



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR EN MUESTRAS  
DE DIÁMETRO COMPLETO CON DOBLE POROSIDAD”**

**T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A  
JUAN CARLOS DELGADO HERNÁNDEZ**

**DIRECTOR DE TESIS: DR. RAFAEL HERRERA GOMÉZ**



CIUDAD UNIVERSITARIA

2010

**DEDICATORIA:**

A MIS PADRES ANGEL DELGADO Y OFELIA HERNÁNDEZ  
POR SU AYUDA, COMPRENSIÓN Y CARIÑO  
QUE ME HAN MOSTRADO TODOS ESTOS AÑOS  
Y POR SU GRAN ANHELO DE QUE  
FUERA UN DÍA INGENIERO.

A MIS HERMANOS MIGUEL, OFELIA Y ANGÉLICA  
POR SU APOYO Y CONSEJOS.

A TODOS LOS MAESTROS DE LA FACULTAD  
POR TODAS SUS ENSEÑANZAS.

**AGRADECIMIENTO:**

AL DR. RAFAEL DE LOS ANGELES HERRERA GÓMEZ

MI MÁS SINCERO AGRADECIMIENTO POR SU AYUDA  
PARA LA REALIZACIÓN DE ESTA TESIS.

# INDICE

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>1. ANTECEDENTES .....</b>	<b>3</b>
1.1 YACIMIENTO.....	3
1.2 YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO O CON DOBLE POROSIDAD .....	3
1.3 TENSIÓN SUPERFICIAL.....	5
1.4 MOJABILIDAD.....	6
1.5 SATURACIÓN DE FLUIDO.....	8
1.6 CAPILARIDAD.....	9
1.6.1 Atracción molecular de los líquidos .....	9
<b>2. PRESIÓN CAPILAR Y METODOS PARA SU MEDICIÓN EN LABORATORIO .</b>	<b>12</b>
2.1 PRESIÓN CAPILAR .....	12
2.2 EQUILIBRIO CAPILAR.....	14
2.3 CURVATURA INTERFACIAL Y PRESIÓN CAPILAR .....	14
2.4 RELACIÓN ENTRE LA SATURACIÓN Y LA CURVATURA INTERFACIAL.....	20
2.5 PROCESO DE SATURACIÓN DE LA FASE MOJANTE.....	24
2.6 TEMPERATURA Y PRESIÓN CAPILAR .....	25
2.7 CURVA DE PRESIÓN CAPILAR PROMEDIO .....	26
2.7.1 Método de Leverett .....	26
2.8 MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR EN EL LABORATORIO.....	28
2.8.1 Método de Restauración de Estado.....	28
2.8.2 Método de Inyección de Mercurio .....	29
2.8.3 Método Dinámico en Régimen Permanente .....	31
2.8.4 Método Centrífugo .....	34
<b>3. MEDICIÓN DE PRESIÓN CAPILAR DINÁMICA EN RÉGIMEN VARIABLE PARA MUESTRAS DE DIAMETRO COMPLETO CON DOBLE POROSIDAD.....</b>	<b>36</b>
3.1 EQUIPO DE MEDICIÓN .....	37

<b>3.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO .....</b>	<b>37</b>
<b>3.3 PROCESO DE MEDICIÓN .....</b>	<b>46</b>
3.3.1 Limpieza de las muestras .....	46
3.3.2 Equipo de saturación.....	47
3.3.3 Proceso de saturación .....	47
3.3.4 Colocación de la muestra.....	48
<b>4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>57</b>
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>63</b>
<b>6. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>64</b>

## INTRODUCCIÓN

Conocer la teoría del comportamiento de mezclas de fluidos en los yacimientos de roca es esencial para la adecuada solución de ciertos tipos de problemas en la producción de petróleo.

El objetivo de esta tesis es el conocer los diferentes tipos de medición de la presión capilar y de comprender el significado y la importancia de la presión capilar en el sistema roca-fluido.

Los yacimientos naturalmente fracturados se definen como aquellos yacimientos de hidrocarburos cuya producción está influenciada por la presencia de fracturas.

Se conocen como fracturas, aquellas discontinuidades planas en el material que compone la roca, pueden ser microscópicas o macroscópicas, ellas aparecen debido a que los esfuerzos de confinamiento a los que ha estado sometida la roca, son superiores a los esfuerzos de ruptura. Las fracturas naturales influyen en el comportamiento tanto de la producción como en la declinación de presión del yacimiento. Esta influencia puede resultar tanto negativa como positiva sobre todo en la parte del flujo de fluidos. Por ejemplo, las fracturas abiertas, es decir, que no han sido cementadas o parcialmente mineralizadas, por lo general tienen un efecto positivo en el flujo de petróleo; Por otro lado, las fracturas totalmente cementadas o mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad a todos los tipos de flujo.

Para este trabajo se utilizaron muestras de diámetro completo provenientes de la sonda de Campeche.

La coexistencia de dos o más fluidos inmiscibles dentro de un espacio poroso da lugar a la acción de fuerzas capilares. Por lo que los límites interfaciales entre los fluidos es una curva, y el filo de la curvatura depende del tamaño de los espacios entre los granos y las proporciones de los fluidos presentes. Las causas de esta curvatura es la tensión interfacial entre los fluidos, por lo tanto, la curvatura interfacial es la propiedad más significativa del sistema desde el punto de vista del comportamiento capilar.

La curvatura de la superficie interfacial da lugar a una diferencia de presión a través de la interface la cual se define como "presión capilar" cuando los fluidos fluyen por acción capilar las fuerzas que hacen que fluya el fluido son las presiones capilares, es entonces de vital importancia conocer los problemas de flujo capilar.

La magnitud de la presión capilar en un medio poroso depende de varios factores: la porosidad, permeabilidad, mojabilidad, tensión interfacial entre fluidos, saturación de fluidos, historia de cambios en saturación y de la distribución del tamaño de los poros.

Otro parámetro importante que analizaremos en este trabajo es el de la mojabilidad que se define como la tendencia que tiene un fluido de adherirse y por lo tanto a dispersarse en una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmiscible.

Existen también varios métodos experimentales para determinar la presión capilar: Método de restauración de estado, Método de inyección de mercurio, Método centrífugo, Método de la membrana semipermeable y Método dinámico en régimen permanente.

Se analizará cada uno y veremos sus ventajas, desventajas y similitudes de cada uno de ellos. Así como el proceso de medición y el equipo empleado.

Por último se explicará una técnica para la Medición de la presión capilar dinámica en régimen variable para muestras de diámetro completo.

## **1. ANTECEDENTES**

### **1.1 YACIMIENTO**

Es la unidad física limitada subterránea conectada hidráulicamente, capaz de contener fluidos; las características fundamentales que debe tener son las siguientes:

- 1.- Tiene que ser subterráneo.
- 2.- Ser poroso
- 3.- Ser permeable

### **1.2 YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO O CON DOBLE POROSIDAD**

Los yacimientos de hidrocarburos generalmente están constituidos por roca granular que contiene huecos o espacio poroso dentro de ella, referidos como porosidad intergranular; mientras que para el caso de yacimientos denominados como naturalmente fracturados, se tienen otros espacios adicionales contenidos en las fracturas, estilolitas, vórgulos pequeños y macrovórgulos, canales de disolución, dolomitización, alojados en la roca intergranular, en ambos casos estos espacios contienen hidrocarburos y agua.

Existen diversas maneras de detectar si se está en presencia o no de un yacimiento naturalmente fracturado:

Sucede con frecuencia que un pozo produce a tasa muy altas y se registra una declinación brusca de ésta, aparentemente, sin alguna explicación de este problema; este es uno de los indicadores de la presencia de fracturas en un yacimiento.

Uno de los aspectos más resaltantes de este tipo de yacimientos es su condición de doble porosidad, que está definida como primaria y secundaria.

Otros indicadores de la presencia de fracturas son los problemas de pérdida de circulación en un pozo al perforarse, así como también los cambios en la tasa de penetración y, a la información que se obtiene de los núcleos.



Las muestras utilizadas en este trabajo provienen de la sonda de Campeche, de la formación Brecha del Paleoceno.

A continuación se explican las características básicas del comportamiento de producción para el tipo de yacimientos en estudio.

Ausencia de la zona de transición. La zona de transición, característica clave de los yacimientos matriciales con permeabilidades bajas, no se encuentra presente en los yacimientos naturalmente fracturados, en los casos donde la matriz es de muy baja permeabilidad o nula, de manera tal, que los efectos de presión capilar no ocurren en la zona intergranular o porosa de la matriz, gracias a la ausencia de desplazamiento de fluidos a través de ella. Todo esto es debido a que en los espacios abiertos de las redes de fracturas la presión capilar es casi nula por las dimensiones de este espacio poroso (a mayor volumen de fractura menor es la presión capilar) y, en consecuencia, el equilibrio entre las fases: gas, agua, petróleo, queda definido únicamente por las fuerzas gravitacionales, es decir, forman un interface horizontal y bien delimitada en sus contactos; sin zona de transición.

Por lo tanto, los contactos originales agua-petróleo y gas-petróleo sólo pueden ser ubicados por medio del análisis de niveles de fluidos en los pozos de observación a lo largo de la historia de producción del yacimiento.

Capa de gas en la red de fracturas. A medida que fluye el hidrocarburo a través de la fracturas se presenta un gradiente de presión muy bajo, lo cual facilita la segregación del gas liberado hacia la parte superior de la red de fracturas, en las cuales se termina formando una capa de gas en su parte superior.

Patrón de declinación de presión. La tasa de declinación de presión es realmente baja cuando se trata de un yacimiento fracturado saturado, en comparación con un yacimiento que no presenta fracturas.

Relación Gas-Petróleo. Una vez más en los yacimientos fracturados se reconoce una mejora respecto a los yacimientos matriciales. En este caso se quiere hacer notar que la relación gas-petróleo en los yacimientos fracturados, es menor en función a la producción, que en los yacimientos matriciales. Esta diferencia se debe básicamente a la alta permeabilidad que presentan los espacios porosos de las fracturas, y como consecuencia el gas libre logra segregarse rápida y fácilmente hacia las zonas superiores de la fractura y del yacimiento en lugar de fluir hacia los pozos productores.

Según Nelson (1982) las fracturas están presentes en todas las formaciones de rocas, situadas en la superficie y en el subsuelo; las características físicas de las fracturas son causadas por varios factores: su modo de origen, las propiedades mecánicas de la roca huésped y diagénesis en el subsuelo. Estos procesos se combinan para desarrollar

características especiales en las rocas, que pueden aumentar o disminuir la porosidad y permeabilidad de la formación. Las fracturas aunque siempre están presentes, sólo son importantes cuando ocurren en cantidad y/o tienen longitud suficiente para tener efecto directo en el movimiento de los fluidos, dando como resultado las características y comportamientos especiales de esta clase de yacimientos.

Stearns y Friedman (1972) definen a las fracturas en un material, como el evento en el cual se rompe el material al perder cohesión a lo largo de una superficie más o menos plana separándose en partes discretas, pero no tan grandes como para soportar una diferencia de esfuerzos. También definen dos tipos fundamentales de fracturas tectónicas, las fracturas de corte que incluyen un movimiento paralelo con el plano de fractura, sin movimiento perpendicular y las fracturas en extensión con paredes que se separan.

Los análisis petrofísicos convencionales generalmente se realizan empleando muestras pequeñas o tapón convencional (diámetro y longitud de 1.5 pg.), los cuales corresponden al sistema de poros intergranular o de matriz; obteniéndose de ellas datos de porosidad, permeabilidad vertical y horizontal, saturaciones de fluidos, densidad de grano, entre otras. De los análisis especiales se determina la compresibilidad, mojabilidad, curvas de permeabilidades relativas, de presión capilar y de propiedades eléctricas, evaluación del coeficiente de desplazamiento por agua, etc.

Para este trabajo es necesario realizar el análisis con muestras de diámetro completo, cuyo diámetro es el de corte de núcleos en los pozos y su longitud de 4 pulgadas hasta 7 pulgadas y de diámetro; con estas dimensiones se tienen más posibilidades de contener ambos sistemas de porosidad, ya que una muestra grande puede tener el volumen hasta de 100 muestras pequeñas.

### **1.3 TENSIÓN SUPERFICIAL**

La interface entre dos fluidos inmiscibles, se comporta como si fuera una membrana elástica estirada. Las fuerzas de contracción de esta membrana imaginaria, se conocen como tensión superficial.

Se define como la fuerza que actúa perpendicularmente a una sección de la superficie de un centímetro de longitud y se expresa en dinas/cm.

Cuando uno de los sistemas de moléculas en contacto es el aire, se le denomina tensión superficial; y cuando los dos sistemas de moléculas en contacto son líquidos se llama tensión interfacial. Si la tensión superficial es nula se deduce que los fluidos son miscibles.

$$\frac{w}{A} = \frac{\text{fuerza}}{\text{longitud}} = \gamma$$

## 1.4 MOJABILIDAD

La mojabilidad se define como la tendencia que tiene un fluido de adherirse y por lo tanto a dispersarse en una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmisible. La mojabilidad en un sistema roca/aceite/agua es una condición de preferencia de la roca hacia el aceite o al agua o la condición de adherencia del aceite, del agua o ninguno de ellos dos a la superficie porosa de la roca de un yacimiento.

La mojabilidad de la roca es un estado o una condición de ella con respecto a los fluidos, que influye en los comportamientos de pruebas especiales, como presión capilar, permeabilidades relativas y las propiedades eléctricas que modifican las saturaciones residuales de aceite y agua. Por lo anterior influye en los procesos de recuperación de aceite primaria, secundaria y mejorada. En general los métodos más sencillos son cualitativos y aun los muy elaborados que requieren gran cantidad de tiempo para su realización no dejan de tener una interpretación cualitativa.

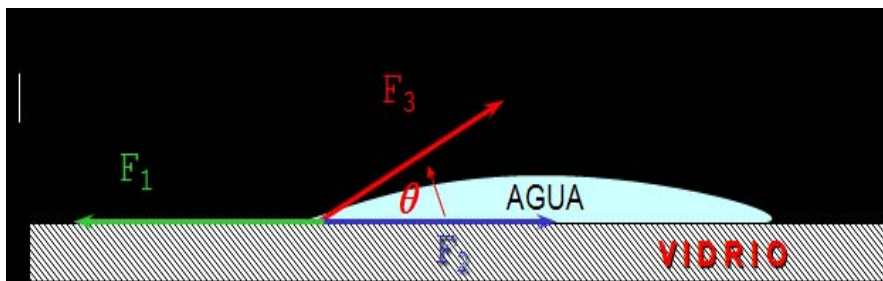
Debido a que la gran mayoría de las muestras cuando llegan a un laboratorio, tienen alterada su mojabilidad por intemperismo, tales como, el cortarlas con diferentes tipos de lodo y en la superficie son lavadas con agua dulce y almacenadas en cajas de cartón. Por lo anterior, es recomendable restituirles su mojabilidad aquellas muestras que son seleccionadas para pruebas especiales. Y para optimizar el proceso de restitución, se requiere medir la mojabilidad antes, durante y después de dicha restitución. Este proceso permite conocer con buena aproximación la mojabilidad de las muestras y por ende las del yacimiento en estudio.

Existe un número importante de métodos para determinar mojabilidad, como el de Amott (1959), el USBM (Donaldson y col; 1969), la correlación de Brownell-Katz (1947),

el de la gota asentada de Hjelmeland y Larrondo (1986), la placa dinámica de Wilhelmy (1863), etc.

Para la determinación de la mojabilidad de muestras grandes de baja permeabilidad, con los métodos de Amott y el USBM, se requiere de tiempos muy largos para medirse los volúmenes de agua y aceite mediante imbibición y desplazamientos de un fluido por otro y aún así los resultados obtenidos de la prueba pueden ser erráticos; en dichas muestras grandes, debido también a la doble porosidad de las muestras; por lo que no es adecuada su implementación para este caso. Así como tampoco los métodos que para la determinación de la mojabilidad requieren un equipo especial de muy alto costo, basados en otros principios físicos y que requiere personal especializado para tal determinación.

Cuando una gota de un líquido se coloca sobre una superficie sólida, puede extenderse o no sobre la superficie (puede mojar o no), dependiendo de un balance de fuerzas ver figura.

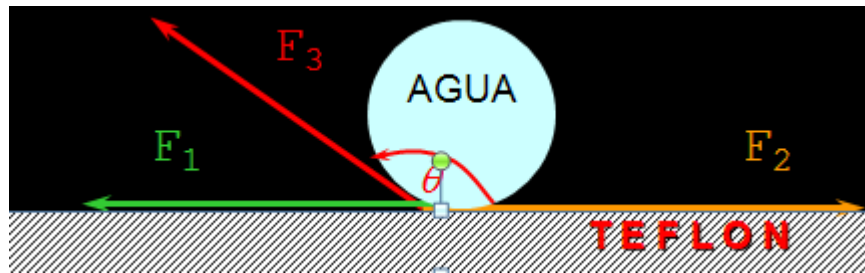


**Fig. 1.1 Fuerzas en una interfase aire / agua / vidrio.**

El agua se extiende en el vidrio porque

$$F_1 > F_2 + F_3 \cos \theta$$

El mercurio no humecta al vidrio porque su tensión superficial es muy alta y el agua no humecta al teflón porque la tensión superficial del teflón es muy baja.



**Fig. 1.2 Fuerzas en una interfase aire / agua / teflón.**

El agua no se extiende en el teflón porque

$$F_1 + F_3 \cos \theta < F_2$$

La Mojabilidad puede ser dividida por tres ángulos de contacto:

1. Mojado por agua: de 0 a 75 grados
2. Mojado por aceite: de 105 a 180 grados
3. Mojabilidad neutra: 75 a 105 grados

## 1.5 SATURACIÓN DE FLUIDO

Se define como el porcentaje del espacio poroso ocupado por un fluido particular a condiciones de yacimiento.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde:

Sf: saturación de un fluido

Vf: volumen de un fluido en un medio poroso

Vp: volumen poroso

Saturación de agua congénita: Es el agua que satura la roca en las condiciones originales dentro del yacimiento.

Saturación de agua irreductible: es la mínima saturación de agua que puede existir para un medio poroso en un determinado proceso de desplazamiento.

Saturación de agua crítica: Es la etapa de saturación que inicia el flujo de agua a través de un medio poroso

## 1.6 CAPILARIDAD

La capilaridad es la cualidad que posee una sustancia para absorber un líquido.

Sucede cuando las fuerzas intermoleculares adhesivas entre el líquido y el sólido son mayores que las fuerzas intermoleculares cohesivas del líquido. Esto causa que el menisco tenga una forma curva cuando el líquido está en contacto con una superficie vertical.

En el caso del tubo delgado, éste succiona un líquido incluso en contra de la fuerza de gravedad. Este es el mismo efecto que causa que los materiales porosos absorban líquidos.

### 1.6.1 Atracción molecular de los líquidos

Los líquidos presentan dos formas de atracción molecular:

La adhesión es la propiedad de la materia por la cual se unen dos superficies de sustancias iguales o diferentes cuando entran en contacto, y se mantienen juntas por fuerzas intermoleculares.

La cohesión es distinta de la adhesión. La cohesión es la fuerza de atracción entre partículas adyacentes dentro de un mismo cuerpo, mientras que la adhesión es la interacción entre las superficies de distintos cuerpos.

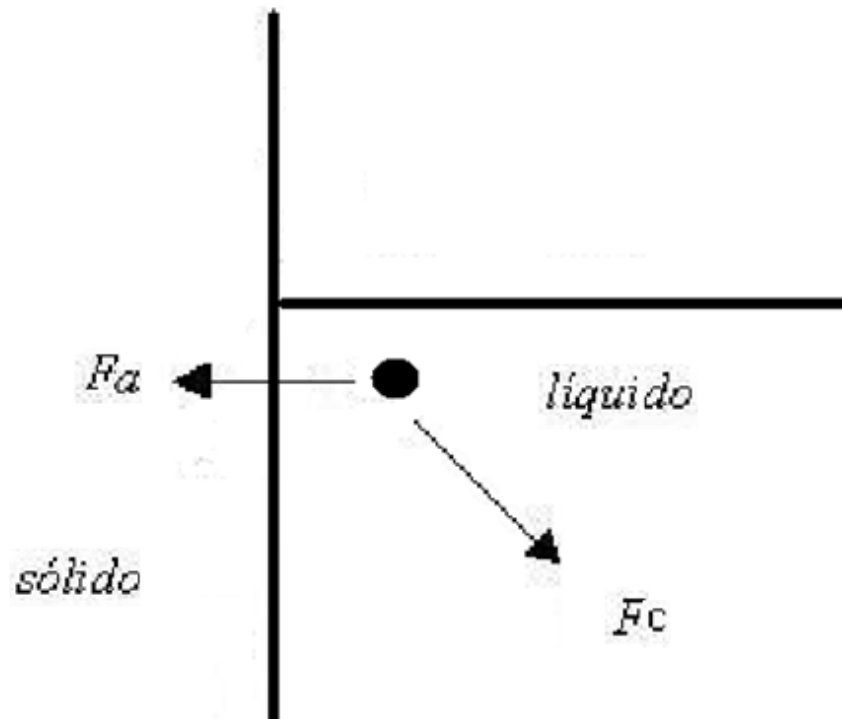
Las moléculas de un líquido próximas a la pared de un cuerpo que lo contiene o en la proximidad de un cuerpo sumergido en el mismo. Sobre estas moléculas actúan fuerzas de cohesión ejercidas por otras moléculas del líquido y fuerzas de adherencia debidas a las moléculas de la pared (a); representa un líquido en contacto con una pared. El punto negro representa una molécula de la capa superficial; el vector  $f_a$  es la fuerza de adherencia entre ella y la pared, y el vector  $f_c$  la fuerza de cohesión existente entre la molécula y el líquido.

Si las fuerzas de adherencia y cohesión tienen las magnitudes relativas (b); la fuerza resultante  $f$  tendrá la dirección representada, y como un líquido sólo puede estar en equilibrio cuando en todo punto de su superficie la fuerza ejercida es normal a

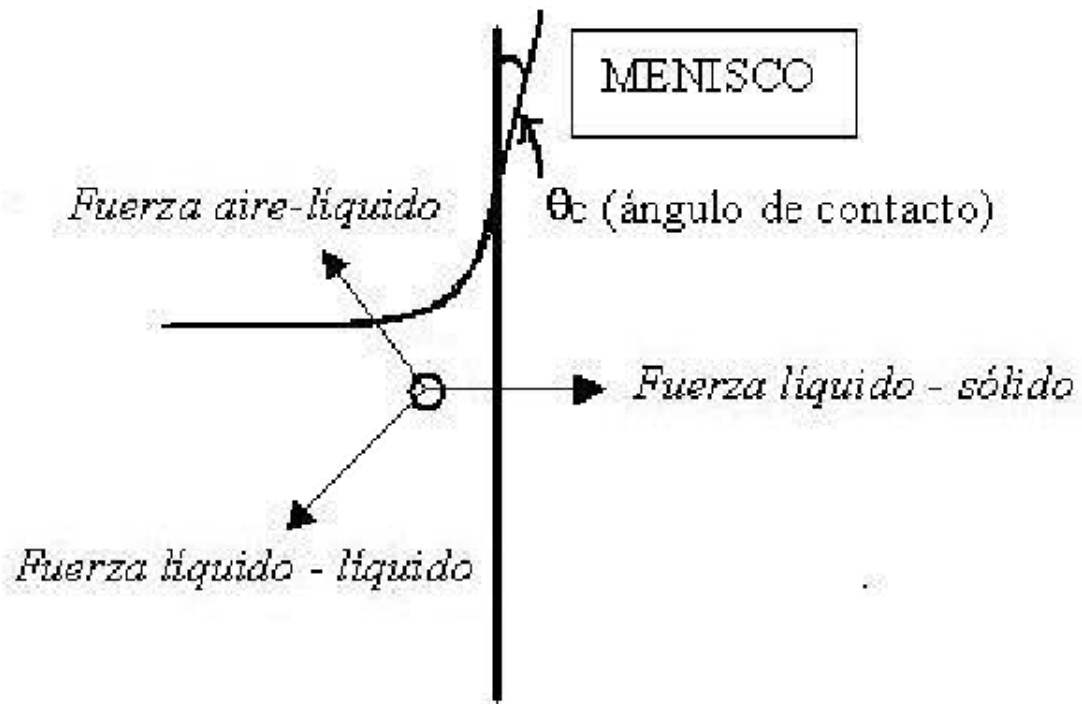
aquella, la tangente a la superficie en el punto de contacto tiene que ser ortogonal a la fuerza resultante  $f$ . El ángulo  $\Theta$  se denomina ángulo de contacto.

Si las fuerzas de adherencia y cohesión tienen las magnitudes relativas ( $c$ ); la superficie líquida será convexa y el ángulo de contacto mayor que  $90^\circ$ . En general, si la adherencia es mayor que la cohesión, el ángulo de contacto es pequeño, mientras que si sucede lo contrario, dicho ángulo es grande. El ángulo de contacto entre agua y vidrio es casi nulo; entre agua y plata es aproximadamente de  $90^\circ$  y entre mercurio y vidrio es de  $140^\circ$ .

a



b



c

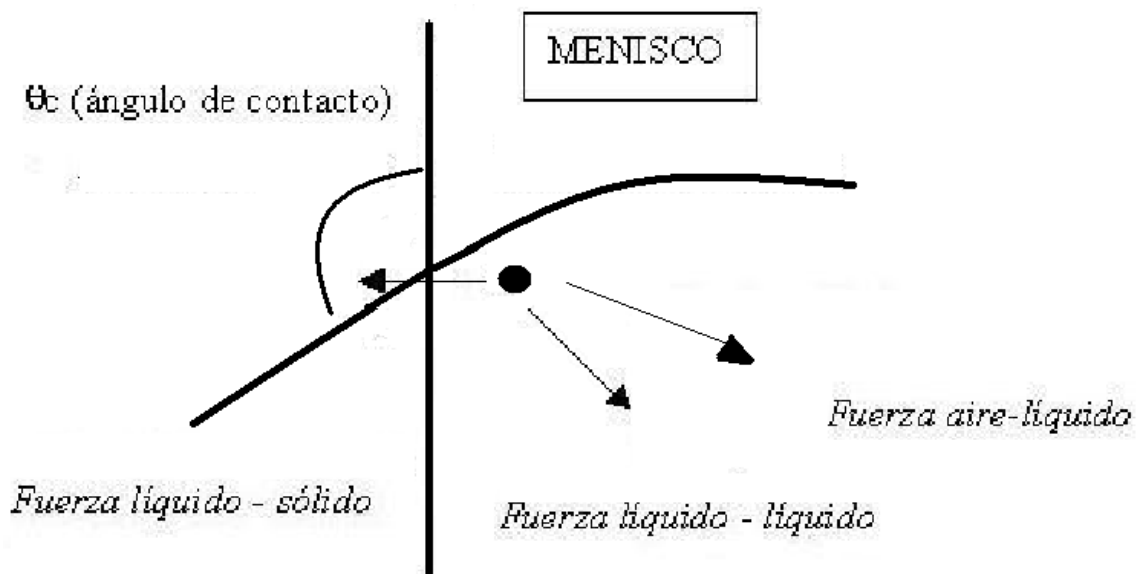


Fig. 1.3 Ángulos de contacto.



## 2. PRESIÓN CAPILAR Y METODOS PARA SU MEDICIÓN EN LABORATORIO

### 2.1 PRESIÓN CAPILAR

Se define como presión capilar a la diferencia de presión que existe a través de la interface curva, que separa a dos fluidos inmiscibles, en condiciones de equilibrio.

La presión del fluido no mojante es mayor que la presión del fluido mojante y por lo tanto la interface es curva y convexa con respecto al fluido no mojante. Por consecuencia la presión capilar es la diferencia de presiones de la fase mojante y la fase no mojante. La presión capilar puede ser positiva o negativa o en su caso cero si la interface es plana es decir, no hay interface.

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Donde:

$P_c$ : Presión capilar

$P_{nm}$ : Presión de la fase no mojante

$P_m$ : presión de la fase mojante

La evidencia más común de la existencia de los fenómenos capilares, es la que se obtiene al colocar un tubo capilar en un recipiente con agua y ver como el agua sube en el capilar, hasta alcanzar el equilibrio.

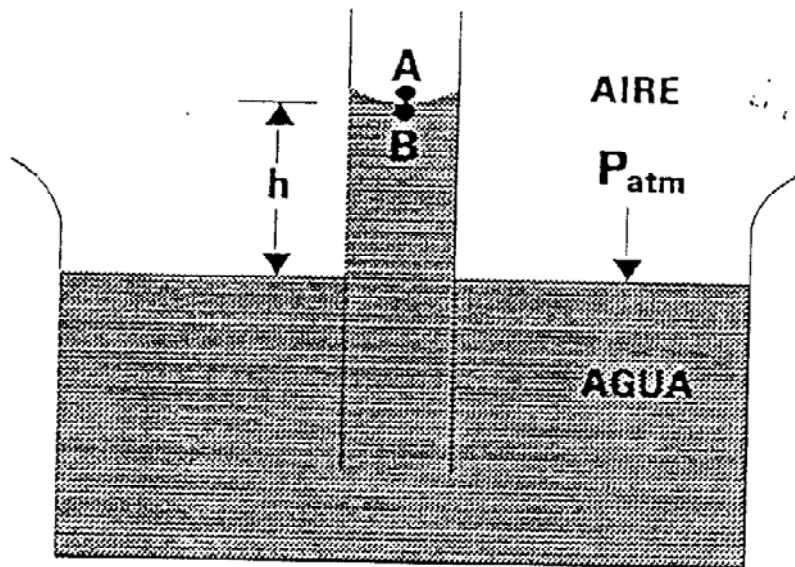


fig. 2.1 Presión capilar.

La columna de agua que sube (o se absorbe) en el capilar es una medida de las fuerzas de superficie en la curva de la interface líquida (entre los puntos A y B), las cuales soportan el peso de esta columna.

Si el fluido mojante lo constituye el petróleo en el tubo capilar, se presenta la situación señalada en la figura 2.2.

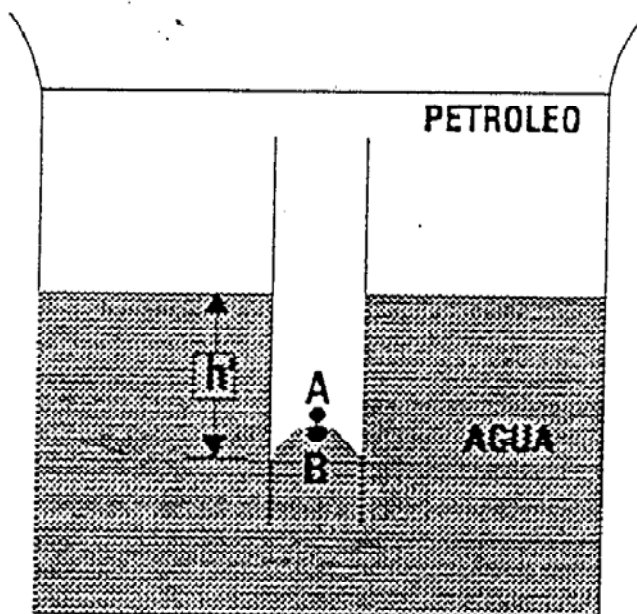


Fig. 2.2 Descenso de agua en un capilar, en un sistema agua- petróleo (fase mojante: petróleo).

## 2.2 EQUILIBRIO CAPILAR

El comportamiento de las mezclas de fluidos en los yacimientos es esencial para la adecuada solución de ciertos tipos de problemas en la producción de petróleo. Estos problemas se desarrollan en dos tipos.

1. Problemas estáticos, solamente involucran el balance estático entre las fuerzas de capilaridad y este debido a las diferencias de densidades de fluidos, ejemplo: fuerzas gravitacionales.
2. Problemas dinámicos, involucran análisis del movimiento de las mezclas de los fluidos inmiscibles en el medio poroso bajo la influencia de fuerzas debidas a la gravedad, capilaridad y a una impresionante presión diferencial externa.

Los fluidos presentes en el yacimiento están en equilibrio sustancial debido a su larga existencia de contacto mutuo ininterrumpido previo a la explotación. Sigue que su distribución a la hora de cerrarlo debe ser enteramente predecible de acuerdo a la teoría del equilibrio capilar. Se enfatiza que a través de la estática capilar se asume que los fluidos están en equilibrio desde un punto de vista capilar. De esta forma, el agua cuando es referida a un yacimiento se entenderá que es agua intersticial que esta presente en el momento de perforar el yacimiento y esta comúnmente se llama agua congénita.

## 2.3 CURVATURA INTERFACIAL Y PRESIÓN CAPILAR

Según Leverett aunque no se asume infrecuentemente que la arena puede ser representada como un comportamiento cilíndrico de fuerzas, o sea, un tubo capilar cilíndrico, esta analogía es de muchas formas no probada y una simplificación errónea.

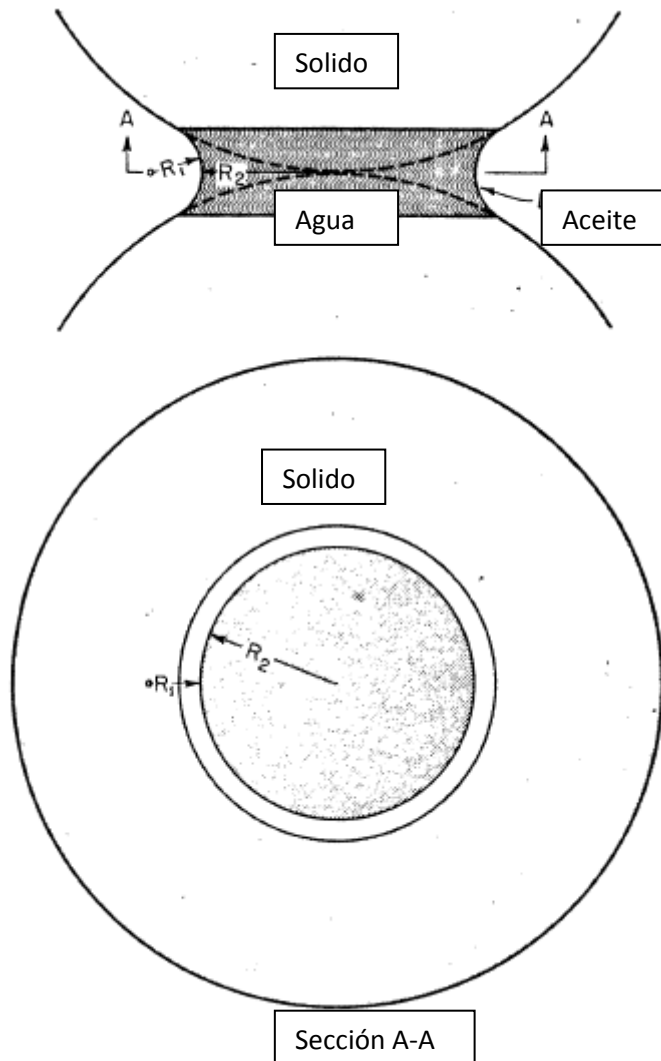
El examen visual simple en un material poroso de un espacio en el cual hay una mezcla de dos fluidos, muestra que los límites interfaciales entre los fluidos tiene una forma curva, y que el filo de esta curvatura depende del tamaño de los espacios entre los granos y las proporciones de los fluidos presentes. Esta bien establecido que la causa de esta curvatura es la tensión interfacial entre los fluidos, ley física que determina la forma de la superficie interfacial, esta superficie interfacial de energía libre, será la mínima compatible con los volúmenes de los fluidos presentes y la forma de la restricción de la superficie del sólido. El punto aquí es que esta curvatura interfacial es la propiedad más significativa del sistema desde un punto de vista del comportamiento capilar.

La curvatura de la superficie interfacial da lugar a un diferencial de presión a través de la interface la cual se define como la presión capilar. Cuando los fluidos fluyen por acción capilar las fuerzas que hacen que fluya el fluido son las presiones capilares; es entonces de vital importancia los problemas de flujo capilar.

La presión capilar está relacionada con la curvatura de la interface por la bien conocida expresión dicha por Plateau:

$$P_c = \gamma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \dots\dots\dots 1$$

Donde  $P_c$  es la presión capilar.  $\gamma$  Es la tensión interfacial o unidad libre de energía superficial y  $R_1, R_2$  son los radios principales de la superficie de la curvatura. La expresión  $\left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$  es definida como curvatura media de la superficie y puede ser representada por  $C$ .



**Fig. 2.3 Acumulación de líquido en el punto de contacto entre los granos esféricos.**

La fig. 2.3 enseña la aproximación de la forma de la interface aceite- agua cuando una pequeña cantidad de agua esta presente entre dos granos esféricos, los radios de la curvatura  $R_1$  y  $R_2$  son una cantidad vectorial que consta de una dirección y una magnitud. Si los dos radios tienen sus centros de rotación del mismo lado de la interface en cuestión, entonces ambos radios tienen el mismo signo. Pero sí los centros de rotación están en los lados opuestos de la interface, un radio es positivo y el otro negativo, esta situación se muestra en la fig. 2.3

No es importante cual de los radios sea positivo o negativo siempre y cuando la misma convención se use durante todo el tiempo, para ser consistente.

Si arbitrariamente tomamos a  $R_1$  como positivo y  $R_2$  como negativo; esto es general sí el centro de rotación de un radio de curvatura yace en el lado de la interface ocupada por el fluido el cual preferencialmente está en contacto con el sólido, al radio se le dará un signo negativo. Si el centro de rotación yace del lado del fluido no mojante al radio se le dará un signo positivo. Como se muestra en la fig. 2.3,  $R_2$  es numéricamente mayor que  $R_1$ , así que, la curvatura media de la interface.

$\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right)$  Es positivo a pesar de que  $\frac{1}{R_2}$  es un número negativo. En general la interface agua-aceite, agua-gas tendrá una curvatura positiva y el agua tienda a ser embebida por capilaridad,

En una roca de yacimiento petrolífero el agua intersticial coexiste con el petróleo en todos los niveles, en todo el yacimiento y como se dijo antes asumiremos que estos fluidos están inicialmente en un equilibrio capilar sustancial cuando la tensión interfacial es constante en todo el yacimiento una relación muy bien conocida existe entre la presión capilar de una interface dada, su curvatura media y su posición vertical en el yacimiento.

Para derivar esta relación consideremos una masa porosa grande preferencialmente mojada por agua en la cual dos fluidos como agua y aceite están distribuidos en la manera requerida para un equilibrio capilar.

Supongamos que un volumen muy pequeño de agua  $\Delta v$  va ser transferido de un nivel  $h$  en la arena a un nivel  $h + dh$ . Ya que por suposición existe un equilibrio capilar en la arena, el cambio de energía libre  $dF$  (esto es el trabajo de isoterma reversible para hacer la transferencia) es cero;  $dF = 0$ , sin embargo el cambio total ene energía libre  $df$  acompañando esta transferencia es la suma de dos partes.

1. El cambio parcial de energía libre del elemento agua en una distancia elevándose  $dh$  en un campo gravitacional lo cual es dado por:

$$\frac{\delta F}{\delta h} = \rho \omega g \Delta v$$

Donde el elemento tiene un volumen  $\Delta v$

2. El cambio parcial de energía libre, del elemento agua al pasar de un nivel  $h$  donde la presión en el agua es  $P_w$  a un nivel  $(h+dh)$  donde la presión en el agua.

Esto es dado por:

$$\frac{\delta F}{\delta \rho \omega} = \Delta v$$

El cambio total energía libre es la suma de estos dos así como se describe a continuación:

$$dF = \frac{\delta F}{\delta h} dh + \frac{\delta F}{\delta \rho \omega} d\rho \omega = \rho \omega g \Delta h + \Delta v d\rho \omega = 0 \dots \dots \dots 2$$

$$0 \quad -d\rho \omega = \rho \omega g dh \dots \dots \dots 2a$$

En el cual  $P_w$  es la densidad del agua y  $g$  es la aceleración dada a la gravedad.

Una derivación similar puede ser hecha para cualquier fluido presente en equilibrio con un resultado muy similar sin importar la naturaleza del fluido. Sí, en el caso bajo discusión, el segundo fluido es aceite, la ecuación correspondiente a la ecuación 2a es

$$-dP_o = \rho_o g dh \dots \dots \dots 2b$$

(Los subíndices  $o$  y  $w$  pueden ser usados para indicar aceite y agua respectivamente)

En conformidad con nuestra convención con respecto a el signo de la curvatura interfacial media,  $P_c$ , la presión capilar a través de la interface agua- aceite es, por definición,

$$P_c = P_o - P_w, \text{ donde, diferenciando,}$$

$$dP_c = dP_o - dP_w$$

Combinando esta expresión con las ecuaciones 2a y 2b, se obtiene

$$dP_c = \Delta \rho \omega g dh \dots \dots \dots 2c$$

Donde  $\Delta\rho\omega$  representa la diferencia en densidades entre el agua y el aceite.

Cuando la presión capilar  $P_c$ , es cero, la interface no tiene curvatura y por lo tanto se encuentra en equilibrio con una interfaz plana (“una superficie libre de líquido”) a su propio nivel y presión externa. Sin embargo este comportamiento se observará más abajo, hay un límite para la pequeñez de la curvatura de la interface que puede posiblemente existir en una columna de arenas de propiedades conocidas. Por esta razón no hay interface en el sistema a través del cual la presión diferencial es cero. Podemos, sin embargo, calcular para cada superficie en equilibrio de curvatura conocida, que tan debajo de esa superficie esta la superficie líquida libre hipotética, y será conveniente calcular  $h=0$  a este nivel la superficie, sí realmente existió, tendría que poner en cero la curvatura, en la ecuación 2c será conveniente integrarla en medio de los límites y recordando la ecuación 1.

$$P_c = \Delta\rho_{av}.gh = \gamma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \dots\dots\dots 2d.$$

Donde  $\rho_{av}$  es la densidad promedio,  $h$  es la distancia vertical para la interface en cuestión arriba de la superficie del líquido libre. Como se indica en la ecuación 2d, el valor medio de la diferencia de densidad  $\Delta\rho_{av}$  debe ser usada en forma integrada si esta diferencia disintiera significativamente con la altura.

Debería ser como se comento que la superficie líquida libre no siempre es hipotética. Por ejemplo, donde el agua esta siendo embebida en un plato abierto dentro de una columna de arena aguantando el aire en una superficie llena, la superficie del líquido libre es real, y es la interface agua-aire la que esta en el plato.

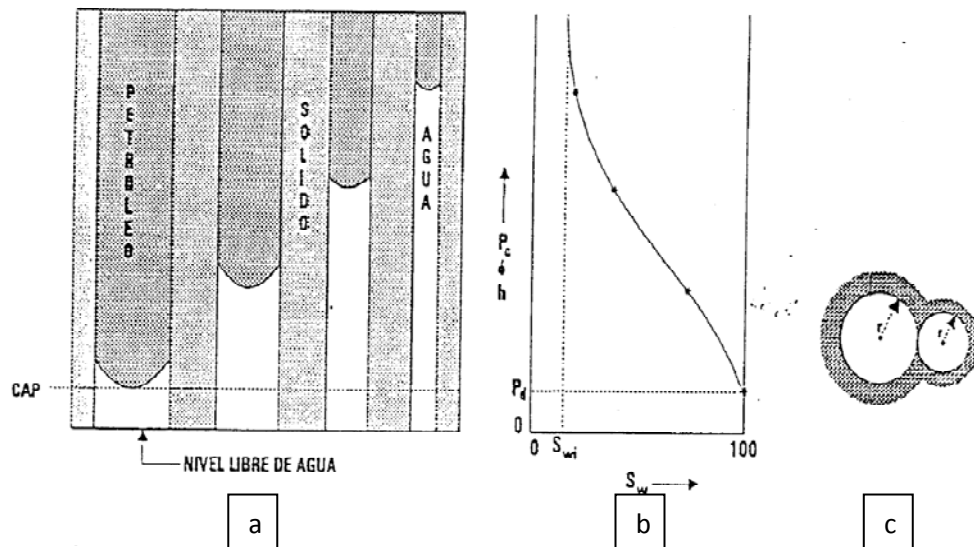
Debe ser enfatizado que la ecuación 2d fue derivada sin cualquier suposición estimando los fluidos o sistema, excepto que son isotérmicos y en equilibrio capilar. Esto aplica igualmente en el pozo para sistemas de agua-aire, agua-aceite, aceite –gas, y la fase sólida puede tener cualquier propiedad del todo.

Un corolario para la ecuación 2d. Es que todas las interfaces en particular sistemas de dos fluidos tienen la misma curvatura y la misma presión capilar que cualquier nivel horizontal.



## 2.4 RELACIÓN ENTRE LA SATURACIÓN Y LA CURVATURA INTERFACIAL

Los conceptos sobre presión capilar señalados anteriormente, pueden extenderse al yacimiento considerando que el medio poroso está formado por poros de distintos diámetros distribuidos irregularmente y en el yacimiento se observa que la presión capilar depende de las tensiones interfaciales, de la mojabilidad y del tamaño de poros. Así en vez de un único capilar, se tiene un medio poroso representado por un conjunto de varios tubos capilares de diferentes diámetros, fig. 2.4. Además de la definición señalada antes, la presión capilar puede relacionarse con la capacidad de succión de una roca a la fase mojante o de repulsión a la fase no mojante.



**Fig. 2.4 Relación entre la presión capilar con saturación de la fase mojante.**

En un medio poroso saturado con dos o más fluidos inmiscibles la presión capilar se relaciona con la saturación de la fase mojante, observándose lo siguiente:

La figura 2.4 (a) muestra un medio poroso ideal formado por capilares de diferentes diámetros. Se nota como debajo del nivel de agua en el capilar de mayor diámetro la saturación de la fase mojante es 100%. Para planos por encima del capilar de mayor diámetro, la saturación se va reduciendo y la presión capilar va aumentando puesto que los capilares donde existen interfaces tienen menor diámetro. Lo anterior equivale a que la altura alcanzada por el agua (fase mojante) será mayor en el capilar de menor diámetro e irá disminuyendo para capilares de diámetro sucesivamente mayor. Encima

del nivel de agua libre hasta el contacto agua- petróleo se observa que la presión puede ser mayor de cero y la saturación de la fase mojante es 100%.

La fig. 2.4 (b) muestra una curva típica de la presión capilar en función de la fase mojante. Esta relación de  $P_c$  y  $S_w$  posee dos características importantes:

La fig. 2.4 (c) muestra como a medida que la cantidad de la fase mojante se reduce, el radio  $r$  de la interface disminuye y por consiguiente la presión capilar aumenta.

Una presión mínima a la cual la fase mojante comienza a disminuir denominada "Presión inicial de desplazamiento" y es la presión requerida para hacer que la fase no-mojante entre en los capilares de mayor diámetro. Otra característica derivada de ésta es cuando existen dos fases en el medio poroso, la fase mojante estará ocupando los poros de menor diámetro y la fase no mojante los de mayor diámetro.

Existe un valor de la fase mojante que permanece constante aunque la presión capilar aumente indefinidamente. Este valor se le denomina Saturación irreductible de la fase mojante,  $S_{wi}$ , y representa la cantidad de fluido mojante que permanece o queda entre los poros más pequeños del medio poroso.

Ya que la ecuación 2d describe la curvatura y la altura, una relación entre la curvatura y la saturación (el fragmento de espacios vacíos ocupados por un fluido dado) satisface para determinar que para ciertos valores la diferencia de densidad y tensión interfacial para el diagrama de alta saturación, la distribución vertical de los fluidos. Es aparente que esta función de la saturación de la curvatura es la relación fundamental necesaria para la solución de problemas de capilaridad estática en arenas. Muy aparte de la relación termodinámica para la presión capilar y la altura, la curvatura de la interfaz de agua-aceite es una cantidad geométrica determinada por la magnitud intersticial existente y por la proporcionalidad de la fase de fluido presente. Hay así la posibilidad teórica de determinar matemáticamente la curvatura media correspondiente a una saturación de agua en un intersticio (espacio hueco entre los granos de una roca) de dimensiones dadas. No obstante, los intentos analíticos para evaluar la curva de saturación fallarán en la mayoría de los casos. Por ejemplo el problema abordado por Smith y otros autores para las esferas regularmente empacadas. Actualmente en arenas o areniscas la extrema irregularidad para el espacio intergranular prohíbe un tratamiento analítico.

Esto es evidente en la figura 2.3 ,estos cambios en la saturación de agua en un poro de cualquier forma no importa el resultado, en general, los cambios en la curva pueden existir en una columna de arena de propiedades definidas, aunque este hecho no es fácilmente deducible de consideraciones puramente geométricas, esto se puede demostrar por un simple experimento observando la columna de arena que contiene dos fluidos en equilibrio en un pozo conocido considerablemente saturado de agua sigue arriba de la distancia definida que se encuentra arriba del área de agua libre. Nuevamente, el simple hecho que un liquido impregne un sólido para a cercarse a ciertas funciones de saturaciones enseña que no hay saturación interfacial de curvatura cero que es típico en cualquier saturación cuando existe arena.

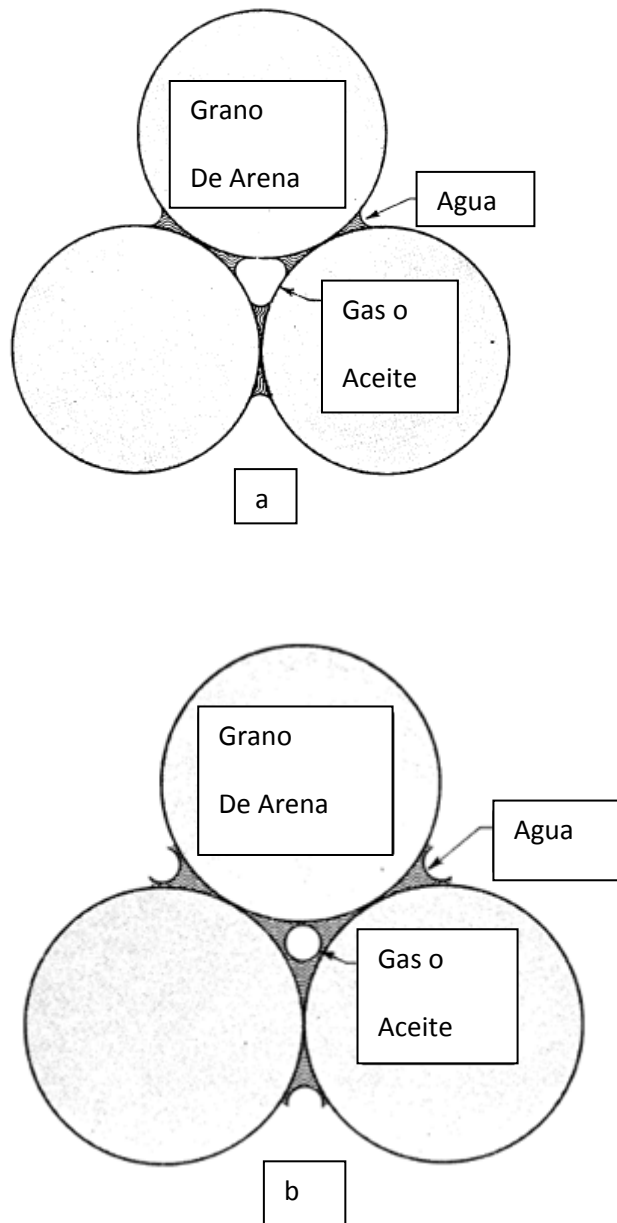
Smith, keen, Versluys y otros han dicho que hay tres tipos de regiones de saturación de agua en sólido poroso.

1.- Región de saturación. Saturación completa de agua. O “zona de agua” a presiones menores que la presión de desplazamiento, donde todos los poros están llenos de agua. Estos pozos sólo producirán agua.

2.- Región pendular. El mínimo rango para la saturación de agua. El agua se presenta en forma de anillos pendulares alrededor del contacto grano a grano. El sólido cuando no esta cubierto por agua en los anillos pendulares, se cubre con una película muy fina de agua sí el ángulo de contacto es cero, o por aceite. La figura 3.5(a) ilustra la región de saturación

3.- Región Funicular. Saturación intermedia de agua. La adición de agua a los anillos pendulares de la figura 2.5(a) tiende a crecer y pronto se vuelven tan grandes que se tocan en sus bordes y se anexan. Este estado de anillos coligados se indica en la fig. 2.5 (b). Ambas de estas configuraciones son incluidas en la región de saturación funicular desde adentro en uno u otro caso es posible para pasarse cualquier colocación en un fluido a cualquier otro en el mismo fluido por un camino tortuoso (funicular) a través de ese fluido

La nomenclatura es usada por Versluys.



**Fig2.5 Anillos de saturación.**

**a. Anillos de saturación pendular. b. región de saturación funicular.**

## 2.5 PROCESO DE SATURACIÓN DE LA FASE MOJANTE

Existen dos tipos de procesos de saturación de la fase mojannte, los cuales son los siguientes:

Desplazamiento por drenaje: en el cual la saturación de la fase mojannte disminuye durante el proceso.

Desplazamiento por Imbibición, en el cual la saturación de la fase mojannte aumenta durante el proceso

Por lo que hay una relación funcional inversa entre la presión capilar y la saturación de la fase mojannte, también se puede decir que cuando se tiene una saturación muy pequeña se tendrá el más pequeño radio de curvatura y la fase mojannte ocupará o existirá en los poros más pequeños del sistema, dejando los poros más grandes para la fase no mojannte.

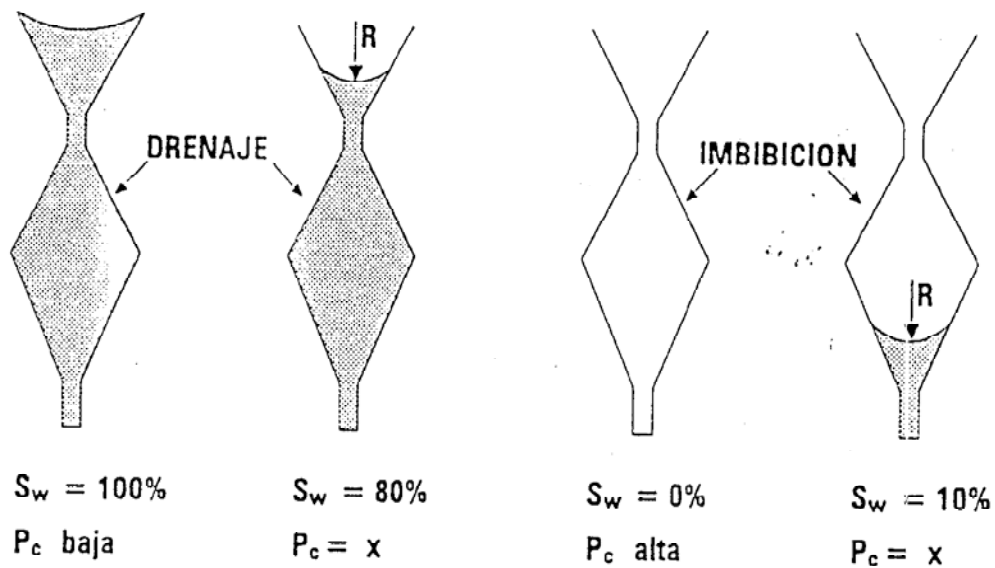
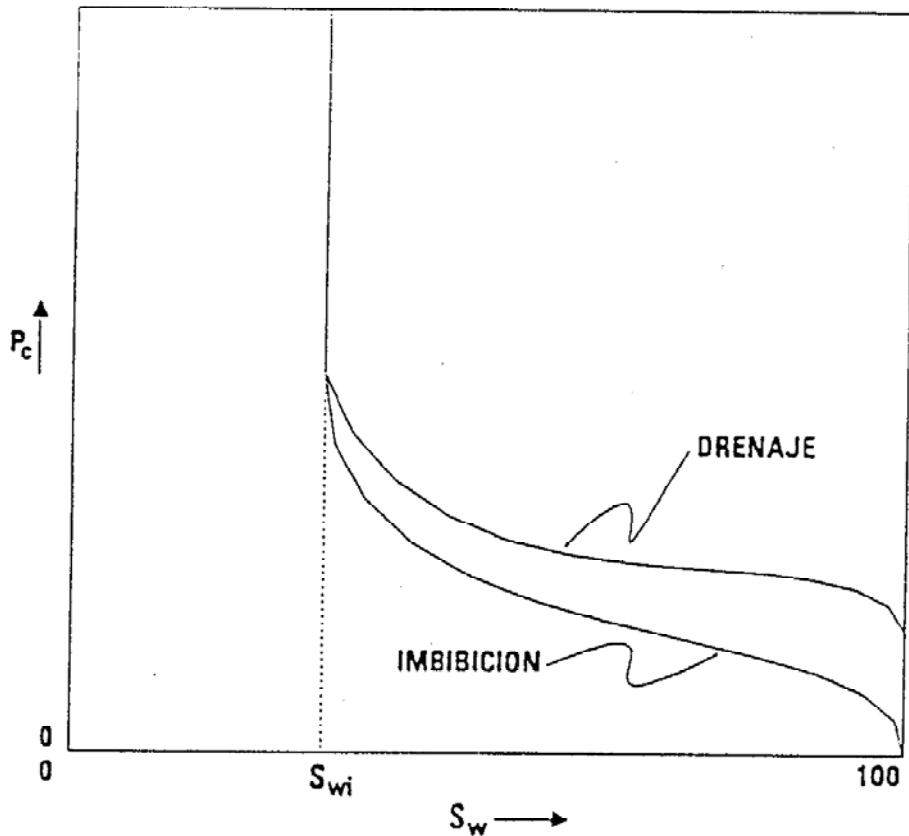


Fig. 2.6 Drenaje e Imbibición.



**Fig. 2.7** Curvas de presión capilar por drenaje e imbibición.

Durante el proceso de desplazamiento por drenaje, las fuerzas capilares se oponen (en conjunto con las fuerzas viscosas) al desplazamiento de la fase mojannte por una fase no mojannte. Contrario a esto, durante el proceso de imbibición, las fuerzas capilares ayudan a la fase mojannte al desplazamiento de la fase no mojannte.

## 2.6 TEMPERATURA Y PRESIÓN CAPILAR

La temperatura influye en el movimiento de las moléculas de cualquier líquido y por consiguiente en la presión capilar. Un aumento en la temperatura ocasionará un mayor movimiento de las moléculas de los fluidos debido al efecto de conjunto de un aumento en la energía del sistema y una disminución de la viscosidad del fluido, lo cual ocasionará que disminuya la tensión superficial. El grado en que la tensión interfacial de los fluidos se vea afectada por la temperatura, dependerá del grado inicial de energía del incremento directo de la temperatura y de la viscosidad de cada fluido.

La temperatura influye en el ángulo de contacto que se presenta entre la superficie del sólido y el fluido mojannte.

## 2.7 CURVA DE PRESIÓN CAPILAR PROMEDIO

La determinación de las curvas de presión capilar en el laboratorio se efectúa en muestras del yacimiento muy pequeñas que representan una porción infinitamente pequeña del mismo y por consiguiente la posibilidad de que una determinada muestra sea representativa del yacimiento es muy remota. Por ello, en la práctica se determinan las curvas de presión capilar en un número apreciable de muestras, a partir de las cuales se obtiene la curva promedio.

### 2.7.1 Método de Leverett

Consiste en utilizar una función de correlación adimensional llamada J, definida, en base a las propiedades de roca y fluidos como:

$$\frac{P_c}{\sigma} \left[ \frac{K}{\phi} \right]^{1/2} = J(S_w) \dots \dots \dots 3a$$

Donde:

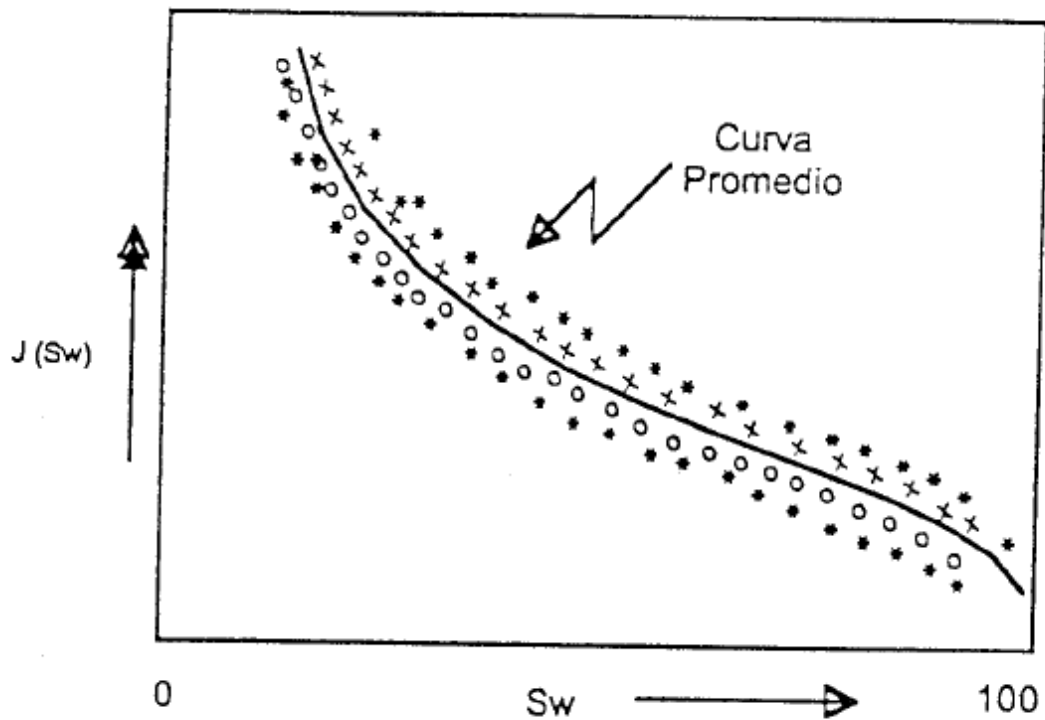
$P_c$  : es la presión capilar

$\sigma$  : es la tensión interfacial

K: es la permeabilidad

$\phi$ : es la porosidad

La representación de varias curvas de presión capilar para diferentes muestras, donde la permeabilidad y la porosidad sean distintas, en el caso más general y usando la función J (Sw), será de la forma mostrada en la fig.2.7 Donde se traza la mejor curva.



**Fig.2.8 Función J (Sw) para varias muestras tomadas de un yacimiento.**

Conocida la permeabilidad ( $K_p$ ) y la porosidad promedio ( $\phi_p$ ), así como la tensión interfacial ( $\sigma_y$ ) para los fluidos a condiciones de yacimiento, se selecciona  $S_w$  y de la curva promedio ( fig.2.8 ) se determina  $J(S_w)$  y con ellos la presión capilar correspondiente mediante la ecuación:

$$P_c = \frac{J(S_w)}{\left[\frac{K_p}{\phi_p}\right]^{1/2}} \sigma_y \dots \dots \dots 3b$$

Repetiendo para valores de  $S_w$  se obtiene curva  $P_c = f(S_w)$  promedio del yacimiento.



## 2.8 MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR EN EL LABORATORIO

Existen varios métodos experimentales para obtener los datos necesarios para construir las curvas de presión capilar en función de la saturación.

### 2.8.1 Método de Restauración de Estado

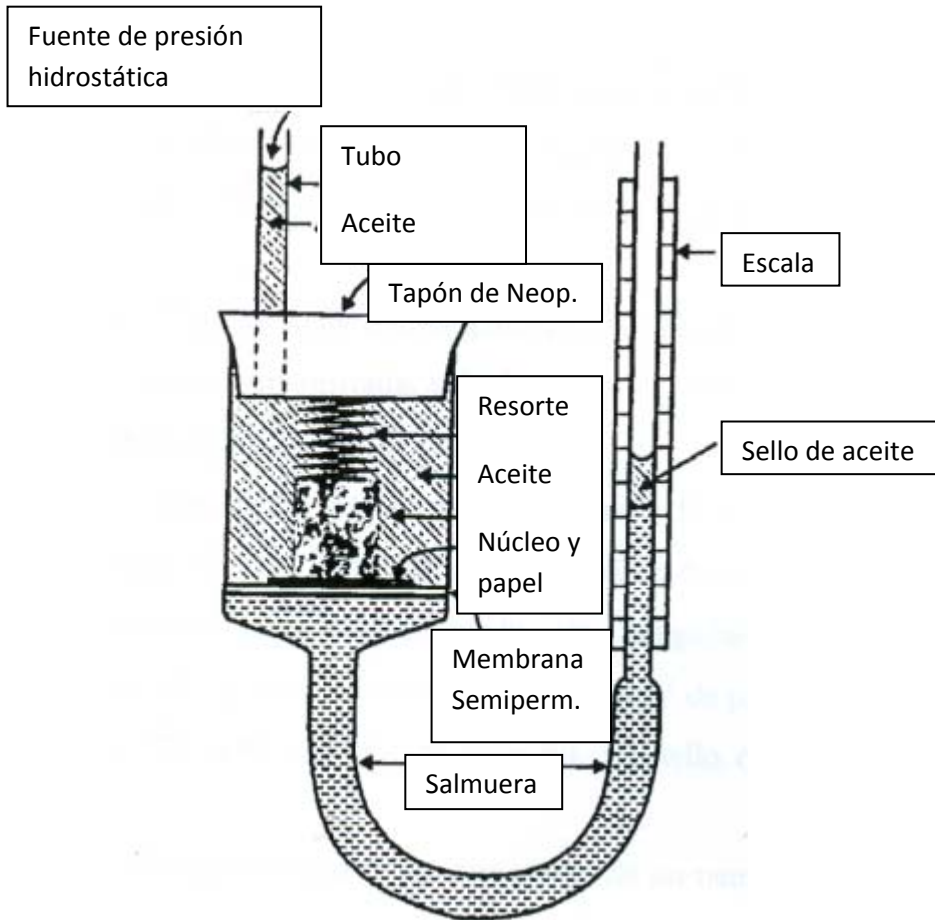
La curva de presión capilar se evalúa midiendo la diferencia de presión que existe entre la presión del aire que se inyecta en la cima de la celda de prueba y el agua sin presión contenida en el fondo de la celda, para diferentes saturaciones de agua. La celda contiene una muestra sobre puesta a una membrana semipermeable, ambas saturadas con agua; la membrana permite solo el paso del agua y separa en dos porciones la celda, la parte superior que contiene muestra y aire y la inferior que contiene agua. El aire desplaza parte del agua que satura la muestra fluyendo a través de la membrana, la saturación de la muestra porosa se determina por el cociente del peso del agua determinado por la diferencia de los pesos de la muestra, cuando está saturada cien por ciento de fluido menos el peso de la muestra estabilizado para la presión de aire aplicada, entre el peso del agua que satura la muestra 100%; este proceso se repite varias veces, para determinar el comportamiento de presión capilar-saturación.

Ventajas:

1. Es un método sencillo y directo. Se mide directamente la propiedad de interés. Observación: Es necesario asegurar un excelente contacto capilar entre la muestra y la membrana.
2. Es una medición absoluta.
3. Permite definir perfectamente la saturación irreductible de agua del sistema.

Desventajas:

1. Sólo se emplea para curvas de drenaje.
2. Lleva mucho tiempo. El equilibrio se obtiene al cabo de varios días. Una medición completa dura entre 15 días y un mes.
3. En muestras poco permeables (usualmente menos de 20-50 mD) o muy heterogéneas no se alcanza la saturación irreductible de agua ( $S_{wirr}$ ). La presión capilar se extiende sólo hasta la presión de umbral de la membrana.

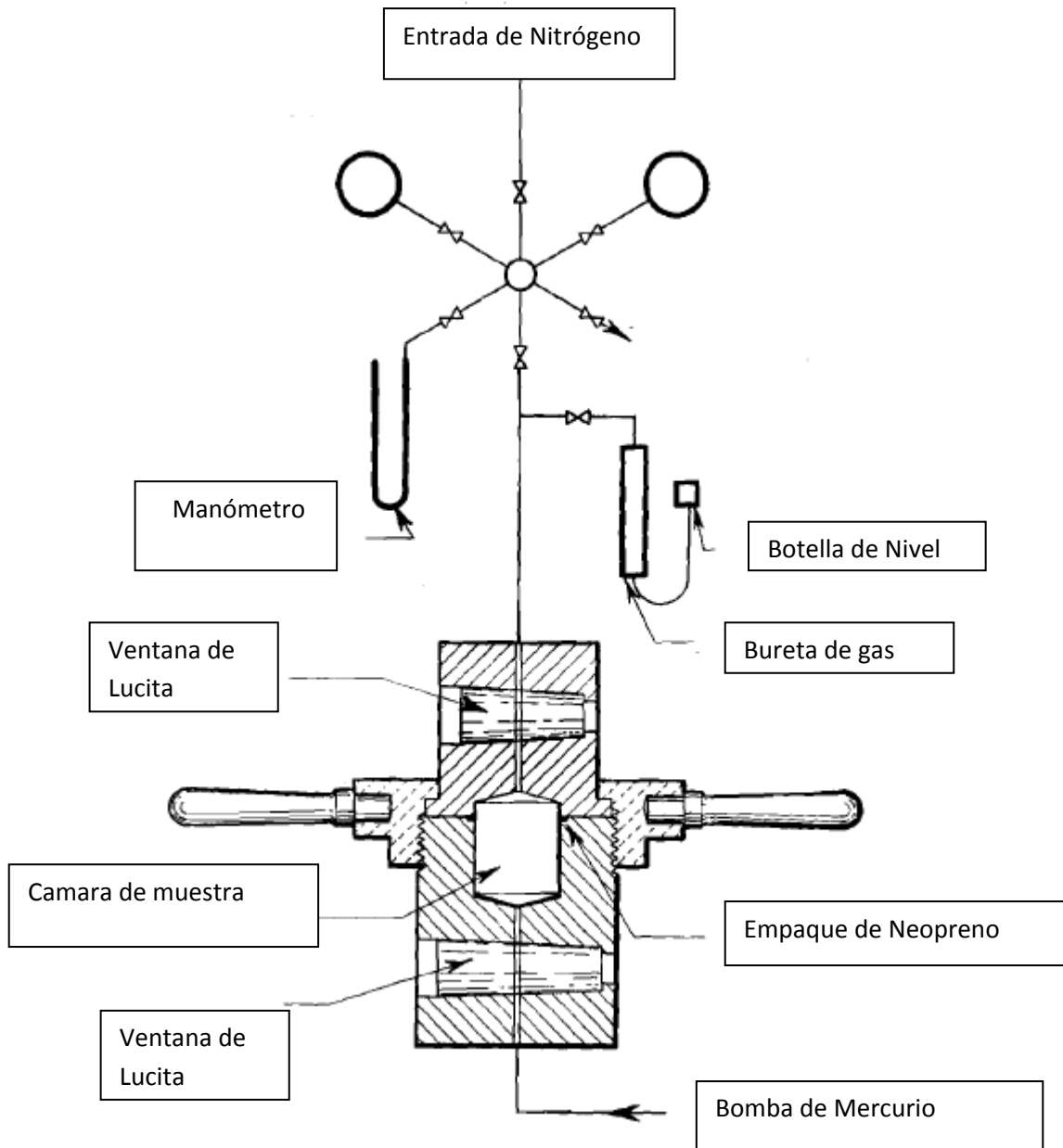


**Fig. 2.9** Aparato típico para medir la presión capilar por el Método de Restauración de estado.

### 2.8.2 Método de Inyección de Mercurio

Este método es más sencillo y rápido; para su aplicación se somete una muestra pequeña y homogénea con alta presión de vacío, considerando al mercurio líquido como la fase no mojanete y los vapores del mercurio junto con el gas residual en la muestra, como la fase mojanete. El método consiste en inyectar lentamente el mercurio líquido a la muestra, hasta que cesa su admisión a una presión determinada. La saturación de mercurio se determina por el cociente del volumen inyectado de mercurio entre el volumen de poros de la muestra. Posteriormente se incrementa la presión predeterminada inyectando mercurio de nuevo hasta que deja de admitir; este paso se repite varias veces hasta alcanzar la última presión programada, pudiendo definirse a partir de estos resultados el comportamiento presión capilar-saturación.

Ambas Técnicas, el de restitución de estado y la inyección de mercurio son métodos estáticos. La presión capilar dinámica puede ser determinada por una modificación a la técnica de Hassler para la medición de la permeabilidad relativa. En este método ambas fases son permitidas o son dejadas fluir a través del núcleo con un control ejercido sobre la diferencia de presión existente entre ellos. Al llegar al equilibrio las dos fases continúan el flujo pero su respectiva saturación no cambia.



**Fig. 2.10** Aparato para determinar la presión capilar por el Método de inyección de Mercurio.

Aunque la técnica de restauración de estado es probablemente el método más usado y es considerado el más confiable, la técnica de inyección de mercurio tiene la ventaja de ser más rápido. Ya que los fluidos similares a aquellos encontrados en los yacimientos pueden ser usados en la determinación del método de restauración de estado, los resultados son usualmente más directamente aplicables a los problemas de los yacimientos; los resultados del método de Inyección de Mercurio por otro lado pueden ser convertidos por medio de un factor de conversión a los de presión capilar los cuales podrían ser obtenidos con los fluidos del yacimiento.

Ventajas:

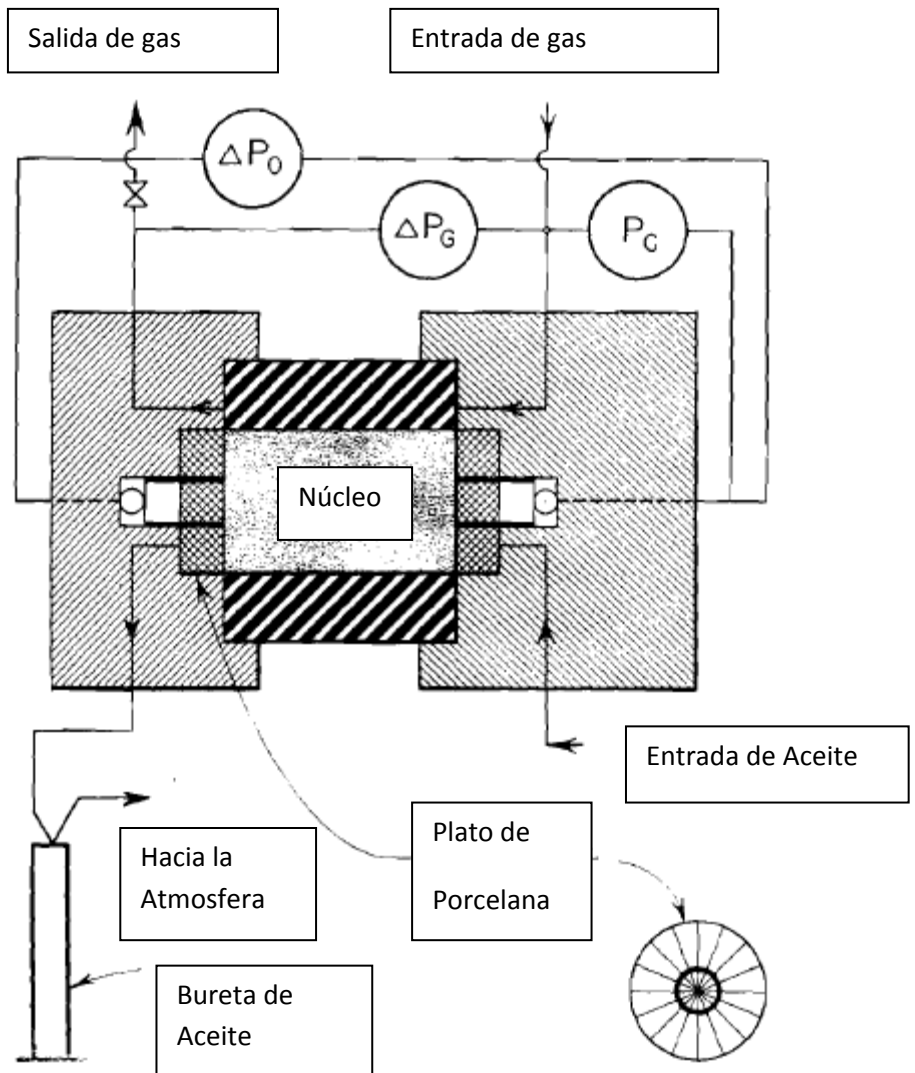
1. Es un método rápido. En general la medición (sobre muestras previamente acondicionadas) requiere entre 1 y 2 hs.
2. La elevada tensión superficial del mercurio permite obtener mayor sensibilidad que con otras metodologías para caracterizar presión umbral o detalles "finos" de la estructura de poros.
3. Se puede aplicar a muestras mal conformadas.
4. Permite desarrollar elevadas presiones capilares.
5. Permite caracterizar el medio poroso en función de la distribución de diámetros de gargantas de poro

Desventajas:

1. No permite obtener valores de Swirr ( saturación de agua irreductible).

### **2.8.3 Método Dinámico en Régimen Permanente**

La presión capilar se evalúa como la diferencia de presiones existente entre el agua y el gas en la cara de entrada de flujo, en una muestra porosa colocada en una celda tipo Hassler, con una membrana semipermeable en cada uno de sus dos extremos, en la cual el flujo se mantiene en régimen permanente, considerando condiciones de régimen permanente cuando la diferencia de presiones entre ambas fases es la misma en ambas caras, o sea cuando el gasto de ambas fases es constante. La saturación de la muestra porosa se determina por el cociente del peso del agua, obtenido de la diferencia entre los pesos de la muestra, cuando está saturada 100% de agua inicial, menos el peso de la muestra después de determinar el valor de la presión capilar para un gasto estabilizado de ambas fases, entre el peso del agua inicial que satura la muestra 100%. Repitiéndose el proceso varias veces con diferentes gastos de las fases en cada ocasión, se define un comportamiento de presión capilar-saturación.



**Fig. 2.11** Aparato para determinar la presión capilar por el Método Dinámico en régimen permanente.

Aufricht y cols. (1957) comentan que para los ingenieros de yacimientos y de producción, la aplicación principal de los comportamientos de presión capilar-saturación (transformados en distribución de la fase mojante en columnas con variación de su saturación), es determinar la distribución inicial de fluidos y su movilidad en el yacimiento; la distribución se refiere a la magnitud de las saturaciones de aceite y agua en equilibrio capilar en todo el yacimiento, como resultado de las propiedades de la roca, de su cercanía al contacto aceite-agua y de su posición en el yacimiento, lo cual es de gran importancia para su explotación y para los cálculos de comportamiento y procesos de recuperación secundaria. La presión capilar se transforma en altura de la columna agua-aceite, usando valores promedio de tensión interfacial, ángulo de contacto y densidades del agua y aceite del yacimiento, tomando como plano de referencia el nivel al cual se obtiene una producción del 100% de agua o aquel en donde la saturación del aceite es 0%.

Esta forma de presentar los datos de la presión capilar en función de la variación de las saturaciones, permite correlacionar la profundidad con datos determinados de núcleos, la permeabilidad al gas, porosidad, saturación de agua irreducible y el corte de agua determinado con permeabilidades relativas.

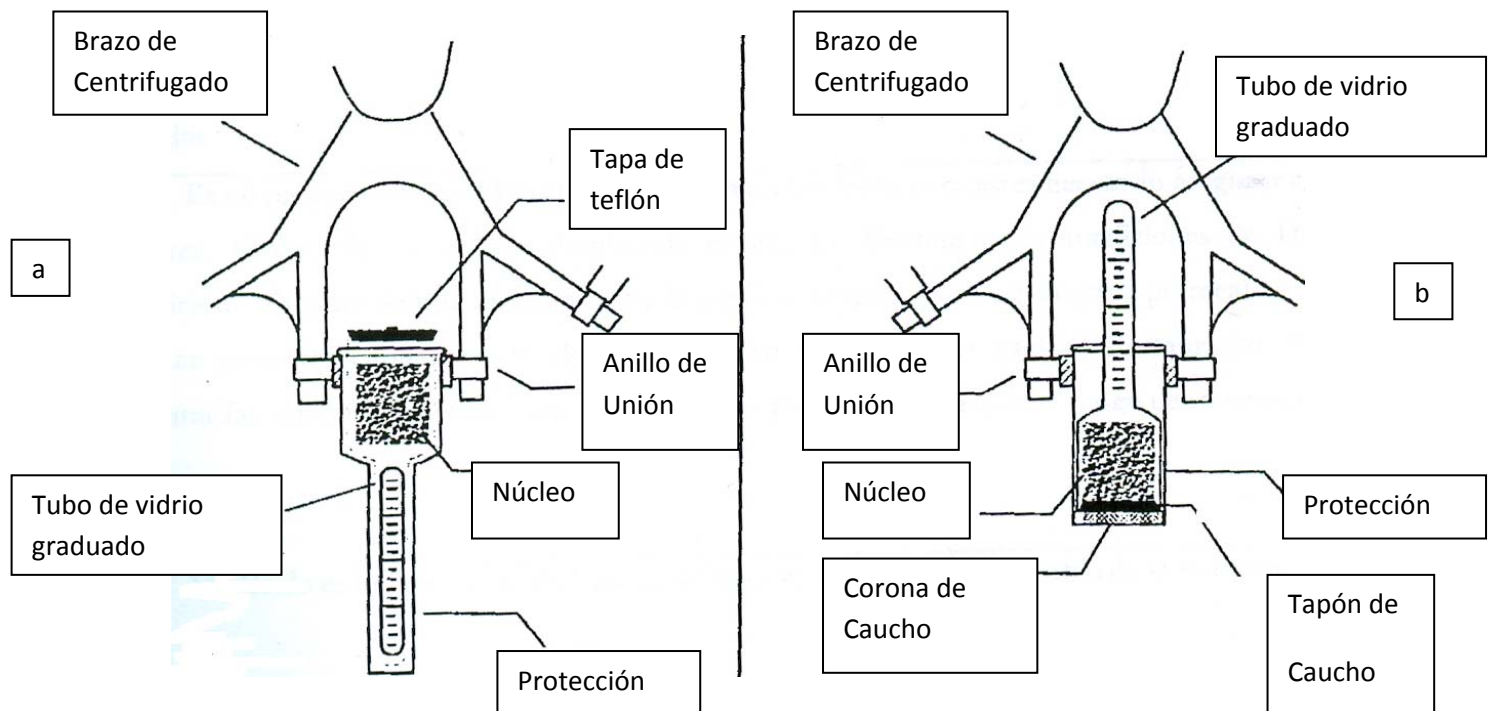
Arps (1964) presenta una forma de emplear los datos de presión capilar en combinación con las curvas de permeabilidades relativas, para definir la distribución de fluidos en el yacimiento.

Los métodos previamente discutidos para determinar la presión capilar, emplean muestras pequeñas, o sea consideran esencialmente el efecto predominante de matriz, midiendo la presión directamente o a través de algún parámetro físico; algunos requieren tiempos grandes de prueba, o la presión de prueba es pequeña, otros emplean equipo sofisticado siendo difícil la interpretación de los datos registrados o de alto costo y/o riesgo de operación.

## 2.8.4 Método Centrífugo

Este método emplea una centrífuga de alta velocidad para aumentar la diferencia de presión entre las fases y de esta manera medir el promedio del fluido de saturación en un núcleo en equilibrio, durante la rotación a varias velocidades angulares ( $\Theta$ ).

Manteniendo en sujeción a la muestra, la aceleración de la centrífuga incrementa el campo de fuerza sobre los fluidos, teniendo con ellos un incremento en la fuerza gravitacional que obliga a los fluidos a desplazarse al núcleo. La velocidad de rotación se mantiene constante y es convertida en unidades de fuerza que actúan en el centro de la muestra. El fluido desplazado es leído visualmente por el operador. Cuando la muestra es sometida a diferentes velocidades de rotación, es posible obtener una curva completa de presión capilar.



**Fig. 2.12** Posición del porta muestras y la muestra en la centrífuga para obtener la presión capilar.

- a. Aceite desplazando agua.
- b. Agua desplazando aceite.

Ventajas:

1. Es un método rápido.
2. El instrumental es más elaborado pero no es necesario asegurar contactos capilares. El drenaje de la fase desplazada es directo.
3. Permite hacer mediciones de Drenaje e Imbibición.
4. Permite definir perfectamente la presión umbral de muestras poco permeables.
5. Permite alcanzar presiones capilares más elevadas que con el método de Restauración de Estado.
6. Compara favorablemente con el método de Restauración de Estado en todo el rango de saturaciones.

Desventajas:

1. El cálculo es indirecto. La saturación de fases varía a lo largo de la muestra.



### 3. MEDICIÓN DE PRESIÓN CAPILAR DINÁMICA EN RÉGIMEN VARIABLE PARA MUESTRAS DE DIÁMETRO COMPLETO CON DOBLE POROSIDAD

Se presenta un método experimental en vías de desarrollo, para determinar la presión capilar en forma dinámica en régimen variable, inyectando una de las fases a gasto constante a una muestra de diámetro completo, la cual aloja en su porción homogénea porosidad secundaria; la presión capilar se evalúa como la diferencia de presiones existentes entre ambas fases en la cara de entrada de la muestra, o sea, la presión de la fase desplazante menos la presión cero de la fase desplazada, corrigiéndola por la caída de presión de flujo en la muestra y la contra presión aplicada al flujo en la cara de salida de la muestra, para mantener el gasto constante de la fase desplazante. La muestra se encuentra sometida a condiciones de laboratorio o de yacimiento, tanto de temperatura, como de esfuerzo efectivo de confinamiento; la saturación de los fluidos se determina por medio del balance de los volúmenes de fluidos producidos de la muestra para cada uno de los intervalos de tiempo.

Para verificación de resultados se dispone de un equipo de pruebas de presión capilar de restitución de estado, que tiene como característica una membrana que alcanza presiones de separación de hasta  $300 \text{ lb/pg}^2$ .

Las ventajas que ofrece este método de régimen variable son las siguientes:

1. Se pueden emplear los fluidos del yacimiento; aceite y agua.
2. Se puede determinar la presión capilar a diferentes esfuerzos de compresión efectiva; o a caídas de presión en el yacimiento.
3. Se puede determinar la presión capilar a temperatura del yacimiento.
4. Incluye el efecto de la porosidad secundaria.
5. El tiempo de medición es razonable y corresponde al de dos pruebas de desplazamiento.
6. Tiene relación directa con las permeabilidades relativas y flujo fraccional, por realizarse en la misma muestra e idénticas condiciones de prueba.
7. La determinación es directa.

### 3.1 EQUIPO DE MEDICIÓN

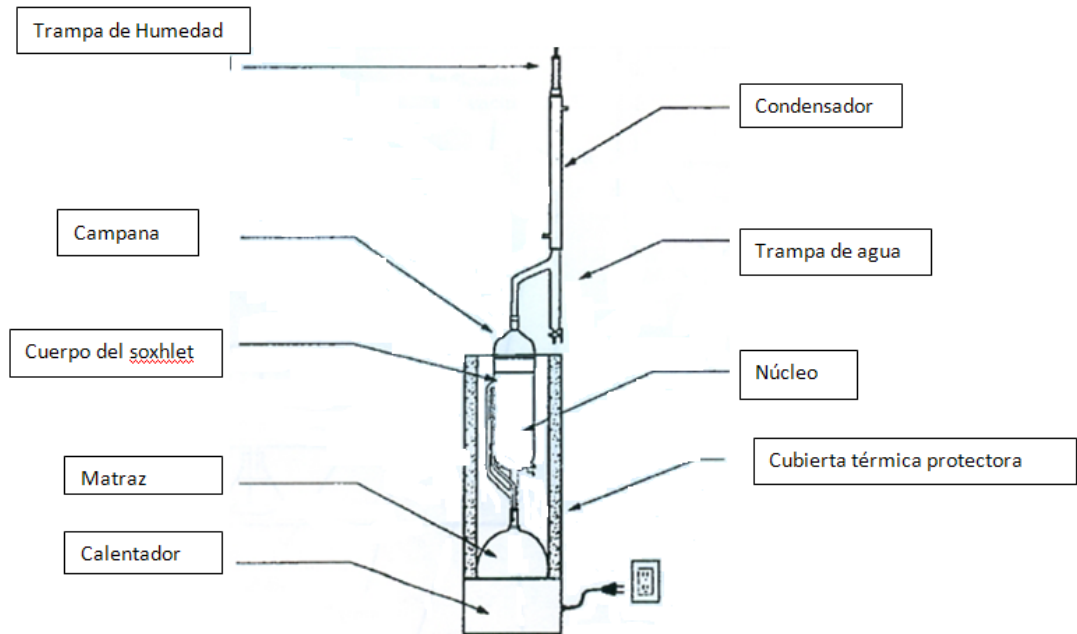
(Preparación de las muestras)

- a) Lavador de núcleos
- b) Módulo de saturación de muestras.
- c) Sistema empleado para la medición de la presión capilar
- d) Bomba de gasto constante de alta presión.
- e) Separador de fase de alta presión.
- f) Módulo de contrapresión.
- g) Módulo de presión diferencial.
- h) Consola electrónica.
- i) Módulo de adquisición de datos.

### 3.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

#### a) Lavador de núcleos

El lavador de núcleos limpia al núcleo de los fluidos del yacimiento, para lo cual se destilan solventes en forma cíclica. Este equipo se encuentra fabricado de vidrio templado para muestras de hasta 4 pulgadas de diámetro por 7 pulgadas de longitud; consta de un porta muestras, un calentador, un controlador de calor y por una cubierta protectora. Para limpiar las muestras primero se debe llenar el equipo con un solvente, para este caso tolueno y metanol. Las muestras se meten en el equipo el cual tiene una temperatura arriba de su punto de ebullición del solvente que pasa por la muestra y se destila de forma cíclica, por un periodo de 15 a 21 días hasta que la muestra queda limpia. Por último se procura evaporar los solventes residuales, sacándolos a la intemperie y calentándolos en un horno de vacío hasta que la muestra queda totalmente limpia.



**Fig.3.1 Lavador de núcleos.**

**b) Módulo de saturación de muestras**

El sistema de saturación presión- vacío es usado para saturar muestras. Esta compuesta de dos módulos independientes, el modulo de vacío y el de presión. Para saturar las muestras es necesario que estas se encuentren secas. El primer paso para saturar la muestra se utiliza el modulo de vacío y después el de presión.

El módulo de vacío consiste en:

- 1.- Control de la entrada de agua, 2.- Control de la entrada de CO<sub>2</sub>, 3.- Campana de vacío, 4 y 5.- Válvulas, 6.- Indicador de vacío, 7.- Muestra, 8.- Agua salada, 9.- Válvula de vacío, 10.- Purga, 11.- Bomba de vacío, 12.- Trampa de condensado.

El módulo de presión. Consiste en:

- 1.- Manómetro, 2.- Muestra, 3.- Recipiente de plástico, 4.- fluido de saturación, 5.- Celda, 6.- Válvula, 7.- Manómetro ,8.- Entrada de aire, 9.- Regulador de aire, 10.- Bomba de alta presión, 11.- Tanque de purga.

Diagrama del módulo de vacío

Diagrama del módulo de presión

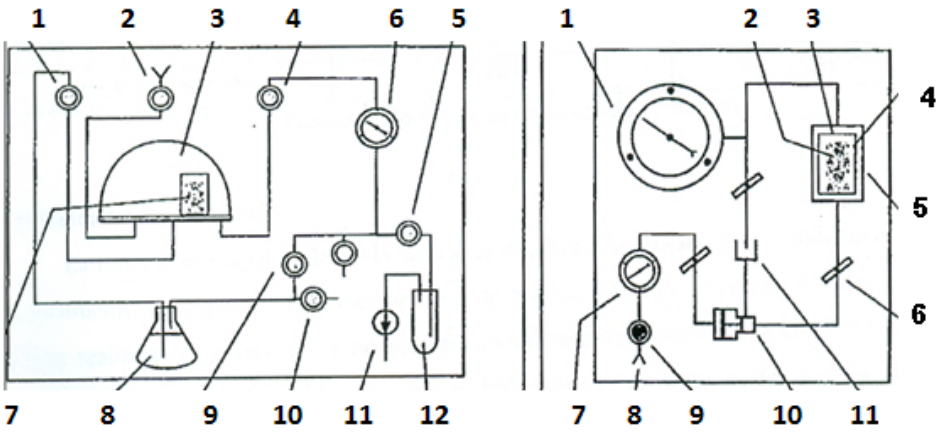


Fig. 3.2 Módulos de saturación de muestras.

**c) Sistema de medición empleado para la presión capilar**

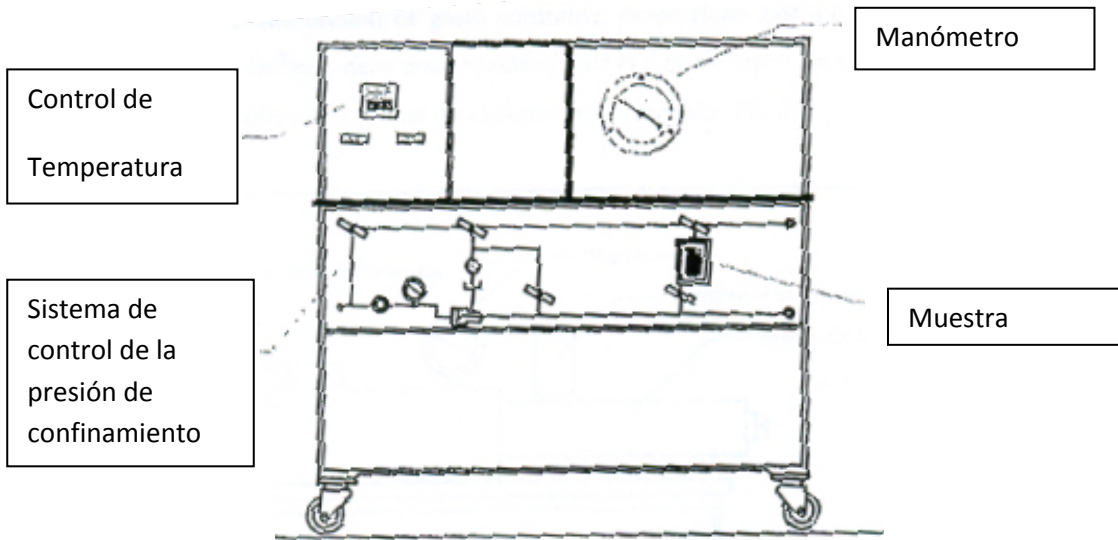
La medición de la presión capilar en núcleos de diámetro completo se efectúa en un equipo construido por Terra Tek Systems, especialmente diseñado para muestras de núcleos naturalmente fracturados de diámetro completo, capaz de simular condiciones de yacimiento. El sistema de prueba está diseñado bajo el concepto modular, el cual permite una gran flexibilidad para los diversos tipos de prueba que pueden realizarse; su operación es sencilla y se puede ser limpiar fácilmente. El sistema está construido con acero inoxidable 316, para una presión nominal de trabajo de 20000 lb/pg<sup>2</sup>. El sistema está construido para operar a presiones y temperaturas muy altas cuando se interconecta con la celda de presión hidrostática, por lo que es necesario operar el equipo con ciertas precauciones, por ejemplo, asegurarse siempre de que la presión de los fluidos sea purgada a la atmosfera y que la temperatura de los fluidos se reduzca a niveles seguros, antes de aflojar cualquier conexión.

La función principal de la celda básica, es someter a la muestra a las condiciones de presión de confinamiento y temperatura de yacimiento o de prueba. La celda es común a todas las pruebas que pueden realizarse en el sistema y no requiere modificaciones para realizar las diferentes pruebas. El sistema lo componen la celda de prueba hidrostática, el sistema de control de presión de confinamiento, el sistema de calentamiento y el control de temperatura, el sistema de flujo y el sistema electrónico. La celda de confinamiento consta de varios módulos, debido a su gran interrelación para realizar cualquier operación de medida de permeabilidad.

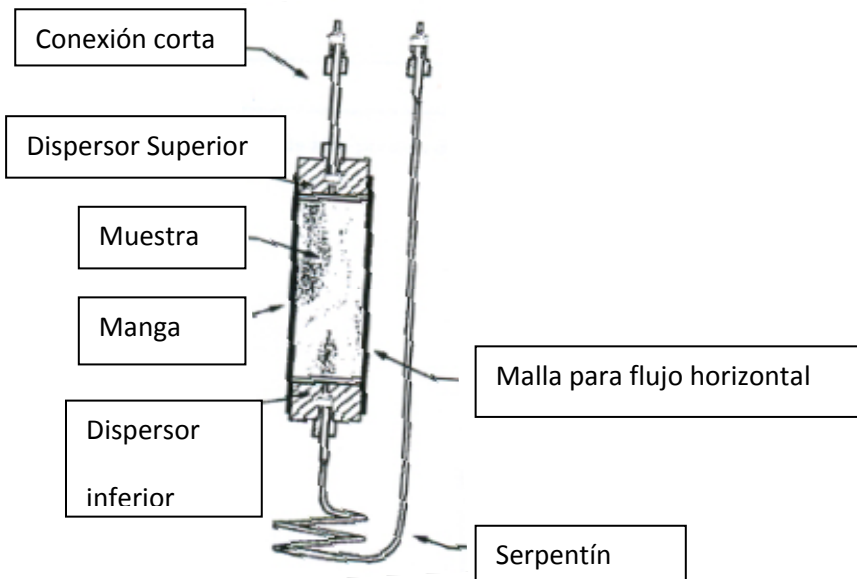
La celda de prueba hidrostática esta hecha de acero, consta de dos tapones, el tapón inferior consiste de dos puertos uno para la línea de alimentación que comunica el depósito del fluido de confinamiento y que suministra la presión de confinamiento de la muestra y el otro para purgar la presión de la celda. El tapón superior que consta de dos puertos, uno de alimentación y otro de salida para el fluido de poro, además dos conectores para los termocoples, que van en el interior de la celda.

El sistema de control de la presión de confinamiento se aplica a una muestra que esta sujeta a condiciones de prueba y es capaz de mantener una muestra hasta 20000 lb / pg<sup>2</sup> de presión y 150 ° centígrados de temperatura y son a la vez las condiciones de máxima operación. Para someter a presión de confinamiento a la muestra es necesario colocarla dentro de la celda de prueba hidrostática, puesta dentro de una manga de plástico y de dos dispersores de flujo en sus extremos, que son interconectados al tapón superior de la celda por medio de un serpentín y una conexión pequeña. El sistema incluye una bomba impulsora de aire de alta presión, un depósito para el flujo de confinamiento, un manómetro de presión de alta precisión hasta 20000 lb / pg<sup>2</sup>, un transductor de presión electrónica de hasta 20000 lb / pg<sup>2</sup> y un sistema de purga para la celda de prueba.

El sistema de control de temperatura consiste de una serie de bandas colocadas en la pared externa de la celda de prueba, un controlador de temperatura, tres termocoples: el primero para medir la temperatura de la muestra, otro para la temperatura del fluido y el otro para la temperatura de la celda que controla el calor de las resistencias; un tablero para monitorear la temperatura de los fluidos y la muestra. El sistema de control de temperatura calienta la celda hasta una temperatura de 150 ° C.



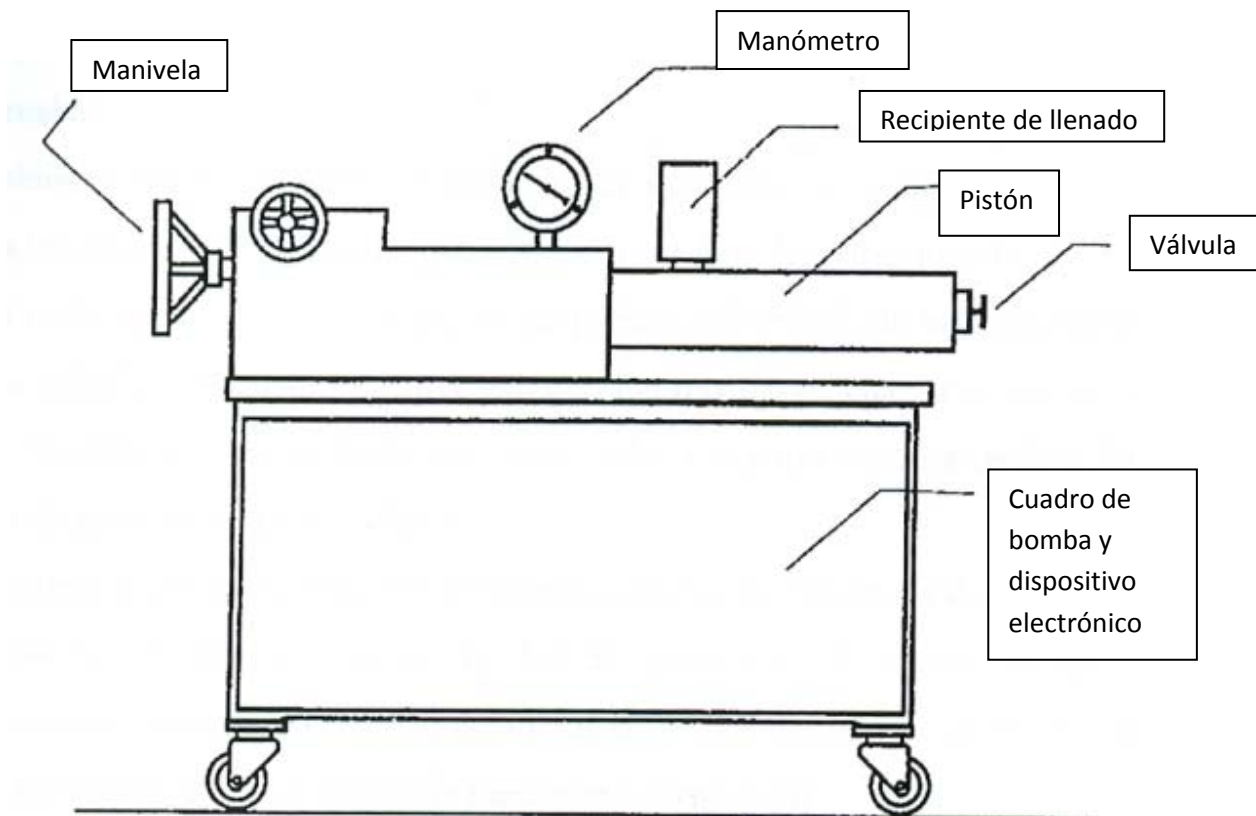
**Fig. 3.3 Celda básica de pruebas**



**Fig. 3.4 Diagrama de muestra ensamblada.**

**d) Bomba de gasto constante de alta presión**

Este instrumento nos ayuda a obtener los gastos del flujo de la inyección para un rango de 0 a 0.1 centímetros cúbicos sobre segundos, tiene una capacidad para el flujo de inyección a gasto constante con el pistón de la bomba que desplaza 500 centímetros cúbicos, sobre segundos este a su vez esta manejado por un mecanismo de transmisión.



**Fig.3.5 Bomba de gasto constante de alta presión.**

### e) Separador de fase de alta presión

Este separador permite medir con mucha precisión el volumen de un fluido producido en un sistema bifásico que pasa a través de una muestra. El tubo colector y el tubo estático de referencia, contienen parcialmente los fluidos de prueba, la interface tiene la misma altura en los tres tubos. La parte superior de los tubos estático y de referencia están conectados al transductor de presión diferencial, de baja resolución el cual es de  $0.125 \text{ lb / pg}^2$ , los tubos son aislados por medio de una válvula, durante la prueba una mezcla de los fluidos es inyectada en el tubo colector, el fluido más ligero sube a la parte superior de la columna del fluido y desplaza el fluido pesado en el tubo colector.

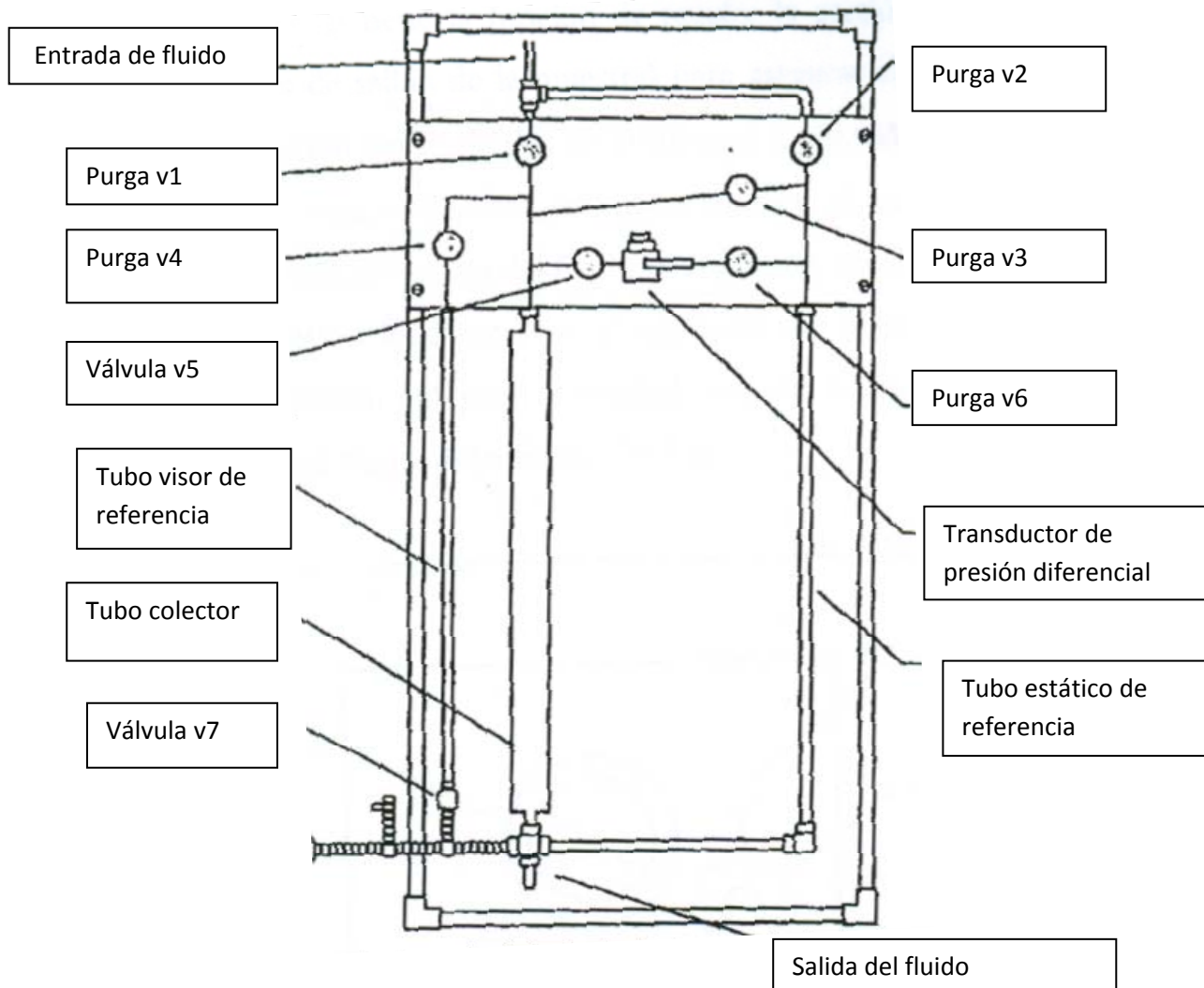
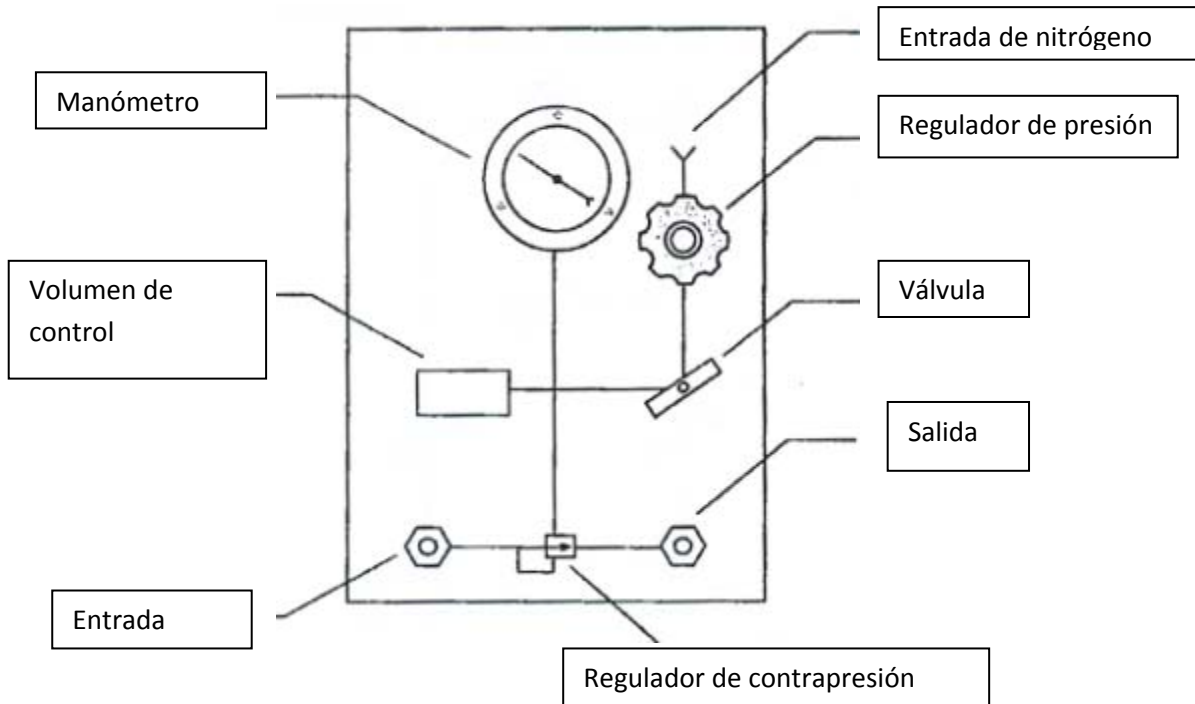


Fig. 3.6 Separado de fases de alta presión.



**f) Módulo de contra presión.**

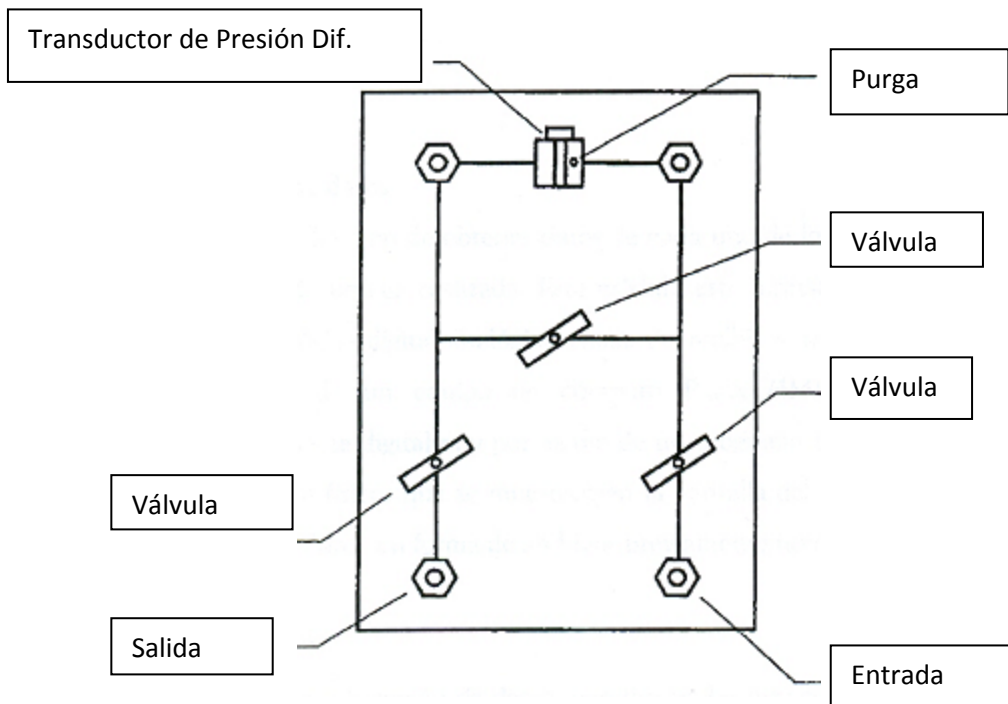
Este aparato regula la presión de salida de los fluidos o presión corriente abajo para asegurar el flujo a gasto constante y evitar también la evaporación de los fluidos en el sistema y trabaja gracias a un tanque de nitrógeno.



**Fig. 3.7 Modulo de contrapresión.**

**g) Módulo de presión diferencial.**

Permite monitorear la caída de presión a través de la muestra permitiendo aislar dos corrientes de flujo, el cual se conecta con cable al módulo electrónico, la presión máxima de trabajo es de 5000 Lb/pg<sup>2</sup>.



**Fig. 3.8 Módulo de presión diferencial.**

**h) Consola electrónica.**

Consta de cinco canales: C1: presión de confinamiento, C2: presión diferencial, C3: separador de alta presión, C4: presión de poro, C5: acumulador de alta presión; También consta de muchos módulos y sus funciones principales son: recibir, filtrar, disminuir, y regular las señales de todos los transductores (medidores de presión) y termocoples. Las señales análogas de salida son recibidas por el sistema y se registran automáticamente.

**i) Módulo de adquisición de datos.**

Su papel es el de obtener los datos de los transductores del sistema para las pruebas que se van a realizar; este módulo también consta de una tarjeta bipolar de conversión de señales analógicas a digitales y viceversa, recibe y transfiere una quincena de datos situados dentro de un sistema de computo, que transforma los datos recibidos mediante un programa de constantes de calibración.

### 3.3 PROCESO DE MEDICIÓN

Para determinar el comportamiento de la presión capilar-saturación se selecciona una muestra que represente al grupo en estudio, en este caso se selecciono la muestra de 2 Pozos pertenecientes a la sonda de Campeche. **Núcleo 1 Muestra 3; Tipo de Roca: caliza; Pruebas: de Drene aceite-agua, Imbibición aceite-agua y Restauración de estado. Núcleo 3 muestras 1 y 2; Tipo de Roca: arenisca (arena suave); Pruebas de Drene e Imbibición para cada muestra.**

Estas muestras tuvieron una permeabilidad absoluta suficiente para que fluyan las dos fases; inicialmente se satura con agua de formación, o con la fase mojante que previamente se haya determinado de acuerdo a su mojabilidad y se prepara para introducirla en la celda básica de permeabilidades, con manga, mallas, etc., finalmente se somete a la presión de confinamiento y temperatura seleccionados para esta prueba.

Una vez estabilizadas las condiciones de prueba de la muestra para esta determinación, se inyecta la fase no mojante con un gasto alto y constante, con objeto de cubrir el mayor rango posible de saturación, registrando la presión de inyección, la diferencia de presión de flujo y el volumen de la fase mojante producido, hasta circular 10 volúmenes de poros. Posteriormente se inyecta la fase mojante, bajo las mismas condiciones, con registro de los mismos datos y también se circulan 10 volúmenes de poros.

#### 3.3.1 Limpieza de las muestras

Primero hay que extraer de la muestra los fluidos residuales, con una mezcla de 50 % de tolueno y 50% de alcohol metílico, para ello se utiliza el lavador de núcleos que pasa el solvente por la muestra y de forma cíclica se va destilando, por un tiempo de dos semanas, luego se sacan las muestras y se dejan secar a la intemperie o se utiliza un horno que funciona al vacío a 20 pulgadas de mercurio y a una temperatura de 100° C.

Las muestras se saturan cien por ciento con agua de formación natural o sintética, empleando un equipo diseñado especialmente con este objetivo.

### 3.3.2 Equipo de saturación

El equipo mostrado en la figura 3.2, consta de dos módulos principales, uno de vacío y otro de compresión, el módulo de vacío consta de una campana, una bomba, un manómetro de vacío, una trampa de vapores, válvulas de control, un depósito de desaeramiento de agua, líneas de interconexión y un dispositivo para evaporar hielo seco, cuyos vapores se inyectan a la muestra. El módulo de compresión consta de dos filtros de aire, de una bomba de alta presión, una celda de represionamiento, un regulador de presión, un manómetro, válvulas y líneas de interconexión.

### 3.3.3 Proceso de saturación

Para saturar una muestra con agua de formación, ésta se coloca dentro de un recipiente que sea flexible, a su vez el recipiente se coloca abierto dentro de la campana de vacío, en el cual se hace vacío hasta alcanzar una presión aproximada de 20 pulgadas de mercurio; después se llena lentamente de dióxido de carbono hasta alcanzar nuevamente la presión atmosférica, repitiéndose éstos pasos varias veces hasta eliminar totalmente el aire, lo cual se logra debido a que el dióxido de carbono es miscible con el aire y se adhiere a los granos de la roca. Posteriormente se introduce el agua de saturación sin aire hasta llenar el recipiente que contiene la muestra y se continúa haciendo vacío hasta que dejan de surgir burbujas de gas de la muestra, momento en el que se considera saturada.

El recipiente con la muestra saturada bajo condiciones de vacío, se rellena de agua y tapado se coloca dentro de la celda de compresión, la cual se llena de aceite completamente y se somete a presión hasta que se alcanzan 5000 lb/pg<sup>2</sup>, pero debido a que la muestra sometida a esta presión aún continúa aceptando agua, la presión se reduce por lo que es necesario elevar la presión de la celda hasta que se mantenga en las 5000 lb/pg<sup>2</sup> de presión. Como resultado del proceso anterior, la muestra queda con la saturación de agua máxima posible, que es un porcentaje bastante alto de la porosidad efectiva, quedando lista para medirse su permeabilidad absoluta con agua de formación.

### 3.3.4 Colocación de la muestra

Una vez que la muestra esta lista manteniendo la muestra en una posición vertical idéntica a su posición de extracción, se le prepara para introducirla en una celda de presión, se le coloca las mangas elásticas, los dispersores, abrazaderas, conexiones y serpentín. Hay que hacerlo de una buena manera y revisando que no haya o existan fugas de fluido, una vez que se ha asegurado de no existir fugas se coloca el arreglo en la celda de y se conecta al equipo, pero, hay que realizar antes una prueba con la presión de confinamiento (evitar fugas) para la muestra con su fluido de saturación y el aceite de compresión de la celda. En caso de que hubiera fuga, se vuelve a repetir todo el proceso anterior (limpieza y saturación).

Posteriormente ya asegurados de que no existe ninguna fuga, iniciamos con la conexión del sistema de flujo donde interviene la bomba de alta presión a gasto constante, el módulo de presión diferencial, el separador de fase de alta presión, y el módulo de contrapresión. Inmediatamente se pone el separador de fase de alta presión encima de la tapa superior de la celda de confinamiento, conectando su parte inferior al tubo correspondiente a la cara de salida de la muestra; la parte lateral tiene dos sublíneas unidas a través de una válvula, una de las cuales se conecta a la fuente de suministro de la fase no mojante; la conexión de la cara de entrada de la muestra, al transductor de medición de presión de poro y a la línea positiva del módulo diferencial de presión. La sublínea que sobra se conecta en el módulo de contrapresión situado a la salida del fluido inyección y a la línea negativa del módulo diferencial.

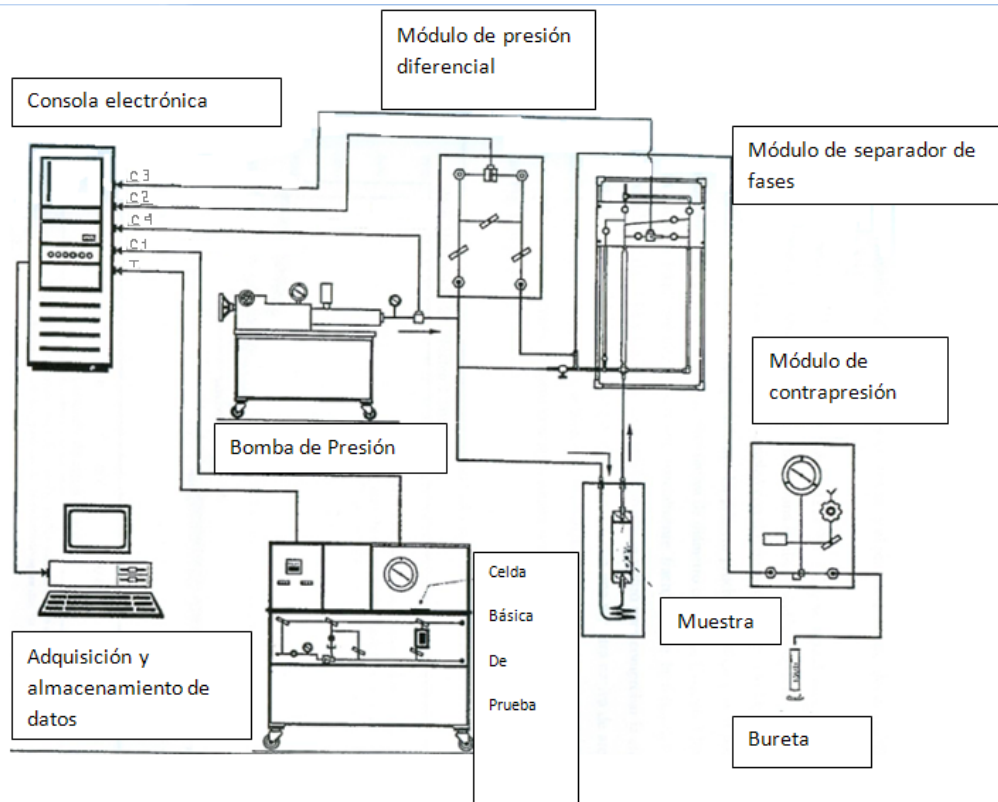
Entonces llenamos el sistema con la fase no mojante y se purga para que no haya aire en el sistema. Cerramos la válvula de entrada del fluido de inyección, se conecta en la parte superior del separador de fase un recipiente con agua que sirve para saturar la muestra, y desplaza por gravedad parte del aceite del separador, quedando la interfase en una posición en la cual se pueda observar de buena forma y entonces el equipo queda listo para recibir el agua de la muestra, pero dado el movimiento de las fases en el separador, es necesario utilizar un tiempo determinado para que alcance un estado de equilibrio entre las dos fases.

Una vez que se ha llegado al equilibrio en la interface aceite-agua, se procede a aislar las sublíneas del separador de fase, de entrada y de salida de agua de la muestra; luego establecemos las condiciones de flujo de prueba que son las siguientes: presión de poro, presión de confinamiento, contrapresión, temperatura de prueba y gasto. Iniciamos elevando la presión de confinamiento entonces seguimos con la contrapresión y la presión de poro a condiciones de flujo, posteriormente se calienta el equipo a la temperatura que queremos siempre y cuando se mantenga constante la presión de poro y de confinamiento. Ya que terminamos procedemos a conectar el sistema electrónico para la medición, los transductores calibrados y conectados a su respectivo canal, se asignan las constantes de calculo y condiciones de flujo en la computadora y esta a su vez almacenara la información obtenida y controlará la sincronización del movimiento de las válvulas y medirá el tiempo de flujo.

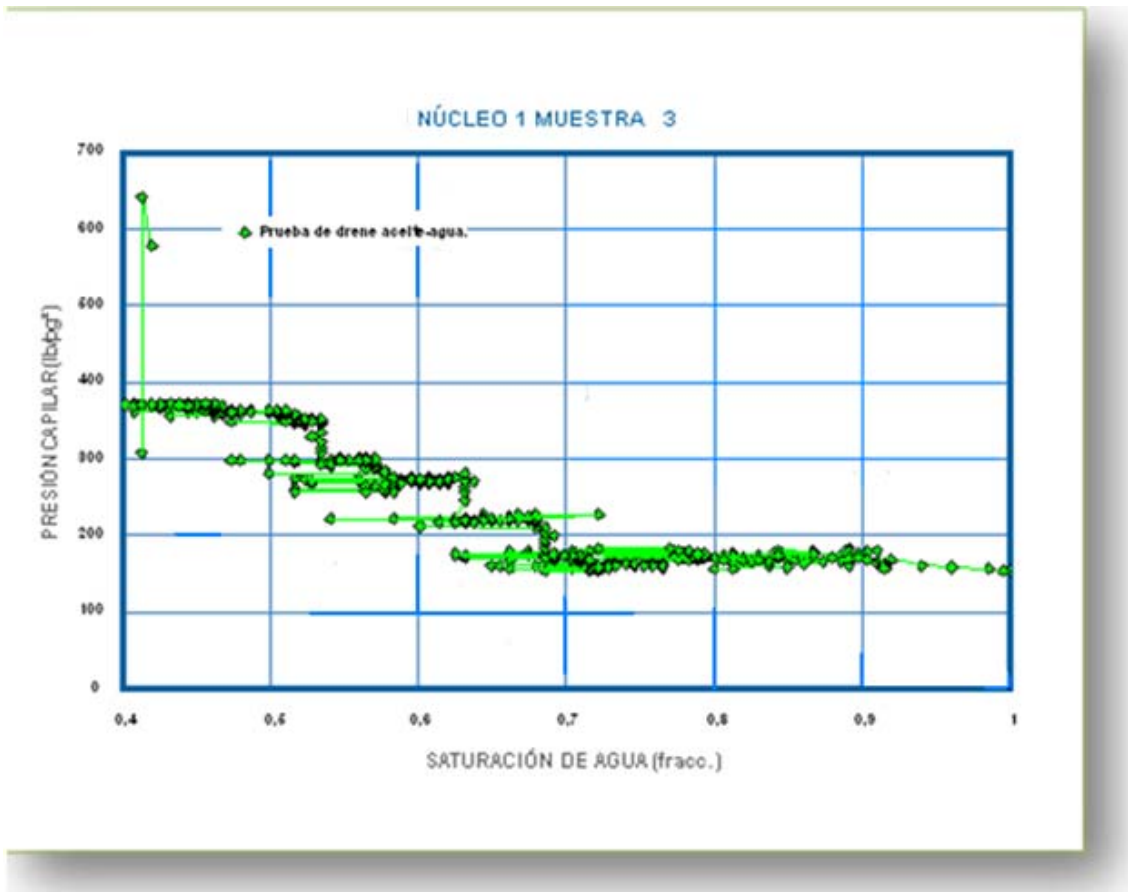
Ya que hayamos puesta la muestra en las condiciones de temperatura y presión que deseamos se inicia la prueba de desplazamiento, inyectando el aceite que desplaza al agua contenida en la muestra hasta agotar el aceite en la bomba a un gasto creciente y continuo, con el propósito de cubrir el mayor rango posible de saturación. Se registra el gasto variándolo por intervalos de tiempo o por volumen de fluido inyectado, la presión de inyección, la diferencia de presión de flujo y el volumen de la fase mojante producidos, hasta circular 10 volúmenes de poro; la presión de poro se corrige por pérdida de presión de flujo en la muestra y por la contrapresión aplicada al flujo de salida de la muestra, para mantener de esta forma el gasto constante y evitar la evaporación de los líquidos dentro de la muestra.

La presión capilar se determina como la diferencia de presiones existentes entre ambas fases en la cara de entrada de la muestra, o sea, presión de la fase desplazante menos presión cero de la fase desplazada, corrigiéndola por pérdida de presión de flujo en la muestra y la contrapresión aplicada al flujo de salida de la muestra. La presión capilar se grafica en función de la saturación media de la fase mojante; la saturación media de los fluidos en las muestras se determina por balance de volumen en intervalos de tiempo o volumen inyectado. La muestra estará sometida a un esfuerzo de confinamiento efectivo de 1500 lb/pg<sup>2</sup> y a temperatura de laboratorio. Obteniendo la grafica de la figura 3.10.

Por último ya que hemos desplazado la fase no mojante en los volúmenes y tiempos establecidos, se procede a inyectar la fase mojante, con las condiciones que se requieran y se repite el proceso otra vez desde la prueba de desplazamiento hasta la determinación de la presión capilar. Obteniendo la grafica de la figura 3.11

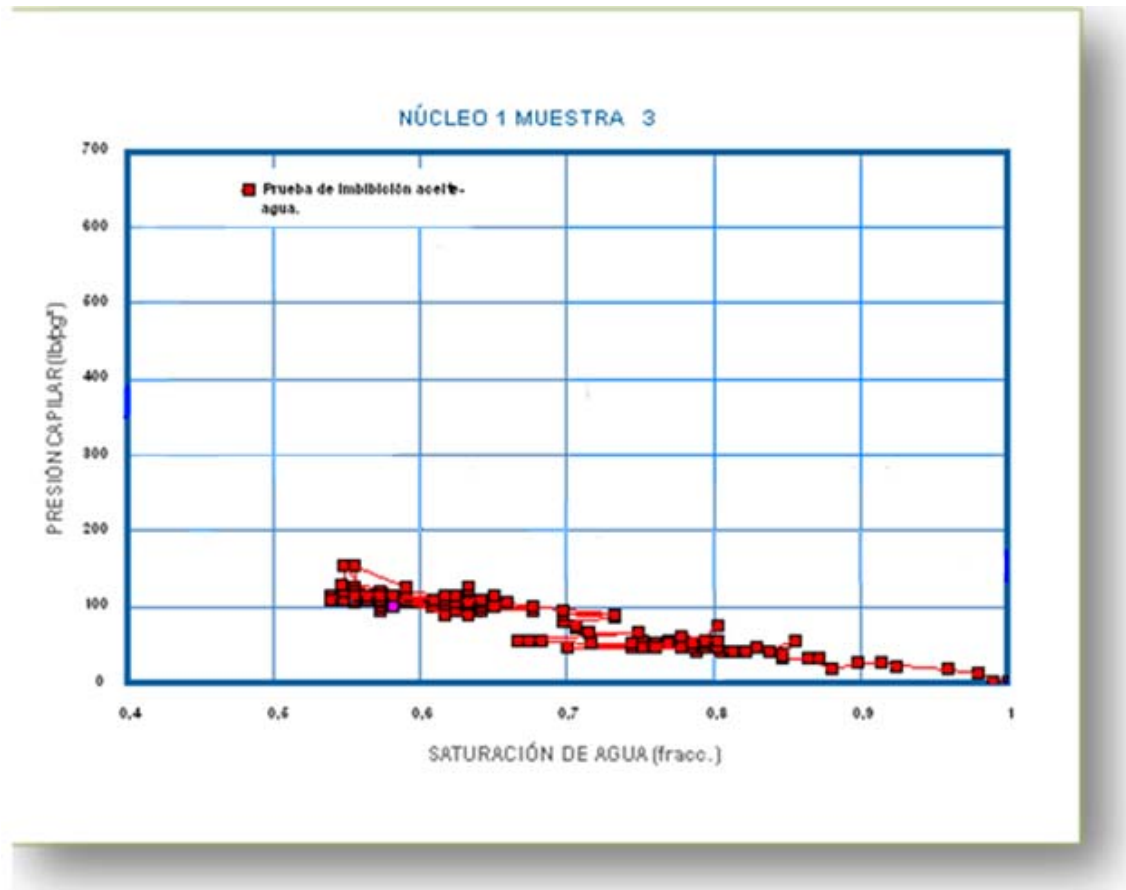


**Fig. 3.9** Esquema de conexión del equipo para medir la presión capilar por el método de régimen variable.



**Fig. 3.10** Comportamiento de la presión capilar y saturación de agua de los datos de una prueba drenaje aceite-agua. Tipo de roca caliza.





**Fig. 3.11 Comportamiento de presión capilar y saturación de agua; datos obtenidos de una prueba de imbibición aceite-agua. Tipo de roca caliza.**

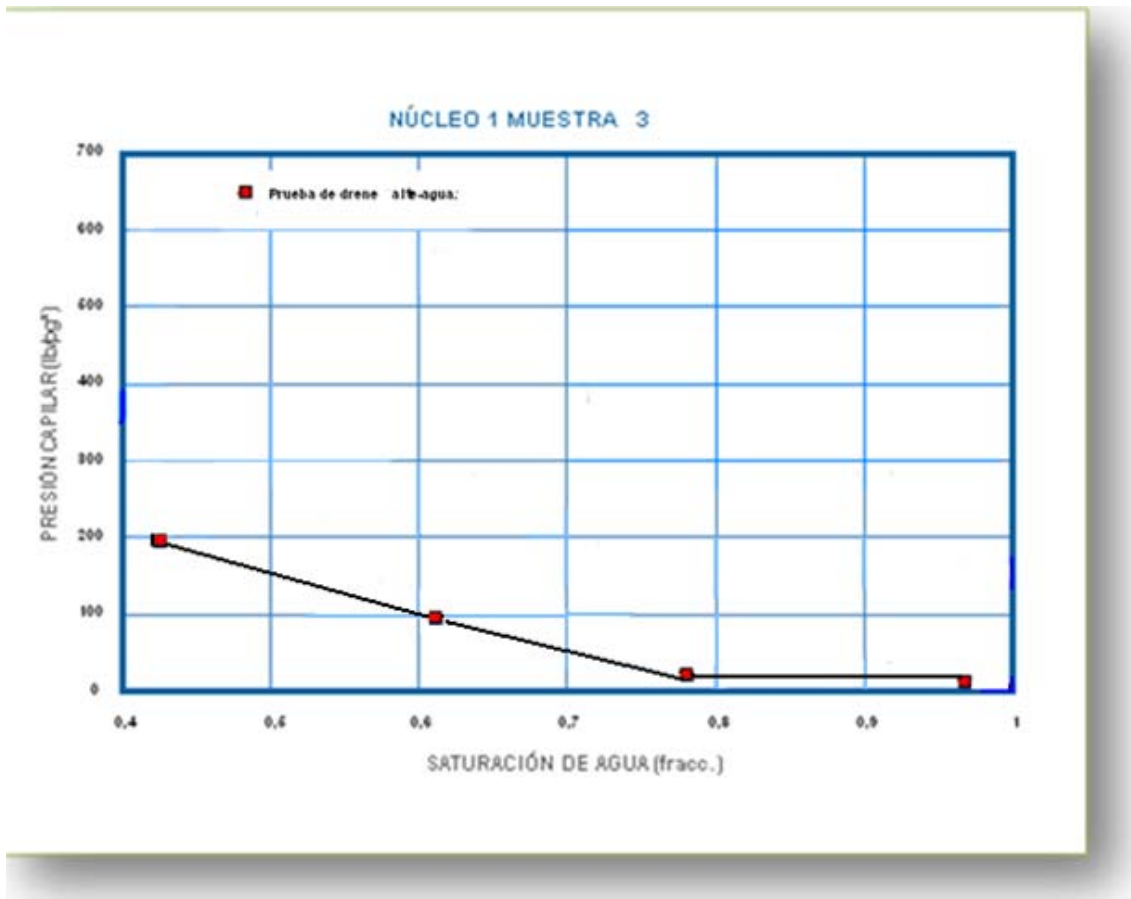


Fig. 3.12 Comportamiento de presión capilar y saturación de agua, datos obtenidos por el método de restauración de estado. Tipo de roca caliza.

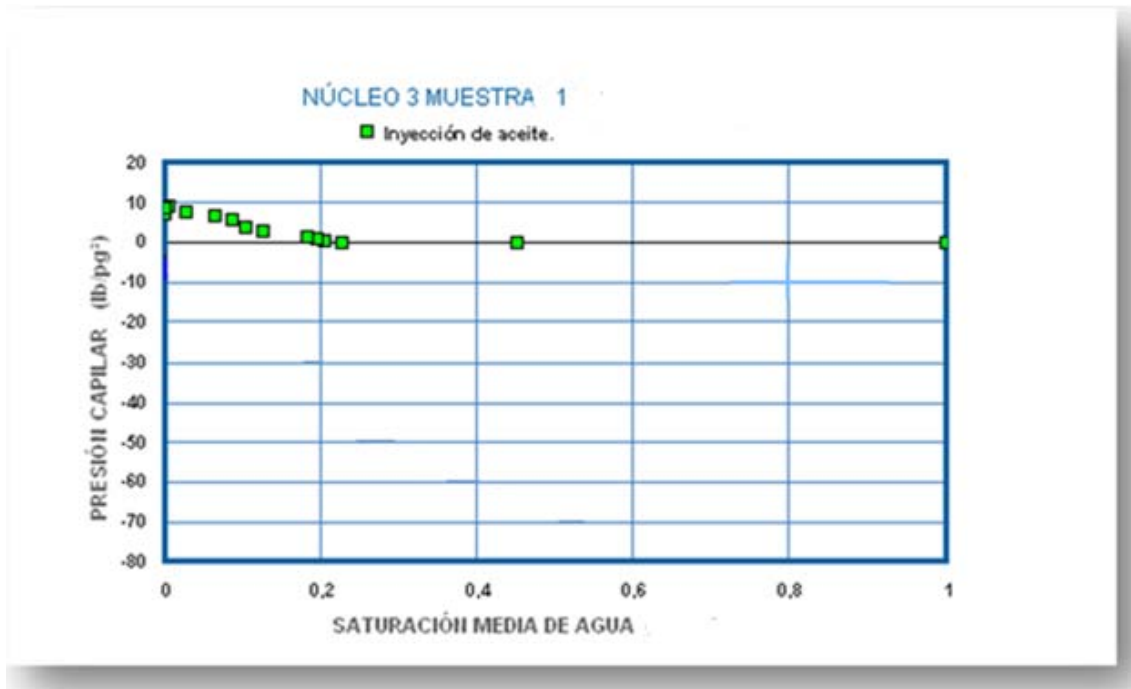


Fig. 3.13 Comportamiento de presión capilar y saturación de agua, datos obtenidos de una prueba de saturación de aceite por prueba de imbibición. Tipo de roca arena suave.

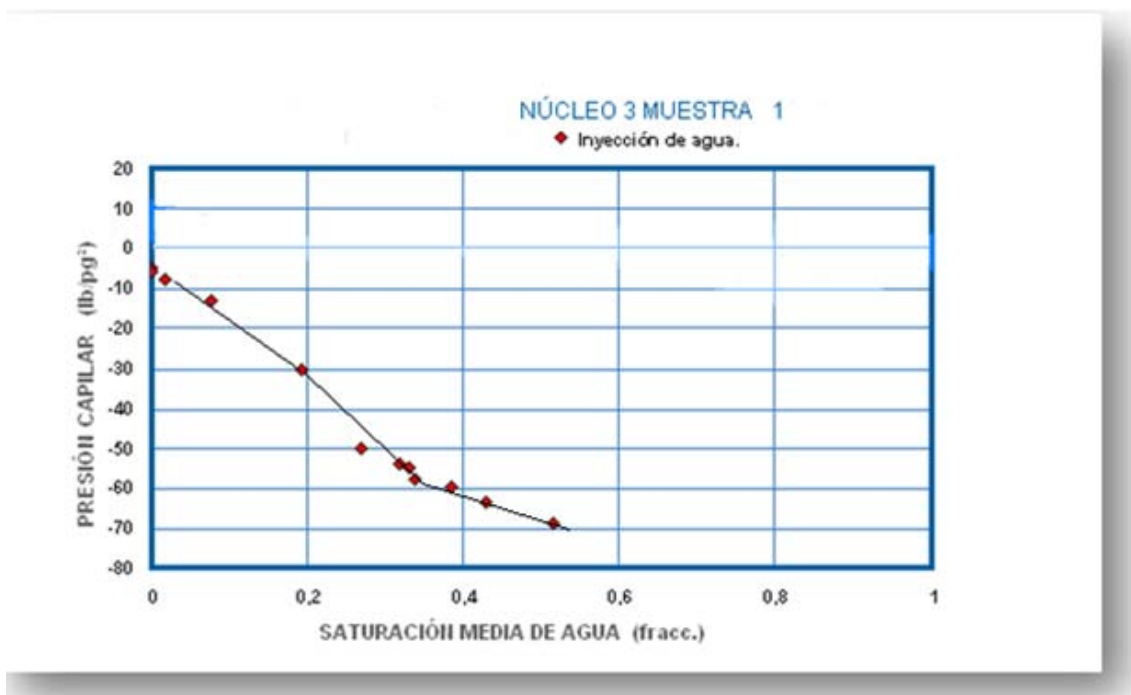


Fig. 3.14 Comportamiento presión capilar y saturación de agua, obtenida con una prueba de drenaje y saturación de agua. Tipo de roca arena suave.

Las graficas de las figuras 3.13 y 3.14 se realizaron para definir la mojabilidad del campo con una muestra de diámetro completo, con características de arenisca parcialmente fracturada de la formación Jurásico Superior Oxfordiano.

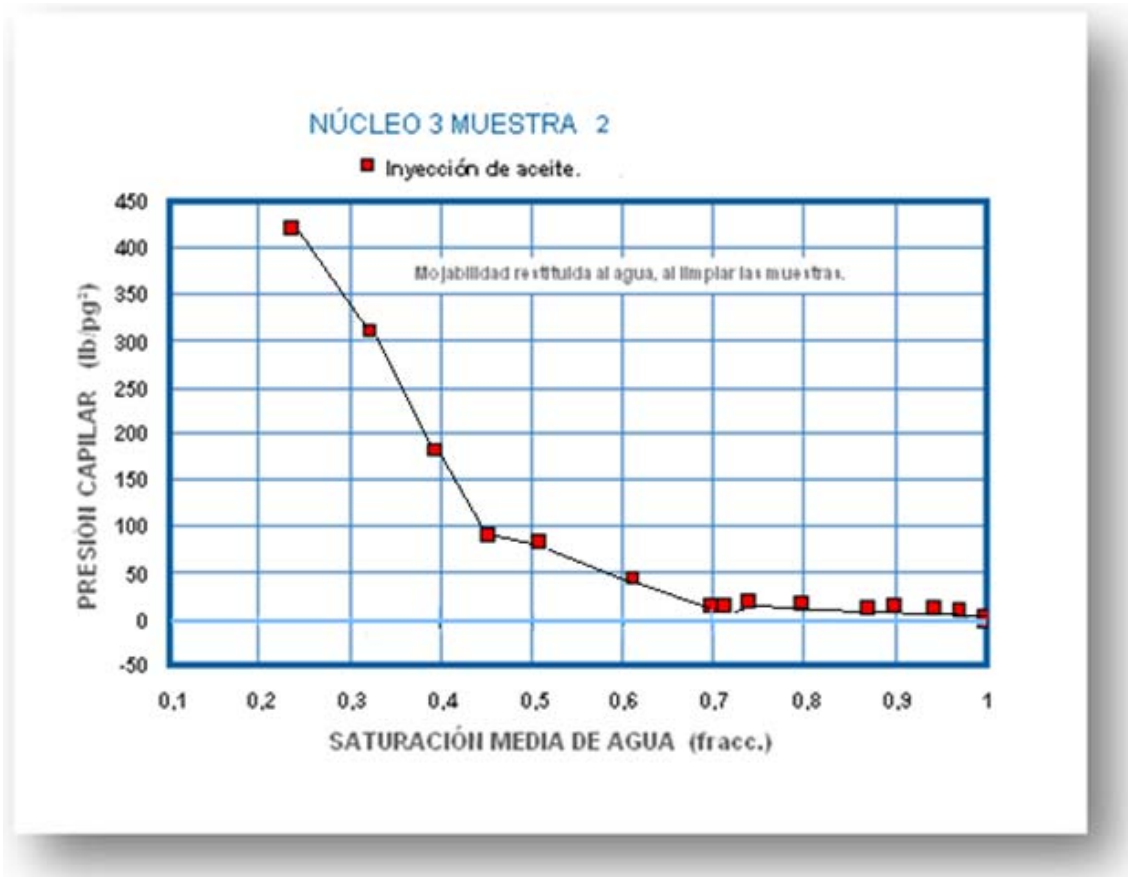
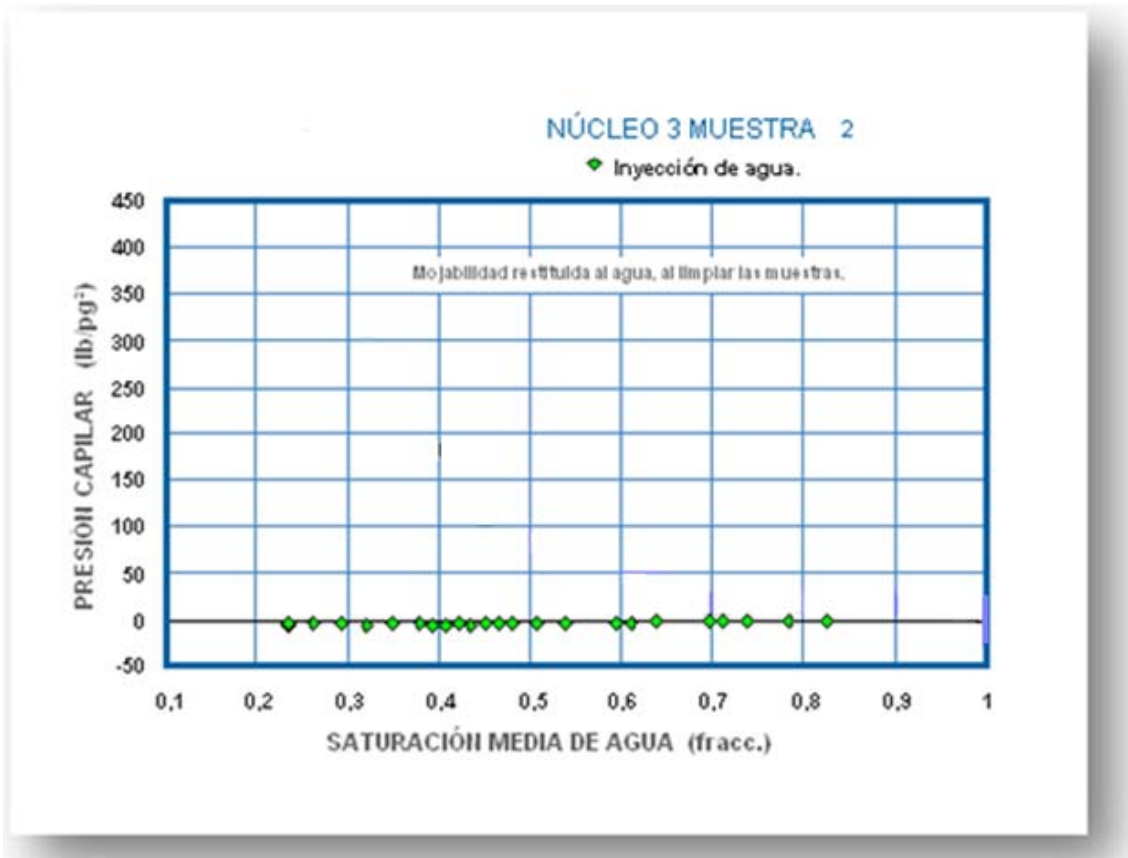


Fig. 3.15 Comportamiento de presión capilar y saturación de agua, datos obtenidos con una prueba de drene. Tipo de roca arena suave.



**Fig. 3.16 Comportamiento de presión capilar y saturación de agua, datos obtenidos de una prueba de imbibición. Tipo de roca arena suave.**

Las graficas de las figuras 3.15 y 3.16 se utilizaron para comprobar la eficacia del lavado de las muestras en el laboratorio, la muestra nativa de arenisca se lavo con una mezcla de 50% de tolueno y 50% de alcohol metílico, aireada, seca y saturada con agua y posteriormente con aceite de la formación.

#### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analizaron las diferentes formas y fluidos con los que se mide la presión capilar y la utilidad que se le dan a sus resultados, se estableció en una primera fase un método empírico: Presión Capilar Dinámica en Régimen variable, cuya medición es fácil a través de pruebas de desplazamiento de fluidos inmiscibles en régimen variable, siendo sus resultados reincidentes, no se daña la muestra; en estas pruebas se emplean roca y fluidos del yacimiento, lo que permite imitar de mejor manera los efectos de mojabilidad, temperatura y presión de confinamiento efectivo. Para realizar estas pruebas se seleccionan porciones de roca con suficiente permeabilidad, que aseguren el flujo de líquidos a través de ella.

Después de analizar las mediciones de presión en un conjunto de comportamientos de pruebas de desplazamiento de drenaje y de imbibición realizadas con gasto constante y creciente, se dedujo que esta información es útil para definir el comportamiento de presión capilar, la cual se ha definido como la diferencia de presiones que existe entre las dos fases en la cara de entrada de la muestra, que para una prueba de desplazamiento en régimen variable es la presión de poro, correlacionada en función de la saturación media de la fase mojante. Para tal objeto la presión de poro se debe corregir, tanto por la diferencia de presiones causada por el flujo, como por la contra-presión en la cara de salida de la muestra, necesaria tanto para evitar evaporación de los líquidos dentro de ella, como para uniformizar el flujo.

De acuerdo al trabajo experimental de Fatt (1956) realizado con tubos capilares de vidrio; los poros grandes y localizados en la orilla exterior de una red, se invaden del fluido de inyección cuando la presión capilar alcanza el valor correspondiente a su radio capilar, en tanto que los poros grandes similares pero internos, en medio de poros pequeños, se invaden con la presión capilar correspondiente a los radios de los poros más pequeños que los rodean. En una roca con porosidad secundaria, con fracturas, vórgulos y canales de disolución e intercrystalinos, inmersos en un medio poroso intergranular, esta condición entre poros externos e internos relacionada con la porosidad secundaria, ocasiona que este fenómeno se repita conforme aumenta la

magnitud de la presión capilar y se van invadiendo radios capilares cada vez más pequeños o las dimensiones de ambos tipos de porosidades se van reduciendo.

En este trabajo enseñamos el análisis del comportamiento de dos pruebas de presión capilar dinámica en régimen variable, obtenidas después de realizar dos pruebas de desplazamientos a gasto constante, para determinar permeabilidades relativas aceite-agua; en ella se desplazó el agua por aceite para la preparación de la muestra y se desplazó el aceite por agua para obtener las permeabilidades relativas; las presiones capilares dinámicas se compararon con los escasos datos que fue posible obtener de una prueba de presión capilar medida con membrana semipermeable, todas las mediciones se realizaron en la misma muestra grande de diámetro completo, la cual es una caliza dolomitizada, fracturada con vórgulos y canales de disolución y mojada por agua.

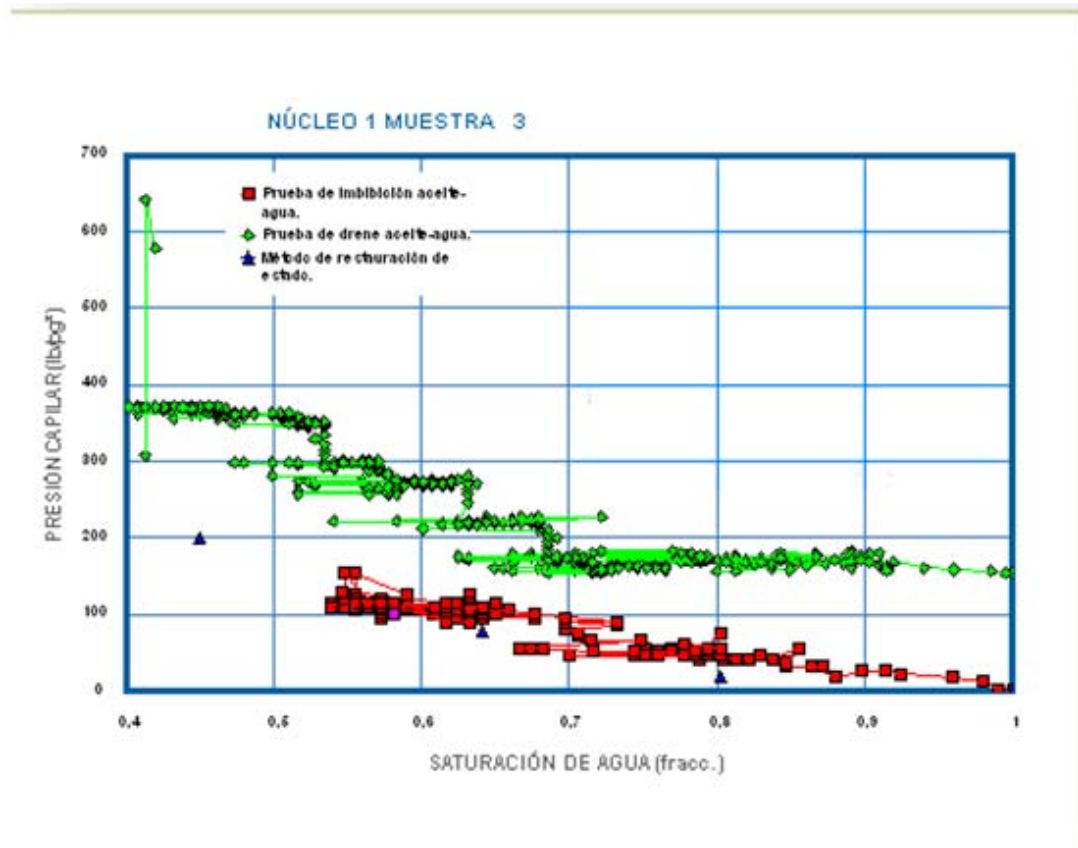
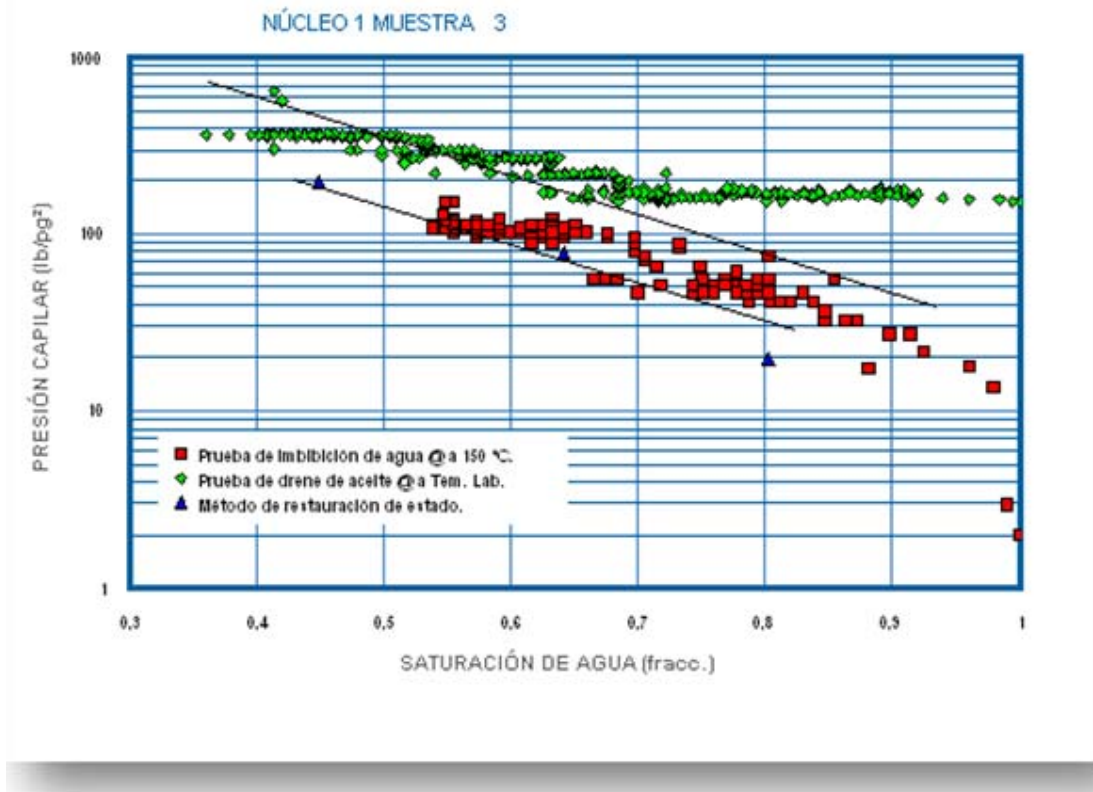


Fig. 4.1 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua. Tipo de roca caliza.



**Fig. 4.2** La semejanza entre los comportamientos de pruebas de presión capilar dinámica con el de restauración estado, permite substituir al de restauración, sólo aplicando un factor de ajuste. Tipo de roca caliza.

Es importante señalar que para el objetivo de las pruebas de desplazamiento, éstas se realizaron a diferente temperatura, la de drene (aceite desplazando agua) se midió a temperatura de laboratorio y la de imbibición (agua desplazando aceite) se midió a temperatura de yacimiento  $150^{\circ}\text{C}$ , pero no obstante al graficarse en papel semilogarítmico en la figura 4.2, se puede observar la proporcionalidad que tienen los tres comportamientos, al ser paralelos en un intervalo de saturación. Considerando que los métodos de inyección de mercurio, el dinámico en régimen permanente y el de membrana semipermeable cumplen esta condición de proporcionalidad, también debe ser proporcional el de presión capilar por el método dinámico en régimen variable,

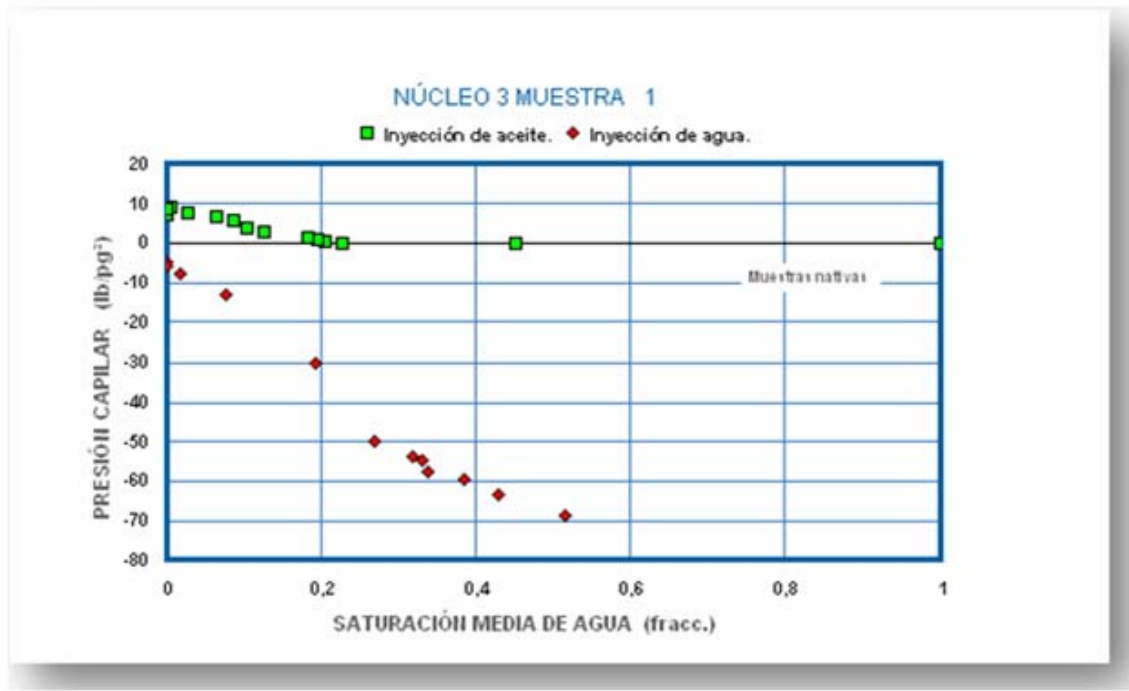


dado que la definición es la misma, pero cada uno de ellos se realiza con fluidos y condiciones de prueba diferentes.

Los comportamientos de pruebas de presión capilar dinámica presentan un conjunto de escalones que para un rango determinado de la saturación de agua la presión capilar permanece constante, debido principalmente a dos razones. Primero por la gran cantidad de datos que se pueden obtener con este método y segundo porque la muestra empleada es grande, de diámetro completo y fracturado, con una distribución de poros de canales y vórgulos y posiblemente porque se cumple un fenómeno semejante al descrito por Fatt (1956), para un manojito de tubos capilares de vidrio.

Se presentan otras dos aplicaciones de las pruebas de presión capilar dinámica en régimen variable, con una arenisca frágil bastante preservada, parcialmente fracturada de la formación Jurásico Superior Oxfordiano, una de ellas fue para determinar la mojabilidad de la roca y la otra fue para calificar la eficiencia del lavado de roca en este laboratorio.

En la figura 4.3 se presentan los resultados de dos pruebas de presión capilar dinámica en régimen variable, realizadas con muestras nativas de diámetro completo a condiciones del yacimiento, para definir la mojabilidad del campo, desplazando aceite por agua y agua por aceite con gasto constante, graficando los resultados en papel cartesiano para comparar las áreas que define cada comportamiento de presión capilar siguiendo el método de Civan y Donaldson (1989). La comparación de áreas es excelente y los resultados de estas pruebas indican, sin lugar a duda, que esta formación es mojada por aceite. La saturación de aceite inicial de la muestra nativa fue del 75%, porque en su preparación no admitió más agua.



**Fig. 4.3** La relación entre las áreas de drene e imbibición indica que la muestra es mojada por aceite, las áreas están entre las curvas y el eje X. Tipo de roca arena suave.

En la figura 4.4 se presentan los resultados de otras dos pruebas de presión capilar dinámicas en régimen variable, para comprobar la eficacia del lavado de las muestras. Antes de realizar las pruebas, dos muestras de areniscas nativas, fueron lavadas con una mezcla del 50% de tolueno y 50% de alcohol metílico, secadas y saturadas, una muestra con agua salada sintética y la otra con aceite de formación. Los resultados de las pruebas de presión capilar son excelentes y nos permiten concluir que el lavado que se realiza a las muestras es bastante bueno, al restituirles su mojabilidad al agua. Porque al comparar las áreas que define cada comportamiento de presión capilar siguiendo el método de Civan y Donaldson (1989), el área de drene (inyección de aceite) es mayor que el área de imbibición (inyección de agua).

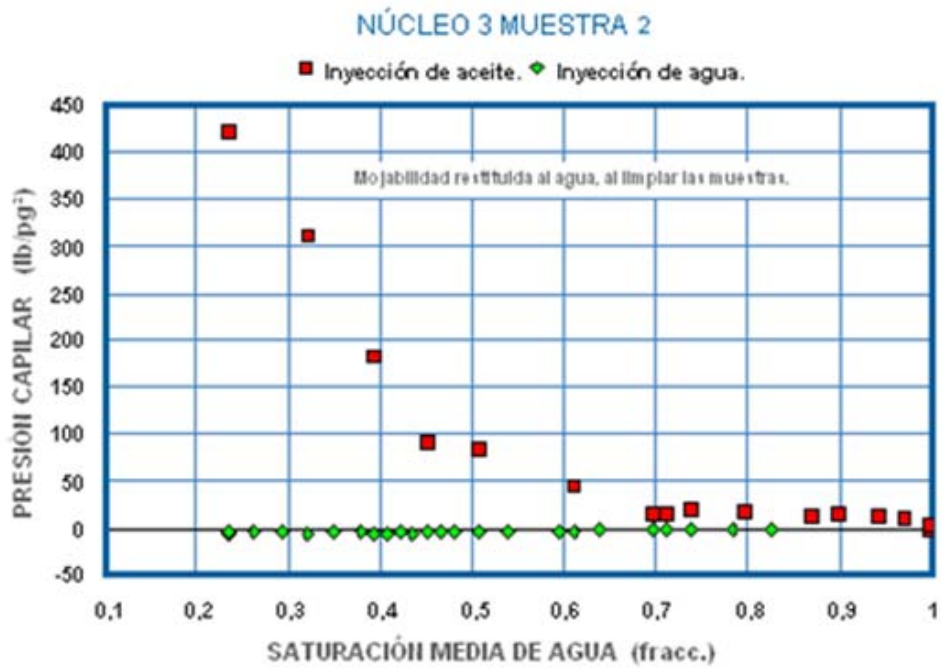


Fig. 4.4 La relación entre las áreas de drene e imbibición indica que la muestra es mojada por agua, las áreas están entre las curvas y el eje X. Tipo de roca arena suave.

## 5. CONCLUSIONES

El propósito de esta tesis fue el comprender el significado de la presión capilar y determinar la presión capilar en muestras de diámetro completo con doble porosidad, a través de un proceso práctico.

Los resultados obtenidos para estimar la presión capilar con el método propuesto en esta tesis, denominado “presión capilar dinámica en régimen variable”, sus resultados son muy representativos, debido a que esta determinación se realiza mediante desplazamiento de un fluido por otro a las condiciones reales de presión y temperatura existentes en la formación. La determinación de propiedades petrofísicas (en este caso la presión capilar) de formaciones que presentan porosidad secundaria, solamente puede realizarse en muestras que contengan este tipo de porosidad, es decir lo más grandes posible, como lo son las muestras de diámetro completo.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

1. Aguilera, R., 1980; "Naturally Fractured Reservoirs." The Petroleum Publishing Co., Tulsa, pg. 703.
2. Buckley, S. E. y Leverett, M. C., 1942; "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", Trans., AIME 146, p. 107.
3. Fatt, I., 1956; "The Network Model of Porous Media. Capillary Pressure Characteristics."; Trans., AIME, v. 207, 144-159.
4. Harry, W. B., 1951;"Capillary Pressure Investigations"; Petroleum Trans. AIME, v. 192, 67-74.
5. LaTorraca, G. A. y Carlo M. R., 1989; "Combined Resistivity, Porosity, Brine Saturation, and Capillary Pressure Measurements on Poorly Consolidated Samples"; SCA 8904, 1-17.
6. Leverett, M C., 1938; "Flow of Oil- Water Through Unconsolidated Sandds."; (octubre) 149-169
7. Leverett, M C. y Lewis, W. B., 1941; "Capillary Behavior in Porous Solids"; Trans., AIME, v.142, 152-169.
8. Nelson, R. A. y Handin, J. W., 1977; "An Experimental Study of Fracture Permeability in Porous Rock."; Bull., AAPG, vol 61 (febrero) 227-238.
9. Bass, D. M., 1987; "Properties of Reservoir"; Capitulo 26, en H. B. Bradley (Editor) Petroleum, Engineering Handbook Society of Petroleum Engineer, Richardson, Tex.

10. Anderson, W. G., 1987a; "Wettability Literature Survey- Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure"; JPT, v. 39 (octubre) 1283-1300.
11. Choho, T., Pelce, V., Fasanino, G. y Picard, M., 1989; "A New Method for Capillary Pressure and Relative Permeability Curve Matching for Gas/Water Flow"; artículo SPE 19812
12. Colonna, J., Brissaud, F. y Millet, J. L., 1972; "Evolution of Capillarity and Relative Permeability Hysteresis"; Soc. of Pet. Eng. J. (febrero) 28-38.
13. Purcell, W. R. "Capillary Pressure - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom", Trans. AIME, 1949 - pág. 39-48