

**EFFECTO DE LA MOJABILIDAD EN LAS PROPIEDADES PETROFISICAS  
Y OPERACIONES DE RECOBRO SECUNDARIO**

**BLAS MIGUEL SALGADO M.  
LIBARDO ANDRES GONZALEZ V.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
BUCARAMANGA**

**2005**

**EFFECTO DE LA MOJABILIDAD EN LAS PROPIEDADES PETROFISICAS  
Y OPERACIONES DE RECOBRO SECUNDARIO**

**BLAS MIGUEL SALGADO M.  
LIBARDO ANDRES GONZALEZ V.**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el titulo de  
Ingeniero de Petróleos.**

**Director  
Msc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA INGENIERIA DE PETROLEOS  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
BUCARAMANGA  
2005**

## **DEDICATORIA**

*Para lograr ver realizada una de mis metas, necesité de la ayuda de muchas personas a las cuales les debo reconocer la deuda de gratitud que con ellos tengo.*

*A Dios, dueño y guía de mi vida,*

*A mis padres, por toda su confianza, apoyo, grandes enseñanzas y por brindarme su confianza,*

*A mis hermanos, por brindarme apoyo incondicional y sincera amistad,*

*A mis familiares, por sus buenas enseñanzas,*

*A mis grandes amigos, Camilo, Alex, Libardo, Heider, Melisa, Marcela.*

**BLAS MIGUEL.**

## **DEDICATORIA.**

**A Dios todo poderoso** , dador de vida en quien se fundamenta mi fe y fuerza.

**A mi madre, Alix Villamizar Osorio** de quien obtuve, todo lo necesario para llegar hasta este punto , y aunque en este momento no este presente , se que desde el cielo es mi luz guía.

**A mi padre Libardo Gonzáles González** , por enseñarme con su vida que el esfuerzo y el sacrificio son los caminos al éxito.

**A mis hermanos Laura Natalia y Carlos Arturo** , por su compañía , cariño y comprensión ; Ustedes son mi aliciente.

***LIBARDO.***

## **AGRADECIMIENTOS**

*Con sentido sincero,*

*A SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO, asesor y director de este trabajo, por la confianza depositada en nosotros.*

*A los docentes de la escuela de Ingeniería de Petróleos y a la Universidad Industrial de Santander por nuestra formación personal y profesional.*

# Efecto de la Mojabilidad en las Propiedades Petrofísicas y Operaciones de Recobro Secundario.\*

**Autores:** Blas Miguel Salgado M. \*\*  
Libardo Andrés González V. \*\*

**Palabras Claves:** Mojabilidad, Medio poroso, Recobro.

## Resumen:

En los sistemas roca/aceite/salmuera, de estudio cotidiano, la mojabilidad se define como la medida de la preferencia que la roca tendrá a estar humectada ya sea por agua o aceite; este factor es de redundante importancia por tanto es quien gobierna la localización, distribución y flujo de los fluidos en el medio poroso, es entonces acertado pensar en la gran inferencia que tal propiedad tendrá sobre otras propiedades de la roca, como la presión capilar, permeabilidad relativa, y propiedades eléctricas tales como el exponente de saturación de Archie y factor de resistividad de la formación.

Es de importancia también aclarar, que la mojabilidad de un sistema puede variar de un estado mojado por agua a un estado mojado por aceite o viceversa, pasando por estados intermedios conocidos como condiciones de mojabilidad heterogénea. Este cambio de mojabilidad se debe a diversos factores dentro de los que se cuenta adsorción de componentes de superficie activa, ya sea en el corazonamiento, operaciones de perforación y hasta en las mismas operaciones de recuperación de aceite. En sí una propiedad como la mojabilidad se plantea como una herramienta evaluativa del mejor escenario para el flujo de aceite, en cualquier operación de recobro pues por ejemplo, para una inyección de agua, el recobro mas eficiente se daría en aquel sistema de fuerte mojabilidad al agua.

Adicionalmente este trabajo abarca metódicamente, la compleja relación existente entre la mojabilidad y la temperatura a través del análisis de parámetros inherentes a la mojabilidad como, la estabilidad de la película mojante, composición de la salmuera y cambio en la tensión interfacial, con el fin de hacer extensivo este estudio, a lo que sucede con esta propiedad en las operaciones de recobro térmico, y así evitar cambios adversos de la misma.

---

\* Tesis de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## **Effect of Wettability on the Petrophysical Properties and Secondary Recovery operations.**

**Authors:** Blas Miguel Salgado M. \*\*  
Libardo Andrés González V. \*\*

**Keywords:** Wettability, Porous Media, Recovery.

### **Summary:**

In the systems rock/oil/brine, of daily study, the wettability is defined as the measure of the preference that the rock will have to either be wet by water or oil; this factor is therefore of redundant importance it is who governs the localization, distribution and flow of the fluids in the porous media.

It is also of importance to clarify that the wettability of a system can vary of a state wet by water to a state wet by oil or vice versa, going by well-known intermediate states as conditions of heterogeneous wettability. This wettability change is due to diverse factors inside those that adsorption of components of active surface is counted, either in the obtaining cores, perforation operations and until in the same operations of oil recovery. In if a property like wettability think about like an evaluation tool of the best scenario for the flow of oil, in any recovery operation then for example, for a waterflood, the higher oil recovery , it would be given in the strong water wet system and weakly oil wet system.

Additionally this work embraces methodically, the complex existent relationship between the wettability and the temperature through the analysis of inherent parameters to the wettability like, wetting film stability, brine composition and change in the interfacial tension; with the purpose of making extensive this study, to what happens to this property in the operations of thermal retrieval, and this way to avoid adverse changes of the same one.

---

\* Grade Work

\*\* Faculty of Physical – Chemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Engineer Samuel Fernando Muñoz Navarro

## CONTENIDO

INTRODUCCION	11
1. CONCEPTOS PRELIMINARES	12
1.1 MOJABILIDAD DE LA ROCA	12
1.1.1 Distribución de Fluidos en la Roca.	14
1.2 TIPOS DE MOJABILIDAD	15
1.2.1 Mojabilidad Preferencial.	15
1.2.2 Mojabilidad Neutra ó Intermedia.	17
1.2.3 Mojabilidad homogénea.	17
1.2.4 Mojabilidad heterogénea.	17
1.3 MÉTODOS Y EQUIPOS PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD	19
1.3.1 Métodos Cuantitativos.	20
1.3.2. Métodos Cualitativos.	35
2. COMPORTAMIENTO DE LA MOJABILIDAD EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.	52
2.1. ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD.	53
2.1.1. Alteración de la Mojabilidad Debido a los Fluidos de Perforación.	53
2.1.2. Alteración de la Mojabilidad Debido a los Asfáltenos y las Fracciones Polares del Aceite Crudo.	56
2.1.3. Alteración de la Mojabilidad Original de la Muestra.	57
2.2. INFLUENCIA DE LA MOJABILIDAD EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.	63
2.2.1. Influencia de la Mojabilidad sobre las Propiedades Eléctricas.	63
2.2.3 Influencia de la Mojabilidad Sobre la Presión Capilar.	68
2.3 Efecto de la Mojabilidad Sobre las Permeabilidades Relativas.	73
2.4 COMPORTAMIENTO DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS DETERMINADAS MEDIANTE EL MÉTODO DE ESTADO INESTABLE.	85
3. EFECTO DE LA MOJABILIDAD EN LA INYECCIÓN DE AGUA	88
3.1 INYECCIÓN DE AGUA EN SISTEMAS DE MOJABILIDAD UNIFORME.	88
3.1.1 Interacción de la mojabilidad y relación de viscosidades.	93

3.1.2 Saturaciones Prácticas Residuales.	95
3.1.3 Saturación Residual Real.	96
3.2 INYECCIÓN DE AGUA EN SISTEMAS DE MOJABILIDAD NO UNIFORME.	98
3.2.1 Inyección de Agua Bajo Condiciones de Mojabilidad Fraccional.	98
3.2.2 Inyección de agua bajo condiciones de mojabilidad mixta.	101
4. EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA MOJABILIDAD	104
4.1 SITUACIÓN DEL ESTUDIO DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA MOJABILIDAD.	104
4.1.1 Estudios en Permeabilidades Relativas.	105
4.1.2 Estudios en Ángulos de Contacto, Pruebas AMOTT y USBM.	106
4.2 FACTORES INFLUYENTES EN EL CAMBIO DE MOJABILIDAD.	108
4.2.1 Efecto sobre la Tensión Interfacial.	109
4.2.2 Efecto sobre la Estabilidad de Película Mojante.	111
4.2.3 Efecto de la Depositación de Sales.	113
4.3 PRUEBA DE CAMPO: PROCESO DE DEPOSITACIÓN DE CACO3 EN PILOTO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA.	115
4.3.1 Consideraciones de diseño de Prueba.	115
4.3.2 Estrategia de Implementación.	116
4.3.3 Resultados.	117
4.4 REFLEXIÓN	120
CONCLUSIONES	122
RECOMENDACIONES	125
BIBLIOGRAFIA	126

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Dependencia del ángulo de contacto (grado de mojabilidad) de la naturaleza de los fluidos y de la fase sólida.	13
Figura 2. Distribución de fluidos en arenas Hidrófilas (a) y Oleófilas (b).	16
Figura 3. Mojabilidad del Sistema Roca/Agua/Aceite.	22
Figura 4. Medición del ángulo de Contacto.	23
Figura 5. Método U.S.B.M. para la determinación de la mojabilidad	31
Figura 6. Método Combinado Amott / U.S.B.M.	33
Figura 7. Celdas de Imbibición	38
Figura 8. Curvas típicas de permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, para una: (a) Roca mojada por agua y (b) Roca mojada por petróleo.	43
Figura 10. Método Capilarimétrico.	47
Figura 11. Medida del ángulo de avance y reverso.	53
Figura 12. Efectos de los Fluidos de Perforación Sobre la Mojabilidad	61
Figura 13. Comportamiento de la curva de Presión Capilar para un Sistema Mojado por Agua.	70
Figura 14. Comportamiento de la Curva de Presión Capilar en Sistemas Mojados por Aceite.	72
Figura 15. Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa a medida que el sistema se vuelve más mojado por petróleo.	75
Figura 16. Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas cuando se varía uniformemente la mojabilidad.	76
Figura 17. Efecto de la mojabilidad sobre la relación de permeabilidades	

relativas. (Murgan).	77
Figura 18. Curvas de permeabilidad relativa agua/petróleo medidas en muestras preferencialmente mojadas por agua y por petróleo. (Jennings).	79
Figura 19. Curva $K_{rw} / K_{ro}$ vs. Saturación para Sistemas de Mojabilidad Fraccional. (Fatt y Klikoff).	80
Figura 20. Comportamiento de la Eficiencia de Desplazamiento Durante la Inyección de Agua para un Sistema de Mojabilidad Fraccional.	81
Figura 21. Comportamiento de la eficiencia de desplazamiento durante la inyección de agua para un sistema de mojabilidad fraccional.	82
Figura 22. Estudio del efecto de la mojabilidad sobre las Permeabilidades relativas con un corazón en los estados nativo, limpio y restaurado. (Murgan).	85
Figura 23. Curvas típicas de permeabilidades relativas obtenidas Mediante el método de estado inestable para un sistema de mojabilidad preferencial.	87
Figura 24. Efecto de la mojabilidad sobre el desarrollo de una inyección de agua. Tomada de Owens and Archer.	90
Figura 25. Efecto del tiempo de tratamiento (aging) sobre el desarrollo de una inyección de agua en areniscas no consolidadas, con crudo de 1.68 cps.	92
Figura 26. Efecto de la mojabilidad y la viscosidad sobre la inyección de agua en corazones mojados por aceite y por agua. Tomada de Jennings	94
Figura 27. Efecto de la mojabilidad sobre el recobro último de aceite. (Aceite crudo del este de Texas y salmuera tratada con surfactante para variación de la mojabilidad). Tomada de Kennedy, Burja y Boykin	97
Figura 28. Efecto de la mojabilidad fraccional sobre la saturación residual de agua. Tomada de Iwankow	100
Figura 29. Comparación del comportamiento de la inyección de agua para un corazón de mojabilidad mixta y un corazón de mojabilidad fuerte por agua.	103

Figura 30. Efecto de la Temperatura sobre las densidades del crudo Lindbergh, Salmuera sintética y Tensión Interfacial agua- aceite. 109

Figura 31. Ilustración de cambio en la mojabilidad durante inyección de vapor. Tomada de D.B.Benion and F.B. Thomas Hycal Energy Research Laboratories Ltd., and D.A.Sheppard, Sceptre Resources Ltd. SPE 23783. 112

Figura 32. Permeabilidades Relativas del Agua y Aceite, con y sin Depositacion de Calcita. Tomada de Wettability Effects in Thermal Recovery Operations.Dandina N. Rae, SPE, Petroleum Recovery Institute. SPE 35462. 114

Figura 33. Producción a partir de la Inyección Cíclica de Vapor en el Pozo 4A-03. 119

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de los Métodos Cuantitativos para Determinar la Mojabilidad de la Roca.	35
Tabla 2. Reglas de la mano derecha (Craig) para determinar la Mojabilidad.	42
Tabla 3 .Tomada de Fatt and Killkoff , W.A	99
Tabla 4. Datos de Producción para Inyección Cíclica de Vapor en el Pozo 4A-03 (5 ciclos).	118

## INTRODUCCION

Este estudio se realiza con el propósito de resaltar la importancia y preponderancia que en la ingeniería de yacimientos posee la mojabilidad y procesos inherentes a ella, en lo que a producción de aceite concierne.

Sin embargo la manera somera en la que, se han mirado estos parámetros a nivel pregrado, debido quizás a la gran carga teórica y analítica que estos conllevan, el solo dar como importante lo que sucede y percibimos en el yacimiento a escala macro, han pasado por alto el énfasis que tales estudios requieren pues son las bases sobre los que se fundamentan y sostienen proyectos mas elaborados, que no es extraño ver fallar por pequeños detalles originados en los mismo conceptos básicos así se cuente con toda la ayuda tecnológica.

No obstante no es la intención de este proyecto, objetar la sustancia y forma

en la que se imparten estos conceptos, sino presentar un estudio útil y metódico para el entendimiento de la mojabilidad, su evaluación, interacción con las demás propiedades de la roca, como elemento determinante en un proceso de inyección de agua y como parámetro a considerar en la posible variación del estado mojante dentro de los procesos de recuperación térmica.

## **1. CONCEPTOS PRELIMINARES**

### **1.1 MOJABILIDAD DE LA ROCA**

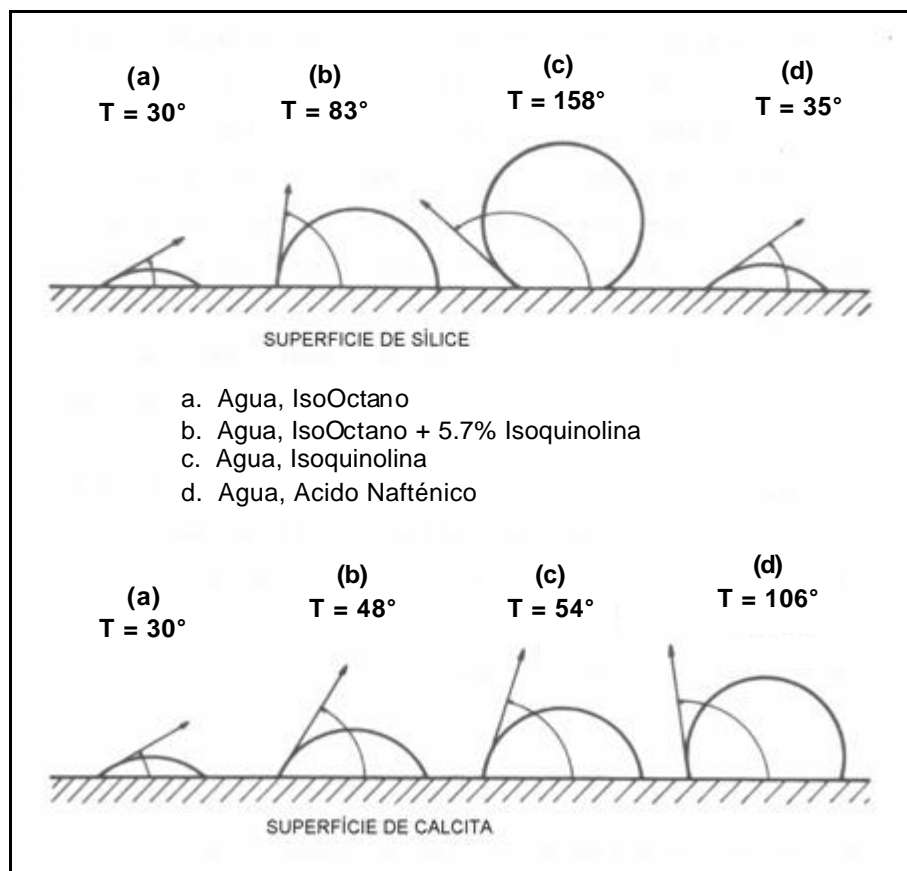
La mojabilidad de una superficie sólida se define como la preferencia relativa de la superficie sólida a ser cubierta por uno de los fluidos con los cuales se encuentra en contacto, para nuestro caso considérese el aceite ó el agua.

En la aplicación del termino "mojabilidad" en la ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza ó dolomita (y frecuentemente acompañada de un material detrítico, uno cementante ó ambos); los fluidos que existen en los espacios de los poros son aceite, agua y gas. Sin embargo, puesto que en este sistema el gas es una fase no mojante, solamente se considera al aceite y al agua como posibles fases mojantes.

En un sistema roca/aceite/salmuera, la mojabilidad es la medida de la preferencia que la roca tiene bien sea por el aceite ó la salmuera.

La mojabilidad es una propiedad de cada sistema. Depende no sólo de la naturaleza de los fluidos inmiscibles, sino también, del tipo de sólido con el cual está en contacto.

Para un mejor entendimiento considérese la **figura 1**, donde se muestran los resultados de un experimento realizado por F.C. Banner y F.E. Bartell. En dicho experimento se utilizó agua como una de las fases inmiscibles y diferentes sustancias ó mezclas orgánicas como la otra fase, con el objeto de medir el ángulo de contacto (como una medida del grado de mojabilidad) que estas combinaciones formaban con dos superficies de distinta naturaleza: sílica y calcita<sup>1</sup>.



**Figura 1.** Dependencia del ángulo de contacto (grado de mojabilidad) de la naturaleza de los fluidos y de la fase sólida.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> GÓMEZ, P. GONZALO. "Recuperación Secundaria por Inyección de Agua". UIS. Departamento de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga.

<sup>2</sup> Ibid.

Del anterior experimento, se observa que dos fluidos exactamente con las mismas propiedades físicas y a las mismas condiciones de temperatura y presión, muestran diferentes ángulos de contacto (distintos grados de mojabilidad), cuando la naturaleza de la superficie sólida sobre la cual se mide es diferente.

**1.1.1 Distribución de Fluidos en la Roca.** La distribución de fluidos en la red porosa de un yacimiento es una función la saturación de los fluidos y de la característica mojante de la roca.

En general, en un sistema de mojabilidad uniforme en equilibrio y considerando una saturación suficientemente alta del fluido mojante, la distribución de los fluidos en los poros será así: el fluido mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral; y, en consecuencia, la fase Mojante es difícil de movilizar a través del medio poroso. De esta manera estará en contacto con la mayor parte de la superficie de la roca. De una forma contraria el fluido no mojante tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral, tiende a ubicarse en el centro de los mismos; y, en consecuencia, la fase no mojante es más móvil.

El fluido mojante a una baja saturación presentará una baja movilidad debido a la adhesión que tiene a las superficies de la roca, mientras que el fluido no mojante que ocupa el resto de los poros tendrá una mayor movilidad debido a su ubicación más favorable que le permite fluir con mayor facilidad sobre la película mojante.

Es evidente, que la distribución de los fluidos determinada en gran parte por el carácter mojante de la roca comienza a afectar otros parámetros importantes de la relación roca / fluido; tales efectos serán tratados ampliamente en el siguiente capítulo.

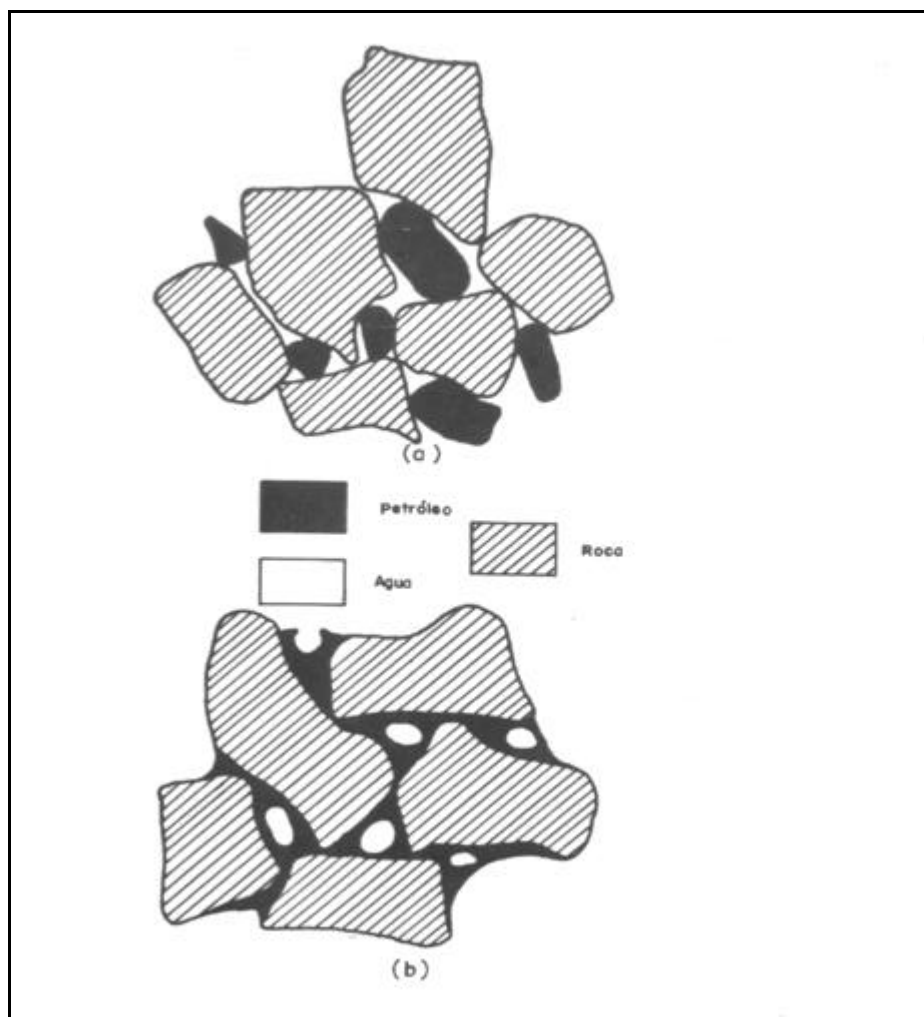
## **1.2 TIPOS DE MOJABILIDAD**

Anteriormente se pensaba que los yacimientos estaban mojados preferencialmente por agua, debido a que la mayoría de los elementos constituyentes de la roca en el yacimiento presentaban mojabilidad al agua en su estado natural. Esto considerando una sedimentación en un medio acuoso y que posteriormente a ésta migró el aceite.

Se ha encontrado que el aceite tiene unos componentes polares, aparentemente de composición asfáltica que son absorbidos sobre la superficie de la roca cambiando la mojabilidad de ésta hacia el aceite, esto depende en gran parte de la clase de roca presente en el yacimiento, ya sea de tipo sílice, carbonatos o arcillas. Es evidente que el carácter mojante de la roca depende de la interacción específica del sistema roca/aceite/salmuera. Teniendo en cuenta esto, el grado de mojabilidad varía de fuertemente mojado por agua a fuertemente mojado por aceite. Pero cuando no existe tal preferencia mojante se dice que la roca tiene una mojabilidad intermedia o neutra.

**1.2.1 Mojabilidad Preferencial.** La superficie de la roca es preferencialmente mojada (por aceite ó agua) cuando una de las fases, es el fluido que en preferencia hace contacto con la superficie interna de la roca.

Cuando el agua es la fase completamente mojannte, se dice que el yacimiento es hidrófilo, pero por el contrario si el yacimiento es mojado completamente por aceite, se dice que este es oleófilo. El fluido preferencialmente mojannte en la roca ocupa los poros más pequeños y forma una película delgada sobre toda la superficie de la roca, mientras que la fase no mojannte ocupa el centro de los poros más grandes. En la **figura 2**, puede observarse el caso de una arena hidrófila y una oleófila .



**Figura 2.** Distribución de fluidos en arenas Hidrófilas (a) y Oleófilas (b).<sup>3</sup>

<sup>3</sup> PIRSON, S.J. "Oil Reservoir Engineering". Mc Graw-Hill Book Co., New York City (1958).

Una regla empírica para conocer las características mojantes de un yacimiento es que una arena hidrófila presenta generalmente una alta saturación de agua innata (a), mientras que en una arena oleófila su saturación de agua innata es baja (b).

**1.2.2 Mojabilidad Neutra ó Intermedia.** Cuando la roca no tiene una fuerte preferencia al aceite ó al agua, se dice que el sistema es de mojabilidad neutra o intermedia. Este tipo de mojabilidad asume que todas las fracciones de la superficie de la roca tienen una débil pero igual preferencia a ser mojado por agua ó aceite.

**1.2.3 Mojabilidad homogénea.** Un sistema es de mojabilidad uniforme u homogénea cuando se presentan las mismas características mojantes en toda su extensión. A este tipo de mojabilidad preferencial pertenecen los sistemas de mojabilidad preferencial, ya sea al agua o al petróleo y los sistemas de mojabilidad intermedia o neutra.

**1.2.4 Mojabilidad heterogénea.** En los yacimientos de mojabilidad heterogénea, ciertas áreas de la superficie interna de la roca son mojadas por agua, mientras que las restantes son mojadas por petróleo. Este tipo de mojabilidad se debe a que las rocas están constituidas de diferentes minerales y por tanto diferentes propiedades de adsorción. La mojabilidad fraccional y la mojabilidad mixta son del tipo de mojabilidad heterogénea.

- **Mojabilidad fraccional.** También se denomina mojabilidad manchada. Fue propuesta por Brown y Fatt en 1956 al sugerir que la

mojabilidad de la roca del yacimiento se debía establecer en términos del área de la superficie interna que está en contacto con el agua ó con el aceite. La propuesta se basó en el reconocimiento de la heterogeneidad de la composición mineralógica de la superficie interna de la mayoría de las rocas de los yacimientos, cada una con superficies químicas diferentes y distinta capacidad de adsorción de los materiales activadores presentes en los fluidos del yacimiento.

La mojabilidad fraccional se refiere a que ciertas áreas o regiones de la superficie interna de una roca dada están cubiertas por agua, mientras que las regiones restantes están cubiertas por petróleo. El área cubierta por agua es llamada mojada por agua y el agua cubierta por petróleo es denominada mojada por petróleo. La fracción del área de superficie total cubierta por agua o por petróleo se usa como una medida de la mojabilidad de la roca.

Este tipo de mojabilidad es posible evaluarla por el método de absorción de tintes o por pruebas de imbibición combinadas con el método de desplazamiento.

- **Mojabilidad Mixta.** Este es un tipo especial de mojabilidad heterogénea en la cual las superficies mojadas por petróleo forman caminos continuos a través de los poros más grandes. Los poros pequeños permanecen mojados por agua y no contienen petróleo.

La ubicación del petróleo en los poros más grandes, en este tipo de mojabilidad, permite que existan valores grandes de permeabilidad relativa al petróleo a saturaciones de petróleo muy bajas y sea la razón para que un proyecto de inyección de agua dure por mucho más tiempo.

La principal diferencia entre la mojabilidad mixta y fraccional es que la última no tiene en cuenta las localizaciones específicas de las superficies mojadas

por agua o petróleo o de los caminos continuos mojados por petróleo. En sistemas de mojabilidad fraccional, las superficies individuales mojadas por agua y por petróleo tienen tamaños del orden de un poro individual.

Según Salathiel la mojabilidad mixta se genera de la siguiente manera: cuando el petróleo invade inicialmente un yacimiento que está mojado por agua originalmente, desplaza el agua de los poros más grandes, mientras que los poros más pequeños permanecen llenos de agua debido a las fuerzas capilares. La condición de mojabilidad mixta aparece si el petróleo deposita una capa de material orgánico mojante de petróleo sólo en aquellas superficies de la roca que están en contacto directo con él; por consiguiente, los depósitos de petróleo no se formaran en los poros llenos de agua, es decir los poros más pequeños; permitiendo a estos últimos permanecer mojados por agua.

En un yacimiento considerado inicialmente mojado por agua permanece sobre las paredes de sus poros una película delgada de agua intersticial evitando que el petróleo entre en contacto con la roca a medida que este se mueve dentro de los poros más grandes; sin embargo, bajo ciertas condiciones la película de agua que separa al petróleo y la superficie mineral se rompe dando lugar a la formación de la mojabilidad mixta una vez que el petróleo entra en contacto con la superficie de la roca en los poros más grandes, desplazando de ellos la película de agua .

### **1.3 MÉTODOS Y EQUIPOS PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD**

Se ha demostrado que la mojabilidad afecta casi todas las propiedades petrofísicas, incluyendo la permeabilidad relativa, la presión capilar, las

propiedades eléctricas, además, el comportamiento de la inyección de agua, el recobro mejorado, entre otros. Por consiguiente, los parámetros más confiables y exactos que predicen el comportamiento de un yacimiento se pueden obtener sólo cuando las mediciones se hacen en corazones en estado nativo, donde la mojabilidad del yacimiento se conserva, bajo condiciones simuladas de temperatura y presión.

Es necesario por lo anterior determinar la mojabilidad de la roca de una manera exacta. A través de los años se han propuesto muchos métodos para medir la mojabilidad de un sistema<sup>4, 5</sup>. Estos se clasifican en:

- Métodos Cuantitativos.
- Métodos Cualitativos

**1.3.1 Métodos Cuantitativos.** Dentro de los métodos cuantitativos convencionales utilizados para determinar la mojabilidad de un sistema se tienen:

- Método del Angulo de Contacto.
- Método de Amott (Imbibición y desplazamiento forzado).
- Método U.S.B.M. (United States Bureau of Mines).
- Método Combinado de Amott / U.S.B.M.

<sup>4</sup> AMOTT, E. "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Paper SPE 1167-G. Trans. AIME, Vól 216 (1959). Pág. 156- 162.

<sup>5</sup> RAZA, S.H., TREIBER, L.E. and ARCHER, D.L. "Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation". Producers Monthly, April 1968. Vól, 32, No 4. Pág. 2 - 7.

El ángulo de contacto mide la mojabilidad de una superficie específica, mientras que los métodos de Amott y U.S.B.M. miden la mojabilidad promedio de un corazón.

- **Método del ángulo de contacto.** El ángulo de contacto es el mejor método para determinar la mojabilidad cuando se usan fluidos puros y corazones artificiales, puesto que no existe la posibilidad que los surfactantes u otros compuestos alteren la mojabilidad. El método también se usa para determinar si un aceite crudo puede alterar la mojabilidad y para examinar los efectos de la temperatura, la presión y la química de la salmuera.

Se usan muchos métodos para medir el ángulo de contacto, entre los que se tienen: el método de la placa inclinada, el de las burbujas ó de la gota sessile, el método de la varilla vertical, el método tensiométrico, método de cilindro y el método capilar. La mayoría de estos métodos no se usan en la industria del petróleo, debido a que se necesita esperar un tiempo considerable para que el ángulo de contacto alcance el equilibrio por causa de los agentes activos de superficie del crudo. De los anteriores métodos los que más se utilizan en la industria del petróleo son el de la gota sessile y una forma modificada de éste descrita por Leach y otros<sup>6</sup> y por Treiber y otros<sup>7</sup>.

En ambos métodos, el cristal mineral que se va a probar se monta en una celda compuesta totalmente por materiales inertes para evitar la contaminación. El método de la gota sessile usa un cristal mineral pulido y

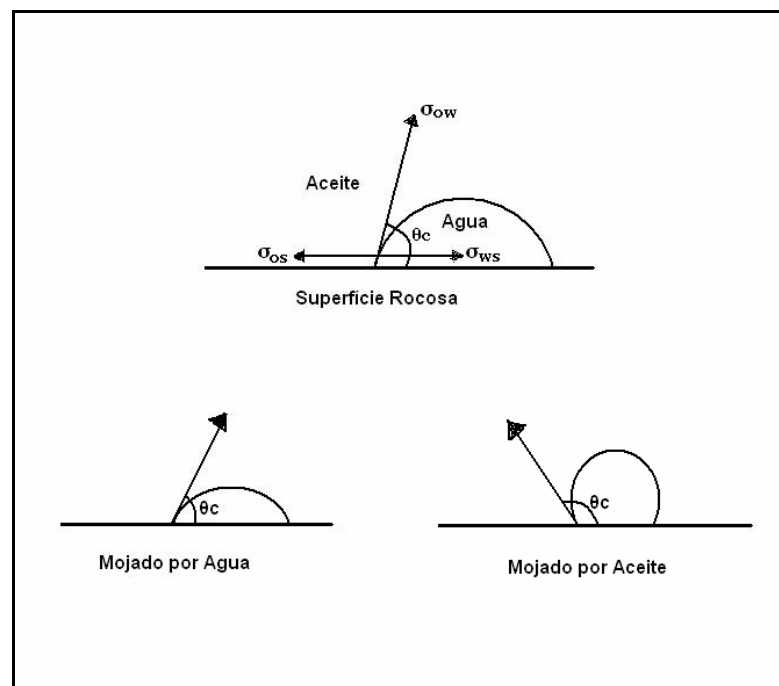
---

<sup>6</sup> LEACH, R.O., WAGNER, O.R., WOOD, H.W. and HARPKE, C.F. "A Laboratory and Field Study of Wettability Adjustement in Water Flooding". Paper SPE 119, J.P.T. February, 1962. Pág. 206 – 212.

<sup>7</sup> TREIBER, L.E., ARCHER, D.L. and OWENS, W.W. "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil – Producing Reservoirs". Paper SPE 3526, SPEJ. December, 1972. Pág. 531 – 540.

plano (**figura 3**). El método modificado de la gota sessile usa dos cristales minerales planos y pulidos, montados paralelamente como se puede observar en la **figura 4a**<sup>8</sup>. Las areniscas están compuestas principalmente por cuarzo y calizas de calcita, es por esto que se usan (el cuarzo y las calizas) para simular las superficies porosas de las rocas. Obviamente, la mojabilidad de las arcillas no se puede examinar usando este método.

El primer paso en la medición del ángulo de contacto consiste en limpiar completamente los aparatos, ya que diminutas cantidades de contaminantes pueden alterar la medición. Luego la celda que contiene

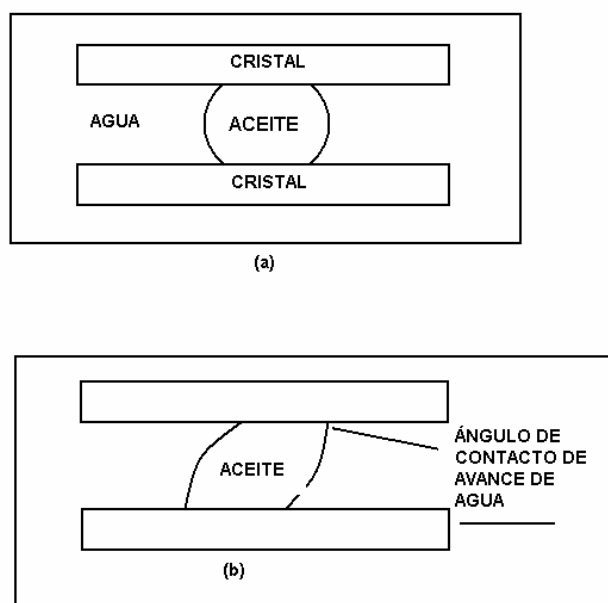


**Figura 3.** Mojabilidad del Sistema Roca/Agua/Aceite.<sup>9</sup>

<sup>8</sup> CRAIG, F.F. "The Reservoir Engineering Aspect of Waterflooding ". Monograph Series, SPE, Richardson. Texas, 1971. Vól. 3.

<sup>9</sup> RAZA, Op cit.

los cristales minerales se llena con salmuera sintética desoxigenada de la formación para prevenir la entrada de materiales iónicos extraños, que en pequeñas cantidades pueden alterar la mojabilidad<sup>10, 11</sup>. Para el método modificado de la gota sessile, se sitúa una gota de aceite entre los dos cristales, contactando un área considerable de cada cristal. Después que la interfase aceite / cristal se mantiene en reposo por pocos días, los cristales se desplazan paralelamente en direcciones opuestas, como se muestra en la **figura 4b**<sup>12</sup>, esto mueve la gota de aceite y permite a la salmuera desplazarse a una porción de la superficie cubierta anteriormente con aceite. El ángulo que se forma después de que se alcanza el equilibrio es el que indica la preferencia mojante de la superficie.



**Figura 4.** Medición del ángulo de Contacto.<sup>13</sup>

<sup>10</sup> ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability". Paper SPE 13932, J.P.T. October, 1986. Pág. 1125 – 1144.

<sup>11</sup> TREIBER, Op. cit.

<sup>12</sup> CRAIG,, Op. cit.

<sup>13</sup> Ibid.

Para el método de la gota sessile, los procedimientos son similares. Se forma una gota de aceite al final de un fino tubo capilar y se contacta con la superficie mineral plana, se deja en reposo la gota hasta alcanzar el equilibrio y luego se mide el ángulo de contacto.

En la **figura 3**, se muestra un sistema Aceite/Agua/Sólido, donde las energías superficiales del sistema se relacionan por la ecuación de Young.

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

Donde:

$\sigma_{ow}$  = tensión interfacial entre el aceite y el agua.

$\sigma_{os}$  = energía interfacial entre el aceite y el sólido.

$\sigma_{ws}$  = energía interfacial entre el agua y el sólido.

$\theta$  = ángulo de contacto, ángulo de la línea de contacto del agua / aceite / sólido.

Por convención, el ángulo de contacto,  $\theta$ , se mide a través del agua (fase más densa). Como se muestra en la **figura 3**, cuando el ángulo de contacto es menor que  $90^\circ$ , se dice que la superficie es preferencialmente mojada por agua, y cuando es mayor a  $90^\circ$ , se dice que la superficie es preferencialmente mojada por aceite. Para casi todos los fluidos puros y las superficies de cristal de rocas limpias y pulidas.  $\sigma_{os}$  y  $\sigma_{ws}$  tales que  $\theta = 0^\circ$ . Cuando algunos compuestos como por ejemplo componentes de aceite se

adsorben a la superficie de la roca, estas energías interfaciales cambian de una manera desigual. Esto cambia  $\theta$  y por consiguiente la mojabilidad. Si  $\theta$  es exactamente  $90^\circ$ , ningún fluido moja preferencialmente el sólido, cuando  $\theta$  está entre  $0^\circ$  y  $60^\circ$  ó  $75^\circ$ , el sistema se define como mojado por agua. Cuando  $\theta$  está entre  $180^\circ$  y  $105^\circ$  ó  $120^\circ$ , el sistema se define como mojado por aceite. En la mitad del rango de los ángulos de contacto, el sistema está mojado neutralmente ó es de mojabilidad intermedia.

Uno de los principales problemas al aplicar este método en la determinación de la mojabilidad de la roca es que el ángulo de contacto no tiene en cuenta la heterogeneidad, rugosidad y la compleja geometría de la roca. Los ángulos de contacto se miden en un cristal mineral, mientras que un corazón posee diversos componentes y también hay que recalcar que los surfactantes pueden afectar la mojabilidad de las arenas y las arcillas, causando en la roca una mojabilidad heterogénea.

Otro problema es que no se puede obtener ninguna información acerca de la presencia o ausencia de recubrimientos orgánicos que rodean las rocas del yacimiento. Estas películas ó recubrimientos se pueden detectar usando sólo otros métodos de determinación.

Existen varias opiniones acerca de la utilidad de este método, Melrose<sup>14</sup> y Treiber<sup>15</sup> creen que el ángulo de contacto es la única forma de medición

<sup>14</sup> MELROSE, J.C. "Interpretation of Mixed Wettability States in Reservoir Rocks". Paper SPE 10971, presented at the 57th A.F.T. New Orleans. September 26 – 29, 1982.

<sup>15</sup> TREIBER, L.E., ARCHER, D.L. and OWENS, W.W. "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil – Producing Reservoirs". Paper SPE 3526, SPEJ. December, 1972. Pág. 531 – 540.

directa de la mojabilidad, mientras que Brown y Fatt<sup>16</sup> cuestionaron su eficacia.

- **Método de Amott.** Este método desarrollado por Earl Amott<sup>17</sup> en 1959, combina el desplazamiento forzado y la imbibición para medir la mojabilidad promedio de una muestra de roca. En este método se pueden usar tanto la muestra de roca, como los fluidos del yacimiento.

El método de Amott se basa en el hecho de que el fluido mojante se imbibirá espontáneamente en la muestra, desplazando al fluido no mojante. La relación de imbibición espontánea a imbibición forzada llamada índice de Amott, se usa para reducir la influencia de factores, tales como: permeabilidad relativa, viscosidad, y saturación inicial de la roca.

La muestra se prepara por centrifugación bajo salmuera hasta que se alcanza la saturación residual de aceite. La medida de Mojabilidad de Amott consiste básicamente en los cuatro siguientes pasos:

- Se sumerge la muestra en aceite, y se mide el volumen de agua desplazado por la imbibición libre ó espontánea de aceite, después de 20 horas.
- Se centrifuga la muestra en aceite hasta que se alcanza la saturación de agua irreducible, y se mide la cantidad total de agua desplazada, incluyendo el volumen desplazado por la imbibición espontánea.

<sup>16</sup> BROWN, R.J. and FATT, J. "Measurement of fractional Wettability of Oil Field Rock by the Nuclearmagnetic Relaxation Method". Paper SPE 743-G. Trans. AIME.1956. Vól. 207. Pág. 262 - 264.

<sup>17</sup> AMOTT, Op. Cit.

- Se sumerge la muestra en salmuera, y se mide el volumen de aceite desplazado espontáneamente por imbibición de agua, después de 20 horas.
- Se centrifuga la muestra en salmuera hasta alcanzar la saturación de aceite residual, y se mide la cantidad total de aceite desplazado.

Es importante, que la saturación de aceite residual y la saturación irreducible de agua deben alcanzarse preferiblemente mediante flujo y no haciendo uso de la centrífuga, esto es necesario especialmente en materiales poco consolidados que no pueden ser centrifugados.

Los resultados de la prueba se expresan por: **1)** "relación de desplazamiento por aceite que es la relación del volumen de agua desplazado por imbibición de aceite únicamente,  $V_{wsp}$ , y el volumen total de agua desplazada por imbibición y por desplazamiento forzado de aceite ( usando la centrífuga ),  $V_{wt}$ ,

$$d_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \dots\dots\dots (2)$$

y **2)** por "relación de desplazamiento por agua" que es la relación del volumen de aceite desplazado por imbibición espontánea de agua,  $V_{osp}$  y el volumen de aceite total desplazado por imbibición y centrifugación,  $V_{ot}$ .

$$d_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \dots\dots\dots (3)$$

Las muestras de roca mojadas preferencialmente por agua tienen una "relación de desplazamiento por agua" positiva y un valor de cero para la "relación de desplazamiento por aceite". La magnitud de la preferencia al agua corresponde al valor de la "relación de desplazamiento por agua", una

fuerte preferencia se indica por un valor aproximado a 1 y una débil preferencia por un valor aproximado a cero.

De una manera similar, las muestras de roca mojadas por aceite, tienen una "relación de desplazamiento por aceite" positiva y una "relación de desplazamiento por agua" igual a cero.

Para muestras de roca mojadas neutramente, ó de Mojabilidad neutra, ambas relaciones presentan un valor de cero.

Amott, en el desarrollo de su método, escogió un periodo de 20 horas de una manera arbitraria, para los procesos de imbibición espontánea de aceite y agua. Contrario a esto, se recomienda si es posible, dejar las muestras por más tiempo, hasta obtener una completa imbibición ó que se alcancen una o dos semanas. Para que la imbibición sea completa, puede tomar desde varias horas hasta más de dos meses. Es necesario escoger cierto límite de tiempo para finalizar la medición, si la muestra imbibiendo cuando se alcanza ese límite, el volumen de imbibición espontánea medido no será el verdadero y subestimaré la mojabilidad del yacimiento, cuando esto sucede las relaciones de desplazamiento deben ser interpretadas cuidadosamente.

Una modificación a esta prueba es la llamada "Índice de desplazamiento relativo Amott - Harvey". Esta prueba, tiene un paso adicional en la preparación de la muestra antes de ser corrida la prueba original, y consiste en que la muestra se centrifuga primero bajo salmuera y luego bajo crudo

para llevar la misma a la saturación de agua irreducible. Luego de esto se calculan las "relaciones de desplazamiento por agua y aceite". El "índice de desplazamiento relativo de Amott - Harvey" (I), es la "relación de desplazamiento por agua" menos la "relación de desplazamiento por aceite":

$$I = d_w - d_o \dots\dots\dots (4)$$

Este índice, I, varía desde +1 (para sistemas mojados por agua) a -1 para (sistemas mojados por aceite). Se puede concluir que los sistemas son mojados por agua cuando,  $+0.3 = I = 1$ , de mojabilidad intermedia cuando,  $-0.3 < I < 0.3$ , y mojados por aceite, cuando  $-1 = I = -0.3$ .

El principal problema que presentan el método de Amott y sus modificaciones es que no son sensibles a mojabilidades cercanas a la neutra. Otra desventaja es que las mediciones de imbibición pueden ser bastante demoradas (de varias horas a más de un mes), para alcanzar una imbibición completa.

Moreno y Moreno<sup>18</sup>, desarrollaron una modificación al método de Amott, la cual consiste en el cambio de la forma como se realiza el desplazamiento forzado. En este caso el desplazamiento no se hace con el uso de una centrífuga sino con la aplicación de una presión externa, capaz de efectuar la misma función, a través de un equipo core holder tipo Hassier. En el equipo core holder se puede además, evaluar la mojabilidad en material poco consolidado que no se puede centrifugar, y al mismo tiempo se puede simular la presión de sobrecarga y la temperatura a las que el núcleo está sometido en el yacimiento.

---

<sup>18</sup> MORENO, A. and MORENO, N. "Mojabilidad en Medios Porosos y su Determinación por una Modificación del Método Amott". Proyecto de Grado, U.I.S., Bucaramanga, 1989.

- **Método U.S.B.M.** El tercer método más usado para medir la mojabilidad es el U.S.B.M. Este método desarrollado por el Departamento de Minas de los Estados Unidos (United States Bureau of Mines) y por Donaldson y otros<sup>19, 20</sup>, también mide la mojabilidad promedio de una muestra de roca. El método es relativamente rápido, requiere pocos días para probar de cuatro a ocho muestras. Una gran ventaja que tiene sobre el método de Amott es su sensibilidad a mojabilidades cercanas a la neutra, una pequeña desventaja es que el índice de mojabilidad U.S.B.M sólo se puede medir en muestras tamaño tapón puesto que este es el tamaño requerido para que puedan ser colocadas en la centrífuga.

El método U.S.B.M compara el trabajo necesario para que un fluido desplace a otro en un medio poroso. Debido al cambio favorable de energía libre, el trabajo que requiere el fluido mojante para desplazar el no mojante de la muestra es menor que el trabajo requerido para el desplazamiento opuesto.

Se ha demostrado que el trabajo requerido es proporcional al área bajo la curva de presión capilar<sup>21</sup>, es decir, cuando la muestra es mojada por agua, el área bajo la curva de presión capilar del empuje por salmuera (cuando el agua desplaza el aceite) es menor que el área bajo la curva de presión capilar del desplazamiento contrario. De hecho, si la mojabilidad al agua es bastante fuerte, la mayor parte del agua será imbibida espontáneamente por la muestra, y el área bajo la curva del empuje por agua será muy pequeña.

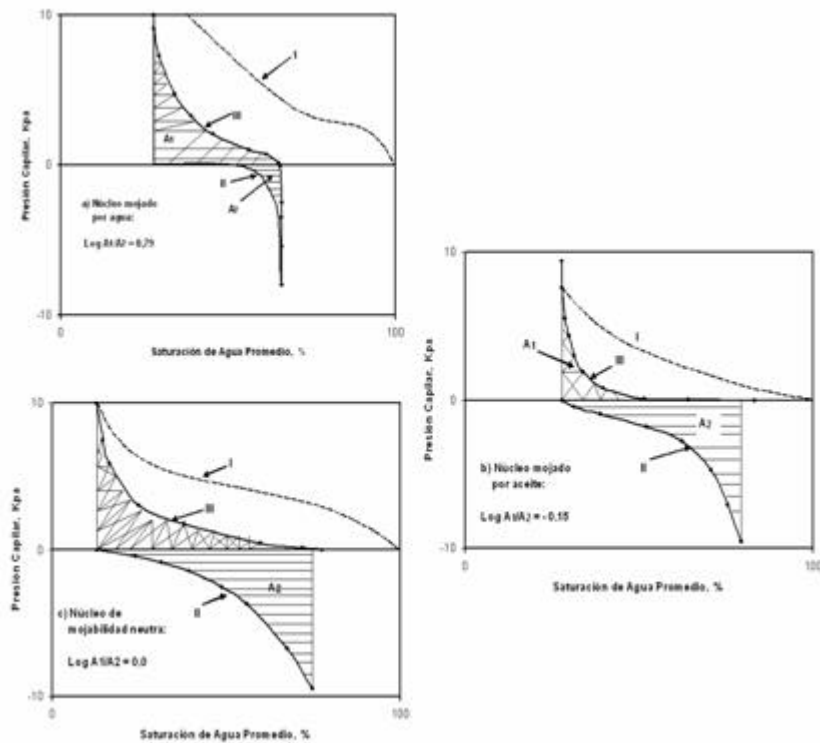
---

<sup>19</sup> DONALDSON, E.C., THOMAS, R.D., and LORENZ, P.B. "Wettability Determination and Its Effects on Recovery Efficiency". Paper SPE 2338, SPEJ, March, 1969. Pág. 13 – 20.

<sup>20</sup> DONALDSON, E.C., THOMAS, R.D., and LORENZ, P.B. "Wettability Determination and Its Effects on Recovery Efficiency". Paper SPE 2338, SPEJ, March, 1969. Pág. 13 – 20.

<sup>21</sup> LEVERETT, M.C. "Capillary Behavior in Porous Media". Trans. AIME, 1941. Vol. 142. Pág. 152 – 169.

Antes que se corra la prueba, los tapones se preparan por centrifugación bajo aceite a altas velocidades para ser llevados a saturación de agua irreducible. El primer paso para la medición es colocar las muestras en salmuera y centrifugarlas incrementando las velocidades hasta alcanzar una presión capilar de -10 psi ( -70 kPa). Este paso se conoce como el de empuje por salmuera, puesto que es esta la que desplaza el aceite de la muestra. En cada incremento de presión capilar se calcula el promedio de saturación del tapón por medio del volumen de aceite que ha salido. Curva I (figuras 5a a la 5c<sup>22</sup>) en una gráfica de presión capilar vs. Saturación promedio del empuje por salmuera.



**FIGURA 5.** Método U.S.B.M. para la determinación de la mojabilidad<sup>23</sup>

<sup>22</sup> DONALDSON, Op. Cit.

<sup>23</sup> ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement". Paper SPE 13933. JPT, Nov. 1986. Pág. 1246 – 1262.

En el segundo paso, la muestra se sitúa en aceite y se centrifuga. En este paso, el aceite desplaza la salmuera de la muestra. Como en el primer paso, las presiones capilares y las saturaciones promedio se miden hasta alcanzar una presión capilar de 10 psi ( 70 kPa). El resultado del empuje por aceite, se representa con la curva II en las **figuras 5a a la 5c**<sup>24</sup>.

El método U.S.B.M. usa la relación de áreas bajo las curvas de presión capilar para calcular el índice de mojabilidad de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$W = \text{Log} \left( \frac{A_1}{A_2} \right) \dots\dots\dots (5)$$

Donde A1 y A2 son las áreas bajo las curvas respectivas de empuje de agua y aceite. Como se muestra en la tabla 1, cuando W es mayor que cero, se dice que la muestra es mojada por agua, y cuando W es menor que cero, se dice que el corazón es mojado por aceite. Un índice de mojabilidad cercano a cero significa que el corazón presenta una mojabilidad neutra. Cuanto mayor sea el valor absoluto de W, mayor será la preferencia mojante.

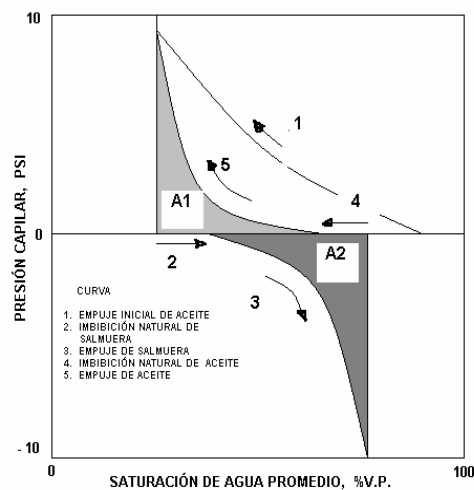
El método U.S.B.M. no puede determinar si un sistema posee mojabilidad fraccional o mixta, mientras que el método de Amott algunas veces lo puede hacer.

---

<sup>24</sup> Ibid.

- Método Combinado Amott – U.S.B.M.:** Sharma y Wunderlich<sup>25</sup>, desarrollaron una modificación al método U.S.B.M. la cual permite el cálculo de los índices de mojabilidad, tanto el de Amott como el U.S.B.M. El método combinado Amott /U.S.B.M. Tiene la ventaja sobre el método U.S.B.M. estándar, debido a que se tienen en cuenta los cambios de saturación que ocurren a presión capilar cero y además permite calcular el índice de mojabilidad de Amott.

El procedimiento para la aplicación de la prueba puede ser explicado mediante la **figura 6**, la cual muestra las cinco etapas requeridas para la aplicación de esta modificación. Las áreas bajo las curvas de empuje por salmuera y por aceite son usadas para calcular el índice U.S.B.M. mientras que el índice de Amott utiliza los volúmenes obtenidos durante los desplazamientos, naturales y forzados.



**Figura 6.** Método Combinado Amott / U.S.B.M.<sup>26</sup>

<sup>25</sup> 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 60th Annual Tech. Conf. and Exhibition, Las Vegas, Nevadas. September, 16 – 19, 1984.

<sup>26</sup> ANDERSON, Ibid.

Durante la etapa inicial de empuje por aceite (curva 1), las muestras se llevan a saturación de agua irreducible. Seguido a este proceso se sumergen las mismas en agua, y se mide el volumen de agua imbibido naturalmente (curva 2). Durante la etapa de empuje por salmuera (curva 3) se determina la saturación promedio de la muestra, medida a partir de la cantidad de aceite desplazado con cada incremento en la presión capilar. En este punto es posible calcular el área bajo la curva de empuje por salmuera,  $A_2$ , para el método U.S.B.M. y la “relación de desplazamiento por agua” de Amott,  $\delta_w$ , la cual representa la relación del volumen de aceite desplazado por imbibición libre de salmuera y el volumen total desplazado por imbibición libre y centrifugación (Ecuación Amott).

En la cuarta etapa, las muestras en condiciones de SOR son sumergidas en aceite para medir el volumen imbibido naturalmente (curva 4); en la última etapa, se realiza empuje por aceite (curva 5), donde se utilizan las presiones capilares y las saturaciones promedio para calcular:  $A_1$  del método U.S.B.M., para luego hallar el índice de mojabilidad U.S.B.M. mediante la ecuación 5; y la “relación de desplazamiento por aceite”,  $\delta_o$ , que es la relación entre la imbibición de aceite libre y el volumen total desplazado por la imbibición libre y por centrifugación, a condiciones de agua irreducible (Ecuación 3).

Existen dos ventajas del método U.S.B.M. / Amott sobre el método Standard de U.S.B.M.; la primera, es el mejoramiento en la exactitud ya que se tienen en cuenta los cambios de saturación a presión capilar cero; y la segunda, es la permisibilidad para calcular el índice de mojabilidad de Amott. La tabla 1 muestra una comparación de cada uno de los métodos cuantitativos, descritos anteriormente para determinar la mojabilidad.

**Tabla 1. Comparación de los Métodos Cuantitativos para Determinar la Mojabilidad de la Roca.**

<b>Método</b>	<b>Mojado por agua</b>	<b>Mojabilidad neutra</b>	<b>Mojado por aceite</b>
<b>Ángulo de Contacto</b>			
Mínimo	0°	60° a 75°	105° a 120°
Máximo	60° a 75°	105° a 120°	180°
<b>Índice de Mojabilidad U.S.B.M.</b>	W cerca a 1	W cerca a 0	W cerca a -1
<b>Índice de Mojabilidad de Amott</b>			
Relación de desplazamiento por agua	Positivo	Cero	Cero
Relación de desplazamiento por aceite	Cero	Cero	Positivo
<b>Índice de Mojabilidad de Amott – Harvey.</b>	$0.3 \leq 1 \leq 1.0$	$-0.3 < 1 < 0.3$	$-1.0 < 1 < -0.3$

**1.3.2. Métodos Cualitativos.** El objetivo de todo método cualitativo, usado para evaluar la mojabilidad de un sistema, es determinar la preferencia de la roca a ser mojada, bien sea por agua ó por el aceite, sin indicar los límites cuantitativos de esta preferencia. Los principales métodos usados para medir cualitativamente la mojabilidad son los siguientes:

- Método de Imbibición.
  - Método de Flotación.
  - Método de las Permeabilidades Relativas.
  - Método de Adsorción de Tintes.
  - Método de Relajación Magnético Nuclear.
  - Método de Presiones Capilares.
  - Método Capilarimétrico.
  - Método Capilar de Desplazamiento.
- 
- **Método de Imbibición.** Este método es el más comúnmente usado de todas las mediciones cualitativas de mojabilidad, debido a que muestra una rápida y acertada idea, acerca del tipo de mojabilidad sin que se requiera del uso de complicados equipos para llevar a cabo la prueba.

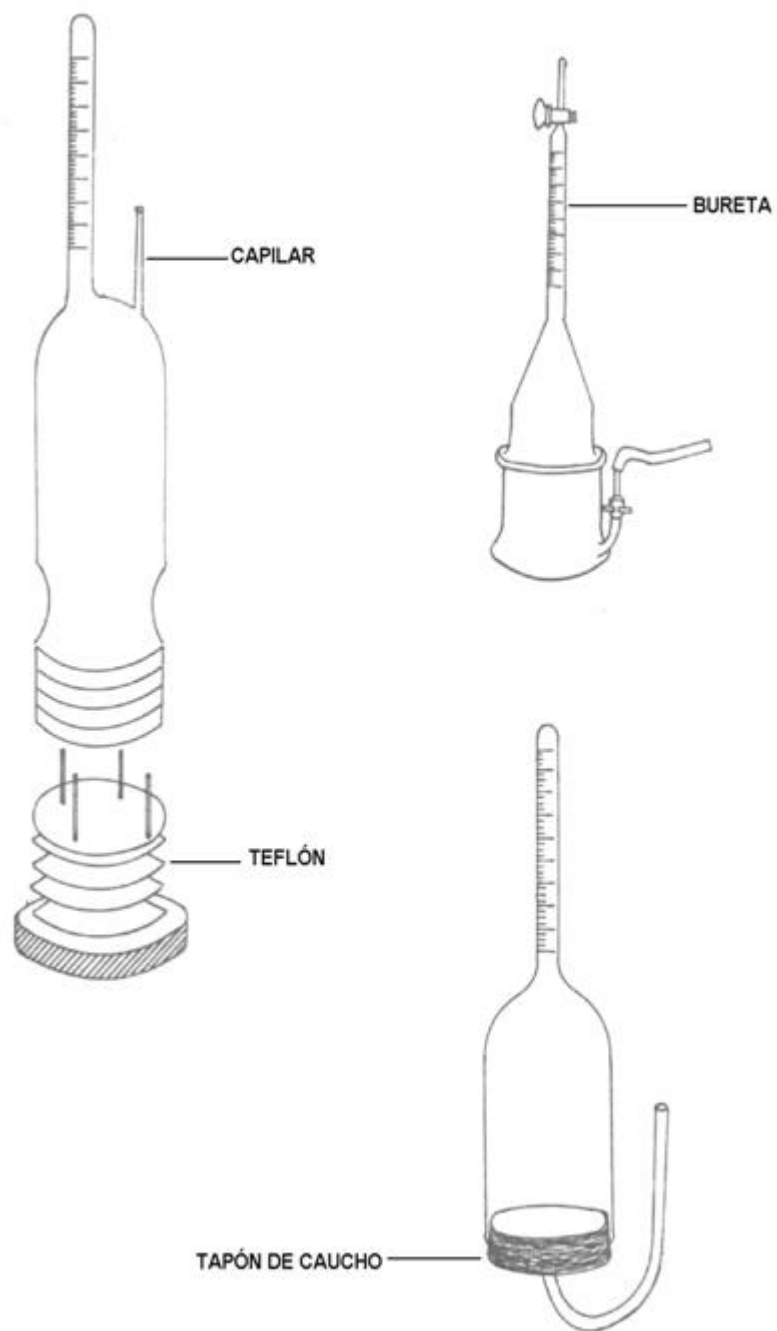
El método consiste en la medición de la rata de flujo del fluido mojante que se imbebe naturalmente dentro una muestra de roca y reemplaza al fluido no mojante, por la sola acción de las fuerzas capilares.

Las pruebas de imbibición pueden realizarse a condiciones estándar ó a condiciones de yacimiento. La **figura 7**, ilustra el equipo usado durante el transcurso de la prueba a condiciones ambientales. Las imbibiciones se

realizan en celdas de vidrio pirex, utilizando muestras cilíndricas de 1" a 1½" de diámetro mantenidas en posición vertical con la cara cilíndrica cubierta con una faja de teflón. La prueba de imbibición a condiciones estándar puede realizarse teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Una muestra cilíndrica de roca de yacimiento de 1" a 1½" de diámetro, se prepara llevándola a condiciones residuales de agua, Swr.
- En la celda de imbibición dispuesta con la escala graduada hacia arriba, se coloca en salmuera la muestra que está en condiciones de Swr, y se registra la imbibición de agua.
- El aceite desplazado es igual a la cantidad de salmuera imbibida. Se debe dejar suficiente tiempo para que el sistema alcance el equilibrio, esto puede tomar varios días dependiendo de la permeabilidad de la muestra.
- Posteriormente, en la muestra es inyectada salmuera para reducir el aceite remanente hasta su nivel residual, Sor.
- En la celda de imbibición con escala graduada hacia abajo, se sumerge la muestra en aceite y se registra la imbibición de aceite hasta que el sistema alcance el equilibrio.

De la observación del comportamiento de imbibición se tendrá una idea



**Figura 7.** Celdas de Imbibición<sup>27</sup>

<sup>27</sup> HONARPOUR, M., KOEDERITZ, L., HARVEY, A. H. "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs". CRC Press, Boca Ratón, Florida, 1986. Pág. 45 – 78.

aproximada de la mojabilidad; el fluido que más imbiba dentro de la muestra (aceite ó salmuera) es la fase mojante.

Una muestra será fuertemente mojada por agua si imbibes grandes volúmenes de salmuera y será débilmente mojada por agua si se evidencia bajas tasas y pequeños volúmenes imbibidos de agua. Si la muestra imbibes únicamente aceite, ésta es mojada preferencialmente por aceite. Si no imbibes agua ó aceite, la mojabilidad de la muestra es neutra; finalmente puede ocurrir que la muestra imbibas ambas sustancias, agua y aceite, entonces su mojabilidad puede ser fraccional o mixta.

El comportamiento de la imbibición en una roca depende en algún grado de la permeabilidad de la roca, de la viscosidad de los fluidos imbibidos y desplazados, de la fuerza de tensión interfacial, de la estructura del poro y de la saturación inicial de la muestra. Sin embargo se ha demostrado experimentalmente que estos factores ejercen una menor influencia sobre la imbibición, que la preferencia mojante de la roca.

- **Método de Flotación.** Los métodos de flotación son rápidos pero sirven sólo para sistemas fuertemente mojados. En la forma más simple, el agua, el aceite y la arena se ubican en una botella de vidrio. La botella se agita, y se observa el comportamiento de los granos de arena. Este método es recomendado por el API para la determinación de los efectos de los surfactantes sobre la mojabilidad. Si el sistema es fuertemente mojado por agua, los granos de arena limpios se depositarán en el fondo de la botella. Los granos de arena ubicados

en el aceite se agruparán y formarán grumos pequeños de granos rodeados por una capa delgada de agua. Si el sistema es mojado por aceite, algunos de los granos pueden estar suspendidos en la interfase aceite/agua. Los granos de arena mojados por aceite se agruparán en el agua, formando pequeños glóbulos de aceite cubiertos con arena. Este sistema de flotación es cualitativo y trabaja solamente para sistemas fuertemente mojados.

Se han usado pruebas de flotación<sup>28</sup> más elaboradas desarrolladas en la industria de la minería que están basadas en la extracción líquido / líquido. En estas pruebas, las partículas están inicialmente suspendidas en el agua. Un segundo fluido, aceite ó aire, se hace burbujear desde abajo. Las partículas que son mojadas por agua permanecen en el agua, mientras que las partículas hidrofobias, mojadas por aceite se adhieren al aceite (aire) y suben a la superficie. Se puede entonces medir la fracción de partículas de cada una de las fases. Este método también se usa para medir la mojabilidad de partículas pequeñas de arcilla, que no pueden ser medidas de ninguna otra manera. Las partículas fuertemente mojadas por agua que no han sido tratadas anteriormente no flotarán. Después de la exposición al crudo, las partículas de arcillas flotan, demostrando así que la mojabilidad ha sido alterada.

Las pruebas de flotación basadas en la extracción líquido / líquido dividen las partículas en dos categorías: las fuertemente mojadas por agua y las que van desde medianamente mojadas por agua a fuertemente mojadas por aceite.

<sup>28</sup> MEHMET, S.C. and SOMASUNDARAN, P. "Wettability of Reservoir Minerals by Flotation and Correlation with Surfactant Adsorption". Paper SPE 9002, Presented at the SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Stanford, C.A. May 28 – 30, 1980. Pág. 263 – 268.

Además de la mojabilidad, la flotación de una partícula depende también del tamaño de la partícula, la densidad de ésta y la tensión interfacial. Una partícula pequeña de baja densidad y alta tensión interfacial debe flotar si el ángulo de contacto es mayor de 30°. De otra manera, el ángulo de contacto mínimo para la flotación de una partícula densa y grande podría ser 90°.

- **Métodos de Permeabilidad Relativa.** Existen varios métodos basados en los efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa. Sin embargo, estos sólo diferencian los corazones entre fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite. Estos métodos no notarían un cambio pequeño en la mojabilidad (Por ejemplo, entre fuertemente mojado por agua y moderadamente mojado por agua). Un método desarrollado por Ehrlich y Wygal<sup>29</sup>, se basa en las reglas del dedo gordo tomadas por Craig<sup>30</sup>, para diferenciar entre corazones fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite. Estas reglas del dedo gordo se presentan en la tabla 2, que se muestra a continuación:

<sup>29</sup> EHRLICH, R. and WYGAL, R.S. "Interrelation of Crude Oil and Rock Properties with the Recovery of Oil by Caustic Waterflooding". SPEJ, August, 1977. Pág. 263 – 270.

<sup>30</sup> CRAIG, F.F. "The Reservoir Engineering Aspect of Waterflooding ". Monograph Series, SPE, Richardson. Texas, 1971. Vól. 3.

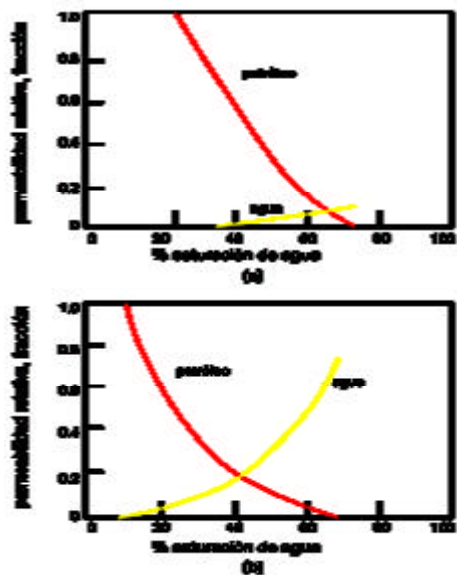
**Tabla 2. Reglas de la mano derecha (Craig) para determinar la Mojabilidad.<sup>31</sup>**

Observación Experimental	Mojado por Agua	Mojado por Aceite
Saturación de agua irreducible	Generalmente mayor de 20 – 25% de Volumen Poroso (Vp)	Generalmente menor de 15% Volumen Poroso (Vp)
Saturación de agua a $K_{rw} = K_{ro}$	Mayor de 50% de Volumen Poroso.	Menor de 50% Vp
Permeabilidad relativa al agua a la Saturación de agua máxima.	Generalmente menor de 50% de Volumen Poroso.	De 50 – 100% Vp

Estas permeabilidades relativas se basan en la permeabilidad del aceite a la saturación de agua irreducible. En la **figura 8**, se pueden observar las curvas de permeabilidades relativas en corazones fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite. Treiber y otros<sup>32</sup>, propusieron

<sup>31</sup> PRATAP, M., KATHEL, B.P., MEHTA, V.K. and GOYAL, K.L. “Wettability Measurement and its effects on Various Petrophysical Parameters: A Review”. Malaviya Ins. Of Petroleum Exp. Oil and Natural Gas Comission, Dehradun. Pág. 73 – 79.

<sup>32</sup> TREIBER, Op. Cit.



**Figura 8.** Curvas típicas de permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, para una:  
 (a) Roca mojada por agua y (b) Roca mojada por petróleo.

un método que compara las permeabilidades relativas aceite / agua, gas / aceite y gas / agua y toma ventaja del hecho que la permeabilidad relativa de la fase fuertemente mojante es una función sólo de su propia saturación. Por ejemplo, si la muestra es fuertemente mojada por agua, la permeabilidad relativa al aceite, en la prueba de permeabilidad relativa gas / aceite, debe ser una continuación de la permeabilidad relativa al agua en la prueba de permeabilidad relativa agua / aceite. Si se observan diferencias considerables, se dice que la muestra no es fuertemente mojada por agua.

- **Método de Adsorción de Tintes.** Este método se lleva a cabo para determinar la mojabilidad relativa al agua, ó sea la fracción de superficie de un medio poroso que es mojada por agua. El método consiste en la adsorción de tintura de azul de metileno de una solución acuosa que se desplaza sobre la superficie interna de la roca.

Esta técnica se basa en la observación de que las superficies cubiertas con agua absorberán una gran cantidad de azul de metileno, mientras que las superficies que están cubiertas con aceite no absorberán tintura. Por esto, el aceite y el agua deben estar presentes en el núcleo cuando se mide la adsorción de tintura.

Para llevar a cabo la prueba, se toman dos muestras de un mismo plano de una sección corazonada. Una de las muestras se desplaza con salmuera sintética de la formación hasta llevarla a condiciones de aceite residual, Sor, y se hace pasar la solución con tintura a través de ella para medir la capacidad de adsorción de tintura (mg de tintura/mg de muestra). La segunda muestra es sometida a un proceso de extracción hasta convertirla en totalmente mojada por agua. Se satura 100% con salmuera de la formación y después se determina su capacidad de adsorción.

La mojabilidad relativa al agua de la primera muestra se calcula dividiendo su capacidad de adsorción por la capacidad de adsorción de la segunda muestra que es completamente mojante al agua. Las capacidades de adsorción se pueden obtener calculando las concentraciones de tintura a la entrada y a la salida de la muestra de la solución inyectada ó mediante el uso de otros métodos.

- **Método de Relajación Magnético Nuclear.** Las medidas de relajación magnético nuclear proveen un método para determinar la mojabilidad preferencial de una muestra de mojabilidad fraccional, basada en el tiempo de relajación térmico magnético nuclear para los

protones de agua (hidrógeno). Este tiempo es el que demora la muestra expuesta inicialmente a un campo magnético alto (el cual hace que el núcleo de los átomos de hidrógeno se alinien con el campo) y luego a uno más débil, para que el núcleo de hidrógeno encuentre el equilibrio al nuevo campo. Como se presentan dos tiempos de relajación: una componente paralela al campo (relajación térmica) y la componente perpendicular al campo (relajación transversal), debe tenerse el cuidado de utilizar la componente apropiada. En este caso la componente a considerar es la paralela al campo.

La mojabilidad de la superficie del medio puede influir en los tiempos de relajación ya que las superficies mojadas por aceite producen un efecto menor que las superficies mojadas por agua, sobre el tiempo de relajación.

El método RMN propuesto por Brown y Fatt<sup>33</sup>, compara la rata de relajación térmico magnético nuclear de una muestra restaurada (el inverso del tiempo de relajación) con la de una muestra fuertemente mojada por aceite y luego con una fuertemente mojada por agua.

Primero se desplaza tolueno ó hexáno por la muestra con el fin de remover toda la salmuera y el aceite. Una vez la muestra es sometida al vacío, se satura con agua destilada y se mide la rata de relajación térmica. Después la muestra es sometida a una solución de tres partes de cloroformo y una parte de metanol, ó se quema a 510°C y luego se satura con agua destilada, para

---

<sup>33</sup> BROWN, Op. Cit.

medir la tasa de relajación térmica a condiciones de fuertemente mojado por agua. Por último se trata la muestra después de secarla con Dri – Film para hacer que esta sea fuertemente mojada por aceite, y luego se mida la tasa de relajación.

Con los datos obtenidos se traza una recta entre la tasa de relajación al 100% mojado por agua y la tasa de relajación al 100% mojado por aceite. En un gráfico de tasa de relajación versus porcentaje de superficie mojada por aceite, se lee el porcentaje de superficie mojada por aceite en la abscisa, y sobre la ordenada se lee la tasa de relajación para el núcleo original.

- **Métodos por Presiones Capilares.** Haciendo uso de las diferentes formas para determinar la presión capilar, se pueden establecer varios métodos cualitativos para medir la mojabilidad de un medio poroso. Los dos métodos más importantes son:

- **Método Capilarimétrico.** Johansen y Dunning<sup>34</sup> reconocieron la importancia del fluido usado en la determinación de la mojabilidad y propusieron el uso de un capilarímetro, **figura 10**, el cual une las dos fases líquidas aceite y agua, por medio de un tubo capilar, con una presión capilar a través de la interfase de unión de las fases. Este método mide la tensión de adhesión,  $\tau_{w/o} \cos \theta$ , en un tubo capilar, determinada por la diferencia de alturas de los dos líquidos en las dos secciones del capilarímetro, por la diferencia entre sus densidades, y por la aceleración de la gravedad.

---

<sup>34</sup> ANDERSON, Op. Cit.

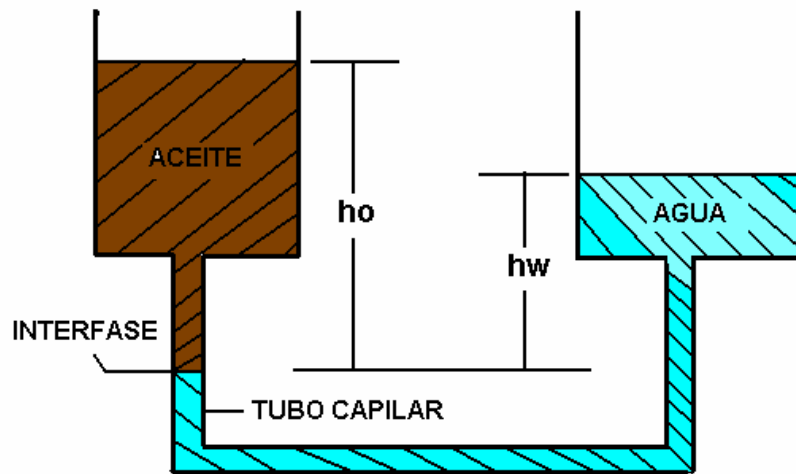


Figura 10. Método Capilarimétrico.<sup>35</sup>

En el capilarímetro, el tope del tubo capilar es conectado a una columna de aceite mientras que la parte inferior se conecta a una columna llena de agua. El tope de la columna de agua puede elevarse ó caerse con relación a la columna de aceite, cambiando a la vez la cabeza hidrostática; y debido a esto, la interfase agua – aceite puede dentro del capilar subir ó bajar hasta que las fuerzas capilares se igualen a las fuerzas gravitacionales.

$$P_C = \frac{2\tau_{wo}\cos\theta}{r} = g(\rho_o h_o - \rho_w h_w) \dots\dots\dots (6)$$

donde:

r = Radio el tubo capilar,

$\rho_o$  = densidad del aceite,

$\rho_{ow}$  = densidad del agua,

g = Aceleración de la gravedad,

---

<sup>35</sup> Ibid.

$h_o$  = Altura de la columna de aceite por encima de la interfase aceite - agua,

$h_w$  = Altura de la columna de agua por encima de la interfase aceite – agua.

Despejando la tensión de adhesión  $A_t$  (energía de desplazamiento), se obtiene:

$$A_t = \tau_{wo} \cos \theta = \frac{rg}{2} (\rho_o h_o - \rho_w h_w) \dots\dots\dots (7)$$

La energía de desplazamiento es positiva si el agua moja el recipiente de vidrio, en caso contrario es negativa. Si uno de los fluidos moja totalmente el recipiente, el ángulo de contacto se hace cero y el  $\cos \theta$  igual a la unidad. Obteniéndose como resultado el mismo valor de la tensión interfacial.

Una de las principales limitaciones de este método es la suposición de que la superficie de cristal del tubo capilar es representativa de la roca del yacimiento y por consiguiente el método se considera cualitativo.

- **Método de la Presión Capilar de Desplazamiento.** En este método se usa de entrada la presión capilar para calcular un ángulo de contacto aparente. Se emplea muy poco este método debido a que los efectos de la geometría del poro pueden ocasionar que este ángulo de contacto difiera en gran proporción del ángulo de contacto medido sobre una superficie plana. La presión de desplazamiento ò de entrada es la presión capilar a la cual la fase no mojante empieza a entrar en una muestra de roca que se encuentra saturada 100% por la

fase mojante. El ángulo de contacto aparente es calculado de la presión de entrada simulando la roca como un tubo capilar cilíndrico:

$$P_d = \frac{2T_{wo} \cos \theta_a}{r_{\text{máx}}} \dots\dots\dots (8)$$

Donde  $P_d$  es la presión capilar de desplazamiento,  $T_{wo}$  es la tensión interfacial,  $\theta_a$  es el ángulo de contacto aparente y  $r_{\text{máx}}$  es el radio del poro a través del cual la fase no mojante empieza a entrar en la muestra.

Debido a que la presión capilar necesaria para inyectar la fase no mojante disminuye a medida que aumenta el radio del poro, el  $r_{\text{máx}}$  debe ser un promedio de los radios más grandes de la muestra de roca. La condición anterior es una de las limitaciones de este método, el cual examina la mojabilidad solamente de los poros más grandes.

En la ecuación (8) se tienen dos incógnitas  $\theta_a$  y  $r_{\text{máx}}$ , entonces para encontrar el ángulo de contacto se debe hacer la suposición de que uno de los fluidos existentes mojará completamente la muestra y por lo tanto  $\cos \theta = 1$ , de donde  $r_{\text{máx}}$  puede ser calculado. Esto permite que el ángulo de contacto pueda ser calculado para otros fluidos.

Slobod y Blum<sup>36</sup>, propusieron dos medidas semicuantitativas de mojabilidad basadas en la presión capilar de desplazamiento, el número de mojabilidad y el ángulo de contacto aparente. El número de mojabilidad es calculado llevando a cabo dos pruebas de desplazamiento, primero agua por aceite y segundo aceite por aire. La ecuación para el sistema aceite/agua/roca es:

---

<sup>36</sup> Ibid.

$$P_{d(o-w)} = \frac{2 * T_{o-w} * \text{Cos} \theta_{o-w}}{r_{\text{máx}}} \dots\dots\dots (9)$$

Y para el sistema aire/aceite/aceite/roca:

$$P_{d(a-o)} = \frac{2 * T_{a-o} * \text{Cos} \theta_{a-o}}{r_{\text{máx}}} \dots\dots\dots (10)$$

En las dos ecuaciones anteriores el radio del poro es considerado igual, y el número de mojabilidad N es determinado por:

$$N = \frac{\text{Cos} \theta_{o-w}}{\text{Cos} \theta_{a-o}} = \frac{T_{a-o} * P_{d(o-w)}}{T_{o-w} * P_{d(a-o)}} \dots\dots\dots (11)$$

Slobod y Blum<sup>37</sup> establecieron que si el aceite es completamente mojante en el sistema aire/aceite/roca, entonces el término Cos $\theta_{a-o}$  es igual a la unidad y un ángulo de contacto aparente para el sistema aceite/agua pueden ser calculado por:

$$\text{Cos}(\theta_{o-w})_a = \frac{T_{a-o} * P_{d(o-w)}}{T_{o-w} * P_{d(a-o)}} \dots\dots\dots (12)$$

Slobod y Blum<sup>38</sup>, encontraron que sus suposiciones sólo fueron parcialmente ciertas y que el ángulo de contacto medido de las presiones de desplazamiento no es igual al medido sobre una superficie plana por efectos de la geometría del poro.

---

<sup>37</sup> Ibid.

<sup>38</sup> Ibid.

Finalmente, cuando una presión de desplazamiento positiva se requiere para ambos fluidos, el fluido con la más baja presión de desplazamiento es el fluido preferencialmente mojante debido a que menos energía es requerida para forzarlo a través de la muestra.

## 2. COMPORTAMIENTO DE LA MOJABILIDAD EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.

En el estudio de la mojabilidad hay dos parámetros principales, de alta relevancia pues generan las respuestas a muchas inquietudes que sobre este tema se originan; tales parámetros son: Adhesión y Expansión.

La expansión del aceite (fase no mojante) sobre la superficie sólida, ocurre en forma de un desplazamiento, el cual requiere que el agua retroceda. Es entonces esto lo que permite relacionar el término con el ángulo de reverso mencionado anteriormente, ya que si observamos la **figura 11**, un ángulo de reverso muy pronunciado me indica un gran desplazamiento del aceite sobre el agua. Sin embargo, no es argumento suficiente ni necesario para pensar en una adherencia del aceite a la superficie de la roca.

Contrario al anterior, la adhesión está asociada al ángulo de avance, ya que corresponde al avance del agua, sobre un área de superficie sólida previamente ocupada por aceite (Imbibición), como se puede ver en la **figura 11**. Además si se observa cuidadosamente un ángulo de avance alto, significa un gran desplazamiento del agua; por ende una fuerte adhesión del aceite a la roca, lo cual podría significar una ruptura de la capa mojante de agua sobre la superficie sólida dejando ésta expuesta a agentes hidrocarburos, responsables del cambio de mojabilidad.

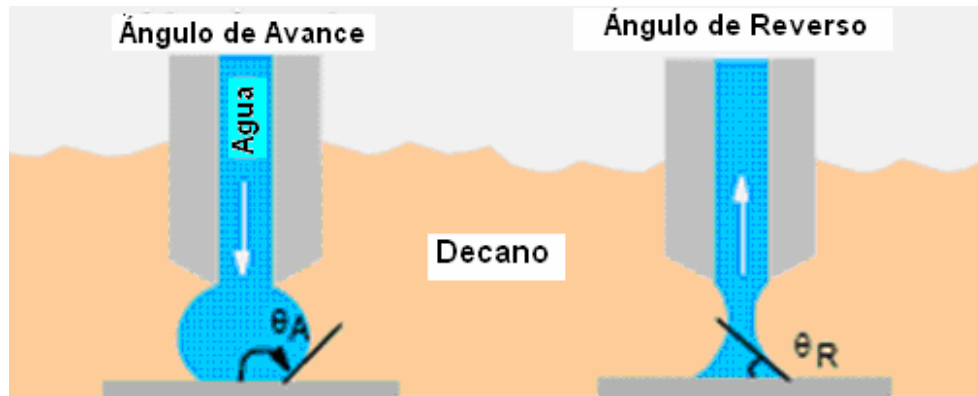


Figura 11. Medida del ángulo de avance y reverso.<sup>39</sup>

## 2.1. ALTERACIÓN DE LA MOJABILIDAD.

En esta parte del capítulo se tratarán algunos factores que pueden alterar la mojabilidad del yacimiento, trayendo como consecuencia un mejoramiento del recobro o una disminución de éste. Algunos de estos factores son:

- Fluidos de perforación base agua y base aceite
- Asfaltenos y fracciones polares
- Inyección de gas miscible
- Temperatura (inyección de agua caliente y vapor)

### 2.1.1. Alteración de la Mojabilidad Debido a los Fluidos de Perforación.

Durante la perforación, el fluido de perforación invade inevitablemente la formación adyacente a la cara del pozo, llevando a una reducción de la permeabilidad de la roca en la zona invadida. La profundidad de la invasión y

<sup>39</sup> RASHID S.H. ALMAAMARI AND JILL S. BUCKLEY. "Asphaltene Precipitation and Alteration of Wetting. ¿Can Wettability Change During Oil Production?" SPE 59292.

la extensión del daño de permeabilidad varían dependiendo de la naturaleza de la roca y del tipo del fluido de perforación. El daño de la formación causado por los fluidos de perforación, puede ocurrir por varios mecanismos diferentes, tales como, invasión de sólidos del lodo, dispersión de finos de la formación, hidratación de arcillas, alteración de la mojabilidad, etc. El daño de la formación no solamente afecta la producción de un pozo, sino que también afecta las propiedades de las muestras de roca tomadas del yacimiento. La mojabilidad afecta la presión capilar, la permeabilidad relativa y las pruebas de desplazamiento de agua entre otras, si ésta se altera por el contacto con los fluidos de perforación ó corazonamiento, la muestra de roca no es representativa del yacimiento. Por lo tanto las predicciones hechas en base a estas pruebas de núcleo no tienen sentido.

Los fluidos de perforación base agua y base aceite pueden afectar la mojabilidad de la roca. Los componentes del lodo de perforación base agua llevan a un aumento en el carácter mojante por agua en rocas mojadas por aceite, pero no afectan las rocas fuertemente mojadas por agua<sup>40</sup> (las de mayor interés). La alteración más grave la causa el contacto con los fluidos de perforación base aceite, los cuales tienden a aumentar la preferencia mojante al aceite en la roca. Por lo tanto, ya que la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos se consideran mojados por agua, se profundiza más en el estudio de la alteración de la mojabilidad causada por estos fluidos.

Los fluidos de perforación base aceite llevan el aceite como la fase continua, contienen entre 10 y 50% de agua, la cual está emulsionada en gotas de

---

<sup>40</sup> SHARMA, Op. Cit.

menos de 1 micrón de diámetro. También contienen arcillas organofílicas y barita como un agente pesante. Los emulsificantes y los agentes mojantes por aceite se incluyen en el lodo base aceite para mantener la estabilidad de la emulsión inversa, y para mojar por aceite los sólidos pesantes. Generalmente se requiere un exceso de surfactantes para mojar por aceite los sólidos perforados y para emulsificar cualquier cantidad de agua extraña de la formación perforada; son estos surfactantes los principales responsables de la alteración de la mojabilidad de la roca<sup>41</sup>. Normalmente se incluye un grupo de surfactantes en la preparación de cada uno de los fluidos de perforación base aceite para formar una capa alrededor de las gotas de agua. Los ácidos grasos se usan como emulsificantes primarios, estos reaccionan con el hidróxido de calcio en la fase acuosa para formar jabones de calcio. Además, se usa un grupo de agentes mojantes por aceite, los cuales pueden incluir aminas derivadas de ácidos grasos, ácidos grasos y sulfonatos.

Ballard y Dawe<sup>42</sup> en 1988, realizaron un estudio para evaluar la influencia de la concentración de surfactantes en los filtrados del lodo base aceite sobre la alteración de la mojabilidad de superficies de vidrio. El trabajo en micromodelos demostró que el filtrado de este lodo causa emulsificación y migración de agua connata, de esta manera se reduce la saturación de agua además de la alteración de la mojabilidad de las paredes del poro. Los resultados de los estudios del ángulo de contacto indican que los surfactantes en los filtrados del lodo base aceite se adsorben sobre las

---

<sup>41</sup> THOMAS, D.C., HSING, H. and MENZIE, D.E. "Evaluation of Core Damage Caused by Oil Based Drilling and Coring Fluids". Paper SPE 13097, 59th Annual Fall Meeting of the SPE. Houston, TX. September 16 – 19, 1984.

<sup>42</sup> BALLARD, T.J. and DAWE, R.A. "Wettability Alteration Induced by Oil Based Drilling Fluid". Paper SPE 17160, Presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, CA. February 8 – 9, 1988. Pág. 149 – 156.

superficies sílicas formando una monocapa, cambiando así la superficie fuertemente mojada por agua inicialmente a una de mojabilidad intermedia.

**2.1.2. Alteración de la Mojabilidad Debido a los Asfaltenos y las Fracciones Polares del Aceite Crudo.** La alteración de mojabilidad frecuentemente se atribuye a las partículas coloidales de alto peso molecular conocidas como asfaltenos suspendidos en el aceite crudo. Los asfaltenos se definen como el precipitado resultante de la adición de grandes volúmenes de hidrocarburos de bajo peso molecular al aceite crudo. Las fracciones asfálticas generalmente son aromáticos condensados y moléculas nafténicas con pesos moleculares en el rango de cientos a miles de gramos por mol. Se ha confirmado el papel de los asfaltenos en la alteración de la mojabilidad al observar que los aceites crudos sin asfaltenos no exhiben adhesión en rangos de bajo PH.

Cuando la superficie de la roca entra en contacto con el aceite crudo, hay la posibilidad de modificar su superficie debido a la adsorción de asfaltenos. Esto altera la mojabilidad de la roca, mientras que los segmentos polares de una molécula de asfalto se orientan hacia la superficie, las porciones no polares se alejan de ella, llevando a la superficie a ser mojada por aceite.

Las fracciones de los componentes polares causan un estado mojado por aceite en las areniscas, pero los efectos no están en función de la concentración de fracción polar. La concentración de componentes nitrógeno/sulfuro en fracciones polares del aceite crudo está relacionada con la mojabilidad de las fracciones polares en las areniscas. La cantidad de

fracciones polares adsorbidas sobre las areniscas saturadas con salmuera está relacionada con la mojabilidad al aceite crudo.

**2.1.3. Alteración de la Mojabilidad Original de la Muestra.** La alteración de la mojabilidad afecta los resultados en muchos análisis a muestras de roca como la presión capilar, la permeabilidad relativa, el comportamiento de la inyección de agua y las propiedades eléctricas entre otros. La manera como estas propiedades son afectadas por cambios en la mojabilidad se discuten en los capítulos siguientes. Sin embargo, el propósito aquí es conocer las causas que dan lugar a la alteración de la mojabilidad en las distintas muestras de roca (núcleos nativos, limpios y restaurados), sobre los cuales se hacen mediciones de mojabilidad.

Las causas que den lugar a la alteración de la mojabilidad y en consecuencia, las precauciones que se deben tomar para evitarlas, están un tanto relacionadas con la forma como se obtienen las muestras de roca (núcleos nativos, limpios, restaurados). En todo caso, son muchos los factores que pueden alterar significativamente la mojabilidad de la muestra. Estos factores pueden ser divididos en dos categorías generales:

- Los que influyen en la mojabilidad de la muestra antes de cualquier prueba de laboratorio, tales como fluidos de perforación, empaquetamiento, preservación y limpieza.
- Los que influyen durante las pruebas de análisis de núcleos, tales como fluidos de prueba, temperatura y presión.

La mojabilidad de un núcleo puede ser alterada durante el proceso de perforación por la acción de lavado del lodo de perforación, particularmente si el fluido contiene surfactantes ó si tiene un pH que difiere de los fluidos del yacimiento.

Muchos investigadores recomiendan que los fluidos de perforación durante las operaciones de corazonamiento tengan el mínimo posible, tanto en pérdida de fluidos, como en agentes surfactantes.

La mojabilidad de un núcleo también puede alterarse por la reducción de presión y temperatura que ocurre a medida que el núcleo es llevado a superficie. Esta acción libera fluidos, particularmente los livianos, y cambia la distribución espacial de los fluidos en la roca, permitiendo además, que los asfaltenos y otros pesados puedan depositarse sobre la superficie de la roca haciéndola más mojada por aceite.

La técnica usada en el manejo, empaquetamiento y preservación de la muestra puede alterar la mojabilidad a través de una pérdida de livianos, deposición de pesados, contaminación y oxidación. Los procedimientos de laboratorio para la limpieza y preservación de la muestra pueden cambiar la mojabilidad por alteración de la cantidad y tipo de material adsorbido sobre la superficie de la roca.

Todo el esfuerzo hecho para mantener el carácter mojante de la muestra (núcleos nativos, limpios ó restaurados) puede perderse, si no se extienden

los cuidados y precauciones en la manipulación de las muestras en las pruebas de laboratorio y en las condiciones bajo las cuales se desarrollan éstas.

Dentro de los factores que pueden alterar la mojabilidad durante las pruebas de laboratorio están la presión y la temperatura. Generalmente, los núcleos en pruebas a condiciones atmosféricas son más mojados por aceite que a condiciones de yacimiento, debido a la reducción en solubilidad de los componentes que alteran la mojabilidad.

Un factor adicional que influye en la mojabilidad es la elección de los fluidos de prueba. Algunos análisis de núcleos se efectúan con aire/salmuera ó aire/mercurio en lugar de aceite y salmuera. Esos análisis asumen implícitamente que los efectos de la mojabilidad no son importantes.

La utilización casi generalizada de aceites minerales durante las pruebas de núcleos, se debe a que éstos son más fáciles de trabajar que el crudo. Sin embargo, existe la posibilidad de que ciertos aceites minerales alteren la mojabilidad.

- **En la Obtención de Núcleos Nativos.** El propósito de obtener núcleos nativos es que éstos representen el carácter mojante de la roca del yacimiento. En este esfuerzo, la primera etapa es contar con un fluido de corazonamiento cuya composición minimice la contaminación del núcleo.

El mejor fluido de corazonamiento desde el punto de vista de la mojabilidad es la salmuera ó el agua fresca. Si debido a dificultades operacionales, el corazonamiento no se pueda llevar a cabo con salmuera, ésta puede ser sustituida por un lodo base agua cuya composición se limite a la bentonita, carboximetil-celulosa, barita y agua con un pH cercano al neutro. Aunque este lodo puede causar alguna alteración a la mojabilidad de la roca, ésta no será tan grande como cuando se usa un lodo base aceite<sup>43</sup>.

El lodo de perforación original debe ser completamente desplazado del revestimiento y del equipo de superficie con salmuera ó agua para evitar la contaminación al fluido que se utiliza en la operación de corazonamiento.

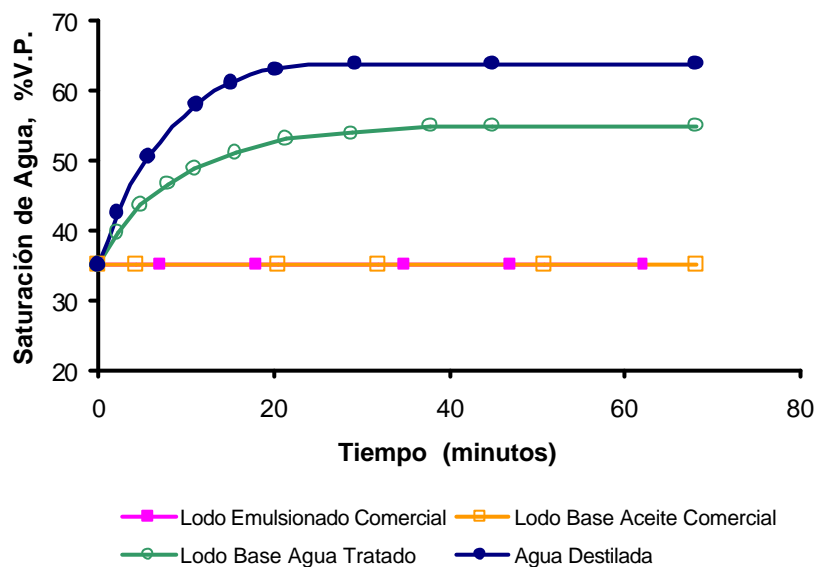
Si la mojabilidad en los núcleos nativos no se determina inmediatamente en el pozo, estos se deben almacenar cuidadosamente para después ser probados en el laboratorio. Los datos de análisis de núcleos dignos de confianza se obtienen en el pozo ó en el laboratorio, pero deben tomarse las precauciones necesarias para asegurar que la mojabilidad de la roca no sea alterada por contaminación, oxidación ó evaporación.

- **Durante el Corazonamiento.** Para determinar los efectos del filtrado del lodo de perforación sobre la mojabilidad de la roca, la técnica usual es tomar datos de imbibición de referencia de núcleos de mojabilidad conocida para después exponerse al filtrado del lodo y determinar por sus efectos la alteración de la mojabilidad.

---

<sup>43</sup> BOBEK, J.E., MATTAX, C.C. and DENEKAS, M.O. "Reservoir Rock Wettability – Its Significance and Evaluation". Trans., AIME (1958). Vól. 213. Pág. 155 – 160.

Este mismo procedimiento lo usó Bobek y otros<sup>44</sup>, para determinar los efectos de los lodos de perforación de uso común (lodos base agua, lodos de emulsión de aceite y lodos base aceite) sobre la mojabilidad de núcleos fuertemente mojados por agua. Los resultados de las pruebas con los tres lodos de perforación se muestran en la **figura 12**.



**Figura 12.** Efectos de los Fluidos de Perforación Sobre la Mojabilidad<sup>45</sup>

El lodo base agua contenía bentonita, soda cáustica, limo y quebracho. Este último como material de pérdida de circulación. Este lodo redujo la mojabilidad al agua en la muestra, aunque la misma permaneció moderadamente mojada por agua. Por otra parte, las pruebas de laboratorio indicaron que ambos lodos, el lodo emulsionado y el lodo base aceite inhibieron completamente la imbibición de agua, mientras que las pruebas de imbibición de aceite mostraron que la exposición de la muestra al lodo

<sup>44</sup> BOBEK, Op. Cit.

<sup>45</sup> Ibid.

emulsionado causó una mojabilidad neutra (el núcleo tampoco imbibió aceite) y el lodo base aceite causó una completa inversión de la mojabilidad desde mojada por agua a mojado por aceite.

Es evidente, entonces, que se requiere una selección cuidadosa y un estricto control de los fluidos de perforación si se desea obtener al núcleo con la misma mojabilidad de la roca del yacimiento.

- **Durante el Manejo y la Prueba.** Los cambios en la mojabilidad una vez que la muestra ha sido recobrada en superficie se deben normalmente a su exposición a una atmósfera oxidante durante un tiempo considerable, hasta permitir en algunos casos, el secado de la misma. Debido a esto, los componentes no volátiles del crudo residual tienden a depositarse sobre las paredes de los poros, generalmente haciéndolos más humedecidos por aceite.

En el laboratorio como en el pozo, la roca puede ser expuesta a un medio ambiente que altera su mojabilidad. Los aceites claros en el rango del C<sub>10</sub> al C<sub>12</sub> pueden contener bastantes impurezas polares que reducen significativamente la mojabilidad de una roca mojada por agua<sup>46</sup>.

Sobre las condiciones de pruebas en el laboratorio, algunos investigadores objetan el uso de celdas de inundación con manga de caucho en contacto

---

<sup>46</sup> Ibid.

directo con el núcleo en prueba, porque éste puede ser contaminado por componentes del caucho insolubles en el aceite.

## **2.2. INFLUENCIA DE LA MOJABILIDAD EN LAS PROPIEDADES DE LA ROCA.**

La variación de la mojabilidad afecta las mediciones de las propiedades de las rocas, la cual puede ser comprobada mediante análisis de núcleos. De manera que un factor muy importante a tenerse en cuenta con relación a los sistemas roca – fluido, son las propiedades de la formación, únicamente si la preferencia de mojabilidad en la muestra es la misma que la de la formación. Por tanto es de vital importancia, un manejo apropiado de las muestras de roca para garantizar la preservación de la mojabilidad, desde que se extrae de la formación hasta el laboratorio.

**2.2.1. Influencia de la Mojabilidad sobre las Propiedades Eléctricas.** En el laboratorio se determinan parámetros tales como el exponente de saturación de Archie y el factor de resistividad de la formación, los cuales junto con los datos de resistividad obtenidos de los registros de pozos juegan un papel importante en el cálculo de la saturación de hidrocarburos de una formación.

La determinación de la resistividad eléctrica de un medio poroso depende en gran parte de la mojabilidad y de la historia de saturación, debido a que estos factores controlan la localización y distribución de los fluidos.

En un sistema aceite/agua/roca, el único conductor de la corriente eléctrica es el agua, por lo tanto, la resistividad eléctrica del núcleo es una función de la longitud y del área de la sección transversal de los caminos por donde pasa el agua a través del medio poroso.

Una alta resistividad en un medio poroso se debe a que los caminos por donde fluye la corriente son largos y tienen áreas de sección transversal pequeñas. Además, la presencia de la misma roca y de altas saturaciones de hidrocarburos ayuda a incrementar la resistividad eléctrica del sistema.

En una roca mojada por agua, la salmuera ocupa los poros más pequeños y forma una película continua sobre todas la superficie de la roca, en cambio, en una roca mojada por aceite, la salmuera se localiza en el centro de los poros más grandes. Esta diferencia en la distribución de la salmuera causada por la mojabilidad llega a ser muy importante a medida que se disminuye la saturación de la salmuera.

En una roca mojada por agua, la salmuera se mantiene continua pero aumenta su resistividad al disminuir su saturación porque se disminuye el área transversal por donde se conduce el flujo, y en una roca mojada por aceite, una parte de la salmuera pierde continuidad eléctrica al disminuir su saturación, de manera que la resistividad aumenta, en este caso, más rápidamente.

- **Influencia Sobre el Exponente de Saturación de Archie.** La saturación de hidrocarburos de una formación generalmente se estima, a partir de datos de resistividad tomados de registros de pozos y haciendo uso de la ecuación de Archie para el cálculo de saturaciones. La ecuación determinada por Archie es:

$$(S_w)^n = \frac{R_o}{R_t} = I_R \dots\dots\dots (13)$$

Donde:

Sw: Saturación de la salmuera en el medio poroso.

Ro: Resistividad de la formación saturada 100% con salmuera.

Rt: Resistividad del medio poroso a la saturación Sw.

n: Exponente de saturación de Archie.

IR: Índice de resistividad.

El exponente de saturación de Archie, n, es un parámetro que se determina experimentalmente sobre muestras de roca, y su valor depende de cada formación. Generalmente tiene un valor de 2 para formaciones mojadas por agua y para núcleos limpios mojados por agua.

Mungan y Moore<sup>47</sup>, señalan que la ecuación de saturación de Archie asume tres suposiciones implícitas:

---

<sup>47</sup> ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media". JPT. December, 1986. Pág. 1371 – 1378.

- La relación de saturación/resistividad es única, o sea que a una determinada saturación siempre será medida solamente una resistividad.
- El parámetro  $n$  es constante para cada medio poroso.
- Toda salmuera contribuye al flujo de la corriente eléctrica.

Se ha demostrado que estas suposiciones son válidas solamente cuando en ambos casos, el yacimiento y la muestra, son fuertemente mojados por agua, debido a que  $n$  depende de la fase conductora en el medio poroso y por consiguiente de la mojabilidad.

Cuando la mojabilidad es alterada, el cambio de la distribución espacial de los fluidos modifica la longitud y el área transversal de los caminos conductores de la corriente a través del núcleo, ocasionando a la vez cambios de resistividad. Lo anterior hace que la ecuación de Archie no sea única cuando se altera la mojabilidad, ya que se pueden medir diferentes resistividades a la misma saturación.

Debido a que el exponente de saturación depende de la mojabilidad, el parámetro  $n$  debe ser medido a las mismas condiciones mojantes del yacimiento, evitando así obtener valores incorrectos de saturación a partir de datos registros.

Cuando se disminuye la saturación de salmuera, se hacen más importantes los efectos de la mojabilidad sobre el exponente de saturación de Archie a causa de que en un sistema mojado por aceite, se presenta más discontinuidad y aislamiento de los glóbulos de salmuera, y el aceite que los rodea actúa como aislante evitando que la salmuera sirva de conductora al flujo de corriente.

A altas saturaciones de salmuera en un sistema mojado uniformemente por aceite, la salmuera permanece continua como en un sistema mojado por agua y el exponente de saturación de Archie se mantiene en un valor cercano a 2; sin embargo en contraste con el caso de mojado por agua, mientras la saturación de salmuera disminuye, una porción de la salmuera deja de contribuir al flujo de la corriente y a saturaciones de salmuera muy bajas (< 35%) se pueden obtener valores altos del exponente de saturación,  $n = 10$ .

Los experimentos realizados por varios investigadores con el propósito de observar los efectos ocasionados por cambios en la mojabilidad de la muestra de roca, sobre las mediciones del exponente de saturación de Archie, concluyen que cuando el yacimiento no es fuertemente mojado por agua, estas mediciones del parámetro  $n$  se deben realizar sobre muestras en estado nativo ó en estado restaurado.

Si el exponente se mide en un muestra limpia y el yacimiento es realmente mojado por aceite, la saturación de agua intersticial puede estimarse menor a su valor real.

- **Influencia Sobre el Factor de Resistividad de la Formación.**

Archie determinó empíricamente una ecuación que relaciona la resistividad de un núcleo saturado 100% con salmuera y la resistividad de la salmuera:

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots (14)$$

Donde:

$R_o$ : Resistividad del núcleo saturado con salmuera.

$R_w$ : Resistividad de la salmuera.

$F_R$ : Factor de resistividad de la formación.

Debido a que son pocos los trabajos desarrollados para estudiar los efectos de la mojabilidad sobre este parámetro, no se puede afirmar que el  $F_R$  cambie cuando se altera la mojabilidad del núcleo. Sin embargo algunos autores señalan que el cambio en la mojabilidad de un núcleo natural conlleva a otros cambios, tales como el hinchamiento y dispersión de arcillas, intercambio iónico, cambios en la porosidad efectiva y variaciones en la conductancia de las superficies, y que tales cambios afectan a la vez los valores medidos de  $R_o$  y  $F_R$ .

**2.2.3 Influencia de la Mojabilidad Sobre la Presión Capilar.** Como se definió anteriormente, la presión capilar en los medios porosos es la diferencia de presión que existe a través de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la superficie de la roca. En el laboratorio se mide la presión capilar, como la presión que es

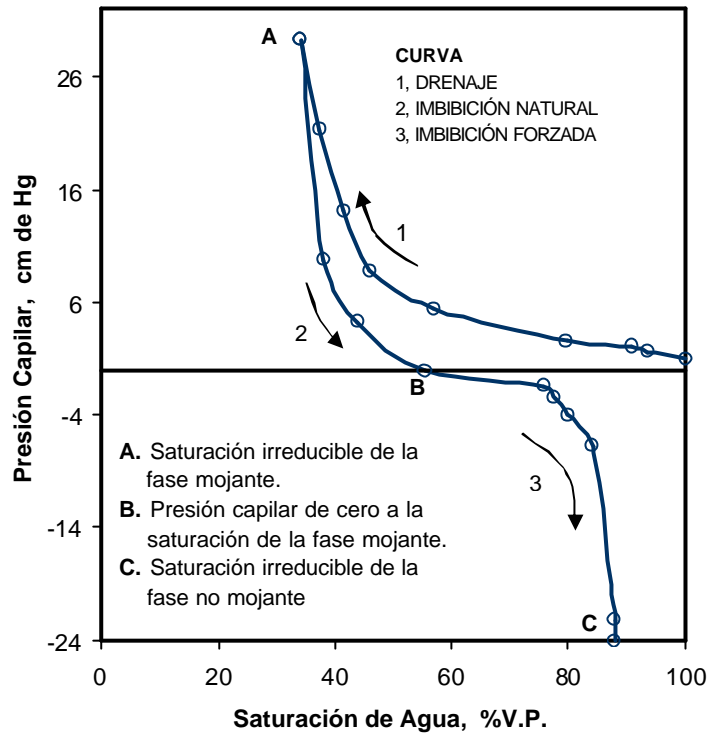
necesario aplicar al fluido desplazante para desplazar al fluido que satura al medio poroso.

Existen dos tipos básicos de procesos de presión capilar: drenaje ó imbibición. En un proceso por drenaje, el fluido no mojante desplaza al fluido mojante, mientras que en el proceso por imbibición ocurre lo contrario.

La mayoría de las gráficas de presión capilar obtenidas por mediciones en el laboratorio, incluyen únicamente la curva de desaturación ó drenaje, ó sea la curva obtenida aumentando gradualmente la presión de desplazamiento. Aunque, también se puede obtener la curva de imbibición, disminuyendo lentamente la presión y midiendo las correspondientes saturaciones a medida que el fluido mojante es imbibido por el medio poroso. La diferencia entre las dos curvas se debe al efecto de histéresis, es decir, que el valor de la presión capilar para un determinado valor de saturación depende del sentido de la variación de la saturación.

Un ejemplo de la curva de presión capilar para un sistema mojado por agua, se muestra en la **figura 13**. Inicialmente, cuando la presión capilar es cero, toda la salmuera se encuentra continua y a la misma presión. Obsérvese que la presión en la fase del aceite debe exceder la de la fase del agua, antes de que el aceite entre en la roca saturada inicialmente con agua. Esta presión inicial comúnmente se denomina presión de entrada ó presión de desplazamiento. Su valor es una medida del grado de mojabilidad de la roca, de la tensión interfacial aceite/agua y del diámetro del poro mayor en

el exterior del núcleo. Una alta presión de desplazamiento puede indicar un marcado grado de mojabilidad, poros pequeños ó ambas cosas.



**Figura 13.** Comportamiento de la curva de Presión Capilar para un Sistema Mojado por Agua.<sup>48</sup>

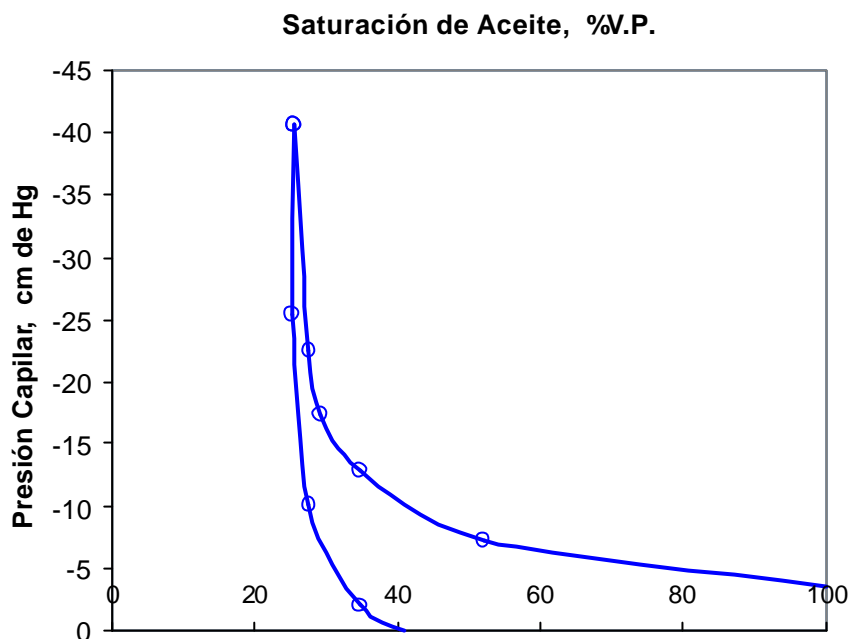
La presión capilar por drenaje (curva 1 de la **figura 13**) es medida por un aumento gradual de la presión capilar, lo cual reduce la saturación de la fase mojanante (agua), de tal forma que porciones de esta fase son desconectadas del estado continuo de la fase mojanante. Lo anterior conlleva a que al aplicar presiones capilares lo suficientemente altas, la totalidad de la fase mojanante que permanece dentro del núcleo se encuentre en un estado discontinuo, haciendo que la curva de presión capilar sea casi vertical. Esta saturación

<sup>48</sup> ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure". JPT. October, 1987. Pág. 1283 – 1300.

donde se ha perdido continuidad hidráulica de la fase mojante, es llamada saturación irreducible de la fase mojante.

La curva 2, de la **figura 13**, es la curva de presión capilar por imbibición espontánea, en donde la presión capilar disminuye hasta cero mientras aumenta la saturación de la fase mojante; y la curva 3 de la misma figura, es la presión capilar por imbibición forzada, la cual se obtiene disminuyendo la presión capilar ( $P_o - P_w$ ) desde cero hasta un valor negativo relativamente alto alcanzándose así la saturación irreducible de la fase no mojante (aceite) en el momento que esta fase pierda su continuidad hidráulica.

Cuando el aceite es el fluido fuertemente mojante, las funciones del aceite y del agua son contrarias a las que cumplen en el caso de mojado fuertemente por agua, **figura 14**. Nótese que las curvas son graficadas versus saturación de aceite y con presiones capilares hacia arriba para tomar en cuenta la diferencia de mojabilidad y observar las similitudes de las características durante el drenaje y durante la imbibición.



**Figura 14.** Comportamiento de la Curva de Presión Capilar en Sistemas Mojados por Aceite.<sup>49</sup>

El área bajo la curva de presión capilar por drenaje se reduce a medida que el sistema roca/aceite/salmuera llega a ser más mojado neutramente. Esto ocurre porque se disminuye la preferencia de la roca por la fase mojanante y se reduce el trabajo necesario en el drenaje.

Al comparar un sistema mojado débilmente por agua con uno fuertemente mojado por agua; en el de mojabilidad débil se desplaza más agua por empuje de aceite a cualquier presión capilar, dando una saturación de agua más baja. Lo anterior es debido a que el fluido no mojanante (aceite) es capaz de entrar en los poros más pequeños cada vez que se reduzca la mojabilidad al agua del sistema.

---

<sup>49</sup> Ibid.

Los experimentos sobre los efectos de la mojabilidad en sistemas de mojabilidad uniforme, han demostrado que la presión capilar por drenaje es insensible a variaciones de mojabilidad cuando el ángulo de contacto es menor que 50° grados. Esto se ha demostrado en mediciones con núcleos de teflón mojados uniformemente y por el uso de mediciones de presión capilar con mercurio en muestras de yacimientos. Similarmente, la curva de presión capilar por imbibición natural (presión capilar positiva) medida en un núcleo mojado uniformemente es insensible a la mojabilidad cuando el ángulo de contacto es menor de 20° grados. Esta insensibilidad es el resultado de los efectos de la geometría porosa y de las superficies extremadamente rugosas del medio poroso, las cuales hacen que el ángulo de contacto tienda a un valor de cero.

En las mediciones de presión capilar sobre paquetes de arena con mojabilidad fraccional, se concluye que mientras se aumenta la fracción de los granos mojados por aceite, entonces se disminuye el área bajo la curva de drenaje, lo que indica que el desplazamiento del agua por aceite es más fácil.

**2.2.3 Efecto de la Mojabilidad Sobre las Permeabilidades Relativas.** En términos generales se ha definido a la permeabilidad relativa como una medida directa de la habilidad del medio poroso para conducir un fluido cuando hay otros presentes. Esta propiedad de flujo es el resultado de los efectos de la geometría de los poros, de la mojabilidad, de la distribución de los fluidos y de la historia de saturación.

Un factor muy importante que debe tenerse en cuenta con relación a las mediciones de las permeabilidades relativas agua/petróleo determinada en el

laboratorio, es que éstas corresponden a las reales de la formación únicamente si la preferencia de mojabilidad de la muestra en el laboratorio es la misma que en la formación.

- **Comportamiento de las Permeabilidades Relativas en Sistemas de Mojabilidad Homogénea.** Para analizar los efectos de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas en estos tipos de sistemas, la mojabilidad de toda la superficie se varía de mojada por agua a mojada por petróleo mediante aditivos, manteniéndose en cada caso lo más uniforme posible.

Los resultados de diferentes investigaciones<sup>50</sup> concluyen que para cualquier saturación de agua, la permeabilidad relativa al agua se incrementa a medida que el sistema se vuelve más mojado por petróleo. Simultáneamente, la permeabilidad relativa al petróleo disminuye, lo que causa una reducción en la eficiencia de la inyección de agua. Ver **figura 15**. El fluido mojante en un sistema de mojabilidad homogénea se localiza en los poros pequeños y como una película delgada en los poros grandes, mientras que el fluido no mojante se encuentra localizado en el centro de los poros grandes. En general, a cualquier saturación, la permeabilidad relativa a un fluido es alta cuando este es el fluido no mojante.

---

<sup>50</sup> ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability". Paper SPE 16323, JPT (Nov. 1987), 1453-1468.

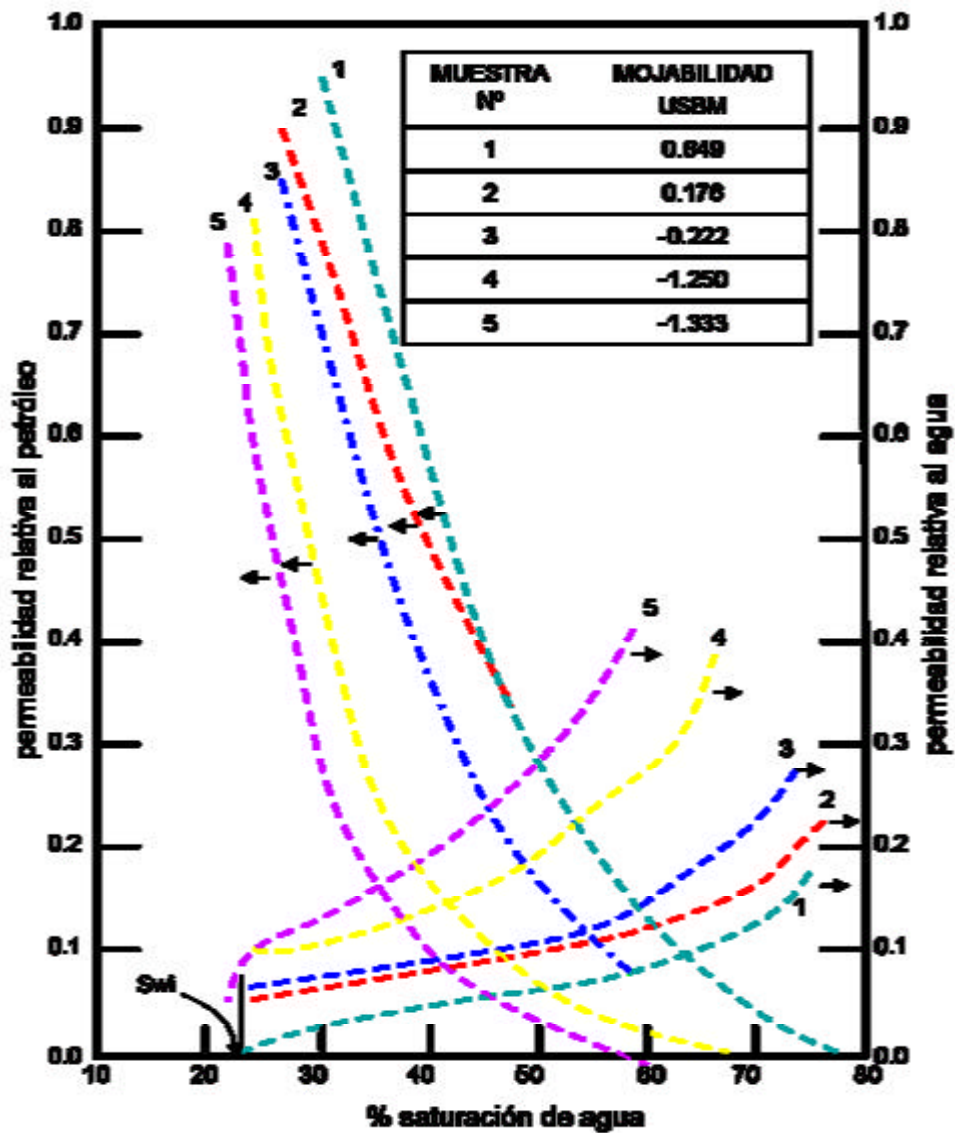


Figura 15. Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa a medida que el sistema se vuelve más mojado por petróleo.<sup>51</sup>

Como se vio anteriormente, las curvas de permeabilidad relativa pueden normalizarse con (1) la permeabilidad absoluta del medio poroso saturado con una fase, usualmente agua ó salmuera, ó (2) la permeabilidad efectiva del medio poroso a una saturación inicial específica, tal como la

<sup>51</sup> Ibid.

permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua inicial. Aunque la permeabilidad absoluta no está afectada por la mojabilidad, la permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua inicial disminuye a medida que el sistema se vuelve más mojado por petróleo. Por tanto, la escogencia de la permeabilidad base va a influir en la forma de las curvas de permeabilidad relativa a medida que cambia la mojabilidad del sistema. Como se puede observar en la **figura 15**, las curvas de permeabilidad relativa normalizadas con la permeabilidad absoluta explícitamente muestran la disminución de la permeabilidad relativa (efectiva) a medida que la muestra se vuelve más mojado por petróleo; por otra parte, las curvas de permeabilidad relativa al petróleo normalizadas con la permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua inicial siempre terminan en  $K_{ro} = 100\%$ , aunque la mojabilidad esté cambiando (Ver **figura 16**).<sup>52</sup>

Cuando el fluido mojante desplaza al no mojante, la relación de permeabilidades relativas (fase desplazante entre fase desplazada) es casi vertical y se extiende sobre un intervalo de saturación relativamente corto. En contraste, cuando el fluido no mojante desplaza al mojante, la relación de permeabilidades relativas es alta a una saturación dada y se extiende sobre un gran intervalo de saturación. En sistemas de yacimientos, la pendiente de la curva  $(K_{rw}/K_{ro})$  vs.  $S_w$ , puede usarse en algunos casos como un indicativo cualitativo de la mojabilidad. Si la curva es casi vertical y se extiende sobre un pequeño intervalo de saturación, la roca está entonces fuertemente mojada por agua. Inversamente, la roca está mojada por petróleo si la curva tiene una pendiente considerable y se extiende sobre un gran intervalo de saturación<sup>27</sup>. Ver **figura 17**.

---

<sup>52</sup> Ibid.

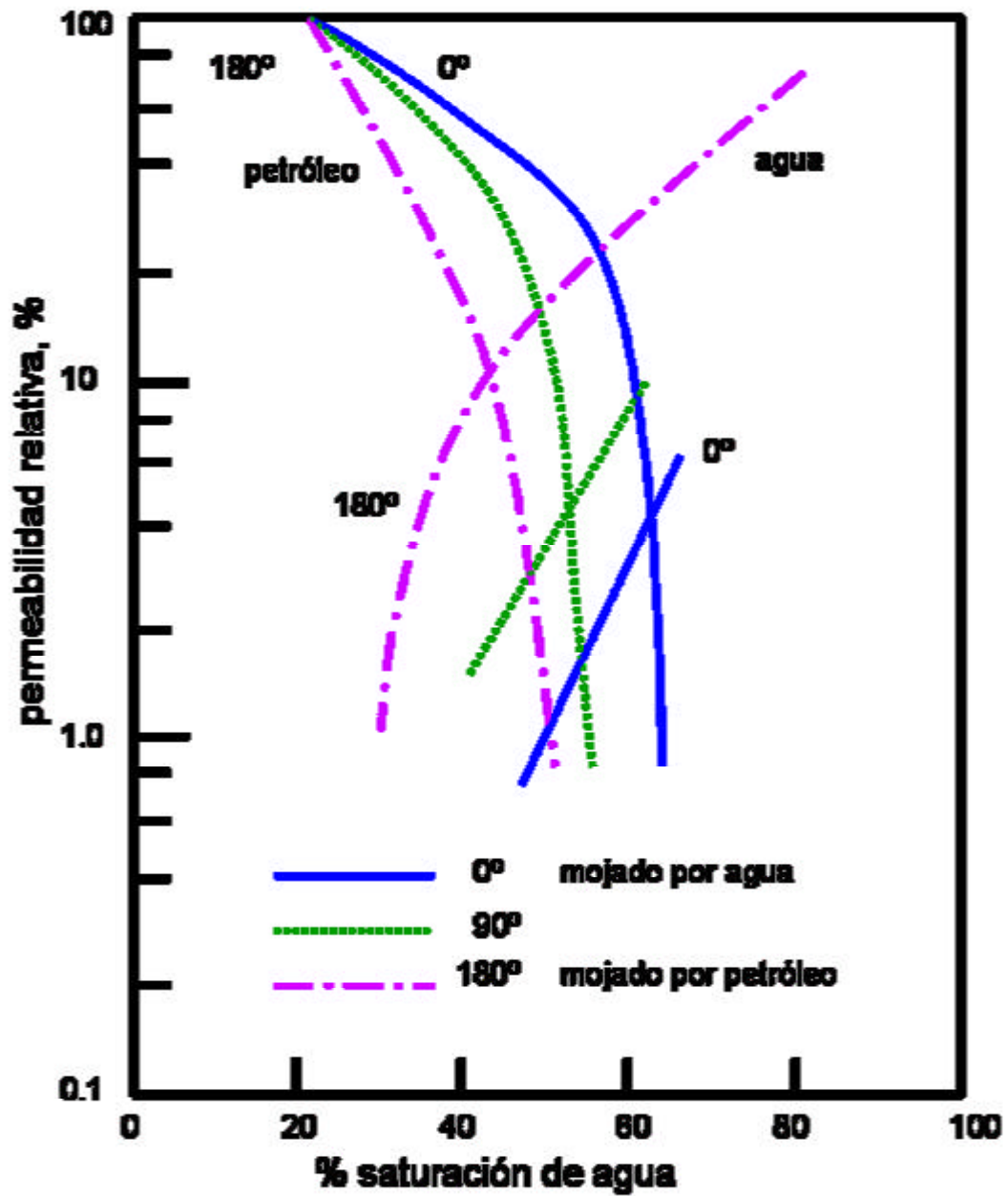


Figura 16. Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas cuando se varía uniformemente la mojabilidad.<sup>53</sup>

<sup>53</sup> Ibid.

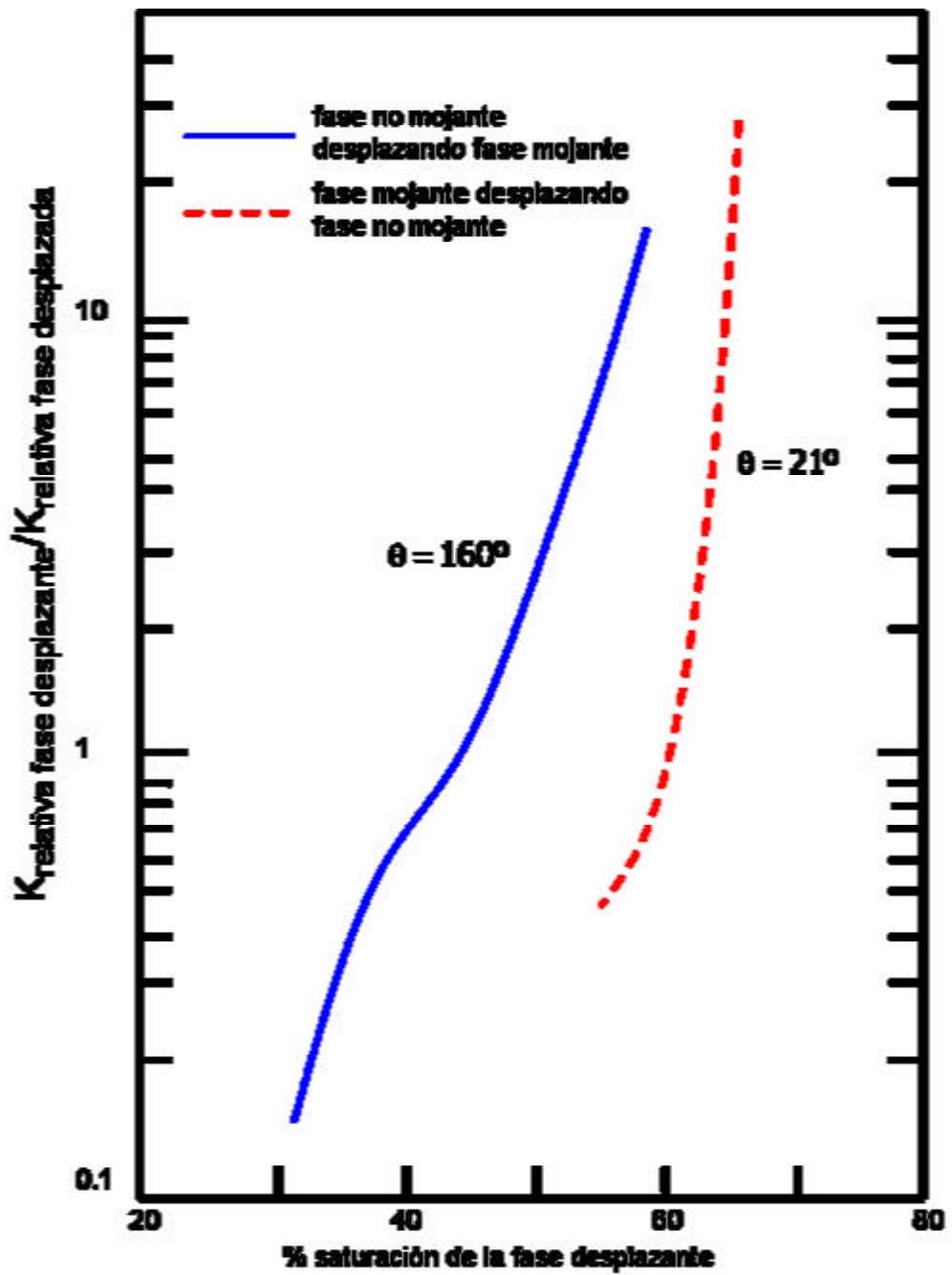
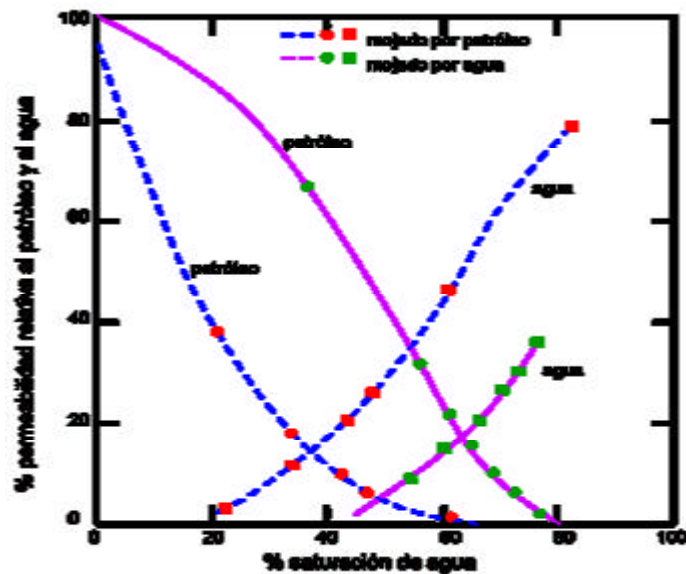


Figura 17. Efecto de la mojabilidad sobre la relación de permeabilidades relativas. (Murgan).<sup>54</sup>

<sup>54</sup> Ibid.

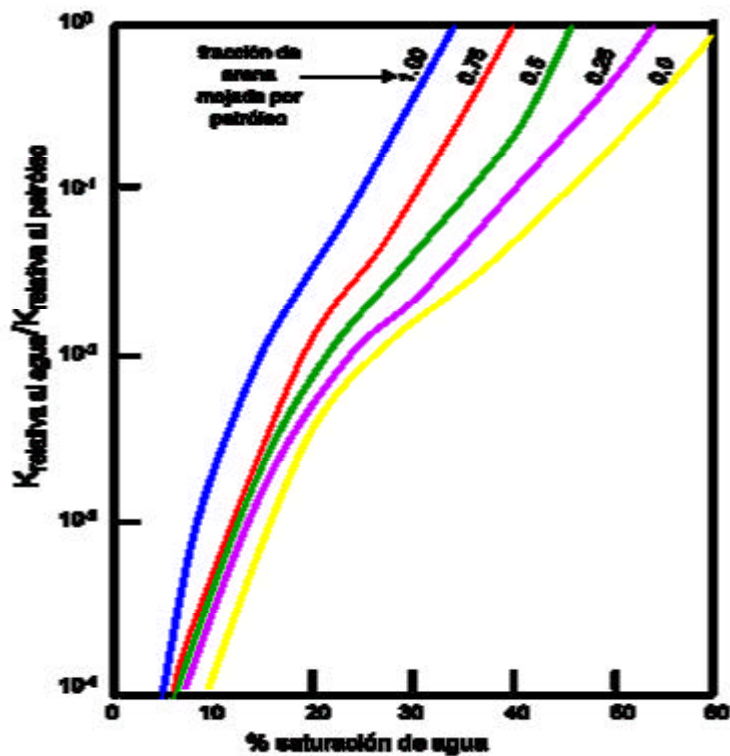
En sistemas de mojabilidad preferencial, la permeabilidad relativa a un fluido es alta cuando es el fluido no mojante. Por ejemplo, la permeabilidad relativa al agua es mayor en un sistema mojado por petróleo que en uno mojado por agua. Esto ocurre debido a que el fluido mojante tiende a moverse a través de los poros pequeños, mientras que el fluido no mojante se mueve fácilmente a través de los poros grandes. Además, a una baja saturación de la fase no mojante, esta se va encontrar como glóbulos discontinuos en los poros grandes. Dichos glóbulos bloquean las gargantas de los poros, disminuyendo la permeabilidad relativa de la fase mojante. Por otra parte, la permeabilidad relativa de la fase no mojante es alta debido a que esta fluye por los poros más grandes. A baja saturaciones de la fase mojante, la permeabilidad efectiva de la fase no mojante se aproxima a la permeabilidad efectiva, demostrándose que la fase mojante no restringe el flujo de la fase no mojante<sup>33</sup>. Ver **figura 18**.



**Figura 18.** Curvas de permeabilidad relativa agua/petróleo medidas en muestras preferencialmente mojadas por agua y por petróleo. (Jennings).<sup>55</sup>

<sup>55</sup> JENNINGS, H.Y. "Waterflood Behavior of High Viscosity Crude in Preserved Soft and Unconsolidated Cores," J. Pet. Tech. 18, pp. 116-120. January 1988.

- Comportamiento de las Permeabilidades Relativas en Sistemas de Mojabilidad Heterogénea.** El comportamiento de la permeabilidad relativa en sistemas con mojabilidad heterogénea es similar al comportamiento presentado en sistemas con mojabilidad uniforme. La permeabilidad relativa al petróleo aumenta y la permeabilidad relativa al agua disminuye a medida que aumenta la fracción de superficie mojada por agua (Ver **figura 19**)<sup>56</sup>. Lo que sí diferencia los sistemas con diferentes mojabilidad, homogénea y heterogénea es la eficiencia de desplazamiento durante la inyección de agua.

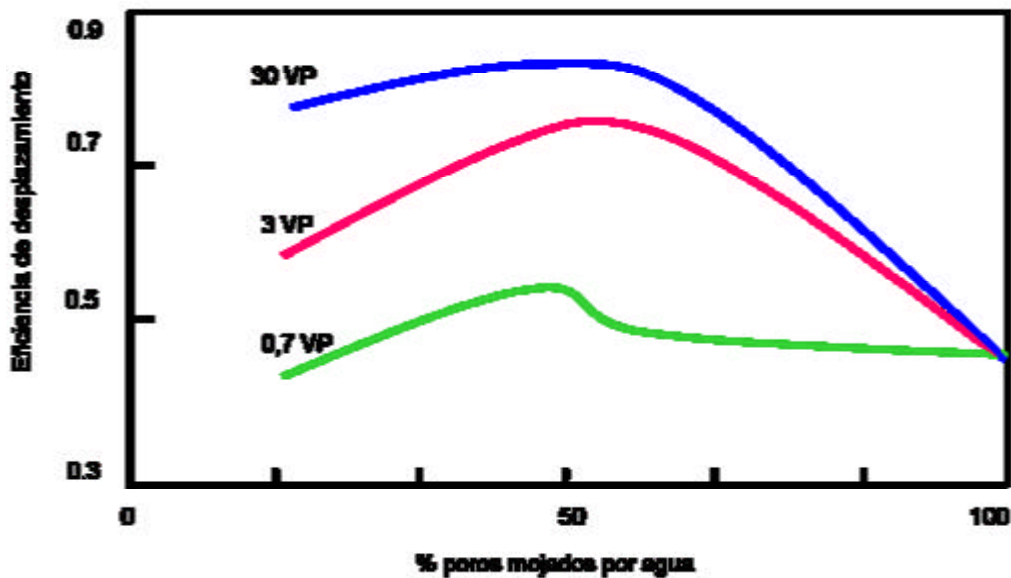


**Figura 19.** Curva  $K_{rw} / K_{ro}$  vs. Saturación para Sistemas de Mojabilidad Fraccional. (Fatt y Klikoff).<sup>57</sup>

<sup>56</sup> FATT, L. and KLIKOFF, W.A. "Effect of fractional Wettability on Multiphase Flow Through Porous Media," Trans. AIME, 216, pp, 426 - 432, 1959.

<sup>57</sup> Ibid.

En la **figura 20**, se muestra la variación de la eficiencia de desplazamiento con la fracción de poros mojados por agua para un sistema de mojabilidad fraccional. Cada curva representa un valor de volumen poroso de agua inyectado. Se observa de esta gráfica que el mejor desplazamiento por la inyección de agua se obtiene cuando el sistema tiene la mitad de sus poros mojados por agua. A medida que aumenta el número de volúmenes porosos inyectados; entonces la eficiencia mejora.

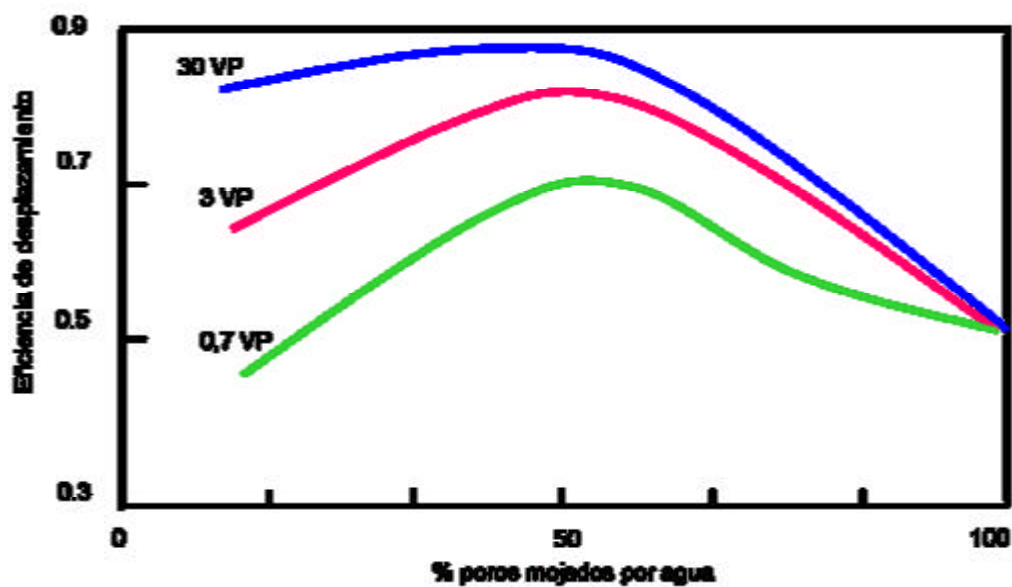


**Figura 20.** Comportamiento de la Eficiencia de Desplazamiento Durante la Inyección de Agua para un Sistema de Mojabilidad Fraccional.<sup>58</sup>

Este comportamiento difiere considerablemente con respecto a un sistema de mojabilidad homogénea, donde se dijo anteriormente que a medida que las superficies se vuelven más mojadas por agua mejoraba la eficiencia de desplazamiento.

<sup>58</sup> ANDERSON, Op. Cit.

Para un sistema de mojabilidad mixta (**figura 21**) nuevamente la eficiencia de desplazamiento es mayor en un sistema que tiene el 50% de sus poros mojados por agua. Para un mismo valor de fracción de poros mojados por agua, en un sistema de mojabilidad mixta se tendrá una eficiencia de desplazamiento 15% mayor comparada con la eficiencia de un sistema de mojabilidad fraccional. Se puede decir entonces que la mejor eficiencia de desplazamiento se obtiene en este tipo de sistemas. Este comportamiento se asocia a que en este tipo de sistema el petróleo siempre va estar localizado en los poros más grandes, que a su vez forman caminos continuos de petróleo, como se dijo en un principio.



**Figura 21.** Comportamiento de la eficiencia de desplazamiento durante la inyección de agua para un sistema de mojabilidad fraccional.

- **Comportamiento de las Permeabilidades Relativas Cuando se Altera la Mojabilidad del Sistema.** La limpieza y manipulación de los corazones usados en los análisis de laboratorio altera su mojabilidad y por tanto puede afectar drásticamente la permeabilidad relativa.

Las mediciones más precisas de la permeabilidad relativa se obtienen en corazones en su estado natural, los cuales mantienen la mojabilidad del yacimiento. Cuando tales corazones no están disponibles, se deben usar corazones cuya mojabilidad fue restaurada. Se pueden generar graves errores si las mediciones son hechas en corazones con la permeabilidad alterada, es decir, aquellos que fueron contaminados con surfactantes del fluido de perforación ó limpiados con solventes.

En general se puede decir que los corazones limpios son preferencialmente mojados por agua; es decir, si un corazón limpio fuese usado para predecir el comportamiento de una inyección de agua, éste predeciría altas eficiencias de recobro comparadas con las reales; sin embargo, es posible que la limpieza cambie la mojabilidad de un corazón de mojado por agua a mojado por petróleo, ya sea por la deposición de los componentes del petróleo ó por la adsorción de los solventes limpiadores.

Por ejemplo, si el yacimiento está mojado ó intermediadamente mojado por petróleo y se utiliza un corazón limpiado, mojado por agua, se bajo estimará la permeabilidad relativa al agua y sobreestimaré la permeabilidad relativa al petróleo. Fluirá más agua y menos petróleo a cualquier saturación que aquella que la muestra limpia predeciría <sup>59</sup>.

La **figura 22** muestra las permeabilidades relativas obtenidas en estado natural, limpio y restaurado de un corazón usando la técnica JBN. Todas las curvas están basadas en la permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua inicial. Un corazón en estado natural fué obtenido de un yacimiento de areniscas de Pennsylvanian con algo de petróleo, luego almacenado en el petróleo saturante para preservar la mojabilidad. La permeabilidad relativa

---

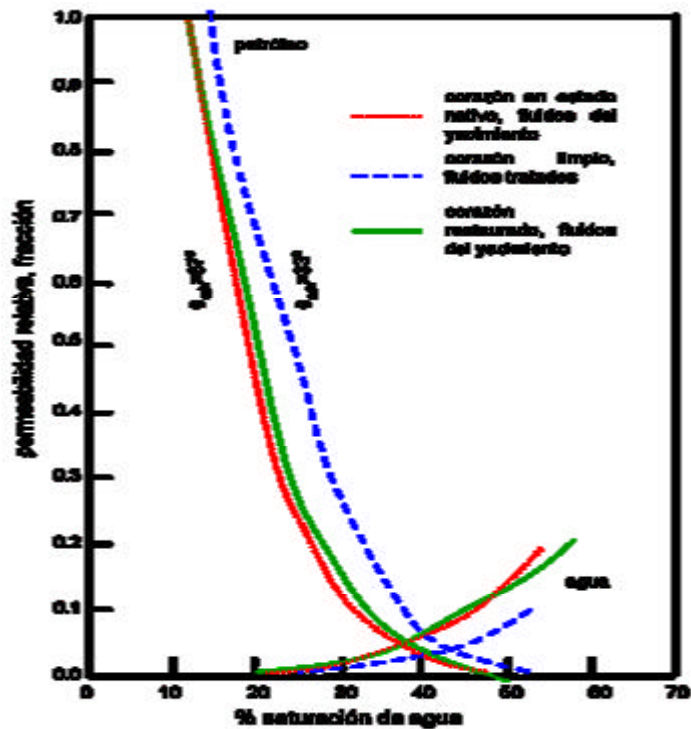
<sup>59</sup> LUFFEL, D.L. and RANDALL, R.V. "Core Handling and Measurement Techniques for Obtaining Reliable Reservoir Characteristics," SPE 164243 Presented at the Formation Evaluation Symposium, Joint SPE and University of Houston Sponsored, Houston, Texas, November 21.22, 1960.

fué medida en el corazón en estado natural usando una salmuera y petróleo saturante a la temperatura del yacimiento (138°F) y a una presión lo suficiente alta para mantener los gases en solución. El corazón fue luego limpiado con benceno, seguido de tolueno y luego secado. Se volvió a medir de nuevo las permeabilidades relativas en el corazón ahora limpio usando una salmuera sintética de la formación y petróleo refinado. Con base a las reglas de Craig para mojabilidad (Tabla 2), el corazón limpio está más mojado por agua comparado con el de estado natural. Esto es confirmado por las mediciones del ángulo de contacto. El ángulo de contacto del agua avanzando,  $\theta_{adv}$ , fue de 33° para el petróleo refinado y la salmuera y de 87° para los fluidos saturantes del yacimiento en una superficie de cuarzo. Finalmente, el corazón limpio fue saturado con salmuera, llevado a su saturación de agua inicial con crudo y envejecido durante seis días para restaurar su mojabilidad. La **figura 22** muestra que es bastante similar a la permeabilidad relativa en estado natural, lo que implica que la mojabilidad fué restaurada satisfactoriamente.

Los experimentos de Murgan<sup>60</sup> muestran la importancia de hacer mediciones de permeabilidad relativa en corazones en estado natural ó restaurado. A cualquier saturación de agua, las permeabilidades relativas al petróleo fueron menores y las permeabilidades relativas al agua fueron mayores para el corazón en estado natural y restaurado cuando se compararon con las del corazón limpio. Si un corazón limpio fuese usado para predecir el comportamiento de una inyección de agua en este yacimiento, se predecirían altas eficiencias de recobro comparadas con las reales.

---

<sup>60</sup> ANDERSON, Op. Cit.



**Figura 22.** Estudio del efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas con un corazón en los estados nativo, limpio y restaurado. (Murgan).<sup>61</sup>

## 2.4 COMPORTAMIENTO DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS DETERMINADAS MEDIANTE EL MÉTODO DE ESTADO INESTABLE.

Craig y otros<sup>62</sup> recomiendan que el método de estado inestable no deba usarse para mediciones de la permeabilidad relativa en corazones fuertemente mojados por agua. Ellos piensan que la combinación de altas velocidades y viscosidades usadas comúnmente en las mediciones con este método puede conllevar a que la muestra fuertemente mojada por agua se comportase como si estuviese mojada por petróleo cuando es sometida a una inyección de agua debido a que no hay suficiente tiempo para que los

<sup>61</sup> Ibid.

<sup>62</sup> Ibid

fluidos alcancen el equilibrio. Obviamente este hecho puede afectar el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas.

Cuando se lleva a cabo una inyección de agua a baja tasa con un petróleo de baja viscosidad, la distribución del petróleo en los poros cambiará a medida que pase el frente de agua. Si el sistema está fuertemente mojado por agua, el agua desplazará el petróleo localizado en los poros más pequeños y en las superficies de los poros. Sin embargo, Craig<sup>63</sup>, afirma que la mojabilidad al agua de la muestra puede enmascarse cuando se usan petróleos viscosos y altas tasas de desplazamiento debido a que el fluido viscoso no tiene tiempo suficiente para ajustarse a la inyección. El agua inyectada tenderá a moverse rápidamente a través de los poros más grandes, conllevando a una rápida ruptura y haciendo que la inyección se comporte como si la roca estuviese mojada por petróleo. Comparando las mediciones de la permeabilidad relativa en estado inestable con las de estado estable, las primeras parecen más mojadas por petróleo.

Otro factor que muestra que la no conveniencia del método de estado inestable es la histéresis presentada en las permeabilidades relativas medidas durante el drenaje y la imbibición de la fase mojante en sistemas de mojabilidad preferencial (**figura 23**).

---

<sup>63</sup> Ibid.

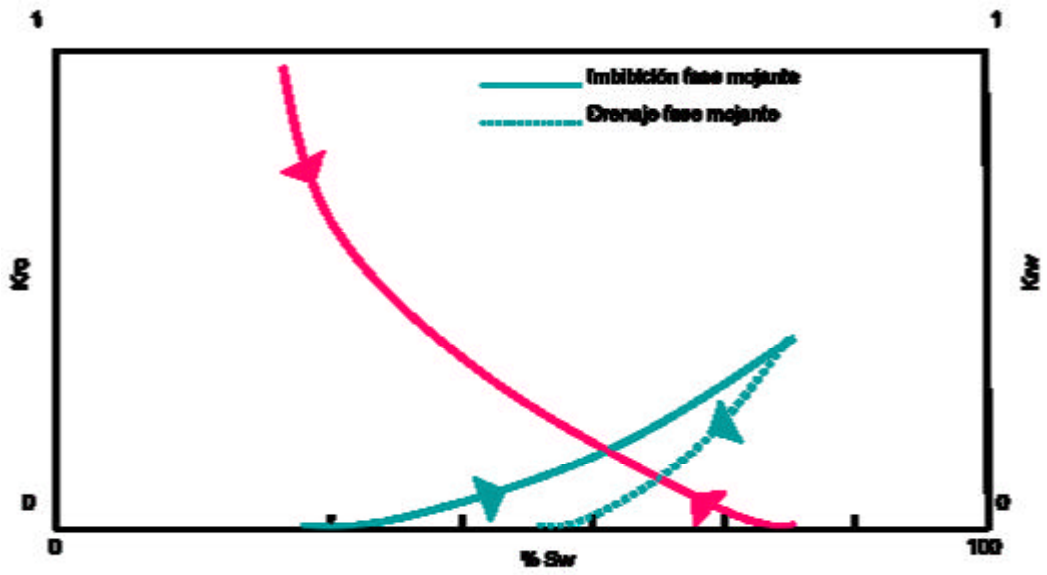


Figura 23. Curvas típicas de permeabilidades relativas obtenidas mediante el método de estado inestable para un sistema de mojabilidad preferencial.

### **3. EFECTO DE LA MOJABILIDAD EN LA INYECCIÓN DE AGUA.**

El término referido a mojabilidad, en sí contiene ó se reviste de gran importancia en el comportamiento de una inyección de agua, ya que de él dependen desde el control de la distribución de los fluidos hasta localización y flujo de los mismos en el medio poroso.

Es bien sabido, por ejemplo que el comportamiento de una inyección de agua, será más eficiente en un sistema uniformemente mojado por agua, que en un sistema uniformemente mojado por aceite.

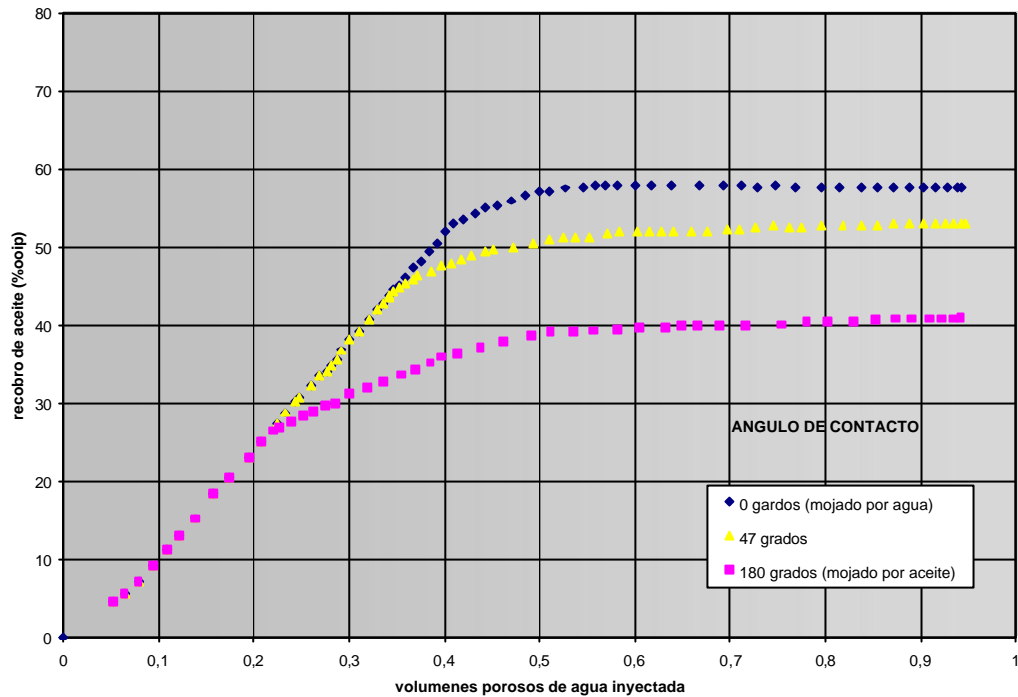
#### **3.1 INYECCIÓN DE AGUA EN SISTEMAS DE MOJABILIDAD UNIFORME.**

En el caso de referirnos a mojabilidad uniforme, se hará de manera conjunta hablando de sistemas fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite, los cuales en el análisis son diferentes pero complementarios para los cuales se observa su comportamiento en la inyección de agua, a través de ciertos parámetros importantes como lo son: Punto de ruptura, Saturación de aceite residual tanto real como práctica. Cabe sin embargo aclarar que todo lo propuesto concerniente a los parámetros especialmente la saturación residual es en base al supuesto de que las fuerzas capilares sean predominantes, hecho tal que se cumple cuando tanto el número Capilar (Fuerzas viscosas/Fuerzas capilares) y el número de Bond (Fuerzas de boyanza/Fuerzas capilares) sean lo suficientemente bajos para que los efectos viscosos y de boyanza de los fluidos sean despreciables.

En la **figura 24** se aprecia, en su forma un comportamiento típico de una inyección de agua, en los dos casos de mojabilidad fuerte; Puede apreciarse claramente que para todos los casos ilustrados en la figura hay una porción lineal, la cual se interpreta como la zona antes de ruptura, donde se produce un volumen de aceite, por un volumen equivalente de agua inyectado. Esta zona encuentra su fin en un punto que se encuentra más arriba en cuanto a la ordenada de la figura entre más sea el sistema mojado por agua, ó sea a un recobro de aceite mayor o su equivalente que será una saturación de aceite menor; por lo tanto se puede inferir que la ruptura llega en el momento en que se pierde la linealidad, lo cual ocurre antes para sistemas mojados por aceite que para sistemas mojados por agua.

Después de la ruptura se puede apreciar que la saturación de aceite, o en este caso el recobro de aceite se hace menor debido a que la saturación de aceite decrece menos precipitadamente por el hecho de presentarse flujo de agua y aceite, en el pozo productor por cada barril de agua adicional de agua inyectada.

Para sistemas mojados por aceite como ya se sabe el agua se encuentra en el centro de los poros grandes y permeables, por lo tanto fluiría mejor, ocasionando una ruptura temprana, lo que sugiere que la producción de aceite en estos sistemas se da después de ruptura como se ve en la grafica al observar una pendiente un tanto pronunciada después del comportamiento lineal con lo cual es fácil apreciar entonces que en sistemas mojados por aceite , el proceso de inyección de agua se hace mas dependiente del volumen de agua inyectado, y por lo tanto para obtener una cantidad de aceite mas ó menos aproximada a la cantidad producida en un sistema fuertemente mojado por agua se necesitan grandes cantidades de volúmenes de agua inyectada que en ciertos casos en los que no se cuenten con reservas considerables podrían llegar a hacer del proyecto una



**Figura 24.** Efecto de la mojabilidad sobre el desarrollo de una inyección de agua. Tomada de Owens and Archer.<sup>64</sup>

alternativa inviable a no ser que se utilicen modificadores de tensión interfacial roca fluido.

En adición diversos autores, trataron de corroborar la ingerencia en el recobro por inyección de agua si el sistema era mojado por aceite ó por agua, a través de pruebas en las cuales corazones saturados con aceite crudo, eran sometidos al paso de salmuera, para registrar volumen embebido así como tiempos de irrupción, estas pruebas normalmente llamadas de imbibición eran también complementadas muchas veces con mediciones constantes de ángulo de contacto ó índice USBM para monitoreo de las condiciones mojantes. Dentro de los que se pueden destacar se encuentra

<sup>64</sup> AMYX, J, BASS D y WHITING, R. Petroleum reservoir engineering. McGraw Hill; New York, 1960.

el propuesto por Colpitts and Hunter<sup>65</sup> en el cual mediante estas pruebas se compararon corazones en estado nativo a diferentes condiciones de prueba: 1) A presión y temperatura de laboratorio y 2) A presión y temperatura de yacimiento. Con lo cual se encontró que para el corazón a condiciones de yacimiento el punto de ruptura ocurría más tarde, lo cual traduce una mayor tendencia a ser mojado por agua, por ende ofrecía un mejor panorama de recobro, a diferencia del otro corazón, que si se usare como estimativo así fuese de laboratorio estaría sobrestimando en caso tal la inyección de agua.

A manera de complemento es útil destacar, resultados obtenidos en otras pruebas, tal es el caso de Emery, Mungan and Nicholson<sup>66</sup>. Los cuales describen e ilustran, el comportamiento de la mojabilidad al presentarse alteraciones de la mojabilidad. Al referirse a la **figura 25** se observa un gran parecido con la gráfica inmediatamente anterior sin embargo es de anotarse que en esta gráfica, siendo el recobro de aceite para antes de ruptura lineal, se omite.

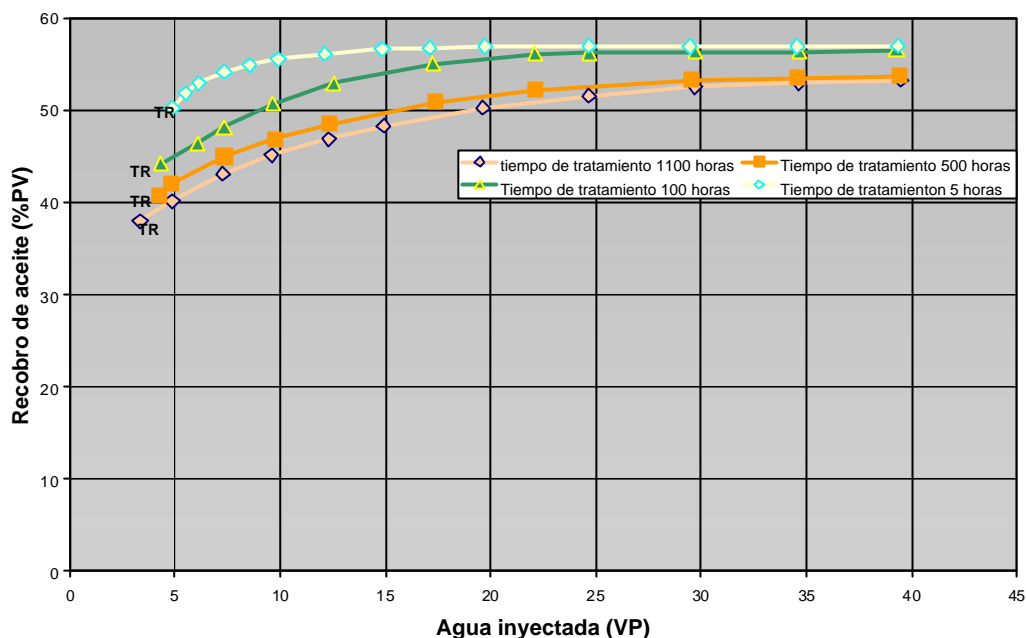
La razón de enunciar esta figura radica en que muestra un factor muy importante en lo que al reconocimiento de la mojabilidad concierne puesto que hace énfasis en el tiempo de tratamiento (tiempo de tratamiento en la figura), ó lo que para la mayoría de la literatura se llama "aging" que no es mas que el tiempo en que un corazón es dejado a las condiciones (P y T) a las que se quiera representar una inyección de agua ; en la mayoría de casos las condiciones son establecidas para que no exista formación de gas , que alteraría los datos de recobro de aceite , siendo el gas una fase siempre no

---

<sup>65</sup> COLPITTS, G. P., and HUNTER, D.E. "Laboratory Displacement of Oil by Water Under Simulated Reservoir Conditions," J. Pet. Tech. 3(2). pp, 66 - 70, Summer 1964.

<sup>66</sup> EMERY, L.W., MUNGAN, N. and NICHOLSON, R.W. "Caustic Slug Injection in the Singleton Field". J. Pet, Tech. 22, pp. 1569 - 1576, 1970.

mojante ,disminuiría espacio poral y relegaría el aceite a los poros más pequeños y menos permeables.



**Figura 25.** Efecto del tiempo de tratamiento (aging) sobre el desarrollo de una inyección de agua en areniscas no consolidadas, con crudo de 1.68 cps.<sup>67</sup>

Más sin embargo el hecho que llama la atención es el observar que a mayor tiempo de tratamiento el corazón empieza a ser más mojado por aceite, hasta llegar a la curva más baja y que posee tiempo de ruptura a un porcentaje de recobro más bajo; esto debido a que habrá mayor tiempo para alcanzar un equilibrio entre la superficie y la roca que permita la adsorción de material orgánico en la misma, como es el caso de surfactantes naturales presentes en el crudo como los asfaltenos, sólo por contar una de las variables que afectan la mojabilidad ya enunciadas en capítulos anteriores.

<sup>67</sup> Ibid.

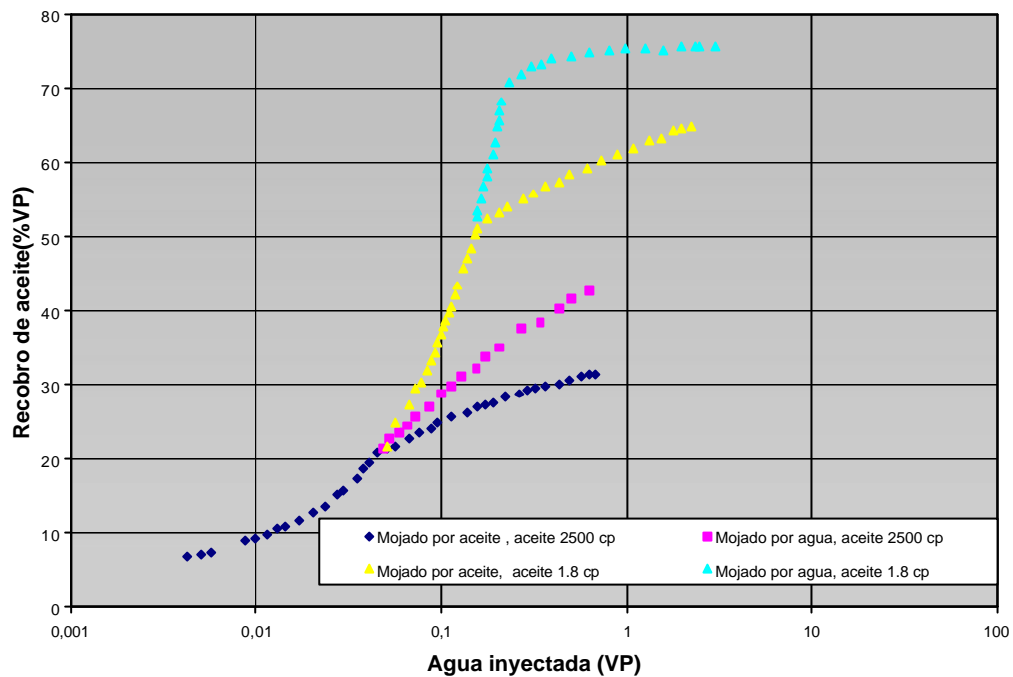
Cabe anotar que es posible enmascarar, una mojabilidad al agua y ser confundida por una mojabilidad al aceite, como lo proponen Emery y Mungan<sup>68</sup> si entendemos que por ejemplo para un sistema, saturado inicialmente por aceite al ser desplazado por agua, eventualmente el agua empezará a retirar el aceite de las paredes porales, siendo este un proceso muy lento y si se ha inyectado agua a una tasa muy alta, habrá irrupción temprana y por ende la mayoría de producción después de ruptura , señas características de una mojabilidad por aceite.

**3.1.1 Interacción de la mojabilidad y relación de viscosidades.** Para la determinación del comportamiento de un proceso de inyección de agua, junto con la mojabilidad existe un parámetro mutuamente complementario el cual es la relación de viscosidades entre aceite y agua, que como se sabe es preponderante en la ecuación de flujo fraccional, en la forma de movilidad del fluido y por lo tanto se puede afirmar que controla la producción tanto antes como después de ruptura.

Cuando una relación de viscosidades  $\frac{\mu_o}{\mu_w}$  es muy alta, el recobro de aceite decrece en gran medida tanto para el escenario de mojabilidad por agua como mojabilidad por petróleo, lo cual es más ilustrativo en la **figura 26** tomada de Jennings<sup>69</sup>.

<sup>68</sup> EMERY, L.W., MUNGAN, N. and NICHOLSON, R.W. "Caustic Slug Injection in the Singleton Field". J. Pet. Tech. 22, pp. 1569 - 1576, 1970.

<sup>69</sup> JENNINGS, H.Y. "Waterflood Behavior of High Viscosity Crude in Preserved Soft and Unconsolidated Cores," J. Pet. Tech. 18, pp. 116-120. January 1988.



**Figura 26.** Efecto de la mojabilidad y la viscosidad sobre la inyección de agua en corazones mojados por aceite y por agua. Tomada de Jennings<sup>70</sup>

Este hecho de reducción del recobro, es debido a que relaciones desfavorables de viscosidad es decir con una alta viscosidad del aceite, permiten que el agua siendo un fluido más móvil, haga bypass sobre el aceite y se presente una ruptura más temprana. Es de anotar que para casos como el de la **figura 26**, hay una particularidad presente pues si se observa para cuando el sistema es probado con la viscosidad de 2500 cp, la ruptura tanto para mojado por agua, como por aceite son muy cercanas, sin embargo se puede apreciar que después de ruptura, para el sistema mojado por agua el proceso es más eficiente, reflejado en una línea de pendiente más pronunciada después de ese punto, que en la realidad se ve como una producción de dos fases (aceite y agua) , y que puede llegar a enmascarar

<sup>70</sup> Ibid.

un sistema mojado por agua y hacerlo pasar por uno mojado por petróleo, pues enseña sus mismas características. (Ruptura temprana y producción después de ruptura).

A manera de acotación, es válido entonces decir que la producción de aceites muy viscosos, por medio del desplazamiento con agua, no es recomendable pues así se presente en un sistema mojado por agua, y en el papel se vea una producción después de ruptura considerable, muchas veces el manejo tanto de la cantidad de agua a inyectar como el agua producida hacen insostenible el proyecto, sugiriendo otras alternativas como la recuperación térmica.

**3.1.2 Saturaciones Prácticas Residuales.** Este término de saturaciones prácticas, hace referencia a la saturación residual, que puede ser alcanzada en un desplazamiento por agua a nivel del estudio con corazones en laboratorio, y que para nivel de yacimiento será la saturación por la cual se trabajará ya que casi de ninguna forma es posible trabajar hasta la verdadera saturación residual, pues todo se envuelve en un marco tanto técnico como económico, que evalúa en sí la eficiencia del recobro en resultados.

Sin embargo, el estudio de este parámetro no está de más, ya que teniendo en cuenta los conceptos antes enunciados, su naturaleza se vuelve deductiva.

Los efectos de la mojabilidad sobre la saturación práctica residual, están consignados implícitamente en cada una de las figuras de este capítulo, ya que en todas además de poder apreciar la ruptura, se puede apreciar el punto o mejor para evitar ambigüedades, la línea de saturación residual ya que en sí esta saturación se alcanza cuando la curva se vuelve

prácticamente horizontal en razón a que en esta zona poco aceite es producido, por cada volumen poroso de agua inyectada.

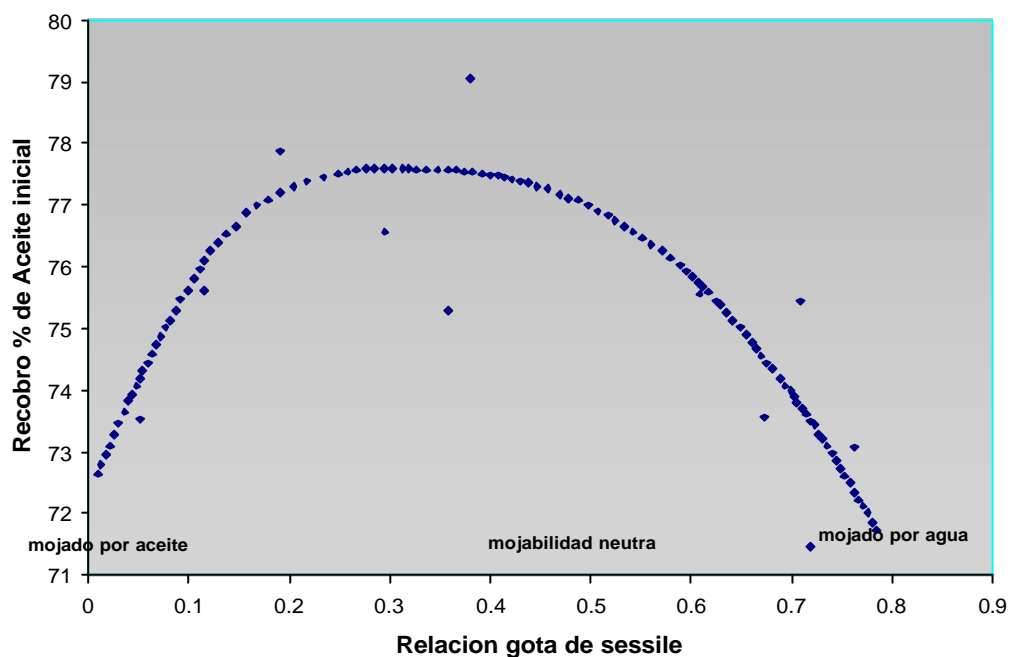
En los sistemas fuertemente mojados por agua, y con radios de viscosidad moderados, la saturación práctica residual es cercana a la saturación a ruptura, no difiriendo en la mayoría de veces en márgenes no mayores del 10%. Sin embargo en cuanto el sistema se hace más mojado por aceite, la producción del mismo en su mayoría se efectúa después de ruptura, por lo tanto la saturación práctica residual tendrá un amplio rango de diferencia con respecto a la de ruptura.

**3.1.3 Saturación Residual Real.** A diferencia, de la saturación práctica residual o económica, la cual es la saturación índice de cuando un proyecto entra en su etapa terminal, esta si representa el mínimo volumen real remanente en el medio poroso.

En la **figura 28** tomada de Kennedy et al. Se muestra el recobro último como función de la mojabilidad medida por el método de la gota de sessile, previamente enunciado en el primer capítulo; cabe aclarar que esta razón obtenida mediante el uso de este método se distribuye en un rango que va desde 0 a 1, y que para este caso un valor de 0 ( $\theta = 180^\circ$ ) significa mojabilidad por aceite, un valor de 0.5 ( $\theta = 90^\circ$ ) significa mojabilidad neutra y un valor de 1 ( $\theta = 0^\circ$ ) significa mojado por agua.

Es de observar en la **figura 27**, que contrario a lo que se podría pensar sobre la presencia de un recobro último (Menor saturación residual real) mas elevado, en la zona de mojabilidad fuerte por agua se observa es que el máximo de la curva se alcanza en las cercanías de las condiciones de mojabilidad neutra y los mínimos en las direcciones de mojabilidad fuerte tanto al agua y al aceite. Este hecho se presenta por la acción de las fuerzas

interfaciales que en el caso de un sistema fuertemente mojado por agua, además del bypass del agua al aceite permiten la desconexión del aceite de su volumen continuo produciendo entrapamiento del mismo; No siendo muy distante tampoco la respuesta de un sistema mojado por aceite en el cual la tendencia del agua de desplazarse por los poros largos, se asemeja a una canalización preferencial del agua , lo que también ocasiona bypass de un volumen de aceite.



**Figura 27.** Efecto de la mojabilidad sobre el recobro último de aceite. (Aceite crudo del Este de Texas y salmuera tratada con surfactante para variación de la mojabilidad). Tomada de Kennedy, Burja y Boykin<sup>71</sup>

Lo anterior, permite entonces deducir que en un sistema donde las fuerzas interfaciales sean muy débiles se ofrece el mejor escenario para una posible inyección de agua, siendo tal escenario un sistema de condiciones mojantes intermedias, lo cual se discute en sistemas de mojabilidad no uniforme.

<sup>71</sup> Ibid.

No obstante, habiendo explicado la importancia del carácter mojante del sistema, es de aclarar que a diferencia de la saturaciones a ruptura y económica, esta saturación residual real es la que menos parece estar afectada por la variación de la mojabilidad, lo cual se puede corroborar en la **figura 28**, donde se observa que el rango de valores en la ordenada no varia mucho , descartando sea dicho de paso los puntos dispersos o ruido de los datos presente por fluctuaciones de la tensión interfacial durante la prueba.

### **3.2 INYECCIÓN DE AGUA EN SISTEMAS DE MOJABILIDAD NO UNIFORME.**

En las experiencias recogidas, en la primera parte de este capítulo la mojabilidad del corazón era variada, siempre y cuando esa variación fuera lo más uniformemente posible, es decir se realizaba sobre toda la superficie de la roca. Sin embargo cuando se habla de un sistema mojado por agua, o por aceite no estaría demás la aclaración que en realidad existe es una fuerte tendencia a ser mojada por uno ú otro; pues en si, la superficie de la roca, muy rara vez guarda un grado de homogeneidad tan alto, por el contrario la superficie interna de la roca esta compuesta por una gran gama de minerales con diferentes químicas de superficie y diferentes propiedades de absorción, las cuales generan preferencias mojantes en ciertas porciones de la roca que por ende afectaran de manera particular el proceso de inyección de agua.

**3.2.1 Inyección de Agua Bajo Condiciones de Mojabilidad Fraccional.** El término de mojabilidad fraccional ó manchada introducido por Brown and Fatt<sup>10</sup>, ya previamente descrito en el primer capítulo muestra un sistema, en el que ciertas áreas presentan fuerte absorción de material orgánico como componentes de aceite crudo, traduciéndose eso en una fuerte mojabilidad por aceite en esas áreas y en las restantes una fuerte mojabilidad por agua.

En pro del mejor entendimiento del proceso de inyección de agua en este escenario mojante, es más conveniente mirar ciertas experiencias recopiladas y descritas a continuación:

Fatt and Killkoff<sup>72</sup> midieron la relación de permeabilidades relativas y la saturación económica residual de aceite en paquetes de areniscas, en los cuales se reprodujo la mojabilidad fraccional por la mezcla de granos no tratados y tratados con organoclorosalinas y surfactantes como DRIFILM®\*. Esta prueba describe a través de la tabla 3, resultados que conducen a la reflexión sobre que de cierta manera un sistema, un sistema de condiciones mojantes de tipo fraccional se comporta similarmente a un sistema de mojabilidad uniforme.

**Tabla 3** .Tomada de Fatt and Killkoff , W.A<sup>73</sup>

Arenas empacadas de mojabilidad Fraccional, Rap=100	
% De arena mojada por aceite	Saturacion de aceite residual , % Vp
0	28
25	35
50	40
75	45
100	48

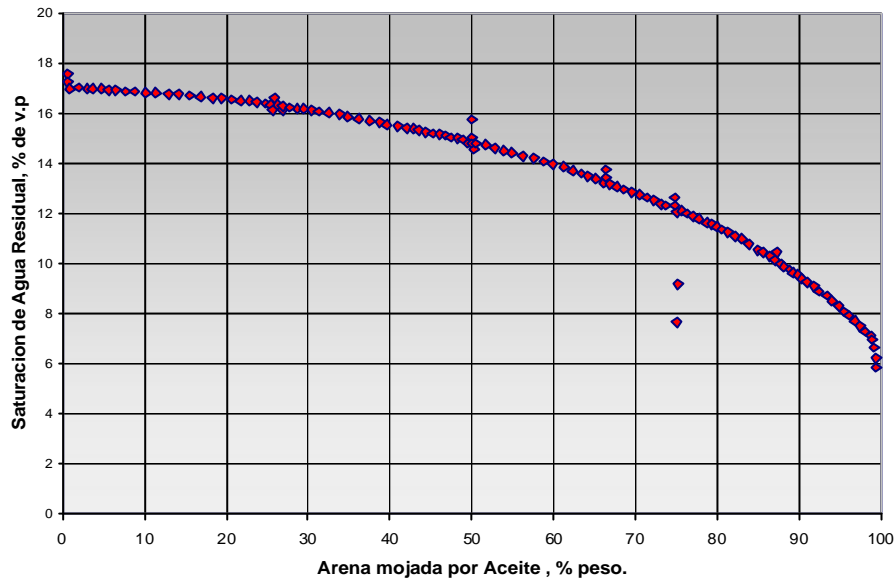
Como se puede observar en la tabla, a medida que aumenta la fracción de arena mojada por aceite, la saturación de aceite residual va en aumento, hecho que sin duda va acorde a lo que sucede con un sistema de mojabilidad uniforme que se va haciendo más mojado por aceite.

Otra forma de ver el fenómeno es enfrentándolo desde la óptica de la otra fase presente, que para el caso que compete a este trabajo será agua y

<sup>72</sup> FATT, L. and KLIKOFF, W.A. "Effect of fractional Wettability on Multiphase Flow Through Porous Media," Trans. AIME, 216, pp, 426 - 432, 1959.

<sup>73</sup> Ibid.

como se muestra en la **figura 28** da una luz sobre lo que acontece, en un corazón saturado de agua que es desplazada por aceite.



**Figura 28.** Efecto de la mojabilidad fraccional sobre la saturación residual de agua. Tomada de Iwankow<sup>74</sup>

Se puede acertada y consistentemente, llegar a pensar que la saturación practica residual de un fluido, disminuye en la medida que se disminuye el porcentaje de granos de arena mojados por dicho fluido.

No obstante, se haya visto y sea de por si cierto que un sistema de mojabilidad fraccional tiene una tendencia similar al comportamiento de un sistema bajo mojabilidad uniforme, a nivel de experimentos donde las superficies individuales mojadas por agua y mojadas por aceite tienen tamaños en el orden de un simple poro, la tendencia vista es muy similar a los sistemas descritos por las curvas de inyección de agua a 100% mojado por agua y 100% mojado por aceite, entre las cuales se encontrará la curva

<sup>74</sup> IWANKOW, E.N. "A Correlation of Interstitial Water Saturation and Heterogeneous Wettability," Producers Monthly, 24(12), pp. 18-26, October 1980.

de mojabilidad fraccional y que por ende sugiere mediciones semejantes en propiedades como presión capilar y permeabilidades relativas.

**3.2.2 Inyección de agua bajo condiciones de mojabilidad mixta.** En los sistemas de mojabilidad uniforme como se veía en los ítems anteriores la saturación residual real en los rangos de mojabilidad neutral a mojabilidad débil por aceite, es más pequeña debido a que las fuerzas capilares son pequeñas, en tanto que entre más sea fuerte la tendencia hacia agua ó hacia aceite se presentaran aislamiento ó paso de aceite. Sin embargo la configuración y distribución de los fluidos en los sistemas de mojabilidad mixta, en los cuales estrictamente el agua se encuentra en los poros pequeños y el aceite formando sendas ó caminos continuos en los poros más grandes, se convierte en la amalgama óptima para un proceso de inyección de agua más efectivo ó de más alto recobro.

La reproducción de la mojabilidad mixta a nivel de laboratorio ha sido ampliamente estudiada ya que no es muy fácil, tratar que la fase aceite deposite una fuerte capa mojante, lo suficientemente estable como para que no sea removida por la salmuera ó por agua al momento de la inundación con agua.

Salathiel<sup>75</sup> realizó experiencias, para la consecución de condiciones mojantes del tipo mixto en corazones de arenisca Boise en estado nativo con mezcla de aceite crudo del este de Texas y heptano, que garantizaba estabilidad en la película mojante; Dichos corazones eran sometidos a una serie de etapas de desplazamiento por agua y aceite de diferentes viscosidades para el estudio de su comportamiento en la inyección de agua , como se aprecia en

---

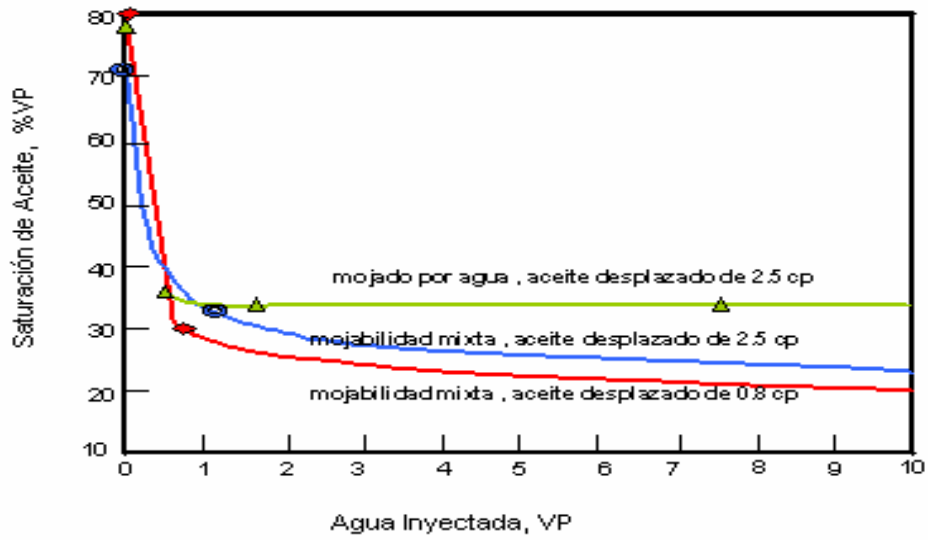
<sup>75</sup> SALATHIEL, H.A. "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed -Wettability Rocks," J. Pet. Tech. 25, pp. 1216-1224, October 1973.

la figura 7 la cual sirve como indicativo de la eficiencia de un proceso de inyección de agua en un sistema de mojabilidad mixta .

Al observar la **figura 29** es evidente, de primera mano que las saturaciones iniciales de aceite no son las mismas, hecho debido a que en las etapas requeridas para la generación de la mojabilidad mixta cierta cantidad de la fase agua se pierde y se gana con respecto a la tendencia de verde de fuertemente mojado por agua: por evaporación en el envejecimiento del corazón para la tendencia azul y por limpieza del corazón y subsiguiente reinundación con agua para la tendencia roja.

Sin embargo lo más interesante de esta grafica es observar que en los dos casos de mojabilidad mixta, la saturación a ruptura fue menor que para el caso de mojabilidad fuerte por agua. Además es imperativo resaltar que el recobro final de aceite para sistemas de mojabilidad mixta es muy alto tanto así que la saturación de aceite residual real alcanza a estar por debajo del 20% del volumen poroso, al haberse inyectado una cantidad considerable de volúmenes de agua.

Este gran recobro en los sistemas de mojabilidad mixta obedece a que algo del aceite bypassado que queda detrás del frente de agua, sigue conectado al aceite que esta delante del frente por medio de pequeños canales sobre las paredes de los poros mas grandes mojados por aceite, lo cual garantiza continuidad hidráulica del volumen de aceite, y se ve reflejado en la existencia de una pequeña pero finita permeabilidad del aceite aún a saturaciones de aceite muy bajas.



**Figura 29.** Comparación del comportamiento de la inyección de agua para un corazón de mojabilidad mixta y para un corazón mojado por agua.

Tomada de Salathiel<sup>76</sup>

---

<sup>76</sup> Ibid.

#### **4. EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA MOJABILIDAD**

Aunque las operaciones de recobro térmico en este momento, sean ya casi usuales, y se entienda a grosso modo el médium y el fin de estas vale hacer un alto, para mirar la preponderancia que en realidad esta envuelve, ya que no es solo reducir la viscosidad del aceite para que este fluya, si no que ese aumento en temperatura comprende también la alteración de un equilibrio termodinámico y de propiedades tales como: densidad de las fases individuales, propiedades interfaciales aceite/gas/agua, energías interfaciales y mineralizaciones de la superficie sólida como por nombrar solo algunas que de manera directa ó indirecta afectan el movimiento de las fases en el medio poroso.

Aunque el planteamiento de una metodología, para la caracterización del cambio de la mojabilidad con la temperatura, se muestra como un asunto práctico y de relevante uso, basta con solo una mirada a la literatura para saber que este estudio dista mucho de ser simple, por las diversas corrientes de pensamiento, la dispersión y algunas veces alineación de la información.

##### **4.1 SITUACIÓN DEL ESTUDIO DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA MOJABILIDAD.**

A manera de una valoración del estado en que se presenta este tema, es conveniente puntualizar que su análisis se hace a través del estudio de las permeabilidades relativas y las pruebas de medición de mojabilidad: USBM, AMOTT y Ángulo de contacto. A continuación se presentan en relación los

estudios tanto de permeabilidades relativas como de identificación de mojabilidad sus más reconocidos autores y una síntesis de lo más relevante de su respectivo trabajo.

#### **4.1.1 Estudios en Permeabilidades Relativas.**

- Okoye et al<sup>77</sup>. presentó una revisión de la literatura sobre los efectos de temperatura y tensión interfacial sobre las permeabilidades relativas; encontraron de sus experimentos de flujo sobre corazones que las curvas de permeabilidad relativa aceite/agua, crecían hacia las saturaciones de agua más altas con el incremento de la temperatura.
- Olsen<sup>78</sup>. presentó algunos resultados de estudios de flujo sobre corazones, describiendo los efectos de la mojabilidad sobre el flujo de aceite liviano en la inyección de vapor; Observo súbitos incrementos en la producción de aceite, en sistemas mojados por agua, por aceite y de mojabilidad neutral. En el caso del sistema mojado por aceite este incremento de la producción fue atribuido a un desplazamiento gradual de la mojabilidad hacia el comportamiento de mojado por agua y banco de aceite.
- Bennion et al<sup>79</sup>, midieron permeabilidades relativas en estado inestable para corazones preservados de areniscas y encontraron que el punto final de permeabilidad relativa del agua se incrementaba de manera realmente significativa a temperaturas de 220° C y más

---

<sup>77</sup> OKOYE. "The Effect of Temperature and Interracial Tension on Oil – Water Relative Permeabilities in Consolidated and Unconsolidated Porous Media", paper SPE 21067 Presented at the SPE Latin American Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, CM 14-19, 1990.

<sup>78</sup> OLSEN, D.K, "Effect of Wettability on Light Oil Steam Flooding". Topical Report NIPER-552, USDOE, December 1991.

<sup>79</sup> BENNION, D.B., THOMAS, F.B., and SHEPPARD, D.A., "Formation Damage Due to Mineral Alteration and Wettability Changes During Hot Water and Steam Injection in Clay-Bearing Sandstone Reservoirs", paper SPE 23783 Presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, Feb. 26-27, 1992,

elevadas; lo cual les permitió inferir que a altas temperaturas el sistema tiende a ser más mojado por aceite.

- Kumar e Intuye<sup>80</sup>. Encontraron que en mediciones a bajas temperaturas, de la permeabilidades relativas, la saturación de agua irreducible y la saturación de aceite residual eran independientes de la temperatura y en primer lugar dependientes de la relación de viscosidades aceite/salmuera; de donde se afirmó que la dependencia de los end-points con la temperatura observada en otros trabajos de diversos autores se debía a la disminución de la proporción de viscosidades aceite/salmuera con la temperatura.

**4.1.2 Estudios en Ángulos de Contacto, Pruebas AMOTT y USBM.** La dependencia de los ángulos de contacto con la temperatura ha sido de un interés especial, por cuanto representa un indicativo del cambio de la mojabilidad del sistema; sin embargo esta dependencia al rigor del concepto, parece no tan directa sobre la mojabilidad del sistema, sino sobre las tensiones interfaciales líquido - líquido. No obstante estas pruebas ó mejor sus resultados tengan dicho interés, se da lugar como en todo proceso experimental a factores determinantes que mitigan su práctica como la reproducibilidad de los resultados que en este caso serian ángulos e índices.

- Hjelmerand and Larrondo<sup>81</sup>. Estudiaron los efectos de la temperatura sobre la tensión interfacial aceite/agua y ángulos de contacto sobre una superficie de calcita; ellos usaron la técnica de la gota de Sessile, para medir el ángulo de avance (Ángulo relativo a la imbibición) y

---

<sup>80</sup> KUMAR, M. and IRROUYE, T. A., "Low - Temperature Analogs of High - Temperature Water/Oil Relative Permeabilities", paper SPE 28616 presented al the SPE 69th Ann. Tech, Conf, Exh., New Orleans, LA, Sept. 25-28, 1994.

<sup>81</sup> HJELMELAND, O.S., and BMONDO, L.E., "Experimental Investigation of Temperature, Pressure, and Crude Oil Composition on Interfacial Properties", SPERE, p. 321, July 1986.

ángulo de retroceso (Ángulo relativo al drenaje) y encontraron que la naturaleza de la calcita de mojado por aceite cambiaba a mojada por agua de 22° C a 60° C.

- Sharma et al<sup>82</sup>. Compararon mediciones de la mojabilidad usando métodos de USBM, AMOTT y ángulo de contacto para un crudo al cual se le variaba su temperatura de 25° C a 60° C. El USBM para un corazón de arenisca Cottage Grove arrojó cambios de mojado por agua a moderadamente mojado por aceite; El AMOTT para un corazón de arenisca Berea reveló que el corazón inicialmente en estado débilmente mojado por agua cambió a mojabilidad neutra y para el caso del ángulo de contacto en una superficie de sílice sometida a priori a un inmersión en el crudo, cambio de mojabilidad intermedia a débilmente mojado por aceite.
- Lichaa<sup>83</sup>., midieron la mojabilidad de carbonatos a diferentes temperaturas por los métodos USBM y AMOTT, los cuales revelaron un decrecimiento estable en el ángulo de contacto, lo que permitió concluir que la superficie de calcita se vuelve preferencialmente mojada por agua a altas temperaturas.

De lo anterior denota además de una amplia gama de estudios, un gran número de corrientes orientadas a la disertación de este fenómeno, pues toda la controversia sobre este aspecto de variación de la mojabilidad emerge de la interpretación de los estudios de permeabilidad relativa, ya que se ciñen principalmente a los cambios de saturación de los end-points, que

---

<sup>82</sup> SHARMA, MAEREFAT. N.L., and CROCKER, ME. "Geoscience Application to the Prediction of Reservoir Variations", US-DOE Contracts for Field Projects and Supporting Research on Enhanced Oil Recovery, VOL44, p.85, September 1985.

<sup>83</sup> LICHAA, P.M., et al., "Wettability Evaluation of a Carbonate Reservoir Rock", Proc. Advances in Core Evaluation, 111 Reservoir Management, European Core Analysis Symposium. p. 327. 1993.

tiene un similar comportamiento a los cambios por el efecto de la temperatura en la relación de viscosidades.

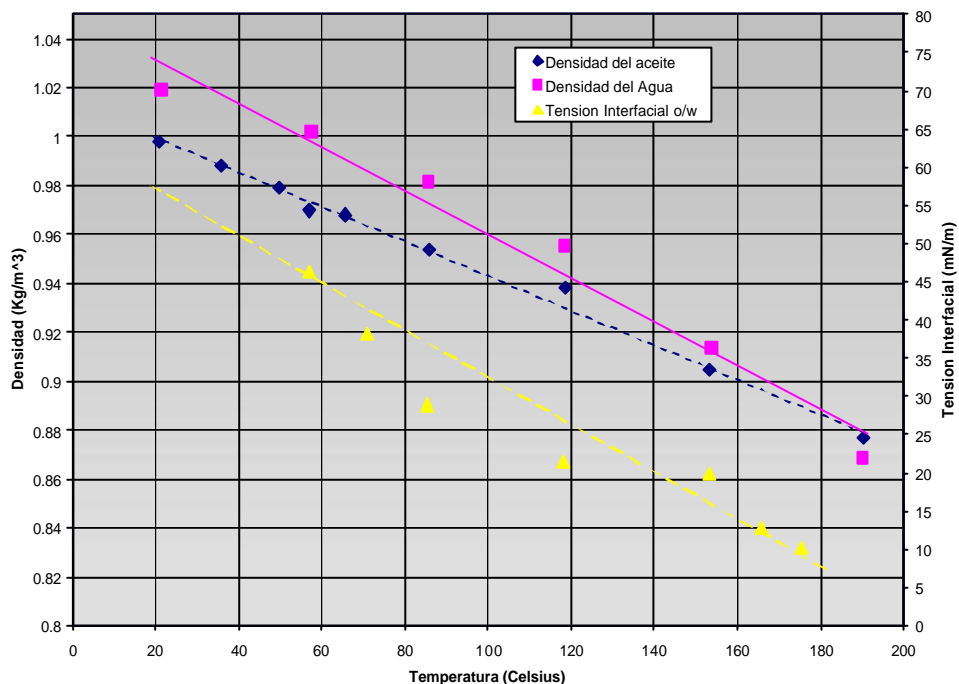
Por otro lado los estudios de los ángulos de contacto, juzgados por algunos autores, como poco decisivos por representar sólo una pequeña porción de las condiciones del intrincado sistema roca/líquido/líquido; plantean la tendencia en las superficies de cuarzo a hacerse más mojadas por agua y en las de calcita a hacerse más mojadas por aceite, tendencia que según la literatura consultada se confirma en varios casos de campo , tales como el de un yacimiento de arenisca de crudo pesado al norte de Alberta llamado Elk Point , en el cual se ha presentado un cambio de un estado inicial de mojado por agua a mojado por aceite haciendo menos esperanzador el desarrollo de una inyección cíclica de vapor , y el caso contraste en un yacimiento de carbonato fracturado Qarn Alam en Oman en el cual un reverso en la mojabilidad de mojado por aceite a mojado por agua , a temperaturas entre 150° C y 200° C, se espera contribuya significativamente a la producción.

#### **4.2 FACTORES INFLUYENTES EN EL CAMBIO DE MOJABILIDAD.**

Es común en la revisión de toda la literatura, acerca de la dependencia de la mojabilidad con la temperatura, que el tratamiento a este fenómeno se intenta explicar de una manera global, ó tratando de describir un cambio directo, de las condiciones mojantes, muchas veces a partir solamente de las mediciones de ángulo de contacto, que en si es un índice, pero margina factores tan importantes y hasta decisivos como el efecto de la estabilidad de película mojante por temperatura y composición de salmuera así como el efecto sobre la ya ampliamente comentada tensión interfacial.

**4.2.1 Efecto sobre la Tensión Interfacial.** La manera en que la tensión interfacial cambia, con respecto al incremento de la temperatura es un factor determinante, en el estudio del escenario mojante que se origina después de una operación térmica, por tanto de esta propiedad se desprenden casi directamente, otros parámetros importantes y de juicio, como por ejemplo cuanto volumen remanente de aceite puede quedar en la roca de acuerdo a la intensidad de esta tendencia entre los dos fluidos presentes.

En la **figura 30**, en la cual Zisman<sup>84</sup> obtuvo mediciones de tensión interfacial a diferentes temperaturas con la ayuda de los ángulos de contacto obtenidos en diversas pruebas.



**Figura 30.** Efecto de la Temperatura sobre las densidades del crudo Lindbergh, Salmuera sintética y Tensión Interfacial agua- aceite.<sup>85</sup>

<sup>84</sup> ZISMAN, W.A. "Relation of Equilibrium Contact Angle to Liquid and Solid Constitution", Advances in Chemistry Series No.43, p.1, American Chemical Society, Washington, D.C., 1964.

<sup>85</sup> Ibid.

En dicha figura, es observable el comportamiento esperado de la densidad, declinando a medida que se incrementa la temperatura tanto para aceite como para la salmuera sintética utilizada en las mediciones; como solo una parte de la amplia gama de variación de propiedades no solo en los fluidos sino en la roca; sin embargo con lo que atañe a tensión interfacial y para no dar paso a equívocos, cabe aclarar y recordar que la obtención de la tensión interfacial a partir de los ángulos, se puede hacer por medio de diversas correlaciones como de Laplace en función de la tensión interfacial.

En estudios de este tipo, hay que prestar especial atención, a la distorsión de los datos por el volumen de las gotas, durante la medición, para lo cual se hace necesario el uso de varias fotografías a las gotas de aceite, a las temperaturas de 60°, 90°, 125°, 162° y 196° C. De la anterior figura se puede establecer una correlación por su carácter lineal entre la tensión interfacial para un rango limitado de temperatura de 25° C a 200° C, que en la literatura consultada aparece como correlación de Zisman<sup>86</sup>

$$\gamma_{ow} = 56.7 - 0.2541 * T \quad \dots\dots\dots (15)$$

$\gamma_{ow}$  = Tensión interfacial.

T = Temperatura, ° C.

Es entonces, acertado reseñar que en un sistema de cotidiano estudio solidó-líquido - líquido, al aumentar la temperatura estaremos disminuyendo la tensión interfacial, por ende si el sistema es un escenario mojado por aceite, posiblemente pasará a uno mojado por agua, y viceversa; lo cual significa para el haber de este proyecto contar con una herramienta que permite dar una primer evaluación del cambio de la mojabilidad. Sin embargo, la

---

<sup>86</sup> Ibid.

afectación de la tensión interfacial, puede ir mas allá, si se mira desde la óptica de lo que pasaría con la saturación de aceite residual, en un sistema de mojabilidad uniforme al variar sus condiciones mojantes; ya que como se vio en el capítulo anterior , si ese cambio en la tensión interfacial traslada el sistema de una fuerte mojabilidad al agua a una débilmente mojada por aceite , el recobro se optimizara , y mas que prevención al cambio en la mojabilidad , se deberá buscar.

**4.2.2 Efecto sobre la Estabilidad de Película Mojante.** Otro de los factores que causa interés en la disertación del tema del cambio de la mojabilidad con la temperatura es la estabilidad de la película mojante.

Algunos autores como Derjaguin<sup>87</sup> notaron en sus estudios que al aumentar la temperatura, el espesor de la película mojante sobre una superficie de sílice, disminuía hasta desaparecer.

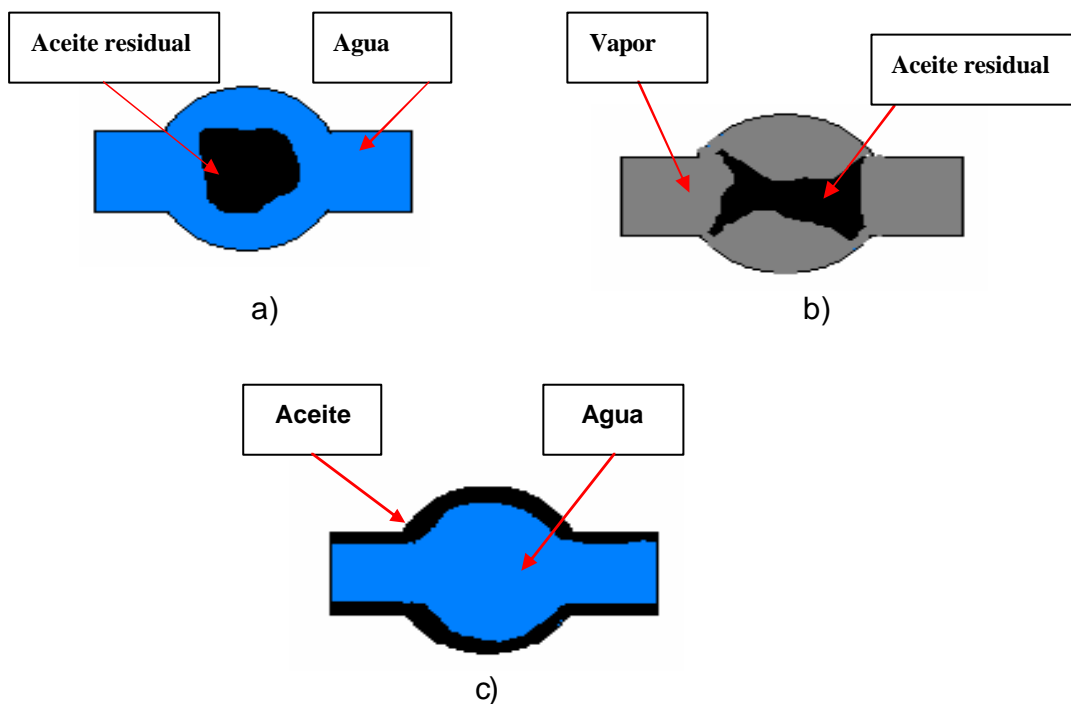
Por otra parte, la sola naturaleza de ser una capa delgada de líquido, con superficie sugiere , el hecho de que los espesores de las películas acuosas sobre granos de arena productora, deban ser producidos y estabilizados por fuerzas intermoleculares electrostáticas de repulsión que surgen de cargas eléctricas similares y de caídas de potencial en las interfaces aceite/salmuera y superficie/salmuera , lo que conduce a pensar que la naturaleza de esta fuerza repulsiva que garantiza la existencia de la película mojante depende en gran medida de fuerzas intermoleculares tales como Van Der Waals y puentes de hidrógeno. Adicionalmente en estudios como el de Halle<sup>88</sup> en el cual con un incremento en la concentración de electrolito en la salmuera se tiene una disminución en el espesor de la película mojante, es de anotarse

<sup>87</sup> DERJAGUIN, B.V., ZORÍN, Z.M., CHURAEV, N.V., and SHISHIN, V.A “Examination of Thin Layers of Liquids on Various Solid Substrates”, in We(ling, Spreading ad Adhesion, J.F. Padday, (Ed. ), Academic Press, New York, 1978.

<sup>88</sup> ZISMAN, Op. Cit.

entonces, que existe una relación con el pH de la salmuera dentro del control de la estabilidad de la película mojante; además, del existente hecho que tanto el pH como la composición de la salmuera pueden alterarse con el cambio en la temperatura, debido a la formación de escamas de carbonato, y la disminución en la solubilidad.

No obstante, una manera de entender el mecanismo por el cual se lleva a cabo el cambio abrupto de la mojabilidad, desde el punto de vista, solamente de lo que pasa en un poro cuando ocurre la transición de flujo por agua caliente a flujo por vapor se muestra en la **figura 31**.



**Figura 31.** Ilustración del cambio en la mojabilidad durante inyección de vapor. Tomada de D.B.Benion and F.B. Thomas Hycal Energy Research Laboratories Ltd., and D.A.Sheppard, Sceptre Resources Ltd. SPE 23783.

En la parte a). De la figura se ilustra la configuración típica de un poro bajo el flujo de agua caliente, donde el poro está mojado por agua y la saturación de aceite residual está atrapada en la porción central del poro, encapsulado y protegido del contacto con la matriz de la roca por líquido caliente, perteneciente a la fase agua; en la parte b) la fase agua que protegía el contacto del aceite con la superficie se evapora, permitiéndole al aceite contacto directo con la roca. Esto permite absorción directa de ciertos componentes polares de alto peso molecular, que en muchos casos a elevadas temperaturas pueden causar una alteración de la mojabilidad hacia un estado de mojabilidad por aceite.

**4.2.3 Efecto de la Deposición de Sales.** En diversas pruebas, la deposición de una fina capa, de partículas sobre las superficies de cuarzo en algunas pruebas de medición de ángulos de contacto<sup>89</sup>, generaron una permanente tendencia de la superficie a estar fuertemente mojada por agua, ya que los ángulos de contacto recolectados eran menor de 12° aun a temperaturas de más de 196° C y tiempos de contacto aceite - superficie mayores a 72 horas. Dichas partículas no eran otra cosa que carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>), que a incrementos de temperatura, se hace menos soluble en agua, permitiendo asentamiento y cubrimiento de la superficie para mantener una mojabilidad por agua, pues evita contacto directo de los componentes hidrocarburos de superficie activa, que a su vez permite evitar cambios adversos en la mojabilidad del sistema.

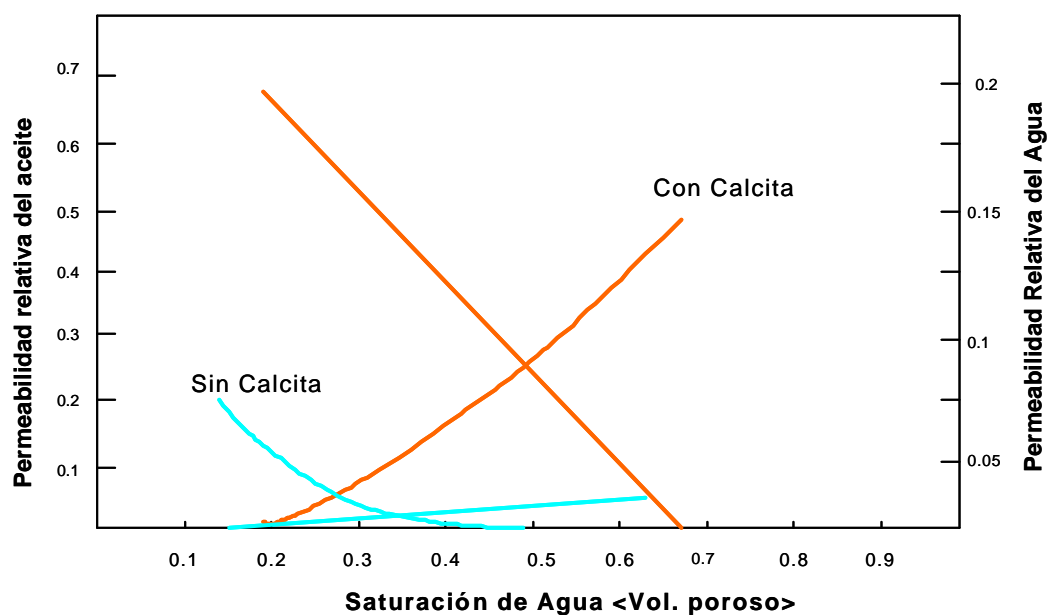
- **Técnicas de Control de la Mojabilidad.** Una de las formas, de controlar la mojabilidad de forma ventajosa, para los intereses de recuperar la máxima cantidad de aceite, es la deposición de calcita en una región cercana al wellbore, y se incluye en este ítem, sin

---

<sup>89</sup> RAO, D.N.. and GIRARD, M. G., "A New Technique for Reservoir Wettability Characterization", JCPT, p.31, Jan. 1996.

olvidar las formas de alteración ya existentes , por su aplicación en proceso de inyección cíclica como se verá más adelante.

El hecho que el carbonato de calcio, prevenga la adhesión del aceite, a las paredes porales a condiciones de elevación de temperatura se puede, visualizar mejor por un estudio realizado por Rao<sup>90</sup>, en el cual se utilizaron 2 corridas en corazones con depositación de calcita y sin depositación de la misma . Las condiciones establecidas fueron una presión de 4.4 MPa, y se utilizó flujo de soluciones, de carbonato de sodio y cloruro de calcio a través del corazón para precipitar el carbonato de calcio sobre los granos de arena; así como además se utilizó aceite crudo Lindbergh y flujo de agua caliente para determinar recobro de aceite y medir las permeabilidades relativas de aceite y agua como se puede observar en la **figura 32**.



**Figura 32.** Permeabilidades Relativas del Agua y Aceite, con y sin Depositación de Calcita. Tomada de Wettability Effects in Thermal Recovery Operations. Dandina N. Rae, SPE, Petroleum Recovery Institute. SPE 35462.

<sup>90</sup> Ibid.

La **figura 32** corrobora lo anteriormente dicho acerca de la calcita, pues si se observa el end-point del aceite, para la corrida sin calcita se encuentra en un 20% de la permeabilidad absoluta, mientras que el end-point para la corrida con calcita precipitada esta alrededor del 70% de la permeabilidad absoluta; lo mismo sucede con el punto de cruce el cual para la corrida sin calcita precipitada esta por el orden del 42% del volumen poroso y para la corrida con calcita precipitada alcanza el 61% del volumen poroso; lo cual es un índice y confirmación del cambio en el comportamiento de la mojabilidad hacia un estado mojado por agua.

#### **4.3 PRUEBA DE CAMPO: PROCESO DE DEPOSITACIÓN DE $\text{CaCO}_3$ EN PILOTO DE RECUPERACIÓN TÉRMICA.**

Siguiendo la conclusión del anterior estudio experimental, PanCanadian Petroleum Limited of Calgary, mudo a manera de prueba de campo esta tecnología de control de la mojabilidad en operaciones térmicas en el piloto de recuperación térmica Elk Point, en el pozo 4A-03.

Considerando el hecho que a altas temperaturas, un aumento en la mojabilidad hacia un estado probablemente de mojado por aceite, adverso de por si e irreversible; el pozo había sido previamente sometido a 4 ciclos, que en si no era lo ideal para la prueba de campo, pues se pretendía era prevenir, por lo tanto los objetivos se redujeron en su ambición a:

- 1) Demostrar la implementación de la tecnología.
- 2) Contrarrestar y en el mejor de los casos reversar la tendiente alza en los cortes de agua.

**4.3.1 Consideraciones de diseño de Prueba.** En cuanto a la manera de ocasionar, la precipitación del carbonato de calcio, las pruebas de laboratorio

mostraron la confiabilidad de una inyección secuencial de soluciones de bicarbonato de sodio y cloruro de calcio, pues en los estudios previos, se mostró la efectividad del carbonato de calcio previniendo, tanto la expansión como la adhesión del aceite a la roca, aun en concentraciones bajas de 30 a 120 ppm. Sin embargo para la prueba que se implementó en el estudio se utilizó una concentración de 90 ppm de  $\text{CaCO}_3$ , para un volumen objetivo de Wellbore de 400  $\text{m}^3$ , y una radio de 6.5 m.

**4.3.2 Estrategia de Implementación.** La estrategia de implementación siguió los siguientes pasos:

- I. Inicialmente se inyectó el 80% del volumen de vapor designado para el ciclo, para limpiar la región del wellbore de aceite crudo, y garantizar, la adherencia de las partículas a la superficie de la roca.
- II. Se inyectó la mitad de la cantidad de bicarbonato de sodio deseada o estipulada para obtener la concentración de calcita, disuelta en agua de muy baja dureza, en la tubería de vapor a la descarga del generador de vapor.
- III. Se suspendió la inyección de vapor, en preparación para la inyección de la solución de Cloruro de Calcio, par evitar la formación de escamas y depositación en las líneas de vapor debido a posible incompatibilidad del vapor condensado e iones de calcio.
- IV. Se inyectó la cantidad estipulada de cloruro de calcio disuelto en agua caliente de muy baja dureza o blanda, directamente dentro de la formación, y se vaciaron las líneas de vapor con agua caliente antes y después de la inyección de cloruro de calcio.
- V. Se reanudó, la inyección con el volumen de bicarbonato de sodio remanente.
- VI. Se completó el resto de la inyección de la fase vapor.

**4.3.3 Resultados.** Los datos de producción durante los 33 días del ciclo 5 son presentados en la tabla 4, que también contiene los datos de producción de los 4 ciclos previos de inyección.

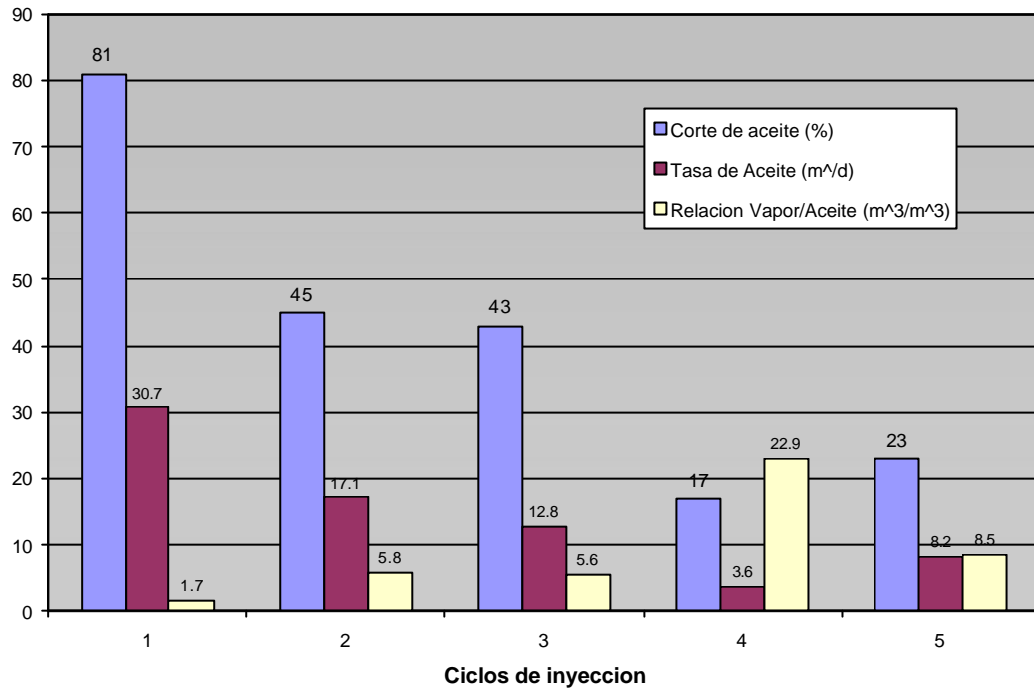
**Tabla 4. Datos de Producción para Inyección Cíclica de Vapor en el Pozo 4A-03 (5 ciclos).**

Tomada de Wettability Effects in Thermal Recovery Operations. Dandina N. Rae, SPE, Petroleum Recovery Institute.

	Ciclo1	Ciclo 2	Ciclo 3	Ciclo 4	Ciclo 5
<b>Longitud del ciclo (Días)</b>	39	29	42	34	33
<b>Tasa total de fluidos (m<sup>3</sup>/d)</b>	35.3	37.9	22.4	21.2	35.5
<b>Fluidos Totales por m<sup>3</sup> de vapor inyectado</b>	0.67	0.38	0.31	0.26	0.51
<b>Corte de Agua (%Volumen)</b>	19	55	57	83	77
<b>Corte de Aceite (% Volumen)</b>	81	45	43	17	23
<b>Corte de Arena (%)</b>	0.2	0.2	0.4	0.1	0.6
<b>Tasa de Aceite (m<sup>3</sup>/d)</b>	30.7	17.1	12.8	3.6	8.2
<b>Vapor inyectado (m<sup>3</sup>/d)</b>	2070	2890	3007	2799	2300
<b>Relación Vapor/ Aceite (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	1.7	5.8	5.6	22.9	8.5

SPE 35462. Pág 634

Sin embargo para una mejor comprensión de los resultados se graficó en la **figura 33**, los datos de tasa de aceite, corte de aceite y relación Aceite / vapor.



**Figura 33.** Producción a partir de la Inyección Cíclica de Vapor en el Pozo 4A-03.

Como se puede ver, tanto la tasa de aceite como el corte de aceite, disminuyen continuamente desde el ciclo 1 al ciclo 4, que se traduce en un incremento en la relación vapor/aceite; tendencias que no se cumplen en el ciclo 5 donde se muestra un ligero incremento en la tasa de aceite y corte de aceite, con un consecuente decrecimiento de la relación vapor/aceite de 22.9 m³/m³ en el ciclo 4 a 8.5 m³/m³ en el ciclo 5. Tal hecho por si solo cumplió con los objetivos trazados en la implementación de la tecnología de depositación in-situ de carbonato de calcio, para el control de la mojabilidad, sin embargo todos los factores deben ser sopesados y frente a las relativas bajas cantidades de químicos comunes requeridos por esta técnica y su bajo

costo se encuentra la posibilidad de ocasionar un daño a la permeabilidad, y las líneas por formación de escamas.

En si esta técnica, plantea una útil forma de controlar los cambios adversos en las condiciones mojantes de la roca especialmente en areniscas, por incrementos de la temperatura, y ubicándose en practicidad y costo muy por encima de tratamientos paralelos como surfactantes de alto costo, y manejo operacional.

#### **4.4 REFLEXIÓN**

A manera de unificar los conceptos, valdría concluir que el cambio de la mojabilidad, por temperatura abarca un gran número de eventos y factores como los antes enunciados, que por practicidad son mirados de manera discreta, ya que por ejemplo en el caso de la estabilidad de la película mojante, que para muchos textos y autores representa la causa de cambio principal, se toma solo el hecho de un debilitamiento de la película por evaporación de la misma, lo cual conduce a una nueva mineralización de la superficie de la roca. Sin embargo como se hace notar hay, otros parámetros como las fuerzas electrocinéticas, depositación de sales y tensiones interfaciales que participan en la definición del estado mojante.

No obstante, por dar una guía se puede inferir el hecho que la mayoría de yacimientos sean carbonatos limpios o areniscas son mojados por agua, aunque como en alguna parte del capítulo 3, se dijo muchas veces se presentan fuertes características de mojabilidad por aceite, que la mayoría de estudios atribuyen a la migración de aceite dentro del reservorio. Sin embargo recientes estudios han revelado la predominante tendencia y no

absoluta tendencia de las areniscas a volverse mojadas por aceite, mientras los carbonatos a hacerse mojados por agua.

En contraste a lo anterior, y de manera adicional es valioso referirse a los yacimientos naturalmente fracturados, que la mayoría de las veces presentan mojabilidad por aceite, lo cual ocasiona un recobro deficiente por inyección de agua, ya que el agua no se embeberá dentro de la matriz, pero fluirá preferencialmente en las fracturas, lo cual se traduce en bajos recobros; a lo que el incremento de la temperatura por inyección de agua caliente, lo suficiente para inducir un cambio en la mojabilidad de la matriz a mojada por agua, se plantea como una solución, ya que el agua caliente en las fracturas se podrá embeber dentro de la matriz permitiendo mejor desplazamiento del aceite.

## CONCLUSIONES

La mojabilidad del yacimiento depende de la ausencia ó presencia de pequeñas cantidades de compuestos polares en el petróleo crudo, asociados a los procesos diagenéticos de la roca.

La utilización de núcleos frescos en pruebas de laboratorio, garantizan en los resultados la obtención de medidas representativas de las propiedades de flujo de la formación.

Los resultados al medir el ángulo de contacto cuando la formación posee una alta concentración ácida, muestran una alta tendencia mojante al agua sobre la superficie de la roca, caso contrario ocurre cuando la formación posee una alta concentración básica, el aceite muestra una alta tendencia a mojar la superficie de la roca.

El método de Amott es una alternativa confiable y de fácil aplicación en la ingeniería de yacimientos para predecir la naturaleza y el grado de mojabilidad de la roca.

El recobro de aceite durante las operaciones de inyección con agua, es una función directa de la mojabilidad, así como de parámetros inherentes al flujo de fluidos tales como la geometría de poro, distribución de los fluidos, saturación, historia de saturación y relación de viscosidades por hacer

referencia a la relación de movilidades, que en algunos puede enmascarar mojabilidades por aceite.

Tras la comparación de los diferentes estados mojantes, fue apreciable como parámetros de gran importancia en la evaluación de un proyecto de inyección de agua, como la saturación a ruptura y saturación práctica residual se incrementaban a medida que el sistema se hacía más mojado por aceite, haciendo el proceso menos eficiente por tanto se necesita la inyección de un mayor número de volúmenes porosos de agua, para obtener la misma cantidad de aceite, comparado con un sistema mojado por agua.

La saturación de aceite residual, la cual se remite más a un ámbito teórico que práctico por cuanto significa alcanzarla realmente; es sutilmente más baja para condiciones mojantes, cerca de la mojabilidad neutra, ó en el mejor de los casos mixtas ya que se puede llegar a obtener una conectividad prolongada para el aceite entrampado en poros largos.

El estudio de la relación de la variable temperatura con la mojabilidad ha sido objeto de estudio por cuanto representa, la posibilidad de prever cambios adversos en la misma que puedan llegar a afectar la productividad de un campo, como en el caso de una arenisca mojada por agua, que cambia a mojada por aceite al someterse a operaciones térmicas.

La identificación de una metodología para la disertación de este fenómeno se planteó en este proyecto, a partir de parámetros de redundante importancia e indudable representación dentro de lo que pasa a nivel roca/líquido/líquido, como lo son: Estabilidad de la película mojante , tensión interfacial y depositación de sales.

A través de mediciones de ángulos de contacto, recopiladas en la literatura se observó la fundamentación de una técnica para el control de la mojabilidad por medio de la depositación de calcita en una región cercana al wellbore, garantizando mojabilidad por agua en tal región por ende incremento en la productividad.

## RECOMENDACIONES

A manera de realizar un aporte más significativo a estos temas de indudable preponderancia, se exhorta a la continuación de este proyecto en dos fases:

1. Realización en la modalidad de proyecto de grado o maestría, de un modelo analítico para la concreta identificación de los procesos que en la roca se suceden, tras la aplicación de calor en lo que a cambios de mojabilidad respecta, con el fin de prevenir disminuciones de flujo y elaboración de técnicas de control de la mojabilidad que garanticen un eficiente recobro.
2. Elaboración de un estudio económico, entre las diversas formas de control de mojabilidad, como el uso de surfactantes, depositación de sales y demás técnicas de cambio de la mojabilidad, dentro de un marco que explicase que tan factibles son tales técnicas de aplicarse en nuestro país.

En si todas estas fases, que pudiesen suceder a este estudio, deben ser fundamentadas en un énfasis aun mayor en lo que al estudio de las propiedades de la roca y los fluidos concierne, ya que es en los conceptos básicos y su aplicación a través de pruebas de laboratorio, que el material humano adquiere el conocimiento que sustenta cualquier proyecto.

## BIBLIOGRAFÍA

- AMOTT, E. "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Paper SPE 1167-G. Trans. AIME, Vól 216 (1959). Pág. 156 – 162.
- AMYX, J, BASS D y WHITING, R. Petroleum reservoir engineering. McGraw Hill; New York, 1960.
- ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability". Paper SPE 13932, J.P.T. Octubre, 1986. Pág. 1125 – 1144.
- ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 2: Wettability Measurement". Paper SPE 13933. JPT, Nov. 1986. Pág. 1246 – 1262.
- ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media". JPT. Diciembre, 1986. Pág. 1371 – 1378.
- ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure". JPT. October, 1987. Pág. 1283– 1300.
- ANDERSON, W.G. "Wettability Literature Survey – Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability". Paper SPE 16323, JPT (Nov. 1987), 1453-1468.
- BALLARD, T.J. and DAWE, R.A. "Wettability Alteration Induced by Oil Based Drilling Fluid". Paper SPE 17160, Presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Bakersfield, CA. Febrero 8– 9, 1988. Pág. 149 – 156.
- BENNION, D.B., THOMAS, F.B., and SHEPPARD, D.A., "Formation Damage Due to Mineral Alteration and Wettability Changes During Hot Water and Steam Injection in Clay-Bearing Sandstone Reservoirs", paper SPE 23783 Presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, LA, Feb. 26-27, 1992,
- BOBEK, J.E., MATTAX, C.C. and DENEKAS, M.O. "Reservoir Rock Wettability – Its Significance and Evaluation". Trans., AIME (1958). Vól. 213. Pág. 155 – 160.

BROWN, R.J. and FATT, J. "Measurement of fractional Wettability of Oil Field Rock by the Nuclearmagnetic Relaxation Method". Paper SPE 743-G. Trans. AIME.1956. Vól. 207. Pág. 262 - 264.

COLPITTS, G, P., and HUNTER, D.E. "Laboratory Displacement of Oil by Water Under Simulated Reservoir Conditions," J. Pet. Tech. 3(2). Pág. 66 - 70, Summer 1964.

CRAIG, F.F. "The Reservoir Engineering Aspect of Waterflooding ". Monograph Series, SPE, Richardson. Texas, 1971. Vól. 3.

DERJAGUIN, B.V., ZORÍN, Z.M., CHURAEV, N.V., and SHISHIN, V.A "Examination of Thin Layers of Liquids on Various Solid Substrates", in We(ing, Spreading ad Adhesion, J.F. Padday, (Ed. ), Academic Press, New York, 1978.

DONALDSON, E.C. "Oil – Water – Rock Wettability Measurement". Paper Presented at the Symposium on Chemistry of E.O.R., Atlanta, GA. Marzo 29 – Abril 3, 1981. Pág. 110– 122.

DONALDSON, E.C., THOMAS, R.D., and LORENZ, P.B. "Wettability Determination and Its Effects on Recovery Efficiency". Paper SPE 2338, SPEJ, Marzo, 1969. Pág. 13 – 20.

EHRlich, R. and WYGAL, R.S. "Interrelation of Crude Oil and Rock Properties with the Recovery of Oil by Caustic Waterflooding". SPEJ, Agosto, 1977. Pág. 263 – 270.

EMERY, L.W., MUNGAN, N. and NICHOLSON, R.W. "Caustic Slug Injection in the Singleton Field". J. Pet, Tech. 22, Pág. 1569 - 1576, 1970.

FATT, L. and KLIKOFF, W.A. "Effect of fractional Wettability on Multiphase Flow Through Porous Media," Trans. AIME, 216, Pág. 426 - 432, 1959.

GÓMEZ, P. GONZALO. "Recuperación Secundaria por Inyección de Agua". UIS. Departamento de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga.

HJELMELAND, O.S., and BMONDO, L.E., "Experimental Investigation of Temperature, Pressure, and Crude Oil Composition on Interfacial Properties", SPERE, p. 321, Julio 1986.

HONARPOUR, M., KOEDERITZ, L., HARVEY, A. H. "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs". CRC Press, Boca Ratón, Florida, 1986. Pág. 45 – 78.

IWANKOW, E.N. "A Correlation of Interstitial Water Saturation and Heterogeneous Wettability," Producers Monthly, 24(12), pp. 18-26, Octubre 1980.

JENNINGS, H.Y. "Waterflood Behavior of High Viscosity Crude in Preserved Soft and Unconsolidated Cores," J. Pet. Tech. 18, pp. 116-120. Enero 1988.

KENNEDY, H.T., BURJA, E.O., and BOYKIN, R.S. "An Investigation of the Effect of Wettability on the Recovery of Oil by Waterflooding". J. Phys. Chem. 59, pp. 667469, Septiembre, 1955.

KUMAR, M. and IRROUYE, T. A., "Low - Temperature Analogs of High - Temperature Water/Oil Relative Permeabilities", paper SPE 28616 presented at the SPE 69th Ann. Tech, Conf, Exh., New Orleans, LA, Sept. 25-28, 1994.

LEACH, R.O., WAGNER, O.R., WOOD, H.W. and HARPKE, C.F. "A Laboratory and Field Study of Wettability Adjustment in Water Flooding". Paper SPE 119, J.P.T. Febrero, 1962. Pág. 206– 212.

LEVERETT, M.C. "Capillary Behavior in Porous Media". Trans. AIME, 1941. Vól. 142. Pág. 152 – 169.

LICHAA, P.M., et al., "Wettability Evaluation of a Carbonate Reservoir Rock", Proc. Advances in Core Evaluation, 111 Reservoir Management, European Core Analysis Symposium. p. 327. 1993.

LUFFEL, D.L. and RANDALL, R.V. "Core Handling and Measurement Techniques for Obtaining Reliable Reservoir Characteristics," SPE 164243 Presented at the Formation Evaluation Symposium, Joint SPE and University of Houston Sponsored, Houston, Texas, Noviembre, 21 - 22, 1960.

MEHMET, S.C. and SOMASUNDARAN, P. "Wettability of Reservoir Minerals by Flotation and Correlation with Surfactant Adsorption". Paper SPE 9002, Presented at the SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Standford, C.A. May 28 – 30, 1980. Pág. 263– 268.

MELROSE, J.C. "Interpretation of Mixed Wettability States in Reservoir Rocks". Paper SPE 10971, presented at the 57th A.F.T. New Orleans. Septiembre, 26 – 29, 1982.

MORENO, A. and MORENO, N. "Mojabilidad en Medios Porosos y su Determinación por una Modificación del Método Amott". Proyecto de Grado, U.I.S., Bucaramanga, 1989.

OKOYE. "The Effect of Temperature and Interracial Tension on Oil – Water Relative Permeabilities in Consolidated and Unconsolidated Porous Media". Paper SPE 21067 Presented at the SPE Latin American Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, CM 14-19, 1990.

OLSEN, D.K, "Effect of Wettability on Light Oil Steam Flooding". Topical Report NIPER-552, USDOE, Diciembre 1991.

OWENS, W. W. and ARCHER, D, L. "The Effect of Rock Wettability on Oil - Water Relative Permeability Relationships," J. Pet. Tech. 23, pp. 873 - 878, Julio 1971.

PIRSON, S.J. "Oil Reservoir Engineering". Mc Graw-Hill Book Co., New York City (1958).

PRATAP, M., KATHEL, B.P., MEHTA, V.K. and GOYAL, K.L. "Wettability Measurement and its effects on Various Petrophysical Parameters: A Review". Malaviya Ins. Of Petroleum Exp. Oil and Natural Gas Comission, Dehradun. Pág. 73 – 79.

RAO, D.N.. and GIRARD, M. G., "A New Technique for Reservoir Wettability Characterization", JCPT, Pág.31, Enero, 1996.

RASHID S.H. AL-MAAMARI AND JILL S. BUCKLEY. "Asphaltene Precipitation and Alteration of Wetting. ¿Can Wettability Change During Oil Production" SPE 59292.

RAZA, S.H., TREIBER, L.E. and ARCHER, D.L. "Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation". Producers Monthly, April 1968. Vól, 32, No 4. Pág. 2 – 7.

SALATHIEL, H.A. "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed - Wettability Rocks," J. Pet. Tech. 25, pp. 1216-1224, October 1973.

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 60th Annual Tech. Conf. and Exhibition, Las Vegas, Nevadas. Septiembre, 16 – 19, 1984.

SHARMA, MAEREFAT. N.L., and CROCKER, ME. "Geoscience Application to the Prediction of Reservoir Variations", US-DOE Contracts for Field Projects and Supporting Research on Enhanced Oil Recovery, VOL44, p.85, Septiembre 1985.

THOMAS, D.C., HSING, H. and MENZIE, D.E. "Evaluation of Core Damage Caused by Oil Based Drilling and Coring Fluids". Paper SPE 13097, 59th Annual Fall Meeting of the SPE. Houston, TX. Septiembre, 16 – 19, 1984.

TREIBER, L.E., ARCHER, D.L. and OWENS, W.W. "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil – Producing Reservoirs". Paper SPE 3526, SPEJ. Diciembre, 1972. Pág. 531 – 540.

ZISMAN, W.A. "Relation of Equilibrium Contact Angle to Liquid and Solid Constitution", Advances in Chemistry Series No.43, p.I, American Chemical Society, Washington, D.C., 1964.