



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

INTERPRETACION DE LOS DATOS OBTENIDOS DE LAS
PRUEBAS DE PRESION CAPILAR Y SU APLICACION EN LA
CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
BOLIVAR PEREZ MEDEL

DIRECTOR DE TESIS: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



MEXICO, D.F.

2002

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

PAGINACIÓN

DISCONTINUA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. BOLIVAR PEREZ MEDEL
Presente

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-368

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Vigueras y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**INTERPRETACION DE LOS DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS DE PRESION
CAPILAR Y SU APLICACIÓN EN LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS
PETROLEROS**

- RESUMEN
- INTRODUCCION
- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS
- II PRUEBAS DE PRESION CAPILAR EN EL LABORATORIO
- III INTERPRETACION CUALITATIVA DE LAS PRUEBAS DE PRESION
CAPILAR
- IV INTERPRETACION CUANTITATIVA DE LAS PRUEBAS DE PRESION
CAPILAR
- V APLICACIÓN DE LA INFORMACION CUALITATIVA Y CUANTITATIVA
EN LA CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS
- BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 14 de marzo de 2002

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

PP

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS:

INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR Y SU APLICACIÓN EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS.

PRESENTADA POR:

BOLIVAR PÉREZ MEDEL

9018425-3

DIRIGIDA POR:

ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

VOCAL : ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

SECRETARIO: M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

1 ER. SPTE.: M.I. JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ GUEVARA

2 DO. SPTE.: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

Handwritten signatures of the jury members on horizontal lines. The signatures are: Rafael Rodríguez Nieto, Manuel Villamar Viguera, Néstor Martínez Romero, José Antonio González Guevara, and José Martínez Pérez.

México, D.F., Julio del 2002

AGRADECIMIENTOS

El agradecer no es cosa fácil, más cuando hay tanto por agradecer y a tantas personas, esto no es solo un reconocimiento a las personas que me han permitido terminar una carrera profesional, sino las que me han permitido ser lo que soy. Es obvio que no puedo mencionar a cada una de las personas y darle el valor justo a su contribución en mi formación como persona (buena o mala), por esto de antemano pido una disculpa a las personas que no las mencione en forma particular.

A MI FAMILIA:

Si hay alguien que agradecer lo que soy es a mi madre, que siempre me ha dado todo el cariño y todo lo que ha estado a su alcance para logra hacer de mi una buena persona. Con lo que respecta a la carrera ella siempre tuvo más fe en mí que yo mismo, ni un solo día renegó de mí o de las complicaciones a las que me enfrente y siempre tuvo las palabras de aliento para dármelas cuando dudaba. Por esto y por las millones de cosas que te debo madre muchas gracias.

Tal vez cuando uno expresa tanto cariño, como el siento por mi madre, uno piensa que ahí se acabo todo, y que no quedaría para más personas, pero no, esto del cariño no es como el dinero (gracias a Díos), que si se los das a alguien ya no lo puedes dárselo a alguien más o que se lo quitas a uno para dárselo a otro. Al igual que mi madre, mi padre merece un agradecimiento y reconocimiento por lo que me ha dado. Probablemente algunas veces no sea tan explicito en decirles cuantos los quiero y respeto lo que han hecho por mí, pero tenga la seguridad que conforme pasa la vida me doy cuenta de lo difícil que es dar una buena educación y que los valores son producto de un trabajo continuo y de practicalos con el ejemplo.

A mis hermanos (Ángeles, Marcelo, Miguel y Carlos) que siempre han estado junto a mí, los mayores enseñándome con el ejemplo ha ser buena persona y abriéndome camino a lo largo de la vida, para que se hiciera más clara y mi hermano menor enseñarme lo mismo pero desde una óptica diferente.

A mi familia cercana desde primos, tíos, abuelos (los cuales merecen una mención especial por la gran enseñanza y cariño que me han dado), etc. No menciono a todos mis primos (porque son como 40) y tíos, pero tenga la seguridad que no sería el mismo sin una familia como la que tengo.

A MIS AMIGOS.

Bueno aquí es donde tal vez sea mas injusto, pero que le he de hacer, hay muchos amigos que agradecer, pero solo puedo mencionar a algunos, una disculpa a los demás.

A Juan Alberto y Armando (pensé ponerlo con la familia, porque son mis carnales, pero les toco por acá, ni modo) por todo apoyo y experiencias que hemos tenidos juntos gracias.

A todos los amigos y compañeros de la escuela desde la primaria hasta la Facultad, que probablemente no veo seguido pero han marcado mi vida de una o otra forma.

De la facultad a mis cuates del primer semestre (Glico, José Luis Esparza y Rumbo, Carlos, Ricardo y todos los demás disculpen por no poner su nombre). A los cuates petroleros (Marcos, Rene, Norma, Eutimio, Humberto, Carlos). Por el apoyo y aliento de todos estos años (y vaya que fueron bastantes).

A MIS PROFESORES:

Un reconocimiento especial al Ing Manuel Villamar, por su paciencia y conocimientos para el desarrollo de éste trabajo.

A todos los profesores que me dieron clases y me enseñaron (unos más que otros). Por enseñarme que el conocimiento y el uso que le demos me puede hacer una mejor persona.

Por ultimo agradezco a Dios por darme todo lo que tengo, mí familia, mis amigos y mí vida.

CONTENIDO

	Pág.
Resumen	iv
Introducción	vi
CAPÍTULO I :	
Definiciones y conceptos básicos	1
I.1 Caracterización	1
I.2 Tensión superficial	1
I.3 Cohesión	3
I.4 Mojabilidad	3
I.5 Capilaridad	6
I.6 Presión capilar.	8
I.7 Porosidad	14
I.8 Permeabilidad	16
I.9 Saturación	18
CAPÍTULO II :	
Pruebas de presión capilar en el laboratorio	19
II.1 Método de diafragma o de Welge	21
II.2. Desplazamiento a través de una membrana semipermeable.	24
II.3 Método de inyección de mercurio.	27
II.4 Método de la centrifuga.	31
II.5 Método dinámico.	33
II.6 Método de evaporación.	36
II.7 Comparación de los diferentes métodos.	40
CAPÍTULO III:	
Interpretación cualitativa de las pruebas de presión capilar	44
Yacimiento homogéneo	44
III.1 Presión de desplazamiento.	44
III.2 Determinación del agua congénita irreductible.	45
III.3. Distribución vertical de los fluidos	46

III.4 Profundidad del contacto agua-aceite	47
III.5 Zonas de transición de saturación y de producción	48
III.6 Aspectos geológicos relacionados con la curva de presión capilar.	50
III.7 Geometría de los poros.	51
Yacimiento heterogéneo	55
III.8 Variación de la porosidad y la permeabilidad en las familias de presión capilar.	55
III.9 Distribución vertical de la saturación de agua y heterogeneidad del yacimiento	56
III.10 Profundidad de los contactos agua aceite.	57
III.11 Comportamiento de la zona de transición al variar la porosidad y la permeabilidad	58
III.12 Variación de la zona de transición de producción debido a la diferencia de densidades de los fluidos	59
III.13 Aspectos geológicos relacionados con las curvas de presión capilar.	61
CAPÍTULO IV:	
Interpretación cuantitativa de las pruebas de presión capilar.	63
IV.1 Transformación de datos de presión capilar a condiciones de yacimiento	63
IV.2 Función J.	65
IV.3 Transformación de datos de presión capilar a altura sobre el contacto agua-hidrocarburos.	67
IV.4 Cálculo de la mojabilidad	69
IV.5 Cálculo de radio de garganta del poro.	71
IV.6 Distribución del tamaño de poro	71
IV.7 Factor de geometría de poros definido por curvas de presión capilar.	74
IV.8 Cálculo de la permeabilidad	77
IV.8.1 Método de Purcell.	77
IV.8.2 Método de Burdine	80
IV.8.3 Método de Swanson	83
IV.9 Cálculo de las permeabilidades relativas	86
IV.9 .1 Método de Purcell (modificado)	86

IV.9 .2 Método de Fatt y Dykstra.	87
IV.9 .3 Método de Burdine	88
IV.9 .4 Método de Rapoport y Leas (Cálculo de los límites de permeabilidades relativas)	90
CAPÍTULO V:	
Aplicación de la información cualitativa y cuantitativa en la caracterización de los yacimientos.	96
V.1 Permeabilidad calculada por medio del método propuesto por Purcell.	97
V.2 Cálculo de la mojabilidad	99
V.3 Distribución de los fluidos en el yacimiento	100
V.4 Aplicación de las pruebas de presión capilar en la producción de yacimientos.	104
V.5 Aplicación en la selección de los intervalos de producción para terminar el pozo.	105
V.6 Producción y distribución de los fluidos considerado más de una formación	107
V.7 Parámetros que influyen en que una formación sea o no productora (diferencias de densidades y litologías) .	112
V.8 Inclinación del contacto agua- aceite de producción y del límite de producción de aceite limpio, debido a las diferentes porosidades y permeabilidades .	114
V.9 Relación entre la geometría del poro, tipo de roca y curvas de presión capilar.	116
CAPÍTULO VI:	
Conclusiones y recomendaciones.	121
VI.1 Conclusiones	121
VI.2 Recomendaciones	122
REFERENCIAS	124
BIBLIOGRAFÍA	127

RESUMEN.

En el presente trabajo se hace un análisis de la interpretación y de la aplicación en la caracterización de yacimientos petroleros de los datos obtenidos por medio de las pruebas de presión capilar

En el Capítulo I se explican de los conceptos básicos que permiten comprender de una forma más clara los parámetros que intervienen en el desarrollo del trabajo.

En el Capítulo II se describen diferentes métodos para determinar las curvas de presión capilar en el laboratorio, las condiciones a las que se desarrollan, las ventajas y limitaciones que tiene cada uno de ellos. Entre los métodos que se describen se encuentra el de Welge (restauración de estado), el de desplazamiento a través de una membrana semi-permeable, el de inyección de mercurio, el centrífugo y el dinámico. Además, se hace una comparación de los resultados obtenidos mediante los diferentes métodos.

En el Capítulo III se indica la información de un yacimiento que se puede obtener de las curvas de presión capilar, haciendo un análisis cualitativo. Entre los datos que se pueden determinar se encuentran: la presión de desplazamiento, la saturación de agua irreductible, las zonas de transición de saturación y de producción, así como su relación con los fluidos producidos, los aspectos relacionados con la forma y el tipo de procesos geológicos involucrados en la formación de la roca almacenadora y cómo repercuten en la forma de la curva de presión capilar. Además, se comenta la relación entre las familias de curvas de presión capilar, la porosidad, la permeabilidad, la distribución de los fluidos y la heterogeneidad de los yacimientos.

En el Capítulo IV se hace un análisis de la interpretación de los parámetros que se pueden obtener por medio del manejo cuantitativo de los datos de medición de las pruebas de presión capilar, entre los cuales se encuentran la transformación de los datos obtenidos de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento, el

cálculo de la función J, la transformación de datos de presión capilar a altura sobre el nivel de agua y contactos agua-aceite. Además, se muestra cómo determinar algunos parámetros por medio de la utilización de diferentes correlaciones desarrolladas con base en datos de presión capilar para determinar la mojabilidad, la permeabilidad y la distribución del espacio poroso, aspectos que son de gran importancia para conocer la distribución de los fluidos y fundamentar el desarrollo del yacimiento.

En el Capítulo V se presentan ejemplos prácticos, en los que se utilizan los parámetros mencionados en los Capítulos III y IV para determinar aspectos de un yacimiento tales como: distribución de los fluidos dentro del yacimiento, relación entre aspectos de geometría de poros y los geológicos y sus vínculos con la forma de las curvas de presión capilar, la inclinación del contacto agua-aceite de producción y del límite de producción de aceite limpio debido a los cambios en las características de las rocas y cómo se ven reflejados estos cambios en la zona de transición de la curva de presión capilar, cómo se relaciona la diferencia de las densidades de los fluidos y los cambios de litología para que la formación sea o no productora y en la distribución de los fluidos tanto en la zonas de transición de producción y de saturación, así como en los intervalos donde se termina el pozo.

En el Capítulo VI se plantean las conclusiones y las recomendaciones de este trabajo, poniendo de manifiesto los principales parámetros que se determinan y bajo qué circunstancias es conveniente su aplicación en la caracterización de yacimientos.

INTRODUCCIÓN

La ingeniería petrolera en México tiene un papel fundamental, por la gran importancia del petróleo. Es por este motivo que dentro de la administración de un recurso tan preciado, no se puede reducir a una explotación "irracional", considerando únicamente algunos aspectos técnicos. Los yacimientos son el recurso fundamental dentro de la industria petrolera; conocer y entender los fenómenos que están involucrados en su explotación y cómo repercuten estos en los parámetros medidos, es el fin fundamental de la caracterización de yacimientos. En pocas palabras, entre mejor caracterizado se tenga, el yacimiento se podrá obtener el mayor provecho posible. Otro aspecto fundamental dentro de la ingeniería petrolera, que no se debe perder de vista, es que en la explotación de un yacimiento está involucrado el trabajo y visión de muchos profesionales y trabajadores, lo que da lugar a una cantidad muy grande de información. Saber dar el valor justo a esta información, contar con los medios para obtenerla, verificarla y confrontarla con otros medios, son algunos de los retos fundamentales a los que se enfrentan los ingenieros petroleros, por tal razón, el trabajo multidisciplinario es fundamental. Tener conocimiento de las personas involucradas en un proyecto (profesionales y no profesionales), así como de los medios e información con la que se cuenta, puede ser la diferencia entre realizar una buena o mala caracterización. Como ya se mencionó, la relación entre la ingeniería petrolera y otras áreas técnicas es fundamental, pero no se debe olvidar la relación que existe entre la ingeniería de yacimientos y las otras áreas de la ingeniería petrolera (perforación y producción). Lo anterior conduce a señalar que al final de cuentas se debe aplicar toda la información obtenida de la caracterización de yacimientos. ¿De qué serviría conocer a fondo las propiedades y parámetros que caracterizan los yacimientos, si no son utilizados en perforarlos y hacerlos producir de una mejor forma? En otras palabras, se puede decir que la caracterización de yacimientos, y en particular los datos obtenidos por medio de pruebas de presión capilar, tiene como fin primordial conocer los parámetros y condiciones en las que éstos se relacionan para poder indicar cómo modificarlos y cómo aplicarlos en la explotación del yacimiento. Con esto se llega a un punto

fundamental dentro de este trabajo: plantear la necesidad de aprovechar al máximo la información obtenida por cualquier medio (en este caso pruebas de presión capilar), pero siempre con base en el sustento firme del conocimiento. Para concluir, se puede decir que la ingeniería de yacimientos y su caracterización, sólo son herramientas para explotar los yacimientos, pero estas herramientas se vuelven más o menos útiles, dependiendo del uso que se les dé. El objetivo fundamental de este trabajo es mostrar algunas aplicaciones dentro de la ingeniería petrolera de los datos obtenidos mediante las pruebas de presión capilar realizadas en laboratorio, indicando sus fundamentos y bajo qué condiciones son válidas.

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.

La caracterización, en la actualidad, es una herramienta fundamental para el buen desarrollo de los yacimientos petroleros. Por este motivo que es muy importante que se tenga claro como y cuales son los parámetros que se pueden determinar por medio de las pruebas de presión capilar, en donde y bajo qué consideraciones se pueden aplicar. Por lo anterior se debe tener bien claro que es la presión capilar, el fenómeno de la capilaridad, las condiciones y propiedades que la afectan y qué es lo que representa en las condiciones del yacimiento. Por lo antes mencionado, a continuación se hace una descripción de los conceptos y definiciones que permitirán más adelante comprender como se puede caracterizar determinados parámetros a través de la presión capilar y el significado de estos.

I.1 CARACTERIZACIÓN

La caracterización de los yacimientos petroleros se puede definir como la determinación de parámetros propios del yacimiento, con el objeto de conocer de una forma más aproximada las condiciones bajo las cuales se encuentran los hidrocarburos y con ésto determinar cuál es la mejor forma de explotarlos.

I.2 TENSIÓN SUPERFICIAL

Es un fenómeno que surge entre dos fluidos. Es el resultado de un desequilibrio entre las fuerzas de atracción de las moléculas.

En un fluido, las moléculas que se encuentran alejadas de la interfase con otro fluido están rodeadas por otras moléculas similares. Como consecuencia, la fuerza total que actúa sobre ellas es numéricamente igual a cero. No ocurre así con las moléculas que se encuentran cerca de la superficie o interfase, donde las fuerzas de atracción resultantes están en desequilibrio.

Esta fuerza que no está en equilibrio da lugar a una aparente película delgada, una membrana interfacial. A la propiedad de crear esta tensión suficiente para originar una aparente membrana se le llama tensión interfacial. Para crear esta

película se requiere de una cantidad de energía suficiente para mover una molécula del fluido hacia la superficie o interfase, de tal manera que la tensión superficial puede definirse como: "La energía por unidad de área necesaria para llevar las moléculas a la superficie"⁽¹⁾. A partir de esta definición, puede visualizarse que las moléculas que están cerca de la superficie serán arrastradas hacia ella para mantener la integridad de la película, lo cual se ajusta a la explicación anterior donde actúa el desequilibrio de fuerzas. Es necesario imaginar la superficie de contacto de los dos fluidos dividida en una cierta cantidad de supuestas áreas, cada una de estas, de modo individual, requerirá de una cierta cantidad de energía que moverá a una molécula desde su posición inicial, donde se encuentra en un desequilibrio de fuerzas, hasta la superficie. Esta molécula remplazará a otra que se encuentra en la posición que ocupará, y a su vez será remplazada por otra nueva. Este movimiento constante es el que mantiene la unión de la membrana.

Al hacer el análisis dimensional de la tensión superficial, se tiene que:

$$\sigma [EL^{-2}] = \sigma \left[F \times \frac{L}{L^2} \right] = \sigma \left[\frac{F}{L} \right]$$

σ = Tensión interfacial o superficial.

E = Energía

De donde puede recurrirse a otra definición:

"La tensión interfacial, o superficial, es la fuerza necesaria para mantener la unidad de longitud de la película en equilibrio"¹.

Definición que también es acorde con la explicación dada del desequilibrio de fuerzas y del movimiento continuo de las moléculas.

Las unidades de la tensión superficial (o interfacial) en los sistemas MKS, cgs y FPS son, respectivamente: (kg/m), (g/cm), (libra/pie).

¹ Referencias al final

Las unidades en que se expresa comúnmente son (dinas/cm), que son equivalentes, numéricamente hablando a (ergs/cm). Esta equivalencia es debida a la reducción dimensional de que se habla en un párrafo anterior.

I.3 COHESIÓN

Las cohesión es producto de las fuerzas de atracción molecular , que es la tendencia de un líquido a mantenerse unido y no expandirse indefinidamente tal como lo haría un gas. A nivel molecular, la cohesión ayuda a comprender mejor la mojabilidad; si las fuerzas de adhesión entre un líquido y un sólido son mayores que las fuerzas de cohesión del líquido, éste mojará al sólido. A su vez, si las fuerzas de adhesión son menores que las fuerzas de cohesión, el líquido no mojará al sólido.

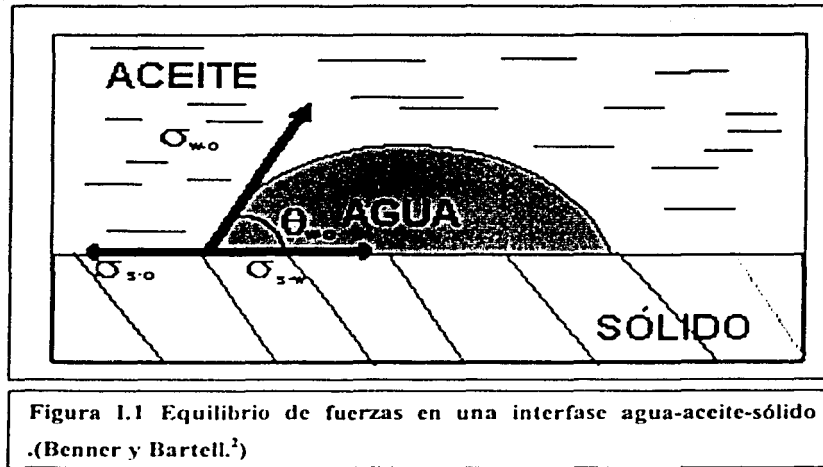
I.4 MOJABILIDAD

El fenómeno de mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en un medio poroso. Se ha demostrado que si la roca es mojable por agua, la permeabilidad al aceite es muy superior al caso en que la roca sea mojable por aceite. Esto es debido a que la fase mojante (en este caso el agua) está adherida a la roca del yacimiento, disminuyendo de esta manera su movilidad. Por lo tanto, es muy importante que el medio poroso esté o quede mojado por agua para que el aceite tenga mayor movilidad dentro del medio poroso.

La adhesión entre un líquido y un sólido es otra fuerza activa que influye en la capilaridad del sistema (en el caso de un sistema roca- fluido) y determina qué fluido mojará preferentemente al sólido. La mojabilidad es función de la composición química del sistema que forma los fluidos y la roca para ilustrar más a detalle se hace referencia al ejemplo presentado por **Amyx**¹

En la Figura I.1 se muestran dos líquidos, aceite y agua, que están en contacto con un sólido.

Por convención, el ángulo (θ) es medido entre la superficie del sólido y la tangente a la superficie de la fase más densa en el punto de contacto con el cuerpo del sólido.



De la figura se obtiene lo siguiente:

$$F_a = \sigma_{s-o} - \sigma_{s-w} = \sigma_{w-o} \cos \theta_{w-o}, \quad (1.1)$$

donde:

F_a = Fuerza de adhesión.

σ_{s-o} = Tensión interfacial entre el sólido y la fase menos densa (dinas/cm)

σ_{s-w} = Tensión interfacial entre el sólido y la fase más densa (dinas/cm)

σ_{w-o} = Tensión interfacial entre los dos líquidos inmiscibles (dinas/cm)

θ_{w-o} = Ángulo de contacto (grados)

Por lo tanto la fuerza de adhesión se puede definir como:

$$F_a = \sigma_{w-o} \cos \theta_{w-o} \left[\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right]. \quad (1.2)$$

De la definición planteada por la Ecuación 1.1 se aprecia que una fuerza de adhesión positiva indica que la fase más densa moja al sólido de manera preferentemente; es decir, la tensión interfacial entre el sólido y la fase más densa es mayor que la tensión interfacial entre el sólido y la fase menos densa. Si la

magnitud de adhesión es cero, indica que ambas fases tienen una afinidad igual con la superficie.

La magnitud de la fuerza de adhesión queda definida por la Ecuación 1.2 y determina la capacidad de la fase mojantera para adherirse y extenderse sobre la superficie del sólido. Por ejemplo, si el valor de la fuerza de adhesión es grande (es decir el ángulo de contacto es pequeño) la fase más densa tenderá a extenderse y cubrir la superficie del sólido. Por el contrario, si el ángulo de contacto es grande, se necesitará una fuente de energía externa para que la fase más densa se extienda sobre el sólido.

Existen dos medios para indicar el grado de mojabilidad de un fluido, el primero es expresarlo en términos del ángulo de contacto, igual que en la Ecuación 1.2. Una mojabilidad completa quedará representada por un ángulo de contacto igual a cero grados. Un ángulo de contacto de 90 grados indica que ninguna de las dos fases moja preferentemente al sólido y un ángulo de contacto de 180 grados indica que la fase menos densa moja completamente al sólido. Así, el ángulo de contacto es un índice de la mojabilidad de un sólido por un fluido.

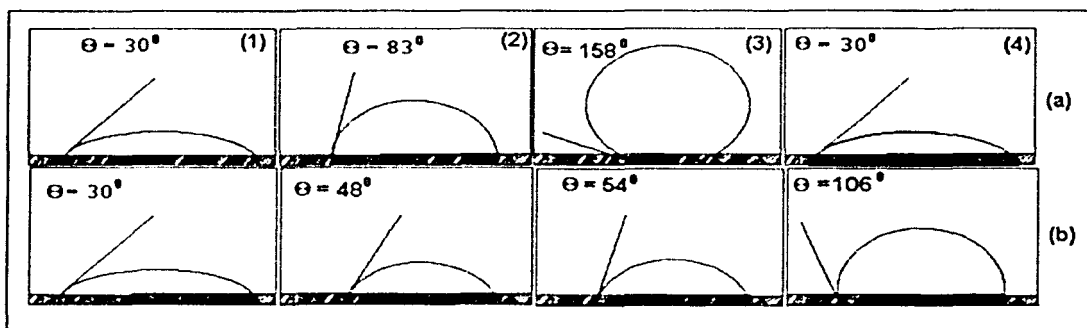


Figura 1. 2. Ángulos de contacto en diferentes sistemas de roca-fluido. (Benner y Bartell.²)

(a) Superficie de sílice
(b) Superficie de calcita

(1) Isoctano
(2) Isoctano + 5.7% isoquilina
(3) Isoquilina
(4) Acido nafténico.

Como se puede observar, la mojabilidad está muy vinculada con la composición química del sistema roca-fluido. La mojabilidad es una propiedad que juega un papel fundamental para comprender la distribución de los fluidos en el medio poroso. Es importante saber cuál es el fluido mojante en el sistema para saber cuál es el que ocupa en mayor medida los poros. Las condiciones de diagénesis de la roca son determinantes para determinar cuál fluido es mojante.

I.5 CAPILARIDAD:

Al estudiar los sistemas capilares es necesario considerar no tan sólo la interfase entre un gas y un líquido, hay que tomar en cuenta, asimismo, las fuerzas que actúan entre los fluidos y los sólidos. La combinación de todas estas fuerzas influyen grandemente no solo en la mojabilidad sino también en la capilaridad de un sistema .

Para estudiar el fenómeno capilar es útil recurrir al ejemplo del tubo capilar de vidrio transparente inmerso parcialmente en un recipiente abierto en su parte superior y lleno con agua, tal como lo muestra la Figura I.3

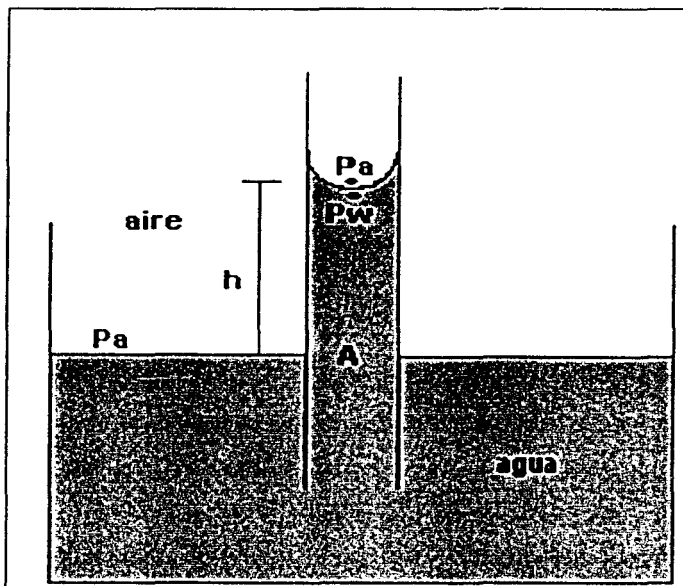


Figura I.3. Fenómeno de capilaridad dentro de un tubo capilar.

El agua en el interior del tubo capilar se elevará por encima del nivel de agua libre en el recipiente abierto. Esta elevación se debe al efecto conjunto de las fuerzas de adhesión entre el vidrio y el agua, y el peso que representa la columna de agua en el interior del capilar. La fuerza de adhesión es la tendiente a jalar liquido sobre la pared del tubo. El liquido se eleva en la parte inferior hasta que la fuerza total que empuja al fluido hacia arriba alcanza el equilibrio con el peso de la columna del liquido que está en el tubo.

Haciendo un análisis de las fuerzas que están involucradas en este fenómeno La fuerza total que actúa hacia arriba se expresa como:

$$F_{\text{arriba}} = F_a 2\pi r \quad (1.3)$$

Por otro lado, la fuerza que actua hacia abajo es:

$$F_{\text{abajo}} = \rho g h \pi r^2 \quad (1.4)$$

donde

F_a : Fuerza de adhesión (dinas/cm)

r : Radio del capilar (cm)

g : Aceleración debida a la gravedad (cm/s²)

ρ : Densidad del fluido (g/cm³)

h : Altura que alcanza el fluido dentro del capilar (cm)

Igualando las ecuaciones 1.3 y 1.4, lo cual es válido ya que el sistema se encuentre en equilibrio, da como resultado:

$$F_{\text{arriba}} = F_{\text{abajo}}$$

$$F_a 2\pi r = \rho g h \pi r^2$$

Sustituyendo F_a por la ecuación 1.1.

$$\sigma \cos\theta 2\pi r = \rho g h \pi r^2,$$

de donde se puede determinar h

$$h = \frac{2\sigma \cos\theta}{r g \rho}, \quad (1.5)$$

que es la ecuación que permite obtener la altura, h, que alcanza el fluido mojante en el interior del tubo capilar.

1.6 PRESIÓN CAPILAR.

Muchos fluidos no son miscibles; por ejemplo, al poner en contacto físico aceite y agua, exhiben una interfase, con una presión diferencial alrededor de ésta. Esta diferencia de presión entre las dos fases inmiscibles (en este caso aceite y agua) es referida como presión capilar.

La presión capilar normalmente se define como la presión en la fase no mojante menos la presión en la fase mojante.

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (1.6)$$

P_c = Presión capilar del sistema (atm)

P_{nm} = Presión de la fase no mojante inmediata a la interfase (atm)

P_m = Presión de la fase mojante inmediata a la interfase (atm)

Por lo tanto, como se muestra en la Figura 1.4, las presiones de las fases mojante y no mojante se pueden expresar de la siguiente forma:

$$P_{nm} = \rho_{nm} g h \quad (1.7)$$

$$P_m = \rho_m g h \quad (1.8)$$

donde:

g es la constante gravitacional.

h es la altura sobre el contacto.

Al sustituir estas dos ecuaciones en la Ecuación 1.6 se tiene:

$$P_c = (\rho_m - \rho_{nm}) g h \quad (1.9)$$

Los poros de una roca están frecuentemente conectados por canales estrechos. Estos canales actúan como tubos capilares y por lo tanto los fluidos que se encuentran en los poros están sometidos a fuerzas capilares.

Otra definición de presión capilar es: "La presión diferencial que existe en una interfase curva que se tiene entre dos fluidos no miscibles que comúnmente ocupan un sistema capilar"⁽¹⁾

La presión que existe en la fase líquida inmediata a la interfase aire-líquido es menor que la presión existente en la fase gaseosa inmediata a la misma interfase. Esta diferencia de presiones que existe a través de la interfase es la presión capilar del sistema.

Para calcular la presión capilar del sistema se puede hacer de modo análogo al cálculo de la presión en un tubo "U". Los manómetros son dispositivos en los cuales se emplea una columna (o columnas) de uno o más fluidos para medir la diferencia de presión entre dos puntos. Asimismo, el sistema de tubo capilar de vidrio puede considerarse como un tubo en "U" cuyas columnas de fluido (agua y aire) se encuentra en comunicación. Al hacer esta analogía, se puede determinar la diferencia de presión entre dos puntos escogidos. Los puntos donde se desea calcular esta diferencia de presión son los inmediatos a las interfases agua-aire en ambos fluidos. El cálculo se puede hacer como sigue. La Figura 1.4 representa las condiciones existentes en un tubo capilar cuando se encuentra inmerso en un recipiente con agua. Considerando el radio del recipiente mucho más grande comparado con el tubo capilar, la interfase agua-aire dentro de éste es prácticamente horizontal, además la presión capilar en una superficie plana u horizontal es igual a cero.

En la Figura 1.4, si la altura de equilibrio de la columna de agua, h , es pequeña, la presión de la columna de aire entre B y B' es despreciable debido a su baja densidad del aire. Por lo tanto, la presión en el aire inmediatamente arriba de la interfase (punto B') es, esencialmente, igual a la presión en el aire inmediatamente arriba del nivel de agua en el recipiente (punto A'). Sin embargo, debido a que la densidad del agua es mucho mayor, comparada con la densidad del aire, la presión en el agua junto a la interfase agua-aire en el interior del capilar (punto B)

es diferente de la presión en el fondo del capilar al nivel del agua libre (punto A). Esta diferencia es igual a la presión producida por la carga hidrostática de la columna de agua (h)

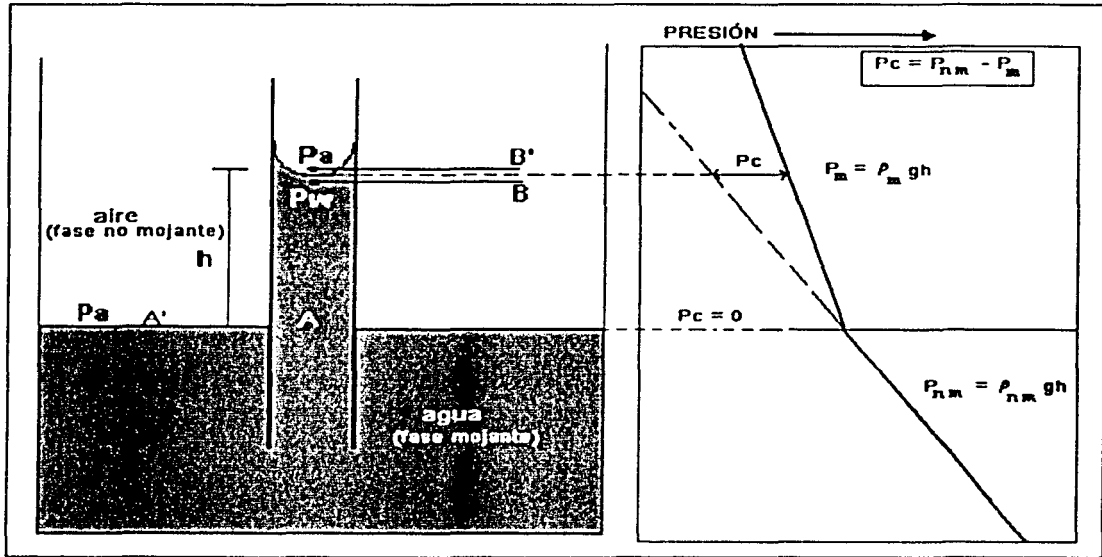


Figura 1.4 Relación de presiones en un tubo capilar (aire-agua).

Con base en estas consideraciones, la presión en el fondo de la columna de agua dentro del tubo capilar, es igual a la presión en el aire inmediatamente arriba del nivel del agua más la columna hidrostática generada por el agua. Entonces, la presión en el agua en la parte superior de la columna capilar es igual a la presión en el agua en el punto A menos la presión debida a la columna hidrostática.

Si se denota a la presión capilar en el agua en el punto B por P_w , y a la presión en el aire, ya sea en el punto A' o en el punto B', por P_a , se plantea la discusión de forma analítica:

$$P_c = P_a - P_w \quad (1.6a)$$

donde

P_c : Presión capilar del sistema (atm)

P_a : Presión en el aire en el punto B' (atm)

P_w : Presión en el agua en el punto B (atm)

Como la presión en el punto B (P_w) está dada por:

$$P_a = \rho_a gh \quad (1.7a)$$

$$P_w = \rho_w gh \quad (1.8a)$$

Sustituyendo la Ecuaciones 1.7a y 1.8a en 1.6a se tiene:

$$P_c = (\rho_w - \rho_a)gh \quad (1.9a)$$

Que es la ecuación que permite calcular la presión capilar en función de la columna hidrostática de fluido cuando se tiene un sistema agua-aire.

En el caso cuando no se tiene gas en el sistema, se tiene un sistema capilar agua-aceite como en la Figura 1.5. El cálculo de la presión capilar se hará de forma análoga al caso anterior, con la diferencia de que ahora, la densidad del aceite no podrá ser despreciada. Como se mencionó anteriormente, en el punto D no existe presión capilar, pues la interfase agua-aceite en el recipiente abierto es mucho mayor, comparado con la interfase en el interior del capilar.

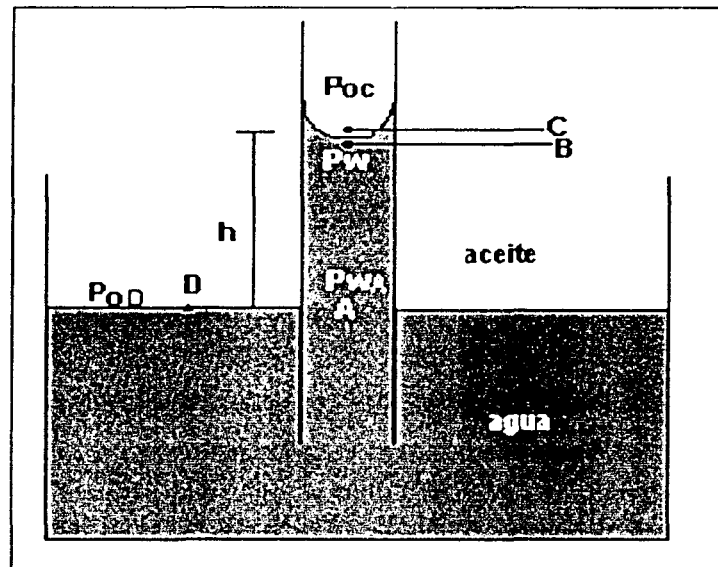


Figura 1.5 Relación de presiones en un tubo capilar (agua-aceite).

Por tal motivo, la presión en el punto D (P_{OD}) es igual a la presión en el punto A (P_{WA}), o sea:

$$P_{OD} = P_{WA}$$

La presión capilar en el interior del tubo es:

$$P_c = P_o - P_w$$

Donde

$$P_o = \rho_o gh \quad (1.7b)$$

$$P_w = \rho_w gh \quad (1.8b)$$

Sustituyendo se tiene:

$$P_c = (\rho_w - \rho_o)gh, \quad (1.9b)$$

que es la ecuación para calcular la presión capilar en función de las columnas hidrostáticas, cuando se tienen presentes dos líquidos en el sistema, en este caso agua y aceite.

Por otro lado retomando la Ecuación 1.5

$$h = \frac{2\sigma \cos\theta}{rg\rho}$$

Considerando que la diferencia de presiones puede expresarse como $\Delta P = \rho gh$, además de representa la presión capilar, la cual se puede expresar de la siguiente forma:

$$P_c = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r} \quad (1.10)$$

La cual es la expresión de la presión capilar obtenida en función de los términos de las fuerzas superficiales.

Cuando dos fluidos no miscibles entre sí están saturando un medio poroso, se genera entre los dos una interfase curva. Normalmente, sólo uno de los fluidos moja la superficie de los granos y el otro, el fluido no mojante, está contenido dentro del primero ya sea como fase continua, más o menos continua o como fase discontinua.

PRESIÓN CAPILAR EN EMPACAMIENTOS DE ESFERAS UNIFORMES.

Una expresión general para presión capilar como una función de tensión interfacial y la curvatura de la interfase es la de Plateau³ y esta dada por:

$$P = \sigma \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right], \quad (1.11)$$

donde R_1 y R_2 son los radios de curvaturas principales de la interfase y σ es la tensión interfacial entre los dos fluidos. La distribución y la medición de estos dos radios en el sistema poroso son mostrados en la Figura 1.6. Es importante hacer notar que los dos radios son medidos en planos perpendiculares. Comparando la Ecuación 1.9 con la ecuación para la presión capilar determinada por el método de tubo capilar (Ecuación 1.8). Esta es la base para definir el radio medio, R_m , como:

$$\frac{1}{R_m} = \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right] = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r} = \frac{\Delta\rho h}{\sigma} \quad (1.12)$$

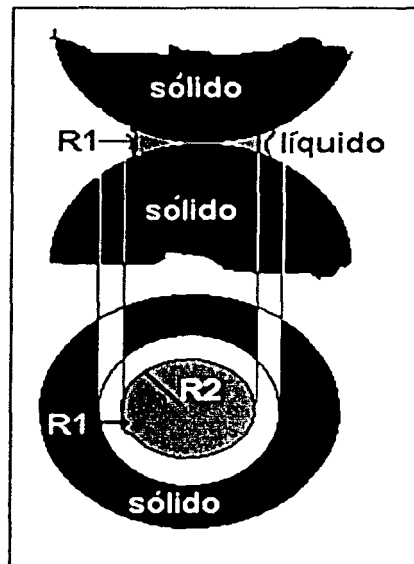


Figura 1.6 Presión capilar en empacamientos de esferas uniformes.

Es prácticamente imposible medir los valores de R_1 y R_2 así que generalmente son referidos al radio de curvatura medio y es empíricamente determinado de otras mediciones.

I.7 POROSIDAD

POROSIDAD (ϕ) : La porosidad de una roca puede definirse de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{V_p}{V_T}$$

Siendo:

V_p : Volumen de poros

V_T : Volumen total de roca = volumen de poros + volumen de sólidos.

Es decir, la porosidad es una relación que indica la fracción, en volumen, que ocupa el espacio poroso en relación con toda la roca. También se acostumbra representar a la porosidad de manera porcentual de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} * 100 \quad (I.13)$$

La porosidad desarrollada en las rocas sedimentarias es la función de diversas variables, tales como: forma, tamaño y orientación de los granos, así como grado de selección y tipo de empacamiento de los mismos. La porosidad sufre un decremento mientras la selección de los granos se haga más pobre, ya que los poros intergranulares pueden ser ocupados por granos más pequeños.

Muy aparte, de la forma en que los granos siguen los mecanismos de empacamiento, su compactación con la profundidad es otro aspecto fundamental. La porosidad decrece con el incremento de la profundidad en una forma predecible. Una relación entre la porosidad y la profundidad es la siguiente:

$$\phi = \phi_s e^{-(h/\alpha)}$$

donde:

ϕ_s es la porosidad en la superficie.

h es la profundidad (pies)

α es una constante de compactación para una área geológica en particular.

Existen varios tipos de porosidad, como son:

Porosidad total (ϕ_t). Es el volumen total de espacios (poros, canales, fisuras y cavernas) existentes en los elementos minerales de la roca, entre el volumen bruto de la roca.

$$\phi_t = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \quad (1.14)$$

donde:

V_p es el volumen total de espacios vacíos.

V_s es el volumen ocupado por sólidos.

V_t es el volumen total de la roca.

La porosidad total puede expresarse de la siguiente manera:

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2$$

ϕ_1 es la porosidad primaria, la cual puede ser intergranular o intercrystalina, depende de la forma, tamaño y acomodamiento de los sólidos y es el tipo de porosidad que se encuentra comúnmente en las rocas clásticas; ϕ_2 es la porosidad secundaria, formada por las vesículas o cavernas debidas a la disolución de la matriz, y por las fisuras o fracturas causadas por fuerzas mecánicas. Es común encontrar ϕ_2 en rocas de origen químico u orgánico (bioquímico), como son los carbonatos.

Porosidad interconectada (ϕ_c). Es aquella formada exclusivamente por poros que se encuentran comunicados entre sí.

Porosidad potencial (ϕ_p). Es la parte de la porosidad interconectada, en la cual el diámetro de los canales de conexión entre los poros es lo suficientemente grande

para permitir el paso de fluidos (mayor de 50μ para el aceite y mayor de 5μ para el gas).

Porosidad efectiva (ϕ_e). Es un término usado exclusivamente en el análisis de registros de pozos. Es la porosidad asociada a los fluidos libres, excluyendo por tanto a la porosidad no conectada y al volumen ocupado por el agua ligada a las partículas de arcilla.

La porosidad es un parámetro importante en la determinación del volumen de hidrocarburos contenidos en un yacimiento.

1.8 PERMEABILIDAD (k).

La permeabilidad es una medida de la facilidad con la cual un fluido pasa a través de un medio poroso. La ley de Darcy para dicho flujo es:

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L}$$

Si el flujo es laminar, la ecuación de Darcy puede ser usada para definir la permeabilidad (k), en términos de un gasto (q), una área (A), una longitud (L), una diferencia de presión (ΔP) y una viscosidad (μ) del fluido, tal que:

$$k = \frac{q\mu L}{\Delta P A} \quad (1.15)$$

Si q está en cm^3/seg , A en cm^2 , $\Delta P/L$ está en atm/cm , y μ en cp, entonces k está en darcys. La unidad práctica es el milidarcy (mD), que es igual a un milésimo de darcy.

La relación entre la permeabilidad y la porosidad depende principalmente del tipo de roca. Por lo general el logaritmo de la permeabilidad representa un comportamiento lineal con respecto a los valores de la porosidad para un tipo de roca dado; sin embargo, la relación precisa, sólo se puede obtener mediante mediciones directas. Durante muchos años se han desarrollado, a través de estudios, algunas relaciones teóricas de la porosidad con la permeabilidad, tomando en cuenta características de textura, tales como: el tamaño, la forma y la

distribución de los granos y de las gargantas de los poros en la roca. Una de ellas es la relación de Kozeny:

$$k = \frac{Cd^2\phi^3}{(1-\phi)^2} \quad (I.16)$$

donde

C es una constante de la formación en estudio.

d es el diámetro

ϕ es la porosidad en fracción

En algunos yacimientos la permeabilidad es un vector, es decir, toma propiedades direccionales. Por otra parte, el fracturamiento incrementa substancialmente la productividad; pero forma vías de comunicación que facilitan la canalización de los fluidos. El incremento notable en la permeabilidad se atribuye al desarrollo de cavernas por solución y al fracturamiento, que es más intenso en dolomías, por su fragilidad natural.

Existen varios tipos de permeabilidad:

Permeabilidad absoluta (k_a). Es la que se debe exclusivamente al medio poroso.

Permeabilidad efectiva (k_{ef}). Es la permeabilidad de una roca a una fase y a una saturación en particular, menor a 100%.

$$k_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{\Delta P A} \quad (I.17)$$

donde:

k_{ef} es la permeabilidad efectiva a un fluido (aceite, gas o agua).

q_f es el gasto del fluido (aceite, gas o agua).

μ_f es la viscosidad del fluido (aceite, gas o agua).

Permeabilidad relativa (k_r). Es la razón de permeabilidad efectiva a una fase, con respecto a la permeabilidad absoluta, y se toma a un valor particular de saturación.

$$k_{rf} = \frac{k_{ef}}{k_o} \quad (1.18)$$

donde:

k_{ef} es la permeabilidad efectiva a un fluido (aceite, gas o agua).

k_{rf} es la permeabilidad relativa a un fluido (aceite, gas o agua).

La permeabilidad es un parámetro que ayuda en la diferenciación de las partes de la formación que se consideran como zonas potencialmente productoras de hidrocarburos.

1.9 SATURACIÓN (S).

Es la fracción del volumen de poros de una roca que se encuentra lleno con un fluido (aceite, agua o gas). Se obtiene al dividir el volumen del fluido en cuestión (V_f) a condiciones del medio poroso, entre el volumen de huecos intercomunicados del medio poroso.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.19)$$

donde:

V_f es el volumen del fluido (aceite, gas o agua) a condiciones del medio poroso.

V_p es el volumen de poros del medio poroso.

Los poros en un yacimiento siempre estarán saturados de fluidos, nunca habrá poros vacíos y siempre existirá saturación de agua.

$$\sum S = 1$$

$$S_o + S_w = 1$$

$$S_w + S_g = 1$$

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

CAPÍTULO II

PRUEBAS DE PRESION CAPILAR EN EL LABORATORIO.

En la caracterización de yacimientos es fundamental tener un medio apropiado para poder determinar la presión capilar en forma confiable. Uno de los primeros experimentos para medir la presión capilar fue el realizado por Leverett⁴, el cual consiste en rellenar con arena no consolidada un tubo largo saturado inicialmente con agua y suspendido verticalmente. En el extremo inferior se drena o absorbe el agua, según sea el proceso de saturación, se mide la presión y la saturación del fluido a diferentes etapas y se hace una gráfica como se muestra en la Figura II.1.

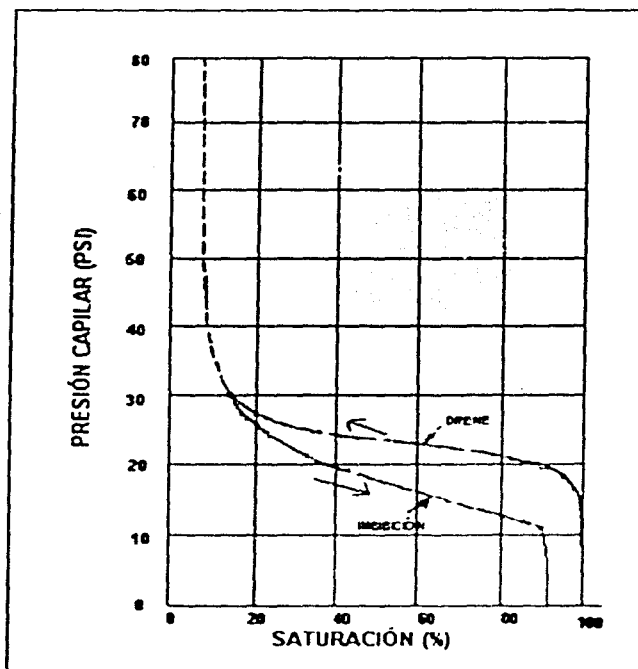


Figura II.1 Curvas de presión capilar (imbibición y drenaje)

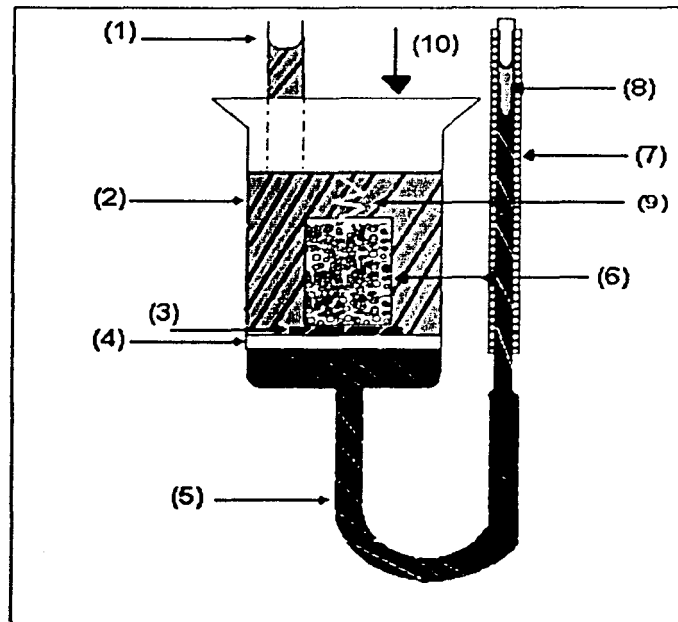
La gráfica anterior muestra algo muy importante, ya que el modo en que se sature la arena compactada tiene que ver con los resultados que se tengan. Como se muestra en la gráfica, para la misma saturación de agua se tienen diferentes valores de presión capilar, ya que al saturar el tubo con fluido mojante y después desplazarlo con fluido no mojante da resultados diferentes que al saturarlo primero de fluido no mojante y desplazarlo con fluido mojante, debido a la histéresis que depende del proceso de saturación. Esto no se debe perder de vista cuando se esté midiendo la presión capilar ya que el proceso afecta los resultados.

Algo que se debe considerar y no se debe perder de vista es que este experimento tiene la limitante de que los resultados son bajo ciertas condiciones, que no son las que se presentan en el yacimiento y no toma en cuenta la forma que varían las características de un yacimiento a otro. Es por este motivo que los resultados de este experimento no se pueden considerar como reales para usarlos dentro de la caracterización de los yacimientos, por lo tanto se han creado diferentes métodos de laboratorio para determinar la presión capilar de una manera más real y confiable que den resultados que se puedan aplicar. Entre los métodos de laboratorio más utilizados están los siguientes:

1. Método del diafragma o método de Welge.
2. Proceso de desplazamiento a través de una membrana semipermeable.
3. Método de inyección de mercurio.
4. Método centrifugo
5. Método dinámico.
- 6.-Método de evaporación
7. Comparación de los métodos.

II.1 MÉTODO DE DIAFRAGMA O MÉTODO DE WELGE.

Es un método bien conocido y ampliamente usado desde que fue propuesto en 1948 por Bruce y Welge⁵. Es también llamado de restauración de estado (Restored State) por la similitud con el proceso que originalmente ocurre en el yacimiento. Durante la prueba, se utiliza un sistema agua-aceite a baja presión. La Figura II.1 muestra uno de los aparatos comúnmente utilizados en estas prueba.



(1) FUENTE DE PRESIÓN HIDROSTÁTICA	(7) ESCALA DE MEDICIÓN
(2) ACEITE	(8) SELLO DE ACEITE
(3) PAPEL	(9) RESORTE
(4) MEMBRANA SEMIPERMEABLE	(10) SELLO
(5) SALMUERA	
(6) NÚCLEO	

Figura II.2 Equipo para medir el comportamiento capilar de una roca (Welge⁵ 1949)

El proceso para determinar la presión capilar por este método es, a grandes rasgos, como sigue: una muestra, de volumen y porosidad conocida, es saturada 100% con agua y es puesta en contacto con una membrana permeable. Los poros de la membrana son extremadamente pequeños y no permiten la entrada a un fluido no mojante, siempre que se mantenga la presión dentro de un rango definido. Posteriormente, se introduce un fluido no mojante en la celda a una presión ligeramente mayor a la presión atmosférica.

El fluido no mojante entrará en los poros del núcleo que tendrá una presión menor a la aplicada. El agua desplazada de estos poros es forzada a través de la membrana y se mide en un tubo graduado. Una vez que el volumen de agua desplazada no cambia a la presión aplicada, es decir, una vez que se alcanza el equilibrio, se anota el volumen total desplazado a dicha presión. Como el volumen de poros es conocido, y la saturación inicial de agua en el núcleo es de 100 %, es posible calcular la saturación, a esa presión en particular, mediante un balance de materia.

El proceso anterior es repetido con presiones gradualmente mayores en pequeños incrementos, permitiéndose en cada paso alcanzar el equilibrio del sistema y calculando en cada incremento la saturación de agua correspondiente. Cuando al elevar la presión no se desplaza más agua del núcleo, se dice que se ha alcanzado el valor de saturación de agua irreductible. Los valores obtenidos de presión capilar con su respectiva saturación de fluidos son graficados, en escala normal, en una gráfica de presión capilar contra saturación de fluido mojante (generalmente agua), tal como se muestra en la Figura II.3

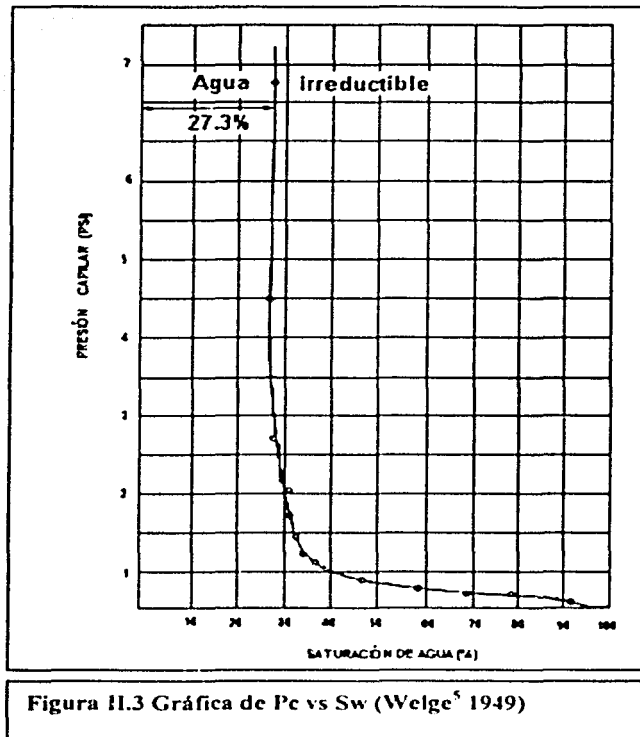


Figura II.3 Gráfica de P_c vs S_w (Weigé⁵ 1949)

El requerimiento esencial de este método es una membrana semipermeable, cuyo tamaño de poros sea tal que el fluido desplazado no penetre al diafragma a las presiones aplicadas. Además, esta membrana debe tener una distribución del tamaño de poros uniforme. El material que puede ser usado para el diafragma permeable es porcelana, celofán, fibra de vidrio, etc. Entre el núcleo y la membrana puede ser colocado algún material conveniente (puede utilizarse un trozo de papel higiénico) para ayudar a establecer buena continuidad entre el diafragma permeable y el núcleo. La combinación de fluidos para el sistema puede ser gas-agua o aceite-agua.

Este método de desplazamiento puede requerir de 10 a 40 días para analizar una muestra; sin embargo, el proceso simula de forma muy parecida lo que ocurre en el yacimiento. La presión capilar más alta que puede ser utilizada en este procedimiento está limitada por la presión de desplazamiento del diafragma semipermeable utilizado

II.2.DESPLAZAMIENTO A TRAVÉS DE UNA MEMBRANA SEMIPERMEABLE.

Este método es una modificación del trabajo de Welge⁵. Las características generales son las mismas, pero tiene algunas mejoras que permiten obtener el equilibrio en un tiempo más corto. En lugar de usar una presión hidrostática para generar la presión utiliza una fuente externa de gas. Tiene un porta muestras que permite analizar núcleos con una longitud determinada. En la Figura II.4 se muestra como está armado este dispositivo.

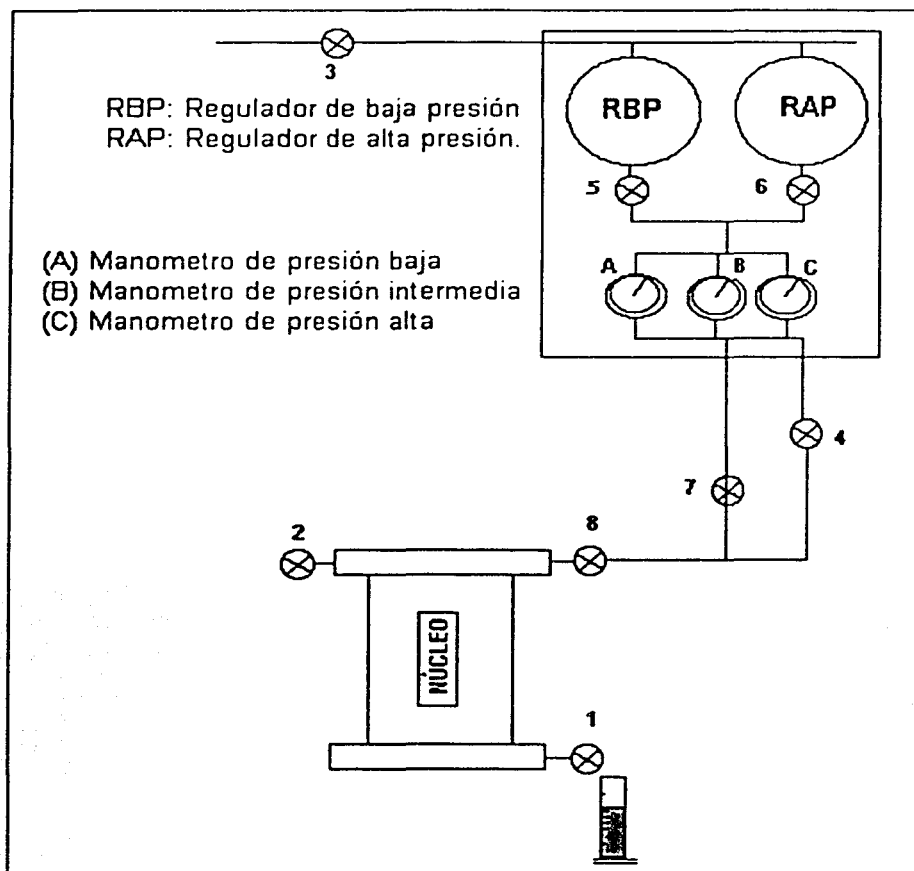


Figura II. 4 Método de la membrana semi-permeable

Procedimiento para determinar la presión capilar.

- 1) Saturar la membrana permeable al 100% con la fase mojante.
- 2) Una vez saturada la membrana, se coloca en la tapa inferior apretando los tornillos que la sujetan de manera uniforme para evitar romperla o dejar fugas.
- 3) Colocar sobre la membrana los núcleos previamente saturados y pesados con el fluido mojante. Para asegurar buen contacto de la membrana y del núcleo se usa papel saturado con el mismo fluido entre las dos superficies.
- 4) Se abre la válvula No 3 para conectar la fuente de gas. Se abren las válvulas No 5, 6 y 7, se rota el maneral del regulador de baja presión (RBP) hasta establecer una presión de 1 ib/pg² en el manómetro de baja presión.
- 5) Se abre la válvula No 1 de la celda y posteriormente se abre la válvula No 8 para comunicar la presión con la misma.
- 6) El gas, en contacto con la muestra, desplazará parte de la fase mojante de los poros que tengan una presión de desplazamiento menor a la presión de la fase desplazante. La fase mojante se moverá de los poros de la muestra hacia el exterior de la celda a través de la membrana, debido al contacto capilar establecido entre los dos sistemas.
- 7) Cuando se alcanzan las condiciones de equilibrio en la saturación, para este nivel de presión, se cierra la válvula No1 y posteriormente se cierra la válvula No 8. Se depresiona la celda lentamente, abriendo la válvula No 2.
- 8) Se remueve la tapa superior de la celda, se sacan los núcleos y posteriormente se pesan. El plato de cerámica debe ser cubierto con una película de fluido saturante mientras permanezca abierta la celda para evitar que se desature. Se coloca una pieza nueva de papel en los extremos de cada núcleo y se regresan a la celda para la siguiente etapa de presión.
- 9) Con los núcleos en la celda sellada, se cierra la válvula No 2 se abre la válvula No 1 y después se abre lentamente la válvula No 8. Se establece una presión de 2 ib/pg² en el manómetro de baja presión (MBP) manipulando el regulador de baja presión (RBP), con lo cual se reiniciará, por diferencias de presiones, el desplazamiento del fluido saturante de las muestras.

- 10) Cuando se alcanzan las condiciones de equilibrio a este nuevo nivel, se repiten los pasos 7 y 8.
- 11) Se cierra la celda y la válvula No 2, se abren las válvulas No. 1 y 8, y se establece una presión de 4 lb/pg² con el regulador de baja presión y se repiten los pasos 7 y 8.
- 12) Se cierra la celda y la válvula No 2, se abren las válvulas No 1 y 8. Se cierran las válvulas No 6 y 7, que son las válvulas de baja presión, a la vez que se abre la válvula No 4 que es la válvula de suministro de alta presión (en este sistema se considera alta presión a los niveles de 8, 15, 25 y 35 lb/ pg²). Se establece una presión de 8 ib/pg² con el regulador de alta presión y se repiten los pasos 7 y 8.
- 13) El paso anterior se repite para las presiones de 15, 25 y 35 ib/pg² para determinar una curva de presión capilar en el rango de cero a 35 ib/pg² ,como se muestra en la Figura II.5.

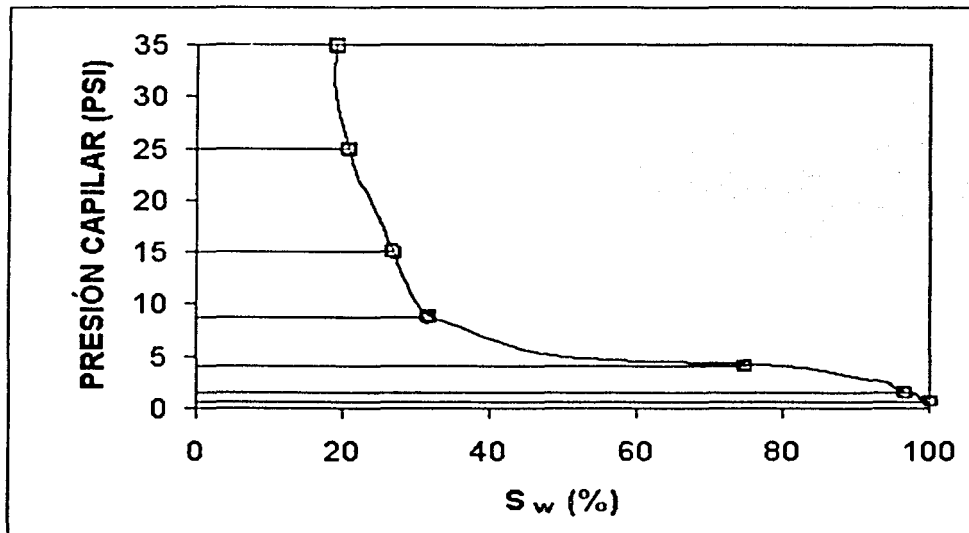


Figura II.5 Gráfica de presión capilar vs saturación de agua

II.3. MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO.

El aparato usado para determinar la presión capilar utilizando mercurio, es mostrado en la Figura II.6, el cual fue desarrollado en 1949 por Purcell⁶. Los componentes esenciales, son:

Una bomba de desplazamiento de mercurio (A)

Un porta muestra (B)

Un sistema de suministro de gas a presión controlada (C)

Con el sistema de suministro de gas, la presión puede ser variada desde valores absolutos de unas cuantas pulgadas de agua (alto vacío) hasta cerca de 135 (kg/cm²). La bomba de mercurio consiste de un arreglo pistón-cilindro. El pistón es movido por medio de un tornillo maquinado con gran precisión, de tal manera que una vuelta completa de éste, moverá al pistón una distancia suficiente para desplazar un cm³ de mercurio. El volumen de líquido desplazado en la bomba es determinado por medio de lecturas sucesivas en la escala D, (ver Figura II.6) y en el vernier, E, el cual está colocado en el centro de la manivela del tornillo de desplazamiento.

El porta muestras consta de dos partes, las cuales tienen cada una de ellas una ventana, G, de gran resistencia unida rigidamente al cuerpo del porta muestra. El portamuestras está conectado a la bomba de mercurio y al sistema de suministro de gas por medio de dos ductos tubulares transparentes. Estos conductos tienen unas marcas de referencia, H, aproximadamente a la mitad de la ventana del portamuestras.

El sistema de suministro de gas se conecta a un sistema de vacío y a un cilindro de nitrógeno a alta presión (135 Kg/cm²). Tal sistema está conectado, también a un registrador que permite mediciones de baja presión, de unos cuantos mililitros de mercurio absolutos, y a un par de manómetros que permiten mediciones hasta el rango de 135 kg/cm².

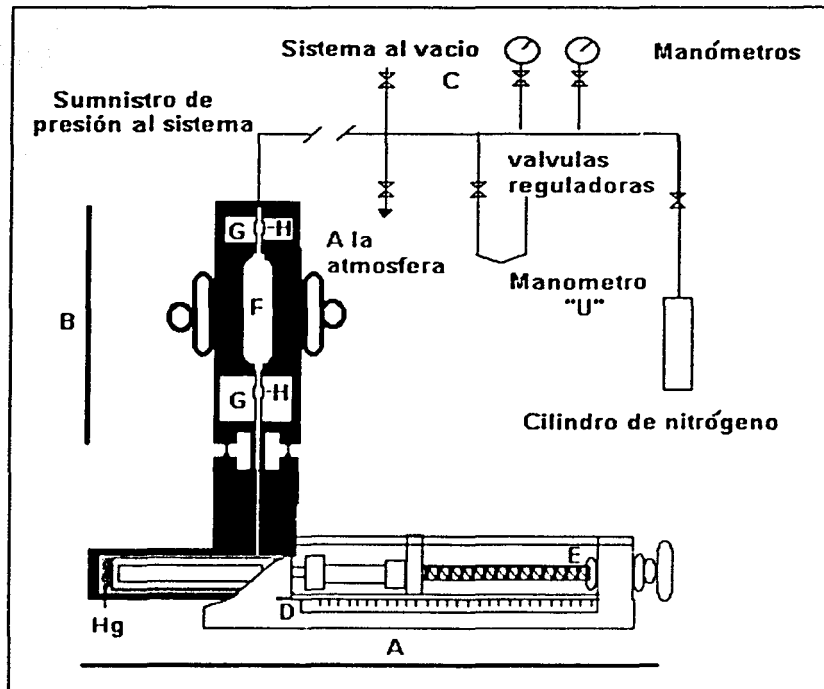


Figura II.6 Equipo para inyección de mercurio (Purcell^o 1949)

Procedimiento par determinar la P_c con inyección de mercurio.

- 1) Se coloca un núcleo (se puede colocar recortes de perforación) limpio y seco, del cual se conoce previamente su volumen de poros. El volumen del núcleo será determinado durante el experimento. Se cierra, posteriormente, el portamuestras mediante las arandelas del empaque superior, que proporcionan un sello resistente.
- 2) Con el nivel del mercurio un poco debajo de la línea de referencia en la ventana inferior del portamuestras, se provoca vacío con el sistema hasta tener una presión absoluta de 0.005 mm de mercurio y de ser posible menor.

- 3) El nivel de mercurio debe ser ubicado con exactitud en la marca de referencia inferior girando la manivela del tornillo de desplazamiento de la bomba de mercurio.
- 4) Posteriormente, las escalas de la bomba deben ser calibradas a cero.
- 5) Con las escalas en cero, se hace avanzar el pistón girando la manivela hasta que el menisco del mercurio alcance la marca de referencia en la ventana superior.
- 6) Con el menisco en esta marca, se hace la lectura en la escala de la bomba. La distancia que ha recorrido la escala indica el volumen de mercurio para llenar la celda con el núcleo en su interior. El volumen conocido de la celda vacía, definido entre las marcas de referencia, menos el volumen de mercurio, leído en la escala, proporciona el volumen total de la muestra.
- 7) Se aísla la bomba de vacío del sistema de suministro de gas mediante una válvula, y se permite la entrada del gas en ligeros incrementos a través de una válvula de regulación, incrementando con ello la presión sobre el mercurio que rodea a la muestra. La entrada del mercurio al interior de los poros del núcleo se aprecia como una baja en la interfase mercurio-aceite en la marca de referencia superior.
- 8) El volumen de mercurio que penetra en los poros es determinado haciendo que el pistón de la bomba avance hasta que el menisco del fluido regresa a la marca de referencia antes citada.
- 9) El procedimiento de elevar la presión para ocasionar una baja en el menisco y el movimiento del pistón para retornar éste a la marca de referencia debe ser repetido hasta alcanzar la presión máxima que se tenga programada, determinando en cada incremento, el volumen de mercurio inyectado.

Para determinar con precisión las mediciones de presión capilar, es necesario establecer con anticipación una curva de presión-volumen del aparato, denominada como prueba en blanco. Esta curva funcionará como curva de corrección. La curva se elabora con el procedimiento antes descrito pero sin una muestra en la celda. Las lecturas de volumen obtenidas al someter las muestras al

procedimiento de inyección de mercurio mencionado, son corregidas al sustraer el volumen determinado durante la prueba en blanco a las presiones correspondientes. Esta curva de presión-volumen refleja directamente los cambios de volumen que sufre el mercurio en función a la presión aplicada.

La presión en el mercurio que entra a la muestra es la suma de la presión en el manómetro mas la presión debida a la carga hidrostática de la columna de mercurio entre la línea de referencia superior y el punto medio de la muestra. Esta carga hidrostática es determinada mediante medición directa.

Se prepara una gráfica de presión capilar contra saturación de fluido mojante ($1 - S_{Hg}$).

Con este método, la saturación de equilibrio es alcanzada muy rápido para cualquier presión en particular, por lo que puede determinarse una curva completa en un tiempo de 30 a 60 minutos. Las fluctuaciones de temperatura, en este periodo tan corto, son despreciables por lo que no requieren, generalmente, correcciones por expansión o contracción térmica.

El método de inyección de mercurio ofrece las ventajas de la rapidez del experimento, además de que las presiones investigadas pueden ser mucho mayores que con el método de la membrana. Las desventajas se encuentran en las diferencias en las propiedades de mojabilidad del sistema con respecto al yacimiento y también en la pérdida permanente del núcleo, ya que el mercurio no podrá ser removido por completo de los poros de la muestra.

II.4 MÉTODO DE LA CENTRIFUGA.

Hassler y Brunner⁷ (1945) presentaron un método más rápido, aunque más complicado, para medir presiones capilares. En principio, el núcleo saturado se somete a un efecto de drene por gravedad, en donde la aceleración de gravedad g se ha multiplicado mediante una centrifuga de alta velocidad.

Para medir presiones capilares con este aparato (Figura. II.7), los núcleos limpios de fluidos y secos se pesan, se saturan, se vuelven a pesar y se colocan en los retenedores de núcleos. La centrifuga se pone en marcha y se opera a velocidades sucesivas mayores. En cada etapa, la velocidad se mantiene constante. Después de un periodo de tiempo se mide el volumen del liquido recuperado en las pipetas

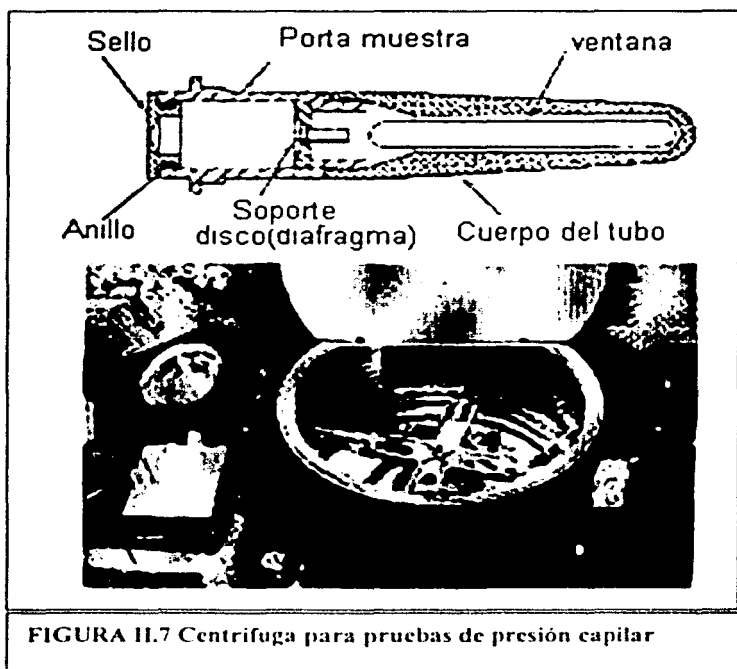


FIGURA II.7 Centrifuga para pruebas de presión capilar

Cuando se alcanza el equilibrio, lo que toma desde unos minutos hasta una hora o más, la cantidad de liquido recuperado en cada una de las pipetas se lee

con la ayuda de un estroboscopio y entonces se aumenta la velocidad de la centrifuga. Cuando el experimento se termina se extraen los núcleos de la centrifuga y se pesan para comprobar los valores de saturación obtenidos de la ultima lectura de las pipetas.

La teoría para convertir datos experimentales con una centrifuga a una curva de presión capilar fue desarrollada por Hassler y Brunner y complementada por Hoffman⁸ en 1963, obteniéndose las ecuaciones II.1 y II.2, que permiten calcular la saturación y la presión capilar respectivamente.

$$S(t)_{r_1} = \frac{2r_1}{r_1 + r_2} \left[S(t) + \frac{\omega(t)S'(t)}{2\omega'(t)} \right], \quad (II.1)$$

donde

$S(t)_{r_1}$, Saturación de la fase mojante como función del tiempo, evaluado en r_1

r , Distancia radial del centro del eje de la centrifuga al punto centrifugado

r_1 , Valor de r en la entrada de cara del núcleo

r_2 , Valor de r en la salida de cara del núcleo

\bar{S} , Saturación promedio de la fase mojante para toda la muestra

$\bar{S}(t)$, Saturación como función del tiempo transcurrido

$\bar{S}'(t)$, Derivada de $\bar{S}(t)$ respecto al tiempo saturación

ω , Velocidad centrifuga angular

$\omega(t)$ ω como función del tiempo

$$P_c(t)_{r_1} = \frac{1}{2} \Delta\rho\omega^2(t)(r_2^2 - r_1^2) \quad (II.2)$$

donde

$P_c(t)_{r_1}$, Presión capilar como función del tiempo, evaluada en r_1

$\Delta\rho$, Diferencia entre las densidades de los fluidos.

Las ecuaciones II.1 y II.2 se pueden resolver tomando las pendientes de las gráficas de saturación y presión capilar evaluadas para un tiempo dado.

El método desarrollado por Hassler y Brunner, modificado por Hoffman para convertir datos centrífugos dentro de una curva de presión capilar tiene un serio inconveniente, que es el uso de un método gráfico o diferenciación numérica. Esta limitación, desvirtúa de alguna forma la utilidad de este método. Tal problema se puede superar contando con un modelo matemático para calcular la presión capilar, proponiendo el uso de las técnica de mínimos cuadrados para la estimación de parámetros no-lineales que desarrolló Bentsen⁹ en 1977, el cual se presenta en la bibliografía y no se incluye por lo extenso del desarrollo.

II.5 METODO DINÁMICO.

Hassler¹⁰ desarrolló en 1944 un método para calcular la presión capilar en pequeños núcleos, conocido como Método Dinámico porque las mediciones son realizadas en condiciones de movimientos de fluidos.

Durante el método dinámico para determinar la presión capilar en los núcleos, se establece un gasto constante de dos fluidos en la muestra. La presión en ambos fluidos es medida mediante el uso de unos discos especiales. La diferencia de presión entre los fluidos es la presión capilar del sistema. La saturación puede conocerse por medio de los pesos de la muestra antes y después del experimento. Con los datos de presión capilar y saturación a diferentes niveles de flujo, es posible obtener una curva de presión capilar completa.

Las características esenciales del aparato tipo Hassler, usado en la medición de la presión capilar dinámica, es mostrado en la Figura II.8. Cada uno de los dos platos colocados en las partes finales del núcleo consisten de un diafragma de disco central y un diafragma de anillo exterior. Los diafragmas porosos son de porcelana y aislados uno del otro por un cilindro, la cara del plato es ranurado para facilitar el paso del gas. El aceite fluye a través del anillo exterior, y el centro del disco es utilizado para medir la presión del aceite.

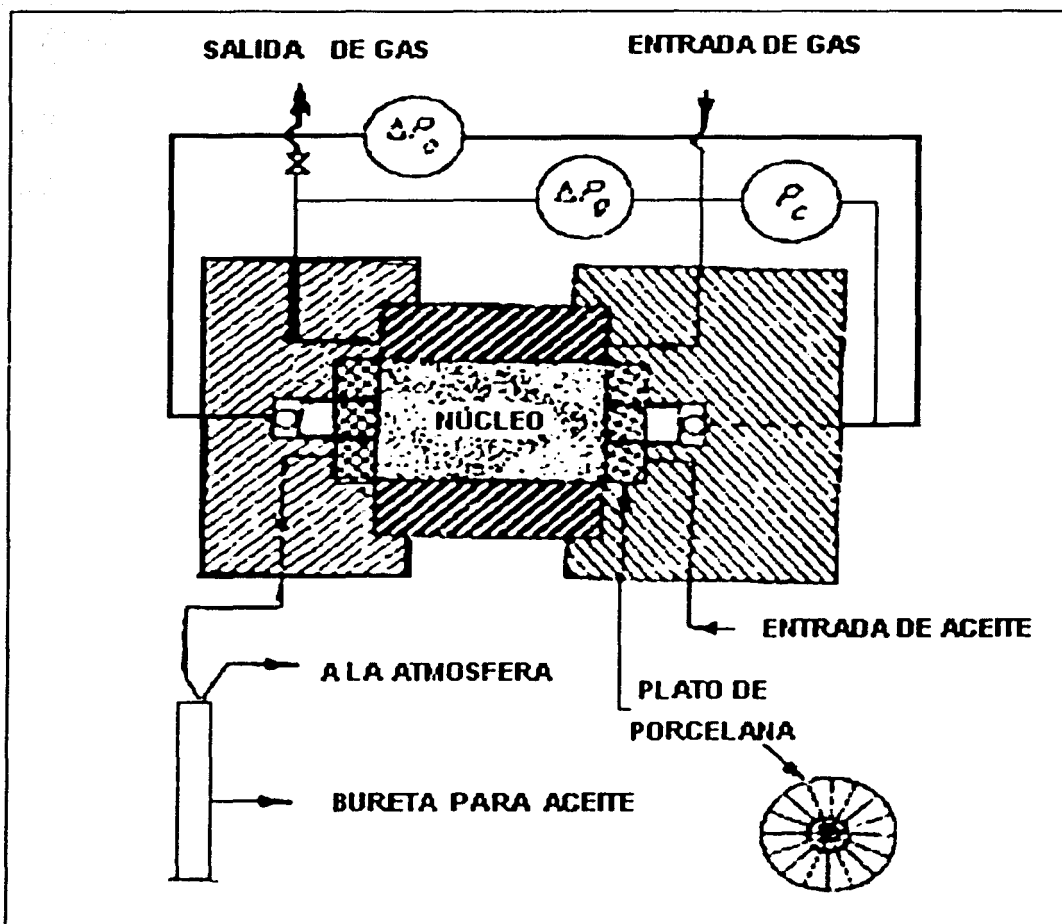


Figura II. 8 Aparato para medir la presión capilar con el método dinámico (principio de Hassler tomado de Brown¹¹)

En la operación, el gas y el aceite son admitidos en el núcleo a dos diferentes presiones, la diferencia de presión es la presión capilar. Cuando el gasto de gas es el mismo que el gasto de aceite a la salida, se considera que se alcanzó el equilibrio dentro del sistema. Bajo estas condiciones se miden la saturación y el valor de presión capilar, para construir la curva de presión capilar. Los datos de presión capilar obtenidos bajo estas condiciones pueden acercarse como es físicamente posible a la curva de drene alcanzada por métodos estáticos.

Después de alcanzar el equilibrio en la manera descrita anteriormente, la muestra es removida y la saturación es determinada por medio del peso.

Para medir la presión capilar por medio del método dinámico se siguen los siguientes pasos:

- 1) El núcleo está limpio y pesado.
- 2) El núcleo se satura con fluido mojante (aceite)
- 3) Se coloca en el aparato Hassler y se le inyecta en la entrada el mismo gasto de aceite y gas.
- 4) En el disco de salida se mide la diferencia de presiones existentes entre la presión del gas y del aceite. La diferencia de presiones es la presión capilar.
- 5) El gasto de gas es aumentado hasta que sea igual al gasto de aceite, cuando esto sucede se alcanza el equilibrio dentro del núcleo.
- 6) Después de alcanzar el equilibrio la muestra es retirada y se determina la saturación a partir del peso del núcleo.

II.6 METODO DE EVAPORACIÓN (MASSER)

Messer¹², en 1951, propuso un método para calcular una curva de presión capilar contra la saturación basado en un balance de transferencia de masa (evaporación) en función del tiempo.

Descripción del equipo de medición:

En la Figura II.9 esquemáticamente se observa el aparato utilizado para el método de evaporación. El sistema está inicialmente en equilibrio, el peso del núcleo saturado D está compensado por el contrapeso B, los cambios en el peso de la muestra, derivados de la evaporación pueden ser observados en la escala C. Un flujo de gas a través de A, pasa sobre la muestra con el objetivo de que la relación de evaporación se reduzca en un intervalo de tiempo más corto. Durante el experimento son tomadas lecturas de peso en intervalos de tiempos iguales.

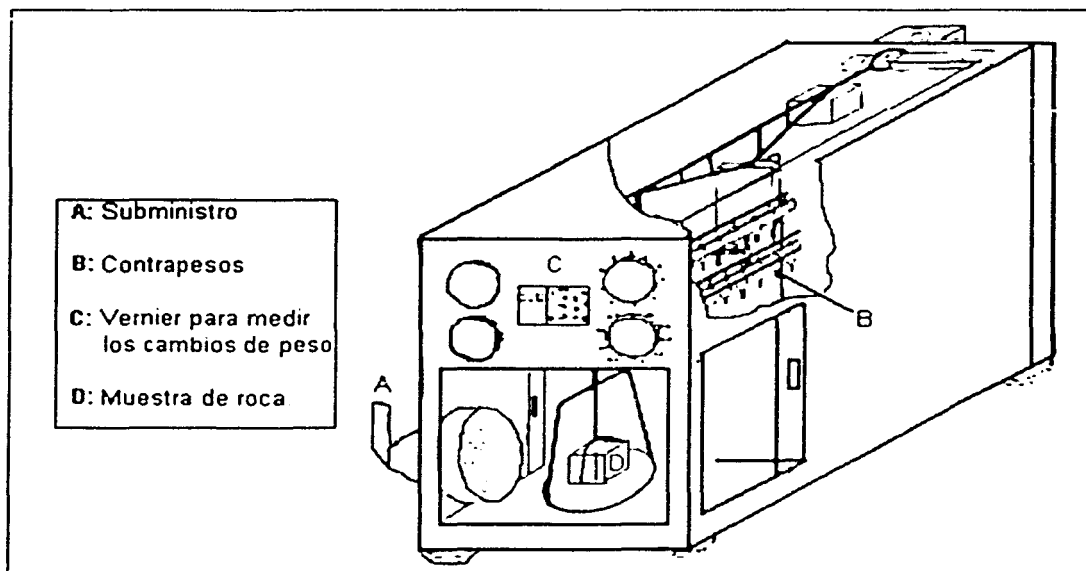


Figura II. 9 Esquema de una balanza comercial para determinar la pérdida de peso en el método de evaporación (Messer¹² 1951)

El método consiste en :

- 1) Saturación de un núcleo limpio, con un fluido que no forme un ángulo de contacto de cero entre el fluido y el sólido, no deje residuos al evaporar y no reaccione químicamente dentro de la muestra de roca. Entre los fluidos que se usan satisfactoriamente en el experimento están: el tolueno, el tetracloroetano, el benceno y el alcohol n-propil.
- 2) El núcleo saturado con líquido es colocado en la plataforma de la balanza, capaz de indicar continuos cambios en el peso debido al fluido evaporado de los poros.
- 3) El cálculo de la masa de vapor que fluye en términos de líquido y características de la roca se puede calcular por medio de la ecuación:

$$Q_m = \frac{K}{L_1} V P_o \exp - \frac{2\sigma M}{\rho R T r} \quad (II.5)$$

Donde:

Q_m , Gasto másico de vapor (g/s)

K, Coeficiente total de la transferencia de vapor de desabsorción (g /s cm² ΔP)

V, Volumen total de vapor (cm³)

L_1 , Longitud efectiva de la capilaridad (cm)

P_o , Presión de vapor (atm)

σ , Tensión superficial (g/cm)

ρ , Densidad del fluido (g/cm³)

M, Peso molecular (g/mol)

R, Constante de los gases (cm³ (atm)/mol °K)

T Temperatura absoluta (°K)

r, Radio de curvatura del menisco (cm)

En el volumen que representa la saturación irreductible, el cambio de V y r son muy pequeños; K y L permanecen constante para un pequeño intervalo de tiempo tal que la desaturación permanece constante, es por lo que el método es muy utilizado para calcular la saturación irreductible..

Las mediciones de la masa de vapor que es evaporado de la muestra se gráfica contra intervalos de tiempo iguales, como se muestra en la Figura II.10. En esta figura se han graficado datos de dos muestras de rocas distintas, saturadas con agua, tolueno y tetracloroetano.

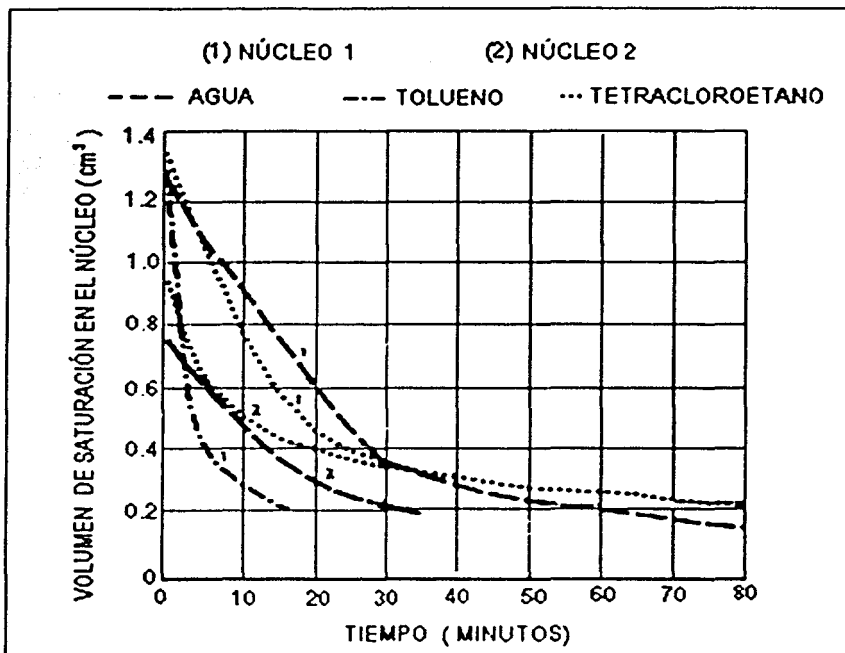


Figura II.10 Volumen de saturación en el núcleo vs tiempo

La ecuación que relaciona la presión capilar y presión de vapor es :

$$P_c = \frac{RT\rho_l}{M} \left[\frac{P_o}{Q_m L_1} - 1 \right] \quad (II.6)$$

La ecuación II.6 representa una expresión general para la presión capilar en términos de flujo de vapor de la muestra durante una evaporación experimental.

Los valores de P_o , L_1 , K y ρ son desconocidos pero se pueden considerar como constantes si la presión capilar y Q_m/V son conocidos para alguna saturación.

Un ejemplo de las curvas generadas por medio de este método son presentadas en la Figura II.11

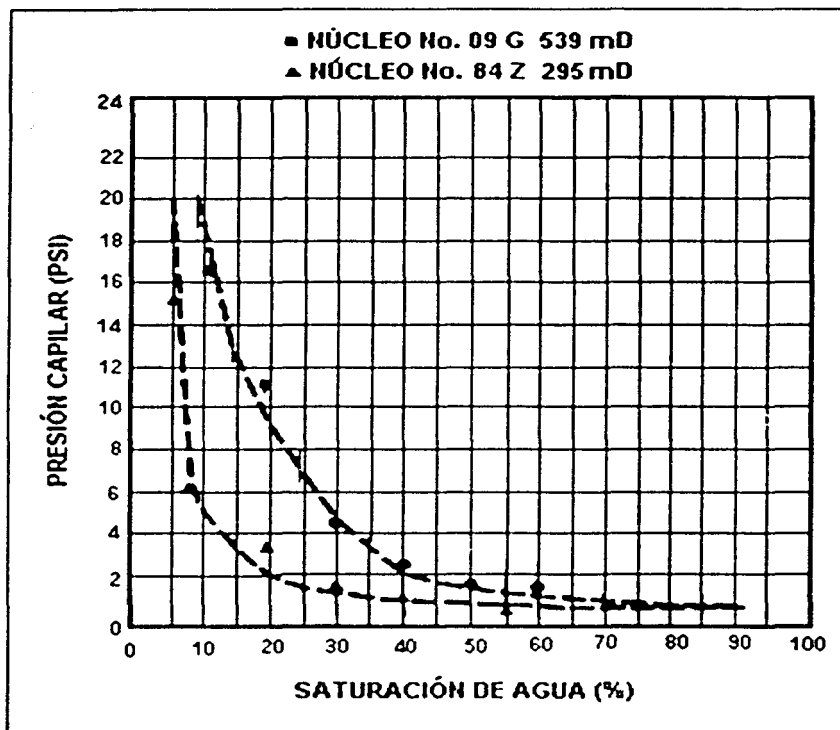


Figura II.11. Curva de presión capilar por medio del método de evaporación. (Messer^{II} 1951)

II.7 COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS DIFERENTES MÉTODOS.

Como se ha visto, los diferentes métodos utilizados en la determinación de la presión capilar presentan diferentes particularidades. Debido a estas diferencias, los resultados obtenidos con un método u otro, en un mismo tipo de roca, difieren respecto de los valores medidos.

Estas distintas características pueden apreciarse a simple vista. Por ejemplo, los fluidos utilizados son diferentes en cada método. En el caso de inyección de mercurio, éste es un fluido no mojante que desplaza aire, que es una fase que puede considerarse como relativamente mojante comparándose con el mercurio, mientras que el método de membrana generalmente utiliza gas o aceite como fluido no mojante en el sistema. El tiempo necesario para alcanzar el equilibrio también es variable, etc. Todas estas circunstancias implican que varíen las condiciones de mojabilidad, tensión interfacial y ángulo de contacto, entre otros aspectos.

Otra diferencia importante es el sentido en el que se efectúa el proceso de saturación, es decir, la historia de saturación. Mientras algunos métodos representan un proceso de imbibición, o sea el desplazamiento de una fase no mojante por una fase mojante, que correspondería al desalojo de aceite por la inyección de agua en una roca mojada por agua, otros métodos representan un proceso de drene o desaturación, que es el desplazamiento de una fase mojante por una fase no mojante, como la expulsión de aire por mercurio, o el desplazamiento de agua por aire o aceite en una roca mojada por agua.

Llevar a cabo las pruebas bajo condiciones estáticas o dinámicas es otra disimilitud que debe tomarse en cuenta al interpretar los datos obtenidos, pues una prueba estática no representa condiciones de flujo tal como lo hace una prueba dinámica. La inyección de mercurio, el método de la membrana y el método de la centrifuga son pruebas en condiciones estáticas.

De manera puramente intuitiva, parece obvio que el método de Welge es superior a otros métodos porque representa en una forma más cercana a la situación que se tiene en el yacimiento, debido al uso del aceite o el gas y el agua, además que se tiene un mayor tiempo de espera para alcanzar el equilibrio. Por esta apreciación, el método de Welge es considerado el estándar contra el que los demás métodos son comparados.

Brown¹³ en 1951 desarrolló una técnica para poder relacionar los datos de un método a condiciones dinámicas a estáticas y de un método con otro (método de Welge, inyección de mercurio y dinámico) con resultados muy cercanos a las mediciones directas. La técnica usada por Brown se basa en que al comparar los diferentes métodos se ha notado que, para una roca dada, las curvas de presión capilar son muy semejantes variando solamente en su posición con respecto a los ejes. Es decir son curvas que parecen ser paralelas y solamente desfasadas una de otra. De tal manera que, experimentalmente, ha sido posible aplicar un factor de proporcionalidad en la siguiente forma:

$$F = \frac{P_{c1}}{P_{c2}} \quad (11.7)$$

Donde

P_{c1} = Presión capilar obtenida por el método de Welge(1).

P_{c2} = Presión capilar obtenida por otro método(2).

F = Factor de proporcionalidad.

Las presiones deben estar en las mismas unidades. Es importante mencionar que para cada formación cambia el factor por las diferencias en las propiedades de las rocas.

Los métodos más usados en la industria petrolera son: el de la membrana semipermeable (restauración de estado), por lo parecido del proceso a lo que sucede en el yacimiento, y el método de inyección de mercurio, por la rapidez con que se realiza y, además, de poderse aplicar en recortes de perforación. A continuación se presenta un cuadro que muestra los principios del métodos, ventajas y desventajas.

MÉTODO	PRINCIPIO	VENTAJA	DESVENTAJA
WELGE	El fluido mojante desplaza al fluido no mojante	Representa el comportamiento del yacimiento	Dura días la obtención de una curva. Se manejan presiones bajas.
MEMBRANA SEMIPERMEABLE	Tiene el mismo principio de Welge, usando mejoras que permiten un equilibrio mas rápido	Tiene las mismas ventajas que el método de Welge pero con las mejoras disminuye el tiempo.	Solo se puede realizar la medición de presión capilar en muestras de un tamaño y forma determinada. Se reduce el tiempo con respecto a Welge pero sigue siendo de días Se manejan presiones bajas.
INYECCIÓN DE MERCURIO	El fluido no mojante desplaza al fluido mojante	Es muy rápido Se puede usar en recortes de perforación	El uso de Hg implica no usar los fluidos del yacimiento Las muestras utilizadas en el procedimiento ya no pueden usarse posteriormente
CENTRÍFUGA	La presión capilar es generada por medio de la fuerza centrífuga.	Rapidez de la prueba Altas presiones	.El análisis de los resultados es más tardado con respecto a los otros métodos.
DINÁMICO	Los fluidos en movimiento son admitidos simultáneamente a la muestra y la diferencia de sus presiones es la presión capilar.	Puede medir la presión capilar a condiciones de movimientos de los fluidos.	Mucho más complicado de realizar que los otros métodos
EVAPORACIÓN	Transferencia de masa (evaporación) en función del tiempo.	La obtención de la saturación irreductible es muy rápida.	La elaboración de una curva de presión capilar es más complicada que en los otros métodos

La Facultad de Ingeniería cuenta en el laboratorio de "Análisis de rocas y fluidos" con una aparato de membrana semipermeable que utiliza la teoría desarrollado por Welge para crear la curva de presión capilar contra saturación de agua.

Por otro lado, en el laboratorio de "Yacimientos naturalmente fracturados" localizado en la División de Estudios de Posgrado, cuenta con tres aparatos para determinar las curvas de presión capilar, los cuales son: el de membrana semipermeable, el de inyección de mercurio y el del método dinámico. Es importante mencionar que tanto el comportamiento como la utilización de las curvas de presión capilar en yacimientos fracturados, difiere en cierto grado respecto a los yacimientos no fracturados, tema de este trabajo.

CAPITULO III

INTERPRETACIÓN CUALITATIVA DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR

Al hacer la interpretación cualitativa de la curvas de presión capilar se pueden obtener varios aspectos del medio poroso debido a las características y rasgos que exhiben las curvas, ya sea individualmente o en grupo, comúnmente conocido como una familia de curvas. Para poder comprender en forma más clara cómo se puede hacer esto, a continuación se hace mención de los parámetros que se pueden obtener por la observación de una sola curva y los que se obtienen a partir del análisis de una familia de curvas.

YACIMIENTO HOMOGÉNEO (UNA SOLA CURVA DE PRESIÓN CAPILAR)

Por medio de las pruebas de presión capilar se pueden determinar parámetros muy importantes dentro de la caracterización de los yacimientos, entre los que se encuentran: la presión de desplazamiento, la saturación irreducible de agua, la geometría de poros y la relación que estas características guardan con la permeabilidad y la porosidad. A continuación se citan algunas de las características que se pueden determinar en una muestra pequeña de roca que representa una parte de un yacimiento con permeabilidad, porosidad y litología determinadas.

III.1 PRESIÓN DE DESPLAZAMIENTO.

Con los datos de presión capilar obtenidos, se grafica esta presión contra la saturación de agua, como se muestra en la Figura III.1. Como se puede observar, existe una presión mínima necesaria para que el mercurio (en método de inyección de mercurio) comience a invadir los poros de la muestra de roca; esta presión es conocida como presión de desplazamiento; es decir, el fluido mojante (aire) no será desplazado hasta que se alcance esta presión. Es por este motivo la diferencia entre los puntos A y B de la grafica. Cuando en las mediciones de

presión capilar contra saturación hechas en el laboratorio no se tienen valores muy claros en el inicio de la curva de presión capilar, se hace una extrapolación de la tendencia de la curva hasta interceptar con el eje que indica saturación de agua de 100 %; en este caso, se puede hablar de presión de desplazamiento extrapolada.

III.2 DETERMINACIÓN DEL AGUA CONGENITA IRREDUCTIBLE.

Cuando la curva de presión capilar toma una forma asintótica, como se muestra en la Figura III.1 del punto E al punto C, el agua contenida entre el punto D y el punto C es conocida como agua irreductible (saturación de agua irreductible), o sea el agua que está obligada a quedar confinada en las áreas pendulares del medio poroso. Esto se puede observar claramente en la Figura III.1

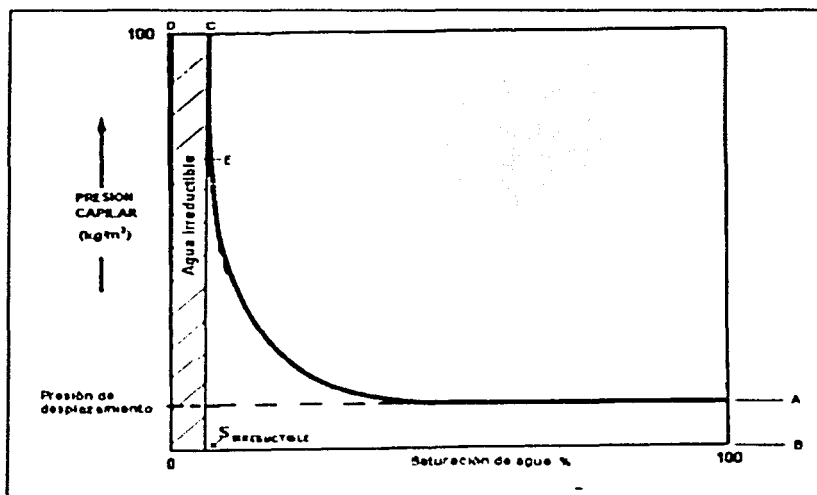


Figura III.1 Curva de presión capilar (presión de desplazamiento y saturación irreductible de agua).

III.3. DISTRIBUCIÓN VERTICAL DE LOS FLUIDOS

Como se explicará en una forma más amplia en el Capítulo IV, los datos obtenidos por medio de las pruebas de presión capilar, después de ser convertidos a condiciones de yacimiento, pueden ser expresados en función de la profundidad o como altura sobre el contacto agua-aceite. Esto es de gran utilidad pues se tiene una idea de la distribución vertical de los fluidos en el yacimiento, con lo que se puede, de manera indirecta, obtener el espesor de las zonas saturadas con determinados fluidos, como se muestra en la Figura III.2

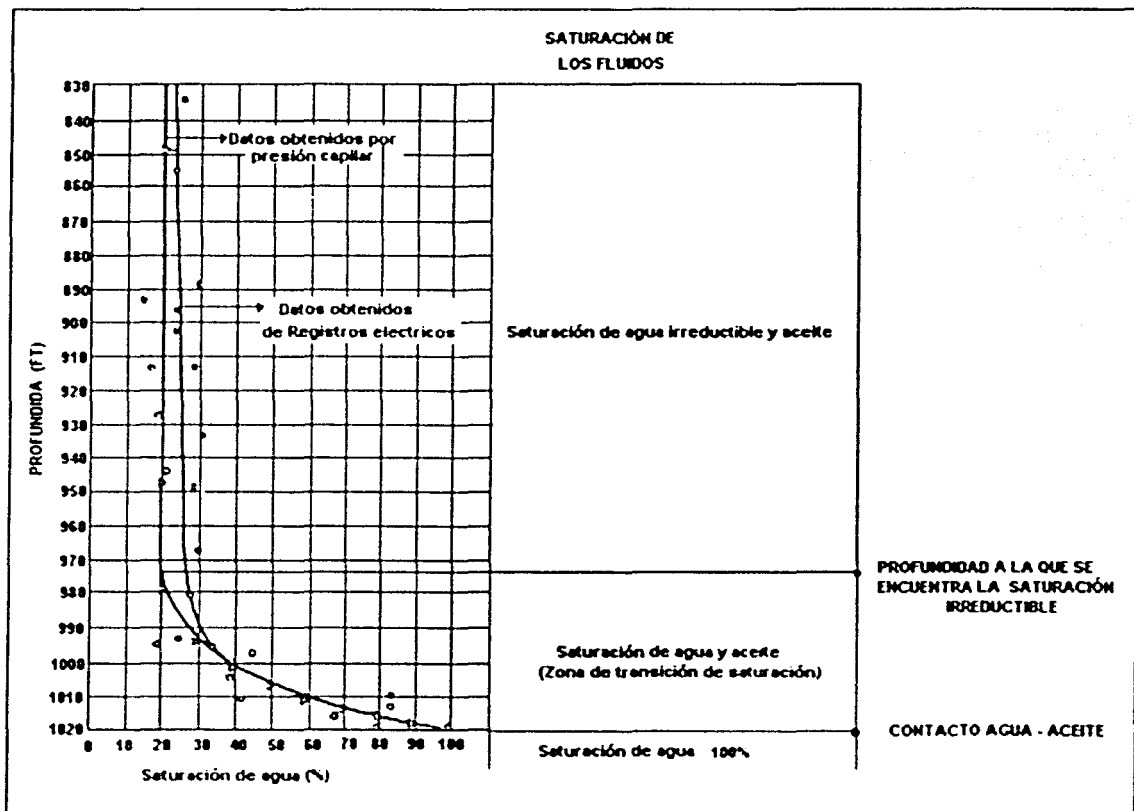


Figura III.2 Profundidad contra la distribución de fluidos en el yacimiento¹ (modificado)

Entre los aspectos fundamentales que muestra la Figura III.2 son: como están distribuidas las saturaciones de aceite y agua a diferentes profundidades y la correspondencia que existe entre los datos obtenidos mediante las pruebas de presión capilar y los obtenidos mediante la interpretación cuantitativa de registros eléctricos. Posteriormente se dará una explicación más amplia sobre lo que es la zona de transición, cuáles son los factores fundamentales que afectan la distribución de los fluidos y los aspectos que están involucrados.

III.4 PROFUNDIDAD DEL CONTACTO AGUA - ACEITE

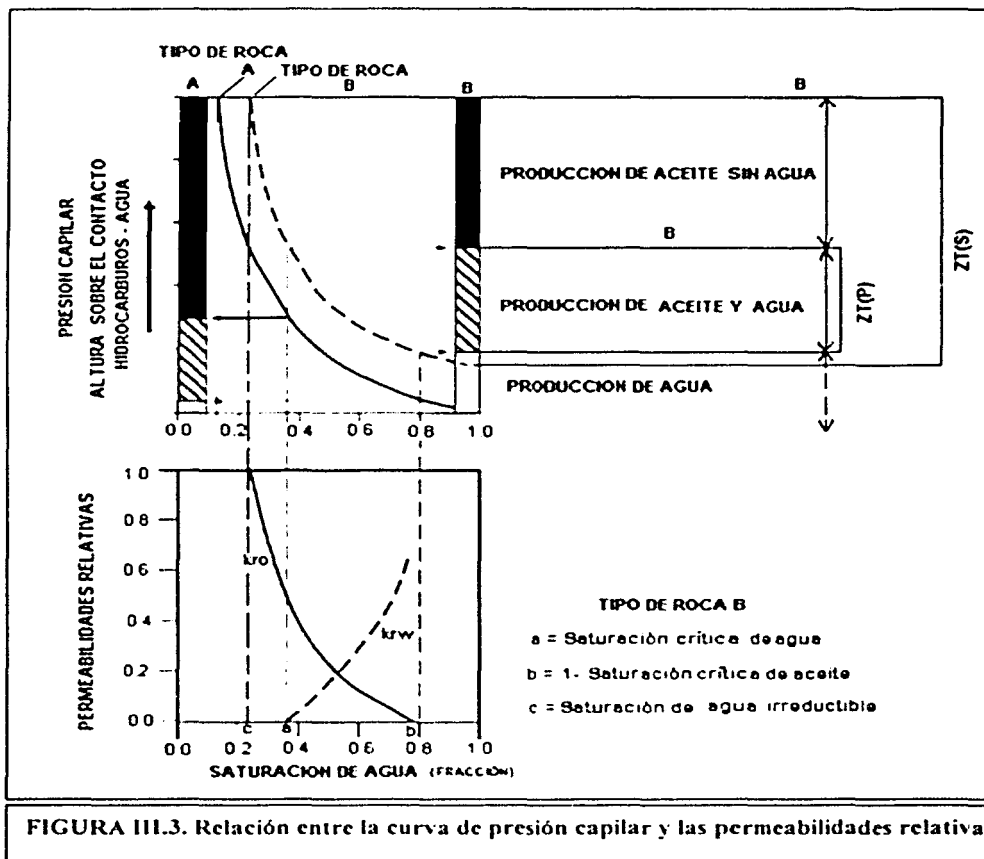
Considerando que la muestra de roca representa fielmente la zona del yacimiento en estudio, la presión a la que empieza a admitir el fluido desplazante la muestra es la presión de desplazamiento. Además tomando en cuenta que el contacto agua-aceite se encuentra cuando la roca esta saturada 100 % con agua ($S_w = 100\%$) o en otras palabras la saturación del aceite es cero ($S_o = 0$), estas condiciones se dan en la presión de desplazamiento. Basándose en estos aspectos, se puede calcular la profundidad a la que se encuentra el contacto agua-aceite, al convertir los datos de presión capilar de laboratorio a datos de profundidad del yacimiento. Esto es de gran utilidad ya que permite calcular a qué profundidad el yacimiento está saturado completamente con agua y respectivamente cómo se encuentran distribuidas las saturaciones de los fluidos a diferentes profundidades, como se muestra en la Figura III.2.

Este dato es muy útil para determinar la profundidad del intervalo productor, y para estudios de fenómenos como conificación o producción de agua bajo ciertas condiciones. Otra contribución importante de la Figura III.2 es la correlación que se puede realizar entre los valores obtenidos por medio de las pruebas de presión capilar y los obtenidos con registros eléctricos, poniendo de manifiesto la importancia de poder verificar y validar los datos o parámetros por medio de diferentes fuentes de información.

III.5 ZONAS DE TRANSICIÓN DE SATURACIÓN Y DE PRODUCCIÓN

La Figura III.3 muestra cómo se relaciona la distribución de la saturación de los fluidos y su producción con la curva de presión capilar y las curvas de permeabilidades relativas.

En otras palabras, relacionando estas dos gráficas (como lo sugirió Arps¹⁴ en 1964) se puede tener una representación muy ilustrativa de la distribución de las saturaciones en el yacimiento y los valores de saturación a los que los fluidos empezarán a moverse y bajo qué presión.



Como se puede observar en la Figura III.3, para la roca B se señalan dos zonas relacionadas con la distribución y producción de los fluidos. Estas dos zonas son conocidas como zona de transición de saturación, ZT(S), y zona de transición de producción, ZT(P), las cuales se pueden definir de la siguiente forma.

ZONA DE TRANSICIÓN DE SATURACIÓN.

Es la zona de transición de saturación de la curva de presión capilar que comprende de la presión de desplazamiento hasta la presión a la que se tiene la saturación irreductible de agua; es decir esta zona es un intervalo limitado en la parte inferior por $S_w = 100\%$ (máxima saturación de agua) y en la superior por $S_w = S_{wi}$ (mínima saturación de agua)

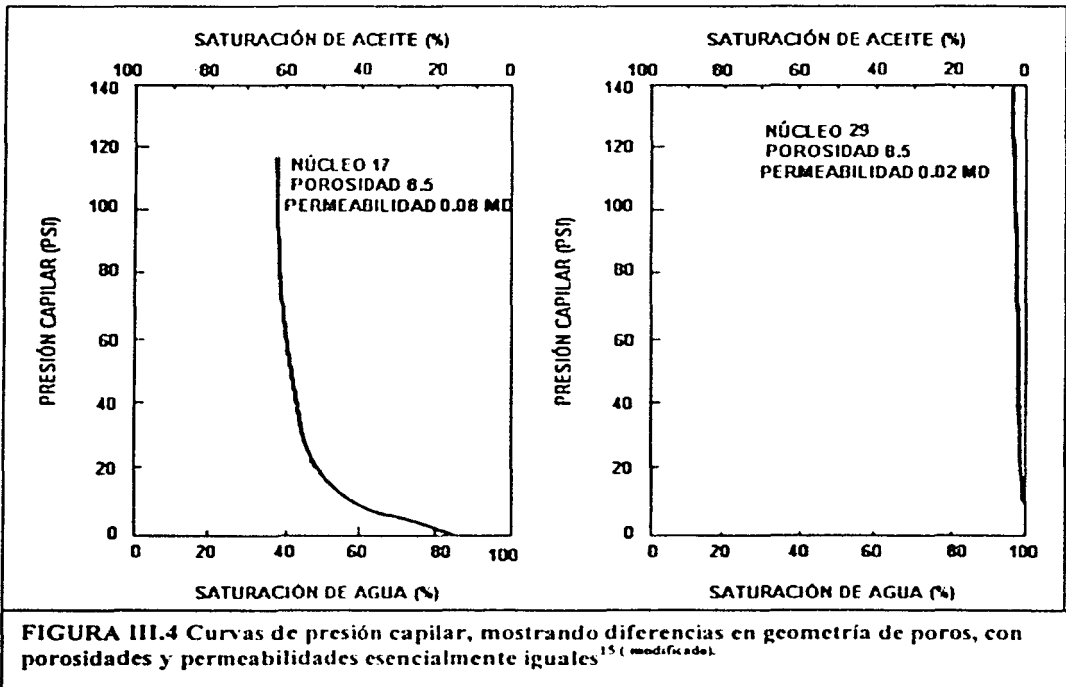
ZONA DE TRANSICIÓN DE PRODUCCIÓN.

Si se proyectan sobre la curva de presión capilar, o su equivalente en profundidad, los puntos de la gráfica de permeabilidades relativas correspondientes a las saturaciones a las cuales el aceite empieza a moverse (saturación crítica de aceite) y el agua empieza a moverse (saturación crítica de agua), se puede determinar el intervalo del estrato donde se producirá agua y aceite. Basando en esto se puede ver bajo qué presiones los fluidos se producirán. Para ilustrar esto de una mejor forma se puede ver la parte derecha de la Figura III.3, donde se indican los fluidos que se producirán en cada región del yacimiento a diferentes presiones o profundidades. Se observa que debajo de la presión correspondiente a $1 - S_{or}$ se producirá exclusivamente agua. De este punto hasta la presión correspondiente a la saturación de agua crítica, que está marcada en la gráfica de permeabilidades relativas, se producirá agua y aceite (a esta zona se conoce como zona de transición de producción) y arriba de esta zona, se producirá aceite libre de agua.

III.6 ASPECTOS GEOLÓGICOS RELACIONADOS CON LA CURVA DE PRESIÓN CAPILAR.

Las trampas almacenadoras de hidrocarburos se encuentran en areniscas y carbonatos, principalmente. La porosidad primaria es determinante en las areniscas, en cambio en las rocas carbonatadas la porosidad secundaria es más importante debido a que en éstas, los procesos de cementación, disolución, recristalización y fracturamiento afectan el medio poroso de una forma más agresiva que en las areniscas.

En ausencia de porosidad secundaria la distribución del tamaño de los poros en carbonatos puede estar descrita en términos del tamaño de partícula, su distribución y la porosidad interpartícula. En cambio cuando está involucrada la porosidad secundaria, ésta repercute directamente en la distribución de los fluidos y, por lo tanto, en la forma de las curvas de presión capilar. Esto se puede ilustrar claramente en el ejemplo presentado por Chilingarian en la Figura III.4, donde se observan dos formaciones de similar origen, de porosidades y permeabilidades iguales, pero con diferentes procesos diagenéticos.



En la Figura III.4 se muestra que básicamente las dos muestras de roca tienen las mismas porosidades y permeabilidades pero las diferencias en la geometría del espacio poroso, debido a procesos que sucedieron después del depósito de los sedimentos afectan la forma de la curva de presión capilar. Es muy importante mencionar que agentes como la cementación, la compactación y recristalización en muchos casos reducen la porosidad primaria y la permeabilidad (tapando gargantas de los poros); en cambio la disolución producto de la lixiviación en algunos casos sirve para generar nuevos canales o poros, que permitirán la acumulación y movimiento de los hidrocarburos. Toda esta información es fundamental para determinar si un yacimiento es capaz de producir hidrocarburos y bajo qué condiciones: Para ejemplificar ésto, si se observan las curvas de presión capilar de la Figura III. 4 se puede decir que la roca representada por el núcleo 17 tiene condiciones más favorables para producir hidrocarburos que la representada por el núcleo 29.

III.7 GEOMETRÍA DE LOS POROS.

Desde el punto de vista geológico, las curvas de presión capilar también dan considerable información sobre características de la geometría de los poros y la distribución del espacio poroso, ya que el trazo de la curva de presión capilar representa el volumen de poros rellenados por el mercurio . Al aumentar la presión, el mercurio pasa sucesivamente por gargantas más pequeñas para rellenar los poros. La forma de la curva de presión capilar depende de la clasificación y sesgo de los tamaños de las gargantas de poros.

Chilingarian¹⁵ define la clasificación y al sesgo de la siguiente forma:

Clasificación (Sorting). Es una medición del grado de dispersión del tamaño de los poros, de los poros pequeños(finos) a los grandes(gruesos). En general, un arreglo de poros con buena clasificados es atribuido a lavado de los sedimentos en la cementación primaria o recristalización o dolomitización de la roca, y arreglo

de poros con pobre clasificación indica una condición primaria de la roca sin lavado de los sedimentos.

Sesgo(Skewness). El sesgo en de la distribución de los poros es un resultado del agrupamiento de los poros en un tamaño particular. Cuando se presenta sesgo fino es evidente que se trata de en una roca con grano muy fino , matriz porosa con cristales compactos y está cercana a la irreductibilidad (fenómeno relacionado a la reducción de la porosidad efectiva como un resultado de las gargantas de poros no efectivas).

Chilingarian¹⁵ hace una representación esquemática de casos ideales de la relación de las curvas de presión capilar y la geometría del medio poroso. A continuación, en la Figura III.6, se muestran 6 diferentes esquemas del comportamiento de tal relación.

Haciendo un análisis por separado de los diferentes esquemas, se puede hacer las siguientes observaciones.

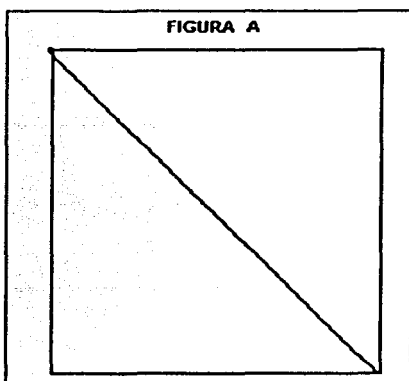
- A) En este esquema se puede observar que la curva de presión capilar es una línea recta (inversamente proporcional), que corresponde a una muestra compuesta por gargantas y poros de diferentes diámetros; en otras palabras, no existen gargantas y poros del mismo tamaño y todos necesitan diferente presión para ser rellenados (La saturación irreductible no se muestra debido que es una representación de un caso ideal y se intenta mostrar el fenómeno de geometría de los poros).
- B) En este esquema se puede observar que la presión de desplazamiento no se alcanza inmediatamente y ésto se refleja en que el inicio de la curva se encuentra en la parte superior del esquema. En este caso se puede observar que la curva inicialmente se comporta como una línea horizontal, reflejando que la muestra tiene prácticamente todas las gargantas y los poros del mismo tamaño, rellenándose a la misma presión y después se comporta como una línea asintótica vertical, que representa la saturación

irreductible. Esta asíntota se encuentra muy cargada a la izquierda ya que el agua irreductible se presenta en un porcentaje muy bajo.

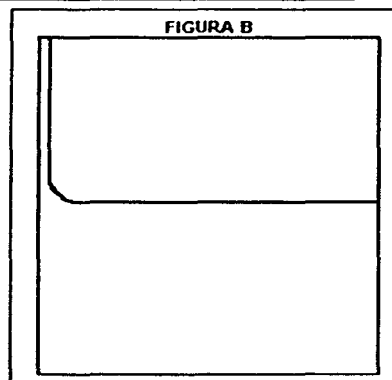
- C) En este esquema se puede ver, al igual que en el B, que existen poros del mismo tamaño y muy bajo volumen de agua irreductible, pero con la diferencia que la curva inicia en la parte inferior debido a que la muestra tiene tamaño grande de gargantas y de poros, lo cual le permite alcanzar rápidamente la presión de desplazamiento. Muestra con gargantas y poros grandes con poca variación en tamaño.
- D) En este esquema se puede ver que la presión de desplazamiento se alcanza después de aplicar una diferencia de presión mucho mayor y es por esto que se encuentra en la parte superior. Esto es debido a que vencer las fuerzas capilares en poros de menor diámetro representa un mayor esfuerzo. Por lo demás la curva se comporta en forma parecida a las B y C, con la diferencia de que el volumen de agua irreductible es mayor. Muestra con gargantas y poros pequeños con poca variación en tamaño.
- E) En este esquema se puede ver un comportamiento de una línea recta deformada que presenta una forma cóncava hacia la izquierda en la parte superior debido a los granos finos que contiene. Además, se observa un mayor volumen de agua irreductible. Muestra con variación amplia de tamaño de gargantas y poros con predominio de tamaños pequeños.
- F) En este esquema se puede ver un comportamiento de una línea recta deformada que presenta una forma cóncava hacia la derecha en la parte inferior debido a los granos gruesos existentes. Además, se observa un mayor volumen de agua irreductible. Muestra con variación amplia de tamaño de gargantas y poros con predominio de tamaños grandes.

Como se puede observar, la representación esquemática del comportamiento de la variación de la forma de las curvas de presión capilar debido a cambios de aspectos geológicos(clasificación y sesgo) es de gran utilidad para comprender la geometría y distribución del espacio poroso en las formaciones.

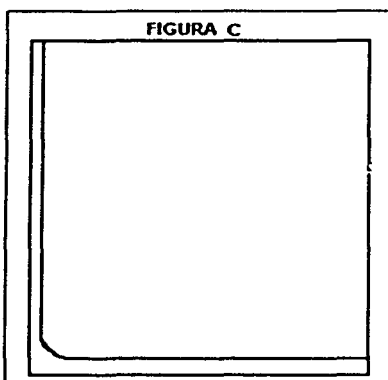
Figura.III.5. Relación entre geometría de los poros y la forma de la curva de presión capilar.



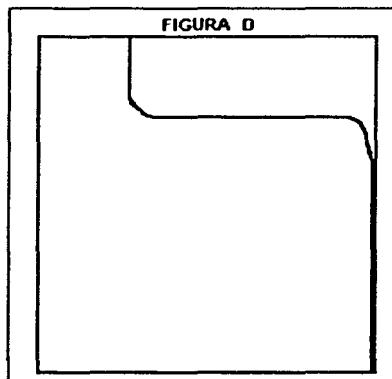
SIN CLASIFICACIÓN



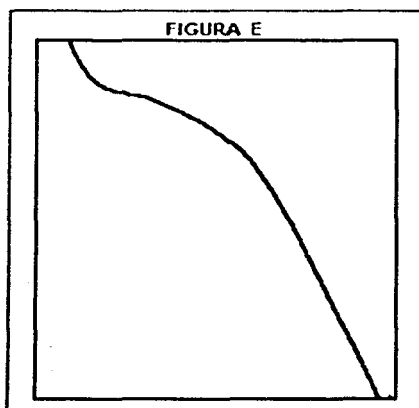
BUENA CLASIFICACIÓN



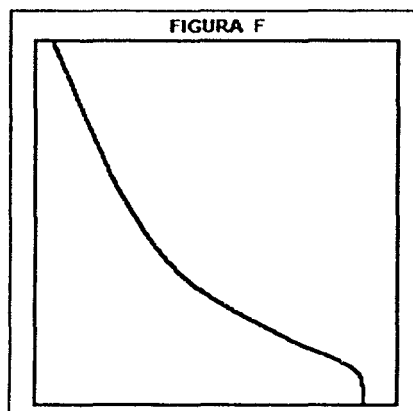
BUENA CLASIFICACIÓN
SESGO HACIA GRANOS GRUESO



BUENA CLASIFICACIÓN, SESGO
HACIA GRANOS FINOS



POBRE CLASIFICACIÓN
SESGO LIGERO HACIA GRANOS
FINOS



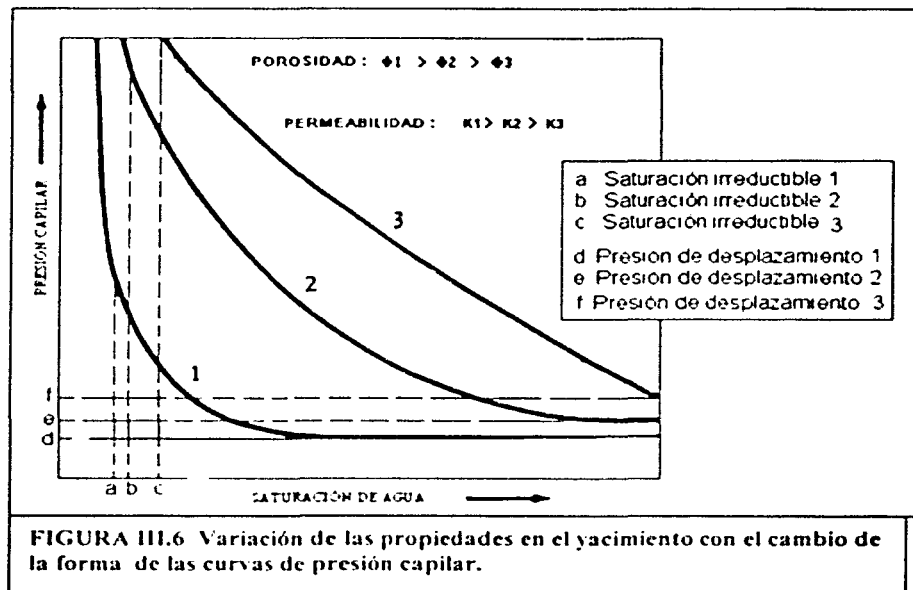
POBRE CLASIFICACIÓN
SESGO LIGERO HACIA GRANOS
GRUESOS

YACIMIENTO HETEROGÉNEO (FAMILIA DE CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR)

En la sección anterior se hizo referencia de características que se puede determinar de una curva de presión capilar, es decir los parámetros y observaciones que se obtienen de una muestra donde, no varía la porosidad y la permeabilidad, en otras palabras, es como si el yacimiento fuera homogéneo representado por una sola muestra. Es por esto que es importante ver como varían las propiedades y su relación con las curvas de presión capilar a diferentes porosidades, permeabilidades, parámetros relacionados con la homogeneidad, distribución de los fluidos y lo que esto representa en el yacimiento.

III.8 VARIACIÓN DE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD EN LAS FAMILIAS DE CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR.

La porosidad y permeabilidad aumentan de derecha a izquierda, como se muestra en la Figura III.6. La roca correspondiente a la curva 1 es más porosa y tiene mayor permeabilidad que las otra dos formaciones.



Como se explicó anteriormente, la geometría del espacio poroso está relacionada con la forma de la curva de presión capilar y ésto se puede aplicar a las familias de tales curvas para comparar los cambios litológicos y de propiedades petrofísicas a lo largo del yacimiento. La Figura III.6 muestra que la curva 1 tiene menor presión de desplazamiento y menor saturación irreductible de agua que las curvas 2 y 3; además, en aspecto de geometría de poros, la curva 1 tiene una distribución más uniforme de poros grandes (clasificación y sesgo). Esta variación se refleja en la forma de las curvas de manera similar a lo mencionado en la Figura III.5. En pocas palabras, con una familia de curvas de presión capilar se puede observar el comportamiento de los diferentes parámetros en todo el yacimiento, para compararlos y ver cómo se relacionan unos con otros; por ejemplo, la distribución de los fluidos con aspectos litológicos o con las zonas de producción.

III.9 DISTRIBUCIÓN VERTICAL DE LA SATURACIÓN DE AGUA Y HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO

La distribución de los fluidos puede ser representada mediante las curvas de presión capilar y está relacionada con la forma de las mismas. Un ejemplo de ésto se presenta en la Figura III.7, donde se puede observar cómo se distribuye el agua congénita en diferentes capas o formaciones

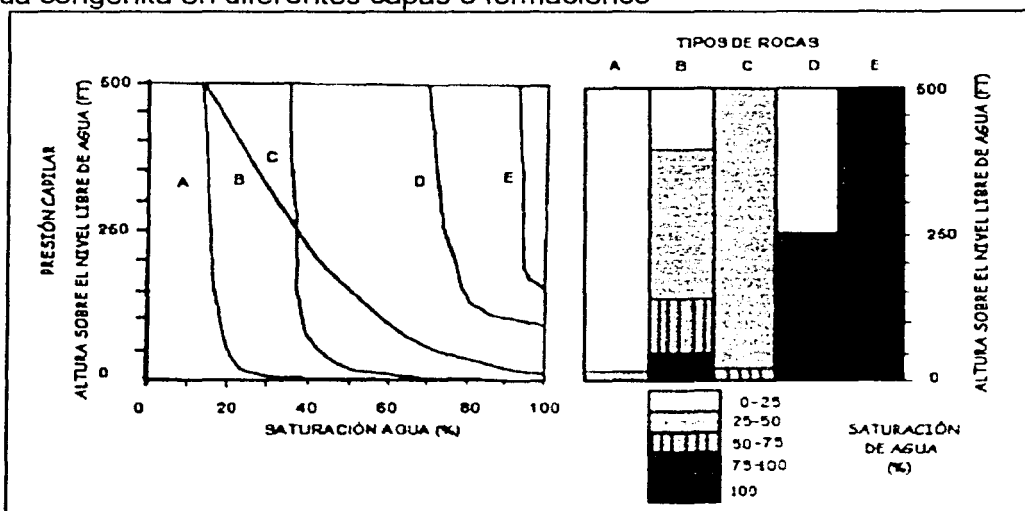


FIGURA III.7 Distribución de los fluidos en diferentes formaciones y su relación con las curvas de presión capilar. (Vavra, Kaldi and Sneider¹⁶ 1992)

Se puede observar que las capas de A a E tienen un comportamiento mucho más heterogéneo que las tres capas mostradas en la Figura III.6 y por consiguiente esto afecta a la presión de desplazamiento, a la saturación irreductible de agua y a la distribución de los fluidos. Lo heterogéneo de este yacimiento se puede apreciar claramente al comparar las formaciones A y B. La primera tiene 450 ft con saturación de agua irreductible; en cambio, la segunda aunque termina la curva en el mismo lugar que A, no tiene un intervalo con agua irreductible. Como se puede apreciar en este ejemplo, los aspectos geológicos (permeabilidad, distribución del espacio poroso, heterogeneidad) son fundamentales para establecer la distribución de los fluidos en el yacimiento.

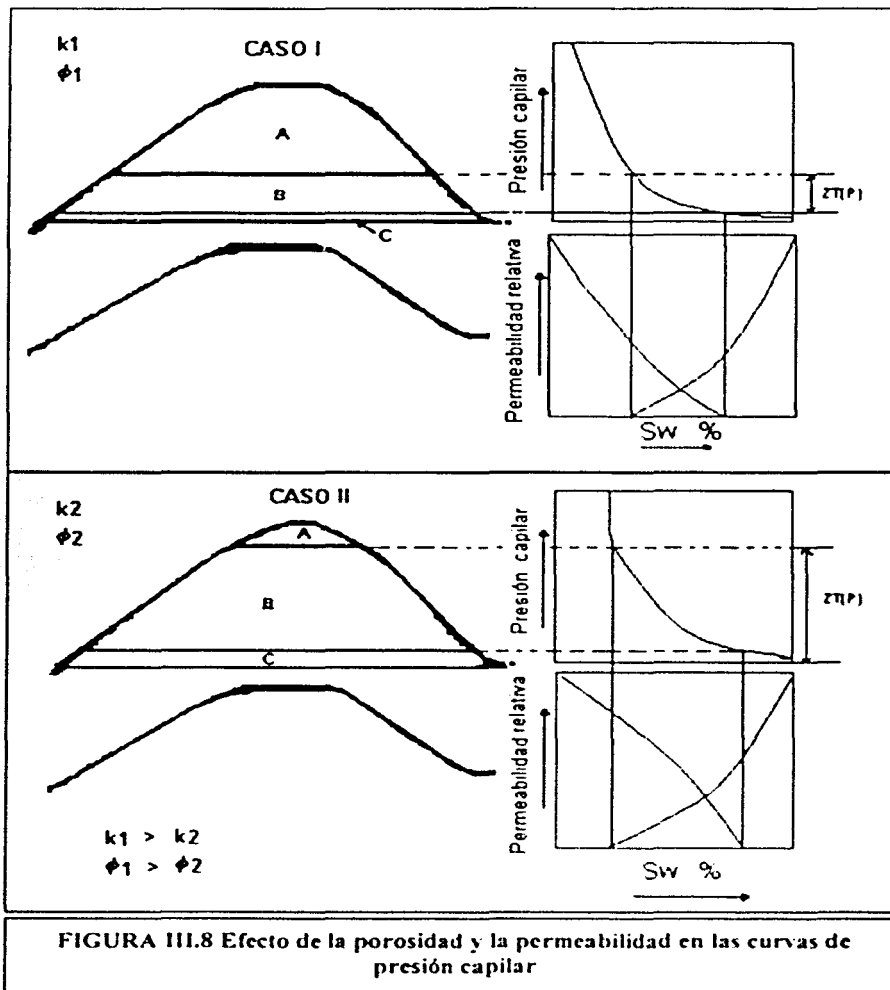
III.10 PROFUNDIDAD DE LOS CONTACTOS AGUA ACEITE.

El contacto agua-aceite puede ser determinado para una formación en particular por medio de una curva de presión capilar, bajo las consideraciones mencionadas en la primera parte de este capítulo. Como se ha recalcado, este nivel agua-aceite sería representativo del yacimiento si fuese completamente homogéneo, pero como ésto no ocurre en la naturaleza, se tiene como resultado que existan tantos contactos agua-aceite como formaciones con distintas propiedades litológicas y petrofísicas contenga el yacimiento. Volviendo al ejemplo ilustrado en la Figura III.7, se observa que la profundidad del contacto agua-aceite de la formación A se localiza 150 (ft) por debajo del contacto agua aceite de la formación E.

Lo anterior deja como enseñanza que en un yacimiento petrolero se tienen diferentes contactos agua-aceite debido a las diferencias litológicas y petrofísicas, que repercuten directamente en la distribución de los fluidos dentro del yacimiento y por lo tanto en la producción.

III.11 COMPORTAMIENTO DE LA ZONA DE TRANSICIÓN DE PRODUCCIÓN AL VARIAR LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD

El efecto de las porosidades y las permeabilidades en el comportamiento de las curvas de presión capilar puede observarse mediante la comparación de los esquemas de la Figura III. 8 , donde se muestran dos yacimientos con la misma estructura geológica , pero con diferentes porosidades y permeabilidades. Esta particularidad da como resultado una diferencia en la forma de las curvas de presión capilar y particularmente en la zona de transición de producción, como se muestra a la derecha del esquema.



El caso 1 muestra un yacimiento más permeable y poroso que el del caso 2 y esto se ve reflejado en la forma de curva de presión capilar, implícitamente esto también modifica la zona de transición de producción (espesor del yacimiento que producirá aceite-agua). Se observa en la Figura III.8 que el yacimiento del caso 1 tiene una menor zona productora de aceite y agua que el del caso 2, aunque tienen la misma estructura geológica.

III.12 VARIACIÓN DE LA ZONA DE TRANSICIÓN DE PRODUCCIÓN DEBIDO A LA DIFERENCIA DE DENSIDADES DE LOS FLUIDOS.

De una manera similar a lo presentado anteriormente, en donde se muestra cómo las variaciones de porosidad y de permeabilidad cambian la forma de la curva de presión capilar y la zona de transición de producción, se puede ilustrar cómo la variación en la diferencia de las densidades de los fluidos afecta la forma de la curva de presión capilar. La diferencia fundamental entre estos dos fenómenos es que ahora en lugar de variar los aspectos litológicos los cambios son entre los fluidos (diferencias de densidades) dentro del medio poroso, siendo esto lo que también produce la modificación de la forma de las curvas de presión capilar.

En la Figura III.9 se observa cómo cambia la forma de las curvas de presión capilar debido a las diferencias de las densidades de los fluidos. Se observa que entre menor sea la diferencia de densidades, la zona de transición de producción será mayor (caso del sistema III). En cambio, cuando la diferencia de densidades de los fluidos es mayor (caso del sistema I) la zona de transición será menor. Este fenómeno no se debe perder de vista al comparar las curvas de presión capilar dentro de un grupo de ellas; porque así como tiene efecto la porosidad y la permeabilidad en la distribución y producción de los fluidos, también lo tiene la diferencia de densidades de los fluidos existentes en el yacimiento.

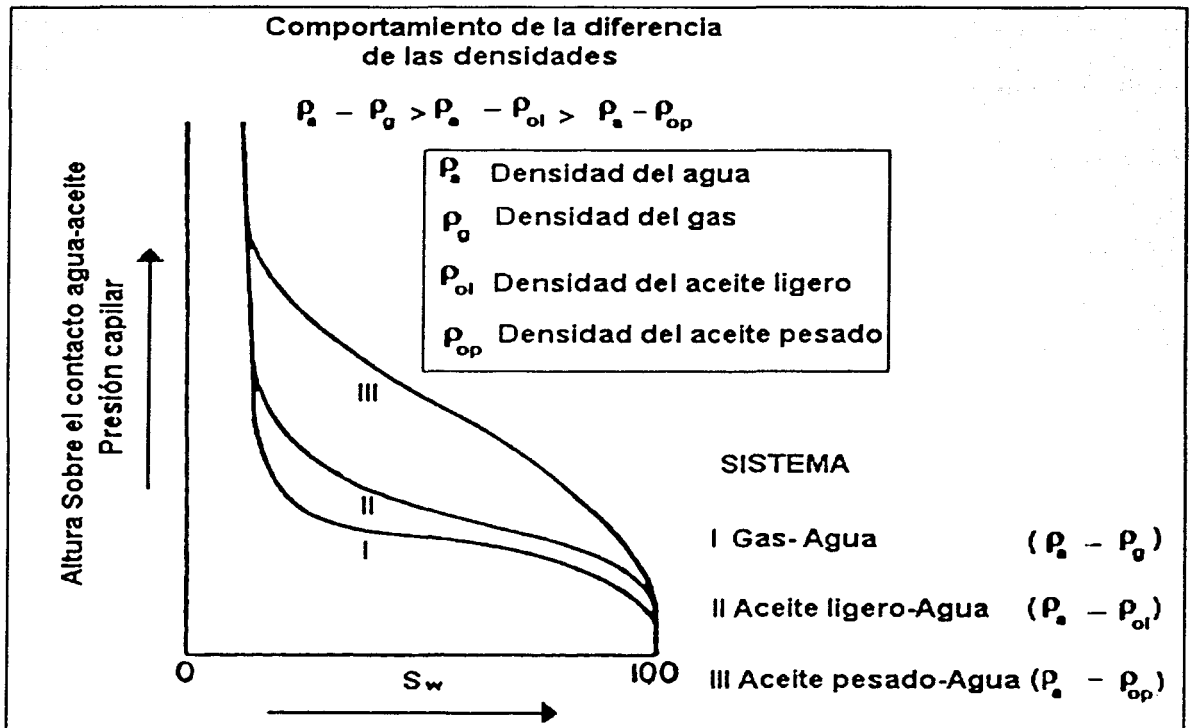


FIGURA III.9 Efecto de las diferencias de densidades de los fluidos en las curvas de presión capilar.

Un ejemplo de cómo se relacionan los dos fenómenos descritos en los puntos III.11 y III.12 se presenta en el Capítulo V, donde se muestra cómo cambia el nivel del contacto aceite-agua, la zona de transición de producción y los fluidos que se producen de un yacimiento debido a la diferencia de litología y fluidos, entre una formación y otra.

III.13 ASPECTOS GEOLÓGICOS RELACIONADOS CON LAS CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR.

Como ya se mencionó, los cambios en la permeabilidad y en las propiedades capilares con la disminución de la porosidad son el resultado de la incursión de granos dentro del espacio poroso, así como de la cementación y la compactación. Para ilustrar ésto de una manera más clara se puede mostrar esquemáticamente en la Figura III.10 cómo varía la permeabilidad y la curva de presión capilar debido a la diferencia del grado de cementación de las formaciones A y B.

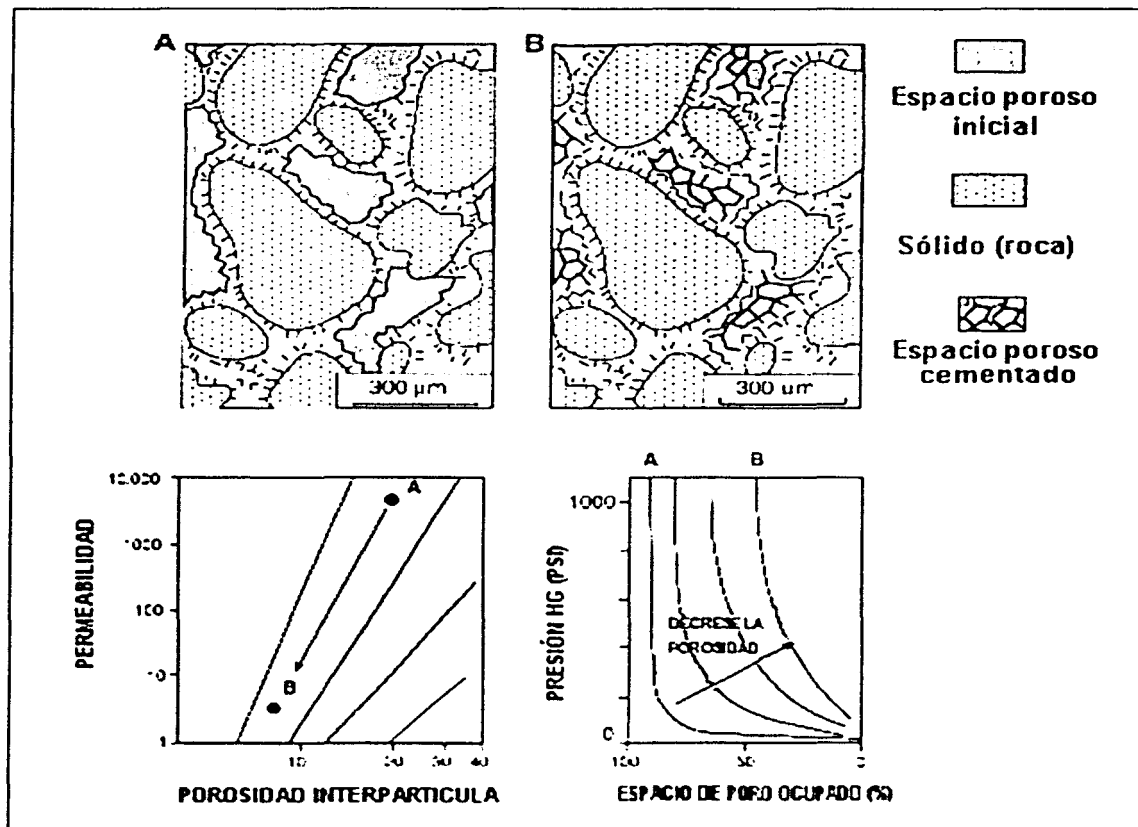


FIGURA III.10 Efecto de la cementación en la permeabilidad y en la curva de presión capilar. (Lucia¹⁷ 1999)

Como se puede observar, las formaciones **A** y **B** tienen inicialmente la misma porosidad y permeabilidad, pero debido a la cementación esto cambia, como se ilustra en la Figura III.10 donde debido a los cementantes, **A** tiene mayor porosidad y permeabilidad que **B**.

Es muy notable la relación que guarda la permeabilidad y la distribución del medio poroso con los procesos de depósito y diagénesis que involucra la formación de la roca almacenadora. En otras palabras, procesos como la cementación, compactación, recristalización y disolución son agentes que afectan el medio poroso (principalmente en los yacimientos de rocas carbonatadas) y se ven reflejados en las curvas de presión capilar, como se ilustra en el ejemplo V.9, donde se hace un análisis profundo de la relación de las curvas de presión capilar con aspectos geológicos del área en estudio.

CAPITULO IV

INTERPRETACIÓN CUANTITATIVA DE LA PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR

IV.1 TRANSFORMACIÓN DE DATOS DE PRESIÓN CAPILAR A CONDICIONES DE YACIMIENTO.

Como se vio en el Capítulo II, existen cinco métodos para determinar la presión capilar y simultáneamente la saturación de los fluidos a diferentes presiones. Es importante considerar que las condiciones a las que se llevan a cabo estas mediciones son de laboratorio y por este motivo, para poderlas utilizar se necesita convertirlas a condiciones de yacimiento. Para hacer esta transformación existen dos técnicas diferentes que se muestran a continuación.

Recordando la Ecuación (1.8) para calcular la presión capilar

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (1.8)$$

Considerando específicamente el caso de los valores obtenidos en el laboratorio con gas y agua, la ecuación anterior se puede transformar a:

$$[P_c]_L = \frac{2\sigma_{wg} \cos\theta_{wg}}{r} \quad (1.8a)$$

donde :

$(P_c)_L$ = presión capilar a condiciones de laboratorio.

σ_{wg} = tensión interfacial entre el gas y el agua a condiciones de laboratorio.

θ_{wg} = ángulo de contacto agua-gas a condiciones de laboratorio.

r = radio del capilar

La presión capilar existente en el yacimiento se puede expresar de la siguiente forma:

$$[P_c]_y = \frac{2\sigma_{wy} \cos\theta_{wy}}{r} \quad (1.8b)$$

Donde:

$(P_c)_Y$ = presión capilar a condiciones de yacimiento.

σ_{wo} = tensión interfacial entre el agua y el aceite a condiciones de yacimiento

r = radio del capilar

θ_{wo} = ángulo de contacto entre el agua y el aceite a condiciones de yacimiento.

Si se considera que el radio del capilar es el mismo en el yacimiento y en el laboratorio, igualando las dos ecuaciones y despejando la presión capilar a condiciones de yacimiento $(P_c)_Y$ se tiene :

$$[P_c]_Y = \frac{2\sigma_{wo} \cos\theta_{wo}}{2\sigma_{wx} \cos\theta_{wx}} (P_c)_L \quad (\text{IV.1})$$

De este modo, con las mediciones realizadas en el laboratorio se obtienen valores de presión capilar que se pueden utilizar en el estudio del yacimiento.

El segundo método no considera el ángulo de contacto y se utiliza la Ecuación I.11 (presión capilar para empacamiento de esferas uniformes), para convertir los datos de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimientos.

$$P_c = \sigma \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right], \quad (\text{I.11})$$

donde:

P_c = Presión capilar (dinas /cm²)

σ = Tensión interfacial (dinas/cm)

R_1 y R_2 = Radios principales de curvatura (cm)

Si se considera que el radio de curvatura está definido únicamente por la saturación en la fase mojante para un determinado proceso de desplazamiento (imbibición o drene), una ecuación que expresa presión capilar como una función de la saturación es la siguiente.

$$P_c = \sigma(f(S_w)).$$

donde $f(S_w)$ es una función de la saturación que está determinada por estudios realizados en el laboratorio; por lo tanto

$$P_{cL} = \sigma_L(f(S_w))$$

A condiciones de yacimiento

$$P_{cY} = \sigma_Y(f(S_w))$$

Por lo tanto

$$f[S_w] = \frac{P_{cL}}{\sigma_L} = \frac{P_{cY}}{\sigma_Y}$$

$$P_{cY} = \frac{\sigma_Y}{\sigma_L} P_{cL} \quad (\text{IV.2})$$

IV.2 FUNCION J

Los datos de presión capilar obtenidos en el laboratorio son tomados de pequeños núcleos que representan una pequeña parte del yacimiento. Para poder caracterizar un yacimiento es necesario conocer la distribución de las presiones capilares a lo largo de todo el yacimiento. La relación existente entre presión capilar y la saturación es función de la porosidad y la permeabilidad del yacimiento, Leveret¹ propuso en 1942 la función J como un método para correlacionar los datos obtenidos por medio del análisis de las pequeñas muestras para extrapolarlos a todo el yacimiento. La función J se puede definir de la siguiente forma:

La función J correlaciona las propiedades de la roca y de los fluidos de la siguiente forma:

$$J[S_w] = \frac{P_c}{\sigma \left[\frac{k}{\phi} \right]^2} \quad (\text{IV.3})$$

donde

P_c = Presión capilar

σ = Tensión interfacial

K = Permeabilidad

ϕ = Porosidad (fracción)

En la Figura IV.1 se muestra el comportamiento de la función J para diferentes yacimientos y formaciones.

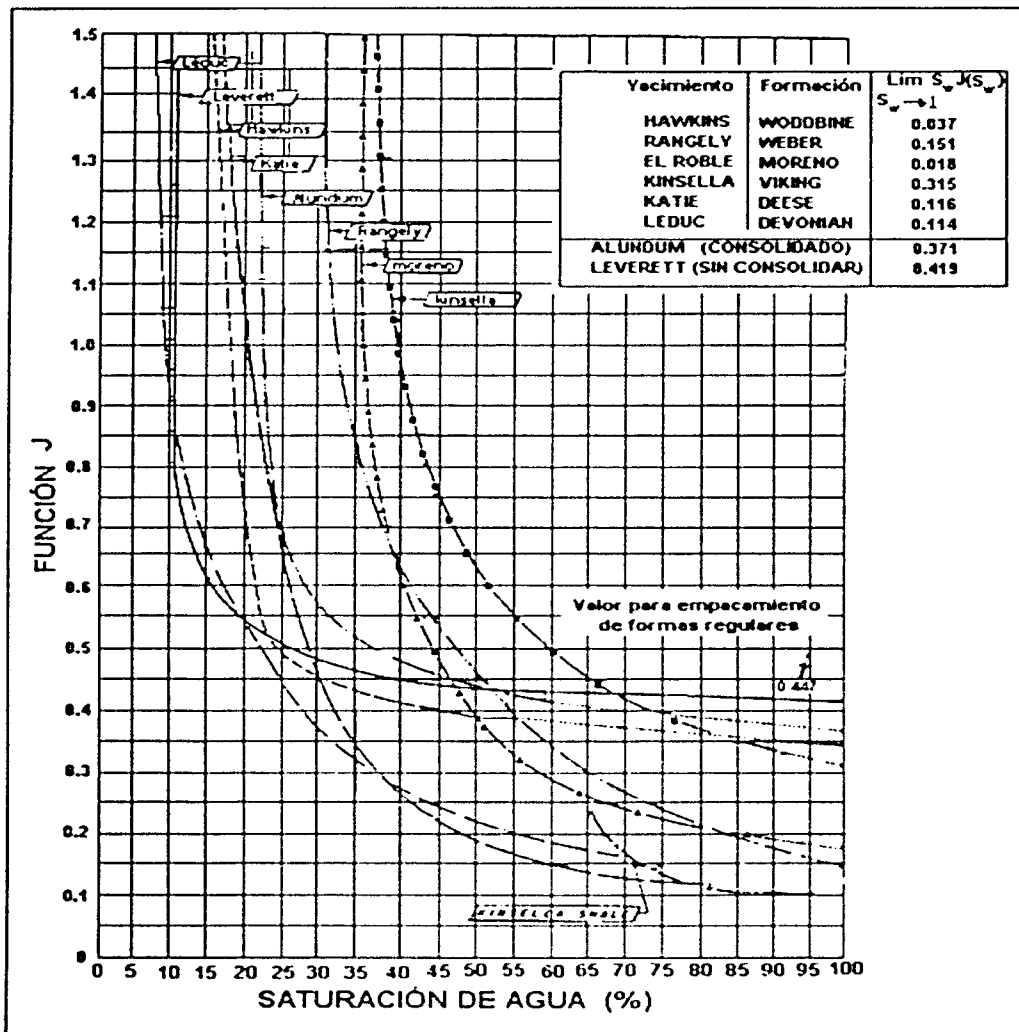


Figura IV.1. Función J para diferentes formaciones

Algunos autores incluyen $\cos \theta$ (donde θ es el ángulo de contacto)

$$J[S_w] = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta \left[\frac{k}{\phi} \right]^{\frac{1}{2}}} \quad (IV.3a)$$

La función J inicialmente estaba propuesta como una manera de convertir todos los datos de presión capilar en una curva universal. Es importante mencionar que hay marcadas diferencias de la función J de formación a formación.

IV.3 TRANSFORMACIÓN DE DATOS DE PRESIÓN CAPILAR A ALTURA SOBRE EL CONTACTO AGUA-HIDROCARBUROS.

La presión capilar tiene una relación directa con la altura a la que asciende la fase mojante dentro de un tubo capilar, como es ilustrado en la Figura IV.2 .

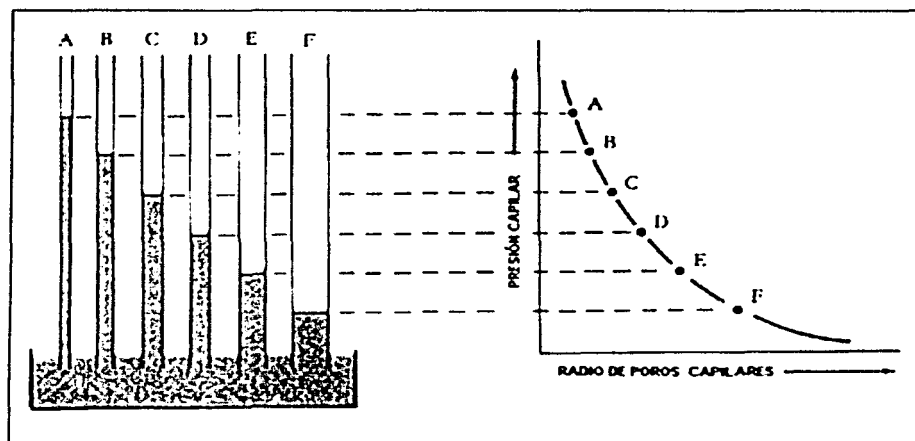


Figura IV.2 Relación entre la presión capilar y la altura del ascenso de la fase mojante en los tubos capilares.

Como se puede observar, el ascenso dentro de los tubos capilares corresponde a un punto dentro de la curva de presión capilar, es decir esta relación permite vincular los valores de presión capilar con la altura sobre el contacto agua-hidrocarburos. Esta relación es fundamental por la gran utilidad que tiene en el estudio de la distribución de los fluidos en el yacimiento.

La ecuación que relaciona la presión capilar y la altura sobre el contacto agua-hidrocarburos se puede obtener por medio de la Ecuación I.9 desarrollada en el Capítulo I :

$$P_c = (\rho_m - \rho_{nm})gh \quad (I.9)$$

Tomando al agua como fase mojante y a los hidrocarburos como fase no mojante, tal ecuación queda de la siguiente forma.

$$P_c = (\rho_w - \rho_{hc})gh$$

Despejando h queda:

$$h = \frac{P_c}{0.433(\rho_w - \rho_{hc})} \quad (IV.4)$$

Donde

h = altura sobre la superficie libre de agua o sea sobre el contacto agua-hidrocarburos(ft)

ρ_w = densidad de agua a condiciones de yacimiento (g/cm^3)

ρ_{hc} = densidad de los hidrocarburos a condiciones de yacimiento (g/cm^3)

P_c = presión capilar (psi)

0.433 es el gradiente del agua pura a condiciones ambientales. La Figura IV.3 muestra como se relaciona la profundidad (altura sobre el contacto agua-aceite) y la presión capilar.

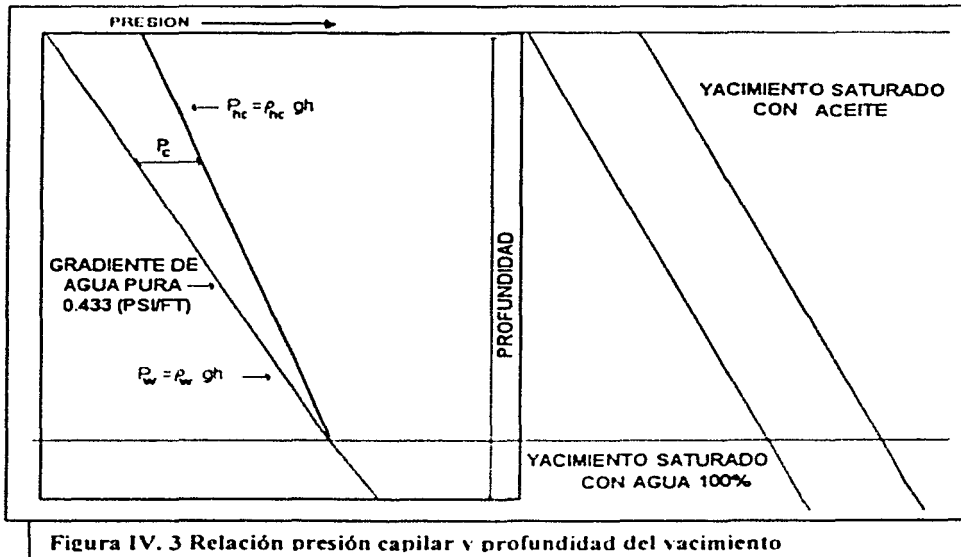
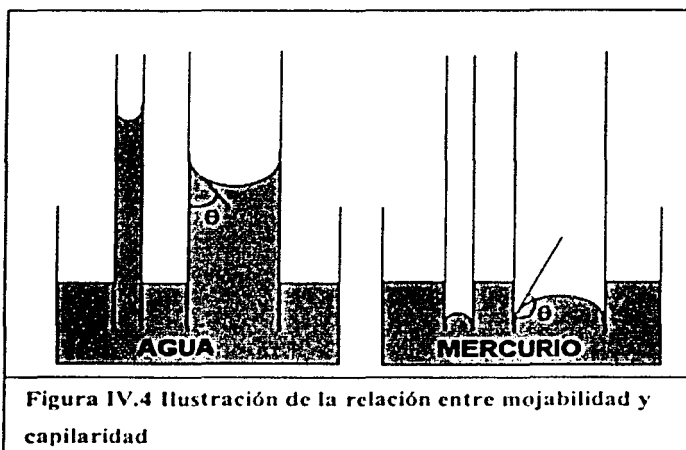


Figura IV. 3 Relación presión capilar y profundidad del yacimiento

IV.4 CALCULO DE LA MOJABILIDAD.

La mojabilidad es una propiedad fundamental para poder determinar la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso de una formación.

Como se mencionó anteriormente en el Capítulo I, se pueden relacionar las propiedades de mojabilidad con el ascenso o el descenso de un fluido dentro de un tubo capilar, como se muestra en la siguiente figura.



Un método usado para determinar la mojabilidad consiste en expresarla en términos de ángulos de contacto. Un ángulo de contacto de cero indicaría que la roca es completamente mojada por la fase más densa, un ángulo de 90° indica que ningún fluido preferentemente moja al sólido, y un ángulo de 180° indica que el sólido está completamente mojado por la fase menos densa. El ángulo de contacto es, por lo tanto una medición relativa de la mojabilidad del sólido por un fluido.

Como no es posible determinar las propiedades de mojabilidad midiendo directamente el ángulo de contacto en las rocas, se utiliza la relación existente entre la mojabilidad y la presión capilar en tubos capilares como una medición indirecta.

La Figura IV.4 muestra el ascenso del agua y el descenso del mercurio dentro de los tubos capilares debido a las propiedades de mojabilidad. El fluido mojante tiende a entrar espontáneamente, mientras que el fluido no mojante se resiste a entrar. Esto sugiere que el ángulo de contacto y, en algún grado, la mojabilidad pueden calcularse por medio de la presión de desplazamiento (Presión que causa el inicio de la entrada de la fase no-mojante al sistema poroso saturado 100% con la fase mojante).

Slobod¹⁸ usa el concepto de **presión de desplazamiento** como una manera para determinar las características de mojabilidad al calcular un número de mojabilidad y un ángulo aparente de contacto. El número de mojabilidad y el ángulo aparente de contacto son definidos por:

$$\text{Número de mojabilidad} = \frac{\cos \theta_{a-w}}{\cos \theta_{a-a}} = \frac{P_{D_{a-w}} \sigma_{a-a}}{P_{D_{a-a}} \sigma_{w-a}} \quad (\text{IV.5})$$

$$\text{Ángulo aparente de contacto}(\theta) \text{ es el ángulo cuyo } \cos(\theta) = \frac{P_{D_{a-w}} \sigma_{a-a}}{P_{D_{a-a}} \sigma_{a-w}} \quad (\text{IV.6})$$

Donde

$\cos \theta_{a-a}$ = coseno del ángulo de contacto para el sistema aceite-aire-sólido (para simplificar el método se considera igual a 1)

$\cos \theta_{a-w}$ = coseno del ángulo de contacto para el sistema aceite-agua-sólido

$\cos \theta_{a-a}$ = coseno del ángulo de contacto para el sistema aire-aceite-sólido

$P_{D_{a-w}}$ = presión de desplazamiento para agua desplazada por aceite en el núcleo.

$P_{D_{a-a}}$ = presión de desplazamiento para aceite desplazado por aire en el núcleo.

σ_{oa} y σ_{wo} = tensión interfacial entre aire y aceite y aceite y agua, respectivamente

Una "número de mojabilidad" de 1.0 indica que el sólido está mojado completamente por el agua y de cero que está completamente mojado por aceite.

IV.5 CALCULO DE RADIO DE GARGANTA DEL PORO.

Washburn²⁰ (1921) sugirió el uso de la inyección de mercurio como un método para determinar la distribución de tamaño de la apertura (garganta) del poro en el medio poroso. La ecuación de Washburn puede expresarse como:

$$P_c = -\frac{2\sigma \cos\theta}{r}$$

donde

P_c = presión capilar (dinas/cm²)

σ = tensión superficial de Hg (480 dinas/cm)

θ = ángulo de contacto del sistema mercurio-aire (140°)

r = radio de la garganta de un poro cilíndrico.

Por lo tanto para calcular el radio de la garganta de los poros se puede despejar r de la ecuación anterior y sustituir los valores definidos arriba para que quede de la siguiente forma:

$$r(\mu m) = \frac{107}{P_c(\text{psi})} \quad (\text{IV.7})$$

donde

r está en μm

P_c está en psi

IV.6 DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PORO

Burdine²¹ adaptó el método de Ritter y Drake⁸ para la determinación de la distribución de tamaño de poro. El método involucra la inyección de mercurio dentro una muestra; así, de este modo, se obtiene una curva de presión capilar. La ecuación presentada por Burdine para calcular el tamaño de poro es derivada como sigue:

La función de distribución está definida como $D(r_i)$

$$dV = D(r_i)dr$$

Donde dV es el volumen total de todos los poros teniendo un radio entre r_i y $r_i - dr$. La cantidad $D(r_i)$ puede calcularse con datos de presión capilar de mercurio utilizando las siguientes ecuaciones:

$$P_{ci} r_i = 2\sigma \cos\theta \quad (\text{IV.8})$$

$$D(r_i) = \frac{P_{ci}}{r_i} \frac{ds_m}{dP_c} \quad (\text{IV.9})$$

donde

P_{ci} = presión capilar

r_i = radio de la entrada de poro

σ = tensión interfacial

θ = ángulo de contacto.

$D(r_i)$ = Función distribución (cm^2)

S_m = Saturación de mercurio, (% de volumen de poro).

La función de distribución $D(r_i)$ puede ser evaluada mediante la gráfica, tomando la pendiente de la curva de presión capilar de mercurio en diferentes valores de saturación de mercurio.

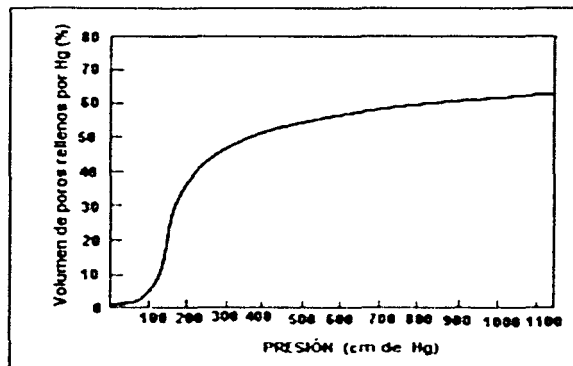


Figura IV.5 Volumen de poros rellenos por mercurio contra presión

Calculando el radio de poro de la presión capilar correspondiente al punto en que la pendiente fue tomada por la medición de la Ecuación (IV.8) y evaluadas en la Ecuación (IV.9) para calcular la correspondiente función de distribución $D(r)$.

Una típica curva de presión capilar de mercurio y la correspondiente curva de distribución son presentadas en las Figuras IV.5 y IV.6. El área debajo de la curva de distribución a un radio dado, es la fracción del volumen que tienen poros más grandes que el radio considerado.

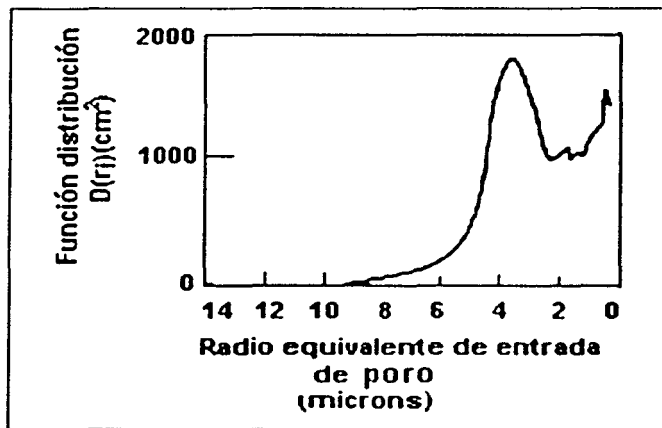


Figura IV.6 Radio equivalente de entrada del poro contra función distribución

IV.7 FACTOR DE GEOMETRÍA DE POROS DEFINIDO POR CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR.

Basándose en pruebas de presión capilar con inyección de mercurio Thomeer²¹, en 1960, presentó un método gráfico que permite relacionar la forma y localización de las curvas de presión capilar con un factor de geometría de poro. La parte fundamental del método consiste en considerar que las curvas de presión capilar formadas de graficar P_c vs. volumen ocupado por mercurio en papel doble logarítmico tienen forma aproximada de una hipérbola. Thomeer demostró que las curvas de presión capilar, para un sistema mercurio-aire, puede ser descrita por una familia de hipérbolas, las cuales quedan definidas por tres parámetros, que relacionan la presión capilar con el volumen de poros ocupados por el mercurio mediante la siguiente ecuación.

$$\frac{(V_b)_{P_c}}{(V_b)_{P_\infty}} = e^{\frac{-G^2}{\log \frac{P_c}{P_d}}} \quad (\text{IV.10})$$

Donde

$(V_p)_{P_c}$ = Fracción de volumen de huecos ocupados por mercurio a la presión P_c ,

$(V_p)_\infty$ = Fracción de volumen de huecos ocupados por mercurio a una presión infinita o volumen total de poros interconectados.

P_c = Presión capilar de mercurio/aire (psi)

P_d = Presión de desplazamiento extrapolada mercurio/aire (psi)

G = factor de geometría de poro.

Esta ecuación está sustentada en la suposición de que la relación de la presión capilar y el volumen de poros ocupados por el mercurio se comporta como una hipérbola, por lo tanto se puede escribir de la siguiente forma:

$$[\log P_c - \log P_d \left[(\log (V_b)_{P_c} - \log (V_b)_{P_\infty}) \right]] = -C^2 \quad (\text{IV.11})$$

donde el valor numérico de C^2 define la forma de la curva en consideración.

Esta ecuación se puede escribir en la siguiente forma

$$\frac{(V_b)_{P_c}}{(V_b)_{P_\infty}} = 10^{\frac{-C^2}{\log \frac{P_c}{P_d}}} \quad (\text{IV.12})$$

Al simplificar cálculos usando esta ecuación y una tabulación matemática disponible esta expresión puede ser modificada a la ecuación IV.10

$$\frac{(V_b)_{P_c}}{(V_b)_{P_\infty}} = e^{\frac{-G^2}{\log \frac{P_c}{P_d}}}$$

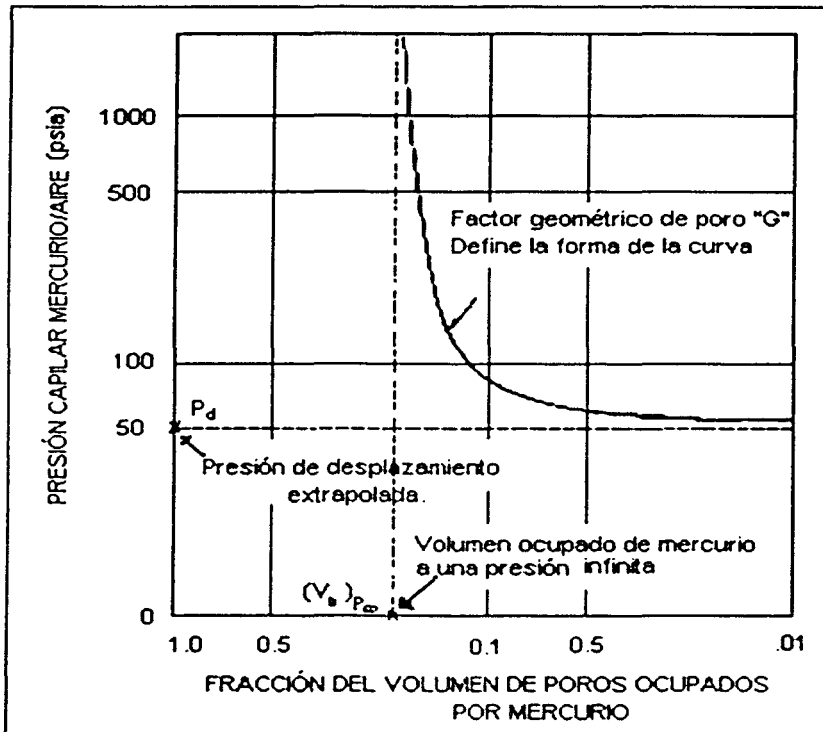


Figura IV.7. Parámetros que definen una curva de presión capilar (Thomeer²², 1960)

Cuando se grafica en papel logarítmico, la ecuación anterior describe una hipérbola. La ecuación de la curva puede ser definida por las asíntotas y el factor G , tal como se muestra en la figura. Las asíntotas son determinadas por P_d , $(V_b)_{P_\infty}$. Thomeer elaboró una familia de 42 curvas hiperbólicas con diferentes valores de G manteniendo a $(V_b)_{P_\infty}$ y P_d constantes. Para determinar el valor numérico de estos tres parámetros, puede recurrirse al método gráfico. El método gráfico consiste en utilizar la familia de curvas construidas por Thomeer. La curva logarítmica de presión capilar determinada en el laboratorio con inyección de mercurio debe superponerse de tal forma que ajuste con alguna de las curvas de la familia elaborada por Thomeer. El valor de G es determinado leyendo directamente el valor sobre la curva ajustada.

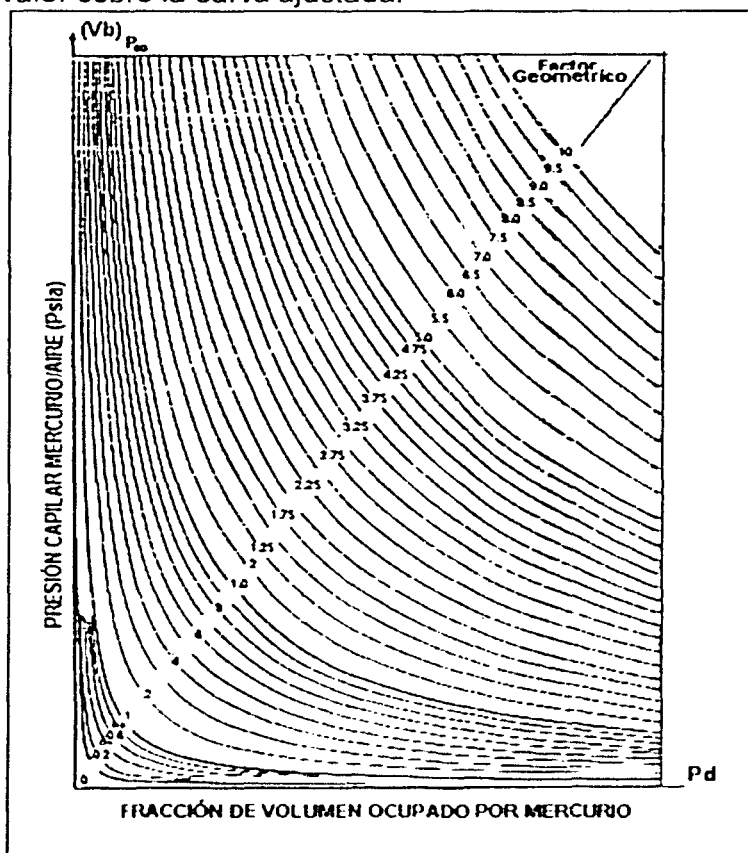


Figura IV.7 Familia de curvas de presión capilar calculadas, escala logarítmica (Thommer²² 1960)

IV.8 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD.

IV.8.1 METODO DE PURCELL

La obtención de la permeabilidad por medio de datos de presión capilar ha sido realizada por varios autores. A continuación se presentan algunas de las teorías que se han desarrollado para tal efecto. Entre los estudios más reconocidos se encuentra el de Purcell⁶ (1949) que calcula la permeabilidad por medio de datos de presión capilar. La base de este estudio es el siguiente:

La presión mínima requerida para desplazar una fase mojante al inyectar una fase no mojante dentro de un tubo capilar de radio r esta dada por:

$$P_c = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r} \quad (\text{IV.13})$$

El gasto de flujo (Q) de un fluido de viscosidad μ a través de un tubo cilindrico de radio interior r y longitud L esta dada por la ecuación de Poiseuille

$$Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8\mu L} \quad (\text{IV.14})$$

Ya que el volumen del capilar es $V = \pi r^2 L$, la ecuación anterior queda

$$Q = \frac{V r^2 \Delta P}{8\mu L^2} \quad (\text{IV.15})$$

Resolviendo la ecuación IV.13 para r , sustituyéndola en IV.15 y considerando un conjunto de tubos capilares.

$$Q_i = \frac{(\sigma \cos\theta)^2 \Delta P}{2\mu L^2} \sum_{i=1}^{i=n} \frac{V_i}{(P_c)_i^2} \quad (\text{IV.16})$$

La ecuación de Darcy para flujo de fluidos en medios porosos esta dada por:

$$Q_i = \frac{kA\Delta P}{\mu L} \quad (IV.17)$$

Combinando las ecuaciones IV.16 y IV.17 se obtiene una relación para la permeabilidad como una función del volumen de poros y presión capilar.

$$k = \frac{(\sigma \cos \theta)^2}{2AL} \sum_{i=1}^{i=n} \frac{V_i}{(P_c)_i^2} \quad (IV.18)$$

El volumen V_i de cada capilar puede estar expresado como una fracción S_i del volumen total V_T del sistema.

$$\frac{V_i}{V_T} = S_i$$

Ademas

$$\phi = \frac{V_T}{AL} \quad (IV.19)$$

Sustituyendo en (IV.18)

$$k = \frac{(\sigma \cos \theta)^2}{2} \sum_{i=1}^{i=n} \frac{S_i}{(P_c)_i^2} \quad (IV.20)$$

Debido a las diferentes litologías existentes, Purcell introduce un factor litológico λ lo cual da como resultado la siguiente ecuación:

$$k = 10.24(\sigma \cos \theta)^2 \phi \lambda \int_{P_{c0}}^{P_{c1}} \frac{dS_i}{(P_c)_i^2} \quad (IV.21)$$

donde

k = Permeabilidad (mD)

ϕ = Porosidad (fracción)

S = Fracción del total de poros ocupados por el líquido inyectado a la muestra o el ocupado por el fluido forzado a salir de la muestra.

P_c = Presión capilar (psi)

σ = tensión interfacial (dinas/cm)

θ = ángulo de contacto

λ = factor litológico

Purcell asume que ángulo de contacto del mercurio es de 140° y que la tensión interfacial de mercurio es de 480 dinas/cm. Por lo tanto, usando los datos de presión capilar del mercurio la Ecuación IV.21 se reduce a:

$$k = 14260\phi\lambda \int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)^2} \quad (\text{IV.22})$$

Para evaluar la Ecuación IV.24, la integral se obtiene con valores de P_c leídos de la curva de presión capilar en varias saturaciones. Se calculan los valores de $1/(P_c)^2$ y se trazan estos valores como una función de los correspondientes valores de saturación que existen en la curva original de presión capilar. El valor de la integral es el área bajo la curva $1/(P_c)^2$.

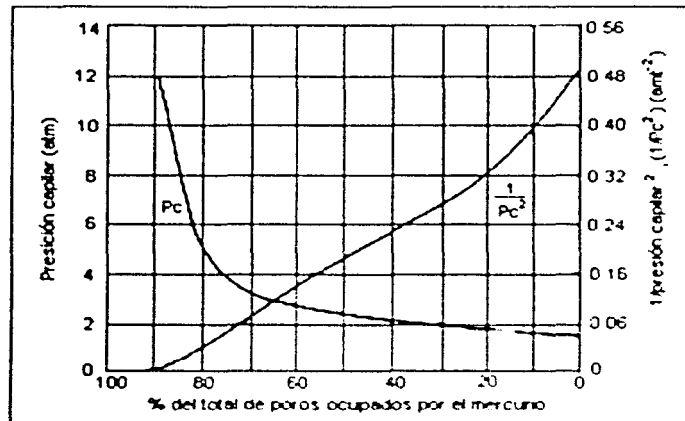


Figura IV.8. Representación gráfica de los datos de presión capilar para calcular la permeabilidad (Purcell 1949)

IV.8.2 MÉTODO POR BURDINE.

La ecuación de permeabilidad desarrollada por **Burdine**²¹ esta basada en una analogía con los tubos capilares.

El ritmo de flujo de un fluido a través un tubo capilar, de acuerdo a la ecuación de Poiseuille, está dado por:

$$\frac{Q\mu}{\Delta p} = \frac{\pi r_i^4}{8L}$$

La ecuación equivalente para el flujo a través de un paquete de tubos capilares paralelos, cada uno con la misma longitud pero teniendo diferente radio, es:

$$\frac{Q\mu}{\Delta p} = \frac{\pi}{8L} \sum_{i=0}^n \left[\frac{n_i}{x_i} \sum_i \frac{r_i^4}{n} \right], \quad (\text{IV.23})$$

donde

Q = Razón de flujo (cm³ /s)

μ = Viscosidad (Poises , dinas/s cm²)

L = Longitud de la muestra (cm)

n_i = Numero de poros en el rango Δr

x_i = Factor de proporcionalidad (relación de L₁ a L)

L_i = longitud capilar "efectiva" (cm). Definido como: L_i=x_iL

r = Radio de entrada de poros (cm)

Considerando, por otra parte, que la porosidad se puede expresar como:

$$\phi = \frac{\pi}{A} \sum_{i=0}^n \left[x_i n_i \sum_i \frac{r_i^2}{n} \right], \quad (\text{IV.24})$$

donde:

φ = Porosidad (fracción)

n = Número de términos incluidos

A = Área de la sección transversal de la muestra.

Además, el ritmo de flujo a través de este mismo sistema está dado por la Ecuación de Darcy

$$\frac{Q\mu}{\Delta p} = \frac{CA}{100L} \cdot K \quad (\text{IV.25})$$

donde:

k es la permeabilidad en darcys,

C es constante de conversión (9.87×10^{-7} atm/dinas/cm²)

combinando las Ecuaciones IV.23, IV.24 y IV.25 resulta:

$$k = \frac{100\phi \sum_{i=0}^n \left[\frac{n_i}{x_i} \sum_i^{i+x} \frac{r_i^4}{n} \right]}{8C \sum_{i=0}^n \left[x_i n_i \sum_i^{i+x} \frac{r_i^4}{n} \right]} \quad (\text{IV.26})$$

Por definición

$$v_i = \overline{D(R_i)} \cdot \Delta R = \pi x_i L \sum_i^{i+1} \frac{n_i r_i^2}{n} \quad (\text{IV.27})$$

donde v_i es la fracción de volumen total de poros en el intervalo de radio de r_i a r_{i+x}

Por lo tanto

$$n_i = \frac{D(r_i) \cdot \Delta r}{\pi x_i L \sum_i^{i+1} \frac{r_i^2}{n}} \quad (\text{IV.28})$$

Sustituyendo la Ecuación IV.28 en IV.26

$$k = \frac{100\phi \sum_i^n \frac{D(r_i) \cdot r_i^4}{x_i^2 r_i^2}}{8C \sum_i^n D(r_i)} \quad (\text{IV.29})$$

Además, de la Ecuación IV.27

$$n_i = \frac{v_i}{\pi x_i L \sum_i \frac{r_i^2}{n}} \quad (\text{IV.30})$$

Combinando las ecuaciones IV.30 y IV.26

$$k = \frac{100\phi}{8C} \sum_{i=1}^{i=n} \frac{v_i r_i^{-4}}{x_i^2 r_i^2} \quad (\text{IV.31})$$

donde :

r_i = Radio de entrada de poro (cm)

v_i = es la fracción de volumen total de poros en el intervalo de radio de r_1 a r_{i+x}

ϕ = porosidad en fracción.

X_i = Factor que toma en cuenta la geometría compleja del sistema

Todos los parámetros anteriores son conocidos excepto X_i , el cual es proporcional a la longitud capilar efectiva (L_i). Si la magnitud de ésta para todos los poros de todas las muestras es la misma, puede expresarse X_i^2 como el factor divisor, f . El valor de f para empacamientos cerrados de esferas del mismo tamaño es:

$f = \left(\frac{\pi}{2}\right)^2$. Puesto que las estructuras de las rocas naturales son muy diferentes a

la estructura del empacamiento de esferas, los valores de f para varios rangos de permeabilidad aparentemente pueden ser únicamente determinados por mediciones experimentales. Empíricamente, el factor divisor f , obtenido por varios autores se presenta en la Figura IV. 6

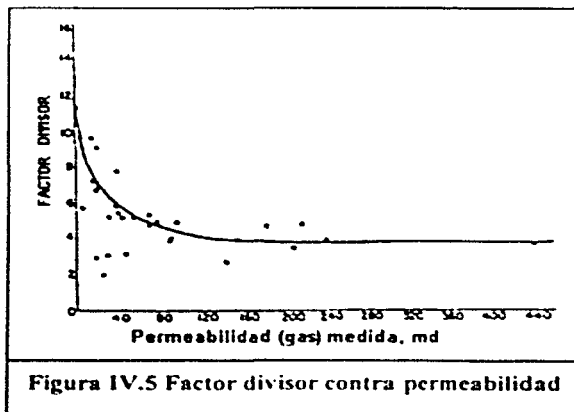


Figura IV.5 Factor divisor contra permeabilidad

Utilizando la Ecuación IV. 32 para calcular X_i y sustituyendo este valor en la Ecuación IV.31 también se puede calcular la permeabilidad.

$$X_i = 5e^{-0.4n} + 1.83 \quad (\text{IV.32})$$

IV.8. 3 MÉTODO DE SWANSON

Swanson²² estableció ecuaciones para estimar la permeabilidad al agua en formaciones arenosas limpias y en formaciones carbonatadas. Su técnica se basa en el estudio realizado por Thommer²¹, en el que empíricamente relaciona la permeabilidad con la curva hiperbólica que resulta cuando se grafican en escala log-log los datos de presión capilar con inyección de mercurio contra la saturación de mercurio.

Swanson utilizó 58 muestras de roca (39 de areniscas y 19 de carbonatos). Midió la de permeabilidad al agua (salmuera) bajo un esfuerzo efectivo de 1000 psi sobre las muestras. Posteriormente, realizó pruebas de presión capilar con inyección de mercurio sobre pedacera de las muestras de roca y preparó las gráficas log-log de esta información. Finalmente, relacionó la permeabilidad con los datos de presión capilar.

La ecuación resultante para las arenas limpias es:

$$k_w = 431 \left[\frac{S_b}{P_c} \right]_A^{2.109} \quad (\text{IV.33})$$

La ecuación para carbonatos resultó ser:

$$k_w = 290 \left[\frac{S_b}{P_c} \right]_A^{1.901} \quad (\text{IV.34})$$

Para el conjunto de muestras (arenas y carbonatos) la ecuación es:

$$k_w = 355 \left[\frac{S_b}{P_c} \right]_A^{2.005} \quad (\text{IV.35})$$

En estas ecuaciones el término $(S_b/P_c)_A$ se obtiene en el punto A de la curva hiperbólica propuesta por Thommer y presentada en la Figura IV.9.

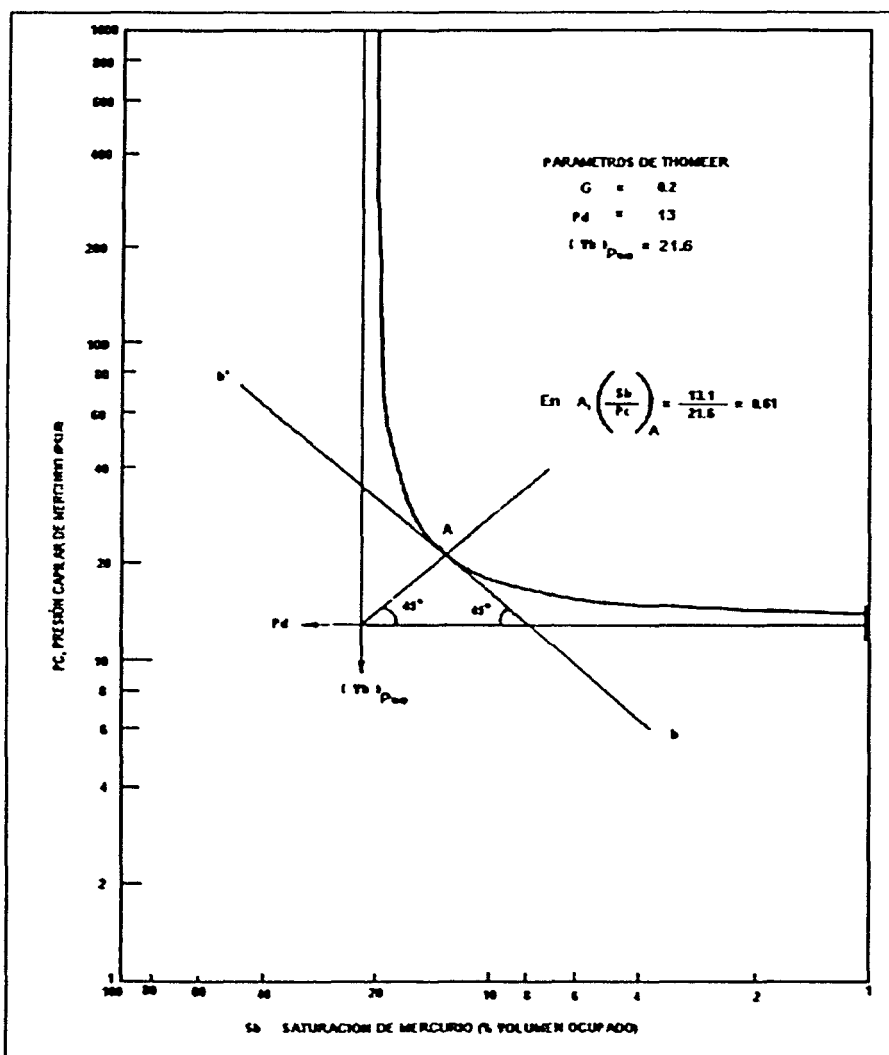


Figura IV.9. Obtención de parámetros en el punto A

Swanson también desarrolló una gráfica especial que relaciona la permeabilidad a la salmuera y la presión capilar, como se muestra en la Figura IV.10. Esta gráfica permite hacer un estimación directa de la permeabilidad a la salmuera para formaciones arenosas limpias o carbonatadas. Se traza la curva de presión capilar con inyección de mercurio sobre la gráfica especial, se identifica la línea tangente a la curva (punto A) y se lee la permeabilidad a la salmuera en los ejes correspondientes.

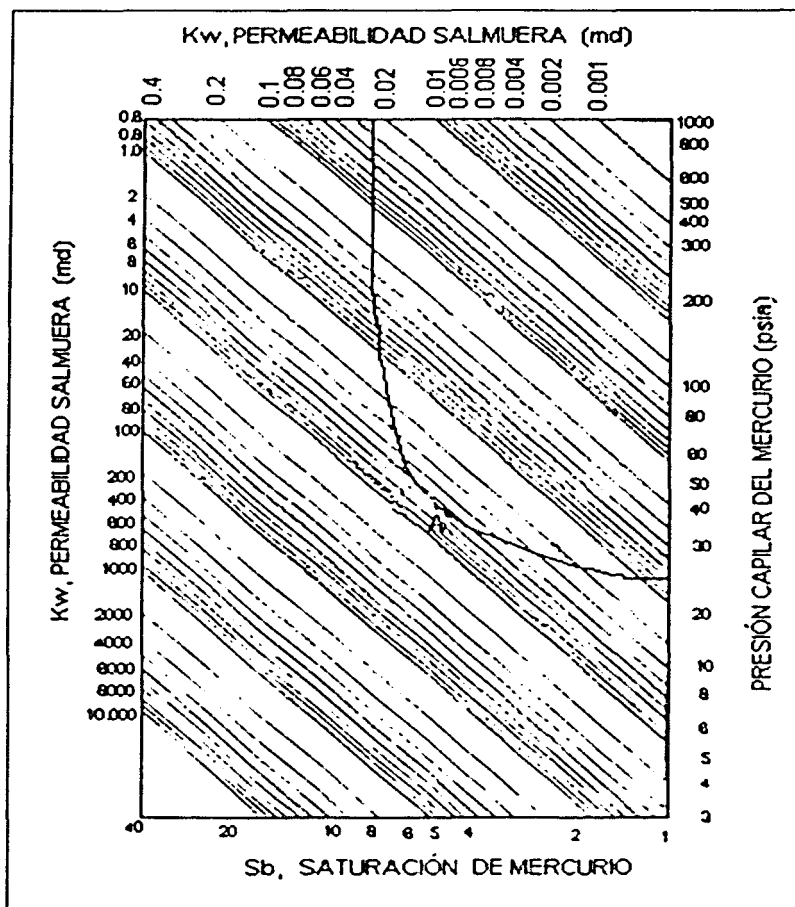


Figura IV.10 Gráfica de permeabilidad a la salmuera, presión capilar con mercurio y saturación de mercurio.

IV.9 CALCULO DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS

IV.9.1 METODO DE PURCELL (MODIFICADO)

La ecuación desarrollada por Purcell (IV.21) puede adaptarse al cálculo de permeabilidad relativa de la fase mojanete. La permeabilidad relativa es, por definición, la razón de la permeabilidad efectiva a una saturación dada a la permeabilidad absoluta del medio.

De la ecuación IV.21

$$k = 10.24(\sigma \cos \theta)^2 \phi \lambda \int_{s=0}^{s=1} \frac{dS}{(P_c)^2} \quad (\text{IV.21})$$

Generalizando y considerando datos de presión capilar para desplazamiento de la fase mojanete.

$$k_{wt} = 10.24(\cos \theta)^2 \phi \lambda \int_{S=0}^{S=S_{wt}} \frac{dS}{(P_c)^2} \quad (\text{IV.21a})$$

donde k_{wt} es la permeabilidad efectiva de la fase mojanete. La permeabilidad relativa de la fase mojanete está dada por:

$$\frac{k_{wt}}{k} = k_{rwt} = \frac{\int_{S=0}^{S=S_{wt}} \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (\text{IV.36})$$

Donde el factor litológico λ se asume es una constante del medio poroso.

La permeabilidad relativa de la fase no mojanete (k_{rnt}) puede calcularse en un forma similar con la Ecuación IV.36, asumiendo que la fase no mojanete está contenidas en tubos o poros, libre de la fase mojanete de radio definido por la relación de presión capilar en el intervalo de saturación de la fase mojanete de $S_{wt} = S_{wt}$ a $S_{wt} = 1$.

$$k_{nwr} = 10.24(\sigma \cos \theta)^2 \phi \lambda \int_{S=1wr}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)} \quad (\text{IV.21b})$$

La permeabilidad relativa a la fase no mojante (k_{nwr}) está dada por :

$$\frac{k_{nwr}}{k} = k_{nwr} = \frac{\int_{S=1wr}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (\text{IV.37})$$

IV.9.2. MÉTODO DE FATT Y DYKSTRA.

Fatt y Dykstra²³ siguiendo el método básico de Purcell para calcular permeabilidades, desarrollaron una expresión de permeabilidades relativas considerando que el factor litológico λ es una función de saturación. El factor de litología es esencialmente una corrección de la desviación de la trayectoria con respecto a la longitud del medio poroso. Fatt y Dykstra asumen que la desviación de la longitud de la trayectoria es función del radio de los poros conductores así que El factor litológico desarrollado por Fatt y Dyktra puede expresarse como:

$$\lambda = \frac{a}{r^b}$$

Donde

λ es el factor litológico

r es el radio de poro

a y b son constante del material

Basados en este concepto y la teoría desarrollada por Purcell para calcular la permeabilidad relativa, la ecuación IV. 36 se puede escribir como:

$$k_{nwr} = \frac{\int_{S=0}^{S=S_{wr}} \frac{ds}{(P_c)^{2(1+b)}}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{ds}{(P_c)^{2(1+b)}}} \quad (\text{IV.38})$$

que es la ecuación desarrollado por Fatt y Dykstra para determinar la permeabilidad relativa de la fase mojante.

Si se asume que $b = 1/2$, la Ecuación IV.38 se puede escribir como:

$$k_{rw} = \frac{\int_0^{1w} \frac{dS}{(P_c)^3}}{\int_0^1 \frac{dS}{(P_c)^3}} \quad (\text{IV.39})$$

La manera de determinar la permeabilidad relativa es la misma que la desarrollada por Purcell, para la permeabilidad efectiva, donde la integral de $1/(P_c)^3$ es el valor del área bajo la curva $1/(P_c)^3$ (usando la regla de Simpson).

Se puede observar que esta correlación puede servir para generar un modelo más real al compararlo con datos de permeabilidad relativa medidos directamente, tomando en cuenta que b es una corrección de desviación de la trayectoria de un tubo recto y el comportamiento dentro del medio poroso.

IV.9.3. MÉTODO DE BURDINE.

Burdine reportó ecuaciones para calcular las curvas de permeabilidad relativa para las fases mojante y no mojante. Estas ecuaciones se pueden reducir a una ecuación similar a la de Purcell para permeabilidad. La principal contribución de Burdine es el uso de la tortuosidad del medio.

Definiendo el factor de tortuosidad para un poro como λ_i cuando el medio poroso está saturado con sólo un fluido y λ_{wti} para el factor de tortuosidad de la fase mojante cuando se presentan dos fases. Una razón de tortuosidad puede definirse como:

$$\lambda_{rwi} = \frac{\lambda_i}{\lambda_{wti}} \quad (\text{IV.40})$$

Tomando ésto en cuenta la Ecuación IV. 36 se puede escribir como:

$$k_{rwt} = \frac{\int_{S=0}^{S=S_{wt}} (\lambda_{rwt})^2 \frac{dS}{(\lambda_i)^2 (P_c)_i^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{(\lambda_i)^2 (P_c)_i^2}} \quad (\text{IV.41})$$

Si λ_i es una constante para el medio poroso y λ_{rwt} depende solo de la saturación final. Donde

$$k_{rwt} = (\lambda_{rwt})^2 \frac{\int_{S=0}^{S=S_{wt}} \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (\text{IV.42})$$

De manera similar, la permeabilidad relativa a la fase no mojanete puede estar expresada en función de la razón de tortuosidad de la fase no mojanete λ_{rwt}

$$k_{rwt} = (\lambda_{rwt})^2 \frac{\int_{S=S_m}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{(P_c)^2}} \quad (\text{IV.43})$$

Burdine ha mostrado que:

$$\lambda_{rwt} = \frac{S_{wt} - S_m}{1 - S_m} \quad (\text{IV.44})$$

Donde S_m es la saturación mínima de la fase mojanete de una curva de presión capilar.

Por otro lado λ_{rwt} está definida como:

$$\lambda_{rwt} = \frac{S_{wt} - S_e}{(1 - S_m) - S_e} \quad (\text{IV.45})$$

Donde S_e es la saturación de equilibrio de la fase no mojanete.

IV.9.4 MÉTODO DE RAPOPORT Y LEAS (CALCULO DE LOS LIMITES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS)

Rapoport y Leas²⁴ presentaron dos ecuaciones de permeabilidad relativa al líquido, basadas en la relación de energías de superficies y la ecuación de Kozeny. Las ecuaciones son presentadas como valores que definen los límites, mínimo y máximo, para permeabilidades relativas a la fase mojanete.

Aunque la permeabilidad depende exclusivamente de la propiedades estructurales del medio poroso, el estudio de las permeabilidades relativas debe incluir la distribución espacial de los fluidos. Para entender ésto de una manera más clara se muestra en la Figura IV.11 la distribución espacial de dos fluidos no miscibles en el medio poroso.

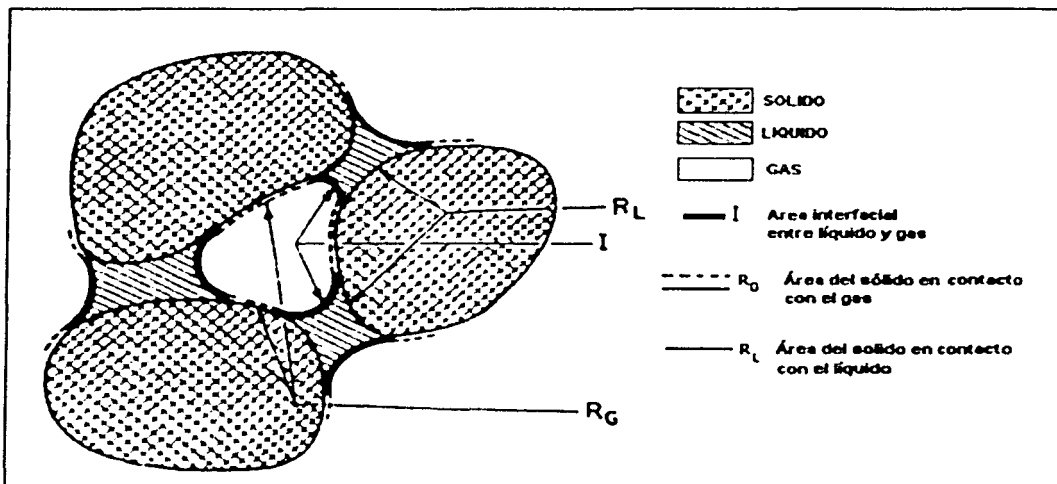


Figura IV 11 Representación hipotética de las distribución de los fluidos en el yacimiento

Con base en el esquema anterior, se pueden tener las siguientes relaciones:

$A_L = R_L + I$ = Área total de la superficie del sistema líquido (fase mojanete)

$A_G = R_G + I$ = Área total de la superficie del sistema gas (fase no mojanete)

$A = R_G + R_L$ = Área total de la superficie del sistema sólido (superficie total de los granos)

Con base en la ecuación de Darcy y lo desarrollado por Koseny, se puede definir la permeabilidad relativa al liquido en la siguiente forma:

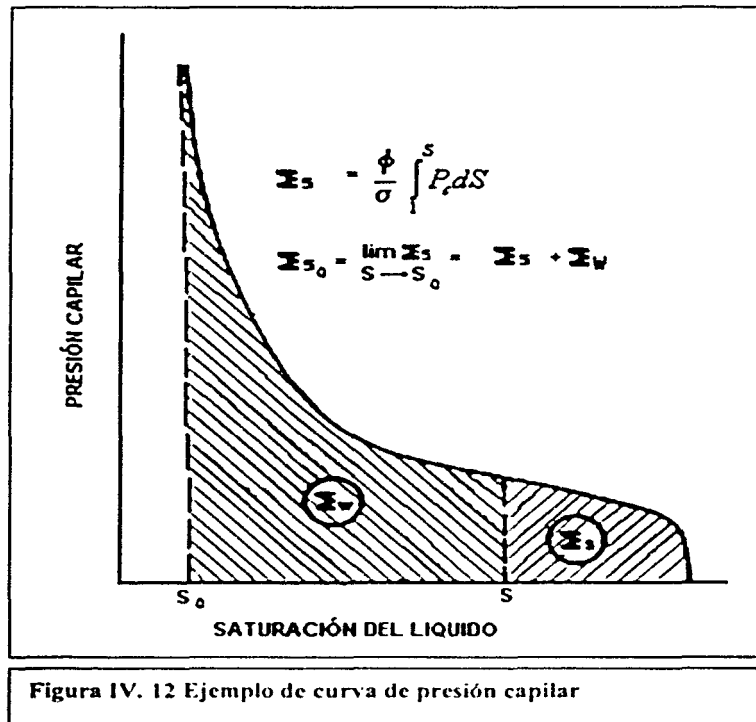
$$K_L = \left[\frac{S^3}{A} \right]$$

Donde :

K_L es la permeabilidad relativa al liquido.

S es la saturación del liquido.

Basado en conceptos termodinámicos y de fenómenos de superficie se pueden hacer las siguientes definiciones y desarrollo matemático considerando la curva de presión capilar de la Figura IV.12.



$$A_G = \sum_s = -\frac{\phi}{\sigma} \int_1^s P_c dS$$

$$A = \sum_s = -\frac{\phi}{\sigma} \int_1^{S_0} P_c dS$$

$$A_L = \sum_w + 2I = -\frac{\phi}{\sigma} \int_1^{S_0} P_c dS + 2I$$

Todo esto sirve para hacer la interpretación del fenómeno físico que sucede cuando el fluido no mojante está atrapado dentro del fluido mojante y no está en contacto con las paredes de los granos de la roca, como se muestra en la Figura IV.13

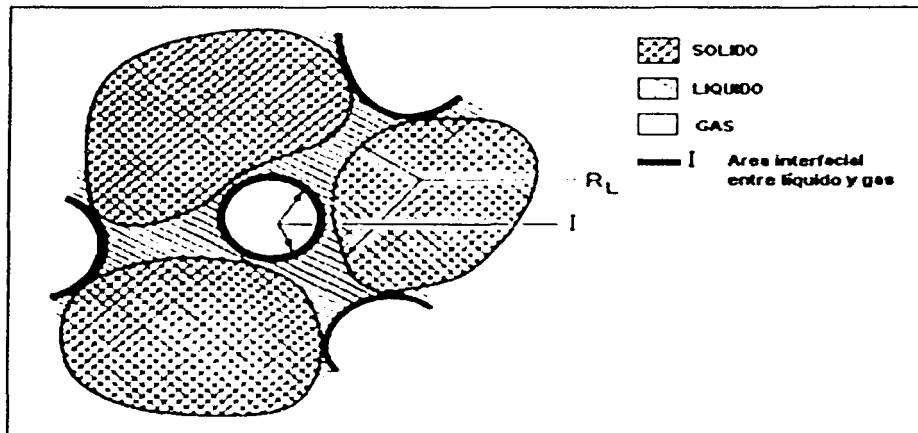


Figura IV. 13 Representación hipotética de las distribución de los fluidos en el yacimiento para completa canalización del gas.

Rapoport define al límite mínimo de permeabilidad relativa al líquido (fase mojante) de acuerdo a la ecuación.

$$k_{rwl(\min)} = \left(\frac{S_{wf} - S_m}{1 - S_m} \right)^3 \frac{\int_{S=1}^{S=S_{wf}} P_c dS}{\int_{S=1}^{S=S_m} P_c dS + \int_{S=1}^{S=S_{wf}} P_c dS} \quad (IV.46)$$

Por otro lado, el límite máximo para la permeabilidad relativa al líquido (fase mojante) es definido como:

$$k_{rwf(max)} = \frac{\left(\frac{S_{wf} - S_m}{1 - S_m} \right)^3 \left(\int_1^{S_m} P_c dS \right)^2}{\left[\frac{\int_{S_{wf}}^{S_m} P_c dS}{\int_{S_{wf}}^{S_m} P_c dS} \frac{\int_1^{S_{wf}} P_c dS}{\int_1^{S_{wf}} P_c dS} \right]^2} \quad (IV.47)$$

donde:

S, saturación del líquido

S_{wf} , Saturación en la fase mojante para $k_{rwf (min)}$ es evaluada.

S_m , Saturación irreductible mínima

P_c , Presión capilar

Como se mencionó en el Capítulo II, las pruebas de presión capilar con el método de inyección de mercurio tienen la ventaja de poderse realizar en recortes de perforación (pedacería de roca). Esto es una gran ventaja, debido que permite calcular la permeabilidad de la roca sin necesidad de contar con núcleos de la zona que interesa. A continuación se presenta una tabla de las teorías que se han desarrollado para determinar la permeabilidad mediante el uso de los datos obtenidos por medio de la inyección de mercurio.

PERMEABILIDAD

MÉTODO	PRINCIPIO	VENTAJA	DESVENTAJA
PURCELL	Considera al medio poroso como un conjunto de tubos capilares.	Toma en cuenta la litología del medio	El factor litológico se obtiene empíricamente y esta en función de la información con que se cuente
BURDINE	Considera al medio poroso como un conjunto de tubos capilares.	Toma en cuenta la tortuosidad del sistema	El factor tortuosidad se obtiene empíricamente, mediante varias mediciones.
SWANSON	Considera a la curva de presión capilar como una hipérbola	Se puede usar en pozos cuando no se tiene valores con que comparar. Determinación rápida y sencilla.	No es muy preciso

Basado en los estudios de Purcell y en la definición de permeabilidad relativa (cociente de permeabilidad efectiva entre la absoluta) se han generado algunas teorías para su determinación. A continuación se presenta una tabla donde se indican el fundamento, las ventajas y las desventajas de algunas correlaciones para obtener las permeabilidades relativas.

PERMEABILIDAD RELATIVA

MÉTODO	PRINCIPIO	VENTAJA	DESVENTAJA
PURCELL (MODIFICADO)	Considera al medio poroso como un conjunto de tubos capilares.	Proporciona un valor aproximado de la permeabilidad relativa	Solo considera la definición de la permeabilidad relativa.
FATT Y DYKSTRA	Se basa en el método de Purcell (modificado) pero considera un factor litológico.	Consideración del medio litológico (desviación de la trayectoria del flujo)	El cálculo de los parámetros a y b para cada formación
BURDINE	Se basa en el método de Purcell (modificado) pero considerando un factor de tortuosidad	Consideración de la tortuosidad del sistema	Considera la tortuosidad como función exclusiva de la saturación de Hg del sistema
RAPOPORT Y LEAS	Relación de energías superficiales y ley de Kozeny.	Cálculo de los límites de las permeabilidades relativas únicamente	No es muy preciso

CAPITULO V:

APLICACIÓN DE LA INFORMACIÓN CUALITATIVA Y CUANTITATIVA EN LA CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.

Las pruebas de presión capilar son de gran utilidad en el desarrollo de los campos petroleros y se utilizan en muchas de las áreas de la ingeniería petrolera, desde la perforación y producción de pozos hasta la simulación de los yacimientos. Para poder apreciar de una forma más clara ésto, a continuación se muestran algunos ejemplos de cómo se utilizan los datos de presión capilar y la información que se puede obtener a través de su aplicación para caracterizar y producir los yacimientos petroleros.

Cuando se hace un análisis de la distribución de los fluidos en el yacimiento, algunos de los parámetros fundamentales a considerar son: la mojabilidad, la distribución del espacio poroso y la permeabilidad. En función del grado de conocimiento de éstas se tendrá la calidad de la caracterización del yacimiento. Para conocer estos parámetros existen varias correlaciones, entre las desarrolladas analíticamente se encuentran las siguientes.

Parametros	Aspecto	Autor
MOJABILIDAD	Numero de mojabilidad	Slobod
	Ángulo aparente	Slobod
DISITRIBUCIÓN DEL ESPACIO POROSO	Distribución del espacio poroso	Burdine
	Factor geométrico	Thommer
	Tamaño de la garganta de poros	Washburn
PERMEABILIDAD	Efectiva	Purcell Swanson
	Relativa	Fatt y Dykstra Burdine

Todas estas correlaciones están descritas en el Capítulo IV, en donde se hace mucho énfasis en la permeabilidad. A continuación se presentan algunos ejemplos prácticos y las principales consideraciones que se toman en cada caso.

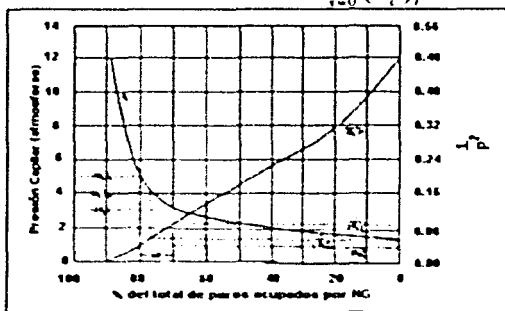
Nota: solo se presentan los ejemplos de las correlaciones de Purcell, en el caso del cálculo de la permeabilidad efectiva y de Slobod en el caso de la mojabilidad, debido a que los otros casos tienen cierta semejanza con éstos y presentarlos todos sería poco práctico.

V.1 PERMEABILIDAD CALCULADA POR MEDIO DEL MÉTODO PROPUESTO POR PURCELL

La determinación de la presión capilar por medio de la inyección de mercurio tienen la ventaja de realizarse en poco tiempo y la facilidad de poderse efectuar en recortes de perforación. Esta facilidad permite determinar algunos parámetros petrofísicos indirectos en casos en que no se cuenta con núcleos de rocas. La permeabilidad es uno de los principales parámetros estudiados con los valores de presión capilar mediante el uso de inyección de mercurio. Un ejemplo de aplicación de la correlación propuesta por Purcell y la comparación de los resultados con datos observados en el laboratorio (medición directa) se muestra en las Figuras V.1 y V.2, respectivamente.

La gráfica que se muestra en la Figura V.1 se calcula mediante la Ecuación IV.21 (Desarrollada en el Capítulo IV)

$$k = 10.24(\sigma \cos \theta)^2 \phi \lambda \int_{P_c=0}^{P_c} \frac{dS_r}{(P_c)^2} \quad (IV.21)$$



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Fig.V.1.Representación grafica de los datos presión capilar para calcular la permeabilidad (Purcell 1949)

La integral $\int_{s=0}^{s=1} \frac{dS_i}{(P_c)_i^2}$ se puede calcular por medio de la regla de Simpson y de este modo calcular los valores de la permeabilidad efectiva que se muestran en la Figura V.2, comparándolos con los datos de laboratorio

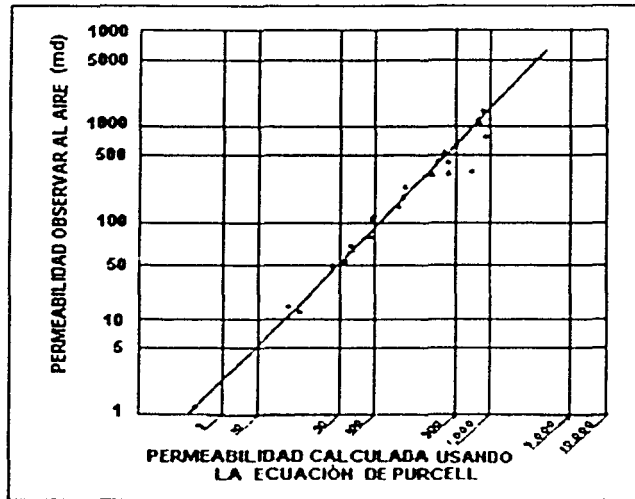


Figura.V.2.Comparación de las permeabilidades efectivas calculadas según Purcell con las medidas en laboratorio.

Es muy importante mencionar que el cálculo de la permeabilidad efectiva se puede hacer por medio de las correlaciones propuestas por Swanson o Burdine, solo que se deben tomar en cuenta las condiciones del experimento.

Las correlaciones propuestas por Burdine, Fatt y Dykstra para calcular la permeabilidad relativa es muy parecida al calculo de la permeabilidad efectiva, pero tomando algunas consideraciones distintas, tales como el factor litológico o de tortuosidad. En pocas palabras, la importancia de utilizar bien una correlación radica en conocer el fundamento de la misma y bajo qué situaciones refleja las condiciones del yacimiento.

V.2 CALCULO DE LA MOJABILIDAD.

Usando los conceptos de número de mojabilidad (Ecuación IV.5) y ángulo aparente de contacto (Ecuación IV.6) propuestos por Slobod, como parámetros que permiten de alguna forma estimar qué formaciones tiene mayor o menor afinidad a ser mojados por el agua o por los hidrocarburos, se puede hacer una comparación de diferentes formaciones, como se muestra en la Tabla 1, donde se observan diferentes formaciones, con diferentes presiones de desplazamiento en un sistema aire- aceite y sistema aceite-agua; lo que repercute directamente en la mojabilidad. .

$$\text{Numero de mojabilidad} = \frac{\cos \theta_{o-w}}{\cos \theta_{a-o}} = \frac{P_{Iw-w} \sigma_{a-o}}{P_{Ia-o} \sigma_{w-o}} \quad (\text{IV.5})$$

$$\cos \theta = \text{coseno ángulo aparente de contacto} = \frac{P_{Iw-w} \sigma_{a-o}}{P_{Ia-o} \sigma_{w-o}} \quad (\text{IV.6})$$

TABLA 1

Comparación de la mojabilidad entre muestras de rocas de diferentes orígenes.

Núcleo		Presión de desplazamiento aire-aceite	Presión de desplazamiento aceite-agua	Numero de mojabilidad	Angulo aparente de contacto
BTL	Caliza del	6.5	6.1	0.84	33
BTN	Devonico	6.8	6.2	0.81	36
BTO		6.25	6.0	0.85	31
BTP		6.4	3.9	0.54	57
1588	Arenisca	0.86	0.32	0.33	71
1589	Yates	0.85	0.3	0.31	71
1590		0.85	0.31	0.32	71
1591		1.0	0.4	0.36	69
1542	Alundum	0.70	0.25	0.32	72
1543	(RA 1139)	0.70	0.28	0.36	69
1544		0.68	0.4	0.52	59
1545	Synthetic	0.67	0.28	0.37	68
1592	Clearfork	0.72	0.24	0.30	73
1593		0.54	0.32	0.53	58
1594	Caliza	1.58	0.32	0.18	80
1595		2.9	0.45	0.14	82
1620	Arena Tensleep	0.86	0.21	0.22	78
1621		0.86	0.21	0.22	78
1622		0.68	0.12	0.16	81

Como resultado de analizar la tabla anterior, se puede observar que el número de mojabilidad y el ángulo aparente de contacto se ven afectados por el tipo de la formación y que estos dos parámetros pueden dar una idea más clara de qué formación es preferentemente mojada por el aceite o por el agua.

Con base en los dos ejemplos anteriores, se puede ver cómo se utilizan las correlaciones establecidas con los datos obtenidos mediante las pruebas de presión capilar y bajo qué situaciones son válidas. No se ha puesto un ejemplo de cada correlación, porque sería un tanto tedioso, poco práctico. Además de que en los ejemplos siguientes las correlaciones o parámetros obtenidos mediante la interpretación de los datos de presión capilar se seguirán usando pero de una forma más implícita.

V.3 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

Un ejemplo muy interesante, presentado por Chilingarian¹⁵, es el realizado en una área del Norte de Dakota, en la formación de dolomitas Red River, en el que se aplican los conceptos propuestos por Arps¹⁴ en 1964. Se propone relacionar el comportamiento de la curva de presión capilar con las permeabilidades relativas al aceite y al agua, complementándolo con el estudio de volumen de poros ocupado a diferentes presiones, como se muestra en la Figura V.4. A continuación se hace un análisis de cómo está construida esta Figura V.3 y cuáles son los parámetros fundamentales que se pueden determinar por medio de su interpretación.

La parte superior de la Figura V.3 presenta la gráfica de permeabilidades relativas contra saturación de agua y en la parte de abajo se observa la gráfica de presión capilar (altura sobre el contacto agua aceite) contra la saturación de agua, además, en ejes secundarios están etiquetados el tamaño de las gargantas de poros y el volumen de los poros ocupados.

CONSTRUCCIÓN DEL ESQUEMA.

Grafica de las permeabilidades relativas:

Las permeabilidades relativas son determinadas por medio de pruebas de laboratorio de acuerdo al método de Hassler

Curva de presión capilar:

La curva de presión capilar es construida por medio de las pruebas descritas en el Capítulo II y convertidas a condiciones de yacimiento. También el eje de las Y puede ser referido a la escala de altura sobre el nivel agua-aceite, utilizando la Ecuación IV.4 para transformar la presión capilar a altura sobre el nivel agua aceite.

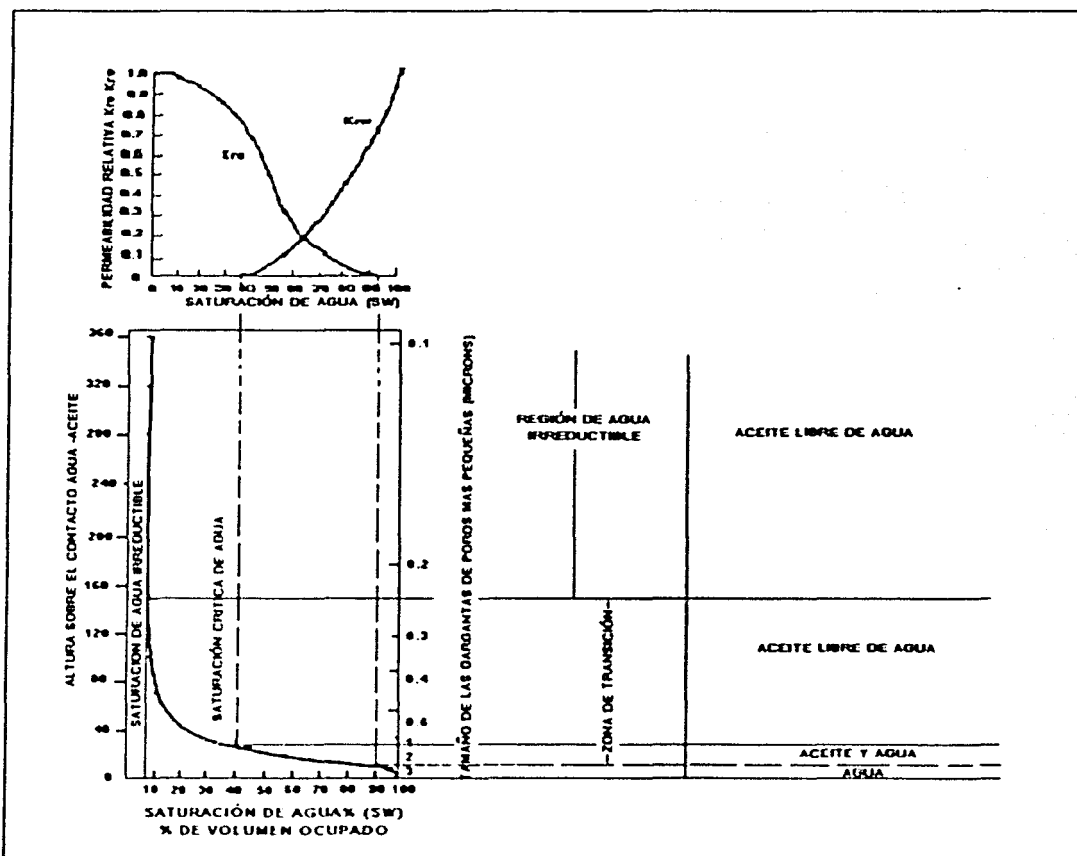


Figura V.3 Relación entre la curva de presión capilar, las permeabilidades relativas y las zonas del yacimiento (Chiligarian',1992)

$$[P_c]_Y = \frac{(2\sigma_{wY})_Y (\cos\theta_{wY})_Y (P_c)_L}{(2\sigma_{wX})_L (\cos\theta_{wX})_L} (P_c)_L \quad (\text{IV.1})$$

$$h = \frac{P_c}{0.433(\rho_w - \rho_{hc})} \quad (\text{IV.4})$$

La relación del tamaño de las gargantas de los poros y la saturación de los fluidos a una presión determinada: por medio del método desarrollado por **Burdine**²⁰ se puede tener una idea de la distribución del espacio poroso, pero también usando el método de inyección de Hg se puede determinar el porcentaje del volumen de espacios porosos rellenos a una determinada presión, como se muestra en la Figura V.4. Esto se utiliza para hacer los ejes secundarios de la Figura V.3, que se encuentra a la derecha y abajo en la curva de presión capilar.

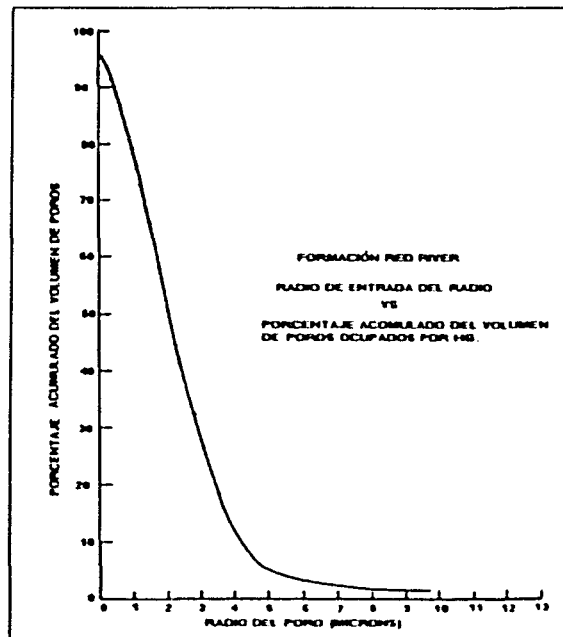


Figura V.4 Radio de entrada de poro contra porcentaje de volumen de poros (Chilingarian, 1992)

PARÁMETROS QUE SE DETERMINAN POR MEDIO DE ESTE ESQUEMA.

Ya que se tiene establecido el esquema se puede determinar parámetros fundamentales para el desarrollo del campo, tales como.

Saturación de agua irreductible. Observando el comportamiento de la curva de presión capilar, se puede ver que **5% de los poros** están rellenos con agua irreductible, que es el valor de la saturación de agua congénita irreductible. De aquí se puede deducir que el **95 % de los poros están interconectados por gargantas de poros** de tamaño suficiente que permite el flujo del aceite.

Distribución de los fluidos:

Tomando en cuenta que la presión de desplazamiento se alcanza cuando la muestra de roca es saturada 100% con agua; esto permite calcular la profundidad del contacto agua-aceite o visto de otra forma, el valor inicial de la curva de altura sobre el contacto agua-aceite ($h = 0$).

Relacionando la gráfica de las permeabilidades relativas y la curva de presión capilar se puede proyectar los valores de saturación de agua crítica y saturación crítica de aceite para determinar los valores de las alturas en las cuales se producirán determinados fluidos (zona de transición de producción). Este aspecto se ve reflejado a la derecha de la gráfica y se puede expresar de la siguiente forma:

De la presión correspondiente a la saturación crítica de aceite (10 ft sobre el contacto agua-aceite) a la saturación crítica de agua (30 ft sobre el contacto agua-aceite), se encuentra la **zona de transición de producción** que es el área donde se produce aceite y agua.

De presión de desplazamiento ($h = 0$ ft) a la presión correspondiente a la saturación de agua irreductible (150 ft) se encuentra la **zona de transición de saturación** donde la roca se encuentra saturada por agua y aceite.

De la presión de la saturación crítica de agua ($h = 30$ ft) en adelante, la formación producirá **aceite libre de agua**, 100% de hidrocarburos.

V.4 APLICACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR EN LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS.

Por medio de las pruebas de presión capilar se pueden determinar la producción de agua y de aceite que tendrá el yacimiento bajo ciertas condiciones. Un ejemplo de esto se puede observar en el trabajo presentado por **Aufricht**²⁵ en 1957.

En este ejemplo se puede observar como se pueden relacionar las curvas de presión capilar con la producción de agua. En la Figura V.5B se muestra, en la curva de la izquierda, una curva de presión capilar y a la derecha la curva de producción de agua, en fracción (water cut). La curva presentada en la Figura V.5A se obtuvo de mediciones realizadas en las muestras de la formación San Andres, que está conformada de dolomitas con porosidad intergranular. La muestra estudiada tiene una permeabilidad de 10 mD y una porosidad de 18.8 %. En el laboratorio, los datos de presión capilar obtenidos para el sistema agua-aire son convertidos a su equivalente de altura de columna de agua, usando los valores conocidos de densidad de agua y de aceite, así como los valores de tensión interfacial y ángulo de contacto, resultando la curva presentada en la Figura V.5B. La curva muestra la distribución del agua en la zona de transición. Su punto de inicio inferior representa el nivel en el cual se obtiene 100% de agua ($S_w = 1 - S_{or}$). Considerando que en el yacimiento se tienen únicamente las propiedades de la muestra tomada, esta curva podría representar la distribución de los fluidos en todo el yacimiento.

Partiendo de lo anterior, se puede observar que 10 ft arriba del nivel de agua libre existe un contenido de 38 % de agua en los poros, a 20 ft de columna se tiene 25% , 40 ft de columna un 17%, de tal manera que el agua irreductible se alcanza aproximadamente a 80 ft de columna o de altura .

Adicional al estudio de la distribución del agua, se realizaron estudios de susceptibilidad que está representada por la curva de la derecha. Esta información es de gran importancia para proponer las instalaciones de producción o evaluación de inyección de agua.

El trazo de fracción de agua (water-cut) representa la fracción de agua en la producción del pozo. Este trazo está construido usando los datos de distribución de agua, la relación de permeabilidades relativas al agua y al aceite, así como las viscosidad de ambos fluidos.

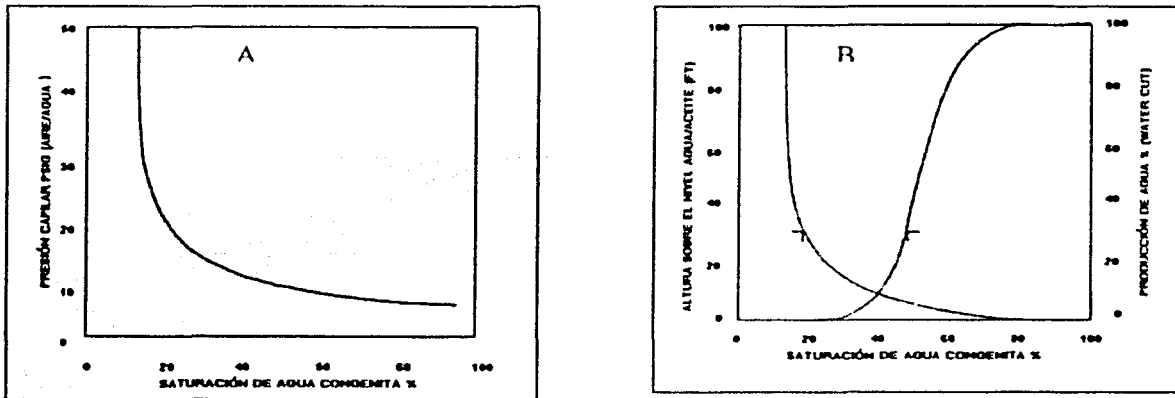


Figura V.5 (A) Gráfica P_C vs S_w , (B) Gráfica P_C vs S_w , transformada a valores de altura sobre el contacto y la curva de flujo fraccional. Dolomitas San Andrés (Aufrecht²⁵, 1957)

Esto quiere decir que a partir de aproximadamente 35 ft arriba del contacto se producirá aceite libre de agua. Si el nivel agua-aceite es horizontal, se puede interpretar que arriba de éste existe un espesor de 35 ft que producirá aceite y agua, ya que es la zona de transición de producción, con los porcentajes de agua que indica la curva de flujo fraccional.

V.5 APLICACIÓN EN LA SELECCIÓN DE LOS INTERVALOS DE PRODUCCIÓN PARA TERMINAR EL POZO.

Toda la información mencionada se puede utilizar para determinar la profundidad óptima para disparar la zona de producción. Como ya se mencionó en el Capítulo IV, las pruebas de presión capilar se pueden representar por medio de altura sobre el nivel de agua libre de aceite. Con base en lo anterior, una prueba de presión capilar se puede utilizar para determinar la profundidad adecuada para disparar en la zona productora.

La Figura V.6 muestra datos de un yacimiento compuesto por una formación homogénea. Del lado izquierdo (A) se presenta la curva de altura sobre el contacto agua-aceite del yacimiento representado en la parte media (B) de la figura.

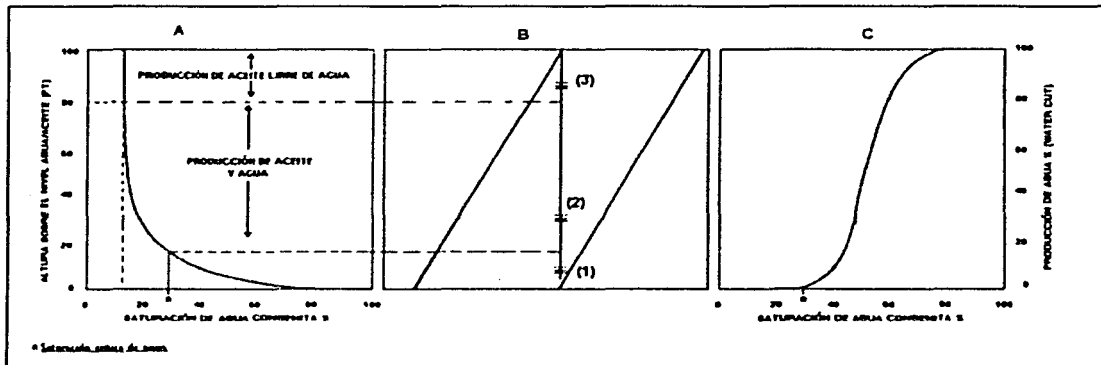


Figura V.6 Relación de la curva de presión capilar y disparo en la zona de producción

En tal curva se puede apreciar que para una altura de 80 ft sobre el contacto nivel agua aceite se encuentra la saturación irreductible de agua en la formación, que es de, aproximadamente, 15 %. La grafica de producción de agua (C) muestra que la saturación critica de agua es de 30%. Con la gráfica de altura sobre el contacto se determina que la saturación crítica del agua se tiene a una altura aproximada de 15 ft..

Con estos puntos se puede determinar la zona de transición de producción, que es la zona donde se produce aceite y agua. Debajo de esta zona se producirá exclusivamente agua y arriba de ella se producirá aceite libre de agua. Esta información es muy importante para seleccionar la profundidad del intervalo productor, es decir el lugar donde se disparará para hacer producir el pozo. Este aspecto se puede observar en la parte B de la Figura V.6. En el punto (1) se producirá exclusivamente agua, en el punto (2) se producirá agua y aceite y en el punto (3) únicamente aceite.

Esta información complementada con el mecanismo de desplazamiento del yacimiento, como menciona Garaicoechea²⁶, permite determinar el intervalo óptimo para terminar un pozo.

V.6 PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS CONSIDERANDO MÁS DE UNA FORMACIÓN.

Generalmente, es muy difícil encontrar yacimientos petroleros lo suficientemente homogéneos que se puedan representar por medio de una sola curva de presión capilar. Por este motivo, en la Figura V.7 se muestra un grupo o familia de curvas de presión capilar que representa, de una forma más real, todo un yacimiento compuesto de varias capas que varían en permeabilidad de 0.1 mD a 10 mD. En la Figura V.8 se muestran las curvas que representan cómo varía la presión capilar (altura sobre el nivel agua aceite) con respecto a la producción de agua (water-cut). En la Figura V.7, la línea punteada se generó con los puntos donde se interseccionan las curvas de las diferentes permeabilidades con el eje de las alturas sobre el contacto agua-aceite de la Figura V.8 y representa el límite inferior de la zona donde se produce aceite libre de agua.

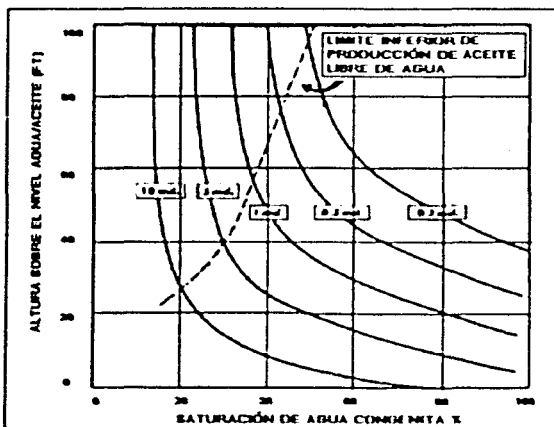


Figura V.7 Curvas de distribución del agua Dolomitas de San Andrés (Aufrecht²⁵, 1957)

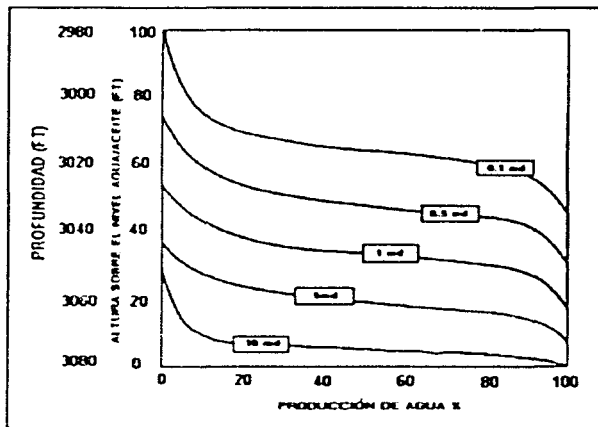


Figura V.8 Curvas de flujo fraccional. Dolomitas San Andrés (Aufrecht²⁵, 1957)

Este es un aspecto muy interesante ya que permite observar cómo al variar la permeabilidad, cambia la posición de la curva de presión capilar e implícitamente la producción de agua. En la Figura V.9 se observa que la curva de 10 mD a una altura (presión capilar) de 50 ft no producirá agua; en cambio, la formación con

0.1 mD a la misma altura produce 98% de agua, aproximadamente. Lo anterior no se debe perder de vista en la explotación de los yacimientos ya que tendrá una gran repercusión, si no se toma en cuenta.

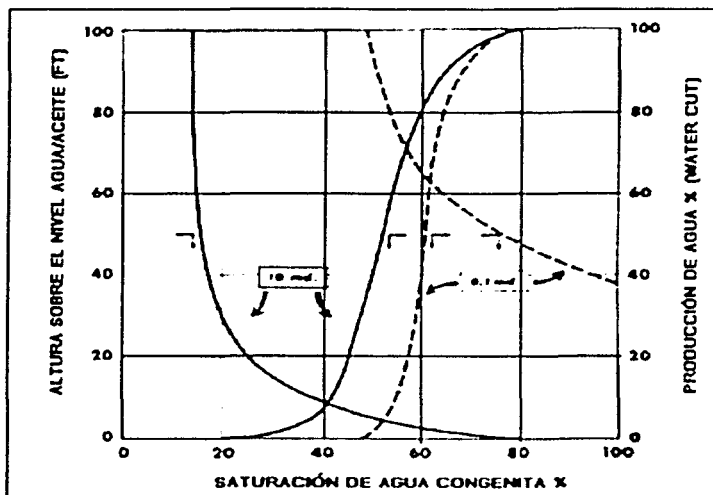


Figura V.9 Distribución de agua y flujo fraccional para formación de dolomita San Andrés ($k= 10 \text{ md}$ y $k= 0.1 \text{ md}$)

Una aplicación de los datos de las curvas de presión capilar y su variación con la permeabilidad y la producción de agua, se puede apreciar en la Figura V.11, donde la permeabilidad y porosidad son medidas en 50 ft de la formación San Andrés. Los valores de agua intersticial están tomados directamente de la Figura V.7 y de producción de agua (water cut) de la Figura V.8. Para este ejemplo, el contacto aceite-agua se encuentra a 3080 ft.

La variación del contenido de agua intersticial con el cambio de la permeabilidad aparece en la representación gráfica de la Figura V.11. Variaciones de cuando mucho 40% se pueden observar de un intervalo de un pie a otro. El menor contenido de agua en la sección de mayor permeabilidad indica que una gran proporción de almacenaje ocurre en esta zona. Una tendencia general del incremento del contenido de agua con el incremento de la profundidad se ilustra en la Figura V.11 en un intervalo de 50 ft, a una profundidad de 25 ft arriba del contacto aceite-agua.

Se observa que la producción de agua (water cut) de la formación más permeable es bastante baja; consecuentemente, la menor permeabilidad tendrá una alta producción de agua. La producción de agua (water cut) como se muestra a la derecha de la Figura V.11 también aumenta con la proximidad del agua.

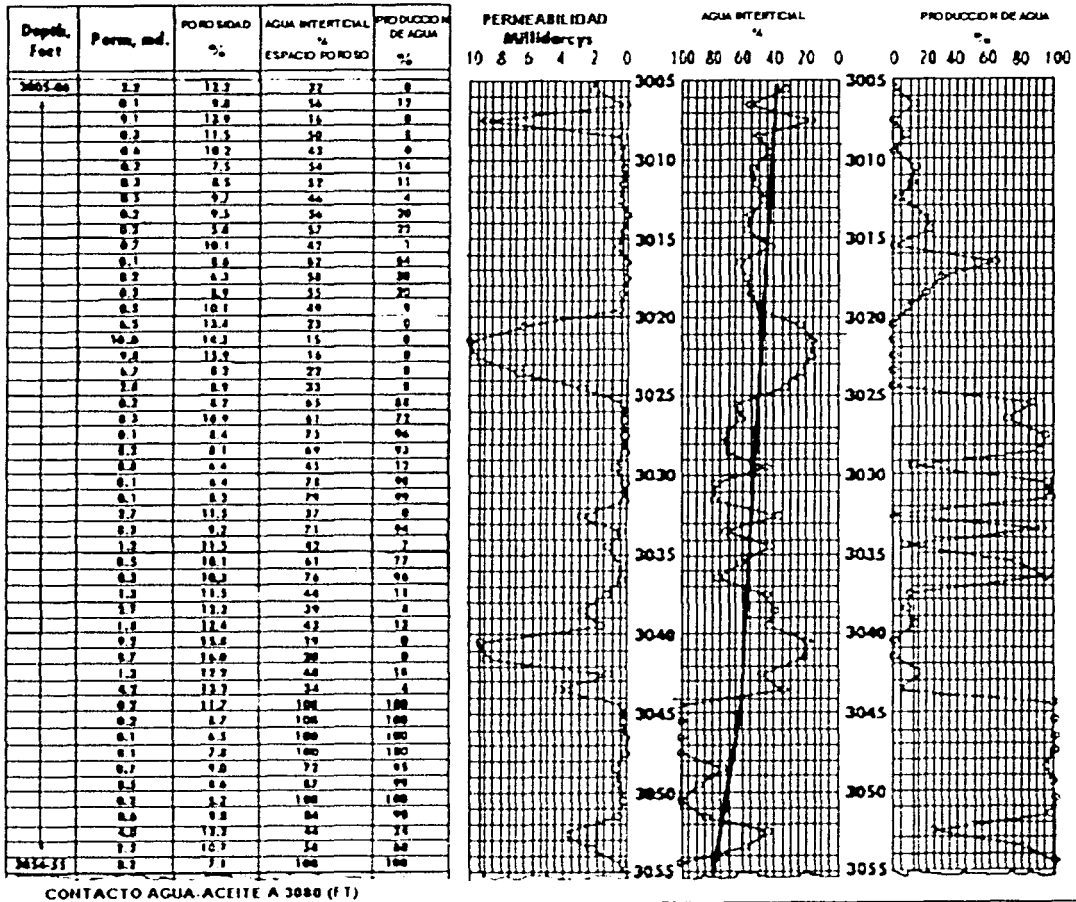


Figura V.11 Datos basados en el análisis de núcleo (ϕ , k) y los datos obtenidos de la Figura V.7 y V.8, para determinar la saturación y producción de agua.

La Figura V.11 muestra la variación de el agua congénita y la producción de agua con el cambio de la permeabilidad en un intervalo de 50 (ft) , tomando en cuenta que el contacto agua-aceite se encuentra a una profundidad de 3080 (ft).

VARIACIÓN DE POROSIDAD.

Otro ejemplo presentado por Aufricht²⁵, ahora variando la porosidad, es el de un yacimiento de dolomitas del Pensilvánico. Debido al gran tamaño promedio de poros, el contenido de agua congénita es menor que en el caso de la formación San Andrés. El máximo espesor de la zona de transición es observado en 22 ft, comparado a los 100 ft del la formación San Andrés. Los resultados mostrados en las Figura V.12 y V.13 son utilizados en la Figura V.14.

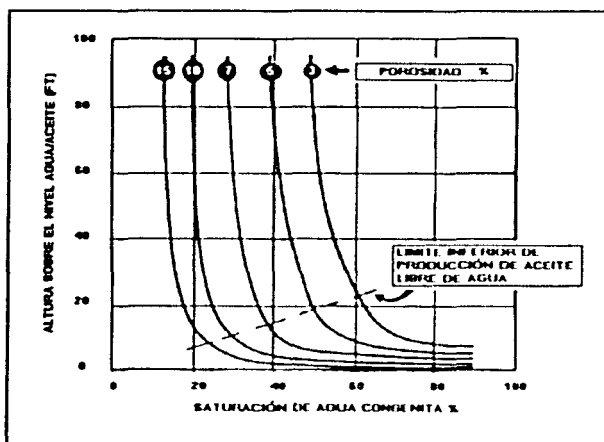


Figura V. 12 curvas de distribución de agua de dolomitas de Pensilvánico (Aufricht²⁵ 1957)

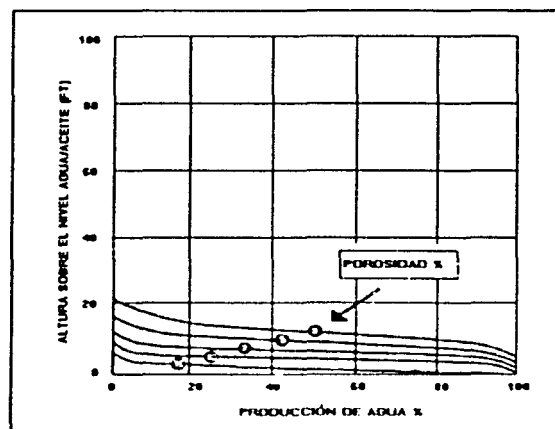


Figura V.13 Flujo fraccional de agua en dolomitas del Pensilvánico (Aufricht²⁵ 1957)

En la Figura V.14 se puede observar una reducida cantidad de agua congénita hasta llegar al punto de 7 ft arriba del contacto agua-aceite. De este punto hacia abajo la saturación de agua aumenta rápidamente con la profundidad. Similarmente, la fracción de agua producida (water cut) es prácticamente nula, hasta llegar a la profundidad de 5442 como se observa en la tercera columna de la Figura V.14 (excepto en el intervalo de 5431 a 5436, que es intervalo del yacimiento menos poroso).

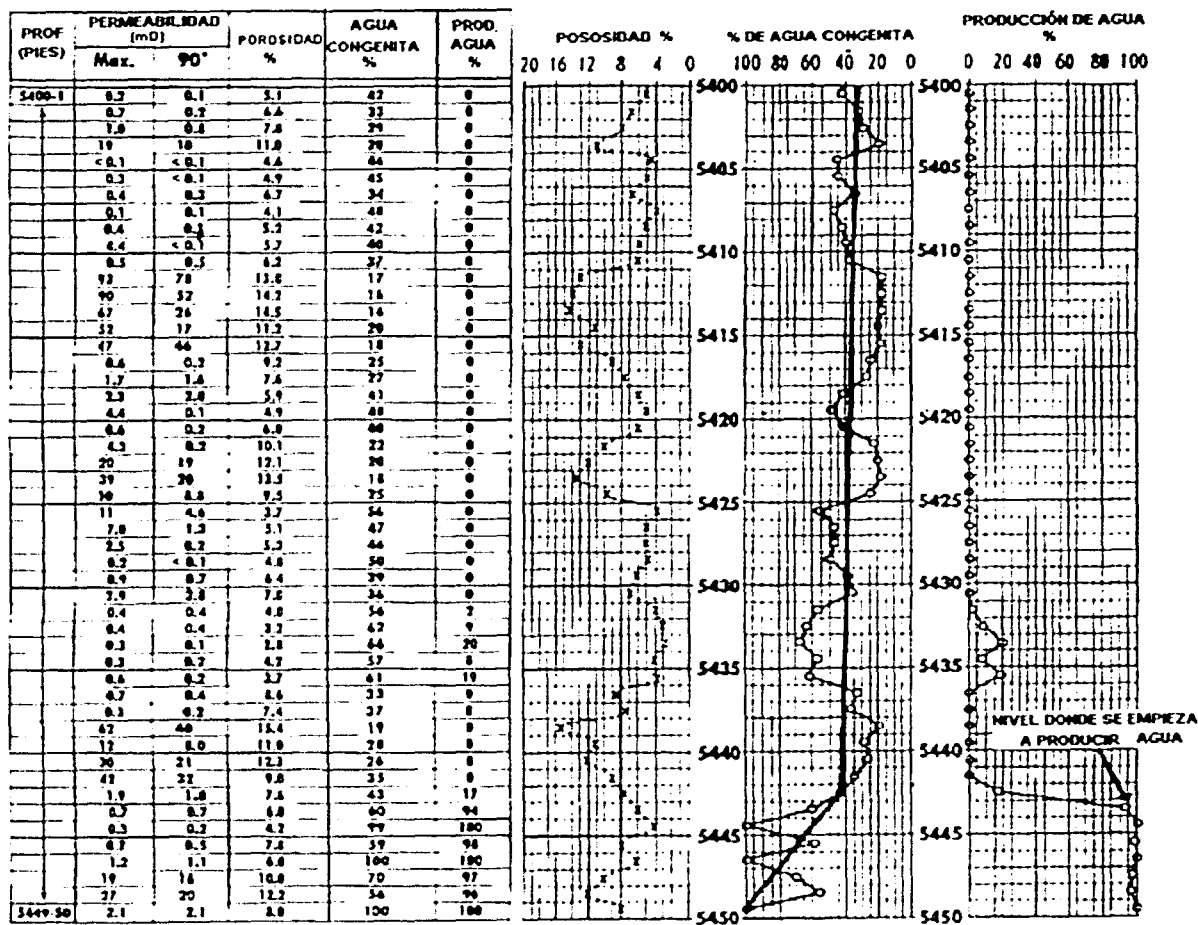


Figura V.14 Datos basados en el análisis de núcleo (ϕ , k) y los datos obtenidos de la Figura V.12 y V.13, para determinar la saturación y producción de agua.

APLICACIÓN DE LA FUNCIÓN J

Aplicaciones como las de las Figuras V.11 y V.14, son correlacionadas con parámetros determinados del laboratorio. En el caso de la formación San Andrés, la presión capilar es correlacionada con la permeabilidad de la matriz. La porosidad es correlacionada con la curva de presión capilar en el estudio a la formación del Pensilvánico por tener una mejor correlación. Correlaciones de este tipo son desarrolladas en el estudio de Aufrecht en 39 yacimientos de carbonatos y

los resultados indican que una razonable correlación estadística es siempre posible en yacimientos homogéneos, la correlación normalmente es siempre mejor con la permeabilidad. En los casos donde se involucra la porosidad debida a fracturas y o pequeñas cavernas (vuggy) normalmente es mejor usar a la porosidad como parámetro físico a correlacionar. En materiales muy heterogéneos, es necesario la combinación de ambos parámetros (porosidad y permeabilidad). Una combinación de estos parámetros es la función J.

V.7 PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN QUE UNA FORMACIÓN SEA O NO PRODUCTORA (DIFERENCIAS DE DENSIDADES Y LITOLÓGÍA).

Arps¹⁴ en 1964 presentó un ejemplo donde están considerados los principios de capilaridad, porosidad, permeabilidad y las diferencias de densidades de los fluidos en relación con la productividad de una estructura geológica en Wyoming. Este ejemplo consiste en la comparación de dos formaciones que se encuentran en un mismo yacimiento y estructuralmente muy semejantes pero por diferencias de tipo litológico (permeabilidad y porosidad) y de propiedades de los fluidos que contienen, es productora y la otra no. La formación del Phosphoria es una dolomita fracturada, que produce gas libre de agua como se muestra en la Figura V.15. En el mismo pozo se encuentra, por debajo la formación Tensleep con una estructura muy semejante pero incapaz de tener una producción comercial y está saturada con aceite pesado y agua.

Las características litológicas de Tensleep dan como resultado una alta presión capilar. Además, considerando la densidad relativa del aceite 19° API (0.94) y la densidad del agua (1.0) , la diferencia de densidades entre el agua y el aceite es de sólo 0.06, lo cual repercute en una gran zona de transición de producción (PQ), como se ve en la Figura V.16. En cambio, en la formación del Phosphoria, los factores son más favorables. La dolomita está fracturada, lo cual da como resultado una alta porosidad y la diferencia de densidad entre el gas y el agua es muy grande, por lo que tiene una zona de transición de producción muy pequeña, ilustrada por X-Y en la Figura V.15.

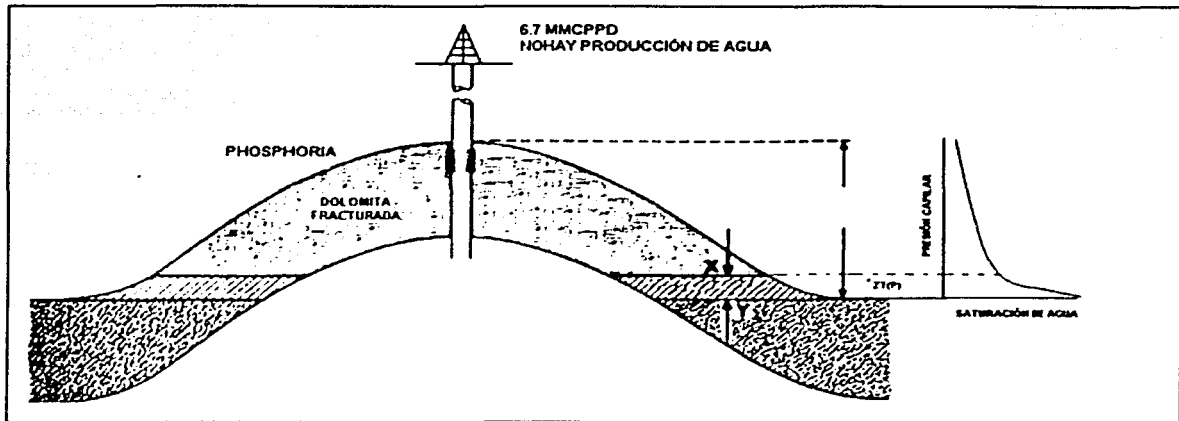


Figura V.15 La formación de dolomita fracturada Phosphoria con producción de gas, incluyendo su curva de presión capilar. (Arps¹⁴, 1964, modificado)

Debido a la diferencias entre aspectos litológico y entre tipos de fluidos que contienen las formaciones se tienen diferentes espesores de las zonas de transición de producción así como de producción.

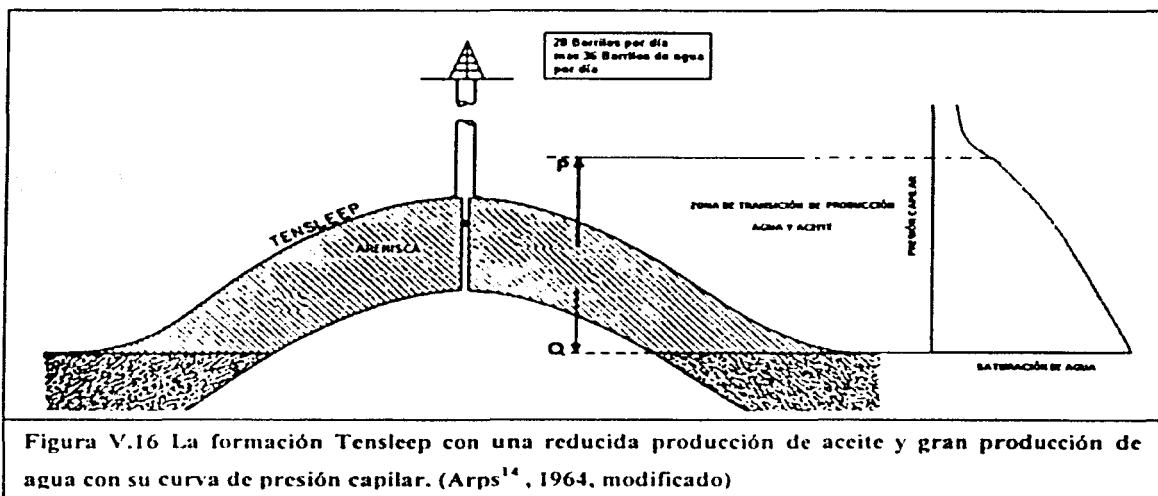


Figura V.16 La formación Tensleep con una reducida producción de aceite y gran producción de agua con su curva de presión capilar. (Arps¹⁴, 1964, modificado)

V.8 INCLINACIÓN DEL CONTACTO AGUA-ACEITE DE PRODUCCIÓN Y DEL LIMITE DE PRODUCCIÓN DE ACEITE LIMPIO DEBIDO A DIFERENTES POROSIDADES Y PERMEABILIDADES

La presencia de un contacto agua-aceite de producción y un limite de producción de aceite inclinados, que no están relacionados con las condiciones de flujo, pueden deberse a los cambios en porosidad y permeabilidad que tiene la formación productora, los cuales repercuten en las características de presión capilar y altura (espesor) de la zona de transición.

Al reducirse los valores de la porosidad y de permeabilidad, el espesor de la zona de transición experimenta un aumento. Esto es ilustrado en la Figura V.17 en la que se presenta la ubicación de tres pozos y algunas características de la formación perforada por los pozos: Potencial Natural (SP), resistividad, porosidad, permeabilidad, comportamiento capilar y permeabilidades relativas.

El pozo de la izquierda cuenta con una relativamente alta porosidad y alta permeabilidad, por lo tanto tiene una pequeña zona de transición; como se ve reflejado en la curva de presión capilar. El pozo del centro tiene una mayor zona de transición porque tiene menor porosidad y menor permeabilidad. Finalmente, el pozo de la derecha, por los valores más bajos de porosidad y permeabilidad, tiene la mayor zona de transición, permitiendo sólo un intervalo muy pequeño de producción de aceite libre de agua.

En esta figura se observa cómo varia la zona de transición de producción del yacimiento, así como la inclinación del contacto agua-aceite de producción y del limite de producción de aceite limpio debido al cambio litológico a lo largo del yacimiento. Además, se observa la relación que existe entre la forma de las curvas de presión capilar, la porosidad, la permeabilidad y los registros de SP y de resistividad.

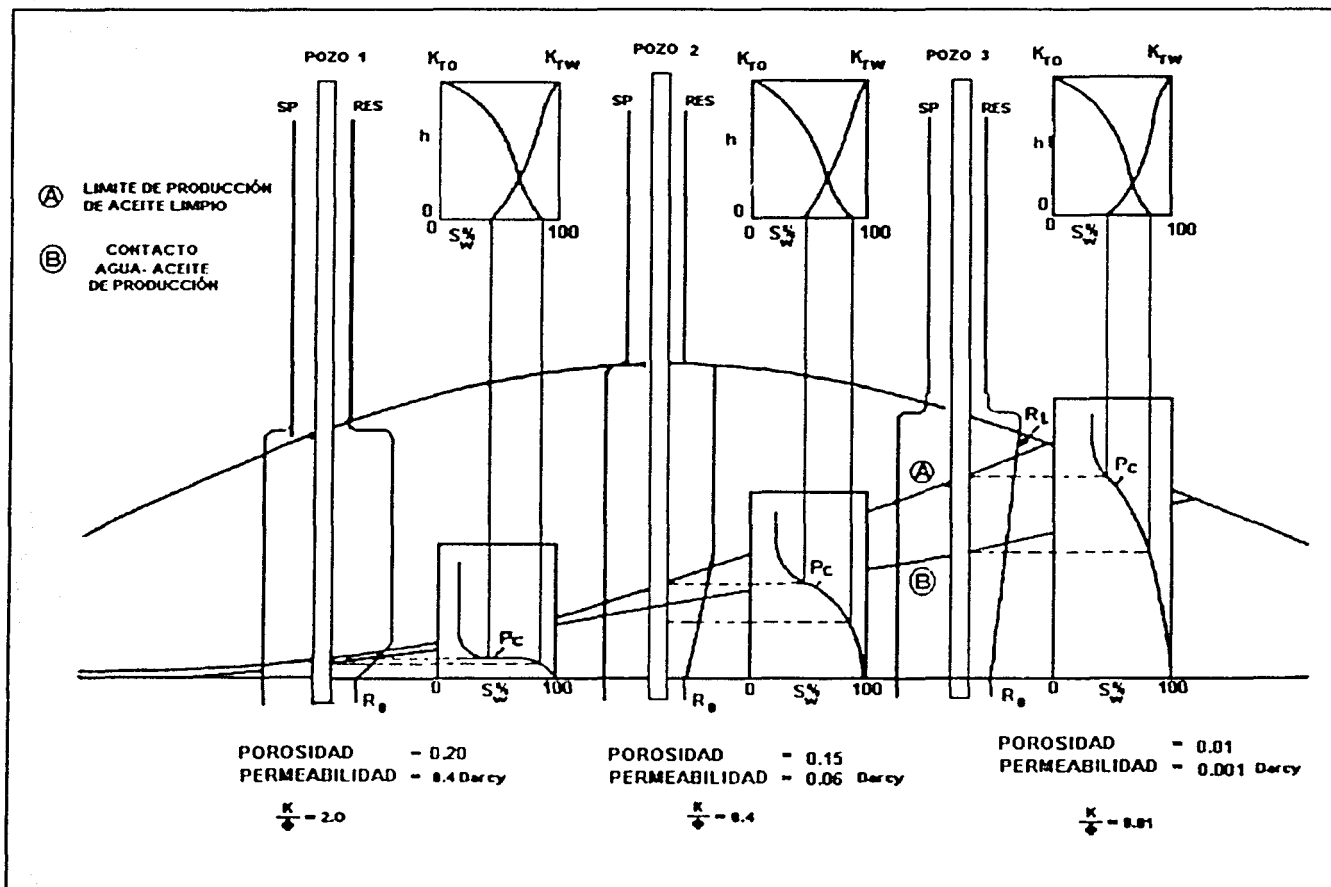


Figura V.17 Inclinación del contacto agua aceite de producción y del limite de producción de aceite limpio y cambios en la curva de presión capilar debido a cambios litológicos. (Arps¹⁴, 1964, modificado)

V.9 RELACIÓN ENTRE LA GEOMETRÍA DEL PORO, TIPO DE ROCA Y CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR.

Es de gran interés observar cómo se relacionan los aspectos de geometría de poros y las curvas de presión capilar para determinar aspectos litológicos y de producción.

Chilingarian¹⁵ presentó un ejemplo muy ilustrativo de cómo se vinculan las características litológicas con los aspectos de producción. El estudio se realizó con base en el análisis de 200 núcleos de la formación carbonatada Charles del Misisipico en una área del Norte de Dakota. Utilizando datos de porosidad, de permeabilidad, de presión capilar, de láminas delgadas de núcleos así como de un procedimiento para determinar la curva de tamaño de garganta de poro, se establecieron familias de curvas de presión capilar y se definió su concordancia con familias de rocas carbonatadas. En la Figura V.18 se pueden ver once curvas de presión capilar que representan al yacimiento mencionado. Estas once "familias" de curvas están divididas en cuatro grupos que representan tipos de roca y en tres clases de rocas. En la misma figura se muestran microfotografías de los distintos tipos y clases de roca consideradas en el estudio.

Los tipos y clases de rocas con sus características principales se indican a continuación.

TIPOS DE ROCAS

- I. **No son yacimientos**, sólo producen agua
- II. **Yacimientos pobres**, producirán aceite y agua cuando sea muy gruesa la columna con aceite.
- III. **Yacimientos Intermedios**, producirán aceite y agua con poco espesor de columna de aceite, producirán aceite si es gruesa la columna de aceite
- IV. **Yacimientos buenos**, producirá aceite libre de agua con moderada columna de aceite

CLASE DE ROCA

A) **Grano fino.** Las rocas no tiene grande gargantas de poro. La intersección de la curva de presión capilar con el eje de las Y es siempre arriba de cero y es cóncava hacia la izquierda (debido al grano fino). Con un incremento en el tamaño de las gargantas de los poros la curva se mueve hacia la izquierda, manteniendo su sesgo hacia los granos finos.

B) **Grano grueso.** Las rocas tienen curvas de presión capilar que intersectan al eje de las X, indicando que al menos existe cierta cantidad de gargantas de poro grandes. Las curvas son cóncavas hacia la derecha (sesgo hacia los granos gruesos).

C) **Rocas alteradas.** Rocas de grano fino o grueso que fueron parcialmente disueltas por lavado y en las que se presentó posteriormente la recristalización que rellenó los huecos de las partes disueltas.

Con base en los resultados presentados, correspondientes al estudio de la formación carbonatada Charles del Misisípico (Norte de Dakota), se puede concluir que en la relación entre los tipos de roca y las familias de las curvas de presión capilar la geometría de los poros de la roca es tan importante como su porosidad y su permeabilidad (o probablemente más importante) para determinar si la roca es potencialmente productora o no. La geometría del poro tiene mucha influencia en la porosidad, en la permeabilidad y en la capacidad de contener y producir gas o aceite. Con estudios de litología y génesis de la roca, comparando familias de rocas con las familias de las curvas de presión capilar, estudiando la roca bajo microscopio para conocer la geometría del poro, la porosidad y la permeabilidad, es posible estimar la productividad de la roca.

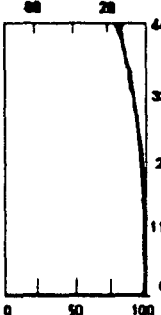
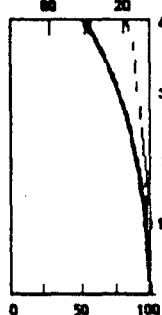

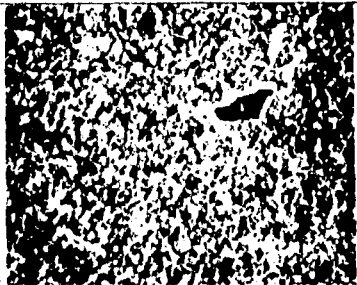
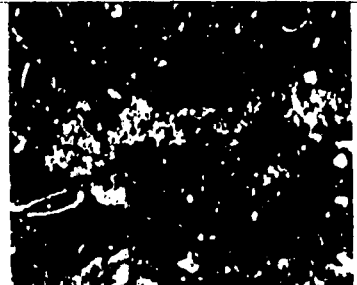
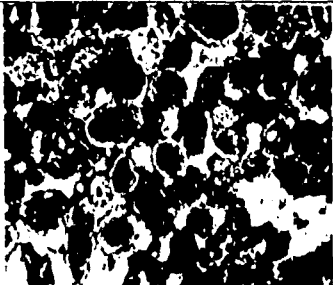
TIPO DE ROCA I NO YACIMIENTO SOLO PRODUCE AGUA		TIPO DE ROCA II YACIMIENTOS POBRES PUEDEN PRODUCIR ACEITE Y AGUA		TIPO DE ROCA III YACIMIENTOS INTERMEDIOS PUEDEN PRODUCIR ACEITE Y AGUA O ACEITE		TIPO DE ROCA IV BUEN YACIMIENTO PUEDE PRODUCIR ACEITE LIBRE DE AGUA			
La mayoría de las gargantas de poros menores a 0.2 μm	Típica Curva de P_c	La mayoría de las gargantas de poros 0.2 a 1 μm	Típica Curva de P_c	La mayoría de las gargantas de poros 0.2 a 4 μm	Típica Curva de P_c	La mayoría de las gargantas de poros mayores a 1 μm	Típica Curva de P_c		
Micritas Biomicritas Calculutitas muy finas		Biomicritas Dimicritas Intermicritas Calculutitas de finas a medianas		Biomicritas Dimicritas intramicritas calculutitas gruesas		Rocas con grano fino Sin lavado (disolución) No son buenas rocas yacimiento			
ϕ 2 - 10.2 % k < 0.02 mD		ϕ 0.9 - 15.6 % k 0.02 - 0.23 mD.		ϕ 12.7 - 30.8 % k 0.23 - 4.11 mD.				SIN DATOS	
									

Figura V.18 Información obtenida del estudio realizado en la formación Charles (Misisípico) Norte de Dakota. Roca Clase A

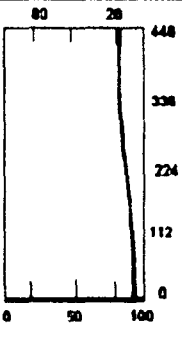
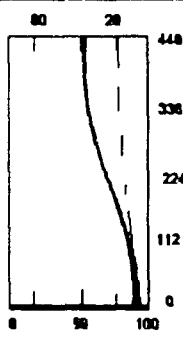
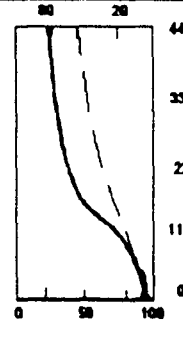
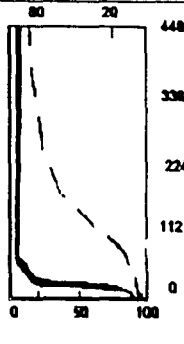
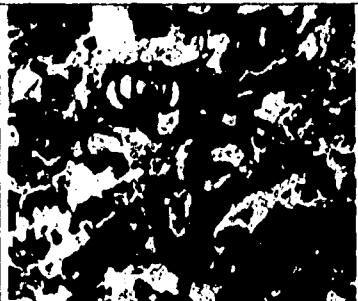

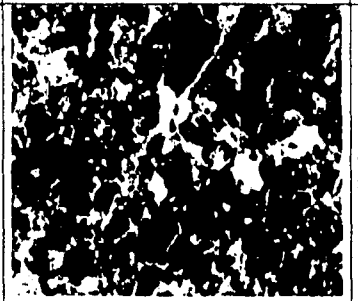
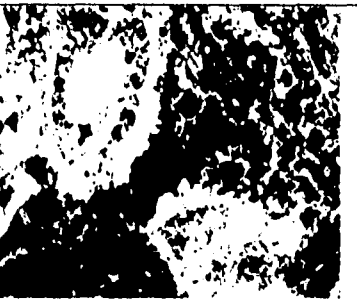
TIPO DE ROCA I NO YACIMIENTO SOLO PRODUCE AGUA		TIPO DE ROCA II YACIMIENTOS POBRES PUEDEN PRODUCIR ACEITE Y AGUA		TIPO DE ROCA III YACIMIENTOS INTERMEDIOS PUEDEN PRODUCIR ACEITE Y AGUA O ACEITE		TIPO DE ROCA IV BUEN YACIMIENTO PUEDE PRODUCIR ACEITE LIBRE DE AGUA	
La mayoría de las gargantas de poros menores a 0.2 μm	<p>Tipica Curva de P_c</p> 	La mayoría de las gargantas de poros 0.2 a 1 μm	<p>Tipica Curva de P_c</p> 	La mayoría de las gargantas de poros 0.2 a 4 μm	<p>Tipica Curva de P_c</p> 	La mayoría de las gargantas de poros mayores a 1 μm	<p>Tipica Curva de P_c</p> 
<p>Biosparites</p> <p>Biopelsparites</p> <p>Huecos llenados con sparita cristalina</p>		<p>Bioparites</p> <p>Intrasparites</p> <p>Calcarenitas</p> <p>Huecos llenados con sparita cristalina muy fina</p>		<p>Pisosparites</p> <p>Pelsparites</p> <p>Calcarenitas</p> <p>Huecos sin llenar o llenados con sparita cristalina fina a media</p>		<p>Pisosparites</p> <p>Pelsparites</p> <p>Calcarenitas</p> <p>Huecos sin rellenar o llenados con sparita cristalina gruesa</p>	
<p>ϕ 2 - 2.6 %</p> <p>k < 0.02 mD.</p>		<p>ϕ 4.9 - 15.5 %</p> <p>k 0.02 - 16.8 mD</p>		<p>ϕ 6 - 22.1 %</p> <p>k 0.02 - 5.22 mD</p>		<p>ϕ 13.7 - 19 %</p> <p>k 0.65 - 17.7 mD</p>	

Figura V.18 (continuación). Roca Clase B, (Chilingarian¹⁵, 1992, modificado)

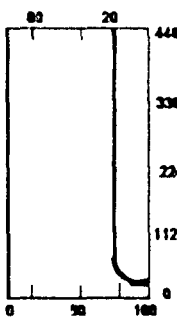
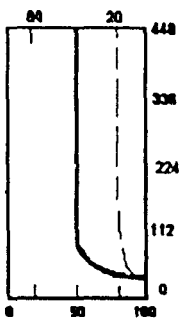
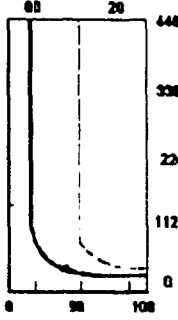
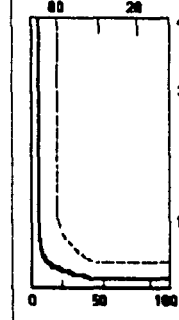
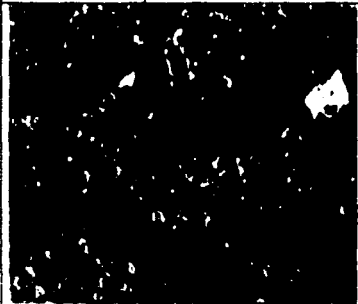
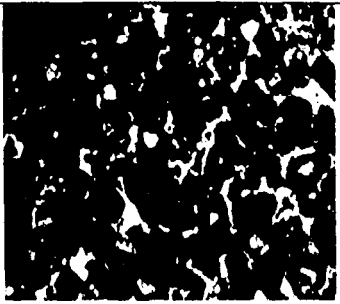
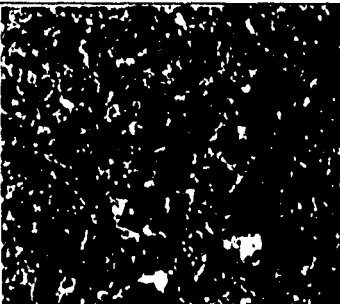
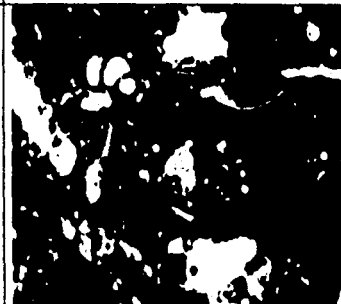
TIPO DE ROCA I NO YACIMIENTO SOLO PRODUCE AGUA		TIPO DE ROCA II YACIMIENTOS POBRES PUEDEN PRODUCIR ACEITE Y AGUA		TIPO DE ROCA III YACIMIENTOS INTERMEDIOS PUEDEN PRODUCIR ACEITE Y AGUA O ACEITE		TIPO DE ROCA IV BUEN YACIMIENTO PUEDE PRODUCIR ACEITE LIBRE DE AGUA	
La mayoría de las gargantas de poros menores a 0.2 μm	Típica Curva de P_c	La mayoría de las gargantas de poros 0.2 a 1 μm	Típica Curva de P_c	La mayoría de las gargantas de poros 0.2 a 4 μm	Típica Curva de P_c	La mayoría de las gargantas de poros mayores a 1 μm	Típica Curva de P_c
Muy finas calcilutitas con huecos de solución Más del 80% de los huecos rellenos con sparite cristalina		Calcilutitas finas a medias con huecos de solución Más del 50% de los cristales rellenos con cristalina muy fina a fina		Calcilutitas gruesas con huecos de solución Entre el 20% y 50% de huecos rellenos con cristales de finos a medios		Calcilutitas gruesas o calcarenitas con huecos de solución Menos del 20% de huecos rellenos con sparite	
ϕ 0.9 - 15.6 % k 0.02 - 16.8 mD.		ϕ 0.9 - 15.6 % k 0.02 - 16.8 mD.		ϕ 7.4 - 15.8 % k 0.26 - 9.88 mD.		ϕ 17.7 - 37.6 % k 2.6 - 40.1 mD.	
							

Figura V.18 (continuación). Roca Clase C. (Chilingarian¹⁵, 1992, modificado)

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

VI.1 CONCLUSIONES

-Los datos obtenidos de las pruebas de presión capilar se pueden usar ampliamente para caracterizar los yacimientos petroleros, pues por medio de ellas se determina una amplia variedad de parámetros, tales como: la mojabilidad, la permeabilidad (efectiva y relativa), la distribución del espacio poroso, el contacto agua-aceite y la distribución de los fluidos.

-Las pruebas de presión ayudan a establecer cómo se relacionan entre sí dichos parámetros, aspecto muy importante para poder comprender el comportamiento de los yacimientos y explotarlos de la mejor forma. Con los datos que se obtienen de las curvas de presión capilar se comprenden algunas características de los yacimientos, como: la inclinación del contacto agua-aceite debido a cambios litológicos que afectan la zona de transición, la relación que existe entre los aspectos geológicos, así como las diferencias que se tienen cuando se caracteriza un yacimiento de areniscas o de rocas carbonatadas y cómo se deben considerar en varias ocasiones las variaciones debido al depósito y los procesos diagenéticos en que se vieron envueltas tales rocas almacenadoras.

-Las pruebas de presión capilar pueden proporcionar información sobre la producción de agua y de aceite que se espera a determinada posición de la zona productora de los yacimientos. En pocas palabras, los datos obtenidos por medio de pruebas de presión capilar son una herramienta muy útil para la producción.

-Con lo expuesto en este trabajo también se logra plantear la necesidad de utilizar la información obtenida por diferentes medios (en este caso las pruebas de presión capilar) en las diferentes áreas técnicas de ingeniería petrolera para sacar el mejor provecho en la explotación de los yacimientos petroleros.

VI.2 RECOMENDACIONES

RESPECTO A LOS METODOS PARA DE LABORATORIO DETERMINAR LAS PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR.

-Al hacer el análisis de los resultados obtenidos de las pruebas de presión capilar, se debe considerar el método utilizado en su determinación. Esto permite definir, de una manera más clara, bajo qué condiciones los resultados son válidos así como las limitaciones de los mismos. Además, es recomendable hacer un ajuste al comparar los diferentes métodos para que las mediciones sean lo más confiables. El método de inyección de mercurio es muy útil por la rapidez con que se realiza y por la gran ventaja que representa al poder utilizarlo en recortes de perforación. Sin embargo, hasta donde sea posible, es recomendable manejar el método de Welge para comparar los resultados, por ser el más parecido a las condiciones del yacimiento. Además, es muy importante definir si las presiones capilares deben medirse bajo condiciones dinámicas o estáticas, según convenga.

RESPECTO A LA CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

-No se puede recomendar fácilmente que en todos los pozos de un yacimiento petrolero se corten núcleos o que se nucleee toda la zona productora de un pozo para efectuar pruebas de presión capilar. Lo que si se puede recomendar es que los núcleos disponibles de un yacimiento se analicen para obtener la mayor cantidad y variedad de información posible, entre ella la correspondiente al comportamiento capilar, y que se realice la interpretación combinada de toda la información para aplicarla con más seguridad en la caracterización de yacimientos.

-Otra recomendación fundamental es que los datos de presión capilar de los yacimientos de carbonatos deben tener un análisis diferente al que se lleve a cabo

a datos de areniscas, pues en los carbonatos la porosidad secundaria y los procesos de recristalización y disolución son fundamentales para establecer la distribución de propiedades del medio poroso y, por ende, la distribución de los fluidos dentro del yacimiento.

-Se recomienda tomar en cuenta los rangos de aplicación de las correlaciones establecidas con datos de pruebas de presión capilar para obtener propiedades y características de los yacimientos con el fin de que se puedan aplicar en forma apropiada.

REFERENCIAS

1. Amyx, J.W.; Bass, D.M. Jr.; and Whiting, R.L. : *Petroleum Reservoir Engineering. Physical properties*, McGraw – Hill book Company, New York: 1960.
2. Benner, F. C., and F. E. Bartell: *The Effect of Polar Impurities upon Capillary and Surface Phenomena in petroleum production, Drilling and Production Practices* American Petroleum Institute, 1941
3. Plateau, J. A. F.: *Experimental and Theoretical Research on the Figures of Equilibrium of Liquid Mass Withdrawn from the Action of Gravity, Smith Inst. Ann. Repts.*, 1863-1866
4. Leveret M. C. : *Capillary Behavior in Porous Solids*, Trans. AIME, 1941
5. Bruce W. A. and Walge H.J.: *The Restore State Method for Determination of Oil in Place and Connate water*, Drilling and Production Practices, American Petroleum Institute, 1947
6. Purcell W. R.: *Capillary pressures - Their Measurement using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom*, Trans., AIME, 1949
7. Hassler, G. L, Brunner, E, y Deahl, T.H.: *Measurement of Capillary pressures in small core samples*, Trans., AIME (1945) Vol 160, pag 114-123
8. Hoffman, R. N.: *A Technique for the Determination of Capillary Pressure Curves Using a Constantly Accelerated Centrifuge*, SPEJ (Sep 1963) 227-235 . Trans., AIME (1963) Vol 228, pag. 227-235

9. Bentsen R. G. and Anli J.: *Using Parameter Estimation Techniques to Convert Centrifuge Data into a Capillary-Pressure Curve*, Trans., AIME (1977) SPEJ february (1977) pag 57-64.
10. Hassler, G. L. : *Method and Apparatus for Permeability Measurement*. U.S. Patent no 2.345,935, april 4 1944.
11. Brown Harry W.: *Capillary Pressure Investigations*, Trans. AIME, 1951
12. Messer E. S.: *Interstitial Water Determination by an Evaporation Method* Trans. AIME, (1951), pag 269-274
13. Rose Walter and Bruce W. A.: *Evaluation of Capillary Character in Petroleum Reservoir rock*, Trans., AIME, 1949
14. Arps J. J., *Engineering Concepts Useful in Oil Finding*, AAPG Bulletin, 1964, Vol. 48, pag 157-165
15. Chilingarian G. V. , Mazzullo S.J. , Rieke H.H.: *Carbonate Reservoir Characterización a Geologic- Engineering Analysis: part1*, Elsevier Science Publishing Company inc., New York 1992
16. Vavra L. Charles , Kaldi John G. and. Sneider Rober M: *Geological Application of Capillary Pressure: a Review*, AAPG Bulletin. 1992
17. Lucia F. J.: *Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space*, SPE of AIME, Mar, 1983, pag.629-637

18. Slobod R.L. and Blum H. A.: *Method for Determining Wettability of Reservoir Rocks*, Trans. AIME, 1952, Vol. 192, (1-4)

19. Washburn E. W . : *Note on Method of Determining the Distribution of Pore Sizes in Porous Material*, *Proceedings of the National Academy of Science*, 1921, Vol.7,. P115-116

20. Burdine N. T., Gournay L. S. and Reichetz.: *Pore Distribution of Petroleum Reservoir Rocks*, Trans. AIME 1950, Vol. 189, pag. 195-204

21. Thomeer J. H. M.: *Introduction of a Pore Geometrical Factor Defined by the Capillary Pressure Curve*, JPT, Mar., 1961, pag. 73-74

22. Swanson B.F. : *A simple Correlation Between Permeabilities and Mercury capillary pressures*, JPT, Dec., 1981, pag. 2488-2504

23 Fatt, I., and H. Dykstra: *Relative Permeability Studies*, Trans., AIME, 1951

24. Rapoport L. A. and Leas W. J.: *Relative permeability to liquid in liquid-Gas Systems*, Trans. AIME 1952, Vol., 192 , pag. 83-92

25. Aufricht W. R., Koepf E. H.: *The Interpretation of Capillary Pressure Data from Carbonate Reservoirs*, Trans. AIME 1957, Vol., 210 , pag. 83-92

26. Garaicoechea P. Francisco y Benítez H. Miguel Ángel
Apuntes de terminación de pozos. UNAM, Facultad de Ingeniería 1981.

BIBLIOGRAFIA.

Arps J. J., *Engineering Concepts Useful in Oil Finding*, AAPG Bulletin, 1964, Vol. 48

Amyx, J.W.; Bass, D.M. Jr.; and Whiting, R.L. : *Petroleum Reservoir Engineering. Physical properties*, McGraw – Hill book Company, New York: 1960.

Aufricht W. R., Koepf E. H.: *The Interpretation of Capillary Pressure Data from Carbonate Reservoirs*, Trans. AIME 1957, Vol. 210

Bentsen R. G. and Anli J.: *Using Parameter Estimation Techniques to Convert Centrifuge Data into a Capillary-Pressure Curve*, Trans., AIME (1977) SPEJ february (1977)

Brown Harry W.: *Capillary Pressure Investigations*, Trans. AIME, 1951

Bruce W. A. and Walge H.J.: *The Restore State Method for Determination of Oil in Place and Connate water*, Drilling and Production Practices, American Petroleum Institute, 1947

Chilingarian G. V. , Mazzullo S.J. , Rieke H.H.: *Carbonate Reservoir Characterization a Geologic- Engineering Analysis: part1*, Elsevier Science Publishing Company inc., New York 1992

Fatt, I., and H. Dykstra: *Relative Permeability Studies*, Trans., AIME, 1951

Hassler, G. L. : *Method and Apparatus for Permeability Measurement*. U.S. Patent no 2.345,935, april 4 1944.

Hoffman, R. N.: *A Technique for the Determination of Capillary Pressure Curves Using a Constantly Accelerated Centrifuge*, SPEJ (Sep 1963) 227-235 . Trans., AIME (1963) Vol 228, pag. 227-235

Kennet K. Landes : *Geología del petróleo*, ediciones omega, Barcelona, 1997

Lucia F. J.: *Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space*, SPE of AIME, Mar, 1983, pag.629-637

Messer E. S.: *Interstitial Water Determination by an Evaporation Method*
Trans. AIME, 1951

Mian M.A. Mohammed A.: *Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer*, Penn Well Publishing Company. 1992

Pittman Edward D. : *Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone*, AAPG Bulletin, 1992

Purcell W. R.: *Capillary pressures - Their Measurement using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom*, Trans., AIME, 1949

Selley C. Richard : *Elements of Petroleum Geology*, Academic Press. New York, 1998.

Slider H.C.: *World wide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma 1983.

Smith Charles R., Trancy G. W., Farrar Lance R.: *Applied Reservoir Engineering Vol. 1*, OGCI Publications, USA, 1992

Slobod, R.L., Chambers, A., y Prehn, W. L., Jr.: *Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual oil, and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples*, Trans., AIME, 1944

Swanson B.F. : *A simple Correlation Between Permeabilities and Mercury capillary pressures*, JPT, Dec.,1981, pag. 2488-2504

Rose Walter and Bruce W. A.: *Evaluation of Capillary Character in Petroleum Reservoir rock*, Trans., AIME, 1949

Thomeer J. H. M.: *Introduction of a Pore Geometrical Factor Defined by the Capillary Pressure Curve*, JPT, Mar., 1961, pag. 73-74

Vavra L. Charles , Kaldi John G. and. Sneider Rober M: *Geological Application of Capillary Pressure: a Review*, AAPG Bulletin. 1992