

01124
40



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR
EN NÚCLEOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

p r e s e n t a

ALEJANDRO SÁNCHEZ RODRÍGUEZ

Director de Tesis:

DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ



México, D. F.

2003

A

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-946

SR. ALEJANDRO SANCHEZ RODRIGUEZ
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:

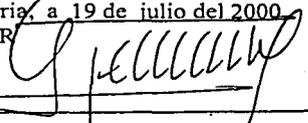
**MEDICION DE LA PRESION CAPILAR EN NUCLEOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

- I RESUMEN**
- II INTRODUCCION**
- III METODOS DE MEDICION DE LA PRESION CAPILAR
APLICACIÓN EN NUCLEOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**
- IV DISCUSION DE RESULTADOS**
- V CONCLUSIONES
REFERENCIAS Y 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"
Cd. Universitaria, a 19 de julio del 2000.
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R

B

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“MEDICIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR EN NÚCLEOS NATURALMENTE
FRACTURADOS”**

TESIS PRESENTADA POR:

SÁNCHEZ RODRÍGUEZ ALEJANDRO

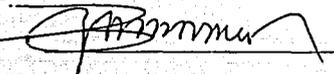
8211802-2

DIRIGIDA POR:

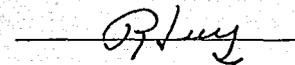
DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL:

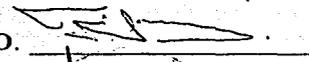
PRESIDENTE: **ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**



VOCAL: **DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ.**



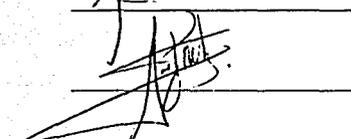
SECRETARIO: **DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO.**



1^{er} SUPLENTE: **M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.**



2^o SUPLENTE: **M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ.**



MÉXICO, D. F.

DICIEMBRE DE 2002

A Graciela

*... por muy larga que sea la noche,
siempre amanecerá.*

RESUMEN	ii
Lista de figuras	iii
Lista de tablas	v
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO II METODOS DE MEDICION DE LA PRESION CAPILAR	3
2.1. Antecedentes	3
2.1.1. Tensión Superficial	4
2.1.2. Mojabilidad	6
2.1.3. Regiones de Saturación	7
2.1.4. Capilaridad	10
2.1.5. Presión capilar	12
2.1.6. Función J de Leverett	16
2.1.7. Drene e imbibición	17
2.1.8. La presión capilar y el sistema roca-fluidos	21
2.1.9. Descripción general de los yacimientos naturalmente fracturados	24
2.1.9.1. Origen de las fracturas	26
2.2. Medición de la presión capilar por métodos convencionales	26
2.2.1. Método de Welge	27
2.2.2. Método de membrana semi-permeable	30
2.2.3. Método de inyección de mercurio	34
2.2.4. Método centrífugo	39
2.2.5. Método dinámico en régimen permanente	41
CAPÍTULO III APLICACIÓN EN NÚCLEOS NATURALMENTE FRACTURADOS	43
3.1. Descripción del equipo	43
3.2. Pruebas de laboratorio	54
CAPÍTULO IV DISCUSION DE RESULTADOS	65
CAPÍTULO V CONCLUSIONES	71
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA	72

El objetivo de esta tesis es mostrar la viabilidad de emplear una metodología nueva, el método de "presión capilar dinámica en régimen variable" que permite evaluar la presión capilar, empleando muestras de núcleos de diámetro completo, con porosidad secundaria, de una longitud de hasta 7 pg, saturadas con los fluidos y simulando las condiciones de presión y temperatura de la formación en estudio.

Para poder apreciar las bondades del método en estudio, se describen brevemente varios de los métodos para medir la presión capilar, tradicionalmente utilizados en la industria petrolera, para los cuales generalmente se emplean muestras de núcleo pequeñas (1 pg de diámetro y de largo). Los principales métodos tradicionales más empleados son: el de membrana semipermeable, el de inyección de mercurio, y el centrífugo, de los cuales, generalmente, sus resultados son bien aceptados.

Por otra parte, debido a que gran parte de la producción de hidrocarburos en México proviene de formaciones calcáreas, para las cuales es de suma importancia realizar mediciones petrofísicas para los intervalos fracturados o con porosidad secundaria, su medición realizada con muestras de diámetro completo tiene mayores posibilidades de proporcionar información de este tipo de porosidad y con ello lograr una mejor caracterización de esta formación fracturadas y en consecuencia se puede obtener un mejor pronóstico del comportamiento de su producción.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1 Relación entre mojabilidad preferencial y ángulo de contacto
- Figura 2.2 Posibles estados o regiones de saturación de fluido
- Figura 2.3 Ejemplos de meniscos con diferentes mojabilidades
- Figura 2.4 Radios de curvatura en la interfase entre dos fluidos. El trabajo es realizado en la interfase para expandir la superficie contra la tensión interfacial. (ref. 12).
- Figura 2.5 Elevación capilar del agua, en un sistema agua-aceite. (ref. 12)
- Figura 2.6 Curva de presión aceite/agua medida en un Núcleo Berea mojado por agua (ref. 17)
- Figura 2.7 Curva de presión capilar en procesos de desplazamiento. (ref. 18).
- Figura 2.8 Curva de presión capilar en función de la saturación de fluido mojante.
- Figura 2.9 (a) Diagrama del aparato usado por Bruce y Welge para medir la presión capilar en núcleos. (b) Grafica de presión capilar contra saturación de agua para un sistema agua-aceite (Welge and Bruce, 1947)
- Figura 2.10 Sistema de medición por membrana semi-permeable.
- Figura 2.11 Curva de presión capilar por el método de la membrana semi permeable
- Figura 2.12 Sistema de medición de presión capilar por inyección de mercurio.
- Figura 2.13 Curva de corrección presión-volumen.
- Figura 2.14 Curva de presión capilar de mercurio resultado de una prueba de inyección de mercurio.
- Figura 2.15 Posición de la muestra y el porta muestra en una centrifuga para calcular las curvas de presión capilar (a) aceite desplazando agua, (b) agua desplazando aceite.
- Figura 2.16 Aparato de Hassler.
- Figura 3.1 Dean Stark.
- Figura 3.2 Diagrama del módulo de vacío, del sistema de saturación.
- Figura 3.3 Diagrama del módulo de presión del sistema de saturación.
- Figura 3.4 Celda Básica de Prueba .
- Figura 3.5 Diagrama de muestra ensamblada.
- Figura 3.6 Bomba de alta presión de gasto constante.
- Figura 3.7 Separador de fases de alta presión.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Figura 3.8 Diagrama del modulo de contrapresión después de la muestra.
- Figura 3.9 Diagrama del modulo de presión diferencial.
- Figura 3.10 Esquema de interconexión del equipo para medir presión capilar, en régimen variable.
- Figura 3.11 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua, obtenida con una prueba de drene aceite-agua. (ref. 10).
- Figura 3.12 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua, obtenida con una prueba de imbibición aceite-agua. (ref. 10).
- Figura 3.13 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua, obtenida por medio del método de restauración de estado. (ref. 10).
- Figura 3.14 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua, obtenida con una prueba de drene. (ref. 10).
- Figura 3.15 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua, obtenida con una prueba de imbibición. (ref. 10).
- Figura 3.16 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua, obtenida con una prueba de drene. (ref. 10).
- Figura 3.17 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua, obtenida con una prueba de imbibición. (ref. 10).
- Figura 4.1 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua. (ref. 10).
- Figura 4.2 La semejanza entre los comportamientos de pruebas de presión capilar dinámica con el de restauración de estado, permite sustituir al de restauración, sólo aplicando un factor de ajuste. (ref. 10).
- Figura 4.3 Relación diámetro de poro contra saturación de agua. (ref. 10).
- Figura 4.4 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. (ref. 10).
- Figura 4.5 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. (ref. 10).

LISTA DE TABLAS

- Tabla 2.1 Valores de tensiones superficiales para algunas sustancias.
- Tabla 2.2 Diferentes métodos para la obtención de la presión capilar.
- Tabla 2.3 Datos de pesos de las muestras a diferentes saturaciones, por el método de la membrana-semipermeable.
- Tabla 2.4 Datos de calibración presión – volumen.
- Tabla 2.5 Sistema de medición de presión capilar por inyección de mercurio.
- Tabla 2.6 Condiciones máximas de operación.
- Tabla 2.7 Muestras seleccionadas y sus respectivas pruebas a la cual se sometieron.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

PAGINACIÓN

DISCONTINUA

Al igual que en todas las áreas de la industria petrolera, los estudios petrofísicos requieren de un continuo desarrollo técnico y operativo, ya que las condiciones de los yacimientos nuevos son cada vez más complejas y su tecnología de estudio está sofisticándose, conforme avanza su explotación.

La presión capilar es uno de los parámetros básicos en el estudio del comportamiento de medios porosos que contienen varias fases inmiscibles, ya sea de un mismo fluido o de varios. Cuando los fluidos o fases están en contacto dentro de los espacios del medio poroso, existe una discontinuidad de presión a través de la interfase que separa a los fluidos, considerando que uno de los fluidos moja la superficie de la roca con cierta preferencia con respecto al otro. Esa discontinuidad de presión se define como la presión capilar P_c , que depende principalmente de la energía interfacial entre los fluidos o fases inmiscibles dentro del poro.

Conocer el grado de influencia de la presión capilar dentro del sistema, aporta información muy valiosa para seleccionar la forma más conveniente de tratar estos fenómenos y así, contrarrestar o disminuir sus efectos negativos logrando una mejor explotación del yacimiento. La presión capilar proporciona además, un criterio para evaluar la posible saturación inicial de agua del yacimiento. También proporciona información sobre la geometría porosa de la roca. Permiten caracterizar los tipos de roca y diferenciar las formaciones productoras de las no productoras.

Aguilera (1982) señala que un yacimiento naturalmente fracturado consta de dos sistemas diferentes, uno de matriz y otro de fracturas. En el sistema poroso matricial, con baja capacidad de flujo, y alta capacidad almacenadora, el desplazamiento de los fluidos estará generalmente controlado por las fuerzas capilares, mientras que los efectos gravitacionales imperan en el sistema secundario, de alta permeabilidad y baja capacidad almacenadora, donde las fases se separan con facilidad. En consecuencia los efectos de capilaridad son de suma importancia en la recuperación de aceite e influye notablemente en el comportamiento de la producción de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El presente trabajo describe e instrumenta, una técnica para la medición de la presión capilar dinámica en régimen variable con fluidos del yacimiento, tanto a condiciones de laboratorio o simulando las de yacimiento, empleando muestras de núcleo de diámetro completo de hasta 7 pg de largo. Con las dimensiones de los núcleos utilizados (de 2 a 4 pg de diámetro y de 4 a 7 pg de largo), se tiene más posibilidades de contener ambos sistemas de porosidades, pues en una muestra grande se tiene el volumen de hasta 100 muestras pequeñas. Estas mediciones cumplen con la condición de validación para su uso, el comportamiento que presenta, es similar al del método de restauración de estado, en un intervalo significativo de saturación; esta determinación permite evaluar la distribución dinámica de fluidos en el yacimiento y la mojabilidad, tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento, con muestras nativas o muestras a las cuales se les restituido su mojabilidad al agua o al aceite.

Para este análisis fue necesario realizar mediciones de la presión capilar, tanto por el método dinámico en régimen variable, como por los métodos convencionales: membrana semipermeable e inyección de mercurio, en los que se utilizaron muestras de núcleo de diámetro completo procedentes de varios yacimientos de la Sonda de Campeche.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.1. Antecedentes

Un *yacimiento petrolero*, o depósito natural de hidrocarburos, es una unidad del subsuelo constituida por roca porosa y permeable que contiene petróleo, gas y agua conformando un sistema, a través del cual los fluidos se mueven hacia las aberturas de recuperación de los fluidos dentro de ellas.² Los fluidos que se encuentran en el yacimiento están sometidos a la acción de fuerzas naturales o inducidas que desplazan al aceite y/o al gas hasta los pozos productores y otras fuerzas ejercen una acción retenedora del petróleo en las rocas de los yacimientos.

La composición de las rocas de yacimiento, esta conformada por diversos tipos de minerales, en la mayoría de éstas rocas son sedimentarias, tales como arenas semiconsolidadas, calizas, areniscas o dolomías. La composición mineralógica de las arenas y areniscas son el cuarzo y los silicatos (arcillas, mica y feldspatos), en el caso de las calizas y dolomías esta constituidos mayormente por carbonatos.

Las rocas de yacimiento poseen espacios o huecos porosos en una gran variedad de formas y tamaños que en general son tortuosos y erráticos. El cociente entre el volumen de huecos existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma, se conoce como *porosidad*, y es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca. Si los poros de la roca están interconectados existe *permeabilidad*, es decir, la roca es conductora de los fluidos que hay en su interior, permitiendo que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. La permeabilidad, es por tanto, la capacidad de una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella, y es un factor importante que califica si un yacimiento petrolero es o no de buenas características productoras.

Las *fracturas* de una roca son superficies opuestas y separadas, causadas por una pérdida de cohesión que ha sufrido la roca. Una fractura es el resultado de una ruptura, y los huecos formados durante este proceso de deformación o alteración de la fractura son ocupados por los fluidos contenidos en la roca. Una fractura en la cual ocurre un desplazamiento relativo entre las superficies generalmente se define falla, mientras una fractura en la cual no ocurre un desplazamiento notable entre las superficies se define como *junta*.

De manera general, una *fractura* se define como la discontinuidad en la cual se rompe el lecho rocoso formando bloques, grietas, fisuras, juntas o cualquier cosa, a lo largo de los cuales no hay desplazamiento paralelo con los planos de discontinuidad.

El flujo de los hidrocarburos a través de los medios porosos está fuertemente afectado por fenómenos físicos presentes en el sistema roca-fluidos (tensión superficial e interfacial, mojabilidad, presión capilar, así como hidratación, dispersión y migración de arcillas), los cuales generan las fuerzas retentivas de los fluidos y en algunos casos, estos fenómenos pueden afectar las propiedades de la roca; por lo que tales fenómenos tienen una influencia poderosa en el movimiento del petróleo dentro del medio poroso. Por tal razón es necesario tener un buen conocimiento de los fenómenos físicos que se presentan en el sistema roca-fluidos.

2.1.1. Tensión superficial

En el interior de un fluido, hay una atracción entre las moléculas la cual es inversamente proporcional a la distancia entre las moléculas:

$$F \propto \frac{1}{d} \quad (2.1)$$

En la ausencia de otras fuerzas, esta fuerza de cohesión produce en el fluido una contracción a un área mínima. Dentro del líquido, las moléculas tienen otras moléculas alrededor de ellas resultando, en un balance de fuerzas de cohesión. Pero las moléculas que se encuentran sobre la superficie de un líquido no tienen molécula alguna que ejerza sobre ellas una fuerza de atracción, lo que da por resultado un desbalance de fuerzas. Por lo tanto, esta superficie exhibe una "energía libre" llamada *tensión superficial*. La tensión superficial es una medida de la fuerza de atracción que actúa en el límite entre dos fases. En general, las fuerzas de tensión superficial son el resultado de las interacciones de carácter electroquímico entre las moléculas próximas a la superficie de un líquido.

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 le llama tensión interfacial. La tensión superficial también se puede considerar como el trabajo por unidad de área que hay que desarrollar para desplazar las moléculas de la interfase. En general:

$$\sigma = \frac{\text{energía}}{\text{área}} \left[\frac{\text{erg}}{\text{cm}^2} \right]; \left[\frac{\text{FL}}{\text{L}^2} \right] = \left[\frac{\text{F}}{\text{L}} \right] \quad (2.2)$$

o bien:

$$\sigma = \frac{\text{fuerza}}{\text{longitud}} \left[\frac{\text{dina}}{\text{cm}} \right]; \left[\frac{\text{F}}{\text{L}} \right] \quad (2.3)$$

De la expresión 2.3, se obtiene que, la tensión interfacial o superficial, es la fuerza necesaria para mantener la unidad de longitud de la película en equilibrio. Como se observa, las expresiones 2.2 y 2.3 son dimensionalmente equivalentes, mientras que sus unidades en los sistemas MKS, cgs y FPS son, respectivamente (kg/m), (g/cm), (libra/ pie). Si la tensión interfacial es nula, se dice que los líquidos son miscibles entre sí. Los líquidos tienen dos formas de atracción molecular: la cohesión que permite a un líquido resistir los esfuerzos cortantes y, la adhesión que le permite "adherirse" a otros cuerpos.

Algunos valores de tensión superficial se enlistan en la Tabla 2.1.

Sustancia	Medio en contacto	Temperatura [°C]	Tensión superficial σ [dinas/cm]
Hidrógeno	Vapor de la sustancia	-252.0	2.0
Nitrógeno		-195.9	8.3
Nitrógeno		-183.0	6.2
Oxígeno		-182.7	13.0
Alcohol etílico		20.0	22.0
Mercurio		0.0	513.0
Mercurio		20.0	475.0
Mercurio	Cloroformo	20.0	357.0
Agua	Aceite de olivo	20.0	20.0
Agua	Aire	20.0	72.8
Agua		100.0	58.8
Oro		1130.0	1102.0
Oro		1070.0	612.0
Plata	Vapor de la sustancia	1060.0	750.0
Aceite	Agua	15.5	de 15 a 40

Tabla 2.1. Valores de tensiones superficiales para algunas sustancias

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.1.2. Mojabilidad

La mojabilidad es un término usado para describir la atracción relativa de un fluido por un sólido en presencia de otros fluidos inmiscibles. Y es el factor principal, responsable de la distribución de los fluidos en un yacimiento que determina en gran medida la cantidad de saturación de aceite residual, así como la capacidad de fluir para una fase en particular. Este parámetro afecta la recuperación de aceite y agua del yacimiento. El conocimiento de la mojabilidad, resulta por lo tanto esencial en el mejoramiento de los procesos de recuperación secundaria y mejorada.

Este concepto se ilustra, suponiendo un sistema donde dos fluidos, aceite y agua, están en contacto con un sólido, Fig. 2.1.(a) y 2.1.(b). Por convención, el *ángulo de contacto*, θ es el ángulo medido entre la superficie del sólido y la tangente a la superficie de la fase más densa en un punto de contacto con el cuerpo sólido.

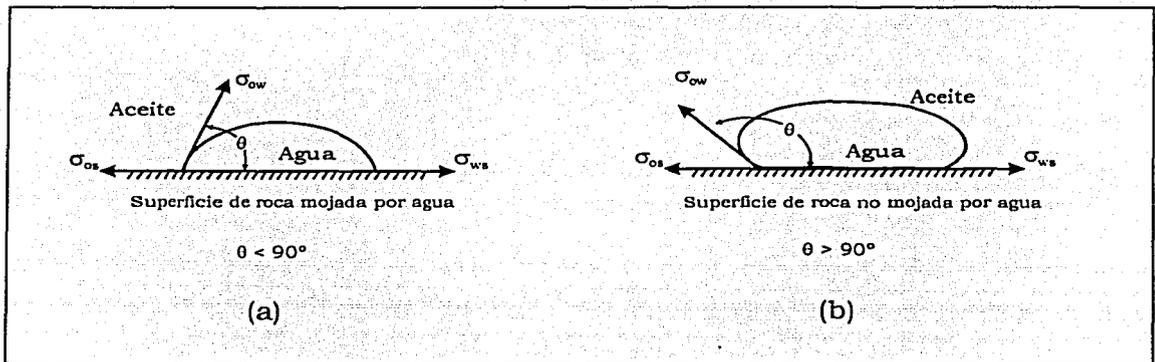


Fig 2.1 Relación entre mojabilidad preferencial y ángulo de contacto

El equilibrio requiere que:

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (2.4)$$

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \quad (2.5)$$

donde:

- σ_{os} : tensión interfacial entre el aceite y la roca
- σ_{ws} : tensión interfacial entre el agua y la roca
- σ_{ow} : tensión interfacial entre el aceite y el agua
- θ : ángulo de contacto

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La relación 2.4, es la ecuación de Young-Dupre donde el producto $\sigma_{ow} \cos \theta$, es llamado *tensión de adhesión*, relaciona las energías de superficie en un sistema. La adhesión es una función de la tensión interfacial y determina que fluido mojará preferentemente al sólido. La adhesión entre un líquido y un sólido es otra fuerza activa que influye en la capilaridad de un sistema. Una tensión de adhesión nula indica ambos fluidos, aceite y agua, tiene una afinidad similar a la superficie rocosa.

Si la atracción entre las moléculas entre un líquido y un sólido (adhesión) es mayor o igual que la ejercida entre las moléculas del líquido (cohesión), el ángulo de contacto θ , se aproximará a cero grados, Fig. (2.1a) y se dice entonces que el líquido moja al sólido. En caso contrario, Fig. (2.1b), θ tenderá a 180° y no habrá mojabilidad entre el sólido y el líquido. En ambos casos se tiene la manifestación de las fuerzas de tensión superficial entre líquido y sólido.

Algunas de las mediciones ampliamente aceptadas son el ángulo de contacto, el índice USBM (The U.S. Bureau of Mine) y el índice Amott. La mojabilidad es dividida básicamente en tres categorías, determinada principalmente por el ángulo de contacto:

- 1) mojabilidad al agua - para ángulos menores de 75°
- 2) mojabilidad al aceite - para ángulos mayores a 105°
- 3) mojabilidad intermedia - para ángulos entre 75° y 105°

Los cambios de la mojabilidad afectan la presión capilar, permeabilidad relativa, procesos de desplazamiento, saturación de agua irreductible (S_{wi}), saturación de aceite residual (S_{or}) y propiedades eléctricas.

2.1.3. Regiones de saturación

En general, el término "*saturación de fluidos*" es utilizado para indicar la presencia de los fluidos en la formación. La saturación de fluidos se define como: "La fracción o porcentaje del espacio poroso ocupado por un fluido particular a condiciones del yacimiento". Siendo que la mayoría de los yacimientos son considerados mojados por agua. Algunas de éstas rocas se ven parcialmente mojadas por agua con respecto al resto de los fluidos. Por ejemplo

Saturación de agua congénita u original S_{wo} . Es el agua que satura la roca en las condiciones originales dentro del yacimiento.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Saturación de agua irreductible S_{wi} . Es la mínima saturación de agua que puede existir para un cierto medio poroso en un determinado proceso de desplazamiento.

Saturación de agua crítica S_{wc} . Es el grado de saturación que al ser alcanzado permite el inicio del flujo de agua a través de un medio poroso.

Desde el punto de vista del concepto de la mojabilidad, se distinguen cuatro tipos de ocurrencia de los fluidos o regiones de saturación en sólidos porosos entre los límites de 0% y 100%. La figura 2.2 muestra la distribución de los fluidos en una roca mojada por agua y mojada por aceite. De la Fig. 2.2a hasta la Fig. 2.2d se ilustra una arena mojada por agua. De la figura 2.2e a la Fig. 2.2g se muestra una arena mojada por aceite.

A saturaciones muy bajas de agua, en la figura 2.2a, el agua forma anillos llamados *anillos pendulares* alrededor de los contactos entre grano y grano; el resto de la superficie de los granos se encuentra cubierta por una película muy fina de agua. Estos anillos se encuentran aislados sin que estos lleguen a formar una fase continua. Conforme la saturación de la fase mojanante aumenta, los anillos pendulares se extienden hasta formar una fase continua, del fluido mojanante. La saturación a la cual esto ocurre es llamada *saturación de equilibrio a la fase mojanante*.

Sobre esta saturación crítica, la saturación es llamada *saturación funicular*, es la zona de saturación de agua intermedia, y es cuando el flujo de la fase mojanante es posible, Fig. 2.2b. Conforme la saturación de la fase mojanante se incrementa se desarrolla una situación en la cual la fase no mojanante pierde continuidad, separándose en gotas individuales, dentro de los poros más grandes, Fig. 2.2c. Se dice que la fase no mojanante esta en un estado de *saturación insular*. En una situación como la descrita anteriormente puede haber movimiento de la fase no mojanante, a través de las restricciones capilares, solo si existe una presión diferencial suficiente, aplicada a la fase mojanante. La *saturación total*, es la que se refiere a la zona en que los poros se encuentran 100% saturado por agua, Fig. 2.2d. Consideraciones similares pueden aplicarse a la arena mojada por aceite, Fig. 2.2e,f,g,h.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

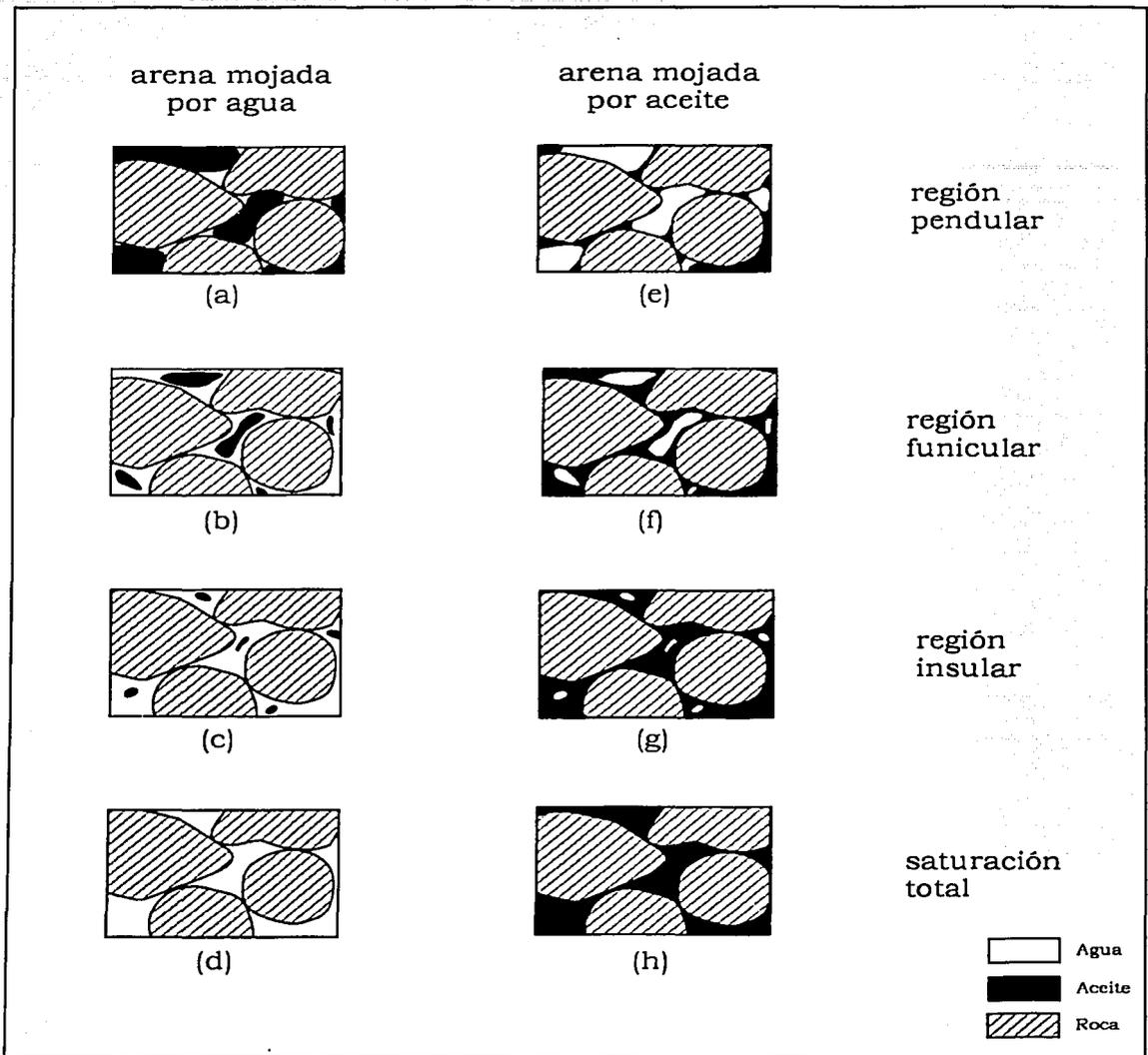


Fig 2.2 Posibles estados o regiones de saturación de fluidos. (Ref. 12)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.1.4. Capilaridad

Es la elevación o depresión de la superficie de un líquido al estar en contacto con un sólido, como sucede en las paredes internas de un tubo capilar (del latín *capillus*, "cabello"), esto es, tubos de diámetro muy pequeño. La capilaridad o acción capilar, depende de las fuerzas por tensión superficial entre el líquido y las paredes internas del capilar. El líquido sube a través del capilar hasta que la fuerza que lo eleva, resultante de la tensión de adhesión, se equilibra con el peso de la columna del líquido contenido en él, Fig. 2.3a.

La fuerza total que empuja al fluido mojante hacia arriba = La fuerza hacia abajo a o sea el peso de la columna del fluido mojante

$$2\pi r\sigma \cos\theta = \rho g\pi r^2 h \quad (2.6)$$

Al igualar estas dos fuerzas, cuando se alcanza el equilibrio y despejando h , se obtiene:

$$h = \frac{2Fa}{\rho g r} \quad (2.7)$$

$$h = \frac{2\sigma \cos\theta}{\rho g r} \quad (2.8)$$

Donde : $\sigma \cos\theta$: Tensión de cohesión, F_a , fuerza capilar vertical, hacia arriba, por unidad de longitud.

$2\pi r$: Longitud de la circunferencia en la que están en contacto, por el interior del tubo, los fluidos y el sólido.

$\rho g = \gamma$: Peso específico del líquido.

$\pi r^2 h$: Volumen del líquido que asciende por el interior del capilar.

La ecuación anterior (2.8), nos permite obtener la altura h , que alcanza el fluido mojante en el interior del tubo capilar. Si la tensión de adhesión del líquido (agua) al sólido excede a las fuerzas de cohesión del líquido, el líquido ascenderá por arriba de su nivel hidrostático y la superficie del líquido será cóncava, $\theta \leq 90^\circ$. En el caso de un tubo capilar inmerso en un fluido no mojante este efecto se representa utilizando mercurio, Fig. 2.3c, el líquido no moja al sólido, lo repela, es decir, si las fuerzas de cohesión en el mercurio exceden a las fuerzas de adhesión, entre el vidrio y el mercurio, este

descenderá por debajo de su nivel hidrostático y su superficie será convexa, $\theta > 90^\circ$. Cuando el ángulo de contacto es 0° , las fuerzas moleculares están balanceadas y los dos fluidos mojan las dos paredes igualmente, Fig. 2.3b.

Las fuerzas capilares en los yacimientos de hidrocarburos, son el resultado de la interrelación entre la tensión superficial y la cohesión del líquido, del tamaño y la forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión en los líquidos, es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos. Y son responsables, junto con las fuerzas gravitacionales, de entrapar una cantidad considerable de fluido no mojante dentro de los intersticios de la roca, determinando en gran medida la distribución de los fluidos en el yacimiento.

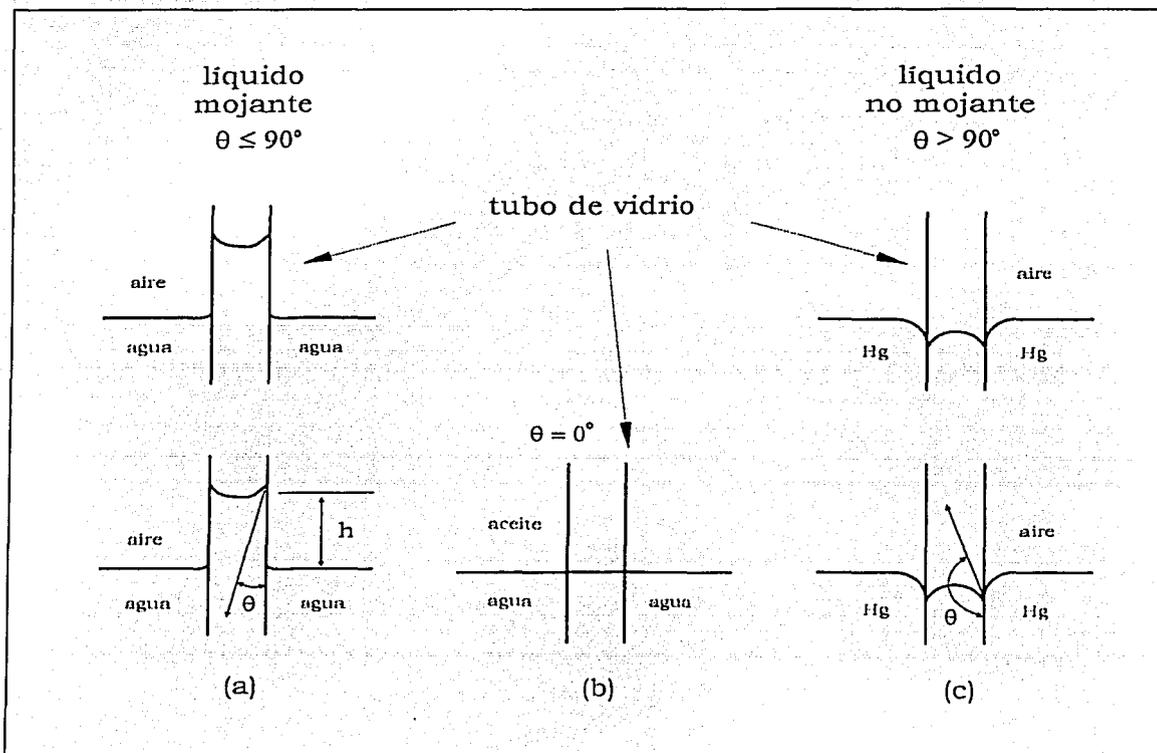


Fig 2.3 Ejemplos de meniscos con diferentes mojabilidades

2.1.5. Presión capilar

La presión capilar es la diferencia de presiones entre dos fluidos inmiscibles a través de una interfase curva, en condiciones de equilibrio. La curvatura de la interfase es una consecuencia de la mojabilidad preferencial de las paredes del sólido, por una de las fases. La presión existente dentro del fluido no mojanante es mayor que la presión en el fluido mojanante y, consecuentemente, la interfase entre los fluidos es curva y convexa con respecto al fluido no mojanante. Por tanto la presión capilar es definida como la diferencia de presión entre la fase no mojanante y la presión de la fase mojanante. Analíticamente, se expresa como:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (2.9)$$

Donde:

- P_c : Es la presión capilar del sistema
- P_{nm} : Es la presión en la fase no mojanante, inmediata y por arriba de la interfase
- P_m : Es la presión en la fase mojanante, inmediata y por debajo a la interfase

Es decir, que la existencia de una fuerza resultante normal a cualquier superficie líquida requiere de una fuerza igual y opuesta para que prevalezca una condición de equilibrio; de ahí que en la proximidad de dicha superficie encontráremos una presión interna; la diferencia de presiones en la interfase es lo que se ha definido anteriormente como presión capilar.

También se define como presión capilar, en un medio poroso, a *“la capacidad que tiene el medio de succionar el fluido que lo moja y de repeler al no mojanante”*. Se considera además a la presión capilar como *“la atracción molecular en la superficie de un líquido”*.

El nombre de presión capilar proviene del hecho de que el fenómeno se puede observar con mayor facilidad en un tubo capilar, que son los conductos de diámetro muy pequeño, como lo son los intersticios de la roca de un yacimiento. El límite interfacial entre los fluidos es de forma curva. La definición de esta curvatura es una consecuencia de la preferencia de la roca sólida a ser mojada por una de las fases. La magnitud de la presión capilar depende de la curvatura de la interfase la cual a su vez depende de la energía interfacial entre los fluidos o fases de un fluido dentro del poro, del tamaño de los espacios intra granulares y de la proporción y distribución de los fluidos presentes.

La presión capilar esta relacionada con la curvatura de la interfase por la expresión de Plateau y aplicada a los medios porosos por Leverett. Consideremos un segmento de la superficie de la interfase que separa a dos fluidos, con una diferencia de presión a través de la interfase, produciéndose un rectángulo curvilíneo, tal como se muestra en la Fig. 2.4. Ambos centros de curvatura están del mismo lado, por lo tanto, los radios R_1 y R_2 son positivos.

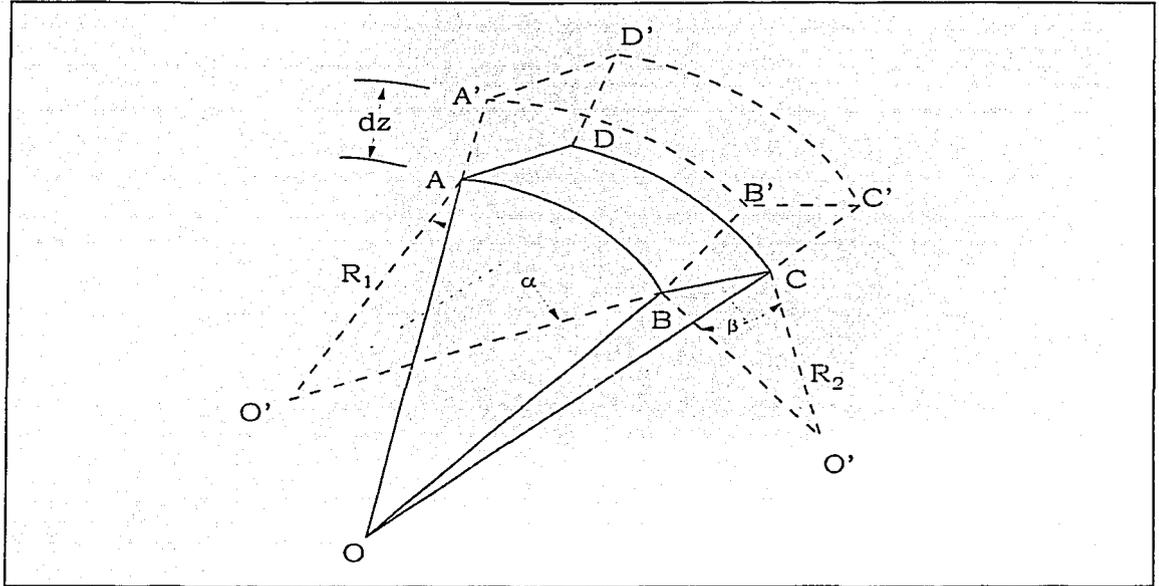


Fig 2.4 Radios de curvatura en la interfase entre dos fluidos. El trabajo es realizado en la interfase para expandir la superficie contra la tensión interfacial. (Ref. 12)

El trabajo realizado al expandirse la superficie, incrementa la presión en el lado convexo, es el trabajo contra la tensión superficial. Las longitudes de los arcos, se incrementan de L_1 a $L_1 + (L_1/R_1)(dz)$ y desde L_2 a $L_2 + (L_2/R_2)(dz)$. El área de la superficie original (ABCD) se expande a una área de superficie A'B'C'D' donde:

$$\text{Área}_{ABCD} = L_1 L_2 \quad (2.10)$$

$$\text{Área}_{A'B'C'D'} = \left(\left[R_1 + dz \right] \left[\frac{L_1}{R_1} \right] \right) \left(\left[R_2 + dz \right] \left[\frac{L_2}{R_2} \right] \right) \quad (2.11)$$

$$= \left[L_1 + \left[\frac{L_1}{R_1} \right] dz \right] \left[L_2 + \left[\frac{L_2}{R_2} \right] dz \right] \quad (2.12)$$

$$= L_1 L_2 \left[1 + \frac{dz}{R_1} + \frac{dz}{R_2} + \frac{dz^2}{R_1 R_2} \right] \quad (2.13)$$

Despreciando el término $dz^2/R_1 R_2$, el incremento en el área es igual a:

$$A'B'C'D' - ABCD = L_1 L_2 (dz) \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right] \quad (2.14)$$

El trabajo isoterma [N/m x m² = Nm], requerido para expandir el área contra la tensión superficial es:

$$\text{Trabajo}(1) = \sigma (L_1 L_2 dz) \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (2.15)$$

El trabajo isoterma realizado por el incremento de presión avanzando la superficie una distancia dz es igual a:

$$\text{Trabajo}(2) = p (L_1 L_2 dz) \quad (2.16)$$

Igualando los dos trabajos y cancelando términos semejantes se obtiene la presión capilar como una función de la tensión interfacial y de los radios de curvatura :

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (2.17)$$

En un medio poroso determinado, R2 en la ecuación 2.14 puede ser negativo; por lo tanto, la ecuación general para la presión capilar es:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} \pm \frac{1}{R_2} \right) \quad (2.18)$$

Si los radios de curvatura son iguales (en un tubo capilar, por ejemplo), la ecuación 2.18 se reduce a:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$P_c = \frac{2\sigma}{R} \quad (2.19)$$

El caso especial de la ecuación de Plateau (ecuación 2.19) puede ser usado, derivando una relación desde la geometría interfacial de un fluido mojante en un capilar. La Fig. 2.5 es una vista exagerada de un tubo capilar conteniendo agua como la fase en contacto con un fluido no mojante (gas o aceite). El radio de la interfase esférica es más largo que el radio del capilar, y los dos radios están relacionados por el coseno del ángulo de contacto.

$$\cos \theta = \frac{r_c}{R_{si}} \quad (2.20)$$

donde: r_c = radio del tubo capilar

R_{si} = radio de la interfase esférica

Sustituyendo R_{si} para R en la ecuación 2.19 obtenemos la expresión de la presión capilar en términos de la tensión interfacial, el ángulo de contacto, y el radio del tubo capilar:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_c} \quad (2.21)$$

En un medio poroso natural, la geometría del espacio poroso es extremadamente irregular y compleja y no se puede describir analíticamente. La presión capilar puede determinarse experimentalmente al relacionarse con la saturación del líquido, S contenida en el espacio poroso. Esta relación se conoce como la función de la presión capilar.

TEJIN COM
FALLA DE ORIGEN

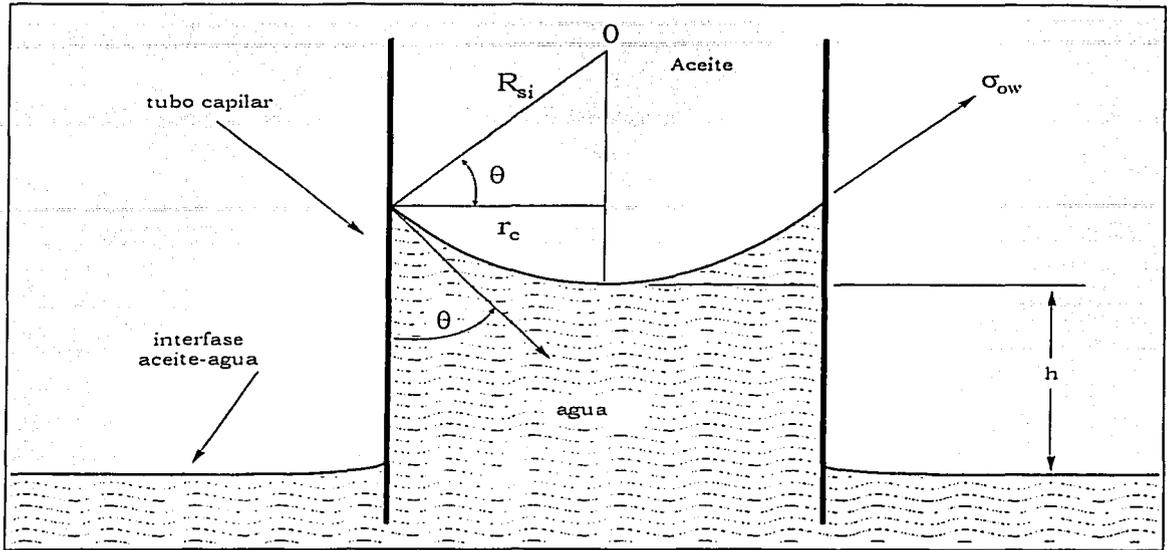


Fig. 2.5 Elevación capilar del agua, en un sistema agua-aceite. (Ref. 12)

2.1.6. Función J de Leverett

Leverett (1941) sugirió una función para la presión capilar representada mediante una ecuación semiempírica desarrollada por él, la cual describe las características homogéneas correlacionando la porosidad y la permeabilidad, esta puede ser derivada bajo la suposición de que el medio poroso puede ser caracterizado como paquete de tubos capilares que están interconectados entre sí. Esto es:

$$J(S_w) = \frac{P_c(k/\phi)^{1/2}}{\sigma} \quad (2.22)$$

Donde $J(S_w)$ es la función de Leverett, σ es la tensión superficial, k y ϕ es la permeabilidad y la porosidad del medio, respectivamente. La relación (k/ϕ) se puede interpretar como el diámetro promedio de poro. La función $J(S_w)$ explica los cambios de permeabilidad y porosidad, en tanto que la geometría del poro, en general, permanece constante.

Algunos autores han sugerido:

$$J(S_w) = \frac{P_c(k/\phi)^{1/2}}{\sigma \cos \theta} \quad (2.23)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Otros autores Rose y Bruce (1949), muestran diferentes curvas $J(S_w)$ características de diferentes formaciones geológicas. Sin embargo, diferentes tipos de roca muestran diferentes correlaciones de la función $J(S_w)$. Todos los datos de presión capilar para una formación particular, comúnmente pueden reducirse a una sola función J contra la saturación

La interpretación física de esta función es que mediante ella se normalizan las mediciones de presión capilar realizadas en muestras de diferente porosidad y permeabilidad, sin importar los fluidos empleados. Teóricamente la función J parece ser ideal, pero no siempre ofrece resultados confiables. Los errores que presenta pueden deberse a que la deducción de J se basa en las suposiciones de que el medio poroso actúa como un paquete de tubos capilares conectados y en que la tortuosidad del medio es constante. Muchas de las muestras con las que se trabaja no cumplen con esta suposición, ya que al intentar calcular la función J para algún grupo de muestras, se obtiene un conjunto de datos muy disperso que no puede ajustarse a una sola curva. Es decir, existen medios porosos tan heterogéneos que la función J simplemente no es aplicable.

2.1.7. Drene e Imbibición

Las curvas de la Fig. 2.6 muestran dos procesos importantes que se presentan en un medio poroso donde coexisten las dos fases del fluido, estos procesos se conocen como *drenado* e *imbibición*. En cada caso, el fluido que inicialmente satura a la muestra es lentamente desplazado por el otro fluido. Cuando la muestra es inicialmente saturada con un fluido mojante, el proceso es llamado drene o drenaje al proceso de desplazamiento inmiscible que se realiza en la dirección de cambios decreciente de saturación de la fase mojante y a la relación entre la presión capilar y la saturación de la fase mojante se le conoce como *curva de presión capilar de drene*, Fig. 2.6.

Durante un proceso de drene a medida que la saturación de la fase mojante disminuye, porciones de esta se desconectan o son extremadamente delgadas y, eventualmente, cuando la presión capilar aplicada externamente sea suficientemente alta, toda la fase mojante restante en el núcleo estará desconectada y la curva de presión capilar será casi vertical. A esta saturación a la cual la continuidad hidráulica de la fase mojante se pierde, se le denomina *saturación irreductible de la fase mojante*.

La curva 2 de la figura 2.6 representa el proceso de *imbibición* espontánea por presión capilar, determinada después de medir la curva de presión capilar de drenaje. La presión capilar, inicialmente a

un gran valor positivo, disminuye gradualmente hasta cero, permitiendo que se imbiba la fase mojan-te (agua). La saturación residual de la fase no mojan-te alcanzada cuando $P_c=0$ se denomina *saturación de la fase no mojan-te a la presión capilar cero*; esta saturación residual de la fase no mojan-te no es irreductible. Para una distribución normal de poros, la presión capilar de imbibición es aproximadamente la mitad en orden de magnitud de la presión de drene, por lo tanto, la curva mostrara una *histéresis* considerable entre el desplazamiento por drene e imbibición de la misma roca, como lo muestra la Fig. 2.6. Generalmente, hay histéresis en la presión capilar a medida que la saturación varia, haciendo que las curvas de drenaje e imbibición sean diferentes; la histéresis del ángulo de contacto es una causa de la histéresis de la presión capilar. Durante el drenaje, el fluido mojan-te esta siendo empujado de regreso a través de las superficies que previamente había cubierto y el ángulo de contacto entre los dos fluidos es el *ángulo de retroceso*. Durante la imbibición el ángulo de la interfase es el de *avance*.

La curva 3, Fig. 2.6, es la curva de imbibición forzada, en la cual la presión capilar, $P_o - P_w$, disminuye desde cero hasta un gran valor negativo: cuando la presión capilar es negativa, la presión en la fase mojan-te (agua) es mayor que la presión en la fase no mojan-te (aceite), forzando al agua a entrar al núcleo. Se destaca el hecho de que aun cuando la presión en el agua es mayor que la de del aceite, no implica que el aceite sea el fluido mojan-te a estas saturaciones; si el núcleo fuera un manojito de tubos capilares cilíndricos, entonces solo serian posibles presiones capilares negativas si el núcleo fuera mojado por aceite. Por el contrario, la interacción de la estructura porosa y la mojan-bilidad permite presiones capilares negativas aun para núcleos fuertemente mojados por agua. Gran parte del aceite aun esta conectado al final de la curva de imbibición espontánea cuando la presión capilar es cero porque se produce mas aceite a medida que la presión capilar se hace negativa; la saturación de aceite disminuye y este gradualmente se desconecta en tanto la presión capilar se hace mas negativa hasta que la curva es casi vertical.

A la saturación a la cual se pierde continuidad hidráulica de la fase no mojan-te, se le denomina *saturación irreductible de la fase no mojan-te*. Cuando el petróleo es el fluido fuertemente mojan-te, los papeles del aceite y el agua se invierten con respecto del caso de mojan-bilidad por agua. Para mostrar el efecto solo vasta con voltear de cabeza la Fig. 2.6.

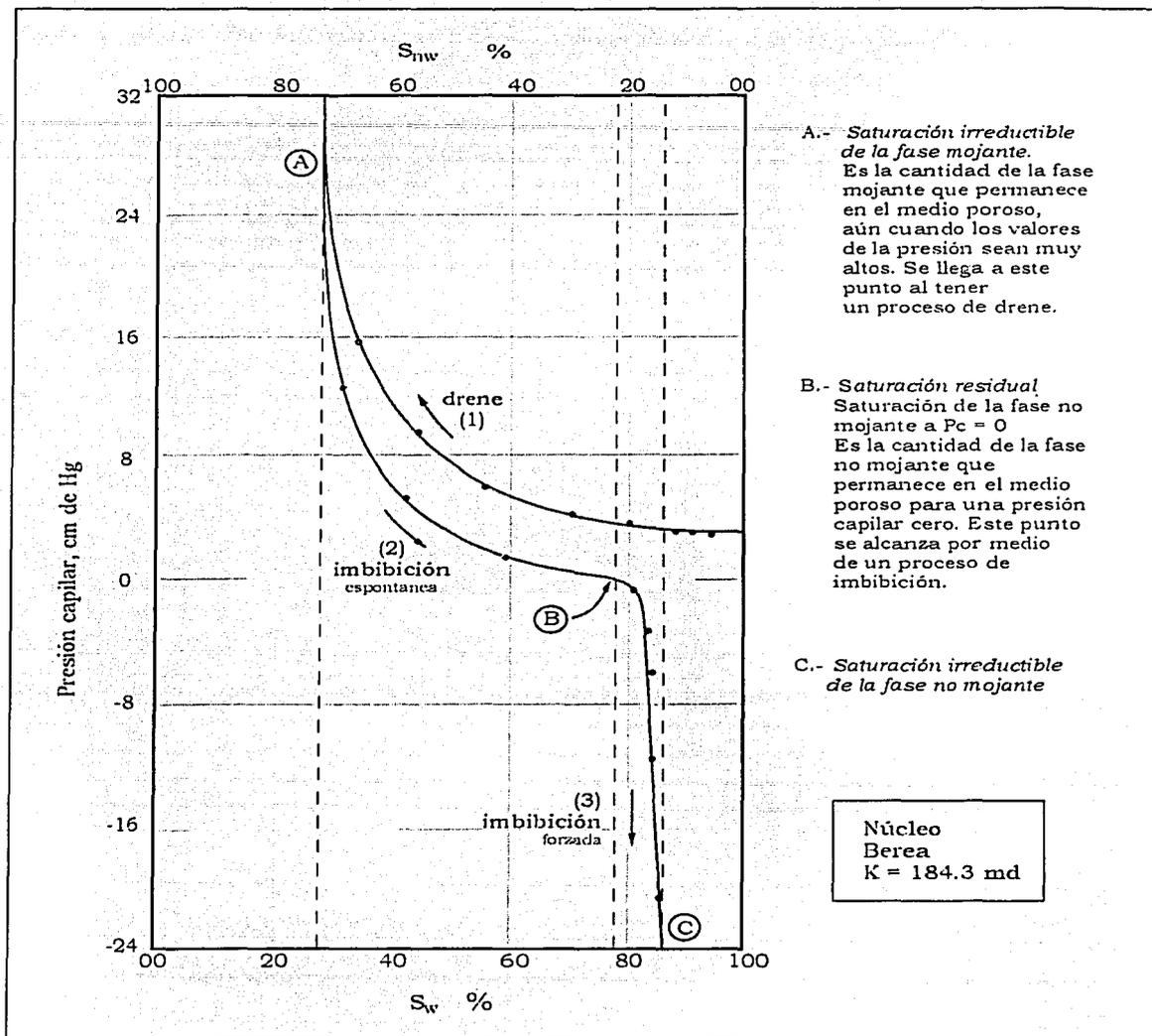
La saturación residual de la fase mojan-te para una roca típicamente no consolidada se presenta como segmentos individuales aislados de agua circundando los puntos de contacto de partículas

adyacentes. En caso de que el agua sea la fase mojannte conduce a una estrecha asociación entre Swi y la distribución del tamaño de los poros. La distribución uniforme de una muestra de formación muestra un valor de Swi similar al comportamiento mostrado en la Fig. 2.7.a, pero una distribución amplia del tamaño de poros (ver Fig. 2.7.b) para una muestra, la cual, tiene un diámetro promedio, resulta una Swi alta en la gráfica de presión capilar. La diferencia se debe al incremento de la heterogeneidad de los poros, la cual, es equivalente a la presencia de un porcentaje grande de poros pequeños.

En un medio naturalmente fracturado el mecanismo de drene gravitacional ocurre cuando la fase no mojannte, en este caso gas, presente en las fracturas, desplaza a la fase mojannte aceite, en la matriz. En este mecanismo, las fuerzas capilares actúan en contra del desplazamiento mientras que las fuerzas gravitacionales actúan a favor. Las curvas de presión capilar también juegan un papel aún más importante que en un yacimiento homogéneo. Las fuerzas capilares en yacimientos, son factores de extrema importancia en el mecanismo de desplazamiento de fluidos, ya que pueden retener el flujo, pero bajo ciertas condiciones pueden favorecerlo, mientras que en los yacimientos no fracturados la dinámica de las fuerzas es mas limitada. En resumen las fuerzas capilares pueden contribuir a los procesos de desplazamiento espontáneo de aceite por agua o gas de los bloques de matriz mediante los procesos de imbibición, drene y reinfiltración.¹⁸

Estos procesos son extremadamente importantes en un yacimiento naturalmente fracturado donde cada bloque de matriz saturado con un fluido, es rodeado por fracturas, las cuales, son saturadas con un fluido diferente, el intercambio completo de fluidos entre matriz-fractura es esencialmente dependiente de la presión capilar, expresada por las curvas de presión capilar, estas fuerzas ayudan al desplazamiento espontáneo en los procesos de imbibición, y se oponen al desplazamiento espontáneo en los procesos de drene¹⁵. Cabe aclarar que esto solo se realiza cuando se inyecta un segundo fluido (agua o gas), o cuando los avances naturales de un acuífero y/o un casquete de gas ocurren.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



A.- *Saturación irreductible de la fase mojannte.*
 Es la cantidad de la fase mojannte que permanece en el medio poroso, aún cuando los valores de la presión sean muy altos. Se llega a este punto al tener un proceso de drene.

B.- *Saturación residual*
 Saturación de la fase no mojannte a $P_c = 0$
 Es la cantidad de la fase no mojannte que permanece en el medio poroso para una presión capilar cero. Este punto se alcanza por medio de un proceso de imbibición.

C.- *Saturación irreductible de la fase no mojannte*

Fig 2.6 Curva de presión aceite/agua medida en un Núcleo Berea, mojado por agua (Ref. 17)

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

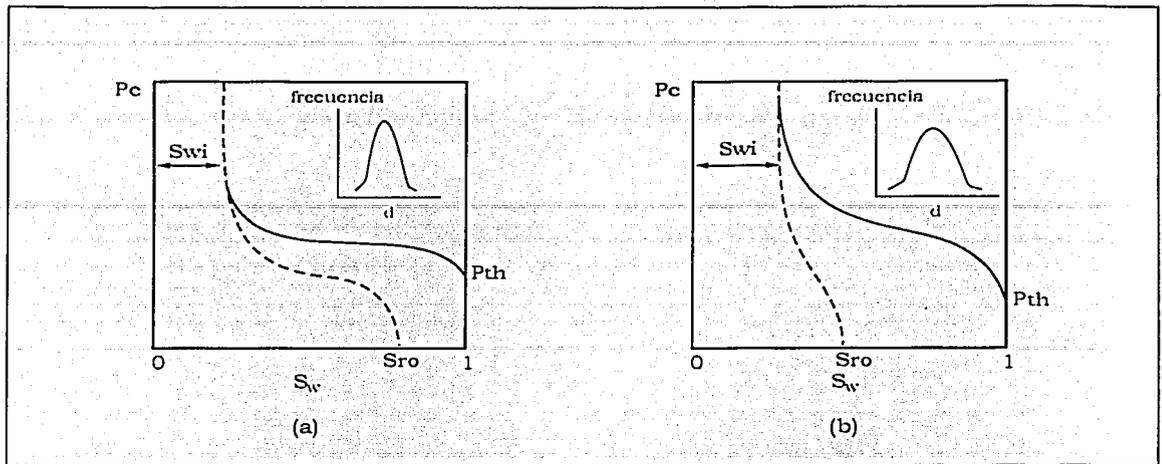


Fig 2.7 Curva de presión capilar en procesos de desplazamientos. (Ref. 18)

2.1.8. La presión capilar y el sistema roca-fluidos

Los yacimientos de aceite también exhiben propiedades capilares, sin embargo el comportamiento capilar en medios porosos es tan complejo, que la definición de presión capilar no es aplicable, el tubo capilar único y transparente no existe, en su lugar hay una red de poros que están conectados por medio de las gargantas de los poros. El aspecto físico de la tensión interfacial, la tensión superficial, el ángulo de contacto, etc., resulta imposible de reconocer y es poco práctico tratar de diferenciarlos para aplicarlos en la ecuación 2.21

Aún con estas dificultades, la importancia de la presión capilar cobra relevancia cuando se considera que la mayoría de los medios porosos que contienen aceite pueden ser visualizados como un paquete de tubos capilares de diferentes diámetros y con una tortuosidad propia del medio. Los poros y sus gargantas de conexión son de diámetros diferentes y se asume que están ocupados por cantidades variables de crudo y agua. Un fluido puede mojar al sólido de manera preferente en presencia de un segundo fluido, pero la ocurrencia de diversos minerales que comprenden la superficie del sólido que están en contacto con el fluido, así como la existencia de componentes hidrocarburos que reaccionan fácilmente con los sólidos, pueden modificar las propiedades de mojabilidad del medio. Se sabe también que la historia de saturación, así como la saturación relativa de cada fase pueden afectar las propiedades de mojabilidad.

La temperatura influye en el movimiento de las moléculas y, por lo tanto, en la presión capilar. Independientemente de otros aspectos, como el ángulo de contacto entre el fluido mojanete y la superficie del sólido, un aumento en la temperatura ocasionará un mayor movimiento de las moléculas debido al efecto conjunto de un aumento en la energía del sistema y una disminución en la viscosidad del fluido, lo cual ocasionará que la tensión superficial disminuya. Como se muestra en la Tabla 2.1 para una misma sustancia, agua, su tensión superficial varía de 72 dinas/cm a 20 °C hasta 58.8 dinas/cm a 100 °C . 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 composición (viscosidad) de cada fluido. Así por ejemplo. La tensión interfacial entre un aceite pesado y el agua congénita se verá más afectado por la temperatura que la tensión interfacial entre el agua y un gas, al mismo incremento de temperatura. La temperatura influye en el ángulo de contacto que se presenta entre la superficie del sólido y el fluido mojanete.

Los poros de un yacimiento, se presentan en una forma irregular y variada, los cuales están conectados por medio de gargantas, que también tienen diferentes tamaños. La presión capilar, como puede verse en la ecuación 2.21 depende del radio del capilar. Si se mantienen las fuerzas superficiales constantes, a mayor radio se tendrá una menor presión capilar. En una curva de presión capilar, esta variación se observa en lo que llama *zona de transición*, Fig. 2.8.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

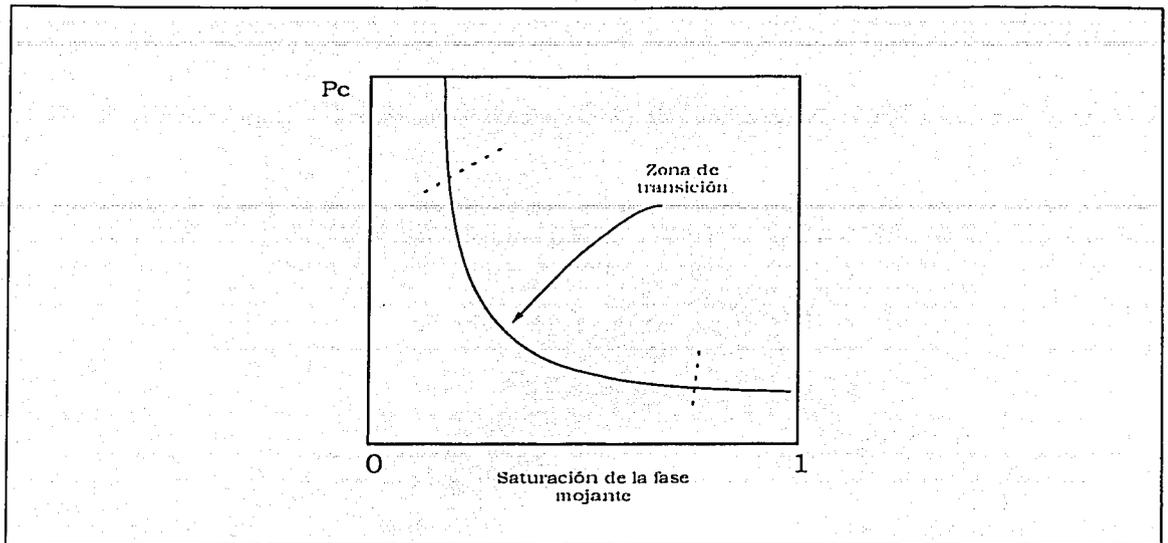


Fig 2.8 Curva de presión capilar en función de la saturación de fluido mojante.

En la figura 2.8, a cada intervalo de presión capilar corresponde un radio promedio de la garganta de los poros, derivado directamente de la ecuación 2.19. Es decir, en una prueba de inyección de fluido, cada presión aplicada permitirá que el fluido penetre a través de un tamaño definido de la garganta de los poros. Esta dependencia entre el radio de la garganta de los poros y la presión capilar, está en conformidad con la definición de presión capilar, que dice que es la presión necesaria para desplazar un fluido mojante a través de una apertura capilar. Se podría agregar en esta definición, que la apertura capilar tiene un radio definido y por lo tanto que la presión capilar necesaria para desplazar el fluido a un radio determinado, siempre y cuando el sistema roca-fluido se mantenga constante.

La forma en que el fluido puede distribuirse sobre la superficie del sólido esta relacionada con la mojabilidad. En un yacimiento generalmente se tiene más de un fluido, por lo que la mojabilidad definirá cual es el fluido que mojará al sólido y esto, a su vez, determinara la presión capilar. En todas las mediciones, en laboratorio, se deberá considerar el efecto de la mojabilidad ya que se han notado, cambios importantes en las propiedades petrofísicas de los núcleos que aparentemente se deben a cambios en las características de mojabilidad de las rocas que han sido sometidas a extracciones con

solventes. Es posible que algunas de la irregularidades no explicables en las mediciones de presión capilar se deban a las propiedades de mojabilidad de los núcleos y a los posibles cambios que en estas propiedades debido al tratamiento de los núcleos en el laboratorio.

En general describir un medio poroso y la química de su superficie resultaría intratable si se espera describir a los materiales en forma microscópica. Pero, es posible aceptar una interpretación macroscópica del comportamiento general determinado por medios experimentales o conceptuales. En este sentido, el proceso de generalizar el comportamiento a escalas macroscópicas es una consecuencia natural del uso de recortes, núcleos y muestras de canal, los cuales tienen dimensiones mucho menores que las comparadas con las del yacimiento. Para que este comportamiento derivado de los núcleos sea válido para el yacimiento, es necesario asumir conceptualmente que el medio es homogéneo.

2.1.9. Descripción general de los yacimientos naturalmente fracturados

Una fractura es una discontinuidad de una superficie plana en la cual una pérdida de la cohesión ha tenido lugar, es decir una fractura en una roca, es el resultado de una ruptura, y durante los procesos de deformación y alteración de la misma, la fractura puede ser ocupada por fluidos, que contiene la roca. Una *fractura* también se define, de manera general, como la discontinuidad en la cual rompe el lecho rocoso en bloques, grietas, fisuras, juntas o cualquier cosa, a lo largo de los cuales no hay desplazamiento paralelo con los planos de discontinuidad. En general, una fractura en la cual ocurre un desplazamiento relativo se define como *falla*, mientras una fractura en la cual no ocurre un desplazamiento notable se define como *junta*.

Un yacimiento fracturado es una unidad del subsuelo constituida por roca con poros y canales intercomunicados, donde los poros forman el "sistema matricial" y las fracturas, vórgulos y canales de disolución son el "sistema de fracturas" extendiéndose a lo largo y ancho del yacimiento.

Los yacimientos de hidrocarburos generalmente están constituidos por roca granular la cual contiene huecos o espacios porosos dentro de ella, referidos como porosidad intragranular, 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 y/o canales de disolución alojados en la roca intragranular, en ambos casos estos espacios contienen hidrocarburos y agua.

Según Nelson (1982) las fracturas están presentes en todas las formaciones de roca, situadas en la superficie y en el subsuelo, las características físicas de las fracturas son causadas por varios factores: su modo de origen, de las propiedades mecánicas de la roca almacenadora y diagénesis en el subsuelo. Estos procesos se combinan para desarrollar características especiales de la roca, que pueden aumentar o disminuir la porosidad y permeabilidad de la formación. Las fracturas aunque siempre están presentes, sólo son importantes cuando ocurren en cantidades considerables y/o tienen longitud suficiente para tener efecto directo en el movimiento de los fluidos.

Stearns y Friedman (1972) señalan que se identifica como un yacimiento fracturado típico, aquel que presenta alguna o varias de las características o comportamiento siguientes:

1. Al inicio de su historia de producción se presentan:
 - a) Pérdidas importantes de fluidos durante la perforación
 - b) Su producción inicial es muy alta, de varios ordenes de magnitud comparada con un yacimiento intergranular, convencional u "homogéneo".
 - c) La productividad entre pozos es errática.
 - d) Las estimulaciones artificiales de los pozos, generalmente mejoran su productividad.
2. Se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intragranular.
3. Tienen permeabilidad alta, que puede ser de hasta 35 darcys, con porosidades menores del 6%.

Los yacimientos productores de la formación Brecha del Paleoceno en la sonda de Campeche, origen de las muestras estudiadas, presentan la mayoría de las características antes mencionadas, por lo que, se pueden señalar como yacimientos naturalmente fracturados.

Actualmente, el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados ha generado una tecnología en constante crecimiento. Para explotarlos de manera adecuada es preciso identificar y modelar los sistemas de fracturas, cavidades de disolución y bloques de matriz. Esto requiere aplicar, de manera consistente, diversas fuentes de información de tipo estático y dinámico; lo que hace necesario desarrollar tecnologías de vanguardia para comprender los mecanismos de interacción de los fluidos con dichos sistemas. Desde una perspectiva general se manejan diversos modelos para representar los medios fracturados. En el más simple se consideran bloques de roca, separados por planos de ancho variable, representando fracturas.

2.1.9.1. Origen de las fracturas

Después de examinar varios de los casos históricos de yacimientos fracturados, se espera que ocurra el yacimiento fracturado en la roca quebradiza de baja porosidad, donde los eventos tectónicos favorables, se han desarrollado. En este caso, las fracturas resultantes son grandes y muy amplias y son por consiguiente, llamadas *macrofracturas*. Si la roca es menos quebradiza y tiene una porosidad intragranular, las fracturas son generalmente de extensión limitada y de aberturas pequeñas, por consiguiente son llamadas, *microfracturas* o *fisuras*.

Las fracturas que son generadas como resultado de la reducción o pérdida de cohesión de la roca, se atribuye a diferentes eventos geológicos, tales como:

- a. Diatrofismo, en el caso de plegamiento y fallamiento.
- b. Erosión profunda de la sobrecarga, la cual produce un esfuerzo diferenciado sobre la roca a través de los planos de debilidad.
- c. Encogimiento del volumen rocoso, como resultado de la pérdida de agua perteneciente a la esquistosidad de las arenas
- d. Encogimiento del volumen rocoso en el caso de una variación de temperatura en la roca ígnea.

Nelson (1982) señala que después de detectar que el yacimiento es fracturado, es necesario postular modelos de origen de fracturas (principalmente tectónicas y contraccionales), los cuales se puedan ajustar al patrón de las fracturas detectadas en el yacimiento, y así disponer de un modelo de fracturamiento natural representativo, con el cual se puedan obtener extrapolaciones e interpolaciones confiables. Los datos para definir un modelo de origen de fracturas, se obtiene principalmente de muestras de núcleos de diámetro completo y/o registros geofísicos, datos tales como son los echados de fracturas, su morfología, separación, abundancia relativa, ángulos entre fracturas y la relación angular entre grupos de fracturas.

2.2 Medición de la presión capilar en laboratorio

La ecuación de la presión capilar obtenida para un tubo capilar uniforme, es imposible usarla para obtener la función $P_c(S_w)$ de un medio poroso natural, debido a las formas irregulares de las aberturas de los poros del medio. El material geológico poroso, sin embargo está compuesto de poros interconectados de diversos tamaños. Además, la mojabilidad de las superficies del poro varían de

punto a punto dentro de la roca debido a las variaciones de las mezclas de minerales en contacto con los fluidos. Esto permite las variaciones de la presión capilar como una función de la saturación del fluido y una manera de describir la mojabilidad.

Los yacimientos de hidrocarburos fueron inicialmente saturados con agua, en la cual fue desplazado por la migración de hidrocarburos. La medición de la presión capilar se realiza, en laboratorio, con muestras de núcleos, utilizando cualesquiera de los procedimientos siguientes:

Métodos de desplazamiento:	Métodos dinámicos:
<i>Método de diafragma o Método de Welge</i>	<i>Método dinámico en régimen permanente</i>
<i>Método de la membrana semi-permeable</i>	<i>Método dinámico en régimen variable *</i>
<i>Método de inyección de mercurio</i>	
<i>Método centrífugo</i>	

Tabla 2.2. Diferentes métodos para la obtención de la presión capilar

2.2.1. Método de diafragma o método de Welge

Este método fue propuesto en 1948 por Bruce y Welge¹⁹ y es también llamado método de restitución de estado (restored stated) o método de desaturación. Durante la prueba, se utiliza un sistema agua-aceite a baja presión. Está basado en hacer drenar un fluido mojante, a través de una muestra, inicialmente saturada al 100%. Un diagrama esquemático del aparato se ilustra en la figura 2.9. En la superficie inferior de la muestra se coloca una membrana permeable o diafragma poroso. La membrana deberá tener una distribución de tamaño de poro uniforme, los cuales tendrán un tamaño tal que el fluido desplazante no penetre la membrana cuando la presión, al fluido desplazado sea aplicada. Para garantizar un buen contacto físico entre el núcleo y la membrana es conveniente colocar algún material, por ejemplo un trozo de papel higiénico.

La muestra de núcleo saturada por el fluido mojante se coloca dentro de la celda, posteriormente, la celda se llena con un fluido no mojante. El fluido mojante sale expulsado fuera de la muestra al incrementarse la presión en la fase no mojante, drenándolo al tubo graduado comunicado hacia la membrana. Esto permite la determinación del volumen de fluido mojante desplazado y por consiguiente la saturación de la muestra. El proceso de desplazamiento es llevado a cabo en etapas,

incrementando a pasos la presión aplicada a la fase no mojante. Cuando el equilibrio es alcanzado la presión capilar se determina a partir de la diferencia de presión entre la fase no mojante (fase desplazante) y la fase mojante (fase desplazada), mientras la saturación de la muestra se determina a partir de la cantidad de fluido desplazado.

Para cada nivel de presión, la muestra se deja hasta alcanzar un estado de equilibrio estático. Este método de desplazamiento requiere usualmente un tiempo de entre 10 a 40 días, para completar la curva $P_c = P_c(S_w)$. El método de diafragma es frecuentemente usado en la ingeniería de yacimientos ya que permite el uso de fluidos de yacimientos. (p.e. agua y aceite).

Por medio del procedimiento descrito antes, permite obtener una relación entre la presión capilar y la saturación, La presión capilar más alta que puede ser utilizada en este procedimiento, está limitada por la presión de desplazamiento del diafragma semipermeable utilizado. En general del método de Welge se observan las ventajas y desventajas siguientes:

Ventajas

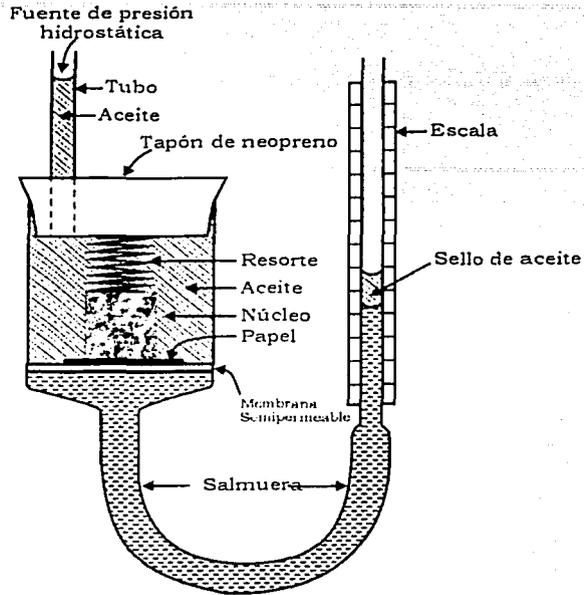
Es una medida absoluta. El cálculo de P_c es sencillo y directo. Se mide directamente la propiedad de interés. Permite el uso de fluidos de yacimientos. *Nota:* Es necesario asegurar un excelente contacto capilar entre la muestra y la membrana.

Desventajas

Es lento: tiempo de medición de 10 a 40 días por muestra. Por lo tanto, el equilibrio se obtiene después de varios días. Permite solo una muestra por prueba. Solo se obtienen curvas de drene. Es un sistema que funciona a baja presión, de origen hidrostático.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

(a)



(b)

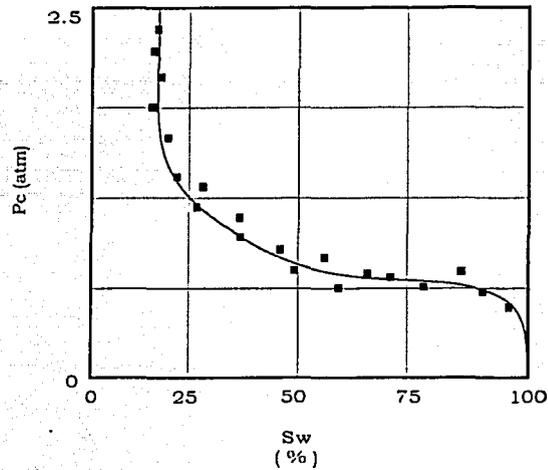


Fig. 2.9 (a) Diagrama del aparato usado por Bruce y Welge para medir la presión capilar en núcleos.
(b) Gráfica de presión capilar contra saturación de agua para un sistema agua-aceite.
(Welge and Bruce, 1947)

2.2.2. Método de membrana semi-permeable.

Este método¹¹, permite reducir el tiempo de espera para alcanzar el equilibrio del sistema. En lugar de utilizar una columna hidrostática como fuente de presión para desplazar la fase no mojante, como el utilizado en el método de Welge, utiliza una fuente externa de gas. Este sistema Fig. 2.10, esta constituido por:

- 1) Un tablero de control, en el cual se tiene: un humidificador, un manómetro, un regulador de presión para controlar la presión de gas suministrada, válvulas (V1, V2, V3, V4), y conexiones de entrada de nitrógeno y salida hacia la celda de extracción.
- 2) Sistema de desaturación, que consta de una celda o cámara de acero inoxidable de extracción (cuerpo cilíndrico con tapa), de 300 lb/pg² de presión máxima de trabajo, y que permite analizar muestras de núcleo o núcleos con una longitud máxima de 3 pulgadas con los accesorios como son: una membrana semipermeable de 12 pg de diámetro y 300 lb/pg² de presión máxima de trabajo, un soporte triangular del plato, ocho tornillos de sujeción, un sello circular de neopreno, y una manguera de conexión
- 3) Sistema de suministro de nitrógeno comprimido, que consta de un tanque o cilindro de nitrógeno, y una manguera de conexión.

La celda se une al panel de control de la presión mediante una manguera flexible a través de la válvula 4. El manómetro, se utiliza para registrar la presión de trabajo del sistema. Todos estos componentes están adecuadamente conectados de manera tal que manejándolos apropiadamente, pueden comunicar a la fuente externa de gas con la celda extractora. Dentro de la celda se coloca el apoyo triangular y encima de éste la membrana semipermeable. La muestra se coloca sobre la membrana semipermeable y se cierra la celda mediante los tornillos de sujeción contra un sello circular de neopreno para evitar fugas.

Procedimiento de medición

Este método define a la presión capilar aire-agua en muestras de núcleo a través de una membrana semipermeable. Básicamente este método opera como el incremento de presión de aire (fase no mojante) aplicado a una membrana semipermeable, donde el aire desplaza parcialmente la fase mojante que satura la muestra, la cual, se coloca sobre la membrana permeable. La otra cara de la membrana se mantiene, con fluido mojante y presión cero. La saturación de la muestra porosa se

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

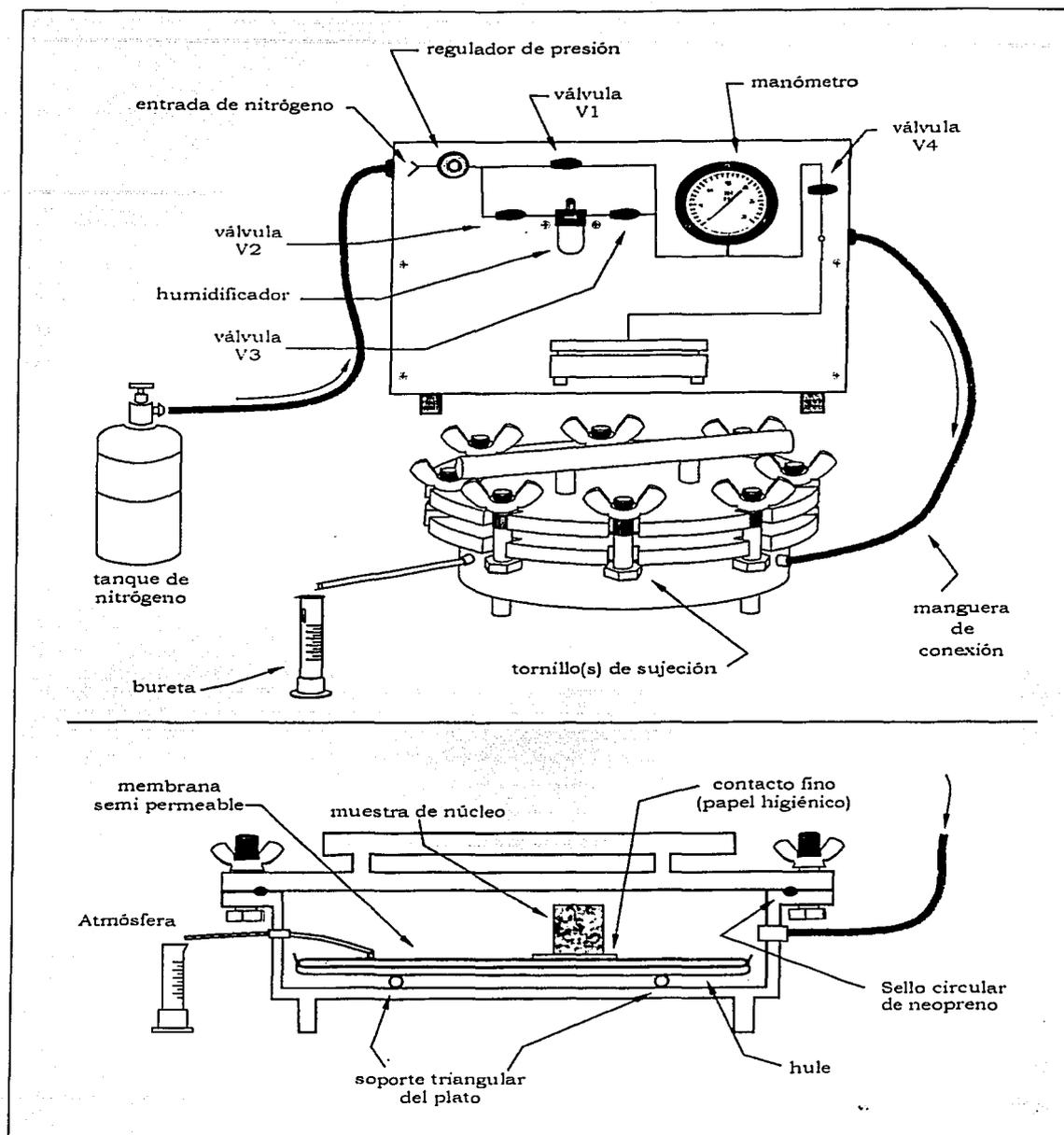


Fig. 2.10 Sistema de medición por membrana semi-permeable.

determina por el cociente de la diferencia de pesos de la muestra, cuando esta estabilizado para la presión de aire aplicada y el peso de la muestra seca, entre la diferencia de pesos de la muestra cuando esta saturada al 100 % de fluido mojante y el peso de la muestra seca, este proceso se repite las veces que se tenga programado, generando diferentes puntos para determinar el comportamiento de presión capilar-saturación.

$$\text{Saturación} = \frac{\text{el peso estabilizado de la muestra} - \text{el peso de la muestra seca}}{\text{el peso de agua de la muestra saturada de agua al 100\%}} \quad (2.24)$$

Estos datos pueden trazarse como una función de presión de equilibrio cuando se han realizado un número suficiente de pruebas a varias presiones, Tabla 2.3. La Fig. 2.11, ilustra este comportamiento al utilizar 2 muestras. En general del método de la membrana semi-permeable se observan las ventajas y desventajas siguientes:

Ventajas

Es una medida absoluta. El cálculo de P_c es sencillo y directo. Se mide directamente la propiedad de interés. Cada punto de medición es independiente de los demás. Permite definir la presión crítica y la saturación de agua irreductible del sistema. *Nota: Es necesario asegurar un excelente contacto capilar entre la muestra y la membrana.*

Desventajas

Es lento: tiempo de medición de 20 a 25 días por cada grupo de hasta 13 muestras. El equilibrio se obtiene después de varios días. Solo se obtienen curvas de drene. En muestras poco permeables (usualmente menos de 20-50 mD) o muy heterogéneas no se alcanza la saturación irreductible de agua (Swirr). Debido a que la presión máxima de trabajo es del orden de 70 psi. La presión capilar esta limitada hasta la presión crítica de la membrana.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Presión (lb/pg ²)	nombre de las muestras			
	Ek 101-A N1 M10		Balam 43 N7 M3	
	Sw (%)	Peso (g)	Sw (%)	Peso (g)
0	100.0	423.0	100.0	398.0
4	93.4	418.6	85.7	396.0
6	91.0	417.0	82.1	395.5
8	88.8	415.5	78.6	395.0
12	86.6	414.0	71.4	394.0
16	84.3	412.5	68.6	393.6
20	82.1	411.0	65.0	393.1
24	80.6	410.0	62.1	392.7
40	74.6	406.0	52.1	391.3
50	71.6	404.0	48.6	390.8
60	70.1	403.0	45.0	390.3
70	68.7	402.0	44.3	390.2
Peso Muestra Seca (g)		356.0		384.0

Tabla 2.3 Datos de pesos de las muestras a diferentes saturaciones, por el método de la membrana semi-permeable.

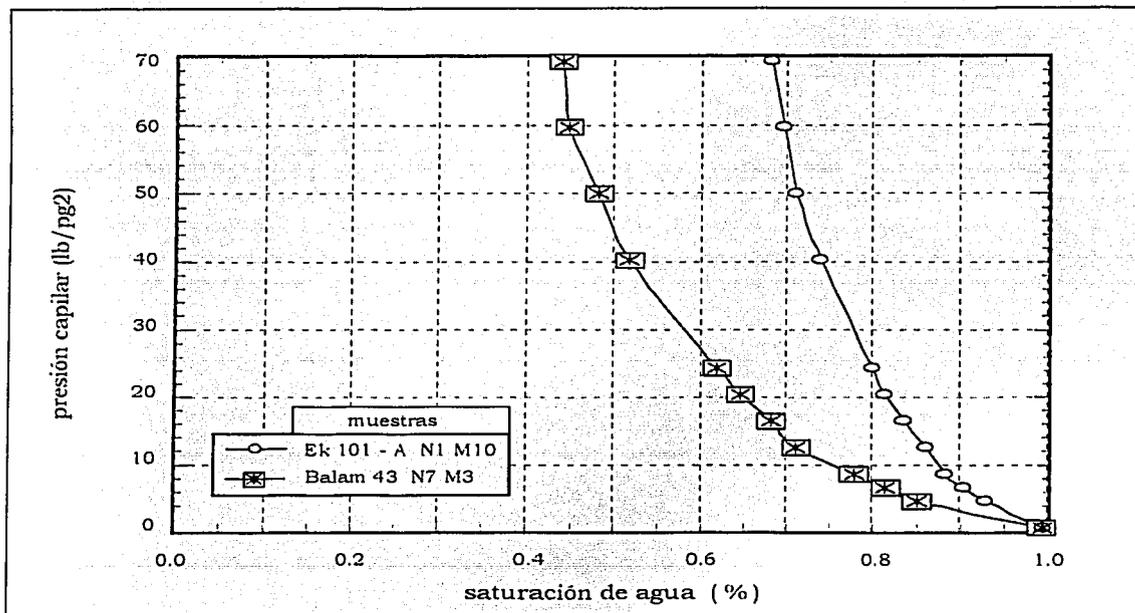


Fig. 2.11 Curva de presión capilar por el método de la membrana semi-permeable

TELÓN CON
FALLA DE ORIGEN

2.2.3. Método de inyección de mercurio

Este método también es conocido como método de Purcell. Para este método se emplea el aparato de presión capilar con inyección de mercurio y se emplea para una rápida, y muy aproximada determinación de la distribución del tamaño del poro y las relaciones presión capilar saturación en el medio poroso. El aparato no está sujeto a las limitaciones de presión del equipo de restitución de estado, ya que tiene una presión de trabajo arriba de 2000 lb/pg². Además, no son necesarias muestras uniformes, con recortes de perforación o fragmentos de núcleos pueden ser probados, sin esfuerzo como si fuesen uniformes. El aparato de medición, Fig. 2.12 consiste en:

1. Una bomba volumétrica de desplazamiento Ruska de 100 cm³.
2. Un picnómetro de alta presión, que sirve como receptáculo de la muestra, el cual se encuentra unido a la bomba.
3. Un sistema de abastecimiento de gas, conectada a las dos partes anteriores, por medio de una manguera flexible de alta resistencia a la presión.

La bomba volumétrica tiene un émbolo medidor, de acero inoxidable cromado, de alta precisión, y un tornillo de aleación de acero medidor, con el cual se logra mover el embolo o pistón, de tal manera que una vuelta completa del tornillo, moverá al pistón una distancia suficiente para desplazar un cm³ de mercurio.

Unido al cilindro de la bomba se encuentra un picnómetro de acero inoxidable el cual tiene aproximadamente un volumen de 30cm³. El picnómetro está provisto con una ventana de lucita de observación alta y otra baja para observar la marca de nivel de referencia del mercurio.

La escala movable de la bomba y el vernier manual, mostradas en la Fig. 2.12 permiten tener lecturas directas de volumen de 0.01 cm³ y estimaciones de hasta 0.001 cm³, indicando el volumen de mercurio inyectado o retirado de la cámara de muestreo por el émbolo de la bomba. La tapa del picnómetro está conectada al panel de control por medio de una manguera flexible resistente de alta presión. Este panel de control permite lecturas precisas de la regulación de la presión gas en el picnómetro. El ensamble de este panel, consiste de tres manómetros con rangos de 0 a 2 atm (0 a 30 psia), 0 a 15 atm (0 a 200 psia), y de 0 a 150 atm (0 a 2000 psia), un manómetro de vacío, y seis válvulas de control de presión, interconectadas detrás del panel. Dos de los manómetros de presión y el sistema de vacío están equipados con válvulas de alivio, para prevenir daño en caso de una sobrepresión accidental. La entrada de la línea de suministro también tiene una válvula de alivio. El

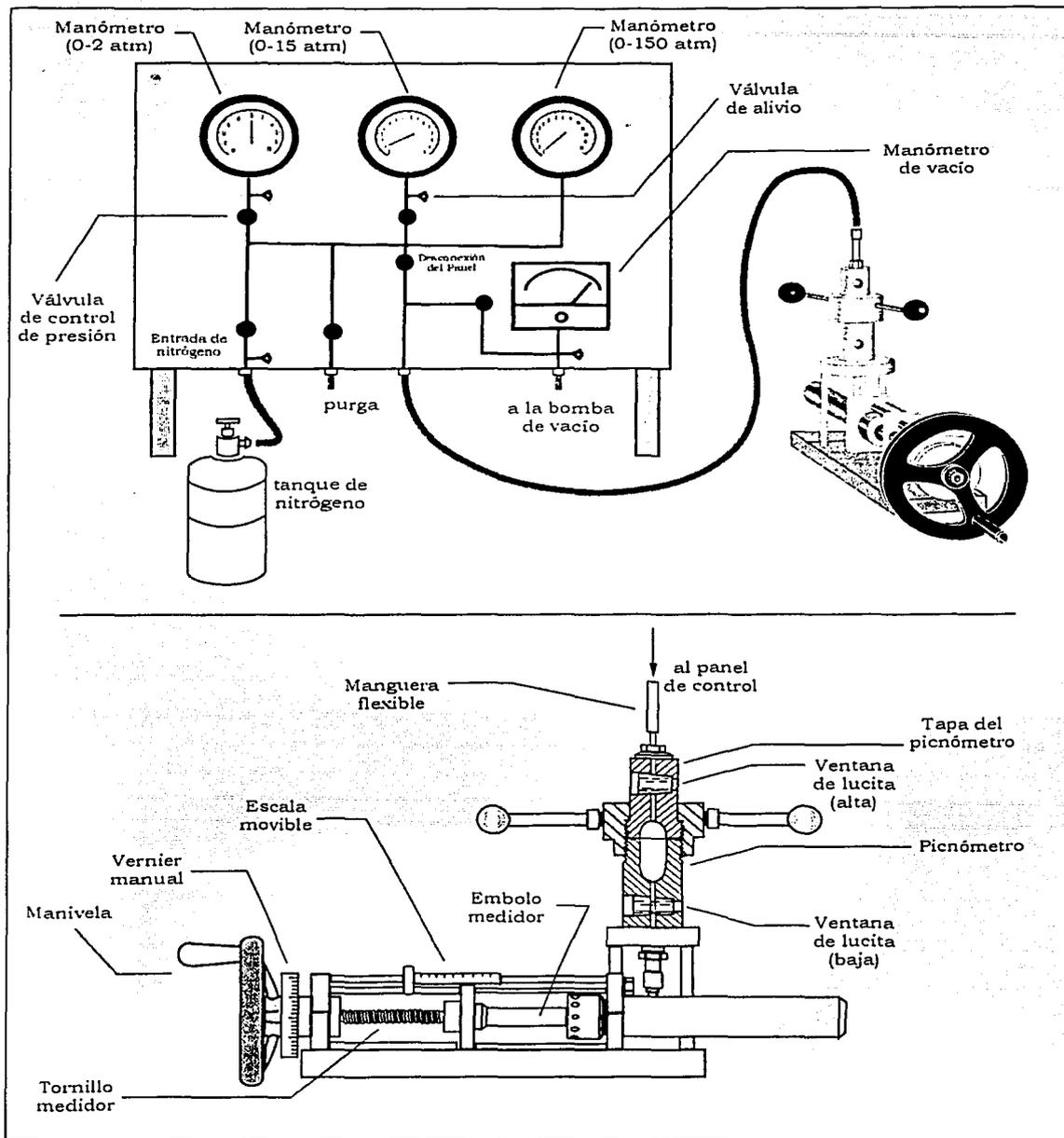


Fig. 2.12 Sistema de medición de presión capilar por inyección de mercurio

equipo auxiliar requerido incluye una bomba de vacío, un tanque de nitrógeno es lo más comúnmente usado como una fuente de alta presión de gas, un sistema de vacío o un regulador de gas completan el aparato de capilaridad.

Procedimiento de medición

El método consiste en inyectar lenta y gradualmente mercurio, a una muestra de núcleo, limpia y seca, la cual es sometida inicialmente, a una presión de vacío. Se presuriza el sistema leyendo la cantidad de mercurio inyectado para cada presión de trabajo, y para cada presión de trabajo, la saturación de mercurio, se calcula con el cociente del volumen de mercurio inyectado entre el volumen de poros de la muestra. Este procedimiento se repite varias veces hasta llegar a la presión límite logrando definirse, a partir de estos resultados, el comportamiento presión capilar-saturación. Para determinar con precisión este comportamiento, es necesario establecer con anticipación una curva de corrección presión-volumen del aparato. Esta curva se elabora con el procedimiento antes descrito pero sin muestra en la celda. Esta curva de presión volumen refleja directamente los cambios de volumen que sufre el mercurio en función de la presión aplicada. Tabla 2.4 y Fig. 2.13. La fase no mojante en este sistema de medición, es el mercurio, y el vacío, o vapor de mercurio, actúa como fase mojante.

Un ejemplo de cálculos y arreglo de datos es mostrado en la Tabla 2.5. Las presiones en el mercurio que entra a la muestra y su correspondiente volumen de inyección de mercurio determinados experimentalmente se tabulan respectivamente en las columnas 1 y 3. La presión indicada en la columna 1 es corregida sumando la carga de presión hidrostática entre la línea de referencia superior y el punto medio de la muestra de prueba (0.05 atm), y la presión corregida se registra en la columna 2. Utilizando las presiones indicadas en la columna 1, la corrección presión-volumen para cada presión se obtiene de la Fig. 13 y se registra en la columna 4. Esta corrección volumétrica es negativa, ya que representa la absorción del sistema completamente lleno de mercurio, exclusivo de la muestra de prueba. La corrección en la columna 4, de cualquier modo, se sustrae de su respectivo volumen indicado en la columna 3; La diferencia en los resultados son los volúmenes actuales de mercurio inyectados dentro del espacio poroso del espécimen de prueba. Estos volúmenes corregidos se registrarán en la columna 5. El volumen poroso del espécimen de prueba se habrá medido con anterioridad a la prueba de presión capilar. Para el caso de este ejemplo se midió un volumen poroso de 3.690 cc y el volumen de la muestra es de 12.325. Cada dato en la columna 5, es dividido por 3.690; las

cantidades resultantes se multiplican por 100, y estas serán iguales a el porcentaje de volumen de poros ocupados por mercurio. Este porcentaje se anota en la columna 6. Las presiones capilares de mercurio corregidas de la columna 2 se asocian con su respectiva saturación de mercurio de la columna 6. Estos datos de presión y saturación son gráficamente relacionados en la Fig. 2.14.

Ventajas

Es un método rápido. El cálculo de presión capilar es sencillo y directo. Permite trabajar sobre muestras mal conformadas, o de geometría variable (recortes). Permite hacer mediciones y obtener las curvas de drenaje e imbibición, del sistema. Permite definir la presión umbral. Permite alcanzar presiones capilares muy elevadas. Permite obtener la distribución de diámetro de poro (gargantas) del sistema. El tiempo de medición: aproximadamente tres horas por muestra.

Desventajas

No permite obtener la saturación irreductible de agua (Swirr). Inutiliza las muestras para pruebas posteriores. Emplea fluidos diferentes a los que existen en el yacimiento, lo que trae como consecuencia diferencias en la mojabilidad del sistema.

Presión medida (atm)	Volumen Acumulado (cc)
0.5	0.050
1.0	0.072
2.0	0.084
4.0	0.096
6.0	0.105
8.0	0.112
10.0	0.120
14.0	0.133
25.0	0.154
50.0	0.210
75.0	0.253
100.0	0.292
125.5	0.334
150.0	0.375

Tabla 2.4 Datos de calibración presión-volumen

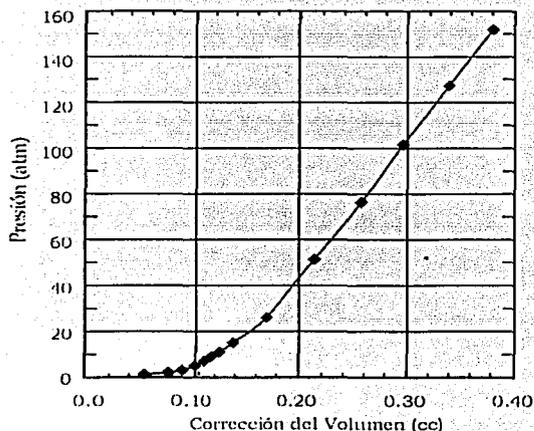


Fig. 2.13 Curva de corrección presión-volumen

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Columna 1 Presión Medida (atm)	Columna 2 Presión Corregida (atm)	Columna 3 Volumen de mercurio inyectado (cm ³)	Columna 4 Corrección Presión-Volumen (cm ³)	Columna 5 Volumen Real de mercurio inyectado (cm ³)	Columna 6 Saturación de Mercurio % vol. poroso
0.08	0.13	0.168	0.036	0.152	4.13
0.20	0.25	0.382	0.045	0.333	9.02
0.37	0.42	0.648	0.056	0.590	16.0
0.48	0.53	1.041	0.063	0.978	26.5
0.55	0.60	1.522	0.064	1.458	39.5
0.57	0.62	1.910	0.065	1.845	50.0
0.63	0.65	2.285	0.067	2.218	60.1
0.66	0.71	2.426	0.068	2.358	63.9
1.19	1.24	2.668	0.078	2.590	70.2
1.75	1.80	2.797	0.085	2.712	73.5
2.77	2.82	2.950	0.090	2.860	77.5
3.48	3.53	3.023	0.093	2.930	79.4
4.50	4.55	3.108	0.097	3.011	81.6
5.74	5.79	3.198	0.102	3.096	83.9
7.35	7.40	3.296	0.108	3.188	86.4
9.03	9.08	3.359	0.105	3.244	87.9
10.69	10.74	3.417	0.122	3.295	89.3
12.70	12.75	3.464	0.132	3.332	90.3
15.00	15.00	3.503	0.141	3.362	91.1
17.20	17.00	3.536	0.149	3.387	91.8
20.30	20.30	3.587	0.159	3.428	92.9
24.00	24.00	3.643	0.169	3.476	94.2

Tabla 2.5 Sistema de medición de presión capilar por inyección de mercurio.

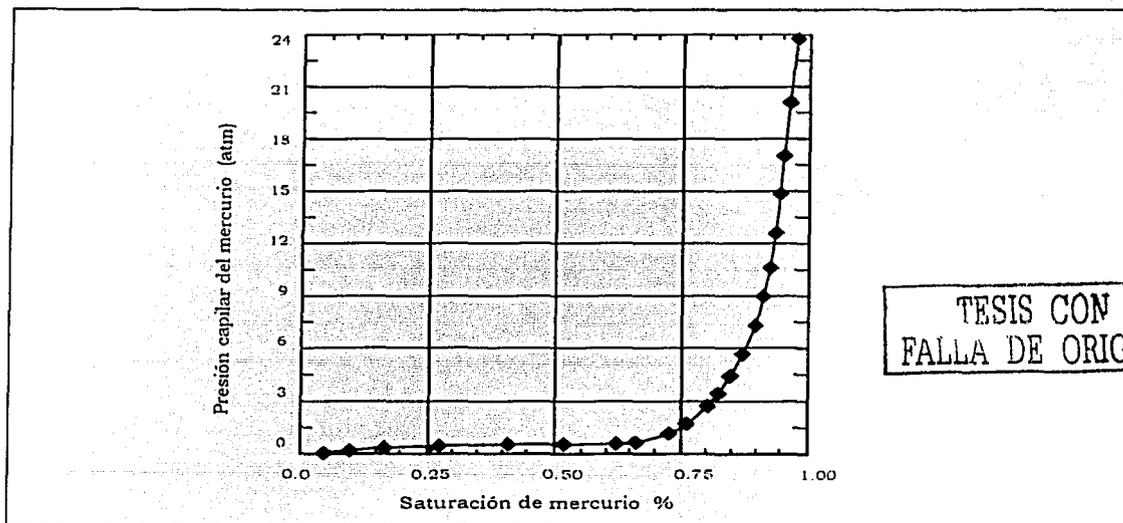


Fig. 2.14 Curva de presión capilar de mercurio resultado de una prueba de inyección de mercurio.

2.2.4. Método centrífugo

Introducido por Slobad et al. en 1951, 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 θ . Teóricamente, manteniendo en sujeción a la muestra, la aceleración de la centrífuga incrementa el campo de fuerza sobre los fluidos, teniendo con ello un incremento en la fuerza gravitacional que obliga a los fluidos a desplazarse del 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.

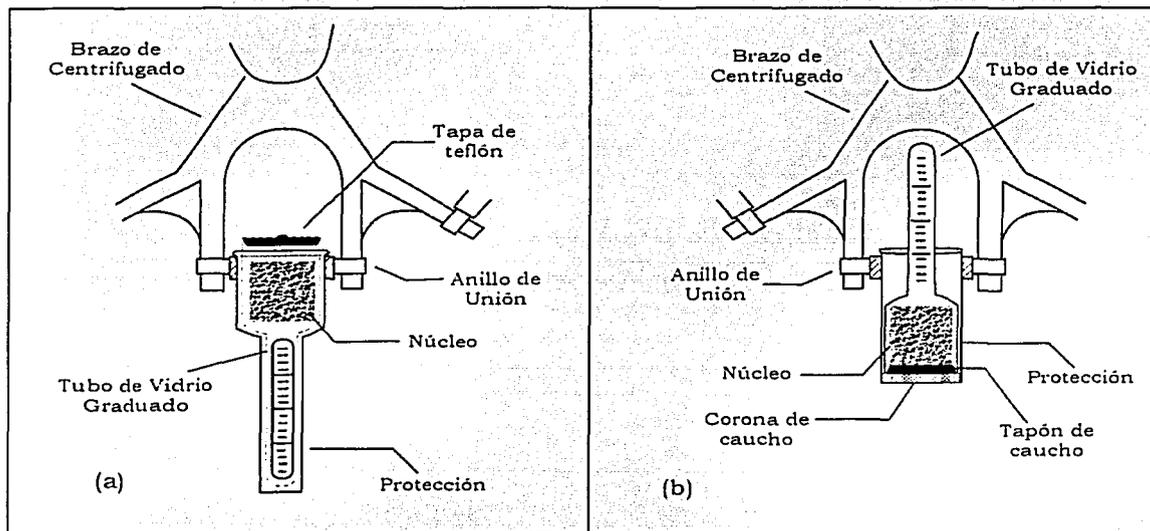


Fig 2.15 Posición de la muestra y el portamuestra en una centrífuga para calcular las curvas de presión capilar (a) aceite desplazando agua (b) agua desplazando aceite

La Fig. 2.15., muestra el esquema de la centrífuga modificada que permite mediciones de presión capilar y saturaciones en núcleos con temperaturas de hasta 200 °C. Este aparato tiene una copa centrífuga ampliada que permite aislar la sección que contiene al rotor del dispositivo generador

de calor. El rotor está aislado para evitar que la temperatura del sistema afecta al motor. Esto es equivalente a someter a la muestra a una fuerza de gravedad mayor. La muestra es inicialmente saturada con un fluido y espuma dentro de un segundo fluido debido a la rotación, el fluido de entrada es obligada a salir de la muestra y la cantidad expedida es medida para determinar el promedio de fluido de saturación.

La centrifuga tiene una ventana sobre la tapa que facilita la observación continua de los porta muestras para medir los volúmenes de fluido drenado. La flecha del rotor sobresale de la tapa de la centrifuga y tiene un anillo integrado que provee de una señal para determinar la velocidad de rotación y para la sincronización con un estroboscopio. Las celdas capilares tienen dos componentes básicos:

Un porta-muestras un poco más grande que la muestra y que permite la expansión del núcleo al elevarse la temperatura. Una pipeta graduada de cuarzo, agregada al fondo del porta muestras para colectar el fluido mojante que será drenado y leído a través de la ventana en la copa centrifuga.

Ventajas

Es un método rápido. El instrumental es más elaborado pero no es necesario asegurar contactos capilares. El drenaje de la fase desplazada es directo. Permite hacer mediciones de Drenaje e Imbibición. Permite definir perfectamente la presión umbral de muestras poco permeables. Permite alcanzar presiones capilares más elevadas que con el método de Estados Restaurados. Se puede comparar favorablemente con el método de Estados Restaurados en todo el rango de saturaciones.

Desventajas

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

2.2.5. Método dinámico en régimen permanente

En este método, la presión capilar se define 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 extremos, en el 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 para un gasto estabilizado en ambas fases, entre el peso del agua inicial que satura la muestra 100%. Repitiéndose el proceso varias veces con diferentes gasto de las fases en cada ocasión, se define un comportamiento de presión capilar-saturación.

Con los datos de presión y saturación a diferentes niveles de flujo, es posible obtener una curva de presión capilar completa. Al igual que los métodos de desplazamiento, el método dinámico utiliza una membrana permeable. Entre la membrana y la muestra se coloca una pieza de papel filtro para asegurar un buen contacto capilar. El aparato de medición se ilustra en el diagrama de la Fig. 2.16.

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.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

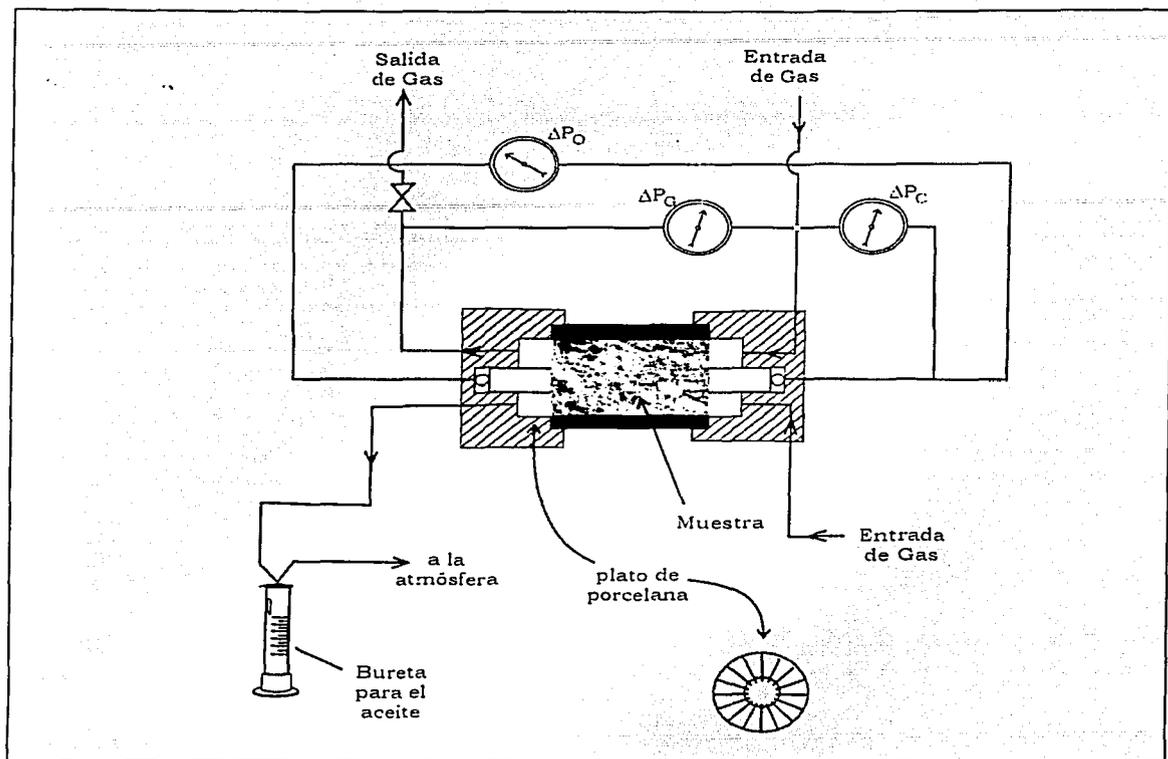


Fig 2.16 Aparato de Hassler

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO III

APLICACIÓN EN NÚCLEOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Se propone en una primera etapa, un método experimental para medir la presión capilar en régimen variable, aplicándolo en núcleos naturalmente fracturados, de diámetro completo. Estas mediciones se realizan a través de pruebas de desplazamiento de fluidos inmiscibles en régimen variable. El equipo utilizado para este tipo de pruebas, es una versión modificada, basado en una celda tipo Hassler, se encuentra instalado en el Laboratorio de Investigación de Núcleos Fracturados de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, en la UNAM, el cual se describe a continuación.

3.1. Descripción del equipo

El equipo utilizado para el desarrollo del presente trabajo se enlistan a continuación:

- A. Lavador de núcleos (Dean Stark)
- B. Módulo de saturación de muestras
 - B.1. El módulo de vacío
 - B.2. El módulo de presión
- C. Sistema de medición de la presión capilar
 - C.1. Celda básica de prueba
 - C.1.1. Celda de prueba hidrostática
 - C.1.2. Sistema de control de la presión de confinamiento.
 - C.1.3. Sistema de control de temperatura
 - C.2. Bomba de gasto constante de alta presión
 - C.3. Separador de fase a alta presión
 - C.4. Módulo de contrapresión
 - C.5. Módulo de presión diferencial
 - C.6. Consola electrónica
 - C.7. Módulo de adquisición de datos

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A. Lavador de núcleos (Dean Stark)

El objetivo del lavado de núcleos, es limpiar los núcleos de los fluidos del yacimiento, destilando solventes en forma cíclica. El lavador de núcleos es un equipo de vidrio templado para muestras de hasta 4½ pg de diámetro por 16 pg de longitud. El equipo esta compuesto por un porta muestras, un calentador, el controlador de calor y por la cubierta protectora, Fig. 3.1. Para la limpieza de las muestras se debe llenar el equipo con el solvente que puede ser tolueno, metanol o la combinación de ambos. Las muestras se introducen en el cuerpo del Soxhlet que es calentado arriba de su punto de ebullición del solvente que pasa por la muestra y se destila en forma cíclica, por un periodo de dos a tres semanas o hasta que la muestra quede limpia. Posteriormente se procura evaporar completamente los solventes residuales aireando a la intemperie y/o calentado en algún horno de vacío, por el tiempo que se necesario.

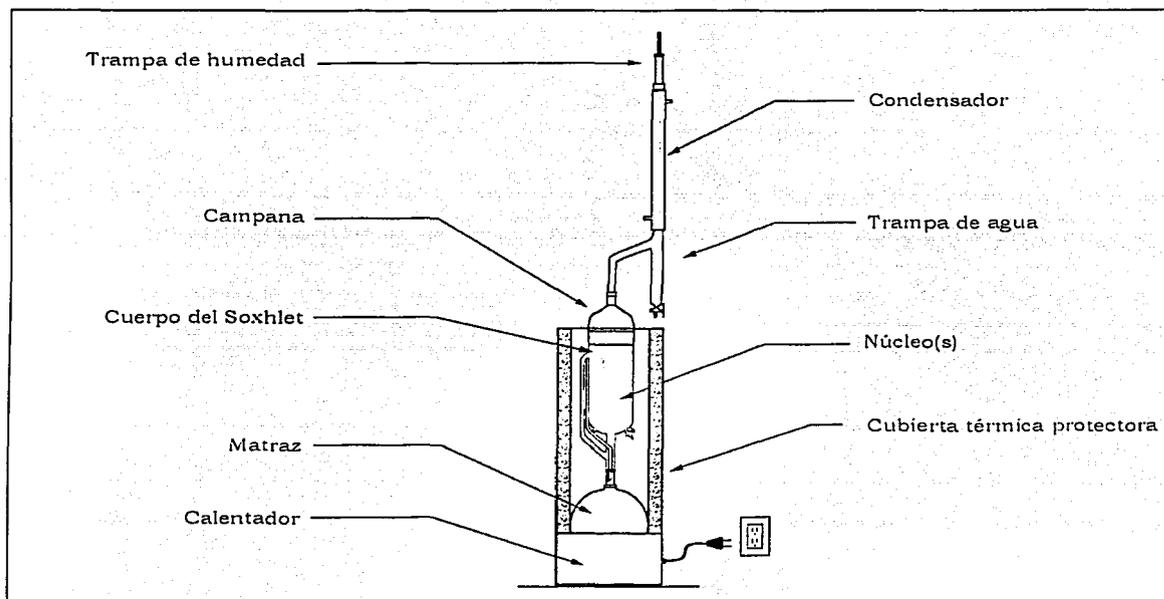


Fig. 3.1 Dean Stark

B. Módulo de saturación de muestras

El sistema de saturación presión/vacío es usado para saturar las muestras. Este sistema lo componen dos módulos independientes, en el mismo equipo, el módulo de vacío, y el módulo de presión. Para saturar las muestras es necesario que estas se encuentren secas. El equipo esta diseñado para saturar en dos pasos sucesivos, el primer paso es usando el módulo de vacío e inmediatamente después el módulo de presión, Fig. 3.2 y 3.3 respectivamente.

B.1. *Módulo de vacío.* Consta de una campana, bomba y manómetro de vacío, trampa de vapores, válvulas de control, depósito para deaerar el fluido de saturación, líneas de interconexión y un dispositivo para evaporar hielo seco (CO_2), cuyos vapores se inyectan a la muestra. Fig. 3.2.

B.1. *Módulo de vacío.* Consta de una celda de compresión, la cual es llenada con aceite mineral como fluido de confinamiento, dos manómetros, una bomba de alta presión, un tanque de purga, válvulas de control, líneas de interconexión. Fig. 3.3.

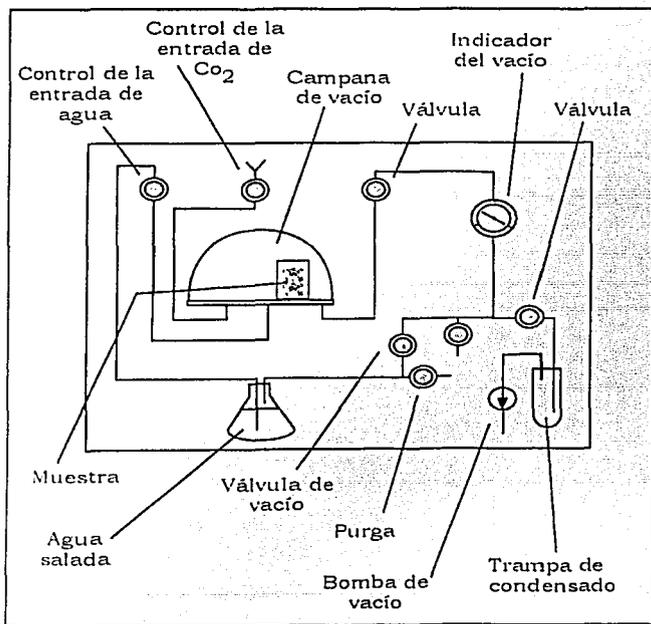


Fig. 3.2 Diagrama del módulo de vacío, del sistema de saturación.

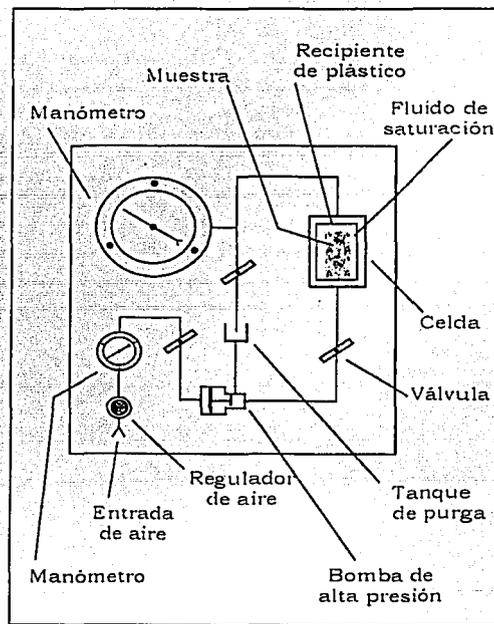


Fig. 3.3 Diagrama del módulo de presión, del sistema de saturación.

C. Sistema de medición de 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 Terra Tek, 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 puede ser limpiado fácilmente. El sistema está construido con acero inoxidable 316, para una presión nominal de trabajo de 20 000 lb/pg².

El sistema está constituido 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 que la presión de los fluidos sea purgada a la atmósfera y que la temperatura de los fluidos se reduzca a niveles seguros, antes de aflojar cualquier conexión. Las condiciones máximas de operación de los componentes principales son dadas en la tabla siguiente:

Sistema o componente	Temp. Máx de Operación (°C)	Pres. Máx de Operación (°lb/pg ²)
Transductor de presión absoluta	80	10 000
Transductor de presión diferencial	80	5 000
Líneas y conexiones	200	20 000

Tabla 2.6 Condiciones máximas de operación

C.1. Celda básica de prueba

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. Fig. 3.4 La celda de confinamiento consta de varios módulos, debido a su gran interrelación para realizar cualquier operación de medida de permeabilidad, algunos de ellos se montaron en un mismo mueble, los cuales se describen:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- C.1.1. *Celda de prueba hidrostática.* La celda de presión hidrostática está constituida de acero inoxidable 316, tiene 15 pg de longitud, 5 pg de diámetro interior y 11 pg de diámetro exterior. La celda tiene dos tapones, el tapón inferior, tiene dos puertos uno para la línea de alimentación que comunica el depósito del fluido de confinamiento y que suministra la presión de confinamiento a la muestra y el otro para purgar la presión de la celda, el tapón superior que tiene dos puertos, uno de alimentación y otro de salida para el fluido de poro, además dos conectores para los termocoples, que van al interior de la celda.
- C.1.2. *Sistema de control de la presión de confinamiento.* El sistema de presión, es usado para suministrar presión de confinamiento a una muestra que está sujeta a condiciones de prueba y es capaz de mantener la muestra a 20,000 lb/pg² de presión y 150 °C de temperatura, que son las condiciones de operación máxima de la celda. Para someter a presión de confinamiento a la muestra, es necesario colocarla dentro de la celda de prueba hidrostática, enchaquetada con una manga de silicón y dos dispersores de flujo en sus extremos, que son interconectados al tapón superior de la celda por medio de un serpentín y una conexión corta, la muestra es ensamblada verticalmente de la parte inferior del tapón superior, Fig. 3.5. 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 de 0 a 25,000 lb/pg², un transductor de presión electrónico de 0 a 20,000 lb/pg² y un sistema de purga para la celda de prueba.
- C.1.3. *Sistema de control de temperatura.* El sistema de control de temperatura consiste de una serie de bandas de resistencia colocadas en la pared externa de la celda de prueba, un controlador de temperatura, tres termocoples (uno para medir la temperatura de la muestra, otro para la temperatura del fluido y otro para la temperatura de la celda que controla el calor de las resistencias) y 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.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

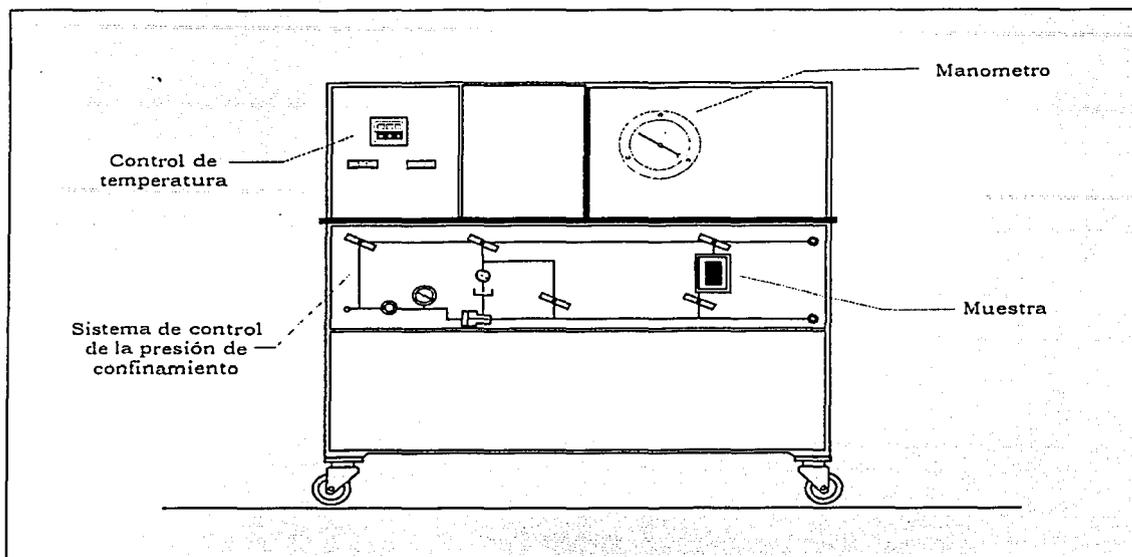


Fig. 3.4 Celda Básica de Pruebas

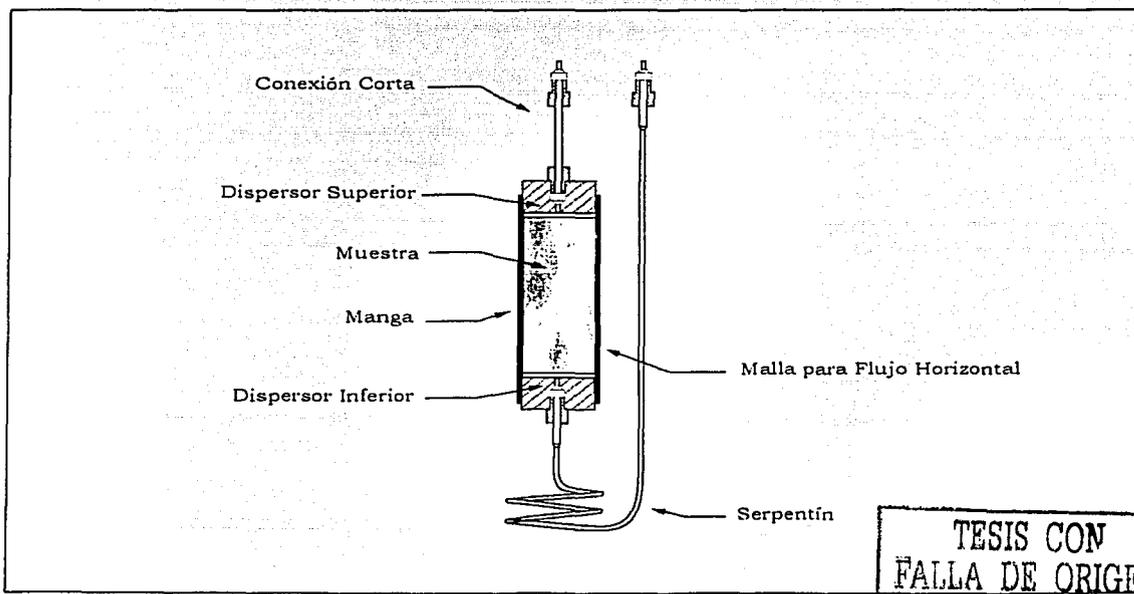


Fig. 3.5 Diagrama de muestra ensamblada

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

C.2. Bomba de gasto constante de alta presión.

La bomba de alta presión de gasto constante, proporciona gastos de inyección de flujo en el rango de 0.000 a 0.1 cm³/seg, tiene una capacidad para el flujo de inyección en el pistón de la bomba de 500 cm³/seg, que es controlada por un mecanismo de transmisión, Fig. 3.6

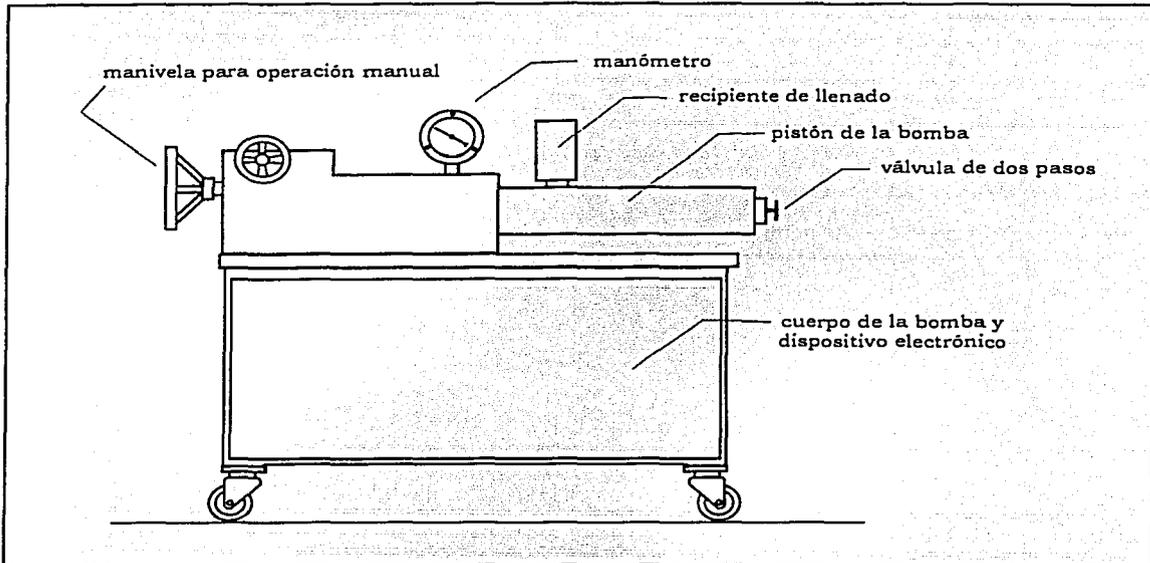


Fig. 3.6 Bomba de alta presión de gasto constante

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

c) Separador de fase de alta presión.

El separador de fase de alta presión, es un concepto original de diseño, que permite medir electrónicamente con exactitud el volumen de aceite (u otro fluido) producido en un sistema de dos fases, que pasa a través de una muestra.

El separador tiene los componentes siguientes: transductor de presión diferencial, tubo colector, tubo estático de referencia, tubo visor de referencia, puertos de entrada y salida, conexiones y válvulas de control, que son montados en un tablero portátil para montarlo y desmontarlo con facilidad del sistema de prueba.

Inicialmente el tubo colector y el tubo estático de referencia, contienen parcialmente los fluidos de prueba, la interfase 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 (0.125 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.

Este equipo tiene como principio de funcionamiento la diferencia de las densidades de los dos fluidos, el separador es mostrado en la Fig. 3.4. El transductor de presión diferencial monitorea la diferencia de presión ejercida por el incremento en el nivel respecto al original, manteniendo estático en el tubo de referencia, y realiza el calculo mediante la expresión:

$$V = \frac{\Delta P}{g(\rho_1 - \rho_2)} \cdot A_t$$

donde :

ΔP diferencia de presión (lb/pg^2)

ρ_1 densidad del líquido (lb/pg^3)

ρ_2 densidad del gas (lb/pg^3)

A_t área de sección transversal del tubo colector (pg^2)

g gravedad (pg/seg^2)

V volumen (pg^3)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

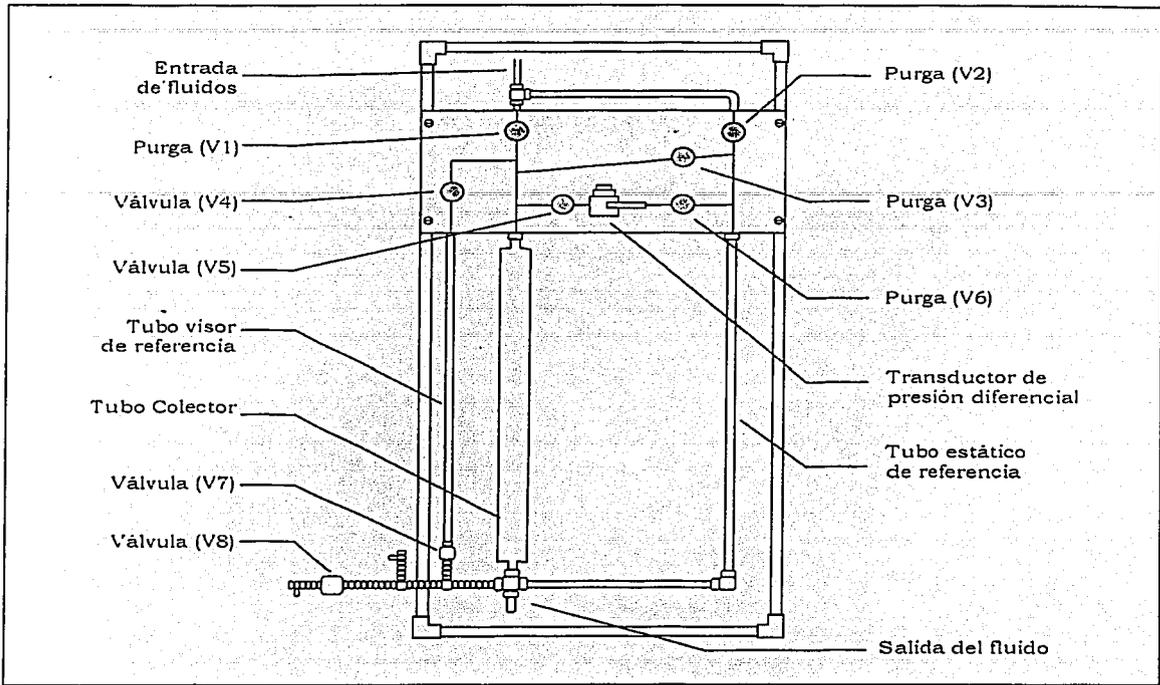


Fig. 3.7 Separador de fase de alta presión

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

d) Módulo de contra presión

El módulo de contrapresión tiene la función de regular la presión de salida de los fluidos o presión corriente abajo (presión de salida de la muestra) para asegurar el flujo a gasto constante, así también como evitar la evaporación de los fluidos en el sistema. La presión de contrabalanceo para el regulador es suministrada por un tanque de nitrógeno que se conecta al regulador de contrapresión por la parte trasera del tablero, la presión de salida del fluido es verificada por el manómetro de presión.

El módulo de contrapresión lo componen el regulador de presión, manómetro de presión (burdon), regulador de contrapresión, volumen de control, válvulas y dos puertos de entrada y salida para los fluidos de poro, situados al frente del tablero. Fig. 3.8

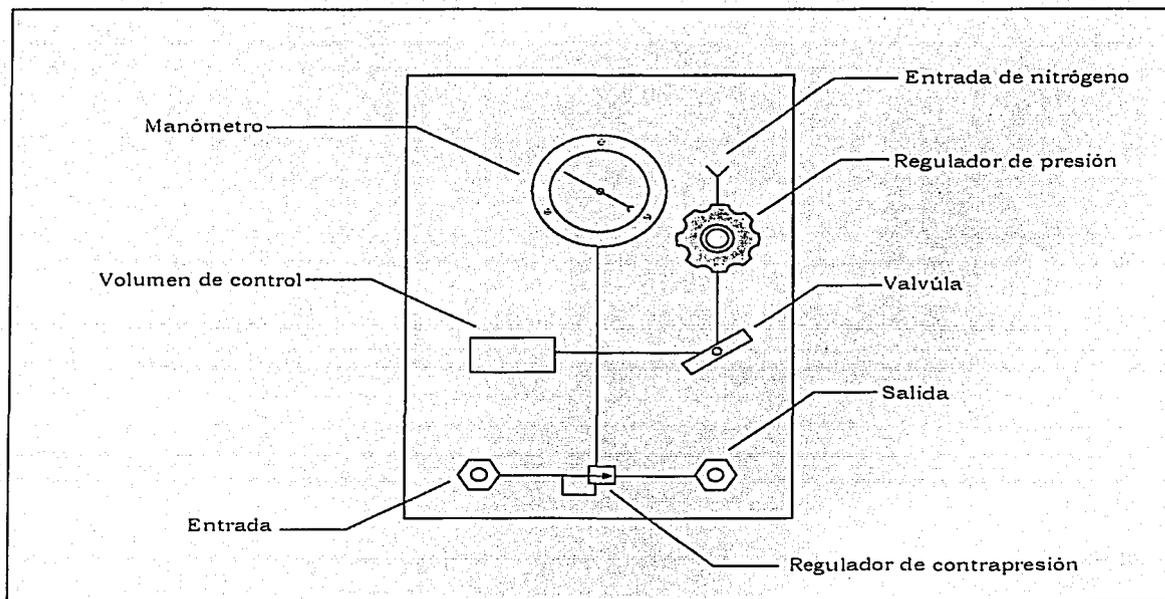


Fig. 3.8 Diagrama del modulo de contrapresión después de la muestra

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

e) Módulo de presión diferencial

El módulo de presión diferencial permite monitorear la caída de presión a través de la muestra permitiendo aislar las dos corrientes de flujo, el cual se conecta con cable al módulo electrónico. El módulo incluye un transductor de presión con cinco diferentes diafragmas de presión intercambiables, los rangos de la presión diferencial varían de 0 – 5,000 lb/pg². La presión máxima de trabajo para los transductores es de 5,000 lb/pg².

El módulo de presión diferencial lo componen las válvulas de aislamiento, la válvula de desvío, líneas y conexiones, un puerto de entrada y un puerto de salida, que se conectan a los puertos del tapón de la celda de prueba hidrostática respectivamente, Fig. 3.6

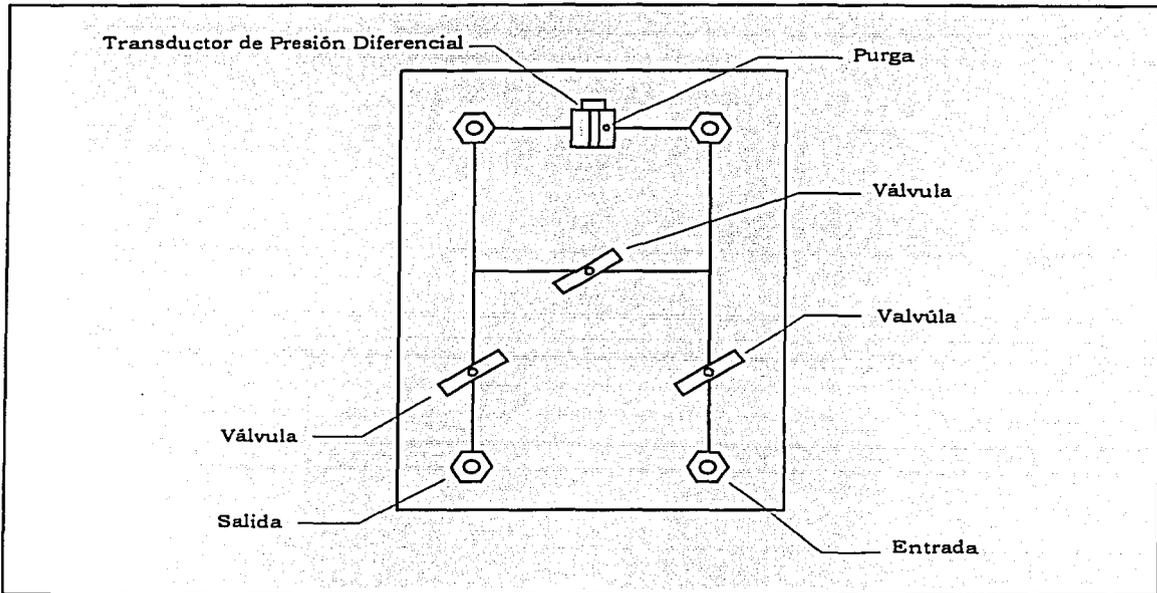


Fig. 3.9 Diagrama del módulo de presión diferencial

f) Consola electrónica.

En esta consola consta de varios módulos, los cuales se encargan de recibir, atenuar, filtrar y regular las señales de todos los transductores y termocoples utilizados con el equipo antes descrito. Cada señal análoga de salida es conectada al sistema de adquisición de datos para permitir que los datos sean registrados automáticamente. El sistema incluye un total de cinco canales. Los canales son para los transductores siguientes, (Fig. 3.10):

- C-1: Presión de confinamiento
- C-2: Presión diferencial
- C-3: Separador de alta presión
- C-4: Presión de poro
- C-5: Acumulador de alta presión
- T: Temperatura

g) Módulo de adquisición de datos.

Este módulo tiene la función de obtener datos de cada uno de los transductores en el sistema, apropiados para cada tipo de prueba realizada. Este módulo está formado por una tarjeta bipolar de conversión de señales analógica-digital-analógica capaz de recibir y transferir hasta dieciséis datos diferentes, situada dentro de un equipo de cómputo PC-XT/4MHz. El voltaje recibido del acondicionamiento de señales se digitaliza y por medio de un programa con constantes de calibración, los transforma en parámetros físicos que se muestran en la pantalla del monitor. Estos datos a su vez son almacenados en el disco duro, en forma de archivos previamente nombrados, por el operador.

3.2. Pruebas de laboratorio¹⁰

De todas las formas de obtención de datos petrofísicos, las más confiables actualmente, para la determinación de propiedades petrofísicas de formaciones naturalmente fracturadas o porosidad secundaria, son las mediciones realizadas en laboratorio utilizando muestras grandes de roca de diámetro de corte en los pozos o núcleos, y con pruebas de variación de presión.

La parte experimental en la determinación del comportamiento presión capilar-saturación en muestras de núcleo de diámetro completo, objetivo de esta tesis, fue el resultado del análisis de las mediciones de presión de un conjunto de pruebas de desplazamiento de drene e imbibición realizadas

con gasto constante y creciente, deduciendo la utilidad de esta información para definir el comportamiento capilar, la cual se determina como la diferencia de presiones existentes entre ambas fases en la cara de entrada de la muestra, que para una prueba de desplazamiento en régimen variable es la presión de poro. Estas pruebas comprenden esencialmente la selección, lavado y saturación de muestras representativas, así como la toma de datos durante la realización del desplazamiento.

Bases experimentales

Con base en la relación de esfuerzos efectivos horizontal – vertical determinada in situ de fracturamiento hidráulicos y de pruebas de laboratorio de mecánica de roca, realizadas en muestras pequeñas de roca homogénea o porosidad primaria, del efecto de vacío después del fracturamiento de la roca, de la teoría de dilatación, de la pérdida de circulación de los pozos al perforarse la formación productora y las permeabilidades tan altas en las áreas fracturadas y de los trabajos de Nelson (1982), aplicado a rocas quebradizas, se supone que el valor del esfuerzo horizontal efectivo varía ente $1/10$ y $1/3$ del esfuerzo vertical efectivo, dependiendo del tipo y características de la roca. De lo anterior, se puede suponer que para roca naturalmente fracturada este esfuerzo es mínimo, e incluso debe tender a cero para que las fracturas permanezcan abiertas.

Para simular la variación del esfuerzo real de confinamiento efectivo que actúa en la roca en un yacimiento, con la variación de la presión de confinamiento efectivo a la que es sometida una muestra de roca en el laboratorio, se supone lo siguiente:

- El esqueleto o red de flujo compuesto de poros y fracturas en la roca sometida a un esfuerzo efectivo en el yacimiento y en las muestras de roca sometidas a una presión de confinamiento efectiva en el laboratorio es estable, dicho de otra manera, el esqueleto o red de flujo alcanza un estado de deformación límite, para las condiciones de esfuerzo o presión efectiva a que esté sometida.
- Al reducirse la presión de los fluidos contenidos en el yacimiento se produce un incremento de esfuerzo de confinamiento efectivo.
- Al aumentar la presión exterior ejercida en la muestra en la celda del laboratorio, se produce un incremento de presión de confinamiento efectivo en la muestra.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Se supone que ambos incrementos, el de esfuerzo efectivo en el yacimiento y el de presión de confinamiento efectivo en el laboratorio son análogos.

Selección de muestras

De entre un grupo de muestras de diámetro completo en estudio de dos núcleos, a varias de éstas previamente se midieron sus propiedades petrofísicas y de acuerdo a los resultados las de mayor porosidad y permeabilidad absoluta se eligieron, las muestras seleccionadas fueron:

	Nombre	Campo	Tipo	Prueba	Figura
1	Pozo Abkatún 2121, Núcleo 1 Muestra 23	Abkatún	caliza	1. Drene aceite-agua 2. Imbibición aceite-agua 3. Restauración de estado	<i>Fig. 3.11</i> <i>Fig. 3.12</i> <i>Fig. 3.13</i>
2	Pozo Balam 43, Núcleo 3 Muestra 3	Ek-Balam	arenisca	1. Drene 2. Imbibición	<i>Fig. 3.14</i> <i>Fig. 3.15</i>
3	Pozo Balam 43, Núcleo 3 Muestra 1	Ek-Balam	arenisca	1. Drene 2. Imbibición	<i>Fig. 3.16</i> <i>Fig. 3.17</i>

Tabla 2.7 Muestras seleccionadas y sus respectivas pruebas a la cual se sometieron.

Es importante tener en cuenta, que antes de realizar cualquier desplazamiento con algún líquido, para determinar algún comportamiento de alguna propiedad de las muestras, éstas deben prepararse y manejarse con cuidado, saturándolas con los fluidos más recomendables y fijando las condiciones de prueba para medir la propiedad deseada.

Preparación de las muestras

Las muestras se limpiaron extrayendo el aceite y las sales residuales, con una mezcla de 50% de tolueno y 50% de alcohol metílico en un equipo construido con vidrio resistente al calor, de tipo Dean Stark, Fig. 3.1, que pasa el solvente por la muestra y destilándose en forma cíclica, por un período de 2 a 3 semanas; Es importante realizar este proceso con mucho cuidado: usar careta protectora, para evitar la inhalación de vapores, así como realizar la limpieza de muestras en un lugar ventilado; contar

para esto con extractores de aire. Posteriormente, con el propósito de evaporar los solventes residuales completamente, las muestras se extraen del Dean Stark, y se airean a la intemperie en un lugar limpio, seco y ventilado, por alrededor de dos días y después se terminan de secar en un horno que opera con un vacío aproximado de hasta 20 pulgadas de mercurio y a una temperatura de 100 °C, por varios días. Posteriormente se saturan como se indica a continuación.

Saturación de las muestras

Las muestras se saturan cien por ciento con agua de formación natural, empleando el equipo de saturación. Fig. 3.2. Para saturar una muestra con agua de formación:

1. la muestra se coloca dentro de un recipiente que se 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
2. Después se permite el paso, lentamente de dióxido de carbono hasta alcanzar nuevamente la presión atmosférica.
3. Se repite los dos pasos anteriores 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.
4. Posteriormente se introduce el agua de formación desairada, hasta llenar el recipiente que contiene la muestra y se continua haciendo vacío hasta que la muestra deja de burbujear, momento en el que se considera saturada.
5. El recipiente con la muestra saturada bajo condiciones de vacío, lleno 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 alcanza 5000 lb/pg².
6. 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/pg² 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 el desplazamiento.

Colocación de la muestra y proceso de medida

Posteriormente, una vez que la muestra ha sido preparada con el fluido de saturación:

1. Manteniendo la muestra en su posición vertical original a su extracción, ésta es acondicionada para introducirla a la celda de presión, colocándole los accesorios necesarios para direccionar el flujo de fluidos, dentro de la celda, tales como manga, dispersores, abrazaderas y conexiones (corta y serpentín).
2. Es importante realizar con mucho cuidado este arreglo con la finalidad de que no existan fugas. Este arreglo se introduce a la celda, y antes de conectarla al equipo de medición, se realizan pruebas con la presión de confinamiento, esto nos permite asegurar que no existe ninguna fuga, entre el interior de la manga (donde esta la muestra saturada) y el aceite de compresión de la celda. En forma ascendente se verifica para varios valores de presión de confinamiento, en intervalos de varias horas. En caso de existir fuga, es necesario, extraer el arreglo (la muestra y accesorios), limpiar y en el peor de los casos proceder al lavado de la muestra, saturación de la misma y repetir el proceso de limpieza y saturación, antes de volver a colocar la muestra en la celda.
3. De no existir fugas, se procede a la conexión del sistema de flujo formado por la bomba de alta presión de gasto constante, el separador de fase de alta presión, el modulo de presión diferencial, modulo de contrapresión, líneas y conexiones. Fig. 3.10.
4. Se coloca el separador de fase de alta presión sobre la tapa superior de la celda de confinamiento, conectándose su rama inferior al tubo correspondiente a la cara de salida de la muestra; su rama lateral tiene dos subramas unidas a través de una válvula, una de las cuales se conecta al conjunto de 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 rama positiva del módulo diferencial de presión. La subrama restante se conecta al módulo de contrapresión situado a la salida del fluido de inyección y a la rama negativa del módulo diferencial.
5. El sistema es llenado con la fase no mojante y se purga del aire que contiene el sistema. Después se cierra la válvula de entrada del *fluido de inyección*, se conecta en la parte superior del separador de fase un recipiente de gran volumen, lleno con agua (empleado para saturar la muestra), para desplazar por gravedad parte del aceite del separador, quedando la interfase en posición observable y el equipo listo para recibir el agua de la muestra, pero dado el movimiento de las dos fase en el

separador, es necesario darle suficiente tiempo de reposo, para que se alcance un estado de equilibrio entre las dos fases en los tubos de medida y de comparación del separador de fase.

6. Después de alcanzado el equilibrio en la interfase aceite-agua, se procede a aislar las subramas del separador de fase, de entrada y de salida de agua de la muestra; después se establecen en el equipo las condiciones de flujo de prueba: presión de poro, presión de confinamiento, contra-presión, temperatura de prueba y gasto. Inicialmente se eleva la presión de confinamiento, posteriormente la contra-presión y la presión de poro a las condiciones de flujo, después se calienta el equipo a la temperatura deseada, tratando de mantener constantes la presión de poro y la de confinamiento.
7. Cuando el equipo se encuentra caliente y en equilibrio, se conecta el sistema electrónico de medición. Los transductores, calibrados previamente, se conectan en su respectivo canal. Se asignan las constantes de cálculo y condiciones de flujo a la computadora personal que almacenará la información, la cual controlará la sincronización del movimiento de válvulas y medirá el tiempo de flujo.
8. Una vez que la muestra es puesta a las condiciones de presión y temperatura deseada, se inicia la prueba de desplazamiento, inyectando el aceite que desplaza el agua contenida en la muestra hasta agotar el aceite en la bomba a un gasto creciente y constante, con el propósito de cubrir el mayor rango posible de saturación.
9. 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 el equivalente de 10 volúmenes de poros.
10. La presión de poro se corrige por pérdida de presión de flujo en la muestra y por la contra presión 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.
11. 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 de fluido inyectado. La muestra estará sometida a un esfuerzo de *confinamiento efectivo* de 1500 lb/pg² y a temperatura de laboratorio, Fig. 3.11.

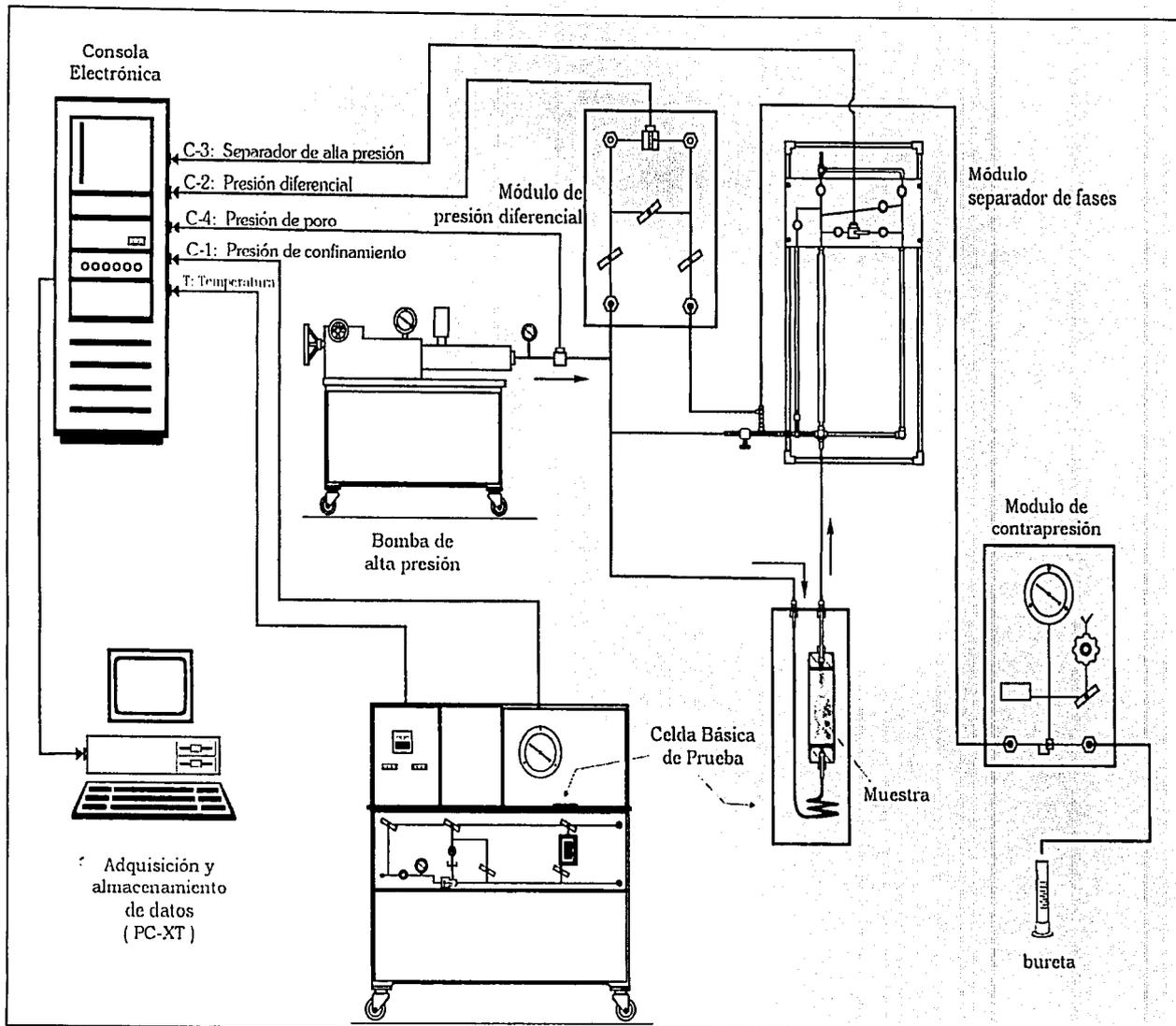


Fig. 3.10 Esquema de interconexión del equipo para medir presión capilar, en régimen variable.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

12. Se procede, una vez desplazada la fase no mojante en los volúmenes y tiempos programados, a inyectar la fase mojante, bajo las condiciones deseadas, y el proceso se repite, del inciso (8) hasta el inciso (11), Fig. 3.12.

En el caso particular de la muestra Abkatún 1212 N1 M23, se realizó una prueba con un fragmento del mismo núcleo, con el método de la membrana semi-permeable. Fig. 3.13

Utilizando el procedimiento anterior se empleó con dos muestras del campo Ek-Balam. Ambas pruebas se realizaron a condiciones del yacimiento. La primera prueba se realizó con la finalidad de definir la mojabilidad del campo con una muestra nativa de diámetro completo, (Núcleo 3 Muestra 3), que es una arenisca frágil bastante preservada, parcialmente fracturada de la formación Jurásico Superior Oxfordiano, Fig. 3.14 y Fig. 3.15. La segunda prueba se utilizó para comprobar la eficacia del lavado de las muestras en el laboratorio, esta prueba se realizó con una muestra nativa de arenisca del campo Ek-Balam, (Núcleo 3 Muestra 1), se lavó con una mezcla del 50% de tolueno y 50% de alcohol metílico, aireada, seca y saturada, primero con agua salada sintética y posteriormente con aceite de formación, Fig. 3.16 y Fig. 3.17.

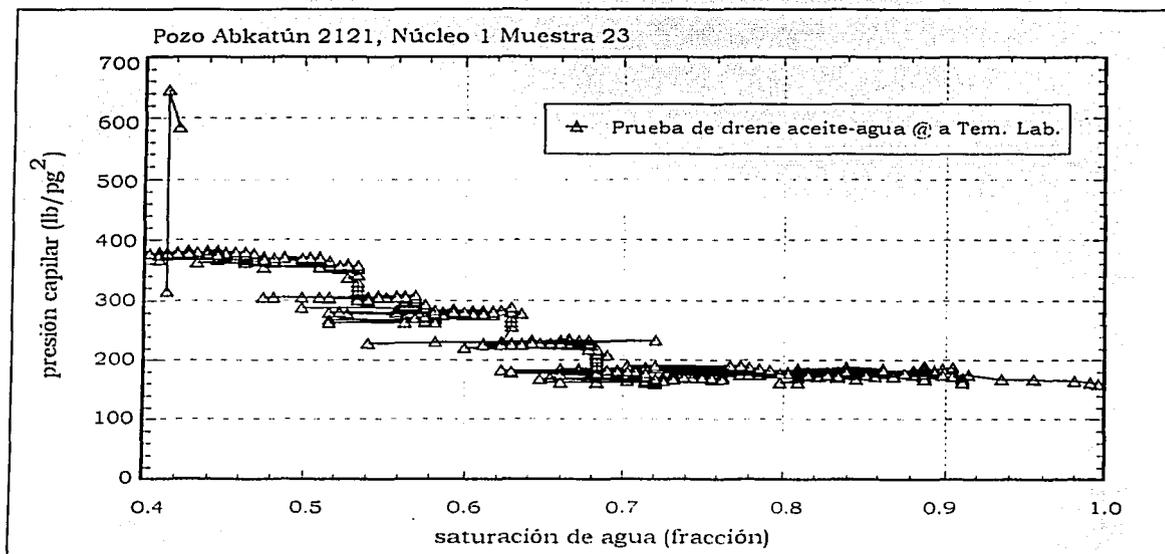


Fig. 3.11 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua. Obtenida con una prueba de drene aceite-agua (Ref. 10)

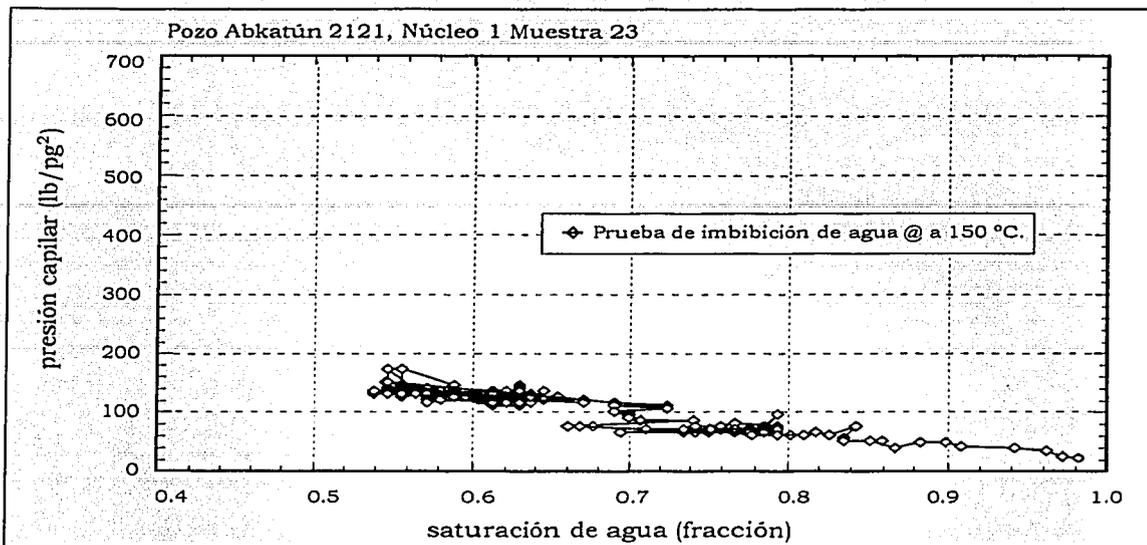


Fig. 3.12 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua. Obtenida con una prueba de imbibición aceite-agua. (Ref. 10)

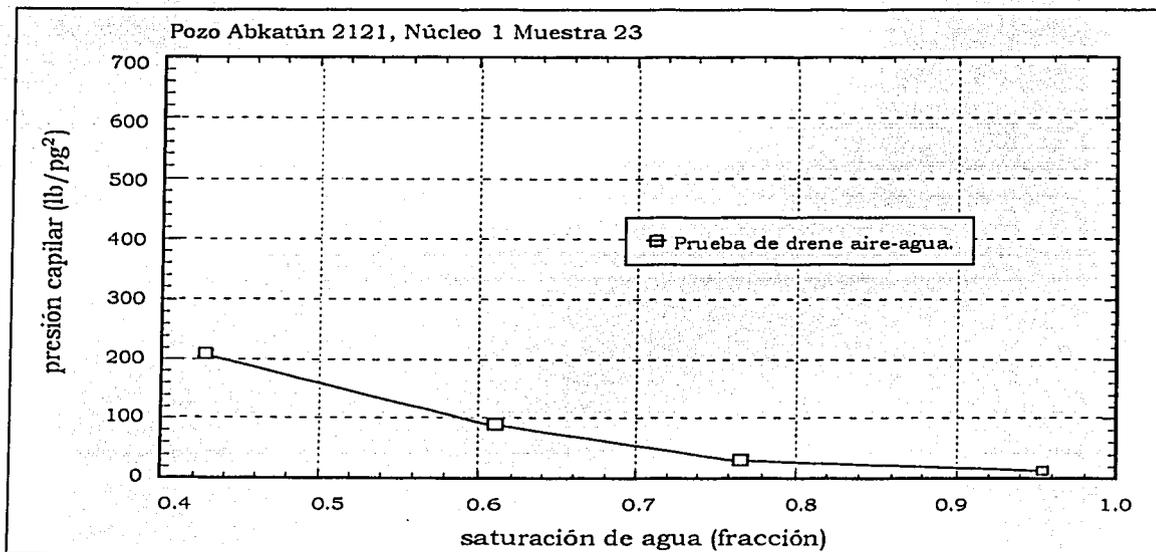


Fig. 3.13 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua. Obtenida por medio del método de restauración de estado. (Ref. 10)

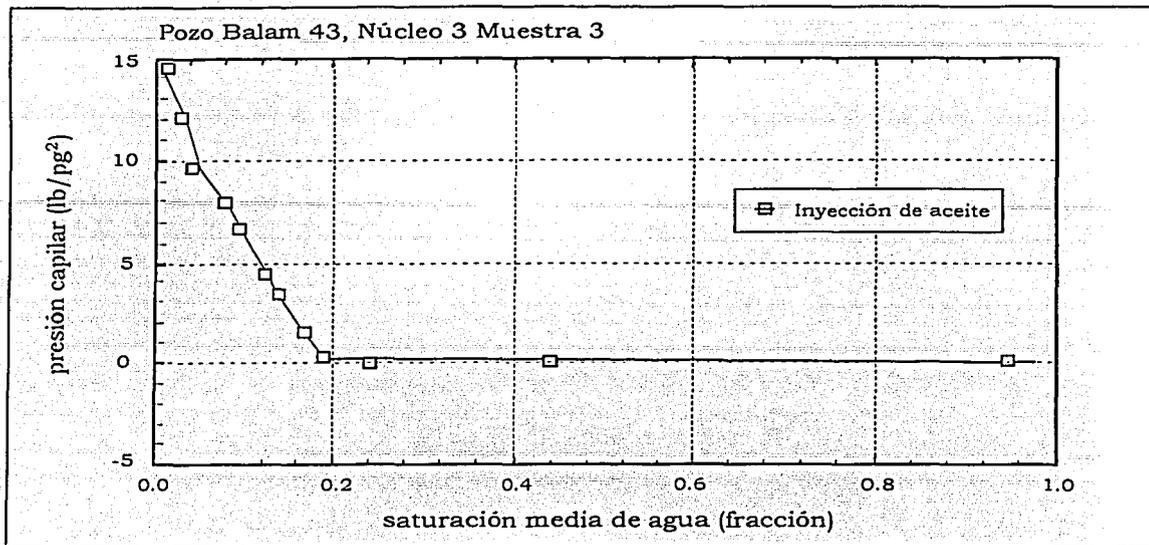


Fig. 3.14 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua, obtenida con una prueba de drene. (Ref. 10)

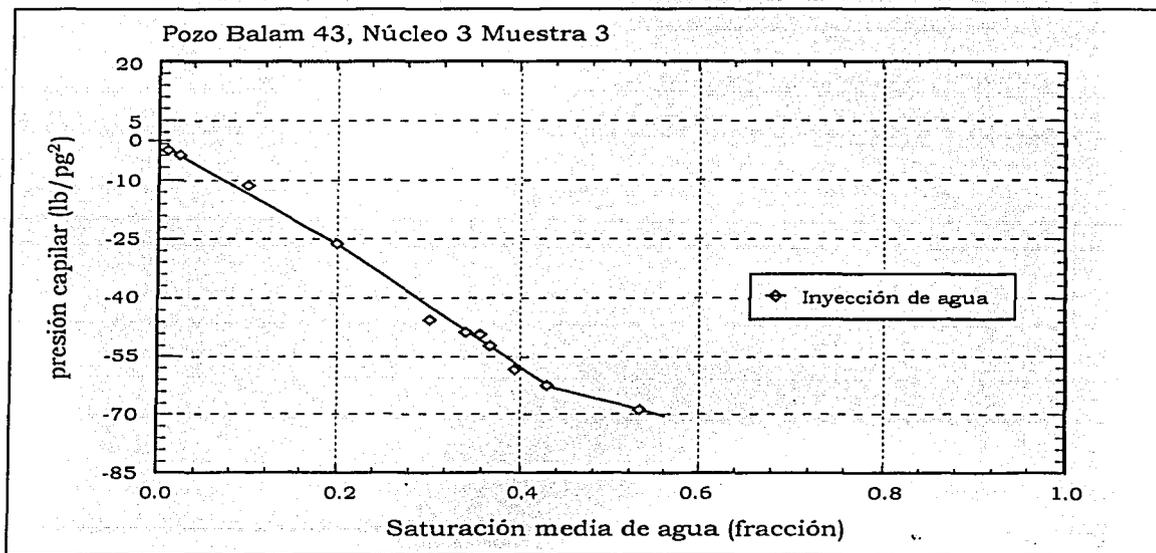


Fig. 3.15. Comportamiento de presión capilar-saturación de agua. Obtenida con una prueba de imbibición. (Ref. 10)

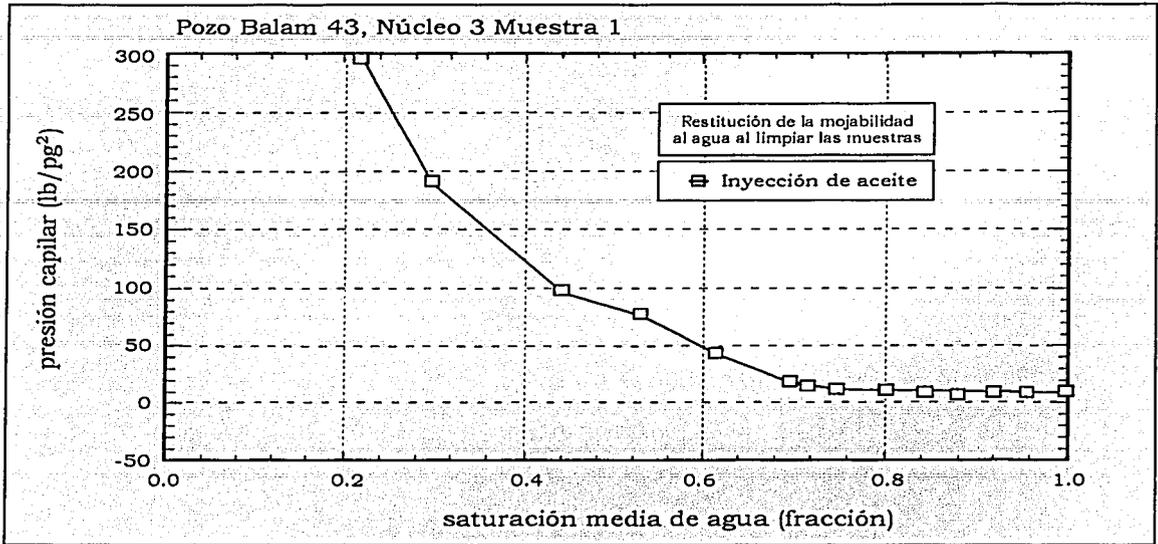


Fig. 3.16 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua, obtenida con una prueba de drene. (Ref. 10)

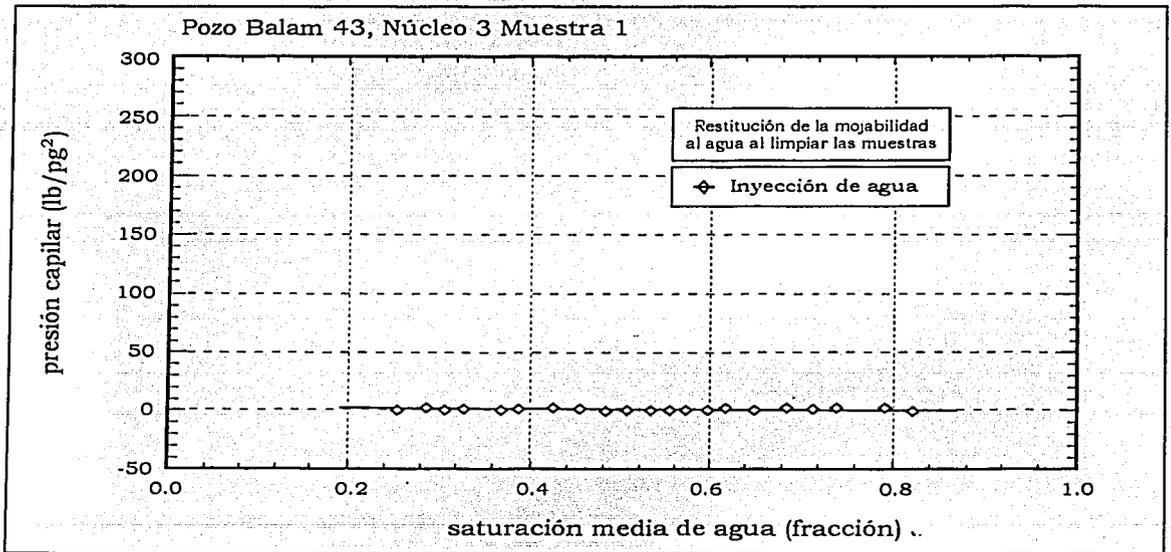


Fig. 3.17 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua, obtenida con una prueba de imbibición. (Ref. 10)

Al analizar las distintas maneras de medir la presión, así como los fluidos requeridos en cada método, se establece en una primera fase un método empírico para medir la presión capilar dinámica en régimen variable, medición que se logra por medio de una prueba de desplazamiento de drene e imbibición a un gasto constante y gradualmente creciente. De estas pruebas se ha definido a la presión capilar como la diferencia de presiones que existe entre las dos fases en la cara de entrada de la muestra la cual es la presión de poro, correlacionada en función de la saturación media de la fase mojante. La presión de poro debió corregirse, tanto por la diferencia de presiones causada por el flujo, como por la contra-presión en la cara de salida de la muestra. Esto último es necesario, para evitar la evaporación de los líquidos contenidos dentro de la muestra, y permitir uniformizar el flujo de fluidos. Las muestras utilizadas se seleccionaron del conjunto de muestras en estudio, las que preferentemente poseen la permeabilidad más alta. Esta forma de seleccionar las muestras es para garantizar el flujo de fluidos a través de éstas.

Las presiones capilares dinámicas obtenidas con la muestra Abkatún 1212 N1 M23, se compararon con los datos obtenidos de una prueba de presión capilar con membrana semipermeable, utilizando un fragmento de la misma muestra. Los datos de estas tres pruebas (drene, imbibición, membrana semipermeable), son graficadas en coordenadas cartesianas en la Fig. 4.1, así como en coordenadas semi-logarítmica, Fig. 4.2. Se observa una gran semejanza y proporcionalidad entre los tres comportamientos de presión capilar al ser paralelos en un intervalo considerable de saturación. Esta comparación es una manera de comprobar la "representatividad" del método. Considerando que los métodos de inyección de mercurio, el dinámico de 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 fueron realizados con fluidos y condiciones de pruebas diferentes.

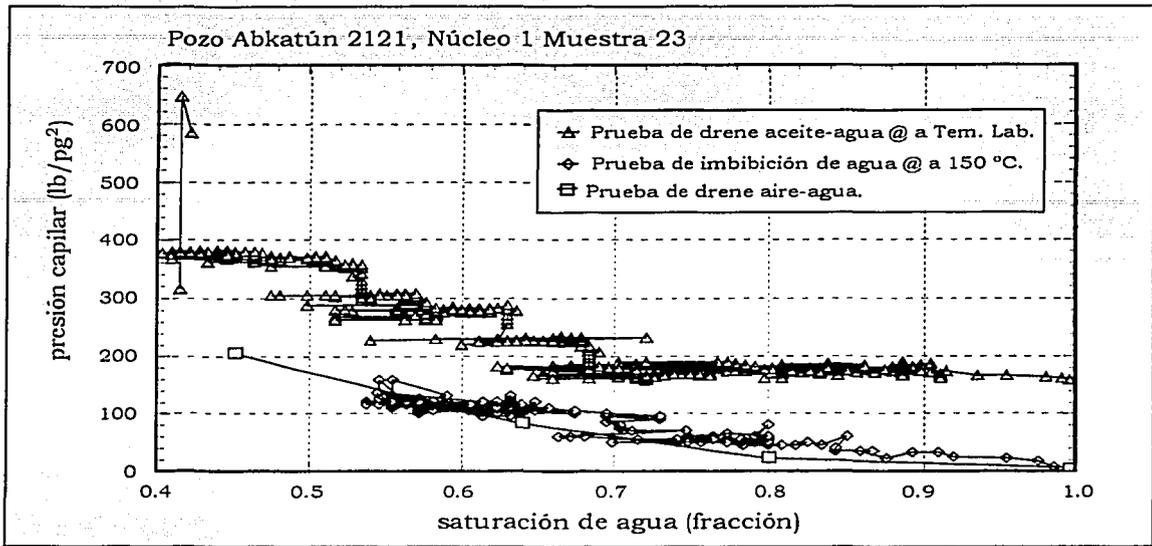


Fig. 4.1 Comportamiento de presión capilar-saturación de agua. (Ref. 10)

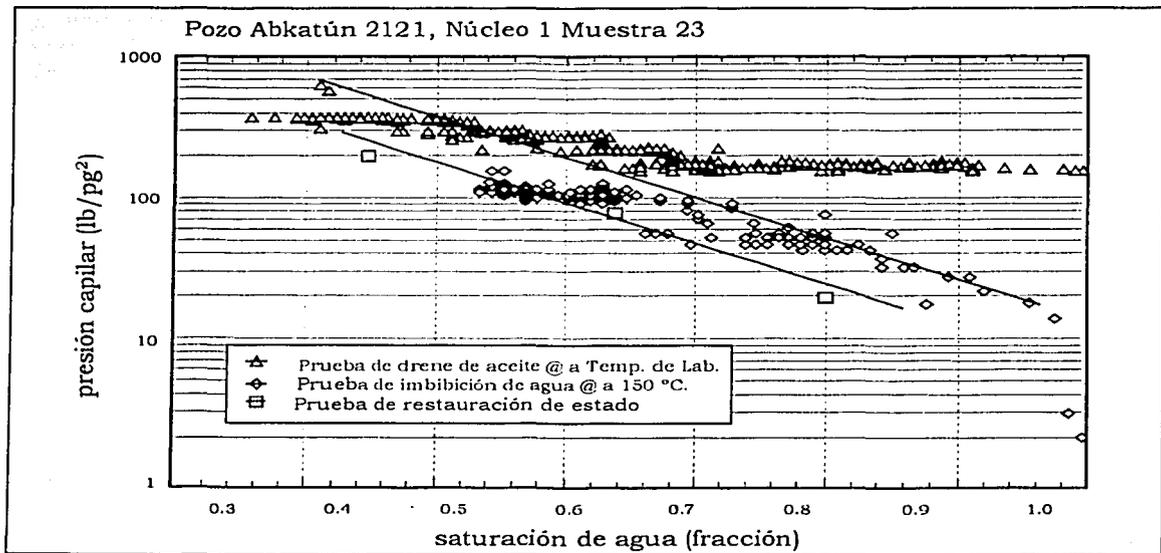


Fig. 4.2 La semejanza entre los comportamientos de pruebas de presión capilar dinámica con el de restauración de estado, permite substituir al de restauración, solo aplicando un factor de ajuste. (Ref. 10)

La prueba dinámica de drene (aceite desplazando agua), se realizó a un esfuerzo efectivo de 1500 lb/pg² a temperatura de laboratorio y la de imbibición (agua desplazando aceite), a un esfuerzo efectivo de 1000 lb/pg² y temperatura de 150 °C, estos valores de incremento de presión de confinamiento efectivo corresponden a la porción del efecto predominante de fractura, observándose que en drene es mayor que para imbibición. La muestra del pozo Abkatun 2121 N1 M3, empleada en estas tres pruebas, es una caliza dolomitizada, fracturada con vórgulos y canales de disolución y mojada por agua.

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 y fracturada con una distribución de poros considerable y posiblemente porque se cumple un fenómeno semejante al descrito por Fatt (1956), realizado con un conjunto de 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 e internos, en medio de los 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 fractura, 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, invadiendo radios capilares cada vez más pequeños reduciendo las dimensiones de ambos tipos de porosidades. De los datos obtenidos se pueden derivar información relevante al diámetro de garganta de poro. Fig. 4.3.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

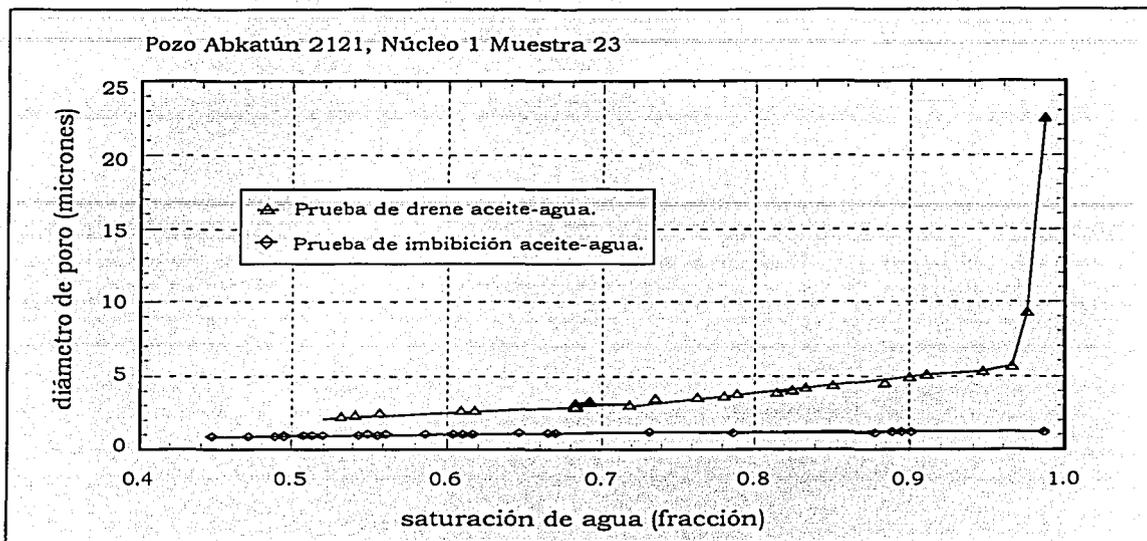


Fig. 4.3 Relación diámetro de poro contra saturación de agua. (Ref. 10)

En la Fig. 4.4, se presentan los resultados de dos pruebas de presión capilar dinámica en régimen variable, con muestras nativas de diámetro completo del campo Ek-Balam, una arenisca frágil bastante preservada, parcialmente fracturada de la formación Jurásico Superior Oxfordiano. Las pruebas se realizaron a condiciones del yacimiento, con la finalidad de definir la mojabilidad del campo. Estas pruebas consistieron en desplazar 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 buena y los resultados de estas pruebas indican, sin lugar a dudas, 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.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

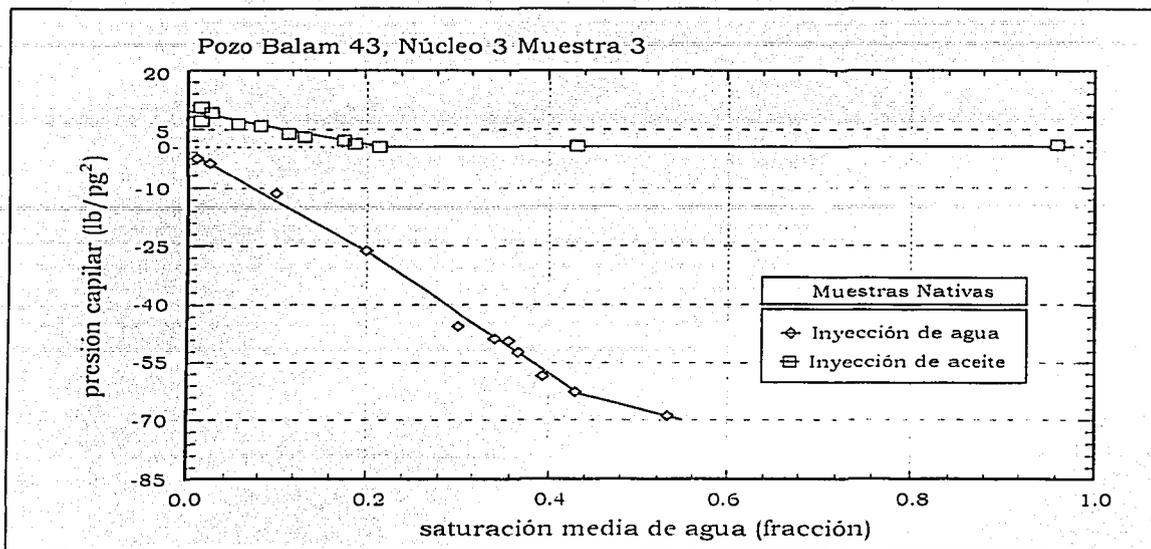


Fig. 4.4 La relación entre las áreas de drenaje e imbibición indica que la muestra es mojada por aceite, las áreas están entre las curvas y el eje X. (Ref. 10)

En la Fig. 4.5 se presentan los resultados de otras dos pruebas de presión capilar dinámica en régimen variable, para comprobar la eficacia del lavado de las muestras. Antes de realizar las pruebas, dos de las muestras nativas de areniscas de Ek-Balam, fueron lavadas con una mezcla del 50% de tolueno y 50% de alcohol metílico, aireadas, 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 aceptables y permiten concluir que el lavado que se realiza a las muestras es excelente, al restituirles su mojabilidad al agua. Porque al comparar las áreas que define cada comportamiento de presión capilar siguiendo el método de Civan y Donalson (1989), el área de drenaje (inyección de aceite) es mayor que el área de imbibición (inyección de agua).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

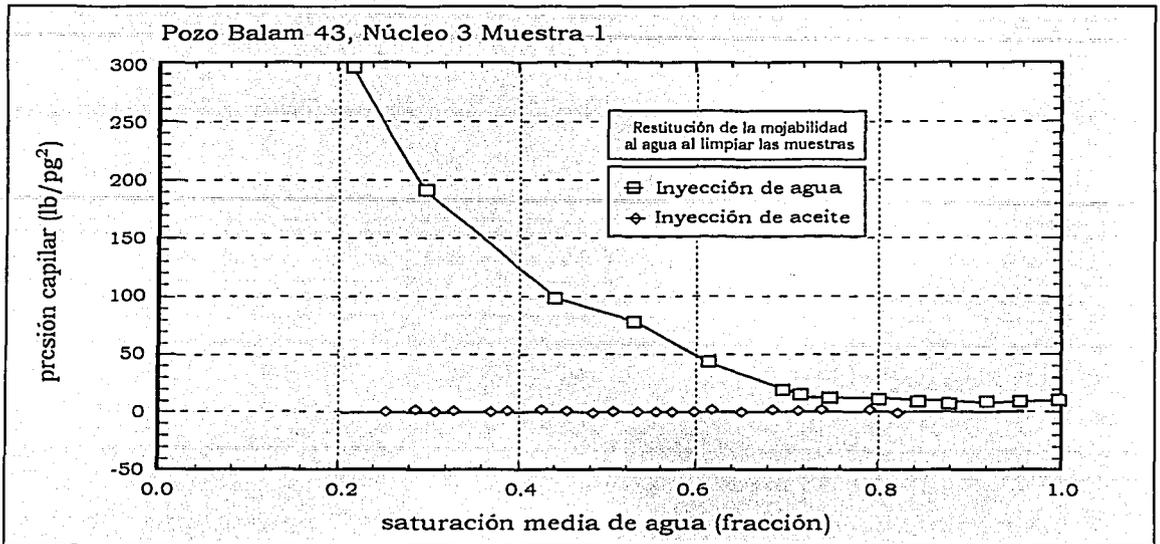


Fig 4.5 La relación entre las áreas de drene e imbibición indica que la muestra es mojada por agua, las áreas están entre el eje X y las curvas. (Ref. 10)

Se pudo apreciar que las muestras después de las pruebas no quedan dañadas, el equipo puede utilizar fluidos del yacimiento a temperatura y presión real, lo que permite simular los efectos de mojabilidad, temperatura y presión de confinamiento efectivo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En este trabajo se presenta parte de los resultados del estudio petrofísico realizado en nueve muestras, de las cuales se seleccionaron tres: Abkatún No. 2121 N1 M23, Balam 43 N3 M1 y Balam 43 N3 M3, provenientes de los yacimientos de la Sonda de Campeche. Esta parte del estudio, consiste en establecer una metodología, a un nivel experimental, para la obtención de la presión capilar denominado "presión capilar dinámica en régimen variable". Los resultados obtenidos con el método propuesto en esta tesis, son comparativos y geoméricamente semejantes con los obtenidos con los métodos de inyección de mercurio y el de restitución de estado. Se observaron de este método, las ventajas siguientes:

1. Se determina la presión capilar a diferentes esfuerzos de compresión efectiva.
2. Se pueden emplear los fluidos del yacimiento: aceite y agua.
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.
6. Tiene relación directa con las permeabilidades relativas y flujo fraccional, por realizarse en la misma muestra e idénticas condiciones de prueba.
7. La medición es directa.
8. Las muestras de núcleo, después del proceso medición, no presentan daño.
9. Los resultados son más representativos, ya que las mediciones se realizaron mediante desplazamiento de un fluido por otro a las condiciones reales de presión y temperatura existentes en la formación.

Los resultados de las pruebas realizadas no son del todo concluyentes, pero muestran la potencialidad del método y la factibilidad del mismo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

1. M. C. Leverett, 1940. "*Capillary Behavior in Porous Solids*", Tulsa Meeting, October.
2. G.L. Hassler, 1944. "*Measurements of capillary pressures in small core samples*"—Los Angeles Meeting, October.
3. W.R. Purcell, 1949. "*Capillary pressures – their measurement using mercury and calculation of permeability therefrom*". Petroleum Transactions, AIME. February.
4. Walter Rose and W.A. Bruce, 1949. "*Evaluation of capillary character in petroleum reservoir rock*". Petroleum Transaction, AIME. May.
5. Harry W. Brown, 1951. "*Capillary pressure investigations*". Petroleum Transaction, AIME. Vol 192.
6. Aguilera, R., 1980. "*Naturally Fractured Reservoirs*". Penwell Publishing Company", USA 74101, Enero.
7. Bass, D. M., 1988. "*Properties of Reservoir Rocks*"; Cap. 26, Petroleum Engineering Handbook, SPE. 1-33.
8. Craft, B. C. & Hawkins, M. F., 1968. "*Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos*", Tecnos, Madrid, enero.
9. Stearns, D. W. & Friedman, M., 1969. "*Reservoir in Fractured Rocks*", University, Texas, 82-106.
10. Herrera, R., 2000. "*Estudios petrofísicos de muestras de núcleo de diámetro completo con doble porosidad*". Tesis doctoral, División de Estudios de Posgrado. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2000.
11. Terra Tek Systems, 1989. "*Operation and maintenance manual for porous plate extraction system*". October
12. Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson, 1998. "*Petrophysics*". Gulf Publishing Company. 1998.
13. R.A. Nelson, 1979. "*Natural fracture system: description and classification*". AAPGB. p. 2214-2221.

14. Mehdi Honarpour, et al., 1986. "*Relative permeability of petroleum reservoirs*" CRC Press, Inc. Boca Raton, Florida.
15. Bear, Jacob, 1972. "*Dinamycs of fluids in porous media*". American Elsevier Publishing Company , Inc. New York London Amsterdam.
16. Luigi Chierici, Gian, 1994. "*Principles of petroleum reservoir engineering*" Vol 1 Springer – Verlag Heidelberg.
17. Killins, C.R., Nielsen, R.F. and Calhoun, J.C. 1953. "*Capillary Desaturation and Imbibition in Porous Rocks*," Producers montly, Vol. 18, No. 2, December, pp 30-39.
18. T.D. Van Golf Racht, 1982. "*Fundamentals of fractured reservoir engineering*" Elsevier Scientific Publishing Company, First Edition.
19. Welge H. J., and W.A. Bruce, 1947. "*The restored state method for determination of oil in place and connate water*", drilling an Production Practices, API pag. 166
20. Brown, R. H., 1951. "*Capillary pressure investigations*" Trans A.I.M.E. 192, 67-74
21. T.D. Van Golf , Racht, 1988. "*Fundamentals of fractured reservoir engineering*" Elsevier Scientific Publishing Company. First Edition 1982. Third impression.
22. Charles R. Smith , et al. 1992. "*Applied Reservoir Engineering*" Volumen 1. OGCI Oil & Gas consultants International, Inc Tulsa.
23. F. Civan, E.C. Donalson, 1989. "*Relative permeability from unsteady-state displacements with capillary pressure included*". SPE Formation Evaluation. June. pp 189-193.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN