

15  
2e1



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

MEDICION DE LA MOJABILIDAD DE MEDIOS POROSOS  
CON UN METODO DINAMICO (PLACA DINAMICA DE  
WILHELMY)

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A :**

**RICARDO LEDESMA PEÑA**

DIRIGIDA POR: M. EN I. RAFAEL HERRERA GOMEZ



MEXICO, D. F.

1998

259869

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-075

**SR. RICARDO LEDESMA PEÑA**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Rafael Herrera Gómez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero :

**MEDICION DE LA MOJABILIDAD DE MEDIOS POROSOS CON UN METODO  
DINAMICO (PLACA DINAMICA DE WILHELMY)**

- OBJETIVO**
- I INTRODUCCION**
- II ANTECEDENTES**
- III METODOS DE MEDICION DE LA MOJABILIDAD**
- IV METODO DINAMICO DE MEDICION DE LA MOJABILIDAD  
(WILHELMY)**
- V DISCUSION DE RESULTADOS**
- VI CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 23 de octubre de 1997  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS\*RELR\*gtg

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ALUMNO: LEDESMA PEÑA RICARDO**

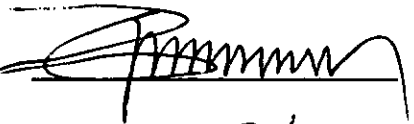
**Nº DE CUENTA: 8855987-6**

**CARRERA: INGENIERÍA PETROLERA**

**TITULO DE TESIS: "MEDICIÓN DE LA MOJABILIDAD DE MEDIOS POROSOS CON UN MÉTODO DINÁMICO (PLACA DE WILHELMY)".**

**JURADO:**

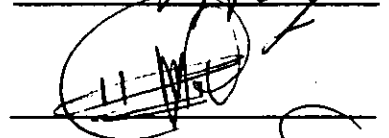
**PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**



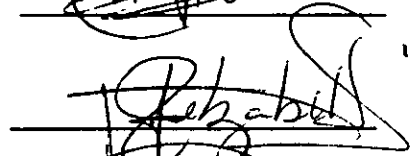
**VOCAL: M.I. RAFAEL HERRERA GÓMEZ.**



**SECRETARIO: M.I. MAXIMINO MEZA MEZA.**



**1º SUPLENTE: DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG.**



**2º SUPLENTE: M.I. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO.**



A mis Padres:

Isabel y Ricardo.

A mis Hermanos:

Lucina  
Rosa  
Luisa  
Verónica  
Patricia  
Alfredo  
Jaime  
Roberto.

A mis sobrinos:

Denisse  
Mayanin  
Adriana  
Tania  
Victor  
Daniel.

A mi esposa:

Claudia.

A Pepe y Claudia.

A mis amigos, compañeros y maestros.

Y a todos aquellos que creyeron en mí.

**MEDICIÓN DE LA MOJABILIDAD DE MEDIOS POROSOS CON UN MÉTODO DINÁMICO  
(PLACA DINÁMICA DE WILHELMY).**

**OBJETIVO.**

|  |           |
|--|-----------|
| <b>CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN</b>  | <b>1</b>  |
| <b>CAPITULO 2: ANTECEDENTES.</b>   |           |
| 2.1 Definición de mojabilidad.   | 3         |
| 2.2 Factores que afectan la mojabilidad original de los yacimientos.         | 4         |
| 2.3 Variación artificial de la mojabilidad.                                  | 4         |
| 2.4 Preservación de núcleos.   | 5         |
| 2.5 Limpieza de núcleos.   | 6         |
| 2.6 Restablecimiento de las condiciones iniciales.                           | 6         |
| <b>CAPITULO 3: MÉTODOS DE MEDICIÓN DE LA MOJABILIDAD.</b>                    |           |
| 3.1 Métodos Cualitativos.  |           |
| 3.1.1 Método de imbibición.  | 8         |
| 3.1.2 Examinación microscópica.  | 9         |
| 3.1.3 Métodos de flotación.  | 10        |
| 3.1.4 Métodos de placa deslizante.   | 10        |
| 3.1.5 Métodos de permeabilidad relativa.                                     | 10        |
| 3.1.6 Relación permeabilidad/saturación.                                     | 12        |
| 3.1.7 Curvas de presión capilar.   | 14        |
| 3.1.8 Método capilarimétrico.  | 14        |
| 3.1.9 Presión capilar de desplazamiento.                                     | 16        |
| 3.1.10 Registros de yacimientos.   | 16        |
| 3.2. Métodos Cuantitativos.  |           |
| 3.2.1 Ángulo de contacto.  | 17        |
| 3.2.2 Método de Amott.   | 20        |
| 3.2.3 Índice de mojabilidad USBM.  | 22        |
| 3.2.4 Método combinado Amott/USBM.   | 23        |
| 3.2.5 Método de Relajación NMR.  | 25        |
| <b>CAPITULO 4: MÉTODO DINÁMICO DE MEDICIÓN DE LA MOJABILIDAD (WILHELMY).</b> |           |
| 4.1 Descripción del Equipo.  | 27        |
| 4.2 Descripción del Método.  | 30        |
| 4.3 Ventajas.  | 32        |
| 4.4 Pruebas de laboratorio.  | 33        |
| <b>CAPITULO 5: DISCUSIÓN DE RESULTADOS.</b>                                  | <b>42</b> |
| <b>CAPITULO 6: CONCLUSIONES.</b>   | <b>46</b> |
| <b>BIBLIOGRAFÍA.</b>   | <b>48</b> |
| <b>FIGURAS</b>   | <b>52</b> |

## OBJETIVO.

Tradicionalmente la industria petrolera ha usado dos métodos ( USBM Y Amott) para medir la mojabilidad de las muestras de roca (medios porosos), y los resultados que se obtienen de ellos son bien aceptados, pero tienen la desventaja de que las pruebas consumen mucho tiempo.

El objetivo de la presente tesis es probar la viabilidad de un método dinámico que reduzca el tiempo de prueba y que presente los dos aspectos necesarios de una prueba: que sea cualitativa y cuantitativa. Estas dos cualidades son proporcionadas por la prueba de la PLACA DINÁMICA DE WILHELMY y, por lo tanto, es el método que se analiza y se propone.

## CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN.

Por definición, la mojabilidad es la tendencia de un fluido a cubrir o adherirse a la superficie de un sólido en la presencia de otros fluidos inmiscibles.

Como otros parámetros petrofísicos, la mojabilidad requiere ser identificada y medida con la mayor precisión posible. En el caso que aquí nos ocupa, no es posible cuantificar la magnitud de este parámetro, debido a que esta propiedad está en función de otras, como la tensión superficial, la energía superficial, la geometría y tamaño de los poros, las fuerzas intermoleculares, el tiempo que se mantienen en contacto sólido-líquido, líquido-líquido y aire-líquido, etc.

La mojabilidad de las rocas es uno de los factores más importantes que afectan la recuperación de aceite y agua en el yacimiento, y la saturación residual de fluidos en el mismo. El conocimiento de la mojabilidad del yacimiento es esencial para mejorar los procesos de recuperación secundaria y mejorada.

La caracterización de este parámetro, resulta entonces, de vital importancia para la economía de un país netamente productor de hidrocarburos, como lo es México.

En los diversos intentos por lograr cuantificar la mojabilidad de una roca y determinar la preferencia de ésta a ser mojada por aceite o agua, se ha generado un extenso trabajo de laboratorio. Algunas de las mediciones ampliamente aceptadas son el ángulo de contacto, el índice USBM (The U.S. Bureau of Mine) y el índice Amott

Si bien no es posible cuantificar el grado de mojabilidad de una roca, si es posible relacionarlo con la medición de otros parámetros e identificar cuándo una roca es mojada por aceite, por agua o por los dos fluidos, lo anterior se logra midiendo el cambio en la tensión de adhesión (prueba cuantitativa) y el ángulo de contacto (prueba cualitativa). Así, el tipo de mojabilidad es dividido en tres categorías, determinadas usualmente por el ángulo de contacto:

- a) **mojabilidad al agua** (para ángulos menores de  $75^\circ$ )
- b) **mojabilidad al aceite** (para ángulos mayores a  $105^\circ$ )
- c) **mojabilidad intermedia** (para ángulos entre  $75^\circ$  y  $105^\circ$ )

El ángulo de contacto puede ser medido fácilmente en sistemas con geometría simple,

---



mientras que los métodos USBM y el de Amott son más apropiados para caracterizar la mojabilidad del medio poroso. Más adelante se analizarán dichas pruebas, las cuales se basan en la capacidad de imbibición de las muestras analizadas y asumen que la mojabilidad corresponde a la roca preservada del yacimiento.

Además de los métodos mencionados, también se revisaron otros con la finalidad de buscar el más adecuado respecto al tiempo de análisis, el equipo necesario para efectuar las pruebas y la confiabilidad de los resultados, pero sobre todo, para tratar de cuantificar lo más confiable posible esta propiedad. El resultado de dicha investigación, es la elección del método de la placa dinámica de Wilhelmy. Este método cumple con las dos condiciones requeridas: es un método cualitativo y cuantitativo; además de requerir menos tiempo de prueba y su análisis es sencillo.

El método de Wilhelmy a pesar de ser un método propuesto desde hace mucho tiempo (1863)<sup>1</sup>, para medir la tensión superficial, no despertó mayor interés en la industria petrolera, debido a la imposibilidad de relacionar la tensión superficial con las causas que alteran la mojabilidad. Sin embargo, con el trabajo propuesto por Andersen-Teeters, se ha abierto un campo diferente y amplio para la medición de la mojabilidad, al agilizar el procedimiento de medición. El proceso de medición propuesto consiste en hacer láminas de muestras de roca, suspenderla de una balanza analítica (con precisión de 0.0001 g.) y moverla a través de interfases, sumergiéndola dentro de un recipiente que contiene aceite y agua de formación. El peso y el cambio de éste, mientras tanto, es medido a una velocidad de 0.127 cm/seg, para que la determinación de mojabilidad pueda ser considerada en condiciones de equilibrio, y el ángulo de contacto es fotografiado, al momento de penetrar la placa en cada fase. Con los datos obtenidos se calcula la tensión interfásica y se analiza el comportamiento de las fases en el recorrido de la placa. Así, las gráficas obtenidas junto con la medición del ángulo de contacto (con la ayuda de las fotografías), proporcionan una idea confiable de la mojabilidad de la roca.

CAPITULO 2: ANTECEDENTES.

2.1 Definición de Mojabilidad.

La Mojabilidad es definida por varios autores (Anderson<sup>2,3</sup>, y Craig<sup>4</sup>) como la tendencia de un fluido a cubrir o adherirse a la superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

Es importante hacer notar que el término “mojabilidad” es usado como la preferencia de la roca y no se refiere necesariamente al fluido que está en contacto con la roca.

En un sentido fundamental, la mojabilidad está relacionada básicamente al fluido y a la interacción intermolecular fluido-fluido en la vecindad de la superficie. Las moléculas de líquido cerca de la superficie del sólido, usualmente encuentran fuerzas diferentes a las fuerzas dentro del fluido y la magnitud de esta interacción depende de la naturaleza del sólido y el fluido. Tales fuerzas intermoleculares, entre líquido y sólido, son las fuerzas de Van Der Waals, las fuerzas electrostáticas y las fuerzas estructurales. La medición del comportamiento de mojabilidad, es la combinación del efecto de estas interacciones intermoleculares. Dependiendo de la naturaleza de la intensidad de estas interacciones, una superficie sólida puede ser mojada o no mojada, con respecto al líquido contenido.

Cuando la roca es mojada por agua, se tiene una tendencia del agua a ocupar los poros pequeños y a estar en contacto con la superficie de la roca. Similarmente, en un sistema mojado por aceite, la roca está preferentemente en contacto con el aceite y la localización de los fluidos es inversa al caso anterior, es decir, el aceite ocupará los poros pequeños y estará en contacto con la superficie de la roca. Ambos casos se ilustran a continuación en las Figs 1 y 2.

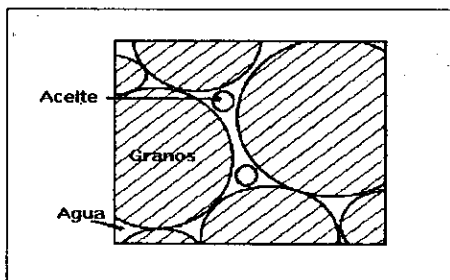


Fig 1. Para el sistema mojado por agua, el aceite se encuentra formando pequeñas esferas en el centro de los poros más grandes.

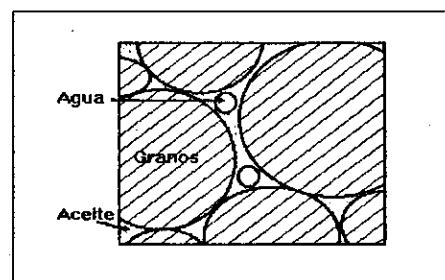


Fig 2. Para el sistema mojado por aceite, el agua se encuentra formando pequeñas esferas en el centro de los poros más grandes.

## 2.2 Factores que Alteran la Mojabilidad Original de los Yacimientos.

Anderson establece que la tendencia original de los minerales del yacimiento, de ser fuertemente mojados por agua, puede ser alterada por la adsorción de compuestos polares — llamados surfactantes — o la descomposición del material orgánico que formaba parte del aceite. Los agentes con superficie activa en los aceites, se cree que son generalmente compuestos que contienen oxígeno, nitrógeno y/o sulfuro. Estos compuestos contienen radicales polares y de hidrocarburos. Los radicales polares se adsorben en la superficie de la roca, exponen los radicales de hidrocarburos y marcan la superficie de las rocas a ser mojadas por aceite. Los experimentos muestran que algunos de estos surfactantes naturales son suficientemente solubles en agua polar, para adsorberse en la superficie de la roca después de haber pasado a través de una capa delgada de agua.

En adición a la composición del aceite, el grado en el cual la mojabilidad es alterada por estos surfactantes, es también determinada por la temperatura, la superficie mineral y la química del agua, incluyendo la composición iónica, el pH y en menor proporción por la presión. La importancia de la superficie mineral es mostrada por la medición del ángulo de contacto, en la cual una mayor cantidad de yacimientos carbonatados probados, fueron mojados por aceite. Varios investigadores (Hjmeland-Larrondo<sup>5</sup> y Bobek-Mattax-Denekas<sup>6</sup>) han encontrado que los compuestos polares afectan la mojabilidad de superficies de areniscas y carbonatadas en diferentes formas. Algunas veces los cationes multivalentes mejoran la adsorción de surfactantes en las superficies minerales. El pH del agua también es importante en la determinación de la mojabilidad y otras propiedades interfaciales de los sistemas aceite/agua/roca. En desplazamientos alcalinos, por ejemplo, la alcalinidad puede reactivar algunos aceites para producir surfactantes que alteren la mojabilidad.

## 2.3 Variación Artificial de la Mojabilidad.

Muchos investigadores (Anderson<sup>2,3</sup> y Hjmeland-Larrondo<sup>5</sup>) han tratado de simplificar sus experimentos para controlar artificialmente algunos factores de la mojabilidad. Los tres métodos usados más comúnmente son: (1) en el tratamiento de limpieza, someter el núcleo a varios ciclos de lavado con diferentes solventes —generalmente organoclorosilados (éter, benceno, cloroformo,

metanol, tolueno, etc.)— para núcleos de areniscas y ácidos nafténicos, para núcleos de carbonatos; (2) usando núcleos con fluidos puros; y (3) adicionando surfactantes a los fluidos. La mojabilidad de núcleos tratados con organoclorosilados y ácidos nafténicos o surfactantes, es mucho más viable, debido a que depende de muchas variables como la química usada, la concentración, el tiempo de tratamiento, la superficie de la roca, y el pH del agua de formación. Estos tratamientos tienen ventajas cuando la mojabilidad heterogénea o la alteración de la mojabilidad es estudiada.

### 2.4 Preservación de Núcleos.

Una vez que los núcleos han sido llevados a la superficie, se deben proteger de la alteración de la mojabilidad ocasionada por la pérdida de los elementos ligeros del aceite o la depositación y oxidación de los elementos pesados. Durante la exposición al aire, las sustancias en el aceite pueden oxidarse rápidamente y formar productos polares como los surfactantes, alterando la mojabilidad. En adición a esto, algunos residuos mojados por aceite se depositarán en la superficie de la roca, si el núcleo se seca. Para prevenir la alteración de la mojabilidad, Bobek<sup>6</sup> recomienda procedimientos alternativos de empacamiento, para núcleos en estado nativo. El primer paso de este procedimiento consiste en envolver los núcleos en el pozo, con una película de polietileno o polivinilo y después, en aluminio. Los núcleos envueltos son sellados con una capa de parafina o un sello de plástico especial, diseñado para aislarlo del oxígeno y prevenirlo de evaporaciones al ser transportado y manipulado. Otro método, muy usado, es la inmersión del núcleo, desde su obtención en el pozo, en agua de formación —sintética y desoxigenada— dentro de un tubo de vidrio, acero o plástico, el cual es sellado para prevenir la entrada de oxígeno y, también, para evitar que se quiebre. Las pruebas de mojabilidad por imbibición muestran que la mojabilidad de los núcleos empacados con estos dos métodos cambian la mojabilidad medida en el pozo. Mungan<sup>7</sup> recomienda que en lugar del agua desoxigenada, los núcleos se deben cortar y almacenar en aceite desgasificado. Morgan-Gordon<sup>8</sup> y McGhee<sup>9</sup>, recomiendan que los núcleos deben ser almacenados en sus propios fluidos (aceite o agua de formación). La mojabilidad debe ser determinada por una prueba de imbibición en el pozo.

## 2.5 Limpieza de Núcleos.

Existen dos razones para lavar los núcleos. La primera, para remover todos los líquidos del núcleo, para medirles porosidad, permeabilidad y saturaciones. La segunda razón para obtener núcleos fuertemente mojados por agua. Generalmente es paso en el restablecimiento de la mojabilidad de un núcleo contaminado.

El método más común de limpieza de núcleos es la extracción a reflujo (Dean-Stark o Soxhlet) con un solvente tal como el Tolueno, algunas veces seguido de una extracción con cloroformo o metanol. Alternativamente, algunas veces es usado un método de inyección de solventes a presión. Si el procedimiento de limpieza es bueno, los núcleos serán mojados preferentemente por agua.

Cuiec<sup>10,11</sup> comparó la eficiencia de diversos solventes en la limpieza de núcleos. Inicialmente los núcleos intemperizados de arenisca y caliza, mojados por agua, fueron saturados completamente con diferentes aceites crudos. Los núcleos analizados fueron normalmente mojados por aceite o de mojabilidad neutral, determinada con una prueba de Amott. Después los núcleos fueron lavados con diferentes solventes y fue usada la prueba de Amott, para determinar la eficiencia de la limpieza. Cuiec encontró que solo podía lavar los núcleos con los siguientes siete solventes: Pentano, Hexano, Heptano, ciclohexano, benceno, piridina y etanol. Encontró que el cloroformo, tolueno y metanol usados por separado no son muy efectivos. Cuiec también observó el comportamiento individual de varios ácidos y álcalis y encontró que los solventes ácidos tienden a ser más efectivos en la limpieza de calizas, mientras que los solventes álcalis son mejores en la limpieza de areniscas. Estas diferencias se atribuyeron a la naturaleza ácida de la superficie de las areniscas y a la naturaleza álcali de las calizas. Por ejemplo, debido a que la arenisca (sílice) tiene una superficie ácida, esta tiende a adsorber álcalis del aceite crudo. Cuando un ácido fuerte fluye a través del sistema, reactivará gradualmente con los álcalis adsorbidos, en una superficie de sílice.

## 2.6 Restablecimiento de las Condiciones Originales.

El procedimiento necesario para preservar la mojabilidad del núcleo es problemático y

---

consume tiempo. Incluso, cuando se han tomado todas las precauciones, existe la posibilidad de que la mojabilidad haya sido cambiada, por oxidación o depositación, cuando el núcleo fue llevado a la superficie, sin embargo, no existe otra forma más cercana de interactuar con el yacimiento.

Cuando sólo se dispone del núcleo con la mojabilidad alterada, la mejor medición posible, es obtenida restableciendo la mojabilidad del yacimiento con un procedimiento de tres pasos. El primer paso es limpiar el núcleo, para remover todos los compuestos de la superficie de la roca. Segundo, después de que el núcleo ha sido limpiado, se inyectan secuencialmente fluidos del yacimiento dentro del núcleo. Finalmente el núcleo es envejecido a la temperatura del yacimiento, durante el tiempo suficiente, para establecer un equilibrio en la adsorción. Anderson<sup>2,3</sup> efectuó varios experimentos para comparar las mediciones hechas en núcleos nativos, lavados y con condiciones originales restablecidas. En cada experimento, las mediciones en los núcleos con condiciones restablecidas fueron siempre idénticas a las de los núcleos nativos, demostrando que este procedimiento restablece la mojabilidad a su estado original.

## CAPITULO 3: MÉTODOS DE MEDICIÓN DE LA MOJABILIDAD.

### 3.1 Métodos Cualitativos.

**3.1.1 Método de Imbibición.**- Es el método más común para medir la mojabilidad, debido a que proporciona una idea rápida acerca de la mojabilidad sin requerir un equipo complicado. El aparato de imbibición convencional prueba la mojabilidad de las muestras a temperatura y presión de laboratorio.

Kyte-Nauman-Mattax<sup>12</sup> describieron una modificación del aparato que permite medir la mojabilidad a condiciones del yacimiento.

En una prueba de imbibición, el núcleo saturado con aceite de formación primero se sumerge en agua, dentro de un cilindro graduado, y se mide el ritmo y la cantidad de aceite desplazado por la imbibición de agua. El núcleo será fuertemente mojado por agua si es imbibida una gran cantidad de agua, a menor ritmo y volumen desplazado implicará que el núcleo es menos mojado por agua. Si el agua no es imbibida, el núcleo será mojado por aceite o tendrá una mojabilidad intermedia.

Los núcleos no mojados por agua deberán ser manejados como se explicó en el capítulo anterior (2.4) y sumergidos en aceite. Para medir el volumen de agua desplazada por la imbibición de aceite, el aparato de imbibición se invierte, con el cilindro graduado hacia abajo. Si el núcleo imbibе aceite, indica que es **mojado por aceite**. La fuerte mojabilidad al aceite es indicada por el ritmo y volumen de imbibición. Si no imbibе agua ni aceite, el núcleo tendrá **mojabilidad neutra**. En otros casos, el núcleo imbibе agua y aceite, a esta mojabilidad se le llama **mojabilidad mixta o fraccional**. El problema del método de imbibición es que el ritmo de imbibición depende de la permeabilidad relativa, la viscosidad, la tensión interfacial, la estructura y geometría de poros y la saturación inicial del núcleo. Frecuentemente la dependencia de estas variables se reduce comparando los ritmos medidos de imbibición con un ritmo de referencia, medido cuando el núcleo es mojado fuertemente por agua. Para lograr esto, el núcleo es lavado calentándolo a 400 °C (750 °F), durante 24 horas para oxidar todo el material orgánico, dejando al núcleo con una preferencia a ser **mojado por agua**. Después, el núcleo es restaurado a su saturación original con un aceite refinado con la misma viscosidad que el aceite crudo, y se mide el ritmo de imbibición

referido. Denekas-Mattax-Davis<sup>13</sup>, 1959, reportaron el cambio de mojabilidad en términos del “ritmo relativo de imbibición”:

$$R = m/m_r \quad (3.1)$$

donde:  $R$ , es el ritmo relativo de imbibición, adimensional

$m$ , es el ritmo de imbibición del núcleo nativo,  $\text{cm}^3/\text{s}$

$m_r$ , es el ritmo de imbibición del núcleo lavado,  $\text{cm}^3/\text{s}$

Si el núcleo es mojado por agua,  $m$  es el ritmo de imbibición inicial de agua. Si el núcleo es mojado por aceite,  $m$  es el ritmo de imbibición inicial de aceite y el ritmo de imbibición relativa,  $R$ , es reportado como un número pequeño. Sin embargo, es notorio que mientras el uso de un ritmo de referencia reduce el efecto de otras variables, el método de imbibición sufre del mismo problema que el del método de Amott, es decir, que **el método es insensible a la mojabilidad cercana a la intermedia.**

**3.1.2 Examen Microscópico.-** El examen microscópico es usado algunas veces en estudios de visualización del flujo en el laboratorio. La mojabilidad es determinada por una descripción del flujo a nivel de poro, en un medio poroso idealizado, durante la inyección. Esta descripción incluye la estructura del aceite residual y el cambio en la localización del aceite y el agua durante la inyección. Si el sistema es fuertemente mojado por agua, el agua estará alrededor de los granos como una película delgada (ver Figs 1 y 2).

La gran concentración de aceite descansa sobre la película de agua, mientras el volumen pequeño de aceite residual forma gotas esféricas en el centro de los poros. Si el sistema tiene mojabilidad intermedia, el agua y el aceite se encontrarán en contacto con la superficie de la roca y ambos se pueden encontrar en los poros pequeños. Finalmente, si el sistema es mojado por aceite, la localización del agua y del aceite será inversa al caso de tener una mojabilidad al agua. En los poros pequeños se encontrará una película delgada de aceite alrededor de los granos, mientras que el agua descansará sobre una película, o bien, en pequeñas esferas.

---



**3.1.3 Método de Flotación.-** El método de flotación es muy rápido pero sólo funciona en sistemas fuertemente mojados por alguna de las fases. En el método simplificado, el agua, el aceite y la arena, son colocados en una botella de vidrio. La botella es agitada y el experimentador observa el destino de los granos de arena. Este método es recomendado por la API (American Petroleum Institute) para determinar los efectos de los surfactantes en la mojabilidad. Si el sistema es fuertemente mojado por agua, los granos de arena limpia se situarán en el fondo de la botella. Los granos de arena en el aceite se agruparán y formarán pequeños grumos rodeados por una capa 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 estarán en el agua en forma de grumos, en forma de glóbulos de aceite.

Varios experimentadores (Celik-Somasundaran<sup>14</sup> y Clemenz<sup>15</sup>) han empleado pruebas de flotación más elaboradas, desarrolladas para la industria de la minería que están basadas en la extracción líquido/líquido. En estas pruebas, las partículas son inicialmente suspendidas en agua. Después es bombeado, desde el fondo del recipiente, un segundo fluido —aire o aceite. Las partículas que son mojadas por agua permanecen en el agua, mientras que las partículas mojadas por aceite, hidrofóbicas, se adhieren al aceite (aire) y suben a la superficie.

Las pruebas de flotación están basadas en la extracción líquido/líquido y divide a las partículas dentro de dos categorías: las que son fuertemente mojadas por agua y las que tienen mojabilidad intermedia o son mojada por aceite.

**3.1.4 Método de la Placa Deslizante.-** Otra de las técnicas antiguas para medir cualitativamente la mojabilidad es la técnica de la placa deslizante, la cual asume que una placa de vidrio representa al yacimiento. En este método, una placa microscópica de vidrio, limpia y seca, es suspendida en una capa de aceite que flota en el agua, dentro de un contenedor transparente. Después la placa es introducida en el agua. Si la placa es mojada por agua, el agua desplazará rápidamente al aceite en la placa. Por otra parte, si la placa es mojada por aceite se formará una película estable y el aceite será desplazado muy lentamente.

**3.1.5 Método de Permeabilidad Relativa.-** En estos métodos cualitativos es posible notar los pequeños cambios en la mojabilidad — por ejemplo, de ser fuertemente a moderadamente mojado por agua. Un método desarrollado por Ehrlich-Wygal<sup>16</sup>, está basado en la revisión de las reglas dadas por Craig<sup>4</sup>, para diferenciar un núcleo cuando es fuertemente mojado por aceite o cuando es fuertemente mojado por agua. Las reglas de Craig son las siguientes:

- 1.- La saturación de agua inicial, en rocas mojadas por agua, es usualmente mayor de 20 a 25% del volumen poroso y menor al 10% en una roca mojada por aceite.
- 2.- Para núcleos mojados por agua, la permeabilidad relativa al aceite y al agua, es generalmente mayor al 50%. Para un núcleo mojado por aceite, será el caso contrario, es decir, menor al 50%.
- 3.- La permeabilidad relativa al agua de inyección, es generalmente menor del 30% en rocas mojadas por agua, pero de 50 al 100% en las que son mojadas por aceite.

Estas permeabilidades relativas están basadas en la permeabilidad efectiva al aceite para la saturación de agua crítica. Las Figs, 3 y 4 muestran ejemplos de curvas de permeabilidades relativas en núcleos fuertemente mojados por agua y por aceite, tomadas por Craig.

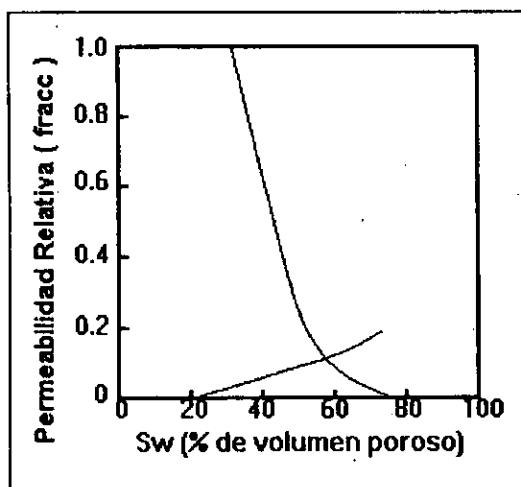


Fig 3. Sistema mojado por agua

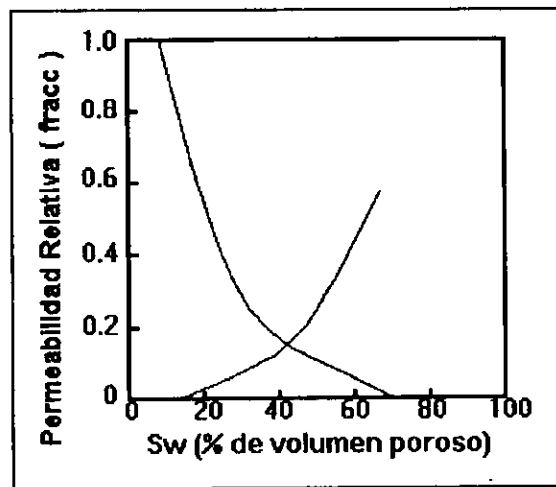


Fig 4. Sistema mojado por aceite

Treiber<sup>17</sup>, propuso una segunda técnica cualitativa para rocas fuertemente mojadas por agua. Este método compara las permeabilidades relativas aceite/agua, gas/aceite y gas/agua, y

toma en cuenta la ventaja de que la fase fuertemente mojada por agua se debe solo a su saturación. Por ejemplo, si la roca es fuertemente mojada por agua, la permeabilidad relativa al aceite en la prueba de permeabilidad relativa gas/aceite será una continuación a la permeabilidad relativa al agua, en la prueba de permeabilidad relativa aceite/agua. Si son observadas diferencias significantes, la muestra no será mojada por agua.

La Fig 5 muestra un ejemplo de la comparación de curvas de permeabilidad relativa en un núcleo fuertemente mojado por agua. La permeabilidad relativa de drene gas/aceite, cuando el aceite es el fluido que moja fuertemente a la roca, es mostrada con líneas punteadas. Aquí se nota que la permeabilidad relativa al agua, donde se incrementa la saturación del fluido que moja se decrementa. Esto demuestra que el núcleo es mojado por agua.

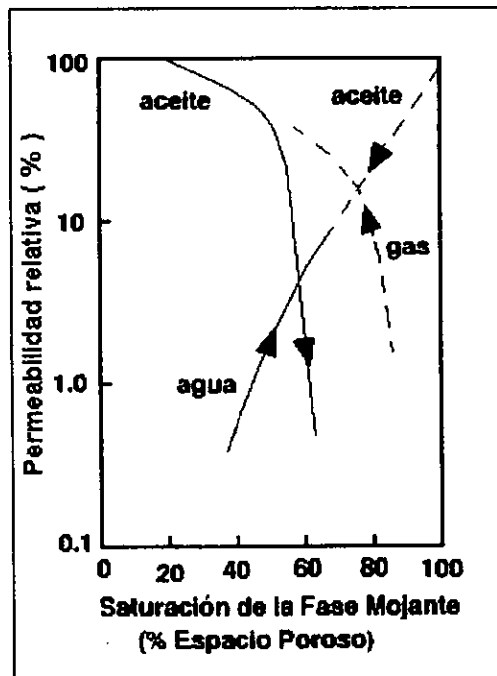


Fig 5. Relación de permeabilidades relativas en un núcleo fuertemente mojado por agua

**3.1.6 Relación Permeabilidad-Saturación.-** Los dos métodos cualitativos, basados en la permeabilidad al aire y en la saturación de fluidos, son estadísticos, requieren un gran número de

muestras y proporcionan una idea muy somera de la mojabilidad. La ventaja de los métodos es que solo se requiere un análisis de núcleos rutinario. Sin embargo, la confiabilidad de estos métodos es desconocida. También están limitados para muestras de núcleos sin fracturas significantes ni vórgulos, en los cuales la estructura de poros determina la permeabilidad al aire.

Raza<sup>18</sup>, propuso un método basado en la saturación inicial de agua y en la permeabilidad al aire. La saturación de agua innata es obtenida cuando es recuperado el núcleo con un fluido de perforación base aceite. Después de que el núcleo es extraído, se seca y se mide la permeabilidad al aire. De aquí se obtiene una prueba cualitativa de mojabilidad, graficando la variación de la saturación de agua congénita contra la permeabilidad al aire. La Fig 6 muestra un ejemplo de la gráfica para condiciones fuertemente mojadas por agua y por aceite.

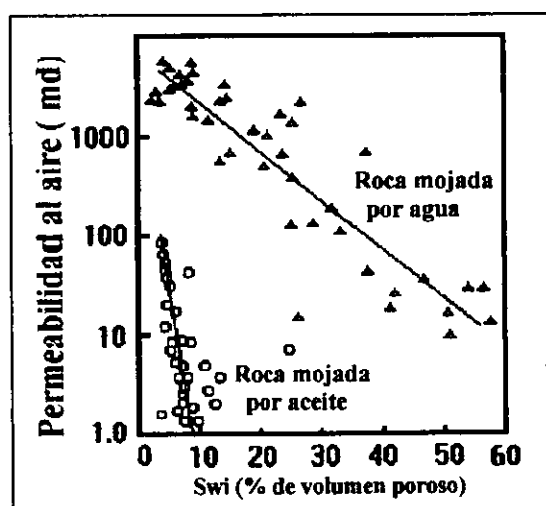


Fig 6. Ejemplo del método estadístico de la relación Permeabilidad -Saturación, para conocer la mojabilidad de una roca.

Para el caso de ser fuertemente mojada por aceite la saturación de agua inicial es relativamente menor. La curva es casi vertical y cubre solo un pequeño intervalo de saturación. Para un yacimiento mojado por agua, la curva tendrá una pendiente suave y abarcará un gran intervalo de mojabilidad.

Frehse<sup>19</sup> propuso un segundo método estadístico basado en la convención de que las

muestras de baja permeabilidad tendrán una mayor saturación de la fase que moja, que los núcleos con mayor permeabilidad. En una roca mojada uniformemente, los poros pequeños son llenados con el fluido que moja, mientras que los poros grandes contienen ambos fluidos, el fluido que moja y el fluido que no moja. Así entonces, en núcleos de baja permeabilidad se tendrán poros pequeños llenos con el fluido que moja. Para determinar la mojabilidad, Frehse clasificó el análisis rutinario de núcleos dentro de rangos de permeabilidad diferentes. Comparó la distribución de saturaciones para permeabilidades altas y bajas. Por ejemplo, considere un núcleo tomado con un lodo base agua, con la saturación de aceite residual conocida. Se asumirá que el yacimiento es mojado por aceite si la baja permeabilidad de la muestra tiene una mayor saturación de aceite residual promedio, y será mojada por agua si las muestras con mayor permeabilidad tienen una mayor saturación de aceite. Debido a esto, el método solo es considerado teóricamente. Tampoco se tienen noticias de pruebas comparativas entre este método y los métodos de Amott y USBM.

**3.1.7 Curvas de Presión Capilar.-** Desde 1951 Calhoun<sup>20</sup> sugirió que la curva de presión capilar completa puede ser usada para medir la mojabilidad del núcleo, para este propósito Gatenby-Mardsen<sup>21</sup>, fueron los primeros en examinar las áreas bajo las curvas de presión capilar. Las curvas de presión capilar emplean las curvas de imbibición y de desplazamiento completo, para medir las curvas de presión capilar positiva y negativa, mediante el método de la membrana porosa. Las dos áreas que ellos examinaron fueron: (1) el área total que rodea la curva de presión capilar por imbibición y drene y (2) el área bajo la curva del aceite desplazado. Ellos encontraron que cerca del área, se podía correlacionar bien con la mojabilidad del núcleo, sin embargo, Donalson<sup>22</sup> mostró después que las áreas que podían ser medidas, son las áreas bajo las curvas del agua desplazada y del aceite desplazado.

**3.1.8 Método Capilarimétrico.-** Johansen-Dunning<sup>23,24,25</sup> desarrollaron un método cualitativo de medición de la mojabilidad que mide la tensión de adhesión,  $\sigma \cos \theta$ , en un tubo capilar de vidrio. En este método capilarimétrico, el extremo superior del tubo es conectado a una columna llena de aceite, mientras que la base es conectada a una columna llena de agua, como se muestra en la Fig 7. La cima de la columna de agua puede ser elevada o bajada de la columna de aceite, cambiando

la columna hidrostática. Como la columna hidrostática es modificada, la interfase agua/aceite subirá o bajará en el tubo, mientras que las fuerzas capilares balancearán a las fuerzas gravitacionales:

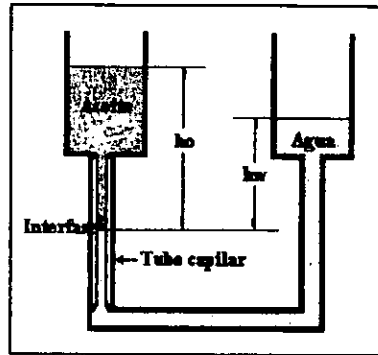


Fig 7. Dispositivo de Johansen-Dunning para medir la tensión de adhesión.

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = g(\rho_o h_o - \rho_w h_w) \quad (3.2)$$

- donde:
- $P_c$ .- Presión capilar;
  - $\sigma$ .- Tensión de Adhesión;
  - $\rho_o$ .- Densidad del aceite;
  - $\rho_w$ .- Densidad del agua;
  - $h_o$ .- Altura de la columna de aceite, arriba de la interfase agua/aceite; y
  - $h_w$ .- Altura de la columna de agua, arriba de la interfase agua/aceite;
  - $\theta$ .- Ángulo de contacto.

La ecuación (3.2) puede ser rearrreglada para calcular el producto de  $\sigma$  y  $\cos \theta$ ; a lo cual se le da el nombre de "Energía de desplazamiento, ( $E_D$ )" de Johansen-Dunning:

$$E_D = \sigma \cos \theta = \frac{rg}{2} (\rho_o h_o - \rho_w h_w) \quad (3.3)$$

La energía de desplazamiento será positiva si el agua moja el vidrio, y negativa si el aceite lo moja. Si uno de los líquidos moja completamente al vidrio, el ángulo de contacto es cero, el cos  $\theta$  unitario y la energía de desplazamiento será igual a la tensión de adhesión.

El método capilarimétrico asume que el vidrio representa al yacimiento.

**3.1.9 Presión Capilar de Desplazamiento.**- Una de las primeras mediciones de la mojabilidad fue a través del método de presión capilar de desplazamiento, el cual emplea el principio de presión capilar, para el ángulo de contacto aparente. En la actualidad este método ya no es empleado tan frecuentemente. En este método es calculado un ángulo de contacto aparente, modelando la roca con un tubo capilar cilíndrico:

$$P_T = \frac{2\sigma \cos \theta_a}{r_{max}} \quad (3.4)$$

donde  $P_T$  es la presión capilar de desplazamiento,  $\sigma$  es la tensión de adhesión,  $\theta_a$  es el ángulo de contacto aparente y  $r_{max}$ , es el radio de la garganta de poro, por la cual comienza a entrar al poro el fluido que no moja. Es notorio que una limitación de este método es la de examinar solo la mojabilidad de los poros grandes.

Debido a que la ecuación (3.4) contiene dos incógnitas,  $\theta_a$  y  $r_{max}$ , la solución requiere hacer una suposición del ángulo de contacto aparente. Es muy común asumir que algunos fluidos mojarán completamente al núcleo, por lo cual se podrá calcular  $P_T$  con  $\theta_a = 1$ . Esto permitirá calcular el ángulo de contacto de otro par de fluidos.

**3.1.10 Registros de Yacimientos.**- Graham<sup>26</sup> propuso un método para medir la mojabilidad de la roca de un yacimiento "in situ" con registros que están basados en el hecho de que la resistividad eléctrica de la roca mojada por aceite es mayor que la de la roca mojada por agua, con la misma

---

saturación. En el método de Graham se inyecta a la formación agua salada y se corre un registro. Después, la formación es inyectada con la misma agua, pero conteniendo un agente que cambie la mojabilidad de la roca; si la formación ya es mojada por aceite, el aceite no alterará la mojabilidad. Después de que los registros son otra vez corridos, puede determinarse la mojabilidad de la formación, comparando las dos mediciones. Si la formación fue originalmente mojada por agua, el cambio de mojabilidad incrementará la resistividad. Si la formación era mojada por aceite, el yacimiento no sufrirá ningún cambio.

### **3.2 Métodos Cuantitativos.**

**3.2.1 Ángulo de Contacto.**- El método del ángulo de contacto es el mejor método de medición de mojabilidad, cuando son usados fluidos puros en núcleos artificiales, debido a que no existe ninguna posibilidad de que la mojabilidad se alterada por causa de algún surfactante o por otro compuesto. El método también es usado para determinar si un aceite crudo puede alterar la mojabilidad, y para examinar los efectos de la temperatura, la presión y la composición del agua, en la mojabilidad. Sin embargo, como se discutirá después, existen algunas dificultades en la aplicación del método a medios porosos.

Algunos de los métodos para medir el ángulo de contacto son el método de la placa inclinada; de la burbuja o gota; el método de la barra vertical; el método tensiométrico; el método del cilindro, y el método de elevación capilar.

El método usado más frecuentemente en la industria petrolera es el de la gota y un método modificado de este. En ambos métodos, el material mineral es mantenido en un medio inerte, para evitar contaminaciones. El método de la gota (Fig 8) emplea una placa simple de mineral pulido. El método modificado emplea dos placas pulidas de cristal mineral (Fig 9), que son mantenidas paralelamente en un poste de ajuste. Debido a que la arenisca está compuesta principalmente de cuarzo y la caliza de calcita, son usados cristales de cuarzo o calcita para simular la superficie porosa del yacimiento.



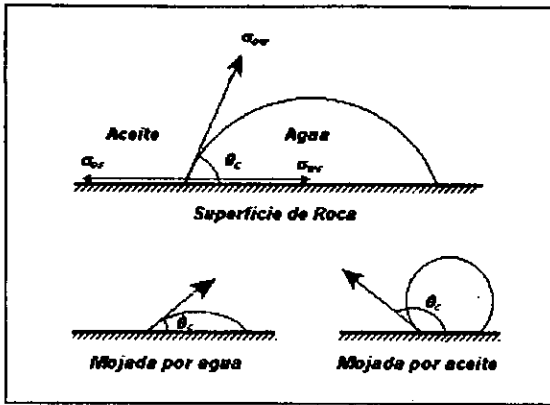


Fig 8. Método de la gota para medir el ángulo de contacto.

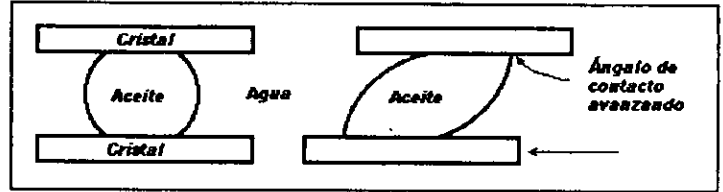


Fig 9. Método de las placa paralelas para medir el ángulo de contacto.

El primer paso en la medición del ángulo de contacto es limpiar el aparato para evitar la acumulación de contaminantes que pudieran alterar el ángulo de contacto. En el método modificado de la gota, es colocada una gota en tres las dos placas, para asegurar una mayor área de contacto. Después de que la interfase aceite/cristal es envejecida durante algunos días, las placas son desplazadas paralelamente. Como se muestra en la Fig 9, el movimiento permite que el agua se mueva sobre una porción de la superficie que estaba cubierta inicialmente con aceite. El ángulo medido en esta forma es llamado “**ángulo de contacto avanzando**”. En este método es observado un ángulo de contacto en desequilibrio, inmediatamente después de que la gota es movida. Este ángulo se decrementa en un día o dos, mientras se obtiene un valor constante para que la interfase se envejezca. Después de que la superficie es envejecida, el agua avanza nuevamente y se obtiene un nuevo valor.

El método de la gota es similar. Se toma una gota de aceite con el extremo de un tubo capilar fino y se pone en contacto con la superficie mineral. Esto permite que la gota envejezca en la superficie mineral. El ángulo de contacto avanzando y retrocediendo se mide subiendo y bajando el tubo capilar; expandiendo y contrayendo el volumen de la gota.

Cuando el aceite contiene sustancias naturales activas de superficie, el ángulo de contacto avanzando se incrementa conforme es envejecida la interfase aceite/cristal, formando un valor límite, cuando es extendido su equilibrio de adsorción. Para adquirir este valor límite se pueden

requerir cientos o miles de horas de envejecimiento de la interfase. Esto demuestra que las primeras mediciones pueden mostrar que el sistema es mojado por agua cuando en realidad es mojado por aceite, estando el sistema en equilibrio. En la figura siguiente (Fig 10) se observa como en un aceite sin surfactantes, no cambia de cero cuando la interfase es envejecida (curva A). Las otras curvas fueron obtenidas con aceites que contenían diferente composición y muestran el comportamiento según el tiempo de envejecimiento.

Otro problema en la medición del ángulo de contacto es la histéresis. Se ha encontrado experimentalmente que una gota de líquido en una superficie puede tener muchos ángulos de contacto estables y diferentes. Los ángulos de contacto reportados en la literatura, son el ángulo de contacto avanzando o el ángulo de contacto retrocediendo, debido a que estos dos ángulos son los más reproducibles. El ángulo de contacto avanzando, del agua, es el mismo que el ángulo de contacto del aceite retrocediendo. El ángulo de contacto avanzando,  $\theta_{av}$ , es medido de la periferia de una gota sobre una superficie, mientras que el ángulo retrocediendo,  $\theta_{re}$ , es medido en forma inversa. La diferencia  $\theta_{av} - \theta_{re}$ , es la histéresis del ángulo de contacto y puede ser mayor de  $60^\circ$ .

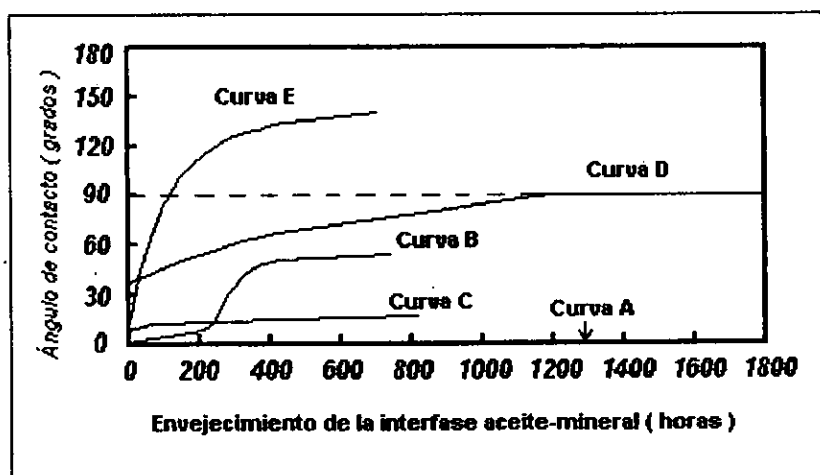


Fig 10. Comportamiento del ángulo de contacto con respecto al tiempo de envejecimiento para aceite con diferentes composiciones

Johnson -Dettre<sup>27</sup> y Adamson<sup>28</sup> establecieron que existen tres causas por las cuales aparece la histéresis: (1) por la rugosidad de las superficies, (2) por la heterogeneidad de las

superficies y (3) por la inmovilidad de las superficies en una escala macromolecular. Para ver como una superficie rugosa puede causar histéresis, considere una superficie horizontal y rugosa. Debido a que este tipo de superficies contiene picos y valles, una gota de líquido estará unida generalmente a la superficie que no es horizontal. El ángulo de contacto no se observará igual macroscópicamente que a escala microscópica. La rugosidad de la superficie permitirá un gran número de estados metaestables de la roca con diferentes ángulos de contacto. Se ha demostrado que la superficie rugosa decrementará el ángulo de contacto aparente en una roca mojada por agua y se incrementará en una roca mojada por aceite.

La heterogeneidad de la histéresis puede ser el resultado de la heterogeneidad de la superficie de la roca o la adsorción diferencial de los compuestos alteradores de la mojabilidad. Este problema es evitado generalmente midiendo el ángulo de contacto en superficies de cristal simple y limpiando perfectamente el interior de los aparatos antes de hacer la medición.

Un segundo problema de la medición del ángulo de contacto es que **este método no puede medir la heterogeneidad de una superficie de roca.**

La tercera limitación es que **no se puede obtener información acerca de la presencia o ausencia de películas orgánicas en la roca.** Esto es particularmente importante cuando se trabaja con núcleos con condiciones restablecidas. La única forma de saber si el proceso de limpieza estuvo bien hecho es midiendo la mojabilidad del núcleo lavado. Si no es fuertemente mojado por agua, será necesario lavarlo nuevamente.

**3.2.2 Método de Amott.**- El método de Amott<sup>29</sup> combina la imbibición y los esfuerzos de desplazamiento en la medición de la mojabilidad promedio de una muestra de roca. En este método pueden ser empleados los fluidos del yacimiento y la roca del mismo. Este método está basado en el hecho de que el fluido que moja, generalmente, se imbibirá espontáneamente dentro del núcleo, desplazando al fluido que no moja. La relación de imbibición espontánea con respecto a la imbibición forzada, es usada para reducir la influencia de otros factores, tales como la permeabilidad, la viscosidad y la saturación inicial de la roca.

Para llevar a cabo la prueba, el núcleo es preparado saturándolo con la ayuda de la centrífuga, hasta alcanzar la saturación residual del aceite,  $S_{or}$ . La medición de la mojabilidad de

Amott consiste de los siguientes pasos:

- 1.- Sumergir el núcleo en aceite y medir el volumen de agua desplazada por la imbibición del espontánea del aceite, después de 20 horas.
- 2.- Centrifugar el núcleo dentro del aceite, hasta alcanzar la saturación de agua irreductible,  $S_{wi}$ , y medir el volumen de agua desplazada, incluyendo el volumen desplazado por la imbibición espontánea.
- 3.- Sumergir el núcleo en agua y medir el volumen de aceite desplazado espontáneamente por la imbibición del agua, después de 20 horas.
- 4.- Centrifugar el núcleo dentro del agua, hasta alcanzar la  $S_{or}$  y medir el volumen total de aceite desplazado.

El resultado de estas pruebas es reportado como (1) “**la relación del desplazamiento por aceite**” — volumen de agua desplazada por la imbibición espontánea de aceite,  $V_{wsp}$ , con respecto al volumen total desplazado por el aceite imbibido y las fuerzas centrífugas,  $V_{wt}$ .

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (3.5)$$

y (2) como “**la relación del desplazamiento por agua**” — volumen de aceite desplazado por la imbibición espontánea de agua,  $V_{osp}$ , con respecto al volumen total de agua imbibida y las fuerzas centrífugas,  $V_{ot}$ .

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad (3.6)$$

En una roca preferentemente mojada por agua, la relación del desplazamiento por agua será mayor de cero y para la relación del desplazamiento por aceite tendrá un valor de cero. Cuando la relación del desplazamiento por agua es cercana a uno, la mojabilidad al agua será preferente. Similarmente, cuando los núcleos son mojados por aceite, la relación del desplazamiento por aceite será mayor de cero y la relación del desplazamiento por agua es cero, para un núcleo con mojabilidad intermedia, ambas relaciones tendrán un valor de cero.

En este método, Amott escogió un periodo arbitrario de tiempo de 20 horas, para la imbibición espontánea al agua o al aceite. Sin embargo, se recomienda, si fuera posible, que se permita que los núcleos se imbiban completamente o se mantengan en un tiempo límite de una a dos semanas. La imbibición puede tomar algunas horas o más de dos meses. Si la imbibición es interrumpida en un tiempo corto, la medición del volumen de imbibición espontánea será menor que el valor de equilibrio en muestras de baja permeabilidad, causando una desestimación del  $\delta_o$  ó  $\delta_w$ . Por supuesto que es necesario establecer un tiempo límite para terminar la prueba, pero este deberá ser razonablemente suficiente para que se tenga una imbibición adecuada del núcleo y la desestimación de mojabilidad del núcleo sea tomada en cuenta.

Algunos investigadores (Boneau-Clampitt<sup>30</sup> y Thrantam-Clampitt<sup>31</sup>) han usado una modificación del método de Amott y le han llamado “**índice de desplazamiento relativo Amott-Harvey**” este procedimiento tiene un paso adicional en la preparación del núcleo. Antes de correr la prueba, el núcleo es centrifugado en agua y después en aceite para reducir el tapón de  $S_{wi}$ . La relación del desplazamiento por agua y por aceite son calculados con el método de Amott. El índice de desplazamiento relativo Amott-Harvey, es la relación del desplazamiento por agua menos la relación del desplazamiento por aceite:

$$I = \delta_w - \delta_o = \frac{V_{osp}}{\alpha} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (3.7)$$

Este método combina las dos relaciones dentro de un sencillo **índice de mojabilidad** que varía de +1, para mojabilidad al agua, y -1, para mojabilidad al aceite. Cuiec<sup>32</sup> estableció que el sistema será mojado por agua cuando  $+0.3 \leq I \leq 1$ ; de mojabilidad intermedia cuando  $-0.3 \leq I \leq 0.03$ ; y mojado por aceite cuando  $-1 \leq I \leq -0.3$ .

**3.2.3 Índice de Mojabilidad USBM.**- La tercer prueba que es usada para medir la mojabilidad es el método de Donaldson o prueba USBM<sup>22,33,34</sup>. La prueba USBM también mide la mojabilidad promedio del núcleo. Esta prueba es relativamente rápida y requiere de unos cuantos días para probar de cuatro a ocho tapones. **La mayor ventaja de este método sobre el de Amott es su**

sensibilidad cuando se tienen núcleos con mojabilidad cercana a la intermedia. La desventaja menor es que el índice de mojabilidad USBM solo se puede medir en tapones de una pulgada, debido a que el equipo solo maneja estas dimensiones. Este método compara el trabajo necesario para desplazar un fluido con otro. Debido al cambio favorable de energía libre, el trabajo requerido por un fluido que moja, para desplazar a un fluido que no moja, será menor que el trabajo requerido por el desplazamiento opuesto. Se ha demostrado que el trabajo requerido es proporcional al área bajo la curva de presión capilar. En otras palabras, el área bajo la curva de presión capilar, cuando el agua desplaza al aceite, es menor que el área bajo la curva de presión capilar para un desplazamiento inverso. De hecho, si el agua moja, se tendrá una mayor imbibición espontánea de agua en el núcleo y el área bajo la curva será muy pequeña.

Antes de correr la prueba, los núcleos son preparados, sumergiéndolos en aceite y centrifugándolos a alta velocidad hasta alcanzar la  $S_{wi}$ . Este punto es denotado con un asterisco en la Fig 11, la cual representa los resultados de las pruebas de mojabilidad en núcleos con tres diferente condiciones de mojabilidad.

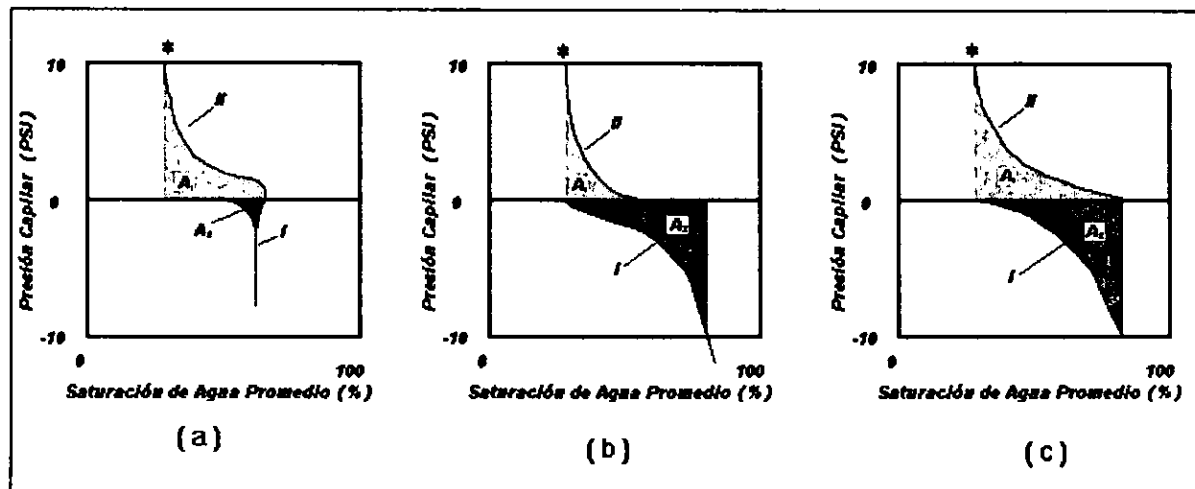


Fig 11. Medición del índice de mojabilidad USBM: (a) núcleo mojado por agua, (b) núcleo mojado por aceite y (c) núcleo con mojabilidad intermedia

**3.2.4 Método Combinado Amott/USBM.-** Sharma y Wunderlich<sup>35</sup> desarrollaron una modificación del método USBM que permite calcular los índices de mojabilidad de Amott y de USBM. El procedimiento mostrado en la Fig 12, consta de los pasos siguientes:

- 1.- Inyectar el aceite inicial.
- 2.- Imbibir espontáneamente el agua.
- 3.- Inyectar agua.
- 4.- Imbibir espontáneamente aceite.
- 5.- Inyectar aceite.

Las áreas bajo las curvas de aceite y agua inyectados son usados para calcular el índice USBM, mientras que el índice de Amott usa los volúmenes totales desplazados de agua y aceite.

Durante el primer paso (curva 1), los tapones son inyectados con aceite hasta alcanzar  $S_{wi}$ . Después los núcleos son sumergidos en agua y es medido el volumen del agua imbibida (curva 2). Durante la inyección de agua (curva 3), la saturación promedio del tapón es determinada de la cantidad de aceite expulsado en cada incremento de presión capilar. Estos datos son usados para calcular el área bajo la curva de agua inyectada,  $A_2$ , en el método USBM. En el paso final, los tapones son inyectados con agua hasta alcanzar la  $S_{or}$ . La relación del desplazamiento por agua,  $\delta_w$ , es la relación del volumen de aceite desplazado en la imbibición de agua, con respecto al volumen total desplazado por la imbibición y la centrifugación del núcleo.

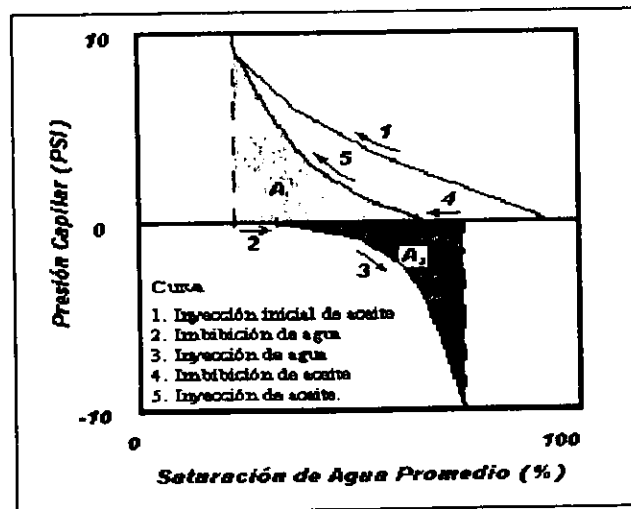


Fig 12. Método combinado Amott/USBM para calcular la mojabilidad de tapones de roca.

En el cuarto paso (curva 4), el tapón es sumergido en aceite y medido el volumen de aceite que fue imbibido espontáneamente. El último paso (curva 5), es usada la presión capilar y la saturación promedio, para calcular  $A_1$ , en el método USBM. La relación por el desplazamiento de

aceite,  $\delta_o$ , en el método de Amott, es la relación del aceite imbibido con respecto al volumen de aceite total desplazado por la imbibición y la centrifugación.

Las ventajas del método combinado Amott/USBM sobre el método estándar son: que la resolución del método USBM es dada por la cuantificación del cambio de saturación que ocurre en una presión capilar cero, y que el índice de Amott también es calculado. Este método algunas veces indicará si un sistema es mojado, o no, uniformemente.

**3.2.5 Método de Relajación NMR.**- Las mediciones de la relajación de Resonancia Magnética Nuclear (NMR) proporciona una técnica cuantitativa, rápida y relativamente fácil para determinar la mojabilidad de las rocas. Específicamente, se miden en el laboratorio el tiempo de relajación longitudinal ( $T_1$ ) y el tiempo de relajación longitudinal en rotación ( $T_{1p}$ ), en agua ( $H_2O$ ) u óxido de deuterio ( $D_2O$ ), y medios porosos, para caracterizar la mojabilidad. Se ha encontrado experimentalmente<sup>36</sup> que en ausencia de impurezas magnéticas en las superficies de  $H_2O$  y  $D_2O$ , los tiempos de relajación son mas cortos en medios porosos mojados por agua que en medios porosos mojados por aceite.

Los primeros intentos de usar métodos de relajación NMR para caracterizar la mojabilidad de medios porosos fue hecha por Brown y Fatt<sup>37</sup>. Ellos midieron el tiempo de relajación  $T_1$  del agua en sistemas mojados por agua (arena empacada) y en sistemas mojados por aceite (arena tratada y empacada). Con tales mediciones encontraron que el agua se "relaja" mas rápidamente en sistemas mojados por agua que en sistemas mojados por aceite.

Matemáticamente, el tiempo de relajación puede ser escrito por  $T_1$  como:

$$\frac{1}{T_1} = A(r)[J_1(w_o) + J_2(2w_o)] \quad (3.8)$$

$A(r)$ .- función de la distancia entre dos núcleos.

donde  $J_1(w_o)$  es la transformada de Fourier de la función orientacional promedio:



$$J_1(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} [F(t)F^*(t+\tau)] e^{j\omega\tau} d\tau \quad (3.9)$$

Con  $[F(t)F^*(t+\tau)]$  se obtiene la función-correlación del movimiento molecular a diferentes momentos. La forma real de la ecuación, de la función de correlación, depende del movimiento molecular.

Esto muestra por ejemplo, que pequeñas cantidades del coeficiente de difusión puede causar valores grandes de relajación NMR.

Para aplicar el método de relajación a la determinación de la mojabilidad en núcleos carbonatados, se sugiere un procedimiento de tres pasos: primero, para muestras de núcleos nativos, retirar el exceso de aceite crudo con solventes tales como el pentano, el cual dejará adsorber los componentes de asfaltenos en la superficie de la roca. Segundo, saturar las muestras con agua ( $H_2O$ ) u óxido de deuterio ( $D_2O$ ) y medir la relajación NMR. Esta será la medición del núcleo natural. Después se debe usar solventes fuertes para remover la capa de asfaltenos adsorbidos. Se saturan nuevamente los núcleos con agua (u óxido de deuterio) y se mide la relajación NMR. El tercer paso consiste en tratar la misma muestra con ácidos orgánicos, como ácido nafténico, con los cuales se adquieren condiciones de mojabilidad al aceite; después se saturan y se mide la relajación NMR como se hace anteriormente. Los datos del segundo y tercer paso, son puntos de referencia de un estado nativo. Con estos tres tiempos, podemos tener una medición de la mojabilidad de las muestras de núcleos. Cuando se prefiere trabajar con muestras de núcleos con condiciones restablecidas, es necesario limpiar los núcleos antes de restablecer las condiciones originales.

Debido a la diferencia de porosidades y la diferencia que existe en la distribución del tamaño de los poros de diferentes muestras de roca, los tiempos de relajación no son los mismos para todas las muestras de roca mojadas por agua, o para todas las muestras mojadas por aceite.

Además los datos de relajación para núcleos carbonatados y saturados con agua pueden no ser muy adecuados para analizar una función exponencial simple; sin embargo, se puede obtener un decaimiento exponencial simple con decaimiento  $T_1$ . El decaimiento nuclear está dado en pulsaciones por segundo y es medido con una cámara de conteo Geiger.

## CAPITULO 4: MÉTODO DINÁMICO DE MEDICIÓN DE LA MOJABILIDAD (WILHELMY).

El método de Wilhelmy<sup>1</sup> describe la técnica básica para medir la tensión interfacial y superficial. La técnica ha sido empleada desde 1863 en el campo de la química y su uso principal es en el estudio de la tensión interfacial vapor/líquido/sólido. En 1986 Andersen<sup>36,37</sup> lo modificó para medir la mojabilidad en medios porosos idealizados. Para modelar las rocas carbonatadas utilizó una placa de mármol, las areniscas con una placa de vidrio y para garantizar una mojabilidad al aceite, utilizó una placa de teflón. A continuación se presenta un esquema del equipo empleado por Andersen y se compara con el equipo empleado en el Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados (División de estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.)<sup>38</sup>

### 4.1 Descripción del Equipo.

#### 4.1.1 Equipo de Andersen:

La Fig 13 muestra las piezas del equipo empleado en la técnica dinámica de Wilhelmy. En ella se observa una cámara de medición, un motor escalonado, el controlador del motor, una balanza, una impresora y una computadora personal (PC-486).

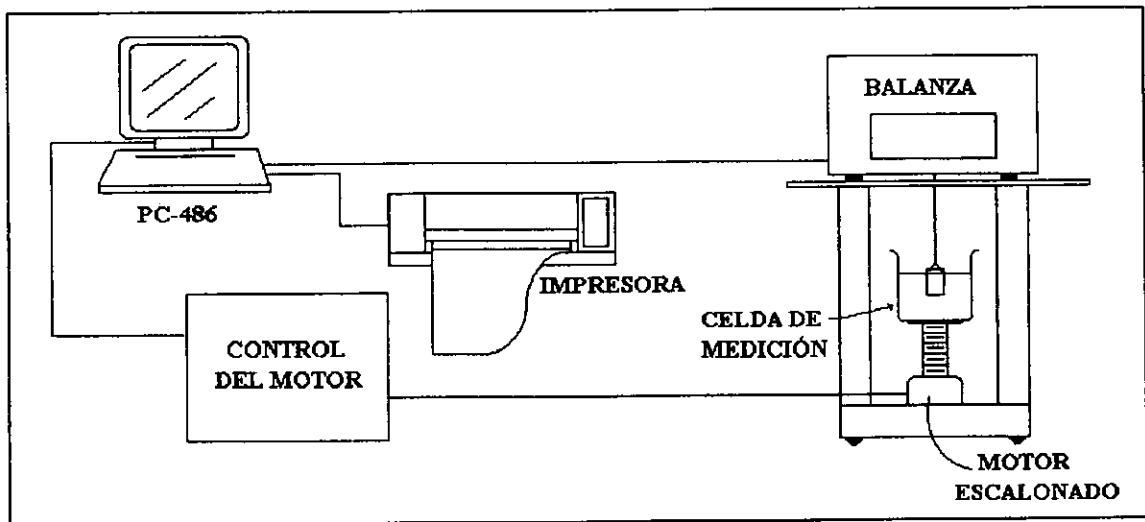


Fig 13. Equipo empleado por Andersen, para medir la mojabilidad de superficies idealizadas de roca.

El equipo de Andersen controla el motor eléctrico a través de la PC, para hacer lecturas a una velocidad de 0.127 mm/s. Utiliza también una celda presurizada como se muestra en la Fig 14. Esta celda fue diseñada para reproducir las condiciones del yacimiento y medir la mojabilidad a condiciones de presión y temperatura del mismo. También es empleada para purgar el oxígeno que pudiera existir dentro de la cámara de medición, haciendo pasar argón a través de ella. Otra característica de esta celda es que permite medir la mojabilidad de una placa y al mismo tiempo, preparar (envejecer) otras para mediciones posteriores, como se puede observar en la Fig 15; además, permite introducir los fluidos de las interfaces que se desean probar (agua y aceite).

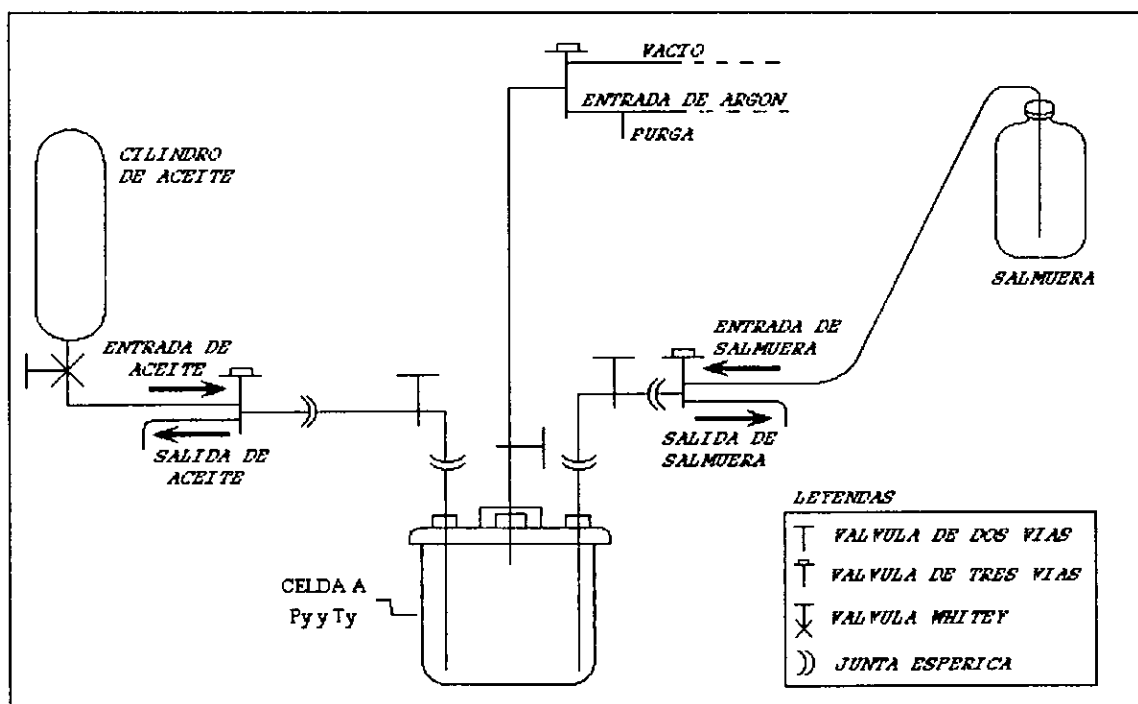


Fig 14. Esquema de la celda utilizada por Andersen para medir mojabilidad a condiciones de yacimiento

#### 4.1.2 Equipo Neumático del Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados<sup>38</sup>:

Teniendo en cuenta estas características de medición, se procedió a diseñar un equipo que conservará el principio de medición y de manejo más sencillo, lo cual trae como consecuencia que los costos de operación y del equipo se reduzcan notablemente.

El equipo emplea una cámara fotográfica o de video, para observar el menisco formado entre las interfaces vapor/líquido y líquido/líquido. El motor eléctrico ha sido substituido por una cámara de expansión y un amortiguador que reproduce la velocidad del motor empleado por Andersen (0.127 mm/s) e inclusive puede operar a velocidades menores (Fig 16).

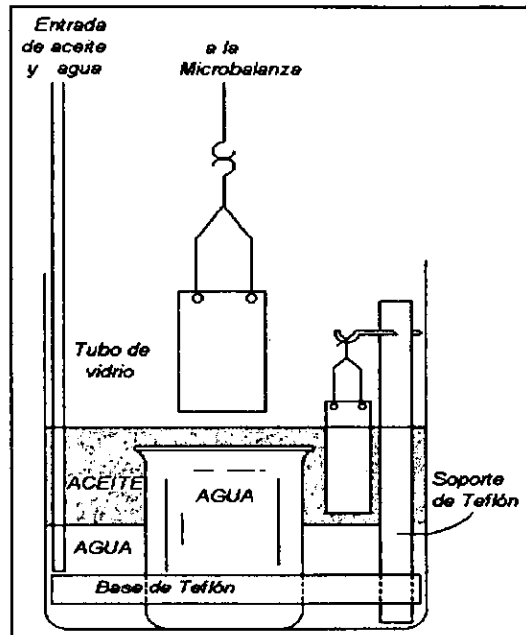


Fig 15 Celda de medición y envejecimiento del equipo de Wilhelmy, usada por Andersen

Otra diferencia importante en el equipo empleado por los autores del método es el tipo de celda utilizada. La celda utilizada en las pruebas del Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados<sup>38</sup> no contiene dispositivos para someter la muestra a condiciones de yacimiento — Hjelmeland-Larrondo<sup>5</sup> demostraron que la presión altera mínimamente el comportamiento de la mojabilidad y en cuanto a la temperatura, esta solo va a afectar el comportamiento de la mojabilidad si el aceite contiene compuestos polares, como los asfaltenos y ceras — y la forma de evitar contaminaciones por aire (oxidación) es utilizando una película de celofán con un pequeño orificio para equilibrar la presión de vapor.

La Fig 16 esquematiza el equipo neumático y la celda de prueba que se utiliza en las pruebas del método propuesto por el Laboratorio de Núcleos de Rocas Naturalmente Fracturadas, y la Fig 17 muestra una foto de este equipo, la celda y la balanza analítica. Los cambios entre las dos celdas son evidentes y consisten en substituir una cámara presurizada con una cámara de medición aislada del medio ambiente a través de una película delgada de celofán, con un pequeño orificio, la cual cumple con el objetivo del equipo original, es decir, evitar contaminaciones u oxidaciones y mantener equilibrada la presión de vapor.

## 4.2 Descripción del Método.

### 4.2.1 Método de Andersen<sup>36,37</sup>:

Andersen desarrolló el método computarizado para medir mojabilidad, el cual está basado en el método que desarrolló originalmente Wilhelmy en 1863<sup>1</sup>. El sistema empleado por Andersen es un sistema controlado por computadora, para estudiar las interfaces vapor/líquido/sólido y líquido/líquido/sólido. En él se emplea una placa delgada, que pende de una microbalanza monitoreada por computadora, sobre un vaso que contiene el aceite y el agua. El vaso a su vez, descansa sobre un motor escalonado y controlado a través de la computadora. Al mover el motor al vaso, causa que la placa pase a través de las interfaces aire/aceite y aceite/agua. Con este mecanismo se pueden efectuar múltiples ciclos de mojabilidad bajo control computarizado, sin disturbios en el sistema.

El cambio de fuerza en la placa que pasa a través de la interfase fluido/líquido se relaciona con la tensión de adhesión, la cual se define como el producto de la tensión interfacial (IFT) y el coseno del ángulo de contacto.

$$\text{Tensión de Adhesión} = (\Delta \text{Fuerza} / p) = \gamma \cos(\theta_c) \quad (4.1)$$

Donde  $p$  es el perímetro de la placa.

Si el líquido inferior moja preferentemente la placa, el menisco se formará hacia arriba y la tensión de adhesión será positiva (Fig 18). Si el sólido es preferentemente

mojado por el líquido superior, el menisco se formará hacia arriba al pasar por la interfase y la tensión de adhesión será negativa (Fig 19). Para el caso de tener un sistema con mojabilidad intermedia, los meniscos tendrán un comportamiento muy semejante a un sistema con mojabilidad al aceite, es decir, el menisco se formará hacia abajo, al penetrar la placa en la interfase aceite/agua, pero con un ángulo más suavizado y el valor de la tensión de adhesión será negativa cuando la placa descienda (ángulo de contacto avanzando) y positiva cuando la placa se mueva hacia arriba (ángulo de contacto retrocediendo), como se muestra en la Fig 20. La mojabilidad avanzando y retrocediendo se pueden obtener moviendo la placa hacia arriba o hacia abajo. En la gráficas de las Figs 18, 19 y 20, el eje vertical está dado en unidades de tensión, lo cual es muy fácil de obtener con la ecuación (4.1), solo se requiere el perímetro de la placa y el cambio de fuerza (peso de la placa) al atravesar cada interfase. El origen de la gráfica ha sido fijado como la tensión cero, para la interfase aire/aceite. La pendiente de la curva en la fase del agua, se debe a la fuerza de flotación de la placa. En este método, el grado de mojabilidad depende más de la tensión de adhesión que del ángulo de contacto.

#### **4.2.2 Método Neumático<sup>38</sup>.**

La Fig 16 muestra la forma en que está dispuesto el equipo neumático, la celda de medición descansa sobre una plataforma conectada a la cámara de expansión-amortiguador. El equipo funciona neumáticamente y es independiente del funcionamiento de la balanza. Para realizar las mediciones, esta plataforma asciende y desciende a una velocidad de 0.127 mm/s, lo cual permite medir la mojabilidad de las muestras en condiciones de equilibrio.

Al ascender la plataforma, se provoca que la placa se introduzca en el recipiente que contiene los fluidos analizados. La placa, por su parte, pende de la balanza que está conectada a la PC, esto permite hacer mediciones con un mínimo de error, debido a que las lecturas son registradas digitalmente.

Una vez que la placa se ha introducido en la fase líquida, se está en condiciones de observar el menisco y deducir, en primera instancia, la mojabilidad de la roca en forma cualitativa, comparando los meniscos obtenidos con los meniscos reportados en el

método de Andersen. Después de realizar algunos ciclos de mojabilidad — se le llama ciclo de mojabilidad al proceso de subir y bajar la placa dentro de las fases líquidas — se procede a analizar los datos y construir las gráficas de tensión superficial en función de la altura del líquido sobre la placa, tal como se explico anteriormente.

Antes de proceder a medir la mojabilidad de las placas y muestras, se llevó a cabo la calibración del equipo. Se midió la mojabilidad de una placa de acrílico y una placa de caliza obtenida de formación localizada en el acuífero de un yacimiento, resultando las Figs 21 y 22, correspondientes a un sistema mojado por aceite y a un sistema mojado por agua, respectivamente.

La Fig 21 muestra el comportamiento típico de un medio con mojabilidad al aceite, como se puede observar, la tendencia de la tensión interfacial es siempre negativa. El caso contrario es el que se presenta en la Fig 22, en la figura se observa una tendencia positiva, en la magnitud de la tensión interfacial. Las Figs 23, 24, 25 y 26 son fotografías donde se muestran los meniscos formados por una placa al introducirse y abandonar cada fase, para un sistema mojado por aceite.

Las gráficas correspondientes a un sistema mojado por agua, por aceite y de mojabilidad intermedia denotan diferencias notables, lo cual permite diferenciar fácil y cualitativamente entre un sistema y otro. Aún cuando no fuera posible observar el menisco formado entre la placa y el líquido, es suficiente con observar la tendencia de la curva resultante y la magnitud de la tensión interfacial.

#### **4.3 Ventajas.**

De todos los métodos revisados en el capítulo anterior, sobresalen los métodos cualitativos de mayor aplicación y de operación simple, con ellos es posible identificar la mojabilidad de cualquier material en forma rápida. Los métodos cuantitativos (Amott, USBM, Combinado y de Relajación NMR) proporcionan índices de mojabilidad de fácil interpretación y, sin embargo, ninguno presenta las dos características en forma conjunta, mientras unos son métodos rápidos y cualitativos, los otros son lentos y cuantitativos, cuando no, costosos.

El método propuesto en esta tesis cumple con las características de las cuales adolecen los anteriores: rapidez, precisión de medición, sencillez en la manipulación del equipo, fácil interpretación, presentación de los resultados en forma cualitativa y cuantitativa, equipo de muy bajo costo. Por otra parte, este método mide la variable de mayor importancia en el fenómeno de mojabilidad, mide la tensión superficial e interfacial, la cual proporciona una idea de la energía de la superficie de los sólidos al interactuar con un líquido específico, resultando la preferencia ha ser mojado por alguno de los líquidos.

### **4.4 Pruebas de Laboratorio.**

Como ya se mencionó anteriormente, el objetivo de esta tesis es probar la viabilidad del método de la placa dinámica de Wilhelmy en medios porosos y hacer rutinaria esta prueba.

Las pruebas fueron realizadas en muestras de arenisca — obtenidas de un campo productor de la zona marina de Campeche — con sus propiedades petrofísicas preservadas en muestras nativas. Después de extraer el núcleo de su empaque, se cortaron 11 muestras y se prepararon algunas de la siguiente forma:

- a) Una muestra, en estado nativo, fue sumergida en agua salada de 150000 ppm de NaCl, para restituirle la totalidad de los fluidos que pudo haber perdido durante su extracción o transportación; con esto se asegura que el núcleo ha quedado saturado al 100 % con sus fluidos originales.
- b) Otras dos, en estado nativo, se prepararon haciendo vacío después de sumergirlas en aceite, para restituirles el aceite de formación que pudieron haber perdido, quedando saturadas al 100 % con líquido, formado por el aceite y el agua de formación que tenían, y el aceite de formación absorbido.
- c) Después las tres muestras se limpiaron con solventes, para probar la forma de restitución de la mojabilidad. La limpieza o extracción del aceite y agua salada



residuales de las muestras, se realizó con una mezcla de tolueno y alcohol metílico en proporciones iguales, en un equipo de cristal tipo Dean Stark que pasa el solvente por las muestras y se destila en forma cíclica, por un periodo de dos a tres semanas. Durante esta extracción no se recuperó agua de las muestras.

Posteriormente con el propósito de evaporar completamente los solventes residuales se secaron en un horno que opera con un vacío aproximado de hasta 20 pulgadas de mercurio, a una temperatura de 100 °C, durante varios días.

d) Otras muestras fueron sumergidas durante mes y medio en agua y aceite, para observar el efecto de imbibición al agua y al aceite, respectivamente.

De las muestras ya preparadas, se cortaron laminas delgadas que fueron utilizadas en el método de la placa dinámica de Wilhelmy.

Adicionalmente a las pruebas de mojabilidad, empleando el método de la placa dinámica de Wilhelmy, se hicieron otras pruebas para determinar la mojabilidad de las rocas y comparar la mojabilidad obtenida con uno y otro método. Las pruebas que se mencionan son a través de desplazamientos, empleando la presión capilar dinámica<sup>39</sup> que forma parte principal de la presión de poro o inyección en la muestra, cuyo efecto fue observado en un gran número de desplazamientos realizados en este laboratorio con fluidos no miscibles en régimen variable y a gasto constante, principalmente con gastos pequeños y durante el periodo inicial de flujo, con gastos altos antes de su estabilización.

Los desplazamientos de agua por aceite y de aceite por agua se realizaron en la celda básica de permeabilidades, por lo cual fue necesario preparar exteriormente las muestras, cubriéndolas con una manga, con dos dispersores y mallas en sus extremos, para montarse dentro de la celda básica de permeabilidades. Todos los desplazamientos se realizaron aplicando a la superficie exterior de las muestras una presión de confinamiento efectivo de 1000 lb/pg<sup>2</sup> y se calentaron a la temperatura de yacimiento (120 °C). Durante los desplazamientos se varió el gasto por intervalos de tiempo, registrándose el gasto, la presión de poro, la diferencia de presión, la contrapresión de flujo y el tiempo para determinar una curva de presión capilar dinámica de imbibición o

de drene en función de la saturación media.

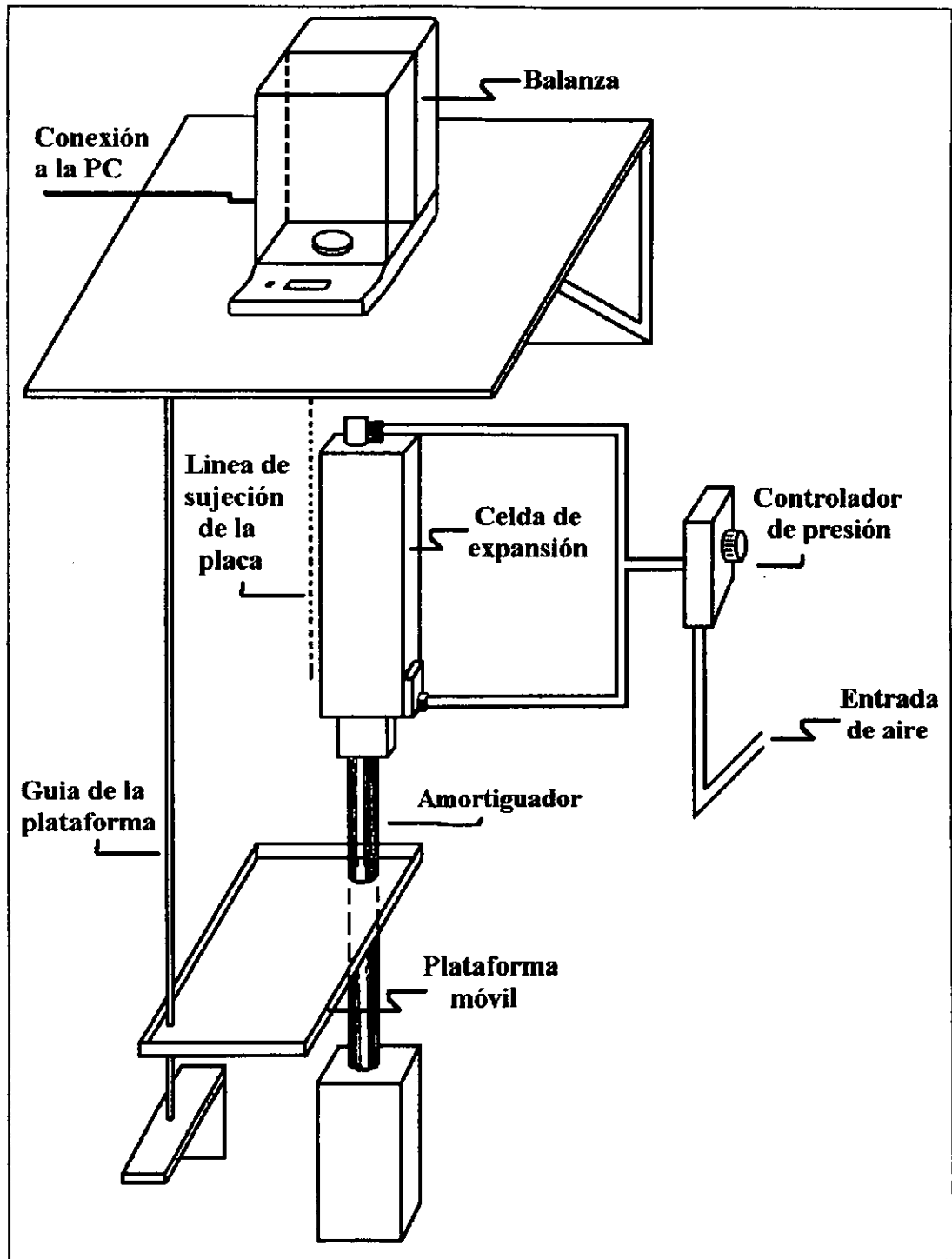


Fig 16. Equipo empleado en el Laboratorio de Núcleos de Roca Naturalmente Fracturados<sup>38</sup>.

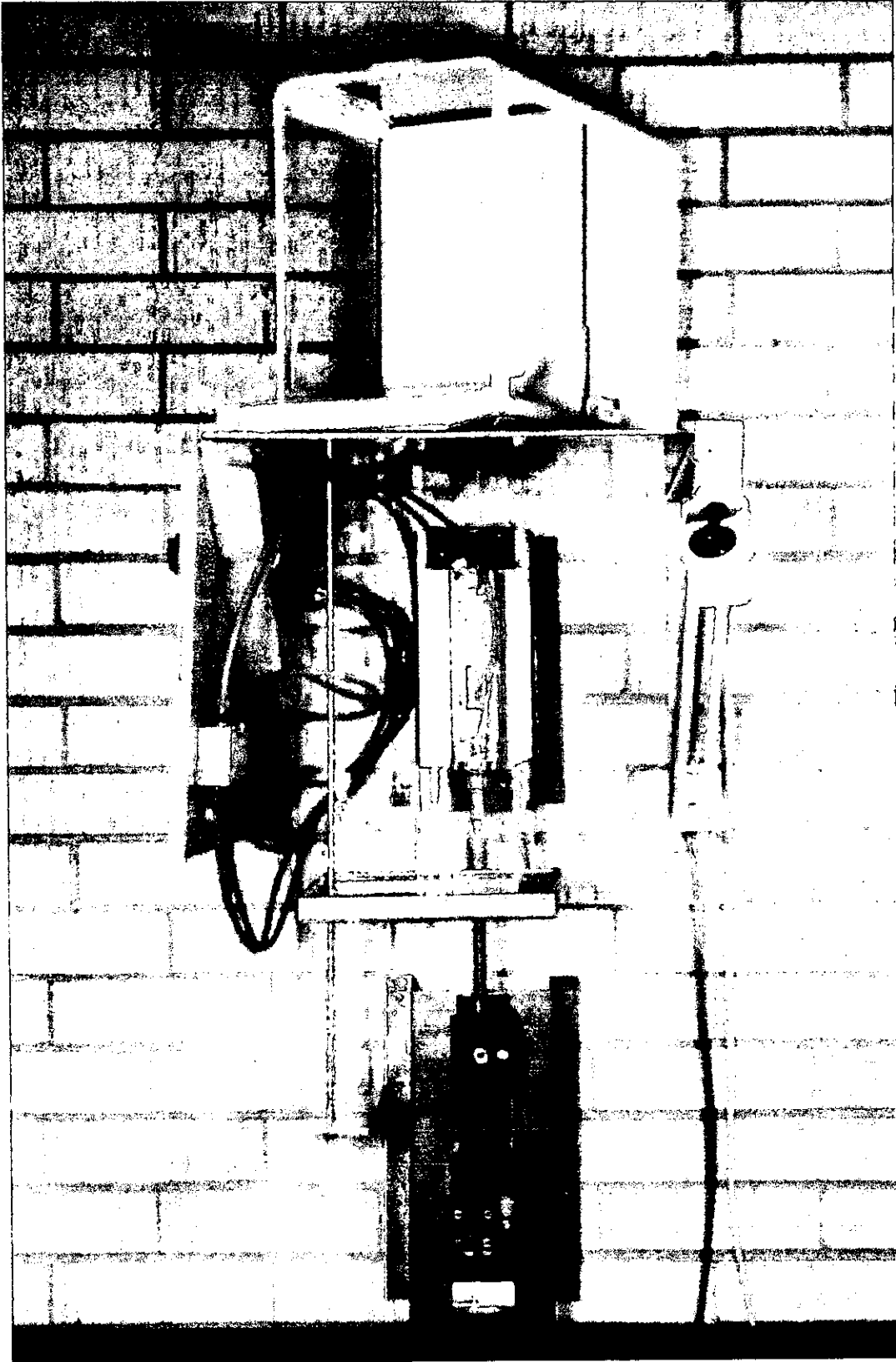


Fig 17. Fotografía del equipo Neumático empleado para medir mojabilidad.

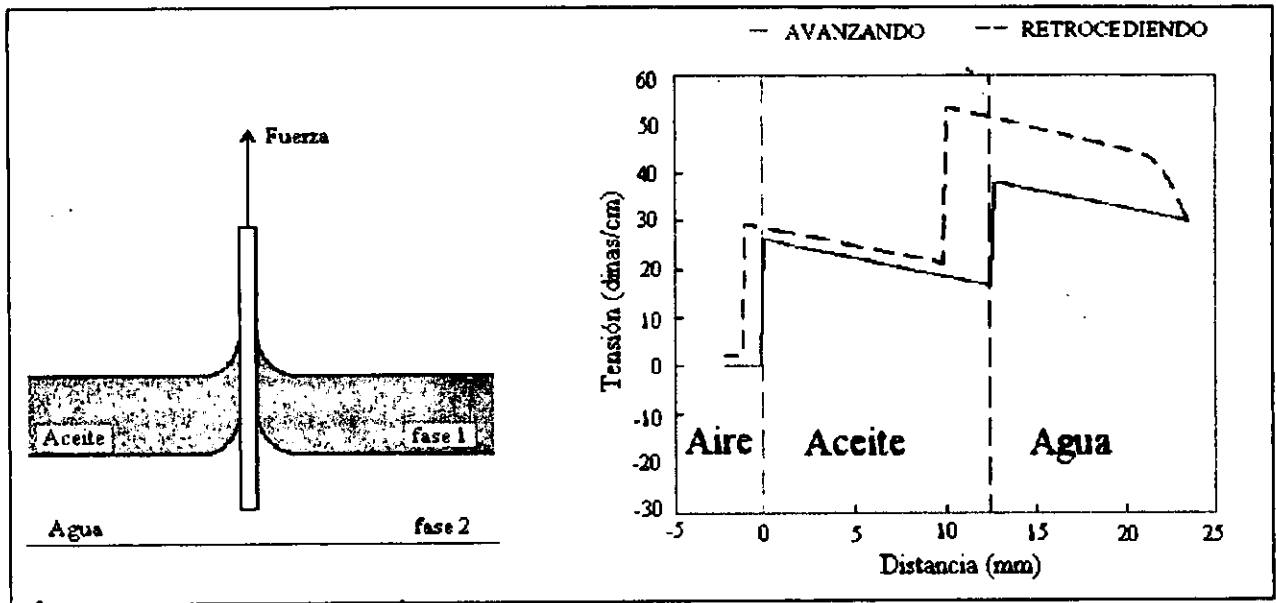


Fig 18. Menisco de un sistema mojado por agua y su correspondiente gráfica (sistema aceite/agua/vidrio).

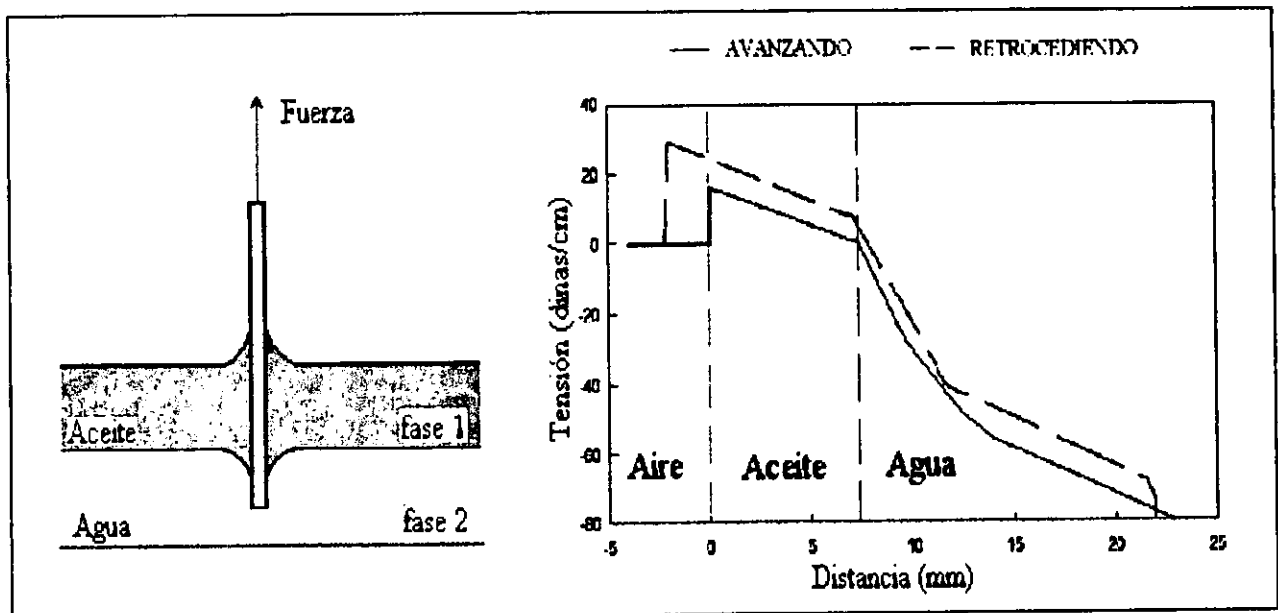


Fig 19. Menisco de un sistema mojado por aceite y su correspondiente gráfica (sistema aceite/agua/teflon).

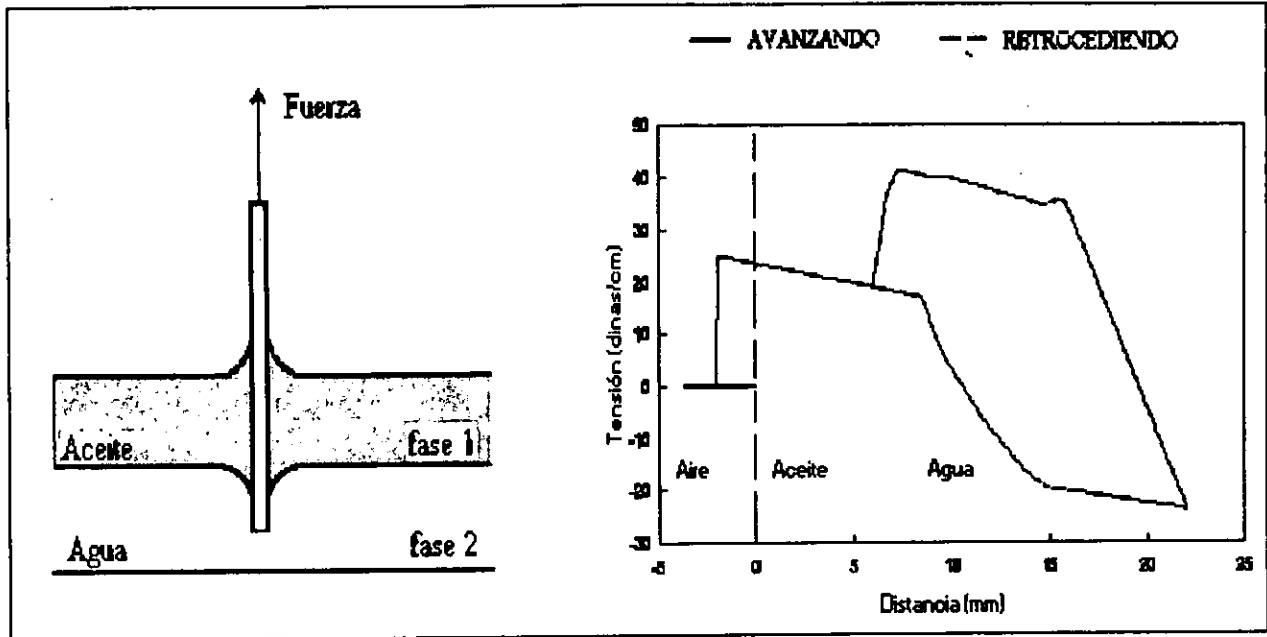


Fig 20. Gráfica de un sistema con mojabilidad intermedia (sistema aceite/agua/marmol)

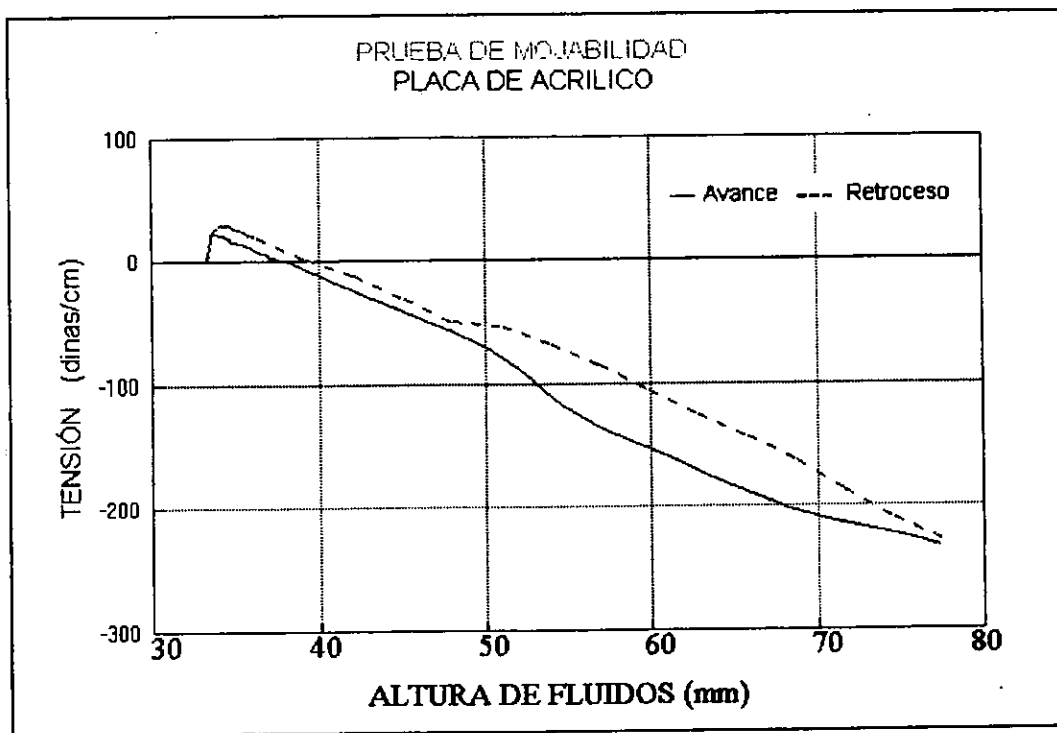


Fig 21. Gráfica de una prueba de mojabilidad, con un sólido orgánico mojado por aceite por naturaleza.

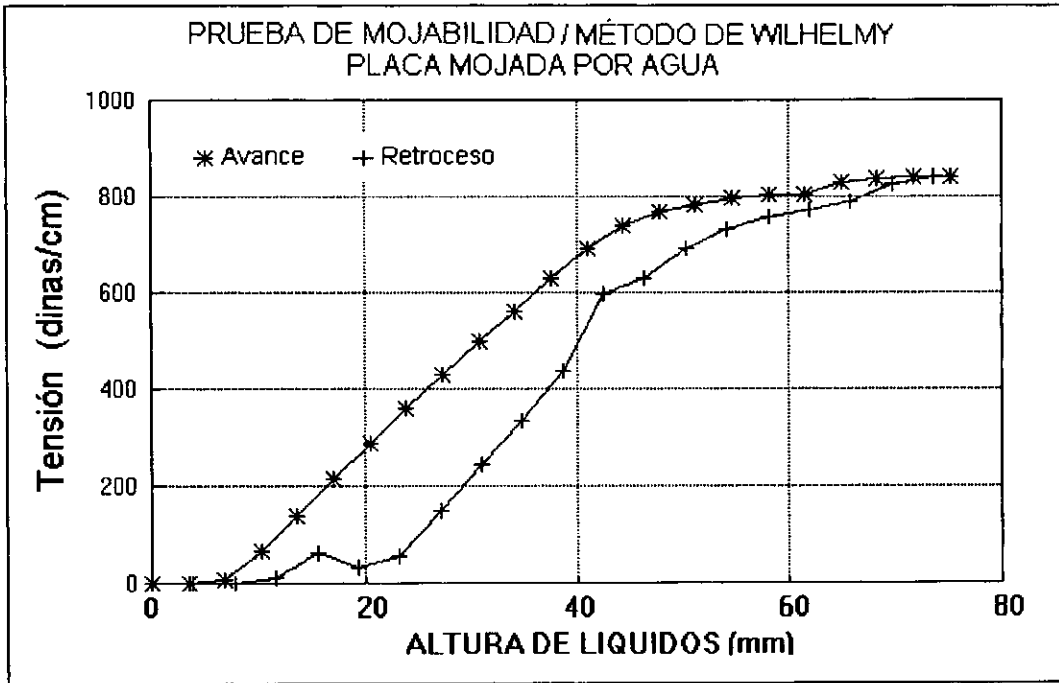


Fig 22. Gráfica de una prueba de mojabilidad, con una placa de caliza mojada por agua

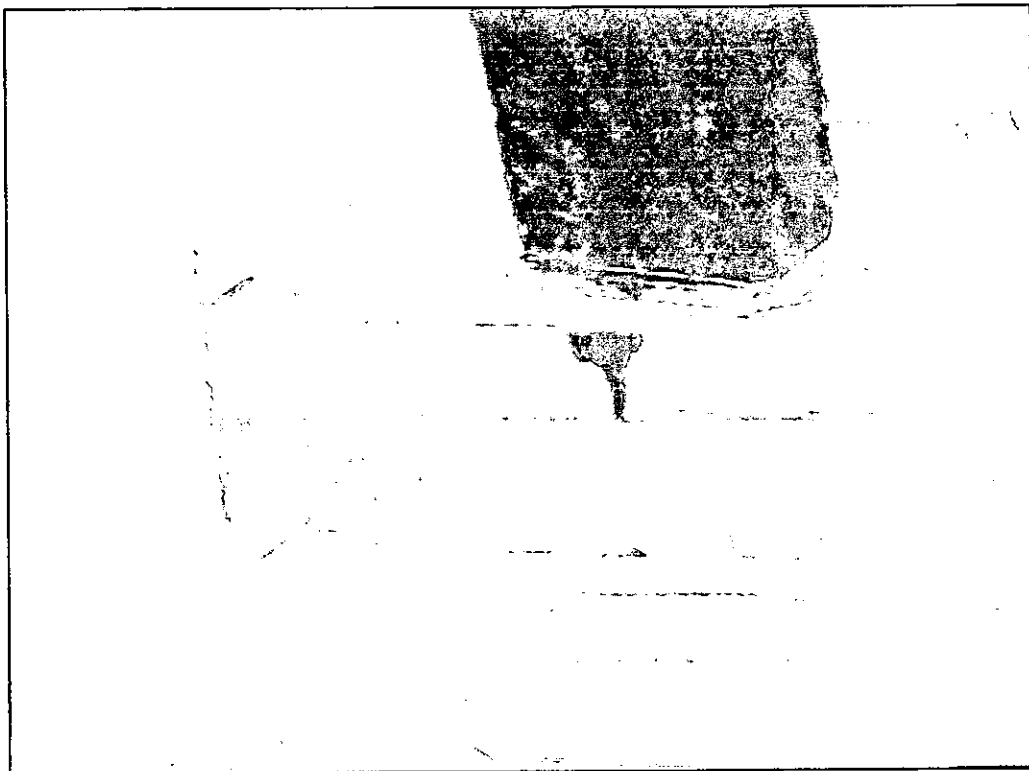


Fig 23. Ángulo de contacto avanzando en la interfase aire/aceite.

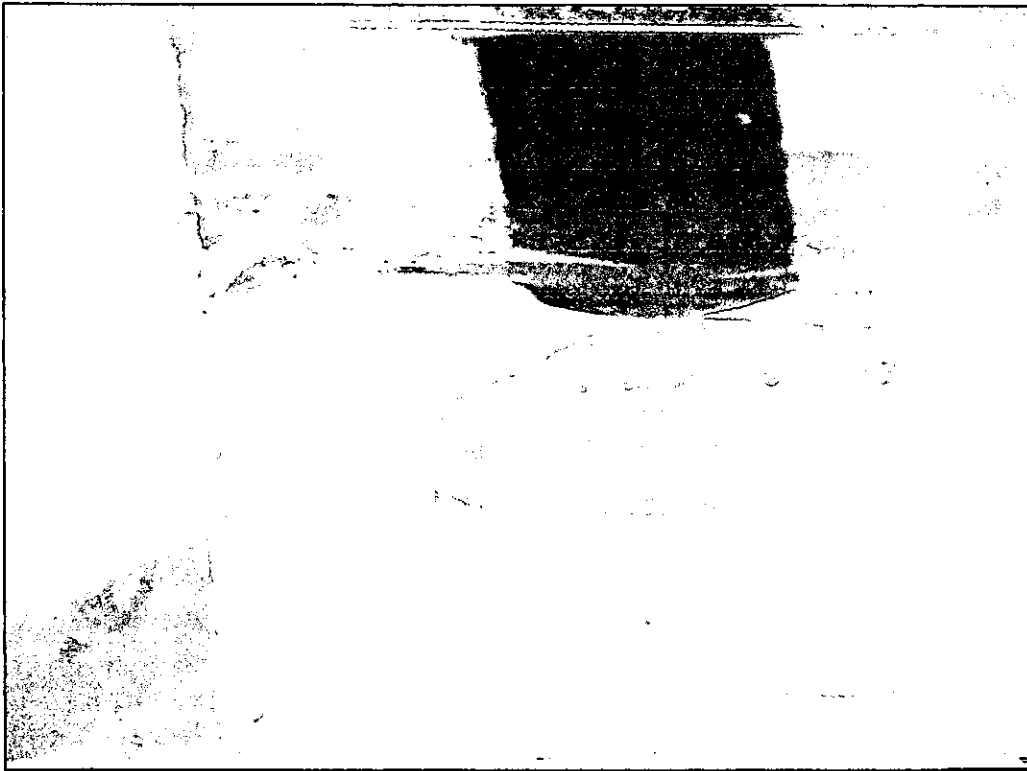


Fig 24. Ángulo de contacto avanzando en la interfase aceite/agua.

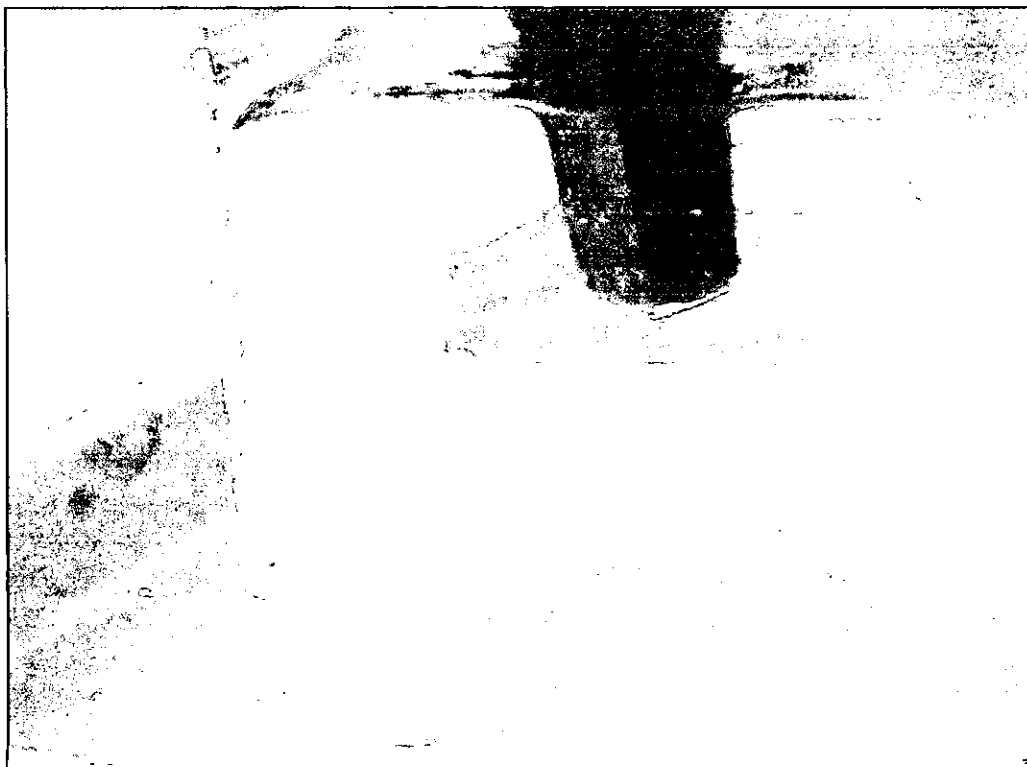


Fig 25. Ángulo de contacto retrocediendo en la interfase agua/aceite.

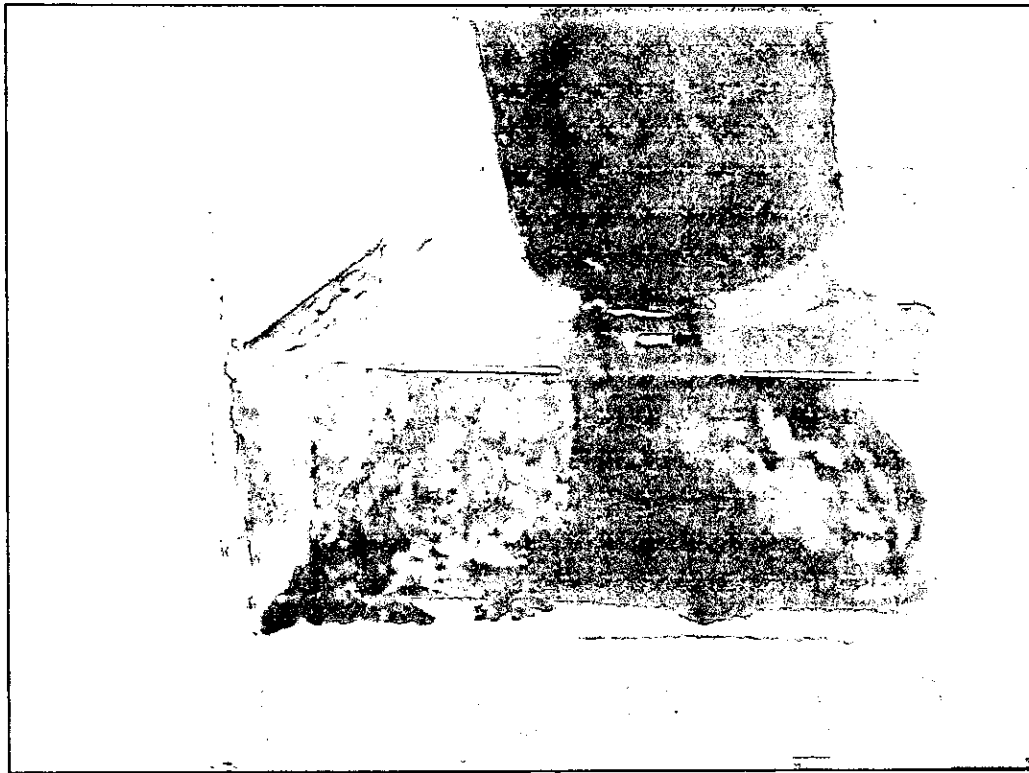


Fig 26 Ángulo de contacto retrocediendo en la interfase aceite/aire.



**CAPITULO 5: DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

Después de realizar pruebas de calibración en materiales con mojabilidad conocida, se tiene la certeza que el equipo funciona adecuadamente, por lo cual se procede a medir la mojabilidad de las muestras seleccionadas.

Procediendo como se explicó en el capítulo anterior sobre la muestra nativa saturada con agua de formación de 1500 ppm de NaCl, se obtuvieron los resultados graficados en la Fig 27, gráfica que corresponde a un sistema mojado por aceite.

De la misma forma que para el caso anterior, probando un sistema roca/aceite/agua, y usando una muestra en estado nativo, pero saturada con aceite de formación, se observa un comportamiento muy semejante al caso anterior (Fig 28), con la salvedad de que los valores de tensión interfacial son mayores (10 veces más aproximadamente).

Respecto a la muestra lavada con solventes (tolueno-alcohol metílico), la prueba de mojabilidad efectuada, muestra la eficiencia del método de lavado. La contundencia de esta aseveración se debe a que la gráfica de los resultados obtenidos, ilustra el comportamiento de un sistema fuertemente mojado por agua, por la relación de áreas (Fig 29).

La muestra lavada y secada fue utilizada para restituirle su mojabilidad original, para lo cual se ensayaron dos métodos; en el primero, la muestra fue saturada con agua de formación y desplazada secuencialmente con aceite y agua. En el segundo, la muestra fue saturada con aceite y desplazada secuencialmente con agua y aceite. El resultado de estas pruebas se muestran en las Figs 30 y 31, respectivamente. En ambos casos, los sistemas fueron mojados por aceite.

Finalmente, las pruebas de imbibición ofrecieron los siguientes resultados: la muestra saturada con aceite de formación, sumergida en agua, imbibió el 83 % del volumen poroso saturado con aceite, y la muestra que contenía agua y aceite de formación, sumergida en aceite, imbibió el 88 % del volumen poroso saturado con agua. En ambos casos la imbibición fue notable y pudiera parecer, de acuerdo a lo establecido previamente en el capítulo 3<sup>12,13</sup>, que el sistema tiene una mojabilidad intermedia. También cabe destacar que el método de medición de mojabilidad por imbibición, carece de sensibilidad cuando se tienen sistemas con mojabilidades cercanas a la intermedia o ligeramente mojadas por aceite y no está definido para el caso de imbibición de los dos fluidos.

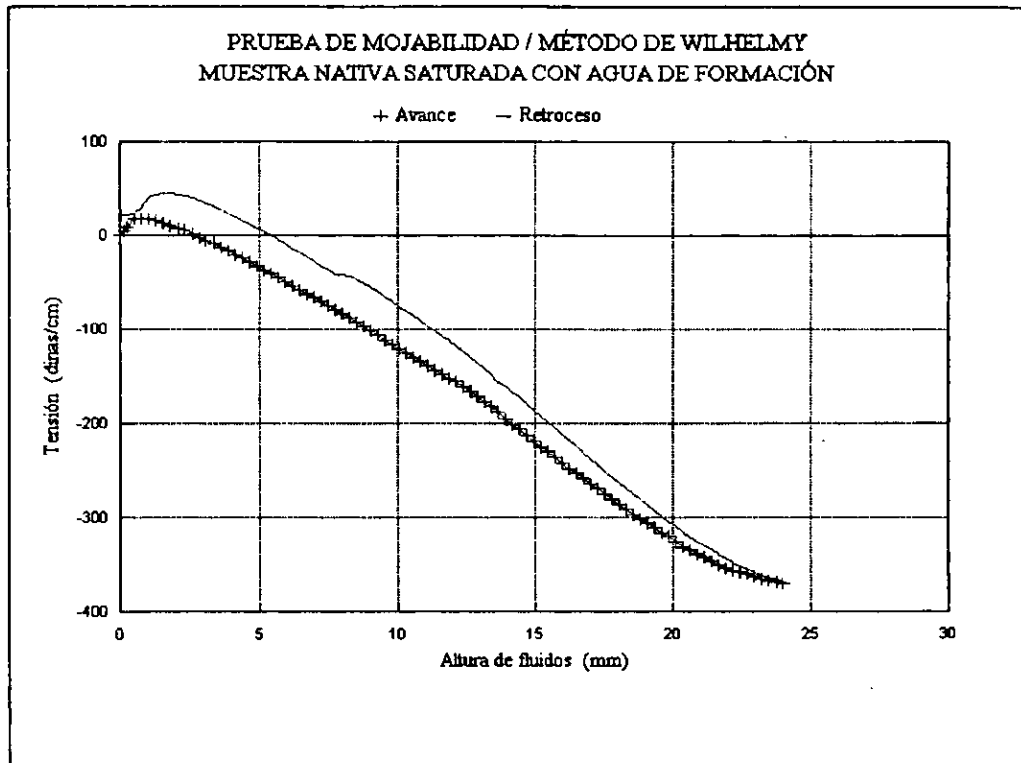


Fig 27. Sistema de interfase roca-aceite-agua de una muestra saturada con agua de formación.

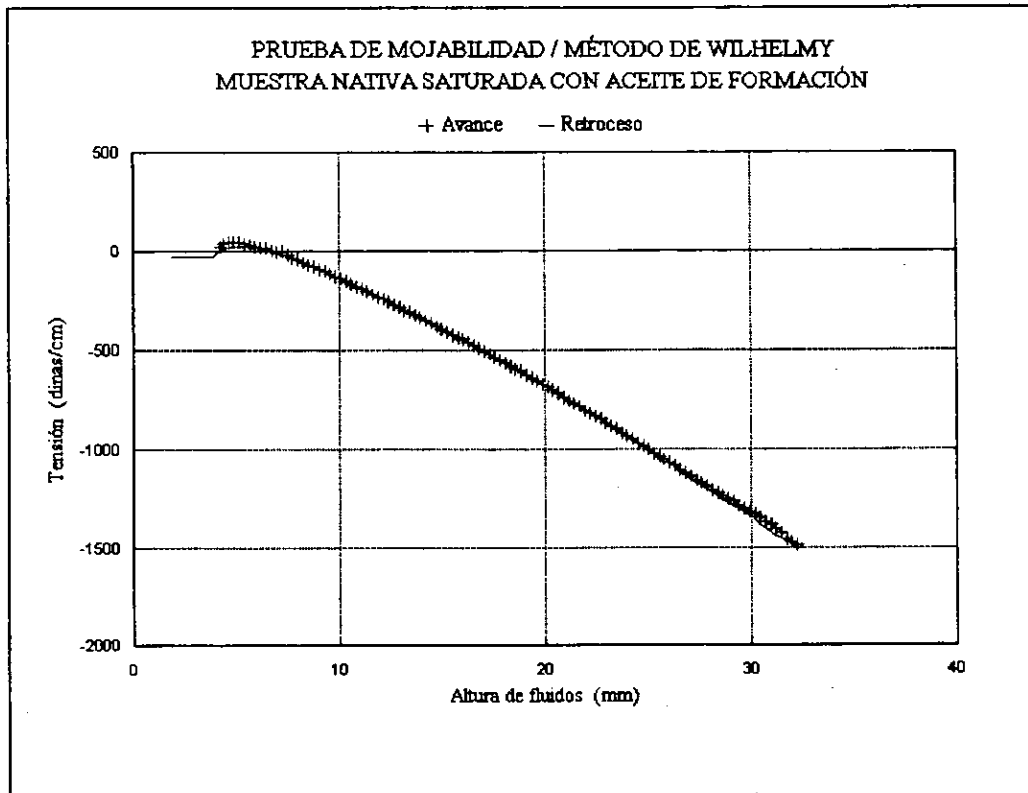


Fig 28. Sistema de interfase roca-aceite-agua de una muestra saturada con aceite de formación.

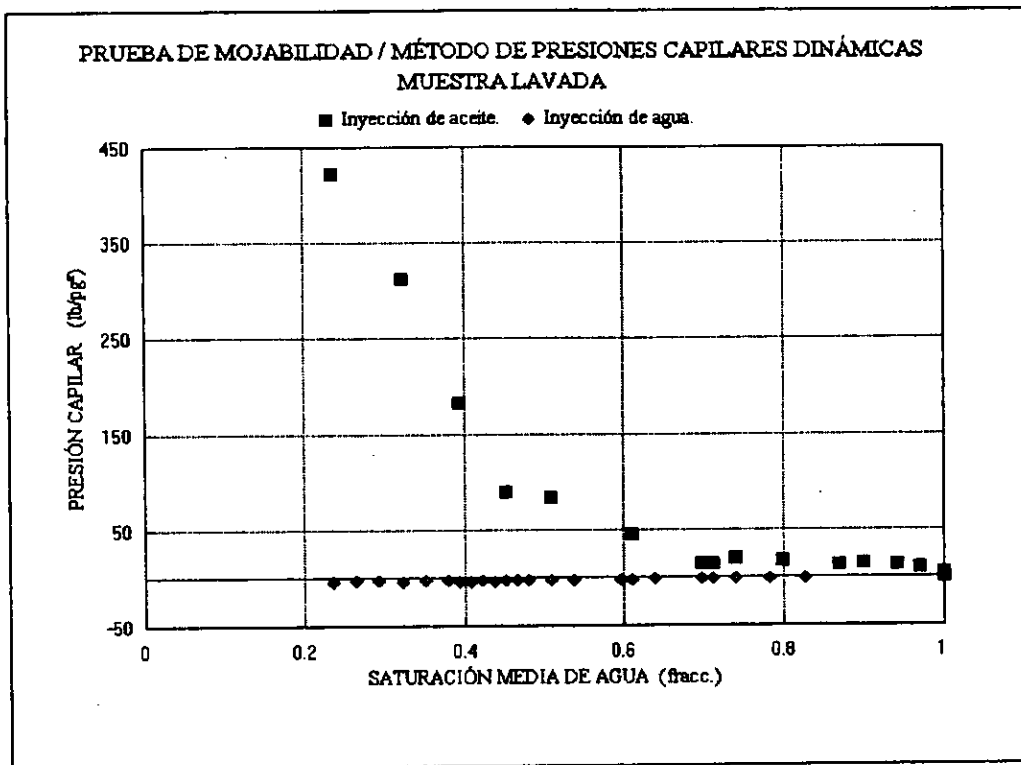


Fig 29. Gráfica de un sistema mojado por agua. La relación entre las áreas de drenaje e imbibición indica que la muestra es mojada por agua.

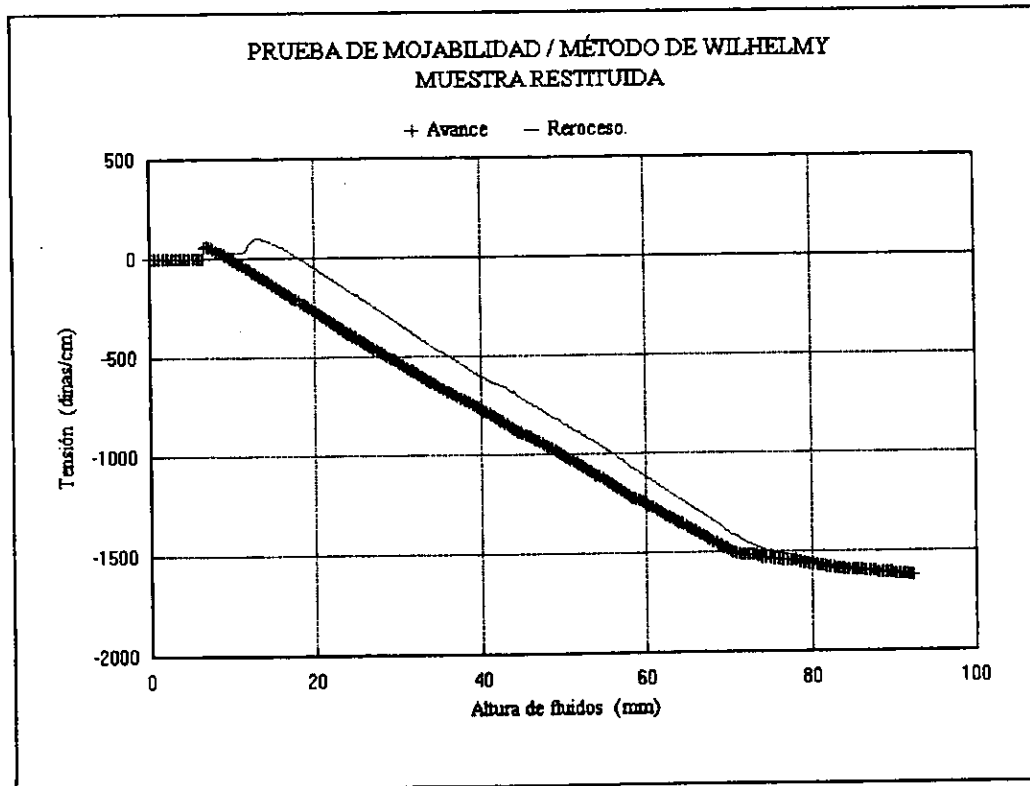


Fig 30. Sistema de interfase roca-aceite-agua de una muestra restituida.

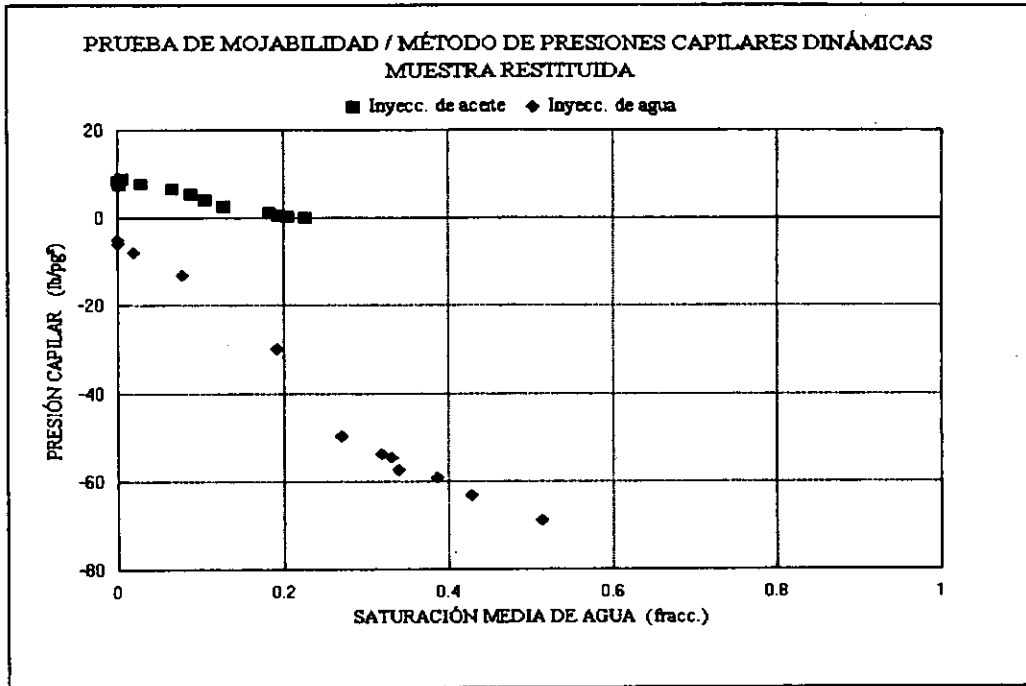


Fig 31. Gráfica de un sistema mojado por aceite. La relación entre las áreas de drenaje e imbibición indica que la muestra es mojada por aceite.

**CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES.**

Después de realizar las pruebas propuestas en el capítulo cuarto de la presente tesis, y de obtener los resultados correspondientes, se llevó a cabo un análisis de los mismos, comparándolos con los resultados obtenidos en el artículo de Andersen, los cuales — como ya se explicó previamente — son considerados como teóricos y empleados como parámetro para determinar cualitativamente la mojabilidad de la roca. La comparación entre ambos resultados, muestra una concordancia con lo establecido por dicho autor, es decir, se verifica el método de Andersen en muestras de rocas reales (pertenecientes a yacimientos productores de aceite crudo).

Si bien, Andersen establece que la mojabilidad de las muestras de roca con un alto contenido de cuarzo (areniscas) deben ser mojadas por agua, los resultados obtenidos en estas pruebas — con muestras de areniscas — presentan una mojabilidad al aceite. En Primera instancia, parecería que estos resultados contradicen a lo postulado por dicho autor o bien, que las pruebas mencionadas fueron realizadas en forma incorrecta; la explicación de esto se debe a que los resultados del autor son resultados en condiciones ideales y los obtenidos por este equipo, fueron hechos en condiciones reales, donde, por ejemplo, el material cementante juega un papel preponderante en la mojabilidad de la roca, debido a que se trata de material de procedencia orgánica (asfaltenos), el cual no fue removido durante la limpieza de las muestras.

De lo anterior se desprende que la mojabilidad de una muestra de roca no solo depende del material que compone la matriz, sino también del que compone el material de la roca; de no ser así, ya no se haría necesario medir este parámetro. Sería suficiente con identificar el material que la compone, para determinar la mojabilidad de la misma.

Por otra parte, como ya se mencionó anteriormente, el objetivo de la presente tesis es proporcionar un método alternativo que utilice un equipo fácil de operar y que sus resultados sean también, fáciles de interpretar. Para ello se propuso un método que fue originalmente presentado por Andersen, para materiales ideales y poco explorado en muestras de roca reales de yacimientos petroleros.

Así, empleando un equipo más simple, se observaron las siguientes ventajas sobre el equipo propuesto originalmente.

1. El costo de la determinación de mojabilidad es reducido.
2. La medición de la mojabilidad es sencilla.

3. La interpretación de los resultados de las pruebas es simple y confiable.
4. La obtención de los meniscos, por medio de fotografías, confirma la interpretación de mojabilidad.
5. El equipo de medición requiere un mínimo de mantenimiento.
6. La medición de mojabilidad es repetitiva e inmediata.
7. Se puede determinar la mojabilidad de la roca, durante cualquier prueba petrofísica especial, obteniendo solo una lámina delgada de la muestra de diámetro completo.

Es evidente que los resultados de las pruebas realizadas no pueden ser concluyentes, ni pueden ser generalizados a otros campos con características similares, pero muestran la potencialidad del método y la vialidad del mismo. Solo el uso intensivo del mismo, proporcionará más elementos acerca de uno de los parámetros más importantes de las rocas: la mojabilidad.

---

**BIBLIOGRAFÍA.**

1. Wilhelmy, L.: "Ueber die abh angigkeit der capillarit ats-constanten des alkohols von substanz und gestalt des benetzten festen korpers"; Ann. Physik. (1863); v. 119 (6); p. 177-217.
- 2.- Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey--Part 1: Rock/Oil/Brine Interaction, and the Effect of Core Handling on Wettability"; JPT (Oct. 1986).
3. Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey--Part 2: Wettability Measurement"; JPT (Nov. 1986).
- 4.- Craig, F.F.: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding"; Monograph series; SPE; Richardson, TX. (1971) 3; 12-44.
- 5.- Hjelmeland, O.S. and Larrondo, L.E.: "Experimental Investigation of the Effects of Temperature, Pressure, and Crude Oil Composition on Interfacial Properties"; SPEFE (July 1986); p. 321-28.
6. Bobek, J.E., Mattax, C.C. and Denekas, M.O.: "Reservoir Rock Wettability--Its Significance and Evaluation"; JPT (July 1958) 155-60; Trans., AIME, 213.
- 7.- Mungan, N.: "Relative Permeability Measurements Using Reservoir Fluids"; SPEJ (Oct. 1972) 398-402; Trans., AIME, 253.
- 8.- Morgan, J.T. and Gordon, D.T.: "Influence of Pore Geometry on Water Oil Relative Permeabilities"; JPT (Oct. 1970; 1199-1208.
- 9.- Mc Gee, J.W., Crocker, M.E. and Donaldson, E.C.: "Relative Wetting Properties of Crude Oils in Berea Sandstone"; Bartlesville Energy Technology Center; report BETC/RI-78/9, U.S DOE (Jan. 1979).
- 10.- Cuiec, L.E.: "Restoration of the Natural State of Core Samples"; papers SPE 5634 presented at the 1975 SPE Annual Technical Conference and Exhibition; Dallas, Sept. 28-Oct. 1.
- 11.- Cuiec, L.E.: "Study of Problems Related to the Restoration of the Natural State of Core Samples"; J. Cdn. Pet. Tech. (Oct.-Dec. 1977) 16; N  4; 68-80.
- 12.- Kyte, J.R., Nauman, V.O and Mattax, C.C.: "Effect of Reservoir Environment on Water Displacements"; JPT (June 1961) 579-82.

- 13.- Denekas, M.O., Mattax, C.C. and Davis, G.T.: **"Effect of Crude Oil Components on Rock Wettability"**; JPT (Nov. 1959) 330-33; Trans., AIME, 216.
- 14.- Celik, M.S. and Somasundaran, P.: **"Wettability of Reservoir Minerals by Flotation and Correlation with Surfactant Adsorption"**; paper SPE 9002 presented at the 1980 Spe Intl. Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry; Stanford, CA.,; May 28-30.
- 15.- Clemenz, D.M.: **"Alteration of Rock Properties by Adsorption of Petroleum Heavy Ends: Implications for Enhanced Oil Recovery"**; paper SPE 10683 presented at the 1982 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery; Tulsa, OK., April 4-7.
- 16.- Ehrlich, R. and Wygal, R.J.: **"Interaction of Crude Oil and Rock Properties With the Recovery of Oil by Caustic Waterflooding"**; SPEJ (Aug. 1977).
17. Treiber, L.E., Archer, D.L. and Owens, W.W.: **"A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoirs"**; SPEJ (Dec. 1972) 531-40.
- 18.- Raza, S.H., Treiber, L.E. and Archer, D.L.: **"Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation"**; Producers Monthly (April 1968) 32, N° 4, 2-7.
- 19.- Frehse, W.: **"Method for Determining the Estate of Wetting of Oil Reservoir Rocks"**; Zeitschrift für Angewandte Geologie (Fe. 1973) 19, N° 2, 86-88. English translation available from the John Crerar Library, translation no 74-10424-08G.
- 20.- Calhoun, J.C.: **"Criteria for Determining Rock Wettability"**; Oil & Gas J. (May 10, 1951) 50, N° 1, 151.
- 21.- Gatenby, W.A. and Mardsen, S.S.: **"Some Wettability Characteristics of Synthetic Porous Media"**; Producers Monthly (Nov. 1957) 22, N° 1; 5-12.
- 22.- Donaldson, E.C., Thomas, R.D. and Lorenz, P.B.: **"Wettability Determination and Its Effects on Recovery Efficiency"**; SPEJ (March 1969) 13-20.
- 23.- Dunning, H.N. and Johansen, R.T.: **"Capillarimetric Method for Measurement of Crude Oil Wetting Tendency"**; Pet. Eng. (July 1958) 30; N° 7; B26-B27.
- 24.- Johansen, R.T and Dunning, H.N.: **"Relative Wetting Tendencies of Crude Oil by the Capillarimetric Method"**; Producers Monthly (Sep. 1959) 23; N° 11; 20-22.
- 25.- Johansen, R.T and Dunning, H.N.: **"Relative Wetting Tendencies of Crude Oil by the Capillarimetric Method"**; U.S. Dept. of the Interior, USBM; report RI 5752(1961).
26. Graham, J.W.: **"Reverse-Wetting Logging"**; Trans, AIME (1958) 213; 304-09.



- 
27. Johnson, R.E. and Dettre, R.H.: **“Wettability and Contact Angles”**; Surface and Colloid Science; E. Matijevic (de); Wiley Interscience; New York City (1969) 2, 85-153.
  - 28.- Adamson, A.W.: **“Physical Chemistry of Surfaces”**; Fourth edition; John Wiley and Sons Inc.; New York City (1982; 332-68.
  - 29.- Amott, E.: **“Observations Relating to the Wettability of Porous Rock”**; Trans., AIME (1959) 216; 156-62.
  - 30.- Boneau, D.F. and Clampitt, R.L.: **“A Surfactant System for the Oil Wet Sandstone of the North Burbank Unit”**; JPT (May 1977) 501-06.
  - 31.- Trantham, J.C. and Clampitt, R.L.: **“Determination of Oil Saturation After Waterflooding in an Oil-Wet Reservoir-The North Burbank Unit, Tract 97 Project”**; JPT (May 1977) 491-500.
  - 32.- Cuiec, L.E.: **“Rock/Crude Oil Interactions and Wettability: An Attempt to Understand Their Interrelation”**; paper SPE 13211 presented at the 1984 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston; Sep. 16-19.
  - 33.- Donaldson, E.C. et al.: **“Equipment and Procedures for Fluid Flow and Wettability Tests of Geological Materials”**; Batlesville Energy Technology Center; Report DOE/BETC/IC 79/5, U.S. DOE (May 1980).
  - 34.- Donaldson, E.C.: **“Oil-Water-Rock Wettability Measurement”**; Proc American Chemical Soc.; Div. of Petroleum Chemistry (March 29-April 3, 1981) 26, N° 1 110-22.
  35. Sharma, M.M. and Wunderlich, R.W.: **“The Alteration of Rock Properties Due to Interactions with Drilling Fluid Components”**; paper SPE 14302 presented at the 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas; Sep. 22-25.
  36. Andersen, M.A. and Teeters, D.C.: **“A New Device for Determining Wetting Preference of Crude Oil/Brine/Solid Systems”**; SCA Conference Paper N° 8801 (1988).
  37. Andersen, M.A., Thomas, D.C. and Teeters, D.: **“A New Formation Wettability Test: The Dinamic Plate wettability Technique”**; SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium (1988); SPE preprint 17368; p. 529-37.
-

38. Herrera, R.: **“Estudios petrofísicos de Muestras de Núcleos de Diámetro Completo con Doble Porosidad”**; Tesis Doctoral; División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 1997.
39. Baticky, J.P., McCaffery, F.G., Hodging, P.K. and Fisher, D.B.: **“Interpreting Relative Permeability and Wettability from Unsteady-State Displacement Measurements”**; SPEJ (Jun 1981); p. 296-308.
40. Civan, F. and Donaldson, E.: **“Relative Permeability from Unsteady-State Displacements”**; SPE 16200 Prod. Oper. Symp.; Oklahoma, March 8-10 1987.

**FIGURAS**

- Fig 1.** Para el sistema mojado por agua, el aceite se encuentra formando pequeñas esferas en el centro de los poros más grandes.
- Fig 2.** Para el sistema mojado por aceite, el agua se encuentra formando pequeñas esferas en el centro de los poros más grandes.
- Fig 3.** Sistema mojado por agua.
- Fig 4.** Sistema mojado por aceite.
- Fig 5.** Relación de permeabilidades relativas en un núcleo fuertemente mojado por agua.
- Fig 6.** Ejemplo del método estadístico de la relación Permeabilidad-Saturación, para conocer la mojabilidad de una roca.
- Fig 7.** Dispositivo de Johansen-Dunning, para medir la tensión de adhesión.
- Fig 8.** Método de la gota para medir el ángulo de contacto.
- Fig 9.** Método de las placas paralelas para medir el ángulo de contacto.
- Fig 10.** Comportamiento del ángulo de contacto con respecto al tiempo de envejecimiento para aceites con diferentes composiciones.
- Fig 11.** Medición del índice de mojabilidad USBM: (a) núcleo mojado por agua, (b) núcleo mojado por aceite y (c) núcleo con mojabilidad intermedia.
- Fig 12.** Método combinado Amott/USBM para calcular la mojabilidad de tapones de roca.
- Fig 13.** Equipo empleado por Andersen, para medir la mojabilidad de superficies idealizadas de roca.
- Fig 14.** Esquema de la celda utilizada por Andersen para medir mojabilidad a condiciones de yacimiento.
- Fig 15.** Celda de medición y envejecimiento del equipo de Wilhelmy, usada por Andersen.
- Fig 16.** Equipo empleado en el laboratorio de de Núcleos de Roca Naturalmente Fracturados<sup>38</sup>.
- Fig 17.** Fotografía del equipo neumático empleado para medir mojabilidad.
- Fig 18.** Menisco de un sistema mojado por agua y su correspondiente gráfica (sistema aceite/agua/vidrio).

**Fig 19.** Menisco de un sistema mojado por aceite y su correspondiente gráfica (sistema aceite/agua/teflón).

**Fig 20.** Gráfica de un sistema con mojabilidad intermedia (sistema aceite/agua/marmol).

**Fig 21.** Gráfica de una prueba de mojabilidad, con un sólido orgánico mojado por aceite por naturaleza.

**Fig 22.** Gráfica de una prueba de mojabilidad, con una placa de caliza mojada por agua.

**Fig 23.** Ángulo de contacto avanzando en la interfase aire/aceite.

**Fig 24.** Ángulo de contacto avanzando en la interfase aceite/agua.

**Fig 25.** Ángulo de contacto retrocediendo en la interfase agua/aceite.

**Fig 26.** Ángulo de contacto retrocediendo en la interfase aceite/aire.

**Fig 27.** Sistema de interfase roca-aceite-agua de una muestra saturada con agua de formación.

**Fig 28.** Sistema de interfase roca-aceite-agua de una muestra saturada con aceite de formación.

**Fig 29.** Gráfica de un sistema mojado por agua. La relación entre las áreas de drene e imbibición indica que la muestra es mojada por agua.

**Fig 30.** Sistema de interfase roca-aceite-agua de una muestra restituida.

**Fig 31.** Gráfica de un sistema mojado por aceite. La relación entre las áreas de drene e imbibición indica que la muestra es mojada por aceite.