



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Diseño y Calibración de un Equipo para Medición de Presión
Capilar”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentada por:

Steven Dickens Guerrero

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2007

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a Dios por el apoyo constante no solo directamente sino además a través de mis seres más allegados como mis padres, Leslie y Ana, mis hermanos Kevin y Chris Dickens, mi amiga muy especial Fanny, a Paola, quien me dio fuerzas en momentos de flaqueza, mis demás familiares, la Espol y a todos mis amigos que con su necesaria colaboración me ayudaron a cruzar este largo y difícil camino para alcanzar la meta deseada.

DEDICATORIA

A DIOS

A MI FAMILIA

A MIS AMIGOS

A LA ESPOL

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO DE LA FICT
PRESIDENTE
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Tapia F.
MIEMBRO PRINCIPAL

Ing. Heinz Teran
MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Steven Dickens Guerrero

RESUMEN

Esta tesis estuvo dirigida diseñar y calibrar un equipo, un plato poroso para la medición de presión capilar de núcleos mediante el método de la membrana semipermeable. El estudio del diseño y calibración del plato poroso se basó en un análisis de anteriores equipos de medición de presión capilar y además en una pasantía que se hizo en el Laboratorio de Petroproducción en la ciudad de Quito. La finalidad principal del diseño de este equipo, es su aplicación en el laboratorio de petrofísica de la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

En su primera parte se revisan todos los conceptos teóricos relacionados con la Presión Capilar, además se mencionan los factores que afectan este parámetro y la aplicación del mismo en la Ingeniería de Petróleos en general.

Luego se explican los diferentes métodos usados en la determinación de la Presión Capilar. Tales como:

- Método de la Centrifuga
- Método de la Inyección de Mercurio
- Método de la Membrana Semipermeable. Siendo este el método a ser más estudiado a fondo.

Finalmente se describen cada uno de los elementos constituyentes del equipo de medición de presión capilar diseñado y además se explica el procedimiento a seguir con el objetivo de determinar este parámetro del yacimiento. Aparte se va a realizar un análisis comparativo de resultados de la experiencia, de mediciones realizadas en el Laboratorio de Petroproducción de la ciudad de Quito.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGÍA.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VI
INDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	VIII

CAPITULO 1

1. FUNDAMENTOS TEORICOS

1.1. Conceptos Básicos sobre las Curvas de Presión Capilar	1
1.1.1. Capilaridad	1
1.1.2. Ley Presión Capilar	2
1.1.3. Medios Heterogéneos	8
1.1.4. Curvas de Presión Capilar	9
1.2. Los Sellos Capilares y las Capas Semi-Permeables	12
1.2.1. El "Sello" Capilar	12
1.2.2. Las Membranas Semi-Permeables	15

1.3. La Histéresis en las Curvas de Presión Capilar. Drenaje e Imbibición.....	19
1.3.1. Drenaje e Imbibición	20
1.3.2. La curva principal de Drenaje	22
1.3.3. La Imbibición	23
1.3.4. Un Drenaje Adicional	24
1.3.5. Otro proceso de Imbibición	25
1.4. Mojabilidad	28
1.4.1. Conceptos fundamentales	28
1.4.2. La medición de Laboratorio	31
1.4.3. Consecuencias	35
1.4.4. Efectos de Borde	35
1.4.5. Permeabilidades Relativas	35
1.4.6. Como Introducir la Mojabilidad en los Modelos de Reservorio	37
1.5. Promedio de Curvas de Presión Capilar	41
1.6. Aplicación de la Presión Capilar en la Ingeniería de Yacimientos.....	47

CAPITULO 2

2. METODOS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR CURVAS DE PRESION CAPILAR

2.1. Método de la Centrifuga	49
------------------------------------	----

2.1.1. Características Generales y Metodología Experimental	50
2.2. Método de la Inyección de Mercurio	53
2.2.1. Características Generales y Metodología Experimental	53
2.2.2. La Inyección de Mercurio y la Swirr	57
2.2.3. Comparación entre Inyección de Mercurio y otras Metodologías	58
2.2.4. Conclusiones principales de la inyección de Mercurio y algunas Recomendaciones Especiales	63
2.2.5. Recomendaciones para la Utilización de este Método	65
2.3. Método de la Membrana Semi-Permeable	67
2.4. La Swirr Obtenida por Barrido y por Mediciones de Presión Capilar	70
2.4.1. Muestras de permeabilidad media (entre 20 y 200 mD) poco laminadas	71
2.4.2. Muestras muy permeables (más de 500 mD) o de permeabilidad media y muy laminadas	72
2.4.3. Muestras poco permeables (menos de 20 mD)	75

CAPITULO 3

3. DISEÑO Y CALIBRACION DEL EQUIPO

3.1. Principio de funcionamiento.....	78
3.2. Principio de funcionamiento.....	80
3.2.1. Celda de desaturacion.....	81

3.2.2 Caja principal.....	82
3.2.2.1 Manometro Bourdon.....	85
3.2.2.2 Regulador de presion.....	88
3.3. Calibracion del equipo.....	91

CAPITULO 4

4. PROCEDIMIENTO DE USO DEL EQUIPO DISENADO

4.1. Extracion de nucleos.....	95
4.1.1. Gel Coring.....	96
4.1.2. Sistema Core Drill.....	96
4.1.3. IDGS, sistema de obtención de datos in situ.....	97
4.2. Preparacion de la muestra.....	98
4.3. Manejo del plato poroso para la determinación de la presión capilar	101
4.4. Datos y cálculos de la prueba	102
4.4.1. Calculo de la densidad de la salmuera	103
4.4.2. Calculo del volumen total y poroso de la muestra	104
4.4.3. Calculo de la porosidad de la muestra	104
4.4.4. Calculo de la saturación de agua del nucleo	105
4.4.5. Comprobacion de resultados obtenidos	106
4.4.6. Curvas de presión capilar obtenidas	108

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES

5.1. Conclusiones.....	110
5.2. Recomendaciones.....	113
Bibliografía	115

ABREVIATURAS

atm	Atmósferas
°C	Grados centígrados
cc	Centímetros cúbicos
cm ²	Centímetros cuadrados
cm	Centímetro
CO ₂	Dióxido de carbono
cp	Centipoises
d	darcy
dc	Dieléctrico-Capacitor
°F	Grados Fahrenheit
hr	Hora
Hz	Hertz
Kg	Kilogramos
kHz	Kilohertz
kPa	KiloPascales
lbs	Libras
lpc	Libras por pulgadas cuadradas absolutas
min	Minuto
md	Milidarcys
ml	Mililitros
mseg	Milisegundos
mV	Milivoltio
MPa	MegaPascales
N ₂	Nitrógeno molecular
psig	Pound squared inch gauge
seg	Segundos
V	Voltio
Vac	Voltaje en circuito de corriente alterna
Vdc	Voltaje en circuito de corriente directa
µl	Microlitros

SIMBOLOGÍA

A	Área de sección transversal
B	Factor volumétrico de formación
D	Diámetro
f_w	Flujo fraccional de agua
F	Fuerza
F_R	Factor de formación
h	Altura
k	Permeabilidad
l	Longitud
m'	Masa
M	Movilidad
N	Volumen de petróleo
P	Presión
Q_i	volúmenes porosos inyectados
q	Caudal volumétrico del flujo
r	Radio
R	Relación gas-petróleo
R'	Resistividad
S	Saturación
t	Tiempo
T	Temperatura
v	Velocidad
V	Volumen
W	Volumen de agua
z	Factor de desviación del gas
μ	Viscosidad
ρ	Densidad
θ	Angulo
γ	Gravedad específica
ϕ	Porosidad
a, b, C, C', m	Constantes

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Ascenso Capilar de la interfase agua-petróleo	2
Figura 1.2. Presión en diferentes puntos de la zona de ascenso capilar	5
Figura 1.3. Idealización de un medio poroso heterogéneo	9
Figura 1.4. Presión en diferentes puntos de la zona de ascenso capilar	10
Figura 1.5. Un capilar abierto y un capilar cerrado. El capilar cerrado puede encerrar un fluido sobre-presurizado, retenido por fuerzas capilares	13
Figura 1.6. Una cámara aislada con una membrana "capilar". El capilar "completo" muestra el nivel de agua correspondiente al ascenso capilar de este sistema	15
Figura 1.7. Se aumenta la presión dentro del recipiente cerrado. El nivel de líquido disminuye dentro del capilar "completo" y el sello capilar impide la fuga de gas	16
Figura 1.8. La presión interna (P_3) equilibra exactamente la presión capilar del sistema	17
Figura 1.9. El exceso de presión interna "rompe" el sello capilar	18
Figura 1.10. Diferente resultado final como consecuencia de seguir dos caminos alternativos (Drenaje e Imbibición) en una estructura capilar idealizada	21
Figura 1.11. A medida que aumenta la diferencia de presión entre el agua y el hidrocarburo comienza a recorrerse la curva de drenaje que parte de $Sw = 100\%$	22
Figura 1.12. Se interrumpe el drenaje y se comienza con el proceso de imbibición	23
Figura 1.13. Las curvas "II" y "III" constituyen un ciclo "cerrado" de Imbibición y drenaje	24
Figura 1.14. Aumento de las Fuerzas de Capilares	25
Figura 1.15. Nuevo Proceso de Imbibición	26
Figura 1.16. Mojabilidad de un Sistema Aceite / Agua / Solido	31
Figura 1.17. Ejemplo de una Curva Elaborada con la Función J	43
Figura 2.1. Tubo Especialmente Diseñado para el Método de la Centrifuga	49
Figura 2.2. Lectura inicial durante la determinación de Presión Capilar por Inyección de Hg	54
Figura 2.3. El Mercurio alcanza el enrase superior	55
Figura 2.4. Datos presentados por Purcell	62
Figura 2.5. Método de la Membrana Semi-Permeable	68

Figura 3.1. Equipo diseñado para Medición de Presión Capilar	77
Figura 3.2. Intervalo de operación en pruebas de Presión Capilar sobre un diafragma poroso	79
Figura 3.3. Presión Capilar en función de etapas de saturación de fluido ...	80
Figura 3.4. Componentes Externos del Plato Poroso	81
Figura 3.5. Componentes Internos del Plato Poroso	81
Figura 3.6. Caja Principal – Parte Frontal	83
Figura 3.7. Caja Principal – Parte Posterior	84
Figura 3.8. Manómetro Bourdon.....	85
Figura 3.9. Partes del Manómetro Bourdon	86
Figure 3.10. Mecanismo de Funcionamiento	87
Figura 3.11. Esquema Regulador de Presión	90
Figura 3.12. Regulador de presión.....	90
Figure 3.13. Banco Calibrador a Pesas	91
Figura 3.14. Esquema del Calibrador a Pesas	92
Figura 3.15. Detalle de marca	93
Figura 4.1. BROCAS PARA EXTRAER NÚCLEOS (BAKER HUGHES)	95
Figura 4.2. Coredrill	97
Figura 4.3. EQUIPO DE LIMPIEZA DE NUCLEOS	99
Figura 4.4. Bomba de Vacío	100
Figura 4.5. Curva de Presión Capilar obtenida con el equipo Diseñado	108
Figura 4.6. Curva de Presión Capilar obtenida con el equipo de Petroproducción	109

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Comparación entre Inyección de Mercurio y otras Metodologías	58
Tabla 4.1 Resultados de la Experiencia Laboratorio ESPOL	106
Tabla 4.2 Resultados obtenidos en el Laboratorio Petroproducción	107

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo principal la investigación científica de un área muy importante para la formación de los estudiantes y futuros profesionales la cual está comprendida por los Laboratorios académicos. La función de los laboratorios de las distintas unidades académicas del mundo, es complementar la parte teórica con la realidad por medio de modelos a escalas o iguales a los utilizados en la realidad para que cuando el formado estudiante o profesional tenga algún problema por resolver en el campo laboral de su profesión tenga la capacidad para aportar con soluciones coherentes a lo que está sucediendo.

Una de las propiedades petrofísicas de gran importancia en el estudio del flujo de fluidos a través de un medio poroso en los yacimientos petrolíferos es la Presión Capilar, la cual puede definirse como la presión diferencial existente en la interfase curva entre dos fluidos.

Diferentes son los métodos que se han inventado para poder obtener la presión capilar de un núcleo, la cual si se extrapola a todo un yacimiento, nos puede dar una idea de la presión que va a ser necesitada para la producción y estimulación del mismo. Entre los métodos de medición existentes, al que se le va a dar más énfasis es al método de la Membrana Semipermeable, ya que este método es el aplicado por el Plato Poroso.

En conclusión, el objetivo de esta tesis es diseñar un Plato Poroso para determinar un valor confiable y real de presión capilar de los núcleos de los yacimientos petrolíferos haciendo uso del método de la Membrana Semipermeable.

Adicionalmente, como ya se menciona anteriormente este equipo va a contribuir a despejar las dudas y a dejar nuevos conocimientos en los estudiantes, que antes se tenían que limitar a leer los manuales o simplemente a utilizar el equipo anterior, que no estaba en muy buen estado. Y de esta manera se estaría cumpliendo con la misión de la ESPOL construir buenas bases en estos estudiantes para que en el mañana puedan contribuir al desarrollo de la sociedad.

CAPITULO 1

1. FUNDAMENTOS TEORICOS

1.1 Conceptos Básicos sobre las Curvas de Presión Capilar

Cuando dos fluidos coexisten dentro de un medio poroso se ponen de manifiesto algunos fenómenos derivados de la existencia de tensiones interfaciales y ángulos de contacto entre la interfase de estos fluidos y el medio poroso. Este fenómeno se puede estudiar y cuantificar por completo en sistemas muy simples tales como tubos capilares de diámetro uniforme.

1.1.1 Capilaridad

Cuando un capilar se sumerge en la interfase de dos fluidos puede producirse un ascenso o un descenso de la interfase. En el primer caso se produce el denominado "ascenso capilar", y en el segundo caso se habla de "descenso capilar". Estos movimientos ocurren como consecuencia de los fenómenos de superficie que dan lugar

a que la fase mojante invada en forma preferencial el medio poroso. En términos generales, el ascenso o descenso capilar se detiene cuando la gravedad contrarresta (en función de la altura y de la diferente densidad de los fluidos) la fuerza capilar desarrollada en el sistema.

1.1.2 Presión Capilar

La Fig. 1.1 muestra el fenómeno de introducción de un capilar en una interfase agua-petróleo, donde se genera el denominado ascenso capilar.

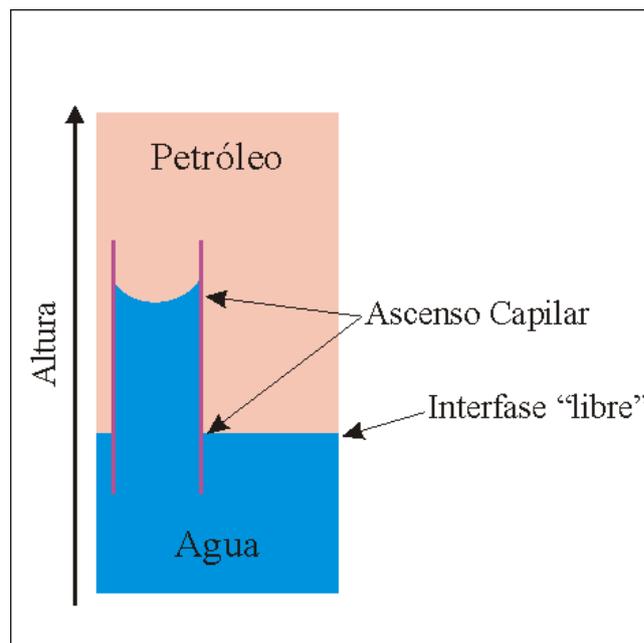


Fig. 1.1 - Ascenso Capilar de la interfase agua-petróleo

En este caso (capilar cilíndrico), la fuerza que origina el ascenso capilar esta expresada por:

- Fuerza (hacia arriba) = $\sigma_{wo} \cdot \cos \theta_{wo} \cdot 2 \cdot \pi \cdot r$ [1]

Donde,

- σ_{wo} = Tensión interfacial (Dinas/cm)
- θ_{wo} = Ángulo de contacto de la interfase líquida con la superficie del sólido.
- r = Radio del capilar (cm)

Por otra parte, el peso adicional de la columna, debido al cambio de petróleo por agua durante el proceso.

- Peso adicional de la columna = $\pi \cdot r^2 \cdot h \cdot g \cdot \Delta\delta$ [2]

Donde,

- h = Ascenso Capilar (cm)
- g = aceleración de la gravedad (cm / seg²)
- $\Delta\delta$ = Diferencia de densidad entre los fluidos (g / cm³)

Y, en el equilibrio, ambas fuerzas se compensan exactamente, de modo que igualando las expresiones [1] y [2] y despejando la altura "h", obtenemos:

- $$h = 2 \cdot \sigma_{wo} \cdot \cos \theta_{wo} / (r \cdot g \cdot \Delta\delta) \quad [3]$$

La expresión [3] muestra la dependencia de los efectos capilares con el diámetro del tubo, con la tensión interfacial y el ángulo de contacto (mojabilidad del sistema) y la diferencia de densidad entre fluidos.

Veamos, entonces, algunas consecuencias prácticas de estas expresiones.

La Fig. 1.2 muestra el mismo esquema de la Fig. 1.1, con la señalización de algunos puntos que servirán para definir adecuadamente el concepto de presión capilar.

Por otro lado, en el equilibrio, los puntos **C** y **D** se encuentran exactamente a la misma presión dado que están a la misma altura dentro de un mismo fluido. ($P_C = P_D$)

Como la diferencia de presión entre **B** y **C** está fijada por la columna de agua que separa ambos puntos, la presión en **B** adopta la siguiente expresión:

- $P_B = P_C - \delta_w \cdot g \cdot h.$ [4]

Y, del mismo modo.

- $P_A = P_E - \delta_o \cdot g \cdot h.$ [5]

Por lo que, restando las expresiones [5] y [4] (y teniendo en cuenta que $P_C = P_E$), resulta:

- $P_A - P_B = \Delta\delta_{wo} \cdot g \cdot h.$ [6]

La expresión [6] muestra que la diferencia de presión entre los puntos de interés (**A** y **B**) es exactamente la diferencia de presión correspondiente al cambio de un fluido por otro en el capilar.

En resumen, la expresión [6] indica que a uno y otro lado de la interfase curva existe una marcada diferencia de presión (tanto mayor, cuanto mayor es el ascenso capilar).

A esta diferencia de presión se la identifica como presión capilar del sistema y su forma genérica es la siguiente.

- $P_{cap} = P_{nm} - P_m$ [7]

Donde,

- P_{cap} = Presión Capilar
- P_{nm} = Presión de la fase no-mojante
- P_m = Presión de la fase mojante.

En el caso analizado, la fase mojante es el agua, y la fase no-mojante es el petróleo, sin embargo la expresión [7] es de validez general y se aplica tanto a sistema de capilares cilíndricos como a sistemas de geometría no definida o altamente variable como es el caso de los medios porosos naturales.

Otra expresión útil para visualizar y analizar los fenómenos capilares es la que se obtiene reemplazando la expresión [6] en la expresión [3]. En este caso obtenemos:

- $P_{\text{cap}} = 2 \cdot \sigma_{\text{wo}} \cdot \cos \theta_{\text{wo}} / r$ [8]

La expresión [8] muestra que, una vez elegidos, tanto el material del medio poroso como los fluidos a estudiar, la presión capilar es inversamente proporcional al radio del capilar involucrado.

***Nota:** En medios porosos naturales, no es adecuado hablar de radios capilares, como lo hemos hecho con los tubos cilíndricos. Sin embargo, en los casos más complejos, se emplea un concepto general de "radio equivalente" de modo que, aunque la cuantificación de los fenómenos sea mucho más compleja, los conceptos principales, presentados en los párrafos previos, siguen teniendo validez. Debido a las condiciones geométricas y a la tendencia de los sistemas en equilibrio termodinámico a minimizar la superficie de las interfases, cuando el ángulo de contacto es cero, el radio de curvatura de la superficie de contacto entre fases coincide con el radio del capilar.*

1.1.3 Medios Heterogéneos

Los medios porosos heterogéneos se caracterizan por presentar capilares de muy diferente tamaño, de modo que los fenómenos capilares presentan una amplia gama de valores.

La Fig. 1.3 muestra un esquema muy simplificado de medio poroso heterogéneo, en base a capilares cilíndricos de diferente diámetro.

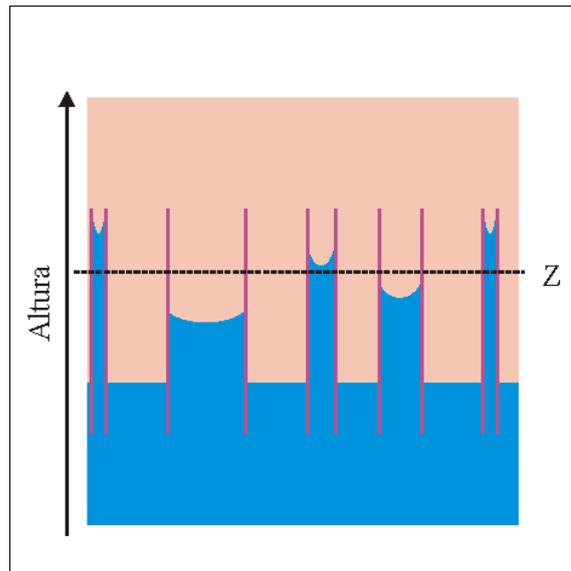


Fig. 1.3 - Idealización de un medio poroso heterogéneo

En la Fig. 1.3 se observa que por encima del nivel de agua libre (interfase plana entre el agua y el petróleo), en un nivel genérico (individualizado por la línea punteada "Z") existen capilares con agua y capilares con petróleo, dependiendo del diámetro de los mismos y del nivel elegido.

1.1.4 Curvas de Presión Capilar

La Fig. 1.4 muestra un caso menos idealizado. En este caso, la curva de trazo grueso y color rojo muestra el cambio de la

saturación de agua con la altura correspondiente a un sistema poral heterogéneo, pero uniforme.

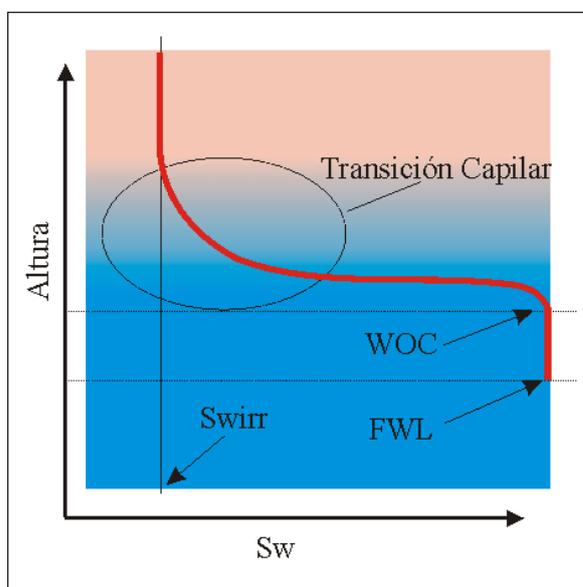


Fig. 1.4 - Presión en diferentes puntos de la zona de ascenso capilar

En dicha Figura se identifican algunos puntos y zonas típicas de las curvas de presión capilar.

- **FWL** = Nivel de agua libre ("Free Water Level"). Es el nivel en el que se presentaría la interfase agua petróleo en ausencia de medio poroso.
- **WOC** = Contacto Agua-Petróleo ("Water Oil Contact). Es el nivel más bajo en que se puede detectar petróleo. La diferencia entre el **WOC** y el **FWL** corresponde al ascenso capilar generado por los poros de mayor "diámetro" de la red poral.

- **Swirr** = Saturación de agua irreductible. Es la mínima saturación de agua obtenida por desplazamiento capilar. En los capilares cilíndricos la Swirr es nula (no hay fases residuales), pero en los medios porosos naturales toma valores, en general superiores al 10 ó 15 % VP, siendo frecuentes Swirr superiores al 25% VP. Este tema se discute con detalle en otras páginas de este sitio.
- **Zona de Transición Capilar:** Es la zona que incluye todos los niveles en que la Sw varía entre el 100 % VP y la Swirr.

1.2 Los Sellos Capilares y las Capas Semi-Permeables

Los conceptos a discutir en esta página permiten explicar muchos fenómenos, aparentemente anómalos, relacionados a la acumulación y distribución de hidrocarburos en el subsuelo. Lo que se analiza en detalle es la habilidad de ciertas estructuras porosas para permitir el paso de unos fluidos e impedir el paso de otros. Simultáneamente, los conceptos que se introducen, permiten entender los fundamentos del método "patrón" utilizado para determinar curvas de presión capilar en Laboratorio.

1.2.1 El "Sello" Capilar

El proceso de imbibición produce el ingreso espontáneo de la fase mojante dentro de una estructura capilar. Para retirar la fase que ingresa espontáneamente (o impedir su ingreso) es necesario aplicar una presión que contrarreste las fuerzas capilares generadas espontáneamente.

Esta situación se ilustra en la Fig. 1.5. En dicha figura se esquematizan dos capilares cilíndricos, idénticos en todo sentido, excepto en que uno de ellos es abierto y el otro cerrado en el extremo superior.

El comportamiento del capilar abierto ya fue discutido anteriormente, donde se vio que la columna de agua se eleva

hasta que la presión hidrostática de dicha columna compensa exactamente la presión capilar desarrollada en el sistema. Y, cuando el sistema alcanza el equilibrio, la diferencia de presión entre fases, en un lado y otro del menisco capilar, es la presión conocida como presión capilar.

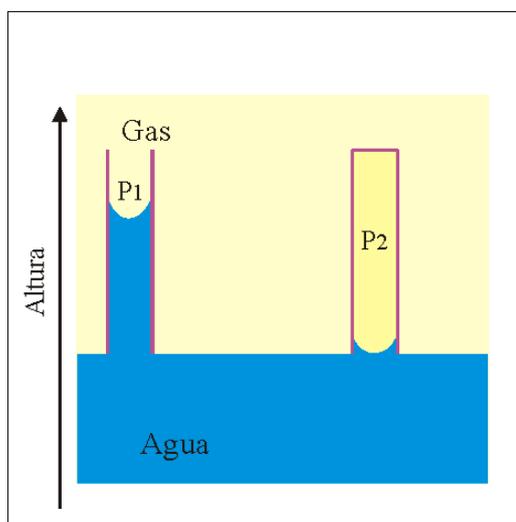


Fig. 1.5 - Un capilar abierto y un capilar cerrado. El capilar cerrado puede encerrar un fluido sobre-presurizado, retenido por fuerzas capilares

En el capilar cerrado se ha generado una presión adicional en el gas ($P_2 > P_1$), equivalente a la presión capilar. De este modo se previene el ascenso capilar y (aunque las presiones absolutas son diferentes), la diferencia de presión entre fases, de un lado y otro

del menisco capilar, es idéntica a la que se obtiene en el capilar abierto.

Sin embargo, aunque el fenómeno es simple, cuando se observa en detalle la Fig. 1.5 nos encontramos con un fenómeno llamativo: **En el capilar cerrado tenemos un gas sobre-presurizado que no se escapa del sistema, sino que permanece retenido aunque un extremo del capilar esté abierto.** Este fenómeno sería imposible si no existiera una interfase, como la indicada, en el extremo abierto.

***NOTA:** El capilar cerrado podría estar horizontal o invertido (siempre bajo el nivel de agua) y, aún así, el gas se mantendría sobre-presurizado dentro de la cámara. Debe tenerse en cuenta que el diámetro empleado en el esquema es mucho mayor que el correspondiente a un verdadero capilar.*

Esta capacidad de retener un fluido presurizado como consecuencia de la acción de fuerzas capilares es lo que se da en llamar sello capilar. En otras palabras, el extremo abierto del tubo, permanece "sellado" por acción de las fuerzas capilares. Para romper este "sello" es necesario aplicar una presión mayor a la correspondiente presión capilar del sistema.

1.2.2 Las Membranas Semi-Permeables

La Fig 1.6 muestra una cámara estanca (esquemática con un cuadro rojo) separada del sistema abierto por una membrana capilar saturada con agua. El agua es la fase mojanante del sistema.

La membrana que denominamos "Membrana Capilar" está formada por una matriz impermeable y un número considerable de capilares muy finos, todos de diámetro similar.

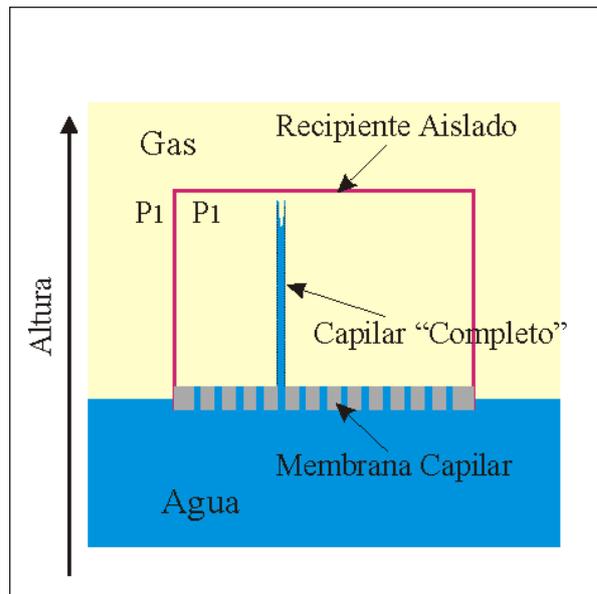


Fig. 1.6 - Una cámara aislada con una membrana "capilar". El capilar "completo" muestra el nivel de agua correspondiente al ascenso capilar de este sistema

En la figura, sólo para ayudar a visualizar los fenómenos se incluye un capilar más largo que los otros de la membrana. Este capilar "completo" muestra el ascenso capilar espontáneo que se

produce cuando las presiones dentro y fuera de la cámara estanca son iguales.

Si la presión dentro de la cámara se aumenta ($P_2 > P_1$), tal como se muestra en la Fig. 1.7, esta presión no se libera al exterior (por la acción del sello capilar) pero el nivel de agua en el capilar "completo" disminuye sensiblemente, dado que no es necesaria una columna de agua tan grande como la de la Fig. 1.6 para compensar la presión capilar del sistema.

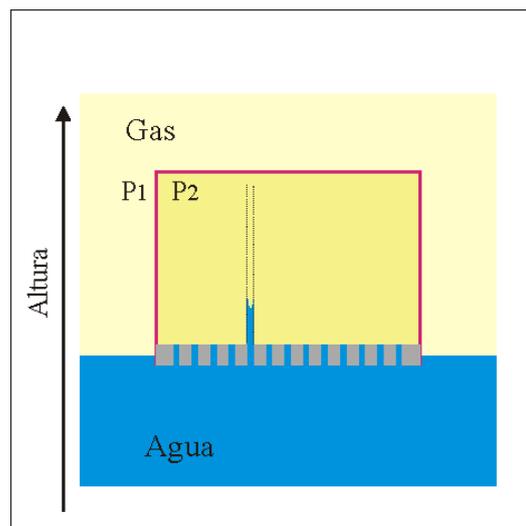


Fig. 1.7 - Se aumenta la presión dentro del recipiente cerrado. El nivel de líquido disminuye dentro del capilar "completo" y el sello capilar impide la fuga de gas

NOTA: Si, en las condiciones indicadas por la Fig. 1.7, se volcara agua libre dentro del recipiente aislado, la diferencia de presión

*interna y externa haría fluir esa agua libre a través de la membrana hasta alcanzar nuevamente la situación indicada en dicha figura. En otras palabras, la membrana es un sello para el gas pero no para el agua. Se denominan **membranas semi-permeable** a estos medios porosos que dejan pasar al fluido mojante y retienen el fluido no-mojante.*

Cuando se aumenta más la presión interna se llega a la situación esquematizada en la Fig. 1.8.

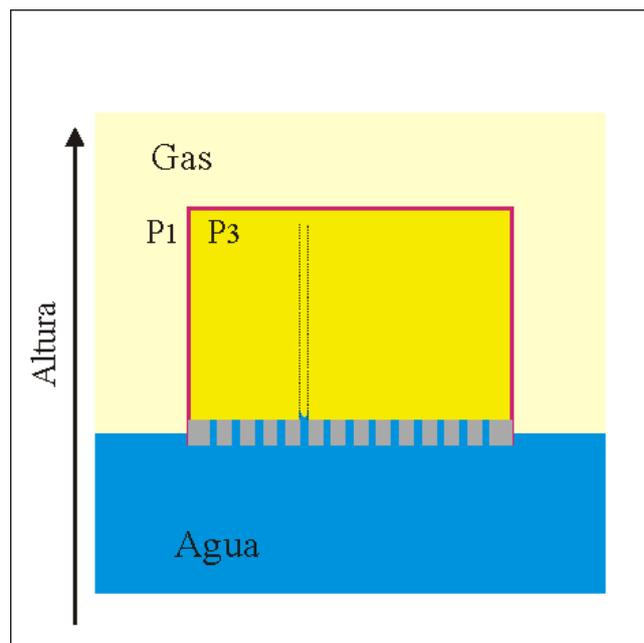


Fig. 1.8 - La presión interna (P_3) equilibra exactamente la presión capilar del sistema

En este caso se llega al límite de presión que soporta la membrana semi-permeable. Ésta es la Presión Umbral (P_U) de la membrana.

A presiones superiores a la presión P_U el sello capilar se rompe y la membrana deja de comportarse como semi-permeable pues permite el paso de ambos fluidos. Este es el caso de la Fig. 1.9.

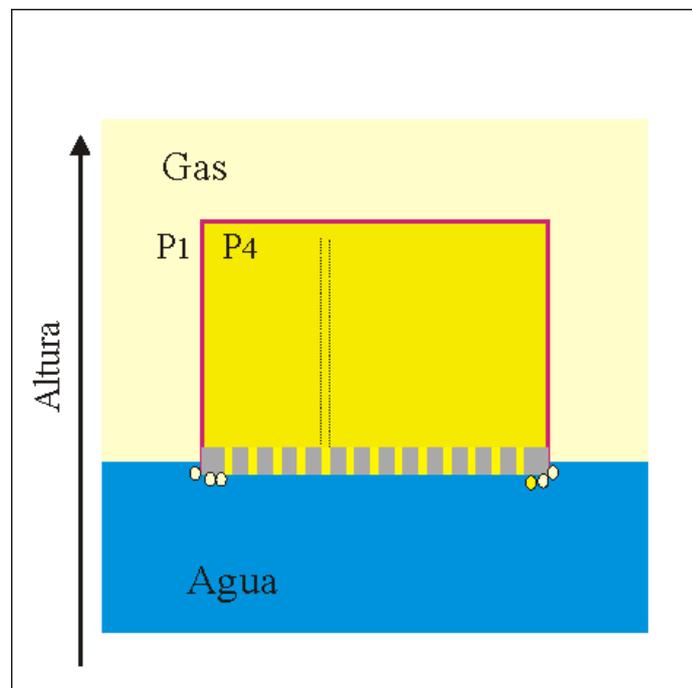


Fig. 1.9 - El exceso de presión interna "rompe" el sello capilar

Las características aquí discutidas, se presentan frecuentemente en las estructuras de los reservorios de hidrocarburos. Como se vio, las rocas permeables pueden actuar como sellos de trampas,

siempre que la presión de las columnas de fluidos no generen presiones superiores a la presión umbral de estas rocas.

Una característica importante de estos sistemas es que, aunque impidan el paso de hidrocarburos, al ser permeables al agua, permiten la transmisión de presión y el aporte de agua desde estructuras cercanas.

Por razones didácticas, en esta página se analizó un caso en que la membrana semi-permeable está en la base de la estructura. Sin embargo los conceptos desarrollados son válidos para sellos laterales y/o sellos superiores.

1.3 La Histéresis en las Curvas de Presión Capilar. Drenaje e Imbibición

Los fenómenos capilares poseen historia, y esto se traduce en que la relación entre Presión Capilar y Saturación no es biunívoca. De hecho, como veremos, existen innumerables curvas de Presión Capilar para describir el comportamiento de un mismo medio poroso frente a un determinado juego de fluidos.

Sin embargo, pese a la diversidad de curvas posibles, algunas de ellas son las que se identifican como "**Las curvas de Presión Capilar**" de un medio poroso. Esto es posible gracias a que en la naturaleza existen

mecanismos y condiciones habituales que permiten diferenciar estas curvas de todo el conjunto restante.

1.3.1 Drenaje e Imbibición

El drenaje es el proceso por el cual la fase no-mojante desplaza, del medio poroso, a la fase mojante. Es un proceso forzado (no espontáneo) pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro de la estructura capilar. En este proceso siempre existe una presión umbral asociada a las fuerzas capilares originadas en los capilares de mayor diámetro.

La imbibición es el proceso espontáneo de desplazamiento, con una fase mojante, de la fase no-mojante. Este proceso no requiere aplicación de fuerzas externas al sistema roca-fluidos, por lo que no existen presiones umbral.

En la Fig. 1.10 se muestra un ejemplo sencillo donde los procesos de imbibición y drenaje, originan diferentes saturaciones de equilibrio. Este ejemplo permite apreciar la razón por la que existe el denominado fenómeno de histéresis (diferentes recorridos de ida y de vuelta) en las curvas de presión capilar.

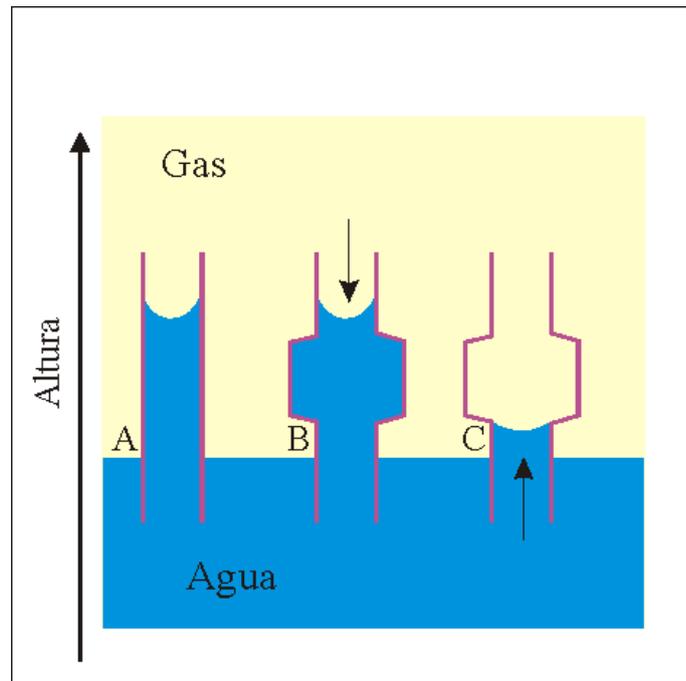


Fig. 1.10 - Diferente resultado final como consecuencia de seguir dos caminos alternativos (Drenaje e Imbibición) en una estructura capilar idealizada

En la Fig. 1.10, el capilar cilíndrico "A" permite establecer, en base al ascenso capilar, que el agua es la fase mojannte en este sistema.

Los capilares "B" y "C" son idénticos. Ambos poseen un abultamiento en su parte central, pero en su parte inferior y en su parte superior poseen idéntico diámetro que el capilar "A".

- De acuerdo con las flechas incluidas en el esquema, el capilar "B" ha sufrido un proceso de drenaje, quedando con el abultamiento totalmente lleno de agua.
- El Capilar "C" fue sometido a un proceso de imbibición. En este caso el abultamiento central. impidió alcanzar el nivel de agua obtenido en los capilares "A" y "B".

1.3.2 La curva principal de Drenaje

Conforme a la historia regular de llenado de las trampas de hidrocarburos, éstas se encontraban originalmente saturadas al 100 % con agua. Durante el llenado, el hidrocarburo desaloja una parte del agua conforme a una curva de drenaje como la indicada en la Fig. 1.11.

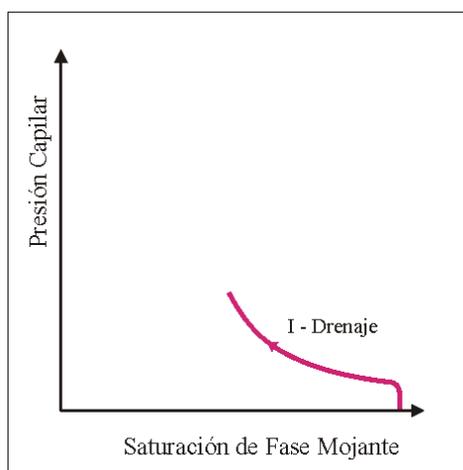


Fig. 1.11 - A medida que aumenta la diferencia de presión entre el agua y el hidrocarburo comienza a recorrerse la curva de drenaje que parte de $S_w = 100\%$

En este esquema se asume que el agua es la fase mojanante y que el hidrocarburo (gas o petróleo) es la fase no-mojante.

1.3.3 La Imbibición

Si por alguna razón, el drenaje se interrumpe y comienza un desplazamiento con agua (por pérdida del sello de la trampa o por inyección de agua durante la explotación de un reservorio), la presión capilar del sistema evoluciona conforme a la curva de imbibición esquematizada en la Fig. 1.12.

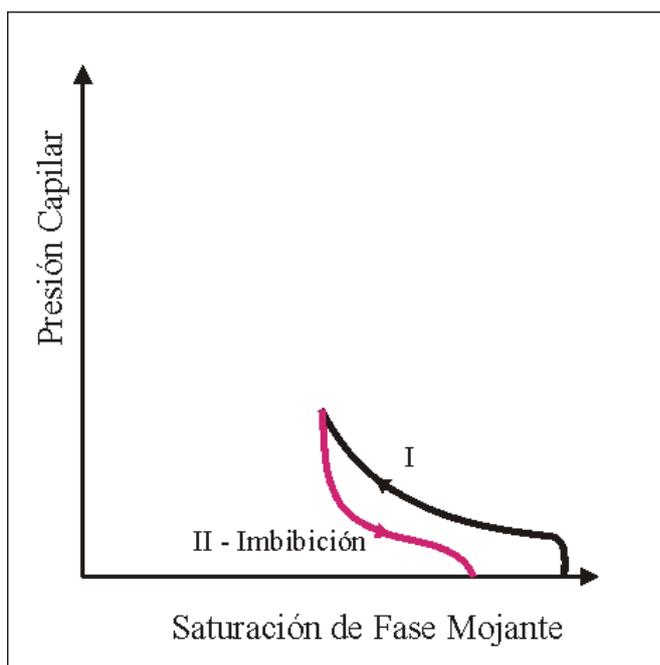


Fig. 1.12 - Se interrumpe el drenaje y se comienza con el proceso de Imbibición

Tal como se observa en la Fig. 1.12, el desplazamiento del hidrocarburo no es completo durante la imbibición, pues parte del mismo queda retenido en la estructura poral bajo la forma de Saturación residual de petróleo (S_{or}).

1.3.4 Un drenaje adicional

Si con posterioridad al proceso de imbibición esquematizado con la curva "II", se inicia un nuevo proceso de drenaje, este evoluciona conforme a una curva del tipo "III", esquematizada en la Fig. 1.13.

NOTA: Las curvas "II" y "III" constituyen un ciclo estable. Pueden recorrerse indefinida cantidad de veces sin sufrir alteraciones.

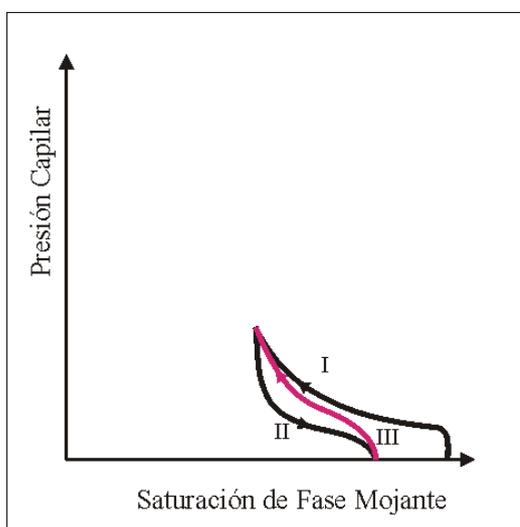


Fig. 1.13 - Las curvas "II" y "III" constituyen un ciclo "cerrado" de Imbibición y drenaje

Si más adelante se continúa el proceso de drenaje (se aumentan las fuerzas capilares), la curva capilar puede representarse por la curva "IV", esquematizada en la Fig. 1.14.

NOTA: La curva "IV" es una continuación perfecta (sin solución de continuidad) del camino iniciado con la curva "I".

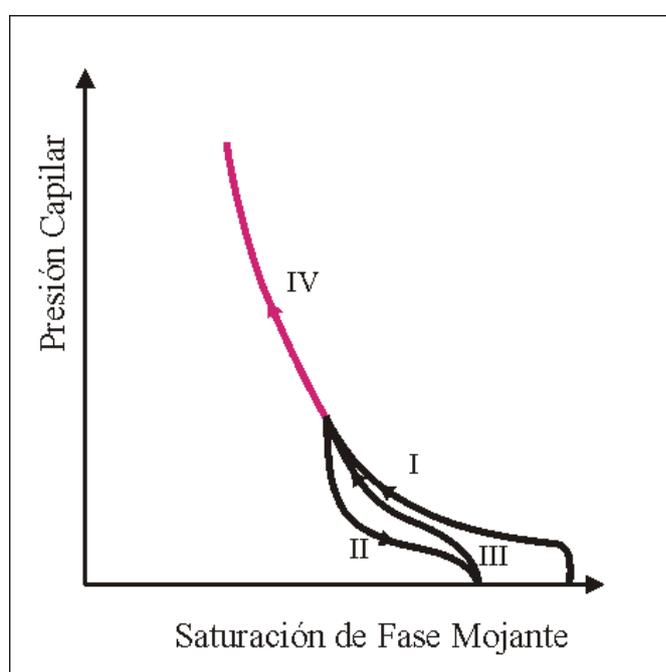


Fig. 1.14 – Aumento de las Fuerzas de Capilares

1.3.5 Otro proceso de Imbibición

Al haber continuado la curva "I", ya no es posible reproducir el camino correspondiente a la curva "II". Si se produce un nuevo proceso de imbibición, se origina un nuevo camino (Curva "V"), tal como se indica en la Fig. 1.15.

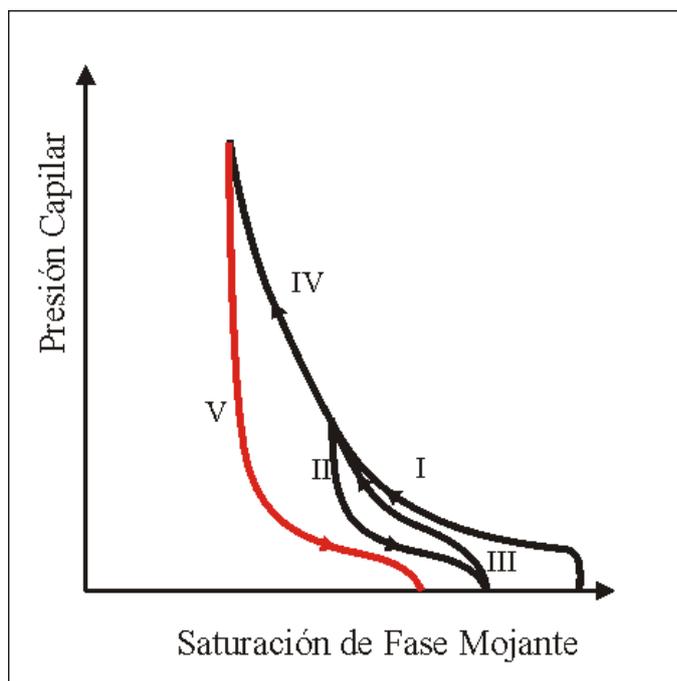


Fig. 1.15 – Nuevo Proceso de Imbibición

Importante: La curva "V" conduce a un valor de S_{or} más grande que el correspondiente a la curva "II". Esto obedece a que el hidrocarburo contactó una parte más grande de la estructura poral y, por lo tanto, tuvo acceso a capilares no contactados por el drenaje inicial. En consecuencia, al retirar el hidrocarburo existen más lugares donde el mismo puede quedar atrapado.

En consecuencia, tal como se deduce de la Fig. 1.15, el valor de S_{or} no es una propiedad del medio poroso. También interviene la historia de saturaciones en la magnitud final de S_{or} .

Habiendo tantas curvas de presión capilar asociadas a un medio poroso con un determinado juego de fluidos, ¿Cuál es la curva que debe usarse en la caracterización de reservorios?

En principio, la curva principal de drenaje es la adecuada para describir el proceso de acumulación de hidrocarburos en la trampa. En otras palabras, es la curva que debe usarse para la estimación del OOIP.

Observación: *Para que esto sea válido, la mojabilidad del sistema debe ser la que se indicó. Esto es totalmente cierto en sistemas gas-agua, pero debe verificarse para sistemas petróleo-agua.*

Para describir el proceso de inundación con agua del reservorio (acuífero natural o inyección), debe emplearse la curva de imbibición correspondiente, que incluye un valor de S_{or} .

Observación: *La curva de Imbibición que parte de S_{wirr} es adecuada, en principio, para describir el comportamiento de aquellas zonas de la estructura que se encuentran en S_{wirr} al comienzo de la explotación. Para la zona de transición capilar son innumerables las curvas necesarias (una para cada S_w inicial).*

1.4 Mojabilidad

En algunos casos ocurre que durante el ensayo o durante la producción de pozos de petróleo se presentan aparentes "anomalías" atribuibles a la mojabilidad del reservorio. Sin embargo, a la hora de cuantificar la producción de un reservorio, la mojabilidad se presenta como una especie de propiedad "intangible". No hay ecuaciones de Ingeniería de Reservorios en los que se introduzca un valor de Mojabilidad.

En esta página vamos a analizar la mojabilidad desde un punto de vista práctico y conceptual, con la intención de facilitar su aplicación a la evaluación de reservorios.

1.4.1 Los Conceptos Fundamentales

Desde el punto de vista conceptual, vamos a dejar de lado las definiciones teóricas, que se basan en ángulos de contacto (que no son fácilmente definibles en sistemas porales naturales) y vamos a recurrir a propiedades macroscópicas y a los efectos prácticos de la mojabilidad sobre las características del flujo multifásico en el medio poroso.

De este modo podemos establecer que si un medio poroso es mojable a una determinada fase (fase Mojante), esta condición se traduce en que:

1. La fase **Mojante** ingresa al medio poroso en forma espontánea. Y, por lo tanto, es necesario entregar energía para sacarla del medio poroso.
2. La fase **Mojante** tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red poral. Y, en consecuencia, la fase **Mojante** es difícil de movilizar a través del medio poroso.

En forma complementaria podemos establecer que:

1. La fase **no-Mojante** es expulsada del medio poroso en forma espontánea. Y, por lo tanto, no es necesario entregar energía para extraerla de la red poral. Sólo es necesario disponer de una fuente de fase **Mojante** para que la reemplace en forma espontánea.
2. La fase **no-Mojante** tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral. Y, en consecuencia, la fase **no-Mojante** es más fácilmente movilizable.

Sin embargo estas definiciones tienen sus limitaciones.

En sistemas ideales (Ej: medios porosos formados por manojos de capilares rectos), y en ausencia de fuerzas gravitatorias, el desplazamiento de la fase no-mojante por la fase mojante procede hasta que se produce un reemplazo total de una por otra.

En sistemas reales se presentan dos fenómenos que impiden que las cosas procedan como en los sistemas ideales.

1. Los sistemas porales naturales atrapan fases residuales durante los desplazamientos inmiscibles.
2. Es muy frecuente la presencia de mojabilidades mixtas.

El primer punto impide que el reemplazo de una fase por otra se complete. Cuando la fase desplazada se hace discontinua, ya no es posible que progrese el desplazamiento. Esta característica pone un primer límite a la posibilidad de completar la imbibición.

El segundo punto se manifiesta impidiendo que se alcancen las saturaciones residuales durante el proceso espontáneo de imbibición. Esta segunda limitación hace que el reemplazo de una fase por otra se detenga antes de llegar a la condición residual de la fase no-mojante.

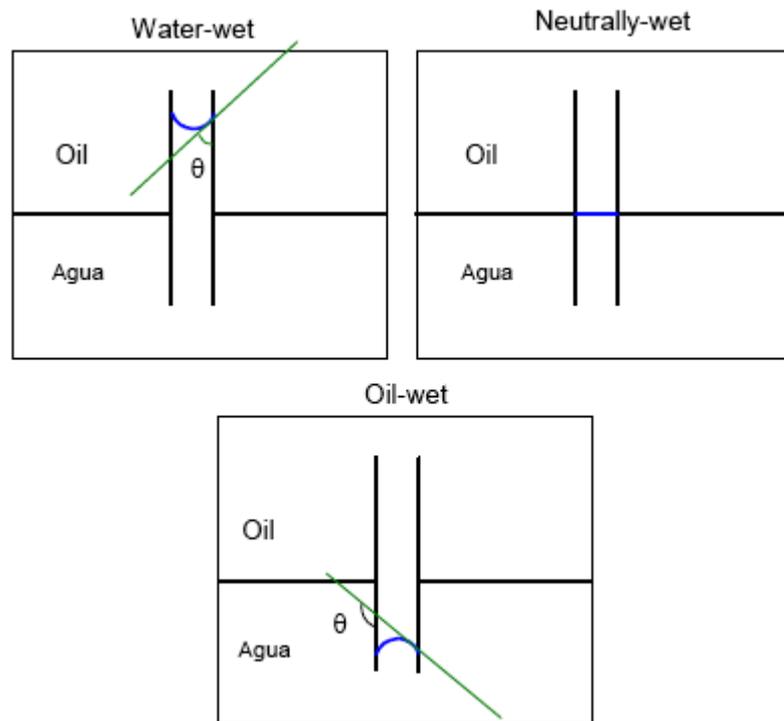


Fig. 1.16 – Mojabilidad de un Sistema Aceite / Agua / Solido

1.4.2 La Medición de Laboratorio

Existen dos metodologías básicas de laboratorio para "cuantificar" la mojabilidad.

- El método de Amott.
- El método USBM. Conocido también como método de la centrífuga.

Con fines didácticos describiremos sólo el primero de estos métodos, pues su interpretación es más "intuitiva".

En el método de Amott se cumple la siguiente secuencia de mediciones.

1. Se elige la muestra cuya mojabilidad se quiere determinar. En general es una muestra proveniente de una corona ("core") preservada.
2. Sin lavar la muestra, se completa la saturación de líquido hasta el 100% del VP, empleando petróleo o una fase equivalente.
3. Se inyecta petróleo, en una celda de desplazamiento, hasta que la muestra no produce más agua. Se asume que, en estas condiciones el sistema poral se encuentra en condiciones de Swirr.
4. Se realiza el primer ensayo de **imbibición** por inmersión de la muestra en un cubeta **con agua**. En esta etapa se mide el ingreso espontáneo de agua mediante el registro del petróleo expulsado del medio poroso. A la cantidad de petróleo producida en forma espontánea (sin aporte de energía externa) se lo denomina "volumen de petróleo producido por imbibición" (**V_o_i**).
5. Se desplaza petróleo adicional mediante un proceso de aporte de energía externa. Esta etapa puede cumplirse por centrifugado o

por barrido con agua. A la cantidad de petróleo producida con aporte de energía externa se lo denomina "volumen de petróleo forzado" (V_{of}).

6. Se calcula el índice de mojabilidad al agua (I_w) como
 - $I_w = V_{oi} / (V_{oi} + V_{of})$
7. Se realiza el segundo ensayo de **imbibición** por inmersión de la muestra en un cubeta **con petróleo**. En esta etapa se mide el ingreso espontáneo de petróleo mediante el registro del agua expulsada del medio poroso. A la cantidad de agua producida en forma espontánea (sin aporte de energía externa) se lo denomina "volumen de agua producida por imbibición" (V_{wi}).
8. Se desplaza agua adicional mediante un proceso de aporte de energía externa. Esta etapa puede cumplirse por centrifugado o por barrido con petróleo. A la cantidad de agua producida con aporte de energía externa se lo denomina "volumen de agua forzado" (V_{wf}).
9. Se calcula el índice de mojabilidad al petróleo (I_o) como
 - $I_o = V_{wi} / (V_{wi} + V_{wf})$

En forma resumida estos índices expresan, para cada fase, la siguiente proporción:

- **Ind. de Mojab. = Vol. Ingresado en Forma Espontánea / Vol. Total Ingresado**

Definidos de esta forma, los índices de mojabilidad al agua y al petróleo expresan la fracción del proceso de desplazamiento que se produce en forma espontánea.

- Un índice de mojabilidad cercano a 1 (uno) implica que el proceso de desplazamiento se completa en forma espontánea.
- Un índice de mojabilidad cercano a 0 (cero) implica que el proceso de desplazamiento sólo es posible con el agregado de energía externa.

Nota: Es común que ambos índices de mojabilidad tomen valores intermedios (entre 0 y 1), indicando que, en alguna medida, tanto el petróleo como el agua ingresan en forma espontánea en el medio poroso.

En general se indica como mojabilidad preferencial a la de la fase que posee mayor índice de mojabilidad, se habla de mojabilidad intermedia en los casos que ambos índices son de la misma magnitud.

1.4.3 Consecuencias

Cuando un medio poroso presenta una mojabilidad preferencial a uno de los fluidos que contiene, se presentan dos efectos manifiestos que tienen importancia tanto en la producción de fluidos como en la modelización del flujo multifásico.

1.4.4 Efectos de Borde

Este efecto pone de manifiesto la tendencia de la fase mojante a permanecer en el medio poroso. De esta forma, mientras no se aplique una diferencia de presión equivalente a la presión capilar que retiene a la fase mojante, ésta no es expulsada de la roca. En redes porales muy cerradas ("tight sands") este efecto es responsable de la no producción de agua aunque la saturación de agua sea notablemente superior a la Swirr.

1.4.5 Permeabilidades Relativas

Tal como se desarrolla en otras páginas de este foro, las permeabilidades relativas medidas en laboratorio, expresan la relación funcional entre la saturación de fases y la capacidad de un medio poroso para conducir dichas fases, cuando las fuerzas dominantes del proceso son las fuerzas viscosas.

Bajo dominio de las fuerzas viscosas las fases tienden a moverse preferentemente por los canales porales de mayor diámetro, y

esta situación se presenta en zonas de alto caudal, donde los gradientes de presión dinámicos superan ampliamente las presiones capilares del sistema.

Sin embargo en zonas de bajo caudal de circulación de fluidos (lejos de pozos productores o inyectoros) las fases tienden a ocupar los canales propios de los equilibrios estáticos. En estas condiciones la fase mojanante (o aquella a la que la roca muestra mojanabilidad preferencial), tiende a ocupar los poros de menor diámetro, de modo que las curvas de permeabilidades relativas pueden cambiar notablemente de una zona a otra del reservorio. La fase mojanante es menos móvil en desplazamientos a baja velocidad.

Estas características generan situaciones en que no se cumple la ley de Darcy, puesto que a diferentes caudales cambia la distribución de fases entre capilares de diferente diámetro. En consecuencia se pierde la proporcionalidad entre diferencia de presión y caudal. A nivel de laboratorio este efecto es frecuente y está ampliamente documentado. El mismo fenómeno ocurre a escala de reservorio por lo que resulta necesario contemplarlo al adaptar las curvas de permeabilidad relativa en el proceso de escalamiento.

1.4.6 Cómo Introducir la Mojabilidad en los Modelos de Reservorio

Tal como se mencionó al comienzo de este desarrollo, la mojabilidad no es parámetro que se introduzca en forma directa en los cálculos de ingeniería de reservorios. Sin embargo los efectos de la mojabilidad se manifiestan en:

- La forma que adoptan las curvas de distribución de fluidos en el medio poroso
- Las movilidades de las diferentes fases en función de la saturación del sistema.

Por esta razón, a nivel de laboratorio es indispensable una correcta determinación de la mojabilidad de las muestras ensayadas porque la interpretación de los resultados y su posibilidad de escalamiento a las condiciones del reservorio está muy vinculada al conocimiento del valor que adopta este parámetro.

De modo que la medición rutinaria de mojabilidad apunta a dos objetivos primarios:

1. Tratar de determinar la mojabilidad del sistema en condiciones de reservorio para poder escalar las mediciones de laboratorio y para

interpretar la respuesta del reservorio a las distintas condiciones de explotación.

2. Conocer la mojabilidad que manifiestan las muestras en las condiciones de laboratorio.

El primer objetivo obliga a realizar una serie de suposiciones, de las cuales la más limitante es la de aceptar que la roca llega al laboratorio en las mismas condiciones de mojabilidad que tenía en el reservorio. Este punto es de difícil demostración debido a la gran cantidad de operaciones que se realizan durante el coroneo, transporte y almacenamiento del material extraído (exposición a filtrados de lodo, despresurización, exposición al oxígeno atmosférico, etc). Sin embargo el dato de laboratorio es el primer dato a emplear en la caracterización del reservorio.

Si más adelante se dispone de indicaciones diferentes en función del análisis de perfiles o interpretación de los datos de producción, el dato de laboratorio debe re-interpretarse o modificarse para adaptarlo a la realidad del sistema.

El segundo objetivo se cumple con total certeza a nivel de laboratorio. Una medición de mojabilidad en laboratorio es, por definición, totalmente representativa de la mojabilidad que manifiestan las muestras en condiciones de laboratorio. Esta

afirmación, que parece trivial, es importante pues es la que permite reinterpretar la información de laboratorio si se llegara a la convicción de que a nivel de reservorio la mojabilidad es diferente.

Un punto importante a mencionar es que si bien suele ser un valor constante, la mojabilidad a nivel de reservorio puede variar con la proximidad a los acuíferos o con la composición de los hidrocarburos en diferentes ubicaciones espaciales dentro de la estructura.

En general los reservorios que muestran una neta mojabilidad al agua suelen presentar ese comportamiento en toda la estructura. Por otro lado, cuando se encuentran indicios de mojabilidad mixta o de mojabilidad preferencial al petróleo, puede suponerse que en diferentes zonas, estas características pueden mostrar cambios importantes. Esto último obedece a que, en general una mojabilidad al petróleo implica un cambio de la mojabilidad original del sistema. Y este cambio puede haber alcanzado diferente magnitud en diferentes zonas del reservorio.

Independientemente de las condiciones de mojabilidad de la roca reservorio, algunos ensayos de laboratorio se hacen en condiciones pre-fijadas de mojabilidad. En esta categoría se ubican

- Las mediciones de presión capilar aire agua. Estos sistemas son totalmente mojables al agua.
- Las mediciones de presión capilar por inyección de mercurio. El mercurio cumple la función de la fase no-mojante.
- Otros ensayos que se realizan sobre muestras lavadas donde, durante el proceso, suele obtenerse una marcada mojabilidad al agua.

En resumen, para una correcta interpretación y escalamiento de los datos de laboratorio, resulta imprescindible conocer la mojabilidad de las muestras “frescas” (recién extraídas del reservorio) para realizar los ensayos en condiciones de mojabilidad equivalente. Si, con el tiempo, se aceptara una mojabilidad diferente a nivel de reservorio, es necesario re-interpretar los resultados de laboratorio. Y esto sólo es posible si se conoce la mojabilidad que manifestaban las muestras durante los ensayos realizados.

1.5 Promedio de Curvas de Presión Capilar

Durante las evaluaciones que se realizan en Ingeniería de Reservorios frecuentemente resulta necesario simplificar los datos disponibles y también los modelos que se emplean. Esta simplificación es inevitable debido a la diversidad de la información recolectada y la cantidad de incertezas que se presentan al momento de definir adecuadamente las condiciones imperantes en el reservorio. Sin embargo toda simplificación conlleva el riesgo de la sobre-simplificación.

Pero de todos modos es conveniente analizar algunos casos en que las simplificaciones (de datos o de modelos) pueden alterar significativamente la caracterización del reservorio.

En palabras de L Dake,

"... El manejo estadístico de los datos posee un efecto de "suavizado" que sistemáticamente subvalora la verdadera magnitud del contraste de permeabilidades..., ... Tales correlaciones petrofísicas son adecuadas para brindar un promedio razonable de permeabilidad del reservorio, tal como se describió previamente en esta sección, pero no da lugar a un número muy usable en la ingeniería de reservorios. Por el contrario lo que habitualmente se requiere es el valor detallado de permeabilidad en el punto de interés ..."

Dentro de esta línea de trabajo, en el resto de la página se analiza una de las metodologías regulares para obtener el promedio de curvas de presión capilar: La función **J** de Leverett.

La Función **J** fue definida por este autor en un trabajo de 1941 y adopta la siguiente forma.

$$\mathbf{J(Sw) = (k / \phi)^{0.5} Pc(Sw) / (\sigma \cos \theta)} \quad \mathbf{[9]}$$

Donde:

- $J(Sw)$ = Función **J** (Que, al igual que la Pc , es función de la Sw).
- Sw = Saturación de la fase mojante (habitualmente agua).
- k = Permeabilidad absoluta del medio poroso.
- ϕ = Porosidad.
- Pc = Presión Capilar.
- σ = Tensión interfacial.
- θ = Ángulo de contacto en la interfase fluidos/sólido.

Básicamente el desarrollo de Leverett constituye un esfuerzo por simplificar, mediante un modelo semi-empírico, la dispersión natural que se obtiene al medir curvas de Presión Capilar sobre diferentes muestras, con diferentes parejas de fluidos.

- El divisor " $\sigma \cos \theta$ " tiene en cuenta la influencia de los fluidos empleados. *A igualdad de otras condiciones, la presión capilar es directamente proporcional a la tensión interfacial efectiva del sistema.*
- El factor $(k / \phi)^{0.5}$ contempla las diferencias entre distintos medios porosos. *A igualdad de otros factores el diámetro poral efectivo es proporcional a este término y la P_c es inversamente proporcional al radio poral.*

Se puede decir que esta formulación (la de Leverett) alcanzó un éxito parcial dado que siempre surgen situaciones que se apartan de los comportamientos idealizados. Sin embargo todavía es una herramienta empleada para simplificar (estadísticamente) los datos experimentales.

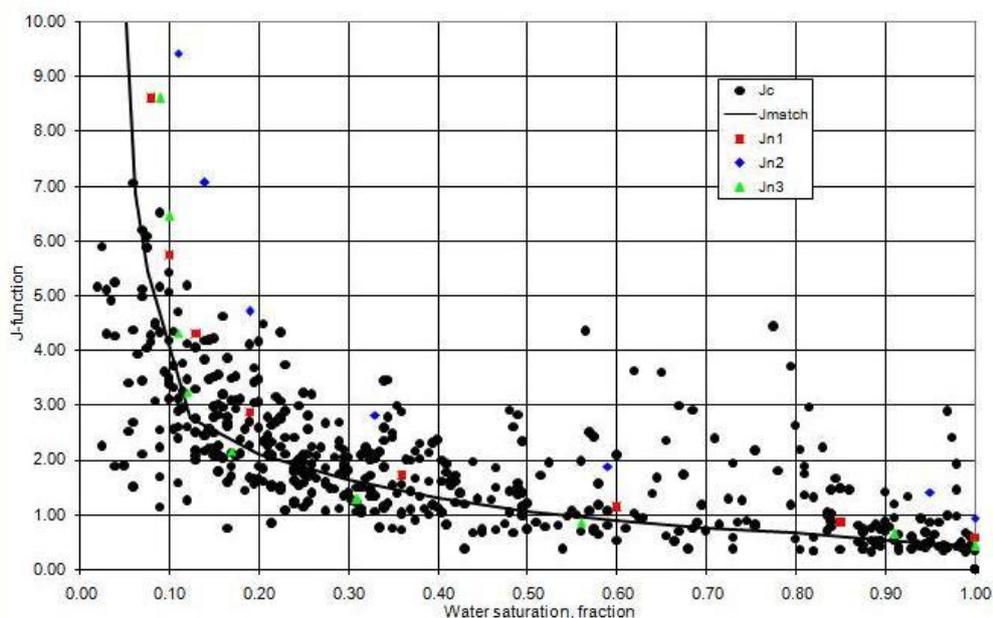


Fig. 1.17 – Ejemplo de una Curva Elaborada con la Función J

El empleo regular de la función **J** de Leverett puede resumirse en los siguientes pasos:

1. Selección de muestras que abarquen un rango representativo de porosidades y permeabilidades del nivel en estudio.
2. Medición de las curvas de presión capilar en las muestras seleccionadas. En el caso general se emplean diferentes metodologías de medición y/o diferentes parejas de fluidos (aire/agua, petróleo/agua, etc). A veces se incluyen las curvas de Inyección de Mercurio. Sin embargo, esta práctica no es recomendada aunque es de uso frecuente.
3. Transformación de todas las curvas medidas, mediante la ecuación [1] y obtención de un gráfico conjunto de las mismas.
4. Obtención de una curva de ajuste mediante mínimos cuadrados o algún otro procedimiento adecuado de ajuste numérico o gráfico. Esta curva (única) es la función **J** que describe el nivel o reservorio que se está caracterizando.
5. Aplicación de la curva (función **J**) obtenida en el punto anterior para describir las zonas de interés.

Un ejemplo sencillo de la aplicación mencionada en el punto 5 se realiza de acuerdo con la siguiente secuencia:

1. Se delimita el bloque a caracterizar (una celda de un simulador, un nivel productivo o todo el reservorio, según el caso).
2. Se obtiene una permeabilidad y una porosidad promedio para el bloque.
3. Se resuelve la ecuación [1] para obtener la $P_c(S_w)$ en función de $J(S_w)$ para los valores calculados de permeabilidad y porosidad (punto previo) y las tensiones interfaciales y ángulos de contacto aceptados a nivel de reservorio.

Sin embargo es interesante resaltar las siguientes consecuencias de esta metodología de trabajo:

- Las curvas obtenidas tratan al bloque como un sistema homogéneo.
- La S_w en función de la profundidad resulta monótonamente decreciente a medida que se recorre el camino desde la base hacia el tope de la estructura del bloque elegido.
- Se establece un único valor para S_{wirr} para dicho bloque (el que resulta del cálculo de la función J).

De este modo, en bloques con marcadas heterogeneidades puede resultar muy difícil trasladar esta curva promedio de presión capilar a la descripción del reservorio. La razón es muy simple y está ligada al procedimiento de cálculo en el que se tuvo en cuenta la heterogeneidad

(en la selección de muestras) pero no se tuvo en cuenta la distribución vertical de dicha heterogeneidad.

A modo de ejemplo, con permeabilidades decrecientes hacia el tope de la estructura es posible que la S_w en un determinado nivel sea superior a la existente en una cota inferior. Y la sobre-simplificación de la metodología analizada no permite describir este tipo de situaciones.

El desarrollo previo no quiere decir que no deben emplearse los promedios de curvas de presión capilar. Sólo indica que el empleo de estos promedios debe hacerse con el cuidado propio de toda simplificación.

Por otro lado la función J de Leverett es apta para detectar tendencias o agrupamientos entre las muestras estudiadas. En ese caso su uso no apunta a describir directamente el reservorio sino a correlacionar niveles o litologías o a comparar la validez relativa de las diferentes mediciones experimentales.

NOTA: La otra vía regular para realizar el promedio de curvas de Presión Capilar se basa en la correlación de S_w con la permeabilidad para diferentes presiones capilares. Las conclusiones de esta página son independientes de la metodología elegida.

1.6 Aplicación de la Presión Capilar a la Ingeniería de Yacimientos

Siempre que dos o más fluidos coexistan en un sistema de tubos capilares, la combinación de la tensión superficial y la curvatura debida a los tubos capilares hace que las dos fases experimenten diferentes presiones. A medida que las saturaciones relativas de las fases cambian, se ha encontrado que estas diferencias de presión también cambian. La diferencia entre las presiones de dos fases cualesquiera se define como presión capilar. Las presiones capilares se pueden determinar para sistemas bifásicos de diferentes clases; de interés para la industria del petróleo están los sistemas de gas-salmuera, gas-aceite y aceite-salmuera.

Los datos de presión capilar se utilizan directamente en programas numéricos de simulación y para calcular la distribución de los fluidos en el yacimiento. Las saturaciones residuales e irreducibles de los fluidos, obtenidas durante las mediciones de presión capilar, se pueden utilizar para ayudar a estimar la cantidad de aceite recuperable y las saturaciones esperadas de agua fósil. En cualquier medio poroso con presencia de fluidos bifásicos, la fase mojante tendrá siempre la presión más baja. Por lo tanto, las curvas de presión capilar se pueden también utilizar para determinar las características de mojabilidad del yacimiento. Las presiones capilares se miden comúnmente con uno de dos instrumentos: celdas de desaturación de plato poroso o

centrífugas. Debido a que los tiempos de prueba son más cortos, la centrífuga es la técnica de prueba preferida. La ultra-centrífuga permite realizar la prueba a temperaturas hasta de 150°C. Existen técnicas para la determinación de la presión capilar en núcleos consolidados y no consolidados.

CAPITULO 2

2. FORMAS PARA DETERMINAR LA PRESION CAPILAR

2.1 Método de la Centrifuga

En este método se emplea una centrifuga de alta velocidad para aumentar la diferencia de presión entre las fases.

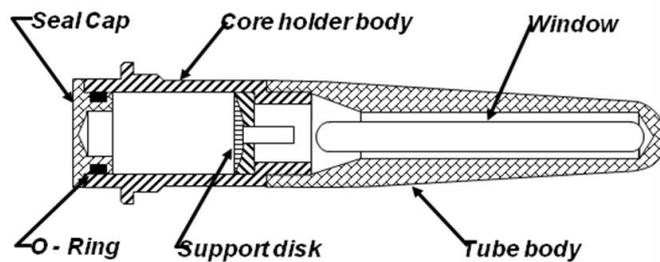


Fig. 2.1 – Tubo Especialmente Diseñado para el Método de la Centrifuga

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.
- Compara favorablemente con el método de Estados Restaurados en todo el rango de saturaciones.

Desventajas:

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

Este método de medición de las curvas de presión capilar presenta características únicas con respecto a las metodologías alternativas (membrana semi-permeable e inyección de mercurio).

2.1.1 Características Generales y Metodología Experimental

La metodología típica de trabajo para obtener curvas de presión capilar gas-agua es la siguiente:

1. Se satura la muestra al 100 % con agua de formación.
2. Se coloca la muestra en un tubo de centrifuga especialmente diseñado.
3. Se hace girar la muestra a un régimen fijo de revoluciones hasta que se detiene la eliminación de agua por efecto de la fuerza generada.
4. Se hace la lectura de agua desplazada sin detener la centrifuga. Para ello se emplea un estroboscopio que permite realizar la lectura en pleno régimen de giro.
5. Se repiten las operaciones indicadas en los puntos "3" y "4" a regímenes crecientes de giro, hasta alcanzar el máximo régimen previsto.

Al final del proceso se dispone de una serie de pares de datos Régimen de giro - Volumen desplazado. Este juego de valores se transforma fácilmente a pares Presión Capilar - Saturación promedio de la muestra, pero requiere algún tratamiento numérico antes de convertirse en la curva de presión capilar del sistema.

En el capítulo anterior se mostró que el ascenso capilar y la presión capilar de un sistema se relacionan con la ecuación:

- $P_{CAP} = \Delta\delta_{wo} \cdot g \cdot h.$ [1]

En el caso de la centrífuga "g" toma un valor más genérico que el de la gravedad y debe reemplazarse por la aceleración radial originada por el giro del sistema. Al máximo régimen de giro se dispone de una aceleración equivalente a varios cientos de "gravedades", por lo que, para desarrollar un modelo equivalente podemos decir que una muestra de 5 cm sometida a 500 gravedades es similar (en cuanto a la manifestación de efectos capilares) que una muestra 25 m sometida a la gravedad normal.

Lo anterior significa que, en la muestra mencionada

- En la base de la muestra, donde la altura de líquido es cero ($h=0$) la presión capilar es nula. Este punto se corresponde con el FWL.
- En el tope de la muestra de 5 cm, la presión capilar corresponde a la que desarrolla en 25 m de espesor de reservorio.

En otras palabras, en la base de la muestra se tienen (siempre) el 100 % de saturación de agua y en el tope de la muestra se tiene la saturación equivalente a la presión capilar indicada en [1].

La situación mencionada conduce a que la saturación de la muestra no sea uniforme y que, por lo tanto, la saturación media obtenida por medición directa no sea la saturación correspondiente a la presión aplicada en el tope de la muestra.

Por esta razón debe realizarse un ajuste numérico para obtener la curva deseada.

***NOTA:** La saturación inhomogénea de la muestra en cada régimen de giro es la razón por la que las mediciones deben hacerse con la centrifuga en movimiento. Si el aparato se detuviera para hacer las mediciones se producirían fenómenos de histéresis que afectarían notablemente los resultados.*

2.2 Método de la Inyección de Mercurio

En esta sección se profundiza sobre las particularidades del método de inyección de mercurio, haciendo hincapié en los aspectos que diferencian sus resultados de los obtenidos mediante las otras metodologías.

2.2.1 Características Generales y Metodología Experimental

El mercurio se comporta como fase no mojante frente a la gran mayoría de los minerales que constituyen la matriz porosa de las rocas de interés para la acumulación de hidrocarburos. En otras palabras, una roca porosa, puesta en contacto con mercurio, no sufre el proceso espontáneo de imbibición. Por el contrario, para introducir el mercurio en la red poral es necesario vencer (mediante la aplicación de una presión externa) las fuerzas capilares que se oponen al ingreso de esta fase líquida.

Por dicha razón, el juego de fluidos aire-mercurio es apto para la medición de fenómenos capilares en medios porosos naturales. Sin embargo las curvas obtenidas presentan semejanzas y diferencias importantes con las que se obtienen con los sistemas gas-agua, gas-petróleo y agua-petróleo.

La Fig. 2.1 muestra un esquema, muy simplificado, del equipo empleado rutinariamente para realizar estas mediciones.

La muestra, limpia y seca, se pesa, se introduce en la celda de medición y se aplica alto vacío a todo el conjunto con una bomba adecuada (no mostrada en la imagen). La Fig. 2.1 ilustra el momento en que se realiza la primera medición volumétrica en la bomba de desplazamiento. En ese momento el mercurio sólo llega hasta el enrase inferior de la celda.

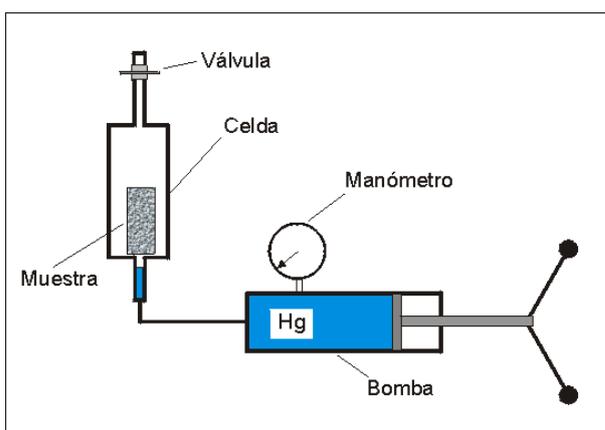


Fig. 2.2 - Lectura inicial durante la determinación de Presión Capilar por Inyección de Hg

La Fig. 2.2 muestra el estado del sistema, cuando el mercurio alcanza el engrase superior (Nota: aunque no se indica en detalle en las figuras, ambos engrases se realizan en forma visual empleando marcas pre-establecidas en las ventanas inferior y superior del equipo).

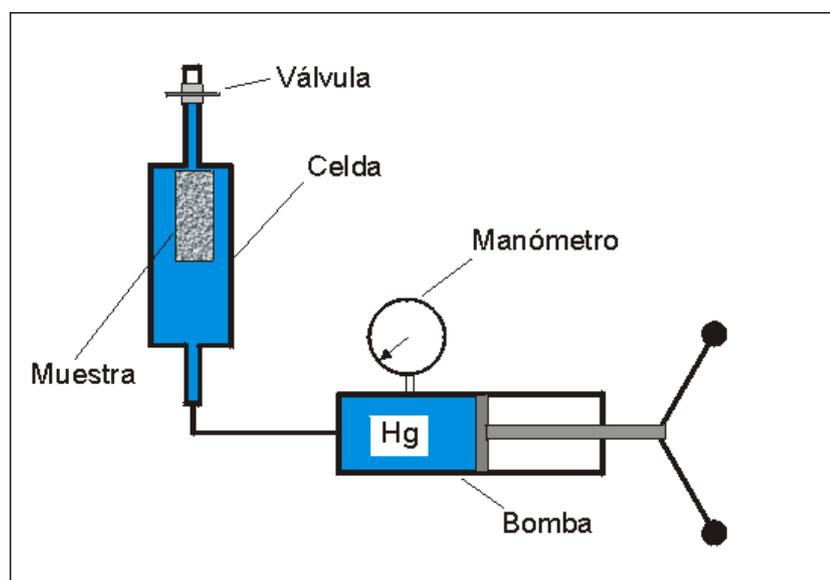


Fig. 2.3 - El Mercurio alcanza el engrase superior

En el punto ejemplificado por la Fig. 2.2, no se ejerce presión adicional mediante la bomba de mercurio. Hasta ese momento la bomba se emplea solamente para inundar con Hg la cámara previamente evacuada con la equipo de alto vacío.

La diferencia de lecturas, entre las posiciones de bomba en ambas figuras, permite calcular el volumen no ocupado por la

muestra. Habiendo calibrado la celda con anterioridad, este valor permite calcular el volumen aparente ("bulk") de la muestra empleada.

***Nota:** Para realizar este cálculo se asume que el mercurio aún no invadió el medio poroso. Esta suposición es válida, en general, para muestras con permeabilidad menor a 1 Darcy que no presentan macroporos o fisuras discernibles a simple vista.*

A partir de este punto se comienza con la medición de presión capilar propiamente dicha. En otras palabras se comienza a realizar la serie de mediciones **Presión-Volumen** que se traducen a valores de **Presión Capilar - Saturación de fase mojan**te mediante las calibraciones adecuadas y el conocimiento del VP de la muestra.

- **Presión Capilar** = P. de fase no mojan
te - P de fase mojante. = P Hg - P vacío = **P Hg**- **Sat de fase mojan**te (%) = $(VP - V_{Hg \text{ inyectado}}) / VP * 100$

El ensayo se continúa hasta que se aplica la máxima presión capilar programada obteniéndose, en este proceso, la curva de drenaje de la fase mojante.

Nota: Si durante la despresurización del sistema, se registran los nuevos pares de valores Presión Hg - Volumen de Bomba, en este proceso se obtiene la curva de Imbibición de la fase mojante.

El proceso de medición completo (entre 20 y 30 pares de valores Presión-Volumen) insume entre 1 y 2 horas de medición.

2.2.2 La Inyección de Mercurio y la Swirr

En todos los demás sistemas rutinarios para la medición de presión capilar, la fase mojante (agua o petróleo) es básicamente incompresible mientras que, en el caso del sistema mercurio-aire, la fase mojante (aire) es muy compresible. De hecho, en vez de aire se emplea alto vacío para tornar aún más compresible a la fase mojante. Esta característica genera algunas diferencias fundamentales entre el procedimiento de inyección de mercurio y las demás técnicas de medición.

2.2.3 Comparación entre Inyección de Mercurio y otras Metodologías	
Otras metodologías	Inyección de Hg
Requieren una vía de eliminación de la fase mojante. Ejemplo: <i>el gas puede invadir una fracción de la red poral sólo en la medida que se retire una cantidad equivalente de agua o de petróleo.</i>	No requiere eliminación de la fase mojante: El mercurio puede invadir el medio poroso sin retirar otro fluido pues la red poral se encuentra inicialmente en condiciones de alto vacío.
Poseen un límite para la eliminación de la fase mojante. Una vez que se alcanza una saturación en que la fase mojante se hace discontinua, ésta deja de fluir y por lo tanto no puede eliminarse cantidades adicionales por incremento de presión en la fase no-mojante. Cuando se desplaza agua, el límite de desplazamiento se conoce como Swirr.	No hay límite para la inyección de mercurio en la red poral. Como la fase "desplazada" es vacío, el mercurio puede invadir el 100 % del VP de la muestra. No puede obtenerse el valor de Swirr a partir de esta medición
Requieren muestras bien conformadas.	Puede trabajarse con muestras mal conformadas y, con algunas precauciones pueden emplearse "cuttings" para las mediciones.
No permiten una descripción completa de los diámetros porales del sistema. La existencia de fases residuales impide alcanzar los diámetros más pequeños con la fase no-mojante.	Permite una descripción completa de los diámetros porales del sistema. La inexistencia de fases residuales permite alcanzar (con la aplicación de las presiones adecuadas), los diámetros más pequeños con la fase no-mojante.

Tabla 2.1 - Comparación entre Inyección de Mercurio y otras Metodologías

De las diferencias mencionadas, el punto más destacable es el que se refiere a la ***imposibilidad de estimar el valor de Swirr mediante la medición de presión capilar por inyección de Hg.*** Lamentablemente esta operación (estimación del valor de Swirr a partir de la curva de inyección de Hg) es una práctica frecuente, basada en la supuesta equivalencia de todas las curvas de presión capilar. Pero, como se mencionó a lo largo de esta página, la equivalencia entre la curva de inyección de Hg y las otras curvas rutinarias, se pierde cuando la fase mojante se hace discontinua.

En los otros métodos, cuando el agua o el petróleo se hacen discontinuos, no es posible disminuir su saturación por aumento de la presión en la fase no-mojante, pero en el caso de inyección de Hg cuando el vacío se hace "discontinuo", no hay impedimento para que el mercurio sigue invadiendo el medio poroso a medida que se incrementa la presión aplicada sobre él.

Esta situación fue puesta de manifiesto incluso en la publicación original de Purcell¹. En dicha publicación Walter Rose incluye la siguiente observación:

".... Por lo que puede anticiparse con fundamentos teóricos, y verdaderamente puede establecerse a partir de un examen de los

datos de Purcell que la saturación mínima ("irreductible") de fase mojante... .. no es un resultado del método de inyección de mercurio puesto que este procedimiento involucra una compresión más que un desplazamiento de la fase mojante durante la desaturación. Es evidente, por lo tanto, que los datos reportados por Purcell reflejan principalmente una distribución completa de radios porales... .. brindando información no directamente derivable de las curvas convencionales de presión capilar y conduciendo a a una metodología para estimar permeabilidades y características litológicas de los medios porosos. Sin embargo, debe enfatizarse que no se espera, como resultado habitual, la equivalencia exacta entre los datos convencionales de presión capilar y los obtenidos por inyección de mercurio...".

A lo que Purcell responde (en la discusión incluida junto con el artículo original)

"... Mr Rose ha señalado, muy adecuadamente, las condiciones que deben cumplirse para una equivalencia exacta entre las curvas de inyección de mercurio y las obtenidas por otros métodos. Adicionalmente ha señalado que esas condiciones no necesariamente se cumplen. Es adecuado, por lo tanto, establecer que el autor (Purcell) no pretendió establecer, tal como

indica Mr Rose, que el método de inyección de Hg es exactamente equivalente a los métodos convencionales, sino que prefirió mostrar experimentalmente que para los diversos tipos de formación estudiados y en el rango de permeabilidades y porosidades encontrados, existe una razonable similitud entre la presión capilar de mercurio y la del sistema aire-agua. En la publicación no se sacan conclusiones a partir de la comparación de curvas más allá de la similitud mencionada y la misma conclusión ha sido obtenida por Mr Rose con placas de vidrio "fritado". Más aún, **debe ser señalado que sólo se discute una aplicación de los datos de presión capilar: La estimación de permeabilidad...**".

En la Fig. 2.3 se incluyen, a modo ilustrativo, las figuras mencionadas en los párrafos precedentes. En la comparación visual se observa tanto la similitud general mencionada por Purcell como la tendencia de la curva de inyección de mercurio a continuar con el ingreso de fase no-mojante más allá del punto de Swirr establecido para la curva aire-agua.

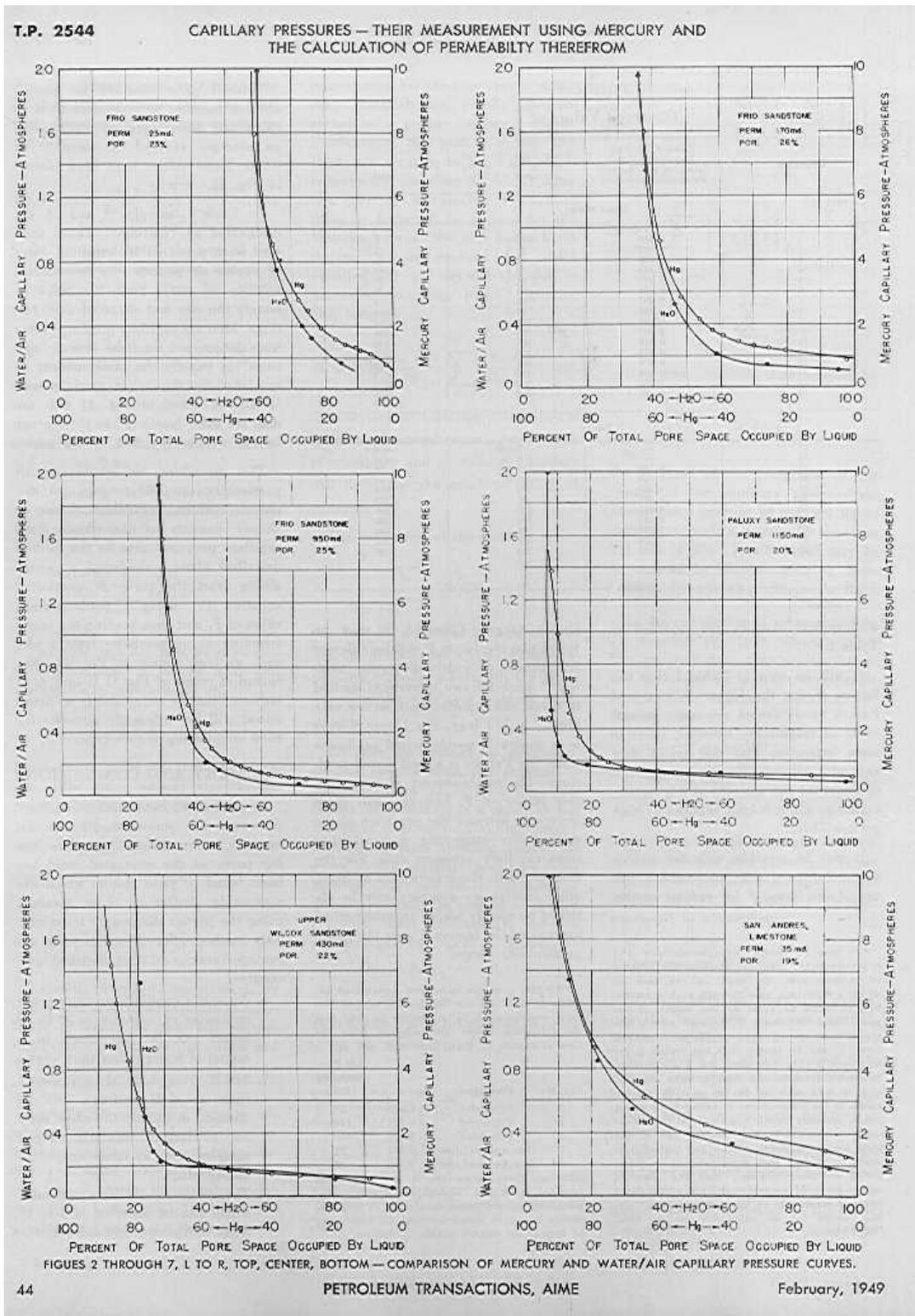


Fig. 2.4 - Datos presentados por Purcell

La diferencia entre curvas convencionales y curvas de inyección de mercurio es mucho más dramática cuando se trabaja a presiones mayores a las empleadas por Purcell. En tanto que las curvas convencionales evolucionan sólo hasta alcanzar el valor de Swirr, la curva de Hg continúa hasta alcanzar valores muy cercanos a "0", con presiones superiores a los 10,000 psia. Cualquiera que sea el límite superior de presión empleado en la inyección de mercurio, la curva parece estar alcanzando el valor de Swirr aunque el valor verdadero de esta magnitud se haya superado notoriamente.

En otras palabras: las curvas convencionales y la curva de inyección de Hg son básicamente equivalentes mientras la fase mojante no se hace discontinua y comienzan a separarse progresivamente a partir del valor de Swirr.

2.2.4 Conclusiones Principales de la Inyección de Mercurio y

Algunas Recomendaciones Especiales

En función de los desarrollos presentados pueden resumirse las limitaciones y ventajas que presentan las curvas de inyección de mercurio para caracterizar muestras de medios porosos.

Ventajas:

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

Desventajas:

1. **No permite obtener valores de Swirr.**
2. Sólo se puede trabajar sobre muestras secas. En algunos casos existe una notable diferencia entre la permeabilidad de las muestras secas y las que contienen saturaciones de agua propias del reservorio. En estos casos las curvas de inyección de mercurio pueden apartarse notablemente de las obtenidas por otras vías.
3. Inutiliza las muestras para usos posteriores. Es un método destructivo.

2.2.5 Recomendaciones para la Utilización de este Método

1. Registrar siempre el volumen de Hg retenido en el medio poroso luego de la descompresión del mercurio. Esta fase no-mojante residual puede correlacionarse con otras fases residuales (gas o petróleo) del mismo medio poroso.
2. Extender las mediciones hasta la máxima presión posible. De esta forma se dispone de mayor cantidad de datos para correlacionar o identificar diferentes tipos de rocas.

En realidad hay varias maneras de hacer "malabarismos" para estimar Sw_{irr} a partir de las curvas de Hg.

1. Conociendo la máxima presión capilar del sistema, se puede "entrar" por el eje de presiones y obtener Sw . El tema es que no se puede saber si este procedimiento nos conduce a estimaciones de Sw que sean inferiores al valor de Sw_{irr} , a menos que dispongamos de un dato más sólido. Además, las curvas comienzan a separarse antes de alcanzar Sw_{irr} (esto se ve en las curvas del trabajo de Purcell), porque algunos capilares van quedando aislados antes que otros.
2. Cuando la distribución de diámetros porales muestra heterogeneidades marcadas, haciendo algo parecido a lo que se hace con los perfiles de Resonancia Magnética, se puede

considerar que los poros grandes tienen fluidos desplazables y los poros chicos corresponden a fluidos residuales. Pero, si la distribución es continua, no se pueden sacar conclusiones simples.

Donde **SI** resulta adecuada la curva de inyección de mercurio es en la estimación de la magnitud de la zona de transición capilar. En otras palabras, con los coeficientes adecuados, esta curva aporta información para estimar el espesor de reservorio con significativas saturaciones móviles de ambas fases.

En pocas palabras ocurre como con toda la información de reservorio: **si se emplea con cuidado y criterio siempre es útil.** El problema surge cuando se supone que la medición puede brindar información para la que no está diseñada y se usan los resultados sin un previo análisis crítico.

2.3 Método de la Membrana Semi-Permeable

También es conocido como método de Estados Restaurados y constituye el método "patrón" o de referencia para las demás mediciones. Su funcionamiento se basa en el empleo de un medio poroso (membrana) con capilares muy finos que actúan como barrera semi-permeable cuando se encuentra saturada 100% con la fase mojante del sistema.

Conceptualmente es muy simple y su funcionamiento se basa en las propiedades capilares analizadas en el capítulo anterior, en la sección de Sellos Capilares.

Para las mediciones se emplea una cámara estanca en cuya base se coloca una membrana capilar (en general una porcelana muy homogénea) previamente saturada con la fase mojante del sistema.

Las muestras se saturan al 100% con la fase mojante (regularmente agua) y se colocan en el interior de la cámara estanca, en contacto capilar con la membrana semi-permeable. El contacto capilar se asegura con un material fino tal como tierra de diatomeas, que se coloca entre la muestra y la membrana.

La aplicación sucesiva de presiones crecientes de la fase desplazante, permite establecer los puntos de saturación de las muestras.

Es un método utilizado regularmente para obtener curvas de drenaje en sistemas gas-agua o petróleo-agua.

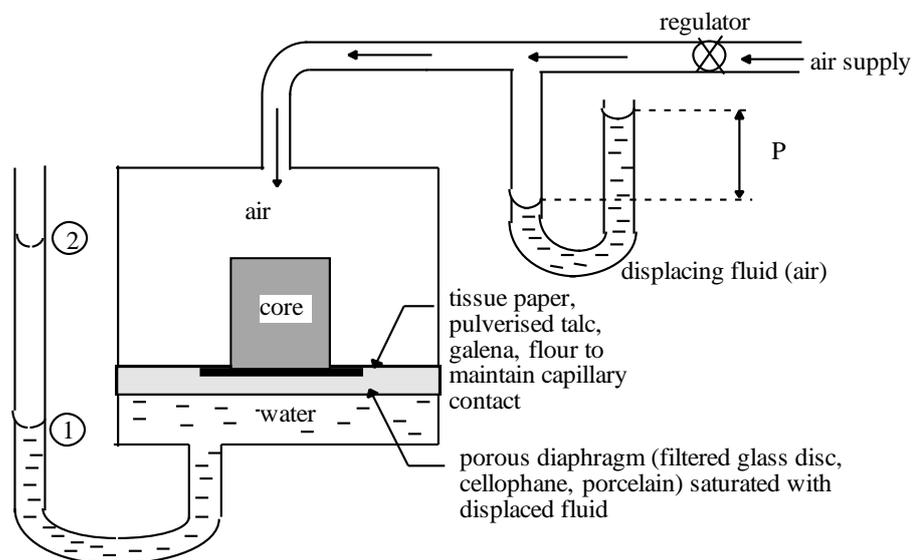


Fig. 2.5 – Método de la membrana Semi-Permeable

Ventajas:

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

Desventajas:

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

Este método será estudiado más a fondo en los próximos capítulos, ya que es el aplicado en este proyecto, aunque en lugar de columnas de fluido para medir presiones se va a utilizar manómetros, que dan la medida de Presión Capilar directamente.

Debido a que con los métodos de la Centrifuga y la membrana Semi-Permeable, se puede obtener el valor de la Swirr (Saturación de Agua Irreductible); a continuación haremos un breve estudio de: “La Swirr Obtenida por Barrido y por Mediciones de Presión Capilar”

2.4 La Swirr Obtenida por Barrido y por Mediciones de Presión Capilar

En esta sección se analiza un caso específico del tema mucho más amplio englobado como **Unicidad de los Puntos Extremos de Saturación y Permeabilidad**. Para ello vamos a estudiar una situación frecuentemente encontrada durante la caracterización de reservorios: *Diferentes valores de agua irreductible obtenidos durante los ensayos de permeabilidad relativa y de presión capilar.*

En todos los desarrollos habituales (correlaciones, simulaciones numéricas, etc.) se parte de una suposición básica con respecto a los puntos extremos:

- Dado un medio poroso y un juego de fluidos (Ej.: agua y petróleo) existe un solo juego de valores para Swirr y Sor.

Esta suposición básica implica otro juego más amplio de suposiciones tales como que la historia de saturaciones es la misma (ej.: inicialmente 100 % de agua, tanto en el reservorio como en el laboratorio) y que la mojabilidad del sistema es única. Como ejemplo de lo dicho puede mencionarse que cuando se definen las propiedades de una celda durante la simulación numérica, se fija el mismo valor de Swirr para la curva de Permeabilidad Relativa y de Presión Capilar.

Por otro lado se acepta que las curvas de Permeabilidad Relativa y de Presión Capilar sufren histéresis, pero los puntos extremos no son afectados por los ciclos de drenaje e imbibición.

Y, sin embargo muchas veces la experimentación genera otro tipo de resultados. No es extraño que una misma roca sometida a ensayos de barrido y de presión capilar arroje resultados diferentes para el valor de Swirr. Frente a esta situación, y para definir el único valor necesario, el reservorista recurre a algún tipo de promedio o al descarte de valores considerados no representativos. El objetivo de esta página es profundizar en este tema para colaborar en la optimización de la evaluación de la información disponible durante la toma de decisiones.

Para hacer el desarrollo, aceptaremos, en primera instancia, que existe un único valor para Swirr y analizaremos algunas hipótesis de trabajo:

2.4.1 Muestras de permeabilidad media (entre 20 y 200 mD) poco laminadas

En estas muestras suele obtenerse buena concordancia entre los valores de Swirr obtenidos por medio de barridos o de desplazamientos capilares.

2.4.2 Muestras muy permeables (más de 500 mD) o de permeabilidad media y muy laminadas

En estas muestras suelen obtenerse mayores valores de Swirr durante los desplazamientos viscosos (barridos) que durante las mediciones de presión capilar. Esta situación suele presentarse como consecuencia de los siguientes factores concurrentes:

- En las mediciones de laboratorio, el petróleo suele ser la fase no-mojante, y para que pueda desplazar al agua de los canales porales de menor diámetro es necesario garantizar que durante el desplazamiento viscoso, la presión empleada supere la Presión Capilar en dichos poros.
- Experimentalmente, la condición mencionada previamente se verifica aumentando en etapas sucesivas la presión de barrido. Este incremento se continúa hasta asegurar que un incremento de presión no origina un barrido adicional de agua.
- En muestras muy permeables (más de 0.5 D), (que adicionalmente suelen ser poco consolidadas), altas presiones de desplazamiento implican caudales muy altos que pueden dañar el medio poroso, y por lo tanto no resultan aplicables los dos puntos anteriores.

Las soluciones suelen consumir tiempo de ensayo y costos adicionales que muchas veces no se realizan. Las posibles soluciones experimentales son las siguientes:

1. Obtener el agua irreductible por desplazamiento con gas o petróleo en equipos de Presión Capilar
 - Por el método de la membrana semipermeable. Este proceso suele consumir varios días.
 - Por el método de la centrífuga. Más rápido que el anterior, pero con algunas complicaciones experimentales derivadas de la saturación no homogénea de la muestra. En este caso se requiere prolongar el medio poroso para eliminar la zona de transición que, de otro modo se produciría dentro de la muestra.
2. Emplear una fase orgánica más viscosa (200 cp o más para permitir el aumento de la diferencia de presión entre fases sin incrementar tanto el caudal) para llegar a Swirr y luego realizar el ensayo con la fase orgánica más representativa. Este método tiene algunas desventajas: -
 - Las características de los medios porosos naturales no permiten garantizar un total reemplazo de una fase por otra aunque las fases sean mutuamente miscibles. Si el reemplazo no es completo (y no existe una indicación visual de la

completitud del reemplazo) se corre el riesgo de realizar el ensayo posterior con una mezcla de fases orgánicas de viscosidad desconocida.

- La elevada viscosidad dificulta la separación de agua y fase orgánica (especialmente hacia el final del desplazamiento donde el agua se produce en micro-gotas), por lo que la técnica experimental debe ser mucho más cuidadosa a efectos de no perder el registro de una parte del agua desplazada.

Como resultado de lo anterior, cuando sólo se recurre a la eliminación de agua por barrido, éste suele ser incompleto. En otras palabras, empleando las prácticas recomendadas para muestras regulares, en el laboratorio, se asume que la muestra se encuentra en condiciones de Swirr cuando, en realidad, podría ser desplazada una fracción adicional de la fase acuosa mediante un incremento de la Presión Capilar.

Como consecuencia, si la muestra es representativa de una porción del reservorio donde las fuerzas capilares generan una Sw inferior a la obtenida en el laboratorio, todo el ensayo posterior puede resultar no representativo. En estos casos es necesario obtener el valor adecuado de Swirr antes de iniciar la inyección de agua o de gas.

En este punto es muy importante destacar que la S_{or} es dependiente de la S_w presente al comienzo del ensayo de barrido con agua. Esto es consecuencia de que cuanto mayor sea la proporción de la red poral contactada por petróleo, más grande va a ser la cantidad de petróleo retenido durante el posterior desplazamiento con agua o gas. De este modo si, como consecuencia de lo expuesto, se inicia el ensayo de desplazamiento con una S_w mayor que la S_{wirr} , se obtendrá una S_{or} menor.

2.4.3 Muestras poco permeables (menos de 20 mD)

En estas muestras las S_w más bajas obtenidas durante las mediciones de presión capilar, suelen ser mayores que los valores de S_{wirr} registrados durante los desplazamientos viscosos (barridos). En este caso, la diferencia se debe a que no se completa la curva de Presión Capilar con las presiones alcanzadas en la etapa experimental. Los barridos, por otra parte, permiten aplicar mayores diferencias de presión de modo que no existe dificultad en vencer las fuerzas capilares de los poros de menor diámetro. Cuando se presenta esta situación, es muy importante establecer la S_w que corresponde a la zona de la muestra en estudio, para no iniciar los ensayos de barrido con S_w

inferiores a la de reservorio, fijadas por la curva de Presión Capilar y la ubicación del nivel de agua libre (FWL).

Aquí también es importante destacar que un valor erróneo de S_w inicial conduciría a un resultado incorrecto de S_{or} . Como se detalló en el punto anterior, la S_{or} es una función de la S_w inicial del sistema.

CAPITULO 3

3. DISEÑO Y CALIBRACION DEL EQUIPO

Para el diseño del Equipo de Medición de Presión Capilar, se tuvo que realizar un análisis detallado de equipos antes diseñados y se realizó una visita al Laboratorio de Petróleo de Petroproducción. Para lograr adquirir las distintas partes que lo conforman se recurrió a laboratorios mecánicos y a empresas internacionales.



Fig. 3.1 – Equipo diseñado para Medición de Presión Capilar

3.1. Principio de Funcionamiento

Los núcleos a ser utilizados en el plato poroso están inicialmente saturados por completo con un fluido humectante (generalmente agua innata). Los núcleos se colocan sobre un diafragma de material poroso. El tamaño promedio de los poros del diafragma deben ser más pequeños que el de los núcleos. Cuando un fluido no humectante (gas, aire, petróleo), se inyecta a presión dentro del recipiente que contiene los núcleos, el fluido empleado en la saturación del núcleo es desplazado a través del diafragma poroso. Luego de esto se registra la masa del núcleo, la cual debió verse disminuida debido al volumen de fluido humectante desplazado durante la experiencia.

Para construir una curva de presión capilar, primero se aplica una presión en incrementos pequeños para así determinar la presión de desplazamiento a la cual el fluido no humectante comienza a penetrar. Cuando esta presión se determina, se aplica un pequeño incremento en la presión y se deja por tiempo suficiente hasta cerciorarse de que no sale más fluido del núcleo. Luego, se aplica otro incremento de presión y se determina nuevamente la masa del núcleo.

La máxima presión de desplazamiento que se puede alcanzar con este método es la presión de desplazamiento del diafragma, punto en el cual la fase desplazante se abre paso y se echa a perder el experimento. El intervalo de saturación con el cual se puede trabajar con un diafragma de presión se indica en la siguiente figura.

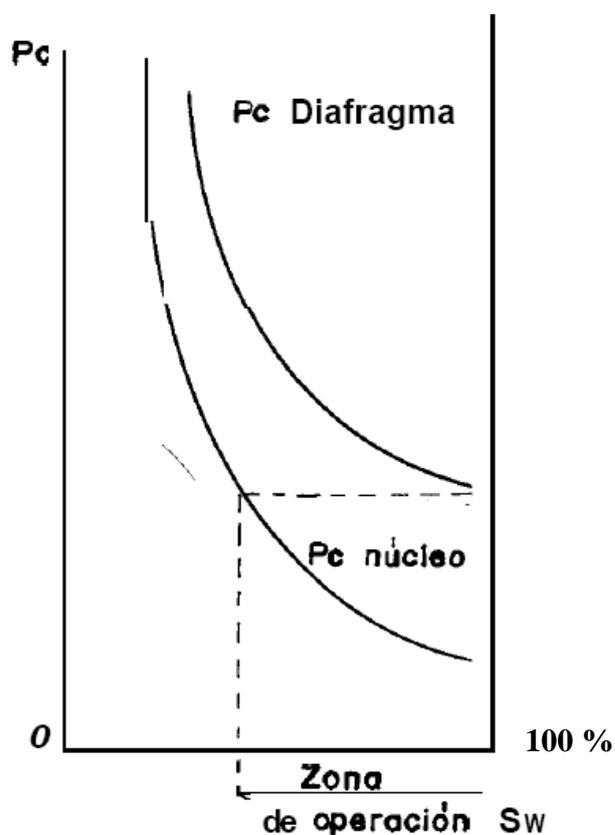


Fig. 3.2 – Intervalo de operación en pruebas de Presión Capilar sobre un diafragma poroso

Este procedimiento es lento, pero tiene la ventaja de que pueden ensayarse varios núcleos simultáneamente en la misma cámara y utilizando la misma membrana.

La figura 3.3 ilustra las relaciones entre las diferentes saturaciones y sus puntos de equilibrio, lo mismo que la presión crítica de admisión y la presión capilar correspondiente.

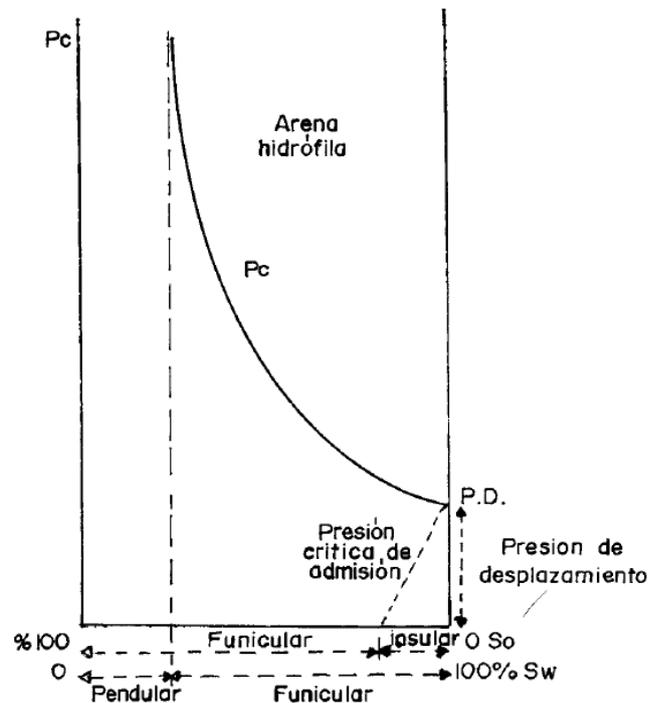


Fig. 3.3 – Presión Capilar en función de etapas de saturación de fluido

3.2. Principio de Funcionamiento

Como se mencionó anteriormente, este equipo funciona con el método de laboratorio de la Membrana Semi-Permeable o Diafragma Poroso. El equipo consta básicamente de dos partes, las cuales son:

- Caja Principal
- Celda de Desaturación

3.2.1. Celda de Desaturación

Es donde se van a colocar los núcleos a los cuales se les quiere determinar su respectiva curva de Presión Capilar. Este componente del equipo fue mandado a fabricar donde un tornero. En las figura 3.4 y 3.5 se muestra el plato poroso y sus componentes principales.



Fig. 3.4 – Componentes Externos del Plato Poroso



Fig. 3.5 – Componentes Internos del Plato Poroso

Cabe recalcar que las membranas semipermeables fueron importadas desde Estados Unidos. Estas tienen un diámetro de 10" y un rango de funcionamiento de 0 a 200 psi; lo cual las hace ideales para el equipo diseñado.

3.2.2. Caja Principal

La caja principal o panel de control consta de tres manómetros (0-30 psi, 0-100 psi y 0-200 psi) **(1)**. Esto hace a este equipo mucho más exacto que si solo tuviera un solo manómetro de 0-200 psi. La presencia de dos válvulas reguladoras de presión (una con rango de funcionamiento de 0 a 40 psi y la otra de 0 a 200 psi) **(2)** en la caja principal; cada una con su respectiva entrada de gas **(3)**; nos permiten un control más preciso de la presión con la que se va a trabajar. También tenemos, ubicada entre los dos reguladores, una válvula de tres vías **(4)**, que se utiliza para seleccionar el regulador con el que se va a trabajar. Ubicada bajo el manómetro de 0 a 30 psi tenemos una válvula de paso **(5)**, utilizada para abrir o cerrar el flujo de gas hacia este manómetro. Ubicada bajo el manómetro de 0 a 100 psi, tenemos una válvula de dos vías **(6)**, utilizada para abrir el paso del gas hacia el manómetro de 100 psi, o al de 200 psi, dependiendo de la necesidad. Todos estos componentes están interconectados y

ensamblados en una caja principal (7), como se muestra en la siguiente figura.

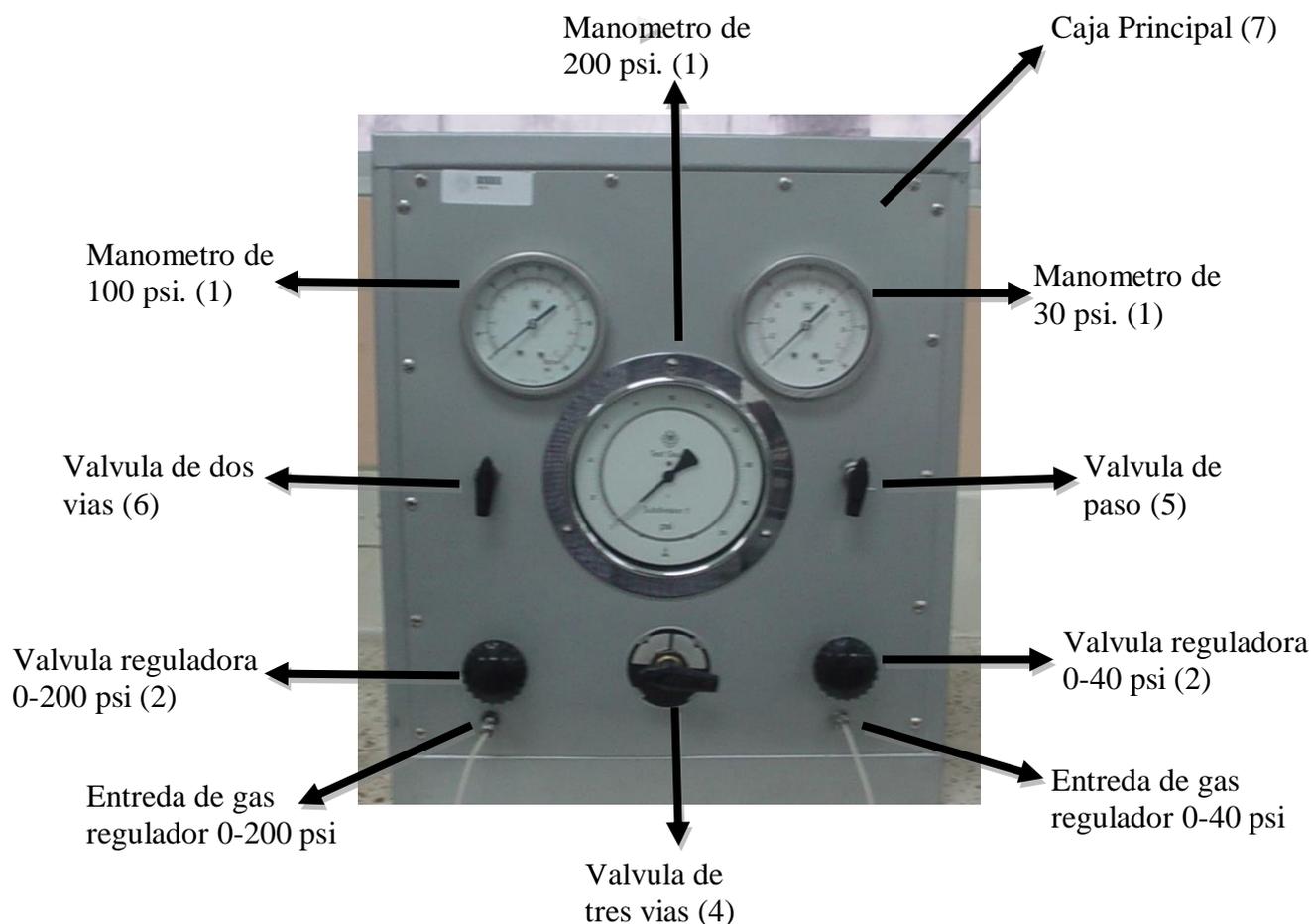


Fig. 3.6 – Caja Principal – Parte Frontal

En la construcción del equipo se utilizó también 16 neplos de cobre y 3 metros de capilar de plástico de 1/8"; como se puede apreciar en la figura 3.6. Todos estos complementos enlazan y establecen comunicación internamente entre los instrumentos del equipo. Estos deben estar bien ajustados, colocando teflón en todas las uniones para evitar posteriores fugas y datos erróneos de presión capilar.



Fig. 3.7 – Caja Principal – Parte Posterior

A continuación se dará una breve explicación de los componentes principales del panel de control.

3.2.2.1 Manómetro Bourdon

El permeámetro de líquido cuenta con un manómetro de 4 1/2" de diámetro que está en escalas de 0-30 psi y 0-2.2 bar el cual es usado para medir la presión con la cual el fluido atraviesa el núcleo. El tipo de manómetro usado para dicha función es un manómetro Bourdon.

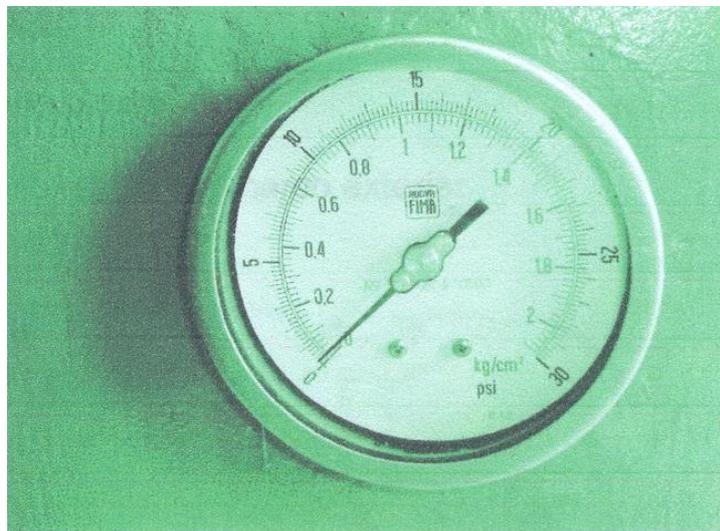


Fig. 3.8 – Manómetro Bourdon

Las partes que constituyen a este tipo de manómetros son:

- Bisel
- Cristal
- Aguja
- Anillo Espaciador

- Escala
- Carátula
- Tornillo de carátula
- Conector
- Base
- Tubo Bourdon
- Final del tubo
- Marco exterior
- Tapa posterior
- Tornillo de ajuste
- Tornillo sujetador de marco exterior

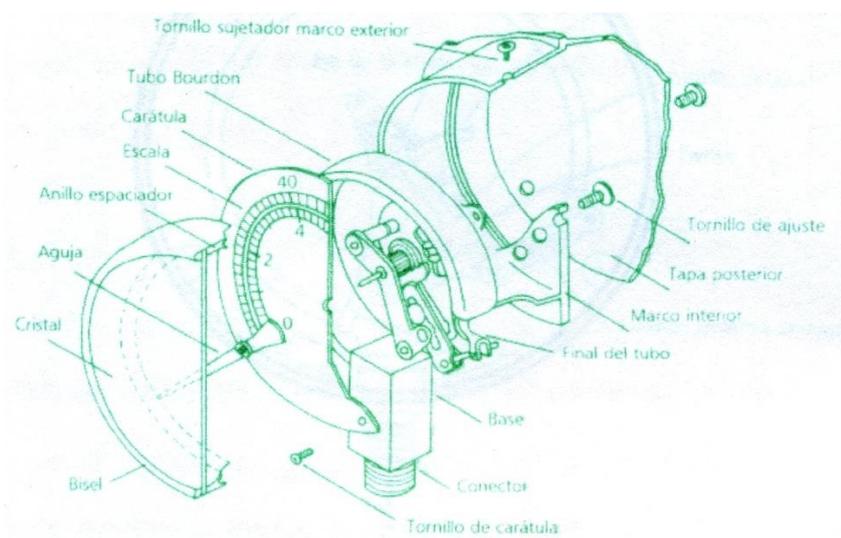


Fig. 3.9 – Partes del Manómetro Bourdon

El mecanismo de funcionamiento del mecanismo de funcionamiento del manómetro está constituido por:

- Tubo Bourdon
- Tornillo de Ajuste
- Cremallera
- Eslabonamiento de Ajuste
- Pivote
- Eje de Aguja

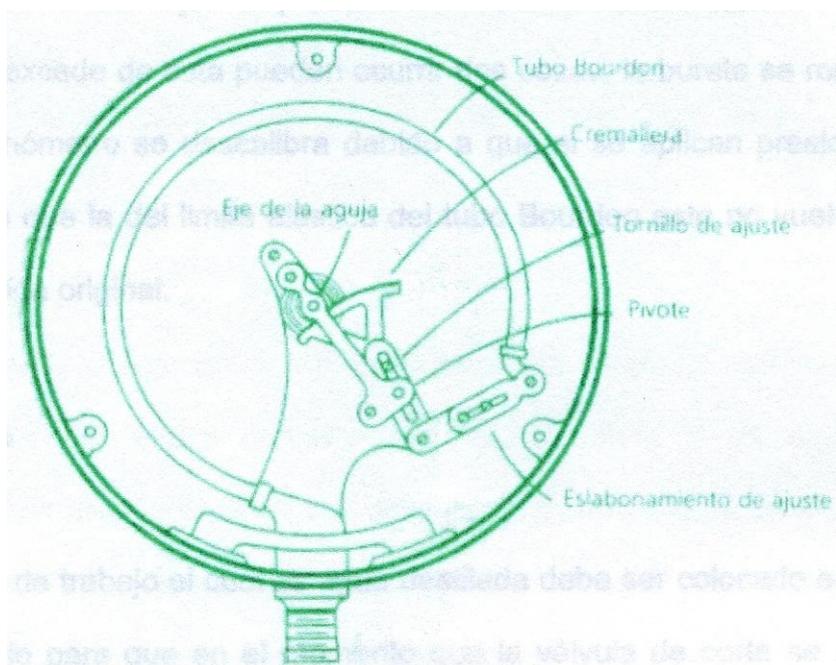


Fig. 3.10 – Mecanismo de Funcionamiento

El funcionamiento consiste que cuando se aplica presión interna al tubo Bourdon, este se reflexiona elásticamente y

proporcional a la presión y esa presión por medio de la varilla se transmite a la cremallera la cual tiene unos engranajes que están adaptados al piñón en el cual se encuentra la aguja del manómetro y permite que este se mueva.

El manómetro del equipo de medición de presión capilar es de escala pequeña debido a que la presión de trabajo no puede ser mayor de 2 atmósferas si la presión excede de esta pueden ocurrir dos cosas: la bureta se rompe o el manómetro se descalibra debido a que si se aplican presiones mayores que la del límite elástico del tubo Bourdon este no vuelve a su posición original.

3.2.2.2 Regulador de Presión

El regulador tiene la misión de mantener la presión de trabajo (secundaria) lo más constante posible, independientemente de las variaciones que sufra la presión de red (primaria) y del consumo de CO₂. La presión primaria siempre ha de ser mayor que la secundaria. Es regulada por la membrana (1), que es sometida, por un lado, a la presión de trabajo, y por el

otro a la fuerza de un resorte (2), ajustable por medio de un tornillo (3).

A medida que la presión de trabajo aumenta, la membrana actúa contra la fuerza del muelle. La sección de paso en el asiento de válvula (4) disminuye hasta que la válvula cierra el paso por completo. En otros términos, la presión es regulada por el caudal que circula. Al tomar aire, la presión de trabajo disminuye y el muelle abre válvula. La regulación de la presión de salida ajustada consiste, pues, en la apertura y cierre constantes de la válvula. Al objeto de evitar oscilaciones, encima del platillo de válvula (6) hay dispuesto un amortiguador neumático o de muelle (5). La presión de trabajo se visualiza en un manómetro.

Cuando la presión secundaria aumenta demasiado, la membrana es empujada contra el muelle. Entonces se abre el orificio de escape en la parte central de la membrana y el CO₂ puede salir a la atmósfera por los orificios de escape existentes en la caja.

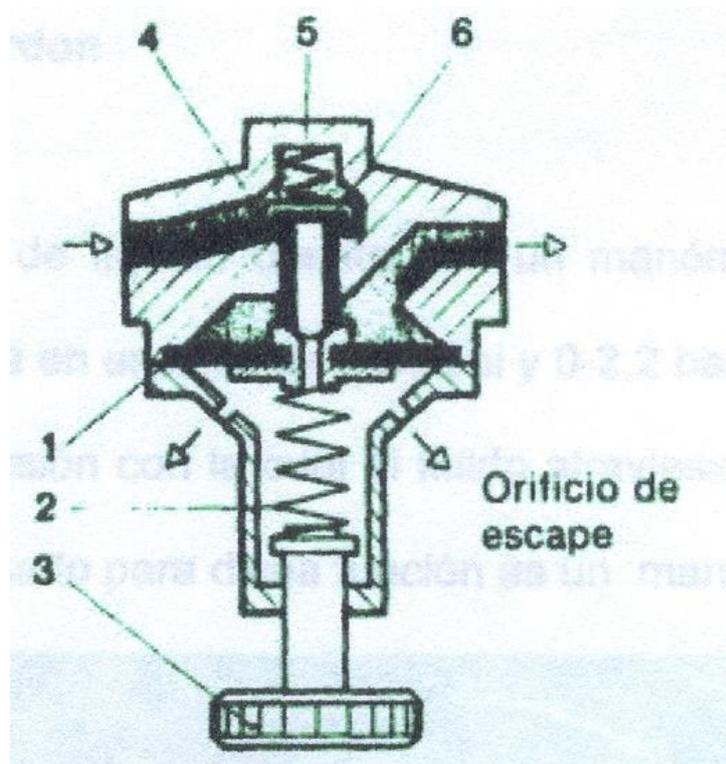


Fig. 3.11 – Esquema Regulador de Presión



Fig. 3.12 – Regulador de Presión

3.3. Calibración del equipo

Para poder obtener datos de presión confiables es necesario que el manómetro este calibrado para que pueda dar valores correctos de la presión, esta calibración del manómetro se la realiza mediante el banco calibrador a pesas.

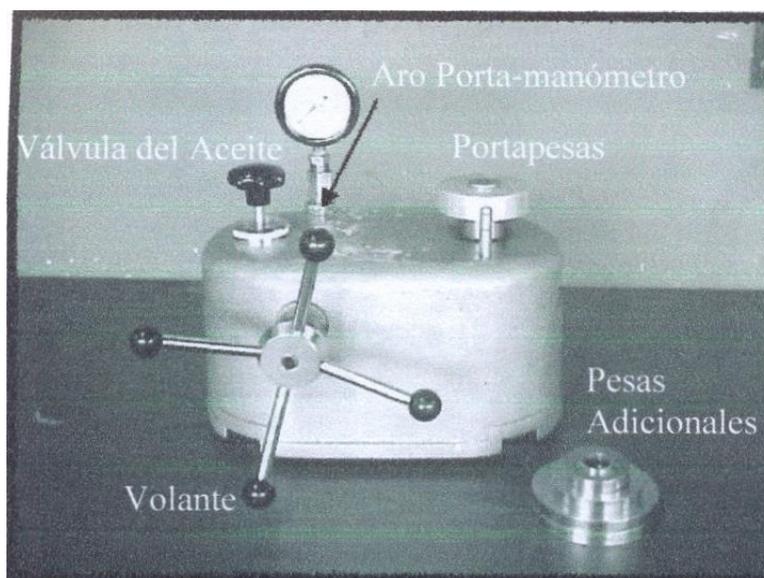


Fig. 3.13 – Banco Calibrador a Pesas

El principio de funcionamiento del banco calibrador de pesas esta basado en el funcionamiento de una prensa hidráulica; en el momento en que se mueve el volante del banco se transmite presión en el fluido la cual es apreciada en el movimiento del platillo porta pesas.

El objetivo es lograr que el pistón del platillo porta pesas que está en contacto con el aceite se encuentre a la misma altura que la base del aro porta manómetro ya que una de las propiedades de la presión establece que la presión en un líquido a una misma altura es igual, entonces la presión leída por el manómetro es igual a la presión ejercida por el pistón del platillo porta pesas.

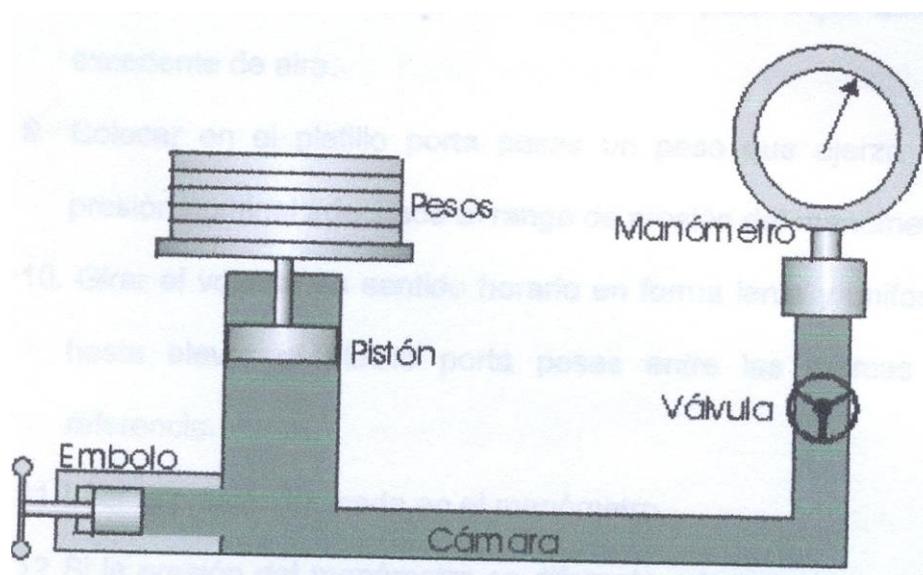


Fig. 3.14 – Esquema del Calibrador a Pesas

El procedimiento de calibración del manómetro es el siguiente:

1. Tape con la palma de la mano el aro porta manómetro.
2. Gire la válvula del depósito de aceite en sentido anti horario dos vueltas.
3. Extraer completamente el volante tres vueltas.
4. Cierre la válvula de aceite.
5. Quitar la palma de la mano del aro porta manómetro.

6. Girar el volante en sentido horario hasta que salga aceite por el aro porta manómetro.
7. Instalar el manómetro a ser calibrado.
8. Si la aguja del manómetro se desplaza es necesario abrir y cerrar la válvula del depósito de aceite para dejar salir el excedente de aire.
9. Colocar en el platillo porta pesas un peso que ejerza una presión nominal adecuada al rango de presión del manómetro.
10. Girar el volante en sentido horario en forma lenta y uniforme hasta elevar el platillo porta pesas entre las marcas de referencia.
11. Leer la presión indicada en el manómetro.
12. Si la presión del manómetro es diferente a la presión nominal será necesario mover el tornillo de la aguja del manómetro hasta leer la presión nominal.

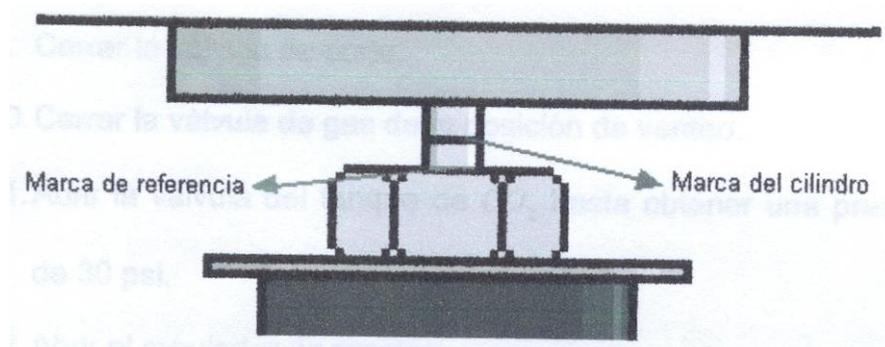


Fig. 3.15 – Detalle de Marca

Otra consideración muy importante para el buen funcionamiento del equipo de medición de presión capilar, es evitar la presencia de fugas en la cañería. Para detectar estas, conecte la línea de suministro de presión al equipo. Cierre la válvula de alivio, para sellar la salida del regulador de presión hacia la atmósfera. Cerrar la válvula de paso hacia la celda de desaturación para evitar el escape de aire.

Aplicar presión al instrumento a la máxima capacidad del manómetro y cierre la válvula reguladora. No desconecte la línea de presión del suministro durante la prueba de presión. Si no hay indicios de caída de presión el en manómetro en aproximadamente diez minutos, entonces el instrumento no tiene fugas.

Si la presión desciende, entonces revise todas las juntas con agua y jabón para determinar donde se encuentran las posibles fugas. Filtraciones en las líneas de la válvula de tres vías tiene muy poca influencia en las medidas de presión capilar.

CAPITULO 4

4. PROCEDIMIENTO DE USO DEL EQUIPO DISEÑADO

4.1. Extracción de Núcleos

Para que sea efectiva, la extracción de núcleos debe ser planeada teniendo en cuenta la evaluación de la formación. Con núcleos de calidad, las compañías petroleras pueden comprender mejor las características de la formación, incluyendo litología, porosidad, permeabilidad y humectabilidad.



FIGURA 4.1. BROCAS PARA EXTRAER NÚCLEOS (BAKER HUGHES)

A continuación se exponen algunos métodos para extraer núcleos:

4.1.1. Gel Coring

- Proporciona muestras de calidad para análisis de reservorios
- Preserva la sequedad de la muestra
- Protege la integridad física de la muestra
- Elimina la invasión estática de la muestra

El gel protege a la muestra de alteraciones de su contenido de fluido y daños a la formación, minimizando el contacto del material con el fluido de perforación y los filtrados. Encapsula totalmente la muestra en el orificio con un gel y lo resguarda hasta que pueda ser sacado del pozo y transportado al laboratorio para su análisis.

4.1.2. Sistema CoreDrill

La extracción de muestras durante la perforación produce altos rendimientos operativos, rápidos cambios de herramientas, sin necesidad de viajes de tubería para obtener las muestras, con mínima interrupción del proceso de perforación.



FIGURA 4.2. COREDRILL

4.1.3. IDGS, Sistema de Obtención de Datos in Situ

Obtiene muestras de mayor calidad, libres de fracturas mecánicas o por sobrepresión, invasión de fluidos o pérdidas de líquido del yacimiento. Los fluidos del reservorio se colectan bajo presión dentro de la muestra de roca.

Luego se remueve todas las trazas de petróleo de la muestra y se lo deja completamente seco. Los solventes comúnmente usados para esta extracción son el tricloro-etileno, tolueno, éter, o pentano. No es recomendable usar núcleos que necesiten de un excesivo calentamiento.

En el caso de núcleos delicados o frágiles, los cuáles al darles forma mediante lijada podrían dañarse o aplastarse cuando se los va a someter a pruebas de laboratorio, entonces para evitar esto primero se sumergen en cera y luego son introducidos en camisas metálicas.

4.2. Preparación de la Muestra

Para las pruebas de laboratorio primero se debe llevar a cabo la práctica “limpieza de núcleos con tolueno” mediante los siguientes pasos:

1. Armar el equipo soxhelt, el cual está conformado por:
 - a. Reverbero o manto de calentamiento.
 - b. Balón (500 o 1000 ml.), lleno con 375 ml. de tolueno o éter.
 - c. Porta muestra.
 - d. Refrigerante.
 - e. Soporte universal.
 - f. Colocar lubriseal en todas las uniones.

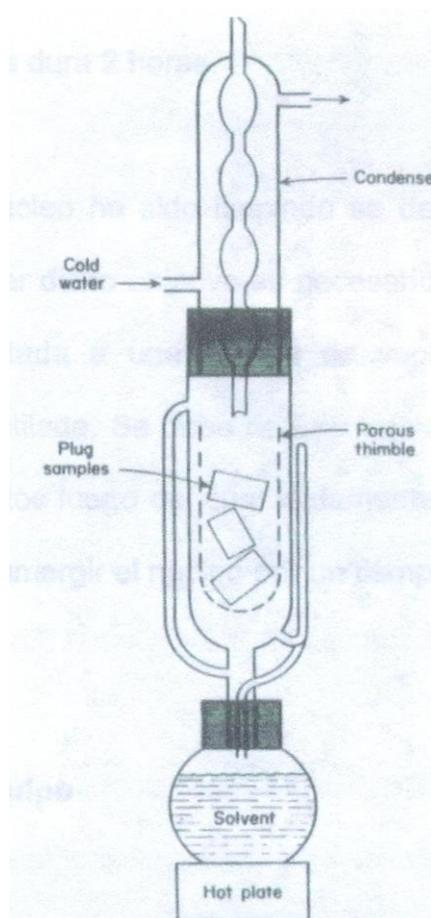


FIGURA 4.3. EQUIPO DE LIMPIEZA DE NUCLEOS

2. Dejar las muestras con el reverbero a su máxima capacidad el tiempo necesario, hasta que los núcleos estén completamente limpios (tolueno limpio).
3. Poner las muestras en el horno convencional a una temperatura de 85 °C (185 °F) por un lapso de tiempo de 6 a 12 horas.
4. Preparar la salmuera mezclando 1 Kg de agua destilada con 60 gr de Cloruro de Sodio (Sal). Luego de mezclar hay que filtrar el fluido con un papel filtro de 3.45 micras. Luego de preparar la salmuera, colocar cierto

volumen de esta en una bureta de tamaño adecuado, para medir la densidad de esta mediante el uso de un Hidrómetro.

5. Una vez que el núcleo ha sido limpiado se debe saturar al 100 % con salmuera para lograr dicho objetivo es necesario colocar el núcleo en una botella conectada a una bomba de vacío y un matraz que contenga salmuera. Se debe realizar vacío en la botella por un tiempo de 30 minutos luego del cual lentamente se dejara caer agua del matraz hasta sumergir el núcleo por un tiempo de 2 horas, asegurando así su saturación al 100 %.



FIGURA 4.4. BOMBA DE VACIO

6. Dejar los núcleos en el desecador hasta el momento en el que se les vayan a determinar la presión capilar.

Después que la muestra alcance temperatura ambiente, ya se puede comenzar la experiencia de medición de presión capilar.

4.3. Manejo del Plato Poroso para la Determinación de la Presión Capilar

1. Limpiar la membrana con agua destilada de tal forma que esta se sature y este sin impurezas.
2. Limpiar la celda de desaturación, y colocar la membrana dentro de esta. Conectar el ducto que esta sobre la misma.
3. Colocar un Kleenex sobre la membrana semi-permeable. Sobre este se colocara la muestra.
4. Retirar la muestra saturada al 100 % con salmuera del desecador; y pesar la misma. Tomar nota de las características del núcleo tales como: Identificación de la muestra, Longitud, Diámetro, Volumen poroso, Porosidad, Peso del núcleo seco y Peso del núcleo saturado al 100 %.
5. Colocar la muestra dentro de la celda de desaturación, ajustar bien los tornillos aseguradores, cerciorándose de que el empaque este colocado correctamente.
6. Colocar la manguera de aire al Air Inlet del regulador a ser utilizado.
7. Colocar la manguera del regulador a la válvula de entrada de la celda de desaturación; y colocar la presión de trabajo a 1 PSI.

8. Aliviar la presión de la celda a la atmosférica. Abrir la tapa y pesar la muestra. Este peso será reportado como el peso del núcleo a la presión capilar de 1 PSI.
9. Colocar la muestra nuevamente en la celda, e incrementar la presión a 2 PSI.
10. Aliviar la presión de la celda a la atmosférica. Abrir la tapa y pesar la muestra. Este peso será reportado como el peso del núcleo a la presión capilar de 2 PSI.
11. Ir incrementando la presión al doble de la que se utilizó anteriormente, hasta llegar a una presión máxima antes de llegar a los 200 PSI y repetir el mismo procedimiento de alivio de presión y registro de masa antes utilizado.

4.4 Datos y Cálculos de la Prueba:

Muestra # 1:

Longitud:	2.36 cm
Diámetro:	2.515 cm
Volumen Poroso:	3.752 cm ³
Porosidad:	16 %
Peso Seco:	21.8102 gr
Peso Húmedo:	25.7212 gr

4.4.1 Calculo de la Densidad de la Salmuera:

Para calcular la densidad de la salmuera, se necesita de un hidrómetro, para medir la gravedad API de la misma. Luego aplicando una ecuación podemos despejar la densidad del fluido en las unidades adecuadas. Entonces tenemos:

$$\textit{Gravedad Especifica} = 7.63 \text{ } ^\circ \textit{API}$$

Por lo tanto:

$$\rho = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ \textit{API}} = \frac{141.5}{131.5 + 7.63} = 1.017 \text{ } \textit{gr/cm}^3$$

4.4.2 Calculo del Volumen Total y Poroso de la Muestra:

Volumen Total:

$$V_T = 2 * \pi * r^2 * L$$

$$V_T = 2 * 3.1416 * \left(\frac{2.515}{2} \right)^2 * 2.36$$

$$V_T = 23.45 \text{ cm}^3$$

Volumen Poroso:

El volumen poroso del núcleo es igual al volumen de fluido en el mismo, cuando está saturado al 100 %. Por lo tanto:

$$V_P = \frac{\text{Peso de la Muestra } 100 \% \text{ mojada} - \text{peso de la muestra seca}}{\text{densidad de la salmuera}}$$

$$V_P = \frac{25.7212 - 21.8102}{1.017}$$

$$V_P = 3.752 \text{ cm}^3$$

4.4.3 Calculo de la Porosidad de la Muestra:

$$\phi = \frac{V_{Poroso}}{V_{Total}} * 100$$

$$\phi = \frac{3.752}{23.45} * 100 = 16 \%$$

4.4.4 Calculo de la Saturación de Agua del Núcleo

Para calcular la saturación de agua del núcleo después de cada repetición, es necesario aplicar la siguiente ecuación:

$$S_w = \frac{V_w}{V_{poroso}}$$

Para expresar esta ecuación en función del peso del núcleo, tenemos que:

$$V_w = \frac{\text{Peso Agua}}{\text{Densidad Agua}}$$

$$= \frac{\text{peso de la muestra en cada etapa} - \text{peso de la muestra seca}}{\text{densidad agua}}$$

Entonces la ecuación de saturación queda así:

$$= \frac{\text{peso de la muestra en cada etapa} - \text{peso de la muestra seca}}{\text{densidad agua} * \text{volumen poroso}}$$

Abreviando tenemos:

$$S_w = \frac{W_{iw} - W_{sw}}{\rho_{agua} * V_{poroso}}$$

Aplicando esta ecuación después de cada repetición en el plato poroso obtenemos la siguiente tabla:

Presión (psi)	Peso (gr)	Saturación de Agua (%)
1	25.705	99.5
2	25.472	93.63
4	25.421	92.23
8	25.357	90.69
16	24.357	65.12
32	23.544	44.33
64	23.221	36.07
128	22.912	28.17
150	22.884	28.15
200	22.882	28.10

Tabla 4.1 Resultados de la Experiencia Laboratorio ESPOL

4.4.5 Comprobación de Resultados Obtenidos

Los días 15 y 16 de octubre del 2006 año se realizó una pasantía en el Laboratorio de Yacimientos de Petroproducción localizado en la ciudad de Quito pedida por medio de un oficio dirigido al Ing. Manuel Jordán, Subgerente de Exploración y Desarrollo de Petroproducción por el Ing. Ricardo Gallegos Orta, Decano de la FICT de esta Universidad.

En la mencionada práctica se comprendió a cabalidad la operación y funcionamiento del equipo de medición de Presión Capilar y todos los pasos que se deben seguir antes de calcular este parámetro de una muestra, tal como se describió anteriormente en este capítulo.

La práctica se le realizó a una muestra tomada del Campo Petrolero de Ancón. A este núcleo se le determinó sus valores de Saturación de Agua a cada presión capilar aplicada para que posteriormente pasen a ser dato patrones o referenciales, los que permitirán realizar una calibración precisa del equipo diseñado.

Los resultados obtenidos en el Laboratorio de Yacimientos de Petroproducción se muestran en la siguiente tabla:

Presión (psi)	Peso (gr)	Saturación de Agua (%)
1	25.55	98
2	25.376	93.45
4	25.326	92.14
8	25.265	90.55
16	24.294	65.10
32	23.497	44.20
64	23.18	35.91
128	22.882	28.10
150	22.881	28.05
200	22.879	28.01

Tabla 4.2 Resultados obtenidos en el Laboratorio Petroproducción

4.4.6 Curvas de Presión Capilar Obtenidas

Durante la práctica realizada en el equipo de presión capilar diseñado para efectos de esta tesis se obtuvo la siguiente curva:

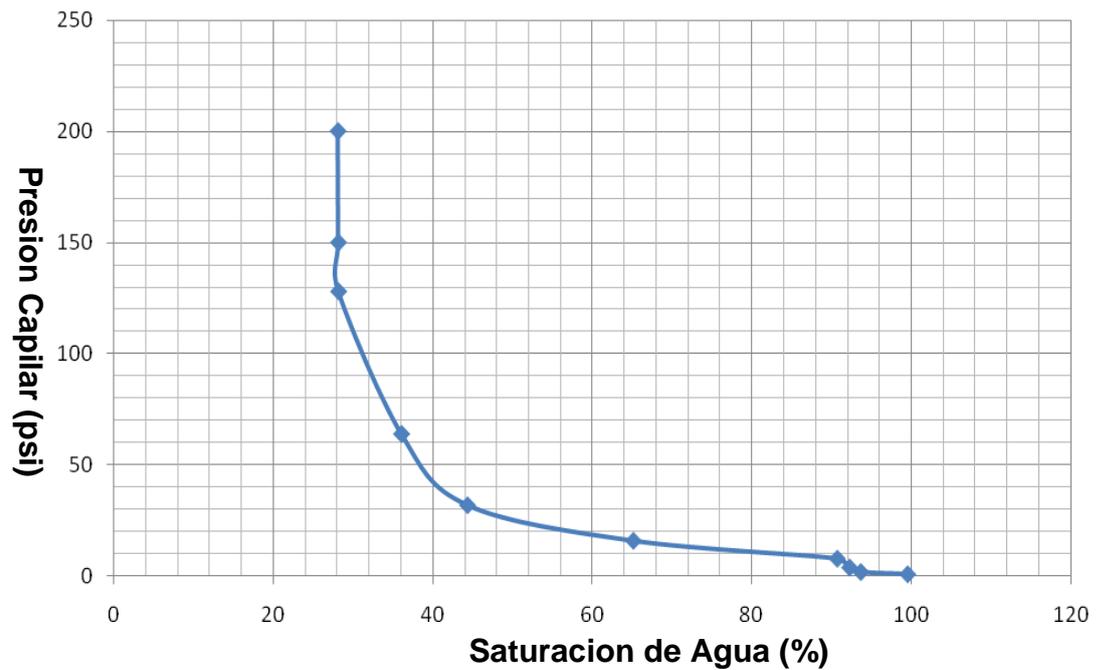


Figura 4.5. Curva de Presión Capilar obtenida con el equipo Diseñado

Mediante el uso de esta curva se puede calcular la Saturación de Agua Irreductible (SWIRR). Esto se logra observando en que punto de saturación de agua (eje de las X) la curva se vuelve asintótica con respecto al eje de las Y. De esta manera obtenemos que la $SWIRR = 28\%$.

Mientras que en la práctica realizada en el laboratorio de Petroproducción en la ciudad de Quito se obtuvo la siguiente curva:

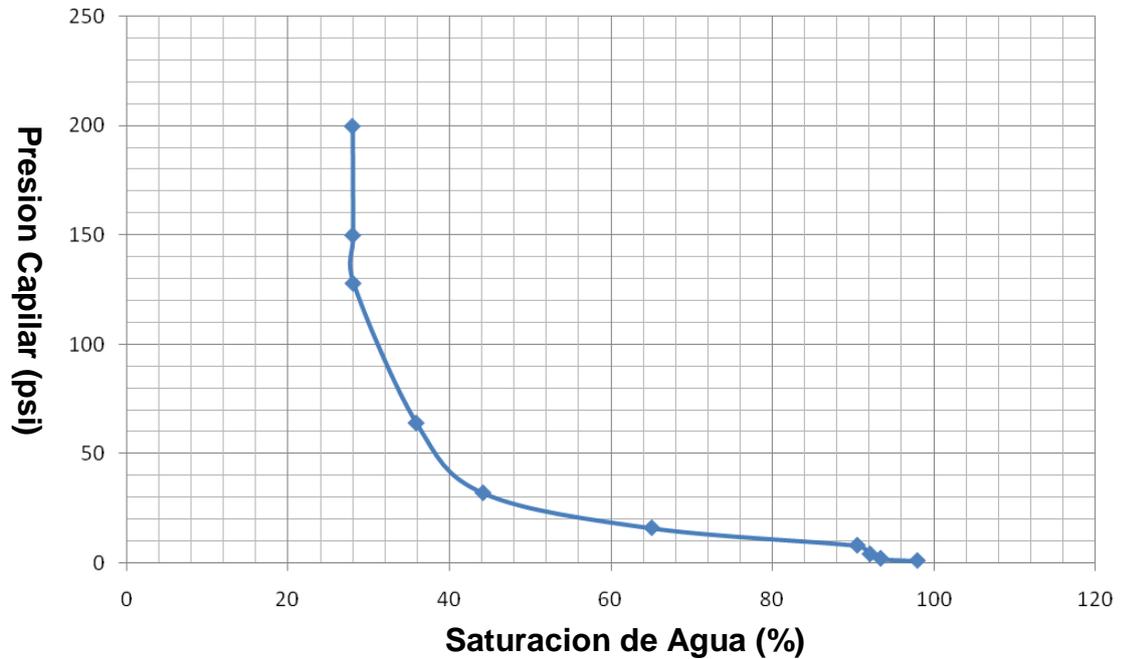


Figura 4.6. Curva de Presión Capilar obtenida con el equipo de Petroproducción

Como se puede apreciar tanto en los resultados numéricos como en los gráficos, ambas prácticas dan resultados muy similares, lo cual indica que el equipo de presión capilar fue diseñado y calibrado de una manera correcta y que proporciona resultados fidedignos y confiables al momento de realizar las mediciones.

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES

5.1. Conclusiones

- 1) El comportamiento capilar de una roca de depósito, según el análisis teórico realizado, muestra claramente que estos fenómenos juegan un papel importante en cada una de las etapas de vida de un yacimiento hidrocarburífero.
- 2) Como se puede apreciar tanto en los resultados numéricos como en los gráficos obtenidos en las prácticas realizadas en el equipo diseñado y en el de Petroproducción; las dos dan resultados muy similares, lo cual indica que el equipo de presión capilar fue diseñado y calibrado de una manera correcta y que proporciona resultados fidedignos y confiables al momento de realizar las mediciones.

- 3) Es muy ventajosa la utilización del plato poroso para la determinación de la presión capilar debido al uso de un gas inerte como el Helio, el cual nos brinda seguridad de manejo.
- 4) Siendo este equipo de alta precisión para la medición de presiones, con lo cual se obtiene curvas de Presión vs. Saturación de Agua con un alto grado de confiabilidad.
- 5) Una vez elaborada la curva de P vs. S_w , se determina fácilmente el punto en el cual se llega al estado de saturación irreductible de agua, encontrándose que a partir de este punto en la curva tiene una máxima variación de su pendiente haciéndose prácticamente asintótica al eje de las Y (Presión).
- 6) El equipo de medición de Presión Capilar diseñado quedo aceptablemente calibrado, de acuerdo al análisis comparativo y pruebas que se realizaron. Dejando así esta unidad apta para una correcta enseñanza de los estudiantes que en futuro tengan que realizar la práctica de presión capilar en el Laboratorio de Petrofísica de la FICT.

- 7)** Por medio de este proyecto se logro un considerable ahorro económico, debido al altísimo costo que hubiera resultado en importar este equipo en el extranjero en vez de fabricarlo para efectos de esta tesis.

- 8)** Por medio de este proyecto se logro crear vínculos con las compañías Petroproducción, ControlAir y Parker Pneumatic.

- 9)** Se concluye que para efectos de precisión de los resultados, es mejor que el equipo diseñado tenga tres manómetros, en vez de uno, como se ve en la mayoría de equipos existentes en el mercado.

5.2. Recomendaciones

- Antes de realizar cada prueba chequear que no existan fugas de gas en ninguno de los componentes del equipo, para evitar errores en la determinación de la presión capilar.
- Colocar el equipo de medición de presión capilar en un lugar plano y seguro, para efectos de su conservación.
- Evitar trabajar con presiones superiores a las del rango de media del manómetro que se esté utilizando; porque esto ocasiona que se supere el límite elástico, con lo cual el manómetro se descalibra.
- Se puede utilizar cualquier tipo de gas comprimido como un medio de medición de la presión capilar, siempre y cuando este gas sea inerte y no tóxico como el nitrógeno (N_2), por ejemplo.
- Realizar una calibración a pesas periódica de los manómetros del equipo, para reducir los errores en los resultados obtenidos con el mismo.

- No colocar más de diez núcleos a la vez en el plato poroso durante cada ensayo.
- Asegurarse de que el O ring del plato este bien colocado, para evitar pérdidas de presión durante el ensayo.
- No utilizar como fluido saturante agua potable, porque contiene elementos que pueden reaccionar con la roca a ser probada; y además contiene partículas que pueden afectar la porosidad del núcleo.
- Permitir que los núcleos se saturen en la bomba de vacío durante un tiempo prudente, para asegurar que estos estén saturados al 100%.

BIBLIOGRAFÍA

- BAKER HUGHES INTEQ, Lideres en Soluciones de Perforación,1999

- [CONTROLAIR,](http://www.controlair.com/regulators/100reg.html#ordering)
www.controlair.com/regulators/100reg.html#ordering

- CRAFT B. AND HAWKINS M., Applied Petroleum Reservoir Engineering

- FORREST CRAIG, Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, 1982

- HONARPOUR M., KOEDERITZ L., AND HARVEY A., Relative Permeability of Petroleum Reservoirs, CRC Press, Florida

- ISCO INC., LC-5000 Syringe Pump Instruction Manual, Part number 60-1243-303, Nebraska

- LEE JOHN, Well Testing, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, 1982

- PARKER PNEUMATIC, Catalog 0700P-2/USA, Parker Hannifin Corporation, www.parker.com/pneumatic, 2004
- PETROENERGY, Diseño de Estimulaciones, Petroecuador Unidad de Capacitación, 2004
- PIRSON SYLVAIN, Oil Reservoir Engineering, Second Edition, Graw- Hill Book Company, 1958
- GALLEGOS RICARDO, Recuperación Mejorada por Inyección de Agua, 2000
- SERRA OBERTO, Fundamentals of Well-log interpretation, first volume, Elsevier, 1984
- SLIDER H.C., Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods, Petroleum Publishing Company, Tulsa, 1976