

23  
2ey



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

METODO PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD  
DE LAS ROCAS ALMACENADORAS DE  
HIDROCARBUROS

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE;  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A ;

JUAN ERNESTO LADRON DE GUEVARA TORRES



LIBROS CON  
FALSA DE ORIGEN

MEXICO, D. F.

1990



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I. Introducción	1
II. Conceptos fundamentales sobre mojabilidad	2
II.1. Conceptos de química física relacionados con la mojabilidad	2
II.1.1. Tensión superficial e interfacial	2
II.1.2. Energía libre de superficie	5
II.1.3. Adhesión y cohesión	5
II.1.4. Adsorción y desorción	6
II.1.5. Agentes tensoactivos de superficie (ateasus)	6
II.1.6. Absorción y desabsorción	6
II.2. Definición de conceptos sobre mojabilidad	6
II.2.1. Definiciones de mojabilidad	6
II.2.2. Definiciones del ángulo de contacto	9
II.3. Factores que afectan la mojabilidad de una roca	11
II.3.1. Agentes tensoactivos en el petróleo crudo	11
II.3.2. Adsorción a través de películas de agua	13
II.3.3. Superficies de carbonatos y areniscas	13
II.3.4. Composición química de la salmuera	13
II.3.5. Arcillas	14
II.3.6. Minerales no mojados por agua	15
II.4. Tipos de núcleos y condiciones experimentales recomendadas para medir la mojabilidad	15
II.4.1. Tipos de núcleos	15
II.4.2. Condiciones experimentales recomendadas para medir la mojabilidad	18
II.5. Efectos de la mojabilidad sobre varios parámetros y procesos dentro del yacimiento	19
II.5.1. Efectos de la mojabilidad sobre las propiedades eléctricas de los medios porosos	19
II.5.2. Efectos de la mojabilidad sobre la presión capilar	20
II.5.3. Efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa	46
II.5.4. Efectos de la mojabilidad sobre los desplazamientos con agua	63
III. Métodos para determinar la mojabilidad	91
III.1. Procedimientos teóricos para determinar la mojabilidad	91
III.2. Procedimientos de laboratorio para determinar la mojabilidad	91
III.2.1. Métodos para determinar la mojabilidad en forma cuantitativa	91
III.2.1.1. Método del ángulo de contacto	91
III.2.1.2. Método de Amott	93
III.2.1.3. Método del Departamento de Minas de los Estados Unidos de América (DMEU)	94
III.2.1.4. Método combinado de Amott y DMEU	99
III.2.2. Mediciones cualitativas de la mojabilidad	99
III.2.2.1. Métodos de inhibición	99
Método de Kyte et al.	99
Método de Bobek et al.	99
III.2.2.2. Método de examinación microscópica	101
Método de Cooke et al. y Donaldson et al.	101
III.2.2.3. Métodos de flotación	101
Método del API, Bartell et al. y Nutting y Rust	101
Método de Celik et al. y Clementz	101

III.2.2.4. Métodos de portaobjetos de vidrio	102
Método de Reisberg et al. y Nutting	102
Método de Cooke et al.	102
III.2.2.5. Métodos de curvas de permeabilidades relativas	102
Método de Ehrlich y Wygal	102
Método de Treiber et al.	104
Método de Batycky et al.	104
III.2.2.6. Métodos de relaciones entre permeabilidades y saturaciones	106
Método de Raza et al.	106
Método de Frehse	106
III.2.2.7. Método capilarimétrico	106
Método de Johansen y Dunning	106
III.2.2.8. Métodos de presiones capilares de desplazamiento	109
Método de Bartell et al.	109
Método de Slobod y Blum	109
III.2.2.9. Mediciones de la mojabilidad fraccional	110
Método de relajación magnética nuclear	110
Método de adsorción de tintura	111
III.2.2.10. Determinación de la mojabilidad mezclada	111
III.3. Otros procedimientos para determinar la mojabilidad	112
III.3.1. Registros de yacimientos	112
Método de Graham	112
Método de Holmes y Tippie	113
IV. Método experimental que se recomienda para el laboratorio de la facultad de ingeniería	114
IV.1. Fundamentos teóricos	114
IV.2. Diseño de equipo	117
IV.3. Secuencia de medición	117
V. Conclusiones y recomendaciones	124
Nomenclatura	126
Apéndice A	129
Referencias Bibliográficas	136

## RESUMEN

Primeramente, se definen varios conceptos básicos de química física relacionados con la mojabilidad. Estos sirven para entender que la mojabilidad tiene que ver fundamentalmente con fenómenos superficiales a nivel microscópico. Más adelante, se definen varios tipos de mojabilidad, estas definiciones, aunque relativamente recientes en la ingeniería de yacimientos, han tenido una buena aceptación entre los estudiosos porque explican muy bien ciertos fenómenos en el medio poroso. También, se presentan diversas definiciones del ángulo de contacto que se usan en experimentos de laboratorio. Se examinan los factores que influyen a la mojabilidad, las condiciones experimentales recomendadas para su determinación y los tipos de núcleos que se utilizan en la actualidad. Asimismo, se hace un estudio de los efectos de la mojabilidad sobre varios parámetros y procesos del yacimiento y sus interrelaciones.

Por otra parte, se hace una revisión de los métodos más usados en la ingeniería; éstos se clasifican como cuantitativos y cualitativos, siendo los primeros de mayor importancia debido a que determinan un valor de mojabilidad. No obstante, los métodos cualitativos no se deben despreciar, pues algunos de ellos pueden dar una idea de qué mojabilidad se tiene de una manera rápida y sin requerir de ningún equipo complicado, o bien, a partir de datos de otros parámetros que ya se tengan como por ejemplo curvas de permeabilidades relativas. Además, dentro de los métodos cualitativos, se incluyen algunos métodos para determinar la mojabilidad fraccional y la mojabilidad mezclada. También se presentan otros métodos para determinar la mojabilidad.

Finalmente, se proponen unos métodos cualitativos y un método cuantitativo para implantarse en el laboratorio de la facultad de ingeniería. Los primeros se eligieron por su sencillez y el segundo porque es el que más se asemeja a las condiciones existentes en el medio poroso saturado de fluidos.

De este último método cuantitativo del capítulo IV se presenta un programa de cómputo en el apéndice A, que hace los cálculos necesarios para obtener los índices de mojabilidad y se presenta un ejemplo de su uso con datos supuestos por no disponerse de ellos, ni encontrarse tales datos en la literatura. Asimismo, se muestran los resultados y un gráfico que muestra que el núcleo supuesto tenía mojabilidad mezclada.

# I INTRODUCCIÓN

La ingeniería de yacimientos puede definirse como la aplicación de los principios científicos a los fenómenos que surgen en el movimiento de los fluidos durante el desarrollo y explotación de yacimientos de gas y petróleo, con objeto de desarrollar y producir campos de petróleo y gas con una alta recuperación de hidrocarburos de manera económica. Las herramientas del ingeniero de yacimientos son la geología del subsuelo, las matemáticas aplicadas y las leyes fundamentales de la física y química que rigen el comportamiento de los fluidos que se encuentran en la roca del yacimiento.

Como la ingeniería de yacimientos consiste en la ciencia de producir petróleo y gas, comprende un estudio de todos los factores que afectan la recuperación de dichos fluidos; éstos dependen de las características de las rocas y de la distribución o carácter de los fluidos contenidos dentro de ella. El estudio de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático o de flujo se denomina *petrofísica*. Las propiedades petrofísicas más importantes de una roca son: a) la *porosidad*, que es una medida del espacio vacío en una roca; b) la *permeabilidad*, que es una medida de la transmisión del fluido dentro de una roca; c) la *conductividad eléctrica*, que es una medida del paso de la corriente eléctrica a través de la roca y los fluidos que contiene, y d) la *mojabilidad*,\* que es una medida de la preferencia de la roca a *adsorber*\*\* un fluido, de entre varios, contenidos en sus espacios porosos. Estas propiedades constituyen un conjunto de parámetros por medio del cual se puede describir cuantitativamente la relación roca-fluidos.

La mojabilidad es un factor capital que regula la localización, el flujo y la distribución de los fluidos en un yacimiento. Los cambios de la mojabilidad afectan la presión capilar, permeabilidad relativa, comportamiento de los desplazamientos con agua, dispersión de trazadores, recuperación terciaria simulada, saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ), saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ ) y propiedades eléctricas.<sup>1,11</sup> Para los análisis de núcleos que traten de predecir el comportamiento del yacimiento de la forma más apegada a la realidad, la mojabilidad del núcleo deberá ser la misma que la roca del yacimiento sin alterar.

Esta tesis tiene como principal objetivo sugerir un método de medición de la mojabilidad para la Facultad de Ingeniería a fin de pueda ser adoptado y aplicado en su laboratorio de yacimientos. De los métodos revisados, el propuesto en esta tesis, es el que mejor reproduce las condiciones que existen en el medio poroso saturado de líquidos (dos fases), así como las relaciones entre ellos.

La revisión de conceptos sobre mojabilidad se basó en los trabajos de William G. Anderson que comprendieron seis artículos sobre este tema.

\* Mojabilidad no está definido en ningún diccionario de castellano; en cambio, se encuentra humectación, que también se usa en libros de química. No obstante, aquí se prefirió usar este término porque es más ampliamente conocido en la ingeniería de yacimientos y etimológicamente podría aceptarse como un neologismo.

\*\* Cf. II.1.4.

## II CONCEPTOS FUNDAMENTALES SOBRE MOJABILIDAD

### II.1. Conceptos de química física relacionados con la mojabilidad

#### II.1.1. Tensión superficial e interfacial

Las superficies de los líquidos poseen propiedades peculiares; la primera observación que podemos hacer acerca de ellas es que todo sistema tiende espontáneamente a disminuir su superficie: cuando ponemos en contacto gotas de un líquido se unen, forman otra mayor y reducen así la relación superficie/volumen. Si no fuera así, las gotas se dividirían *ad infinitum*, hasta evaporarse; es decir, el "líquido" sería inestable. Desde un punto de vista molecular, la explicación cualitativa es simple. Las moléculas situadas dentro del líquido están rodeadas por todos lados de otras iguales (figura 1), con las que ejercen fuerzas atractivas. A pesar de la agitación térmica, que desplaza las moléculas de un lado a otro, por condiciones de *simetría* la resultante de estas fuerzas es nula. En la superficie, en cambio, hay una *fuerte asimetría*, ya que en la fase gaseosa hay muchas menos moléculas, que en general estarán lejos e interaccionarán débilmente. En consecuencia, para las moléculas superficiales la resultante de las fuerzas atractivas no es nula y está dirigida perpendicularmente hacia el interior de la superficie del líquido. Es como si sobre el líquido hubiera una membrana tensa (elástica estirada) que ejerciera fuerza hacia el interior.

Como las interacciones son atractivas, las moléculas tenderán a colocarse en el interior, donde ejercerán más interacciones: de ahí que el líquido tienda a disminuir su superficie, que le resulta energéticamente desfavorable.

De lo dicho se desprende que la superficie sólo tiene sentido como *separación entre dos fases* y sus propiedades dependen de las dos fases en contacto. A estas superficies se les llama *interfases*.\*

El mismo argumento molecular nos hace ver que la *dísimetría* de fuerzas aparecerá siempre que estén en contacto dos fases cualesquiera. Los posibles casos son líquido con gas, con otro líquido inmiscible o con sólido, y sólido con gas o con otros sólidos.

Se ha visto experimentalmente que para aumentar la superficie de un sistema hay que efectuar un trabajo sobre el mismo,  $W_s$ , y que éste es proporcional al incremento de área superficial, es decir:

$$dW_s = \sigma dA \quad (1)$$

donde la constante  $\sigma$ , llamada *tensión superficial* o *interfacial*, resulta siempre ser positiva e independiente del área  $A$ .

La tensión superficial puede considerarse también como fuerza por unidad de longitud. Sea el montaje de la figura 2, en la que sobre un bastidor de alambre se encuentra un alambre móvil de longitud  $l$ . Depositemos sobre el marco una película fina de un líquido. Para que éste no se mueva habrá que ejercer una fuerza,  $F$ , en sentido contrario. Supongamos que  $F$  es ligeramente superior a la de equilibrio: el alambre se moverá hacia la derecha  $dx$ . El trabajo realizado, según la ecuación 1 será:

$$dW_s = \sigma dA = \sigma l dx \quad (2)$$

\* En español es común también el término *interfase*, que es una mala traducción del inglés *interface* y no *interphase*, ambos de pronunciación muy similar.

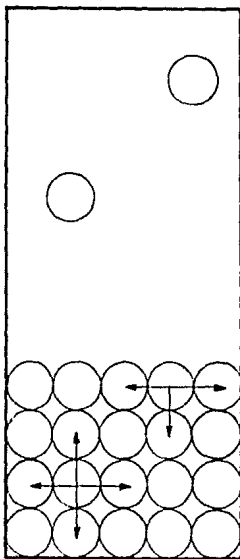


Figura. 1.- Fuerzas atractivas en un líquido.



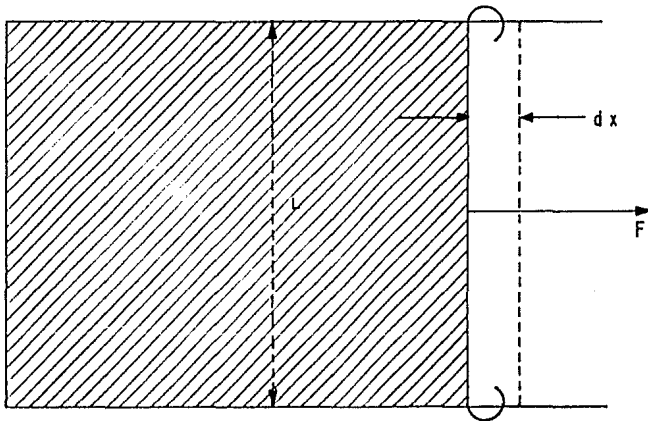


FIGURA 2 TENSIÓN SUPERFICIAL

Pero este trabajo vale también:

$$dW_s = F dx$$

con lo que:

$$\sigma = F/l \quad (3)$$

es decir, la fuerza por unidad de longitud del alambre.

La tensión superficial se mide normalmente como trabajo/área o fuerza/longitud, en  $\text{erg.cm}^{-2}$  o  $\text{din.cm}^{-1}$ , unidades completamente equivalentes. La tensión superficial depende de la composición química y la temperatura, pero no del área, por lo que la ecuación 1, se integra inmediatamente, y para una transformación macroscópica en que el área aumenta de  $A_1$  a  $A_2$ :

$$\Delta W = \sigma(A_2 - A_1) \quad (4)$$

La tensión superficial de una sustancia depende de la naturaleza de la otra fase con la que está en contacto. Cuando ésta es condensada (líquida), suele llamársele *tensión interfacial*.

### 11.1.2. Energía libre de superficie

Los fenómenos superficiales también se pueden discutir en términos de la *energía libre de superficie*; ésta existe en todas las superficies debido al déficit de balance de las cargas alrededor de las moléculas en la interfase. Si un líquido moja a una superficie, disminuye la energía libre y realiza un trabajo, como cuando el agua se eleva en un tubo capilar. Por ejemplo, cuando un sólido se divide, se rompen los enlaces químicos y se crea así una carga superficial electrostática. Por lo tanto, se debe realizar un trabajo para dividir un sólido o para crear superficies de alguna otra forma.

La *energía superficial específica* se define como la razón del trabajo entre el área. Sus dimensiones son las mismas que la de la tensión superficial; se expresa en dinas/cm y sus valores son numéricamente iguales.

### 11.1.3. Adhesión y cohesión

Si la atracción de las moléculas de un líquido hacia una superficie sólida es mayor que las atracciones mutuas entre las moléculas del líquido, éste se adherirá al sólido; o en otras palabras, el trabajo de *adhesión* será mayor que el trabajo de *cohesión*. Termodinámicamente, este criterio se puede expresar como sigue:

$$W_{adh} = E_s + E_l - E_{sl} \quad (5)$$

donde  $W_{adh}$  es el trabajo de adhesión;  $E_s$ , la energía libre de superficie del sólido;  $E_l$ , la del líquido, y  $E_{sl}$  la de la interacción formada. El trabajo de cohesión es el trabajo de un líquido que se difunde sobre sí mismo y de la ecuación 5 se puede ver que es igual a  $2E_l$ .

Por lo tanto, el criterio para determinar la adhesión es:

$$W_{adh} - W_{coh} = E_s + E_l - E_{sl} - 2E_l \quad (6)$$

$$W_{adh} - W_{coh} = E_s - E_l - E_{sl} \quad (7)$$

donde  $W_{coh}$  es el trabajo de cohesión. Entonces el líquido se adherirá si:

$$E_s > E_l + E_{sl} \quad (8)$$

Las fuerzas atractivas también existen entre dos superficies sólidas, pero las superficies no se adhieren cuando se presionan entre sí, porque las fuerzas atractivas son muy pequeñas (del orden de unos cuantos Angstroms\*), y

\* 1 Angstrom =  $1 \times 10^{-10}$  m.

el área de contacto íntimo es muy pequeño. Aun dos superficies suaves, fuertemente pulidas, tienen irregularidades microscópicas, y el contacto es sólo entre los picos, como se muestra en la figura 3. Los pegamentos unen las superficies sólidas porque llenan las irregularidades entre éstas mientras están en fase líquida, y después al secarse, desarrollan una fuerza de cohesión suficiente para mantener las superficies unidas. Los sólidos también se pueden unir si son lo suficientemente dúctiles para ser forzados a un contacto íntimo; por ejemplo, si las lutitas son lo suficientemente plásticas, por el peso de la sarta de perforación se adhieren (contacto íntimo) a la barrena o tubos lastrabarena.<sup>11</sup>

#### II.1.4. Adsorción y desorción

La *adsorción* (no *absorción*) se define como la penetración parcial de un fluido (gas o líquido) dentro de un sólido; las unidades de adsorción se determinan de la masa del fluido que se adsorbe por unidad de superficie cubierta del sólido. Se llama *adsorbente* a la sustancia sobre la cual se fija la otra, que recibe el nombre de *adsorbato*; en nuestro caso, las superficies minerales de la roca serían los *adsorbentes* y los agentes tensoactivos de superficie los *adsorbatos*. La *desorción* es el proceso contrario a la adsorción.

#### II.1.5. Agentes tensoactivos de superficie (*ateasus*)

El término *ateasu* será utilizado para denominar al *agente tensoactivo de superficie*, llamado así porque este agente se adsorbe sobre la superficie e interfaces y por lo tanto, disminuye la energía libre de superficie.

Los *ateasus* pueden ser catiónicos, aniónicos o no iónicos. Los *ateasus catiónicos* se disocian en un catión orgánico grande y en un anión inorgánico simple. Los *ateasus aniónicos* se disocian en un anión orgánico grande y en un catión inorgánico simple. Los *ateasus no iónicos* son cadenas largas de polímeros que no se disocian.<sup>12</sup>

#### II.1.6. Absorción y desabsorción

La *absorción* es el proceso en el que una sustancia (generalmente gaseosa) penetra y se difunde regularmente en otra (generalmente sólida o líquida), como por ejemplo la que observamos en las arcillas hidratables. Las unidades de absorción se dan en volumen de gas o líquido/volumen de disolvente. La *desabsorción* es el proceso contrario a la absorción.

## II.2. Definición de conceptos sobre mojabilidad

### II.2.1. Definiciones de mojabilidad

#### *Mojabilidad homogénea, general o promedio*

La mojabilidad se define como "la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles."<sup>13</sup> En un sistema roca/petróleo/salmuera, es una medida de la preferencia que la roca tiene ya sea por el petróleo o el agua. Cuando la roca es mojada por agua, hay una tendencia del agua a ocupar los poros pequeños y a ponerse en contacto con la mayoría de la superficie rocosa. En un sistema mojado por petróleo, la roca está preferentemente en contacto con el petróleo; la localización de los dos fluidos es la contraria al caso de mojabilidad por agua y el petróleo ocupará los poros pequeños y se pondrá en contacto con la mayoría de la superficie rocosa. No obstante, es importante hacer notar que el término de mojabilidad se usa para destacar la preferencia que la roca tiene a ser mojada y no necesariamente se refiere al fluido que en un momento dado está en contacto con la roca.

Por ejemplo, consideremos un núcleo limpio de arenisca el cual está saturado con un petróleo refinado. Aun cuando la superficie rocosa esté cubierta con petróleo, el núcleo de arenisca aún es mojado preferentemente por

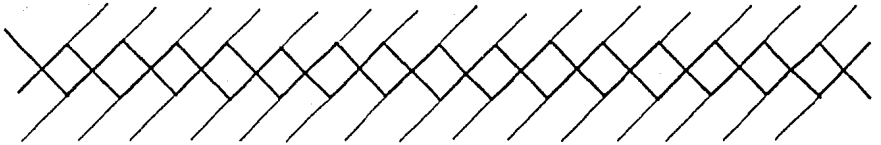


Figura.3.-Sección microscópica de dos superficies sólidas mostrando una pequeña área de contacto (esquemática). Tomado de Rogers.<sup>12</sup>

agua. Esta preferencia de mojabilidad se puede demostrar permitiendo que el agua se imbiba dentro del núcleo. El agua desplazará al petróleo de la superficie rocosa, indicando que la superficie rocosa "prefiere" estar en contacto con el agua. De manera semejante, un núcleo saturado con agua es mojado por petróleo si el petróleo se imbebe dentro del núcleo y desplaza al agua de la superficie rocosa.

Un sistema uniformemente mojado es un yacimiento homogéneo, esto es, un yacimiento con litología uniforme y porosidades y permeabilidades únicas, o bien, un sistema que aunque carezca de una o varias de las características anteriores se comporta como si cumpliera con todas ellas. En sistemas uniformemente mojados dependiendo de las interacciones específicas de la roca, el petróleo y la salmuera, la mojabilidad de un sistema puede clasificarse desde *fuertemente mojada por agua* hasta *fuertemente mojada por petróleo*. Cuando la roca no tiene una fuerte preferencia por cuadesquiera, ya sea por el petróleo o el agua, se dice que el sistema es de *mojabilidad neutral o intermedia*. En este trabajo se hace la proposición de clasificar estas mojabilidades bajo el término de *mojabilidad homogénea, general o promedio* para diferenciarla de la *mojabilidad fraccional* que se trata más adelante. Asimismo, según lo anterior, aunque se debiera decir mojabilidad homogénea por agua, o bien, fuerte mojabilidad general por petróleo, sólo se dirá mojabilidad por agua y fuerte mojabilidad por petróleo, respectivamente, en el entendimiento de que es la mojabilidad promedio y no la fraccional.

La mojabilidad del sistema roca/fluidos es importante porque es un factor capital que regula la localización, el flujo y la distribución de los fluidos en un yacimiento. Considerando un medio poroso de mojabilidad uniforme conteniendo al menos dos fluidos inmiscibles con diferente mojabilidad, cuando el sistema esté en equilibrio, el fluido mojanete (mayor mojabilidad) ocupará completamente los poros más pequeños y estará en contacto con la mayoría de la superficie rocosa (suponiendo desde luego, que la saturación del fluido mojanete es suficientemente alta). El fluido no mojanete (menor mojabilidad) ocupará los centros de los poros más grandes y formará glóbulos que se extienden por varios poros.

El comportamiento del petróleo en un sistema mojado por agua es muy similar al comportamiento del agua en uno mojado por petróleo, es decir, existe una analogía entre sistemas de mojabilidades opuestas. Por ejemplo, se supone generalmente que para un sistema con una fuerte preferencia de mojabilidad, la permeabilidad relativa de la fase mojanete sólo es función de su propia saturación —esto es, no presenta histéresis.<sup>8,14</sup> (Cfr. III.2.2.5. el método de Treiber et al.)

Históricamente se creía que todos los yacimientos petroleros eran fuertemente mojados por agua. Esto se basaba en dos hechos fundamentales; primero, casi todas las rocas sedimentarias limpias son fuertemente mojadas por agua; segundo, en los yacimientos de areniscas, éstas se depositaron en un ambiente acuoso hacia el cual el petróleo emigró más tarde. Se supone que el agua congénita evitaría que el petróleo tocara las superficies rocosas. Sin embargo, al paso del tiempo se han evaluado yacimientos que en realidad son fuertemente mojados por petróleo (Anderson,<sup>1</sup> Chilingar y Yen<sup>3</sup> y Treiber et al.<sup>6</sup>). Sin embargo, aun cuando se ha encontrado un gran porcentaje de yacimientos mojados por petróleo, el quid de esto es que no todos los yacimientos son mojados por agua y por lo tanto, la mojabilidad de los yacimientos varía dentro de un amplio rango.

#### *Mojabilidad fraccional y mojabilidad mezclada*

Además de la *mojabilidad homogénea*, un segundo tipo es la *mojabilidad fraccional*, en la cual áreas diferentes del núcleo tienen diferentes preferencias de mojabilidad. La comprensión de que la mojabilidad de la roca se puede alterar por compuestos del petróleo crudo (adsorbidos) indujo la idea de considerar formas heterogéneas de mojabilidad en la roca del yacimiento. Generalmente, la superficie interna de la roca del yacimiento está compuesta de minerales caracterizados por composiciones químicas superficiales y propiedades de adsorción diferentes, lo cual puede conducir a variaciones en la mojabilidad. La *mojabilidad fraccional*, también llamada *heterogénea, moteada o dalmática*, fue propuesta por Brown y Fatt<sup>12</sup> y otros.<sup>33,36</sup> En la mojabilidad fraccional, los componentes del petróleo crudo están fuertemente adsorbidos en ciertas áreas de la roca, así que una porción de la roca está fuertemente mojada por agua, mientras que el resto está fuertemente mojada por petróleo. Nótese que esto es conceptualmente diferente de la mojabilidad promedio intermedia, la cual supone que todas las porciones de la superficie rocosa tienen una ligera, pero igual preferencia a ser mojadas por el agua o por el petróleo.

Salathiel<sup>13</sup> introdujo el término de *mojabilidad mezclada* para un tipo especial de mojabilidad fraccional, en la cual las superficies mojadas por petróleo forman senderos continuos a través de los poros más grandes. Los poros más pequeños permanecen mojados por agua y no contienen petróleo. El hecho de que todo el petróleo en un núcleo con mojabilidad mezclada se localice en los poros más grandes ocasiona que haya una permeabilidad al petróleo muy pequeña, aunque factible de medirse, hasta muy bajas saturaciones de petróleo. Esto a su vez

permite que el drenaje de petróleo durante un desplazamiento con agua continúe hasta que se alcancen saturaciones de petróleo muy bajas. Adviértase que la principal distinción entre mojabilidad mezclada y fraccional es que la última no implica localizaciones específicas para las superficies mojadas por petróleo, ni senderos continuos mojados por petróleo.

Salathiel visualiza la generación de la mojabilidad mezclada de la siguiente manera: cuando el petróleo migra hacia un yacimiento originalmente mojado por agua, desplaza al agua de los poros más grandes y los poros más pequeños permanecen llenos de agua debido a las fuerzas capilares. Se logra una condición de mojabilidad mezclada si el petróleo deposita una capa de materia orgánica mojabla por petróleo sólo sobre aquellas superficies rocosas que están en contacto directo con el petróleo, pero no sobre las superficies cubiertas de salmuera. No obstante, Salathiel no da alguna explicación satisfactoria de como llega el petróleo a estar en contacto directo con la superficie de la roca inicialmente mojada por agua. Hall et al.<sup>37</sup> y Melrose<sup>38</sup> desarrollaron un modelo teórico para demostrar que ante la introducción de petróleo en los poros cuyos granos son mojados por agua, se forma una película de agua estabilizada por fuerzas electrostáticas que surgen de las capas eléctricas dobles en las interfaces petróleo/agua y agua/roca. A medida que el espesor de la película del agua se reduce más y más, se alcanza un espesor crítico en el cual las películas de agua en los poros más grandes llegan a ser inestables, la película se rompe y es desplazada, permitiendo al petróleo ponerse en contacto con la roca.

### II.2.2. Definiciones del ángulo de contacto

Una gota de agua sobre una superficie sumergida en petróleo, forma un ángulo de contacto cuyo rango va de 0° a 180° [0 a 3.14 rad]. En la figura 4 se muestra un sistema petróleo/agua/sólido típico, donde las energías de superficie en el sistema se relacionan por medio de la ecuación de Young:

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (9)$$

donde :

$\sigma_{ow}$  : energía superficial específica (tensión interfacial) entre el petróleo y el agua,

$\sigma_{os}$  : energía superficial específica entre el petróleo y el sólido,

$\sigma_{ws}$  : energía superficial específica entre el agua y el sólido, y

$\theta$  : ángulo de contacto, el ángulo de la línea de contacto agua/petróleo/sólido.

Por convención, en los sistemas petróleo/agua/roca, el ángulo de contacto,  $\theta$ , se mide en el agua, es decir, en la fase más densa. La energía interfacial  $\sigma_{os}$  es igual a  $\sigma$ , la tensión interfacial.

TABLA 1

Relación aproximada entre el ángulo de contacto y los índices de mojabilidad del DMEU y de Amott<sup>2</sup>

	Mojabilidad por agua	Mojabilidad neutral	Mojabilidad por petróleo
Ángulo de contacto, grados			
mínimo	0	60 a 75	105 a 120
máximo	60 a 75	105 a 120	180
Índice del DMEU	cercano a 1	cercano a 0	cercano a -1
índice de mojabilidad de Amott			
Relación de desplazamiento por agua	positiva	cero	cero
Relación de desplazamiento por petróleo	cero	cero	positiva
Índice de Amott-Narvey	-1.0 $\leq$ I $\leq$ -0.3	-0.3 < I < 0.3	0.3 $\leq$ I $\leq$ 1

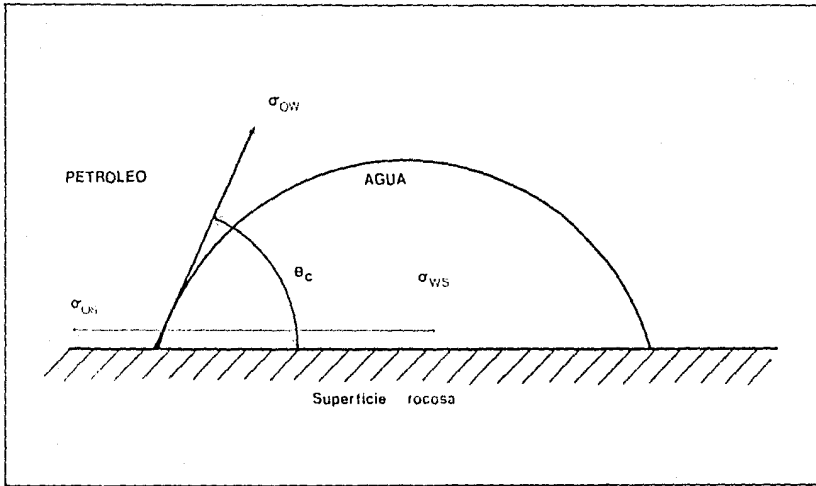


Figura. 4 - Mojabilidad del sistema petróleo/agua/roca. Tomado de Craig<sup>8</sup>

Cuando el ángulo de contacto es menor de  $90^\circ$  [1.6 rad], la superficie es preferentemente mojada por agua y cuando es mayor de  $90^\circ$  [1.6 rad], la superficie es preferentemente mojada por petróleo. Para casi todos los fluidos puros y rocas limpias o superficies de cristal pulidas,  $\sigma_{os}$  y  $\sigma_{ws}$  tienen valores tales que  $\theta=0^\circ$  [0 rad]. Cuando ciertos compuestos tales como los componentes del petróleo crudo se adsorben sobre las superficies de las rocas, estas energías interfaciales se alteran en forma desproporcionada. Esto cambia a 0 y de aquí que también a la mojabilidad. En tanto más alejado esté 0 de  $90^\circ$  [1.6 rad], mayor será la preferencia de mojabilidad de un fluido sobre otro. Si 0 es exactamente  $90^\circ$  [1.6 rad], ninguno de los fluidos mojará preferentemente al sólido. Usualmente, se considera (tabla I) que si 0 está entre  $0^\circ$  y  $60^\circ$  hasta  $75^\circ$ , el sistema se define como mojado por agua. Cuando 0 está entre  $180^\circ$  y  $105^\circ$  hasta  $120^\circ$ , el sistema se define como mojado por petróleo. A la mitad del rango de los ángulos de contacto, es decir entre  $75^\circ$  y  $105^\circ$ , un sistema es de mojabilidad neutral o intermedia. No obstante, el ángulo de contacto que se escoge como el límite característico para cierta mojabilidad varía en la literatura.

El término  $\sigma_{os} - \sigma_{ws}$  se le denomina a veces la *tensión de adhesión*,  $\sigma_A^{21}$ :

$$\sigma_A = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (10)$$

La tensión de adhesión es positiva cuando el sistema es mojado por agua, negativa cuando el sistema es mojado por petróleo, y cercana a cero cuando el sistema es de mojabilidad neutral.

#### *Angulo de contacto real (verdadero) o microscópico*

El ángulo de contacto *real* o *verdadero* de un sistema formado por un sólido y dos fluidos inmiscibles es aquél que se mide entre la interfases de los fluidos y el plano horizontal de la superficie suave y plana del sólido. También se le conoce como ángulo de contacto *microscópico* (figura 20).

#### *Angulo de contacto aparente o macroscópico*

El ángulo de contacto *aparente* de un sistema formado por un sólido y dos fluidos inmiscibles es aquél que se forma entre la interfases de los fluidos y el plano horizontal considerado como la superficie del sólido. Esta superficie es rugosa y no es plana. Este ángulo aparente es igual al ángulo de contacto *macroscópico* observado en una superficie que aparentemente es plana y suave, pero que realmente no lo es\* (figura 20).

#### *Línea de contacto sólido/petróleo/agua*

La *línea de contacto sólido/petróleo/agua* es aquella formada por la superficie plana de un sólido, el agua y el petróleo, es decir, la línea que forman las interfases petróleo/agua sobre una superficie plana y pulida a escala microscópica (figura 20).

#### *Angulo de contacto de avance y ángulo de contacto de retroceso*

El *ángulo de avance*,  $\theta_{adv}$ , es aquél que se mide tirando de la periferia de una gota que está sobre una superficie sólida, mientras que el de *retroceso*,  $\theta_{rec}$ , es aquél que se mide empujándola de regreso (figura 5).

## II.3. Factores que afectan la mojabilidad de una roca

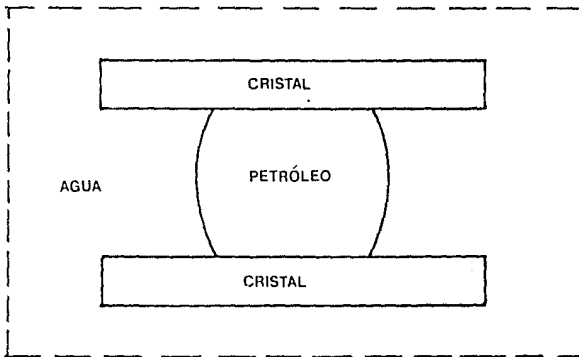
### *II.3.1. Agentes tensoactivos en el petróleo crudo (ateasus)*

Aunque los componentes activos de superficie se distribuyen en un amplio rango de las fracciones del petróleo crudo, es más común encontrarlos en las fracciones pesadas del crudo, tales como las resinas y los asfaltenos. Se cree que estos ateusos son compuestos polares que contienen oxígeno, nitrógeno o azufre o combinaciones de ellos.<sup>1</sup>

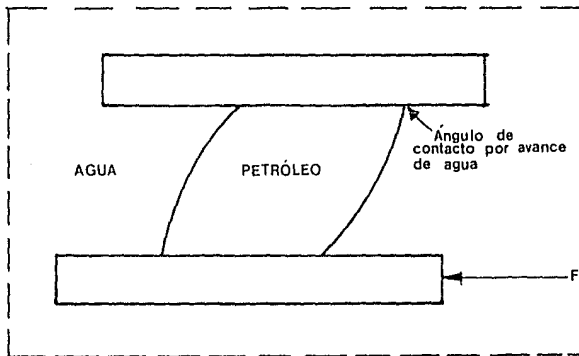
Como los agentes tensoactivos de superficie en el petróleo crudo son compuestos químicos muy complejos que sólo representan una pequeña fracción de petróleo crudo, no ha sido posible identificar cuales compuestos son im-

\* Por ejemplo, cfr. referencia 4, para ver como se determina el ángulo de contacto aparente en forma experimental.





(a)



(b)

Figura.5- Medición del ángulo de contacto por el método de la gota sessile modificado. Tomado de Craig.<sup>8</sup>

portantes en la alteración de la mojabilidad. Asimismo, han sido infructuosos los intentos de correlacionar propiedades totales del petróleo crudo (tensión interfacial, porcentaje de nitrógeno, ácidos, bases, aromáticos, resinas o azufres) con la capacidad del mismo para alterar la mojabilidad.

### 11.3.2. Adsorción a través de las películas de agua

Se han hecho experimentos que han demostrado que los ateasus naturales en el petróleo crudo son, con frecuencia, lo suficientemente solubles en agua como para adsorberse sobre la superficie de la roca después de pasar a través de una capa delgada de agua. En mediciones comparativas de adsorción de asfaltenos en núcleos con y sin agua, se ha demostrado que en algunos casos una película de agua reducirá y en otros, inhibirá completamente la adsorción de los asfaltenos; en este último caso, como el agua y los asfaltenos se coadsorben, la película de agua altera completamente el mecanismo de adsorción.<sup>1</sup>

### 11.3.3. Superficies de carbonatos y areniscas

Los tipos de superficies minerales de un yacimiento también son importantes en la determinación de la mojabilidad. Chilingar y Yen<sup>11</sup> y Treiber et al.<sup>15</sup> encontraron que los yacimientos de carbonatos son típicamente más mojados por petróleo que los de areniscas. Otros dos grupos de experimentos demuestran que la superficie mineral interactúa con la composición del petróleo crudo para determinar la mojabilidad.

#### *Compuestos polares simples del crudo en presencia de agua dulce (pH=7)*

Cuando se anulan los efectos de la composición química de la salmuera, la sílice tiende a adsorber bases orgánicas simples, mientras que los carbonatos tienden a adsorber ácidos orgánicos simples. Esto ocurre porque la sílice tiene normalmente una superficie débilmente ácida, negativamente cargada, en agua cercana al pH neutral, mientras que los carbonatos tienen superficies débilmente básicas, cargadas positivamente.

Estas superficies adsorberán preferentemente compuestos de la polaridad opuesta (acidez) mediante una reacción ácido-básica. La mojabilidad de la sílice será fuertemente afectada por las bases orgánicas, mientras que los carbonatos serán fuertemente afectados por los ácidos orgánicos.

#### *Adsorción desde el crudo*

Denekas et al.,<sup>31</sup> Abdurashitov et al.<sup>41</sup> y Tumasyan y Babalyan<sup>42</sup> encontraron diferencias en la adsorción de los componentes del petróleo crudo sobre las superficies *secas* de areniscas y carbonatos. Determinaron que la mojabilidad de la arenisca es alterada tanto por los compuestos ácidos como por los básicos, mientras que la caliza es más sensible a los compuestos orgánicos básicos nitrogenados.

### 11.3.4. Composición química de la salmuera

La salinidad y el pH de la salmuera influyen fuertemente a la carga eléctrica en las superficies de la roca e interfaces de los fluidos, lo que a su vez puede afectar la adsorción de los ateasus.<sup>1</sup> Los ateasus catiónicos, positivamente cargados, serán atraídos hacia las superficies cargadas negativamente, mientras que los ateasus aniónicos, negativamente cargados, serán atraídos hacia las superficies cargadas positivamente. La carga superficial de la sílice y de la caliza en agua es positiva a bajo pH, pero negativa a elevado pH.<sup>1</sup> Para la sílice, la superficie llega a cargarse negativamente cuando el pH se aumenta por aproximadamente arriba de 2, hasta 3.7,<sup>1</sup> mientras que la caliza no llega a cargarse negativamente hasta que el pH es mayor que aproximadamente 8, hasta 9.5.<sup>1</sup> Como se discutió anteriormente (11.3.3.), la sílice está cargada negativamente cerca del pH neutro y tiende a adsorber bases orgánicas, mientras que la caliza está cargada positivamente y tiende a adsorber ácidos orgánicos. Sin embargo, la caliza también adsorberá ateasus catiónicos en lugar de aniónicos si el pH de la solución en la cual está sumergida se eleva por arriba de 9.<sup>1</sup>

El pH también afecta la ionización de los ácidos orgánicos y bases activos en el petróleo crudo. En un desplazamiento con agua alcalina, un compuesto químico clásico relativamente barato —típicamente hidróxido de sodio (NaOH)— se agrega al agua de inyección. El ión oxhidrilo (o hidroxilo) reacciona con los ácidos orgánicos en

petróleos crudos ácidos para producir atecasas que alteran la mojabilidad o se adsorben en la interfaz petróleo/salmuera para disminuir la tensión interfacial o ambas cosas.

La posibilidad de una recuperación mejorada de petróleo durante un desplazamiento alcalino depende del pH y de la salinidad de la salmuera, la acidez del crudo y la mojabilidad original del sistema.<sup>1</sup> El mecanismo es el siguiente: los jabones se forman por la interacción del agua alcalina con el petróleo crudo ácido; en agua relativamente dulce, los jabones que se forman son solubles en agua, promoviendo la mojabilidad por agua. Si el sistema está inicialmente mojado por petróleo, la recuperación mejorada de petróleo puede ocurrir debido a una inversión de mojabilidad por petróleo a mojabilidad por agua<sup>1</sup> (figura 28). Por otra parte, en sistemas de alta salinidad, la recuperación mejorada de petróleo puede ocurrir como resultado de una inversión de mojabilidad por agua a por petróleo.<sup>1,9</sup> A medida que la salinidad aumenta, los jabones llegan a ser casi insolubles, se adsorben sobre las superficies rocosas y promueven la mojabilidad por petróleo.

En los sistemas sílice/petróleo/salmuera, los metales catiónicos multivalentes en la salmuera pueden reducir la solubilidad de los atecasas en el crudo o promover su adsorción sobre las superficies minerales o ambas situaciones, provocando que el sistema se vuelva más mojado por petróleo.<sup>1</sup> Los iones metálicos multivalentes que alteran la mojabilidad de estos sistemas comprenden al  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{Mg}^{+2}$ ,  $\text{Cu}^{+2}$ ,  $\text{Ni}^{+2}$  y  $\text{Fe}^{+3}$ . Se ha encontrado<sup>13,5</sup> que ellos alteran la mojabilidad en cantidades tan paupérrimas como 10 ppm de  $\text{Cu}^{+2}$  o  $\text{Ni}^{+2}$ ; 1 ppm de  $\text{Ca}^{+2}$  o  $\text{Mg}^{+2}$  y pequenísimas huellas de  $\text{Fe}^{+3}$ , haciendo generalmente a la roca más mojada por petróleo.

Parece haber dos razones que explican los efectos de estos iones multivalentes sobre la mojabilidad. Primero, pueden reducir la solubilidad de los atecasas en el crudo y la salmuera, ayudando a promover la mojabilidad por petróleo.<sup>1</sup> Segundo, se comportan como "activadores" de los atecasas en el crudo. "Activador" es un término aplicado en la industria de la flotación para los iones o compuestos que, aunque no son atecasas en sí, mejoran la adsorción de los atecasas sobre la superficie mineral y aumentan la flotabilidad. Generalmente, los activadores actúan como un puente entre la superficie mineral y el atecasas adsorbato, ayudando a fijar el atecasas a la superficie adsorbente.<sup>1</sup> Como se indicó, el cuarzo limpio tiene una superficie cargada negativamente y tiende a adsorber bases orgánicas (positivamente cargadas) de la solución. Los ácidos (negativamente cargados) en la solución no se adsorberán sobre la superficie de cuarzo porque serán repelidas por cargas del mismo signo. Por ejemplo, el cuarzo limpio no puede hacerse flotar con los ácidos grasos, indicando que el cuarzo permanece mojado por agua. Sin embargo, a las condiciones de pH adecuadas la mojabilidad puede ser cambiada y el cuarzo puede hacerse flotar por la adición de pequeñas cantidades de muchos cationes metálicos multivalentes, comprendiendo éstos al  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{Ba}^{+2}$ ,  $\text{Cu}^{+2}$ ,  $\text{Al}^{+3}$  y  $\text{Fe}^{+3}$ .<sup>1,6</sup> Estos iones se adsorben sobre la superficie del cuarzo, aportando espacios cargados positivamente para la adsorción de los ácidos grasos.

Otro ejemplo es la adsorción de los iones de laurato de sodio sobre el cuarzo, el laurato,  $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{10}\text{COO-Na}$ , se agrega al agua; entonces, se disocia en un ión de laurato cargado negativamente y en un ión  $\text{Na}^+$  cargado positivamente. Como el cuarzo desarrolla una carga superficial negativa como resultado de la disociación de los iones  $\text{H}^+$  de los grupos  $\text{Si-OH}$  sobre la superficie de la sílice, el ión de laurato cargado negativamente es repelido de la superficie de cuarzo, por lo cual no ocurre adsorción. Sin embargo, la adsorción puede ocurrir cuando, por ejemplo, iones divalentes  $\text{Ca}^{+2}$  o  $\text{Ba}^{+2}$  se agregan como activadores; estos iones divalentes positivos pueden adsorberse sobre la superficie, permitiendo al atecasas negativamente cargado (en este caso, los iones de laurato) adsorberse en asociación con ellos. Otros iones divalentes se pueden unir a atecasas cargados negativamente para formar un complejo atecasas/metál catiónico positivo, el cual entonces es atraído hacia la superficie de cuarzo cargada negativamente y se adsorbe sobre ella.

### 11.3.5. Arcillas

Varios investigadores<sup>6, 7, 9</sup> descubrieron que la adsorción de los asfaltenos y de las resinas en las arcillas puede hacerlas más mojadas por petróleo. Encontraron que al exponer una arcilla montmorillonita a las resinas y asfaltenos bajo condiciones anhidras, se adsorbían fracciones pesadas rápidamente sobre ésta, formando principalmente un compuesto estable orgánico-arcilloso y cambiando la mojabilidad de agua a petróleo. Por otra parte, la adsorción de las fracciones pesadas sobre una caolinita hizo al núcleo de mojabilidad neutral, esto se determinó mediante una prueba de imbibición. La adsorción también redujo la expansión de las arcillas hidratables, el área superficial de las arcillas, la capacidad de intercambio catiónico y la sensibilidad al agua.

Como se discutió anteriormente, la presencia de una película de agua generalmente reduce la adsorción de los materiales que alteran la mojabilidad; además, la película de agua puede alterar por completo el mecanismo

de la adsorción de los asfaltenos porque éstos y el agua se coadsorberán. Por ejemplo, en un experimento, la adsorción de los asfaltenos en los núcleos de caolinita en presencia de agua, no redujo la sensibilidad de la caolinita hacia el agua.

### *II.3.6. Minerales no mojados por agua*

Cuando todos los contaminantes de la superficie se remueven cuidadosamente, la mayoría de los minerales, como son el cuarzo, carbonatos y sulfatos son fuertemente mojados por agua.<sup>1</sup> Sin embargo, por estudios de flotación se ha encontrado que unos cuantos minerales son por naturaleza, aunque débilmente, mojados por agua o aun mojados por petróleo; estos minerales abarcan al azufre, grafito, talco, carbón y muchos sulfuros. La pirofilita y otros silicatos parecidos al talco (silicatos con estructura molecular en capas) son probablemente también de mojabilidad neutral a mojabilidad por petróleo;<sup>1</sup> se sabe que estos minerales son algo hidrófobos porque se puede usar espuma para que floten en el aire por sobre del agua, implicando un gran ángulo de contacto agua/aire/mineral. Como no son mojados por agua en presencia del aire, es probable que también sean mojados por petróleo.

Boneau y Clampitt<sup>16</sup> afirman que la mojabilidad por petróleo de la unidad North Burbank es causada por un recubrimiento de arcilla chamosita ( $\text{Fe}_3\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_{10}\cdot 3\text{H}_2\text{O}$ ) sobre las superficies rocosas y no por un recubrimiento orgánico adsorbido fuertemente, que es lo más común. Esto parece plausible porque la arcilla chamosita es rica en hierro y los iones de hierro son fuertes activadores, que promueven la mojabilidad por petróleo (cfr. II.3.4.).

## *II.4. Tipos de núcleos y condiciones recomendada para medir la mojabilidad*

La mojabilidad puede ser afectada por alteraciones de sus condiciones originales. Varios factores pueden alterar significativamente la mojabilidad del núcleo; estos factores pueden dividirse en dos categorías generales: (1) aquéllos que influyen a la mojabilidad del núcleo antes de la prueba, tales como los fluidos de perforación, la forma de empacamiento, preservación y limpieza; y (2) aquéllos que influyen a la mojabilidad durante la prueba tales como los fluidos de prueba, la temperatura y la presión.

La mojabilidad de un núcleo se puede alterar durante el proceso de perforación por la acción del filtrado de los fluidos de perforación, particularmente si el fluido contiene ateasus o tiene un pH diferente de aquél de los fluidos del yacimiento. La mojabilidad también se puede alterar por la caída de presión y temperatura que ocurre a medida que el núcleo se lleva a la superficie; esta acción expela fluidos, particularmente los correspondientes a fracciones ligeras y cambia la distribución espacial de los fluidos. Además, los asfaltenos y otras fracciones pesadas pueden depositarse sobre las superficies rocosas, haciéndolas más mojadas por petróleo. La disminución de la temperatura también disminuirá la solubilidad de algunos compuestos alteradores de la mojabilidad. Las técnicas usadas en el manejo, empacamiento y preservación del núcleo igualmente pueden alterar la mojabilidad por la pérdida de fracciones ligeras, depositación de las fracciones pesadas y oxidación. Los procedimientos de laboratorio para la limpieza y preparación del núcleo pueden cambiar la mojabilidad alterando la cantidad y el tipo de material adsorbido sobre la superficie rocosa.

Los factores que pueden alterar la mojabilidad durante la prueba comprenden la temperatura y presión de prueba; generalmente, los núcleos corridos a condiciones atmosféricas son más mojados por petróleo que aquéllos corridos a condiciones de yacimiento debido a la reducción de la solubilidad de los compuestos alteradores de la mojabilidad. Un factor adicional que influye a la mojabilidad es la selección de los fluidos de prueba; ciertos aceites minerales pueden alterar la mojabilidad. Algunas veces se corren los análisis de núcleos con aire/salmuera o aire/mercurio en lugar del petróleo y la salmuera; estos análisis suponen implícitamente que los efectos de la mojabilidad no son importantes (cfr. II.5.2 y III.2.2.8.).

### *II.4.1. Tipos de núcleos*

Actualmente, se usan tres diferentes tipos de núcleos en los análisis de yacimientos: (1) el núcleo en estado natural, en el cual se hacen todos los esfuerzos para mantener la mojabilidad de la roca in situ; (2) el núcleo limpiado, en el cual se intenta remover todos los compuestos adsorbidos de la roca y dejar al núcleo fuertemente mojado por agua; y (3) el núcleo en estado restaurado, en el cual el núcleo primero se limpia y después se regresa a su

mojabilidad original. Estas definiciones se usan en la mayoría de la literatura más reciente; sin embargo, en algunos artículos, particularmente en los viejos, el término estado restaurado se usa para lo que realmente son los núcleos limpiados (por ejemplo, cfr. Craig<sup>8</sup>). El trabajo con los núcleos en estado natural y restaurado se hace ya sea a temperatura y presión ambiente o de yacimiento, mientras que los núcleos limpiados usualmente se corren a temperatura ambiente.

### *Núcleos naturales*

Bajo este término queda comprendido cualquier núcleo que se obtuvo y almacenó por los métodos que preservan la mojabilidad del yacimiento; con los núcleos en estado natural se obtienen los mejores resultados cuando se analiza el flujo de tipo multifásico porque casi no se altera la mojabilidad de la roca del yacimiento. Hay que observar que no se hace distinción alguna entre los núcleos tomados con fluidos base aceite o base agua, siempre y cuando se mantenga la mojabilidad natural; no obstante, hay que tener presente que algunos investigadores distinguen sobre la base del fluido de perforación que se tenía al momento de cortar y extraer el núcleo (por ejemplo, véase a Treiber et al.<sup>15</sup>)

**Corte y obtención del núcleo ("Núcleo").** En un núcleo en estado natural (nuevo) se toman todas las medidas para que los cambios en la condición de mojabilidad de la roca sin alterar del yacimiento sean mínimos; por ejemplo, desde que el lodo de perforación invade al núcleo. Se debe de evitar, en particular, un lodo que contenga ateasus o un pH que difiera grandemente de los fluidos del yacimiento; se deben evitar lodos de emulsión base aceite y otros lodos que contengan ateasus, compuestos cáusticos, adelgazadores de lodo, inhibidores de corrosión orgánicos y lignosulfonatos.<sup>17</sup> Se han recomendado tres fluidos de "núcleo" diferentes para obtener los núcleos en estado natural: (1) salmuera sintética de la formación, (2) petróleo crudo sin gas disuelto, no oxidado, o (3) un lodo base agua con un mínimo de aditivos.

**Empacamiento del núcleo y preservación.** Una vez que el núcleo se lleva a la superficie, se debe proteger de la alteración de la mojabilidad causada por la pérdida de componentes ligeros o por la depositación y oxidación de los componentes pesados. Al exponerse al aire, las sustancias en el crudo se pueden oxidar rápidamente dando como resultado productos polares (ateasus), que alteran la mojabilidad.<sup>1,19,25,30,32</sup> Se ha encontrado que esta alteración cambiará la condición de mojabilidad en uno u otro sentido, siendo imposible predecir hacia cual. Se han recomendado dos procedimientos de empacamiento opcionales que se usan ahora generalmente para núcleos en estado natural. En el primero, se envuelven los núcleos ahí mismo en el pozo con una película de polietileno o de polivinilideno y después con un papel metálico de aluminio; entonces, los núcleos envueltos se sellan con una gruesa capa de parafina o un sellador plástico especial diseñado para excluir el oxígeno y evitar la evaporación. En el segundo, los núcleos recién sacados del pozo se sumergen en salmuera desoxigenada o sintética de la formación contenida dentro de un tubo de acero vidriado o de plástico, el cual se sella inmediatamente para evitar el goteo y la entrada del oxígeno.

### *Núcleos limpiados*

En este núcleo se intenta remover, mediante la inyección de disolventes, todos los fluidos y la materia orgánica adsorbida. Usualmente, se utilizan los núcleos limpiados (fuertemente mojados por agua) en mediciones tales como la porosidad y la permeabilidad al aire, que no son afectadas por la mojabilidad.

Craig<sup>8</sup> recomienda que el núcleo limpiado se use en mediciones de flujo multifásico siempre y cuando se tenga la seguridad de que el yacimiento es fuertemente mojado por agua, porque de otra forma se presentarán errores en el análisis. Hay dos razones principales para limpiar al núcleo; la primera, es remover todos los líquidos del núcleo para que se puedan medir la porosidad, la permeabilidad y la saturación de fluidos. La segunda razón para la limpieza es obtener un núcleo fuertemente mojado por agua, generalmente como un primer paso al restaurar la mojabilidad de un núcleo contaminado.

Se han ensayado varias técnicas y combinaciones de disolventes. Como existen muchísimas combinaciones en que pueden coexistir los fluidos y las superficies rocosas a ciertas condiciones termodinámicas, se ha llegado a la conclusión de que la mejor selección de un disolvente aún es un procedimiento de ensaye y error, ya que la mejor elección de los disolventes depende en gran medida del petróleo crudo, las superficies minerales y los ateasus del lodo de perforación. Los disolventes que dan buenos resultados en unos casos, frecuentemente no los dan en otros.

Para verificar que el núcleo sea fuertemente mojado por agua, se pueden utilizar cualesquiera de los métodos cuantitativos descritos en el siguiente capítulo o el método del capítulo IV.

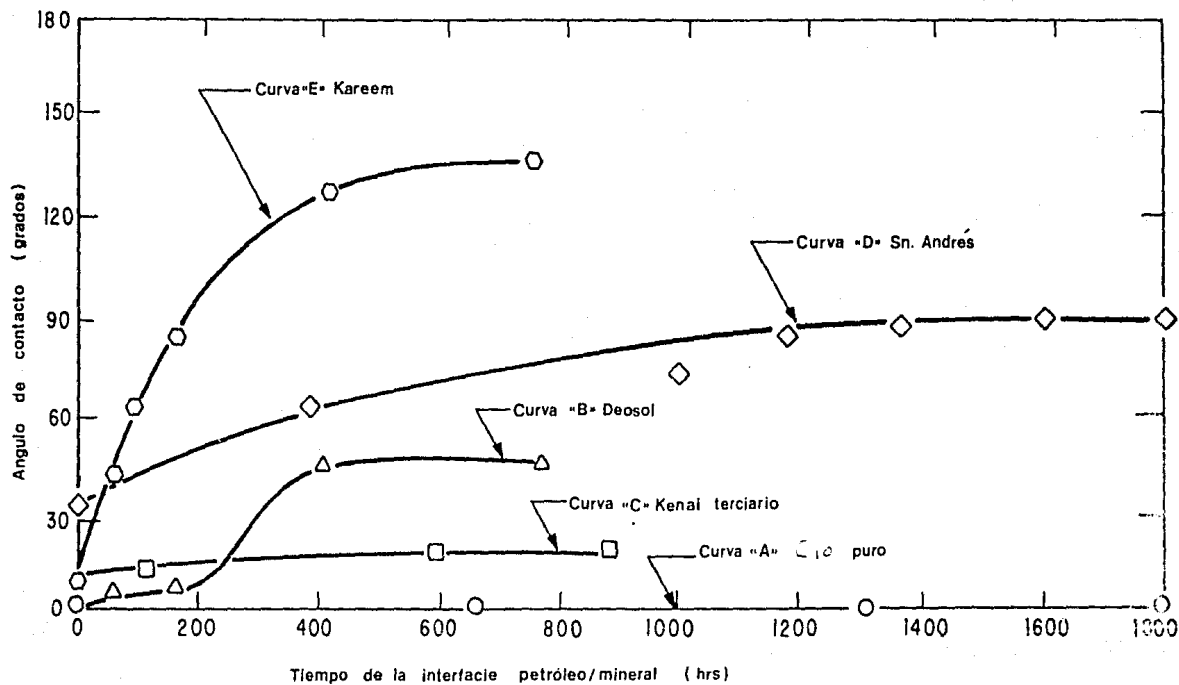


Figura.6.- Variación del ángulo de contacto hasta alcanzar el estado de equilibrio. Tomado de Treiber et al.<sup>15</sup>

Si uno pudiera estar seguro de que la mojabilidad original del yacimiento no había sido inadvertidamente modificada, un núcleo en estado natural daría los resultados más aproximados a los del yacimiento. Sin embargo, como ya se vió, los núcleos en estado natural son muy delicados en su obtención y preservación. Por tal motivo, cuando sólo se dispone de núcleos con la mojabilidad alterada, se obtienen las mejores mediciones multifásicas mediante la restauración de la mojabilidad del yacimiento por un procedimiento de tres pasos. Primero, el núcleo se limpia; después, se satura con salmuera seguido por el petróleo crudo. Finalmente, el núcleo se envejece a la temperatura del yacimiento por aproximadamente 1000 horas para establecer el equilibrio de adsorción.

Anderson<sup>1</sup> recomienda que el núcleo sea envejecido durante 1000 horas (40 días) a la temperatura del yacimiento. Este periodo de tiempo lo consideró por dos razones: varios experimentos han demostrado que se requiere de hasta mil horas para alcanzar el equilibrio de mojabilidad, y mil horas es aproximadamente el periodo requerido para que el ángulo de contacto medido sobre una superficie plana se aproxime a su valor de equilibrio (figura 6). Este tiempo se recomienda a pesar de que en algunos casos, el tiempo de restauración puede ser significativamente menor de 1000 horas.

### *H.4.2. Condiciones experimentales recomendadas para medir la mojabilidad*

Desde el punto de vista del mantenimiento de la mojabilidad, las mejores pruebas de laboratorio deberían de correrse con núcleos en estado natural o restaurado a las condiciones del yacimiento con petróleo crudo vivo y salmuera, debido a que esta es la mejor simulación de las condiciones del yacimiento. Generalmente, los núcleos son más mojados por agua a las condiciones de yacimiento de lo que lo son a temperatura y presión ambiente.<sup>1</sup> Se discutirán los efectos de las siguientes condiciones experimentales sobre la mojabilidad: (1) temperatura de yacimiento vs. temperatura ambiente, (2) crudo vivo vs. muerto a presión de yacimiento y (3) petróleos refinados vs. crudos.

#### *Temperatura de yacimiento vs. temperatura ambiente*

El cambiar la temperatura tiene dos efectos diferentes, ambos tienden hacer al núcleo más mojado por agua a temperaturas mayores. Primero, un aumento en la temperatura tiende a aumentar la solubilidad de los compuestos alteradores de la mojabilidad. Algunos de estos compuestos incluso se desorberán de la superficie a medida que la temperatura aumenta. Segundo, la tensión interfacial y el ángulo de contacto medidos a través del agua disminuirán a medida que la temperatura aumenta; este efecto se ha notado en los experimentos con núcleos limpiados, petróleo mineral y salmuera, en los cuales se encontró que los núcleos a temperaturas mayores eran más mojados por agua aun si no había compuestos que pudieran adsorberse y desorberse.

#### *Crudo vivo vs. muerto a presión de yacimiento*

Cuando se usan petróleos crudos vivos, es decir, crudos a presión y temperatura del yacimiento, las solubilidades de los compuestos alteradores de la mojabilidad tienen sus valores de yacimiento. El uso de crudos muertos, esto es, crudos a presión ambiente o de yacimiento, pero sin gas disuelto, puede cambiar la mojabilidad debido a que las propiedades del crudo se alteran. Las fracciones ligeras se pierden del crudo, mientras que las fracciones pesadas son menos solubles, lo cual hace al núcleo más mojado por petróleo. Sin embargo, los efectos de la presión no se conocen en la actualidad; en los dos experimentos referidos<sup>1</sup> se encontró que la presión es mucho menos importante que la temperatura.

#### *Petróleos refinados vs. crudos*

Por ser más fácil trabajar con petróleos refinados que con los crudos, es una práctica común de laboratorio inyectar los núcleos naturales o restaurados con petróleo refinado antes de la prueba, aunque existe la posibilidad de que esto altere la mojabilidad; Craig<sup>8</sup> pensó que esto podría realizarse sin afectar adversamente la mojabilidad. Como el tiempo de la prueba es corto (de unas horas) comparado con el tiempo requerido para alcanzar el equilibrio de adsorción y obtener la mojabilidad natural (aproximadamente 1000 horas), Craig conjeturó que la desorción de los materiales que influyen a la mojabilidad requeriría un periodo de tiempo correspondientemente largo. Si esto es correcto, la mojabilidad original no debería de cambiar si las pruebas de laboratorio usando petróleo refinado y salmuera se condujeran suficientemente rápido.

Desafortunadamente, el único experimento para probar esta hipótesis no llegó a ninguna conclusión y todavía se desconoce si la conjetura de Craig es correcta. Además, la conjetura se aplicaría a núcleos con tiempos de

equilibrio de adsorción relativamente grandes y como ya se dijo, existen algunos núcleos que lo alcanzan rápidamente, en días<sup>10</sup> e inclusive en horas.<sup>11</sup>

## II.5. Efectos de la mojabilidad sobre varios parámetros y procesos dentro del yacimiento

### II.5.1. Efectos de la mojabilidad sobre las propiedades eléctricas de los medios porosos

La mojabilidad y la historia de la saturación son factores importantes en la determinación de la resistividad eléctrica de un medio poroso porque regulan la localización y distribución de los fluidos. La resistividad eléctrica de un núcleo se determina por las longitudes y las áreas de sección transversal de los senderos conductores a través de la salmuera. La resistividad grande es causada por áreas de sección transversal pequeñas y senderos conductores largos. Considerando un núcleo saturado 100% con salmuera, la resistividad del núcleo es mucho mayor que la resistividad de un volumen equivalente de salmuera debido a que la roca no conductora reduce el área de la sección transversal a través de la cual la corriente puede fluir. Al mismo tiempo, la roca aumenta la longitud de los senderos conductores.

La resistividad del núcleo también aumenta por la presencia de una saturación de hidrocarburos en el núcleo, porque los hidrocarburos no son conductores; el aumento dependerá de la saturación, la mojabilidad y la historia de la saturación, los cuales son factores que regulan la localización y distribución del petróleo y del 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 la roca; en una roca mojada por petróleo, la salmuera se localiza en el centro de los poros más grandes. Esta diferencia en la distribución de la salmuera causada por la mojabilidad es aún más significativa en la alteración de la resistividad a medida que la saturación de la salmuera disminuye; en la roca mojada por agua casi toda la salmuera permanece continua, así que la resistividad aumenta debido a la disminución en el área de la sección transversal que puede conducir fluido; en la roca mojada por petróleo, una porción de la salmuera perderá continuidad eléctrica a medida que la saturación disminuye, así que la resistividad eléctrica aumentará con mayor rapidez.

El exponente de saturación y el factor de formación de Archie se determinan experimentalmente a través de mediciones de resistividad en núcleos y son parámetros muy importantes para la estimación de la saturación de hidrocarburos de una formación a partir de datos de resistividad obtenidos de registros de pozos. La ecuación de saturación determinada empíricamente por Archie es:<sup>11</sup>

$$S_w^n = \frac{R_t}{R_o} = IR \quad (11)$$

donde

$S_w$ : saturación de la salmuera en el medio poroso,

$R_t$ : resistividad del medio poroso a la saturación  $S_w$ ,

$R_o$ : resistividad de la formación saturada 100% con salmuera.

A la razón de las resistividades se le denomina IR, el índice de resistividad. El exponente de saturación de Archie,  $n$ , es un parámetro empírico adimensional que se determina con taponos de núcleos; el valor de  $n$  depende de la formación, pero usualmente tiene un valor de aproximadamente 2 en formaciones y núcleos limpiados mojados por agua, mientras que en núcleos de estado natural y formaciones no mojadas por agua es generalmente mayor que 2 (cfr. tabla II y figura 7). En núcleos uniformemente mojados por petróleo con bajas saturaciones de salmuera,  $n$  puede alcanzar valores de 10 o mayores. El exponente es mayor en núcleos mojados por petróleo a bajas saturaciones porque una porción de la salmuera está atrapada o aislada en interdigitación dendrítica donde es ineficaz para contribuir a la conductividad eléctrica.

Si se usa un núcleo limpiado mojado por agua para medir  $n$  y el yacimiento es realmente mojado por petróleo, el agua intersticial será subestimada durante el registro (cfr. tabla III y figura 8).

En experimentos con empacamientos de cuentas con mojabilidad fraccional, el exponente de Archie varía de 2.5 cuando todas las cuentas son mojadas por agua a 25 cuando todas las cuentas son mojadas por petróleo (figura 9). Estos valores altísimos ocurrieron probablemente debido a las superficies suaves y a la naturaleza homogénea de los empacamientos de cuentas.



**TABLA II**

Exponentes de saturación de Archie en función de la saturación para una fase no mojante no conductora

<i>Saturación de arc/NaCl</i>		<i>Solución de petróleo/NaCl</i>	
Saturación de salmuera (%V <sub>p</sub> )	n	Saturación de salmuera (%V <sub>p</sub> )	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	7.50	34.3	4.00
28.4	8.90	33.9	7.15
		31.0	9.00

**TABLA III**

Efecto de la limpieza en núcleos sobre el exponente de saturación de Archie<sup>3</sup>

Núcleo número	<i>Sin limpiar</i>	<i>Limpiado</i>
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
promedio	2.55	2.11

Hasta el presente no es posible establecer relaciones analíticas que expresen propiedades eléctricas en un núcleo respecto de la mojabilidad mezclada. El exponente de saturación de Archie no alcanzará los valores tan altos que ocurren en sistemas uniformemente mojados; en vez de esto, parece razonable esperar que el comportamiento eléctrico de estos núcleos sea similar a los mojados por agua porque los poros pequeños y las partículas de arcilla están mojados y llenos de agua por lo que al reducirse la saturación de salmuera, el agua en estas áreas permanecerá conectada y conducirá la electricidad.

Igualmente, no es posible concluir nada definitivo acerca de los efectos de la mojabilidad sobre el factor de formación, aunque se podría considerar que la mojabilidad de las arcillas en un núcleo probablemente afecte este parámetro debido a su capacidad de hidratación, que cambiará la estructura porosa (geometría) del yacimiento.

### II.5.2. Efectos de la mojabilidad sobre la presión capilar

#### *Ángulos de contacto, presión capilar y mojabilidad*

Se ha demostrado<sup>16,19</sup> que cuando la interfaz petróleo/agua esté curvada, la presión aumentará abruptamente a través de ella para equilibrar las fuerzas de tensión interfacial. Este salto es expresado por la ecuación de Laplace:

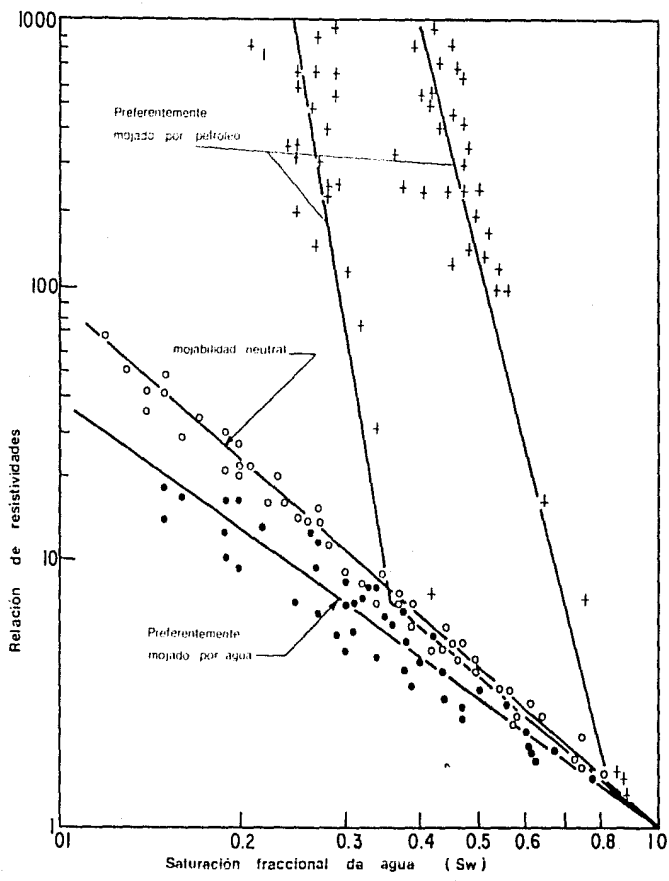


Figura.7.- Relación de resistividades vs. saturación de agua en núcleos de carbonatos. Tomado de Anderson.<sup>3</sup>

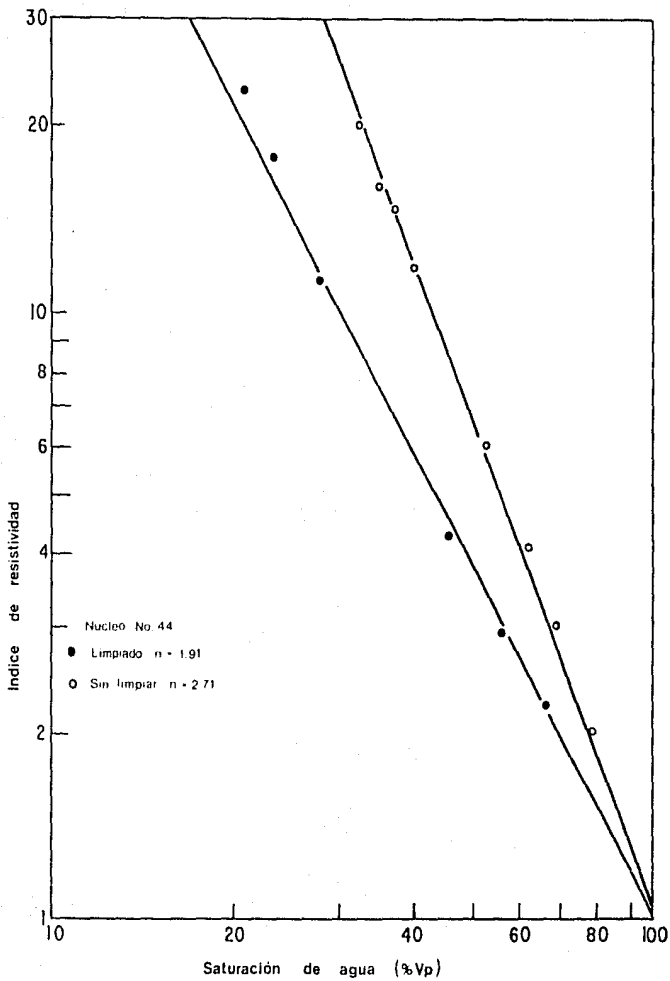


Figura.8.-Efecto de la limpieza en núcleos sobre el exponente de saturación de Archie. Tomado de Anderson.<sup>3</sup>

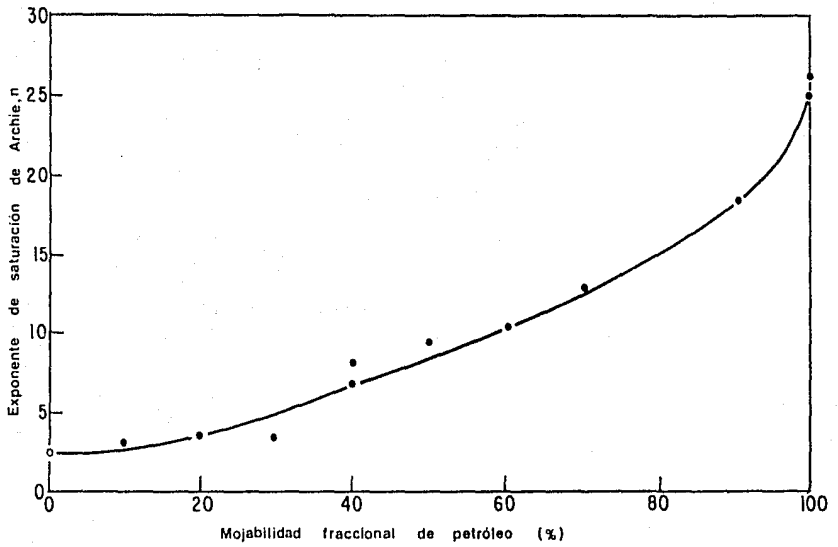


Figura.9- Exponente de saturación de Archie vs. la fracción de superficie mojada por petróleo . Tomado de Anderson.<sup>3</sup>

$$P_c = p_o - p_w = \sigma (1/r_1 + 1/r_2) \quad (12)$$

donde

$\sigma$ : tensión interfacial,

$P_c$ : presión capilar,

$p_o$ : presión en el petróleo,

$p_w$ : presión en el agua, y

$r_1, r_2$ : radios de curvatura de la interfaz, medidos perpendicularmente uno respecto del otro.

Por convención, la presión capilar se define como  $p_o - p_w$ , por lo cual, un radio de curvatura dirigido desde el petróleo hacia la interfaz es positivo, mientras que uno dirigido desde el agua es negativo. Cuando la interfaz es plana, la presión capilar es cero (figura 10). Cuando se usan otros fluidos diferentes al petróleo y al agua, usualmente la presión capilar se define como:

$$P_c = p_{nm} - p_m \quad (13)$$

donde  $p_{nm}$  es la presión en el fluido no mojannte y  $p_m$  es la presión en el fluido mojannte.

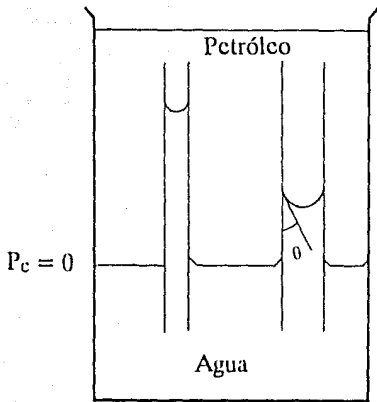
Los radios de curvatura de la interfaz y la presión capilar, pueden determinarse de la geometría local de los poros, mojabilidad, saturación e historia de esta última, aunque para la mayoría de los medios porosos, las ecuaciones que definen la curvatura interfacial son demasiado complicadas de resolver analíticamente; esto obliga a determinar la presión capilar experimentalmente, pues no ha sido posible deducir una relación simple entre el ángulo de contacto y la presión capilar. Un medio en el cual sí se puede calcular la presión capilar en función de la geometría, mojabilidad y tensión interfacial es un tubo capilar.

**Presión capilar de drenaje e imbibición.** Existen dos tipos básicos de procesos de presión capilar: el drenaje y la imbibición. Durante el primero, el fluido no mojannte desplaza al fluido mojannte, en tanto que lo contrario ocurre durante la imbibición (figura 11). Generalmente, hay histéresis en la presión capilar a medida que la saturación varía, haciendo que las curvas de drenaje e imbibición sean diferentes; la histéresis del ángulo de contacto es una causa de la histéresis de la presión capilar. Durante el drenaje, el fluido mojannte está siendo empujado de regreso a través de las superficies que previamente había cubierto y el ángulo de contacto entre los fluidos es el ángulo de retroceso,  $\theta_{rec}$  (cfr. II.2.2.). Durante la imbibición el ángulo de la interfaz es el de avance,  $\theta_{adv}$ .

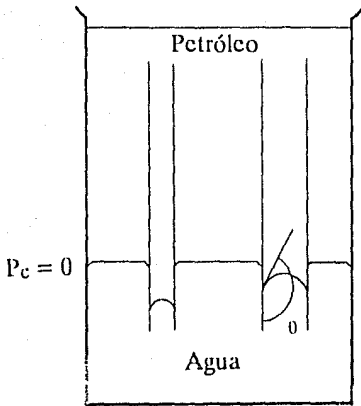
Durante un proceso de drenaje (curva 1, figura 11), a medida que la saturación de la fase mojannte disminuye, porciones de ésta se desconectan y, eventualmente, cuando la presión capilar aplicada externamente sea suficientemente alta, toda la fase mojannte restante en el núcleo estará desconectada y la curva de presión capilar será casi vertical. A esta saturación a la cual la continuidad hidráulica de la fase mojannte se pierde, se le denomina *saturación irreductible de la fase mojannte*.

La curva 2 de la figura 11 representa el proceso de imbibición espontánea, determinada después de medir la curva de presión capilar de drenaje. La presión capilar, inicialmente a un gran valor positivo, disminuye gradualmente hasta cero, permitiendo que se imbiban la fase mojannte (agua). La saturación residual de la fase no mojannte alcanzada cuando  $P_c=0$  se denomina *saturación de la fase no mojannte a la presión capilar cero*; esta saturación residual de la fase no mojannte *no* es irreductible.

La curva 3 de la figura 11 es la curva de imbibición forzada, en la cual la presión capilar,  $p_o - p_w$ , disminuye desde cero hasta un gran valor negativo; cuando la presión capilar es negativa, la presión en la fase mojannte (agua) es mayor que la presión en la fase no mojannte (petróleo), forzando al agua a entrar al núcleo. Se destaca el hecho de que aun cuando la presión en el agua es mayor que la del petróleo, no implica que el petróleo sea el fluido mojannte a estas saturaciones; si el núcleo fuera un manoj de tubos capilares cilíndricos, entonces sólo serían posibles presiones capilares negativas si el núcleo fuera mojado por petróleo. Por el contrario, la interacción de la estructura porosa y la mojabilidad permite presiones capilares negativas aun para núcleos fuertemente mojados por agua<sup>20</sup> (figura 12). Gran parte del petróleo aún está conectado al final de la curva de imbibición espontánea cuando la presión capilar es cero porque se produce más petróleo a medida que la presión capilar se hace negativa; la saturación de petróleo disminuye y éste gradualmente se desconecta en tanto la presión capilar se hace más negativa hasta que la curva es casi vertical. A la saturación a la cual se pierde continuidad hidráulica de la fase no mojannte, se le denomina *saturación irreductible de la fase no mojannte*. Por lo general, se obtienen diferentes saturaciones de la fase no mojannte residuales después de las curvas de imbibición espontánea y forzada a menos que el núcleo sea fuertemente mojado<sup>4</sup> (cfr. final de la curva 2 en la figura 13).



a) Mojabilidad por agua.  
Presión capilar positiva.



b) Mojabilidad por petróleo.  
Presión capilar negativa.

Figura. 10- Mojabilidad y presión capilar.  
El agua normalmente moja al vidrio provocando una elevación. Si el crudo moja se crea un menisco invertido y un descenso.

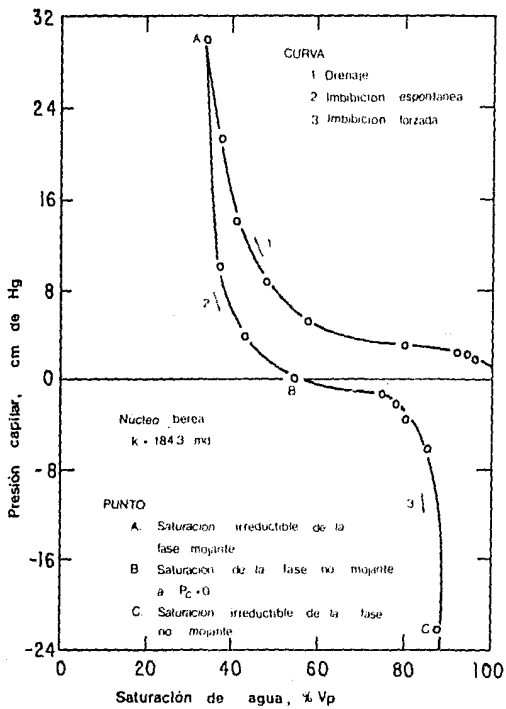


Figura.11 - Curva de presión capilar petróleo/agua medida en un núcleo Berens mojado por agua. Tomado de Killins et al.<sup>21</sup>

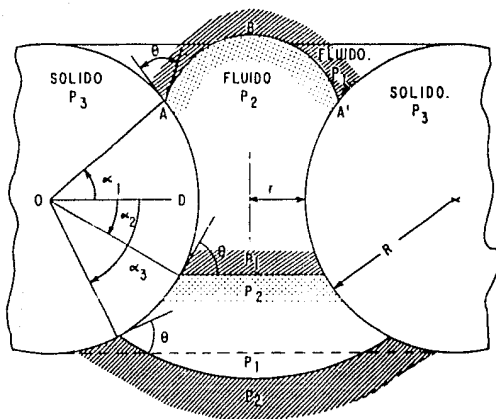
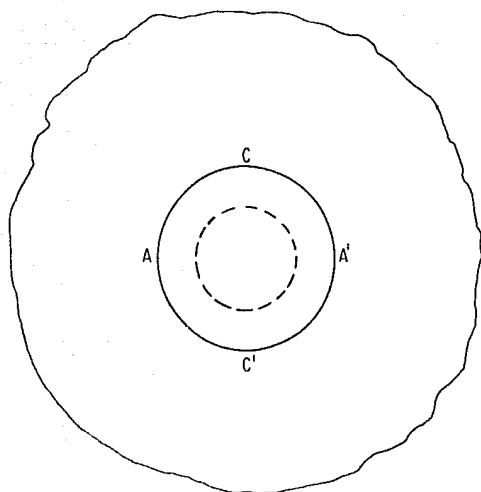


Figura.12.- Configuración de una interfaz fluido/fluido en varias posiciones dentro de un poro en "forma de dona". Tomado de Purcell.<sup>20</sup>



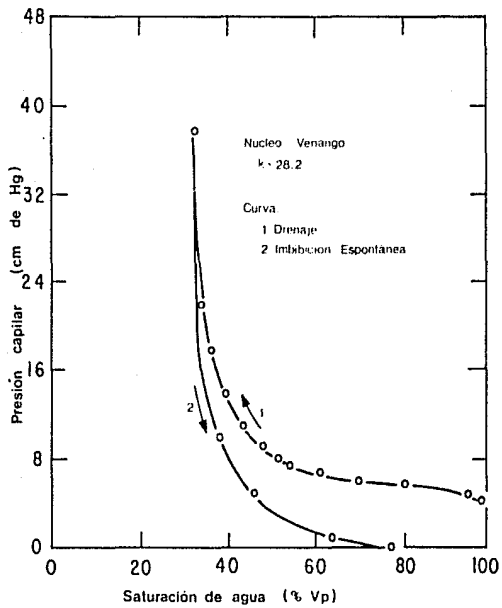


Figura. 13- Curva de presión capilar petróleo/ agua medida en un núcleo Venango fuertemente mojado por agua. Tomado de Killins<sup>21</sup> et al.

### Curvas de presión capilar en sistemas fuertemente mojados

Las figuras 11 y 13 a 15 tomadas del trabajo de Killins et al.,<sup>21</sup> muestran curvas de presión capilar medidas en sistemas fuertemente mojados usando el método de la placa porosa (cfr. III.2.2.1.). Las figuras 11 y 13 son para tapones fuertemente mojados por agua, en tanto que las figuras 14 y 15 son para fuertemente mojados por petróleo.

La fuerte mojabilidad de la roca a una de las fases causa que las áreas bajo las curvas de drenaje (curva 1) e imbibición (curva 3) difieran significativamente, lo cual se debe a fuertes diferencias en las energías requeridas para realizar los procesos de drenaje e imbibición. Cuando el fluido preferentemente mojannte (agua) desplaza al no mojannte (petróleo), se requiere poco o nada de trabajo durante la imbibición. Por otra parte, se requiere una gran cantidad de trabajo durante el drenaje cuando el fluido no mojannte desplaza al mojannte del núcleo.

Cuando el petróleo desplaza al agua (curva 1), el trabajo externo requerido es:<sup>4,22</sup>

$$\Delta W_{\text{ext}} = -\phi V_b \int_{S_{w1}}^{S_{w2}} P_c dS_w \quad (14)$$

donde

$V_b$ : volumen total del núcleo,

$\phi$ : porosidad, y

$S_w$ : saturación de agua.

De manera semejante, el trabajo requerido para desplazar al petróleo (curva de imbibición forzada para un núcleo mojado por agua) es:

$$\Delta W_{\text{ext}} = \phi V_b \int_{S_{o1}}^{S_{o2}} P_c dS_o \quad (15)$$

El área bajo la curva de presión capilar de drenaje en las figuras 11 y 13 es relativamente grande porque se necesita una gran cantidad de trabajo para que el petróleo desplace al agua. El núcleo de Venango es muy fuertemente mojado por agua; una gran cantidad de agua se imbibie espontáneamente y la saturación de petróleo residual se alcanza a la presión capilar de cero; la saturación de agua después de la imbibición espontánea es de casi 80 % del volumen de poros. El núcleo Berea (figura 11) es menos fuertemente mojado por agua; después de la imbibición espontánea, la saturación de agua es de aproximadamente 55 % del volumen de poros y se puede forzar más agua dentro del núcleo (curva 3, figura 11); el área bajo la curva de imbibición (ecuación 15) es mucho más pequeña que el área bajo la curva de drenaje (ecuación 14), pues se necesita más trabajo del petróleo para desplazar al agua que el desplazamiento contrario. Esto muestra el grado de mojabilidad del agua.

Cuando el petróleo es el fluido fuertemente mojannte, los papeles del petróleo y el agua se invierten con respecto del caso de mojabilidad por agua. Para mostrar esto, la figura 15 del tapón de Tensleep mojado por petróleo se volteó de cabeza. Hay que observar la gran semejanza con el tapón de Venango mojado por agua. Similarmente, si la figura 14 se volteara se asemejaría a la curva de presión capilar mostrada en la figura 11.

En general, a medida que el sistema roca/petróleo/salmuera llega a estar más neutralmente mojado, la zona de transición y el área bajo la curva de presión capilar se reducen. Esto ocurre debido a que es necesario menos trabajo para el drenaje a medida que la preferencia de la superficie de la roca por la fase mojannte disminuye. Considerando un sistema débilmente mojado por agua, comparado con uno fuertemente mojado por agua; en el primero, el petróleo desplazaría más agua a cualquier presión capilar dada, dando como resultado una menor saturación de agua. Otra manera de ver esto es que a cualquier presión capilar, el fluido no mojannte (petróleo) sería capaz de entrar a poros más y más pequeños a medida que la mojabilidad por agua del sistema se redujera. El comportamiento en un sistema mojado por petróleo es totalmente análogo. A medida que el sistema cambiara de una mojabilidad por petróleo a una neutral, el área bajo la curva de presión capilar de drenaje disminuiría, así como la cantidad de imbibición espontánea de petróleo.

Finalmente, se pueden medir curvas de presión capilar aun si el ángulo de contacto es de 90°. En general, todavía será necesario trabajo externo de un fluido para desplazar al otro, causando un área finita bajo la curva

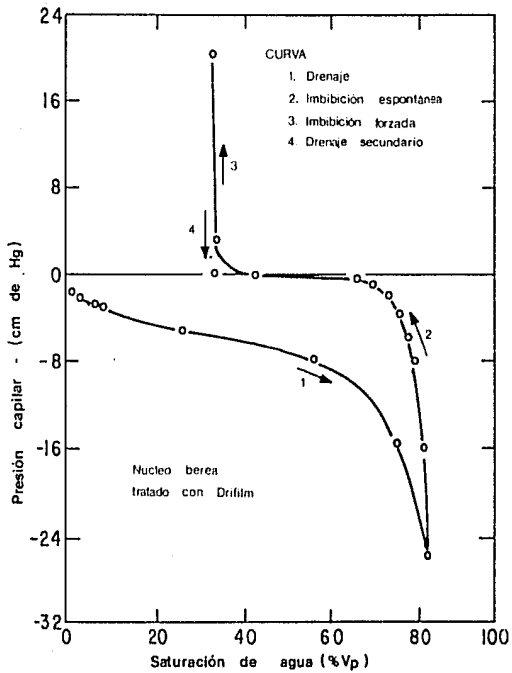


Figura.14.- Curva de presión capilar petróleo/agua medida en un núcleo de Berea, mojado por petróleo tratado con drifilm. Tomado de Killins et al.<sup>21</sup>

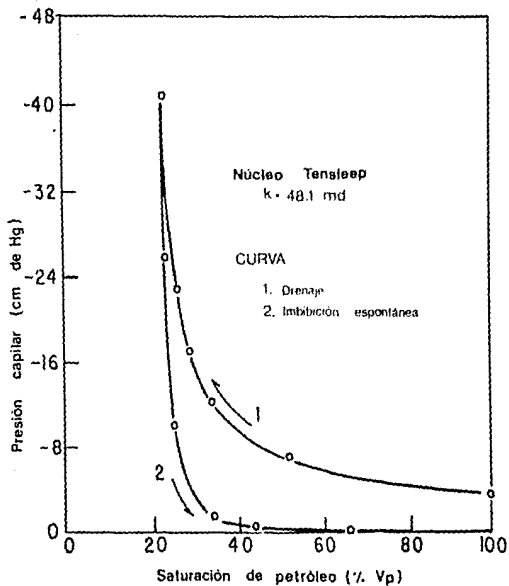


Figura.15- Curva de presión capilar petróleo/agua medida en un núcleo de arenisca Tensleep fuertemente mojado por petróleo. Las curvas están graficadas vs. la saturación de petróleo y con las presiones capilares negativas hacia arriba. Tomado de Killins et al.<sup>21</sup>

de presión capilar. Esto discrepa con el modelo del tubo capilar, por lo que se concluye que este jamás debiera aplicarse para tratar de explicar el comportamiento de un yacimiento.

#### Relaciones teóricas entre la mojabilidad y la presión capilar

Para obtener las curvas de presión capilar más exactas, se hacen mediciones con núcleos naturales o de estado restaurado usando petróleo crudo y salmuera. Sin embargo, con frecuencia es más conveniente medir la presión capilar con una pareja diferente de fluidos, como aire/salmuera o aire/mercurio, en núcleos limpiados. Estas mediciones se usan posteriormente para obtener la curva de presión capilar petróleo/salmuera, aunque obviamente con una diferente tensión interfacial, ángulo de contacto y mojabilidad. Desafortunadamente, debido a la compleja geometría del núcleo, sólo podemos aproximar el factor usado para convertir entre diferentes parejas de fluidos. Además, las saturaciones residuales medidas pueden diferir. Craig<sup>8</sup> recomienda enfáticamente que se usen las curvas aire/salmuera o aire/mercurio sólo si se sabe que la formación es fuertemente mojada por agua. A pesar de esta limitación, se han propuesto varios modelos sencillos para permitir la conversión de la curva de presión capilar medida con un par de fluidos a la curva de otro par diferente.

El método más común para aproximar la presión capilar del sistema petróleo/salmuera con otra pareja de fluidos supone que el núcleo se comporta como un manjote de tubos capilares, para los cuales las siguientes relaciones son válidas:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r_t} \quad (16)$$

La ecuación 16 puede plantearse para un tubo capilar y dos parejas de fluidos, tales como el petróleo/salmuera y aire/salmuera:

$$\frac{(P_c/\sigma)_1 \cos \theta_1}{(P_c/\sigma)_2 \cos \theta_2} \quad (17)$$

En esta ecuación 17 se desprecia la desviación que existe entre la geometría porosa y un tubo cilíndrico. Por esto, sólo es válida para tubos capilares y es una pobre aproximación al medio poroso.

Otra ecuación que se ha sugerido para obtener una mejor correlación es:

$$P_c = \frac{2 \sigma}{r_t} f(\theta) \quad (18)$$

Entonces la conversión entre dos presiones capilares medidas con dos parejas diferentes de fluidos es:

$$\frac{(P_c/\sigma)_1 f(\theta_1)}{(P_c/\sigma)_2 f(\theta_2)} \quad (19)$$

Esta ecuación es válida hasta que el ángulo de contacto se aproxima a 90°. Como no existe ninguna función uniforme  $f(\theta)$  que describa la variación entre la presión capilar y la tensión interfacial, habrá una expresión diferente para cada yacimiento, reduciendo la utilidad de la correlación.

Amyx et al.<sup>23</sup> dan una correlación sencilla que parece proporcionar resultados razonables para presiones capilares de drenaje en núcleos uniformemente mojados y cuando el ángulo de contacto es menor que aproximadamente 50°. Asumiendo que los radios de curvatura en la ecuación 12 son función únicamente de la fase mojanete:

$$P_c/\sigma = g(S_w) \quad (20)$$

Entonces la correlación entre dos parejas de fluidos es:

$$(P_c/\sigma)_1 = (P_c/\sigma)_2 = g(S_w)$$

o bien:

$$\frac{(P_c/\sigma)_1}{(P_c/\sigma)_2} = \frac{\sigma_1}{\sigma_2} \quad (21)$$

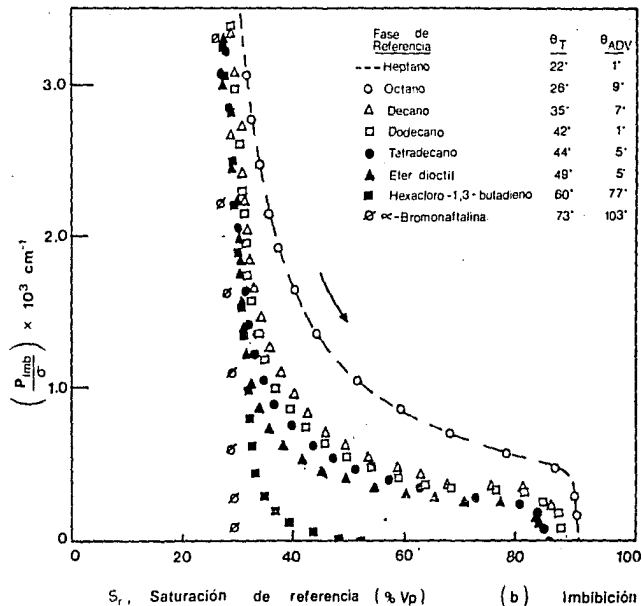
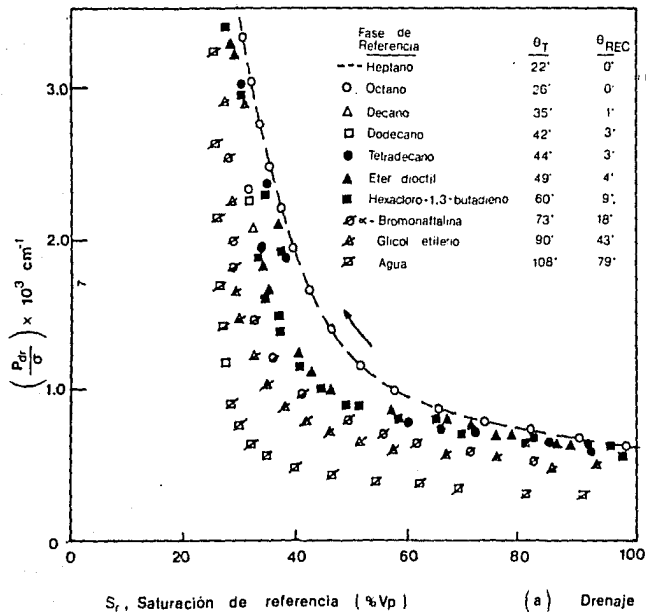


Figura.16.- Efecto del ángulo de contacto sobre las presiones capilares de drenaje e imbibición aire/líquido en núcleos de teflón.  $S_r$  es la saturación de la fase de referencia (líquido) y  $\theta_t$  es el ángulo de contacto medido sobre una placa plana.  $\theta_{rec}$  y  $\theta_{adv}$  son los ángulos de contacto de retroceso y avance medidas con una gota de líquido sobre superficies de teflón rugosas. Tomado de Anderson.<sup>4</sup>

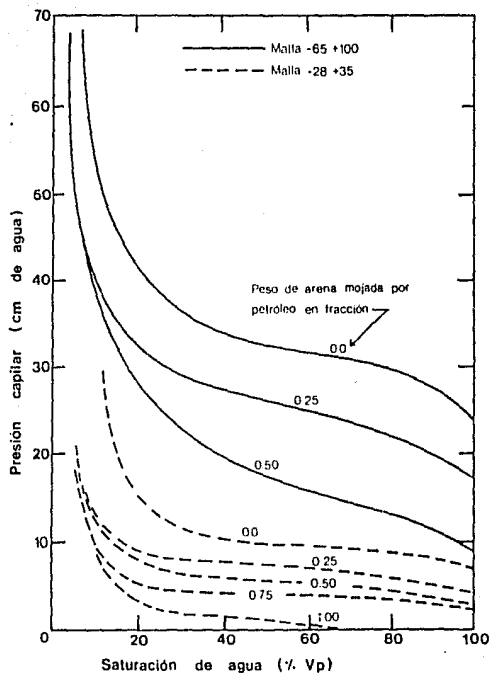


Figura.17.- Efecto de la mojabilidad fraccional sobre la presión capilar en dos grupos de empacamientos de arena con distribuciones de tamaño de grano relativamente pequeñas (se usó la clasificación de malla de tyler de -28+35 o -65+100). Tomado de Fair y Klitkof.<sup>33</sup>

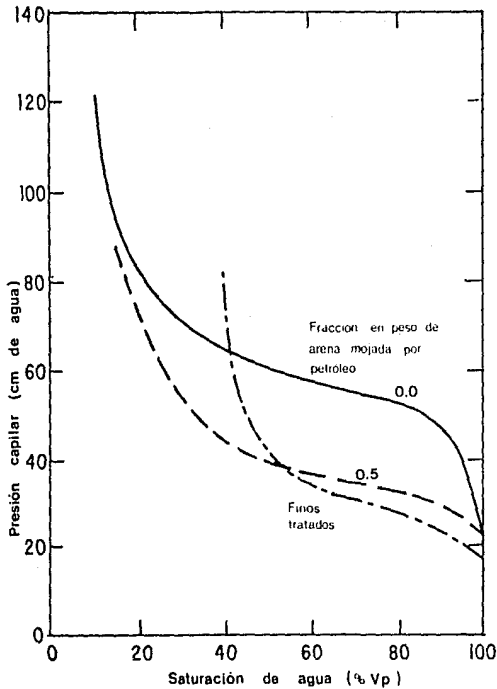


Figura. 18- Efecto de la mojabilidad fraccional sobre la presión capilar en empacamientos de arena con una distribución mas amplia del tamaño de granos y poros. La curva etiquetada "0.0" se refiere a un empacamiento de arena completamente mojado por agua, mientras que la curva etiquetada "0.5" se refiere a un empacamiento de arena en la cual 50% de todos los tamaños de grano se trataron con Drifilm para convertirlos a mojables por petróleo. Para la curva etiquetada "finos tratados"; el 58% en peso de los granos más pequeños se trataron para convertirlos a mojables por petróleo. Tomado de Fatt y Kilkoff.<sup>33</sup>



## *Efectos de la mojabilidad en experimentos*

**Sistemas uniformemente mojados.** En la figura 16a y 16b se muestran los resultados de los efectos del ángulo de contacto, y por lo tanto de la mojabilidad, sobre las curvas de presión capilar de drenaje e imbibición en núcleos uniformemente mojados.<sup>4</sup>

En este experimento, el ángulo de contacto verdadero,  $\theta_1$ , se midió sobre una superficie de teflón plana y pulida; el ángulo de contacto aparente,  $\theta_a$ , se calculó a partir de las ecuaciones 17 y 19. Por otra parte, se encontró que había un gran parecido entre el ángulo de contacto aparente calculado,  $\theta_a$ , y el ángulo de contacto de retroceso,  $\theta_{rc}$ , durante el proceso de drenaje; mientras que la misma similitud existía entre el ángulo de contacto aparente calculado,  $\theta_a$ , y el ángulo de contacto de avance,  $\theta_{av}$ , durante el proceso de imbibición.

Durante la imbibición (figura 16b), se encontró que las curvas de presión capilar fueron insensibles al ángulo de contacto para  $\theta_1$  menor que  $22^\circ$ , mientras que las curvas de drenaje (figura 16a) fueron insensibles para  $\theta_1$  menor que  $50^\circ$ . Esto se debe al comportamiento diferente de los ángulos de contacto de avance y retroceso.

**Sistemas con mojabilidad fraccional y mezclada.** En la figura 17 se muestran las curvas de presión capilar medidas en dos grupos de empacamientos de arena con distribuciones del tamaño del grano relativamente pequeñas. Cuanto más aumenta la fracción de la arena mojada por petróleo, el área bajo la curva disminuye, indicando que es más fácil para el petróleo desplazar al agua. Debido a la distribución del tamaño de granos y poros relativamente pequeña, todas las curvas son casi planas hasta que se alcanza la  $S_{wi}$ .

En la figura 18 la curva marcada "finos tratados" representa la presión capilar cuando se trataron sólo los granos de arena más pequeños para hacerlos mojables por petróleo (se trató el 58% en peso de los granos de arena más pequeños); el comportamiento de este empacamiento de arena es significativamente diferente al del empacamiento en el cual 50% de todos los tamaños de grano se trataron para convertirlos a mojabilidad por petróleo. A bajas presiones capilares, la curva de finos tratados pasa por debajo de la de uniformemente tratados; a medida que la presión capilar aumenta, la curva de finos tratados llega a ser casi vertical a una saturación de agua mucho más alta, demostrando que tanto la localización como la fracción de las superficies mojadas por agua y petróleo influyen en el comportamiento de la presión capilar.

En la figura 19 se enseña el comportamiento capilar de un tapón con mojabilidad mezclada en estado natural y posteriormente ya limpiado convertido a mojabilidad por agua. Como podemos apreciar, este comportamiento es similar al observado en las curvas de la figura 18.

La mojabilidad mezclada es la responsable del comportamiento que observamos en las dos figuras anteriores. Al comienzo de la medición de la presión capilar, el petróleo entra en los poros más grandes, los cuales son mojados por él. Como se requiere de una presión capilar menor para desplazar el agua de estos poros a comparación de cuando son mojados por agua, la curva de presión capilar pasa inicialmente por debajo de la curva del núcleo limpiado. Durante este periodo, algo de agua en los poros pequeños es rodeada por petróleo y queda atrapada. Eventualmente, la mayor parte del agua en los poros grandes es desplazada y entonces el petróleo comienza entrar a los poros más pequeños, que están llenos de y son mojados por agua. En este punto, la presión capilar para el núcleo con mojabilidad mezclada se cruza con la curva del núcleo limpiado y empieza a aumentar rápidamente. Esto ocurre porque se requiere de una presión capilar más alta para introducir al petróleo en los poros más pequeños mojados por agua y porque la  $S_{wi}$  será relativamente alta, ya que en estos poros pequeños las partículas de agua tendrán una tendencia a ser rodeadas y atrapadas mientras el petróleo fluye por los poros más grandes.

## *Efectos de la rugosidad de la superficie sobre el ángulo de contacto aparente*

Una de las explicaciones de la insensibilidad de la presión capilar, particularmente la de drenaje, al ángulo de contacto es la rugosidad de las superficies de los núcleos (cfr. III.2.1.1.). La rugosidad disminuye el ángulo de contacto aparente cuando el ángulo de contacto verdadero es menor que  $90^\circ$  y aumenta al ángulo de contacto aparente cuando el ángulo de contacto verdadero es mayor que  $90^\circ$ . En la figura 20 a, la gota es la fase preferentemente mojanje y está estable, con la línea de contacto sobre la superficie interior de los "picos" rugosos. Aquí se puede observar que  $\theta_a < \theta_1$ . En la figura 20 b, la línea de contacto estable está sobre la parte exterior de los picos, haciendo que  $\theta_a > \theta_1$ .

Las variaciones en la mojabilidad de las superficies rocosas, como las que ocurren en los núcleos con mojabilidad fraccional y mezclada, también afectan al ángulo de contacto aparente. En una superficie fraccionalmente

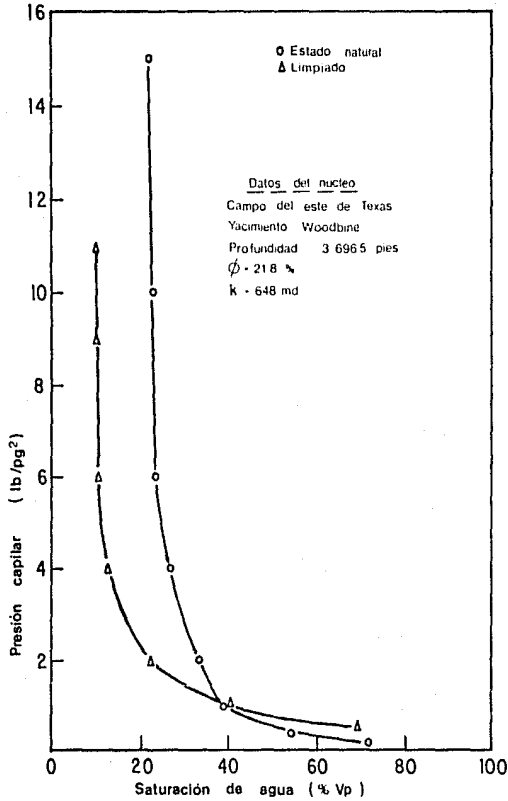
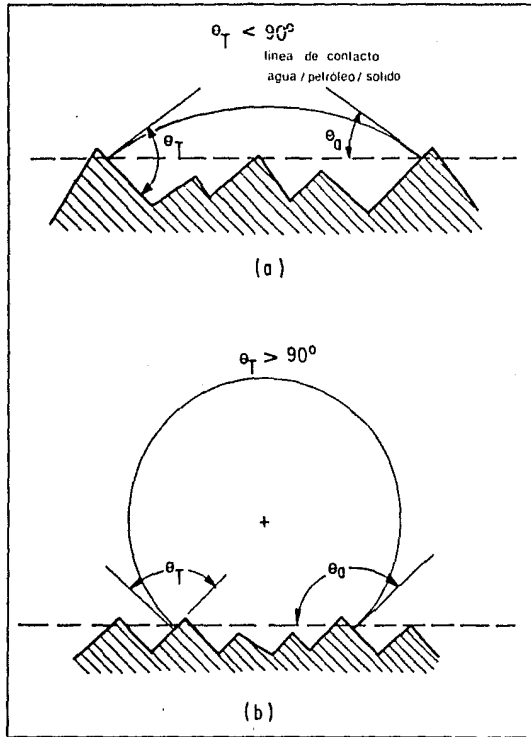


Figura. 19.- Comparación de las curvas de presión capilar medidas en un núcleo en estado natural y limpiado. El núcleo es de mojabilidad mezclada en estado natural y mojado por agua después de limpiarse. Tomado de Richardson et al.<sup>52</sup>



**Figura.20.- Efectos de la superficie sobre el ángulo de contacto aparente,  $\theta_a$ .  $\theta_T$  es el ángulo de contacto medido sobre una superficie lisa y plana. (a) La gota es el fluido perfectamente mojannte, así que  $\theta_T < 90^\circ$ . (b) La gota es el fluido no mojannte, así que  $\theta_T > 90^\circ$ . Tomado de Anderson.<sup>4</sup>**

mojada, el ángulo de contacto depende de la distribución y de las cantidades de las superficies con diferentes mojabilidades.

#### *Efectos de la mojabilidad sobre las saturaciones irreductibles*

Las saturaciones de las fases mojanje y no mojanje dependen de la mojabilidad, estructura porosa e historia de la saturación. Experimentos realizados en núcleos muestran que la saturación irreductible es mínima cuando el sistema está cerca de la mojabilidad neutral. No obstante, este descubrimiento no se aplica a los sistemas con mojabilidad fraccional o mezclada o a medios porosos muy homogéneos tales como empacamientos de cuentas.

**Sistemas uniformemente mojados. Núcleos de Yacimientos.** En la figura 21 se indica la influencia de la mojabilidad sobre la saturación residual de petróleo; se observa que la  $S_{or}$  disminuye de casi 30% cuando el núcleo es fuertemente mojado por agua o petróleo a aproximadamente 20% cuando el sistema es neutralmente mojado. La curva alcanza un mínimo a una ligera condición de mojabilidad por petróleo, cuando  $W$  es ligeramente menor que 1. En la figura 22 se muestran resultados similares, pero para la saturación de la fase mojanje irreductible.

De las figuras 21 y 22 se concluye que las fuerzas capilares dominan los procesos que dejan atrapado al petróleo residual. Tanto las fuerzas de flotación como las viscosas son tan pequeñas cuando se confrontan con las capilares que se pueden despreciar. En experimentos de desplazamientos con agua, las fuerzas capilares también dominan el entrapamiento. Como estas fuerzas determinan la distribución residual de fluidos, cabría esperar que la saturación residual de la curva de presión capilar fuera similar a la saturación residual alcanzada después de inyectar al núcleo muchos volúmenes porosos de agua.

**Cuentas y empacamientos de arena.** Existe una fuerte interacción entre la mojabilidad y la geometría porosa, la cual determina que un fluido llegue a estar discontinuo y como resultado de esto se alcance la saturación irreductible.

Las figuras 21 y 22 muestran la importancia de la mojabilidad cuando la geometría es bastante complicada. En tales casos, las heterogeneidades a pequeña escala ayudan al entrapamiento del fluido. No obstante, si la geometría es bastante sencilla, los efectos de la mojabilidad dejan de ser importantes. Tales geometrías sencillas comprenden cuentas y empacamientos de arena, en las cuales la saturación residual es típicamente muy baja (menor que 10%) y sólo son ligeramente influidas por la mojabilidad.

**Mojabilidad fraccional.** Existen algunas diferencias en los efectos de la mojabilidad sobre la saturación de la fase mojanje irreductible cuando los granos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por petróleo están distribuidos aleatoriamente. En algunos casos se ha encontrado que la mojabilidad tiene poco efecto sobre la  $S_{wi}$ , es decir, ha sido prácticamente la misma (figuras 17 y 18). No obstante, en otros<sup>1</sup> se encontró que la  $S_{wi}$  disminuiría del 17 al 6% del volumen poroso a medida que el porcentaje de granos de arena mojados por petróleo aumentaba de 0 a 75%.

Ocurrirán algunos efectos adicionales debidos a la mojabilidad en sistemas fraccionales y mezclados cuando las superficies se ordenen de cierta manera (figura 18).

**Mojabilidad mezclada.** Los núcleos con mojabilidad mezclada tienen una mucha más alta  $S_{wi}$  que los mismos núcleos cuando ya se han limpiado y se han convertido a mojabilidad por agua (figura 19).

En contraste, hay que recordar que en sistemas mojados uniformemente, la  $S_{wi}$  fue menor en núcleos neutralmente mojados en comparación con los fuertemente mojados.

#### **Presión capilar de desplazamiento e imbibición**

**Sistemas uniformemente mojados.** La imbibición se lleva a cabo por el cambio favorable en la energía libre de superficie que ocurre cuando el fluido mojanje desplaza al no mojanje. Así, cuando el núcleo es fuertemente mojado, un gran volumen de fluido mojanje se imbiere rápidamente debido a la gran disminución de la energía libre de superficie. Por el contrario, se necesita una presión capilar relativamente alta para forzar al fluido no mojanje dentro del núcleo debido a que este cambio aumenta la energía libre de superficie del sistema. Particularmente, se debe aplicar una presión capilar positiva, conocida como *presión capilar de desplazamiento o de entrada (threshold)*, para que el fluido no mojanje comience a entrar al núcleo saturado inicialmente al 100% con el fluido mojanje.

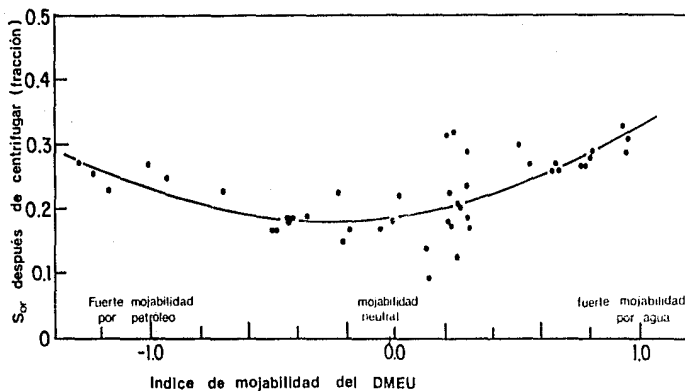


Figura.21.- Sor promedio después de una centrifugación vs. índice de mojabilidad del DMEU. Núcleos de arenisca torpedo tratados con clorosilano orgánico y petróleo Squirrel a 77°F. La curva está ajustada por mínimos cuadrados. Tomado de Anderson.<sup>4</sup>

A medida que el núcleo es menos fuertemente mojado, la energía disponible para la imbibición espontánea disminuye. Una menor cantidad de fluido mojannte se imbibirá a una menor velocidad dentro del núcleo. Al mismo tiempo, la presión de desplazamiento para forzar al fluido no mojannte dentro del núcleo también disminuye.

A medida que el sistema se aproxima a la mojabilidad neutral, ningún fluido se imbibirá espontáneamente. Basados solamente en consideraciones acerca de la mojabilidad, uno predeciría que la imbibición espontánea ocurriría para cualquier ángulo de contacto menor que  $90^\circ$  debido a que aún existiría alguna fuerza impulsora del fluido mojannte que desplazara al no mojannte. Sin embargo, se ha encontrado experimentalmente que la imbibición espontánea en núcleos uniformemente mojados se detendrá para un ángulo de contacto mucho menor, debido a los efectos de la estructura porosa y a que se requerirá una presión de desplazamiento positiva para forzar a ambos fluidos, al mojannte y al no mojannte. Cuando se requiere una presión de desplazamiento positiva para ambos fluidos, el fluido con la menor presión de desplazamiento es el fluido preferentemente mojannte porque se requiere de menor energía para forzarlo a entrar al núcleo.

En la figura 23 se presentan los resultados de los efectos de la mojabilidad sobre la saturación de la fase no mojannte a una presión capilar de cero, usando fluidos puros en un núcleo de teflón. La presión capilar, inicialmente a un gran valor positivo, disminuyó gradualmente a cero a medida que el fluido mojannte se imbibió. Esta saturación residual de la fase no mojannte se incrementa a medida que el ángulo de contacto aumenta, que es exactamente lo contrario al comportamiento de la saturación irreductible de la fase mojannte (figura 22).

En la figura 24 se presenta la imbibición libre de ciertos líquidos. Esta se define como aquella en la que no se aplica ninguna presión (fuerza) externa al fluido mojannte para desplazar al no mojannte, esto es, se permite que el sistema alcance el equilibrio. En esa figura podemos observar que el gasto y la cantidad de imbibición disminuyen a medida que el ángulo de contacto aumenta y el cambio favorable en la energía libre de superficie disminuye; hay que observar que el éter dioctil ( $\theta = 49^\circ$ ) no se pudo imbibir. En la figura 25 se presentan los resultados de la imbibición libre de los fluidos cuando el núcleo tuvo una saturación inicial de aproximadamente 30%; a esta saturación el éter dioctil se pudo imbibir aunque lentamente. Aparentemente, fue necesaria una saturación inicial conectada para que aquél se imbibiera; por otra parte, la  $\alpha$ -bromonaftalina ( $\theta = 73^\circ$ ) nunca se pudo imbibir a ninguna saturación inicial del núcleo.

Los resultados de las figuras anteriores indican que hay un amplio rango de ángulos de contacto, en los cuales ninguno de los fluidos se imbibirá espontáneamente y que el ángulo límite depende de la saturación inicial de la fase mojannte. La interacción de la mojabilidad con la estructura porosa es la responsable de la falta de imbibición a medida que aumenta el ángulo de contacto. Se han hecho cálculos para diversas geometrías que consistieron de conos, poros toroidales (forma de dona, figura 12), mallas y empaquetamientos de esferas; todos ellos mostraron una fuerte interacción entre el ángulo de contacto y la geometría en la determinación de la relación entre la presión capilar y la saturación.

**Mojabilidad fraccional y mezclada.** Los experimentos en empaquetamientos de arena fraccionalmente mojados indican que la imbibición del agua dentro del empaquetamiento se detendrá cuando más del 50% de las superficies sean mojadas por petróleo (o que la imbibición del petróleo se detendrá cuando 50% o más de las superficies sean mojadas por agua).

Finalmente, hay que destacar que en núcleos con mojabilidad fraccional o mezclada, es posible que ambos fluidos se imbiban espontáneamente (empezando con una saturación inicial muy baja para ese fluido<sup>17</sup>).

#### **Posibles errores causados por el uso de núcleos limpiados**

Se presentan varios errores en la interpretación de las mediciones de la presión capilar cuando se limpia un núcleo y se hace mojado por agua y el núcleo es realmente de mojabilidad intermedia o mojabilidad por petróleo. El primero consiste en que la forma de la curva de presión capilar cambiará, causando una sobrestimación de la altura de la zona de transición (figura 16a). El segundo error posible es la subestimación de la saturación de agua intersticial.

Finalmente, cuando se inyecte agua a un yacimiento fracturado, la recuperación en los bloques matriciales está regulada por las fuerzas capilares y la gravedad. En una roca mojada por agua, las fuerzas capilares ayudarán al drenaje del petróleo, mientras que en una mojada por petróleo lo pueden retardar. El ignorar las condiciones de mojabilidad puede dar como resultado una sobrestimación del petróleo que se puede recuperar por imbibición y hacer suposiciones demasiado optimistas acerca del gasto de imbibición.

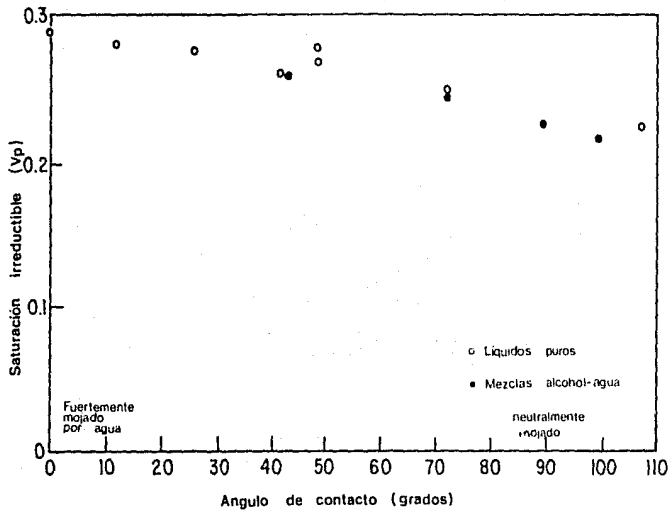


Figura.22.- Saturación irreductible de la fase mojanete vs. ángulo de contacto, núcleos de teflón. Tomado de Anderson.<sup>4</sup>

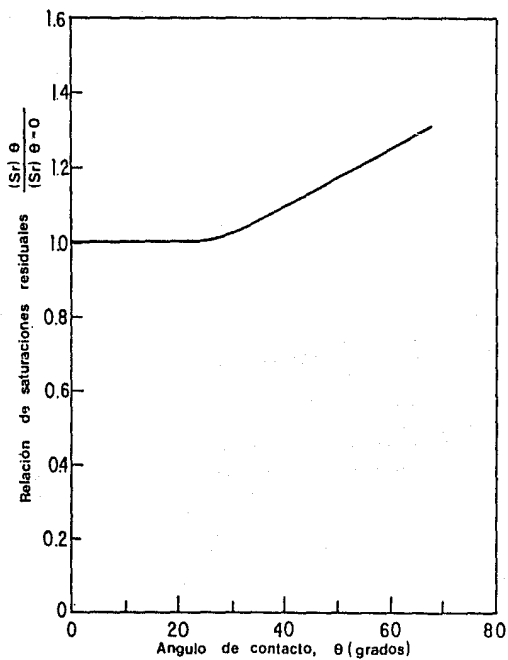


Figura.23.- Saturación de la fase no mojante a presión capilar cero vs. Ángulo de contacto, núcleos de teflón. Tomado de Anderson.<sup>4</sup>



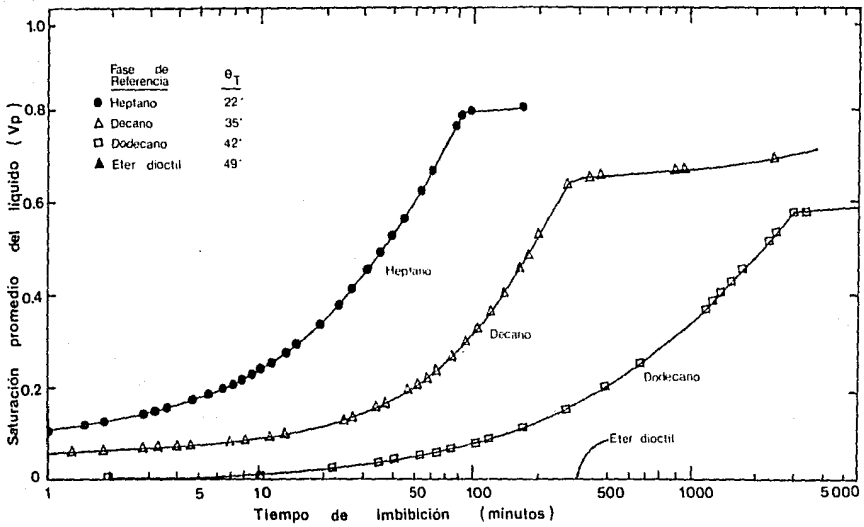


Figura.24.- Imbibición espontánea de líquidos dentro de un núcleo de teflón inicialmente saturado de aire. Tomado de Anderson.<sup>4</sup>

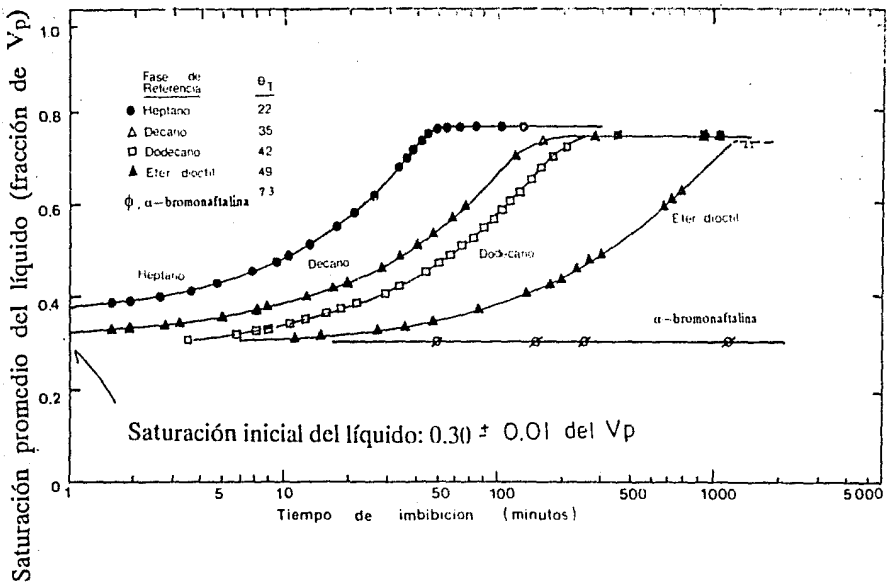


Figura.25.- Imbibición espontánea de líquidos en un núcleo de teflón. El núcleo inicialmente contenía aire y una saturación de líquido del  $0.30 \pm 0.01$  del  $V_p$ . Tomado de Anderson.<sup>4</sup>

### 11.5.3. Efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa es "una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido cuando están presentes uno o más fluidos. Estas propiedades de flujo son un efecto combinado de la geometría, mojabilidad, distribución de los fluidos e historia de la saturación."<sup>5</sup>

Consideremos una roca fuertemente mojada por agua, a la  $S_{wi}$ , el agua ocupa los poros pequeños y forma una película delgada sobre toda la superficie rocosa. El petróleo, la fase no mojanje, ocupa el centro de los poros más grandes; cualquier petróleo adicional en los poros pequeños es desplazado hacia los centros de los poros grandes por imbibición espontánea del agua, ya que esto disminuye la energía del sistema.

En la figura 26a, se muestra el agua desplazando al petróleo de un poro mojado por agua; el agua avanza a lo largo de las paredes de los poros, desplazando al petróleo enfrente de ella. En algún punto, el cuello que conecta al petróleo dentro del poro con el petróleo restante se vuelve inestable y se rompe súbitamente, dejando glóbulos de petróleo esféricos en el centro del poro. Después de que el frente de agua pasa, casi todo el petróleo restante ya no se mueve y por esto, hay poca o ninguna extracción de petróleo después del primer arribo de agua inyectada (surgimiento). El petróleo residual desconectado existe de dos formas básicas: (1) como glóbulos esféricos pequeños en el centro de los poros más grandes, y (2) como parches más grandes de petróleo que se extienden a lo largo de muchos poros que están completamente circundados por agua.

En una roca fuertemente mojada por petróleo, la roca está preferentemente en contacto con el petróleo y la localización de los dos fluidos es la contraria al caso de mojabilidad por agua. El agua intersticial (es decir, la que existe a la  $S_{wi}$ ) parece estar localizada como gotas discontinuas en los centros de los espacios porosos en algunos yacimientos fuertemente mojados por petróleo. El desplazamiento con agua en una roca mojada por petróleo es mucho menos eficiente que uno en una roca mojada por agua; cuando empieza el desplazamiento con agua, el agua forma canales continuos o dedos a través de los centros de los poros más grandes, empujando al petróleo enfrente de ella (figura 26b); el petróleo queda en las grietas y poros más pequeños. A medida que la inyección continúa, el agua invade los poros más pequeños formando canales continuos adicionales y la WOR de los fluidos producidos aumenta gradualmente; cuando se forman suficientes canales llenos de agua para permitir el casi irrestricto flujo de ésta, el flujo de petróleo prácticamente cesa. El petróleo remanente se encuentra (1) llenando los poros más pequeños, (2) como una película continua sobre las superficies rocosas, y (3) como bolsas más grandes de petróleo atrapado y circundadas por agua. Como gran parte de este petróleo todavía está continuo en forma de delgadas películas y como todavía se puede producir a muy bajos ritmos, la  $S_{or}$  no está bien definida.

Un desplazamiento con agua en un sistema de cierta mojabilidad se comportará de igual forma que un desplazamiento con petróleo en el mismo sistema con las mojabilidades invertidas. Las curvas de permeabilidades relativas mostrarán también que los fluidos pueden intercambiar posiciones y comportamientos de flujo. Como la permeabilidad relativa es función de la historia de la saturación, frecuentemente se observa una histéresis en las curvas de permeabilidades relativas cuando se comparan las permeabilidades relativas medidas con las saturaciones de la fase mojanje aumentando vs. disminuyendo.

#### Curvas de permeabilidades relativas en sistemas fuertemente mojados

En general, a una saturación dada y mojabilidad predominante de un fluido, la permeabilidad relativa a este fluido es menor que la del fluido no mojanje. Esto ocurre debido a que el fluido mojanje tiende a viajar a través de los poros más pequeños y menos permeables, mientras que el fluido no mojanje viaja más fácilmente por el centro de los poros más grandes. Además, a una baja saturación de la fase no mojanje, esta última llegará a estar atrapada en forma de glóbulos discontinuos en los poros más grandes, los cuales también bloquean las gargantas de los poros, disminuyendo la permeabilidad relativa de la fase mojanje. A bajas saturaciones de la fase mojanje, la permeabilidad efectiva de la fase no mojanje se aproximará frecuentemente a la permeabilidad absoluta, demostrando que la fase mojanje no restringe más allá de lo ordinario el libre flujo de la fase no mojanje.<sup>5,6</sup>

En la figura 27, para el núcleo mojado por petróleo, la permeabilidad relativa al agua a la  $S_{or}$  es aproximadamente 80% y para el núcleo mojado por agua es menor que 40%. El punto de intersección, en el cual las permeabilidades relativas al agua y al petróleo son iguales, ocurre a una saturación de agua de aproximadamente 35% del volumen poroso para el núcleo mojado por petróleo y aproximadamente a 65% del volumen poroso para el

<sup>5</sup> Aquí se usará el término *surgimiento* en vez de "surgencia", el cual tampoco aparece en el diccionario, aunque también se podría usar simplemente el término *salida*.

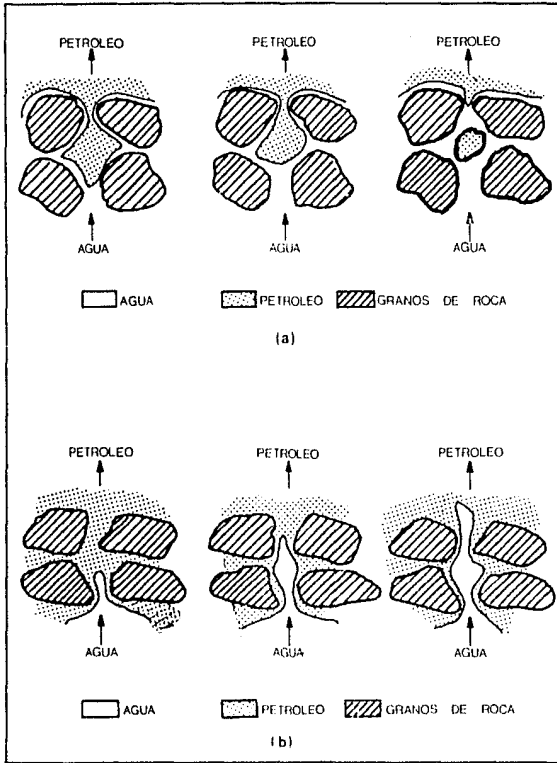


Figura. 26.- Agua desplazando petróleo de un poro durante un desplazamiento : (a) roca fuertemente mojada por agua, (b) roca fuertemente mojada por petróleo. Tomado de Anderson.<sup>5</sup>

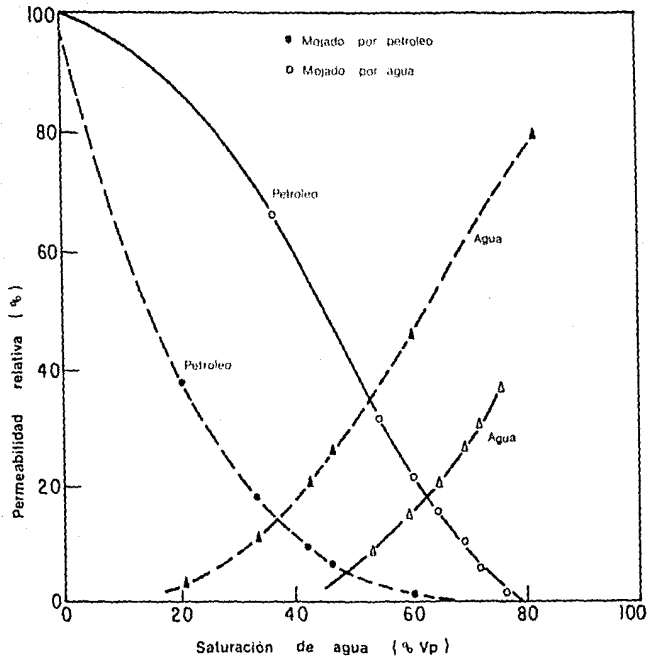


Figura 27.- Permeabilidades relativas petróleo/agua en régimen permanente medidas con heptano y salmuera en un núcleo sintético de Alundum mojado por agua y mojado por petróleo. El núcleo mojado por petróleo se trató con clorosilanos orgánicos. Tomado de Anderson<sup>5</sup>

mojado por agua. Se observa que las curvas de permeabilidades relativas son equivalentes si se grafican vs. la saturación de la fase mojanje (petróleo para el sistema mojado por petróleo, agua para el mojado por agua), indicando que ha ocurrido una inversión de posiciones y de comportamiento de flujo del petróleo y el agua.

Craig<sup>8</sup> presentó varias reglas empíricas (cfr. III.2.2.5.) que están relacionadas con las figuras 27 y 28. Craig afirma que la  $S_{wi}$  influye fuertemente las curvas de permeabilidades relativas en rocas predominantemente mojadas por agua, pero tiene poco efecto en rocas mojadas por petróleo, siempre que la  $S_{wi}$  sea menor que aproximadamente 20%. Encontró que en algunas areniscas de mojabilidad por agua, al disminuir la  $S_{wi}$ , la localización y forma de las curvas de permeabilidades relativas cambiaban.

La geometría porosa también puede tener un fuerte efecto en las curvas de permeabilidades relativas. Como otros factores aparte de la mojabilidad pueden tener una influencia similar sobre las curvas de permeabilidades relativas, es conveniente hacer mediciones independientes de la mojabilidad y no basarse solamente en las reglas empíricas de Craig para evaluar la mojabilidad.

**Permeabilidades de drenaje e imbibición.** En muchos sistemas fuertemente mojados, la permeabilidad relativa de la fase mojanje es principalmente función de su propia saturación, esto es, la histéresis entre las permeabilidades relativas de drenaje e imbibición de la fase mojanje es mucho menor que la histéresis de la fase no mojanje.<sup>14,15</sup> En algunas ocasiones puede ser incluso prácticamente nula para la fase mojanje (figura 63 del método de Treiber et al. en III.2.2.5. y figuras 29 y 30).

**Efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa.** Las curvas de permeabilidad relativa se pueden normalizar con (1) la permeabilidad absoluta del núcleo saturado con una sola fase, normalmente aire o salmuera ( $k_{abs}$ ), o (2) la permeabilidad efectiva del núcleo a una saturación inicial específica, tal como la permeabilidad al petróleo a la  $S_{wi}$ . Aunque la permeabilidad absoluta no es afectada por la mojabilidad, la permeabilidad efectiva al petróleo a la  $S_{wi}$  disminuye a medida que el núcleo llega a ser más mojado por petróleo (tabla IV).

TABLA IV  
Permeabilidades efectivas de petróleo a una saturación inicial de agua de 20% en función del ángulo de contacto<sup>14</sup>

Permeabilidad efectiva al petróleo (md)	Ángulo de contacto (grados)
571	Permeabilidad al aire
561	0 - mojabilidad por agua
472	47
459	90
380	138
357	180 - mojabilidad por petróleo

#### Sistemas uniformemente mojados

En las figuras 28 a 33, se observa el efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas en diferentes tipos de núcleos. En general, a medida que un núcleo es más mojado por la fase que originalmente era no mojanje, la permeabilidad relativa a esa fase no mojanje disminuye (causando a su vez una reducción gradual en la eficiencia para un desplazamiento con la fase mojanje) y la permeabilidad relativa a la fase que originalmente era mojanje ahora aumenta para casi cualquier saturación. Esto es especialmente evidente a la saturación residual de la fase originalmente no mojanje (figuras 28 y 31 a 33). También se observa que no existe histéresis de la fase fuertemente mojanje, pues es función exclusiva de su propia saturación (figuras 29 y 30 para 0 hasta 49° y 0 de 138° en adelante). Asimismo, cuando el fluido mojanje desplaza al no mojanje, el punto de intersección ocurre a una saturación del fluido desplazante más alta que para el desplazamiento contrario.

La figura 34 muestra las relaciones de permeabilidades relativas de la figura 33. Se puede apreciar que cuando el fluido mojanje desplaza al no mojanje, la relación de permeabilidades relativas (fase desplazante a despla-

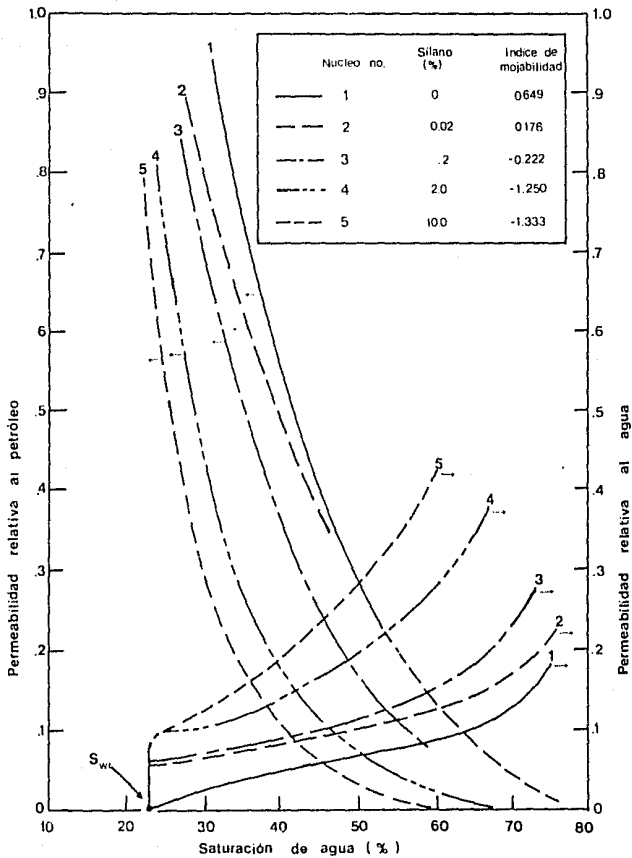


Figura.28- Efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa usando salmuera, petróleo crudo Squirrel y una arenisca del afloramiento Torpedo tratada con clorosilano orgánico. las permeabilidades relativas se obtuvieron de la permeabilidad absoluta al agua del núcleo saturada al 100% con salmuera. Tomado de Donaldson y Thomas<sup>24</sup>

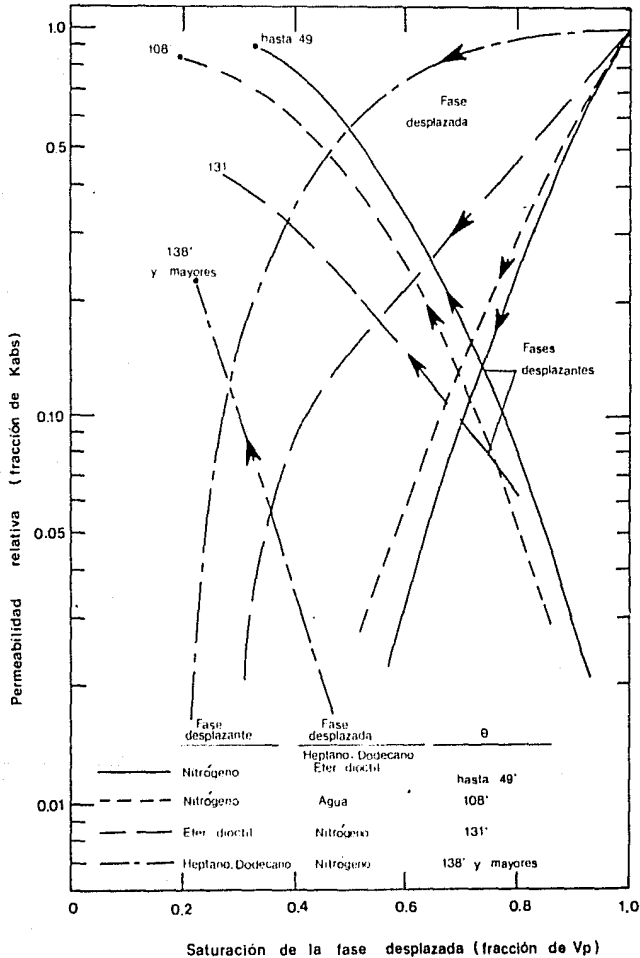


Figura.29-- Efecto de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa; tapón de resina artificial, nitrógeno y fluidos puros. Las permeabilidades relativas se normalizaron con la permeabilidad absoluta. El tapón estaba inicialmente 100% saturado de la fase desplazada. El ángulo de contacto,  $\theta$ , se midió en la fase desplazada. Tomado de Anderson.<sup>5</sup>



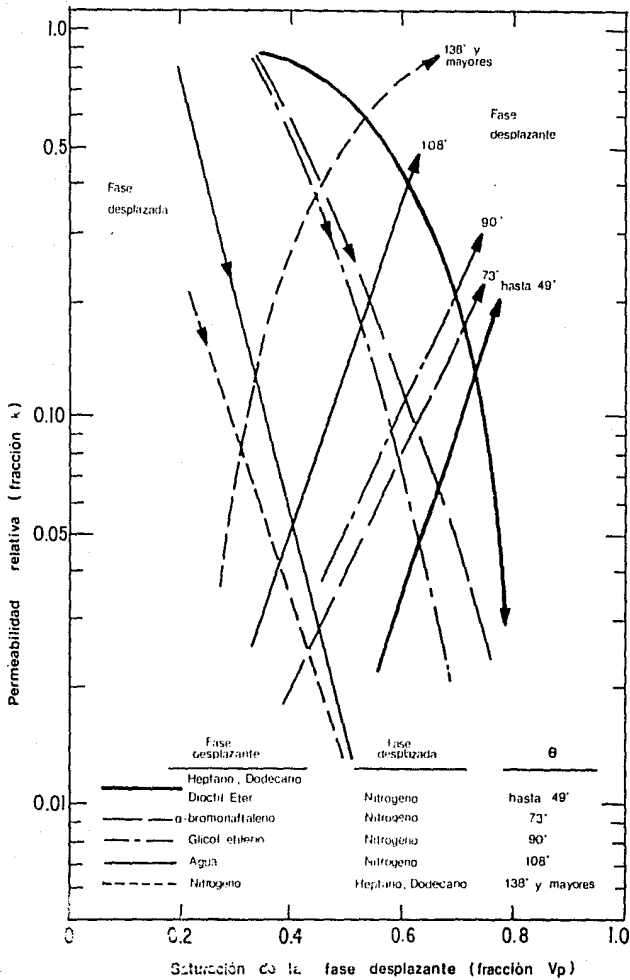


Figura 30- Efecto de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa a porción de reñón artificial, nitrógeno y fluidos puros. La saturación de la fase desplazante estaba inicialmente al valor irreductible. El ángulo de contacto,  $\theta$ , se midió en la fase desplazante. Tomado de Anderson.<sup>5</sup>

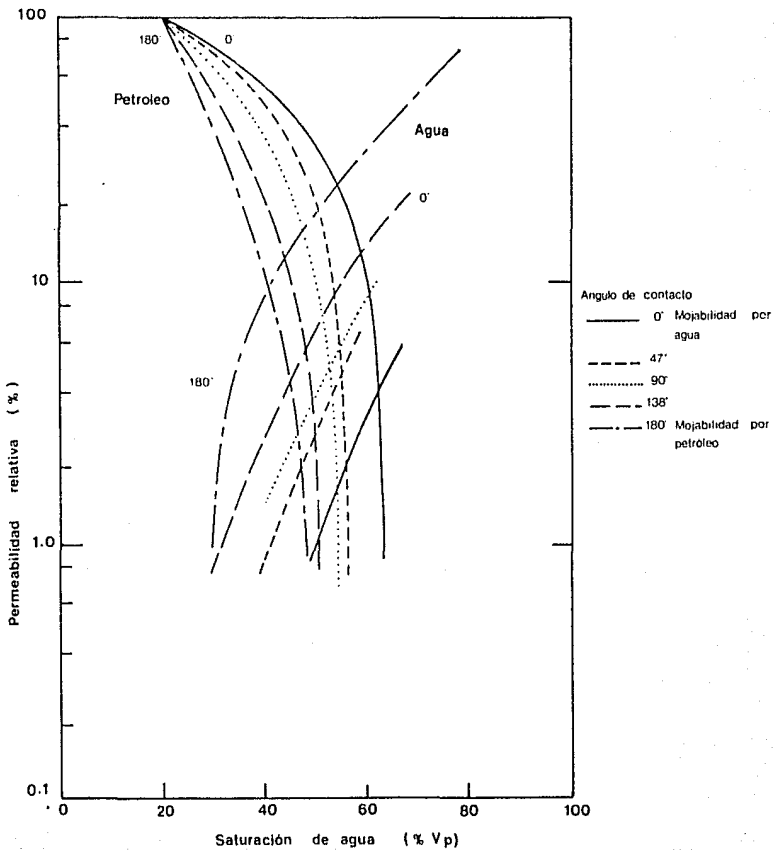


Figura.31.- Efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa- núcleo de arenisca del aforamiento torpedado, salmuera y petróleo mineral tratado con dinonil-naftaleno sulfonato de bario. El ángulo de contacto,  $\theta$  se midió en el agua. Las permeabilidades se basan en la permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua inicial. Tomado de Owens y Archer.<sup>14</sup>

	Mojabilidad	$\theta_{hdv}$	$S_{wi}$ (% Vp)	$K_{OVI}$ (Darcy)	$S_{or}$ (% Vp)
—••	Mojabilidad por agua	15°	12.5	3.15	24.2 a 5 PV
- - -■	Mojabilidad neutral	100°	11.9	2.96	19.5 a 5 PV
- - -▲	Mojabilidad por petróleo	150°	12.8	2.51	28.7 a 5 PV

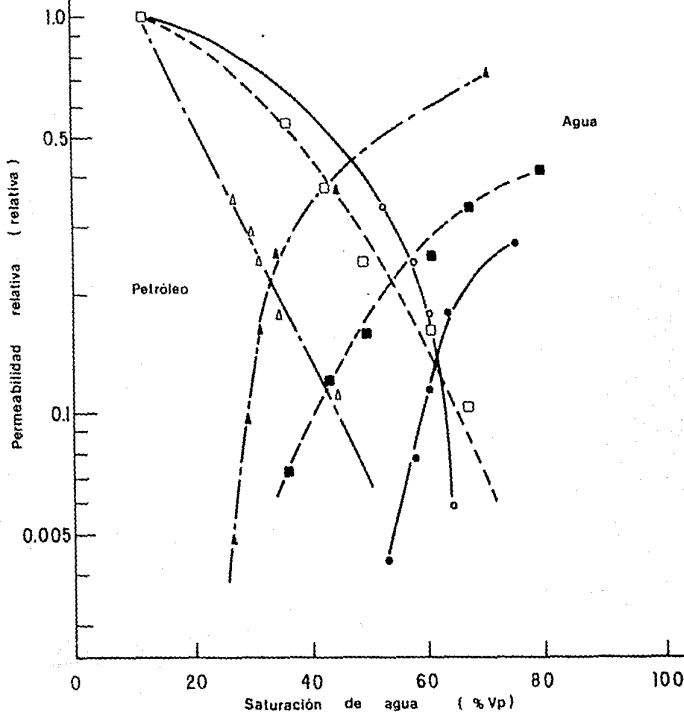


Figura.32-Efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa; empaque de dolomita, agua y petróleo tratado con ácido octanoico. Las permeabilidades relativas se normalizaron con la permeabilidad efectiva a la saturación de agua inicial. Tomado de Anderson <sup>5</sup>

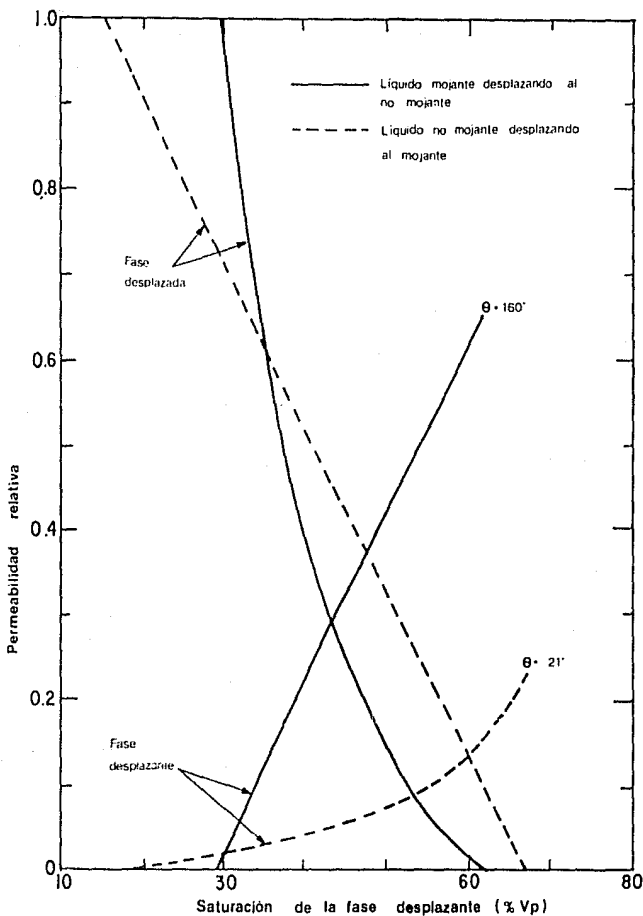


Figura.33.- Efecto de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa; núcleo de teflón sinterizado, petróleo mineral refinado y agua o solución de sucrosa. El ángulo de contacto  $\theta$ , se midió en la fase desplazante sobre una placa plana de teflón. Tomado de Anderson.<sup>5</sup>

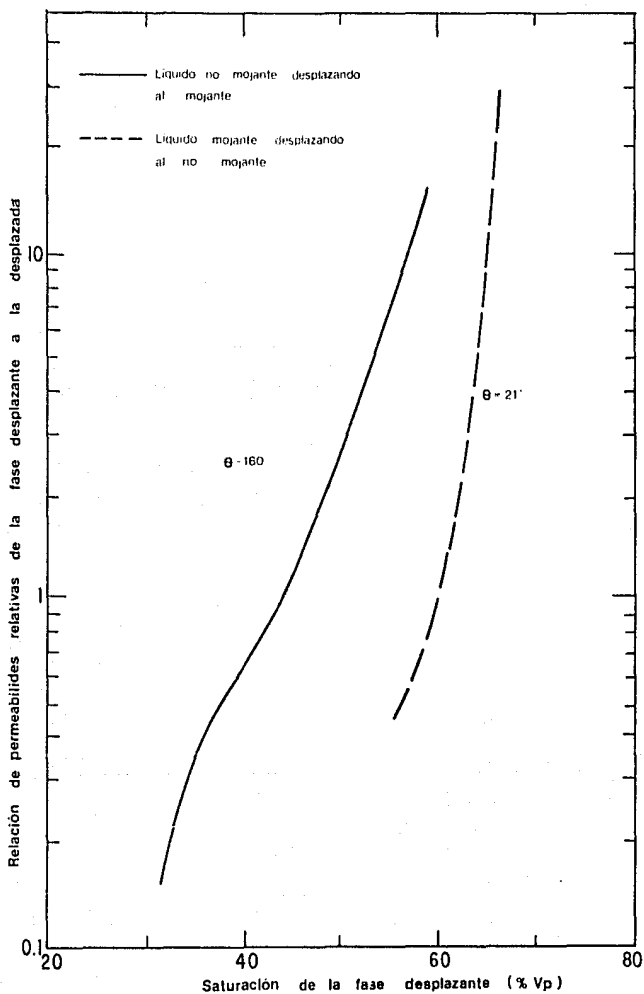


Figura.34.-Efecto de la mojabilidad sobre la relación de permeabilidades relativas; núcleo de teflón sinterizado, petróleo refinado y agua o solución de sucrosa. Tomado de Anderson<sup>5</sup>.

zada) es casi vertical, lo cual se presenta en un intervalo de saturación relativamente corto. En contraste, cuando el fluido no mojante desplaza al mojante, la relación de permeabilidades es mayor a una saturación dada y se extiende en un intervalo de saturación mayor. Algunas veces en sistemas de yacimientos, se puede usar la pendiente de la curva de la relación de permeabilidades relativas ( $k_{rw}/k_{ro}$ ) vs.  $S_w$  como un indicador cualitativo de la mojabilidad.<sup>51</sup>

#### Efectos de la limpieza de núcleos

En las figuras 35 a 37 se indican los efectos de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas en la limpieza de núcleos. En general, los núcleos limpiados son más mojados por agua, pues a cualquier saturación las permeabilidades relativas al agua son menores y las permeabilidades relativas al petróleo mayores; por otra parte, las permeabilidades relativas al agua son mayores y las permeabilidades relativas al petróleo menores para los núcleos naturales y de estado restaurado. Si se usara un núcleo limpiado para predecir el comportamiento de un desplazamiento con agua, se predecirían mayores eficiencias de desplazamiento del petróleo y un surgimiento más tardío que el comportamiento real.

En la figura 38 se muestra el caso de un núcleo de mojabilidad por gas, que después de limpiarlo se convirtió a mojabilidad por agua, para dos saturaciones iniciales de agua (2.0 y 22.5%).

Aunque las figuras anteriores indican que los núcleos limpiados son más mojados por agua, también es posible que al limpiar un núcleo suceda lo contrario, es decir, cambiar un núcleo de mojabilidad por agua a mojabilidad por petróleo, ya sea por deposición de compuestos del petróleo o por adsorción de los disolventes usados para limpiar. De cualquier forma, el limpiar el núcleo puede introducir varios errores en las mediciones de permeabilidad relativa.

#### Mojabilidad fraccional

La figura 39 muestra relaciones entre permeabilidades relativas calculadas de un desplazamiento con agua a gasto constante. Los cambios en las relaciones de permeabilidades relativas son similares a los cambios observados cuando la mojabilidad de un núcleo uniformemente mojado cambia de mojabilidad por agua a mojabilidad por petróleo (figura 34). En la figura 34, a una saturación dada, la relación de permeabilidades relativas para el fluido no mojante desplazando al mojante es mayor que la relación para el desplazamiento inverso. De manera semejante, en la figura 39 la relación de permeabilidades relativas para el desplazamiento con agua del empacamiento mojado por petróleo es superior que la relación del empacamiento mojado por agua. El resto de las curvas está dentro de estos dos extremos. La pequeña diferencia en la posición de las curvas para los empacamientos de arena 100% mojados por agua y 100% mojados por petróleo resulta de la distribución del tamaño de poros relativamente estrechos del empacamiento de arena a comparación de la distribución del tamaño de poros en las areniscas de yacimientos.<sup>5</sup> La recuperación de petróleo disminuye a medida que el sistema se vuelve más mojado por petróleo (tabla V).

TABLA V

Saturación residual de petróleo a una WOR = 100, empacamientos de arena fraccionalmente mojados<sup>53</sup>

<i>Arena mojada por petróleo (%)</i>	<i>Saturación residual de petróleo (%)</i>
0	28
25	35
50	40
75	45
100	48

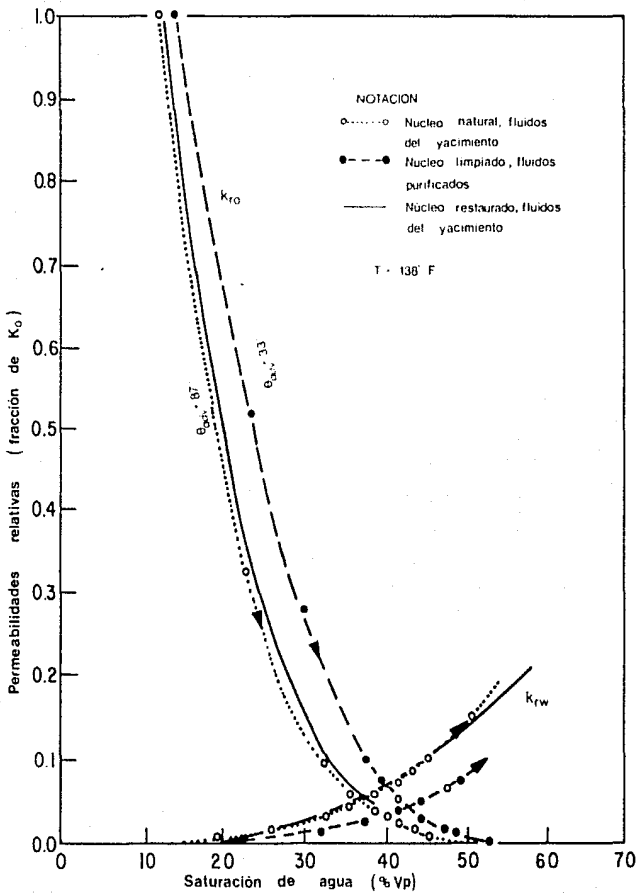


Figura.35.- Efecto de mojabilidad sobre la permeabilidad relativa en un núcleo de yacimiento para los estados natural, limpiado y restaurado. El ángulo de contacto de avance,  $\theta_{adv}$ , medido sobre una superficie plana de cuarzo fue de  $87^\circ$  para los fluidos del yacimiento y  $33^\circ$  para la salmuera y petróleo refinado. Tomado de Anderson.<sup>5</sup>

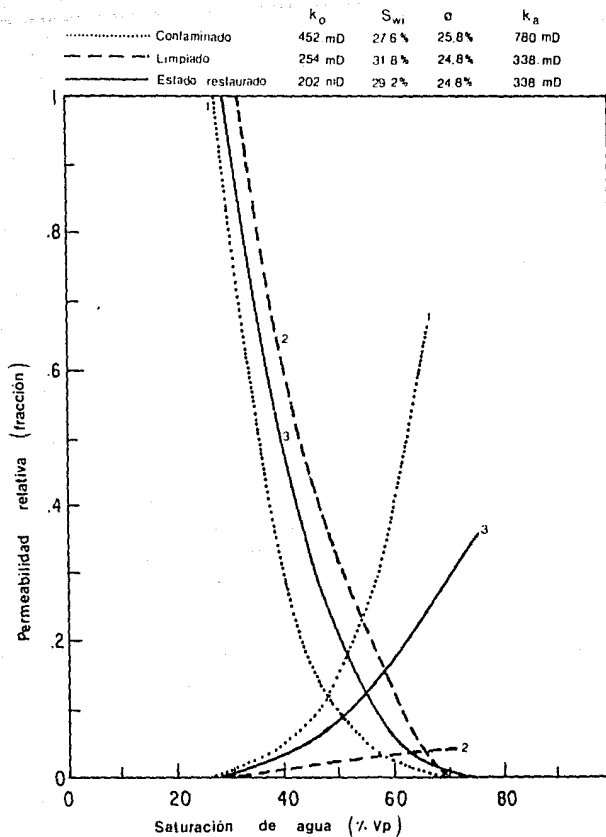


Figura.36 - Comparación de las permeabilidades relativas petróleo/agua medidas en tapones contaminados limpiados y de estado restaurado del yacimiento Hutton: (1) núcleo contaminado, mojado por petróleo pozo H 3/21, profundidad 3076 m; (2) núcleo limpio, fuertemente mojado por agua, pozo H5/13 profundidad 3071 m; (3) mediciones de estado restaurado en el núcleo después de saturarlo con fluidos de la formación y envejecerlo. Tomado de Anderson.<sup>5</sup>



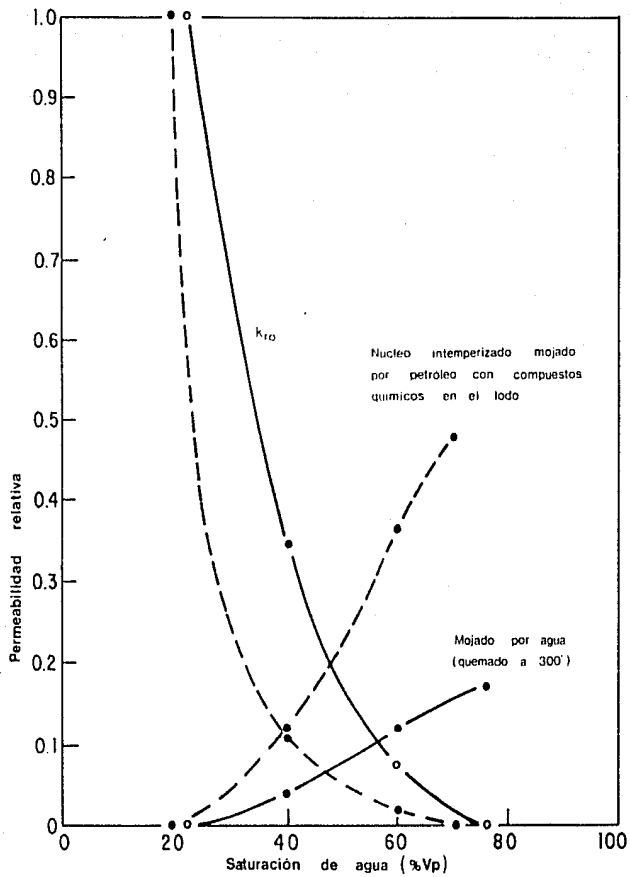


Figura.37.- Permeabilidades relativas petróleo/agua de un núcleo de arenisca contaminado y después de limpiarse.  
Tomado de Anderson.<sup>5</sup>

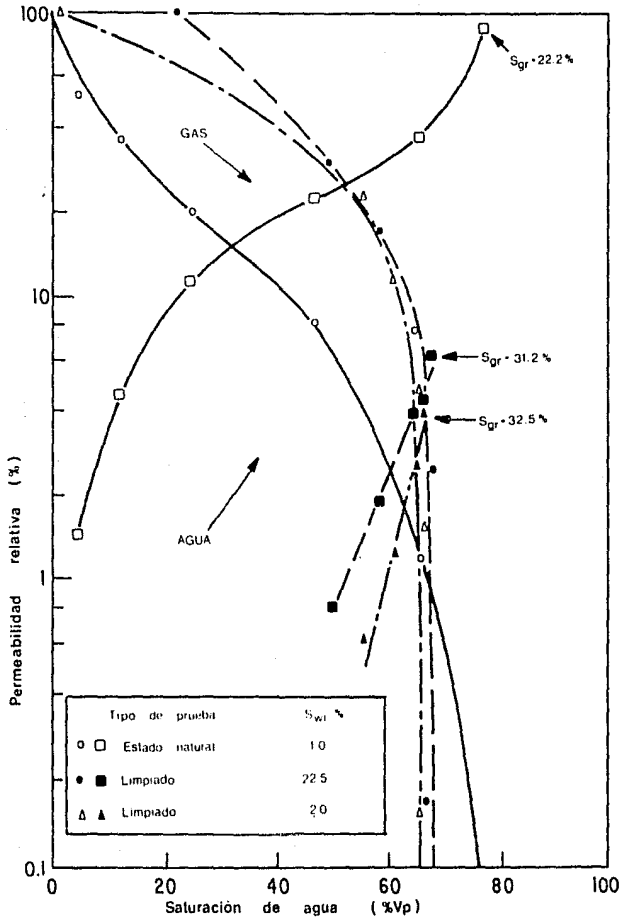


Figura.38.- Comparación de las permeabilidades relativas agua/gas de un núcleo pequeño San Andrés en estado natural y limpiado.  $K_{gi}=135$  md,  $\phi = 20.3\%$ . Tomado de Anderson.<sup>5</sup>

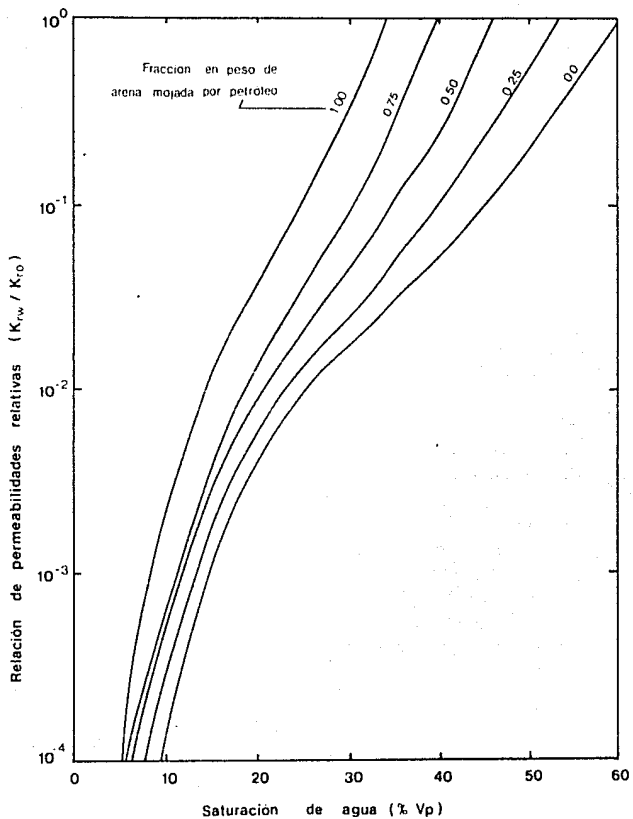


Figura.39-- Curvas de permeabilidades relativas agua/petróleo para empacamientos de arena fraccionalmente molhados. Tomado de Fatt y Klitkov.<sup>33</sup>

## Mojabilidad mezclada

En la figura 40 se muestra la relación entre la saturación de agua y la relación de permeabilidades,  $k_{rw}/k_{ro}$ , medidas en un núcleo que fue repetidamente desplazado con petróleo y con agua. En la corrida 1, el desplazamiento con agua para el núcleo en estado natural, tenía una muy baja  $S_{or}$ . Es conveniente aclarar que hay una producción sustancial de petróleo a muy altas relaciones agua/petróleo. La  $S_{or}$  promedió aproximadamente 12% del volumen poroso para las nueve muestras en estado natural examinadas después de la inyección de aproximadamente 40 volúmenes porosos de agua. Tres de los núcleos obtuvieron muy bajas  $S_{or}$ , del orden de 2%. Durante los ciclos repetitivos de desplazamientos con petróleo y con agua, la relación de permeabilidades relativas agua/petróleo y la  $S_{or}$  aumentaron para una saturación de agua dada (corridos 2 y 3 en la figura 40). La relación de permeabilidades relativas aumentó aún más para los núcleos limpiados, con una  $S_{or}$  promedio de 30% del volumen poroso después de la extracción. Las pruebas de imbibición mostraron que el núcleo limpiado fue más mojado que el núcleo en estado natural porque imbibió agua más rápidamente.

El comportamiento de la relación de permeabilidades relativas a medida que el núcleo se limpió y se hizo mojado por agua (figura 40), contrasta con el comportamiento para los sistemas uniforme y fraccionalmente mojados (figuras 34 y 39). En estos casos, la relación de permeabilidades relativas a una saturación de agua dada, muestra valores menores para el sistema predominantemente mojado por agua (fluido mojannte desplazando al no mojannte).

Por otra parte, en la figura 40, este comportamiento ocurre debido a que el núcleo en estado natural tiene mojabilidad mezclada. Al mismo tiempo que la saturación de petróleo residual,  $S_{or}$ , estaba aumentando durante los sucesivos desplazamientos, la  $S_{wi}$  estaba disminuyendo. Los cambios en las permeabilidades relativas, la  $S_{wi}$  y la  $S_{or}$  durante los sucesivos desplazamientos con petróleo y agua antes de la limpieza son probablemente causados por los efectos de la histéresis o por alteraciones en la mojabilidad.<sup>5</sup>

### Permeabilidades relativas a tres fases

La mojabilidad es un factor regulador en la determinación de las características de la permeabilidad relativa a tres fases; cuando la mojabilidad de la fase mojannte es muy fuerte, la permeabilidad relativa a esta fase es principalmente función de su propia saturación y es muy similar para un sistema tanto de dos como de tres fases.<sup>5</sup> Esto ocurre, como ya se mencionó, debido a que la fase mojannte ocupa los poros pequeños y se presenta como una delgada película sobre las superficies rocosas; las dos fases no mojanntes, una de las cuales siempre es el gas, compiten por los poros más grandes. En un sistema mojado por petróleo, la presencia de gas atrapado afectará la permeabilidad relativa al agua debido a la interferencia de estas dos fases no mojanntes. De manera semejante, en un sistema mojado por agua, el gas atrapado usualmente disminuirá la permeabilidad relativa al petróleo por la interferencia y competencia por los poros más grandes, mientras que la permeabilidad relativa al agua no será relativamente afectada.

No obstante, algunos experimentos<sup>5</sup> han indicado que la permeabilidad relativa a la fase mojannte depende de las saturaciones de las fases no mojanntes. El efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas de las fases no mojanntes es más complicado, pues se superponen los efectos de la saturación y su historia.

### II.5.4. Efectos de la mojabilidad sobre los desplazamientos con agua

El desplazamiento con agua es un método de recuperación secundaria usado habitualmente; en éste el agua se inyecta dentro del yacimiento, desplazando al petróleo enfrente de ella. Suponiendo que el yacimiento está inicialmente a la  $S_{wi}$ , sólo se extrae petróleo hasta el surgimiento, el tiempo en el cual aparece por primera vez el agua en un pozo de explotación. Después del surgimiento de agua, se extrae una mayor cantidad de agua y una menor cantidad de petróleo. El proceso continúa hasta que la relación agua/petróleo (WOR) es tan alta que resulta antieconómico explotar ese yacimiento.

Los desplazamientos con agua tanto en sistemas mojados por agua como en sistemas mojados por petróleo poseen comportamientos muy diferentes; para sistemas uniformemente mojados, un desplazamiento con agua en un yacimiento mojado por agua es más eficiente que uno en un yacimiento mojado por petróleo,<sup>6,8,11,24</sup> porque se tiene que inyectar menos agua para recuperar una cantidad dada de petróleo. En la figura 41 se da un ejemplo del efecto de la mojabilidad sobre el comportamiento de un desplazamiento con agua; el momento del surgimiento es el punto en el cual cada curva deja de ser lineal. Ocurren surgimientos más tempranos y recuperaciones de petróleo me-

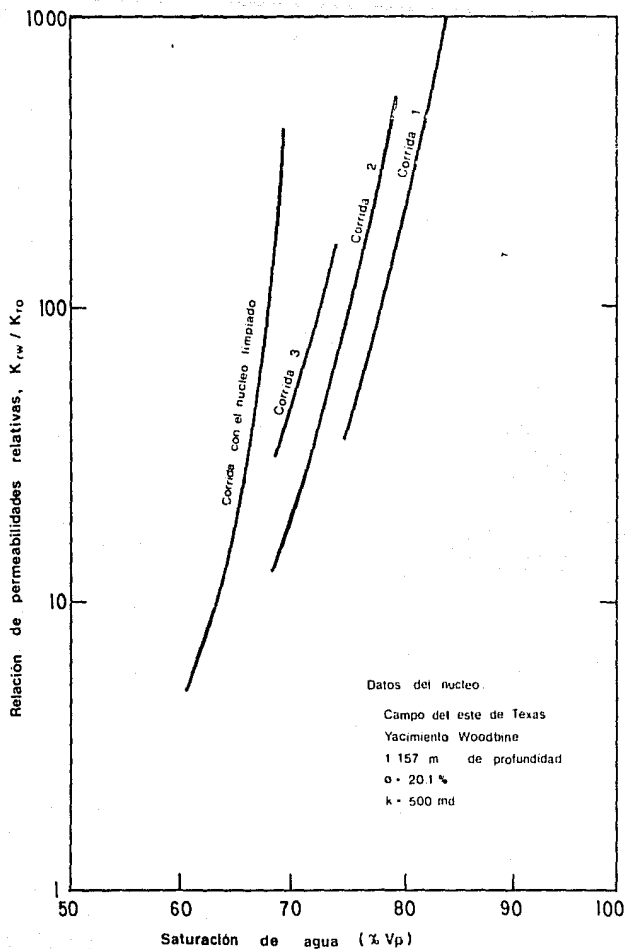


Figura.40.- Relaciones de permeabilidades relativas agua /petróleo,  $K_{rw}/K_{ro}$ , en régimen variable, medidas durante una serie de desplazamientos con agua en un núcleo Woodbine del este de Texas en estado natural, que tenía inicialmente mojabilidad mezclada. Tomado de Richardson et al.

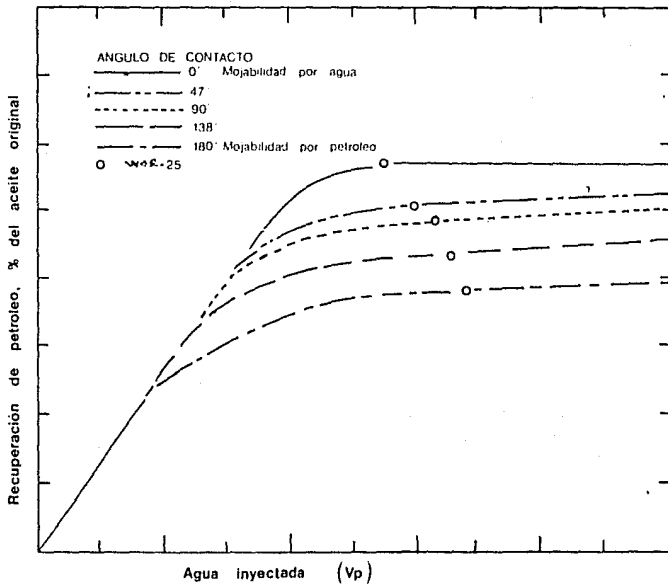


Figura.41.- Efecto de la mojabilidad en los cálculos del comportamiento de desplazamientos con agua; patrón de 5 pozos en 20 acres,  $\mu_o = 1.74$  cp,  $\mu_w = 0.35$  cp. Tomado de Owens y Archer.<sup>14</sup>

nos eficientes a medida que el sistema se vuelve más mojado por petróleo. En este caso, se extraerá 8% menos de petróleo a una relación agua/petróleo de 25 si el ángulo de contacto es de 138° en vez de 47°.

La recuperación en un desplazamiento con agua está regulada por las permeabilidades relativas del petróleo y el agua de un sistema y por la relación de viscosidades agua/petróleo, como se observa en la ecuación de flujo fraccional. Si se desprecian los efectos capilares y se supone un sistema horizontal, la forma simplificada de la ecuación de flujo fraccional es:<sup>8</sup>

$$f_w(S_w) = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{rw}}{\mu_o k_{ro}}} \quad (22)$$

donde

$f_w$ : flujo fraccional de agua

$S_w$ : saturación de agua

$\mu_o, \mu_w$ : viscosidades del petróleo y el agua, cp, respectivamente y

$k_{ro}, k_{rw}$ : permeabilidades relativas al petróleo y al agua, respectivamente.

La ecuación 22 muestra que el flujo fraccional de agua a una saturación dada aumenta a medida que la relación de viscosidades agua/petróleo disminuye; esto también provoca un surgimiento más temprano y una extracción de petróleo menos eficiente. Algunos efectos similares ocurrirán cuando aumente la relación de permeabilidades relativas agua/petróleo. Estas permeabilidades relativas son funciones explícitas de la saturación de agua y también se ven afectadas por la geometría porosa, mojabilidad, distribución de fluidos e historia de la saturación.<sup>8</sup>

**Sistemas mojados por agua.** Durante un desplazamiento con agua en un sistema mojado por agua a relaciones moderadas de viscosidades petróleo/agua, el agua se mueve a través del medio poroso en un frente aproximadamente uniforme.<sup>8</sup> El agua inyectada tenderá a imbibirse dentro de poros de tamaño pequeño o mediano, empujando al petróleo hacia los poros grandes donde es fácilmente desplazado; adelante del frente sólo se mueve petróleo. En la zona frontal, cada fluido se mueve a través de su propia red de poros, pero con algo de fluido mojanete localizado en cada poro.<sup>8</sup> En esta zona, en la que tanto el petróleo como el agua están fluyendo, una porción del petróleo existe en canales continuos con algunas ramificaciones sin salida, en tanto que el petróleo remanente está atrapado en glóbulos discontinuos. Después de que el frente pasa, casi todo el petróleo remanente está inmóvil y debido a esto, hay muy poca o ninguna recuperación de petróleo después del surgimiento. El petróleo residual desconectado existe de dos formas básicas: (1) glóbulos esféricos pequeños en el centro de los poros más grandes y (2) parches mayores de petróleo que se extienden por muchos poros que están completamente circundados de agua.<sup>3,8,24</sup>

Un ejemplo idealizado de un desplazamiento con agua en un núcleo fuertemente mojado por agua se presenta en la figura 42. Una gran cantidad del petróleo in situ se extrae antes del surgimiento y muy poco petróleo adicional después; a partir de esta etapa, la relación agua/petróleo aumenta rápidamente y como se extrae poco petróleo, la recuperación total de éste es esencialmente independiente del volumen de agua inyectado.

**Sistemas mojados por petróleo.** En una roca fuertemente mojada por petróleo, la roca está preferentemente en contacto con el petróleo y la localización de los dos fluidos es la contraria al caso de mojabilidad por agua.

El agua intersticial parece encontrarse a manera de gotas discontinuas en el centro de los espacios porosos en algunos yacimientos fuertemente mojados por petróleo. Cuando el desplazamiento con agua empieza, el agua forma canales continuos o dedos a través de los centros de los poros más grandes, empujando al petróleo enfrente de ella hacia afuera. El petróleo se queda en los poros y cavernas más pequeñas. A medida que la inyección continúa, el agua invade los poros más pequeños para formar canales continuos adicionales y la relación agua/petróleo (WOR) de los fluidos extraídos aumenta gradualmente. Cuando se forman canales de flujo lo suficientemente llenos de agua para permitir un casi irrestricto flujo de ésta, el flujo de petróleo decrece hasta un nivel muy bajo.<sup>8</sup>

La figura 42 también muestra un ejemplo de un desplazamiento con agua en un núcleo fuertemente mojado por petróleo. La recuperación de petróleo antes del surgimiento es relativamente pequeña, siendo extraída la

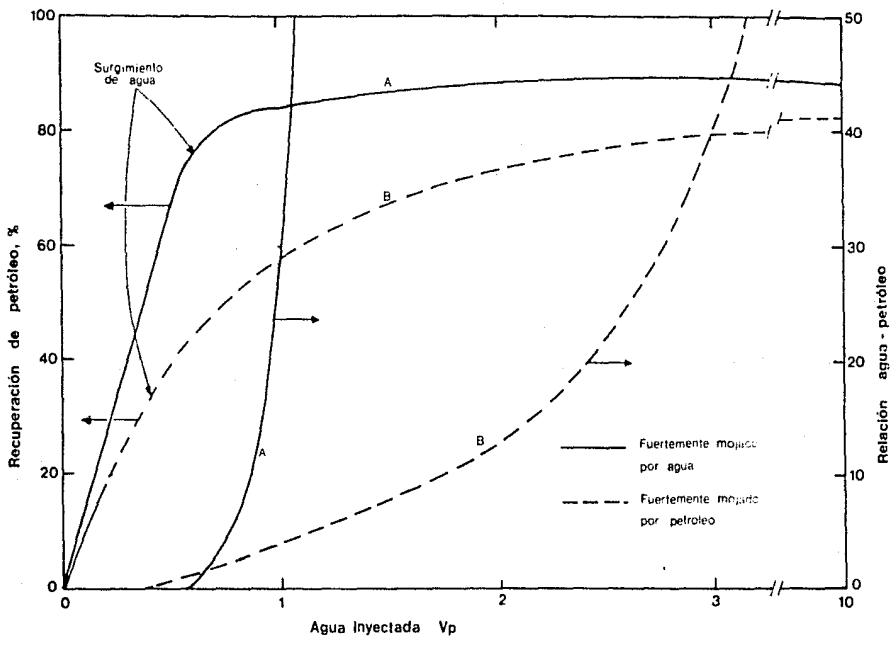


Figura 42.- Comportamiento típico de un desplazamiento con agua en núcleos de arenisca mojados por agua y por petróleo a relaciones moderadas de viscosidades petróleo agua. Tomado de Anderson.<sup>6</sup>



mayor parte de petróleo después del surgimiento con un aumento gradual de la WOR. El petróleo residual después del desplazamiento con agua se encuentra llenando los poros más pequeños, como una película continua sobre las superficies rocosas, y como bolsas de mayor tamaño atrapadas y circundadas por agua.<sup>21</sup> Como la mayor parte de este petróleo todavía es continuo y se puede extraer a un gasto muy bajo,<sup>22</sup> la  $S_{or}$  no está muy bien definida.<sup>6</sup> En contraste con el caso de mojabilidad por agua, la recuperación de petróleo es fuertemente dependiente del volumen de agua inyectado.

**Saturaciones al surgimiento, práctica y residual verdadera.** Existen tres diferentes saturaciones de petróleo de interés en los desplazamientos con agua: saturación al surgimiento, práctica (o económica) y residual verdadera.

La *saturación al surgimiento* es aquella que se tiene cuando el agua llega por primera vez a la salida del sistema. Antes del surgimiento, se obtiene un volumen de petróleo por cada volumen de agua inyectado, suponiendo la recuperación de petróleo más eficiente posible. Entre menor sea la saturación de petróleo en la roca del yacimiento en el momento del surgimiento (y mayor la recuperación de petróleo), más económicamente atractivo será un desplazamiento con agua.

Después del surgimiento la WOR aumenta continuamente, así que se debe inyectar y extraer más agua para recuperar un barril de petróleo adicional. Cuando la WOR es tan alta que el desplazamiento con agua deja de ser económico, el sistema está a la *saturación de petróleo (residual) práctica o económica*. Por consenso se reconoce que la  $S_{or}$  práctica es más baja en sistemas mojados por agua; esto es, se recupera más petróleo en un sistema uniformemente mojado por agua que en un sistema uniformemente mojado por petróleo con la misma geometría porosa.<sup>5,14,24</sup>

Cuando la saturación económica se alcanza en un sistema de mojabilidad intermedia o por petróleo, aún hay conexiones continuas entre la mayoría del petróleo al través del medio poroso y es posible seguir sacando pequeñas cantidades de petróleo a muy altas WOR. Eventualmente, sin embargo, no se obtendrá más petróleo y se alcanzará la *saturación de petróleo residual verdadera o final*; esto se puede llevar la inyección de decenas a miles de volúmenes porosos de agua, dependiendo de la mojabilidad del sistema.

Las saturaciones anteriormente definidas son esencialmente iguales en un sistema fuertemente mojado por agua con una relación de viscosidades moderada. No obstante, las saturaciones pueden diferir en gran medida en sistemas de mojabilidad intermedia o por petróleo o en sistemas mojados por agua con una relación de viscosidades petróleo/agua grande.

Es conveniente aclarar que lo dicho anteriormente es cierto si las saturaciones residuales se obtienen cuando las fuerzas capilares son predominantes. Esta condición se satisface cuando el número capilar (la relación entre las fuerzas viscosas y capilares) y el número de Bond (la relación entre las fuerzas de flotación y capilares) son tan bajos que las fuerzas viscosas y de flotación tienen un efecto despreciable en las saturaciones residuales. Durante un desplazamiento con agua se podrá recuperar petróleo adicional cuando las fuerzas viscosas y de flotación se vuelvan importantes, lo que ocurrirá cuando el gasto sea alto o cuando se use un atenuador para disminuir la tensión interfacial.

### Desplazamientos con agua en sistemas uniformemente mojados

En la figura 43 se muestra un ejemplo típico del cambio en el comportamiento de flujo a medida que el sistema se vuelve menos mojado por agua para relaciones de viscosidades petróleo/agua moderadas. El desplazamiento con agua a las condiciones del yacimiento de fuerte mojabilidad por agua es mucho más eficiente que a las condiciones de laboratorio de débil mojabilidad por agua; la saturación al surgimiento es el punto en que la curva deja de ser lineal. En el desplazamiento con agua de fuerte mojabilidad por agua (curva inferior) el surgimiento sucede relativamente tarde y se obtiene muy poco petróleo después; como se puede ver, la saturación de petróleo disminuye menos rápidamente porque tanto el petróleo como el agua se extraen a la salida por cada volumen adicional de agua inyectada y la WOR aumenta rápidamente. En el desplazamiento con agua del sistema débilmente mojado por agua el surgimiento ocurre más temprano y la WOR aumenta gradualmente. Se deben de inyectar más volúmenes porosos de agua para recuperar la misma cantidad de petróleo que la del sistema anterior. También, la  $S_{or}$  económica será más alta (menos petróleo recuperado).

Varios investigadores<sup>6,9</sup> han observado cambios similares en los desplazamientos con agua y el comportamiento de permeabilidades relativas de núcleos en estado natural entre condiciones de laboratorio y de yacimiento.

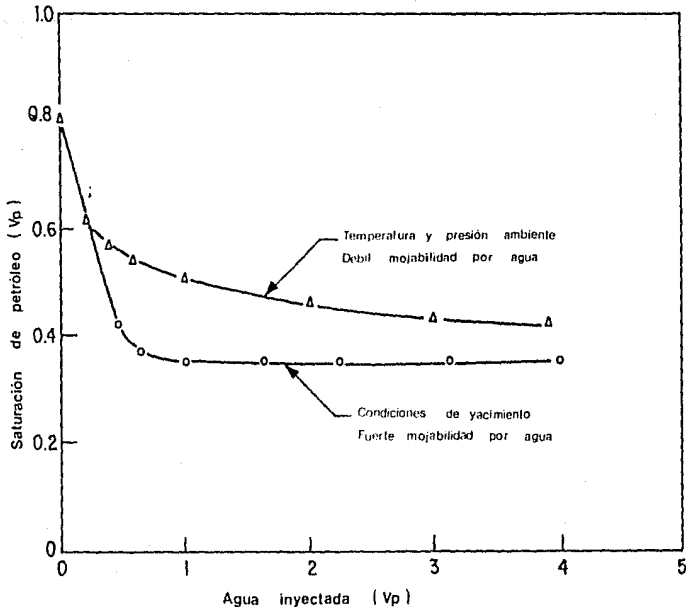


Figura. 43.-Efecto de la mojabilidad en desplazamientos con agua, núcleo en estado natural. La relación de viscosidades petróleo/agua fue de 1.9. Tomado de Anderson.<sup>6</sup>

El cambio en el comportamiento del desplazamiento con agua a medida que la mojabilidad cambia se ve muy claramente en la figura 44; la mojabilidad de los empacamientos de arena durante el desplazamiento con agua varía de mojabilidad por agua para la curva superior (envejecida 5 horas) a mojabilidad por petróleo para la curva inferior (envejecida 1100 horas). Estos desplazamientos con agua muestran que a medida que el sistema se vuelve mojado por petróleo, se recupera menos petróleo después del surgimiento para una cantidad inyectada de agua.

En conclusión, cuando a un núcleo uniformemente mojado por agua se le inyecta agua a una relación de viscosidades petróleo/agua moderada, la mayoría del petróleo se recupera antes del surgimiento y éste ocurre relativamente tarde. A medida que el sistema se vuelve más mojado por petróleo, el surgimiento ocurre más temprano, la WOR producida aumenta más gradualmente y se puede recuperar una cantidad significativa de petróleo después del surgimiento.

#### *Interacción entre la mojabilidad y la relación de viscosidades*

Realmente, en los desplazamientos con agua, la cantidad extraída antes y después del surgimiento está regulada tanto por la mojabilidad como por la relación de viscosidades petróleo/agua,  $\mu_o/\mu_w$  (ecuación 22).

A altas relaciones de viscosidades petróleo/agua, los desplazamientos con agua tanto en núcleos de mojabilidad por petróleo como de mojabilidad por agua muestran una disminución en la recuperación al tiempo del surgimiento y un periodo más largo de flujo bifásico simultáneo; no obstante, aún se cumple la condición de que un desplazamiento con agua en un núcleo mojado por agua es más eficiente que un desplazamiento con agua en un núcleo mojado por petróleo. A una relación de viscosidades petróleo/agua dada, el surgimiento del agua ocurrirá más temprano en el núcleo mojado por petróleo y se tendrá que inyectar más agua para obtener la misma recuperación (figuras 47 y 48). En la figura 47, los resultados para los desplazamientos con agua con el petróleo de 1.8 cp en los núcleos mojados por petróleo y agua son muy similares a aquéllos discutidos previamente. Con el petróleo de 2.5 cp, el surgimiento ocurrió mucho más temprano, aunque la mojabilidad tuvo muy poco efecto sobre la recuperación en el momento del surgimiento. No obstante, el desplazamiento con agua en el núcleo mojado por agua fue más eficiente después del surgimiento.

En la figura 48 se examinan los efectos de la relación de viscosidades tanto para el fluido mojante desplazando al no mojante como el desplazamiento contrario. El par de curvas superiores muestran los efectos de la relación de viscosidades cuando la fase mojante (petróleo) desplaza a la no mojante (solución de sucrosa o agua) del núcleo de teflón sinterizado; a relaciones de viscosidades favorables, las recuperaciones al surgimiento y económica son esencialmente iguales; a medida que la relación de viscosidades se hace desfavorable (análogo a una mayor viscosidad del petróleo en un núcleo de yacimiento mojado por agua), tanto la recuperación al surgimiento como la económica disminuyen; la recuperación al surgimiento es ligeramente menor que la económica. El par de curvas inferiores muestra la relación de viscosidades cuando la fase no mojante desplaza a la mojante; los núcleos se saturaron con agua, se inyectaron con petróleo hasta la  $S_{wi}$ , y después se desplazaron con agua; estos desplazamientos son análogos a un desplazamiento con agua en un núcleo de yacimiento mojado por petróleo; cuando la relación de viscosidades es desfavorable, la mayoría de la fase no mojante se recupera después del surgimiento, en concordancia con los resultados discutidos antes para desplazamientos con agua en núcleos mojados por petróleo; a medida que la relación de viscosidades se hace más favorable, la recuperación al momento del surgimiento se aproxima a la recuperación económica. Una comparación entre los dos grupos de curvas muestra que las recuperaciones al surgimiento y económica son menores cuando se inyecta el fluido no mojante; además, la figura 48 demuestra que habrá muy poca extracción bifásica hasta que se alcance la recuperación económica a una relación de viscosidades muy favorable, sin importar la mojabilidad. En conclusión, se puede decir que el núcleo es mojado por agua si hay poca extracción después del surgimiento. Por otra parte, la recuperación bifásica después del surgimiento puede ser causada por efectos de la viscosidad o de la mojabilidad.

#### *Saturaciones residuales en sistemas uniformemente mojados*

Existe en la literatura un consenso generalizado con los siguientes asertos para sistemas uniformemente mojados, aunque como es obvio existen ciertas excepciones:

1. Las saturaciones de petróleo residuales al surgimiento, práctica (económica) y final son esencialmente iguales y pequeñas para sistemas mojados por agua. Después del surgimiento, casi no hay extracción de petróleo. La recuperación de petróleo es alta en este caso porque la recuperación de petróleo es inversamente proporcional a la  $S_{or}$ .<sup>24</sup>

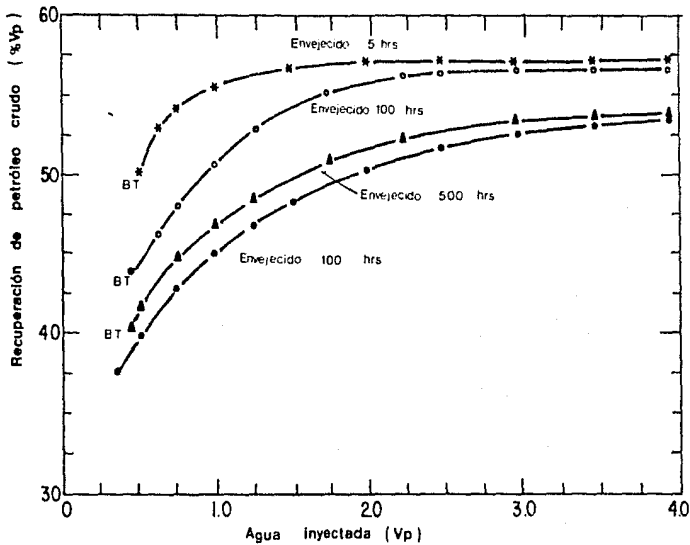


Figura.44.- Efecto del envejecimiento en el comportamiento de los desplazamientos con agua, en empaques no consolidados de arena, agua y petróleo crudo vivo;  $\mu_o = 1.68$  cp. Tomado de Anderson.

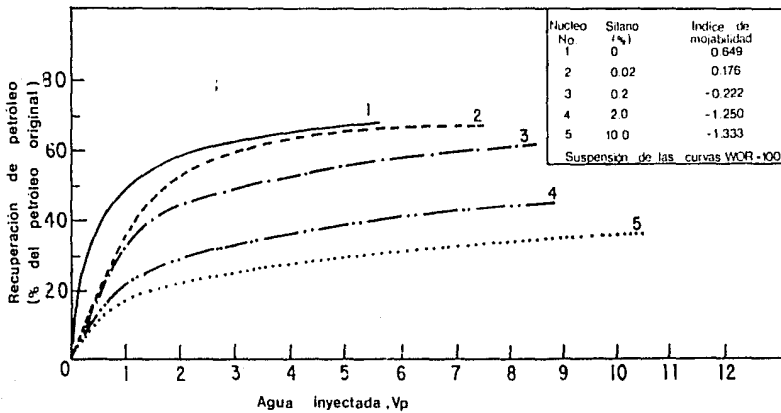


Figura. 45.- Efecto de la mojabilidad sobre la recuperación en desplazamiento con agua usando salmuera, petróleo crudo y tapones de arena torpedo tratados con clorosilano orgánico.  $\mu_0 = 33$  cp.  
Tomado de Donaldson y Thomas.<sup>24</sup>

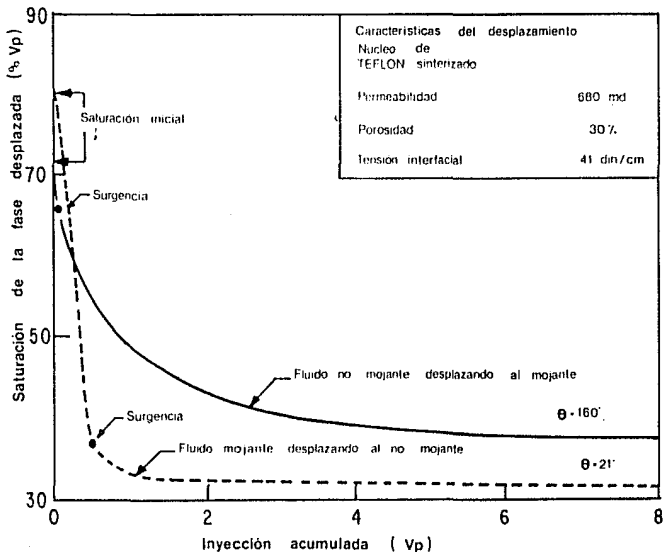


Figura.46- Efecto de la mojabilidad sobre la recuperación para una relación de viscosidades desfavorable de 12 en un núcleo de teflón sintetizado, mojado por petróleo, petróleo mineral refinado y agua o una solución de sucrosa. El ángulo de contacto,  $\theta$ , se midió en la fase desplazante en una placa de teflón plana. Tomado de Anderson<sup>6</sup>.

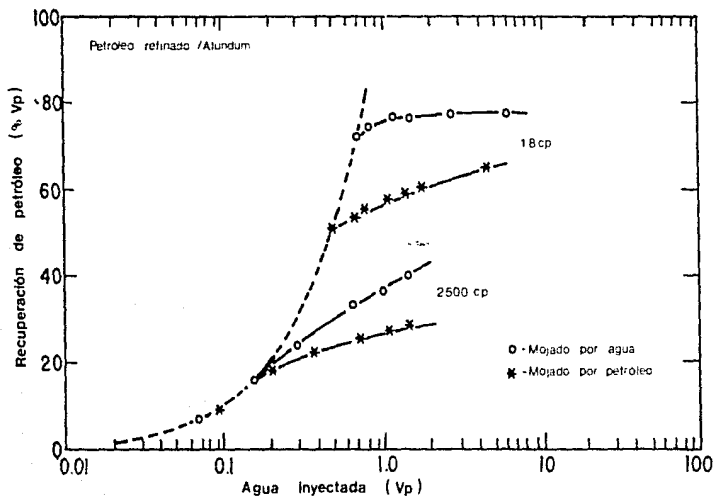


Figura.47- Efecto de la mojabilidad y la viscosidad sobre los desplazamientos con agua en núcleos sintetizados de óxido de aluminio mojados por petróleo y mojados por agua. Tomado de Anderson<sup>5</sup>

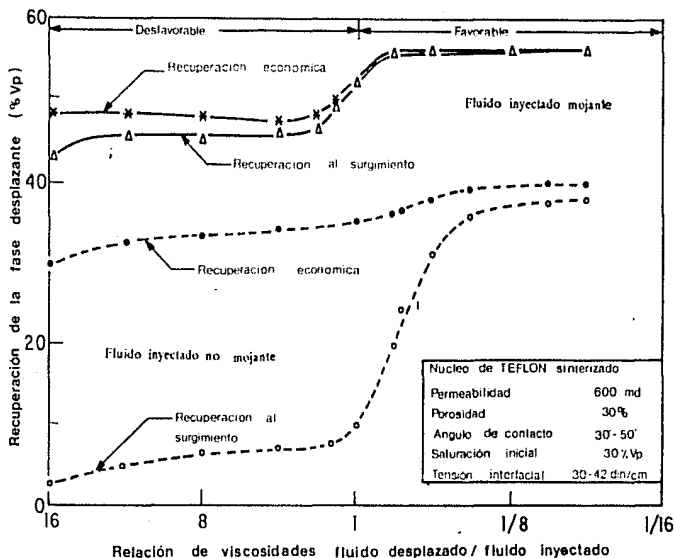


Figura.48.- Efecto de la relación de viscosidades sobre la recuperación; núcleo de teflón sinterizado, petróleo mineral refinado y solución de sucrosa o agua. El par de curvas superiores indican la recuperación cuando el fluido mojado (petróleo refinado) desplaza al no mojado (solución de sucrosa o agua) lo cual es análogo a un desplazamiento con agua en un núcleo mojado por ésta. El par de curvas inferiores indican la recuperación cuando el fluido no mojado desplaza al mojado; análogo a un desplazamiento con agua en un núcleo mojado por petróleo. Tomado de Anderson.<sup>6</sup>



2. A medida que el sistema se vuelve más mojado por petróleo, la  $S_{or}$  al surgimiento y la  $S_{or}$  económica aumentan y la recuperación de petróleo disminuye; la  $S_{or}$  económica es menor que la saturación al surgimiento y la diferencia entre las dos aumenta gradualmente. Se extraen pequeñas cantidades de petróleo durante un tiempo largo después del surgimiento y por esto la  $S_{or}$  económica depende del número de volúmenes porosos de agua inyectados.<sup>6,21</sup>

3. La  $S_{or}$  final depende muy poco de la mojabilidad. Es ligeramente más baja cerca de la mojabilidad neutral (mayor recuperación de petróleo), pero cambia mucho menos con la mojabilidad que las saturaciones de petróleo al surgimiento o económica (figura 21).

4. No existe un consenso definitivo sobre los efectos de la mojabilidad a medida que un núcleo se vuelve muy fuertemente mojado por agua comparado con sistemas moderadamente mojados. Las tres saturaciones residuales de petróleo son esencialmente las mismas, debido a que existe poca extracción después del surgimiento de agua, con todo el petróleo atrapado en forma de glóbulos discontinuos. No obstante, experimentos diferentes hacen suponer que la  $S_{or}$  en sistemas fuertemente mojados por agua disminuye,<sup>6,21</sup> permanece igual,<sup>6,7</sup> o aumenta,<sup>6,7</sup> dependiendo de variables tales como la heterogeneidad, geometría porosa, gasto de inyección y efectos de extremo de entrada y salida.

### Saturaciones al surgimiento

Las figuras 42 a 46 muestran los cambios en la saturación al surgimiento a medida que la mojabilidad varía de mojabilidad por agua a mojabilidad por petróleo. A medida que el núcleo se hace mojado por petróleo, la saturación de petróleo al momento del surgimiento aumenta y la recuperación de petróleo disminuye. En un núcleo mojado por agua, el petróleo está atrapado atrás del frente de inyección en glóbulos discontinuos; después de que pasa el frente, casi todo el petróleo remanente está inmóvil, permitiendo poca o ninguna extracción de petróleo después del surgimiento.<sup>6,21</sup> A medida que el sistema se hace más mojado por petróleo el agua comienza a viajar por los poros más grandes, con imbibición débil en los poros más pequeños; esto causa un surgimiento temprano porque muchos poros son rodeados sin entrar en ellos. No obstante, ya que el petróleo dentro del núcleo permanece conectado, se puede extraer más petróleo después del surgimiento.<sup>6,21</sup>

En la figura 43, el surgimiento en el caso de mayor mojabilidad ocurre cuando la  $S_o$  es aproximadamente 0.4, con muy poco petróleo recuperado después. La curva superior de débil mojabilidad por agua da un surgimiento más temprano cuando la  $S_o$  es aproximadamente 0.6 y un tiempo mucho mayor de flujo bifásico. En la figura 44, la recuperación al surgimiento fue 50% del  $V_p$  cuando el empacamiento de arena era mojado por agua (envejecido 5 horas); la recuperación al surgimiento disminuyó a aproximadamente 37% cuando el empacamiento fue mojado por petróleo (envejecido 1100 horas). El efecto de la mojabilidad sobre la saturación al surgimiento también se muestra en la figura 49.

A medida que aumenta la relación de viscosidades, la recuperación de petróleo al surgimiento disminuye tanto para los sistemas mojados por agua como para los mojados por petróleo (figuras 47 y 48). Para las viscosidades grandes de la figura 47 el surgimiento ocurrió muy temprano para todos los sistemas y los efectos de la mojabilidad sobre el surgimiento no fueron importantes para el petróleo de 2500 cp.

La curva superior en la figura 50 es la recuperación de petróleo para un núcleo en estado natural; el surgimiento ocurre relativamente tarde y hay algo de extracción de petróleo después del surgimiento; la curva inferior, con un surgimiento más temprano y poca recuperación subsecuente, es para el mismo núcleo después de que fue limpiado y convertido a fuerte mojabilidad por agua. No obstante, hay que destacar que no se sabe si el núcleo de estado natural era de mojabilidad mezclada, lo que ocasionaría una mayor recuperación.

La figura 51 muestra la recuperación después de inyectar  $2.4 V_p$  de agua; Amott<sup>7</sup> encontró que las curvas de recuperación al surgimiento tenían una forma similar; la curva inferior de la figura 51, para los tapones de arenisca Ohio, tiene un máximo a medida que el índice de mojabilidad de Amott varía de mojabilidad por agua a mojabilidad por petróleo (cfr. 111.2.1.2.). La recuperación a  $2.4 V_p$  aumenta a medida que la mojabilidad varía de fuerte mojabilidad por agua a mojada por agua; permanece constante a medida que la mojabilidad varía de mojabilidad por agua a neutral y después disminuye a medida que la mojabilidad varía de neutral a por petróleo. Como el método de Amott no es muy sensible cerca de la mojabilidad intermedia, la amplitud del máximo es grande; la diferencia en las dos curvas muestra que la mojabilidad y la geometría porosa interactúan para influir a la recuperación. En el núcleo de Alundum, el cual es relativamente homogéneo, los efectos de la mojabilidad son menos importantes; asimismo, se ha encontrado que la saturación residual alcanzada durante la medición de la

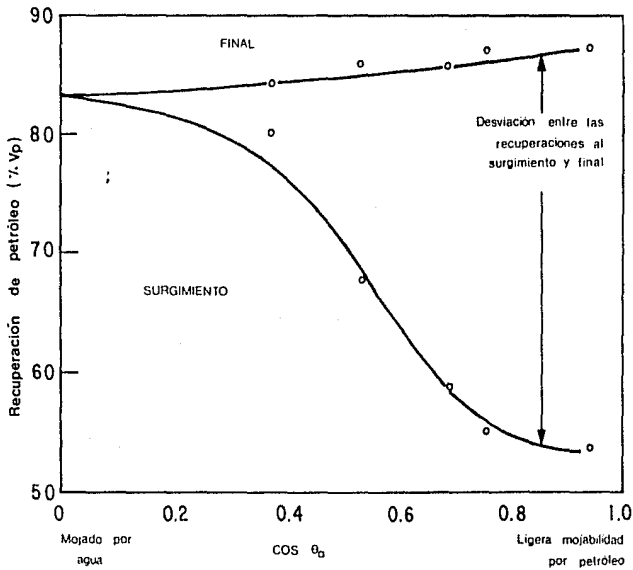


Figura 49.- Efecto de la mojabilidad sobre la recuperación de petróleo, núcleo de vidrio tratado con clorosilano orgánico. Los fluidos que se usaron fueron salmuera ( $\mu_w=0.94$  cp) y una mezcla de n-dodecano y petróleo ( $\mu_o=1.98$  cp). Tomado de Anderson.<sup>6</sup>

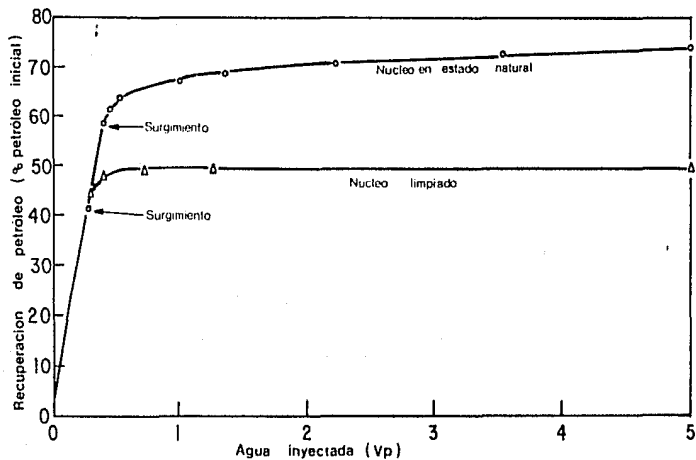


Figura 50- Comparación de un desplazamiento con agua en un núcleo en estado natural vs. desplazamiento con agua en el mismo núcleo después de limpiarlo y convertirlo a fuertemente mojable por agua. Tomado de Anderson.<sup>6</sup>

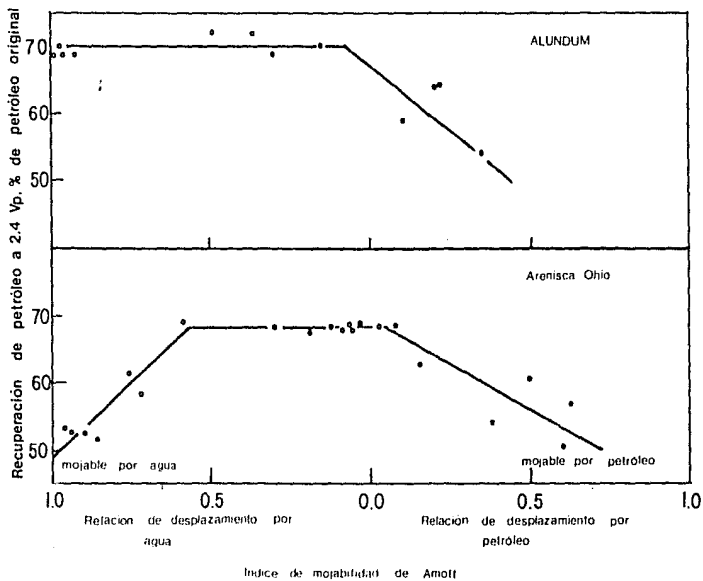


Figura.51-Índice de mojabilidad de Amott vs. la recuperación de petróleo por desplazamiento con agua después de la inyección de 2.4Vp. Se usaron: salmuera y querosena así como núcleos de arenisca Ohio y Alundum tratados con clorosilano orgánico. Tomado de Amott?

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

presión capilar no es influida por la mojabilidad cuando el medio poroso (por ejemplo un empacamiento de cuentas) es suficientemente homogéneo.<sup>6</sup> Las desuniformidades microscópicas y las heterogeneidades pueden disminuir la recuperación de petróleo y aumentar la  $S_{or}$  al provocar que el petróleo sea rodeado y atrapado,<sup>7</sup> particularmente en sistemas fuertemente mojados por agua o por petróleo, en los que las fuerzas capilares que causan el aislamiento del fluido y el entrapamiento son más fuertes.

Las heterogeneidades también son importantes en la determinación de la saturación residual (irreductible) de la fase mojannte en sistemas fuertemente mojados. Cuando se inyecte la fase no mojannte, ésta tenderá a viajar por los poros más grandes, rodeando al fluido mojannte localizado en grupos de poros más pequeños.

### *Saturación de petróleo residual práctica*

Los efectos de la mojabilidad sobre las saturaciones (recuperaciones) de petróleo al surgimiento y práctica se presentan en las figuras 42 a 46. Cuando se alcanza la  $S_{or}$  económica, se extrae poco petróleo adicional por cada  $V_p$  adicional de agua inyectada, causando que la curva de petróleo extraído sea casi horizontal.

En la curva inferior de mayor mojabilidad por agua de la figura 43, las  $S_{or}$  al surgimiento y económica son aproximadamente 41 y 36% del  $V_p$ , respectivamente, una diferencia de sólo 5% del  $V_p$ ; en la curva superior de débil mojabilidad por agua, la saturación al surgimiento es aproximadamente 62% del  $V_p$ , mientras que la  $S_{or}$  económica es aproximadamente 42%, una diferencia de aproximadamente 20% del  $V_p$ ; una comparación entre las dos curvas muestra que mientras el sistema se vuelve menos mojado por agua, la  $S_{or}$  económica aumenta una cantidad relativamente pequeña, de 6% del  $V_p$ , mientras que la saturación al surgimiento aumentó una cantidad mucho mayor, 20% del  $V_p$ . Este cambio menor de la  $S_{or}$  económica comparada con la saturación al surgimiento también se puede ver en la figura 46; asimismo, las figuras 42, 44 y 45 muestran que la recuperación económica disminuye más lentamente que la recuperación al surgimiento a medida que la mojabilidad por petróleo aumenta ( $S_{or}$  económica aumenta más lentamente).

Las recuperaciones al surgimiento y económica son esencialmente idénticas en un núcleo mojado por agua con relaciones de viscosidades moderadas porque se recupera poco petróleo adicional después del surgimiento. A medida que el sistema se vuelve mojado por petróleo, se extrae mucho más petróleo en flujo bifásico después del surgimiento y la recuperación económica se vuelve mayor que la recuperación al surgimiento. Como la recuperación de petróleo y la  $S_{or}$  son inversamente proporcionales, la  $S_{or}$  práctica aumenta a una velocidad menor que la saturación al surgimiento. A medida que la relación de viscosidades ( $\mu_r/\mu_w$ ) aumenta, la recuperación de petróleo económica disminuye tanto para los sistemas mojados por agua como para los mojados por petróleo (figuras 47 y 48).

### *Saturación residual verdadera*

Con base en varios experimentos, parece que la recuperación final de petróleo, que ocurre después de la inyección de muchos  $V_p$  de agua, tiene un máximo bajo condiciones neutrales o de ligera mojabilidad por petróleo.<sup>6</sup> La recuperación final corresponde a la saturación residual verdadera mínima y declina cuando el sistema se vuelve más fuertemente mojado en cualquier dirección; no obstante, el cambio en la recuperación a medida que la mojabilidad se altera es relativamente pequeño y la recuperación final depende mucho menos de la mojabilidad que en las recuperaciones al surgimiento o económica.

La figura 52 presenta la recuperación de petróleo final después de desplazar con agua en función de la mojabilidad. Se usó el método de la relación de la gota sessile, que es un método de medición del ángulo de contacto modificado; en este, se pone una gota de petróleo por la parte de abajo de una superficie pulida de sílice sumergida en salmuera; se mide la relación, la altura dividida entre el diámetro de la gota, después de que el sistema alcanza el equilibrio; la gota es tan pequeña que los efectos gravitacionales son despreciables y entonces la gota se puede considerar como un segmento de una esfera, haciendo posible calcular el ángulo de contacto. Una relación de la gota sessile de 0 corresponde a un núcleo mojado por petróleo ( $\theta=180^\circ$ ), una relación de 0.5 a un núcleo de mojabilidad intermedia ( $\theta=90^\circ$ ) y una relación de 1 a un núcleo mojado por agua ( $\theta=0^\circ$ ). La máxima recuperación (y la saturación residual verdadera mínima) ocurrió a una condición de ligera mojabilidad por petróleo. No obstante, a medida que la mojabilidad varió el cambio en la  $S_{or}$  verdadera fue pequeño, aproximadamente 5%.

El entrapamiento del petróleo y del gas a escala microscópica se ve afectado por las propiedades geométricas y topológicas de los poros, las propiedades del fluido y la mojabilidad.<sup>6</sup> Generalmente se acepta que la máxima recuperación ocurrirá cerca de la mojabilidad neutral porque las tensiones interfaciales que desconectan y

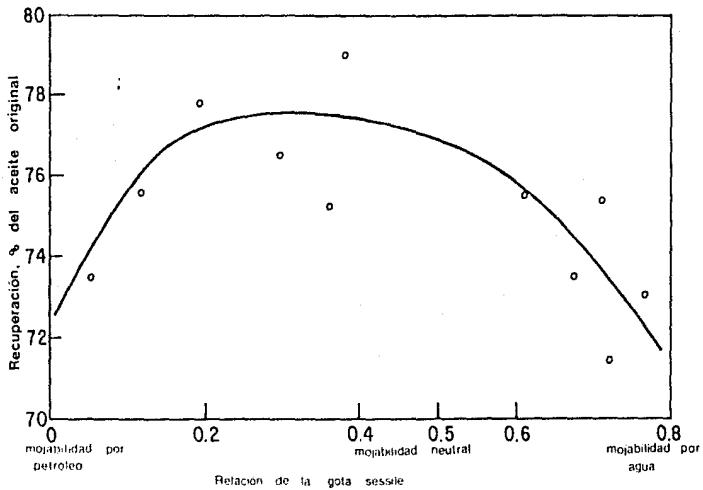


Figura.52.- Efecto de la mojabilidad sobre la recuperación final de petróleo. Se usaron: núcleo sintético de sílice, petróleo crudo del este de Texas y salmuera tratada con un atesú. Tomado de Anderson.<sup>6</sup>

atrapan el petróleo se hacen mínimas.<sup>5</sup> En un sistema fuertemente mojado por agua, ésta tenderá a viajar por los poros más pequeños, rodeando posiblemente algo de petróleo en los poros mayores; además, las grandes fuerzas interfaciales tenderán a desconectar y "romper" algo de petróleo. En un sistema fuertemente mojado por petróleo, existe una tendencia del agua de interdigitarse en los poros más grandes, rodeando también algo de petróleo; en contraste con el caso anterior, habrá menos tendencia del agua a rodear y atrapar al petróleo en un sistema de mojabilidad neutral.

En resumen, las saturaciones al surgimiento, económica y residual verdadera son esencialmente iguales para núcleos mojados por agua a relaciones de viscosidades petróleo/agua de bajas a moderadas, del orden de 1 a 10; en estas condiciones, el petróleo residual se queda como glóbulos discontinuos. Se obtienen las máximas recuperaciones de petróleo al surgimiento y prácticas (económicas) bajo condiciones de mojabilidad por agua, mientras que la máxima recuperación final ocurre cuando el sistema es de mojabilidad neutral a ligera mojabilidad por petróleo; las máximas recuperaciones son menores en un núcleo fuertemente mojado por petróleo debido a que el agua viaja preferentemente a través de los poros más grandes, rodeando la mayor parte de petróleo. Cuando el núcleo se vuelve muy fuertemente mojado por agua, la recuperación de petróleo puede aumentar, disminuir o permanecer igual, dependiendo de la geometría porosa, heterogeneidad y los efectos de extremo de entrada y salida.

#### *Efecto del gas atrapado sobre la recuperación en desplazamientos con agua*

Hay cierta evidencia que hace suponer que el gas provoca que la  $S_{or}$  varíe en medios porosos con diferente mojabilidad; la  $S_{or}$  en sistemas mojados por agua es menor cuando los núcleos contienen gas atrapado durante un desplazamiento con agua comparada con la obtenida en desplazamientos con agua sin gas atrapado.<sup>6</sup> En un núcleo mojado por agua, el petróleo y gas residuales están atrapados en los centros de los poros, mientras que el agua ocupa las superficies rocosas; el gas atrapado ocupa una porción del poro que de otra manera estaría ocupado por petróleo residual, por lo tanto, la  $S_{or}$  decrece al aumentar la saturación de gas. En contraste, el petróleo residual en un sistema mojado por petróleo se localiza sobre las superficies rocosas, mientras el gas y el agua se localizan en los centros de los poros. Como el petróleo y gas residuales no compiten en sistemas mojados por petróleo, la  $S_{or}$  no se ve afectada por el gas atrapado.

#### *Efectos de la limpieza y manejo de núcleos*

En la figura 53 se muestran los resultados de dos desplazamientos con agua. El desplazamiento con agua en el núcleo limpiado mojado por agua es más eficiente; el núcleo intemperizado se comportó como mojado por petróleo con un surgimiento más temprano y menores recuperaciones. Por otra parte, los resultados de esta figura indican los fuertes efectos que pueden ocurrir sobre la  $S_{or}$  al limpiar.

#### *Sistemas con mojabilidad fraccional*

En la tabla V se presenta la  $S_{or}$  económica medida a una WOR de 100. Claramente, la  $S_{or}$  aumenta a medida que la fracción de superficies mojadas por petróleo aumentan, lo cual es similar a los cambios que ocurren cuando un sistema uniformemente mojado se vuelve más mojado por petróleo.

En la figura 54 se muestran los efectos de la mojabilidad fraccional sobre la  $S_w$  residual; como se puede apreciar, la saturación de agua residual disminuye a medida que la fracción de arena mojada por petróleo aumenta.

En conclusión, los empacamientos de arena fraccionalmente mojados, en los que las superficies individuales mojadas por agua y mojadas por petróleo son del tamaño de un solo poro (homogéneas) se comportan similarmente a sistemas uniformemente mojados. La  $S_{or}$  práctica aumenta cuando la fracción de superficie mojada por petróleo aumenta y el comportamiento del desplazamiento con agua cae entre las curvas de empacamientos de arena 100% mojados por agua y 100% mojados por petróleo.

#### *Sistemas con mojabilidad mezclada*

En los núcleos de mojabilidad mezclada de Salathiel, los poros grandes poseen senderos continuos mojados por petróleo mientras los pequeños están mojados por agua;<sup>7</sup> como un sistema de mojabilidad mezclada combina los mejores aspectos de los sistemas mojados por agua y por petróleo, se obtiene una baja  $S_{or}$ . Comparado con un sistema mojado por agua, el entrapamiento se reduce en los poros grandes mojados por petróleo. Comparado con un sistema mojado por petróleo, el entrapamiento se reduce debido a que los poros pequeños en un sistema con mojabilidad mezclada están mojados por agua.

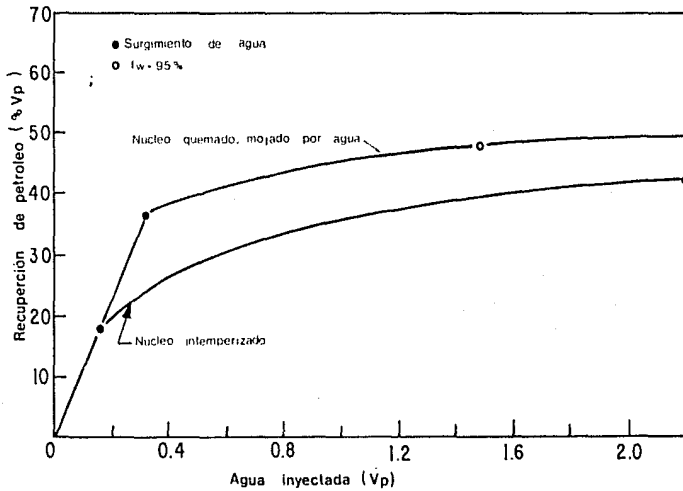


Figura.53- Datos de desplazamientos con agua para un núcleo: a) contaminado y mojado por petróleo; b) limpio y convertido a mojado por agua. Relación de viscosidades petróleo/agua de 4. Tomado de Anderson.<sup>5</sup>



Como en un sistema con mojabilidad mezclada existe una permeabilidad al petróleo pequeña a muy bajas saturaciones de petróleo (cfr. 11.5.3.), mediante la inyección de muchos  $V_p$  de agua se remueve esencialmente todo el petróleo presente originalmente.

En la figura 55 se comparan varios desplazamientos con agua, primero en un núcleo fuertemente mojado por agua, después en el mismo núcleo con mojabilidad mezclada; la parte superior muestra que se extrae muy poco petróleo después del surgimiento cuando el núcleo es fuertemente mojado por agua; la saturación final de petróleo es aproximadamente 35%. En el núcleo de mojabilidad mezclada, se recupera más petróleo después de la inyección de la misma cantidad de agua y se puede recuperar más petróleo inyectando agua hasta que se alcance la saturación económica. Asimismo, la  $S_{or}$  es sorprendentemente baja, aproximándose a 10% o menos; el recuadro en la figura 55 muestra cómo continúa aumentando la recuperación y disminuyendo la saturación de petróleo a medida que se inyectan muchos  $V_p$  de agua. En la figura 56 se muestra la recuperación de un núcleo Woodbine en estado natural que tiene mojabilidad mezclada; nuevamente, se obtiene una creciente recuperación después de la inyección de muchos  $V_p$  de agua de tal forma que la  $S_{or}$  es muy baja, 9% o menor. Al igual que en la figura 55, la  $S_{or}$  verdadera se desconoce porque el núcleo aún estaba produciendo muy pequeñas cantidades de petróleo después de inyectar 5000  $V_p$  de agua.

Salathiel declaró que se obtienen muy bajas  $S_{or}$  como resultado del drenaje de películas de petróleo, estas últimas se han observado sobre superficies de mojabilidad neutral a por petróleo en micromodelos;<sup>24</sup> durante los desplazamientos con agua en estos sistemas, algo del petróleo inmóvil atrás del frente de agua aún está conectado con el petróleo delante del frente por medio de delgadas películas de petróleo sobre las paredes de los poros de superficies probablemente mojadas por petróleo; estas películas permiten que una porción sustancial del petróleo atrapado sea drenado hasta que finalmente se rompen y queda atrapado el petróleo remanente.

Salathiel<sup>13</sup> encontró que la generación de un estado de mojabilidad mezclada era afectado por la cantidad de agua en el núcleo durante el proceso de envejecimiento. La figura 57 muestra la saturación de petróleo durante el desplazamiento con agua vs. la saturación de agua durante el envejecimiento y deposición de la película; cada curva muestra la saturación de petróleo después de la inyección de un cierto  $V_p$  de agua. La curva superior muestra la saturación de petróleo al surgimiento, mientras que la curva inferior muestra la  $S_{or}$  después de 20  $V_p$ ; comparándolas, se esperaría una  $S_{or}$  de aproximadamente 33% para núcleos de arenisca Boise fuertemente mojados por agua (cfr. también a la figura 55); la  $S_{or}$  mínima (aproximadamente 16 a 17%) ocurrió cuando el núcleo contenía aproximadamente 13 a 20% de agua intersticial durante el envejecimiento. Parece ser que a saturaciones de agua de envejecimiento menores, algunos de los poros se vuelven mojados por petróleo y atrapan a éste, lo que aumenta la  $S_{or}$ . Por otra parte, la  $S_{or}$  puede incrementarse a saturaciones de agua intersticial mayores porque porciones de los poros más grandes permanecen mojados por agua, alterando la continuidad de los senderos mojados por petróleo.

Después del desplazamiento con agua inicial, Salathiel encontró que la  $S_{wi}$  era mucho mayor que la saturación de agua intersticial a la cual los núcleos se habían envejecido. Salathiel afirma que la  $S_{wi}$  para sistemas de mojabilidad mezclada frecuentemente es mayor que la obtenida cuando el núcleo es mojado por agua o cuando originalmente se genera la mojabilidad mezclada; para obtener la  $S_{wi}$ , fue necesario limpiar y quemar los núcleos para convertirlos a fuerte mojabilidad por agua, luego repetir el procedimiento para generar la mojabilidad mezclada. Al principio de un desplazamiento con petróleo de un núcleo con mojabilidad mezclada, el petróleo viajará preferentemente a través de los poros grandes mojados por petróleo; durante este tiempo, la mayoría del agua en los poros pequeños mojados por agua es contenida allí por fuerzas capilares; una vez que el petróleo ha desplazado al agua de los poros grandes, el agua en los poros pequeños es atrapada e inmobilizada; la  $S_{wi}$  es menor para un núcleo fuertemente mojado por agua porque el agua en los poros más pequeños permanece conectada a través de delgadas películas sobre las superficies rocosas y aún se puede desplazar.

Como es necesaria la existencia de senderos continuos fuertemente mojados por petróleo, la generación de la mojabilidad mezclada también es afectada por la geometría porosa y la mineralogía.<sup>13</sup> Es conveniente aclarar que aunque Salathiel obtuvo núcleos de mojabilidad mezclada envejeciendo núcleos mojados por agua con salmuera y crudo, los núcleos restaurados de esta manera no tendrán necesariamente una mojabilidad mezclada (cfr. 11.4.1.).

En la figura 58 se presenta la comparación de un núcleo antes y después de envejecerse. Antes de envejecerse, no hubo extracción significativa de petróleo después del surgimiento, con una  $S_{or}$  de 42.5%; la saturación de petróleo al final del desplazamiento con agua del núcleo envejecido fue solamente 25.7%; las mediciones de permeabilidades relativas en régimen permanente, durante las que se inyectó más agua, mostraron que la  $S_{or}$  para el

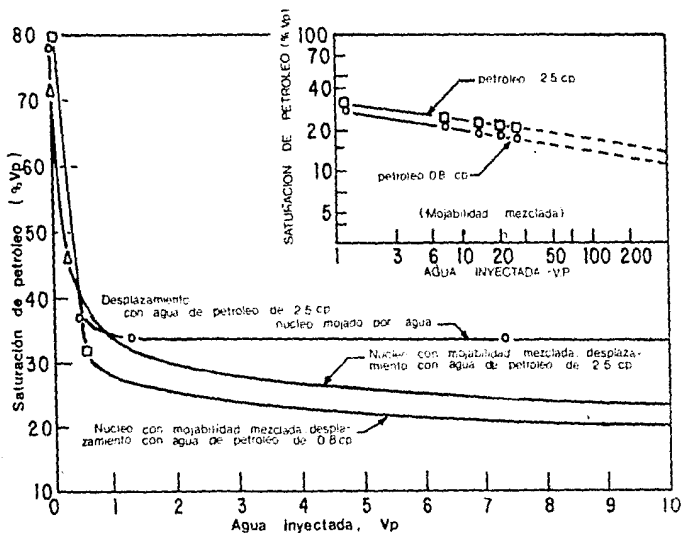


Figura.55.-Comparación de comportamiento del desplazamiento con agua para núcleos con mojabilidad mezclada y mojabilidad por agua (el recuadro muestra todos los datos del desplazamiento para la mojabilidad mezclada). Se usaron núcleos de arenisca de afloramiento Boise, salmuera y aceite mineral refinado de 2.5 cp o una mezcla de heptano/petróleo crudo de 0.8 CP. La mojabilidad mezclada se obtuvo envejeciendo el núcleo con salmuera y la mezcla de heptano/petróleo crudo. Tomado de Salathiel.<sup>13</sup>

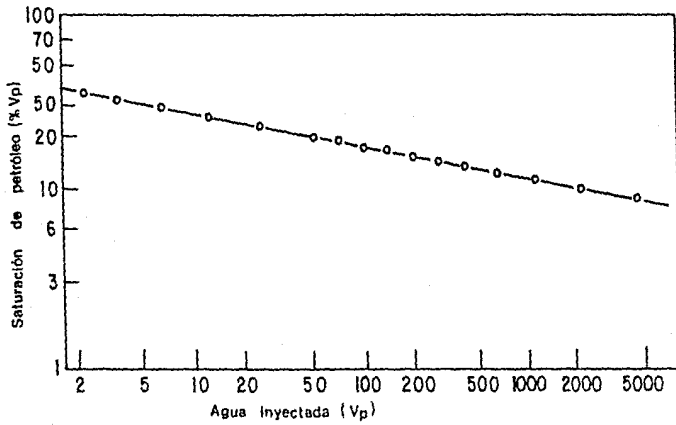


Figura.56- Datos de un desplazamiento con agua en un núcleo de estado natural de un campo al este de Texas, con mojabilidad mezclada. Tomado de Anderson.<sup>6</sup>

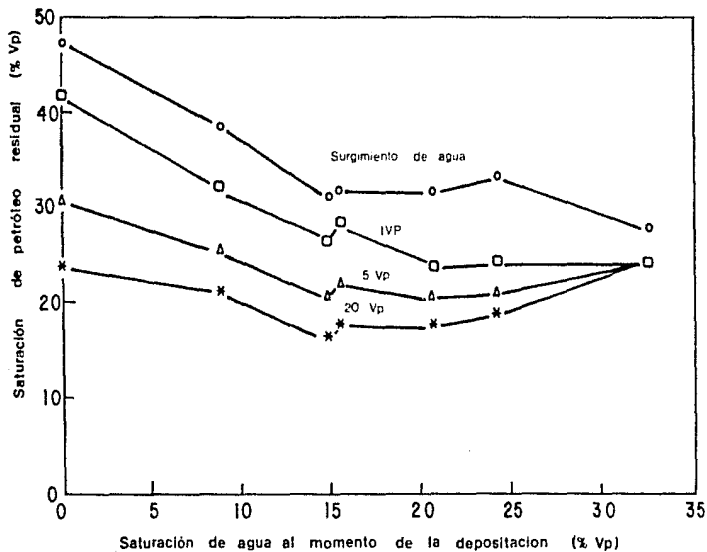


Figura 57.-Efecto de la  $S_w$  sobre la  $S_{or}$  durante la deposición de una película de petróleo mojante después de un desplazamiento con agua; se utilizó arena Boise y mezcla de heptano y petróleo crudo de 0.8 cp. La curva superior muestra la  $S_{or}$  al surgimiento del agua mientras que la inferior muestra la  $S_{or}$  después de inyectar 20Vp de agua. Tomado de Salathiel.<sup>13</sup>

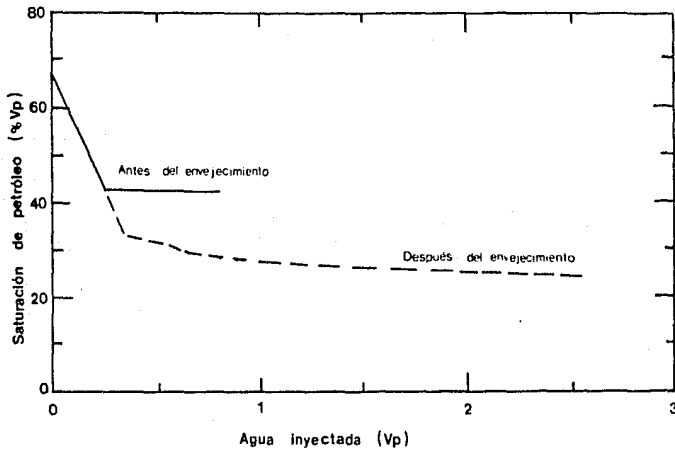


Figura.58.-Comparación de desplazamientos con agua en un núcleo de Berea antes y después de envejecerla 1 año con salmuera y crudo Loudon a 160°F. Tomado de Anderson.<sup>6</sup>

núcleo envejecido de Berea fue menor que 17% del  $V_p$ ; la permeabilidad relativa al agua a la  $S_{or}$  fue 35% de la permeabilidad absoluta al agua, mientras la permeabilidad relativa al agua de un tapón similar sin envejecer fue de sólo 3.4%.

En resumen, los núcleos con mojabilidad mezclada poseen senderos continuos mojados por petróleo a través de los poros más grandes, mientras los poros pequeños están llenos de agua; cuando se desplaza con agua, el drenaje a través de películas da una muy baja  $S_{or}$  después de la inyección de muchos  $V_p$  de agua; cuando se reemplaza con petróleo después del primer desplazamiento con agua, los núcleos con mojabilidad mezclada tienen una alta  $S_{wi}$ . Los núcleos con mojabilidad mezclada se pueden generar en algunos núcleos saturando los núcleos con salmuera y crudo a la  $S_{wi}$  y enseguida envejeciendo. En otros casos, los núcleos así restaurados no serán de mojabilidad mezclada, sino de mojabilidad fraccional o uniforme.

## III MÉTODOS PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD

### III.1. Procedimientos teóricos para determinar la mojabilidad

Con base en la revisión bibliográfica efectuada, se puede indicar que no se ha propuesto un método puramente teórico para determinar la mojabilidad de un sistema sólido/líquidos.

Todos los métodos actualmente en uso tienen una base teórica, pero comprenden una parte experimental.

### III.2. Procedimientos de laboratorio para determinar la mojabilidad

Se han propuesto muchos procedimientos de laboratorio para medir la mojabilidad de un sistema,<sup>2</sup> que comprenden métodos cuantitativos y cualitativos para la mojabilidad promedio, y algunos métodos cualitativos para la mojabilidad fraccional y mezclada.

Aunque no existe ningún método único aceptado, generalmente se usan tres: (1) método del ángulo de contacto;<sup>4</sup> (2) método de Amott<sup>2,7</sup> (imbibición y desplazamiento forzado); (3) método del Departamento de Minas de Estados Unidos (DMEU).<sup>8,11</sup> El primero mide la mojabilidad de una superficie específica, mientras que los otros dos miden la mojabilidad promedio de un núcleo; los criterios de los tres métodos para medir la mojabilidad se muestran en la tabla I en forma comparativa.

Los métodos cualitativos comprenden la imbibición, examinación microscópica, flotación, portaobjetos de vidrio, curvas de permeabilidades relativas, relaciones entre permeabilidades y saturaciones, capilarimétrico y presión capilar de desplazamiento. Para determinar la mojabilidad fraccional, se han propuesto los métodos de resonancia magnética nuclear y la adsorción de tinte; mientras que para determinar la mojabilidad mezclada se ha propuesto una combinación de ciertos métodos (cfr. III.2.2.10.).

Cada una de estas pruebas presenta criterios diferentes para determinar el grado de mojabilidad del petróleo o del agua. Desafortunadamente, esto da pie a ambigüedades cuando se comparan los experimentos realizados en la literatura. Asimismo, muchas de las mediciones de la mojabilidad son imprecisas, particularmente cerca de la mojabilidad neutral; un método puede mostrar que un núcleo es ligeramente mojado por petróleo, mientras que otro muestra que el núcleo es ligeramente mojado por agua.

A continuación se describen los diferentes métodos para medir la mojabilidad. Primeramente, se presentan los métodos cuantitativos y después, se describen los métodos más cualitativos seguidos por los métodos para medir la mojabilidad de núcleos con mojabilidad fraccional y mezclada.

#### *III.2.1. Métodos para determinar la mojabilidad en forma cuantitativa*

##### III.2.1.1. Método del ángulo de contacto

El ángulo de contacto es el mejor método para medir la mojabilidad cuando se utilizan líquidos puros y núcleos artificiales porque no hay posibilidad de que los agentes tensoactivos de superficie (ateasus) u otros compuestos la alteren; también, es utilizado para determinar si un petróleo crudo puede alterar la mojabilidad y examinar la

repercusión de la temperatura, la presión y la composición química de la salmuera sobre la mojabilidad. Sin embargo, se han presentado algunas dificultades al aplicar las mediciones del ángulo de contacto a núcleos de yacimientos; aun cuando existen muchos métodos de medición del ángulo de contacto, como el método de la placa inclinada; el método de la gota sessile o burbujas; el método del vástago vertical; el método tensiométrico; el método del cilindro y el método de elevación capilar,<sup>2</sup> la mayoría de éstos no se utilizan en la industria petrolera porque son más adecuados para fluidos puros sin adsorción o desorción de agentes tensoactivos de superficie; en contraste, los agentes del petróleo crudo provocan que pase un tiempo significativo para que el ángulo de contacto alcance el equilibrio.

Los métodos que generalmente se utilizan en la industria petrolera son el método de la gota sessile y su forma modificada; en ambos métodos, el cristal mineral se monta en una celda de prueba compuesta enteramente de materiales inertes para evitar la contaminación. El método de la gota sessile usa un solo cristal mineral plano pulido (figura 4). El método de la gota sessile modificado usa dos cristales minerales planos pulidos, que se montan paralelos uno con respecto del otro en posiciones ajustables (figura 5a). Como normalmente las areniscas se componen principalmente de cuarzo y las calizas de calcita, los cristales de estos minerales se usan para representar las superficies de los granos de la roca del yacimiento. Obviamente, la mojabilidad de las arcillas no se puede examinar por este método, ya que generalmente en mayor o menor grado, las arcillas son hidratables,<sup>12</sup> es decir, el agua se *absorbe* en vez de *adsorberse* (cfr. II.1.4. y II.1.6). O en otras palabras,<sup>12</sup> el agua se *absorbe* y es retenida más fuertemente de esta forma que lo que sería retenida por capilaridad.

En el primer paso del método de la gota sessile, se pone en contacto una gota de petróleo crudo —en el extremo de un fino tubo capilar— con la superficie mineral plana del cristal (figura 4) y se da tiempo a que envejezca la gota depositada sobre la superficie. Los ángulos de contacto por avance y retroceso de agua se miden usando el tubo capilar al hacer que éste expanda y contraiga el volumen de la gota de petróleo crudo.

El primer paso del procedimiento, para el método de la gota sessile modificado, es limpiar el aparato perfectamente porque la más mínima cantidad de contaminantes pueden alterar el ángulo de contacto. Después, la celda que contiene los cristales minerales se llena con salmuera —salmuera sintética desoxigenada de la formación— para evitar la entrada de iones de metal extraños, los que en concentraciones de sólo unas cuantas partes por millón pueden alterar la mojabilidad;<sup>13</sup> entonces, se pone una gota de petróleo entre los dos cristales para establecer así una gran área de contacto entre ellos. Una vez que se ha dejado que la interfaz petróleo/cristal envejezca unos días, los cristales se deslizan paralelos uno respecto del otro (figura 5b), lo que altera la gota de petróleo y permite a la salmuera moverse sobre una porción de la superficie previamente cubierta con petróleo. Posteriormente, se mide el ángulo de contacto por avance de agua, pudiéndose observar cierto ángulo en desequilibrio después de que la gota se movió; éste disminuye en un lapso de un día o dos, hasta que se obtiene un valor constante para ese período de tiempo. Entonces, la interfaz petróleo/mineral se deja envejecer más, el agua avanza nuevamente y se obtiene un nuevo valor.

Cuando el petróleo crudo contiene sustancias naturales activas de superficie, el ángulo de contacto por avance de agua aumenta a medida que la interfaz petróleo/cristal envejece, aproximándose a un valor límite a medida que se alcanza el equilibrio; para obtener este valor límite se puede llegar a requerir cientos o hasta miles de horas de envejecimiento de la interfaz. En la figura 6<sup>15</sup> se muestran ejemplos del cambio en el ángulo de contacto por avance de agua a medida que la interfaz petróleo/sólido envejece; esto demuestra que mediciones que no dan tiempo a que se alcance el equilibrio, pueden llevar a conclusiones erróneas mostrando que el sistema es mojado por agua aun cuando realmente es mojado por petróleo en el estado de equilibrio y viceversa; como no contenía ateaus, el ángulo de contacto para el decano puro (curva A) no cambió de cero a medida que la interfaz envejecía. Una dificultad al medir los ángulos de contacto es la histéresis, porque en general una gota de líquido sobre una superficie puede tener muchos diferentes ángulos de contacto estables; los ángulos de contacto que más se usan en la literatura son el de avance por agua o el de retroceso, debido a que éstos son los que más fácilmente se reproducen. La diferencia,  $\theta_{av} - \theta_{rec}$ , es la histéresis del ángulo de contacto y puede ser mayor de 60° [1 rad].

Parece haber tres causas para la histéresis del ángulo de contacto:<sup>2</sup> (1) la rugosidad de la superficie, (2) la heterogeneidad de la superficie, y (3) la inmovilidad de la superficie a escala macromolecular. Para examinar la primera causa, considérese una placa horizontal pero rugosa; como ésta tiene picos y valles, una gota de líquido generalmente está unida a una superficie que no es horizontal; el ángulo de contacto observado macroscópicamente no es el mismo que el real en escala microscópica. La rugosidad dará lugar a la existencia de muchos estados metastables de la gota con diferentes ángulos de contacto; generalmente disminuirá el ángulo de contacto aparente para la roca mojada por agua y lo aumentará para la roca mojada por petróleo<sup>16</sup> (figura 20).



La histéresis debida a la heterogeneidad de la superficie puede ser ocasionada por la heterogeneidad en la composición de la superficie de la roca o por la diferencia de adsorciones de los compuestos alteradores de la mojabilidad; esto generalmente se evita midiendo el ángulo de contacto sobre un solo cristal y limpiando rigurosamente todo el aparato antes de la medición. Asimismo, la inmovilidad de la superficie puede causar histéresis al evitar el movimiento necesario de fluido para que el ángulo alcance el equilibrio; incluso, la lenta adsorción de un ateamo desde la interfaz sólido/líquido hacia adentro del cuerpo del líquido puede causar histéresis. También, algunos petróleos crudos pueden formar una película sólida en la interfaz petróleo/agua; probablemente, estas películas se forman cuando el crudo se expone al oxígeno; pero también, se han encontrado en algunos crudos anaeróbicos.<sup>2</sup>

Aunque meticulosamente es posible obtener mediciones exactas y reproducibles del ángulo de contacto, surge la pregunta de qué tan representativos son estos resultados de la mojabilidad del núcleo del yacimiento; tal ángulo no puede tomar en cuenta la rugosidad, la heterogeneidad y la compleja geometría de la roca. Analizando la rugosidad, se ha señalado que ésta y la geometría de los poros influyen a la línea de contacto petróleo/agua/sólido pudiendo cambiar el ángulo de contacto aparente. Sobre una superficie suave, el ángulo de contacto está fijo, pero sobre los bordes agudos encontrados en la roca, esta condición no se cumple, y hay un amplio rango de ángulos posibles. Morrow<sup>53</sup> asume que la mayoría de las líneas de contacto petróleo/agua/roca se localizan en los bordes agudos porque en éstos el ángulo de contacto puede cambiar sin mover la posición de la línea de contacto.

Una segunda dificultad al medir el ángulo de contacto es que no toma en cuenta la heterogeneidad de la superficie rocosa. Los ángulos de contacto se miden sobre un solo cristal mineral, mientras que un núcleo contiene muchos constituyentes diferentes. Los ateamos en el crudo pueden afectar la mojabilidad de las areniscas y las arcillas en forma diferente, causando la mojabilidad heterogénea localizada (cfr. II.2.1. y II.3.5.).

Una tercera limitación es que no se puede saber si hay recubrimientos orgánicos permanentemente unidos sobre las rocas; estas películas se pueden detectar únicamente haciendo otras mediciones de mojabilidad; esto es muy importante cuando se trabaja con núcleos en estado restaurado. Antes de que la mojabilidad original se pueda restablecer, todos los materiales adsorbidos se deben remover, lo que dejará al núcleo en un estado fuertemente mojado por agua; la única manera de determinar si un proceso de limpieza ha sido exitoso es midiendo la mojabilidad del núcleo limpiado; si no es fuertemente mojado por agua, es necesaria una limpieza adicional.<sup>1</sup>

### III.2.1.2. Método de Amott

Este método<sup>116</sup> combina la imbibición y el desplazamiento forzado para medir la mojabilidad promedio de un núcleo. Tanto el núcleo como los fluidos del yacimiento se pueden usar. El método se basa en el hecho de que generalmente el fluido mojante se imbibirá espontáneamente dentro del núcleo, desplazando al no mojante. Se usa la relación de la imbibición espontánea a la imbibición forzada para reducir la influencia de otros factores, tales como la permeabilidad relativa, la viscosidad, y la saturación inicial de la roca.

El núcleo se prepara centrifugándolo con salmuera hasta que se alcanza la saturación residual de petróleo ( $S_{or}$ ). Entonces se siguen cuatro pasos: (1) el núcleo se sumerge en petróleo y se mide el volumen de agua desplazado por imbibición espontánea (libre) del petróleo después de 20 horas; (2) el núcleo se centrifuga con petróleo hasta que se alcanza la saturación de agua irreductible y se mide la cantidad total de agua desplazada, incluyendo al volumen desplazado por imbibición espontánea; (3) el núcleo se sumerge en salmuera y se mide el volumen de petróleo desplazado espontáneamente por imbibición del agua después de 20 horas; y (4) el núcleo se centrifuga en petróleo hasta que se alcanza la  $S_{or}$  y se mide la cantidad total de petróleo desplazado. Cabe aclarar que el núcleo se puede dejar a la  $S_{wi}$  o a la  $S_{or}$  mediante un desplazamiento con agua o con petróleo, respectivamente, en vez de centrifugarse; esto se hace necesario especialmente cuando el material es deleznable (no consolidado), pues no se puede centrifugar.

Los resultados de los pasos anteriores se obtienen mediante las expresiones siguientes: (1) "la relación de desplazamiento por petróleo," que es la razón del volumen de agua desplazado por imbibición espontánea del petróleo únicamente,  $V_{wsp}$ , al total desplazado por imbibición espontánea del petróleo y desplazamiento centrífugo (forzado),  $V_{wt}$ :

$$\delta_0 = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (23)$$

y (2) "la relación de desplazamiento por agua," que es la razón del volumen de petróleo desplazado por imbibición espontánea del agua,  $V_{esp}$ , al total del volumen de petróleo desplazado por imbibición espontánea del agua y desplazamiento centrífugo forzado,  $V_{ot}$ :

$$\delta_w = \frac{V_{esp}}{V_{ot}} \quad (24)$$

Los núcleos preferentemente mojados por agua tienen una relación de desplazamiento por agua positiva y un valor de cero para la relación de desplazamiento por petróleo (tabla 1). La relación de desplazamiento por agua se aproxima a 1 a medida que la mojabilidad al agua se incrementa. Similarmente, los núcleos mojados por petróleo tienen una relación de desplazamiento por petróleo positiva y una relación de desplazamiento por agua de cero. Las dos relaciones son cero para núcleos con mojabilidad neutral.

Amott escogió un tiempo arbitrario de 20 horas para los pasos de imbibición espontánea de petróleo y agua en su método. Anderson<sup>7</sup> recomienda en cambio, que se permita que los núcleos se imbiban hasta que cualquier imbibición se complete o hasta que se alcance un tiempo límite, pues lo anterior puede durar de varias horas a más de 2 meses. Si la imbibición se detiene después de un tiempo corto, entonces el volumen medido de imbibición espontánea será menor que el valor de equilibrio y esto será más pronunciado para muestras de baja permeabilidad, causando una subestimación de  $k_o$  o  $k_w$ ; las relaciones de desplazamiento medidas subestimarán la mojabilidad por agua o por petróleo de la roca. Es necesario fijar un límite de tiempo para terminar la medición en un tiempo razonable, porque si el núcleo aun se está imbibiendo cuando se fije el límite de tiempo, entonces el volumen medido de imbibición espontánea subestimarán la mojabilidad del yacimiento, y las relaciones de Amott deben interpretarse con precaución.

Boneau y Clampitt<sup>16</sup> usaron una modificación de la prueba de Amott llamado "el índice de desplazamiento relativo Amott-Harvey." Este tiene un paso adicional en la preparación del núcleo antes de correr la prueba: el núcleo se centrifuga primero con salmuera y después con el crudo para dejar el tapón a la  $S_{wi}$ ; entonces, se calculan las dos relaciones de Amott. El índice de desplazamiento relativo Amott-Harvey es la relación de desplazamiento por agua menos la relación de desplazamiento por petróleo:

$$I = \delta_w - \delta_o = \frac{V_{esp}}{V_{ot}} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (25)$$

Esto combina las dos relaciones en un índice de mojabilidad único que varía de +1 para mojabilidad total del agua a -1 para mojabilidad total por petróleo. El sistema es mojado por agua cuando  $0.3 \leq I \leq 1$ , de mojabilidad intermedia cuando  $-0.3 < I < 0.3$ , y mojado por petróleo cuando  $-1 \leq I \leq -0.3$ .

La principal dificultad de la prueba de Amott es su insensibilidad cerca de la mojabilidad neutral. La prueba mide la facilidad con la cual el fluido mojante puede espontáneamente desplazar al no mojante, pero ningún fluido se imbibirá espontáneamente y desplazará al otro cuando el ángulo de contacto varíe de aproximadamente  $60^\circ$  a  $120^\circ$ . Además, el ángulo límite por arriba del cual la imbibición espontánea no ocurrirá, depende de la saturación inicial del núcleo; por ejemplo, en los experimentos de la figura 16 (ctr. II.5.2), el n-dodecano ( $\theta=42^\circ$  [0.7 rad]) siempre se imbibía espontáneamente dentro del núcleo, mientras que la  $\alpha$ -bromonafalina ( $\theta=73^\circ$  [1.3 rad]) nunca lo hacía; el éter dioctil ( $\theta=49^\circ$  [0.9 rad]) no se imbibía dentro del núcleo seco, pero sí dentro de uno con una saturación inicial de éter dioctil del 30%. El método de Amott hubiera clasificado al tetfón con n-dodecano como ligeramente mojado por agua, mientras al de  $\alpha$ -bromonafalina como de mojabilidad neutral; el núcleo con éter dioctil ( $\theta=49^\circ$  [0.9 rad]) hubiese sido clasificado como mojado por agua si ya contenía algo de fluido o como de mojabilidad neutral si estaba inicialmente seco.

### III.2.1.3. Método del Departamento de Minas de los Estados Unidos de América (DMEU)

Ya desde 1951, se había sugerido que la curva completa de la presión capilar debería de usarse para medir la mojabilidad del núcleo. Primeramente, se examinó el uso de las áreas bajo las curvas de presión capilar para este propósito; las curvas de presión capilar usadas fueron las curvas completas de drenaje e imbibición tanto para las presiones capilares positivas como para las negativas medidas por el método de la placa porosa. Las dos áreas que se examinaron fueron el área total encerrada por las curvas de presión capilar de drenaje e imbibición y el área bajo la curva de desplazamiento por petróleo; desafortunadamente, se encontró que ninguna de estas áreas

correlacionaba bien con la mojabilidad del núcleo. No obstante, más tarde Donaldson et al.<sup>911</sup> demostraron que las áreas que deberían de medirse eran las áreas bajo ambas curvas, la de desplazamiento por petróleo y la de desplazamiento por salmuera. Esta es la base del método cuantitativo del Departamento de Minas de los Estados Unidos de América (DMEU) que se trata a continuación.

Esta es, junto con el ángulo de contacto y el método de Amott, el tercer método cuantitativo para determinar la mojabilidad y al igual que aquel último, sirve para medir la mojabilidad promedio de un núcleo; es relativamente rápido, requiriendo de unos días para probar de cuatro a ocho tapones; una gran ventaja que tiene sobre el método de Amott es su sensibilidad cerca de la mojabilidad neutral; una desventaja menor es que sólo se puede realizar en tapones porque estos se hacen girar en una centrifugadora. La prueba del DMEU compara el trabajo necesario de un fluido para desplazar a otro; debido al cambio favorable en la energía libre, el trabajo requerido por el fluido mojanete para desplazar al no mojanete del núcleo es menor que el trabajo requerido para el desplazamiento opuesto. Se ha demostrado<sup>22,53</sup> que el trabajo requerido es proporcional al área bajo la curva de presión capilar; esto es, cuando el núcleo es mojado por agua, el área bajo la curva de la presión capilar de la salmuera como fluido desplazante es menor que el área bajo la curva para el desplazamiento contrario; de hecho, si la mojabilidad por agua es lo suficientemente fuerte, la mayoría del agua se imbibirá espontáneamente y el área bajo la curva de la salmuera como fluido desplazante, será muy pequeña.

Los tapones se preparan por centrifugación con petróleo a alta velocidad para llevarlos a la  $S_w$ , antes de que se corra la prueba (asteriscos (\*) de las figuras 59 a 61); las figuras representan los resultados de unas pruebas en núcleos con tres tratamientos diferentes de superficie. En la medición se usa una versión modificada del procedimiento para calcular las presiones capilares por centrifugación. (El método del DMEU usa las saturaciones promedio del núcleo. Por el contrario, la curva de presión capilar por centrifugación se basa en la saturación en la cara del núcleo, la cual se calcula de la saturación promedio.) En el primer paso se ponen los núcleos junto con la salmuera y se centrifugan a velocidades cada vez mayores hasta una presión capilar de  $-10 \text{ lb/pg}^2$  [ $-70 \text{ kPa}$ ]; a este paso se le denomina de desplazamiento con salmuera debido a que la salmuera desplaza al petróleo del núcleo; en cada incremento de la presión se calcula la saturación promedio a partir del volumen de petróleo expelido. La curva I (figuras 59 a 61) es un gráfico de la presión capilar vs. la saturación promedio por desplazamiento con salmuera.

En el segundo paso, el núcleo se pone en petróleo, se centrifuga y el petróleo desplaza la salmuera del núcleo. Como en el primer paso, se miden las presiones capilares y las saturaciones promedio hasta que se alcanza una presión capilar de  $10 \text{ lb/pg}^2$  [ $70 \text{ Kpa}$ ]; en cada caso, las curvas se extrapolan linealmente o se truncan si la última presión no es exactamente  $10 \text{ lb/pg}^2$  [ $70 \text{ Kpa}$ ]. Los resultados de desplazamientos con petróleo se graficaron en la curva II de las figuras 59 a 61.

El método del DMEU usa la razón de las áreas bajo las dos curvas de presión capilar para calcular el índice de mojabilidad de acuerdo a la siguiente expresión:

$$W = \log(A_1/A_2) \quad (26)$$

donde  $A_1$  y  $A_2$  son las áreas bajo las curvas de desplazamiento por petróleo y por salmuera, respectivamente. Cuando  $W$  es mayor que cero (tabla I), el núcleo es mojado por agua y cuando  $W$  es menor que cero es mojado por petróleo; cuando  $W$  es cercano a cero significa que el núcleo es de mojabilidad neutral. Entre más grande sea el valor absoluto de  $W$ , mayor es la preferencia de mojabilidad.

En las figuras 59 a 61 se muestran ejemplos de núcleos mojados por agua, por petróleo y de mojabilidad neutral para un núcleo de arenisca del afloramiento Torpedo mojado inicialmente por agua. La figura 59 muestra el índice del DMEU del núcleo mojado por agua sin tratar, el área bajo la curva de desplazamiento con petróleo es mucho mayor que el área bajo la curva de desplazamiento con agua, dando un índice de 0.79. En la figura 60, se trató al núcleo con un compuesto de silano orgánico que lo convirtió a mojabilidad por petróleo; el área bajo la curva de desplazamiento con petróleo ahora es mucho menor que el área bajo la curva de desplazamiento con agua porque el petróleo es el fluido mojanete dando un índice de mojabilidad de -0.51. En la figura 61, el núcleo se envejeció con crudo, y la salmuera se trató con tripolifosfato de sodio; el núcleo ahora es de mojabilidad neutral, y ambas áreas son iguales, haciendo al índice de mojabilidad del método del DMEU igual a cero.

Una gran ventaja de la prueba del DMEU sobre la de Amott es su sensibilidad cerca de la mojabilidad neutral. Por otra parte la prueba del DMEU no puede determinar si un sistema tiene mojabilidad fraccional o mezclada, mientras que la de Amott algunas veces sí es sensible. En algunos sistemas de mojabilidad fraccional o

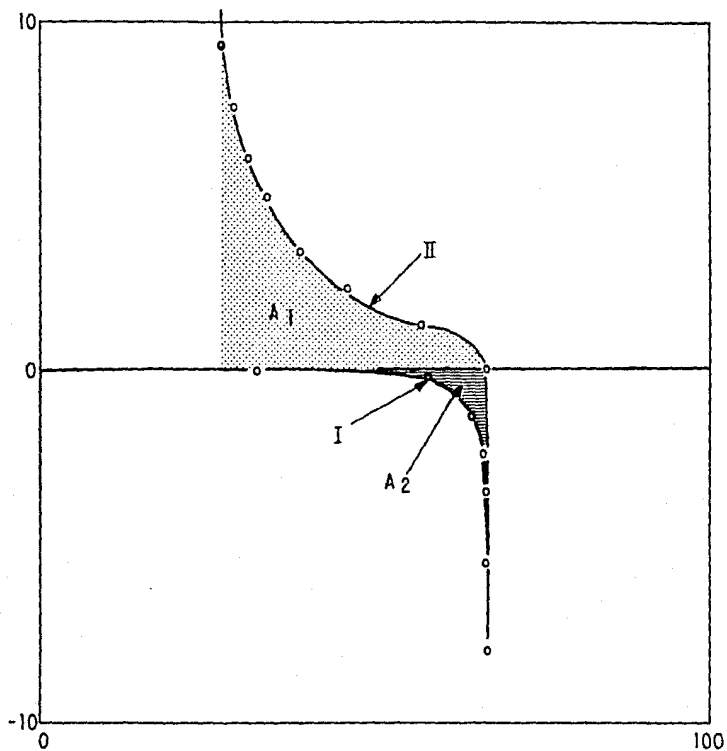


Figura 59.- Efecto de la mojabilidad sobre la razón de áreas de las curvas de presión capilar. Roca mojada por agua. Tomado de Donaldson et al.<sup>9,11</sup>

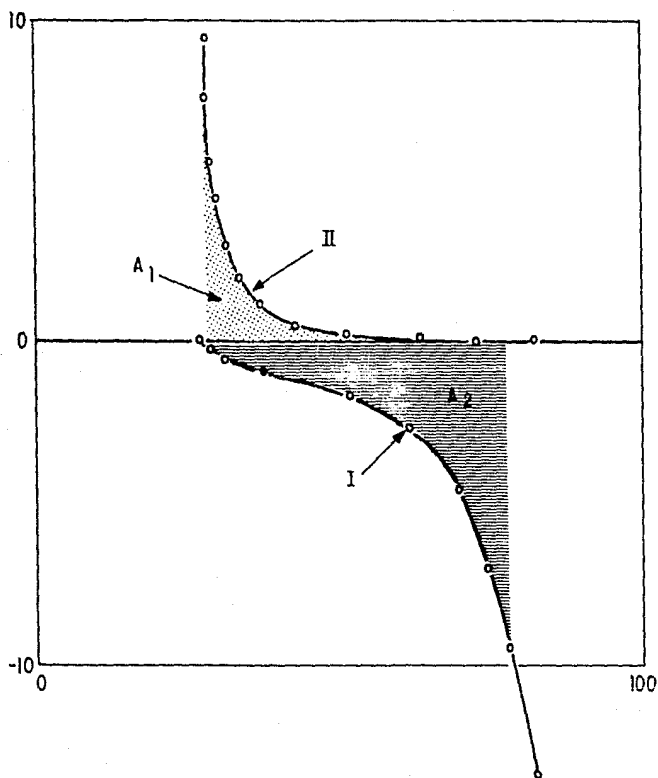


Figura.60.- Roca mojada por petróleo. Tomado de Donaldson, et al.<sup>9,11</sup>

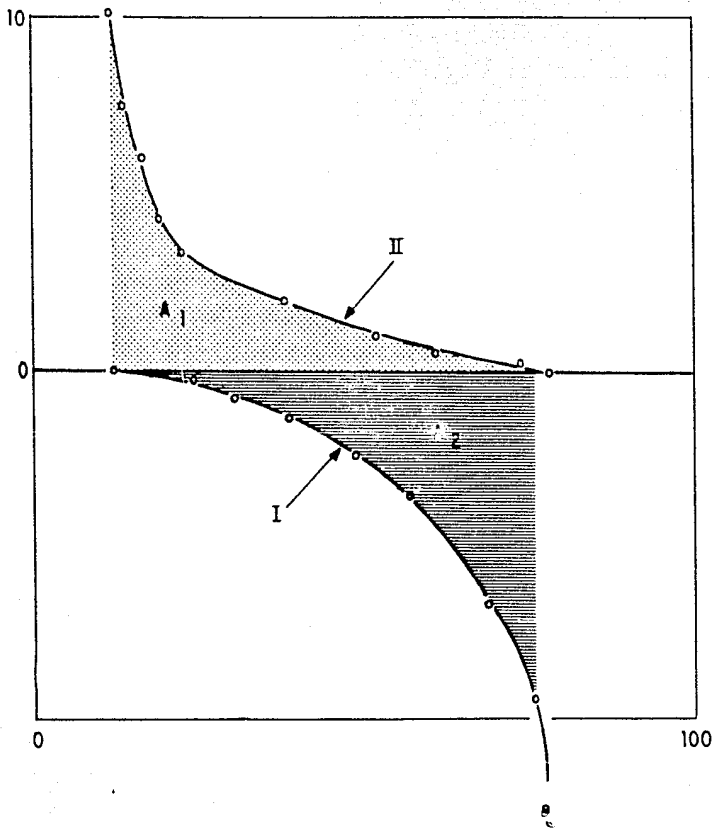


Figura.61.- Roca de mojabilidad neutral. Tomado de Donaldson, et al.<sup>9,11</sup>

mezclada, tanto el agua como el petróleo se imbibirán libremente;<sup>72b</sup> el método de Amott tendrá relaciones de desplazamiento por agua y por petróleo positivas indicando que el sistema no es mojado uniformemente.

#### III.2.1.4. Método combinado de Amott y DMEU

Sharma y Wunderlich<sup>73</sup> desarrollaron una modificación del método del DMEU que permite el cálculo de ambos índices: el de Amott y el del DMEU. El procedimiento (figura 62), consta de cinco pasos: (1) desplazamiento inicial con petróleo; (2) imbibición espontánea (libre) de la salmuera; (3) desplazamiento con salmuera; (4) imbibición espontánea (libre) del petróleo, y (5) desplazamiento con petróleo. Las áreas bajo las curvas de desplazamiento con petróleo y con salmuera se usan para calcular el índice del DMEU, mientras que el de Amott se calcula con los volúmenes de los desplazamientos libres y totales del agua y del petróleo.

Durante el paso inicial (curva 1), los tapones se llevan a la  $S_{wi}$ ; después, los núcleos se sumergen en agua y se mide el volumen de agua que se imbibie libremente (curva 2). Durante el paso 3 (curva 3), la saturación promedio se determina de la cantidad de petróleo expelida en cada incremento de la presión capilar y se calcula el área bajo la curva de desplazamiento con salmuera,  $A_2$ , para el método del DMEU; al final del paso 3, el tapón se deja a la  $S_{or}$  y se calcula la relación de desplazamiento por agua de Amott,  $\delta_w$  (ecuación 24).

En el cuarto paso (curva 4), el tapón se sumerge en petróleo y se mide el volumen de petróleo que se imbibie espontáneamente. En el paso final (curva 5), las saturaciones promedio y las presiones capilares se usan para calcular  $A_1$  para el método del DMEU. Entonces se utiliza la ecuación 26 para calcular el índice del DMEU; al final del desplazamiento con petróleo, el tapón se deja a la  $S_{wi}$  y se calcula la relación de desplazamiento por petróleo de Amott,  $\delta_p$  (ecuación 23).

Existen dos ventajas del método combinado del DMEU y Amott sobre el método normal del DMEU: la resolución del método del DMEU se mejora al tomar en cuenta los cambios de la saturación que ocurren a una presión capilar de cero, y también se calcula el índice de Amott. Como se discutió anteriormente, el método de Amott indicará algunas veces que un sistema no es mojado uniformemente.

### III.2.2. Mediciones cualitativas de la mojabilidad

Actualmente los métodos cualitativos son usados con bastante frecuencia porque —aunque dan una idea aproximada de la mojabilidad— son rápidos y no requieren de ningún equipo complicado. A continuación se describen los distintos métodos cualitativos que existen en la literatura.

#### III.2.2.1. Métodos de imbibición

##### *Método de Kyte et al.<sup>74</sup>*

Primeramente, se sumerge en salmuera un núcleo a la  $S_{wi}$  debajo de un cilindro graduado y se miden el gasto y cantidad de petróleo desplazado por la imbibición de la salmuera. El núcleo es fuertemente mojado por agua si se imbiben rápidamente grandes volúmenes de salmuera, mientras que lo contrario implica uno más débilmente mojado por agua; si nada de agua se imbibie, el núcleo es mojado por petróleo o de mojabilidad neutral. Entonces estos núcleos se llevan a la  $S_{or}$  y se sumergen en petróleo; el aparato de imbibición se invierte con el cilindro graduado abajo del núcleo para medir el gasto y volumen de agua desplazado por la imbibición del petróleo. Si el núcleo imbibie petróleo, es mojado por éste y la magnitud de la mojabilidad está indicada por el gasto y volumen de imbibición de petróleo; si ni el agua ni el petróleo se imbiben, el núcleo es de mojabilidad neutral. Por otra parte, algunos núcleos imbibirán al agua y al petróleo; estos núcleos tienen mojabilidad mezclada o fraccional.

##### Limitaciones

- a) Insensibilidad cerca de la mojabilidad neutral.
- b) El gasto de imbibición, aparte de la mojabilidad, también depende de otras variables, tales como la permeabilidad relativa, viscosidad, tensión interfacial, estructura porosa y la saturación inicial del núcleo.

##### *Método de Bohak et al.<sup>75</sup>*

En una prueba de imbibición, de un núcleo no consolidado, se esparce una delgada capa de arena sobre un portaobjetos de microscopio, después la saturación de petróleo se incrementa agregando un aceite mineral refinado.

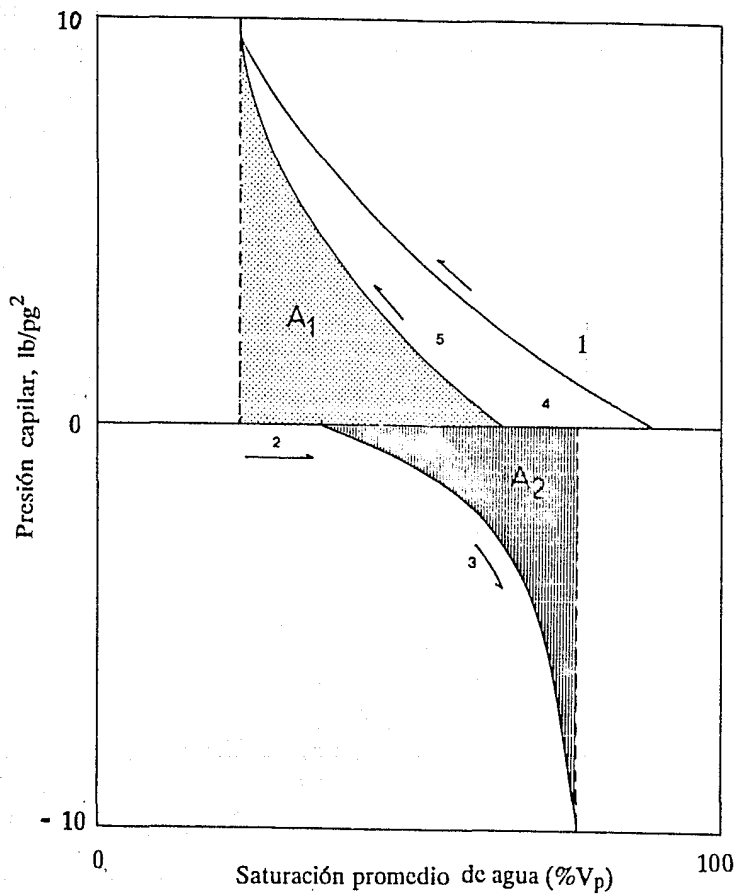


Figura 62.- Método combinado del DMEU y Amott. Tomado de Sharma y Wunderlich.<sup>26</sup>



Entonces, se ponen unas gotas de agua sobre la arena y se observa el movimiento del fluido mediante el microscopio. Si la muestra es mojada por agua, ésta se moverá fácilmente dentro de la arena, desplazando al aceite de la superficie de los granos de arena. Además, el aceite formará gotas esféricas, indicando que es la fase no mojan- te; se usa un procedimiento semejante, pero inverso, para probar la mojabilidad por petróleo.

#### Limitaciones

- a) Insensibilidad cerca de la mojabilidad neutral.
- b) Visión muy simplificada del medio poroso en la que se desprecia la geometría.
- c) No se toma en cuenta la historia de la saturación.
- d) Se minimizan los efectos de la viscosidad.

#### III.2.2. Método de examinación microscópica

*Método de Cooke et al.<sup>2</sup> y Donaldson et al.<sup>24</sup>*

La mojabilidad se determina de la descripción del flujo en un medio idealizado de poros de un mismo tamaño durante un desplazamiento con agua; esta descripción comprende la estructura del petróleo residual y los cambios en la localización del petróleo y el agua que ocurren durante el desplazamiento. Si el sistema es fuertemente mojado por agua, ésta circunda a los granos en forma de una delgada película; los "charcos" grandes de petróleo residual descansan sobre una película de agua, mientras que las gotas más pequeñas forman gotas esféricas en el centro de los poros. Si el sistema es de mojabilidad intermedia, tanto el petróleo como el agua se encontrarán en contacto con las superficies rocosas, y los dos se podrán encontrar en los poros pequeños. Si el sistema es mojado por petróleo, el comportamiento del agua y el petróleo se invierten; el petróleo forma una película alrededor de las superficies de los granos y se encuentra en los poros pequeños, mientras que el agua descansa sobre una película de petróleo o forma pequeñas esferas. Este método de determinación cualitativa de la mojabilidad por examinación microscópica es particularmente importante para el estudio de las inversiones de mojabilidad, uno de los mecanismos propuestos para la recuperación mejorada de petróleo que ocurre durante el desplazamiento con agua alcalina; en estos experimentos, un compuesto químico que cambia la mojabilidad se inyecta dentro del medio poroso durante un desplazamiento con agua ocasionando que una zona de inversión de la mojabilidad se propague a través del núcleo. Se utiliza un microscopio para seguir los cambios de mojabilidad y para determinar si ocurrirá una recuperación mejorada de petróleo por este mecanismo.

#### Limitaciones

- a) Considerar un medio poroso ideal, esto es, con la misma geometría de poros.

#### III.2.2.3. Métodos de flotación

*Método del API,<sup>2</sup> Bartell et al.,<sup>2</sup> Nutting y Rust.<sup>2</sup>*

Se ponen agua, petróleo y arena en un frasco de vidrio y se agitan (El API recomienda este método para determinar los efectos de los atenuados sobre la mojabilidad.) Si el sistema es fuertemente mojado por agua, los granos de arena limpios se asentarán en el fondo del frasco; los granos de arena, en el seno del petróleo, se unirán y formarán pequeñas masas de granos circundadas por una delgada capa de agua. Si el sistema es mojado por petróleo, algunos granos pueden quedar suspendidos en la interfaz petróleo/agua; los granos de arena mojados por petróleo, en el agua, se aglomerarán, formando pequeños glóbulos de petróleo cubiertos de arena.

#### Limitaciones

- a) Sólo funciona en sistemas fuertemente mojados.

*Método de Celik et al.<sup>1</sup> y Clementz<sup>47</sup>*

Varios experimentadores han utilizado pruebas de flotación más elaboradas que las anteriores, desarrolladas en la industria minera basadas en extracción de líquido/líquido. En estas pruebas, inicialmente se suspenden las partículas en agua; se burbuja un segundo fluido desde abajo ya sea petróleo o aire. Las partículas que son mojadas por agua permanecen en ésta, mientras que las hidrófobas, las partículas mojadas por petróleo se adhieren a éste (o al aire) y se elevan hasta la superficie; entonces se puede medir la fracción de las partículas en cada fase. Clementz

usó el método de flotación para medir la mojabilidad de pequeñas partículas de arcilla, la cual no se puede medir convenientemente de ninguna otra forma. Las partículas no tratadas, fuertemente mojadas por agua, no flotaban. Sin embargo, después de la exposición al crudo, las partículas de arcilla flotaron, demostrando que su mojabilidad había sido alterada.

Las pruebas de flotación basadas en la extracción líquido/líquido parecen dividir a las partículas en dos categorías: fuertemente mojadas por agua y de ligeramente mojadas por agua a fuertemente mojadas por petróleo.

#### Limitaciones

a) Aparte de la mojabilidad, la flotación de una partícula también depende de su tamaño y densidad, además de la tensión interfacial. Una partícula pequeña con baja densidad y alta tensión interfacial podría flotar si el ángulo de contacto fuera mayor que aproximadamente 30°. Por otra parte, el ángulo de contacto mínimo para la flotación de una partícula grande y densa podría ser de 90°. Por lo anterior, se debe de saber en qué rangos andan las partículas de las rocas almacenadoras de hidrocarburos

#### III.2.2.4. Métodos de portaobjetos de vidrio

##### *Método de Reisberg et al.<sup>29</sup> y Nutting<sup>1</sup>*

Se suspende un portaobjetos de microscopio seco y limpio sobre una capa de petróleo crudo que flota sobre el agua en un recipiente transparente y se envejece; después se sumerge en el agua. Si el portaobjetos es mojado por agua, el agua desplaza rápidamente al petróleo sobre el portaobjetos. Por otra parte, si el portaobjetos es mojado por petróleo, se forma una película estable de petróleo mojante y el petróleo es desplazado muy lentamente.

#### Limitaciones

- a) Para que se pueda alcanzar la mojabilidad final pueden pasar alrededor de 30 días de envejecimiento del portaobjetos en el petróleo crudo.
- b) Suponer que una superficie de vidrio es representativa del yacimiento.

##### *Método de Cooke et al.<sup>30</sup>*

Cooke et al. usaron una variación simple del método del portaobjetos de vidrio como una rápida prueba cualitativa para examinar las diferentes combinaciones petróleo-acidez/agua-alcalinidad para su uso en experimentos de desplazamiento con agua alcalina. Pusieron petróleo y agua sin mezclar en un frasco de vidrio y esperaron para ver si se formaba una película estable de petróleo mojante; esto se determinó inclinando el frasco y viendo como se comportaban el agua y el petróleo en la superficie previamente cubierta de petróleo.

#### Limitaciones

- a) El tiempo de envejecimiento, el cual pueden ser de alrededor de 30 días.
- b) Suponer que ahora el frasco de vidrio es la superficie representativa del yacimiento, lo cual está fuera de toda realidad.

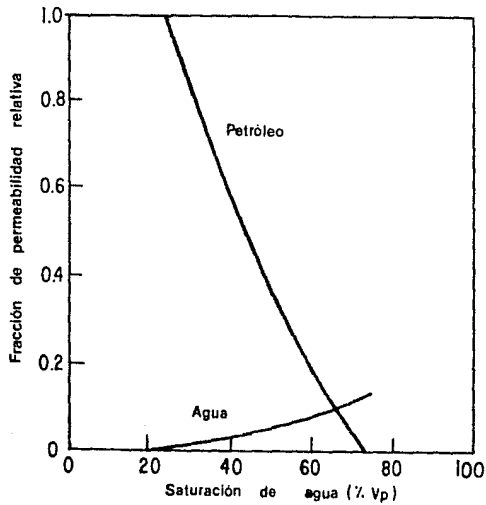
#### III.2.2.5. Métodos de curvas de permeabilidades relativas

##### *Método de Ehrlich y Wyal.<sup>2</sup>*

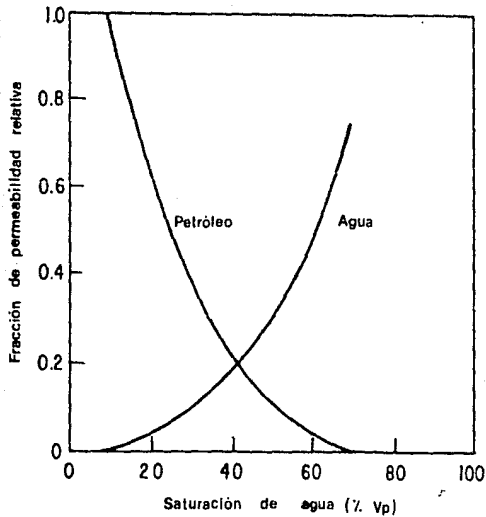
Se basa en reglas empíricas dadas por Craig<sup>6,22</sup> para diferenciar entre núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por petróleo. Las reglas empíricas de Craig son las siguientes:

1. Las saturaciones de agua congénita usualmente son mayores que 20 a 25 % del  $V_p$  en una roca mojada por agua, pero menos del 10 % del  $V_p$  en una roca mojada por petróleo.
2. La saturación de agua a la cual las permeabilidades relativas del petróleo y del agua son iguales, generalmente es mayor que 50 % para núcleos mojados por agua y menor que 50 % para mojados por petróleo.
3. La permeabilidad relativa al agua, a la máxima saturación de agua, generalmente es menor que 30 % en rocas mojadas por agua, pero de 50 a 100 % en las mojadas por petróleo.

Estas permeabilidades relativas se basan en la permeabilidad del petróleo a la saturación de agua congénita. Se dan 2 ejemplos en la figura 63 de curvas de permeabilidades relativas en núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por petróleo tomados de Craig.<sup>6</sup>



(a)



(b)

Figura 63.-Curvas típicas de permeabilidades relativas petróleo/agua con la saturación de agua aumentando. Basadas en la permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua intersticial a condiciones de yacimiento. (a) roca fuertemente mojada por agua. (b) roca fuertemente mojada por petróleo

## Limitaciones

- a) Sólo son adecuados para discriminar entre núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por petróleo. Una pequeña diferencia de mojabilidad –por ejemplo, entre fuerte y moderadamente mojada por agua no se puede discernir por este método.
- b) Raza et al.<sup>54</sup> afirman que hay excepciones a la regla general de que la saturación de agua congénita es mayor para una roca mojada por agua que para una roca mojada por petróleo.

### *Método de Treiber et al.<sup>13</sup>*

El método compara las permeabilidades relativas petróleo/agua, gas/petróleo y gas/agua y saca partido del hecho de que la permeabilidad relativa de la fase fuertemente mojanante es función únicamente de su propia saturación. Por ejemplo, si la muestra es fuertemente mojada por agua, la permeabilidad relativa al petróleo (la fase preferentemente mojanante con respecto al gas) en la prueba de permeabilidad relativa gas/petróleo debería de ser una continuación de la permeabilidad relativa al agua (la fase mojanante) en la prueba de permeabilidad relativa agua/petróleo. Si se observan diferencias significativas, la muestra no es fuertemente mojada por agua.

En la figura 64 se muestra un ejemplo de la comparación de las curvas de permeabilidades relativas en un núcleo fuertemente mojado por agua tomados de Owens y Archer.<sup>54</sup> La permeabilidad relativa del gas/petróleo durante el drenaje, cuando el petróleo es el fluido fuertemente mojanante, se muestra con líneas punteadas. La permeabilidad relativa agua/petróleo, cuando el agua es el fluido fuertemente mojanante, se muestra con líneas continuas. Obsérvese que la permeabilidad relativa al agua, cuando la saturación del fluido mojanante está aumentando, es una continuación de la permeabilidad relativa al petróleo, cuando la saturación del fluido mojanante está disminuyendo. Esto demuestra que el núcleo es mojado por agua.

## Limitaciones

- a) Sólo funciona para rocas fuertemente mojadas.

### *Método de Batycky et al.<sup>2</sup>*

Se basa en la permeabilidad relativa obtenida a partir de un estado en régimen variable. Este método usa e. efecto de capilaridad en el extremo que ocurre cuando un núcleo inicialmente a la  $S_{wi}$  se desplaza con agua a un gasto de inyección lento y constante. El efecto del extremo es la acumulación de la fase mojanante cerca del extremo de salida del núcleo causado por la discontinuidad entre el medio poroso y la tubería de salida; puede ocurrir un aumento en la caída de presión debido a esta acumulación de fluido mojanante. Las pruebas de Batycky et al. de permeabilidad relativa/mojabilidad se corren a ritmos muy lentos de flujo, por consiguiente los efectos de capilaridad en el extremo son muy importantes en la determinación de la caída de presión a través del núcleo. En contraste, las mediciones de permeabilidades relativas normales en régimen variable se corren a altos gastos de flujo para hacer mínimo el efecto de capilaridad en el extremo.

Batycky et al. determinaron la mojabilidad haciendo desplazamientos con agua en el núcleo a gastos muy bajos hasta que se alcanzó la  $S_{or}$ ; el flujo se detuvo para permitir la redistribución del fluido, después se reinició en la dirección opuesta. El núcleo es mojado por agua si no hay cambio en la caída de presión después de la inversión del flujo y mojado por petróleo si la caída de presión se reduce inmediatamente después de la inversión. En un núcleo mojado por agua a la  $S_{or}$ , la saturación del fluido mojanante será alta a través de todo el núcleo, sin acumulación de agua adicional en el extremo de salida; no habrá redistribución de fluidos cuando se detenga el flujo; consecuentemente, la caída de presión no cambiará. Por otra parte, si el núcleo es mojado por petróleo, las fuerzas capilares causarán que el petróleo (la fase mojanante) se acumule cerca de la salida; la caída de presión causada por esta acumulación de petróleo se detecta deteniendo el flujo y por lo tanto permitiendo a las fuerzas capilares redistribuir al petróleo igualmente a través de todo el núcleo. Cuando el flujo se inicia en la dirección opuesta, la caída de presión inicialmente será menor, aumentando gradualmente a su valor original a medida que el efecto del extremo es restablecido en el extremo opuesto del núcleo.

## Limitaciones

- a) Sólo sirven para discriminar entre núcleos con una fuerte mojabilidad.
- b) Suponiendo que se despreciaran las fuerzas viscosas y que sólo se tomaran en cuenta las fuerzas capilares, es importante la historia de la saturación; asimismo, el tiempo que se le dé al sistema para estabilizarse (redistribución de las fases por imbibición de la fase mojanante) será determinante en la caída de presión.

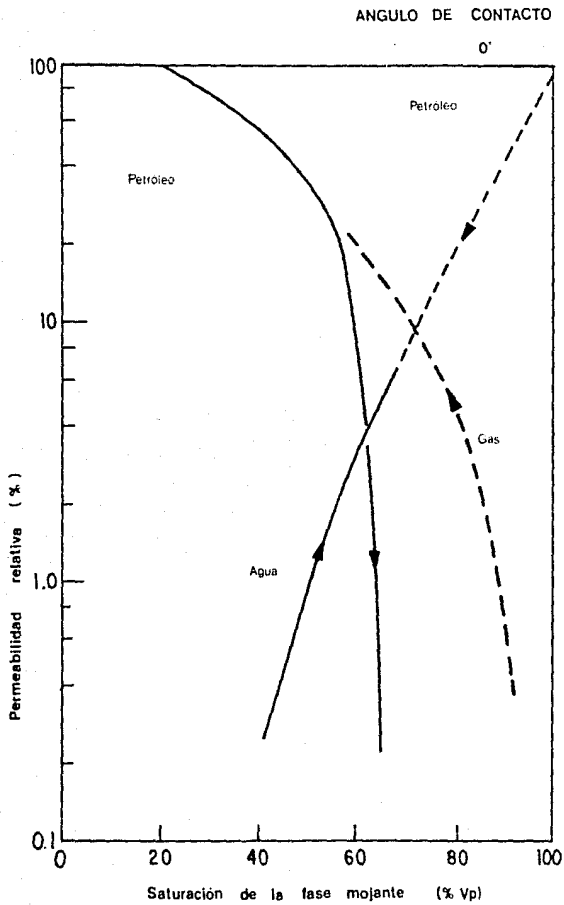


Figura.64 - Comparación entre las relaciones de permeabilidades relativas de drenaje gas/petróleo y agua/petróleo. Arenisca Torpedo fuertemente mojada por agua. Tomado de Owens y Archer.<sup>14</sup>

### III.2.2.6. Métodos de relaciones entre permeabilidades y saturaciones

#### *Método de Raza et al.<sup>2</sup>*

Se basa en la determinación del valor de la saturación de agua congénita y la permeabilidad al aire. Para obtener la saturación de agua congénita, el núcleo se corta con un fluido de perforación base aceite, entonces se analizan los núcleos recién cortados respecto a su contenido de agua; los núcleos se limpian, se secan y se les mide la permeabilidad al aire; se obtiene una medición cualitativa de la mojabilidad graficando la saturación de agua congénita vs. la permeabilidad al aire. La figura 65 muestra ejemplos del gráfico para condiciones de fuertemente mojado por petróleo y de fuertemente mojado por agua. Para el caso de mojabilidad por petróleo, la saturación de agua congénita promedio en general es relativamente baja; la curva casi es vertical y se extiende sólo sobre un pequeño intervalo de saturación. Contrariamente, para el yacimiento mojado por agua, la curva tiene una pendiente suave y se extiende sobre un gran intervalo de saturación.

#### Limitaciones

- Es un método estadístico, requiere un número relativamente grande de muestras y sólo da una idea muy somera de la mojabilidad.
- Está restringido a muestras de núcleos sin fracturas o cavernas de significación, en las cuales la estructura porosa determina la permeabilidad al aire.
- Es empírico y no se conoce si es válido de manera general.
- Se desconocen los efectos del fluido de perforación sobre la mojabilidad del núcleo.

#### *Método de Frehse<sup>2</sup>*

Este es un segundo método estadístico basado en la suposición de que muestras de núcleos de baja permeabilidad tienen una saturación de la fase mojante mayor que las de permeabilidad alta. Para una roca mojada uniformemente, los poros pequeños están llenos de fluido mojante, mientras que los poros grandes contienen ambos fluidos el mojante y el no mojante. A comparación de muestras de permeabilidad mayor, una muestra de permeabilidad baja tiene generalmente una estructura porosa que contiene un gran número de poros pequeños que están llenos de fluido mojante. Para determinar la mojabilidad, Frehse clasifica los resultados de análisis rutinarios de núcleos en rangos diferentes de permeabilidad; entonces se comparan las distribuciones de saturación para los rangos de permeabilidad mayores y menores. Por ejemplo, consideremos un núcleo cortado con un lodo base agua, donde se conocen las saturaciones residuales de petróleo; se supone que el yacimiento es mojado por petróleo si las muestras de baja permeabilidad, comparadas con las de alta permeabilidad, tienen una mayor  $S_{or}$  promedio y mojado por agua si las muestras de alta permeabilidad, también comparadas con las de baja permeabilidad, tienen una mayor saturación de petróleo.

#### Limitaciones

- Es un método estadístico, requiere un número relativamente grande de muestras y sólo da una idea muy somera de la mojabilidad.
- Actualmente, este método parece ser solamente teórico pues no se tiene conocimiento de ninguna prueba que compare los resultados de este método con más mediciones normales de la mojabilidad, tales como los índices de Amott o del DMEU.

### III.2.2.7. Método capilarimétrico

#### *Método de Johansen y Dunning<sup>2</sup>*

Cuantifica la tensión de adhesión,  $\sigma \cos \theta$ , en un tubo capilar de vidrio; en este método capilarimétrico, la parte superior del tubo se conecta a una columna llena de petróleo, mientras que la parte inferior se conecta a una columna llena de agua (figura 66). La parte superior de la columna de agua se puede elevar o bajar con relación a la columna de petróleo, cambiando la carga hidrostática; a medida que la carga hidrostática cambia, la interfase petróleo/agua se elevará o bajará en el interior del tubo hasta que las fuerzas capilares balanceen a las fuerzas gravitacionales:

$$P_c = 2\sigma \cos \theta / r = g (\rho_w h_o - \rho_w h_w) \quad (27)$$

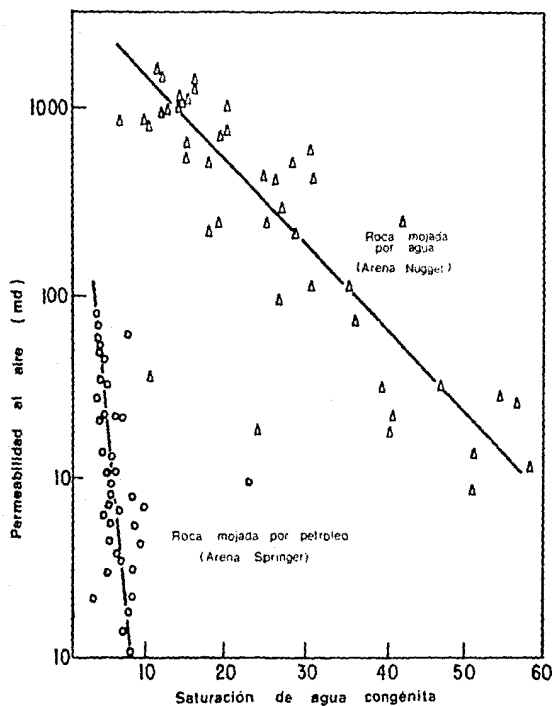


Figura.65.-Relación entre la saturación de agua congénita y la permeabilidad al aire. Tomado de Anderson.<sup>5</sup>

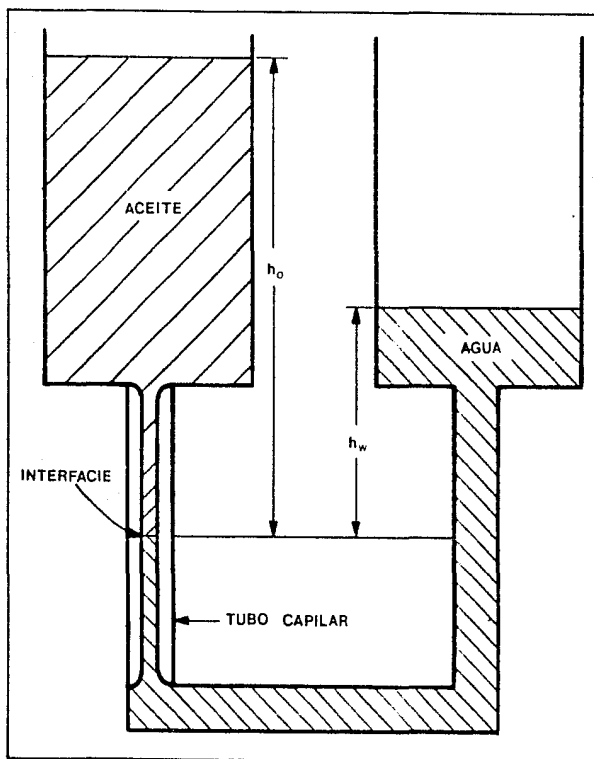


Figura 66 - Método capilarimétrico. Tomado de Anderson<sup>2</sup>.



donde

$r$ : radio del tubo capilar;

$\rho_o$ : densidad del petróleo;

$\rho_w$ : densidad del agua;

$h_o$ : altura de la columna de petróleo arriba de la interfaz petróleo/agua, y

$h_w$ : altura de la columna de agua arriba de la interfaz petróleo/agua.

La ecuación 27 se puede recomodar para calcular el producto  $\sigma \cos \theta$ , que Johansen y Dunning llamaron la energía de desplazamiento (tensión de adhesión):

$$E_D = \sigma \cos \theta = \frac{r g}{2} (\rho_o h_o - \rho_w h_w) \quad (28)$$

La energía de desplazamiento es positiva si el agua moja al vidrio y negativa si el petróleo es el que lo moja; si uno de los líquidos moja completamente al vidrio, entonces el ángulo de contacto es cero,  $\cos \theta$  es la unidad y la energía de desplazamiento es igual a la tensión interfacial. Johansen y Dunning usualmente cambiaban la altura de la columna de agua de tal forma que la interfaz se movía sobre un área previamente cubierta por el petróleo; por lo cual el ángulo de contacto en la ecuación 28 es por avance de agua.

#### Limitaciones

- Asume por un lado que el vidrio es representativo de la roca del yacimiento; por otro, que la geometría del yacimiento se puede simplificar a un tubo capilar y por lo tanto, generalmente sólo es cualitativo.
- Como se mide el producto  $\sigma \cos \theta$ , los problemas discutidos en III.2.1.1. sobre la medición del ángulo de contacto también se aplican a este método.

### III.2.2.8. Métodos de las presiones capilares de desplazamiento

#### Método de Bartell et al.<sup>2</sup>

Este fue uno de los primeros métodos para medir la mojabilidad; se basa en la determinación de la presión capilar mínima para calcular a partir de ésta un ángulo de contacto aparente. La presión capilar de desplazamiento (o de entrada) es la presión capilar a la cual el fluido no mojante entrará inicialmente a un núcleo 100 % saturado con el fluido preferentemente mojante. Se calcula un ángulo de contacto aparente a partir de la presión capilar de entrada simulando a la roca como un tubo capilar cilíndrico, recto:

$$P_T = \frac{2\sigma \cos \theta_a}{r_{máx}} \quad (29)$$

donde  $P_T$  es la presión capilar de desplazamiento,  $\sigma$  es la tensión interfacial,  $\theta_a$  es el ángulo de contacto aparente, y  $r_{máx}$  es el radio del poro a través del cual el fluido no mojante comienza a entrar al núcleo. Como la presión capilar necesaria para inyectar el fluido no mojante se reduce a medida que el radio del poro aumenta,  $r_{máx}$  es un promedio de los radios de los poros más grandes en el núcleo. Asimismo, la ecuación 29 tiene dos incógnitas,  $\theta_a$  y  $r_{máx}$ , entonces la única forma de resolverla, despejando  $r_{máx}$ , es suponiendo que un fluido mojará completamente al núcleo, así que  $\cos \theta = 1$  y  $r_{máx}$  se puede calcular. Esto permite que el ángulo de contacto sea calculado para otro par de fluidos.

#### Limitaciones

- Los efectos de la geometría de los poros pueden causar que el ángulo de contacto calculado difiera del ángulo de contacto medido sobre una placa plana.<sup>1</sup> Por esta razón, ya no se usa frecuentemente.
- Sólo examina la mojabilidad de los poros más grandes (debido al cálculo de  $r_{máx}$ ).

#### Método de Slobod y Blum<sup>2</sup>

Tales autores propusieron dos mediciones semicuantitativas de la mojabilidad basadas en la presión capilar de desplazamiento, el número de la mojabilidad y el ángulo de contacto aparente. El número de mojabilidad se calcula llevando a cabo dos experimentos de desplazamientos: primero, agua por petróleo, y segundo, petróleo por aire.

La ecuación 29, para el sistema petróleo/agua/roca, viene siendo:

$$P_{(o-w)T} = \frac{2\sigma_{o-w} \cos \theta_{o-w}}{r_{m\acute{a}x}} \quad (30)$$

y para el sistema aire/petróleo/roca:

$$P_{(a-o)T} = \frac{2\sigma_{a-o} \cos \theta_{a-o}}{r_{m\acute{a}x}} \quad (31)$$

En ambas ecuaciones se supone que el radio del poro es el mismo. El número de mojabilidad, N, se determina resolviendo las ecuaciones 30 y 31 para la relación de términos de  $\cos \theta$ :

$$N = \frac{\cos \theta_{o-w}}{\cos \theta_{a-o}} = \frac{\theta_{a-o} P_{(o-w)T}}{\theta_{o-w} P_{(a-o)T}} \quad (32)$$

Si se supone que el petróleo es la fase fuertemente mojanante en el sistema petróleo/aire/roca, entonces  $\cos \theta_{a-o}$  es uno. Por lo tanto, se puede calcular un ángulo de contacto aparente para el sistema petróleo/agua de la ecuación 32:

$$\cos \theta_{(o-w)a} = \frac{\theta_{a-o} P_{(o-w)T}}{\theta_{o-w} P_{(a-o)T}} \quad (33)$$

#### Limitaciones

- En general, el ángulo de contacto aparente medido de la presión de desplazamiento no es igual al ángulo de contacto medido sobre una superficie pulida por efecto de la geometría porosa (cfr. II.5.2.). Por lo anterior, todas las suposiciones que se hacen son sólo aproximadas a la realidad.
- En algunos casos, el ángulo de contacto aparente calculado de la presión capilar de desplazamiento puede mostrar que el fluido equivocado es la fase mojanante. Se ha informado frecuentemente en la literatura de presiones de desplazamiento positivas para ambos fluidos, particularmente cuando el núcleo está inicialmente saturado 100% con el otro fluido. Cuando se requiere de una presión de desplazamiento positiva para ambos fluidos, el fluido con la menor presión de desplazamiento es el fluido preferentemente mojanante porque se requiere de menos energía para forzarlo a entrar al núcleo.

#### III.2.9. Mediciones de la mojabilidad fraccional

##### *Método de Relajación Magnética Nuclear*

Brown y Fatt<sup>12</sup> han propuesto un método de resonancia magnética nuclear (RMN) para determinar la fracción del núcleo que es mojada por petróleo vs. la que es mojada por agua en un núcleo con mojabilidad fraccional. Para medir el tiempo de relajación, primero se expone la muestra a un fuerte campo magnético, que hace que los núcleos de los átomos de hidrógeno se alineen con el campo; entonces, el núcleo se expone a un campo mucho más débil. Se mide el tiempo de relajación magnética nuclear, que es el tiempo que les toma a los núcleos de hidrógeno para ajustarse (relajarse) a un nuevo campo. Existen dos tiempos de relajación: relajación del componente paralelo al campo que es denominado de *relajación térmica* y relajación del componente perpendicular al campo que se denomina de *relajación transversal*. El tiempo de relajación térmica es el tiempo usado para medir la mojabilidad fraccional.

Para que ocurra la relajación térmica después de que se cambia el campo magnético, los protones deben disipar algo de su energía para permitir un movimiento térmico al azar de las moléculas. Los protones sólo están ligeramente unidos a su medio, así que requieren un tiempo del orden de segundos para ajustarse al nuevo campo magnético nuclear, el cual es un tiempo muy largo para los procesos atómicos.

El uso de los tiempos de relajación magnética nuclear para medir la mojabilidad se basa en la observación de que las superficies de los medios porosos pueden reducir significativamente el tiempo medido de relajación;

cuando un protón está cerca de una superficie, puede llegar a estar temporalmente unido a la superficie, relajándose mucho más rápidamente que en el seno del fluido. La mojabilidad de la superficie puede influir el tiempo de relajación; las superficies mojadas por petróleo provocan un tiempo de relajación mayor que las superficies mojadas por agua.

En unos experimentos con empacamientos de arena,<sup>32</sup> donde un porcentaje de la superficie era de mojabilidad por agua y el resto de mojabilidad por petróleo, se encontró una relación lineal entre la velocidad de relajación y la fracción del área de la superficie mojada por petróleo; (la velocidad de relajación es el inverso del tiempo de relajación) entre mayor era la fracción de granos mojados por petróleo, el tiempo de relajación era mayor y más lenta era la velocidad de relajación. En otro experimento con empacamientos de cuentas de vidrio de mojabilidad por agua y de cuentas de polimetilmetacrilato no mojadas por agua<sup>3</sup> se encontró que el tiempo de relajación aumentó linealmente a medida que las fracciones de las cuentas no mojadas por agua aumentaron, lo que es opuesto al primer juego de experimentos.

En otro experimento más,<sup>2</sup> pero en núcleos de arenisca se encontró que la adsorción de los asfaltenos también incrementaba el tiempo de relajación.

Sin embargo, por lo anterior se concluye que no existe una expresión que relacione al tiempo o velocidad de relajación con la cantidad de superficie mojada por petróleo, y aún se tendrá que investigar más sobre el tema.

#### *Método de Adsorción de tintura*

Holbrook y Bernard<sup>35</sup> usaron la adsorción del azul de metileno en solución acuosa inyectado dentro del núcleo para medir la mojabilidad fraccional; este método midió exitosamente la mojabilidad de empacamientos de arena fraccionalmente mojados que contenían mezclas de arenas mojadas por petróleo y mojadas por agua. No obstante, el método probablemente no funcionará para yacimientos que contengan grandes cantidades de arcilla, porque el área superficial y la capacidad de adsorción de las arcillas es mucho mayor que la capacidad de adsorción de los granos de arena.<sup>12,32</sup>

En este método, se supone que las superficies rocosas cubiertas por agua son mojadas por agua, mientras que se supone que las cubiertas por petróleo son mojadas por petróleo. La técnica se basa en la observación de que una superficie rocosa cubierta con agua adsorberá grandes cantidades de azul de metileno, mientras que una cubierta con petróleo no lo hará. Se mide la adsorción de la tintura en el núcleo de prueba a la  $S_{or}$ , en la cual toda la fase mojante es esencialmente continua. Esto permite a la tintura adsorberse sustancialmente sobre todas las superficies cubiertas por agua mojadas por ésta. Se hace una medida de referencia de la adsorción de la tintura sobre un tapón de núcleo adyacente que se limpia para convertirlo a totalmente mojado por agua; se satura con salmuera al tapón de referencia limpio para que de esta forma la superficie rocosa entera sea cubierta con agua; entonces, se determina la mojabilidad fraccional dividiendo la adsorción de la tintura del núcleo de prueba entre aquella del núcleo de referencia 100 % mojado por agua. Cuando este método se probó en empacamientos de arena mojados fraccionalmente que contenían mezclas de arenas mojadas por petróleo y mojadas por agua, se encontró una relación lineal entre la mojabilidad fraccional y la adsorción de la tintura.

Realmente el método de adsorción de tintura mide la fracción de la superficie total del núcleo que está en contacto con el agua de inyección. Debido a esto, ambos el petróleo y el agua deben estar presentes en el núcleo cuando se mide la adsorción de la tintura. El método de adsorción de tintura hace dos suposiciones adicionales: el agua es continua a la  $S_{or}$ , así que la tintura está en contacto con todas las superficies cubiertas por agua, y las películas delgadas de petróleo y agua que cubren a la roca no se ven afectadas por grandes cambios en la saturación. Unos experimentos con trazadores han mostrado que esencialmente toda el agua es continua a la  $S_{or}$  para ambos núcleos los mojados por agua y los mojados por petróleo. La suposición de que las películas delgadas de petróleo y agua no son afectadas por grandes cambios en la saturación parece razonable porque la cantidad de líquido en las películas delgadas es muy pequeña a comparación del volumen total de fluidos.

#### III.2.2.10. Determinación de la mojabilidad mezclada

En la actualidad, no hay prueba única de mojabilidad que determine si un núcleo tiene la mojabilidad mezclada de Salathiel. Sin embargo parece posible hacer esta determinación examinando los resultados de (1) una prueba usando el método de portaobjetos de vidrio; (2) un desplazamiento con agua del núcleo en estado natural y (3) varios desplazamientos con agua de núcleos en estado restaurado que se envejecieron a diferentes saturaciones de salmuera.

En un núcleo con mojabilidad mezclada (cfr. 11.2.1.), las superficies rocosas mojadas por petróleo forman senderos continuos a través de los poros grandes, mientras que los poros pequeños permanecen mojados por agua. La mojabilidad mezclada puede ocurrir en una roca si el crudo forma una película gruesa de petróleo mojan- te sobre la superficie sólo en aquellos lugares en los que está en contacto directo con ella; esto se puede probar en un portaobjetos de vidrio con la mitad de éste en el crudo y la otra mitad en la salmuera; también se pueden usar cristales de cuarzo o de calcita para obtener una semejanza más cercana a la superficie del yacimiento. El núcleo puede ser de mojabilidad mezclada si la mitad del portaobjetos envejecida en el crudo forma una gruesa capa de petróleo mojan- te, mientras que la mitad envejecida en la salmuera permanece mojada por agua; si el portaobjetos entero permanece mojado por agua o se vuelve mojado por petróleo, el núcleo probablemente tendrá una mojabilidad uniforme.

El segundo método para señalar la mojabilidad mezclada es un desplazamiento con agua del núcleo en estado natural. Si el núcleo tiene mojabilidad mezclada, el petróleo será producido hasta una muy baja  $S_{or}$  a medida que se inyectan muchos volúmenes porosos de agua (cfr. 11.5.4.). Los núcleos de mojabilidad uniforme tendrán generalmente un tiempo más corto de explotación o una mayor  $S_{or}$  o ambos.<sup>18</sup>

Finalmente, se pueden usar los resultados de una serie de desplazamientos con agua en núcleos de estado restaurado (cfr. 11.4.1.) para confirmar la mojabilidad mezclada del núcleo. Se limpia una serie de núcleos, se saturan con salmuera, se desplazan con petróleo a diferentes saturaciones de salmuera y después se envejecen para restablecer su mojabilidad original. Salathiel<sup>19</sup> encontró que la recuperación de sus núcleos de estado restaurado con mojabilidad mezclada tenían un máximo a un valor particular de la saturación de salmuera durante el envejecimiento; cuando la saturación de agua era menor a este valor, algunos de los poros pequeños llegaban a ser mojados por petróleo disminuyendo la recuperación. Por el contrario, a saturaciones de agua mayores, los senderos de petróleo a través del núcleo llegaban a ser discontinuos.

Otras dos mediciones que algunas veces ayudarán a determinar si un núcleo tiene mojabilidad mezclada son las mediciones de imbibición y el comportamiento de la presión capilar.<sup>4</sup> Se ha informado que ocurre imbibición espontánea (libre) tanto del petróleo como del agua en algunos núcleos con mojabilidad fraccional o mezclada;<sup>20</sup> estos núcleos tendrán relaciones de desplazamiento por agua y por petróleo positivas. Otro indicador de la mojabilidad mezclada es la comparación entre la presión capilar de petróleo desplazando salmuera medida en tapones de estado natural vs. las mediciones en los mismos tapones después de que se han limpiado y convertido a mojados por agua; en algunos tapones de mojabilidad mezclada, la curva de presión capilar del estado natural se cruzará sobre la curva del núcleo limpio a medida que la presión capilar se incrementa (cfr. 11.5.2., figura 19)

En síntesis, si el petróleo forma una película gruesa de petróleo mojan- te únicamente sobre aquellas porciones del portaobjetos de vidrio con el cual está en contacto directo; si se pueden aplicar desplazamientos al núcleo hasta muy bajas saturaciones de petróleo y aún pueden producirse pequeñas cantidades de petróleo (figuras 55 y 56), y si la recuperación de petróleo de un núcleo en estado restaurado tiene un máximo a una saturación específica de salmuera durante su periodo de envejecimiento (figura 57), entonces el núcleo probablemente es de mojabilidad mezclada. Las mediciones de imbibición y de la presión capilar también pueden ayudar a determinar si un núcleo tiene mojabilidad mezclada.

### III.3. Otros procedimientos para determinar la mojabilidad

#### III.3.1. Registros de yacimientos

##### *Método de Graham*<sup>24</sup>

Este investigador ha propuesto un método para medir la mojabilidad de la roca del yacimiento *in situ* por medio de registros eléctricos. Se basa en el hecho de que la resistividad eléctrica de una roca mojada por petróleo es mayor que aquella de la roca mojada por agua a la misma saturación.<sup>3</sup> En este método se inyecta salmuera a la formación y se corren los registros de resistividad. Entonces, la formación se inyecta con la misma salmuera, pero que contiene un agente inversor de la mojabilidad, el cual cambia una formación mojada por agua a una mojada

por petróleo; si la formación ya es mojada por petróleo, el agente inversor de la mojabilidad no altera a ésta. Después de que se corren los registros nuevamente, la mojabilidad de la formación se puede determinar comparando las dos mediciones de resistividad. Si la formación es originalmente mojada por agua, el cambio a mojabilidad por petróleo aumenta la resistividad. Si la formación es mojada por petróleo, no se observa ningún cambio en la resistividad.

#### *Método de Holmes y Tippie<sup>37</sup>*

Ellos han propuesto un método que compara los registros con datos de núcleos. Primero, se mide la saturación de una formación por medio de registros y los datos se convierten a una curva de presión capilar; el siguiente paso es medir la presión capilar en un núcleo limpio mojado por agua donde se supone que el ángulo de contacto es cero y se comparan las dos curvas de presión capilar; si ellas concuerdan, el yacimiento es fuertemente mojado por agua; si no concuerdan, Holmes y Tippie representan al medio poroso como una serie de capilares cilíndricos rectos y determinan el ángulo de contacto aparente con ecuaciones similares a aquellas discutidas en la sección III.2.2.8. sobre presiones capilares de desplazamiento. Debido al número de aproximaciones, este ángulo de contacto aparente dará solamente una estimación aproximada de la mojabilidad real del yacimiento.

## IV

### Método experimental que se recomienda para el laboratorio de la Facultad de Ingeniería

Con base en la literatura revisada y considerando el equipo con que cuenta la Facultad de Ingeniería, se consideran recomendables algunos de los métodos cualitativos del capítulo III, como son el método de Bobek et al., el método de Reisberg et al. y Nutting, y el método de Cooke et al., ya que pueden usarse con fines puramente didácticos, porque son relativamente simples, descriptivos y no requieren de ningún equipo complicado. Sin embargo, se considera que el método combinado de las proposiciones de Amott y del DMEU, visto en III.2.1.4., sería el método experimental cuantitativo idóneo para aplicarse en el laboratorio de la Facultad de Ingeniería, dado el alcance y las repercusiones que pueda tener en el estudio de los yacimientos. Como se verá líneas abajo, este método es relativamente simple, tiene una gran base teórica y el equipo que se necesita no es más difícil de adquirir, ni más costoso que, por ejemplo, un permeámetro o un capilarímetro.

#### IV.1. Fundamentos teóricos

El método del Departamento de Minas de los Estados Unidos de América para la determinación de la mojabilidad se basa en la técnica de centrifugación desarrollada por Hassler y Brunner<sup>20</sup> y Slobod et al.<sup>20</sup> y en una correlación sugerida por Gatenby y Marsden<sup>40</sup> entre el grado de mojabilidad y las áreas bajo las curvas de presión capilar (cfr. II.5.2. y III.2.1.3.).

El método del Amott para la determinación de la mojabilidad también se basa en la técnica de centrifugación y en los volúmenes y velocidades (gastos) de imbibición (cfr. II.5.2. y III.2.1.2.).

#### *Energía libre de superficie en sistemas capilares*

Considérese una columna de roca mojable por agua, en la cual dos fases inmiscibles (agua y petróleo) están distribuidas en los poros de tal manera que el sistema está en equilibrio capilar. Supongamos que se transfiere un volumen de agua muy pequeño,  $\Delta V$ , desde el nivel  $h$  en la roca hasta el nivel  $h+dh$ . Ya que existe un equilibrio capilar, el cambio en la energía libre (esto es, en el trabajo isotérmico reversible requerido para salir de la transferencia) es nulo,  $dE = 0$ . Este cambio que acompaña la transferencia se compone de dos partes:<sup>10,22</sup>

1. Un cambio parcial en la energía libre del volumen de agua, que está siendo sometido a un campo gravitacional al pasar al nivel  $h+dh$  y que se expresa mediante:

$$\frac{\delta E}{\delta h} = \rho_w g \Delta V \quad (34)$$

2. Un cambio parcial en la energía libre como resultado del cambio de presión que experimenta el volumen de agua al transferirse de  $h$  a  $h+dh$ ; este cambio está dado por:

$$\frac{\delta E}{\delta P_w} = \Delta V \quad (35)$$

El cambio total en la energía libre de superficie es la suma de estos dos, por lo que tomando la derivada total con respecto a la altura y la presión, tenemos:

$$\delta E = \frac{\delta E}{\delta h} dh + \frac{\delta E}{\delta P_w} dP_w \quad (36)$$

$$\rho_w g \Delta V dh + \Delta V dP_w = 0 \quad (37)$$

$$\rho_w g dh + dP_w = 0 \quad (38)$$

o bien

$$-dP_w = \rho_w g dh \quad (39)$$

donde  $\rho_w$  es la densidad del agua, y  $g$  es la aceleración debida a la gravedad.

Se puede hacer la misma deducción para cualquier otra fase presente en estado de equilibrio, con resultados exactamente iguales, independientemente de la naturaleza del fluido. En nuestro caso el segundo fluido es el petróleo, por lo tanto:

$$-dP_o = \rho_o g dh \quad (40)$$

Entonces, como la presión capilar a través de la interfase es por definición:

$$P_c = P_o - P_w \quad (41)$$

diferenciando, tenemos:

$$dP_c = dP_o - dP_w \quad (42)$$

combinando esta última expresión con las ecuaciones 39 y 40 tenemos:

$$dP_c = \Delta\rho_{w-o} g dh \quad (43)$$

donde  $\Delta\rho_{w-o}$  es la diferencia de densidades entre el petróleo y el agua.

Integrando la ecuación 43 entre los límites 0 y  $P_c$  para el término del lado izquierdo y 0 y  $h$  para el término del lado derecho, tenemos que:

$$P_c = \Delta\rho_{w-o} g h \quad (44)$$

Cuando la diferencial de la presión capilar expresada por la ecuación 43 es cero, una de las siguientes condiciones existe: las dos fases son completamente miscibles o sólo existe una fase. Ya que estamos considerando un sistema con dos fases inmiscibles, la única condición a la cual la diferencia de presiones capilares puede ser cero es cuando existe una sola fase en algún punto de la columna. Si la columna es lo suficientemente grande y ha transcurrido un largo lapso para que los fluidos alcancen el equilibrio, no se encontrará nada de petróleo abajo de cierto nivel en la columna debido a la segregación gravitacional. Leverett,<sup>22</sup> llamó a este punto "superficie libre del líquido" y fijó  $h = 0$  en este punto como condición de frontera para la ecuación 43.

Regresando a la ecuación 35 y observando que el agua es esencialmente incompresible:

$$\frac{\delta E}{\delta P_w} = V \quad \text{o bien,} \quad E_2 - E_1 = V(P_2 - P_1) = VP_c \quad (45)$$

De esta manera, para la transferencia de un volumen unitario de agua,  $P_c$  representa el cambio en el trabajo reversible e isotérmico que acompaña al proceso:

$$P_c = \frac{\delta E}{\delta V} \quad (46)$$

Si el elemento de volumen del sistema poroso que contiene agua y petróleo es tal que a su vez contiene un volumen unitario de agua, la saturación fraccional de agua dentro de dicho elemento es numéricamente igual al

volumen de agua, por lo tanto,  $dV = -dS_w$  donde  $V$  representa el agua transferida fuera del medio poroso. Sustituyendo esta ecuación en 46:

$$dE = -P_c dS_w \quad (47)$$

En la ecuación 47,  $dE$  representa el cambio en la energía libre del agua por unidad de espacio poroso que acompaña al cambio en la saturación de agua,  $dS_w$ . La integral de la ecuación 47 es el área bajo la curva de presión capilar (figuras 59 a 61).

Si el medio poroso está mojado por agua,  $\Delta E_2$  (figuras 59 a 61) es grande, positivo, y correspondientemente, se debe realizar un gran trabajo sobre el sistema para desplazar al agua. Por otra parte, si  $\Delta E_1$  es pequeño, positivo, o cero inclusive, el agua se imbibirá espontáneamente en el sistema mojado por agua con el consiguiente desplazamiento del petróleo. Si el sistema está mojado por petróleo, las condiciones descritas anteriormente se invierten. El petróleo se imbibirá espontáneamente dentro del sistema desplazando al agua, entonces,  $\Delta E_2$  está numéricamente cercano a cero; el agua se debe forzar dentro del sistema y por lo tanto  $\Delta E_1$  tiene un gran valor.

Por lo tanto, los dos cambios en la energía libre reflejan las propiedades mojantes del medio poroso y de los fluidos. Donaldson et al.<sup>9</sup> observaron esta característica del medio poroso y usaron la relación de las áreas bajo las curvas de presión capilar (figuras 59 a 61) para establecer una escala de medición de la mojabilidad de rocas de yacimientos.

### *Presión capilar mediante centrifugación*

Hassler y Brunner<sup>28</sup> y Slobod et al.<sup>29</sup> desarrollaron un método para determinar las curvas de presión capilar así como para obtener las saturaciones de agua congénita y la saturación de petróleo residual en muestras de tamaño pequeño.

Analizando la ecuación 44, se observa que las longitudes de las columnas que se requerirían para determinar presiones capilares, aun a saturaciones moderadas en núcleos de yacimientos serían muy grandes. Si fuera posible hacer mediciones de la presión capilar en un fuerte campo gravitacional, tal como el que existe, por ejemplo, en la superficie del planeta Júpiter, se requeriría una columna de roca relativamente corta; como (todavía) no podemos llevar nuestros laboratorios a otros planetas, es posible obtener fácilmente aceleraciones varios decenas de veces a la de la gravedad terrestre por medio de la centrifugación y obtener así la presión capilar. No obstante, surge otro problema: al detener la centrifugadora para seccionar nuestro núcleo y determinar las presiones capilares y sus saturaciones correspondientes, no importa cuán rápido intentáramos medirla, las fases se redistribuirían inmediatamente dentro del núcleo y obtendríamos resultados incorrectos. Sin embargo, para nuestra tranquilidad, el uso de la centrifugadora nos brinda otra posibilidad: variar la aceleración a la cual se somete el núcleo; se puede determinar entonces la saturación promedio de fluidos en éste recolectando y midiendo el líquido que sale del núcleo, es decir, mediante un simple balance de materia.

La ecuación básica para la aceleración en una centrifugadora es (en unidades consistentes):

$$a = \frac{v^2}{r} \quad (48)$$

Si definimos  $R$  como la velocidad angular en rev/min, entonces:

$$v(\text{cm/seg}) = \frac{2\pi(1/\text{rev}) \cdot r(\text{cm}) \cdot R(\text{rev/min})}{60(\text{seg/min})} \quad (49)$$

Sustituyendo la ecuación anterior en 48, obtenemos la aceleración en la centrifugadora:

$$a(\text{cm/seg}^2) = \frac{v^2}{r} = \frac{4\pi^2 r^2 R^2}{3600 r} = \frac{4\pi^2 r R^2}{3600} \quad (50)$$

dividiendo la ecuación 50 entre la gravedad terrestre,  $g$ , para obtener la relación de aceleraciones,  $g'$ :

$$g' = \frac{a}{g} = \frac{4\pi^2 r R^2 (\text{cm/seg}^2)}{[3600][981] (\text{cm/seg}^2)} = 1.11786 \times 10^{-5} r R^2 \quad (51)$$



Obteniendo el factor de conversión,  $f_c$ , para cambiar de  $\text{gr/cm}^3$  a  $\text{lb/pg}^3$ :

$$f_c = 14.696 (\text{lb/pg}^3) / 1033.2 (\text{gr/cm}^3) = 0.01422$$

Sustituyendo la relación anterior y la ecuación 51 en la ecuación 44:

$$P_c = 1.590 \times 10^{-7} (\rho_w - \rho_o) r R^2 h \quad (52)$$

En este caso,  $r$  es la distancia (radio) entre el centro del eje de rotación y el centro del núcleo (figura 67) y  $h$  es la distancia desde el punto en el núcleo donde la presión capilar es cero al centro del núcleo.

Si se desea obtener la curva de presión capilar, se hace girar la muestra de roca en la centrifugadora a velocidades cada vez mayores mientras se miden los volúmenes desplazados a cada velocidad. La presión capilar a cada velocidad se obtiene de la ecuación 52.

## IV.2. Diseño de equipo

Los aparatos que se proponen para medir la mojabilidad son los siguientes: (1) un estroboscopio tipo 1531-AB de la General Radio<sup>10</sup> equipado con contador digital para la observación visual de los fluidos desplazados y medición de la velocidad angular de la centrifugadora en revoluciones por minuto, (2) una centrifugadora con modificación<sup>35</sup> del modelo EXD fabricada por International Equipment Co., y (3) una balanza electrónica para pesar los tapones y los fluidos.

### *Descripción de la centrifugadora*

La centrifugadora posee una ampliación en el cuerpo para permitir aislar su sección que contiene el rotor horizontal (figura 67). Esta sección está bien aislada evitando que el calor se transmita al motor situado en el fondo y permitiendo un buen control de la temperatura. La centrifugadora está equipada con unidades de refrigeración y calentamiento controladas termostáticamente para mantener una temperatura constante dentro del cuerpo de la centrifugadora y con rangos de 100 °F a 400 °F. Existe una ventana en la tapa de la centrifugadora para facilitar la continua observación de las celdas portanúcleos de diseño especial y medir los volúmenes de fluido drenados. La flecha impulsora se extiende hasta la tapa del cuerpo de la centrifugadora con objeto de enviar una señal que se usa para la determinación de la velocidad de la centrifugadora y también como medio de sincronización con el estroboscopio. La máxima velocidad de operación a desarrollar es aproximadamente 10  $\text{lb/pg}^2$  de presión capilar, dependiendo también de la densidad de los fluidos (examine la ecuación 52, por ejemplo).

### *Descripción de las celdas portanúcleos*

En la figura 68 se muestra la pipeta graduada de una celda y sus dimensiones, en ésta se observa que las celdas están construidas para tapones de aproximadamente 1" (2.54 cm) de diámetro por 1.5" (3.81 cm) de longitud. Por otra parte, en las figuras 69 y 70 se muestran las disposiciones de las celdas cuando el petróleo desplaza al agua y cuando el agua desplaza al petróleo, respectivamente.

## IV.3. Secuencia de medición

A continuación se presenta el procedimiento para la determinación de la mojabilidad en forma cuantitativa, mediante las relaciones de desplazamiento de Amott<sup>7</sup> y del número de mojabilidad del DMEU.<sup>9,11</sup>

1° Se pesa el tapón seco y saturado 100% de salmuera.

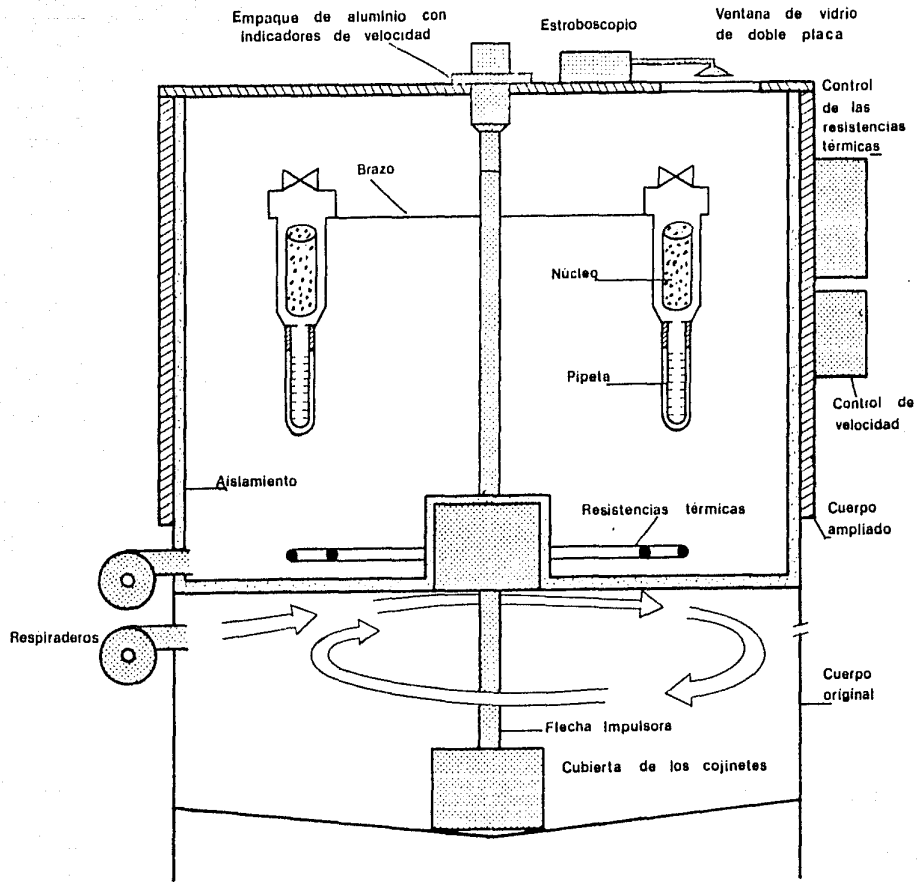


Figura.67.- Centrifugadora con diseño especial. Tomado de Samaroo y Guerrero.<sup>55</sup>

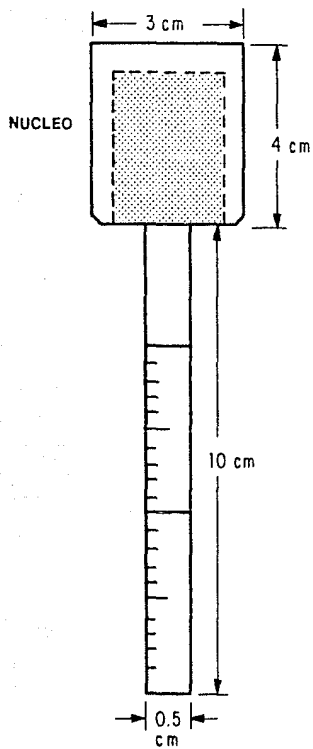


Figura. 68.- Celda portanúcleos para centrifugadura.  
Tomado de Donaldson.<sup>10,11</sup>

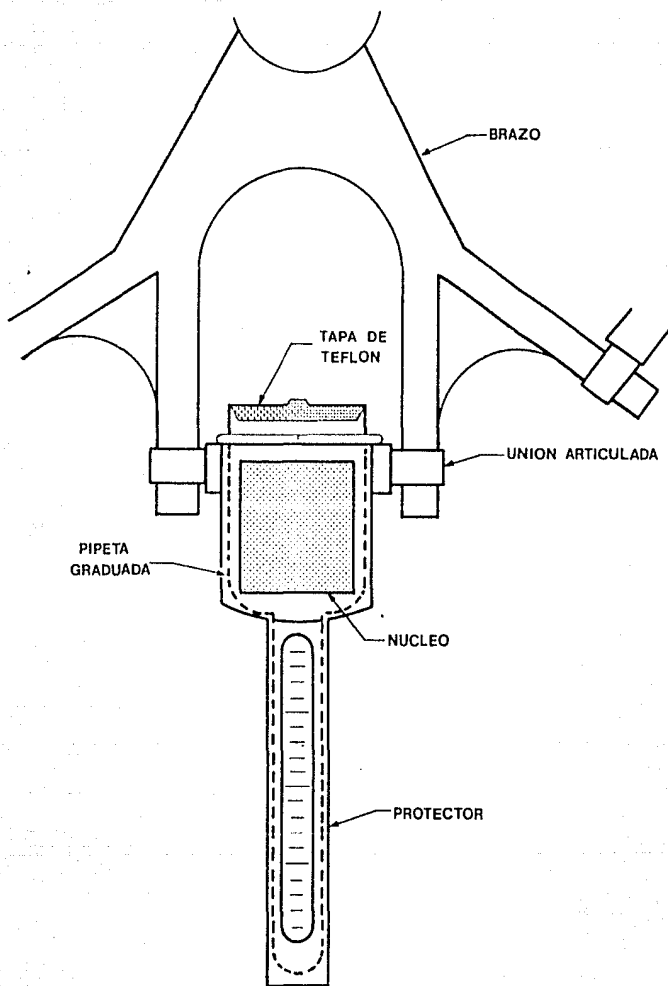


Figura.69 - Disposición de la celda porta núcleos en la posición de petróleo desplazando agua. Tomado de Donaldson.<sup>10,11</sup>

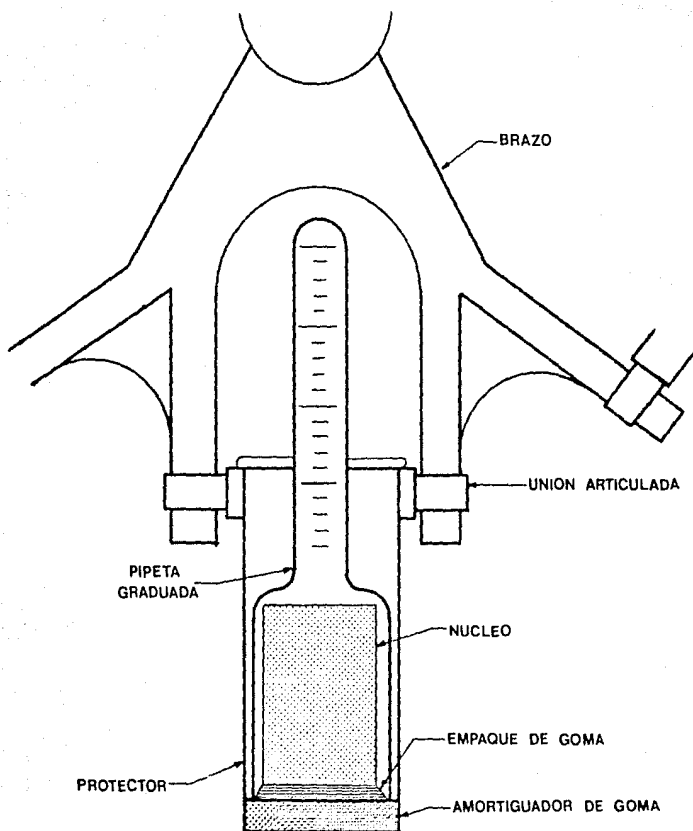


Figura.70.- Disposición de la celda portanúcleos en la posición de agua desplazando petróleo. Tomado de Donaldson.<sup>10,11</sup>

2° Se saca la diferencia de los dos pesos anteriores y se obtiene el peso de la salmuera saturando al tapón.

3° Se divide este peso entre el peso específico de la salmuera, obteniéndose el volumen poroso del tapón ( $V_p$ ).

4° Con las características geométricas del tapón, se calcula el volumen bruto o total de roca, y con el volumen del paso 3° se obtiene la porosidad:

5° Se sitúan dos tapones en la centrifugadora (figura 69) a la temperatura del yacimiento, con objeto de que esté balanceada y se centrifuga hasta dejarlos a la  $S_{wi}$ . Se recomienda que el desbalanceo del brazo de la centrifugadora no exceda de 0.1 gr.<sup>35</sup> Se pesa el núcleo y se le resta el peso del núcleo seco, entonces se divide entre el peso específico de la salmuera y se obtiene el volumen de agua irreductible,  $V_{wi}$ . Este valor se divide entre el volumen de poros y se obtiene la  $S_{wi}$ .

6° Se registra el volumen de agua que se imbebe libremente y que es igual a  $V_{osp}$  del método de Amott<sup>7</sup> (curva 2, figura 62).

7° Se miden los volúmenes de petróleo desplazados,  $V_{odesp}$ , y se registra la velocidad angular (rev/min) correspondiente a la que fueron desplazados (curva 3, figura 62); entonces, se calculan las presiones capilares y las saturaciones de agua a partir de las siguientes expresiones:

$$P_c = -1.590 \times 10^{-7} (\rho_w - \rho_o) r R^2 h$$

$$S_w = \frac{V_{wi} + \Sigma V_{odesp}}{V_p}$$

8° Si no se ha llegado a una cierta presión capilar establecida con base en la densidad de los fluidos y la máxima velocidad de la centrifugadora, se extrapola a este valor. Para este caso, se fijó una presión capilar de  $-10 \text{ lb/pg}^2$  (apéndice A). Se obtiene el valor de la saturación de petróleo mínima,  $S_{omín}$ , el de agua máxima,  $S_{wmáx}$  y de este último, el volumen de agua máximo,  $V_{wmáx}$ .

9° De la sumatoria de los volúmenes de petróleo desplazados del paso 7° y del  $V_{osp}$  del paso 6°, se calcula la relación de desplazamiento de agua del método de Amott:<sup>7</sup>

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{osp} + \Sigma V_{odesp}} = \frac{V_{osp}}{V_{oi}}$$

10° Se calcula el área bajo la curva de presiones capilares negativas ( $A_2$ , figura 62).

11° Se registra el volumen de petróleo que se imbebe libremente y que es igual a  $V_{wsp}$  del método de Amott<sup>7</sup> (curva 4, figura 62).

12° Se miden los volúmenes de agua desplazados,  $V_{wdesp}$ , y se registra la velocidad angular (rev/min) con la que fueron desplazados (curva 5, figura 62); entonces, se calculan las presiones capilares y las saturaciones de agua a partir de las siguientes expresiones:

$$P_c = 1.590 \times 10^{-7} (\rho_w - \rho_o) r R^2 h$$

$$S_w = \frac{V_{wmáx} - \Sigma V_{wdesp}}{V_p}$$

13° Nuevamente, si no se ha llegado a la presión establecida que en este caso es de  $10 \text{ lb/pg}^2$ , se extrapola a este valor y se obtiene la saturación de agua que existiría en el núcleo a esta presión. De este valor se obtiene el volumen de agua que se desplazaría y se suma a los anteriores.

14° De la sumatoria de los volúmenes de agua desplazados del paso 13° y del  $V_{wsp}$  del paso 11°, se calcula la relación de desplazamiento de petróleo del método de Amott:<sup>7</sup>

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wsp} + V_{wdesp}} = \frac{V_{wsp}}{V_{oi}}$$

15° Se calcula el área bajo la curva de presiones capilares positivas ( $A_1$ , figura 62).

16° Se calcula el índice de Amott—Harvey<sup>217</sup> con la siguiente expresión:

$$I = \delta_x - \delta_0$$

17° Finalmente, se calcula el número de mojabilidad del DMEU, W, mediante:

$$W = \log \left[ \frac{A_1}{A_2} \right]$$

## V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1 Como el comportamiento del sistema roca-fluidos no sólo se ve afectado por la mojabilidad, sino por varios factores que interactúan entre sí, tales como la naturaleza de los fluidos, historia de la saturación, composición mineralógica y geometría de la roca, etcétera, se propuso un método que permite obtener la mojabilidad promedio de una muestra en forma cuantitativa a partir de las curvas de presión capilar vs. saturación de fluidos, haciendo que los efectos de dichos factores se contrapongan en lo posible y afecten de forma mínima tales curvas. Esto da como resultado que el índice de mojabilidad calculado sea un reflejo muy aproximado de la mojabilidad del sistema.
- 2 Automáticamente, por la conclusión anterior, la escala de mojabilidad se amplía; esto es, de manera similar a como ocurre con otras propiedades petrofísicas, hay una graduación *real* que refleja la variedad de yacimientos que existen en la naturaleza. Esta incluye la "antigua" clasificación desde las rocas fuertemente mojadas por agua ( $W=1, I=1$ ), pasando por las rocas de mojabilidad neutral ( $W=0, I=0$ ), hasta las rocas fuertemente mojadas por petróleo ( $W=-1, I=-1$ ).
- 3 Este método implica un mejor estudio de todos los parámetros del yacimiento y de los factores que afectan su comportamiento con relación a la mojabilidad.
- 4 El método no sólo permite determinar la mojabilidad homogénea, sino también en algunos casos permite detectar la mojabilidad heterogénea.
- 5 Se dispone de muchos métodos cualitativos para determinar la mojabilidad. Uno de los aquí recomendados es el método de imbibición de Bobek et al., que en la actualidad es uno de los más ampliamente usados porque es rápido, no requiere de ningún equipo complicado y da una idea de la mojabilidad promedio del núcleo.
- 6 La mojabilidad del yacimiento influye a la presión capilar, permeabilidades relativas, comportamiento de flujo, dispersión de trazadores y propiedades eléctricas. Hasta el momento, no ha sido posible establecer relaciones analíticas entre la mojabilidad y estos parámetros del yacimiento; por lo tanto, tampoco se puede concluir nada definitivo acerca de cómo la mojabilidad afecta o interactúa con cada uno de estos parámetros.
- 7 Al correr las pruebas de mojabilidad, uno de los requisitos más importantes es que se hagan con núcleos preservados, es decir, con la mojabilidad original del yacimiento. Si se usan núcleos limpiados, estos pueden resultar más o menos mojados por petróleo que el núcleo original, lo que introducirá errores en las evaluaciones de diversos parámetros.
- 8 La alteración de la mojabilidad se determina por la interacción de los componentes del petróleo, las superficies minerales y la composición química de la salmuera, que comprende la composición iónica y el pH. En sistemas sílice/petróleo/salmuera, cantidades pequeñísimas de metales catiónicos multivalentes pueden alterar la mojabilidad. Los cationes pueden reducir la solubilidad de los ateasus del petróleo crudo o activar la adsorción de ateasus aniónicos sobre la sílice, o ambas cosas. Los iones multivalentes que han alterado la mojabilidad de sistemas sílice/petróleo/salmuera comprenden el  $Ca^{+2}$ ,  $Mg^{+2}$ ,  $Cu^{+2}$ ,  $Ni^{+2}$  y  $Fe^{+2}$ .
- 9 Como la solubilidad de los compuestos alteradores de la mojabilidad aumenta con la presión y la temperatura, usualmente el sistema roca/petróleo-crudo/salmuera es más mojado por agua a las condiciones de yacimiento que a las condiciones ambientales. Además, el ángulo de contacto disminuye con la temperatura, lo que hace al sistema más mojado por agua, aun si no hay ateasus presentes.
- 10 Al intentar restaurar un núcleo limpiado a su mojabilidad original, el núcleo debe saturarse con salmuera, desplazarse con petróleo y después, envejecerse a las condiciones del yacimiento durante 1000 horas. Esto permi-



tirá que una condición de mojabilidad mezclada se restablezca, si esa era la mojabilidad original. Asimismo, esto permitirá a la composición química de la salmuera influir la mojabilidad restaurada.

## NOMENCLATURA

$A_1$  : área bajo la curva de presión capilar del petróleo desplazando a la salmuera, método del Departamento de Minas de los Estados Unidos de América.

$A_2$  : área bajo la curva de presión capilar de la salmuera desplazando al petróleo, método del Departamento de Minas de los Estados Unidos de América.

$dE$  : cambio total en la energía libre.

$\Delta E$  : cambio en la energía libre.

$E$  : energía libre de superficie.

$E_D$  : energía de desplazamiento (tensión de adhesión).

$f_w$  : flujo fraccional de agua.

$g$  : aceleración de la gravedad.

$g'$  : relación entre la aceleración de la gravedad y la aceleración de la centrifugadora.

$h$  : altura de la interfase en un tubo capilar.

$h_o$  : altura de la columna de petróleo arriba de la interfase petróleo/agua.

$h_w$  : altura de la columna de agua arriba de la interfase petróleo/agua.

$I$  : índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey.

$I_R$  : índice de resistividad.

$k_A$  : permeabilidad al aire, md.

$k_{abs}$  : permeabilidad absoluta, md.

$k_d$  : permeabilidad de la fase desplazada, md.

$k_i$  : permeabilidad de la fase inyectada, md.

$k_{gi}$  : permeabilidad efectiva inicial al gas, md.

$k_w$  : permeabilidad efectiva al agua, md.

$k_{rw}$  : permeabilidad relativa al agua.

$k_o$  : permeabilidad efectiva al petróleo, md.

$k_{ow}$  : permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación inicial de agua, md.

$k_{ro}$  : permeabilidad relativa al petróleo.

$L$ : longitud del núcleo, cm [pg].

$N$ : número de mojabilidad.

$n$ : exponente de saturación.

$P_c$ : presión capilar.

$P_m$ : presión en la fase mojante.

$P_{nm}$ : presión en la fase no mojante.

$r$ : radio de un tubo capilar.

$r_1, r_2$ : radios de curvatura de la interfaz, medidos perpendiculares uno respecto del otro.

$r_{max}$ : radio calculado equivalente de los poros más grandes en un núcleo.

$R_t$ : resistividad de la formación a una saturación de agua  $S_w$ , omega.m.

$R_w$ : resistividad del agua.

$S_{gr}$ : saturación de gas residual.

$S_r$ : saturación de la fase de referencia.

$S_o$ : saturación de petróleo.

$S_{or}$ : saturación residual de petróleo.

$S_w$ : saturación de agua.

$T$ : temperatura, °F [°C].

$V_b$ : volumen total del núcleo.

$V_{desp}$ : Volumen de petróleo desplazado.

$V_{exp}$ : volumen de petróleo desplazado por imbibición espontánea del agua, método de Amott.

$V_{et}$ : volumen total de petróleo desplazado, método de Amott.

$V_p$ : volumen o volúmenes de poros.

$V_{wdesp}$ : Volumen de agua desplazada.

$V_{wsp}$ : volumen de agua desplazado por imbibición espontánea del petróleo, método de Amott.

$V_{wt}$ : volumen total de agua desplazada, método de Amott.

$W$ : índice de mojabilidad del DMEU.

WOR: Relación agua/petróleo producida.

$\Delta W_{ext}$ : trabajo externo.

$\delta_o$ : relación de desplazamiento por petróleo, método de Amott.

$\delta_w$  : relación de desplazamiento por agua, método de Amott.

$\mu_o$  : viscosidad del petróleo, cp [mPa.s].

$\mu_w$  : viscosidad del agua, cp [mPa.s].

$\theta$  : ángulo de contacto.

$\theta_a$  : ángulo de contacto aparente.

$\theta_{adv}$  : ángulo de contacto de avance.

$\theta_{rec}$  : ángulo de contacto retroceso.

$\theta_T$  : ángulo de contacto verdadero, medido sobre una superficie plana y pulida.

$\phi$  : porosidad.

$\rho_o$  : densidad del petróleo.

$\rho_w$  : densidad del agua.

$\sigma$  : tensión interfacial

$\sigma_A$  : tensión de adhesión.

$\sigma_{os}$  : tensión interfacial entre el petróleo y el sólido.

$\sigma_{ow}$  : tensión interfacial entre el petróleo y el agua.

$\sigma_{ws}$  : tensión interfacial entre el agua y el sólido.

#### Subíndices:

a : aparente.

adv : avance.

a-o : aire-petróleo.

o-w : petróleo-agua.

rec : retroceso.

T : desplazamiento (threshold).

#### Abreviaturas:

ateasu : agente tensoactivo de superficie.

cfr. : confiérase, refiérase, confróntese, confiérase a, confiérase en, refiérase a, confróntese con, compárese con.  
Confiérase al, a la, a los, a las, etc.

DMEU : Departamento de Minas de los Estados Unidos de América.

p. : página.

pp. : páginas.

RMN : Resonancia Magnética Nuclear.

## APÉNDICE A

### 'PROGRAMA QUE CALCULA EL ÍNDICE DE MOJABILIDAD EN FORMA 'CUANTITATIVA DE UNA ROCA SATURADA DE DOS LÍQUIDOS CUALESQUIERA

CONST FALSE = 0, TRUE = NOT FALSE  
CONST PI = 3.141592653#

*'Comienza la sección de declaración de subrutinas para graficación  
'extrapolación y determinación de las áreas bajo las curvas*

DEFINT I-N

*'Comienza la sección de declaración de las variables usadas en este  
'programa como datos*

DIM WGTDRY	'Peso del tapón seco
DIM WGTSW +	'Peso del tapón 100% saturado de salmuera
DIM WGTSSR	'Peso específico de la salmuera
DIM WGTSO	'Peso específico del petróleo
DIM LTHP!	'Longitud del tapón
DIM DIAP	'Diámetro del tapón
DIM RADARM	'Distancia entre el eje de rotación y el centro del tapón
DIM VOLOSP	'Volumen de agua que se imbibie espontáneamente
DIM VOLWSP	'Volumen de petróleo que se imbibie espontáneamente
DIM VELP(100)	'Velocidad angular de la centrifugadora Pe positiva
DIM VELN(100)	'Velocidad angular de la centrifugadora Pe negativa
DIM VODESP(100)	'Volumen de petróleo desplazado

*'Comienza la sección de declaración de las variables usadas en este  
'programa para cálculos y resultados*

DIM SATWN(100)	'Saturación de agua a la presión capilar negativa
DIM SATWP(100)	'Saturación de agua a la presión capilar positiva
DIM PRSCAPN(100)	'Presión capilar negativa
DIM PRSCAPP(100)	'Presión capilar positiva
DIM X!(100)	'Valor de datos de la abscisa para las funciones
DIM Y!(100)	'Valor de datos de la ordenada para las funciones

*'Subrutina para determinar que tipo de adaptador tiene la microcomputadora  
'y si es factible usar la subrutina de graficación*

CLS

*'Comienza la sección de lectura de datos*

INPUT "Longitud del tapón?", LTHP!  
INPUT "Diámetro del tapón?", DIAP  
INPUT "Peso del tapón seco?", WGTDRY

```

INPUT "Peso del tapón 100% saturado?", WGTSW
INPUT "Peso del tapón a la Swi?", WGTSWI
INPUT "Peso específico de la salmuera?", WGTSSBR
INPUT "Peso específico del petróleo?", WGTSO
INPUT "Distancia entre el eje de rotación y el centro del tapón?", RADARM
INPUT "Límite de la presión capilar (+/-)?", TOLPRSCAP

```

```
TOLPRSCAP = ABS(TOLPRSCAP)
```

```
RADP = DIAP / 2!
```

*\*Comienzan a hacerse los cálculos para encontrar la Swi*

```

WGTBR = WGTSW - WGTDRY
VOLG = WGTBR / WGTSSBR
VOLB = PI * RADP * RADP * LTHP!
VOLIW = (WGTSWI - WGTDRY) / WGTSSBR
SATiw = VOLIW / VOLG

```

*Se comienzan a generar los datos para graficar la parte negativa de la curva de presión capilar*

```

CLS
LOCATE 13, (80 - LEN("Agua desplazando petróleo...")) / 2
PRINT "Agua desplazando petróleo..."
CLS

```

```

INPUT "¿Volumen de agua que se imbibie espontáneamente? ", VOLOSP
SUMOW = VOLIW + VOLOSP
SATosp = SUMOW / VOLG
INPUT "¿Cuántas velocidades son? ", N1
NN = N1 - 1

```

```

FOR I = 0 TO NN
  PRINT "Velocidad angular "; I + 1; " ";
  INPUT VELN(I)
  PRINT "Volumen de petróleo desplazado"; I + 1; " ";
  INPUT VODESP(I)
  SUMOW = SUMOW + VODESP(I)
  SATWN(I) = SUMOW / VOLG
  PRSCAPN(I) = -1.59E-07 * (WGTSSBR - WGTSO) * RADARM * VELN(I) * VELN(I) * LTHP!
NEXT I
IF PRSCAPN(NN) > -TOLPRSCAP THEN
  SWN = EXTRAPOLA(PRSCAPN(), SATWN(), -TOLPRSCAP, NN)
  IF SWN < SATWN(NN) OR SWN > ! THEN SWN = EXTRAPOLIN(PRSCAPN(), SATWN(), -TOLPRSCAP, NN)
  NN = NN + 1
  SATWN(NN) = SWN
  PRSCAPN(NN) = -TOLPRSCAP
END IF
SUMOW = SUMOW - VOLIW
deltaw = VOLOSP / SUMOW
VWM = VOLG * SATWN(NN)
IF (NN MOD 3) = 0 THEN
  A2 = ABS(SIMOC(TPRSCAPN(), SATWN(), NN))
ELSEIF (NN MOD 2) = 0 THEN
  A2 = ABS(SIMTER(PRSCAPN(), SATWN(), NN))
ELSE A2 = ABS(TRAPEC(PRSCAPN(), SATWN(), NN))
END IF

```

'Se manda llamar a la subrutina para graficar la parte negativa de la curva de presión capilar

'Se comienzan a generar los datos para graficar la parte positiva de la curva de presión capilar

```
LOCATE 13, (80 - LEN("Petróleo desplazando agua...")) / 2  
PRINT "Petróleo desplazando agua..."
```

CLS

```
INPUT "¿Volumen de petróleo que se imbebe espontáneamente? ", VOLWSP
```

```
SUMWO = VWM - VOLWSP
```

```
SATWsp = SUMWO / VOLG
```

```
INPUT "¿Cuántas velocidades son? ", N2
```

```
NP = N2 - 1
```

```
FOR I = 0 TO NP
```

```
  PRINT "Velocidad angular "; I + 1; " ";
```

```
  INPUT VELP(I)
```

```
  PRINT "Volumen de agua desplazado"; I + 1; " ";
```

```
  INPUT VWDESP(I)
```

```
  SUMWO = SUMWO - VWDESP(I)
```

```
  SATWP(I) = SUMWO / VOLG
```

```
  PRSCAPP(I) = 1.59E-07 * (WGTSBR - WGTSO) * RADARM * VELP(I) * VELP(I) * LTHP!
```

```
NEXT
```

```
SUMWO = VWM - SUMWO
```

```
IF PRSCAPP(NP) < TOLPRSCAP THEN
```

```
  SWN = EXTRAPOLA(PRSCAPP(), SATWP(), TOLPRSCAP, NP%0)
```

```
  IF (SWN > SATWP(NP)) OR (SWN < 0!) THEN SWN = EXTRAPOLIN(PRSCAPP(), SATWP(), TOL-  
PRSCAP, NP)
```

```
  NP = NP + 1
```

```
  SATWP(NP) = SWN
```

```
  PRSCAPP(NP) = TOLPRSCAP
```

```
END IF
```

```
deltao = VOLOSP / SUMWO
```

```
IF (NP MOD 3) = 0 THEN
```

```
  A1 = SIMOCT(PRSCAPP(), SATWP(), NP)
```

```
ELSEIF (NP MOD 2) = 0 THEN
```

```
  A1 = SIMTER(PRSCAPP(), SATWP(), NP)
```

```
ELSE A1 = TRAPEC(PRSCAPP(), SATWP(), NP)
```

```
END IF
```

'Se manda llamar a la subrutina para graficar la parte positiva de la curva de presión capilar

```
W1 = deltax - deltax
```

```
W = LOG(A1 / A2) / LOG(10)
```

'Se manda llamar a la subrutina para graficar tanto la parte positiva como la negativa de la curva de presión capilar

'Impresión de datos utilizados para el cálculo

```
FOR I = 0 TO NN
```

```
  PRINT "Pc=";
```

```
  PRINT USING "+###.## "; PRSCAPP(I);
```

```
  PRINT "Sw=";
```

```
  PRINT USING ".##"; SATWP(I)
```

```

NEXT
PRINT
FOR I = 0 TO NP
  PRINT "Pc=";
  PRINT USING "+###.## "; PRSCAPP(I);
  PRINT "Sw=";
  PRINT USING "#.##"; SATWP(I)
NEXT

```

*'Impresión de resultados de mojabilidad*

```

PRINT "A1 =";
PRINT USING "###.## "; A1;
PRINT "u*u"
PRINT
PRINT "A2 =";
PRINT USING "###.## "; A2;
PRINT "u*u"
PRINT
PRINT "dw =";
PRINT USING "###.##"; deltaw
PRINT
PRINT "do =";
PRINT USING "###.##"; deltao
IF deltaw <> 0 AND deltao <> 0 THEN
  PRINT "El núcleo probablemente es de mojabilidad mezclada"
ELSEIF W1 > 0 OR W > 0 THEN
  PRINT "El núcleo es de mojabilidad por agua"
ELSE
  PRINT "El núcleo es de mojabilidad por petróleo"
END IF
PRINT
PRINT "W(DMEU) =";
PRINT USING "###.##"; W
PRINT
PRINT "I(Amott) =";
PRINT USING "###.##"; W1
PRINT
END

```



A continuación se presenta un ejemplo con datos supuestos para probar el programa

*Datos de entrada y generados por el programa:*

Longitud del tapón: 2.54 cm  
Diámetro del tapón: 2.54 cm  
Peso del tapón seco: 111.3 gr  
Peso del tapón 100% saturado: 117.8 gr  
Peso del tapón a la Swi: 112.58  
Peso específico de la salmuera: 1.02 gr/cm<sup>3</sup>  
Peso específico del petróleo: .89 gr/cm<sup>3</sup>  
Distancia entre el eje de rotación y el centro del tapón: 15 cm  
Límite de la presión capilar (+/-): 10 lb/pg2  
Volumen de poros: 6.372549 cm<sup>3</sup>  
Volumen del núcleo: 12.87037 cm<sup>3</sup>  
Saturación de agua irreductible: .1969229

*Agua desplazando petróleo...*

Volumen de agua que se imbiben espontáneamente: 0.806 cm<sup>3</sup>  
Saturación de agua como resultado del agua imbibida a Pc = 0: 0.3234029  
velocidades a presiones capilares negativas volúmenes de petróleo desplazados

VELN( 0 )= 800	,VODESP( 0 )= .66
VELN( 1 )= 1000	,VODESP( 1 )= .44
VELN( 2 )= 1500	,VODESP( 2 )= .55
VELN( 3 )= 2000	,VODESP( 3 )= .33
VELN( 4 )= 2500	,VODESP( 4 )= .25
VELN( 5 )= 3000	,VODESP( 5 )= .14
VELN( 6 )= 3500	,VODESP( 6 )= .11

*Petróleo desplazando agua...*

Volumen de petróleo que se imbiben espontáneamente: .6671  
Saturación de agua como resultado del petróleo imbibido a Pc = 0: .3234029

VELP( 0 )= 800	,VWDESP( 0 )= .17
VELP( 1 )= 1000	,VWDESP( 1 )= .17
VELP( 2 )= 1500	,VWDESP( 2 )= .39
VELP( 3 )= 2000	,VWDESP( 3 )= .42
VELP( 4 )= 2500	,VWDESP( 4 )= .33
VELP( 5 )= 3000	,VWDESP( 5 )= .32

*Resultados generados por el programa*

Pc=-: -0.50	Sw=0.43
Pc=-: -0.79	Sw=0.50
Pc=-: -1.77	Sw=0.58
Pc=-: -3.15	Sw=0.63
Pc=-: -4.92	Sw=0.67
Pc=-: -7.09	Sw=0.70
Pc=-: -9.65	Sw=0.71
Pc=-: -10.00	Sw=0.71

Pc= +0.50  
Pc= +0.79  
Pc= +1.77  
Pc= +3.15  
Pc= +4.92  
Pc= +7.09  
Pc= +10.00

Sw=0.58  
Sw=0.56  
Sw=0.50  
Sw=0.43  
Sw=0.38  
Sw=0.33  
Sw=0.26

Área bajo la curva del petróleo desplazando al agua

$$A_1 = 0.36 \text{ u}^2$$

Área bajo la curva del agua desplazando al petróleo

$$A_2 = 1.24 \text{ u}^2$$

$$\delta_w = 0.25$$

$$\delta_o = 0.27$$

El núcleo probablemente es de mojabilidad mezclada

$$W(\text{DMEU}) = -0.54$$

$$I(\text{Amott}) \approx -0.03$$

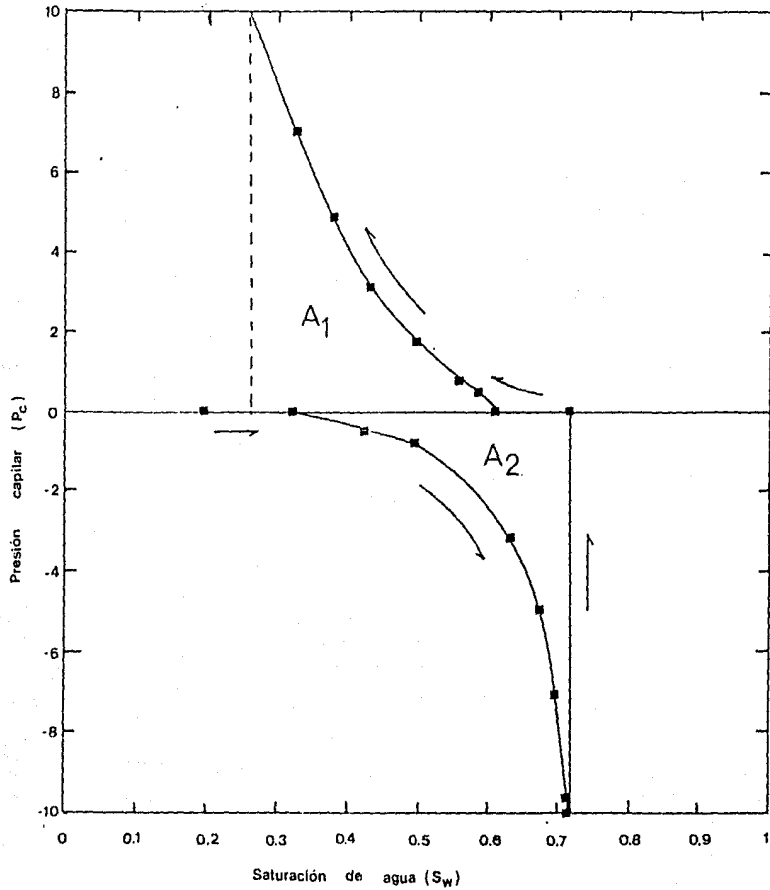


Figura. A.1. - Resultados del ejemplo.

## Referencias bibliográficas

1. Anderson, William G.: "Wettability Literature Survey -Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions, and the Effects of Core Handling on Wettability," *JPT*, October 1986, pp. 1125-1144.
2. Anderson, William G.: "Wettability Literature Survey -Part 2: Wettability Measurement," *JPT*, November 1986, pp. 1246-1262.
3. Anderson, William G.: "Wettability Literature Survey -Part 3: The Effects of Wettability on Electrical Properties of Porous Media," *JPT*, December 1986, pp. 1371-1378.
4. Anderson, William G.: "Wettability Literature Survey -Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure," *JPT*, October 1987, pp. 1283-1300.
5. Anderson, William G.: "Wettability Literature Survey -Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability," *JPT*, November 1987, pp. 1453-1468.
6. Anderson, William G.: "Wettability Literature Survey -Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding," *JPT*, December 1987, pp. 1605-1619.
7. Amott, E.: "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock," *Trans., AIME*, Vol. 216, 1959, pp. 156-162.
8. Craig, F. F.: *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Monograph Series, SPE, Richardson, Texas, U.S.A., 1971, Vol. 3, pp. 12-44.
9. Donaldson, Erle C., Thomas, Rex D., and Lorenz, Philip B.: "Wettability Determination and its Effect on Recovery Efficiency," *SPEJ*, March 1969, pp. 13-20.
10. Donaldson, Erle C., Kendall, Ronald F., Pavelka, Edwin A., and Crocker, Michael E.: "Equipment and Procedures for Fluid Flow and Wettability Tests of Geological Materials", Bartlesville Energy Technologic Center, U. S. Department of Energy, Bartlesville, Oklahoma, DOE/BET/C-79/5, May 1980, pp. i-38.
11. Donaldson, Erle C.: "Oil-Water-Rock Wettability Measurement," *Proc. American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry*, Vol. 26, No. 1. Atlanta Meeting, March 29-April 3, 1981, pp. 110-122.
12. Rogers, Walter F., Gray, George R. and Darley, H. C. H.: *Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids*, Houston, London, Paris, Tokio, Gulf Publishing Company, 1980, pp. i-630.
13. Salathiel, R. A.: "Oil Recovery by Surface Film Drainage In Mixed-Wettability Rocks," *JPT*, Oct. 1973, pp. 1216-1224.
14. Owens, W. W. and Archer, Duane L.: "The Effect of Rock Wettability in Oil-Water Relative Permeability Relationships," *JPT*, July 1971; *Trans. AIME*, Vol. 249, pp. 873-878.
15. Treiber, L. E., Archer, Duane L., and Owens, W. W.: "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoirs," *SPEJ*, December 1972, pp. 531-540.
16. Boncau, D.F. and Clappitt, R. L.: "A Surfactant System for The Oil Wet Sandstone of the North Burbank Unit," *JPT*, May 1977, pp. 501-506.

17. Archie, G. E.: "The Electrical Resistivity as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics," *Trans. AIME*, Vol. 146, 1942, pp. 54-62.
18. Díaz Peña, M. y Roig Muntaner, A.: *Química Física*, 3a edición, Madrid, España, Editorial Alhambra, S. A., 1978.
19. Babor, Joseph A. y Ibarz Aznárez, José: *Química General Moderna*, 6a edición, Barcelona, España, Editorial Marín, S. A., 1962.
20. Purcell, W. R.: "Interpretation of Capillary Pressure Data," *Trans. AIME*, Vol. 189, 1950, pp. 369-371.
21. Killins, C. R., Nielsen, R. F. and Calhoun, J. C.: "Capillary Desaturation and Imbibition in Porous Rocks," *Producers Monthly*, Vol. 18, No. 2., December 1953, pp. 30-39.
22. Leverett, M. C.: "Capillary Behavior in Porous Solids," *Trans. AIME*, Vol. 142, 1941, pp. 152-169.
23. Amyx, James W., Bass, Daniel M., and Whitting, Robert L.: *Petroleum Reservoir Engineering*, New York, McGraw Hill Book Company, Inc., 1969.
24. Donaldson, Erle C., and Thomas, Rex D.: "Microscopic Observations of Oil Displacement in Water-Wet and Oil-Wet Systems," paper SPE 3555 presented at the 1971 SPE Annual Meeting, New Orleans, Oct. 3-6, pp. 1-8.
25. Bobek, J. E., Mattax, C. C. and Denekas, M. O.: "Reservoir Rock Wettability -Its Significance and Evaluation," *JPT*, July 1958, pp. 155-160; *Trans., AIME*, Vol. 213, 1958, pp. 155-160.
26. Sharma M. M. and Wunderlich, R. W.: "The Alteration of Rock Properties Due to Interactions With Drilling Fluid Components," paper SPE 14302 presented at the 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, NV, September 22-25, pp. 1-12.
27. Trantham, J. C. and Clampitt, R. L.: "Determination of Oil Saturation After Waterflooding in Oil-Wet Reservoir The North Burbank Unit, Tract 97 Project," *JPT*, May 1977, pp. 491-500.
28. Hassler, G. I. and Brunner, E.: "Measurement of Capillary Pressures in Small Core Samples," *Trans., AIME*, Vol. 160, 1945, pp. 114-123.
29. Slobod, R. L., Adele Chambers, and Prehn, W. L.: "Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil, and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples," *Trans., AIME*, Vol. 192, 1951, pp. 127-134.
30. Gatenby, W. A. and Marsden, S. S.: "Some Wettability Characteristics of Synthetic Porous Media," *Producers Monthly*, Vol. 22, No. 1, August 1957, pp. 5-9.
- \* 31. Chilingar, G. V. and Yen, T. F.: "Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoir Rocks, II," *Energy Sources*, Vol. 7, No. 1, 1983, pp. 67-75.
32. Brown, Robert J. S. and Fatt, Irving: "Measurements of Fractional Wettability of Oil Field Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method," *Trans., AIME*, Vol. 207, 1956, pp. 262-264.
33. Fatt, Irving and Klikoff, Waldemar Jr. A.: "Effect of Fractional Wettability on Multiphase Flow Through Porous Media," *Trans., AIME*, Vol. 216, 1959, pp. 426-432.
- \* 34. Gimatudinov, S. K.: "The Nature of the Surface of Minerals of Oil-Bearing Rocks." *Izv. Vyssh. Ucheb. Zavedenii, Neft i Gaz*, Vol 6, No. 7, 1963, pp. 37-42.
35. Holbrook, O. C. and Bernard, George C.: "Determination of Wettability by Dye Adsorption," *Trans., AIME*, Vol. 213, 1958, pp. 261-264.
36. Iwankow, E. N.: "A Correlation of Interstitial Water Saturation and Heterogeneous Wettability," *Producers Monthly*, Vol. 24, No. 12, October 1960, pp. 18-26.

37. Hall, A. C., Collins, S. H., and Melrose, J. C.: "Stability of Aqueous Wetting Films in Athabasca Tar Sands," *SPEJ*, Vol 23, No. 2, April 1983, pp. 249-259.
- \* 38. Melrose, J. C.: "Interpretation of Mixed Wettability States in Reservoir Rocks," paper SPE 10971 presented at the 1982 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September 26-29.
- \* 39. Berezin, V. M., Yarygina, V. S., and Dubrovina, N. A.: "Adsorption of Asphaltenes and Tar From Petroleum by Sandstone," *Neftepromysl. Delo*, Vol. 5, 1982, pp. 15-17. English translation available from the John Crerar Library, Translation No. 83-10107-08G.
40. Denekas, M. O., Mattax, C. C., and Davis, G. T.: "Effects of Crude Oil Components on Rock Wettability," *Trans., AIME*, Vol. 216, 1959, pp. 330-333.
- \* 41. Abdurashitov, S. A., Guesinov, M. F., and Tairov, N. D.: "Effect of Different Rock Fractions Upon The Adsorption of Asphaltenes From Petroleums of the Balakhany-Sabunchi-Ramaninsk Deposits," *Izv. Vyssh. Ucheb. Zavedenii, Nefi i Gaz*, Vol 9, No. 10, 1966, pp. 63-65. English translation available from the John Crerar Library, Translation No. 71-14451-08I.
- \* 42. Tumasyan, A. B. and Babalyan, G. A.: "Adsorption of Asphaltenes During Filtration," *Dokl. Akad. Nauk Azerb. SSR* Vol. 20, No.9, 1964. English translation available from the John Crerar Library, Translation No. 65-14833.
- \* 43. Collins, S. H. and Melrose, J. C.: "Adsorption of Asphaltenes and Water on Reservoir Rock Minerals," paper SPE 11800 presented at the 1983 SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Denver, June 1-3.
- \* 44. Somerton, W.H. and Radke, C. J.: "Role of Clays in the Enhanced Recovery Petroleum," paper SPE 8845 presented at the 1980 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, OK, April 20-23.
45. Clementz, D. M.: "Clay Stabilization in Sandstones Through Adsorption of Petroleum Heavy Ends," *JPT*, September 1977, pp. 1061-1066.
- \* 46. Clementz, D. M.: "Interaction of Petroleum Heavy Ends With Montmorillonite," *Clays and Clay Minerals*, Vol. 24, 1976, pp. 312-319.
- \* 47. Clementz, D. M.: "Alteration of Rock Properties by Adsorption of Petroleum Heavy Ends: Implications for Enhanced Oil Recovery," paper SPE 10683 presented at the 1982 SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, April 4-7.
- \* 48. Czarnecka, E. and Gillot, J. E.: "Formation and Characterization of Clay Complexes With Bitumen From Athabasca Oil Sand," *Clay and Clays Minerals*, Vol. 28, 1980, pp. 197-203.
- \* 49. Reed, M. G.: "Retention of Crude Oils Bases by Clay-Containing Sandstones," *Clay and Clays Minerals*, Vol. 16, 1968, pp. 173-178.
50. Mungan, Necmettin: "Certain Wettability Effects in Laboratory Waterfloods," *JPT*, February 1966; *Trans. AIME*, Vol. 237, pp. 247-252.
51. Mungan, Necmettin: "Interfacial Effects in Immiscible Liquid-Liquid Displacement in Porous Media," *SPEJ*, September 1966, pp. 247-253, *Trans. AIME*, Vol. 237.
52. Richardson, J. G., Perkins, F. M., and Osoha, J. S.: "Differences in the Behavior of Fresh and Aged East Texas Woodbine Cores," *JPT*, June 1955, pp. 86-91, *Trans. AIME*, Vol. 204.
- \* 53. Morrow, N. R.: "Physics and Thermodynamics of Capillary Action in Porous Media," *Ind. Eng. Chem.*, Vol. 62, No. 6, June 1970, pp. 32-56.
54. Raza, S. H., Treiber, L. E., and Archer, D. L.: "Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation," *Producers Monthly*, Vol. 32, No. 4, April 1968, pp. 2-7.

55. Samaroo, Brian Henry and Guerrero, E. T.: "The Effect of Temperature on Drainage Capillary Pressure in Rocks Using a Modified Centrifuge," paper SPE 10153 presented at the 1981 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5-7, pp 1-12.

56. Graham, J. W.: "Reverse Wetting Logging," *Trans. AIME*, Vol. 213, 1958, pp. 304-309.

57. Holmes, Michael and Tippie, Douglas B.: "Comparisons Between Log and Capillary Pressure Data to Estimate Reservoir Wetting," paper SPE 6856 presented at the 1977 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, October 9-12.

58. Szabo, Miklos T.: "New Methods for Measuring Imbibition Capillary Pressure and Electrical Resistivity Curves by Centrifuge," *SPEJ*, June 1974, pp. 243-252.

59. Cooke, C. E. Jr., Williams, R. E. and Kolodzie, P. A.: "Oil Recovery by Alkaline Waterflooding," *JPT*, December 1974, pp. 1365-1374.

• Estas referencias fueron consultadas de segunda mano.