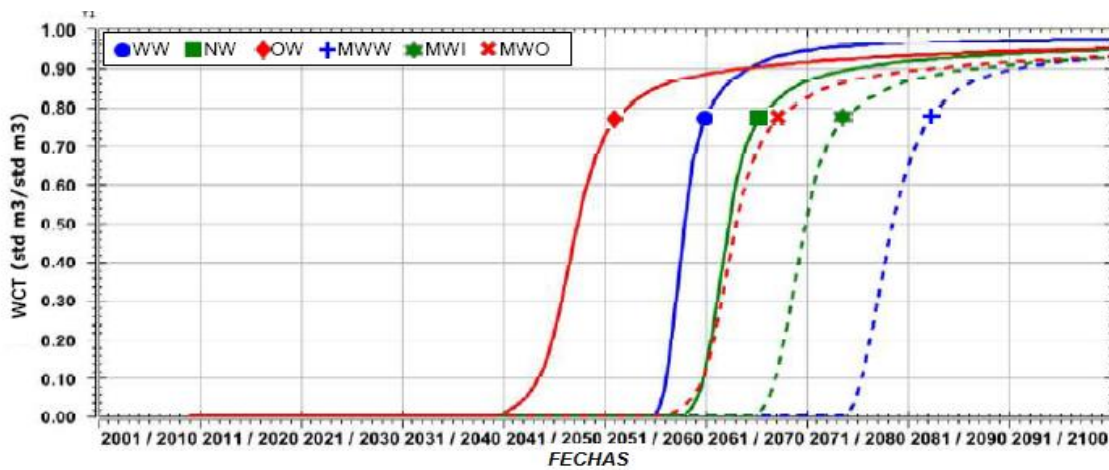


Fig. 6.14 Corte de agua producido en el tiempo para el caso homogéneo⁷².

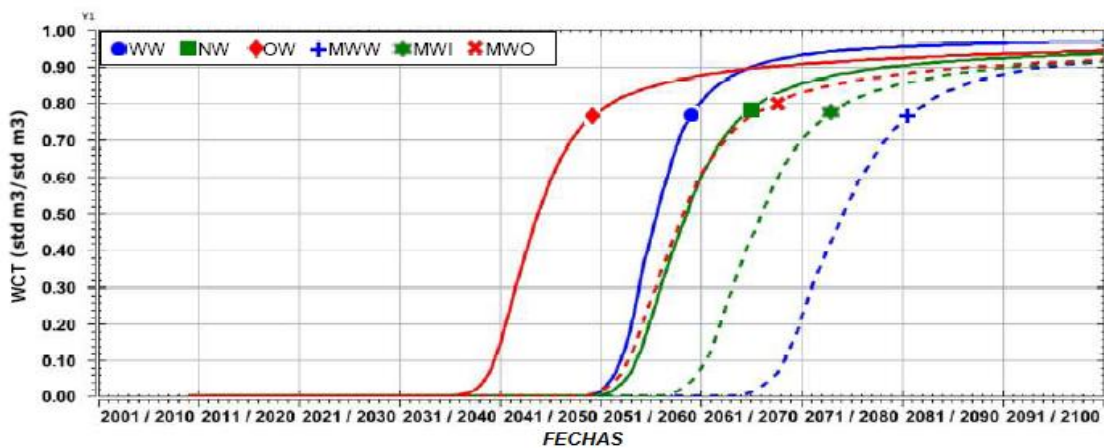


Fig.6.15 Corte de agua producido en el tiempo para el caso heterogéneo⁷².

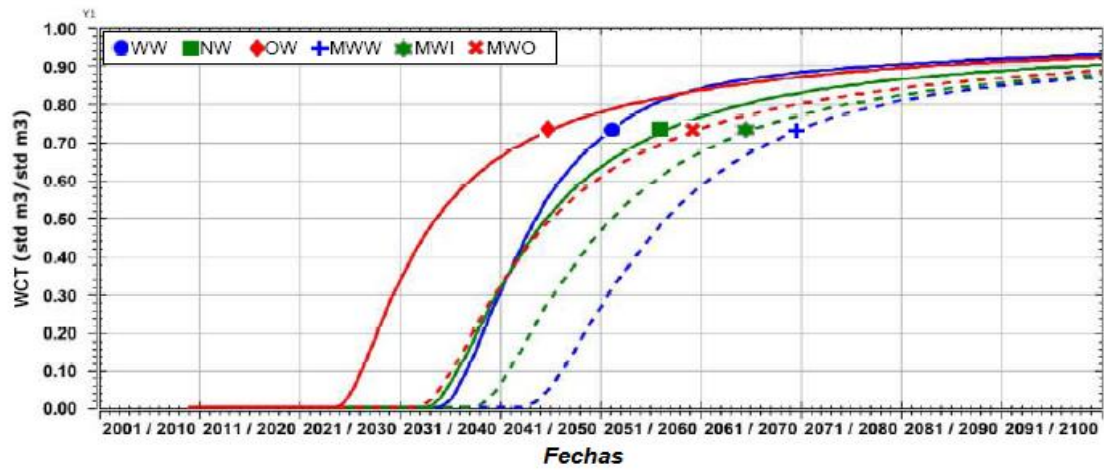


Fig.6.16 Corte de agua producido en el tiempo para el caso de capas heterogéneas⁷².

Capítulo 7 Alteración de la mojabilidad por procesos de recuperación mejorada

7.1 Alteración de la mojabilidad por surfactantes en yacimientos carbonatados

Aproximadamente la mitad de los yacimientos de aceite son carbonatados y muchos son naturalmente fracturados con mojabilidad mixta o mojados por aceite. Un gran volumen de aceite original permanece en su lugar en estos yacimientos incluso después de décadas de recuperación primaria y secundaria. La fracción de aceite recuperado en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados es típicamente menos de dos tercios, incluso frecuentemente mucho menos. La inyección de agua produce aceite de estos yacimientos a través de la imbibición del agua por las fracturas de la matriz de la roca y el aceite también sale de la matriz a través de las fracturas para la producción de los pozos. El manejo de la fuerza capilar es fuerte y efectivo cuando la roca es mojada por agua. Desafortunadamente muchos yacimientos de carbonato naturalmente fracturados tienen mojabilidad mixta o son mojados por aceite con una baja permeabilidad en la matriz de la roca; por lo tanto el manejo de la fuerza es débil o no existe y la recuperación del aceite es muy baja. La recuperación del aceite puede ser mejorada en tales casos por el uso de químicos.

Los químicos desempeñan lo siguiente:

- Decrece la tensión interfacial entre el aceite y el agua.
- Cambia la mojabilidad de la matriz de mojabilidad mixta o mojado por aceite a mojado por agua.
- Incrementan las fuerzas viscosas.

Varios experimentos de imbibición se han desarrollado en rocas ligeramente mojadas por aceite y de baja permeabilidad con y sin surfactantes. Un 1% de surfactante bromuro de dodecitrimetil amonio en una solución fue usado. Los resultados

indicaron un incremento repentino en la recuperación del aceite cuando el surfactante estuvo presente⁷³.

En otra prueba se usaron surfactantes en solución para recuperar aceite de núcleos de dolomía. Este trabajo fue diferente del primero, ya que carbonato de sodio y surfactante anionico fueron usados para alterar la mojabilidad y reducir la FTI a valores pequeños. La mojabilidad fue alterada, debido a que el carbonato de sodio cambia la carga en la interface calcita/salmuera de positivo a negativo. La cantidad de aceite recuperado fue una función de la condición de añejamiento del núcleo, permeabilidad, formulación del surfactante, adsorción del surfactante y saturación inicial del aceite^{74, 75}.

Aunque los experimentos de laboratorio son esenciales, es imposible predecir el desempeño de esos procesos complejos con sólo experimentos. La simulación de yacimientos es requerida para ampliar el proceso de laboratorio a las condiciones de campo, y así entender e interpretar los datos del yacimiento. Sin la herramienta de simulación, es muy improbable que un proceso rentable pueda ser desarrollado. La simulación predictiva de tales procesos complejos reduce el riesgo de fallar en proyectos de campo. Un simulador de yacimientos de química composicional con la capacidad de alteración de la mojabilidad fue necesario para modelar este proceso^{76, 77}.

7.2 Modelo de simulación con inyección de surfactante

El principal mecanismo para el proceso de imbibición usando surfactantes son gravitacional, difusión, flotabilidad, reducción de la FTI y emulsificación. Un simulador de inyección química fue usado para modelar estos mecanismos. El simulador es 3D, multicomponente y multifásico de inyección química composicional.

La alteración de la mojabilidad es modelada con los cambios en la permeabilidad relativa y presión capilar. Las permeabilidades relativas son calculadas con una función

exponencial que se describirá más adelante. Las permeabilidades relativas son asumidas para ser funciones únicas de su respectiva saturación⁷⁷.

La ecuación que se ocupó para modelar las curvas de permeabilidad relativa es la siguiente:

$$K_{rl} = K_{rl}^0 \bar{S}_l^{nl} \quad (7.1)$$

Donde l es agua, aceite, o fases de microemulsión; K_{rl}^0 es la permeabilidad relativa del punto final para la fase l ; nl es el exponente de la permeabilidad relativa de la fase l ; y S_l es la saturación normalizada de la fase l calculada de la siguiente manera:

$$\bar{S}_l = \frac{S_l - S_{lr}}{1 - \sum_{l=1}^3 S_{lr}} \quad (7.2)$$

Donde la S_l es la saturación de la fase l y S_{lr} es la saturación residual de la fase l . Como se mencionó previamente los surfactantes reducen la FTI entre el aceite y el agua y ayudan en la movilización del aceite. Este efecto es modelado por medio de un número adimensional llamado número de entrapamiento, el cual es una combinación de un número capilar y número de enlace, el cual puede modelar adecuadamente el efecto combinado de la viscosidad, capilaridad y fuerzas de flotabilidad en 3D. Cuando el surfactante entra en un bloque de la malla este reduce la FTI y como resultado el número de entrapamiento decrece. La reducción de la FTI y el efecto de la movilización del aceite por los surfactantes afectan la saturación de la fase residual, el punto final de las permeabilidades relativas y los exponentes. El efecto de la movilización sobre las saturaciones de la fase residual es modelado de la siguiente manera:

$$S_{lr} = \min \left[S_l \left(S_l^{alto} + \frac{S_{lr}^{bajo} - S_{lr}^{alto}}{1 + T_l N_{Tl}} \right) \right] \quad (7.3)$$

Donde S_{lr}^{alto} y S_{lr}^{bajo} son la saturación residual de la fase l a un alto y bajo número de entrampamiento respectivamente; T_l es un parámetro de entrada positivo de la fase l y N_{Tl} es el número de entrampamiento de la fase l . La S_l^{alto} es típicamente cero. Esta correlación fue derivada en base a datos experimentales para soluciones aceite/salmuera/surfactante. El número de entrampamiento de la fase l desplazada por la fase l' es obtenida por un balance de fuerzas sobre el desplazamiento de la fase l y es definida como sigue:

$$N_{Tl} = \frac{|-K \cdot \nabla \Phi_{l'} - K \cdot [g(\rho_{l'} - \rho_l) \cdot \nabla h]|}{\sigma l'} \quad (7.4)$$

Donde l y l' son el el fluido desplazado y el fluido desplazante respectivamente, Φ es el potencial de flujo, g es la aceleración gravitacional, k es el tensor de permeabilidad, h es la altura a un dato de referencia; $\rho_{l'}$ y ρ_l son densidades del fluido desplazante y del fluido desplazado; y σ es la FTI.

El aumento del punto final de la permeabilidad relativa causada por la reducción de la saturación residual del aceite como una función del número de entrampamiento son modelados con la siguiente correlación validada con datos experimentales:

$$K_{rl}^o = K_{rl}^{o^{baja}} + \frac{S_{lr}^{bajo} - S_{lr}^{alto}}{S_{lr}^{bajo} - S_{lr}^{alto}} \left(K_{rl}^{o^{alta}} - K_{rl}^{o^{baja}} \right) \quad (7.5)$$

Donde S_{lr} es la saturación residual de la fase conjugada, ejemplo aceite y $K_{rl}^{o^{alta}}$ y $K_{rl}^{o^{baja}}$ representan el punto final de la permeabilidad relativa de la fase l a un bajo y alto número de entrampamiento respectivamente. Una correlación similar es

desarrollada para el exponente de permeabilidad relativa. La ecuación (7.6) da el exponente de permeabilidad relativa como una función del número de entrapamiento.

$$n_l = n_l^{bajo} + \frac{S_{l'r}^{bajo} - S_{l'r}}{S_{l'r}^{bajo} - S_{l'r}^{alto}} (n_l^{alto} - n_l^{bajo}) \quad (7.6)$$

Donde n_l^{alta} y n_l^{baja} representan el exponente de permeabilidad relativa para un número de entrapamiento alto y bajo respectivamente, especificado como un parámetro de entrada.

De la ecuación (7.1) a la ecuación (7.6) son resueltas antes para una condición inicial de la mojabilidad del yacimiento, $K_{rl}^{inicial}$, así como para la condición alterada de fuertemente mojado por agua, K_{rl}^{final} . Dos grupos de permeabilidades relativas $K_{rl}^o, S_{l'r}, n_l$ y parámetros de entrapamiento, T_l , son requeridos como modelo de entrada correspondiente para cada estado de mojabilidad. La permeabilidad relativa en cada bloque, K_{rl} , es entonces obtenida por la interpolación lineal entre la permeabilidad relativa correspondiente a las dos condiciones diferentes de mojabilidad. La interpolación es basada en un factor escalar ω .

$$K_{rl} = \omega K_{rl}^{final} + (1 - \omega) K_{rl}^{inicial} \quad (7.7)$$

El factor escalar es una constante de entrada o se relaciona a la concentración de adsorción de surfactantes en cada bloque de la malla como se muestra a continuación:

$$\omega = \frac{\hat{C}_{surf}}{\hat{C}_{surf} + C_{surf}} \quad (7.8)$$

Donde \hat{C}_{surf} y C_{surf} representan la adsorción y la concentración total de surfactante respectivamente.

La presión capilar como una función de la mojabilidad es también modelada usando una interpolación lineal entre la presión capilar inicial y final del estado mojante, como se muestra enseguida:

$$P_C = \omega P_C^{final} + (1 - \omega) P_C^{inicial} \quad (7.9)$$

La presión capilar P_C es reducida con el FTI (σ_{om}) aceite/microemulsión como sigue:

$$P_C = P_{COW} \frac{\sigma_{om}}{\sigma_{ow}} \quad (7.10)$$

$$P_{COW} = C_{PC} (1 - \bar{S}_l)^{E_{pc}} \quad (7.11)$$

CDCs, curva capilar de desaturación, el punto final de la permeabilidad relativa y exponentes como una función del número de entrampamiento para diferentes condiciones de mojado por agua y mojabilidad mixta son dadas de la Fig. 7.1 a la Fig. 7.3.

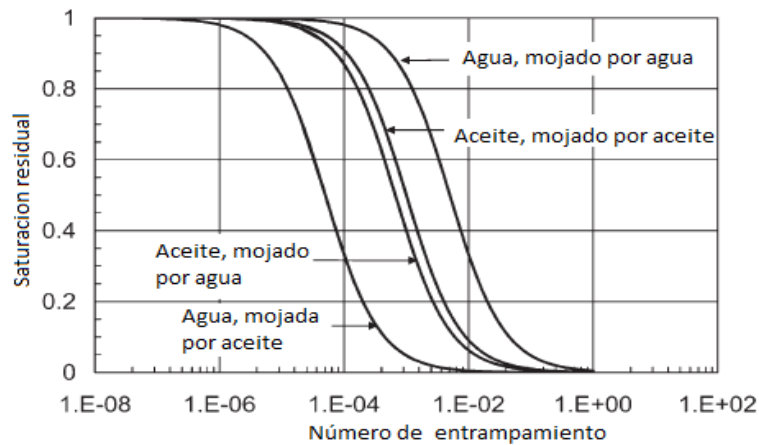


Fig. 7.1 CDCs usadas en la simulación⁷³.

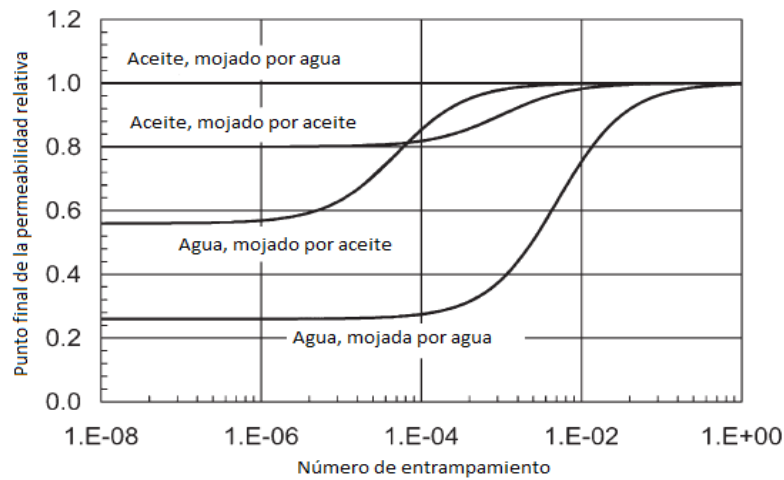


Fig.7.2 Puntos finales de la permeabilidad relativa⁷³.

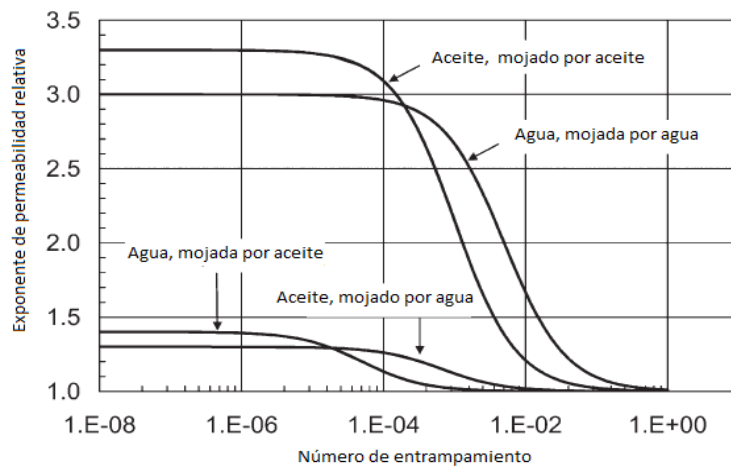


Fig. 7.3 Exponente de la permeabilidad relativa⁷³.

Las permeabilidades relativas son entonces calculadas usando las ecuaciones de la 7.1 hasta la 7.6 con un factor escalar constante de mojabilidad de 0.5. Los parámetros de permeabilidad relativa son enlistados en la tabla 7.1 para condiciones de mojado por agua y mojado por aceite. Las permeabilidades relativas son calculadas para diferentes números de entrapamiento: 10^{-7} , 10^{-5} y 10^{-3} mostrados desde la Fig. 7.4 hasta la Fig. 7.6 respectivamente. Las curvas de presión capilar se calcularon para condiciones de mojado por agua y mojado por aceite, usando la ecuación (7.10) y

para la curva de mojabilidad mixta con un factor escalar de 0.5 se usó la ecuación (7.9), las cuales se muestran en la Fig. 7.7⁷⁹.

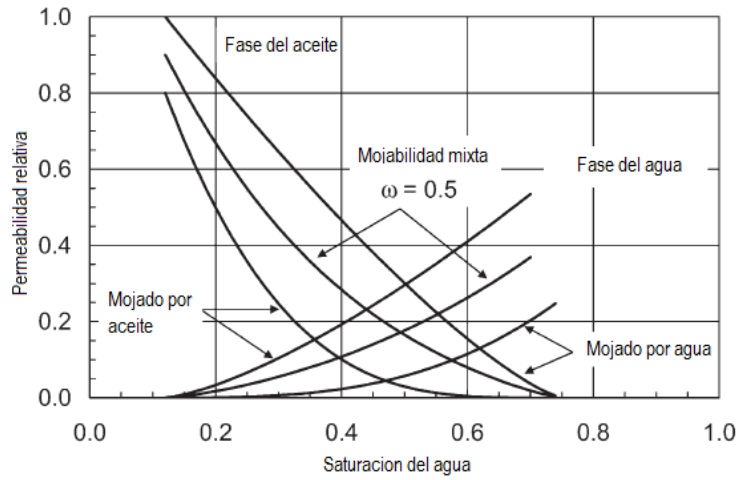


Fig. 7.4 Calculo de las curvas de permeabilidad relativa para diferentes condiciones de mojabilidad a un número de entrapamiento de 10^{-7} .

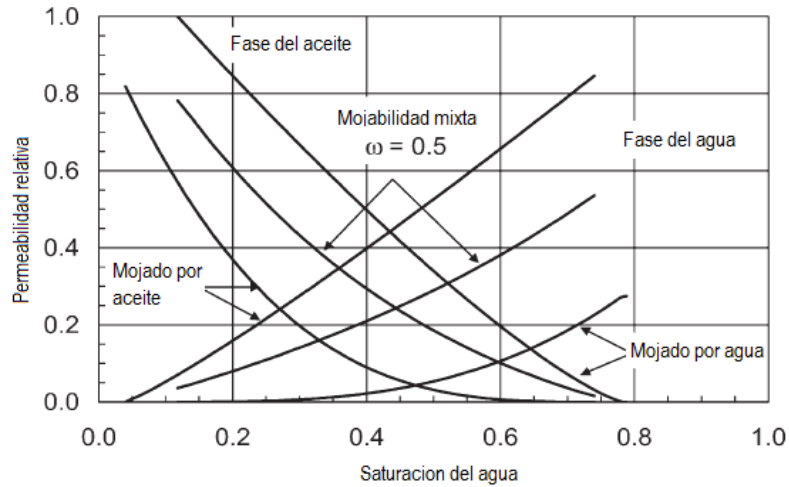


Fig. 7.5 Calculo de las curvas de permeabilidad relativa para diferentes condiciones de mojabilidad a un número de entrapamiento de 10^{-5} .

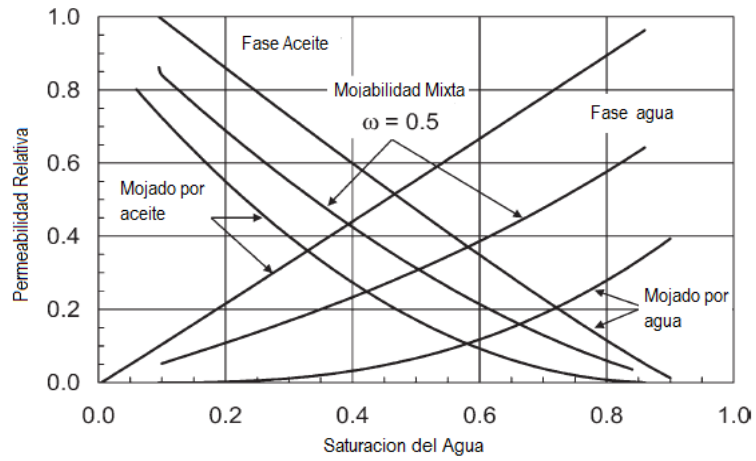


Fig. 7.6 Calculo de las curvas de permeabilidad relativa para diferentes condiciones de mojabilidad a un número de entrapamiento de 10^{-3} .

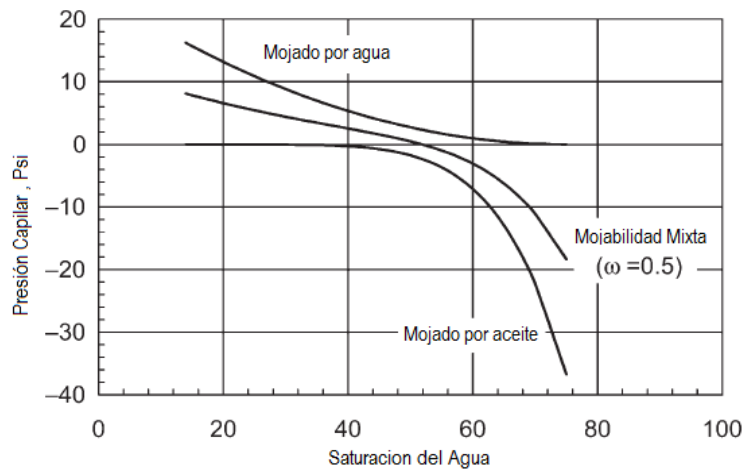


Fig. 7.7 Calculo de las curvas de presión capilar para diferentes condiciones de mojabilidad⁷³.

Tabla 7.1- Parámetros de la permeabilidad relativa y presión capilar (número bajo de entrapamiento en la matriz)

	Mojado por aceite		Mojado por agua	
	Aceite	Agua	Aceite	Agua
Saturación residual	0.28	0.12	0.25	0.12
Punto final de la permeabilidad relativa	0.8	0.56	1	0.25
Exponente de permeabilidad relativa	3.3	1.4	1.3	3
Parámetros de entrapamiento (T_i)	1000	20000	1500	200
Punto final de la presión capilar (C_{PC})		-15		7
Exponente de la presión capilar (E_{PC})		6		2

7.2 Validación del modelo

Para validar el modelo de mojabilidad y su implementación en el simulador, experimentos de laboratorio de imbibición alcalino/surfactantes fueron usados. Los experimentos fueron conducidos con salmuera de formación, aceite crudo y una muestra de un núcleo de dolomía. El núcleo y las propiedades de los fluidos son resumidos en la Tabla 7.2. Al núcleo se le inyectó aceite hasta una saturación de agua residual y fue añejado por 24 horas a 80°C. La recuperación de aceite fue medida mediante la colocación del núcleo saturado de aceite dentro de una celda de prueba de imbibición, llena con salmuera de formación o una solución alcalino/surfactante.

El manejo de fuerzas incluyó la presión capilar y flotabilidad. La imbibición espontánea no ocurrió cuando muestras de núcleos de dolomía saturados parcialmente por aceite fueron colocados dentro de la celda de prueba llena con salmuera, lo cual es otra confirmación del mojado natural por aceite del núcleo.

La salmuera de formación fue remplazada con una solución alcalino/surfactante. Entonces hubo una significativa imbibición espontánea cuando la salmuera fue remplazada. El drenado gravitacional manejado por la flotabilidad fue reportado como el mecanismo de recuperación dominante en lugar de la imbibición capilar. Los resultados fueron respaldados por la aparición del aceite en la cima del núcleo en lugar de los

lados del núcleo. La saturación inicial de aceite fue de 0.68. La recuperación experimental acumulada de aceite fue aproximadamente del 44% del aceite original, OOIP, como se muestra en la Fig. 7.8. El aceite fue recuperado en aproximadamente 138 días.

Tabla 7.2- Propiedades del núcleo usadas para la imbibición experimental

Diámetro (in)	1.5
Longitud (in)	3
Porosidad	24
Permeabilidad (md)	122
Salmuera	5.815 g/L NaCl
Viscosidad de aceite crudo (cp)	19
Saturación de aceite inicial	0.68
Añejamiento	80°C 24 horas
Tiempo de salmuera (días)	8
Recuperación de salmuera (%OOIP)	0
Surfactante	CS-330+TDA-4PO
Concentración de surfactante (wt %)	0.025+0.025
Na ₂ CO ₃ (M)	0.3
Tiempo de surfactante (días)	138
Recuperación del surfactante (% OOIP)	44
Saturación de aceite remanente	0.38

Una simulación inicial fue corrida para determinar la recuperación del aceite basada en la suposición de que la mojabilidad no es alterada de las condiciones originales de mojado por aceite. Los resultados son mostrados en la Fig. 7.8, en el cual la máxima recuperación de aceite es aproximadamente del 24% OOIP con al menos un orden de magnitud de tiempo de respuesta más lenta comparado con los resultados experimentales.

Este simulador modela sólo el efecto del surfactante y el jabón en la reducción de la FTI y movilización del aceite. Una vez que la concentración del surfactante dentro de un bloque de la malla excede la concentración crítica de la celda; una microemulsión

es formada, la FTI es reducida y la presión capilar también es reducida. Este proceso permite una imbibición lenta de la solución del surfactante y desplazamiento del aceite.

Tabla 7.3- Parámetros de la permeabilidad relativa y presión capilar. Prueba de simulación en celda de imbibición

	Mojado por aceite		Mojado por agua	
	Aceite	Agua	Aceite	Agua
Saturación residual	0.38	0.32	0.38	0.32
Punto final de la permeabilidad relativa	0.59	0.23	1	0.15
Exponente de permeabilidad relativa	3.3	2.9	2	2
Parámetros de entrampamiento (T_i)	1865	59074	59074	1865
punto final de la presión capilar (C_{PC})		-5	5	
Exponente de la presión capilar (E_{PC})		2	2	
Factor escalar de la mojabilidad (α)				0.5

El simulador fue usado para modelar el efecto combinado de la reducción de la FTI y efectos de la alteración de la mojabilidad por la solución surfactante/álcali sobre la recuperación de aceite en el núcleo de dolomía. Se asumió que la condición de alteración de la mojabilidad fue mojado por agua, con permeabilidad relativa y parámetros de presión capilar como se muestra en la Tabla 7.3. Una muy buena aproximación entre el modelo y la recuperación de aceite experimental es obtenida. Esta comparación se muestra en la Fig. 7.8⁷⁸.

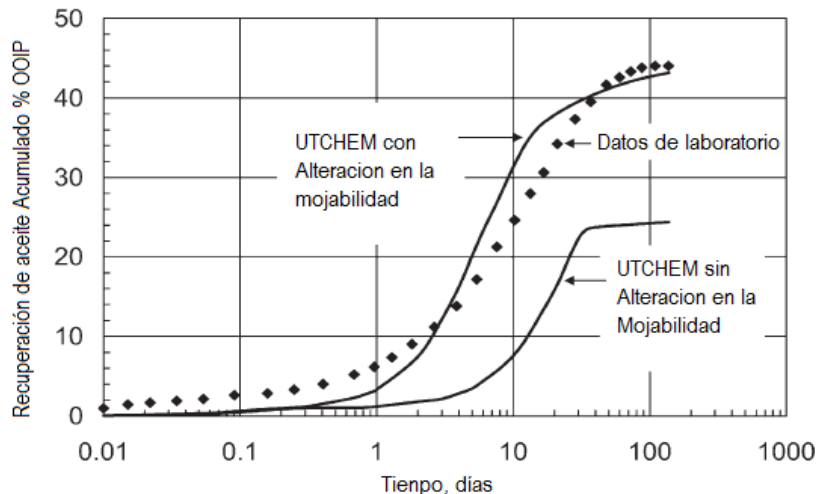


Fig. 7.8 Comparación del modelo con la prueba de laboratorio de imbibición para la recuperación de aceite⁷⁵.

7.3 Resultados del modelo de simulación por inyección de surfactante

Para entender los efectos de la mojabilidad sobre la inyección de surfactantes en yacimientos fracturados con mojabilidad mixta, varias simulaciones fueron realizadas con un modelo hipotético de yacimiento y condiciones de pozo. Se usaron diferentes curvas de permeabilidad relativa y presión capilar para imitar diferentes condiciones de mojabilidad.

Las curvas de desaturación, el punto final de la permeabilidad relativa y exponentes de permeabilidad relativa, como una función de un número de atrapamiento para diferentes condiciones de mojado por agua a mojabilidad mixta, son dados de la Fig. 7.1 a la Fig. 7.3. Los parámetros de la permeabilidad relativa están dados en la Tabla 7.1 para condiciones de mojado por agua y mojabilidad mixta. Las curvas de presión capilar calculadas para condiciones de mojado por agua y mojado por aceite son mostrados en la Fig. 7.7. Los parámetros de presión capilar son enlistados en la Tabla 7.1 y las propiedades del yacimiento son enlistadas en la Tabla 7.4.

<u>Tabla 7.4- Propiedades del modelo de simulación caso base</u>	
Numero de bloques (in)	11X11X11
Porosidad	Matriz: 0.3
	Fractura: 0.02
Permeabilidad (md)	Matriz: 50
	Fractura: 1000
K_v/K_h	0.1
Saturación de agua inicial	Matriz: 0.40
	Fractura: 0.02
Gasto de inyección (ft ³ /D)	500
Concentración de surfactante (%)	0.1

Los pozos, productor e inyector fueron localizados en las fracturas. El modelo de simulación es de 250 pies de longitud, 250 pies de ancho y 55 pies de espesor como se

muestra en la Fig. 7.9. Los bloques de la malla con una permeabilidad de 1000 md y una porosidad de 2% fueron usadas para representar las fracturas entre bloques de la matriz. Los bloques de la matriz son de 68 ft en ambas direcciones X y Y con una permeabilidad de 50 md y una porosidad de 30%. Cada bloque de la matriz fue subdividido en 22.7 ft de bloque y la saturación inicial de agua en los bloques de la matriz fue 0.4.

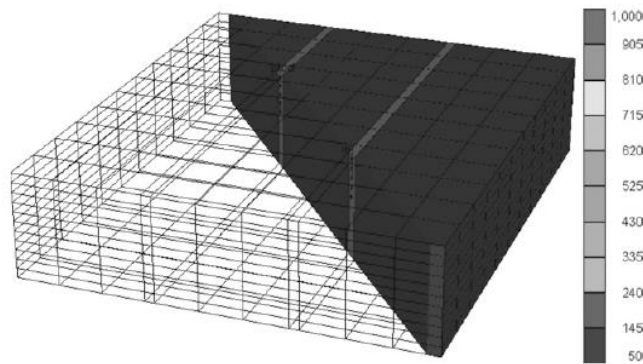


Fig. 7.9 Esquema de la maya y permeabilidad para la simulación en 3D⁷⁸.

La simulación con inyección de agua fue primero realizada para diferentes condiciones de mojado por agua y mojada por aceite. La recuperación de aceite para estos casos es comparado en la Fig. 7.10. Como se esperaba, el caso con permeabilidad y presión capilar representando una matriz de roca mojada por agua da una alta recuperación, 26% OOIP, debido al alto índice de imbibición capilar. La simulación de inyección de surfactante fue entonces desarrollada inyectando una concentración de surfactante diluido del 0.1% vol. Simulaciones de la alteración de la mojabilidad fueron corridas con un valor constante de entrada de $\omega = 0.5$, ω es calculado de la ecuación 7.7. La mojabilidad inicial de la matriz fue mojada por aceite.

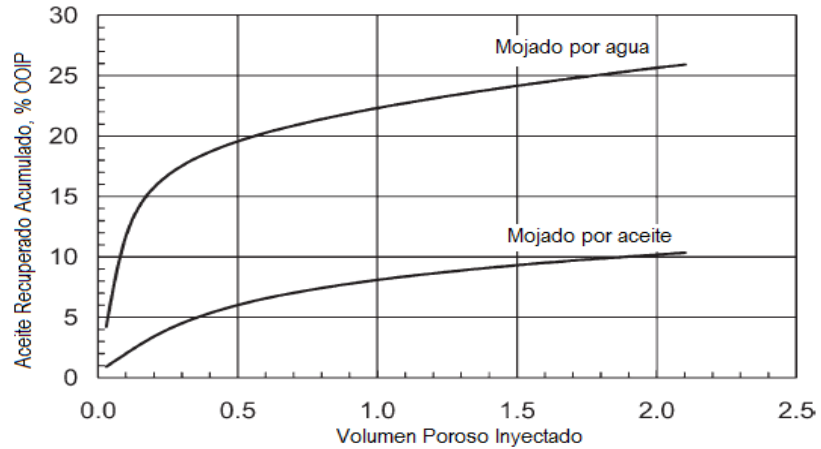


Fig. 7.10 Recuperación de aceite con inyección de agua en yacimientos fracturados a diferentes condiciones de mojabilidad⁷⁹.

Las distribuciones de saturación del aceite de 1200 y 3600 días son mostrados en la Fig. 7.11 y la Fig. 7.12 respectivamente para la simulación de la alteración de la mojabilidad con una constante ω de 0.5. La concentración de surfactante al final de los 3600 días es dado en la Fig. 7.13. Como se puede observar, la saturación del aceite es reducida en el bloque de la matriz, donde la concentración de surfactante se incrementa.

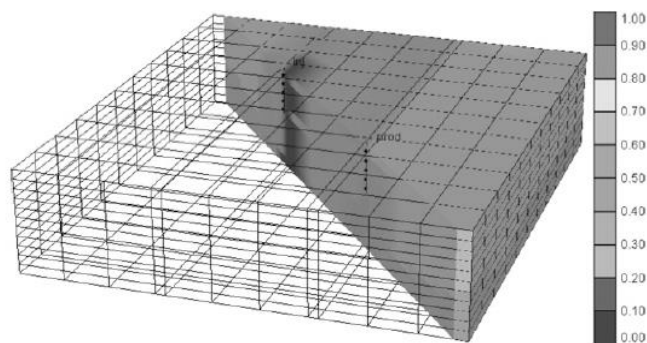


Fig. 7.11 Saturación del aceite a 1200 días de inyección de surfactante, caso de alteración de la mojabilidad con $\omega=0.5$ ⁷⁸.

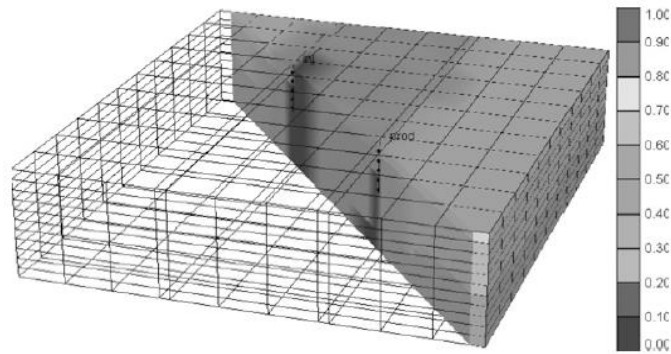


Fig. 7.12 Saturación del aceite a 3600 días de inyección de surfactante, caso de alteración de la mojabilidad con $\text{CO}=0.5^{78}$.

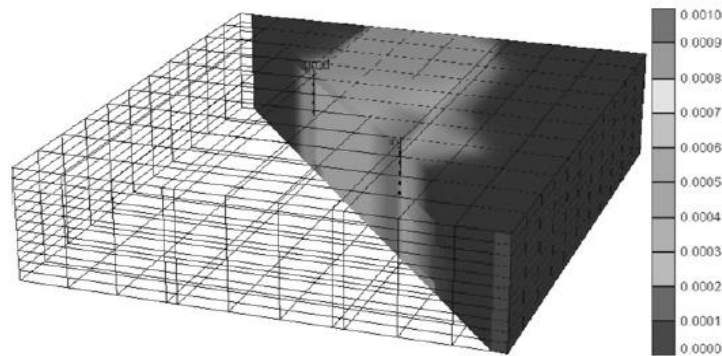


Fig. 7.13 Concentración de surfactante en fracción de volumen al final de 3600 días de inyección de surfactante, caso de alteración de la mojabilidad con $\text{CO}=0.5^{78}$.

Las recuperaciones de aceite acumulado son comparadas por diferentes condiciones de mojabilidad en la Fig. 7.14. La recuperación más alta es el caso de fuertemente mojado por agua con la recuperación de aproximadamente 42% OOIP, el cual es casi dos veces la recuperación de aceite con inyección de agua. La inyección de surfactante del yacimiento con un matriz mojada por aceite no fue efectiva porque no hubo surfactante embebido dentro de la matriz. Las recuperaciones de aceite incrementaron por un factor de dos cuando la mojabilidad fue cambiada a más mojado por agua.

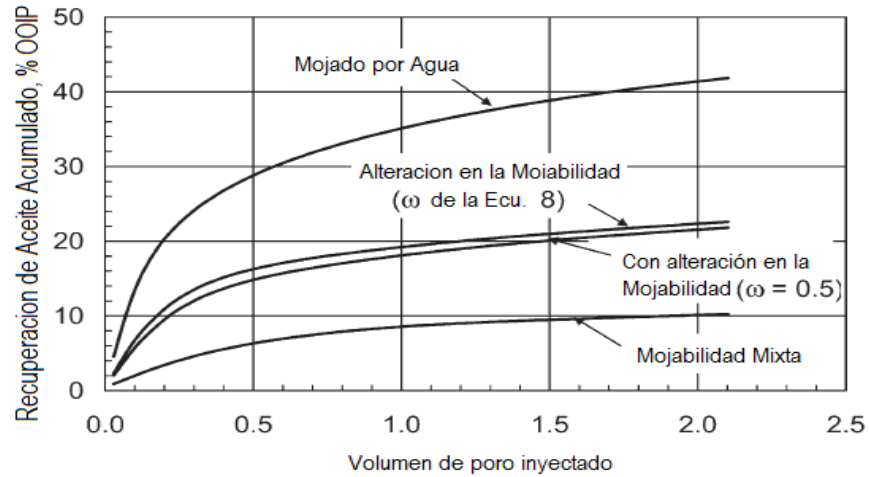


Fig. 7.14- Recuperación de aceite en una inyección de surfactante para un yacimiento fracturado a diferentes condiciones de mojabilidad⁷⁹.

El efecto de las propiedades de la matriz, tales como la saturación de agua inicial y permeabilidad en la recuperación de aceite en el caso con la constante ω de 0.5 son mostradas en la Fig. 7.15 y Fig. 7.16, respectivamente. La recuperación es mayor cuando hay menos agua inicialmente en la matriz. Una permeabilidad alta de la matriz da una mayor recuperación de aceite⁷⁹.

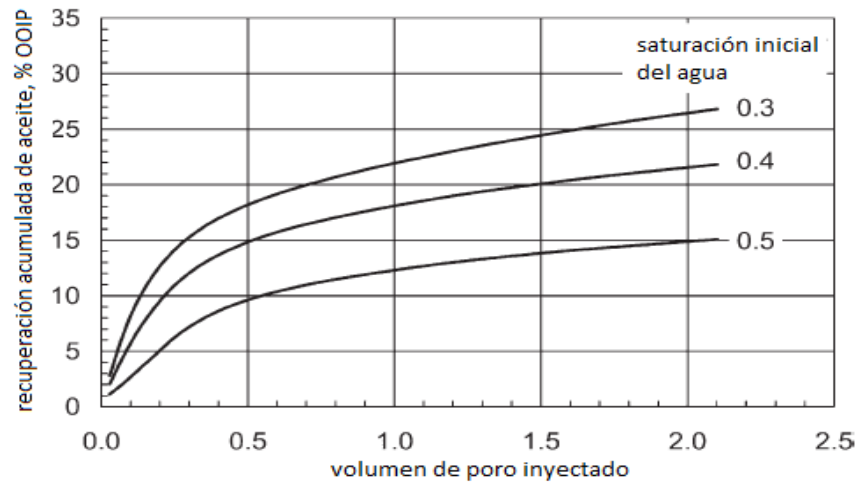


Fig. 7.18 Efecto de la saturación de agua inicial en la matriz durante la inyección de surfactante con alteración en la mojabilidad⁷⁹.

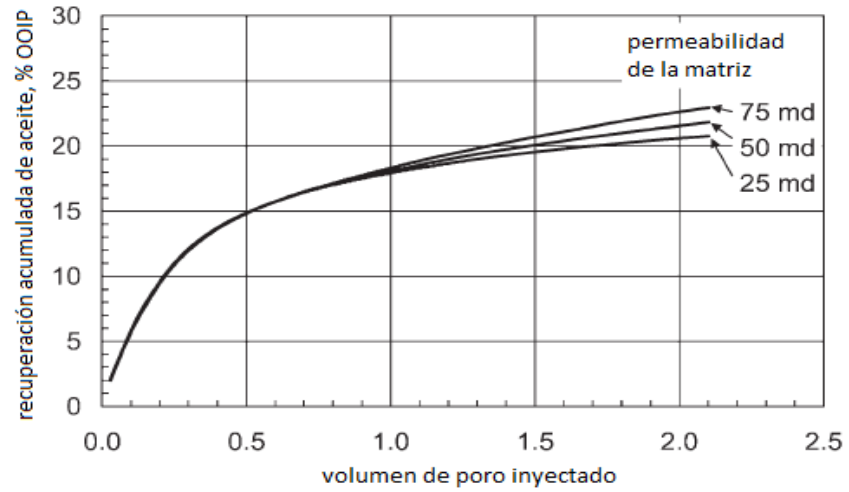


Fig. 7.19- Efecto de la permeabilidad de la matriz durante la inyección de surfactante con alteración en la mojabilidad⁷⁹.

Conclusiones

1.- El concepto de mojabilidad es necesario en la simulación numérica de yacimientos, ya que dependiendo de la preferencia que tenga la roca de mojarse por un fluido, se pueden tener alteraciones en la producción del yacimiento. La mojabilidad en los yacimientos afecta a la presión capilar, la permeabilidad relativa, el comportamiento de inyección, la dispersión y el flujo de fluidos.

2.- Las tres mediciones cuantitativas de la mojabilidad que se utilizan hoy en día son: ángulo de contacto, método de Amott y el método USBM. La medición de la mojabilidad por ángulo de contacto para el crudo y la salmuera deben ser en una superficie mineral pulida, este será el mejor método que se puede utilizar para fluidos puros y núcleos artificiales. Los métodos USBM y Amott miden el promedio de la mojabilidad del núcleo. Estos métodos fueron superiores al método de ángulo de contacto cuando se medía la mojabilidad de los núcleos en estado nativo y estado restaurado. El método USBM y el método de Amott son combinados para obtener el método combinado USBM-Amott, se recomienda utilizar este método debido a que es más eficiente en el cálculo de la mojabilidad.

3.- El valor del exponente de saturación de Archie, puede alcanzar valores de 10 o más en núcleos uniformemente mojados por aceite con una baja saturación de salmuera. En contraste en sistemas uniformemente mojados por agua en general esencialmente toda la salmuera permanece continua y conductiva eléctricamente a bajas saturaciones y por lo tanto el exponente de saturación de Archie tendrá un valor de alrededor de 2.

4.- En un medio poroso uniformemente mojado, la presión capilar por drenaje es insensible a la mojabilidad, cuando el ángulo de contacto es menor a 50° . Esta insensibilidad es resultado de los efectos de la geometría de poro y las superficies extremadamente rugosas del medio poroso, que hacen que el ángulo de contacto sea cero. Similarmente las curvas de presión capilar por imbibición espontánea medidas en

un núcleo uniformemente mojado son insensibles cuando el ángulo de contacto es menor de 20°.

5.- Cuando un sistema es fuertemente mojado, el fluido mojante tiene una imbibición espontánea en el núcleo, desplazando al fluido no mojante. La cantidad e índice de la imbibición espontánea dependerá de la mojabilidad, viscosidad, tensión interfacial, estructura de poro, ángulo de contacto y saturación inicial del núcleo.

6.- Las permeabilidades relativas son una función de la mojabilidad, geometría de poro, distribución de fluido, saturación, e historia de saturación. La mojabilidad afecta la permeabilidad relativa por el control de flujo y distribución espacial de fluidos en un medio poroso.

7.- En un núcleo uniformemente mojado, la permeabilidad efectiva al aceite a una saturación de agua inicial dada decrece mientras la mojabilidad es variada de mojada por agua a mojada por aceite. En adición, la permeabilidad relativa al agua incrementa y la permeabilidad relativa al aceite decrece mientras el núcleo llega a ser más mojado por aceite.

8.- En un núcleo con mojabilidad mixta, los poros grandes son mojados y llenados por aceite, mientras los más pequeños son llenados de agua y mojados por agua. Los conductos continuos mojados por aceite en los poros más grandes cambian las curvas de permeabilidad relativa cuando se comparan con un sistema uniformemente mojado o neutralmente mojado. Esto permite inyectar agua al sistema a muy bajas saturaciones de aceite residual.

9.- Entre más mojado por agua sea el sistema mejores resultados habrá en la recuperación de aceite por inyección de agua en modelos de simulación. En contraste entre más mojado por aceite sea el sistema, peor es la eficiencia de inyección de agua debido a la baja eficiencia de desplazamiento.

10.- En la simulación de la inyección de surfactante en un yacimiento naturalmente fracturado es muy importante la alteración de la mojabilidades para el incremento del Fr. En un sistema mojado por aceite o con mojabilidad mixta al alterar la mojabilidad se obtuvo casi el doble de producción en yacimientos carbonatados debido a que el sistema cambio a mojado por agua.

Nomenclatura

P_c	presión capilar
r	radio del tubo capilar
V_{ops}	volumen de aceite desplazado por imbibición espontanea de agua
V_{ot}	volumen total de aceite desplazado
V_{wsp}	volumen de agua desplazada por imbibición espontanea de aceite
V_{wt}	volumen total de agua desplazada
W	Índice de mojabilidad USBM
δ_o	índice de desplazamiento por aceite
δ_w	índice de desplazamiento por agua
Φ	porosidad
Θ	ángulo de contacto
ρ_o	densidad del aceite
ρ_w	densidad del agua
σ	FTI
F_R	resistividad del factor de formación
I_R	índice de resistividad
n	exponente de saturación
R_o	resistividad de la formación cuando 100% es saturada con agua a una R_w .
R_t	Resistividad de la formación a una saturación de agua s_w .
S_w	Saturación de agua
S_o	Saturación de aceite
J	función J Leverett
K	permeabilidad absoluta
P_{NW}	presión del fluido no mojante
P_o	presión del aceite
P_w	presión del agua
P_{WET}	presión en el fluido mojante
P_{dr}	presión capilar de drene

P_{imb}	presión capilar de imbibición
r_1, r_2	radios de curvatura de la interface, medidos perpendicularmente uno de otro
Θ_a	ángulo de contacto aparente
Θ_{adv}	ángulo de contacto de avance
Θ_{rec}	ángulo de contacto de retroceso
Θ_T	ángulo de contacto verdadero, medido en una placa lisa pulida
K_{ro}	permeabilidad relativa al aceite
K_{rw}	permeabilidad relativa al agua
K_o	permeabilidad al aceite
K_w	permeabilidad al agua
K_{rl}	permeabilidad a un fluido en particular
K_{rld}	permeabilidad relativa normalizada a un fluido en particular
K_{rlmax}	permeabilidad relativa máxima a un fluido en particular
K_{romax}	permeabilidad relativa máxima al aceite
K_{rwmax}	permeabilidad relativa máxima al agua
MWI	mojabilidad mixta intermedia
MWO	mojabilidad mixta ligeramente mojado por aceite
MWW	mojabilidad mixta ligeramente mojada por agua
MWI	mojabilidad mixta intermedia
WW	mojado por agua
WI	mojabilidad intermedia
WO	mojado por aceite
N_p	aceite producido acumulado
FR	Factor de recuperación
VMO	volumen original de aceite movable del yacimiento a condiciones estándar
$VOIP$	volumen original de aceite en el yacimiento a condiciones estándar
WCT	corte de agua
S_{gr}	saturación residual del gas
S_{or}	saturación residual del aceite
S_{wi}	saturación de agua irreductible

- T temperatura
- K_{rl}^{alta} punto final de la permeabilidad relativa a la fase l a un alto número de entrapamiento
- K_{rl}^{baja} punto final de la permeabilidad relativa a la fase l a un bajo número de entrapamiento
- T_l parámetro de entrapamiento para la fase l
- n_l^{alto} exponente de la permeabilidad relativa a la fase l a un alto número de entrapamiento
- n_l^{bajo} exponente de la permeabilidad relativa a la fase l a un bajo número de entrapamiento
- N_{Tl} Número de entrapamiento de la fase l .

Referencias

1. Publicación: Oil field Review, volumen: 2 “Los fundamentos de la mojabilidad” Schlumberger. (2007).
2. Buckley JS, Liu S.: “Mechanisms of wetting Alteration by Crude Oils,” article SPE 37230, SPE J.3, no. 1 (1998): 54-61.
3. Craig, F, F.: “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding,” Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971).
4. Brown, R.J.S. and Fatt I.: “Measurements of Fractional Wettability of Oil Field Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method,” Trans., AIME (1956) 207, 262-64.
5. Salathiel, R.A.: “Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-wettability Rocks,” JPT (Oct. 1973) 1216-24; Trans., AIME, 255.
6. Craft, B.C. and M.F., Hawkins “Applied Reservoir Engineering”. Prentice-Hall International. New Jersey, 1991.
7. Slider, H.C. “Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods”. Penn Well Books Tulsa, 1983.
8. Smith, C.R. and Tracy, G.W. “Applied Reservoir Engineering” Oil and Gas Consultants, Inc. Tulsa, 1987.
9. Bobek, J.E. Mattax C.C. and Denekas, M. O.: “Reservoir Rock wettability Significance and Evaluation,” Trans., AIME (1958) 213, 155-60.
10. Cuiec, L. E.: “Restoration of the Natural State of Core Samples” paper, SPE 5634 presented at the 1975 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 28.
11. Cuiec, L. E.: “Study of problems Related to the Restoration of the Natural State of Core Samples” J. Cdn. Pet. Tech. (Oct.-Dec.1977) 16, No. 4, 68-80.
12. Jemdngs, H.Y.: “Effects of Laboratory Core Cleaning on Wettability of Relative Permeability” Producers Monthly (Aug. 1958) 22, No. 10, 26-32.
13. Anderson, WG.: “Wettability Literature Survey –Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions, and effects of Core Handling on Wettability,” JPT (Oct. 1986)

14. Good, R.J.: "Contact Angles and the Surface Free Energy of solids," Surface and Colloid Science, R.J. Good and R.R. Stromberg Plenum Press, New York City (1979), 1-29 .
15. Neumann, A.W. and Good, R.J.: "Techniques of Measuring Contact Angles," Surface and Colloid Science, R.J. Good and R.R. Stromberg (eds.), Plenum Press, New York City (1979) 11, 31-91.
16. Johnson, R.E. and Dettre, R.H.: "Wettability and Contact Angles," Surface and Colloid Science, E. Matijevic (ed.) Wiley Interscience, New York (1969)2, 85-153.
17. Amott E.: "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock," Trans. AIME (1959) 216, 156-62.
18. Donalson E.C. Thomas, R.D., and Lorenz, P.B.: "Wettability by Determination and Its Effect on Recovery Efficiency," SPEJ (March 1969) 13 -20.
19. Donalson, E.C. et al.: "Equipment and Procedures for Fluid Flow and Wettability Test of Geological Materials," Bartlesville Energy Technology Center, report DOE/BETC/IC 79/5, U.S.DOE (May 1980)
20. Sharma, M.M. and Wunderlich, R.W.: "The Alteration of Rock Properties Due to Interactions with Drilling Fluids Components," paper SPE 14302 presented the 1985 SPE annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 22-25.
21. Kyte, J.R., Naumann, V.O., and Mattax, C.C.: "Effect of Reservoir Environment on Water-Oil Displacements," JPT (June 1961) 579-82.
22. Donalson, E.C. and Thomas, R.D.: "Microscopic Observations of Oil Displacement in Water and Oil- Wet Systems," paper SPE 3555 presented at the 1971 SPE Annual Meeting, New Orleans, Oct. 3-6.
23. Celik, M.S. Somasundaran, P.: "Wettability of Reservoir Minerals by Flotation and Correlation with Surfactant Adsorption," paper SPE 9002 presented at the 1980 SPE Intl. Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Stanford, CA, May 28 -30.
24. Kamath, I.S.K. and Marsden, S.S.: "A wettability Scale for Porous Media," 1966
25. Schneider, F.N. and Owen, W.W.: "Sandstone and Carbonate Two- and Three-Phase Relative Permeability Characteristics," SPEJ (March 1970) 75-84: Trans., AIME, 249.
26. Richardson, J.G.: "Laboratory Determination of Relative Permeability," Trans., AIME (1952) 195, 187-96

27. Dinning, H.N. and Johansen, R.T.: "Capilarimetric Method for Measurement of Crude Oil Wetting Tendency," pet. Eng. (July 1958), No.7, B26 –B27.
28. Stahl, C.D. and Nielsen, R.F.: "Residual Water and Residual Oil by Capillary Pressure Measurements on Pennsylvania Sands," Bull., Technical Conference on Petroleum Production, Mineral Industries Experiment Station, Pennsylvania State U. (Oct. 24 -26, 1951) No. 59, 52-61.
29. Graham, J.W.: "Reverse –Wetting Logging," Trans, AIME (1958) 213, 304-09.
30. Brown, R.J.S. and Gamson, B.W.: "Nuclear Magnetism Logging," Trans, AIME (1960) 219, 199-207.
31. Holbrook, O.C. and Bernard, G.C.: "Determination of Wettability by Dry Adsorption," Trans., AIME (1958) 213, 261-64.
32. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey –Part 2 : Wettability Measurement," SPE 13933.
33. Archie, G.E.: "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir characteristics," Trans., AIME (1942) 146, 54-62.
34. Arroyo Carrasco, A. y Roig Sampedro F., 1984, "Apuntes de la asignatura de registros geofísicos de pozos," Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
35. Mungan, N. and Moore, E.J.: "Certain Wettability Effects on Electrical Resistivity in Porous Media," J. cd. Pet. Tech. (Jan.-March 1968) 7, No. 1, 20-25.
36. Luffel, D.L, and Randall, R.V.: "Core Handling and Measurement Techniques for Obtaining Reliable Reservoir Characteristics," paper SPE 1642-G presented at the 1960 SPE Formation Evaluation Symposium, Houston Nov. 21-22.
37. Richardson, J. G., Perkins, F. M., and Osoba, J.S.: "Differences in the Behavior of Fresh and Aged East Texas Woodbine Cores," Trans., AIME (1955) 204, 86-9.
38. Moore, J.: "Laboratory Determined Electric Logging Parameters of the Bradford Third Sand," (March 1955) 22, No, 5, 30-39.
39. Morgan, W.B. and Pirson.: "The Effect of Fractional Wettability on the Archie Saturation exponent," Trans., SPWLA, Fifth Annual Logging Symposium, Midland, TX (May 13-15, 1964) Sec. B.

40. Craig, F.F, Jr., Geffen, T.M. and Morse, R.A.: "Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests," Trans., AIME 216 (1959).
41. Purcell, W.R.: "Interpretation of Capillary Pressure Data." Trans., AIME (1950) 369-71
42. Killins, C.R.: Nielsen, R.F. and Calhoun, J.C.: "Capillary Desaturation and Imbibition in Porous Rock," Producers Monthly (Dec. 1953) 18, No. 2 30 – 39.
43. Leverett, M.C.: "Capillary Behavior in Porous Solids," Trans., AIME (1941) 142, 152-69.
44. Salathiel, R.A.: "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed Wettability Rocks," JPT (Oct. 1973) 1216-24.
45. Morrow, N.R. and Mungan, N.: "Wettability and Capillarity in Porous Media," report RR-7, Petroleum Recovery Research Inst., Calgary (Jan 1971).
46. Fatt and Klikoff, W.A.: "Effect of Fractional Wettability on Multiphase Flow through Porous Media." Trans., AIME (1959) 216, 426-32.
47. Lorenz, P.B., Donaldson, E.C., and Thomas, R.D.: "Use of Centrifugal Measurements of Wettability to Predict Oil Recovery," report 7873, USBM, Bartlesville Energy Technology center (1974).
48. Morrow, N.R. and McCaffery, F.G.: "Displacement Studies in Uniformly Wetted Porous Media, wetting, Spreading, and Adhesion," G.F. Padday (ed.) Academic Press, New York City (1978).
49. McCaffery, F.G.: "The Effect of Wettability on Relative Permeability and Imbibition in Porous Media" PhD thesis, U. of Calgary (1973)
50. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey-Part 4: The Effects of wettability on Capillary pressure," JPT (Oct. 1987) 1283-1300.
51. Craig, F.F.: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding," Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971) .
52. Schnaider, F. N. and Owens, W.W.: "Sandstone and Carbonate Two and Three-Phase Relative Permeability characteristics," SPEJ (March 1970) 75-84.
53. McCaffery, F.G.: "The Effect of Wettability on Relative Permeability and Imbibition in Porous Media," PhD thesis, U. of Calgary, Calgary, Alta. (1973).

54. McCaffery, F. G. and Bennion, D. W.: "The Effect of Rock Wettability on two-Phase Relative Permeability," J. Cdn. Pet. Tech. (Oct.-Dec. 1974).
55. Owens, W. W. and Archer, D. L.: "The Effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships," JPT (July 1971) 873-87.
56. Morrow, N.R., Cram, P.J., and McCaffery, F.G.: "Displacement Studies in Dolomite with Wettability Control by Octanionic Acid," SPEJ (Aug. 1973) 221-32.
57. Mungan, N.: "Interfacial effects in Immiscible Liquid-Liquid Displacement in Porous Media," SPEJ (Sept. 1966) 247-53
58. Wendel, D.J. Anderson, W.G., and Mayers, J.D.: "Restored-State Core Analysis for the Hutton Reservoir," paper SPE 14298 presented at the 1985 SPE Annual Technical Conference Exhibition, Las Vegas, Sept 22-25.
59. Fatt, I. and Klikoff, W. A.: "Effect of Fractional wettability on Multiphase Flow Trough Porous Media," 426-32.
60. Richardson, J.G., Perkins, F.M., and Osoba, J.S.: "Differences in the Behavior of Fresh and Aged East Texas Woodbine cores".
61. Handy, L.L. and Datta, P.: "Fluid Distributions During immiscible Displacements in Porous Media," SPEJ (Sept. 1966) 261-66.
62. Agbalaka, C. et al.: "The effect of Wettability on Oil Recovery: A Review", SPE 114496, Oct. 2008. Abdallah, W. et.al. Fundamentals of Wettability, Oilfield Review, Summer 2007, Available.
63. Amott, E.: "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Transactions, AIME 216: 156-162, 1959.
64. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey – Part 3: Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media", Journal of Petroleum Technology 38: 1271 -1378, Oct. 1986.
65. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey – Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure", Journal of Petroleum Technology 39: 1283 -1300, Oct. 1987.
66. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability", Journal of Petroleum Technology 39: 1453 -1468, Oct. 1987.

67. Donaldson, E.C., Chilingarian, G.V. y Yen, T.F.: "Enhanced Oil Recovery, I- Fundamentals and Analyses, Developments in Petroleum Science", 17 A, Elsevier, 1985.
68. Jerauld, G.R. y Rathmell, J.J.: "Wettability and Relative Permeability of Prudhoe Bay: A Case Study in Mixed-Wet Reservoirs", SPE 28576, SPE Reservoir Engineering 12, no. 1: 58-65, Feb. 1997.
69. Li, K., Lenormand, R., Robin, M. y Codreanu, B.D. "Numerical Evaluation of the Combined Effect of Wettability and Heterogeneity on Waterflood Performance", International Energy Agency, Copenhagen DK, 1997.
70. Wang, F.H.L.: "Effect of Wettability Alteration on Water/Oil Relative Permeability, Dispersion, and Flowable Saturation in Porous Media", SPE 15019, Midland, TX., Mar. 1986.
71. Goda, H.M. y Behrenbruch, P., "Using a Modified Brooks- Corey Model to Study Oil-Water Relative Permeability for Diverse Pore Structures", SPE 88538, Oct. 2004
72. A comprehensive Approach for Assessing the Impacts of Wettability on Oil Production in Carbonate Reservoirs. Marcos Faerstein, Petrobras, Paulo Couto, SPE 148280.
73. Austad, T., Matre, B., Milner, J., Savaried, A., and Qyno, L. 1998. Chemical flooding of oil reservoirs 8. Spontaneous oil expulsion from oil and water-wet low permeable chalk material by imbibition of aqueous surfactant solution. "Colloids and Surfaces" 137(1-3): 117-129
74. Hirasaki, G. and Zhang, D.L. 2004 Surface Chemistry of Oil Recovery From Fractured, Oil-Wet, Carbonate Formation. SPE J. 9: 151-162. SPE-88365- PA.
75. Seethepalli, A., Adibhatla, B., and Mohanty, K.K. 2004. Physicochemical interactions During Surfactant Flooding of Fracture Carbonate Reservoir.
76. Yu, H.D. and Wadleigh, E.E. 2000. Dilute Surfactant IOR-Design improvement for Massive, Fractured Carbonate Applications. Paper SPE 59009 presented at the SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa.
77. Stoll, W. M., Hofman, J.P., Ligthe, D.J., Faber, M. J., and van den Hoek, P.J. 2008. Toward Field-Scale Wettability Modification- The limitation of diffusive Transport.
78. Delshad, M., Popo, G. A., and Sepehrnoor, K. 2007. Modeling Wettability Alteration Using Chemical EOR Processes in Naturally Fractured Reservoirs.

79. Milner, J. and Austad, T. 1996. Flooding of Oil Reservoir, 6. Evaluation of Mechanisms for Oil Expulsion by Spontaneous imbibition of Brine with and without Surfactant in Water-Wet.

Apéndice A

Ecuación de Laplace.

Considere un segmento de una superficie interfacial que separa a dos fluidos con presiones diferenciales a través de la interfase, produciendo un rectángulo curvilíneo como se ilustra en la Fig. A1. Ambos centros de curvatura están al mismo lado, por lo tanto, R_1 y R_2 son positivos. El trabajo realizado para expandir la superficie mediante el incremento de la presión en el lado convexo, es el trabajo contra la tensión superficial. Las longitudes de los arcos en los lados se incrementa de L_1 a $L_1 + (L_1/R_1)dz$ y de L_2 a $L_2 + (L_2/R_2)dz$. El área de la superficie original $ABCD$ se expande a la superficie $A'B'C'D'$ donde:

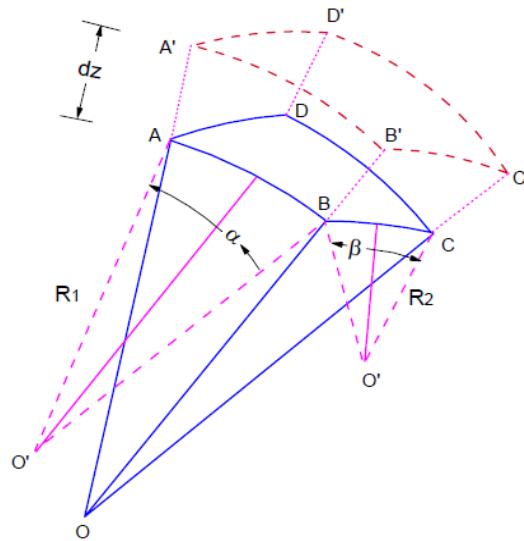


Fig. A1 Radio de curvatura de la interface entre dos fluidos.

$$\text{Área } ABCD = L_1 \times L_2 \quad (A1)$$

$$\text{Área } A'B'C'D' = \left(L_1 + \frac{L_1}{R_1} dZ \right) \times \left(L_2 + \frac{L_2}{R_2} dZ \right) \quad (A2)$$

$$\text{Área } A'B'C'D' = L_1 L_2 \left(1 + \frac{dZ}{R_1} + \frac{dZ}{R_2} + \frac{dZ^2}{R_1 R_2} \right) \quad (A3)$$

el término dZ^2 es muy pequeño y puede despreciarse, luego el incremento en el área es igual a:

$$A'B'C'D' - ABCD = L_1 L_2 dZ \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (A4)$$

el trabajo isotérmico contra la tensión superficial requerida para expandir el área es:

$$W_1 = \sigma L_1 L_2 dZ \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (A5)$$

el trabajo isotérmico realizado para incrementar la presión para avanzar la superficie a la dZ es:

$$W_2 = P L_1 L_2 dZ \quad (A6)$$

igualando los dos trabajos y cancelando términos comunes da la presión capilar en función de la tensión interfacial y los radios de curvatura se obtiene que:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (A7)$$

Apéndice B.

Objetivo de la simulación numérica de yacimientos

Tener una buena idea del movimiento de los fluidos en el yacimiento, así como el volumen de aceite que puede producirse a un tiempo futuro.

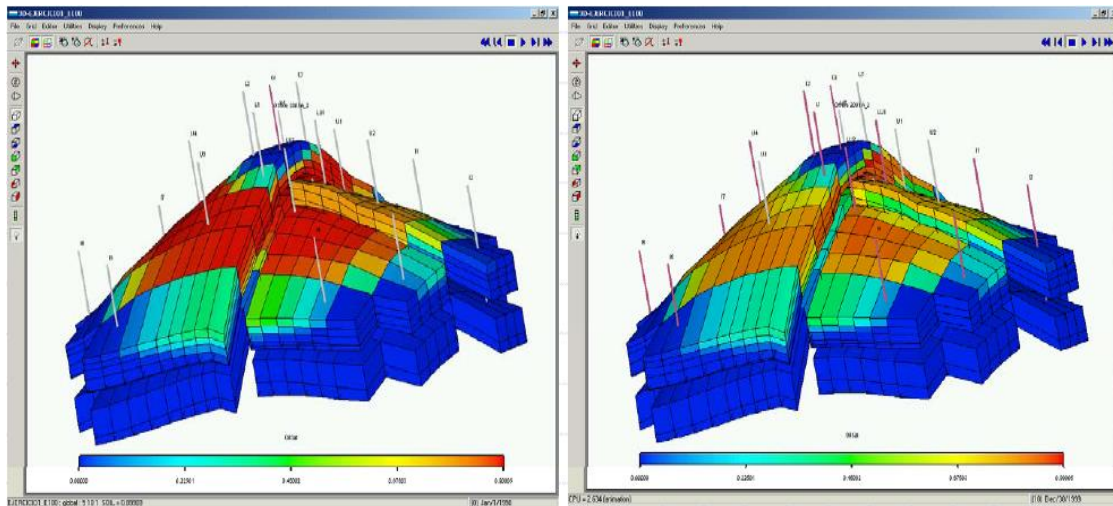


Fig. B1 Estructura de la malla de modelos de simulación numérica

Otro objetivo es determinar el comportamiento de un yacimiento bajo diversos mecanismos de desplazamiento; recuperación primaria, secundaria y mejorada. Es importante tomar en cuenta estos métodos, ya que en muchas ocasiones es necesario implementar recuperación mejorada desde el inicio de la explotación de yacimiento. En el caso de los yacimientos carbonatados también se recomienda iniciar con la inyección de surfactantes para optimizar la recuperación. A continuación se muestra un esquema de los métodos de recuperación de aceite.

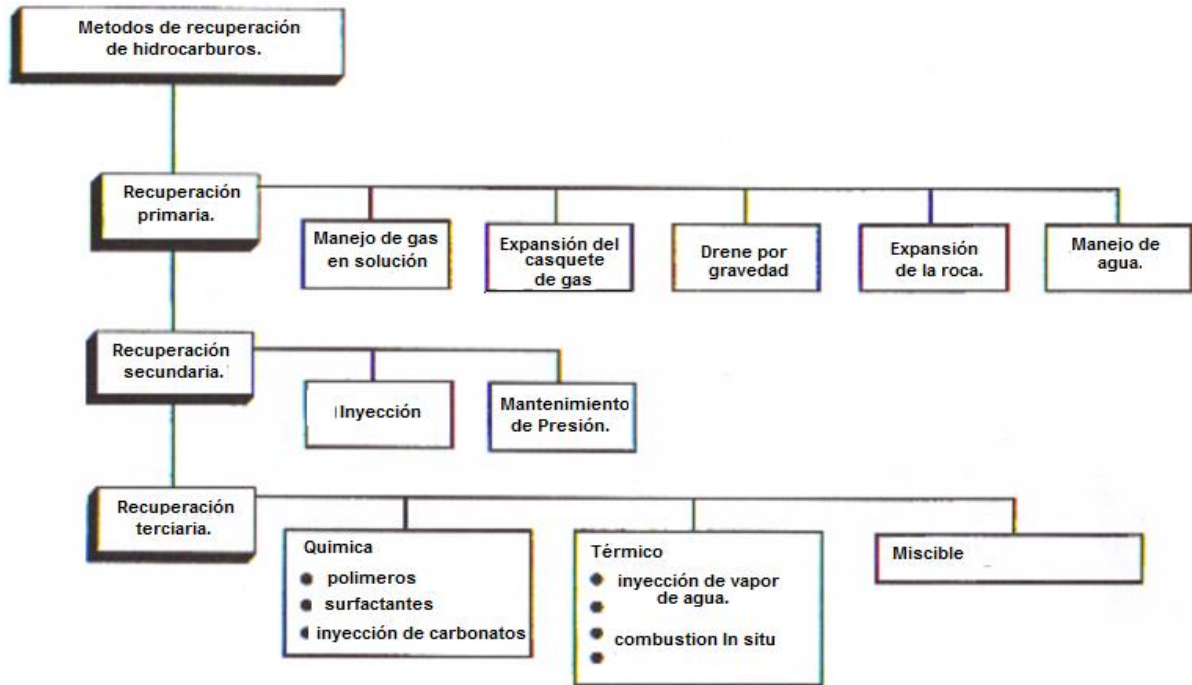


Fig. B2 Esquema de los Métodos de recuperación.

Enfoque de la Simulación Numérica de Yacimientos.

Los modelos son básicamente de dos tipos:

1. Modelos físicos.
2. Modelos matemáticos.

En estas notas, los modelos matemáticos son los que ocuparán nuestra atención. El modelado matemático en la ingeniería de yacimientos, se refiere a la representación de los procesos de transferencia de masa, y en algunas instancias de energía, que ocurren en el medio poroso, el yacimiento, a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales y a su solución matemática. Las ecuaciones diferenciales, constitutivas de un modelo, se obtienen básicamente de la aplicación de los principios de conservación de masa y de energía en un volumen elemental, representativo del medio poroso. Las ecuaciones diferenciales se complementan con:

1. Ecuaciones de estado, que describen el comportamiento volumétrico y de fases de los fluidos.
2. Ecuaciones de movimiento de las fases en el medio poroso, como son la ecuación de Darcy o la ecuación de Forcheimmer en el caso más general para flujo no Darciano.
3. Ecuaciones adicionales apropiadas. En el caso general, las ecuaciones diferenciales de flujo de fluidos en medios porosos son ecuaciones no lineales. En situaciones particulares, como es el caso de flujo monofásico de un fluido ligeramente compresible y de compresibilidad constante, las ecuaciones diferenciales adquieren formas lineales de manera que pueden resolverse mediante métodos analíticos clásicos.

Generalmente las ecuaciones diferenciales deben resolverse numéricamente. Esto ha dado origen a la disciplina de Simulación Numérica de Yacimientos. La simulación numérica de yacimientos consiste en el desarrollo de técnicas y métodos para resolver numéricamente las ecuaciones diferenciales de flujo de fluidos en medios porosos, y en la aplicación de esos modelos numéricos en el estudio del comportamiento de yacimientos.

El proceso de solución numérica de las ecuaciones diferenciales consiste básicamente en obtener una representación aproximada de las ecuaciones en puntos específicos del espacio y del tiempo: esto se logra mediante el empleo de métodos finitos, tales como diferencias finitas o elementos finitos. Así, las ecuaciones diferenciales de flujo, cuyo dominio de aplicación en espacio y tiempo es continuo, son reemplazadas por un sistema algebraico de ecuaciones. Este sistema se genera al aplicar en un cierto nivel de tiempo, las ecuaciones de flujo aproximadas en puntos predeterminados, nodos, de la malla de cálculo que discretiza al yacimiento, de tal manera que cuando se usa un simulador es necesario subdividir al yacimiento en una serie de celdas o bloques. Idealmente estas celdas deben ser lo suficientemente pequeñas para evitar que los errores de truncamiento sean grandes, y en donde en

cada una de ellas se consideran constantes las propiedades del yacimiento y de los fluidos.

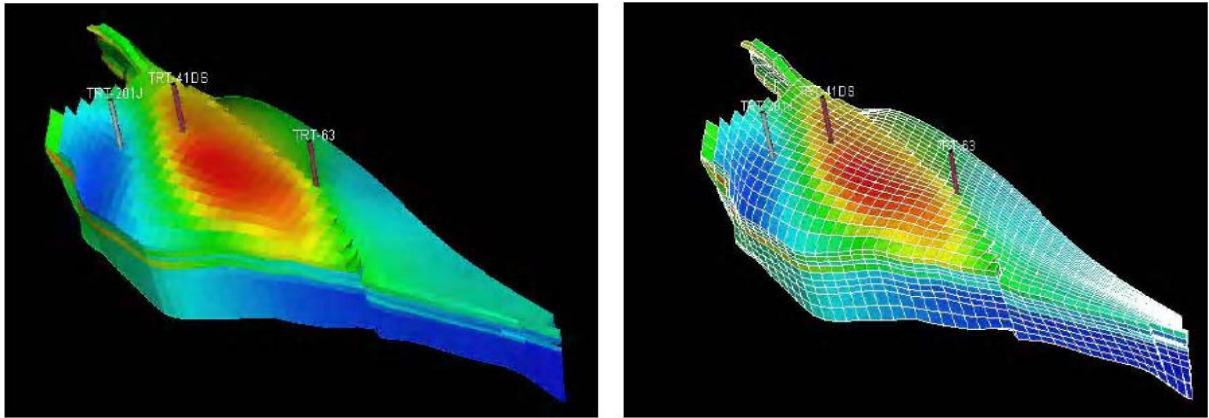


Fig. B3 Discretización del yacimiento.

Aproximación Numérica de las Ecuaciones de Flujo.

Las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos a través de un medio poroso son muy complejas para ser resueltas analíticamente y son altamente no-lineales. Solo en casos ideales el flujo en una sola fase puede ser solucionado analíticamente. En consecuencia, se debe usar algoritmos numéricos para su solución. Los algoritmos numéricos funcionan en un dominio discreto en lugar de un dominio continuo como los hacen las soluciones analíticas. La discretización de una ecuación diferencial puede ser hecha por diferentes métodos. Los métodos más comunes incluyen: Método de Diferencias Finitas, MDF, Método de Elemento Finito, MEF y el Método de Volumen de Control, MVC. El principal objetivo del MDF es generar valores de la función $p(x,t)$ en los nodos de una malla que cubre el dominio de solución, en una secuencia de niveles de tiempo que son separados por un Δt . Estas pueden ser: coordenadas cartesianas, cilíndricas o esféricas. La elección de coordenadas es guiada por la geometría del dominio del problema y es hecha con el propósito de facilitar la implantación de las condiciones de frontera. El procedimiento para derivar ecuaciones en diferencias finitas, EDF, consiste en aproximar las derivadas en la ecuación diferencial mediante una serie de Taylor truncada, a este proceso se le denomina discretización.

Método de Aproximación mediante Diferencias Finitas.

Aproximaciones en Espacio.

Se tienen dos maneras de aproximar la $\frac{\partial p}{\partial x}$: con diferencias hacia delante (progresivas) y diferencias hacia atrás (regresivas).

$$P_{i+1} = P_i + \frac{\Delta x}{1!} \frac{\partial p}{\partial x} + O_p(\Delta x) \quad (1b)$$

entonces se tiene,

$$\frac{\partial p}{\partial x} \Big|_i = \frac{P_{i+1} - P_i}{\Delta x} - O_p(\Delta x) \quad (2b)$$

Donde el error de aproximar (error de primer orden) es la derivada con solo los dos primeros términos de la serie de Taylor es:

$$O_p(\Delta x) = -\frac{\Delta x}{2!} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad (3b)$$

La ecuación (2b) es la aproximación de la primera derivada mediante diferencias hacia delante y aplica para la siguiente malla.

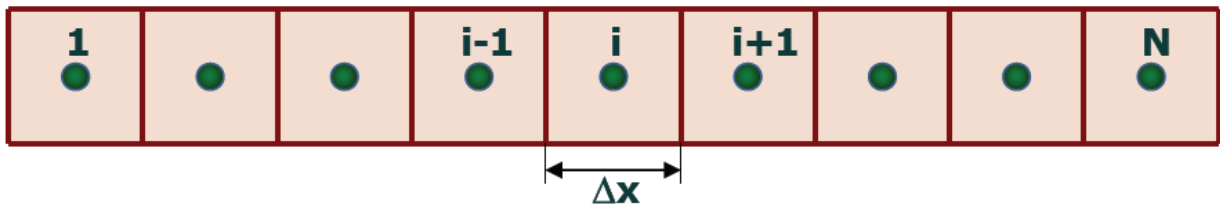


Fig. 4b Malla numérica.

Similarmente, considerando las diferencias hacia atrás o regresivas, la aproximación de la primera derivada es:

$$\frac{\partial p}{\partial x} \Big|_i = \frac{P_i - P_{i-1}}{\Delta x} - O_r(\Delta x) \quad (4b)$$

donde el error es:

$$O_r(\Delta x) = \frac{\Delta x}{2!} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \quad (4b)$$

Considerando las tres primeras derivadas en la serie de Taylor y escribiendo la función $p(x)$ en $x = x_i + \Delta x$ y $x = x_i - \Delta x$ como se muestra a continuación:

$$P_{i+1} = P_i + \frac{\Delta x}{1!} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{(\Delta x)^2}{2!} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{(\Delta x)^3}{3!} \frac{\partial^3 P}{\partial x^3} \quad (5b)$$

$$P_{i+1} = P_i - \frac{\Delta x}{1!} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{(\Delta x)^2}{2!} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} - \frac{(\Delta x)^3}{3!} \frac{\partial^3 P}{\partial x^3} \quad (6b)$$

Restando la ecuación (6b) de la ecuación (5b) se obtiene la aproximación en diferencias centrales:

$$\frac{\partial p}{\partial x} \Big|_i = \frac{P_{i+1} - P_{i-1}}{2\Delta x} - O_c(\Delta x^2) \quad (7b)$$

donde el error de segundo orden está dado por:

$$O_c(\Delta x^2) = \frac{\Delta x^2}{6} \left[\frac{\partial^3 P}{\partial x^3} \Big|_p + \frac{\partial^3 P}{\partial x^3} \Big|_r \right] \quad (8b)$$

Comparando el error de truncamiento de la aproximación en diferencias centrales, $O_c(\Delta x^2)$, con los obtenidos previamente para diferencias progresivas y regresivas, $O_p(\Delta x)$ y $O_r(\Delta x)$ se nota que:

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} O_c(\Delta x^2) < \lim_{\Delta x \rightarrow 0} O_p(\Delta x) \quad (9b)$$

Indicando que el error de truncamiento de la aproximación de diferencias centrales, para la primera derivada, es menor que el correspondiente a diferencias progresivas o regresivas.

Aproximaciones en Tiempo.

Considerando la función $p(x,y,z,t)$ para la cual deseamos obtener aproximaciones en diferencias finitas de su derivada parcial con respecto al tiempo. Se puede aplicar las aproximaciones de diferencias progresivas, regresivas y centrales en tiempo. Antes de mostrar la forma de las aproximaciones, es conveniente resaltar que para representar puntos en el dominio del espacio discretizado, es común el uso de los subíndices i,j,k para representar x,y,z . Por otra parte, para representar puntos en el tiempo se emplea los superíndices n y $n+1$, que indican los niveles donde se conoce y se desconoce la solución del problema de interés. La siguiente Fig. 5B muestra la interpretación geométrica de aproximar la derivada de la función $p(x,y,z,t)$ con respecto al tiempo t .

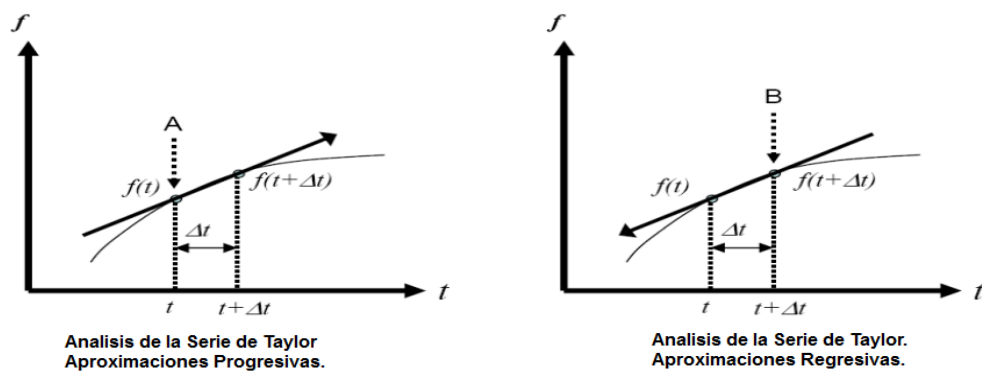


Fig. 5B Esquema de aproximación por la serie de Taylor.

$$p(x, t + \Delta t) = p\left(x, t + \frac{\Delta t}{2}\right) + \frac{\Delta t}{1!} p'\left(x, t + \frac{\Delta t}{2}\right) + \frac{\left(\frac{\Delta t}{2}\right)^2}{2!} p''\left(x, t + \frac{\Delta t}{2}\right) + \frac{\left(\frac{\Delta t}{2}\right)^3}{3!} p'''\left(x, t + \frac{\Delta t}{2}\right) + \dots + \frac{\left(\frac{\Delta t}{2}\right)^n}{n!} p^n\left(x, t + \frac{\Delta t}{2}\right) \quad (12b)$$

Formulación Explícita.

En el esquema explícito se resuelve para una incógnita para el nuevo tiempo n+1 para evaluar $\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$ usando la ecuación:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \Big|_i \approx \frac{P_{i+1} - 2P_i + P_{i-1}}{(\Delta x)^2} \quad (13b)$$

Se evalúa p al tiempo t^n :

$$\frac{P_{i+1}^n - 2P_i^n + P_{i-1}^n}{\Delta x^2} = \left(\frac{\emptyset \mu c}{k}\right) + \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t} \quad (14b)$$

Con esta formulación se resuelve únicamente para p^{n+1} . El resto de las presiones al tiempo n son conocidas. Debido a que esta formulación tiene limitada estabilidad, raramente es usada. El método es estable cuando $\frac{\alpha \Delta t}{(\Delta x)^2} \leq \frac{1}{2}$ donde $\alpha = \frac{k}{\emptyset \mu c}$.

Formulación Implícita.

Todos los valores de p en la derivada en espacio son evaluados al tiempo t^{n+1}

$$\frac{P_{i+1}^{n+1} - 2P_i^{n+1} + P_{i-1}^{n+1}}{\Delta x^2} = \left(\frac{\emptyset \mu c}{k}\right) + \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t} \quad (15b)$$

Por lo tanto, se tienen tres incógnitas $P_1^{n+1}, P_2^{n+1}, \dots, P_N^{n+1}$ en cada paso de tiempo donde la ecuación (15b) es utilizada. La ecuación (15b) representa un sistema de n ecuaciones con n incógnitas, las cuales deben ser resueltas simultáneamente. El

número de ecuaciones e incógnitas n está dado por el número de celdas en que se divide el dominio y es el mismo número de incógnitas $P_1^{n+1}, P_2^{n+1}, \dots, P_N^{n+1}$. Esta formulación es condicionalmente estable.

Eclipse.

El simulador de yacimientos Eclipse es un software que permite a los ingenieros predecir y manejar eficientemente el flujo de fluidos creando modelos de una manera más certera. Eclipse permite plantearse cuestionamientos sobre la viabilidad económica de la explotación de un yacimiento, como por ejemplo:

- ¿Cuán cierto es la estimación de reservas? ¿Puedo minimizar la incertidumbre?
- ¿Cómo es la distribución de los hidrocarburos en la formación?
- ¿Qué tan difícil puede ser la recuperación de los hidrocarburos y que técnicas de producción y tasas son las mejores?
- ¿Dónde debo localizar las próximos pozos para maximizar el recobro y recuperar la inversión?, etc.

Modelos de simulación.

Eclipse ofrece tres modelos de simulación; blackoil, composicional y termal. El modelo Blackoil se utiliza para situaciones donde necesito conocer el efecto de una de las fases en las reservas y el recobro. Este modelo asume que los fluidos del yacimiento consisten de tres componentes: agua, petróleo y gas; donde las composiciones de petróleo y gas son constantes en el tiempo y a cada paso de presión.

La solución blackoil permite modelar extensivamente el control de pozos, soportar eficientemente la planificación de las operaciones del yacimiento, incluyendo la inyección de gas, debido a que proporciona una simulación de las tres fases en 3D.

Al simular yacimientos altamente fracturados se requiere un apoyo para la inhibición gravitacional y el drenaje, difusión molecular y el desplazamiento de los fluidos viscosos a través de la matriz de la roca. La solución blackoil ofrece amplias opciones duales para la porosidad y permeabilidad.

Definición de complejos mecanismos de los fluidos del yacimiento.

Cuando el petróleo consiste de dos o más hidrocarburos y estos exhiben diferentes fases y cambios en la composición, relativos a la temperatura y presión, y el simulador requiere complejas definiciones del comportamiento de los fluidos para la predicción del recobro, se utiliza un simulador composicional.

En Eclipse composicional los fluidos pueden ser representados por ecuaciones de estado. Este modelo es una buena opción para estudiar los crudos volátiles o condensados, los programas de inyección de gas y el estudio del recobro secundario. El conocimiento del comportamiento de la composición es importante para planificar y diseñar las instalaciones de superficie.

La simulación composicional es ideal para:

- Incrementar la inyección de gas o mantener la presión del yacimiento.
- Inundaciones miscibles debido a la inyección de gas.
- Flujos de dióxido de carbono provenientes del gas en solución.
- Yacimientos con fluidos composicionales cercanos al punto de burbujeo.
- Altas presiones y temperaturas del yacimiento.
- Modelaje de yacimientos fracturados.