



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“LA INFLUENCIA COMBINADA DE LA PRESIÓN
CAPILAR (P_c), LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS (k_r)
Y EL FLUJO FRACCIONAL DE AGUA (f_w) EN LA
CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS
BAJOSATURADOS.”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

GALVAN SANCHEZ JUAN MANUEL
Y
MORENO MENDIETA JORGE FRANCISCO

DIRECTOR: ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

CIUDAD UNIVERSITARIA, D. F.

FEBRERO DEL 2009

Agradecimientos

A mis Padres:

Estoy profundamente agradecido por todo lo que han hecho, no solo por mí sino por todos nosotros, sus hijos. Gracias a ello, el día de hoy podemos estar leyendo esta dedicatoria. Este trabajo marca el fin de una etapa muy importante en mi vida pero a la vez es el comienzo de algo totalmente nuevo, lo cual me pone muy ansioso y me intriga; más sin embargo, estoy totalmente listo para afrontar todo aquello que esté por venir buscando siempre ser el mejor y ello es gracias a ustedes. Aunque tengo varios años lejos de casa siempre me han acompañado y me acompañarán a donde quiera que vaya; cuando veo mi forma de ser, la forma en que me comporto, mi manera de pensar, la manera en que hablo y por muchas cosas más, se que nunca estoy sólo y es que me doy cuenta que no importa la distancia que nos separe ya que ustedes estarán conmigo a todas horas y en cualquier lugar. Por todo ello les doy las *gracias*.

A mis Hermanos:

Gracias por el apoyo y por todo lo que hemos vivido. Ustedes saben que podremos enojarnos pero siempre estaré ahí para ustedes.

Agradezco a todas aquellas personas que hicieron que mi estancia en el DF fuera placentera. En especial les doy las *gracias* a Martha, a Flavio, a Gina y a Diana; gracias a ustedes logré soportar el estar lejos de casa. *Gracias* Paco por los buenos momentos que pasamos y en especial por tu amistad.

Gracias a nuestros sinodales por dedicarnos su tiempo, consejos y por ser parte de un acontecimiento muy importante en nuestras vidas.

Ingeniero Manuel Juan Villamar Vigueras, gracias por haber aceptado dirigir esta tesis y por todo el tiempo dedicado. Sin usted nada de esto hubiera sido posible. *Gracias*.

Juan Manuel Galván Sánchez.

Agradecimientos

A ti papá por todo tu apoyo, esfuerzo, dedicación y amor que siempre nos has brindado a mis hermanos y a mi, por creer en mi, por que a pesar del dolor nunca te has rendido eres mi ejemplo a seguir. Este logro te lo dedico por que simplemente sin ti nunca hubiera ocurrido GRACIAS.

A ti mamá que aunque hace ocho años falleciste siempre has estado a mi lado con tus valiosos consejos y con tu amor interminable, yo sé que desde donde te encuentres nos sigues cuidando y espero que estés muy orgullosa. Te extraño

A mis hermanos Norma y Luigi por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas, por hacerme reír con sus ocurrencias por quererme y aceptarme tal cual soy los quiero mucho. A Brandon mi sobrino por sus juegos y risas.

A mi familia Moreno Mendieta, de ambas partes tuve lecciones que aprender. A mis primos y primas porque los primos son los primos Erika (pepi), Brenda (momi), Ariel (chato), Dani (negro), Toño, Diego, Dante y Rodrigo (compadre) por todo lo vivido.

A ti, por llegar a mi vida, por todo tu amor, te quiero mucho Chaparrita.

A mis carnales Alberto, Mario y Miguel muchas gracias por brindarme su amistad.

A mis amigos por todos los momentos compartidos y por haber hecho mi estancia en la facultad más agradable: Enrique Morán, Jonathan Romero, Fabiola Méndez, Jacqueline Bautista, José Durán, Gerardo Echavez, Obed Sánchez en especial a Juan Manuel Galván Sánchez por todo su empeño en la realización de este trabajo.

Al Ingeniero Manuel Juan Villamar Viguera por su dedicación y tiempo en la asesoría del presente trabajo

A mis sinodales por su tiempo y paciencia en la revisión de éste trabajo

Dr. Rafael Herrera Gómez

Ing. Leonardo Cruz Espinosa

Ing. María Gpe. Galicia Muñoz

M.I. Lucia Elena García Ortega

A la Universidad Nacional Autónoma de México en especial a la Facultad de Ingeniería por ser el alma mater y soporte de mi formación profesional.

Jorge Francisco Moreno Mendieta

INDICE

	Página
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
CAPITULO 1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS	3
1.1 Introducción	3
1.2 Porosidad (ϕ)	4
1.2.1 Porosidad primaria	6
1.2.2 Porosidad secundaria	6
1.3 Compresibilidad de las formaciones (C_f)	8
1.4 Saturación de un fluido (S_f)	9
1.5 Permeabilidad (k)	10
1.5.1 Permeabilidad absoluta (k)	12
1.5.2 Permeabilidad efectiva (k_o k_g k_w)	13
1.5.3 Permeabilidad relativa (k_{ro} k_{rg} k_{rw})	14
1.6 Tensión interfacial (σ)	15
1.7 Mojabilidad	16
1.8 Fuerzas capilares	17
1.9 Presión capilar (P_c)	19
1.10 Viscosidad (μ)	20
1.11 Movilidad (M)	23
CAPITULO 2 PRESIÓN CAPILAR (P_c)	24
2.1 Introducción	24
2.2 Expresión Matemática Básica de la Presión Capilar	25
2.3 Ascenso del Líquido en un Capilar	26
2.4 Importancia de las Propiedades de la Roca y del Fluido en la Presión Capilar	29
2.5 Presión Capilar e Historia de Saturación	30
2.6 Medición de la Presión Capilar en el Laboratorio	32
2.7 Conversión de Valores de P_c de Condiciones de Laboratorio a Condiciones de Yacimiento.	36
2.8 Correlación Adimensional de la P_c	37
2.9 Curvas de Presión Capilar	40
2.10 Presión Capilar y Permeabilidad	42
2.11 Efecto de la Mojabilidad Sobre la Presión Capilar	43
2.12 Aplicación Práctica de la Presión Capilar	44
2.12.1 Distribución del Tamaño de Poro	44
2.12.2 Ordenamiento de las Gargantas de los Poros	46
2.12.3 Saturación de Agua Congénita	47
2.12.4 Distribución de Fluidos en la Roca	48

CAPITULO 3 PERMEABILIDADES RELATIVAS (kr)	51
3.1 Introducción	51
3.2 Expresión Matemática de la Permeabilidad Relativa	51
3.3 Aspectos Sobresalientes de las Curvas de Permeabilidad Relativa de los Sistemas Gas-Aceite y Agua-Aceite	52
3.3.1 Saturación Final de un Fluido	54
3.3.2 Curvas de Permeabilidad Relativa del Sistema Gas-Aceite	54
3.3.3 Curvas de Permeabilidad Relativa del Sistema Aceite-Agua	54
3.3.4 Dirección de las Curvas de Permeabilidad Relativa	55
3.4 Medición de la Permeabilidad Relativa en el Laboratorio	55
3.4.1 Diagrama de Flujo de las Mediciones de la Permeabilidad Relativa	56
3.4.2 Núcleos Empleados en las Mediciones de la Permeabilidad Relativa	58
3.4.3 Fluidos y Condiciones que se Utilizan en las Pruebas	58
3.4.3.1 Condiciones de Laboratorio	59
3.4.3.2 Condición Parcialmente de Yacimiento	59
3.4.3.3 Condición de Yacimiento	59
3.4.4 Determinación de la Saturación Inicial de Agua	59
3.4.4.1 Núcleos Preservados	60
3.4.4.2 Núcleos Limpiados	60
3.4.5 Determinación de la Permeabilidad Base	60
3.4.6 Equipo Usado en el Desplazamiento de Fluidos para Obtener la Permeabilidad Relativa	61
3.4.7 Técnica del Estado Estacionario	61
3.4.8 Técnica del Estado No Estacionario	64
3.5 Factores que Afectan la Permeabilidad Relativa	66
3.5.1 Curvas de Permeabilidad Relativa en Sistemas de Fuerte Mojabilidad	68
3.5.1.1 Drene e Imbibición	71
3.5.2 Efectos de la Mojabilidad en la Permeabilidad Relativa	71
3.5.2 .1 Sistemas de Mojabilidad Uniforme	71
3.5.3 Efectos en el Manejo y Limpieza de Núcleos	73
3.5.4 Sistemas con Mojabilidad Fraccional y Mixta	75
3.5.4.1 Mojabilidad Fraccional	76
3.5.4.2 Mojabilidad Mixta	76
3.5.5 Permeabilidades Relativas de Estado No Estacionario	77
3.5.6 Permeabilidades Relativas de Tres Fases	78
CAPITULO 4 FLUJO FRACCIONAL DE AGUA (fw)	79
4.1 Introducción	79
4.2 Ecuación de Avance Frontal	82
4.3 La Lengua de Agua	84
4.4 Digitación Viscosa	85
4.5 Movilidad del Agua Congénita	86

CAPITULO 5 SATURACIÓN DE AGUA Y LA INFLUENCIA QUE TIENE EN LA RELACIÓN P_c-k_r-f_w.	87
5.1 Introducción	87
5.2 Movimiento de Fluidos Dentro del Yacimiento	87
5.3 Determinación de la Altura Sobre el Nivel de Agua Libre	89
5.4 Cálculo de la Permeabilidad a partir de la Presión Capilar	90
5.4.1 Cálculo de la Permeabilidad Relativa a partir de la Presión Capilar	92
5.5 Cálculo del Flujo Fraccional de Agua a partir de la Permeabilidad Relativa	94
5.6 Cálculo de la Permeabilidad Relativa a partir del Flujo Fraccional	95
5.7 Cálculo de la Presión Capilar a partir de Datos de Permeabilidad	97
5.8 Ecuación para Generar una Familia de Curvas de Altura Sobre el Nivel de Agua Libre en un Sistema Heterogéneo	99
CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	114
6.1 Conclusiones	114
6.2 Recomendaciones	115
BIBLIOGRAFIA	117

RESUMEN

Este trabajo consta de cinco capítulos, en los que se tratan conceptos relacionados con las propiedades del sistema roca fluido. Los temas considerados son muy importantes, ya que con ellos se adquieren las bases para poder entender la distribución y movimiento de fluidos dentro del espacio poroso, lo cual sirve para caracterizar el yacimiento y así tener bases para explotarlo de manera óptima.

Los capítulos en que se divide este trabajo son:

1. Definiciones y Conceptos Básicos
2. Presión Capilar (P_c)
3. Permeabilidades Relativas (k_r)
4. Flujo Fraccional de Agua (f_w)
5. Saturación de Agua y la Influencia que tiene en la relación P_c - k_r - f_w

Estos temas se desarrollan con textos amplios y se complementan con imágenes, tablas y esquemas que ayudan a un mejor entendimiento de los mismos.

En el Capítulo 1, se abarca todo lo referente a las propiedades de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluidos del yacimiento, a fin de tener una idea clara de estos conceptos que serán utilizados en los capítulos posteriores.

En los Capítulos 2, 3 y 4 se estudian de manera amplia los conceptos de presión capilar, permeabilidad relativa y flujo fraccional de agua, respectivamente. En cada capítulo se definen conceptos, se describe la forma de obtener cada uno, y la utilidad que tienen en la caracterización de los yacimientos.

El Capítulo 5 trata de la influencia que tiene la saturación de agua en la relación existente entre los tres parámetros descritos previamente (presión capilar, permeabilidad relativa y flujo fraccional de agua). Además, se presenta una metodología con la cual se muestra que conociendo dos cualesquiera de los parámetros es posible inferir el otro. Se presenta un ejemplo práctico de este método. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones resultado de este trabajo.

INTRODUCCION

La industria petrolera actualmente es una de las más importantes para la humanidad debido a que los hidrocarburos, como el aceite y el gas natural, constituyen la principal fuente de energía a nivel mundial y abastecen en México más del 80% de la demanda total de energía. La competitividad a nivel mundial y crecimiento económico de México hacen imprescindible un sector energético petrolero sólido, eficaz, eficiente y moderno.

Hasta el momento se ha logrado descubrir una gran cantidad de reservas de hidrocarburos, y no se descarta la posibilidad de encontrar más, sin embargo se debe tener en cuenta que éstos son un recurso natural no renovable y que dentro de poco, esta fuente de energía no podrá ser suficiente para satisfacer al mercado, ya que es una demanda que tiende a aumentar día con día.

De aquí en adelante el crudo será más difícil de extraer ya que la producción en profundidades someras es cada vez más escasa y los ambientes son más hostiles, teniendo en cuenta que se debe procurar siempre el bienestar del medio ambiente.

Por lo que para estas nuevas reservas es necesario hacer un buen estudio de caracterización. Es indispensable ubicar con certeza la distribución de fluidos dentro del yacimiento, conocer la facilidad de flujo con que se mueven dentro del mismo y tener precisión en la cantidad de hidrocarburo que se puede recuperar de tal forma que se pueda hacer un plan de explotación óptimo.

Cabe mencionar que el estudio de caracterización se debe mejorar a medida que se van obteniendo más y mejores datos, por lo que es aplicable a lo largo de toda la vida de explotación del yacimiento no solo al momento de su descubrimiento. Es más, se debe rehacer el estudio de caracterización a los yacimientos que actualmente están siendo explotados a fin de incrementar los factores de recuperación.

Como una posible solución a lo anterior, se presenta este trabajo cuyo objetivo final es crear material con información actualizada y de alta calidad, que tenga utilidad para los estudiantes de Ingeniería Petrolera y así tener mejores herramientas para aplicarse funcionalmente en la explotación de Yacimientos de Hidrocarburos.

Capítulo 1

DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS

1.1 Introducción

Los geólogos afirman que la mayoría de los yacimientos se originaron dentro de cuerpos de agua mediante procesos que se llevaron a cabo durante largos periodos de tiempo y en diversos ambientes de depósito. Como resultado de la subsecuente reorganización física y química (como puede ser la compactación, la disolución, la dolomitización y la cementación), las características originales del yacimiento fueron cambiadas. Por tal, la heterogeneidad de los yacimientos, en gran parte, es dependiente de los ambientes de depósito y de los subsecuentes eventos. Sin embargo, es de esperarse que, en general, los yacimientos tengan ciertas similitudes laterales; esto es, a una profundidad correspondiente a cierto periodo de depositación, debería de existir un mismo rango de tamaños de partículas dentro de una gran extensión areal. Debido a la heterogeneidad de las formaciones, será necesario definir ciertos conceptos con la finalidad de comprender lo ocurrido en el interior de los yacimientos.

El estudio de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático o de flujo se denomina *petrofísica*. Las propiedades petrofísicas más importantes de una roca son: porosidad (Φ), permeabilidad (k), saturación (S_r) y distribución de fluidos, conductividad eléctrica de los fluidos y de la roca, estructura porosa y radioactividad.

En 1933 Fancher, Lewis y Barnes hicieron uno de los primeros estudios petrofísicos de rocas de yacimientos y, en 1934, Wycoff, Botset, Muskat y Reed desarrollaron un método para medir la permeabilidad de muestras de roca de yacimiento basado en la ecuación de flujo de fluidos deducida por Darcy en 1856.

Un yacimiento de gas o aceite no está definido únicamente por la roca en la cual están contenidos los fluidos, sino también por los fluidos mismos.

El aceite y gas son mezclas naturales de hidrocarburos sumamente complejas en su composición química y se encuentran a elevadas temperaturas y presiones en el yacimiento.

El estado de la mezcla de hidrocarburos a las condiciones de superficie depende, sobre todo, de su composición y de la presión y la temperatura a la cual es recuperada la muestra; además, el fluido remanente en el yacimiento, en cualquier etapa de agotamiento, sufrirá cambios físicos ya que su presión se verá disminuida por la producción de aceite o gas de dicho yacimiento. Por tanto, es necesario estudiar las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento y, en particular, sus variaciones con la presión y temperatura.

1.2 Porosidad (ϕ).

La porosidad se define como la cantidad de espacio poroso en un determinado volumen de roca, como se muestra en la Figura 1.1, y representa una medida de la cantidad de fluidos que puede almacenar; es decir, la porosidad representa el porcentaje de espacio poroso respecto al volumen total de roca y matemáticamente se expresa como:

$$\text{Porosidad}(\phi) = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total de roca}} \quad (1.1)$$

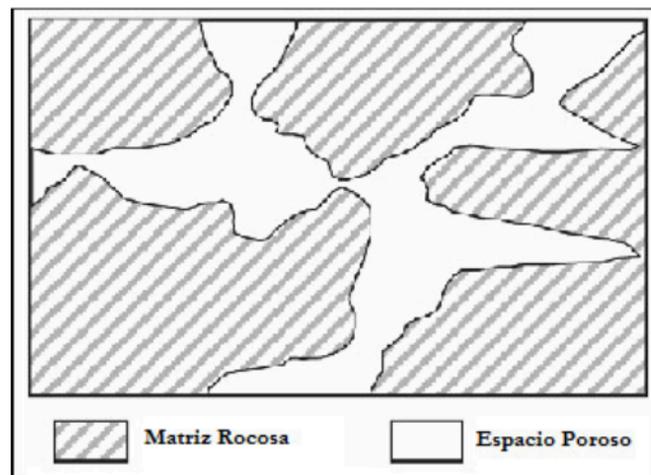


Figura 1.1 Porosidad

La porosidad puede ser medida en forma directa en el laboratorio a partir del análisis de núcleos, o indirectamente, a partir de registros geofísicos (sónico, densidad y neutrón).

La razón entre el volumen total del espacio que ocupan los poros y el volumen total de la roca se denomina porosidad absoluta o total, donde se incluyen a todos los intersticios o huecos interconectados o no; la medida de la porosidad que se usa comúnmente en los estudios sobre yacimientos petroleros es la razón entre los espacios que ocupan los poros interconectados y el volumen total de la roca, razón a la que se denomina porosidad efectiva, que por lo general es de un 5 a un 10 % inferior, en casi todos los casos, a la porosidad total (Figura 1.2).

En la Figura 1.3 se muestra los diferentes tipos de porosidad, que se pueden encontrar en una roca sedimentaria, y posteriormente se describen sus principales características.

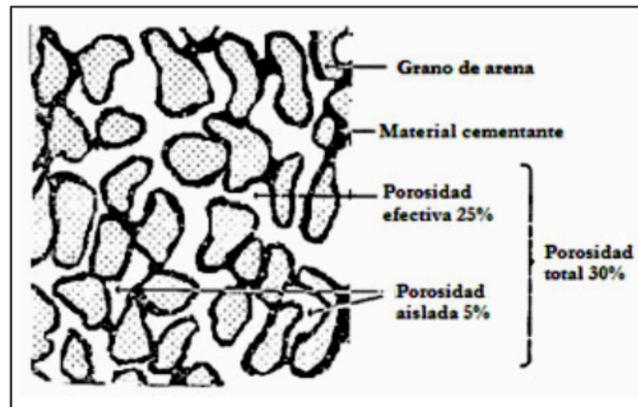


Figura 1.2 Porosidad efectiva, no efectiva y total.

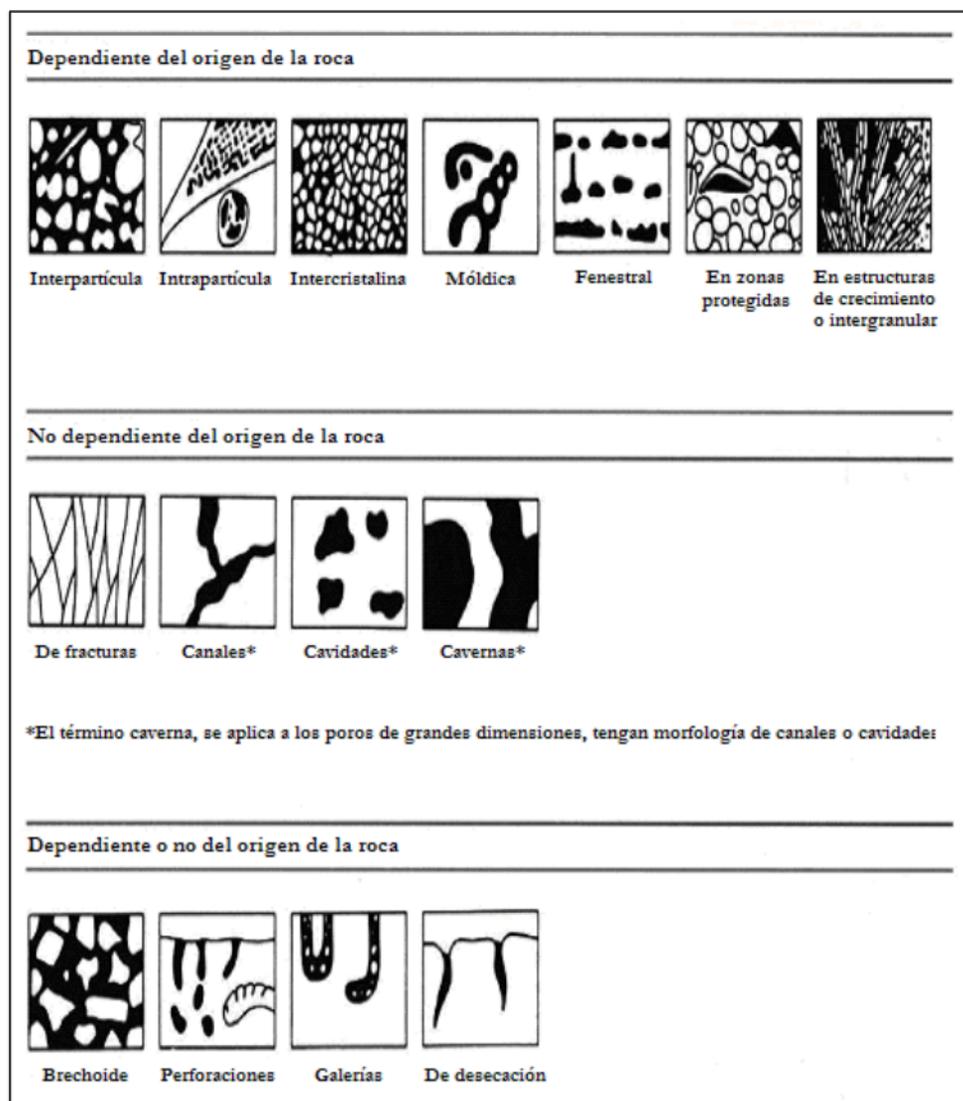


Figura 1.3 Tipos de porosidad en rocas sedimentarias.

Dependiendo del proceso por el cual se originó la porosidad, ésta puede ser primaria o secundaria.

1.2.1 Porosidad Primaria.

La porosidad primaria se forma cuando un sedimento se deposita en una cuenca sedimentaria. Los tipos principales de porosidad primaria son: porosidad intergranular, intrapartícula, móldica, intercrystalina, fenestral.

Porosidad Intergranular

Esta porosidad ocurre entre los espacios de los detritos que forman a la roca, los cuales forman la fábrica (conjunto de caracteres estructurales de una roca) de un sedimento; ésta es una porosidad muy importante ya que está inicialmente presente en todas las rocas sedimentarias. La porosidad intergranular es reducida progresivamente por la diagénesis, pero es el tipo de porosidad dominante en areniscas y conglomerados.

Porosidad Intrapartícula

Presente en arenas carbonatadas, particularmente en aquellas con restos de fósiles, la porosidad primaria puede estar presente dentro de los granos.

Porosidad Intercristalina

La porosidad intercrystalina ocurre entre los cristales individuales de una roca cristalina; es el tipo de porosidad típica en las rocas ígneas, metamórficas y para algunas evaporitas, pero sin embargo, ésta es una característica de los carbonatos, los cuales han sufrido cristalización, particularmente en dolomías recristalizadas.

Los poros en rocas cristalizadas son esencialmente cavidades planas que se cortan oblicuamente una con otra sin estrechamientos de las gargantas entre los poros adyacentes; tales rocas son muy importantes en algunos yacimientos de aceite y/o gas, existentes en México.

1.2.2 Porosidad Secundaria.

La porosidad secundaria o de post-depósito, es aquella que, por definición, es formada después de que un sedimento fue depositado. Los principales tipos de porosidad secundaria son: la porosidad vugular, la de cavernas y la de fracturas.

Porosidad Vugular.

Es la porosidad secundaria formada por la disolución de rocas carbonatadas. Dicha disolución se lleva a cabo por las corrientes subterráneas de agua, disolviendo la roca y originando los vúgulos.

La porosidad vugular deja huecos con diámetros menores a 50 micras, y la porosidad en fracturas es en huecos mayores a las 50 micras.

Porosidad en Cavernas.

Con el incremento de tamaño del vgulo, se gradúa al término de porosidad de caverna; los vgulos son de dimensiones pequeñas mientras que las cavernas son más grandes; dichas cavernas sirven como depósitos de petróleo en un gran número de Campos como Abqaiq en Arabia Saudita y el Campo Dollarhide de Texas.

Porosidad de Fracturas.

Las fracturas corresponden con un tipo de porosidad secundaria, se originan en rocas duras que son quebradizas. Su origen puede deberse principalmente a las siguientes causas: plegamientos o fallas. Las fracturas son sumamente importantes ya que, aunque no tienen gran influencia en el aumento de la porosidad, ejercen dominio sobre el aumento de la permeabilidad de la roca.

Durante la diagénesis a menudo se desarrollan microfallas, las cuales son originadas principalmente por hundimiento, deslizamiento y compactación. Las fracturas en sedimentos plásticos son selladas instantáneamente; sin embargo, en rocas duras pero quebradizas, las fracturas pueden permanecer abiertas después de su formación, por lo que da lugar a la porosidad de fracturas.

La porosidad de las arenas es, en general, primaria. Por el contrario, las rocas carbonatadas presentan porosidad secundaria. En general, la porosidad en rocas no fracturadas est en el rango de 5 a 30%.

En la Tabla 1.1, se muestran los valores estimados, en porcentaje, de las porosidades totales y efectivas, existentes en varios tipos de roca.

TIPO DE ROCA	ϕ Total	ϕ Efectiva
Arcillas	40 a 60	0 a 5
Limos	35 a 50	3 a 19
Arenas finas. arenas limosas	20 a 50	10 a 28
Arena gruesa o bien clasificada	21 a 50	22 a 35
Grava	25 a 40	13 a 26
Lutita intacta	1 a 10	0.5 a 5
Lutita fracturada	30 a 50	
Arenisca	5 a 35	0.5 a 10
Calizas, dolomias SIN vgulos	0.1 a 25	0,1 a 5
Caliza, dolomias CON vgulos	5 a 50	5 a 40
Rocas igneas y metamórficas sin fracturar	0.01 a 1	0.0005
Rocas igneas y metamórficas fracturadas	1 a 10	0.00005 a 0.01

Tabla 1.1 Valores estimados de la porosidad (%).

La porosidad es independiente del tamaño de grano, cuando los granos son todos iguales, pero depende del tipo de empacamiento. Un máximo de porosidad de 47.64% se obtiene con

un empaquetamiento cúbico de esferas del mismo tamaño, mientras que con un empaquetamiento rómbico del mismo material se obtiene 25.96% de porosidad. (Figuras 1.4 y 1.5, respectivamente).

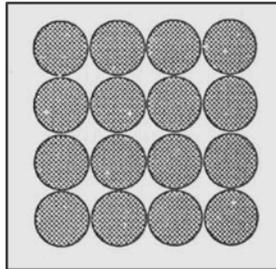


Figura 1.4 Arreglo cúbico con una porosidad de 47.64%

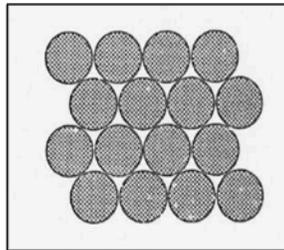


Figura 1.5 Arreglo rómbico con una porosidad de 25.96%

1.3 Compresibilidad de las Formaciones (C_f)

Cuando la presión interna del fluido en los poros de una roca de yacimiento, sometida a una presión externa constante (sobrecarga de los sedimentos), se reduce el volumen total de la roca disminuye mientras que el volumen del material sólido de la roca, por ejemplo, los granos de arena en una arenisca, aumenta. Estos cambios volumétricos tienden a reducir ligeramente la porosidad de la roca, en el orden de medio por ciento por un cambio de presión interna del fluido de 1000 [lb/pg²] o 70.35 [kg/cm²]. Investigaciones realizadas por Van der Knaap indican que para una formación determinada, el cambio de porosidad depende sólo de la diferencia entre las presiones externa e interna, y no de los valores absolutos de las presiones. La compresibilidad del volumen poroso, C_f , para cualquier diferencia entre las presiones externa e interna se define como el cambio en volumen poroso por unidad de volumen poroso por cambio unitario en presión a temperatura constante.

1.4 Saturación de un Fluido (S_f)

La saturación de un fluido, S_f , en un medio poroso, se define como el volumen de fluido V_f medido a la presión y temperatura a la que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros V_p es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.2)$$

Donde f puede representar aceite, agua o gas.

Los poros de un yacimiento siempre están saturados de fluidos, Figura 1.6, de este modo la suma de todas las saturaciones de fluidos de una roca de un yacimiento debe ser igual al 100% o a 1, si se manejan fracciones.

$$\begin{aligned} \sum S_f &= 1 \\ S_w &= 1 \\ S_o + S_w &= 1 \\ S_g + S_w &= 1 \\ S_o + S_g + S_w &= 1 \end{aligned}$$

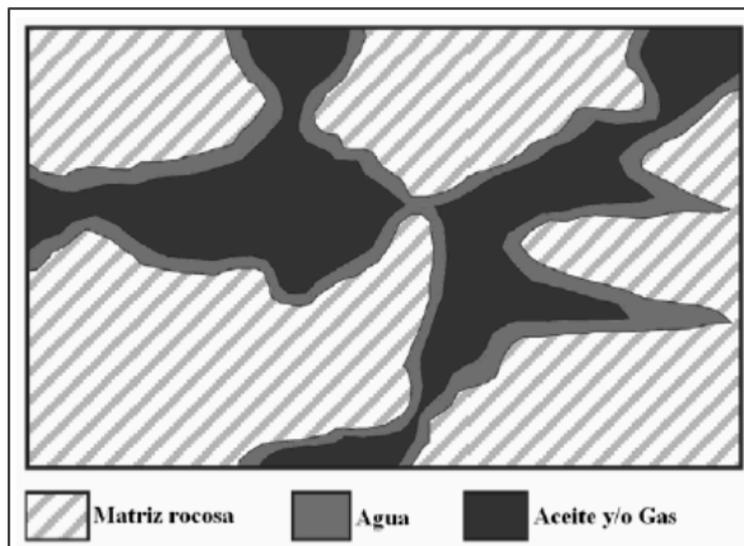


Figura 1.6 Roca saturada de hidrocarburos y agua

Dependiendo de las condiciones a las que se encuentre, existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, dentro de las más comunes se tienen las siguientes:

- Saturación de agua inicial (S_{wi}): Es aquella a la cual es descubierto el yacimiento y se pueden distinguir dos tipos de agua:

- Agua libre: Es la que está en condiciones de fluir ante una diferencia de presión
- Agua irreductible: Es la que está ligada a los granos minerales, ya sea mediante enlaces a la estructura atómica de los minerales o bien como una fina capa adherida a la superficie de los mismos.
- Saturación de agua crítica (S_{wc}): Es la saturación mínima a la cual el agua inicia su movimiento dentro del medio poroso bajo un gradiente de presión.
- Saturación de aceite residual o remanente (S_{or}): Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada del yacimiento. Este valor de saturación es llamado saturación de aceite residual o remanente. El término residual usualmente es asociado con la fase no mojante.
- Saturación de aceite crítica (S_{oc}): Es la saturación mínima a la cual el aceite inicia su movimiento dentro del medio poroso bajo un gradiente de presión.
- Saturación de aceite movable (S_{om}): La saturación de aceite movable es otra saturación de interés y es definida como la fracción de volumen poroso ocupada por aceite movable, como se expresa en la siguiente ecuación, cuando se tiene S_{wi} .

$$S_{om}=1-S_{or}-S_{wi} \quad (1.3)$$

Igualmente, para el gas se tendrá saturación de gas residual (S_{gr}), saturación de gas crítica (S_{gc}) y saturación de gas movable (S_{gm}). La saturación de hidrocarburos, aceite o gas, en un yacimiento puede variar desde la residual hasta la máxima, cuando en la roca se tiene la S_{wi} . A su vez, la saturación de agua puede variar, desde su valor mínimo (S_{wi}) hasta un valor máximo igual a 100%.

1.5 Permeabilidad (k)

En 1856 Darcy publicó un trabajo experimental sobre el diseño de un filtro de arena para la purificación del agua.

El equipo consiste en un cilindro de acero, relleno con arena no consolidada sostenida entre dos placas permeables. Se mide la presión a la entrada y a la salida del lecho de arena, mientras se hace circular agua verticalmente a caudal constante. El equipo se esquematiza en la Figura 1.7.

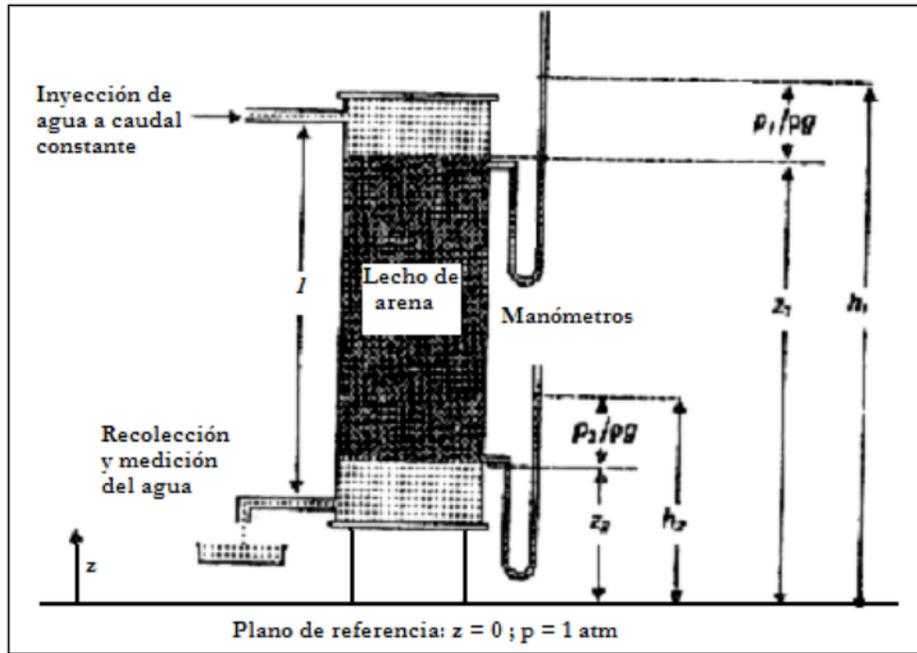


Figura 1.7 Esquema del equipo empleado por Darcy para su experimento

En esas condiciones, el caudal total, q , dividido por el área transversal del lecho de arena, A , resulta:

$$\frac{q}{A} = C \frac{h_1 - h_2}{l} = C \frac{(-\Delta h)}{l} \quad (1.4)$$

Donde $\Delta h = h_2 - h_1$, es la diferencia entre las alturas manométricas; mientras que l es la longitud del lecho de arena. C es una constante que depende del tipo de empacamiento.

El término q/A tiene dimensiones de velocidad y se denomina velocidad de Darcy. La velocidad real (intersticial) de las partículas del fluido, v , es:

$$v = \frac{q}{A\phi} = \frac{u}{\phi} \quad (1.5)$$

Donde u es la velocidad de Darcy (q/A) y ϕ es la porosidad que se tiene en el lecho de arena.

La Ecuación 1.4 puede ser escrita en forma diferencial como

$$u = -C \frac{dh}{dl} = -\frac{C}{\rho g} \frac{d\phi_M}{dl} \quad (1.6)$$

Donde ρ , es la densidad del agua inyectada a caudal constante, mientras que g es la constante gravitacional y ϕ_M es la porosidad del medio.

El experimento de Darcy fue realizado con agua. Posteriormente se realizaron experimentos con distintos fluidos que permitieron generalizar la Ecuación 1.6

$$u = -\frac{k}{\mu} \frac{d\phi_M}{dl} \quad (1.7)$$

Donde μ es la viscosidad del fluido. La nueva constante k depende solamente de las características del lecho de arena y se le denomina *permeabilidad absoluta* del medio poroso

$$k = \frac{C\mu}{\rho g} \quad (1.8)$$

1.5.1 Permeabilidad Absoluta (k)

Se denomina permeabilidad absoluta a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del fluido, que es el mismo que se usa como fluido desplazante durante la prueba.

Así, para un desplazamiento lineal horizontal de un fluido incompresible, inyectado a un ritmo constante q a través de un medio poroso homogéneo, 100 % saturado con un fluido de viscosidad μ y de área de sección transversal constante A sujeto a un gradiente de presión dp/dx , Figura 1.8 se tendrá:

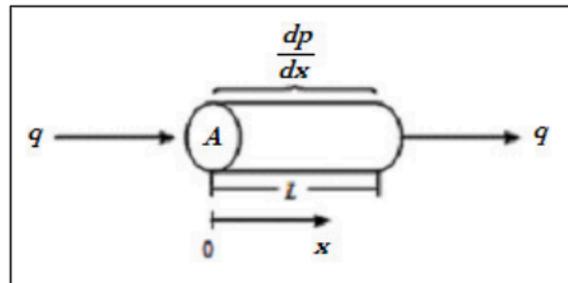


Fig. 1.8 Desplazamiento lineal de un fluido incompresible

De la ecuación de Darcy.

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L} \quad (1.9)$$

De esta manera:

$$k = -\frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (1.10)$$

La Ecuación 1.10 define la permeabilidad del medio poroso y su unidad es el darcy. “es la permeabilidad que posee una roca a través de la cual fluye un fluido incompresible de viscosidad igual a 1 cp, con un ritmo de flujo de 1 cm³/seg, bajo un gradiente de presión de 1 atm/cm”.

$$1\text{darcy} = \frac{\left(\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}\right)(1\text{cp})(1\text{cm})}{\left(1\text{cm}^2\right)(1\text{atm})} \quad (1.11)$$

1.5.2 Permeabilidad Efectiva (k_o , k_g , k_w)

Se define como permeabilidad efectiva a un fluido en particular, la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%. En la Figura 1.9 se presentan las relaciones típicas de permeabilidad efectiva para un sistema agua-aceite en un medio poroso mojado por agua.

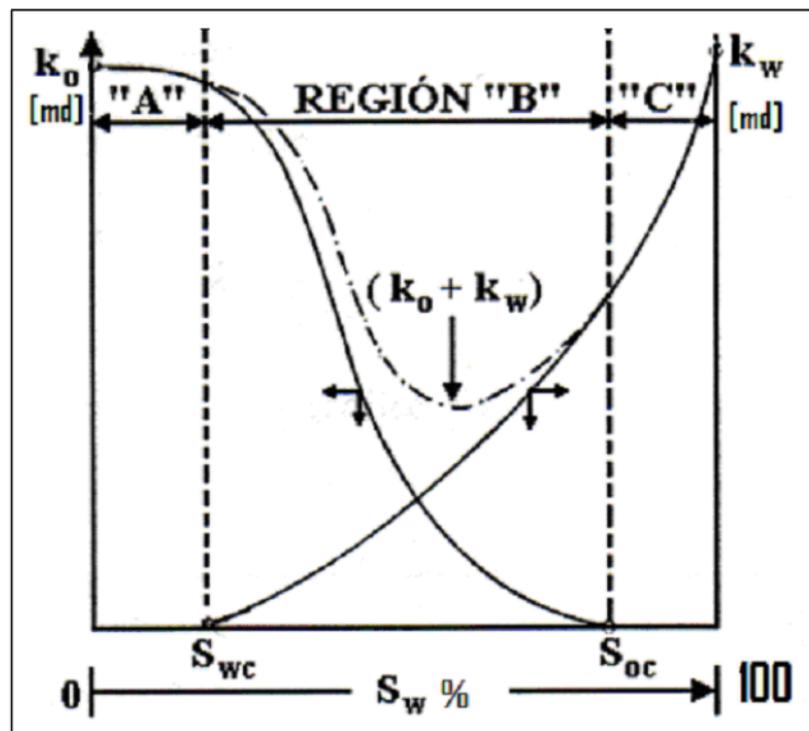


Figura 1.9 Permeabilidades efectivas en un medio poroso mojado por agua

La gráfica de permeabilidades efectivas para agua y aceite, mostrada en la figura previa, puede ser dividida en tres regiones:

- En la región A sólo el aceite puede fluir ya que $S_w < S_{wc}$
- En la región B pueden fluir simultáneamente el aceite y el agua
- En la región C únicamente fluirá el agua

En la Figura 1.10 se muestra una gráfica típica de relación de permeabilidades efectivas para gas y aceite realizada en el laboratorio, por lo cual no se encuentra presente la fase agua. La forma de la curva, en este caso, indica que el aceite es la fase mojannte, mientras que el gas es la fase no mojannte. También se presentan tres regiones en forma similar al caso anterior.

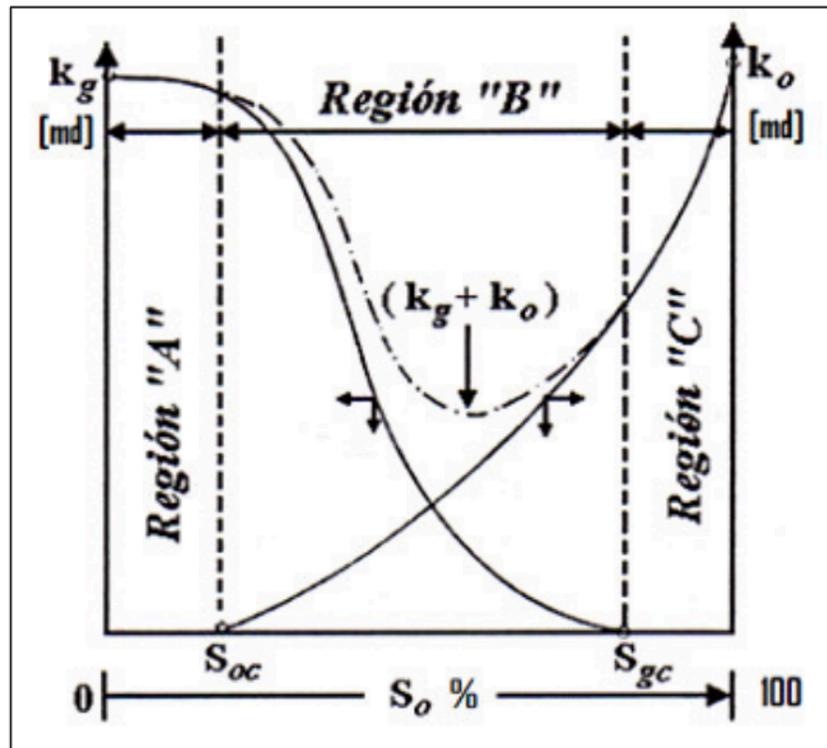


Figura 1.10 Permeabilidades efectivas al aceite y al gas donde el aceite es la fase mojannte

1.5.3 Permeabilidad Relativa (k_{ro} , k_{rg} , k_{rw})

La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido entre la permeabilidad absoluta.

$$kr_o = \frac{k_o}{k} \quad kr_g = \frac{k_g}{k} \quad kr_w = \frac{k_w}{k} \quad (1.12)$$

En la Figura 1.11 se muestra una gráfica típica de curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite, donde el fluido mojannte es el agua.

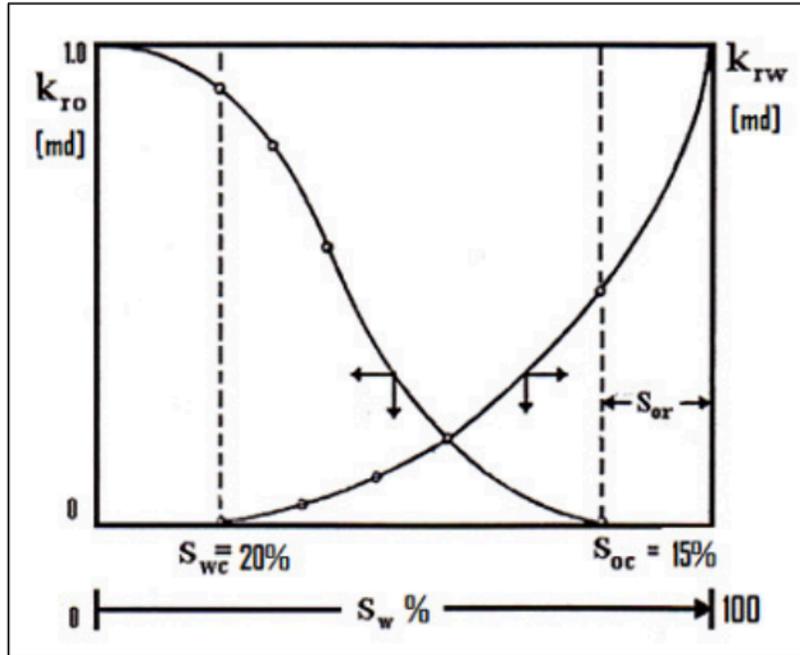


Figura 1.11 Curvas de permeabilidades relativas

Comenzando con una saturación de agua de 100%, las curvas indican que una disminución en la saturación del agua al 85% (un aumento en la S_o de 15%) reduce fuertemente la permeabilidad relativa al agua, de 100% a 50%, en cambio a la saturación de 15% de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente cero. Éste valor de saturación de aceite de 15%, se denomina saturación crítica ($S_{oc} = 15\%$), es decir, que la saturación a la que el aceite comienza a fluir, a medida que la saturación de aceite aumenta. También se denomina saturación residual de aceite (S_{or}) al valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación de aceite en un sistema agua-aceite. A medida que la saturación de agua disminuye, la permeabilidad relativa al agua, k_{rw} , también disminuye, en tanto que la permeabilidad relativa al aceite, k_{ro} , aumenta. A una saturación de agua del 20%, la k_{rw} es igual a cero y la k_{ro} tiene su valor máximo.

1.6 Tensión Interfacial (σ)

Es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos fluidos; en el caso de líquidos, si σ es nula, se dice que los líquidos son miscibles entre sí. Como ejemplo de líquidos inmiscibles se tiene el agua y el aceite, en tanto que el agua y el alcohol son miscibles. En el caso que se tenga una interfase líquido-gas, el fenómeno se llama tensión superficial. También se puede considerar como el trabajo por unidad de área que hay que desarrollar para separar las moléculas de la interfase:

$$\frac{w}{A} \left[\frac{FL}{L^2} \right] = \sigma \left[\frac{F}{L} \right] \quad (1.13)$$

Considerando un sistema agua-aceite roca, Figura 1.12, las tensiones interfaciales de dicho sistema se pueden relacionar con la Ecuación 1.14 desarrollada por Young-Dupré:

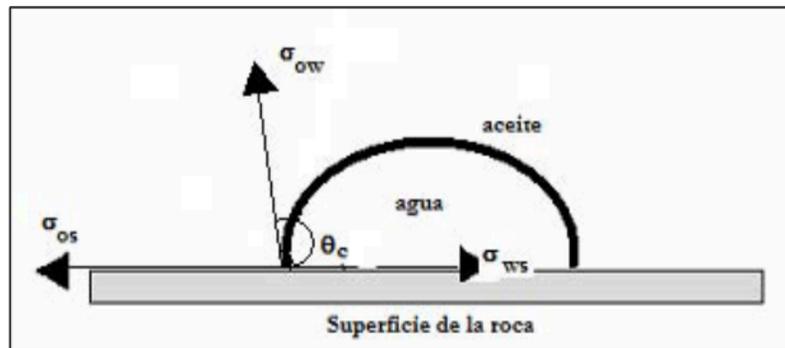


Figura 1.12 Tensión interfacial de un sistema aceite-agua-roca

$$At = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c \quad (1.14)$$

Donde:

At =tensión de adhesión [dina/cm]

σ_{os} =tensión interfacial entre el aceite y el sólido [dina/cm]

σ_{ws} = tensión interfacial entre el agua y el sólido [dina/cm]

σ_{ow} =tensión interfacial entre el agua y el aceite [dina/cm]

θ_c =ángulo de contacto entre la interfase aceite agua y la interfase roca-agua [grados]

La tensión interfacial entre el sólido y los fluidos no es medible en forma directa. Pero si lo son la tensión interfacial y el ángulo de contacto. El ángulo de contacto es una medida de la mojabilidad de la roca.

1.7 Mojabilidad

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a esparcirse o a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible. En un sistema roca-aceite-agua, la mojabilidad es un indicador de la preferencia de la roca hacia el aceite o al agua. Cuando la roca es mojada por agua hay una tendencia del agua a ocupar los poros más pequeños y estar en contacto con la mayoría de la superficie de la roca. Similarmente en un sistema mojado por aceite la superficie de la roca queda en contacto preferentemente con el aceite y la localización de los fluidos es inversa a la del caso anterior. Es importante hacer notar que el

término de mojabilidad se usa para referenciar la preferencia de la roca a ser mojada y no necesariamente se refiere al fluido que está en contacto con la roca en un tiempo dado.

Dependiendo de las interacciones entre los elementos del sistema la mojabilidad del sistema puede ir desde fuertemente mojado por agua a fuertemente mojado por aceite, dándose la posibilidad de la existencia de una mojabilidad neutra, la cual se tiene cuando no hay una muy marcada preferencia hacia un fluido en especial.

Generalmente se asume que para un sistema fuertemente mojado por un fluido dado, la permeabilidad relativa de la fase mojante es sólo función de la saturación del propio fluido.

De acuerdo al ángulo que forma una gota de agua con respecto a la horizontal donde se encuentra depositada, se considera, Figura 1.13:

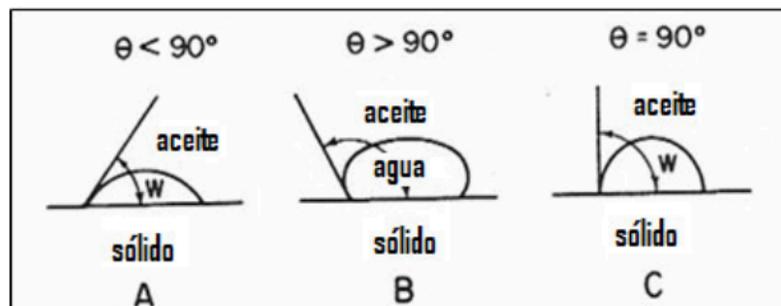


Figura 1.13 Grados de mojabilidad

- A. Mojado por agua: $\theta < 90$ [°]
- B. Mojado por aceite: $\theta > 180$ [°]
- C. Mojabilidad neutra: $\theta = 90$ [°]

1.8 Fuerzas Capilares

Estas fuerzas, en los yacimientos de hidrocarburos, son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, del tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión entre fluidos y sólidos y las fuerzas de cohesión en los líquidos, es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

Ascenso de un Fluido en un Tubo Capilar

Un ejemplo del efecto combinado de la mojabilidad y de la tensión interfacial es el ascenso de un fluido mojante en un tubo capilar. Si tomamos un tubo capilar de diámetro interno extremadamente pequeño y lo sumergimos dentro de un recipiente lleno de agua como se muestra en la Figura 1.14, el líquido sube en el tubo capilar por arriba de la altura que tiene en

el recipiente, debido a las fuerzas de atracción entre el tubo y el líquido y al pequeño peso que tiene la columna de líquido dentro del tubo. La altura que tiene el líquido dentro del tubo depende del balance del total de fuerzas que interactúan sobre él.

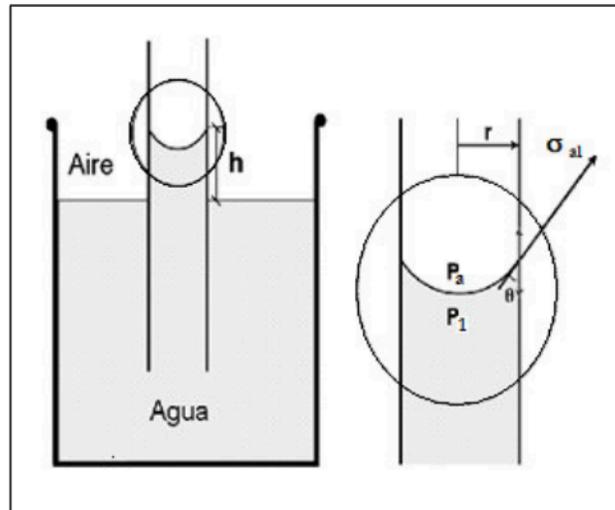


Figura 1.14 Capilaridad y Presión Capilar

Las fuerzas que actúan sobre el líquido se pueden representar como:

$$\text{Fuerza hacia arriba} = A_T * 2\pi r \quad (1.15)$$

$$\text{Fuerza hacia abajo} = \pi r^2 h \rho g \quad (1.16)$$

Donde A_T es la fuerza de adhesión expresada en **dinas/cm**, r es el radio del tubo capilar en **cm**, h la altura en **cm**, ρ es la densidad del líquido en el tubo en **g/cm³** y g la fuerza de gravedad en **cm/seg²**.

Estableciendo el balance de fuerzas, se tiene que:

$$A_T * 2\pi r = \pi r^2 h \rho g \quad (1.17)$$

Despejando h , queda:

$$h = \frac{2\pi r A_T}{\pi r^2 \rho g} = \frac{2A_T}{r \rho g} \quad (1.18)$$

Sin embargo, por la definición de la fuerza de adhesión, $A_T = \sigma_{al} \cos \theta$

por lo tanto:

$$h = \frac{2\sigma_{al} \cos \theta}{r\rho g} \quad (1.19)$$

Se sabe además que

$$P_a - P_l = gh\rho = P_c \quad (1.20)$$

Combinando las Ecuaciones 1.18 y 1.20 finalmente se obtiene

$$P_c = \frac{2\sigma_{al} \cos \theta}{r} \quad (1.21)$$

1.9 Presión Capilar (P_c).

La presión capilar es la diferencia de presión existente en la interfaz que separa a dos fluidos inmiscibles, dentro de un capilar, donde uno de ellos moja la superficie del sólido en forma preferencial.

Para los científicos, la presión capilar generalmente es expresada como la presión en la fase no mojante menos la presión en la fase mojante, y en la mayoría de los casos arroja un valor positivo. De esta manera es posible definir la presión capilar del sistema agua-aceite como la presión en la fase aceite menos la presión en la fase agua:

$$P_c = P_o - P_w \quad (1.22)$$

La distribución de fluidos dentro de los poros de una roca, para una mojabilidad dada, depende en gran parte de la dirección en la cual cambia la saturación. Un esquema idealizado del cambio de la distribución de fluidos durante un proceso de drene e imbibición es mostrado en la Figura 1.15. El proceso de drene es el desplazamiento de fluido mojante (aceite) por el fluido no mojante (agua) y en el proceso de imbibición el fluido mojante ahora es el agua y el fluido no mojante es el aceite este proceso se realiza espontáneamente ya que la presión capilar introduce el fluido a la muestra

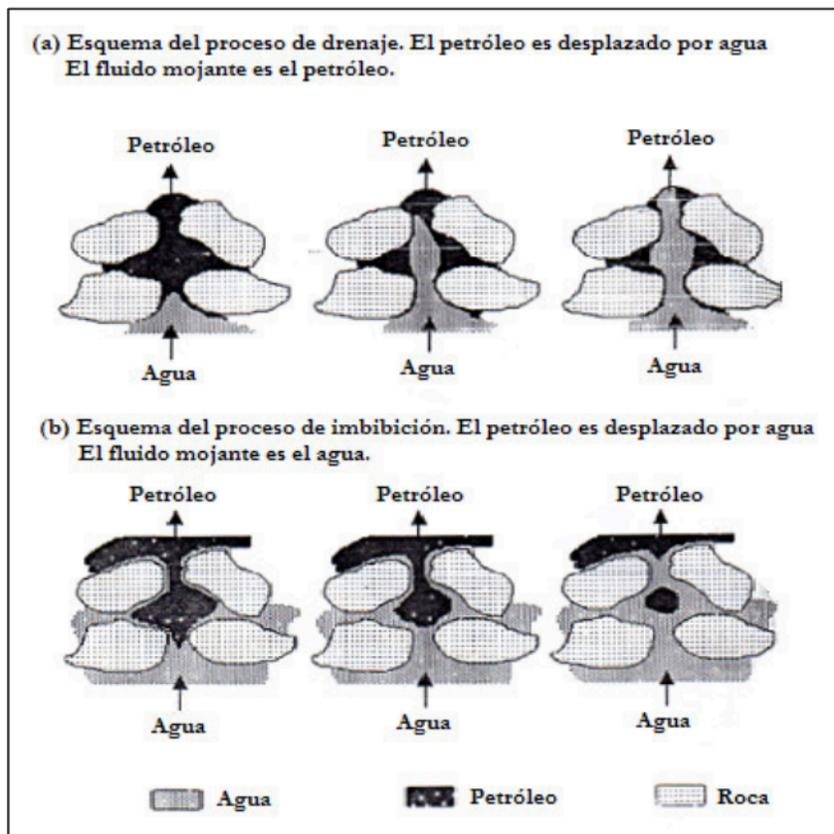


Figura 1.15 Esquema de un proceso de drenaje e imbibición

1.10 Viscosidad (μ)

Es una propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza. Los fluidos de alta viscosidad presentan una cierta resistencia a fluir; los fluidos de baja viscosidad fluyen con facilidad. La fuerza con la que una capa de fluido en movimiento arrastra consigo a las capas adyacentes de fluido determina su viscosidad, que se mide con un recipiente (viscosímetro) que tiene un orificio de tamaño conocido en el fondo. La velocidad con la que el fluido sale por el orificio es una medida de su viscosidad.

En los líquidos, el pequeño rozamiento existente entre capas adyacentes se denomina viscosidad. Es su pequeña magnitud la que le confiere al fluido sus peculiares características; así, por ejemplo, si arrastramos la superficie de un líquido con la palma de la mano como, las capas inferiores no se moverán o lo harán mucho más lentamente que la superficie ya que son arrastradas por efecto de la pequeña resistencia tangencial, mientras que las capas superiores fluyen con facilidad.

Como consecuencia de este movimiento, en la Figura 1.16, una porción de líquido que en un determinado instante tiene la forma ABCD, al cabo de un cierto tiempo se deformará adquiriendo la forma ABC'D'

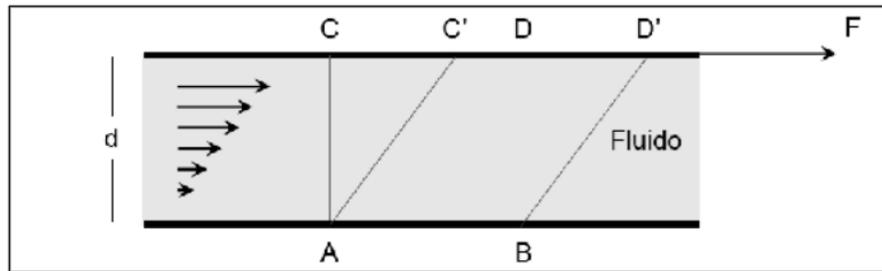


Figura 1.16 Representación de la viscosidad de un fluido entre dos capas

La viscosidad es característica de todos los fluidos, tanto líquidos como gases, si bien, en este último caso su efecto suele ser despreciable, están más cerca de ser fluidos ideales.

La viscosidad de un fluido puede medirse a través de un parámetro dependiente de la temperatura llamada coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad:

- Coeficiente de viscosidad dinámico, designado como η o μ . En unidades en el SI: $[\mu] = [\text{Pa}\cdot\text{s}]$ otras unidades: 1 Poise (P) = 10^{-1} Pa·s
- Coeficiente de viscosidad cinemática, designado como ν , y que resulta ser igual al cociente del coeficiente de viscosidad dinámica entre la densidad $\nu = \mu/\rho$. (En unidades en el SI: $[\nu] = [\text{m}^2\cdot\text{s}^{-1}]$. En el sistema cegesimal es el Stoke (St).

La viscosidad del aceite aumenta al disminuir la presión en condiciones por debajo de la presión de saturación, esto es debido a la liberación de gas en solución. Estando sobre la presión de saturación la viscosidad aumenta al aumentar la presión debido a que las moléculas se ven forzadas a estar más juntas debido a la alta presión. Lo anterior se ilustra en la Figura 1.17.

Para un yacimiento de gas, en donde no existe presión de saturación debido a la naturaleza de dicho yacimiento, la viscosidad del gas se incrementa al aumentar la presión y disminuye conforme aumenta la temperatura, Figura 1.18.

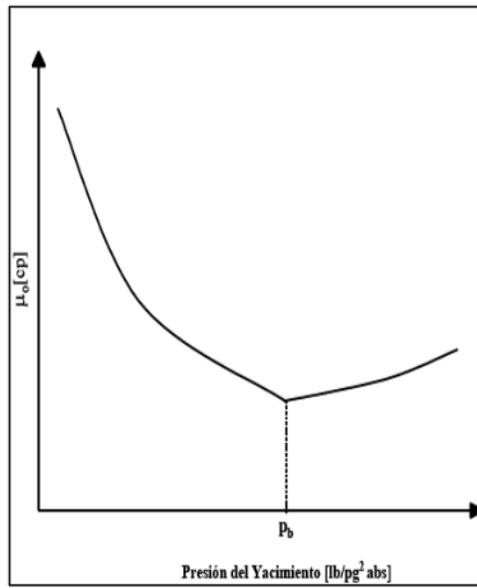


Figura 1.17 Viscosidad del aceite vs. Presión del yacimiento

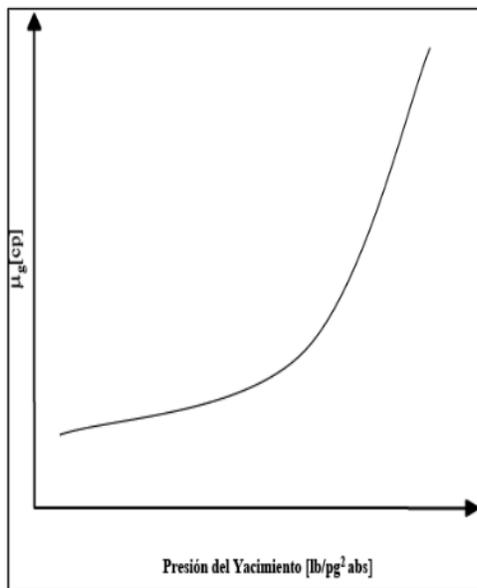


Figura 1.18 Viscosidad del gas vs. Presión del yacimiento

1.11 Movilidad (M)

En la ley de Darcy hay un factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión. Este factor de proporcionalidad, denominado movilidad del fluido, hace alusión a la permeabilidad efectiva de la roca al fluido en cuestión, dividido por la viscosidad de dicho fluido.

Aronofsky, en 1952, fue el primero en mostrar la importancia del efecto que tiene la razón de movilidad sobre un proceso de inyección durante la invasión del agua. Aronofsky estudió, con la ayuda de modelos potenciométricos y técnicas numéricas, el efecto de la razón de movilidad en el área de la región invadida por agua en el momento de la ruptura, es decir, cuando los pozos comienzan a producir agua.

A partir del año 1957, cuando se mencionaba el término de *razón de movilidad* dentro de los artículos de la *AIIME*, éste era definido de acuerdo al criterio de cada autor. Como resultado de ello se obtuvieron diversos significados. Algunos autores definían a la razón de movilidad como la cantidad de aceite para desplazar fluido. Para otros es la razón del desplazamiento de fluido para comenzar la movilidad del aceite. Por tal, se decidió adoptar una definición estándar donde se acordó que la razón de movilidad sería definida como se muestra en la Ecuación 1.23, donde el subíndice *d* se usa para denotar a la fase desplazante.

$$M = \frac{k_d \mu_o}{\mu_d k_o} \quad (1.23)$$

En 1973 Muskat comenzó con la discusión de un término que posteriormente sería llamado proporción de movilidad. Tiempo después se uso para relacionar la movilidad del agua en la zona invadida con la movilidad del aceite en el banco de petróleo, en un proceso de inyección de agua.

Capítulo 2

PRESION CAPILAR (Pc)

2.1 Introducción.

El fenómeno de capilaridad se tiene cuando dos o más fluidos inmiscibles se encuentran presentes en el espacio poroso. Una diferencia en la presión, a través de la interfase, debida a la tensión interfacial entre dos fluidos inmiscibles da como resultado una curvatura en la interfase. En otras palabras, cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, se presenta una discontinuidad en la presión entre esos fluidos, la cual depende de la curvatura de la interfase que separa a los fluidos. Ésta diferencia de presiones es llamada *presión capilar* y es comúnmente denotada por P_c . Las fuerzas capilares en un yacimiento petrolero son el resultado de los efectos combinados de las tensiones superficiales e interfaciales, del tamaño y la geometría del poro y de las características de mojabilidad del sistema.

La presencia de fuerzas capilares en el medio poroso provoca la retención de los fluidos en el espacio poroso en contra de las fuerzas de gravedad, aunque en grandes contenedores, como en tanques y pipas de grandes diámetros, los fluidos inmiscibles usualmente se segregan debido a la gravedad. Por ejemplo, si una gota de aceite es lanzada desde el lecho marino, de inmediato subirá a la superficie marina; este ascenso dependerá sólo de la diferencia de densidades entre el agua de mar y la del aceite. Sin embargo, si ocurriera lo mismo dentro del medio poroso aunque las diferencias de densidades o las fuerzas de gravedad están presentes, el movimiento ascendente del aceite también experimenta fuerzas de resistencias debidas a la capilaridad. Sin embargo, el equilibrio se tiene cuando las fuerzas capilares y las de gravedad están balanceadas resultando en una particular distribución de los fluidos, zonificación y contactos de los fluidos dentro de un yacimiento petrolero.

Las fuerzas capilares también desempeñan un papel fundamental dentro del proceso de desplazamiento de un fluido por otro dentro del espacio poroso y dicho desplazamiento puede ser ayudado o no por las fuerzas capilares. Como consecuencia, para mantener al medio poroso parcialmente saturado con el fluido no mojante mientras el medio también está expuesto al fluido mojante, es necesario mantener la presión del primero dentro de valores mayores a la presión del fluido que moja. Específicamente, durante la inyección de agua, las fuerzas capilares pueden actuar para resistir al flujo de aceite

Ya se ha descrito que la presión capilar que existe entre dos fases inmiscibles en un medio poroso, es función de la fuerza interfacial y del radio promedio de los poros, lo cual controla el tamaño de la curvatura que se presenta en la interfase. Además, dicha curvatura es también función de la distribución de saturación de los fluidos involucrados

La presión capilar de una roca porosa puede ser definida de varias maneras:

- Es la capacidad que tiene la roca para succionar el fluido que la moja.
- Es una medida de la tendencia de la roca de succionar el fluido mojante y de repeler el fluido no mojante.
- Es la medida de la curvatura que existe en la interfase entre varios fluidos inmiscibles.

2.2 Expresión Matemática Básica de la Presión Capilar.

Si la presión en la fase no mojante y en la fase mojante son denotadas como P_{nm} y P_m respectivamente, entonces la presión capilar es expresada como:

Presión Capilar = Presión en la fase no mojante – Presión en la fase mojante

Lo anterior puede escribirse como:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (2.1)$$

La Ecuación 2.1 es la ecuación que define a la presión capilar dentro de un medio poroso. Básicamente existen tres tipos de presiones capilares:

- Presión capilar gas-aceite (P_{cgo})
- Presión capilar gas-agua (P_{cgw})
- Presión capilar aceite agua (P_{cow})

Sin embargo, cuando una expresión matemática involucra los tres pares de presiones capilares, las preferencias de mojabilidad de un medio poroso deben de ser tomadas en cuenta. Por ejemplo, cuando se consideran las presiones capilares del sistema gas-aceite y del sistema gas-agua, el gas será siempre la fase no mojante. Por consiguiente:

$$P_{cgo} = P_g - P_o \quad (2.2)$$

Y

$$P_{cgw} = P_g - P_w \quad (2.3)$$

En el caso del aceite y el agua, cada fase puede mojar preferencialmente a la roca. Por lo tanto, la presión capilar aceite-agua para una roca mojada por agua puede expresarse como:

$$P_{cow} = P_o - P_w \quad (2.4)$$

Si las tres fases son continuas, entonces:

$$P_{cgw} = P_{cgo} + P_{cow} \quad (2.5)$$

Sin embargo, la presión capilar es resultado de combinación de las tensiones superficiales e interfaciales, tamaño y geometría del poro y características de mojabilidad del sistema. Por lo tanto, será necesario el desarrollo de una expresión matemática práctica que relacione a la presión capilar con dichas propiedades.

2.3 Ascenso del Líquido en un Capilar.

Considere que un tubo capilar tiene un diámetro interno muy pequeño, el cual se encuentra dentro de una vasija muy grande que contiene un líquido, tal y como se muestra en la Figura 2.1. El líquido sube por el tubo capilar por encima de la altura del líquido contenido en la vasija debido a las fuerzas de atracción (fuerza de adhesión, A_t). La fuerza de adhesión es la fuerza que tiende a jalar al líquido a través de las paredes del tubo. La altura a la cual sube la columna de líquido dentro del tubo capilar depende del balance entre la fuerza total que actúa para propiciar el ascenso del líquido y el peso de la columna del líquido dentro del tubo.

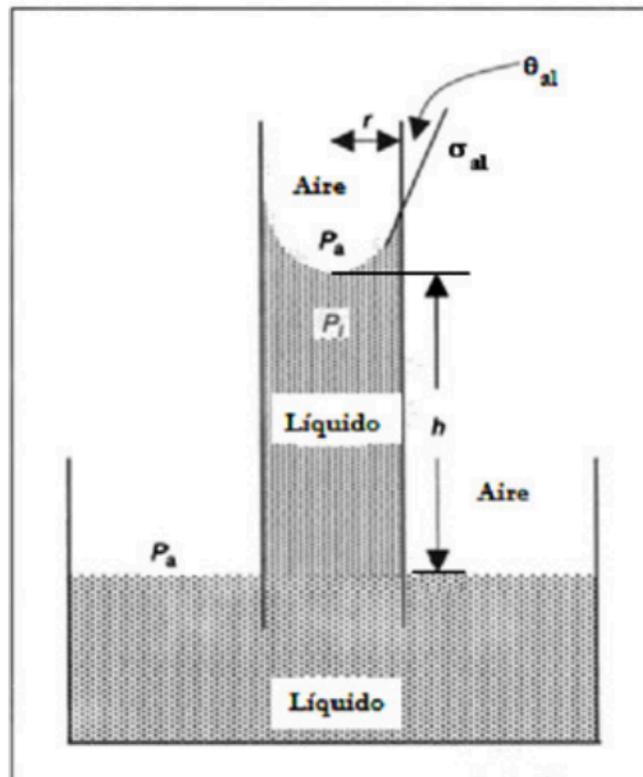


Figura 2.1 Relaciones presentes en un tubo capilar para un sistema líquido-aire

Las dos fuerzas, es decir, la ascendente y la descendente, pueden expresarse como:

$$Fuerza\ ascendente = At * 2\pi r \quad (2.6)$$

$$Fuerza\ descendente = \pi r^2 h \rho g \quad (2.7)$$

Donde At es la fuerza de adhesión en dinas/cm, r el radio del tubo capilar en cm, h es la altura de la elevación dentro del capilar en cm, ρ es la densidad del líquido dentro del capilar en g/cm³ y g es la fuerza de gravedad expresada en cm/seg².

Las Ecuaciones 2.6 y 2.7 representan un balance de fuerza tal que el total de la fuerza de adhesión podría ser balanceada sólo por la fuerza de atracción gravitacional de la columna de líquido. Por la definición de presión capilar, se puede afirmar que existe una diferencia de presiones en la interfase aire-líquido. Por lo que, la presión que hay en la fase líquida por debajo de la interfase aire-líquido es menor que la presión existente en la fase gaseosa por encima de dicha interfase. Sin embargo, para la vasija, la interfase aire-líquido es horizontal y la presión capilar es cero. La Figura 2.1 muestra que la presión en la cima de la columna de líquido es igual a la presión del líquido en el fondo menos la presión que ejerce a columna de líquido.

Por lo que:

$$P1 = Pa - \rho g b \quad (2.8)$$

Al reescribir la Ecuación 2.8 como una diferencia de presiones:

$$Pa - P1 = \rho g b = Pc \quad (2.9)$$

De un balance de fuerzas usando las Ecuaciones 2.6 y 2.7:

$$At * 2\pi r = \pi r^2 h \rho g \quad (2.10)$$

Si de la Ecuación 2.10 se despeja h y se sintetiza:

$$h = \frac{2\pi A_T}{\pi r^2 \rho g} = \frac{2A_T}{r \rho g} \quad (2.11)$$

Sin embargo, con base en la definición de fuerza de adhesión, $At = \sigma_{al} \cos \theta$, se tiene:

$$h = \frac{2\sigma_{al} \cos \theta_{al}}{r \rho g} \quad (2.12)$$

Al combinar las Ecuaciones 2.9 y 2.12 se obtiene la ecuación de presión capilar en términos de fuerzas superficiales, mojabilidad y tamaño de capilar:

$$P_c = \frac{2\sigma_{al} \cos \theta_{al}}{r} \quad (2.13)$$

Si el líquido usado fuera agua, se tendría que:

$$P_{caw} = \frac{2\sigma_{aw} \cos \theta_{aw}}{r} \quad (2.14)$$

Donde P_{caw} es la presión capilar del sistema aire-agua, σ_{aw} es la tensión superficial del sistema aire-agua, θ_{aw} es el ángulo de contacto y r el radio del capilar.

Si en la Ecuación 2.14, la tensión superficial y el radio del capilar son expresados en dinas/cm y en cm, respectivamente, la presión capilar estará en dinas/cm².

Para el caso de fluidos inmiscibles también puede ser desarrollada una ecuación similar a la Ecuación 2.14. Considérese un tubo capilar sumergido en un vaso de agua donde el aceite es el otro líquido, tal como se muestra en la Figura 2.2.

Para ello, P_{o1} será la presión del aceite en la posición 1, P_{o2} la presión del aceite en 2, P_{w1} la presión del agua en la posición 1 y P_{w2} en la posición 2.

Nuevamente, considerando una vasija, donde la interfase 1 será la del sistema aceite-agua y la presión capilar será de cero, es decir, $P_{o1} = P_{w1}$ en el nivel del agua.

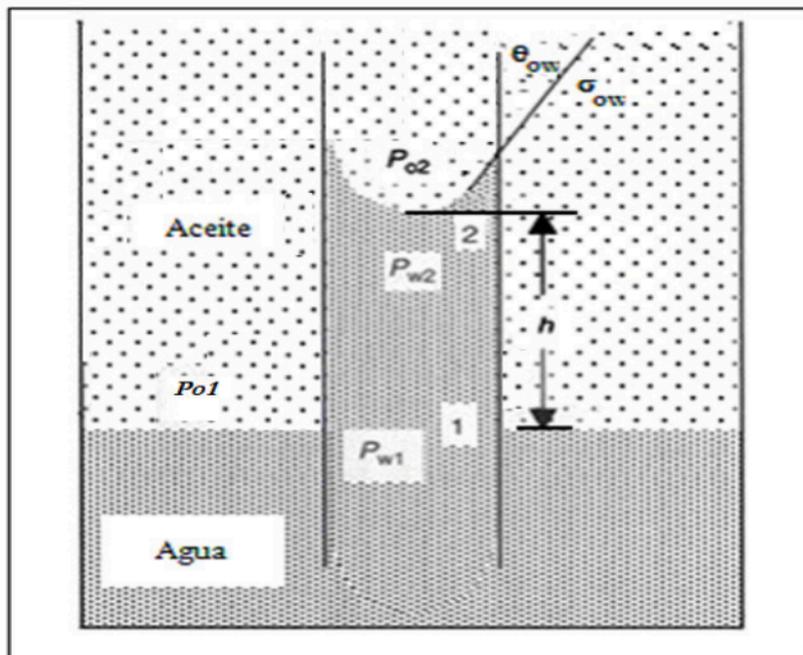


Figura 2.2 Relaciones presentes en un tubo capilar para un sistema aceite-agua

La presión del aceite y del agua en el punto 2 será:

$$P_{o2} = P_{o1} - \rho_o g h \quad (2.15)$$

$$P_{w2} = P_{w1} - \rho_w g h \quad (2.16)$$

La diferencia de presión o presión capilar en la interfase aceite-agua (P_{cow}) es:

$$P_{o2} - P_{w2} = (\rho_w - \rho_o) g h \quad (2.17)$$

Si el aceite y el agua se encuentran en equilibrio y no están fluyendo, la presión capilar estará en equilibrio con las fuerzas gravitacionales. La ecuación que describe a la presión capilar del sistema aceite-agua en términos de fuerzas interfaciales, mojabilidad y tamaño de capilar es deducida de la misma manera que se hizo con la ecuación para el sistema aire-agua y resulta una ecuación similar:

$$P_{cow} = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta_{ow}}{r} \quad (2.18)$$

2.4 Importancia de las Propiedades de la Roca y del Fluido en la Presión Capilar.

Las Ecuaciones 2.14 y 2.18 representan a la presión capilar de un par de fluidos inmiscibles en término de las fuerzas interfaciales o superficiales, mojabilidad y tamaño de capilar. La presión capilar es función de la fuerza de adhesión e inversamente proporcional al radio del tubo capilar. La Figura 2.3 muestra el resultado de variar las características de mojabilidad del sistema y de la variación del radio del tubo capilar. En el caso (a) de la Figura 2.3 las características de mojabilidad son las mismas, es decir, el mismo ángulo de contacto pero diferente radio del tubo capilar. En este caso la presión capilar es inversamente proporcional al radio del capilar, mientras la fuerza de adhesión permanece constante. Basta con ver la expresión matemática de la presión capilar para notar que a mayor radio del capilar menor será la presión capilar y viceversa.

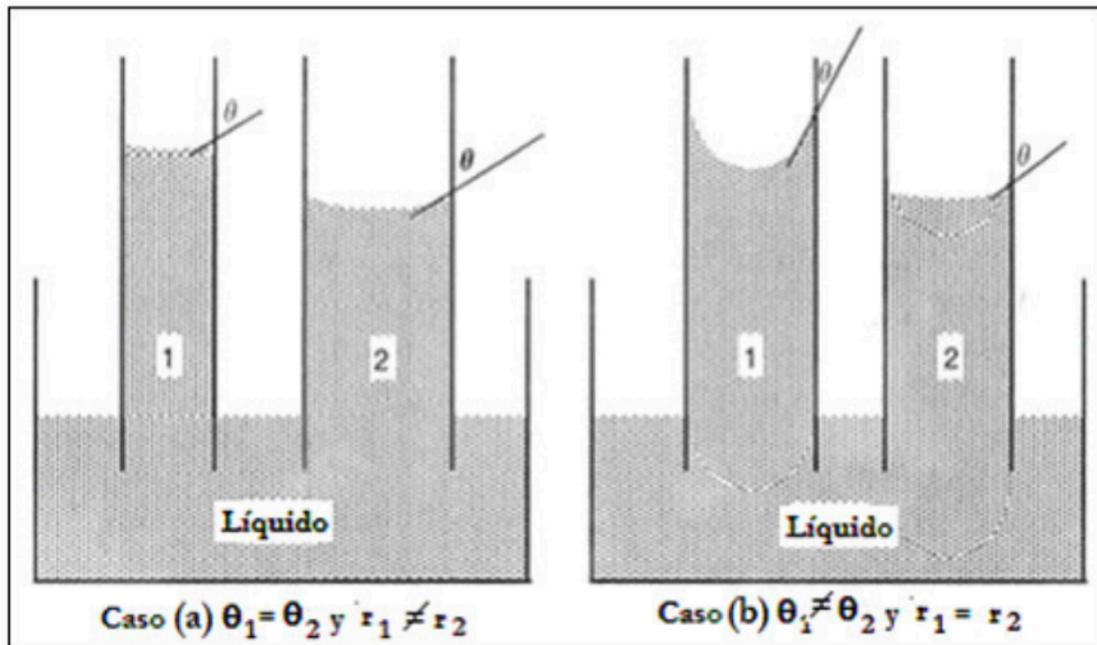


Figura 2.3 Dependencia de la Presión Capilar sobre características de mojabilidad y tamaño de poro

Cuando se tienen tubos capilares con mismos radios pero distintas características de mojabilidad, caso (b) de la Figura 2.3, el denominador en la Ecuación de presión capilar será constante y el valor de presión capilar será directamente proporcional a la fuerza de adhesión o a las características de mojabilidad del sistema.

2.5 Presión Capilar e Historia de Saturación.

En la sección anterior se discutió sobre la presión capilar para fluidos estáticos, considerando solamente los efectos o variaciones de las fuerzas de adhesión y el tamaño del poro, lo cual es válido para una saturación de fluido en particular y una geometría simple. Sin embargo, el fenómeno descrito anteriormente para un solo tubo capilar también se tiene cuando varios capilares de distintos tamaños se encuentran interconectados en un medio poroso. La presión capilar en un medio poroso entre dos fluidos inmiscibles es función de la fuerza de adhesión y del tamaño promedio de los capilares. Además, la presión capilar también es función de la distribución de saturaciones de los fluidos involucrados y de la historia de saturación. Como la saturación de las fases cambia, la diferencia de presiones en la interfase de los fluidos también cambia por lo que la presión capilar también cambiará. Aunque es algo obvio es de gran importancia al considerar problemas estáticos y dinámicos de yacimientos. Los problemas estáticos involucran la distribución de los fluidos, contactos de los fluidos y zonificaciones en los yacimientos; mientras que los problemas dinámicos abarcan el transporte de fluidos inmiscibles a través del medio poroso bajo la influencia de fuerzas debidas a la gravedad, capilaridad y a un gradiente externo de presión. Por lo tanto, es importante estudiar los efectos de la distribución de saturaciones y de la historia de saturación sobre la presión capilar. Sin embargo, antes de estudiar

la distribución de saturaciones y la historia de saturación es necesario conocer sobre dos procesos de saturación muy importantes llamados imbibición y drene.

Esos dos procesos de saturación dependen de las características de mojabilidad. En un medio poroso saturado con aceite y agua, pueden ocurrir dos procesos básicos: que la fase mojante desplace a la no mojante o que la fase no mojante desplace a la fase mojante. Dichos procesos son llamados proceso de imbibición y proceso de drene. Por ejemplo, cuando el agua desplaza al aceite en un sistema mojado por agua, ocurrirá un proceso de imbibición; cuando el agua desplaza al aceite dentro de un sistema mojado por aceite, se tendrá un proceso de drene.

Para comprender la importancia de la distribución de saturaciones y de la historia de saturación dentro de la presión capilar, se considerará un tubo capilar que cambia de un diámetro pequeño a uno mayor (ver Figura 2.4). La saturación para presiones capilares de magnitudes iguales dependerá de si el sistema se encuentra saturado al 100 % con el fluido mojante o si comienza a saturarse con el fluido mojante (imbibición). En la Figura 2.4 caso (a) y (c), se muestra a la fase mojante saturando al tubo capilar al 100 y al 0 %, respectivamente. Forzando la entrada del fluido no mojante dentro del tubo saturado con fluido mojante provoca que el fluido mojante sea desplazado (drene) hasta un punto en que la presión capilar en la interfase es equivalente a la presión aplicada más la presión debida a la columna del fluido suspendido, Figura 2.4 caso (b). En este momento el tubo capilar se encuentra saturado del fluido mojante al 90 % para un valor elevado de presión capilar.

Ahora considérese que el tubo capilar se encuentra saturado con el fluido no mojante y es sumergido en un recipiente lleno de fluido mojante, Figura 2.4 caso (c). En este caso, el fluido mojante comienza a imbibir debido a la adhesión entre el fluido mojante y la superficie del tubo capilar. Este proceso, sin embargo, sigue siendo similar al proceso observado en el caso de un tubo capilar con geometría sencilla, hasta que la fuerza de adhesión entra en balance debido al peso de la columna de fluido. La saturación obtenida mediante éste proceso, como se muestra en la Figura 2.4 caso (d), es del 20 %. Por lo que comparando las Figuras 2.4 caso (b) y 2.4 caso (d) para una presión capilar idéntica, se obtiene una saturación de la fase mojante del 90 y 20 %. Éste sencillo ejemplo muestra la relación dependiente que hay entre la presión capilar y la saturación en un proceso o historia de saturación.

En resumen, la relación entre presión capilar y saturación depende del tamaño y distribución de los poros, de los fluidos y de los sólidos involucrados y de la historia de los procesos de saturación.

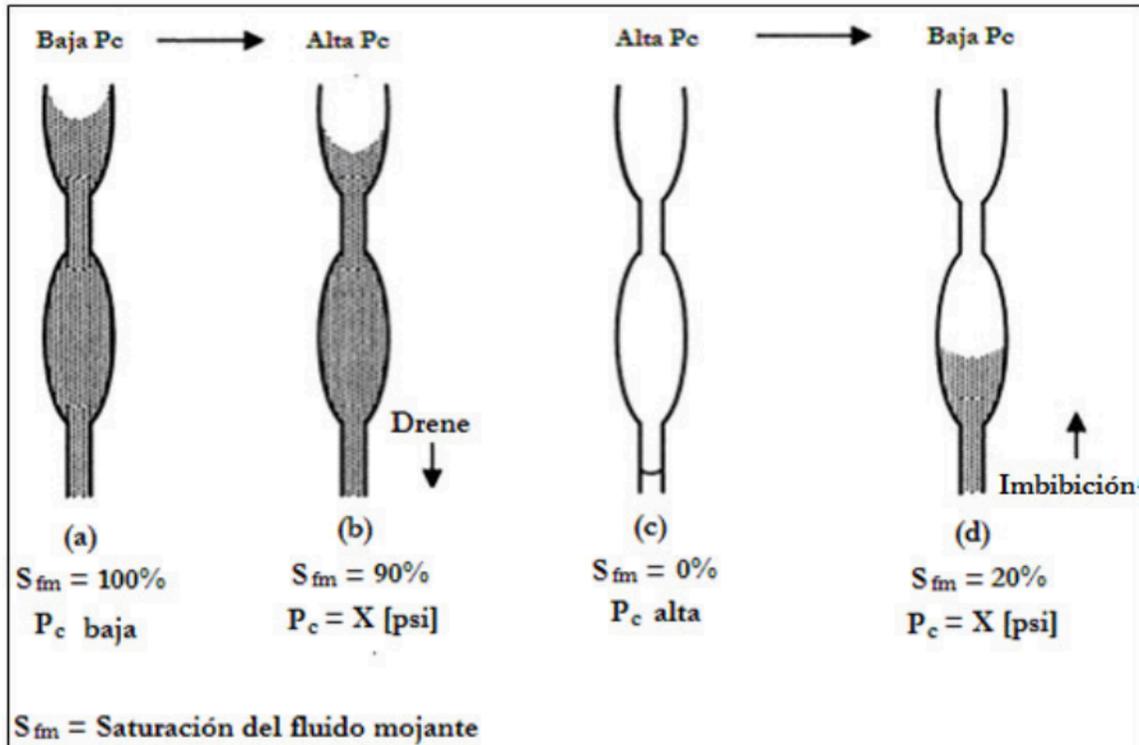


Figura 2.4 Fenómenos de imbibición y drene

2.6 Medición de la Presión Capilar en el Laboratorio.

Hay varios procesos para la medición de la presión capilar en el laboratorio. Los métodos más usuales son: el de estado restaurado o de Welge, el de inyección de mercurio y el centrífugo.

METODO DE WELGE

El método del estado restaurado es el más exacto. Permite utilizar cualquier combinación de fluidos desplazante-desplazado: aceite, gas o agua. El proceso de desplazamiento de un fluido por otro se realiza a través de una membrana porosa que se coloca en la base del núcleo de roca. Se aplica presión para introducir el fluido desplazante en pequeños incrementos y por etapas. De tal modo, para cada presión se trata de alcanzar un estado de equilibrio estático. La aproximación al estado de equilibrio se hace muy lentamente por eso este método tarda de 10 a 30 días en completarse.

Como se muestra en la Figura 2.5 la muestra de roca es saturada 100% con agua de formación. La muestra se sujeta a desplazamiento de agua por medio de aceite en proceso gradual de incremento de presión. La presión es aplicada al aceite por medio de nitrógeno. A cada pequeño incremento de presión se permite que la muestra alcance un estado de equilibrio estático. La saturación de los fluidos en la muestra se calcula basándose en la cantidad de agua desplazada, la cual se mide con ayuda del menisco de aceite rojo que cuenta con una escala. La prueba se

termina a un cierto valor de presión en la cual ya no es posible desplazar más agua, esto es cuando se alcanza la saturación irreductible de agua.

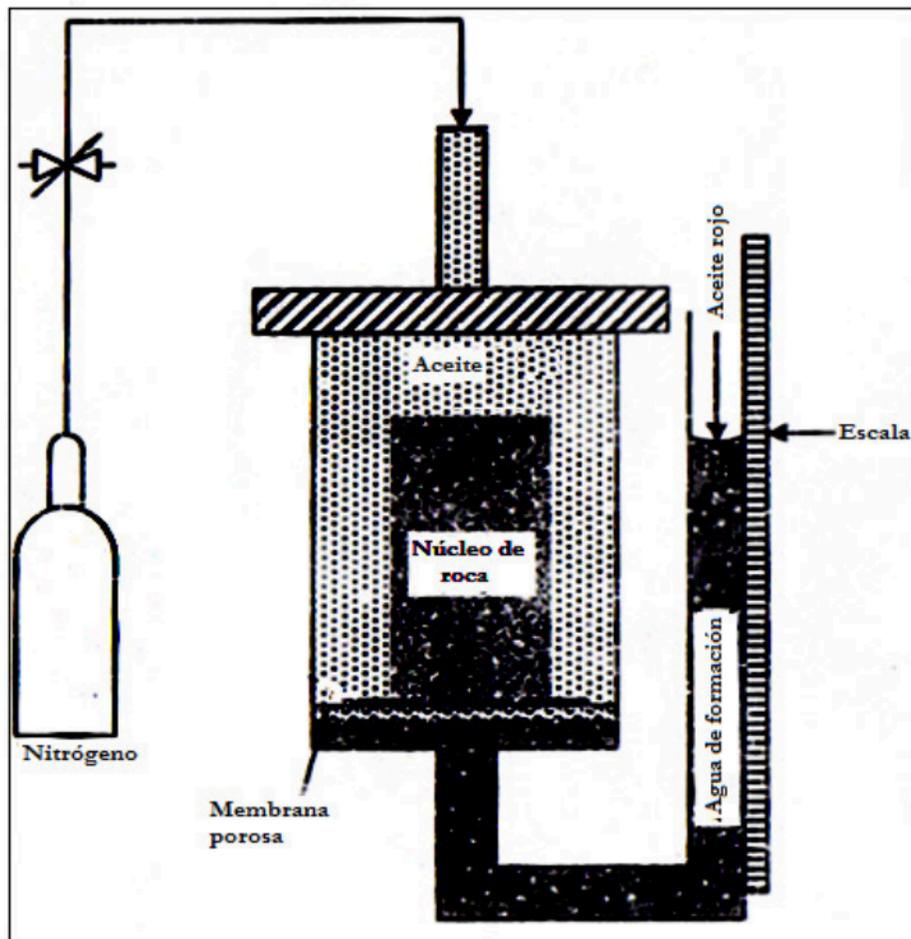


Figura 2.5 Esquema del método de Welge

MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO

La técnica de inyección de mercurio es uno de los métodos más comúnmente usados para la medición de la presión capilar en muestras de roca del yacimiento. El método fue originalmente propuesto por Purcell en 1949.

Los principales componentes del aparato de inyección de mercurio se muestran en la Figura 2.6 y son: una bomba para la inyección de mercurio, una cámara para albergar la muestra, medidores de presión. Una muestra de roca limpia, con volumen de poros y permeabilidad conocidos, es puesta en la cámara. Posteriormente, se inicia la inyección de mercurio a presión con lo cual se comprime el aire presente y éste queda atrapado en los poros de la roca. El volumen de mercurio inyectado a cada presión, determina la saturación de la fase no mojante, ya que el mercurio es la fase no mojante mientras que el aire es la fase mojante.

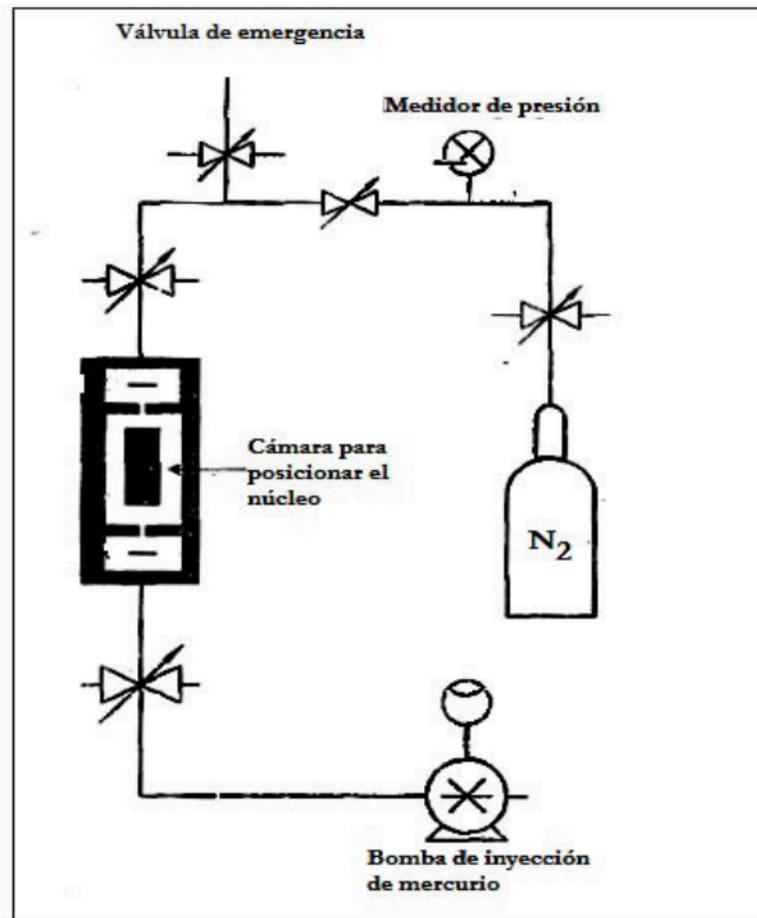


Figura 2.6 Aparato utilizado para la prueba de desplazamiento con mercurio

La inyección de mercurio continúa hasta que la muestra de roca no admite la entrada de más mercurio o hasta que se alcanza un valor de presión preestablecido. Las presiones y saturaciones medidas de esta forma constituyen los puntos para construir la curva de drene de presión capilar (mercurio desplazando aire, es decir, fluido no mojante desplazando al mojante).

Posteriormente, disminuyendo la presión en etapas puede ser simulado el proceso de imbibición y así se puede generar la presión capilar equivalente. Son dos las principales desventajas de éste método: (1) la pérdida de la muestra de roca debido a que ésta debe ser destruida si se desea recuperar el mercurio inyectado y (2) la gran toxicidad del mercurio, lo cual constituye una potencial amenaza a la salud de quien lleve a cabo la prueba. Las dos curvas, drene e imbibición, son mostradas en la Figura 2.7.

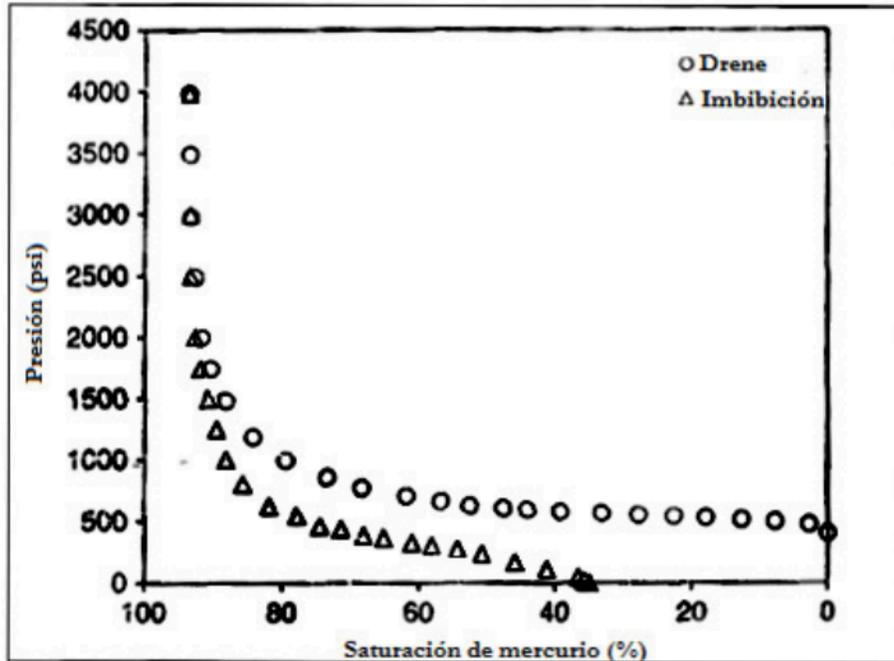


Figura 2.7 Curvas típicas de drene e imbibición obtenida as partir de la prueba de inyección de mercurio

Este método tiene como ventajas la reducción significativa de tiempo en la prueba, un mayor rango de presiones estudiadas, fácil manipulación del equipo y medición de los datos y además puede ser usado para determinar la distribución de tamaño de poro. Las desventajas del método son que la muestra queda inutilizable para su posterior uso y la toxicidad del mercurio que constituye un serio peligro para la salud.

MÉTODO CENTRÍFUGO

Este método de medición de las curvas de presión capilar presenta características únicas con respecto a las metodologías alternativas (membrana semi-permeable e inyección de mercurio). La metodología típica de trabajo para obtener curvas de presión capilar es la siguiente:

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

Al final del proceso se dispone de una serie de pares de datos régimen de giro – volumen de agua desplazado. Este juego de valores se transforma fácilmente a pares presión capilar – saturación de agua promedio de la muestra, pero requiere algún tratamiento numérico antes de convertirse en la curva de presión capilar del sistema. En este método se emplea una centrífuga de alta velocidad para aumentar la diferencia de presión entre las fases.

Ventajas:

Es un método rápido.

El instrumental es más elaborado pero no es necesario asegurar contactos capilares. El drene de la fase desplazada es directo.

Permite hacer mediciones de drene e imbibición.

Permite definir perfectamente la presión umbral de muestras poco permeables.

Permite alcanzar presiones capilares más elevadas que con el método de estados restaurados.

Compara favorablemente con el método de estados restaurados en todo el rango de saturaciones.

Desventajas:

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

2.7 Conversión de Valores de Pc de Condiciones de Laboratorio a Condiciones de Yacimiento.

Nótese que muchas veces la medición de la presión capilar se realiza, por conveniencia, utilizando un sistema agua-aire o aire-mercurio. La curva de presión capilar así obtenida debe convertirse al sistema agua-aceite o gas aceite del yacimiento.

Con ese fin, se aplica a la Ecuación 2.13, utilizada en el laboratorio (*subíndice L*) y en el yacimiento (*subíndice R*). En ambas ecuaciones se considera que *r* es igual tanto en el laboratorio como en el yacimiento.

$$P_{C_R} = \frac{2\sigma_R \cos \theta_R}{r} \quad (2.19)$$

$$P_{C_L} = \frac{2\sigma_L \cos \theta_L}{r} \quad (2.20)$$

Por lo tanto, la presión capilar para condiciones de yacimiento es

$$P_{C_R} = P_{C_L} \left(\frac{\sigma_R \cos \theta_R}{\sigma_L \cos \theta_L} \right) \quad (2.21)$$

En la Tabla 2.1 se muestran valores comunes de la tensión interfacial y del ángulo de contacto para distintos sistemas de fluidos.

Fluido mojante	Fluido no mojante	Condiciones	Angulo de contacto θ	Tensión interfacial σ (dinas/cm)
Agua	Aceite	Yacimiento	30	30
Agua	Aceite	Laboratorio	30	50
Aceite	Gas	Yacimiento	0	4
Gas	Mercurio	Laboratorio	140	480
Agua	Gas	Yacimiento	0	50
Agua	Gas	Laboratorio	0	70

Tabla 2.1 Valores típicos de ángulos de contacto y tensiones interfaciales

2.8 Correlación Adimensional de la Pc.

Los valores de presión capilar medidos en el laboratorio son generalmente obtenidos a través de pruebas sobre muestras de roca, que representan una pequeñísima parte del yacimiento. Más aún, debido a la heterogeneidad de las rocas en el yacimiento, ninguna curva de presión capilar puede ser utilizada para caracterizar todo el yacimiento. Por eso es necesario combinar todas las curvas de presión capilar para clasificar un yacimiento en particular. El primer intento por desarrollar dicha relación que pudiera combinar los datos de presión capilar con las variaciones de porosidad y permeabilidad fue hecha por Leverett.

Por lo tanto, también debe tenerse en cuenta que la presión capilar se ve afectada por la porosidad y la permeabilidad de la muestra. Por eso es necesario evaluar los distintos datos de presión capilar con respecto a la porosidad y permeabilidad de los núcleos donde han sido cortados. Para hacer esto en la industria petrolera se utiliza la función adimensional de Leverett llamada la función $J(S_w)$.

Leverett en 1941 demostró, utilizando análisis dimensional, que la función $J(S_w)$ conocida como “Función J de Leverett”, podía ser definida como:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (2.22)$$

Donde:

Pc= Presión capilar, dinas/cm²

σ= Tensión interfacial, dinas/cm

k= Permeabilidad, cm²

φ= Porosidad

La función J(Sw) es adimensional, hay que recordar que la permeabilidad se puede expresar en unidades de área, para que J(Sw) sea adimensional en el sistema de unidades dado la porosidad se usa en fracción.

Algunos autores han modificado la ecuación anterior incluyendo la expresión cosθ (donde θ es el ángulo de contacto) quedando:

$$J(Sw) = \frac{Pc}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (2.23)$$

La función J(Sw) fue originalmente propuesta para convertir los datos de presión capilar en una curva universal. Es evidente que no se puede construir una curva universal ya que los parámetros que intervienen dentro de la función J(Sw) varían de formación a formación.

En la Figura 2.9 se ilustra la curva de la función J(Sw) para distintas formaciones, note que a cada formación le corresponde una curva.

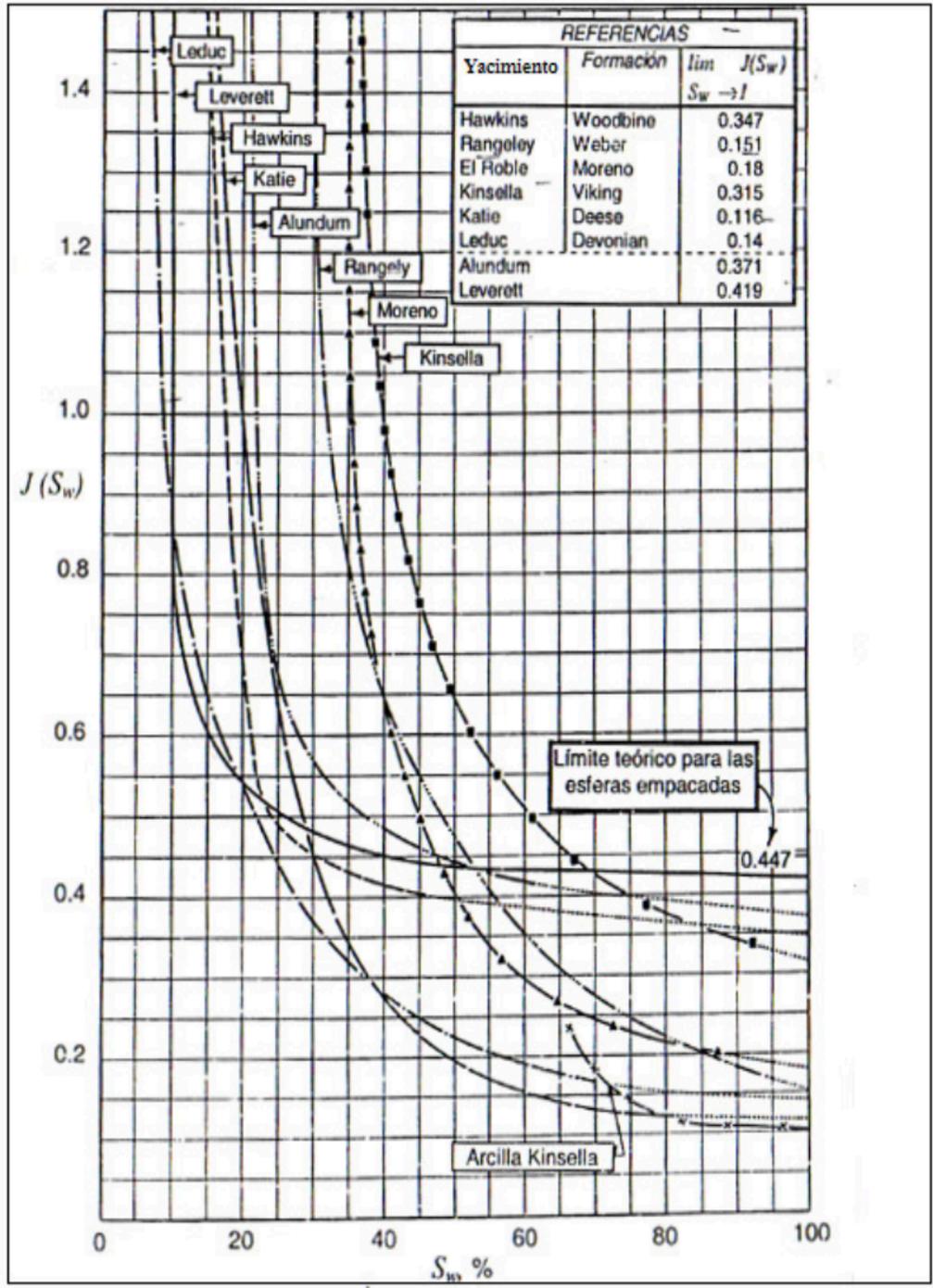


Figura 2.9 Curvas de presión capilar para diferentes formaciones

2.9 Curvas de Presión Capilar.

Las curvas de presión capilar en función de la saturación medidas en el laboratorio son distintas si se inyecta un fluido mojante para desplazar un fluido no mojante o viceversa.

Antes de presentar una curva de presión capilar, se analizaran brevemente los procesos de drene e imbibición.

Se denomina *drene* al desplazamiento de un fluido mojante, presente originalmente en la muestra de roca, por medio de un fluido no mojante. De la Ecuación 2.1 se advierte que para introducir un fluido no mojante hay que vencer la presión capilar, con este objeto se aplica una presión de entrada denominada presión de desplazamiento.

Se denomina *imbibición* al desplazamiento de un fluido no mojante por medio de un fluido mojante. El proceso de imbibición es espontáneo, pues la presión capilar introduce el fluido en la muestra.

Las curvas de drene e imbibición no son iguales. Esta diferencia en las dos curvas se conoce como *histéresis*. La histéresis generalmente se atribuye a la mojabilidad, o específicamente se considera fuertemente relacionada con los cambios en el ángulo de contacto entre sólidos y líquidos en el espacio poroso.

En la Figura 2.10 se muestra la curva Pc-Sw medida sobre una arena fuertemente mojada por agua. Para comenzar un proceso de drene inyectando aceite en una muestra saturada totalmente con agua hay que aplicar una presión de desplazamiento. Ésta debe ser mayor, cuanto más fuertemente mojada por agua sea la roca o más pequeños sean los diámetros de los poros en la cara de entrada.

La curva de drene termina al alcanzarse la saturación irreductible de agua, S_{wi} . Si en una segunda etapa se permite a la muestra embeberse con agua, se produce un ciclo de histéresis.

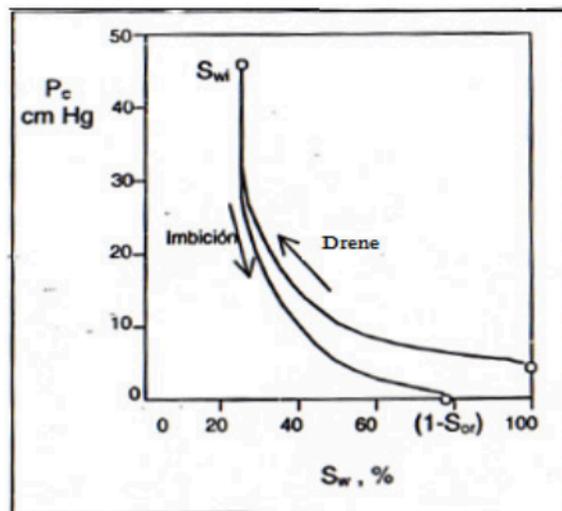


Figura 2.10 Curvas de presión capilar para una roca fuertemente mojada por agua

El proceso de imbibición se completa con la saturación de agua máxima

$$S_{umax} = (1 - S_{or}) \quad (2.24)$$

S_{or} es la saturación aceite residual. Esta no puede ser reducida, aunque se incremente la presión de la fase mojanante (P_c negativa).

La curva P_c - S_w medida sobre una arena fuertemente mojada por aceite tendrá un aspecto similar al de la Figura 2.10 (graficando en abscisas la saturación del aceite). En el proceso de drene se inyecta agua (fluido no mojanante) a presiones mayores que la presión de desplazamiento para ese sistema. Y, en el proceso de imbibición, se permite que el agua inyectada sea espontáneamente reemplazada por el aceite. En la Figura 2.11 se muestra la curva P_c - S_w medida sobre una arena de mojabilidad intermedia.

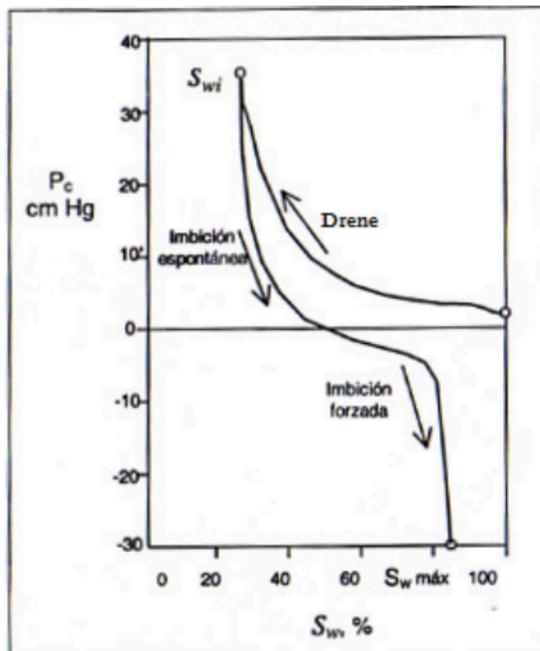


Figura 2.11 Curvas de presión capilar en una roca de mojabilidad intermedia

En la curva de drene de la Figura 2.11, a un 100% de saturación de agua se ve una pequeña presión de desplazamiento. Esto indica que la roca es moderadamente mojada por agua. Al final de la curva de drene, comienza la imbibición espontánea hasta que se alcanza una saturación de agua de aproximadamente 50%. Si se aplica presión a la fase acuosa, la curva de imbibición continua hasta llegar a un máximo de saturación de agua de alrededor de 85%. Esta saturación no aumenta aunque se incremente la presión en la fase acuosa.

Como se dijo más arriba, la presión de desplazamiento que hay que aplicar para forzar el fluido no mojanante en la roca depende de la mojabilidad y del tamaño de los poros.

En efecto, la presión capilar es inversamente proporcional al radio de poro, Ecuación 2.13. Por ese motivo, también la pendiente de la curva esta relacionado con la distribución del tamaño de

poros. Cuanto más horizontal sea la curva, más uniforme es la distribución. En la Figura 2.12 se ilustran las curvas de presión capilar características de una arena con amplia distribución del tamaño de poros y de otra con una distribución muy reducida. Estos son dos comportamientos extremos. Las curvas de presión capilar están comprendidas entre ambos límites.

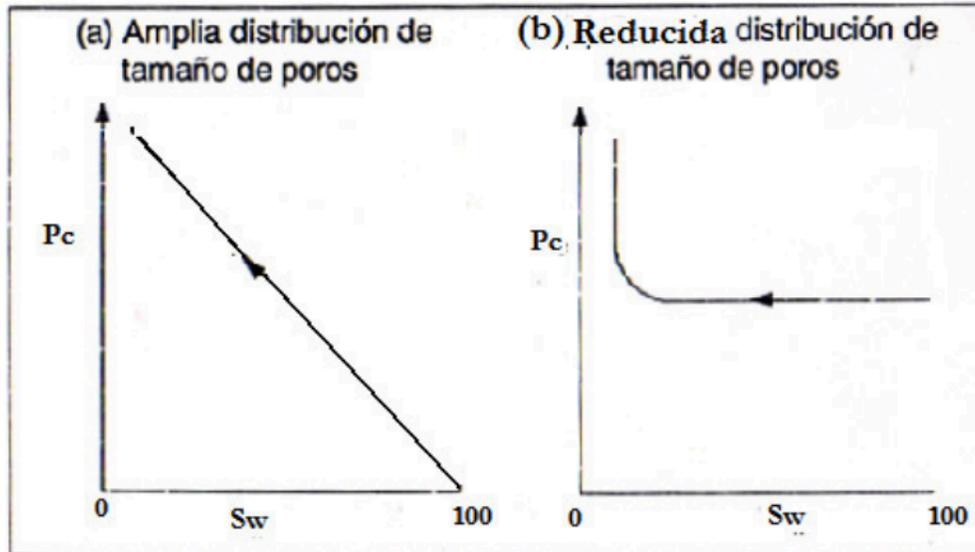


Figura 2.12 Formas características de Presión capilar

2.10 Presión Capilar y Permeabilidad.

La Figura 2.13 muestra las curvas de presión capilar para el sistema aire-mercurio medidas en varias muestras de roca con diferentes valores de permeabilidad. En este caso, los valores de presión capilar son graficados como función de la saturación de mercurio para cinco diferentes muestras variando su permeabilidad absoluta en el rango de k_1 a k_5 mD. La figura muestra que para valores iguales de saturación la muestra que tiene una permeabilidad k_1 tiene la más baja presión capilar, mientras que la muestra con permeabilidad igual a k_5 tiene la más alta presión capilar.

Por lo tanto se puede concluir, que la relación entre presión capilar y permeabilidad, es un reflejo de la influencia del tamaño de poro, ya que mientras más pequeño sea el diámetro del poro invariablemente se tendrá un valor alto de presión capilar y un valor bajo de permeabilidad.

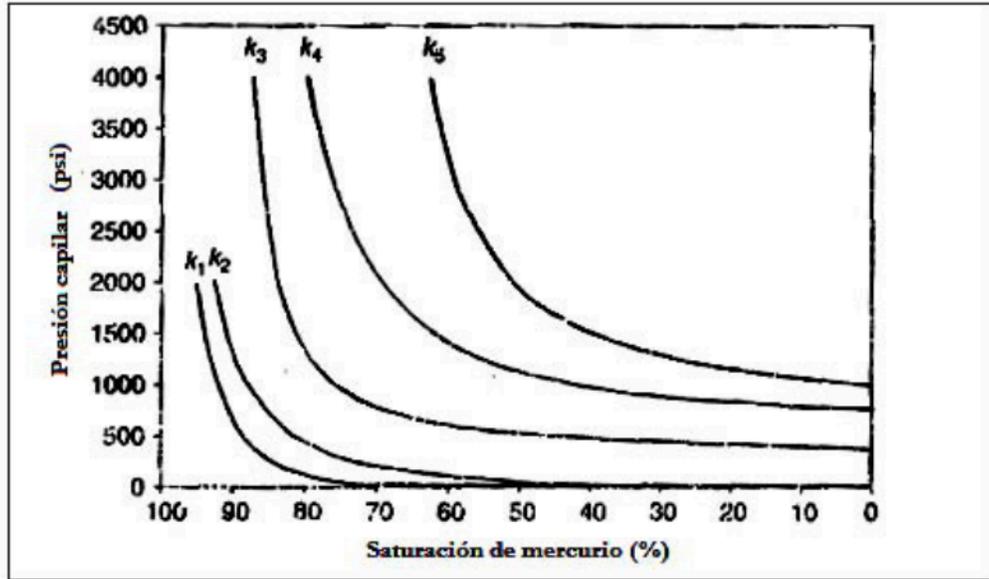


Figura 2.13 Variación de la presión capilar con la permeabilidad ($k_1 > k_2 > k_3 > k_4 > k_5$)

2.11 Efecto de la Mojabilidad Sobre la Presión Capilar.

Por todo lo que se ha expresado en este capítulo se puede ver que la presión capilar está relacionada con las características de mojabilidad del medio poroso. En todas las definiciones de presión capilar se tiene un común denominador que es la diferencia de presiones entre las fases mojanante y la no mojanante así como la fuerza de adhesión que es función del ángulo de contacto y de la tensión interfacial y superficial.

El trabajo realizado por Anderson, es quizá la publicación que realiza mayor aportación de los efectos de la mojabilidad sobre la presión capilar. Básicamente realizó estudios de los efectos de la mojabilidad sobre la presión capilar mediante la utilización de las curvas de presión capilar para distintas condiciones de mojabilidad. El efecto de la mojabilidad sobre las curvas de presión capilar se determinó mediante el trabajo externo requerido, ΔW_{ext} , para el desplazamiento de agua con aceite, el cual resulta en una curva de drene para un sistema mojado por agua, y agua desplazada con aceite, dando como resultado una curva de imbibición para un sistema mojado por aceite. Lo anterior puede ser descrito mediante las siguientes ecuaciones:

$$\Delta W_{ext} = -\phi V_b \int_{S_{w1}}^{S_{w2}} P_c dS_w \quad (2.25)$$

$$\Delta W_{ext} = \phi V_b \int_{S_{o1}}^{S_{o2}} P_c dS_o \quad (2.26)$$

Donde V_b es el volumen del núcleo, Φ es la porosidad, P_c la presión capilar y S_w o S_o las saturaciones de agua y aceite, respectivamente.

El área bajo las dos curvas de drene para ambos ejemplos mojados por agua, eran relativamente grandes debido al gran trabajo requerido para el desplazamiento de agua con aceite. Sin embargo, cuando se trata del área bajo las curvas de imbibición para esos mismos ejemplos se encontró que es mucho menor que para el caso de las curvas de drene. Con esto se logró demostrar la influencia de la mojabilidad sobre la presión capilar.

Anderson declaró que para sistemas de aceite-salmuera-roca se daba una mojabilidad neutra, el área bajo la curva de drene se reducía debido al menor trabajo que hay que aplicar para el drene. Por lo tanto, si existe una fuerte mojabilidad del agua o del aceite habrá que considerar una tendencia hacia una mojabilidad neutra.

Además, Anderson revisó los trabajos de Morrow y Mungan-Morrow, donde examinaron el efecto de la mojabilidad en la presión capilar al usar núcleos de politetrafluorileno. Usaron aire y nueve distintos líquidos orgánicos y agua para lograr obtener una diversa variedad de ángulos de contacto y de mojabilidad mientras se mantenía una geometría fija. Los ángulos de contactos medidos para el aire y varios pares de líquidos iban de 20 a 100 °.

Se encontró que las curvas de drene eran independientes de la mojabilidad para ángulos de contacto de 50° y menores. Se encontró que entre los 22 y 50° la mojabilidad tenía una ligera influencia sobre la presión capilar. Cuando el ángulo de contacto era menor a 22° no había efectos medibles del ángulo de contacto o de la mojabilidad sobre las curvas de drene.

2.12 Aplicación Práctica de la Presión Capilar

Aunque las curvas de presión capilar aparentemente sólo muestran la relación entre las diferencias de presión de las fases mojante y no mojante contra la saturación, dentro de ciertos límites de presión y saturación; en la práctica, es posible obtener una gran cantidad de información de dichas curvas. La información obtenida de la relación presión capilar-saturación proporciona información relevante para la realización de una adecuada caracterización del yacimiento. Específicamente, esas relaciones son necesarias para la determinación de la distribución del tamaño del poro, forma de las gargantas, evaluación de la saturación del agua congénita para calcular el aceite in situ, para determinar la altura de las columnas de los fluidos y las zonas de transición, para localizar los contactos así como para programar las tareas de desplazamiento del aceite ya sea por imbibición del agua libre o por la inyección del agua.

2.12.1 Distribución del Tamaño de Poro

El tamaño del poro y su distribución en un yacimiento son factores importantes a considerar cuando se habla de las propiedades de transporte de los fluidos en el medio poroso. Específicamente, influyen en la distribución de la saturación de los fluidos dentro del medio poroso, en la porosidad, permeabilidad y, en cierta medida, en la mojabilidad. Por lo tanto, conocer la distribución del tamaño de los poros es muy importante, sobre todo al momento de

realizar evaluaciones cualitativas de las propiedades de la roca y de las propiedades roca-fluidos. Una de las técnicas más comunes en la determinación de la distribución del tamaño de los poros es mediante la inyección de mercurio, la cual consiste básicamente en sondear la estructura del medio poroso. El porosímetro de mercurio, mediante el cual se realiza la inyección del mercurio, ha sido usado para la caracterización de la micro estructura del medio poroso gracias a Washburn quien dio la idea de obtener la distribución del tamaño de poro mediante la medición del volumen inyectado contra la presión de inyección. La ventaja de la inyección de mercurio radica en que las grandes presiones utilizadas para lograr su inyección, garantiza que el mercurio logrará llegar hasta aquellos poros diminutos.

Los tamaños de poros en los yacimientos pueden clasificarse, simplemente, como pequeños, medianos o grandes, aunque hay ocasiones en que se aplican clasificaciones tales como nanoporos, poros intermedios y micro poros. La Figura 2.14 ilustra los distintos conceptos del tamaño de los poros basado en la curva de presión capilar obtenida con la inyección de mercurio. Además, la Figura 2.14 también ilustra que la curva de presión capilar es dividida en tres zonas, correspondientes a los tres tamaños de poros. Por consiguiente, la curva de presión capilar indica la secuencia en la que el mercurio fue invadiendo los poros. Al inicio de la curva, el mercurio invade los poros de mayor tamaño dando como resultado bajas presiones capilares, las cuales se irán incrementando gradualmente conforme el mercurio va invadiendo poros de tamaños medios, seguida de la invasión a poros de tamaños pequeños. Por lo que conforme se incrementa la presión de inyección se irá reduciendo el tamaño de los poros y consecuentemente la cantidad total de mercurio inyectado va en aumento, es decir, el mercurio no penetrará los poros hasta que se aplique una cierta cantidad de presión que obligue al mercurio a entrar. La determinación del tamaño del poro mediante la inyección de mercurio está basada en el comportamiento de los fluidos no mojantes en los capilares.

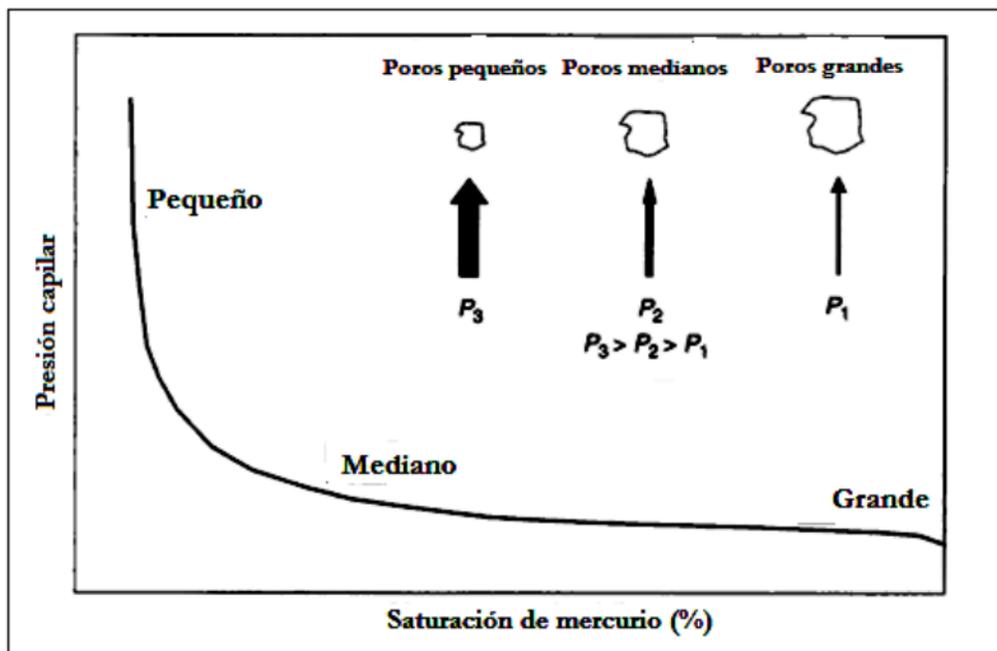


Figura 2.14 Representación esquemática de la inyección de mercurio en poros grandes, medianos y pequeños

Es importante mencionar que la variación del mercurio inyectado y la presión de inyección correspondiente son proporcionales al número de poros con esos radios contenidos en la muestra. Por lo que, la presión de inyección del mercurio determina el radio de los poros y el volumen incremental que se inyecta determina el número relativo de poros con esos radios.

Otros de los parámetros usados en la determinación del tamaño de los poros mediante el uso de la presión capilar es emplear el índice de distribución del tamaño de poro, λ , lo cual fue propuesto por Brooks y Corey, quienes llegaron a la siguiente expresión:

$$P_c = P_d (S_w^*)^{-1/\lambda} \quad (2.27)$$

Donde, P_c es la presión capilar de drene, P_d es la presión capilar de desplazamiento, S_w^* es la saturación de la fase mojanante normalizada, esto es, $S_w^* = (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi})$ donde S_w es la saturación de la fase mojanante y S_{wi} es la saturación irreductible de la fase mojanante. Aplicando el logaritmo base 10 a la ecuación es posible despejar λ , eso se abordara en el capítulo 5 de este trabajo.

2.12.2 Ordenamiento de las Gargantas de los Poros

El ordenamiento de las gargantas de los poros (OGP) ayuda, básicamente, a medir la geometría de los poros y a determinar los tipos de gargantas que se pueden encontrar en una muestra de roca. Generalmente se tienen valores de OGP de 1.2 a 5 en la mayoría de las muestras de roca, siendo que un OGP perfecto es de 1 y uno esencialmente no ordenado tendrá un valor de 8. Trask desarrolló una ecuación para obtener el OGP:

$$OGP = \sqrt{\frac{3er \text{ cuartil de la presión}}{1er \text{ cuartil de la presión}}} \quad (2.39)$$

En una gráfica de presión capilar obtenida en el laboratorio, como la que se muestra en la Figura 2.15, la presión capilar al 25 y 75 % de saturación de fluido mojanante representa, el primer y tercer cuartil respectivamente. De esta manera si se tiene un OGP de 1 indicará que el medio poroso es homogéneo, lo cual quiere decir que la presión capilar no sufrirá cambios significativos. Por el contrario, un valor muy grande del OGP indicará que la muestra presenta muy poco ordenamiento en las gargantas de los poros.

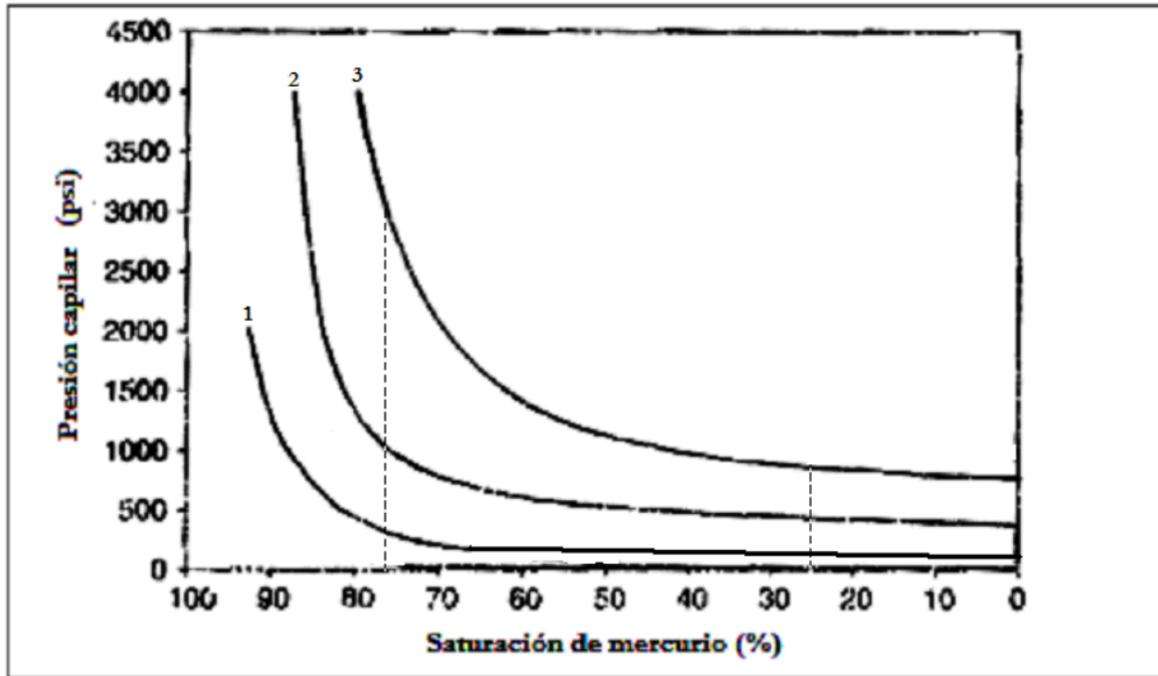


Figura 2.15 Curva de presión capilar usada para obtener el OGP

Los datos de la Figura 2.15 se usan para ejemplificar el uso de la Ecuación 2.39, de donde se obtienen los siguientes resultados:

$$\text{OGP } 1 = 1$$

$$\text{OGP } 2 = 1.21$$

$$\text{OGP } 3 = 1.69$$

2.12.3 Saturación de Agua Congénita

Esencialmente se disponen de tres métodos para la determinación de la saturación del agua intersticial o congénita. Tales métodos son:

- Análisis de Núcleos
- Registros
- Datos de Presión Capilar

La estimación de la distribución de saturaciones del agua congénita en el yacimiento se basa en el uso de información de presión capilar de drenaje debido a que las curvas de drenaje se usan para representar el proceso de migración del aceite en un yacimiento inicialmente saturado 100% con

agua. La saturación de agua congénita en una curva de drene representa el remanente de la fase mojannte en el espacio poroso; es el punto en el que la curva de presión capilar comienza a hacerse vertical o asintótica.

Considerando que la distribución de los fluidos es controlada por el tamaño de los poros y su distribución, técnicamente, cualquier curva de drene puede ser utilizada en la determinación de la saturación del agua congénita ya que el proceso de drene representa la disminución de la saturación de cualquier fluido mojannte debido a su desplazamiento por la fase no mojannte.

2.12.4 Distribución de Fluidos en la Roca.

Si agua, aceite y gas son colocados en un tubo vertical, se distribuyen según sus densidades. Las dos interfases son planas y separan las fases completamente.

Si el tubo esta lleno de arena (o contiene una muestra de roca) la situación es diferente. No se observan interfases definidas y planas. La parte inferior se encuentra saturada al 100% con agua. Por encima se extiende una zona agua- aceite, llamada zona de transición en donde la saturación de agua disminuye del 100% hasta la saturación irreductible.

La presencia de zonas de transición de importante espesor se debe a que las fuerzas capilares (mojabilidad y tensión interfacial) logran el ascenso del agua por sobre el nivel original agua-aceite. El ascenso será mayor en los poros de menor tamaño, como se ilustra en la Figura 2.16.

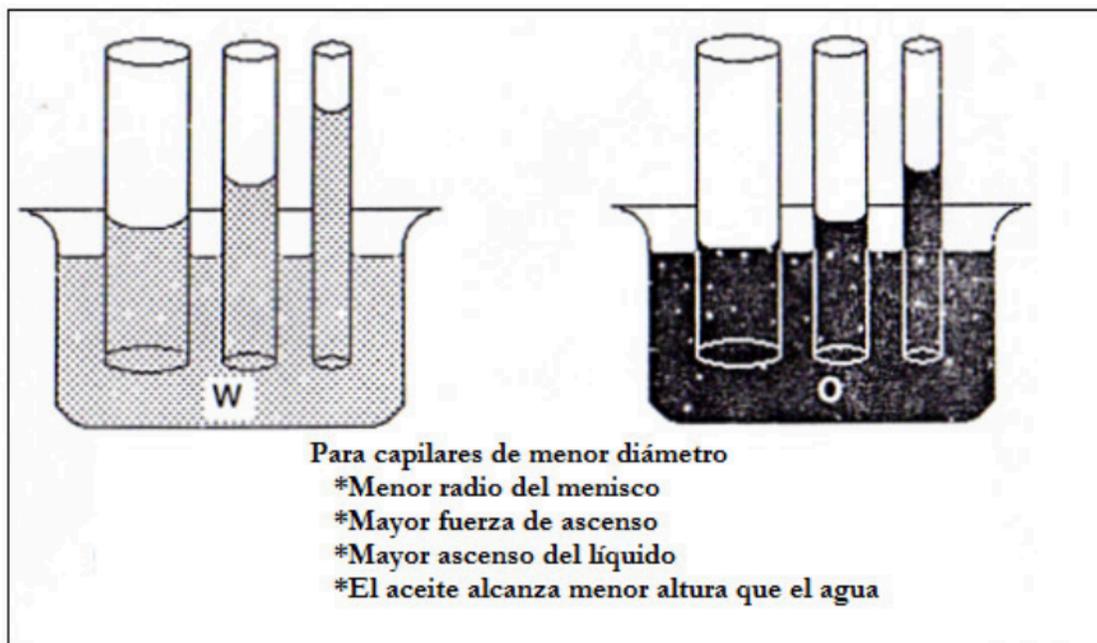


Figura 2.16 Efecto del tamaño del poro sobre la altura del líquido

Por eso, la zona de transición es mayor cuanto menor es la permeabilidad. Para una permeabilidad promedio dada, la zona es mas extensa cuanto más amplia es la distribución del tamaño de poros.

También hay zonas de transición agua- gas en los yacimientos de gas y aceite-gas en los yacimientos de aceite con casquete de gas. Estas zonas son de menor espesor debido a la mayor diferencia de densidades entre el gas y el agua, o entre el gas y el aceite, como se esquematiza en la Figura 2.17.

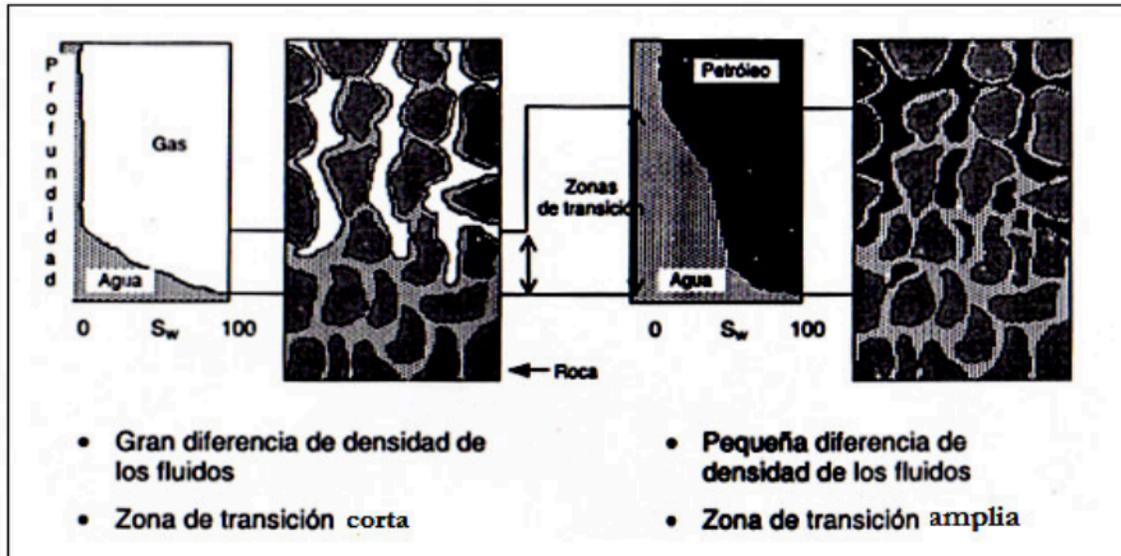


Figura 2.17 Efecto de la densidad de los fluidos en la zona de transición

La distribución de los fluidos en el yacimiento puede estimarse indirectamente partiendo de las curvas de presión capilar.

En la Figura 2.18 se compara la distribución de fluidos estimada a partir de curvas de presión capilar y de registros eléctricos de pozos. Nótese que en la zona de gas no hay variación en la saturación de agua con la profundidad. Sin embargo en la zona de aceite si existe una variación significativa.

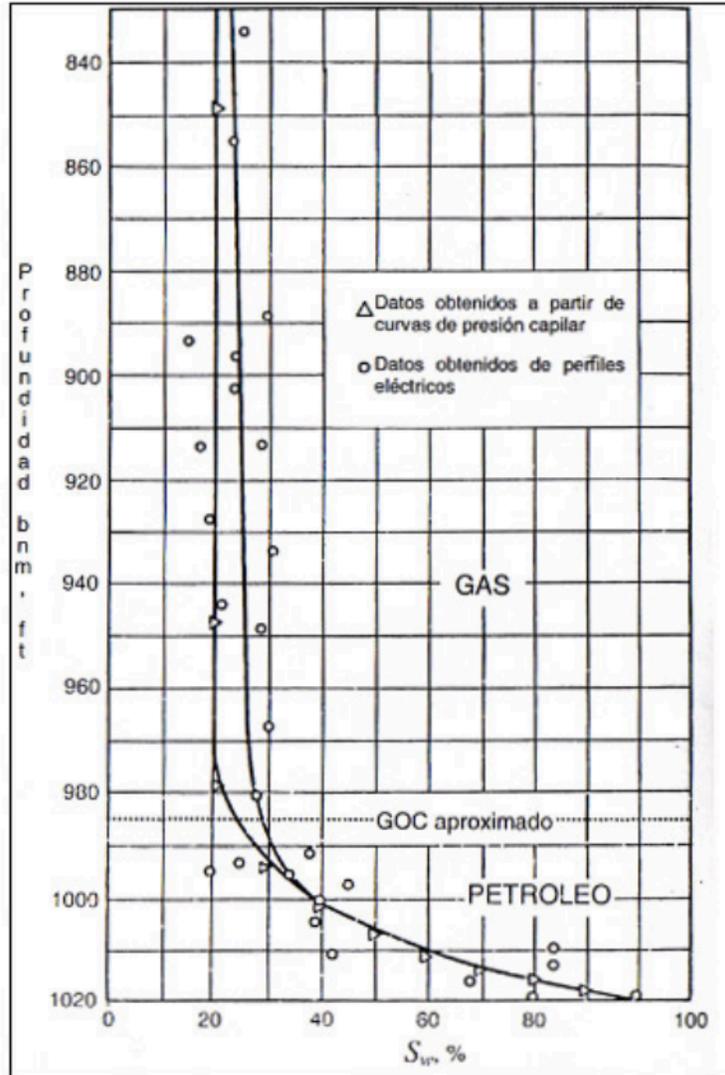


Figura 2.18 Distribución de fluidos estimada a partir de curvas de presión capilar y de registros eléctricos de pozos

Capítulo 3

PERMEABILIDADES RELATIVAS (k_r)

3.1 Introducción

La ley de Darcy, tal como se planteó y desarrolló, fue considerada para aplicarse en el caso de que se tuviera un medio poroso saturado al 100 % de un fluido homogéneo en una sola fase; sin embargo, en los yacimientos petroleros solo en el acuífero se dará tal situación; usualmente los yacimientos se encontrarán saturados por dos o más fluidos, tales como el agua intersticial o el agua de formación, gas y aceite. Ese sistema de fluidos multifásicos juega un papel muy importante dentro del proceso de desplazamiento de los fluidos, ya sea cuando se produce por explotación primaria o por algún método de desplazamiento inmisible. Bajo esas circunstancias es que se encuentra el flujo de más de una sola fase a través del medio poroso y, por consiguiente, el flujo de una fase interferirá con el de las demás. Dicha interferencia se puede interpretar como una competencia entre los flujos de los fluidos y tales flujos deben de ser descritos con la mayor exactitud posible con la finalidad de lograr la mayor recuperación de los hidrocarburos. El requerimiento de exactitud en la descripción del flujo multifásico que se lleva a cabo dentro del medio poroso de un yacimiento origina la necesidad de introducir el término de permeabilidad relativa.

El concepto de permeabilidad relativa provee de un mecanismo para cuantificar la cantidad de flujo de cada fase cuando se tiene flujo multifásico. La permeabilidad relativa es un concepto fundamental en el estudio de flujo simultáneo de fluidos inmiscibles a través del medio poroso.

La permeabilidad relativa también puede ser considerada como un término adimensional obtenido mediante la adaptación de la ley de Darcy a condiciones de flujo multifásico. Si en la roca solo estuviera presente un fluido, la permeabilidad relativa a ese fluido sería de 1. Determinar la permeabilidad relativa permite comparar la facilidad de flujo de un fluido en presencia de otro. Por lo tanto, cuando en un medio poroso están contenidos dos fluidos móviles, es posible definir cualquiera de las siguientes permeabilidades relativas para dos fases:

- Gas-Aceite
- Gas-Agua
- Aceite-Agua

Como se mencionó en el párrafo anterior, la permeabilidad relativa para dos fases implica que hay dos fluidos dentro del medio poroso. Por lo tanto, cuando se tienen tres fluidos, el flujo será caracterizado por las permeabilidades relativas al sistema Gas-Aceite-Agua.

3.2 Expresión Matemática de la Permeabilidad Relativa

Las permeabilidades relativas al gas, aceite y agua comúnmente son denotadas por k_{rg} , k_{ro} y k_{rw} , respectivamente. La permeabilidad relativa puede ser expresada en porcentaje o en fracción de una permeabilidad base y comúnmente es expresada como la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. La permeabilidad relativa generalmente es

expresada mediante una simple expresión matemática, tal y como se muestra en la Ecuación 3.1:

$$k_r = \frac{k_e}{k} \quad (3.1)$$

Donde k_r es la permeabilidad relativa, k_e es la permeabilidad efectiva en D o mD y k la permeabilidad absoluta en D o mD.

La permeabilidad relativa a un determinado fluido se expresa matemáticamente como:

$$k_{rg} = \frac{k_{eg}}{k} \quad (3.2)$$

$$k_{ro} = \frac{k_{eo}}{k} \quad (3.3)$$

$$k_{rw} = \frac{k_{ew}}{k} \quad (3.4)$$

Donde k_{rg} , k_{ro} y k_{rw} son las permeabilidades relativas al gas, aceite y al agua, respectivamente y son adimensionales; mientras que k_{eg} , k_{eo} y k_{ew} son las permeabilidades efectivas al gas, aceite y al agua, respectivamente.

En las Ecuaciones 3.2, 3.3 y 3.4, la permeabilidad efectiva es una medida relativa de la conductividad del medio poroso al flujo de un fluido cuando el medio se encuentra saturado con dos o más fluidos. Los rangos de saturación pueden variar desde la saturación irreductible de la fase mojante hasta la saturación residual de la fase no mojante. Por lo tanto, la pregunta sería: ¿a qué valor de saturación se ha de especificar la permeabilidad efectiva?

A diferencia de la permeabilidad absoluta, en la permeabilidad efectiva se podrán tener varios valores, esto es, se tendrá un valor para cada condición particular de saturación. De hecho, la permeabilidad efectiva está en función de la saturación del fluido prevaleciente junto con otras propiedades tales como características de mojabilidad, geometría del poro, características capilares y fuerzas superficiales. Por lo tanto, al declarar o reportar la permeabilidad efectiva de un fluido en particular dentro de un medio poroso será necesario el especificar la saturación de dicho fluido. Naturalmente las permeabilidades relativas son especificadas automáticamente como valores numéricos adimensionales para una condición de saturación dada. Sin embargo, el denominador en las Ecuaciones 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 puede interpretarse como una permeabilidad efectiva con saturación del fluido del 100 % (medio poroso saturado completamente por gas, aceite o agua).

3.3 Aspectos Sobresalientes de las Curvas de Permeabilidad Relativa del Gas-Aceite y Agua-Aceite

Los datos de permeabilidad relativa son comúnmente reportados o presentados como curvas de permeabilidad relativas. Al igual que en las curvas de presión capilar-saturación presentadas en el capítulo anterior, las curvas de permeabilidad relativa-saturación también representan valores de permeabilidad relativa para un cierto valor de saturación del fluido cuyos rangos oscilan entre la saturación irreductible de la fase mojante y, en el mayor de los casos, la saturación residual de aceite o la correspondiente saturación de la fase mojante ($1-S_{or}$).

Para comprender los aspectos característicos de las curvas de permeabilidad relativa, que comúnmente son curvas de permeabilidades relativas a los sistemas gas-aceite y aceite-agua, se considerarán las Figuras 3.1 y 3.2. Los datos de permeabilidades relativas mostrados en las Figuras 3.1 y 3.2 fueron obtenidos mediante pruebas de desplazamiento realizadas en el laboratorio mediante la utilización de núcleos obtenidos del yacimiento.

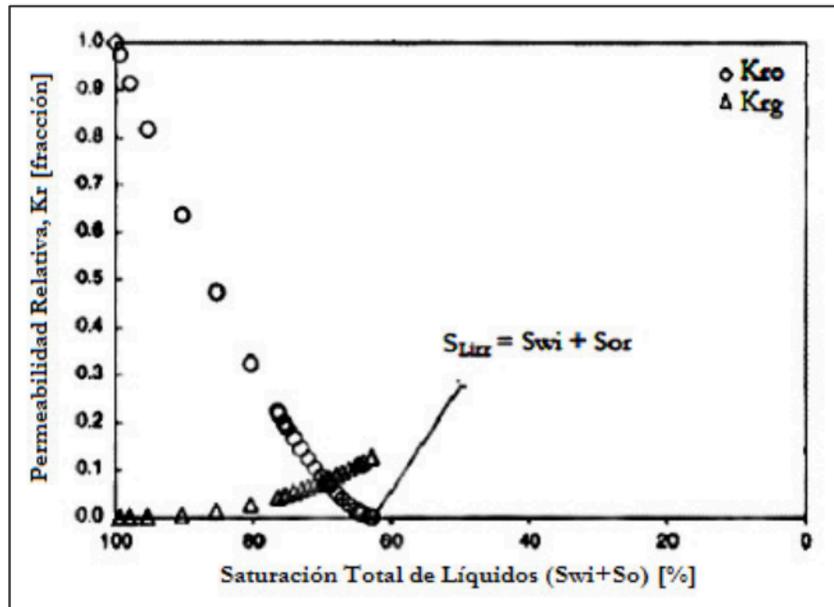


Figura 3.1 Gráfica típica de la permeabilidad relativa del sistema gas-aceite.

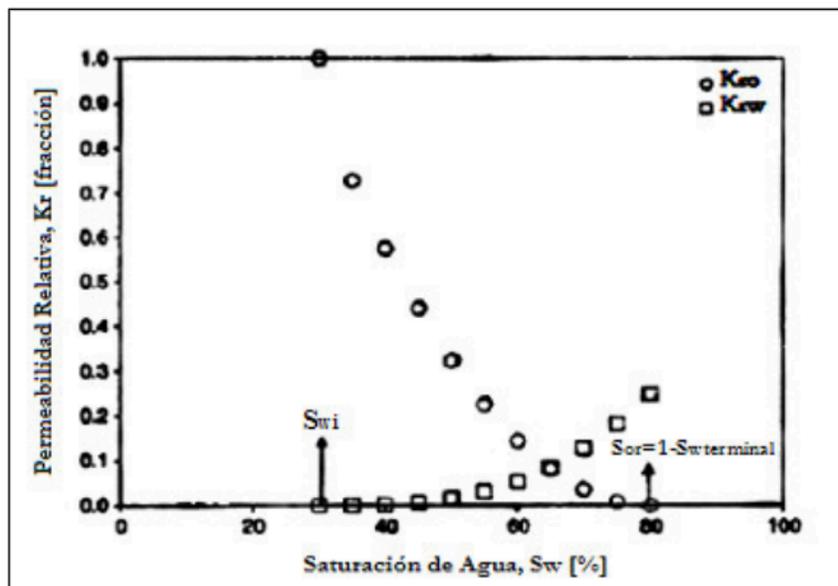


Figura 3.2 Gráfica típica de la permeabilidad relativa del sistema aceite-agua

3.3.1 Saturación Final de un Fluido

Como ya se mencionó, los datos de permeabilidad relativa comúnmente son graficados como curvas de permeabilidad relativa vs. saturación. La saturación, que generalmente se grafica en el eje de las abscisas, varía en rangos que van desde la saturación irreductible de la fase mojanante a la saturación residual de la fase no mojanante. Para la permeabilidad relativa del sistema gas-aceite, la saturación inicial es referenciada a la saturación total de la fase líquida, es decir, la saturación irreductible del agua, S_{wi} , mas la saturación del aceite, dando un total de una saturación de líquido del 100 %. Al llevarse a cabo el desplazamiento con gas, la saturación total de la fase líquida comienza a reducirse; la saturación de agua irreductible permanece constante, mientras que la saturación del aceite disminuye. Las curvas de permeabilidad relativa al aceite y al gas terminan en el punto de saturación de líquido irreductible, el cual consiste en la suma de S_{wi} y S_{or} .

Para las curvas de permeabilidades relativas del sistema aceite-agua, la saturación de la fase mojanante, graficada en el eje de las abscisas, comienza en la saturación de agua irreductible, S_{wi} . Como el agua es inyectada en el núcleo, ésta desplaza al aceite, incrementando la saturación del agua y disminuyendo la del aceite. La disminución de la saturación del aceite continúa hasta que se alcanza la saturación de aceite residual ($1-S_{w\ Terminal}$ o $1-S_{or}$). Básicamente, las curvas de permeabilidades relativas al aceite y al agua empiezan en S_{wi} y terminan en S_{or} .

3.3.2 Curvas de Permeabilidad Relativa del Sistema Gas-Aceite

La permeabilidad base, es un término muy importante a considerar cuando se habla de permeabilidad relativa. Dicha permeabilidad base puede ser la permeabilidad absoluta o efectiva al aceite medida a la S_{wi} . Más adelante se retomará con mayor detalle el concepto de permeabilidad base.

A una saturación de líquido del 100 %, la permeabilidad relativa al aceite siempre será igual a 1 si la permeabilidad base usada es la permeabilidad efectiva al aceite medida a la S_{wi} o $k_{ro} = (k_{eo@S_{wi}}/k_{eo@S_{wi}}) = 1$. En este punto, sin importar que permeabilidad base se use, la permeabilidad relativa al gas será siempre igual a cero ya que el gas no existirá en dicho punto.

En el punto de saturación residual de la fase líquida, la permeabilidad relativa al aceite será siempre de cero debido a que la fase o fases líquidas serán o serán siempre inmóviles. Sin embargo, a ésta saturación, la permeabilidad relativa al gas tendrá un valor máximo debido a que bajo tales condiciones el gas es la única fase móvil.

3.3.3 Curvas de Permeabilidad Relativa del Sistema Aceite-Agua

A la saturación de agua inicial o irreductible, la permeabilidad relativa al aceite siempre será igual a 1 si la permeabilidad base usada es la permeabilidad efectiva al aceite a una S_{wi} o $k_{ro} = k_{eo@S_{wi}}/k_{eo@S_{wi}} = 1$. En este punto, sin importar que permeabilidad base se use, la permeabilidad relativa al agua será siempre igual a cero debido a que el agua es inmóvil.

En el punto de saturación residual del aceite, la permeabilidad relativa al aceite será siempre de cero debido a que en ese punto el aceite es inmóvil. Sin embargo, a tal saturación la permeabilidad relativa al agua tendrá un valor máximo debido a que el agua es la única fase móvil.

Las Figuras 3.1 y 3.2 muestran las curvas de permeabilidades relativas individuales al gas, al aceite (del par gas-aceite) y al aceite (del par aceite-agua) o al agua. Tales curvas empiezan y terminan en los puntos de las relaciones mostradas aquí.

Para la magnitud y curvatura de las permeabilidades relativas de las fases individuales, la permeabilidad relativa al aceite y al gas comienza con un incremento y decremento exponencial tan pronto como la saturación de la fase líquida comienza a reducirse conforme se da el avance de gas. Puede realizarse una analogía dentro de las permeabilidades relativas al aceite y al agua, esto es, se produce un decremento e incremento, respectivamente, conforme la saturación del agua crece. Otro de los aspectos notables es que se puede alcanzar una muy alta permeabilidad relativa de la fase no mojante a una saturación de la fase no mojante mucho menor que el 100%, lo cual se logra en el punto de saturación residual del líquido para una permeabilidad relativa del sistema gas-aceite. Sin embargo, si el aceite es la fase mojante se podrá observar un comportamiento similar para el caso de que se tuviera un sistema aceite-agua, esto es, se tendrá una permeabilidad relativa al agua muy alta para saturaciones de agua mucho menor que 100 %

3.3.4 Dirección de las Curvas de Permeabilidad Relativa

La dirección de una curva de permeabilidad relativa con respecto a la historia de saturación es otra de las características importantes a considerar, esto es, si la curva es obtenida por un proceso de drene o de imbibición, teniendo en cuenta que se conoce la mojabilidad de la muestra de roca.

Teniendo en cuenta la Figura 3.1, es evidente un decremento en la saturación total de la fase líquida cuando comienza el movimiento a lo largo del eje de las abscisas. Nótese que en el caso de la permeabilidad relativa del sistema gas-aceite el proceso será siempre de drene ya que el gas siempre será la fase no mojante.

Si en la Figura 3.2 se considera al agua como la fase mojante, las permeabilidades relativas obtenidas mediante el desplazamiento del aceite con agua serán llamadas curvas de imbibición. Si el aceite desplazara al agua y las permeabilidades relativas fueran obtenidas mediante tal desplazamiento, las curvas así obtenidas se llamarían curvas de drene.

3.4 Medición de la Permeabilidad Relativa en el Laboratorio

Los datos de permeabilidad relativa básicamente significan la capacidad relativa de conductividad o el comportamiento del flujo que hay en un medio poroso cuando éste se encuentra saturado por más de un fluido, por lo que la medición más obvia efectuada en el laboratorio serán los experimentos de flujo. Las técnicas de medición de laboratorio para obtener los datos de permeabilidad relativa de dos fases se basan en experimentos de flujo, las cuales están muy bien establecidas. Esencialmente son dos los tipos de experimentos de flujo llevados a cabo para la obtención de la permeabilidad relativa. Tales métodos son el método de estado estacionario (EE) y el de estado no estacionario (ENE). Además de los dos métodos anteriormente mencionados, también se ocupa la técnica de la centrífuga en la determinación de la permeabilidad relativa. Sin embargo, el mecanismo de flujo en los experimentos centrífugos es muy distinto al que se lleva a cabo dentro del yacimiento; por tal razón, la técnica de la centrífuga es uno de los métodos menos usados aunque tiene la ventaja de ser un método que proporciona resultados en muy poco tiempo. Por lo anteriormente mencionado, la técnica de la centrífuga no será descrita.

El procedimiento para la obtención de la permeabilidad relativa del sistema gas-aceite y del sistema aceite-agua mediante desplazamiento EE y ENE requiere de una perfecta comprensión de ciertos pasos, los cuales comienzan con la preparación de la muestra de roca del yacimiento y terminan con la determinación de las saturaciones finales de los fluidos. Las pruebas de desplazamiento EE y ENE normalmente son llevadas a cabo en aparatos de desplazamiento o permeámetros. Dichos permeámetros, básicamente, están formados por varios componentes individuales, tales como bombas de desplazamiento, porta núcleos, tubos de alta presión, juegos de válvulas y una variedad de controles electrónicos.

3.4.1 Diagrama de Flujo de las Mediciones de la Permeabilidad Relativa

Las mediciones de las permeabilidades relativas realizadas en núcleos usualmente incluyen datos de los sistemas gas-aceite y aceite-agua. Cuando de una formación se logra obtener un núcleo completo, es posible el obtener de él una cantidad significativa de pequeños núcleos. Para obtener valores confiables de permeabilidad relativa en el laboratorio, es necesario efectuar pruebas en varios núcleos pequeños, ya que si se ocupara solo uno, éste no entregaría un valor representativo del comportamiento del flujo que se lleva a cabo en el yacimiento. El tamaño de la muestra de roca que se usa en una medición de laboratorio representa una pequeña fracción del yacimiento, por lo tanto, es necesario usar más de una. Por tal motivo, es deseable tener una gran cantidad de muestras de rocas para realizar las mediciones y generalmente se recomienda usar de 50 a 100 muestras. Para lograr procesar todas las muestras es necesario desarrollar un programa especial para el análisis de núcleos. (EPAN)

Dicho programa contiene un número de pasos experimentales, los cuales están resumidos en el diagrama de flujo mostrado en la Figura 3.3. Los pasos del programa a desarrollar incluyen la preparación de los núcleos para lograr obtener las condiciones iniciales (es decir, establecer la saturación de agua irreductible) y los experimentos de desplazamiento para la obtención de la información que será ocupada en la determinación de las permeabilidades relativas de los sistemas gas-aceite y aceite-agua. Casi siempre, las mediciones de las permeabilidades relativas del sistema gas-aceite preceden a las mediciones de las permeabilidades relativas del sistema aceite-agua. El último paso involucra la determinación de la saturación final de fluidos presentes en los núcleos ocupados. La medición de las saturaciones finales de los fluidos puede ser usada para calcular las saturaciones que existían en las muestras antes del inicio del programa (EPAN). Esto constituye un paso muy importante cuando se ocupan núcleos preservados donde las saturaciones iniciales no son conocidas. Sin embargo, también es un paso crucial cuando se ocupan núcleos limpiados.

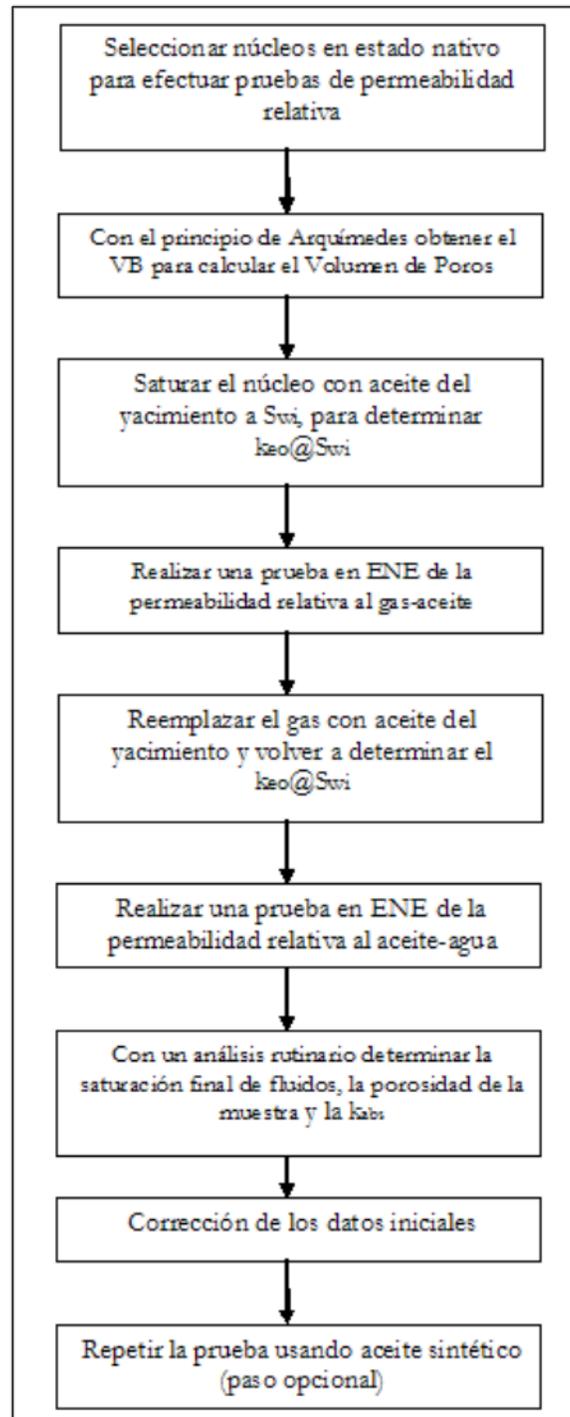


Figura 3.3 Diagrama de flujo de una prueba de permeabilidad relativa

3.4.2 Núcleos Empleados en las Mediciones de la Permeabilidad Relativa

Considerando que las mediciones de la permeabilidad relativa efectuadas en el laboratorio son llevadas a cabo en muestras de roca extraídas del yacimiento y teniendo en cuenta las propiedades de las rocas del yacimiento, entonces, el uso de un núcleo en particular al momento de efectuar las mediciones tendrá una importancia relevante. Considerando que los datos de permeabilidad relativa son afectados por factores tales como la mojabilidad, el uso de núcleos con una mojabilidad representativa del yacimiento será un factor muy importante a considerar y no podrá ser pasado por alto.

Por lo tanto, será necesario determinar si en las mediciones se usarán núcleos restaurados o limpiados. Así, al considerar la importancia que tiene la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa, es de entenderse por qué se prefiere elegir muestras restauradas ya que éstas tienen mayor probabilidad de conservar las condiciones de mojabilidad presentes en el yacimiento en comparación con las muestras limpiadas donde los fluidos utilizados en la limpieza tienden a alterar las condiciones de mojabilidad originales. Sin embargo, hay otras recomendaciones que pueden hacerse tales como usar muestras que sean tomadas de la sección no invadida del núcleo extraído originalmente, en vista de que la invasión del lodo de perforación podría alterar las condiciones originales.

Uno de los problemas que se presentan al usar núcleos preservados es que las saturaciones iniciales son desconocidas, especialmente cuando se trata de la saturación de agua irreductible ya que tal saturación es el punto de partida en cualquier medición de la permeabilidad relativa.

Si por alguna razón no se pudiera disponer de núcleos preservados y muestras limpiadas y secadas fueran a ser usadas, entonces se recomienda que las muestras se limpien con un agente no reactivo con la finalidad de no alterar la mojabilidad.

Una de las ventajas de usar núcleos limpiados es que se conocen las saturaciones de todos los fluidos desde el inicio ya que la prueba comienza con el establecimiento de la saturación del irreductible del agua.

3.4.3 Fluidos y Condiciones que se Utilizan en las Pruebas

Teóricamente es posible el uso de una amplia gama de fluidos para la realización de las pruebas. Los fluidos a usar pueden ser: aire, nitrógeno humidificado, aceites sintéticos, aceites vivos, agua pura, salmuera de formación o reconstituida o salmuera preparada en laboratorio. La selección del fluido, sin embargo, es dictada por factores como la disponibilidad de aceites o salmueras del yacimiento, temas relacionados con el transporte de los fluidos, el impacto que tiene el uso de fluidos que no son nativos de la formación y el efecto relacionado con el uso de aceites vivos. Por lo que la decisión del fluido a usar, estará basada en una cuidadosa evaluación de los factores anteriormente mencionados.

Sin embargo, entre los fluidos más usados en las mediciones de la permeabilidad relativa del sistema gas-aceite están el nitrógeno humidificado y aceite sintético o nitrógeno humidificado y aceite crudo desgasificado; mientras que para las mediciones de la permeabilidad relativa del sistema aceite-agua se acostumbra usar salmuera de laboratorio o salmuera reconstituida y aceite sintético o aceite del yacimiento desgasificado. Frecuentemente, en las mediciones tanto de la permeabilidad relativa del sistema gas-aceite como en las del sistema aceite-agua es muy común repetir las pruebas con otros dos pares de fluidos con la finalidad de evaluar factores tales como la viscosidad, propiedades de tensión superficial y de mojabilidad.

Otro de los factores importantes a considerar durante las pruebas de desplazamiento es el seleccionar las condiciones de presión y temperatura.

3.4.3.1 Condición de Laboratorio

Las pruebas de desplazamiento efectuadas a condiciones de laboratorio son llevadas a cabo a temperatura ambiente y a cualquier presión resultante de la inyección del gas y agua. Las pruebas de inyección de gas usualmente se realizan a presiones diferenciales constantes, mientras que las pruebas de inyección de agua se hacen a flujo constante o a presión diferencial constante. Aunque, tales condiciones de laboratorio son relativamente fáciles de controlar, presentan una gran desventaja debido a que no son representativas del yacimiento.

3.4.3.2 Condición Parcialmente de Yacimiento

La única diferencia que existe entre la prueba a condición de laboratorio y a condición parcial de yacimiento es el cambio de la temperatura ambiental por la temperatura de yacimiento. Los demás parámetros permanecen iguales.

3.4.3.3 Condición de Yacimiento

Las pruebas de desplazamiento se realizan a presión y temperatura de yacimiento por lo que de las tres pruebas de desplazamiento, son las más deseadas. Son dos las razones principales por las que se desea usar este tipo de condiciones:

- Usualmente se usa aceite vivo de la formación, por lo que la muestra utilizada es representativa de la formación
- Puesto que se usa aceite del yacimiento en estudio, las condiciones de presión y temperatura son automáticamente establecidas por encima de la presión de saturación. De esta forma los poros de la roca se encuentran aún en contacto con el aceite nativo, con lo cual se garantiza una mínima variación de las características de mojabilidad.

3.4.4 Determinación de la Saturación Inicial de Agua

La mínima saturación de agua establecida a partir de los datos de presión capilar o del análisis de núcleos (Dean-Stark o retorta), es considerada como una estimación de la saturación de agua al momento del descubrimiento del yacimiento. Comúnmente, se trata de la misma saturación usada al momento de iniciar las mediciones de permeabilidad relativa. Este punto inicial es quizá el parámetro más importante en el proceso de la medición de la permeabilidad relativa debido a que tanto las características cualitativas y cuantitativas de las curvas de permeabilidad relativa están afectadas por la S_{wi} . Cuando se usan núcleos en estado nativo o preservado, se asumirá que en esas muestras se ha establecido la saturación de agua irreductible. Sin embargo, cuando se usan núcleos limpiados, la saturación de agua irreductible deberá ser establecida antes de efectuar las pruebas de permeabilidad relativa.

3.4.4.1 Núcleos Preservados

Cuando se usan núcleos en estado preservado, es normal suponer que ya contienen una saturación inicial o irreductible de agua; se considerará esta suposición correcta siempre y cuando los fluidos de perforación no hayan penetrado en la muestra de roca y que no haya sido expulsada agua del núcleo en el momento en que se llevó a cabo la obtención del mismo, o que la muestra de núcleo haya sido tomada de un núcleo extraído de la nucleadora en la zona no invadida por los fluidos ocupados en su obtención. Además, hay que considerar que la finalidad de usar núcleos preservados es de mantener la mojabilidad que se tiene en el yacimiento para lograr mediciones de permeabilidades relativas que sean representativas de la formación en el subsuelo.

3.4.4.2 Núcleos Limpiados

Cuando se hace uso de núcleos limpiados, el establecimiento de la saturación inicial de agua comienza con la saturación del núcleo con agua. La condición bajo la cual se lleva a cabo la saturación de agua dependerá del tipo de condición de la prueba, es decir, si se usarán condiciones de laboratorio, parcialmente de yacimiento o condiciones de yacimiento y si se usará salmuera reconstituida o de la formación. Una vez que el núcleo se encuentra completamente saturado de agua, se procederá a determinar la permeabilidad absoluta mediante la ley de Darcy. En pasos subsecuentes, el hidrocarburo será inyectado al núcleo que se encuentra saturado con agua. El proceso termina cuando el agua deja de ser expulsada del núcleo. En consecuencia, basados en el agua inyectada, el agua expulsada del núcleo y el volumen de poros, será posible el determinar la saturación inicial o irreductible de agua; el valor de saturación obtenido será comparado con valores de saturación obtenidos de otras fuentes, como podría ser un registro geofísico, y si los valores son parecidos se habrá llegado a un valor confiable de saturación. Si los valores fueran distintos, se procedería a inyectar un aceite muy viscoso con la finalidad de lograr expulsar más agua del núcleo y así tratar de llegar a un valor de saturación menor y más parecida al de la saturación original de la formación. Una vez que se logró sacar más agua del núcleo, a éste se le vuelve a inyectar el aceite de la formación con la finalidad de mantener una mojabilidad lo más parecida a la del yacimiento.

3.4.5 Determinación de la Permeabilidad Base

La permeabilidad base puede ser la permeabilidad absoluta o efectiva al aceite con la S_{wi} . La determinación de la permeabilidad base es el comienzo en cualquier medición de permeabilidad relativa. Cuando se usa la permeabilidad absoluta como permeabilidad base, tal valor de permeabilidad absoluta será obtenido de un análisis de núcleos rutinario empleando muestras preservadas, mientras que para núcleos limpiados, se usará el valor de permeabilidad absoluta determinado al momento de establecer la saturación inicial de agua.

Sin embargo, cuando se usa la permeabilidad efectiva al aceite a la saturación irreductible de agua como permeabilidad base, el procedimiento para núcleos preservados involucra procesos de evacuación e inyección de aceite. Es normal que antes de la inyección de aceite se realice una evacuación para expulsar el gas atrapado, lo cual puede llevar varias horas realizar dicha expulsión dando como resultado el reemplazo del gas por aceite de la formación. A continuación se procede con la inyección del aceite, usualmente a gasto constante, y basado en las dimensiones de la muestra, gasto usado, viscosidad del aceite y la caída de presión

observada es posible calcular la permeabilidad efectiva al aceite a la S_{wi} mediante la ley de Darcy.

Para determinar la permeabilidad efectiva al aceite a una S_{wi} en un núcleo limpiado, el valor es obtenido como parte del procedimiento para establecer la saturación inicial de agua. Se comienza por saturar completamente al núcleo con agua seguido de la inyección de aceite hasta obtener una saturación irreductible del agua y se continúa inyectando hasta que se logre obtener una caída de presión constante con lo cual se obtiene la permeabilidad efectiva al usar la ley de Darcy.

3.4.6 Equipo Usado en el Desplazamiento de Fluidos para Obtener la Permeabilidad Relativa

Los equipos usados en las mediciones de la permeabilidad relativa, generalmente son contruidos para soportar altas presiones y altas temperaturas, las cuales pueden ser superiores a 10 000 [psi] y 250 [°C]. Los principal componentes de un equipo para medición de permeabilidades relativas es el porta núcleos Hassler, porta-fluidos (tanto para aceite de la formación como para salmueras), regulador de presión, transductor de presión diferencial, fuente suministradora de gas y un medidor de gas, para medir el gas producido. Todos esos componentes se encuentran conectados mediante tubería de alta presión, lo cual incluye un juego de válvulas localizadas en lugares estratégicos.

Los procedimientos más comunes para la medición de la permeabilidad relativa involucran el desplazamiento de aceite con gas (gas-aceite) y con agua (aceite-agua). El desplazamiento gas-aceite es llevado a cabo en manera descendente, mientras que el desplazamiento de aceite-agua es realizado en forma ascendente. El flujo de varios fluidos durante un desplazamiento por gas y agua se logra a través de una conjunto de conductos y dos o tres válvulas de alta presión. Los volúmenes de líquidos producidos en una prueba son medidos por un separador de fluidos equipado con sensores ópticos o acústicos. La producción de gas es cuantificada por un medidor de gas.

3.4.7 Técnica del Estado Estacionario

En la medición de las permeabilidades relativas al aceite y al agua en arenas no consolidadas se usa el método de estado estacionario, el cual fue reportado por Leverett en 1939. El método del estado estacionario para un sistema de dos fluidos (gas-aceite o aceite-agua) básicamente involucra la inyección de dos fases en cierta proporción volumétrica hasta lograr la estabilización de la caída de presión a través del núcleo y de las relaciones volumétricas de afluencia. Las saturaciones de los dos fluidos en el núcleo son determinados por un balance de materia realizado a cada fase. La permeabilidad relativa individual es obtenida mediante la aplicación de la ley de Darcy.

Los diversos pasos experimentales involucrados en un proceso de estado estacionario pueden ser ilustrados por una secuencia de eventos mostrados en la Figura 3.4 (para aceite-agua) y resumidos en los puntos que siguen a dicha ilustración:

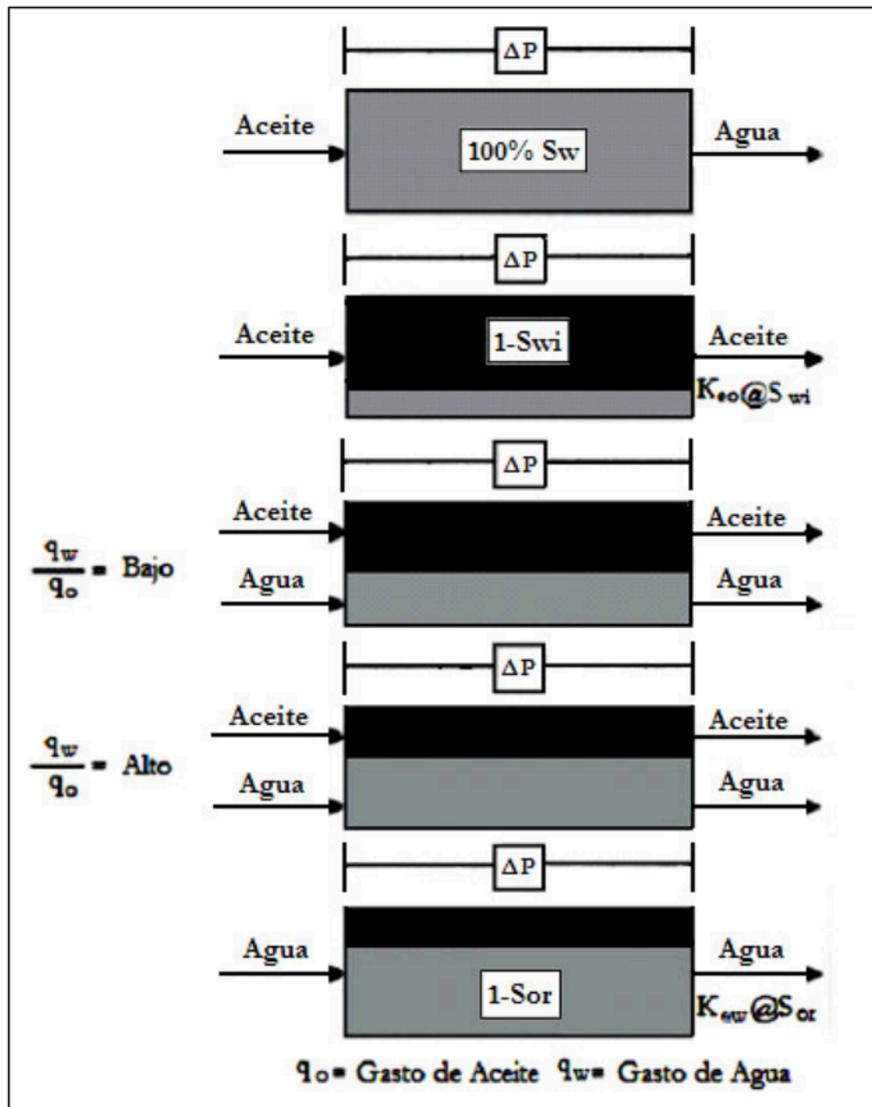


Figura 3.4 Secuencia de pasos para el experimento de estado estacionario

1. El proceso se inicia saturando completamente con agua al núcleo, en el caso de una muestra limpiada, seguido de la inyección de aceite para lograr alcanzar la saturación irreductible de agua y de la determinación de la permeabilidad efectiva al aceite a una S_{wi} . Sin embargo, en el caso de núcleos preservados, el proceso comienza con la determinación de la permeabilidad efectiva al aceite en la S_{wi} .
2. En los pasos subsiguientes, el objetivo es el incremento de la saturación del agua. Los dos fluidos, el aceite y el agua, son inyectados simultáneamente en núcleo a cierto gasto volumétrico y el volumen de fluidos producidos y las caídas de presión son registradas. La inyección simultánea continúa hasta que el volumen inyectado sea igual al producido, lo cual se considera un estado estacionario y de esta manera es posible

determinar la permeabilidad efectiva individual al aceite y al agua a la saturación especificada mediante el siguiente procedimiento:

Cálculo de la saturación:

La suma de la masa total de la roca más los fluidos es

$$M_{rf} = M_r + S_{w1}PV\rho_w + (1 - S_{w1})PV\rho_o \quad (3.5)$$

Reagrupando la Ecuación 3.5:

$$S_{w1} = \frac{M_{rf} - M_r - PV\rho_o}{PV(\rho_w - \rho_o)} \quad (3.6)$$

Donde S_{w1} es la nueva saturación de agua que es mayor que S_{wi} , la saturación del aceite es $(1 - S_{w1})$, M_{rf} es la masa de la roca más la del fluido, M_r es la masa de la roca seca, PV es el volumen de poro, ρ_o es la densidad del aceite y ρ_w la densidad del agua.

Cálculo de la Permeabilidad efectiva

$$k_{eo} = \frac{q_o\mu_o L}{A\Delta P_o} @ S_{w1} \quad (3.7)$$

$$k_{ew} = \frac{q_w\mu_w L}{A\Delta P_w} @ S_{w1} \quad (3.8)$$

Donde k_{eo} y k_{ew} son la permeabilidad efectiva al aceite y al agua, respectivamente, en mD o D, q_o y q_w son los gastos de aceite y de agua, respectivamente, μ_o y μ_w son las viscosidades del aceite y del agua a las condiciones de la prueba, respectivamente, ΔP_o y ΔP_w son las caídas de presión del aceite y del agua, respectivamente, A es el área transversal del núcleo y L la longitud del mismo.

3. El gasto volumétrico al cual se inyecta el aceite y el agua en forma simultánea dentro del núcleo es gradualmente incrementado hasta que el aceite es reemplazado por el agua por lo que la saturación del agua se incrementa. El proceso termina cuando el estado estacionario es alcanzado. La saturación y las permeabilidades efectivas individuales pueden ser calculadas conforme al procedimiento anteriormente expuesto.
4. En el paso final, sólo se inyecta agua con la finalidad de alcanzar la saturación de aceite residual. Basado en el gasto de inyección de agua y en la caída de presión observada, la permeabilidad efectiva al agua a la saturación del aceite residual es calculada mediante la aplicación directa de la ley de Darcy.

3.4.8 Técnica del Estado No Estacionario.

El método del estado no estacionario se basa en la interpretación del proceso de desplazamiento inmisible. Para un sistema de dos fases; básicamente el núcleo es saturado con una de las fases desplazantes. Generalmente, se satura de gas si se desea obtener la permeabilidad relativa gas-aceite y agua para la permeabilidad relativa aceite-agua, ya que en el yacimiento son estos dos fluidos los que desplazan el aceite.

Los pasos a seguir para realizar esta técnica son ilustrados en la Figura 3.5 (para el sistema aceite-agua). Similar al método de estado estacionario, el primer paso es la determinación de la permeabilidad efectiva al aceite para una saturación de agua irreductible k_{eo} @ S_{wi} , descrita con anterioridad. Después comienza la inyección de agua, a un gasto constante; la caída de presión así como el volumen de aceite producido, deben ser reportados como función del tiempo. A medida que la inyección de agua continúe, llegará el momento en que se produzca tanto aceite como agua. Después la producción de aceite se detiene, produciendo solo agua. Como un ejemplo de los datos de producción de agua y aceite como función del tiempo para una prueba de estado no estacionario se muestra la Figura 3.6.

La inyección de agua es continua hasta que se alcanza la saturación de aceite residual, S_{or} , con lo que es posible calcular la permeabilidad efectiva en este punto k_{ew} @ S_{or} que es el otro punto final de la curva de permeabilidad relativa.

Para la determinación de la permeabilidad relativa a partir de los experimentos del estado no estacionario, se pueden utilizar diferentes métodos para calcular la saturación de agua: el método alternativo y el método de Jhonson- Bosler- Newman conocido también como el método JBN.

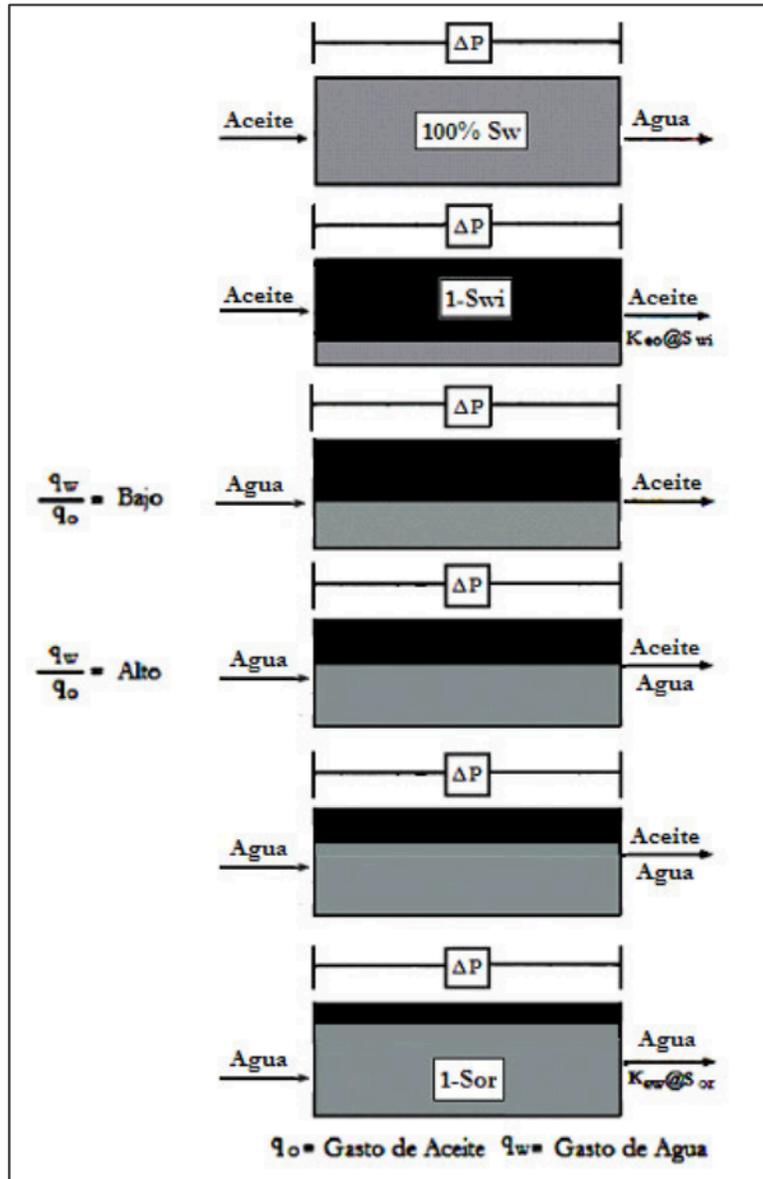


Figura 3.5 Secuencia de pasos para el experimento de estado no estacionario

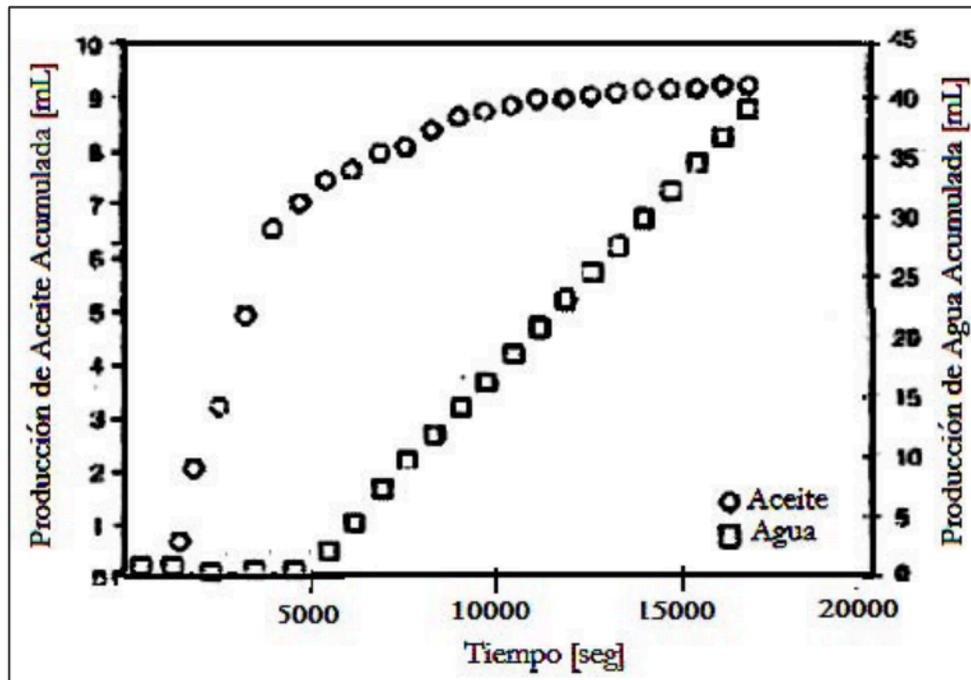


Figura 3.6 Producción de aceite y agua durante una prueba de estado no estacionario

3.5 Factores que Afectan la Permeabilidad Relativa

Aunque se piense que la permeabilidad relativa es solo función de la saturación, existe evidencia que la permeabilidad puede ser función de muchos más parámetros y no solo de la saturación de fluidos.

La permeabilidad relativa puede ser afectada por muchos parámetros físicos incluyendo:

- Saturación de fluidos
- Historia de saturación
- Mojabilidad
- Saturación de agua inicial
- Tortuosidad del espacio poroso
- Temperatura
- Gasto de inyección
- Contenido de arcillas

Un vistazo rápido a estos factores indica que la mayoría de ellos depende de las condiciones de laboratorio donde se realizan las pruebas, más específicamente dependen del tipo de fluido y muestra de roca que se utilice.

Todos estos factores afectan la permeabilidad relativa de una manera u otra; sin embargo, el factor que más afecta a la permeabilidad relativa es la mojabilidad.

La mojabilidad ha mostrado afectar el comportamiento del desplazamiento, presiones capilares, permeabilidad relativa, S_{wi} , S_{or} y las propiedades eléctricas.

La permeabilidad relativa es una medición directa de la habilidad de un sistema de conducir un fluido cuando uno o más fluidos están presentes. La mojabilidad afecta la permeabilidad relativa debido a que es el principal factor de localización, flujo y dispersión espacial de los fluidos en el núcleo.

Durante un desplazamiento en un sistema de mojabilidad por agua, el agua se mueve a través del medio poroso en un frente uniforme. El agua inyectada tenderá a imbibirse en los poros medianos y pequeños, moviendo el aceite en los poros más grandes donde será más fácil desplazarlos. Donde ambos, agua y aceite están fluyendo, una porción del aceite existe en canales continuos, mientras que el resto del aceite es atrapado en glóbulos discontinuos.

La Figura 3.7 muestra un proceso de imbibición y un proceso de drene; en el proceso de imbibición, el aceite es desplazado por agua y la roca se encuentra preferencialmente mojada por agua; mientras que en el proceso de drene, el aceite es desplazado por agua y es el aceite quien moja a la roca. Con ello se logra ver que cuando la superficie de la roca está fuertemente mojada por agua, ésta avanzará a lo largo de las paredes del poro, desplazando al aceite que se encuentra frente al agua. En algún punto, el cuello que conecta el aceite en los poros con el aceite remanente será inestable y colapsará, dejando un glóbulo de aceite atrapado en el centro de los poros.

En una roca que es mojada por aceite, la localización de los fluidos es inversa al caso de la mojabilidad por agua. El aceite generalmente se encontrará en los pequeños poros como una delgada capa sobre la superficie de la roca, mientras que el agua permanecerá en el centro de los grandes poros. Un desplazamiento en una roca mojada por aceite es mucho menos eficiente que en uno mojado por agua. Cuando un desplazamiento comienza, el agua formará canales continuos o “dedos” a través del centro de los grandes poros.

Mientras el agua invade los pequeños poros para formar canales continuos adicionales, la relación agua aceite de los fluidos producidos se incrementará gradualmente. Cuando suficiente agua llena los canales que permiten un flujo sin restricciones de agua, el flujo de aceite prácticamente cesa. El aceite remanente es encontrado llenando los pequeños poros como una capa continua sobre la superficie de los sólidos y como grandes bolsas de aceite atrapado y rodeando al agua.

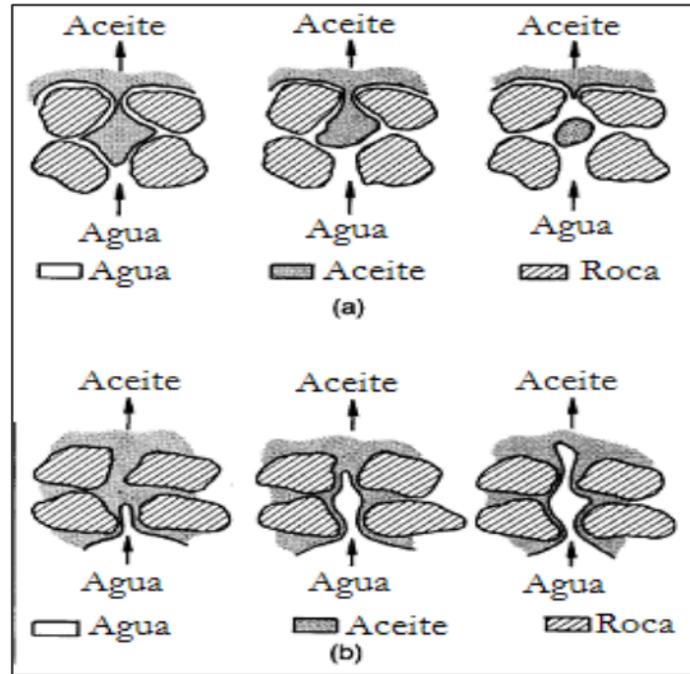


Figura 3.7 Esquema de (a) un proceso de imbibición y (b) un proceso de drenaje

3.5.1 Curvas de Permeabilidad Relativa en Sistemas de Fuerte Mojabilidad

El fluido mojanter en un sistema de mojabilidad uniforme estará generalmente localizado en los pequeños poros y como una capa en los grandes poros, mientras que el fluido no mojanter está localizado en los centros de los grandes poros. La permeabilidad relativa al agua es más alta en sistema de mojabilidad por aceite que en los de mojabilidad por agua. Esto ocurre debido a que el fluido mojanter tenderá a viajar a través de los poros pequeños y menos permeables, mientras que el fluido no mojanter viajará más fácilmente en los grandes poros. A una saturación baja del fluido no mojanter, ésta será atrapada como glóbulos discontinuos en los grandes poros, bloqueando las gargantas de los mismos y disminuyendo la permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa de la fase no mojanter es alta ya que fluye a través de los centros de los grandes poros. A baja saturación de la fase mojanter, la permeabilidad efectiva de la fase no mojanter se aproxima muy frecuentemente a la permeabilidad absoluta, demostrando que la fase mojanter no restringe grandemente el flujo de la fase no mojanter. Lo anterior es ilustrado en la Figura 3.8.

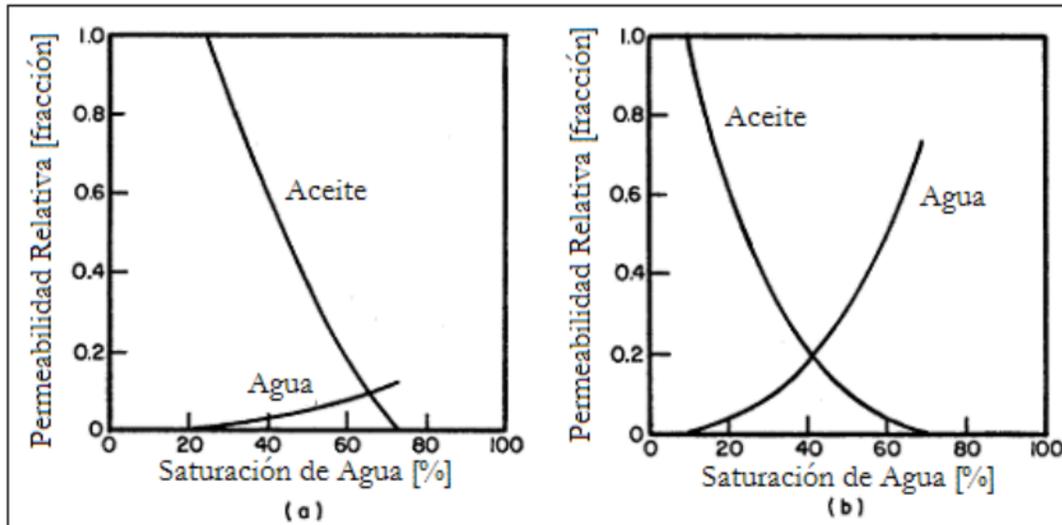


Figura 3.8 Curva de permeabilidades relativas al agua y al aceite para un sistema (a) fuertemente mojado por agua y para un sistema (b) fuertemente mojado por aceite

Las diferencias en las mediciones de la permeabilidad relativa en sistemas de una fuerte mojabilidad por agua y por aceite son causadas por diferencias en la distribución de los fluidos. Considerando un núcleo con una fuerte mojabilidad al agua, a la S_{wi} el agua está localizada en los poros pequeños donde tiene poco efecto en el flujo del aceite, debido a esto la permeabilidad efectiva al aceite es relativamente alta aproximándose a la permeabilidad absoluta. En contraste, la permeabilidad efectiva al agua a la S_{or} es muy baja debido a que algo del aceite residual se encuentra atrapado en glóbulos en el centro de los grandes poros, donde es muy efectivo para disminuir la permeabilidad del agua. En un núcleo con fuerte mojabilidad al aceite la posición de los fluidos es inversa. La permeabilidad al aceite en la S_{wi} es relativamente baja, debido a que el agua residual bloquea el flujo de aceite. La permeabilidad al agua en la S_{or} es alta debido a que el aceite residual está localizado en los poros pequeños y tiene una capa sobre la superficie, donde tiene poco efecto en el flujo de agua. La Figura 3.9 muestra los efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa al sistema agua-aceite en cinco núcleos distintos, cada uno con una mojabilidad distinta.

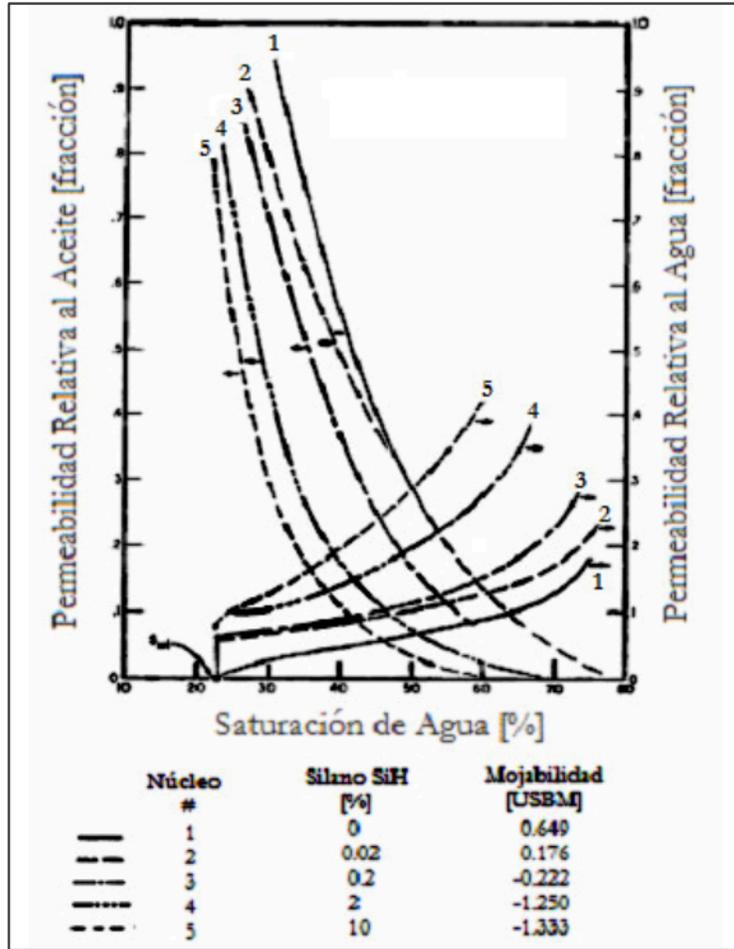


Figura 3.9 Efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa usando salmuera, aceite crudo y organoclorosileno.

La saturación de agua a la cual las permeabilidades relativas del agua y del aceite son iguales es mayor a 50% en un sistema de mojabilidad por agua. Las permeabilidades efectivas y relativas de un fluido están en función de la movilidad de la fase a una saturación dada. A su vez la movilidad está en función de las propiedades de mojabilidad y del promedio de los canales de flujo en sección transversal. El fluido mojante tiene relativa baja movilidad comparada con el fluido no mojante, debido a que el fluido mojante se encuentra localizado en las paredes de los poros, mientras que el fluido no mojante está en el centro de los poros.

Las permeabilidades relativas medidas en arenas mojadas por agua son dependientes de la saturación inicial. Disminuyendo la saturación de agua inicial cambia la localización y la forma de las curvas. La saturación de agua influye fuertemente en las curvas de permeabilidad relativa en rocas con una fuerte mojabilidad por agua, pero tiene poco efecto en las curvas medidas en rocas mojadas por aceite mientras la saturación inicial de agua sea menor a 20%.

3.5.1.1 Drene e Imbibición.

En sistemas con una fuerte mojabilidad, la permeabilidad relativa de la fase mojante está en función de su propia saturación, la histéresis de la fase mojante entre el drenado y la imbibición, es más pequeña que la histéresis de la fase no mojante. Las permeabilidades relativas de la fase mojante son muy similares a las permeabilidades relativas de dos y tres fases en sistemas de fuerte mojabilidad a una saturación dada de la fase mojante.

Experimentos muestran que la permeabilidad relativa al agua, donde la saturación del fluido mojante se incrementa, es una continuación de la permeabilidad relativa al aceite, donde la saturación del fluido mojante decrece. También se ha encontrado que existe una buena relación entre las permeabilidades relativas de la fase mojante: agua en las pruebas sobre sistemas agua- aceite y aceite en las pruebas hechas en sistemas gas-aceite; se encontró poca histéresis en la permeabilidad relativa de la fase mojante.

Existen varias discrepancias entre experimentos, esto podría deberse a problemas en la medición con métodos de estado no estacionario en sistemas de fuerte mojabilidad con la saturación del fluido mojante incrementándose.

3.5.2 Efectos de la Mojabilidad en la Permeabilidad Relativa.

En sistemas de mojabilidad uniforme, la mojabilidad de toda la superficie varía de agua a aceite mientras trata de mantener la mojabilidad de la superficie lo más uniforme posible. Efectos adicionales de la mojabilidad ocurrirán si el núcleo tiene una mojabilidad mixta o fraccional, donde porciones de la superficie de las rocas son mojadas por agua y las restantes mojadas por aceite.

Las curvas de permeabilidad relativa pueden ser normalizadas ya sea a la permeabilidad absoluta del núcleo saturándolo con una sola fase, usualmente salmuera o aire y a la permeabilidad efectiva del núcleo a una saturación inicial especificada, como la permeabilidad del aceite a la S_{wi} . Aunque la permeabilidad absoluta no es afectada por la mojabilidad, la permeabilidad efectiva al aceite a la S_{wi} disminuye mientras el núcleo se vuelve más mojado por aceite.

3.5.2.1 Sistemas de Mojabilidad Uniforme

En la Figura 3.10 se muestra que a cualquier saturación de agua, la permeabilidad relativa al agua se incrementa mientras el sistema se vuelve más mojado por aceite. La permeabilidad relativa al aceite disminuye simultáneamente, causando una reducción gradual en la eficiencia del desplazamiento. La permeabilidad efectiva al aceite disminuye mientras la mojabilidad varía de agua a aceite. A un ángulo de contacto de 0° el agua tiene una pequeña influencia en la permeabilidad efectiva al aceite, la cual es casi igual a la permeabilidad absoluta. En esta condición el agua está presente en los pequeños poros y tiene una delgada capa sobre la superficie de las rocas, permitiendo al aceite fluir a través de los grandes poros. A 180° de ángulo de contacto, el agua estará presente en forma de gotas que bloquean las gargantas de los poros grandes y por lo tanto reduciendo la permeabilidad efectiva al aceite.

Las curvas de permeabilidad relativa están basadas en la permeabilidad absoluta al agua a una saturación de salmuera al 100%. Mientras el núcleo se vuelve más mojado por aceite, la permeabilidad relativa al aceite disminuye y la permeabilidad relativa al agua se incrementa. El

punto donde las dos permeabilidades son iguales ocurre a bajas saturaciones. La permeabilidad final del agua a la Sor de un sistema mojado por agua y neutro fue medido después de 5 % de salmuera a través del sistema, después de esto no más aceite fue producido.

Cuando el fluido mojannte desplaza al no mojannte, la relación de permeabilidades es casi vertical y se extiende sobre un intervalo de saturaciones relativamente corto. En contraste, cuando el fluido no mojannte desplaza al mojannte la relación de permeabilidades es alta a una saturación dada y se extiende sobre un rango grande de saturaciones.

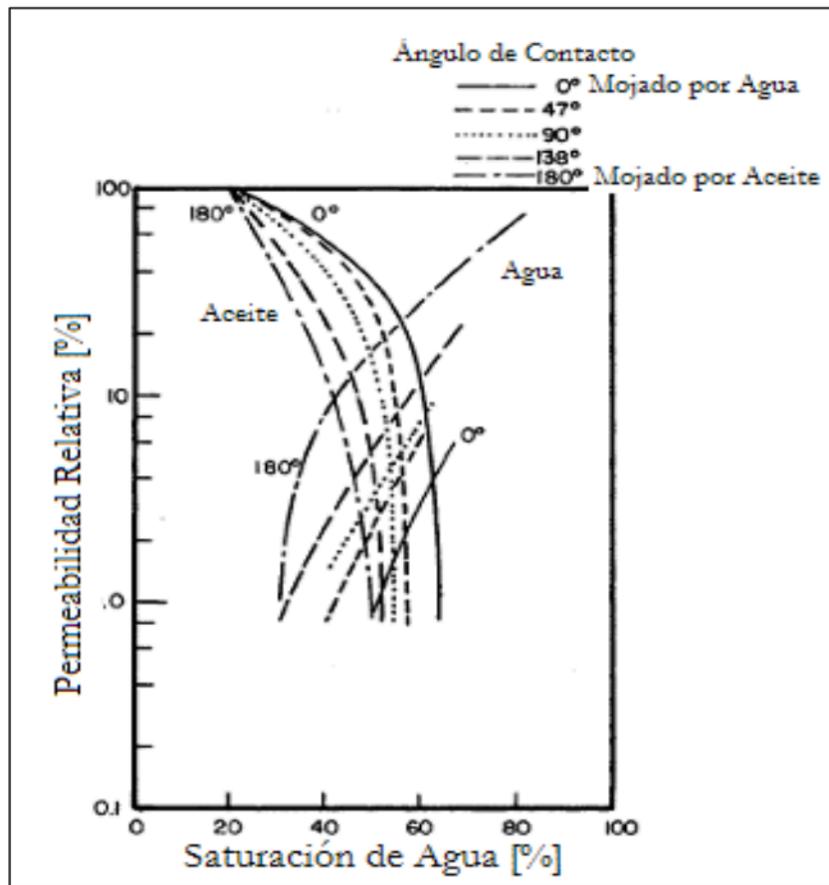


Figura 3.10 Efectos de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa usando salmuera, aceite crudo y organoclorosileno.

En sistemas de yacimientos la pendiente de la relación de permeabilidades relativas (k_w/k_o) contra saturación de agua (S_w) puede usarse algunas veces como indicador de la mojabilidad. Si la curva entera es cercana a la vertical y se extiende sobre un intervalo pequeño de saturación la roca es fuertemente mojada por agua. Al contrario, la roca es mojada por aceite si la relación tiene una pendiente no pronunciada y se extiende en un rango de saturación más amplio.

Algunos han encontrado que la permeabilidad relativa es insensible a los cambios de mojabilidad y al ángulo de contacto cuando los sistemas tienen una fuerte mojabilidad. Otros han encontrado que las curvas de presión capilar fueron insensibles a los cambios de mojabilidad cuando la mojabilidad era lo suficientemente fuerte.

3.5.3 Efectos en el Manejo y Limpieza de Núcleos

El limpiado y manejo de un núcleo puede afectar drásticamente las permeabilidades relativas alterando su mojabilidad.

La Figura 3.11 muestra las permeabilidades relativas medidas en núcleos nativos, limpiados y restaurados. Todas las curvas están basadas en la permeabilidad efectiva al aceite a la S_{wi} . Dicha figura muestra que las permeabilidades relativas de los núcleos nativos y restaurados son muy similares, esto implica que la mojabilidad fue exitosamente restaurada.

Otros experimentos muestran la importancia de medir las permeabilidades relativas en núcleos nativos o restaurados en lugar de los limpiados. A cualquier saturación de agua, las permeabilidades relativas al aceite fueron bajas y las relativas al agua fueron altas para núcleos nativos y restaurados en comparación con los núcleos limpiados con mojabilidad al agua. Si un núcleo limpiado fuera usado para predecir un desplazamiento por agua, éste podría predecir altas eficiencias en la recuperación y una surgencia a un tiempo mayor que la del comportamiento actual.

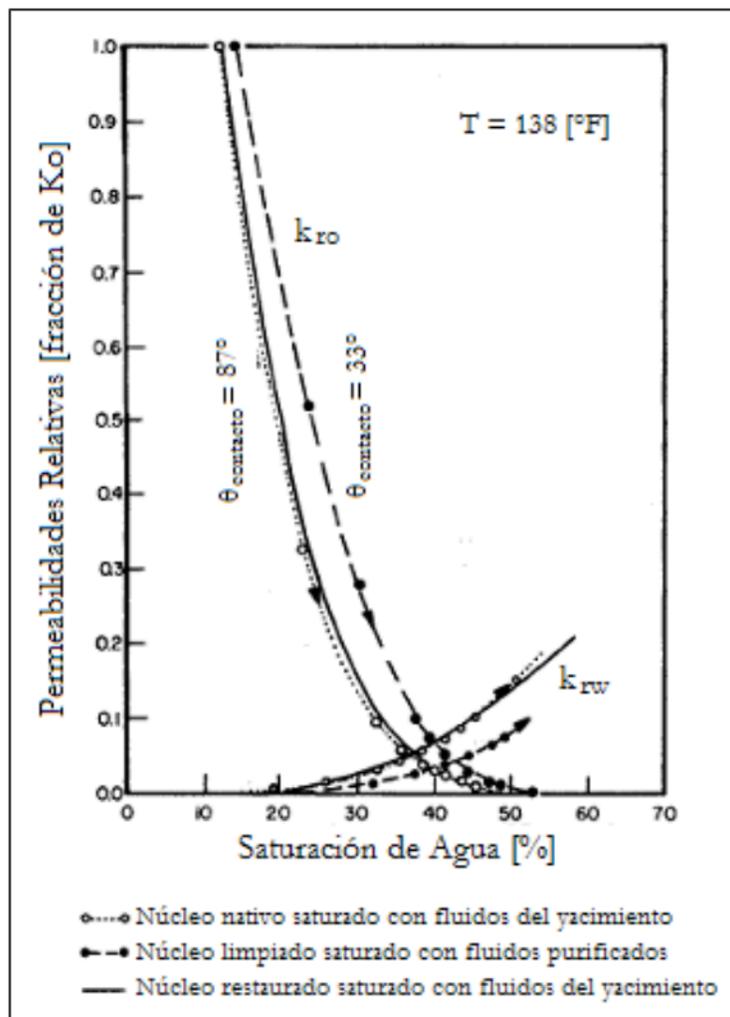


Figura 3.11 Efecto de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa en núcleos en su estado nativo, limpiado y restaurado. El ángulo de contacto medido fue de 87° para fluidos del yacimiento y de 33° para salmuera y aceite refinado

Otros experimentos muestran que los diferentes métodos de limpiado pueden alterar la permeabilidad efectiva y la mojabilidad de núcleos limpiados. Núcleos similares fueron limpiados por diferentes métodos y posteriormente desplazados hasta la *Sor* y al final medir la permeabilidad efectiva al agua. La *Sor* fue muy similar para todos los métodos de limpiado. Sin embargo, la permeabilidad efectiva final varió por más de un factor de 3 entre los métodos de limpiado. La explicación para este comportamiento es que algunos métodos podrían extraer más del adsorbido, compuestos que alteran la mojabilidad dejando a la roca más mojada por agua. En los núcleos con una mayor mojabilidad por agua, el aceite residual tendía a formar gotas atrapadas bloqueando las gargantas de los poros y disminuyendo la permeabilidad efectiva al agua.

Otros experimentos han mostrado que los núcleos limpiados tienen una mojabilidad al agua, es también posible para los limpiados cambiar la mojabilidad de agua a aceite, por la deposición de los componentes del aceite o por adsorción de los solventes de limpiado. En cualquier caso un núcleo limpiado puede introducir serios errores en las mediciones de la permeabilidad relativa.

En un experimento usando tolueno para limpiar núcleos se encontró que la mojabilidad y las permeabilidades relativas no cambiaban. La mojabilidad de los núcleos fue medida y se observó que iban de una mojabilidad del agua al aceite. De ahí que se estableciera que el tolueno retenía la mojabilidad del yacimiento. Es posible que en estos experimentos no se alterara la mojabilidad debido a que los núcleos habían sido tomados con fluidos de perforación base aceite o emulsión-surfactante. Los surfactantes en lodos de perforación pueden dejar al núcleo mojado por aceite, lo cual es difícil de revertir.

En general el uso de tolueno es menos eficiente que otros solventes y sí puede afectar la mojabilidad y las permeabilidades relativas en un núcleo. En algunos casos se ha encontrado que una mojabilidad neutra o media en un núcleo nativo se vuelve más mojado por agua después de la extracción con tolueno.

En otros experimentos se examinaron los efectos de limpiado y las permeabilidades relativas del sistema gas-agua en núcleos tomados en un yacimiento, así como para estudiar el desplazamiento miscible con CO_2 que es inyectado en un yacimiento para desplazar al aceite, seguido por la inyección de agua para desplazar al gas y al aceite. La saturación de gas es alta y la del agua relativamente baja antes de la inyección de agua. Las curvas de las permeabilidades relativas al gas y al agua medidas en dirección creciente de la saturación de agua son necesarias para predecir el comportamiento del agua inyectada. Las permeabilidades relativas del sistema gas-agua, se muestran en la Figura 3.12 indicando que el comportamiento del núcleo es tal que pareciera como si fuera mojado por aceite, o más exactamente como si fuera un repelente al agua.

Después de que las permeabilidades relativas del sistema gas-agua fueron obtenidas, el núcleo fue limpiado y secado y nuevas pruebas de permeabilidad relativa fueron medidas en el núcleo limpiado con dos diferentes saturaciones iniciales. Las mediciones son completamente diferentes de aquellas hechas con núcleos nativos. La saturación de gas residual es más alta y la permeabilidad relativa al agua al final es mucho menor a menos del 10% de la permeabilidad inicial, indicando que el gas residual interfiere fuertemente con el flujo de agua.

Las mediciones de permeabilidades relativas más exactas son hechas en núcleos nativos donde la mojabilidad del yacimiento es preservada. Cuando tales núcleos no están disponibles los núcleos restaurados podrán ser usados restaurando la mojabilidad por tres diferentes procesos:

1) limpiar el núcleo par remover todos los componentes adsorbidos, 2) saturar con fluidos de la formación, 3) reposar el núcleo a condiciones de yacimiento. Errores serios pueden resultar cuando las mediciones son hechas en núcleos con mojabilidad alterada, tales como núcleos limpiados o contaminados con lodos de perforación base surfactantes.

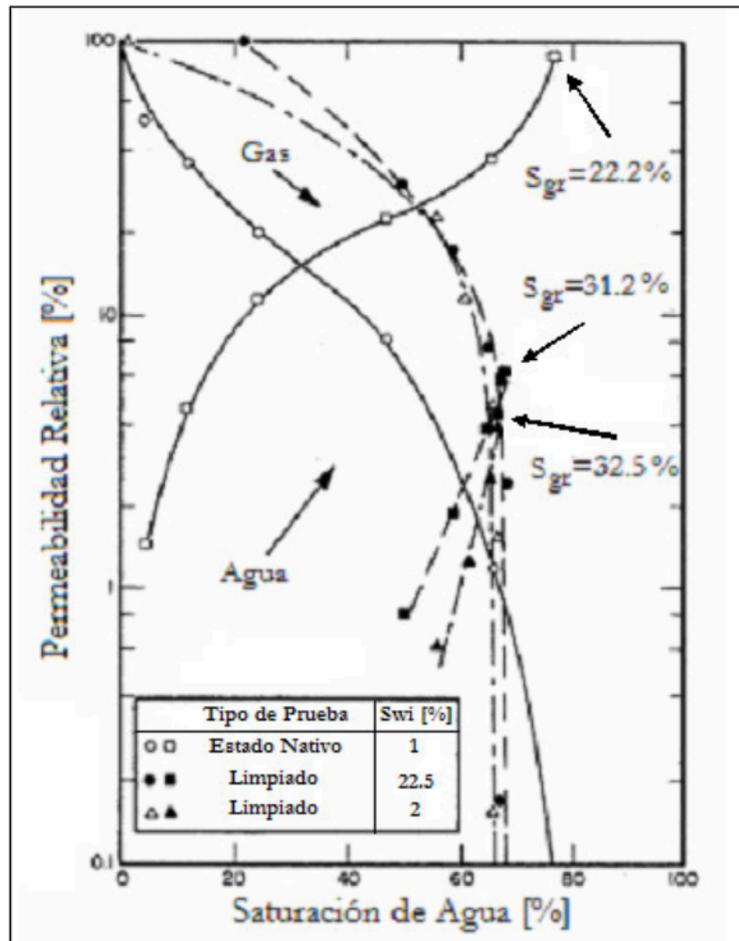


Figura 3.12 Comparación de las permeabilidades relativas del sistema gas-agua entre núcleos en estado nativo y limpiados

3.5.4 Sistemas con Mojabilidad Fraccional y Mixta

Todas las superficies de las rocas en un sistema de mojabilidad neutra tienen una cierta preferencia por ser mojadas por aceite o agua. Muchos yacimientos tienen una mojabilidad heterogénea, con variaciones en la preferencia de mojabilidad en diferentes superficies. Efectos adicionales en la mojabilidad pueden ocurrir cuando el sistema tiene una mojabilidad no uniforme (fraccional o mixta) donde porciones de la superficie son mojadas por agua mientras que la remanente es fuertemente mojada por aceite. Salathiel, introdujo el término de mojabilidad mixta para referirse a un tipo especial de mojabilidad fraccional en la cual las superficies mojadas por aceite forman canales continuos a través de los grandes poros, mientras que los poros pequeños permanecen mojados por agua. La principal diferencia entre

la mojabilidad mixta y fraccional es que la última no implica ya sea localizaciones específicas para mojabilidad por aceite y agua o canales continuos mojados por aceite. En sistemas de mojabilidad fraccional las superficies individuales mojadas por agua y aceite tienen tamaños del orden de un simple poro.

3.5.4.1 Mojabilidad Fraccional

La Figura 3.13 muestra las relaciones de las permeabilidades relativas calculadas a partir de un desplazamiento a gasto constante. Los cambios en la relación de las permeabilidades relativas son muy similares a los cambios observados cuando la mojabilidad de un núcleo mojado uniformemente es cambiada de agua a aceite.

En varios experimentos se encontró que la relación de permeabilidades relativas k_{rw}/k_{ro} , para una saturación de agua dada, incrementaba a medida que la fracción de la superficie mojada por agua disminuía, aunque existen algunas excepciones.

3.5.4.2 Mojabilidad Mixta

El comportamiento de la relación de permeabilidades relativas mientras el núcleo es dejado con mojabilidad al agua contrasta con el comportamiento para sistemas de mojabilidad fraccional y uniforme. La relación de permeabilidades relativas a una saturación de agua dada es menor para sistemas de una fuerte mojabilidad al agua.

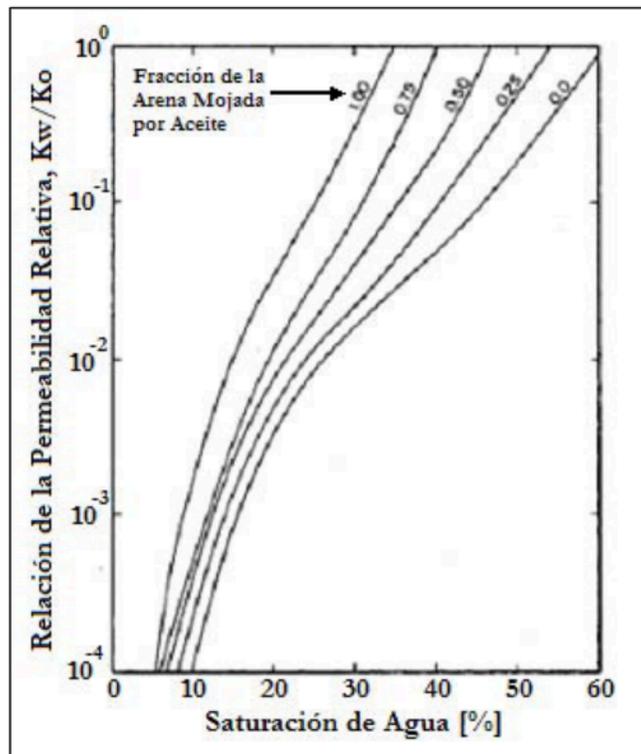


Figura 3.13 Relación de la permeabilidad relativa al agua/aceite para una arena con mojabilidad fraccional

3.5.5 Permeabilidades Relativas de Estado No estacionario

En varios métodos de estado estacionario, el aceite y el agua son inyectadas a gastos constantes en el núcleo hasta que son alcanzados valores de saturación equilibrados. La presión a lo largo del núcleo es medida para determinar las permeabilidades. La principal diferencia entre los métodos de estado estacionario es el procedimiento usado para minimizar los efectos de entrada y salida. Los métodos en estado estacionario son generalmente muy lentos, toma días o semanas debido a que las saturaciones deben alcanzar el equilibrio después de cada cambio en los gastos de inyección. El método de estado no estacionario es mucho más rápido, requiriendo solo horas para determinar toda la curva de permeabilidad relativa, y por esta razón es la más usada.

Los aceites viscosos son normalmente usados para incrementar el periodo de producción en dos fases, debido a que el flujo antes de la surgencia no da información de la permeabilidad relativa. Si aceites de baja viscosidad son usados en un núcleo con mojabilidad por agua, el desplazamiento es del tipo pistón y las permeabilidades relativas pueden ser encontradas sólo para la Sw_i y la S_{or} usando el método inestable.

Se recomienda que el método de estado no estacionario no sea usado en núcleos con una fuerte mojabilidad por agua. Se cree que la combinación de altas velocidades y altas viscosidades que son comúnmente usadas en las mediciones en el estado no estacionario causarán que un núcleo con fuerte mojabilidad por agua se comporte como si estuviera mojado por aceite en un desplazamiento, debido a que no existe tiempo suficiente para que los fluidos se equilibren.

Cuando un desplazamiento es conducido a un gasto suficientemente bajo con baja viscosidad de aceite, la distribución del aceite en los poros cambiará mientras el frente de agua pasa. Si el sistema es fuertemente mojado por agua, ésta desplazará al aceite de los poros pequeños y de la superficie de los poros. Se establece también que la mojabilidad del núcleo será reducida cuando un aceite muy viscoso y a altos gastos de desplazamiento son usados, debido a que el aceite viscoso no tendrá tiempo suficiente para ajustarse al desplazamiento. Los gastos grandes son necesarios para estabilizar el flujo y para minimizar los efectos de salida. El agua inyectada tenderá a moverse rápidamente a través de los grandes poros, causando una surgencia temprana y haciendo que el desplazamiento se comporte como si el núcleo estuviera mojado por aceite. En comparación con las permeabilidades relativas en estado estacionario, las calculadas con el método del estado no estacionario aparecerán más mojadas por aceite.

Si el agua es inyectada a muy altos gastos, el equilibrio mojante no será alcanzado y el sistema parecerá más mojado por aceite.

Las permeabilidades relativas en estado no estacionario son más altas que las de estado estacionario a la misma saturación de agua. Otro factor que indica diferencia entre los métodos estable e inestable es la diferencia en la histéresis en la fase mojante durante el drenado y la imbibición. Muchas mediciones en estado estacionario muestran poca o nula histéresis en las permeabilidades relativas de la fase mojante, mientras que las inestables muestran grandes cantidades relativas de histéresis.

3.5.6 Permeabilidades Relativas en Tres Fases

La mojabilidad es un factor importante en la determinación de las permeabilidades relativas, que a su vez es afectada por la distribución espacial de las tres fases. Cuando la mojabilidad es lo suficientemente fuerte, la permeabilidad relativa de la fase mojante es primeramente función de su saturación y es muy similar para ambos sistemas de dos y tres fases. Las dos fases no mojantes, una de ellas siempre es el gas, compite por los grandes poros. En un sistema de mojabilidad por aceite la presencia de gas atrapado afectará la permeabilidad relativa al agua debido a la interferencia de las dos fases no mojantes.

Los efectos del atrapamiento, la saturación de gas inmóvil en las permeabilidades relativas del agua y aceite fueron estudiados. En estos experimentos se ha encontrado que no existe casi efecto en la permeabilidad relativa al aceite cuando se comparó con mediciones en dos y tres fases. La permeabilidad al agua fue disminuida por el gas atrapado mostrando la interacción entre los dos fluidos no mojantes.

En otros experimentos se midió las permeabilidades relativas de las tres fases, aceite, gas y agua en arenas mojadas por agua y encontraron que las permeabilidades relativas de la fase mojante estaban solo en función de la saturación del agua y no dependían de las saturaciones de aceite o gas.

El efecto de la mojabilidad en las permeabilidades relativas de la fase no mojante es más complicado debido a que la saturación y la historia de la saturación son también importantes. En muchos casos las dos fases no mojantes interferirán una con otra. Se encontró también que el gas atrapado en un sistema de mojabilidad por aceite reducirá la permeabilidad relativa al agua cuando se compare con las mediciones de dos fases agua y aceite a la misma saturación.

Capítulo 4

FLUJO FRACCIONAL DE AGUA (f_w)

4.1 Introducción

En 1941, Leverett presentó el concepto de flujo fraccional. Partiendo de la bien conocida ecuación de Darcy para agua y aceite, él obtuvo.

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{u_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (4.1)$$

Donde:

f_w = Flujo fraccional de agua (fracción)

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite (darcy)

k_w = Permeabilidad efectiva al agua (darcy)

μ_o = Viscosidad del aceite (cp)

μ_w = Viscosidad del agua (cp)

u_t = Velocidad total del fluido, q_t / A , (cm/seg)

P_c = Presión capilar (atm/cm²)

L = Longitud total en la dirección del movimiento (cm)

g = Aceleración debida a la gravedad (cm/seg²)

$\Delta \rho$ = Diferencia de densidades entre el agua y el aceite, $\rho_w - \rho_o$, (g/cm³)

α = Angulo de la formación con respecto a la horizontal.

En unidades prácticas la ecuación 4.1 se convierte en:

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{k_o}{\mu_o} \frac{A}{q_t} \left[\frac{\partial P_c}{\partial L} - 0.433 \Delta \rho \sin \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (4.1a)$$

Donde la permeabilidad está en md; la viscosidad en cp; área en pies²; gasto en bls/día; presión en psi; distancia en pies y diferencia de densidades en g/cm³.

Note que el flujo fraccional de agua, f_w , para un juego de datos, formación y condiciones de flujo dados, es función solo de la saturación, ya que las características de la permeabilidad relativa y la presión capilar son función de la saturación de agua.

Todos los factores necesarios para calcular el valor de fw son conocidos excepto uno, el gradiente de presión capilar. Este gradiente puede ser expresado como:

$$\frac{\partial P_c}{\partial L} = \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial L} \quad (4.2)$$

Aunque el valor de $\frac{\partial P_c}{\partial S_w}$ puede ser determinado con la curva de presión capilar agua-aceite apropiada, el valor del gradiente de saturación, $\frac{\partial S_w}{\partial L}$, no se conoce; por lo tanto para su uso práctico el término de la presión capilar en la ecuación 4.1 es despreciado (pero no olvidado). Entonces la ecuación 4.1 se simplifica

$$f_w = \frac{1 - \frac{k_o}{u\mu_o} (g\Delta\rho \sin\alpha)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (4.3)$$

Para más simplificaciones supóngase que el desplazamiento ocurre en un sistema horizontal, ésto reduce la ecuación a:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad (4.4)$$

Esta ecuación, que es llamada la forma simplificada de la ecuación de flujo fraccional de agua, involucra la relación de las permeabilidades relativas del agua y del aceite. Por lo tanto esta ecuación puede ser escrita así:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (4.4a)$$

El término fw es función de la saturación del agua, así como también lo son las dos permeabilidades krw y kro. Al incrementar la saturación del agua, el valor de kro decrece, mientras que krw, aumenta, dando como resultado el aumento en el valor de fw.

La ecuación 4.4a puede ser obtenida más simplemente. Por definición, fw, es el gasto de agua dividido por el total del gasto o

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} \quad (4.5)$$

Donde q_w y q_o son los gastos de agua y aceite, respectivamente.

Si se divide el numerador y el denominador por q_w se obtiene:

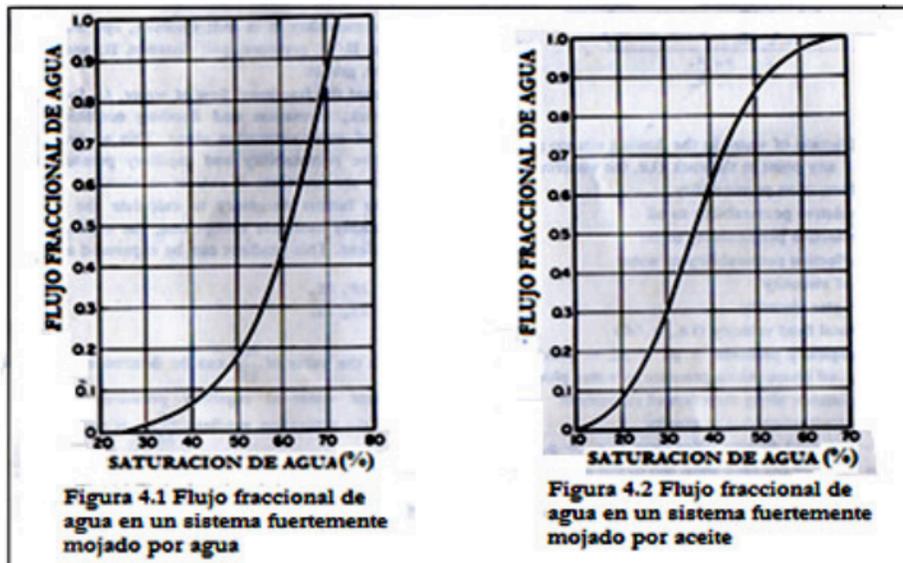
$$f_w = \frac{1}{\frac{q_o}{q_w} + 1} \quad (4.6)$$

Sin embargo, dado que la relación q_o/q_w , puede ser expresada en términos de las permeabilidades relativas al agua y al aceite como:

$$\frac{q_o}{q_w} = \frac{k_{ro}}{\mu_o} \frac{\mu_w}{k_{rw}} \quad (4.7)$$

Si se sustituye la ecuación 4.7 en la ecuación 4.6 obtenemos la ecuación 4.4a. Las ecuaciones 4.4 y 4.4a, se aplican a sistemas horizontales, indican que para una roca dada que es un juego de permeabilidades relativas dado- el valor de f_w depende de la magnitud de las viscosidades del agua y del aceite.

A continuación las Figuras 4.1 y 4.2 muestran las curvas de flujo fraccional de agua obtenidas en dos tipos de roca: uno fuertemente mojado por agua y el otro fuertemente mojado por aceite. La curva de flujo fraccional para una roca fuertemente mojada por agua (Figura 4.1) es cóncava hacia arriba mientras que en una roca fuertemente mojada por aceite es cóncava hacia arriba cuando se tienen bajos valores de saturación de agua y cóncava hacia abajo para valores altos de saturación (Figura 4.2).



Para yacimientos inclinados (Ecuación 4.3), el flujo fraccional es dependiente de la permeabilidad de la formación, del gasto, de la diferencia de densidades y del ángulo de inclinación. El signo de la diferencia de densidades del agua y el aceite se define positivo. Se

puede observar en la Ecuación 4.3 que si el desplazamiento es buzamiento arriba minimiza el valor de f_w debido al efecto gravitacional.

El efecto del ángulo de inclinación y la dirección del flujo en las curvas de flujo fraccional se muestra en las Figuras 4.3 y 4.4. Al igual que las anteriores estas figuras pertenecen a sistemas fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite, respectivamente.

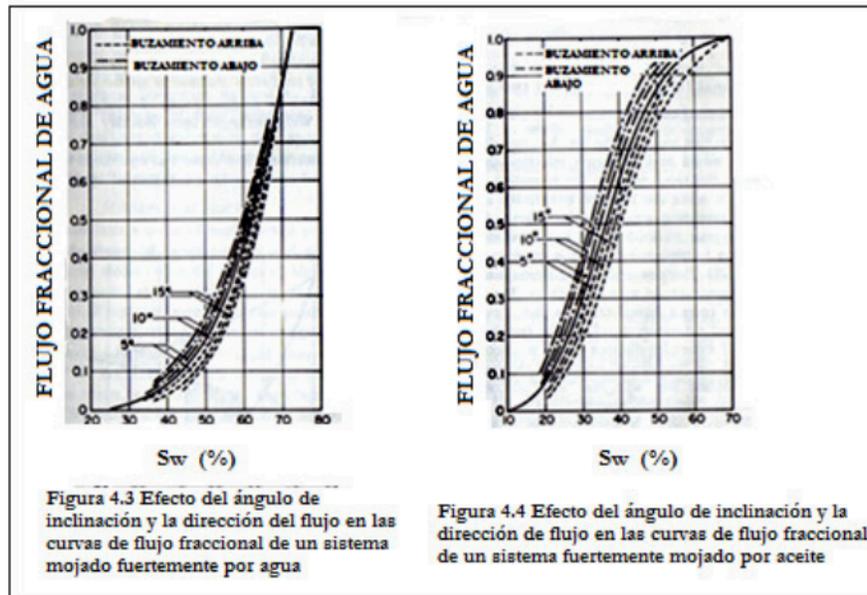


Figura 4.3 Efecto del ángulo de inclinación y la dirección del flujo en las curvas de flujo fraccional de un sistema mojado fuertemente por agua

Figura 4.4 Efecto del ángulo de inclinación y la dirección de flujo en las curvas de flujo fraccional de un sistema fuertemente mojado por aceite

4.2 Ecuación de Avance Frontal

En el trabajo de 1942, Buckley y Leverett presentaron la ecuación de avance frontal. Considerando un pequeño elemento dentro de un medio poroso continuo, ellos expresaron la diferencia a la cual un fluido desplazante entra a este elemento y el ritmo con el que sale en términos de la acumulación del fluido desplazante. Al transformar este balance de materia, se obtiene la ecuación de avance frontal.

$$\left(\frac{\partial L}{\partial t}\right)_{Sw} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw}\right)_t \quad (4.8)$$

Las únicas consideraciones necesarias para la obtención de esta ecuación son (1) no hay transferencia de masa entre las fases y (2) las fases son incompresibles.

Esta ecuación establece que el ritmo de avance de un plano de saturación de agua fijo es igual a la velocidad del fluido multiplicada por el cambio en la composición causada por un pequeño cambio en la saturación del fluido desplazante. Esto es, cualquier saturación de agua dada, Sw , se mueve a lo largo del camino de flujo a una velocidad igual a $\frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw}\right)_t$.

A medida que el gasto total incrementa, la velocidad del plano de saturación incrementa y viceversa.

Si se integra la Ecuación 4.8 se obtiene

$$L = \frac{W_i}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) \quad (4.9)$$

Donde L es la distancia total donde el plano de una saturación dada se mueve.

Buckley y Leverett señalaron que la Ecuación. 4.9 puede ser usada para calcular la distribución de saturación existente durante un desplazamiento inmisible. El valor de

$\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ es la pendiente de la curva de flujo fraccional contra la saturación de agua. La mayoría de las curvas de flujo fraccional tienen dos valores de saturaciones de agua para un

mismo valor de $\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$. La consecuencia de esto es que, de acuerdo con la Ecuación 4.8, dos

diferentes saturaciones tendrán el mismo valor de velocidad. Para hacer la situación más absurda, si existe un gradiente de saturación inicial antes de la inyección, el cálculo de la distribución de saturaciones daría un valor triple Figura 4.5. Buckley y Leverett reconocieron que esto era físicamente imposible. Ellos puntualizaron que la correcta interpretación a este suceso, es que una parte de la distribución de saturaciones es imaginaria y que la saturación real es discontinua. En la Figura 4.5 la parte “imaginaria” de la curva esta dibujada con línea discontinua mientras que la parte “real” se muestra con línea continua. La posición del plano en L_1 es determinado por el balance de materia, las áreas sombreadas entre la curva “imaginaria” y la curva “real” a la derecha e izquierda de L_1 tienen que ser iguales. Buckley y Leverett reconocieron que al depreciar la presión capilar en los cálculos de flujo fraccional, se obtiene una mayor discontinuidad en la distribución de saturaciones.

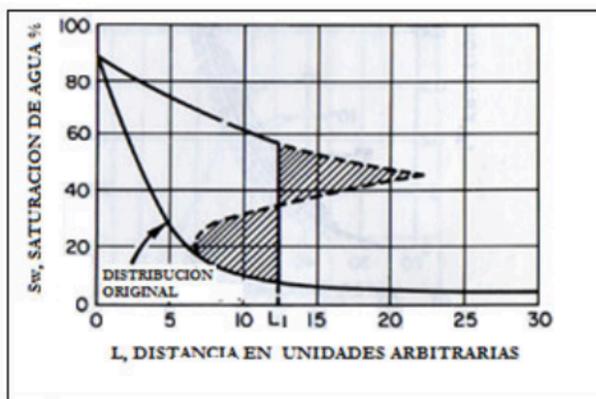


Figura 4.5 Distribución de saturaciones “valor triple”

Debido a la “curva del triple valor” y lo que significa, muchos investigadores estaban dudosos de utilizar la ecuación de avance frontal de Buckley y Leverett.

Finalmente, en 1951, dos trabajos fueron publicados haciendo uso de la ecuación de avance frontal. Terwilliger y colaboradores en un trabajo estudiaron la aplicación de las ecuaciones de flujo fraccional y avance frontal para un proceso de drenaje en un sistema gas-aceite. Ellos encontraron que para un rango de saturaciones bajas del fluido desplazante (gas), estas saturaciones todas se movían con la misma velocidad, resultando que la forma de la distribución de saturaciones era constante con el tiempo. Ellos llamaron a esta distribución

de saturaciones la “zona estabilizada”. Además, los autores mostraron que trazando una línea tangente de la curva de flujo fraccional a S_w , correspondiente a la saturación de agua inicial y f_w igual a cero se podía definir la saturación por arriba de la zona estabilizada. Como resultado de este trabajo, se desarrollaron los conceptos de zona estabilizada y zona no estabilizada definidos como:

Zona estabilizada: Intervalo de saturación donde todos los puntos de saturación se mueven con la misma velocidad.

Zona no estabilizada: Intervalo de saturación donde todos los puntos de saturación se mueven con diferente velocidad.

En 1952, Welge mostró que la construcción de una tangente en la curva de flujo fraccional equivalía al “balance de áreas” sugerida por Buckley y Leverett, para encontrar la saturación en la “discontinuidad”. Welge fue más allá de eso y desarrolló una ecuación que relaciona el promedio de la saturación del fluido desplazante con la saturación del fluido producido al final del sistema. Esto en términos de inyección de agua es:

$$\bar{S}_w - S_{w2} = Q_i f_{o2} \quad (4.10)$$

Donde

\bar{S}_w = Saturación promedio de agua

S_{w2} = Saturación al final del sistema

Q_i = Volumen poroso de fluido inyectado acumulado

f_{o2} = Flujo fraccional de aceite producido

Esta ecuación es importante porque relaciona tres factores de interés primario en la inyección de agua (1) el promedio de la saturación y así el total de aceite recuperado, (2) el total de agua inyectado y (3) el corte de aceite y el corte de agua y la WOR (relación agua aceite) producida.

Welge también determinó que:

$$Q_i = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{w2}}} \quad (4.11)$$

Esta ecuación hace posible relacionar independientemente el acumulado de agua inyectada y la saturación de agua al momento de la surgencia.

4.3 La Lengua de Agua.

En 1953 Dietz propuso lo que podría ser considerado como la competencia de la ecuación de avance frontal de Buckley y Leverett. Dietz visualizó que el agua desplaza al aceite por bajocorrimiento como formando una lengua. Él observó que en la zona invadida por agua donde se hallaba la saturación residual de aceite sólo el agua se movía y en la región no

invadida sólo aceite se movía. Por lo tanto debía haber una línea que separara estas zonas. Esto se muestra en la Figura 4.6.

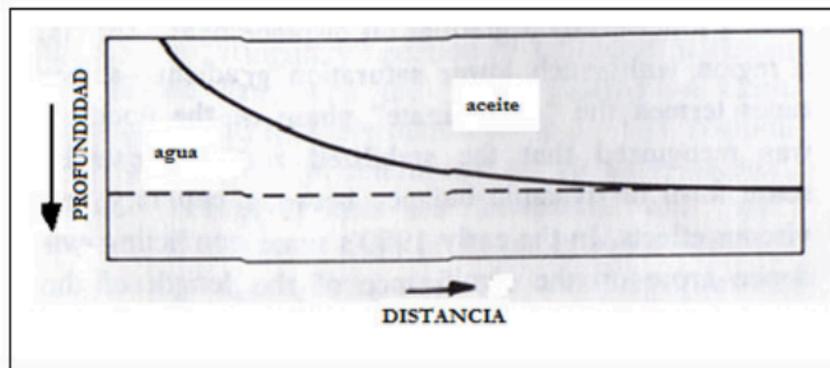


Figura 4.6 Forma de la lengua de agua

4.4 Digitación Viscosa

La teoría de avance frontal de Buckley y Leverett asume que el desplazamiento de aceite por agua ocurre de manera gradual y con una interfase recta. En 1951 Engelberts y Klinkenberg mostraron que esto no ocurría en realidad, mostraron a través de experimentos la existencia de “dedos”. Tiempo después Later van Meurs demostró la existencia de estos dedos (Figura 4.7). El mostró que a pesar de que en el laboratorio los sistemas pueden ser reproducidos como medios porosos uniformes, la formación de estos dedos aumentaba a medida que la relación entre las viscosidades del aceite y del agua aumentaba.

En los yacimientos reales la presencia de estos dedos no se debe tanto a las viscosidades de los fluidos sino más bien a la heterogeneidad de los mismos.

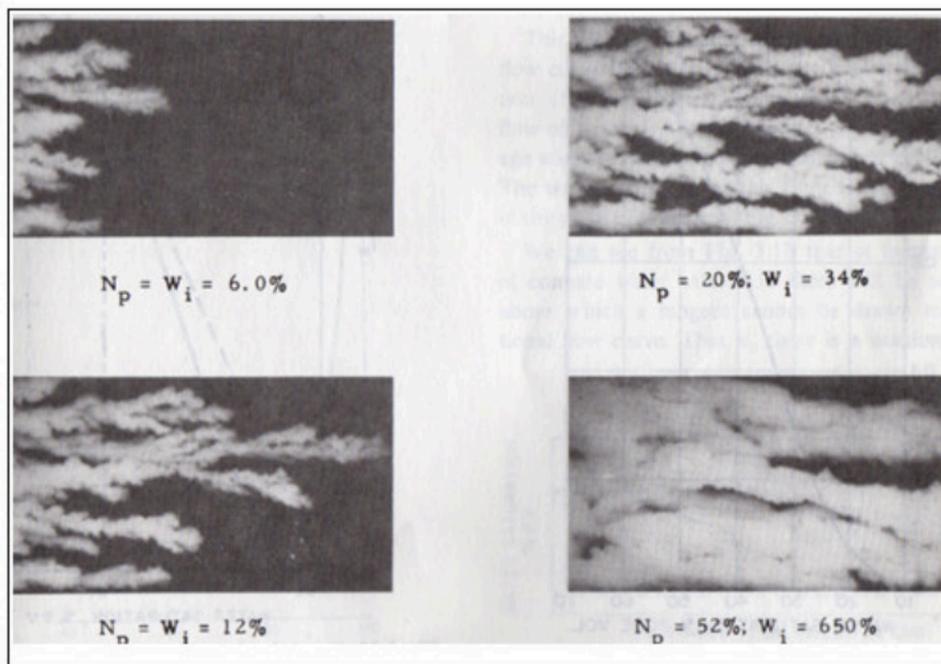


Figura 4.7 Digitación Viscosa

4.5 Movilidad del Agua Congénita.

En 1951 Brown reportó un estudio hecho a rocas preferentemente mojadas por agua, encontrando que el agua congénita de estas rocas es la que desplaza el aceite, el agua congénita es, a su vez, desplazada por le agua de inyección.

Desafortunadamente no existen resultados para estudios similares en rocas preferentemente mojadas por aceite. Sin embargo, es lógico pensar que como el agua congénita en sistemas preferente mojados por aceite no afecta a las permeabilidades relativas al aceite y al agua, el agua de inyección no contacta al agua connata de ninguna forma.

Una utilidad de la movilidad del agua congénita puede ser la determinación en el campo de la mojabilidad. Si el agua producida después del corte de agua en los pozos productores tiene la composición mineral similar al agua congénita entonces se puede asumir que es un sistema mojado por agua. Si el agua producida es el agua de inyección hay dos posibilidades (1) es un sistema mojado por aceite o (2) el agua inyectada se está filtrando a través de fracturas y debido a esto no tiene oportunidad de desplazar el agua congénita. Por supuesto la segunda posibilidad se descarta si la surgencia de agua no ocurre pronto.

Capítulo 5

SATURACION DE AGUA Y LA INFLUENCIA QUE TIENE EN LA RELACION P_c - k_r - f_f

5.1 Introducción.

Hasta el momento se han descrito, por separado, las principales características de la presión capilar, la permeabilidad relativa y el flujo fraccional. En este capítulo se detalla la importancia que tiene la saturación de agua en la relación que existe entre estos tres parámetros, que no es otra cosa que, conociendo uno de los factores podemos inferir los otros dos para la explotación de un yacimiento.

5.2 Movimiento de Fluidos Dentro del Yacimiento.

Los poros de las rocas de los yacimientos están ocupados siempre por agua, agua y aceite, agua y gas o incluso se pueden encontrar los tres fluidos. Cuando se encuentran presentes los tres fluidos, los yacimientos se conocen como de aceite saturado y la distribución de éstos dentro del yacimiento será como se muestra en la Figura 5.1.

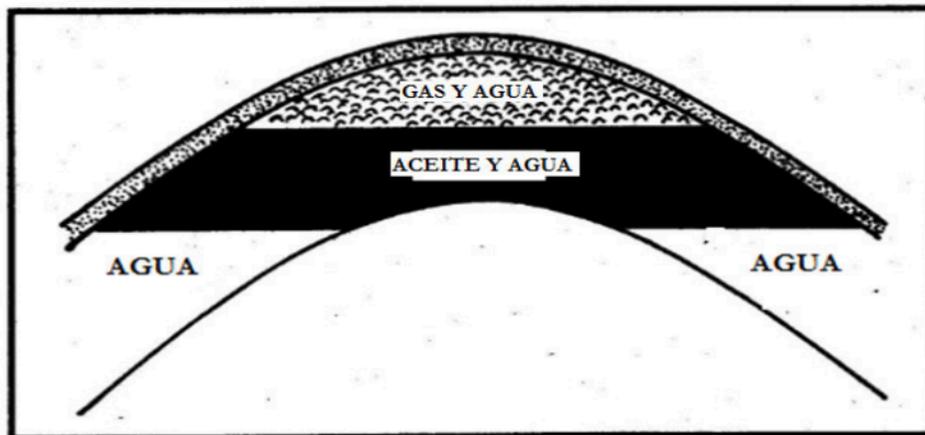


Figura 5.1 Distribución de los fluidos en un yacimiento de aceite saturado

Para que el movimiento de fluidos ocurra una fuente de energía debe existir. Para mover automóviles se requiere una energía en forma de combustible, para los seres humanos esta energía la proveen los alimentos y para el caso del líquido y del gas dentro del yacimiento, éstos se moverán como resultado de una diferencia de presión en el medio poroso. El líquido y el gas se mueven de un punto de mayor presión a uno de menor presión.

La diferencia de presión en el yacimiento se produce cuando un pozo es perforado, el pozo es el área de menor presión con respecto a la presión del yacimiento. La acción de un fluido empujando a otro se llama mecanismo de empuje. Existen diferentes mecanismos de empuje

pero el que a nos atañe es el mecanismo de empuje por agua ya que se ha venido manejando un yacimiento bajosaturado.

MECANISMO DE EMPUJE POR AGUA

Cuando el agua forma parte de un acuífero el empuje por agua puede darse de dos formas. El primero se presenta cuando debajo de la zona de aceite existe un acuífero grande que ejerce una presión sobre los fluidos del yacimiento que los obliga a moverse hacia el pozo ver Figura 5.2

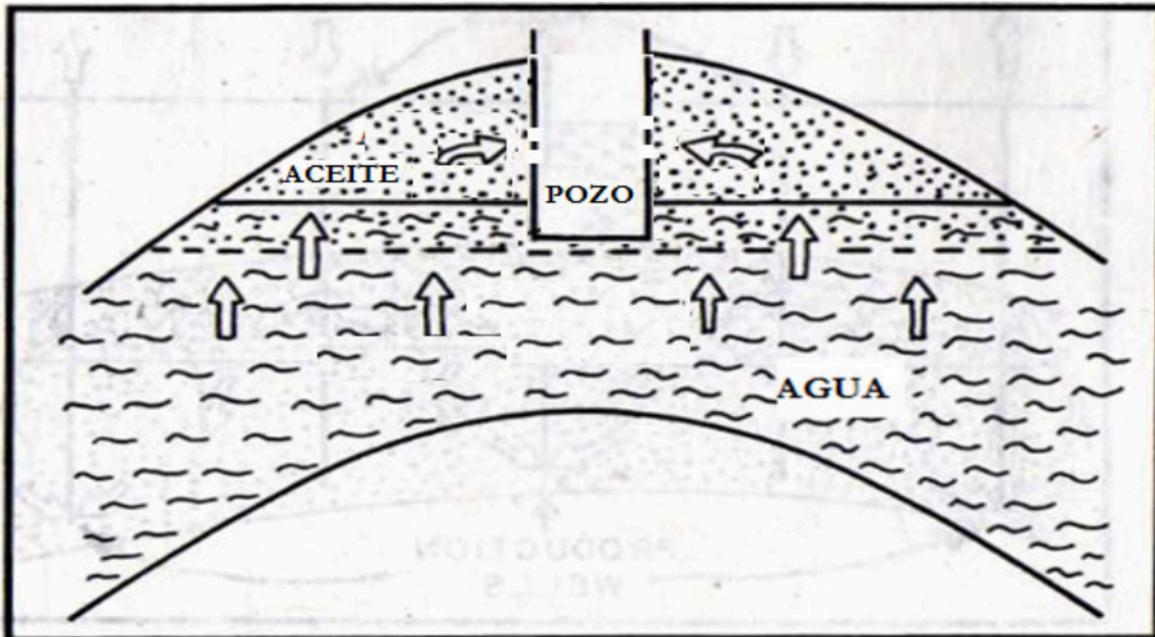


Figura 5.2 Yacimiento bajosaturado con acuífero activo

La otra forma se esquematiza en la Figura 5.3 y ocurre cuando el acuífero se encuentra conectado con la superficie, el peso de la columna de agua que está sobre el acuífero ejerce una presión sobre el yacimiento haciendo que los fluidos se desplacen.

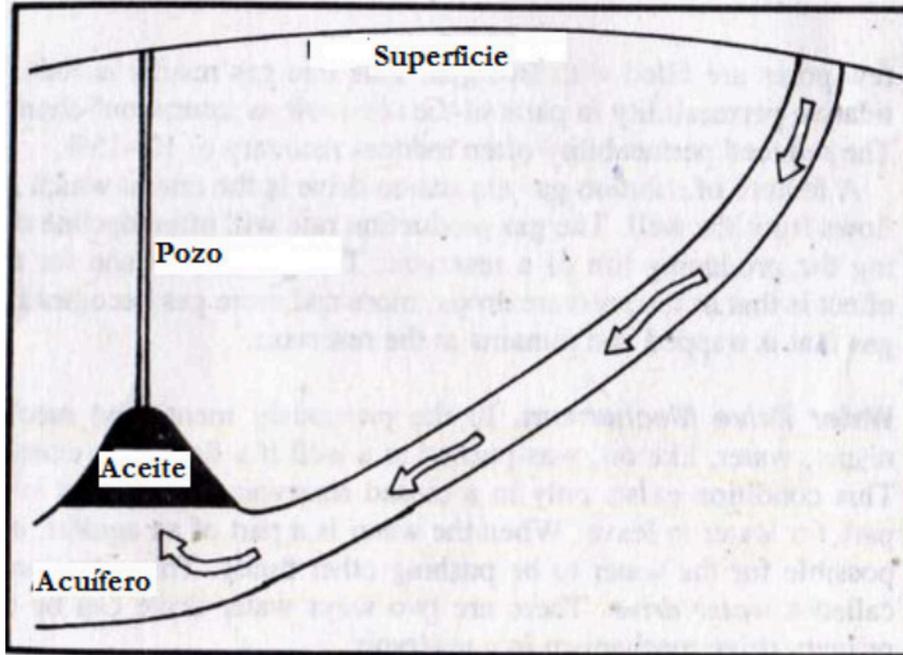


Figura 5.3 Pozo artesiano

A medida que el aceite se va desplazando por los poros para llegar hasta el pozo, en los poros de la roca ocurre que la saturación inicial de aceite va disminuyendo, el agua ocupa entonces los huecos dejados por el aceite incrementando así la saturación de agua. A cada aumento de la saturación de agua la permeabilidad relativa al aceite va disminuyendo con lo cual el flujo de aceite hacia el pozo va disminuyendo hasta que es más conveniente aplicar un método de recuperación secundaria o mejorada.

5.3 Determinación de la Altura Sobre el Nivel de Agua Libre

En el yacimiento, la saturación de agua decrece a medida que la altura sobre el nivel de agua libre (FWL por sus siglas en inglés) aumenta, en esta zona la presión capilar es igual a cero. La saturación de agua irreductible (S_{wirr}) se alcanza a una gran altura por encima del nivel de agua libre. La zona de transición es definida como la zona que puede producir agua e hidrocarburos. Las variaciones en el radio de los capilares son debidas a la geometría del poro, característica que establece algunas de las propiedades de la roca, como a la permeabilidad y en mucho menor grado, a la porosidad. Por lo tanto la distribución del tamaño de poro tiene una gran influencia en la magnitud del agua irreductible y en la altura de la zona de transición. La profundidad a la cual se encuentre el contacto agua-aceite es dependiente de la permeabilidad, mientras más alta sea ésta menor será la separación entre el contacto agua-aceite y el nivel de agua libre. Todos estos aspectos se observan mejor en la Figura 5.4, que ilustra el caso de un yacimiento con roca homogénea (k y ϕ constantes) y aceite bajosaturado.

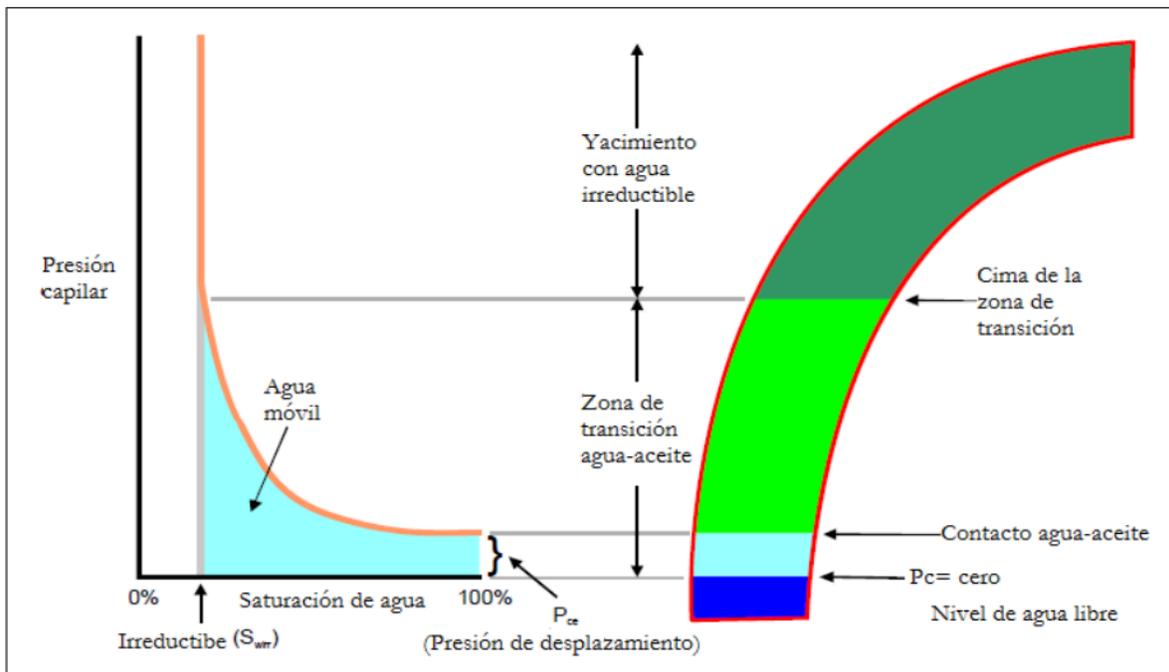


Figura 5.4 Zonificación del yacimiento homogéneo con aceite bajosaturado.

El nivel cero de presión capilar (o nivel de agua libre), que determina el perfil teórico de saturación se fija con ayuda de registros eléctricos.

La distribución de saturación por encima del nivel de agua libre (o por debajo para cuando se cuenta con valores negativos de presión capilar en un sistema mojado por aceite) es controlado por el balance de las fuerzas capilares y de flotamiento.

$$P_c = (\rho_w - \rho_o)gh \quad (5.1)$$

Despejando h de la Ecuación 5.1 se puede determinar a que altura sobre el nivel de agua libre se encuentra determinado valor de presión capilar. Se debe señalar que se puede usar cualquier juego de unidades siempre y cuando sean unidades consistentes.

$$h = \frac{P_c}{(\rho_w - \rho_o)g} \quad (5.2)$$

5.4 Cálculo de la Permeabilidad a partir de la Presión Capilar.

La primera correlación presión capilar-permeabilidad fue desarrollada por Purcell. Esta correlación está basada en la analogía que existe entre la ecuación de Pouseuille y la ecuación general de la presión capilar.

El gasto de un fluido, Q , con viscosidad, μ , que pasa a través de un tubo cilíndrico con radio r y longitud igual a L , esta dado por la Ecuación 5.3 la cual fue desarrollada por Pouseuille.

$$Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8\mu L} \quad (5.3)$$

Donde ΔP es la caída de presión a lo largo del tubo.

Dado que el volumen, V , del tubo es $\pi r^2 L$, la Ecuación 5.3 puede ser escrita como:

$$Q = \frac{V r^2 \Delta P}{8 \mu L^2} \quad (5.4)$$

La presión capilar para este tubo, esta dada por la ecuación de presión capilar, que es la mínima presión requerida para desplazar un fluido mojante por medio de un fluido no mojante dentro de un capilar de radio r :

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r} \quad (5.5)$$

Sustituyendo el valor de r de la Ecuación 5.5 en la Ecuación 5.4 se obtiene:

$$Q = \frac{(\sigma \cos \theta)^2 V \Delta P}{2 \mu L^2 P_c^2} \quad (5.6)$$

Si se concibe el medio poroso como la unión de N tubos capilares de igual longitud pero diferente radio, el gasto total que fluye a través de él puede ser expresado como:

$$Q_t = \frac{(\sigma \cos \theta)^2 \Delta P}{2 \mu L^2} \sum_{i=1}^N \frac{V_i}{P_{c_i}^2} \quad (5.7)$$

Por otro lado, el gasto, a través del mismo sistema de capilares se puede obtener con ayuda de la ecuación de Darcy.

$$Q_t = \frac{k A \Delta P}{\mu L} \quad (5.8)$$

Si se igualan las Ecuaciones 5.7 y 5.8 se obtiene la relación entre presión capilar y permeabilidad

$$k = \frac{(\sigma \cos \theta)^2}{2 A L} \sum_{i=1}^N \frac{V_i}{P_{c_i}} \quad (5.9)$$

La Ecuación 5.9 puede ser simplificada si se expresa el volumen, V_i , de cada capilar como porcentaje, S_i , del total del volumen de espacios, V_T del sistema:

$$S_i = \frac{V_i}{V_T} \quad (5.10)$$

Más aún, dado que el producto AL es el volumen total de roca, se puede introducir el termino de porosidad.

$$\phi = \frac{V_T}{AL} \quad (5.11)$$

La Ecuación 5.9 se reduce a:

$$k = \frac{(\sigma \cos \theta)^2}{2} \phi \sum_{i=1}^N \frac{S_i}{P_{c_i}^2} \quad (5.12)$$

Sin embargo, Purcell se dio cuenta que a pesar de que la Ecuación 5.12 relacionaba la permeabilidad con la porosidad y la presión capilar dentro de un sistema de capilares cilíndricos y paralelos con la misma longitud pero diferente radio de poro, tal sistema no existía en la naturaleza. Para corregir esto, Purcell, introdujo el *factor litológico*, λ , también conocido como índice de distribución del tamaño de poro, este índice es adimensional, en general puede decirse que mientras mayor es el valor de λ más uniforme es la distribución del tamaño del poro. Si λ tiende a infinito representa una distribución de tamaño uniforme de poro. Areniscas y calizas en la naturaleza pueden representarse mediante índices de distribución de tamaño de poro entre 0.5 y 4. Kewen Li realizó estudios de inyección de mercurio en tres tipos de roca, arenisca berea, una caliza y una arenisca de un campo petrolero obteniendo los siguientes valores de λ .

TIPO DE ROCA	BEREA	CALIZA	ROCA DE YACIMIENTO
λ	0.674	1.572	0.542

Finalmente, introduciendo factores de conversión, y expresando la sumatoria como la integral de la saturación sobre P_c^2 en el rango de saturación de 0 a 1, la ecuación se transforma en:

$$k = 10.24(\sigma \cos \theta)^2 \phi \lambda \int_{s=0}^{s=1} \frac{dS}{P_c^2} \quad (5.13)$$

Donde k es la permeabilidad en mD, ϕ es la porosidad, S es la fracción de poros ocupada por el líquido inyectado en la muestra, P_c la presión capilar en lb/pg², σ la tensión interfacial en dinas/cm y θ el ángulo de contacto.

5.4.1 Cálculo de la Permeabilidad Relativa a partir de la Presión Capilar.

La determinación de la permeabilidad relativa con datos de presión capilar esta basadas en la relación entre permeabilidad absoluta y presión capilar desarrollada por Purcell y que es expresada como:

$$k = 10.24(\sigma \cos \theta)^2 \phi \lambda \int_{s=0}^{s=1} \frac{dS}{P_c^2} \quad (5.13)$$

Esta ecuación puede ser adaptada para el cálculo de las permeabilidades relativas de las dos fases, mojante y no mojante, definidas como las relaciones entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta del sistema. Se puede reescribir la Ecuación 5.13 quedando en la forma siguiente:

$$k_w = 10.24(\sigma \cos \theta)^2 \phi \lambda \int_{s=0}^{s=S_w} \frac{dS}{P_c^2} \quad (5.14)$$

Y

$$k_{nw} = 10.24(\sigma \cos \theta)^2 \phi \lambda \int_{S=S_w}^{S=1} \frac{dS}{P_c^2} \quad (5.15)$$

Donde k_w y k_{nw} son las permeabilidades efectivas de la fase mojanete y no mojanete respectivamente.

Dado que la Ecuación 5.13 representa la permeabilidad absoluta, las Ecuaciones 5.14 y 5.15 se dividen por la Ecuación 5.13 por lo que la permeabilidad relativa de las fases mojanete y no mojanete se definen como:

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} = \frac{\int_{S=0}^{S=S_w} \frac{dS}{P_c^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{P_c^2}} \quad (5.16)$$

$$k_{rnw} = \frac{k_{nw}}{k} = \frac{\int_{S=S_w}^{S=1} \frac{dS}{P_c^2}}{\int_{S=0}^{S=1} \frac{dS}{P_c^2}} \quad (5.17)$$

Donde k_{rw} y k_{rnw} son las permeabilidades relativas de las fases mojanete y no mojanete respectivamente.

Construcción de Curvas de Permeabilidad Relativa a partir de Datos de Presión Capilar

Brooks y Corey han demostrado, con base en un gran número de datos experimentales, que λ puede determinarse a partir de la forma de una curva de P_c vs S_w . Ellos demostraron que existe la siguiente relación:

$$S_w^* = \left(\frac{P_c}{P_d} \right)^{-\lambda} \quad (5.18)$$

O bien, tomando logaritmos la Ecuación 5.18 queda de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \log S_w^* &= -\lambda(\log P_c - \log P_d) \\ \log P_c &= \log P_d - \frac{1}{\lambda} \log S_w^* \end{aligned} \quad (5.19)$$

Donde

S_w^* =Saturación efectiva de la fase mojanete

P_c = Presión capilar

P_d = Presión capilar de admisión o desplazamiento

λ =Factor litológico

La saturación efectiva de la fase mojanete (S_w^*) se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (5.20)$$

Donde:

S_w^* = Saturación efectiva de la fase mojanete

S_{wi} =Saturación irreductible de la fase mojante
 S_w = Saturación de la fase mojante a una P_c dada

Todos los parámetros que intervienen en la Ecuación 5.20 son obtenidos de la curva de drene de un proceso de desplazamiento.

Al graficar $\log(P_c)$ contra $\log(S_w^*)$ se obtiene una línea recta, el inverso de la pendiente de esta recta es el valor del factor litológico λ . Una vez que se conoce el valor de λ y que se obtiene la S_w^* es posible usar las ecuaciones propuestas por Burdin para calcular la permeabilidad relativa de la fase mojante y de la fase no mojante respectivamente:

$$k_{rw} = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (5.21)$$

$$k_{rnw} = (1 - S_w^*)^2 \left[1 - (S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right] \quad (5.22)$$

Finalmente se grafica k_{rw} vs. S_w^* y k_{rnw} vs. S_w^*

5.5 Cálculo del Flujo Fraccional de Agua a partir de la Permeabilidad Relativa.

Puesto que en la ecuación de flujo fraccional las permeabilidades relativas intervienen como un cociente, es posible expresar tales permeabilidades mediante una correlación. Dicha correlación puede ser obtenida al asociar a las permeabilidades relativas y la saturación del agua, tal y como se muestra en la Ecuación 5.23

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = ae^{-bS_w} \quad (5.23)$$

Recordando que la permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido entre la permeabilidad absoluta, es posible el expresar la Ecuación 5.23 como:

$$\frac{k_o}{k_w} = ae^{-bS_w} \quad (5.24)$$

Donde e es la función exponencial, a y b se determinan a partir de una gráfica de $\log(k_{ro}/k_{rw})$ vs. S_w , en donde a corresponde a la intersección en $S_w = 0$ de la parte de la recta de los valores de (k_{ro}/k_{rw}) y b será la pendiente de dicha recta. Un ejemplo de esta grafica se muestra en la Figura 5.5.

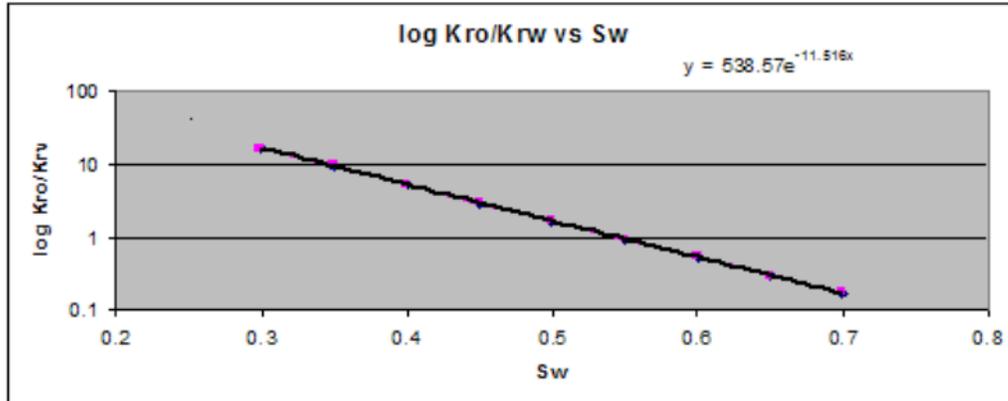


Figura 5.5 Ejemplo que se obtiene al graficar $\log(k_{ro}/k_{rw})$ vs. S_w

Ahora es posible el obtener los valores del flujo fraccional de agua para cada punto de saturación mediante el uso de la Ecuación 5.25

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} a e^{-b S_w}} \quad (5.25)$$

Donde f_w es el flujo fraccional de agua, μ_w es la viscosidad del agua y μ_o es la viscosidad del aceite.

5.6 Cálculo de la Permeabilidad Relativa a partir del Flujo Fraccional

El método es un método experimental, todo comienza con los datos obtenidos de una prueba de desplazamiento de aceite por agua, los datos que se necesitan son: inyección de agua, aceite recuperado, densidad y viscosidad del aceite, caída de presión. El objetivo de este método es obtener las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite, y esto se logra a través de un proceso iterativo donde la saturación de agua es el parámetro que va marcando la pauta para desarrollar este método. Por lo tanto el primer paso es calcular la saturación de agua promedio en el núcleo.

La saturación de agua promedio es igual al volumen de agua en el núcleo dividido por el volumen poroso, Como el flujo es incompresible, entonces el volumen de aceite producido N_p es igual al volumen de agua que ha quedado en el núcleo, mientras que el volumen poroso se puede calcular de la siguiente manera.

$$V_p = \frac{\text{Peso del núcleo saturado} - \text{Peso del núcleo seco}}{\text{Densidad del fluido que satura al núcleo}} \quad (5.26)$$

$$S_w = \frac{N_p}{V_p} \quad (5.27)$$

Igualmente se calcula el volumen de agua inyectada adimensional en términos del volumen poroso $\frac{Wi}{V_p}$. Donde Wi es el agua inyectada, repitiendo el cálculo para todas las mediciones

realizadas.

El siguiente paso es calcular el flujo fraccional de aceite. El flujo fraccional de aceite se define como:

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} = \frac{Np / \Delta t}{Np / \Delta t + Wp / \Delta t} = \frac{Np}{Np + Wp} = \frac{\Delta S_w}{\Delta \left(\frac{Wi}{V_p} \right)} \quad (5.28)$$

Como es flujo bifásico, entonces el flujo fraccional de agua se calcula restando el flujo fraccional de aceite de 1.

$$f_w = 1 - f_o \quad (5.29)$$

El siguiente paso consiste en calcular la inyectividad relativa, I_r . La inyectividad relativa se define como:

$$I_r = \frac{q / \Delta p}{(q / \Delta p)_i} \quad (5.30)$$

La inyectividad relativa es en realidad función de la variación de movilidad promedio del fluido en el yacimiento.

La tasa de inyección es simplemente el volumen de agua inyectado en cada corrida por el intervalo de tiempo que transcurrió durante la corrida. Por ejemplo:

$$q = \frac{\Delta Wi}{\Delta t} \quad (5.31)$$

La inyectividad se calcula dividiendo la tasa de inyección por la caída de presión:

$$I = \frac{q_i}{\Delta p} = \frac{\Delta Wi / \Delta t}{\Delta p} \quad (5.32)$$

La inyectividad relativa es la razón entre las inyectividades divididas y la inyectividad inicial. La inyectividad relativa para los datos de la primera corrida es igual a uno.

El paso final es el cálculo de las permeabilidades relativas a partir de la inyectividad relativa y de los volúmenes de agua inyectada acumulada.

La permeabilidad relativa al aceite se calcula haciendo uso de:

$$k_{ro} = f_o \frac{\Delta \left(\frac{1}{Wi} \right)}{\Delta \left(\frac{1}{I_r Wi} \right)} \quad (5.33)$$

Este cálculo se divide en varias etapas. Por ejemplo, primero se calcula para cada corrida el producto $I_r \cdot W_i$, luego se invierte y finalmente se calcula la variación del inverso. Similarmente se procede con el numerador. La permeabilidad relativa al agua se calcula mediante:

$$k_{rw} = \frac{(1 - f_o) \mu_w}{f_o \mu_o} k_{ro} \quad (5.34)$$

Finalmente se grafican todos los valores obtenidos de k_{ro} y k_{rw} contra los valores de saturación de agua promedio.

5.7 Cálculo de la Presión Capilar a partir de Datos de Permeabilidad

Hawkins, Luffel y Harris desarrollaron una correlación para obtener la presión capilar sobre la base de datos de saturación de agua, porosidad y permeabilidad. Las ecuaciones que obtuvieron para lograr correlacionar a la presión capilar con la permeabilidad se presentan en la siguiente serie de pasos. El primer punto consiste en efectuar el cálculo de la presión de desplazamiento del mercurio mediante el uso de la Ecuación 5.35.

$$P_d = \frac{937.8}{(k^{0.3406}) \cdot \phi} \quad (5.35)$$

Donde:

P_d = presión de desplazamiento del mercurio en [psi]

k = permeabilidad absoluta [md]

ϕ = porosidad en [%]

El siguiente paso es calcular la fuerza de gravedad, F_g , tal y como se muestra en la Ecuación 5.36.

$$F_g = \frac{\left[\ln \left(\frac{5.21 \cdot k^{0.1254}}{\phi} \right) \right]^2}{2.303} \quad (5.36)$$

Al haber obtenido los dos parámetros anteriores, ya nos es posible el determinar la presión capilar mediante el uso de la Ecuación 5.37, la cual se muestra a continuación.

$$\log(P_c) = -\frac{F_g}{\ln(1 - S_w)} + \log(P_d) \quad (5.37)$$

Donde S_w es la saturación del agua expresada en fracción y P_c es la presión capilar expresada en [psi].

Como puede apreciarse en la Ecuación 5.37, la presión capilar está expresada en función del logaritmo base diez. Dicha ecuación puede escribirse tal y como se muestra en la Ecuación 5.38.

$$P_c = 10^{-[F_g/\ln(1-S_w)]+\log(P_d)} \quad (5.38)$$

Otra forma de calcular la presión capilar es mediante el uso de la Función J de Leverett la cual se muestra en la Ecuación 5.39.

$$J(S_w) = \frac{(k/\phi)^{0.5} P_c}{\sigma \cos \theta} \quad (5.39)$$

Donde

$J(S_w)$ = función J en función de S_w

S_w = Saturación del agua

k = permeabilidad absoluta del medio poroso

ϕ = Porosidad

P_c = presión capilar en función de S_w

σ = tensión interfacial

θ = ángulo de contacto en la interfase fluidos-sólido

Los pasos a seguir para realizar el cálculo de la presión capilar mediante el uso de la Función J son:

1. Delimitar el bloque a caracterizar (una celda en un simulador, un nivel productivo o todo el yacimiento)
2. Obtener la porosidad y la permeabilidad promedio para todo el bloque.
3. Resolver la Ecuación 5.39 para obtener la P_c en función de $J(S_w)$ para los valores calculados de permeabilidad y porosidad, del punto previo, y las tensiones interfaciales y ángulos de contactos a nivel del yacimiento.

Sin embargo, hay que resaltar las consecuencias de obtener la presión capilar mediante esta metodología:

- Las curvas obtenidas tratan al bloque como un sistema homogéneo
- La S_w en función de la profundidad resulta decreciente a medida que se recorre el camino desde la base hasta la cima del bloque elegido
- Para dicho bloque, se establece un único valor para la saturación de agua irreductible.

De este modo, en bloques con marcadas heterogeneidades puede llegar a resultar muy complicado trasladar la curva promedio de presión capilar a la descripción real del yacimiento.

5.8 Ecuación para Generar una Familia de Curvas de Altura Sobre el Nivel de Agua Libre en un Sistema Heterogéneo

Todas las ecuaciones presentadas a lo largo de este capítulo han sido desarrolladas para dar solución a un sistema homogéneo, es decir, las expresiones matemáticas mostradas serán válidas si se trata al yacimiento como un sistema homogéneo o si se está analizando un solo estrato.

La intención de esta sección es proporcionar una ecuación que sea capaz de reproducir la forma genérica de una familia de curvas de altura sobre el nivel de agua libre con la finalidad de representar la distribución de saturaciones y los contactos de los fluidos contenidos en los estratos que conforman a un yacimiento heterogéneo. Con dichas curvas de altura sobre el nivel de agua libre será posible obtener la facilidad de flujo de los fluidos y el flujo fraccional del agua en cada estrato del yacimiento en cuestión.

La ecuación en cuestión está desarrollada de tal forma que sólo será válida para un bloque con geometría simple.

En la Función J de Leverett, Ecuación 5.39:

- El divisor $\sigma \cos \theta$, tiene en cuenta la influencia de los fluidos empleados.
- El factor $(k/\phi)^{0.5}$, contempla las diferencias entre distintos medios porosos

Teniendo en cuenta las consideraciones de la Función J de Leverett y , principalmente, la forma que tienen las curvas de presión capilar, es posible obtener una ecuación empírica que reproduzca la forma genérica de dichas curvas en función de la distancia o altura respecto al nivel de agua libre (FWL) contra la saturación de agua del yacimiento. La expresión matemática obtenida se muestra en la Ecuación 5.40.

$$Altura = (\sigma \cos \theta) \cdot (k/\phi)^{-0.5} \cdot [(100 - S_{wirr}) / (S_w - S_{wirr}) - 1]^{Exp} + (WOC - FWL) \quad (5.40)$$

Donde:

$Altura$ = diferencia de cota entre FWL y el estrato en estudio, en m

k = permeabilidad absoluta del estrato en estudio, en D

ϕ = porosidad del estrato en estudio, en fracción

S_{wirr} = saturación de agua irreductible, en porcentaje

S_w = saturación de agua en el estrato en estudio, en porcentaje, la cual variará de 100% a S_{wirr}

Exp = valor a determinar mediante ensayo y error

FWL = nivel de agua libre, en m

WOC = contacto agua-aceite de cada estrato, en m

σ = tensión interfacial, en dinas/cm

θ = ángulo de contacto en la interfase fluidos-sólido, en grados

Si se deseara obtener la presión capilar en lugar de la altura sobre el nivel de agua libre, primero se debe hacer uso de la Ecuación 5.40 y posteriormente se emplea la Ecuación 5.1, en donde h es la altura sobre el nivel de agua libre.

La generación de la Ecuación 5.40 parte de una hipérbola dentro de un rango de saturaciones comprendidas entre 100% y S_{wirr} , debido a que las curvas de presión capilar siempre varían entre esos rangos. Se consideró $(k/\phi)^{-0.5}$ para tener en cuenta las diferencias litológicas y petrofísicas existentes entre los distintos estratos de la formación productora. El producto $\sigma \cos \theta$ se usa para tener en cuenta la influencia de los fluidos empleados. La presión de admisión o de desplazamiento, P_d , se considera al efectuar la diferencia entre FWL-WOC. El término $[(100 - S_{wirr}) / (S_w - S_{wirr}) - 1]^{Exp}$ es usado para generar cada curva, ya que la saturación se hace variar desde S_{wirr} hasta 100%; el término Exp se emplea para proporcionarle una curvatura a cada curva, valga la redundancia, por lo que se deberán de probar distintos valores hasta lograr que las curvas generadas se asemejen a las proporcionadas por el laboratorio

Como puede apreciarse, la Ecuación 5.40 sirve para generar una familia de curvas de altura sobre el nivel de agua libre de una manera relativamente simple debido a que la obtención de dicha ecuación partió del uso de una hipérbola, pero el uso de conceptos y consideraciones relacionados a temas de presión capilar garantiza la obtención de resultados confiables y más apegados a la realidad.

Para ejemplificar el uso de la Ecuación 5.40 y demostrar su aplicación, se considerará un yacimiento con 4 estratos en donde los colores claros indican zonas de transición y los colores oscuros indican que el yacimiento se encuentra a la saturación de agua irreductible, mientras que el color azul muestra la zona de agua. Dicho yacimiento se ilustra en la Figura 5.6

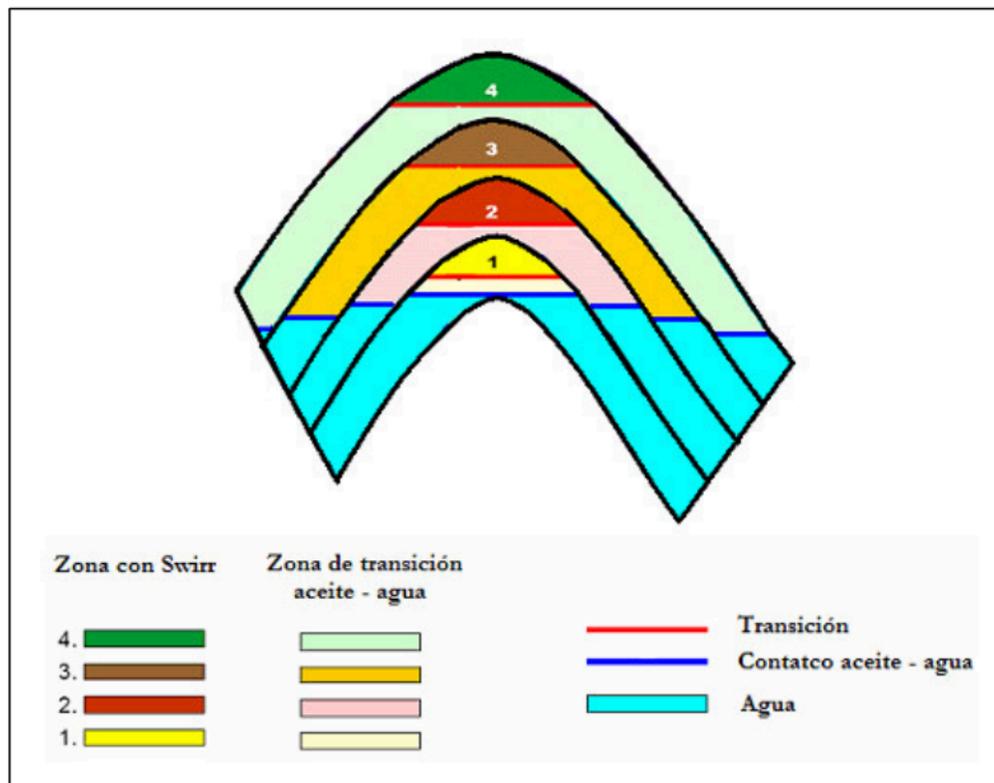


Figura 5.6 Yacimiento de 4 estratos

El yacimiento tiene las siguientes características:

Estrato	Permeabilidad [D]	Porosidad [%]	S_{wirr} [%]	Sor [%]	WOC-FWL [m]
4	0.09	10	16	10	0
3	0.03	8	18	15	6
2	0.02	7	21	20	11
1	0.008	6	24	25	15

Como puede apreciarse, el estrato más permeable es el número 4 y el menos permeable es el número 1. La finalidad del ejemplo es demostrar la funcionalidad y utilidad de las expresiones matemáticas aquí presentadas, por lo que la elección de los datos se hizo de tal manera que resulte muy sencillo usar las ecuaciones, esto es, la información que aquí se presenta es hipotética y difícilmente se encontrará en un caso real.

El yacimiento tiene una geometría y una distribución de fluidos muy simple. El nivel de agua libre de todo el yacimiento estará a la profundidad del contacto aceite-agua del estrato 4, es decir, FWL será igual a WOC del estrato 4. La última consideración para la realización del ejercicio, es suponer la viscosidad del agua y la viscosidad del aceite como constantes y con un valor de 1[cp] y 2[cp], respectivamente. Se considera $\sigma = 30$ [dinas/cm] y $\theta = 30$ [°] (valores tomados de la Tabla 2.1)

Las saturaciones de aceite residual son datos supuestos. Los valores de permeabilidad se obtuvieron de un yacimiento ajeno al yacimiento del cual provienen las curvas entregadas por el laboratorio debido a que no se disponía de dicha información; sin embargo, no hay que olvidar que se trata de un caso hipotético y el principal objetivo del ejemplo es ilustrar el uso de la Ecuación 5.40 así como demostrar su eficacia. El valor de Exp se determinará basándose en las curvas entregadas por el laboratorio, dichas curvas se muestran en la Figura 5.7.

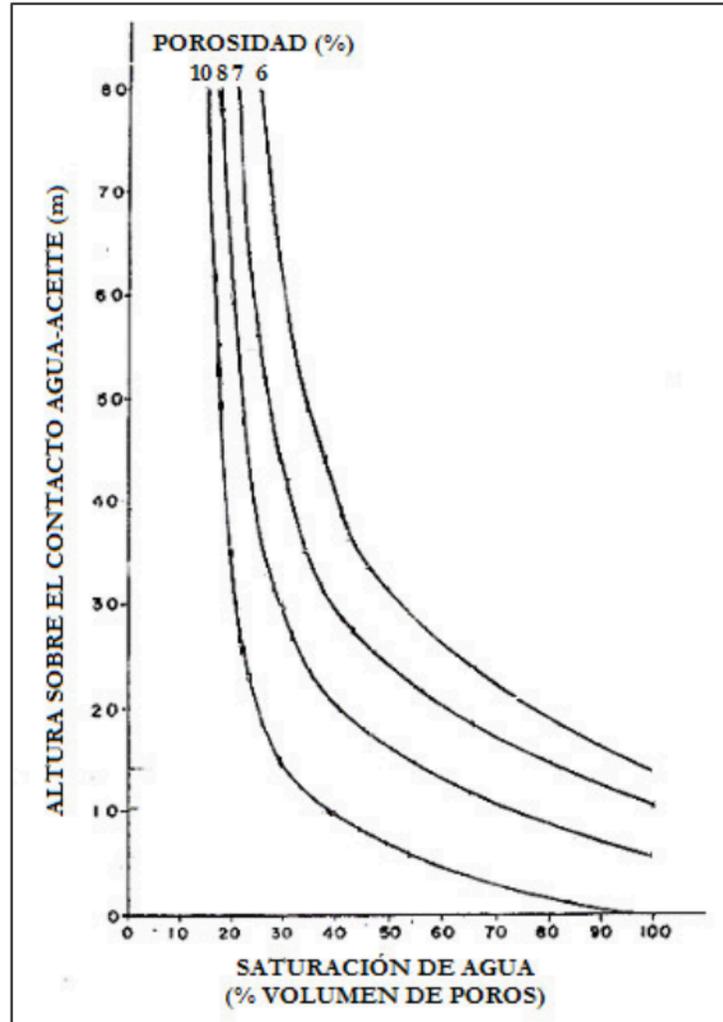


Figura 5.7 Gráfica de altura sobre el nivel de agua libre vs saturación de agua obtenida de laboratorio

Cálculo de la Altura de un Intervalo Sobre el Nivel de Agua Libre (FWL)

Considerando las características del yacimiento que se señalaron anteriormente y usando la Ecuación 5.40, con las unidades correctas, es posible obtener una familia de 4 curvas ya que se tienen 4 estratos.

Para la construcción de la curva de cada estrato, mediante el uso de la Ecuación 5.40, se realiza lo siguiente:

1. Sustituir los valores de k , ϕ , σ , θ , S_{wirr} , FWL y WOC
2. Variar S_w de 100% hasta S_{wirr}
3. El valor de Exp se obtendrá por ensayo y error, esto es, se variará hasta que las curvas generadas se asemejen a las curvas entregadas por el laboratorio.

Los pasos anteriores se repiten para cada estrato. Las curvas obtenidas se presentan en la Figura 5.8.

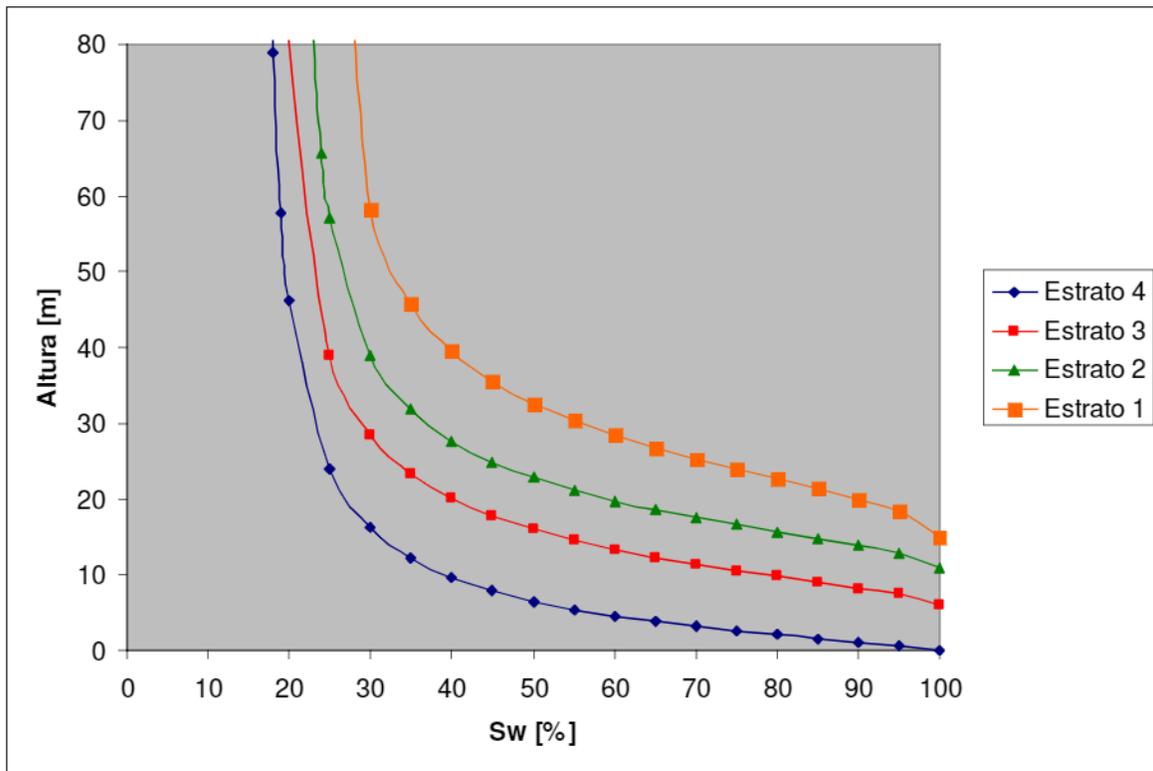


Figura 5.8 Gráfica para los 4 estratos de las alturas sobre el nivel de agua libre vs saturación de agua

Con la gráfica anterior es posible conocer la zonificación que se presenta en el yacimiento.

Cálculo de la Permeabilidad Relativa

Una vez que se han obtenido las curvas de presión capilar es posible conocer la facilidad de flujo que se tendrá en cada capa del yacimiento. Para esto se procede de la siguiente manera.

1. De la gráfica altura contra saturación de agua, se obtiene el valor de saturación de agua irreductible (Sw_{irr}) para cada estrato. Con este valor se calcula la saturación efectiva de la fase mojante (Sw^*), utilizando la Ecuación 5.20.
2. Después se le aplica el logaritmo base 10 a los valores de altura y Sw^* , se grafica $\log(\text{altura})$ vs. $\log(Sw^*)$, obteniéndose una recta, el inverso de la pendiente de dicha recta es el valor del factor litológico, λ .
3. Ahora se cuenta con la información necesaria para utilizar las Ecuaciones 5.21 y 5.22
4. Finalmente, se preparan las graficas obtenidas para cada estrato de los valores de k_{rw} vs. Sw y k_{ro} vs Sw . Las gráficas se trazan desde la saturación de agua irreductible hasta la saturación de aceite residual de cada estrato, Figuras 5.9 a 5.12.

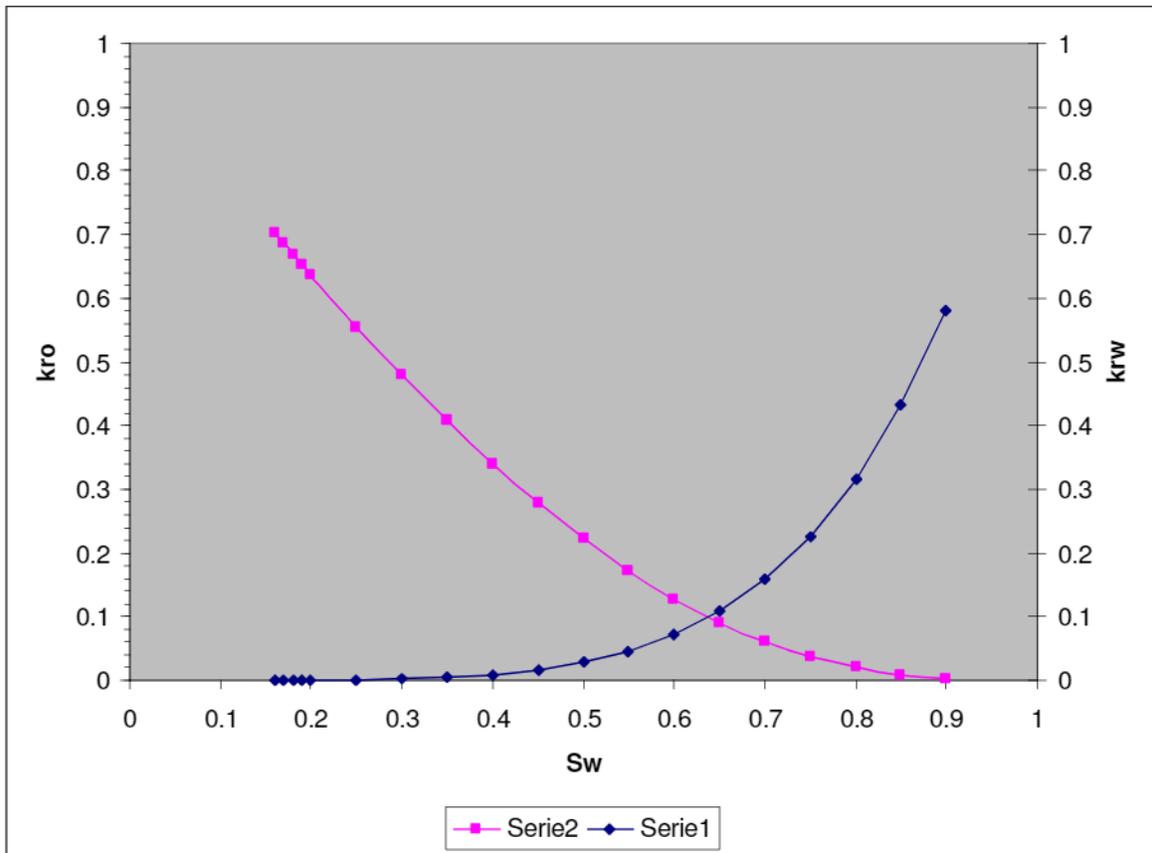


Figura 5.9 Curvas de permeabilidades relativas del estrato 4

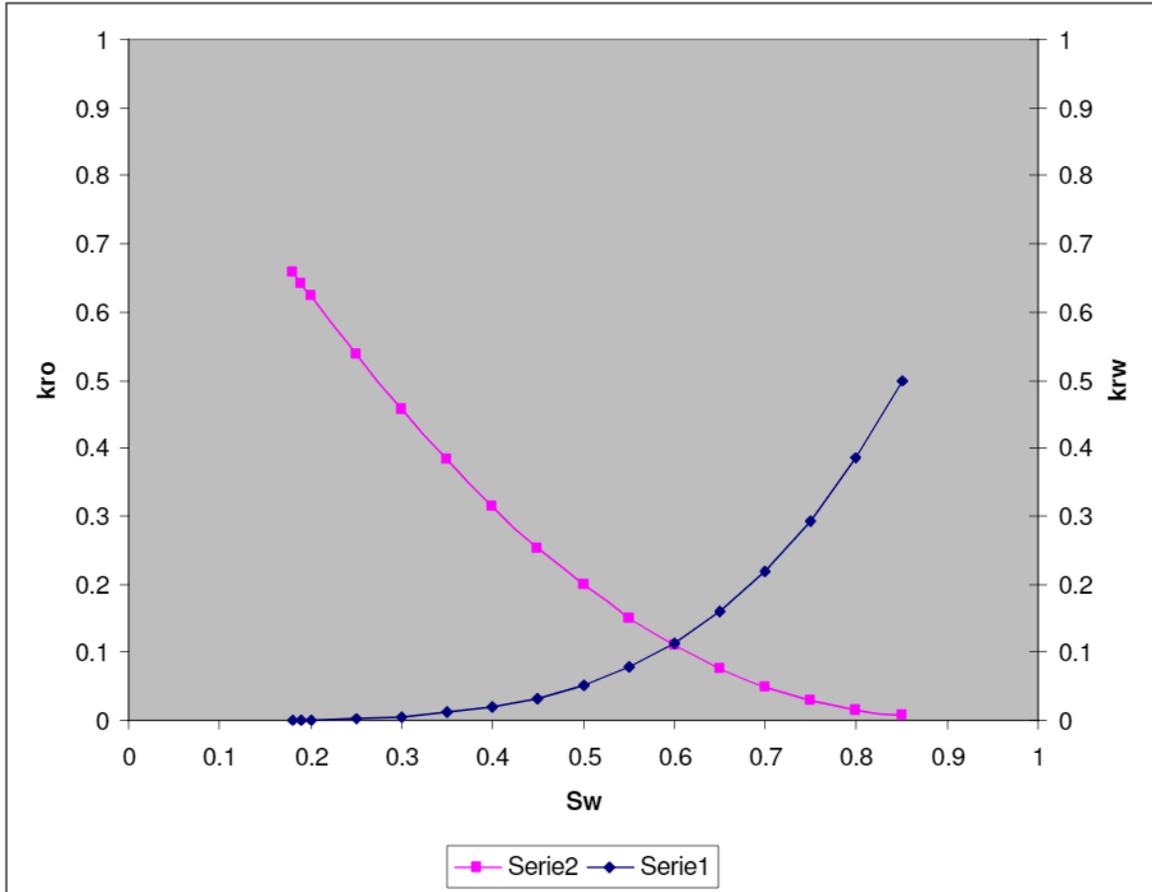


Figura 5.10 Curvas de permeabilidades relativas del estrato 3

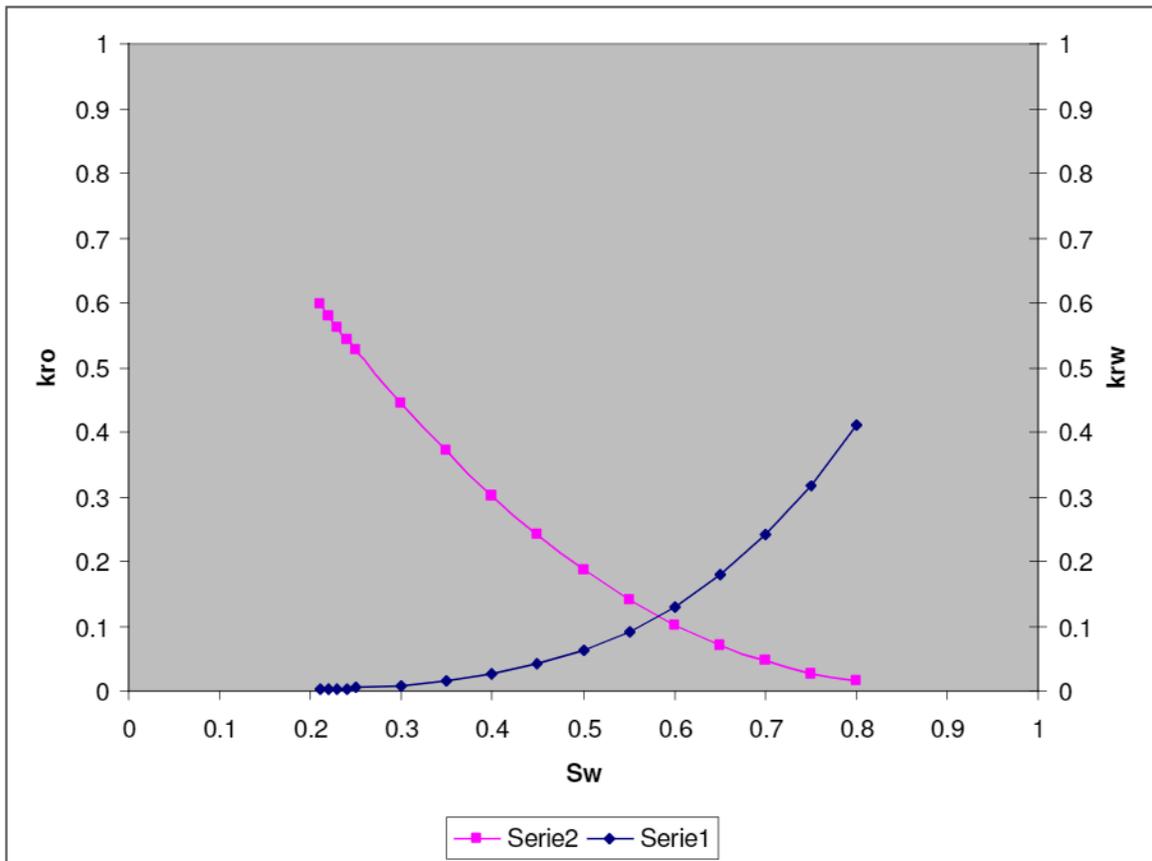


Figura 5.11 Curvas de permeabilidades relativas del estrato 2

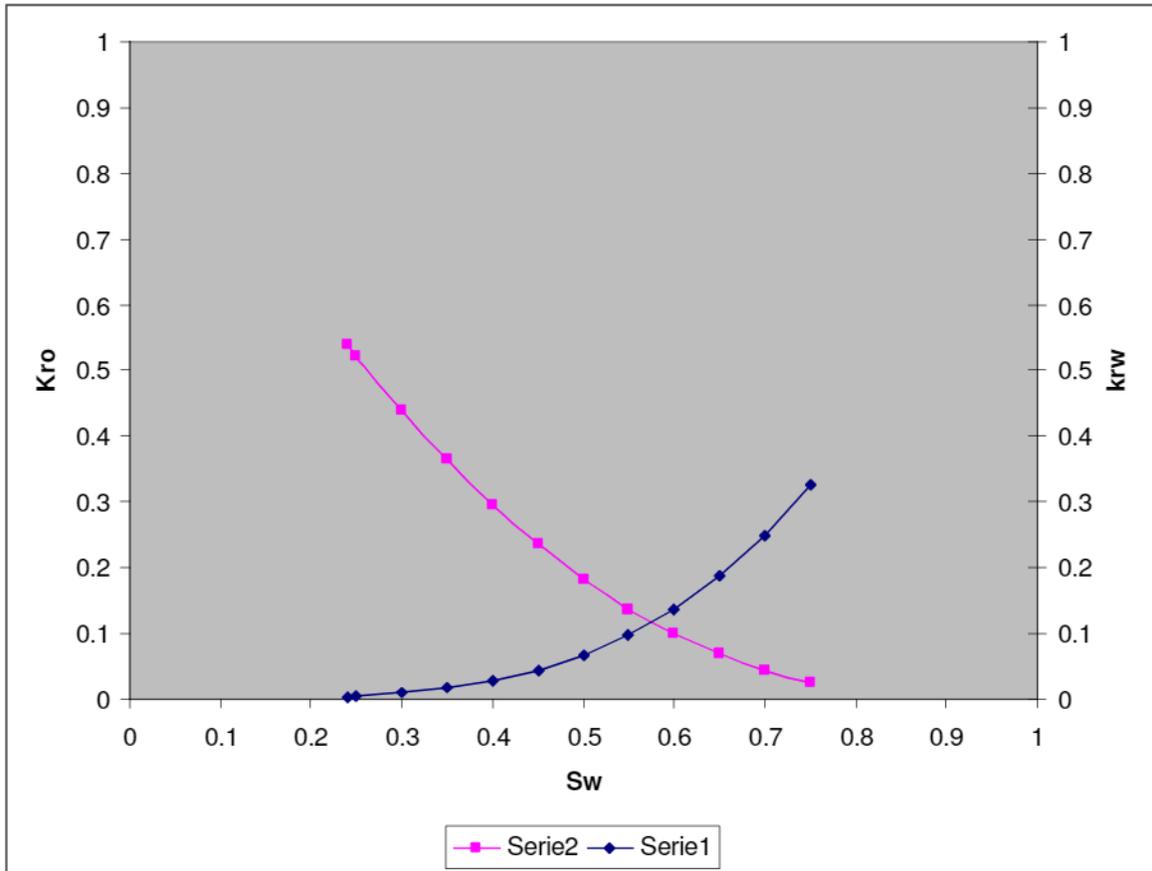


Figura 5.12 Curvas de permeabilidades relativas del estrato 1

La Figura 5.13 muestra a las curvas de permeabilidad relativa de los 4 estratos en una sola gráfica.

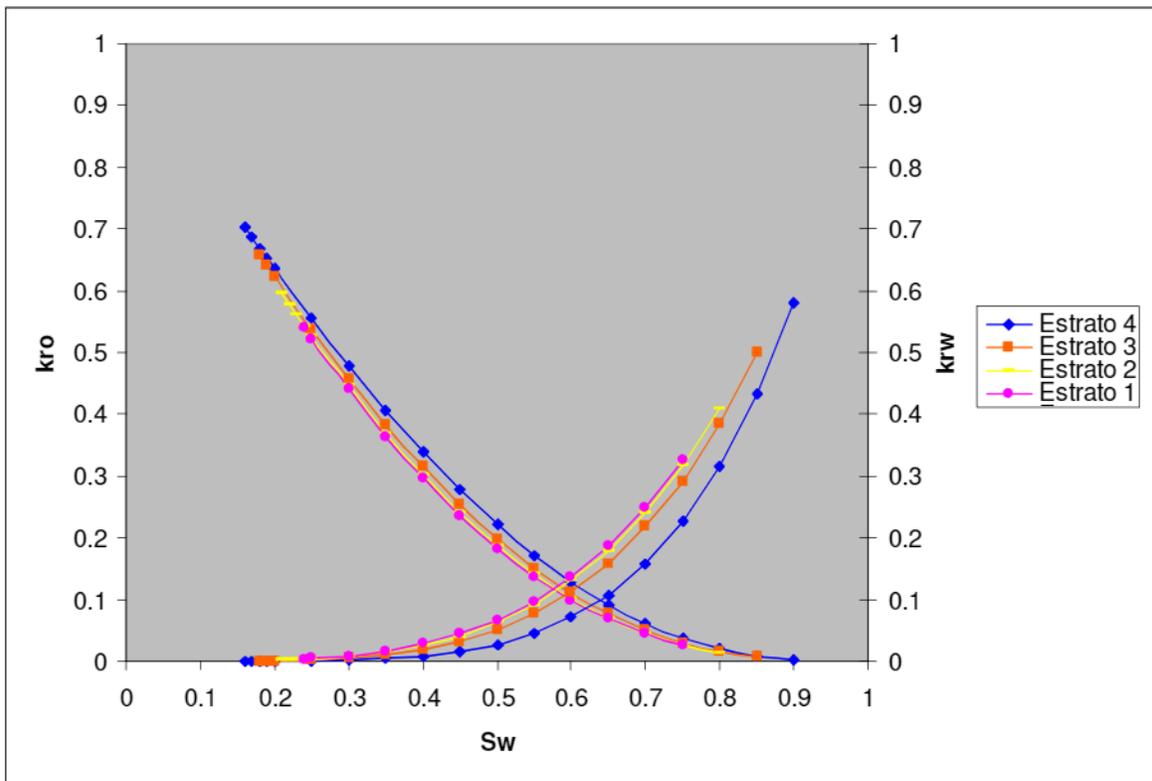


Figura 5.13 Curvas de permeabilidades relativas del estrato 4, 3, 2 y 1

Cálculo del Flujo Fraccional

Hasta este momento se ha logrado obtener la zonificación y la facilidad de flujo de los fluidos presentes en el yacimiento en estudio. Como último paso se calculará el flujo fraccional, es decir, se conocerá el avance que tendrá el agua en la vida de explotación del yacimiento.

1. Se parte de los valores de k_{rw} y k_{ro} obtenidos en la sección previa, se hace la relación k_{ro}/k_{rw} y se grafica en papel semilogarítmico k_{ro}/k_{rw} vs. S_w
2. De la curva que se obtiene al graficar estos datos, sólo interesa la parte recta, que queda definida con la Ecuación 5.23. Con ayuda de la gráfica se pueden obtener los coeficientes a y b que intervienen en dicha ecuación, ya que a es el valor de la ordenada al origen y b el valor de la pendiente de dicha recta. Así se puede calcular, para cualquier valor de saturación de agua, el valor de la relación k_{ro}/k_{rw} .
3. Conociendo los valores de a y b ahora se puede utilizar la Ecuación 5.25, y se obtiene el valor de flujo fraccional de agua para un valor de saturación de agua dado. El valor de viscosidad de las dos fases se debe conocer de antemano.

4. Finalmente se grafica f_w contra saturación de agua y se obtienen las curvas para cada estrato, Figuras 5.14 a 5.17.

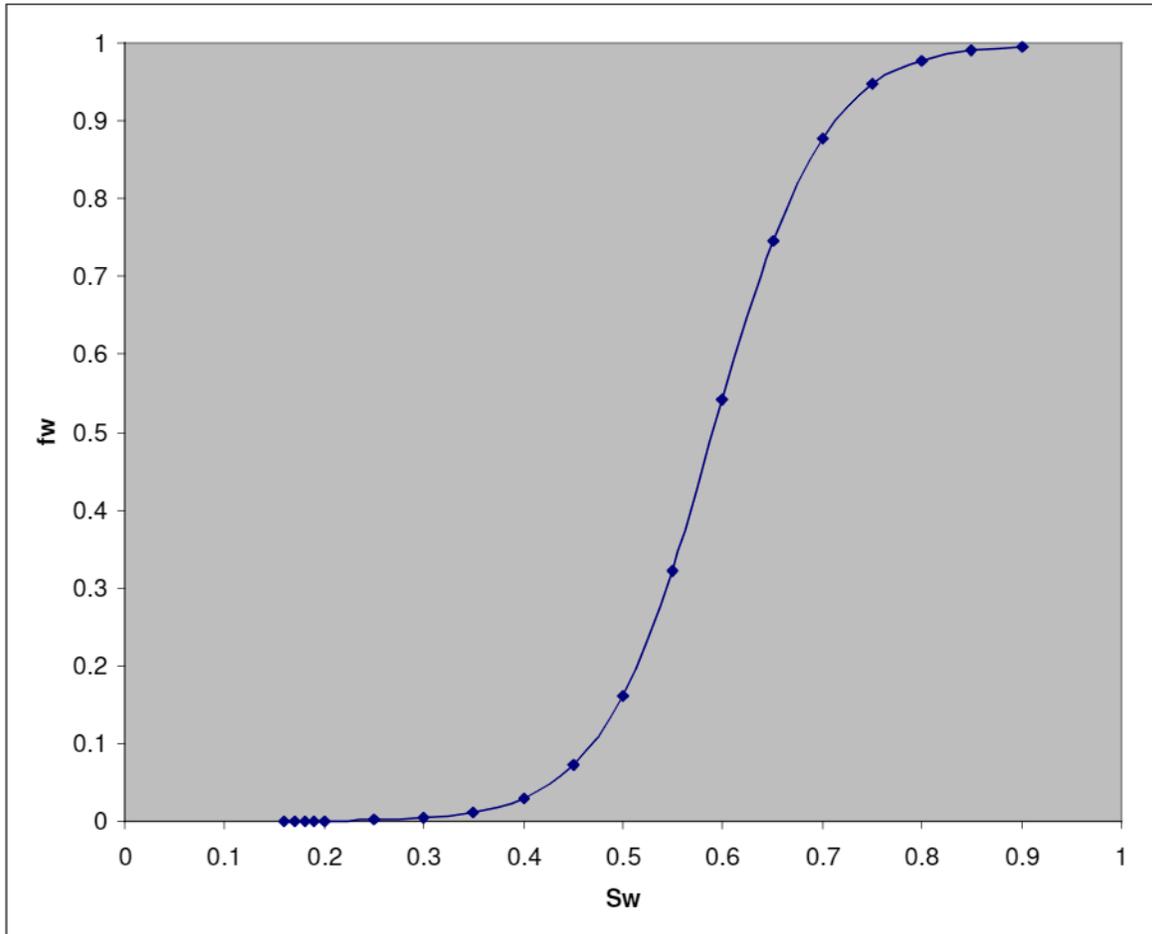


Figura 5.14 Curva de flujo fraccional de agua (f_w) del estrato 4

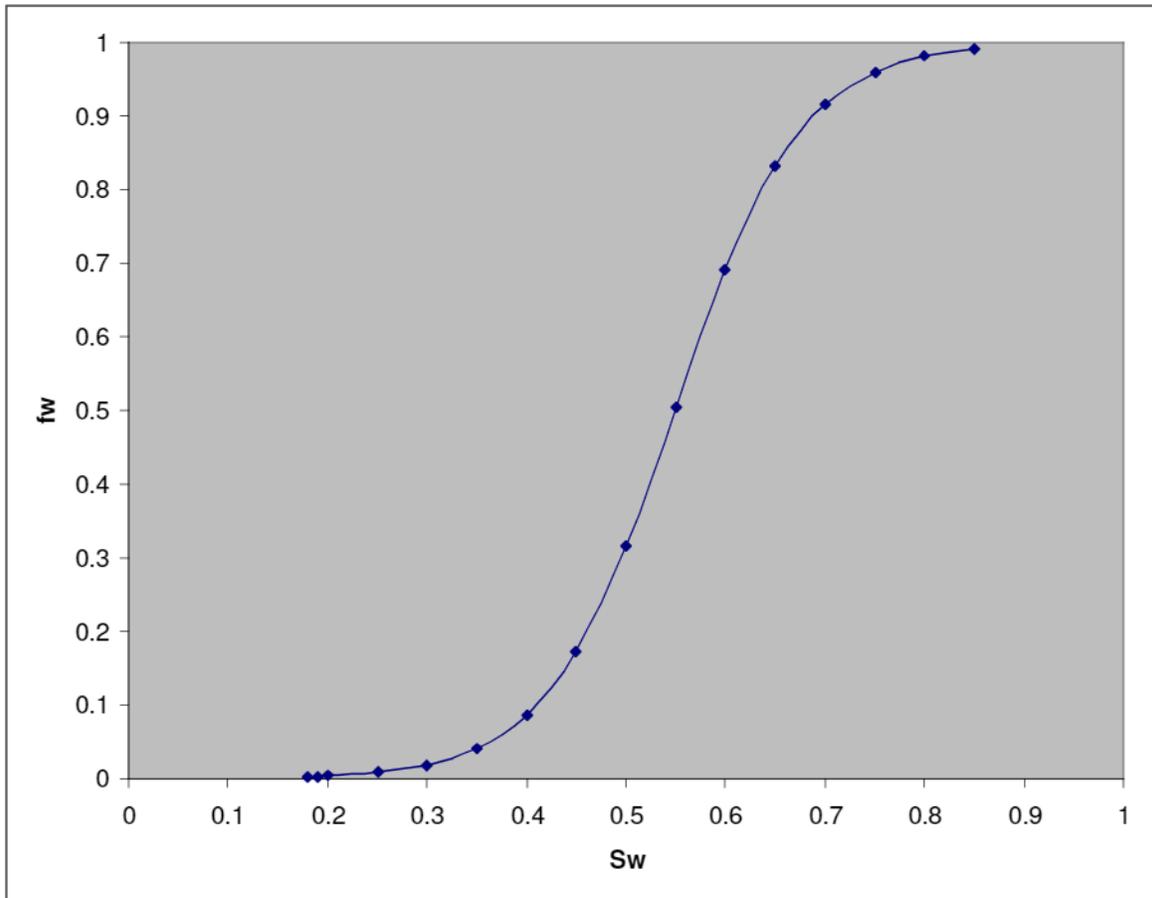


Figura 5.15 Curva de flujo fraccional de agua (f_w) del estrato 3

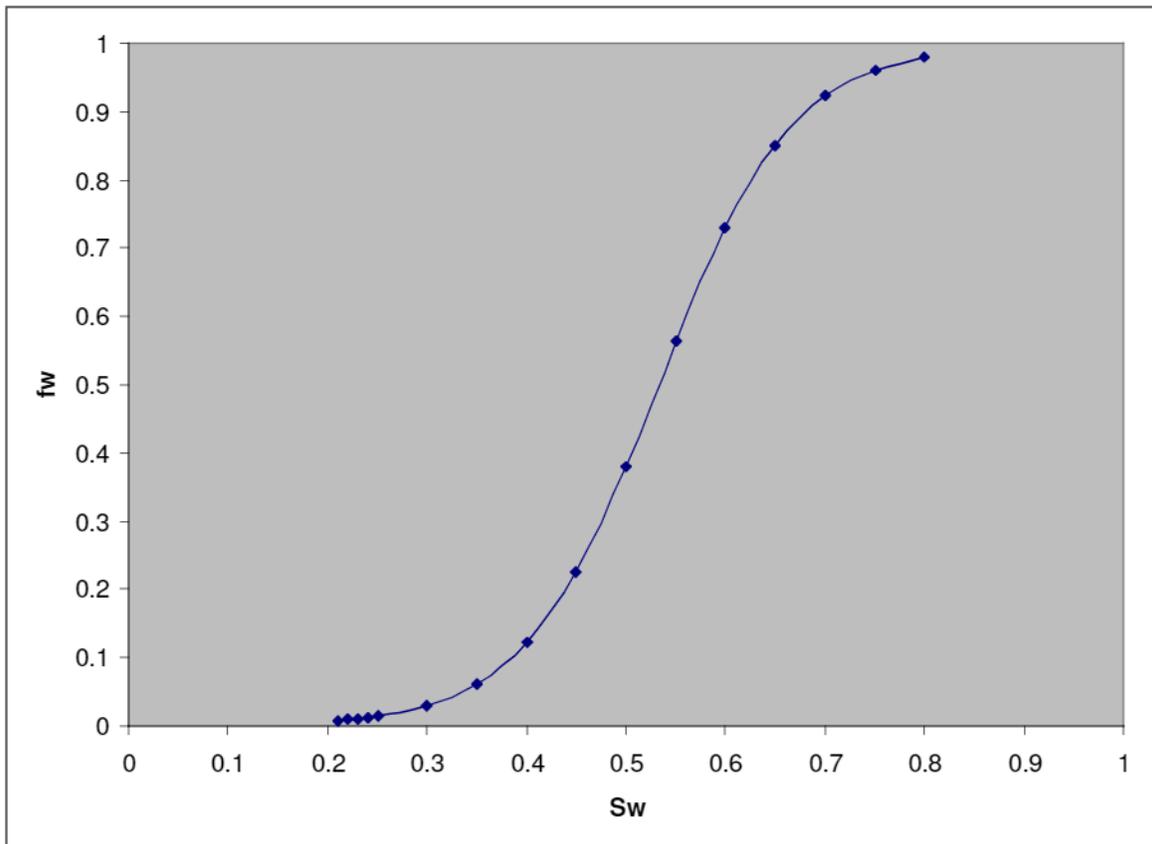


Figura 5.16 Curva de flujo fraccional de agua (f_w) del estrato 2

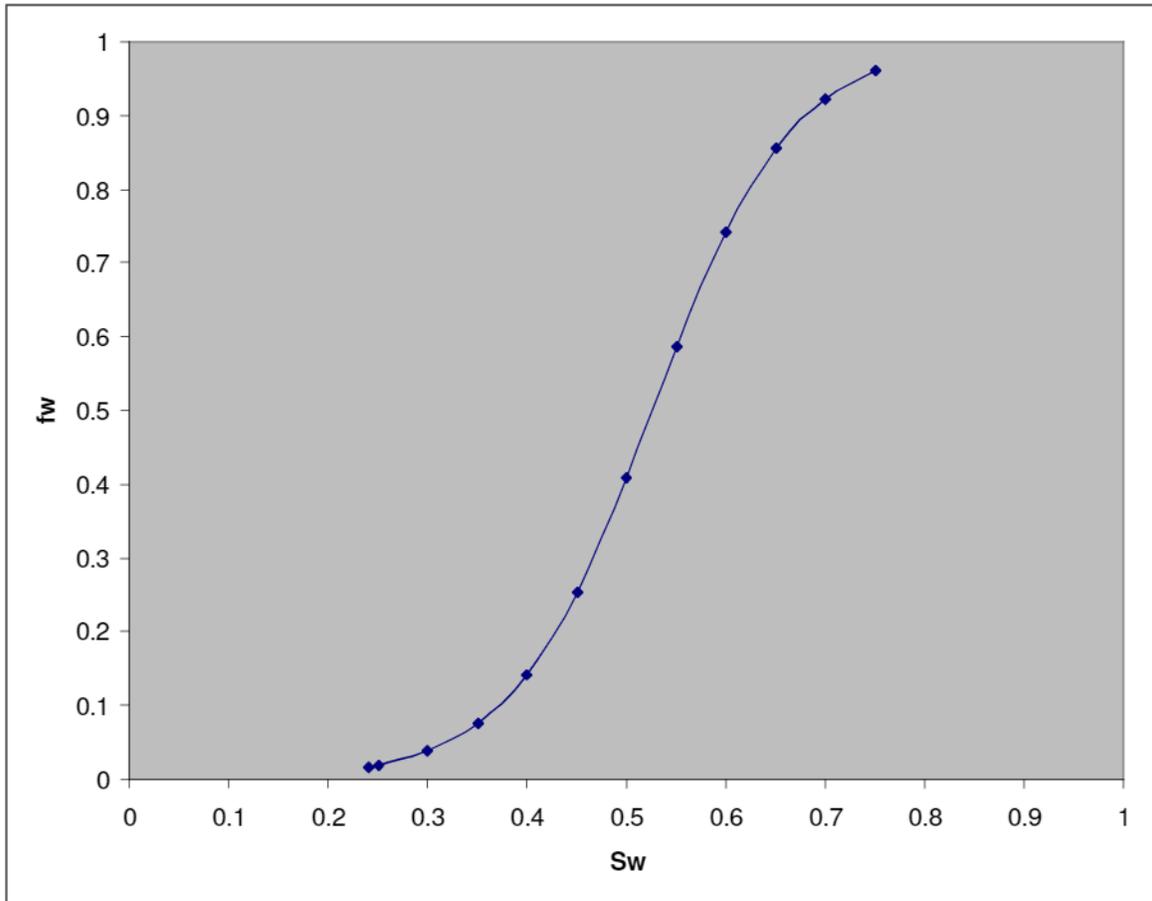


Figura 5.17 Curva de flujo fraccional de agua (f_w) del estrato 1

La Figura 5.18 muestra a las curvas de flujo fraccional de agua de los 4 estratos en una sola gráfica.

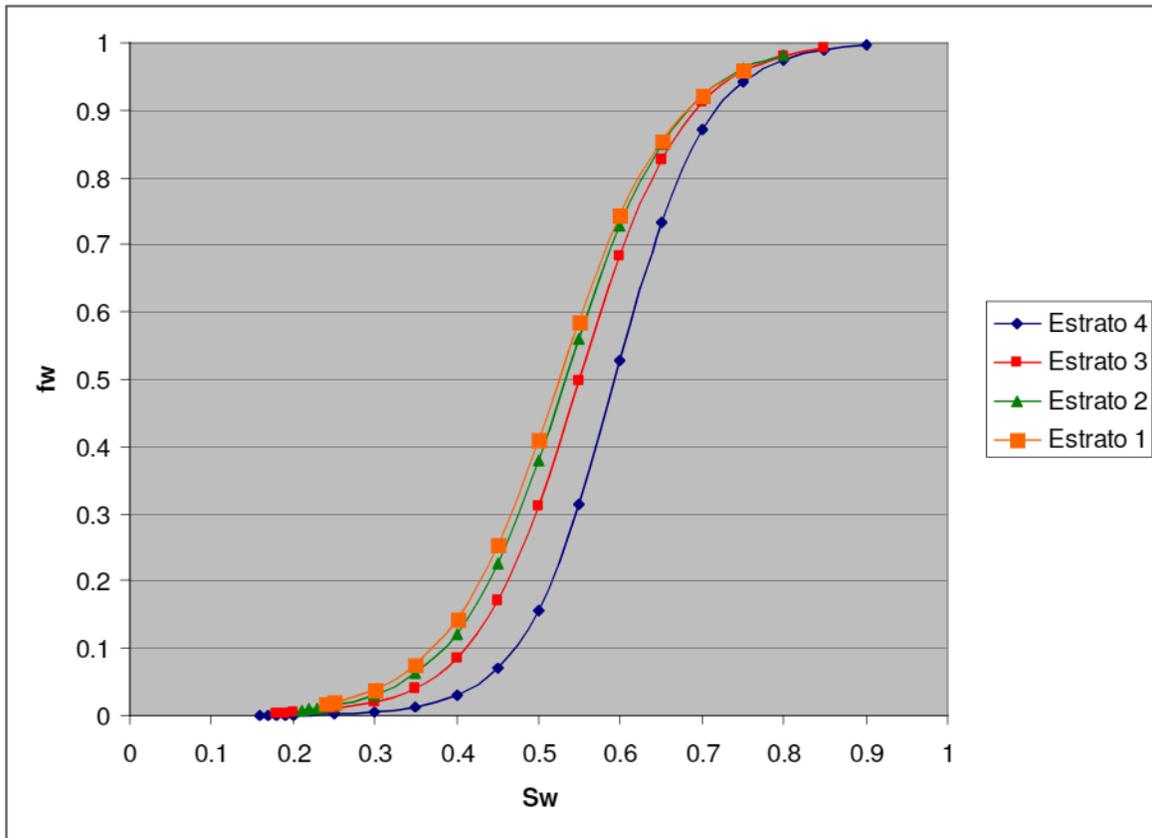


Figura 5.18 Curvas de flujo fraccional de agua del estrato 4, 3, 2 y 1

La finalidad del ejemplo es demostrar que se puede conocer la zonificación petrofísica (ϕ, k, S_w) y la facilidad de flujo de los fluidos (k_{ro}, k_{rw} y f_w) contenidos en un yacimiento heterogéneo con aceite bajosaturado, todo ello a partir de una cantidad de datos relativamente escasa. Lo anteriormente calculado, ayudará a comprender lo que acontece en cada estrato del yacimiento.

Capítulo 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones.

- El concepto de permeabilidad relativa provee un mecanismo para cuantificar el flujo de cada fase cuando se presenta flujo multifásico dentro del medio poroso, por lo que se considera un concepto muy importante. Ello llevó a abarcar de manera extensa lo concerniente a su definición, medición e interpretación de las curvas de permeabilidad relativa.
- Las curvas de presión capilar permiten establecer la distribución de fluidos y delimitar zonas dentro del yacimiento (zonas de contacto, zonas de transición y la zona de agua libre). Estas zonas se deben tener muy presentes a la hora de seleccionar la profundidad a la que se realizarán los disparos que pondrán en contacto a los fluidos del yacimiento con la superficie. La correcta utilización de estas curvas con ayuda de las curvas de permeabilidad relativa se traducirá en una mayor recuperación de hidrocarburos.
- Fue llevado a cabo el estudio de flujo fraccional de agua que permite determinar la cantidad de agua producida y estimar si es rentable o no continuar con la explotación primaria de un yacimiento.
- Se estudió la relación existente entre la permeabilidad relativa, la presión capilar y el flujo fraccional de agua para un yacimiento bajosaturado.

- Se dedujo una ecuación con la que es posible generar una familia de curvas de altura sobre el nivel de agua libre, partiendo de una cantidad relativamente escasas de datos, con la cual se logra conocer la zonificación petrofísica de un yacimiento heterogéneo que contiene aceite bajosaturado.
- Se presentan ecuaciones que permiten conocer, partiendo de datos de altura sobre el nivel de agua libre, la facilidad de flujo de los fluidos presentes en un yacimiento heterogéneo con aceite bajosaturado.
- También, se incluyeron correlaciones que posibilitan conocer la zonificación petrofísica a partir de información de facilidad de flujo de los fluidos. Con todo lo anteriormente escrito, se deduce que es posible comprender lo que acontece en cada estrato del yacimiento en estudio sin importar si se parte de datos de zonificación petrofísica o de facilidad de flujo.

6.2 Recomendaciones.

- Es muy recomendable obtener los núcleos necesarios de las zonas de interés para lograr conocer mejor a la formación productora con la finalidad de lograr una mayor eficiencia de recuperación maximizando las ganancias.
- Las relaciones presentadas están enfocadas al estudio de yacimientos que contienen aceite bajosaturado por lo que sería muy conveniente extender este trabajo a yacimientos con fluidos distintos a los mostrados.
- Cuando no se disponga de toda la información necesaria (porosidad, permeabilidad, saturación inicial de agua, saturación de aceite residual, etc.), lo ideal sería usar correlaciones o gráficas pertenecientes al yacimiento en estudio para obtener los datos

faltantes. De no ser así, lo más recomendable sería el uso de correlaciones o gráficas de yacimientos similares.

- Es factible programar, en cualquier lenguaje de computación, las expresiones matemáticas presentadas en el Capítulo 5, con lo que es posible procesar cualquier número de estratos y cualquier variación que éstos tengan.

Bibliografía

1. Amyx James W., Bass Daniel M., Whiting Robert L. Petroleum Reservoir Engineering: Physical properties. New York. McGraw-Hill 1960.
2. Anderson William G. Wettability literature survey Part 5: The effects of wettability on Relative Permeability. SPE 1987.
3. Bidner Mirtha Susana Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo, Buenos Aires Eudeba 2001.
4. Craft B. C. y Hawkins M. F. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Traducción de la versión inglesa por: Hernando Vasquez-Silva. Editorial Tecnos, 1977.
5. Craig Forrest F. Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Volume 3. Henry L. Doherty Memorial Found of AIME. Society of Petroleum Engineers of AIME. 1971.
6. Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Scientific Pub. Co. New York: distributors for the U.S. and Canada Elsevier North-Holland, 1978.
7. Dake L.P. The Practice of Reservoir Engineering. Elsevier, 1994.
8. Dandekar Abhijit Y. Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties. Tylor and Francis Group 2006
9. Landes Kennet K. Geología del Petróleo. Ediciones Omega S.A. Barcelona. 1977.
10. McCray Arthur W. y Cole Frank W. Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros. Traducido por: Alberto Berumen. Compañía Editorial Continental, S. A. Mayo de 1978.
11. Mehmet Parlar, Yanis C. Yortsos Nucleation and Pore Geometry Effects in Capillary Desorption Processes in Porous Media : Topical Report, Bartlesville, Okla. Department of Energy, 1989

12. Pirson Sylvain J. Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Traducción de Hernando Vásquez-Silva; revisada y corregida con la ayuda de Ramiro Pérez Palacio. Barcelona: Omega, 1965.
13. Rodríguez Nieto Rafael. Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, diciembre de 1987.
14. Apuntes de la Clase Caracterización de Formaciones de la Facultad de Ingeniería.
15. Apuntes de la Clase Caracterización de Yacimientos de la Facultad de Ingeniería.
16. Apuntes de la Clase Simulación Matemática de Yacimientos de la Facultad de Ingeniería
17. Apuntes de la Clase Recuperación Mejorada de la Facultad de Ingeniería

<http://www.slb.com/>

<http://www.pemex.com/>

<http://www.agatlabs.com/Spanish/content/capillarypressure.htm>

http://www.inlab.com.ar/pc_general.htm