



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE  
PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA EL SISTEMA  
AGUA-ACEITE A PARTIR DE DATOS DE  
SATURACIÓN DE AGUA Y DE PRESIÓN CAPILAR.

T E S I S      P R O F E S I O N A L  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O   P E T R O L E R O

P R E S E N T A

RAFAEL JESÚS TREJO NÚÑEZ



DIRECTOR DE TESIS:

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS.

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2010

---

---

## CONTENIDO

	Pág.
<b>RESUMEN.</b>	I
<b>LISTA DE FIGURAS.</b>	II
<b>LISTA DE TABLAS.</b>	V
<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.</b>	1
<b>CAPÍTULO II: CONCEPTOS BÁSICOS.</b>	3
2.1 Fuerzas de superficie.	3
2.1.1 Mojabilidad de la roca.	4
2.1.2 Medición de la mojabilidad.	6
2.1.3 Relación entre la mojabilidad y las curvas de permeabilidades relativas.	13
2.2. Presión capilar	16
2.2.1. Presión capilar en tubos capilares	16
2.2.2. Relación entre la saturación de fluidos, tamaño de grano y presión capilar	19
2.2.3 Factores que afectan la presión capilar.	20
2.2.4 Medición de la presión capilar en núcleos	22
2.2.5 Cálculo de la presión capilar a condiciones de yacimiento a partir de mediciones de laboratorio.	26
2.2.6 Perfil inicial de saturación de fluidos en el yacimiento	27
2.2.7 Correlación de Leverett.	29
2.3. Permeabilidad Relativa	34
2.3.1. Permeabilidad absoluta	34
2.3.2 Métodos para la medición de la permeabilidad relativa.	37
2.3.3 Factores que afectan a la permeabilidad relativa	42
<b>CAPÍTULO III: REGISTROS GEOFÍSICOS UTILIZADOS PARA DETERMINAR POROSIDAD Y SATURACIÓN DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS PETROLEROS.</b>	47
3.1 Registros de porosidad	47
3.1.1 Registro de densidad	47
3.1.2 Registro sísmico	51
3.1.3 Registro neutrón	56
3.2 Resistividad de la formación.	59
3.2.1 Factor de resistividad de la formación.	59
3.2.2 Factor de resistividad de la formación y la porosidad	61
3.2.3 Factor de resistividad de la formación y la tortuosidad.	62
3.2.4 Factor de resistividad y la cementación.	63

---

---

3.2.5	Factor de resistividad y la saturación de agua.	64
3.3.	Registros eléctricos.	66
3.3.1	Registro eléctrico convencional	66
3.3.2	Registro de inducción.	68
3.3.3	Registro de doble inducción laterolog.	70
3.3.4	Registro eléctrico enfocado	71
3.3.5	Registros de micro resistividad	73
<b>CAPÍTULO IV: CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA CALCULAR LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS EN SISTEMAS DE DOS FASES.</b>		<b>75</b>
4.1	Correlaciones empíricas para el cálculo de las permeabilidades relativas.	75
4.1.1	Rapoport y Leas	75
4.1.2	Gates y Lietz.	76
4.1.3	Fatt, Dykstra y Burdine	76
4.1.4	Wyllie, Sprangler y Gardner.	79
4.1.5	Timmerman, Corey y Johnson	80
4.1.6	Wahl, Torcaso y Wyllie	86
4.1.7	Brooks y Corey	86
4.1.8.	Rodríguez y Teyssier	87
4.1.9	Wyllie, Gardner y Torcaso.	88
4.1.10	Land, Wyllie, Rose, Pirson y Boatman	90
4.1.11	Knopp, Honarpour, Hirasaki	97
<b>CAPITULO V: DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AL AGUA Y AL ACEITE A PARTIR DE CORRELACIONES EMPÍRICAS.</b>		<b>102</b>
5.1	Información disponible de núcleos del Pozo 1.	102
5.2	Análisis de la información disponible en muestras de núcleo.	104
5.3	Correlación entre los resultados de presión capilar obtenidos en laboratorio y los registros geofísicos del Pozo 1.	108
5.4	Cálculo de las curvas de permeabilidades relativas a partir de los datos de presión capilar y saturación del Pozo 1.	118
<b>CONCLUSIONES.</b>		<b>123</b>
<b>RECOMENDACIONES.</b>		<b>124</b>
<b>NOMENCLATURA.</b>		<b>125</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.</b>		<b>129</b>

## RESUMEN

De acuerdo al objetivo o alcance de esta tesis, se generaron curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite de un yacimiento petrolero a partir de datos reales experimentales y de campo utilizando dos modelos: uno basado en presiones capilares determinadas en laboratorio sobre muestras de roca y otro que considera saturaciones de fluidos obtenidas a partir de la interpretación cuantitativa de registros geofísicos de pozos. El resultado de este trabajo se presenta en cinco capítulos.

En el Capítulo I se presenta una breve introducción al tema técnico desarrollado.

En el Capítulo II se exponen, de manera general, los aspectos teóricos acerca de la presión capilar y de las permeabilidades relativas, los métodos para medir ambos parámetros en muestras de roca y la relación que tienen con otras propiedades del medio poroso.

En el Capítulo III se resumen los aspectos básicos acerca de los registros geofísicos de pozo utilizados para la determinación de la porosidad y de la saturación de fluidos en los yacimientos de hidrocarburos.

En el Capítulo IV se comentan algunos de los trabajos encaminados a desarrollar modelos para la obtención de las curvas de permeabilidades relativas a partir de datos de presión capilar y de saturación de fluidos.

En el Capítulo V se presenta un ejemplo práctico de la aplicación de un modelo en función de presión capilar para el cálculo de las permeabilidades relativas al agua y al aceite, así como de la utilización de un modelo o correlación basada en saturaciones de fluidos para el mismo fin. La información utilizada en el ejemplo es real y pertenece a un campo petrolero en explotación. También se presenta en este capítulo el flujo de trabajo realizado para correlacionar la información disponible y pueda ser utilizada en los cálculos para obtener las curvas de permeabilidades relativas.

Al final, se presentan conclusiones alcanzadas al desarrollar este trabajo así como recomendaciones que se considera pertinente señalarlas. Se incluye la relación de la bibliografía que se tomó como base para llevar a cabo el estudio.

## CAPÍTULO I

### INTRODUCCIÓN.

Todos los estudios de caracterización de yacimientos están enfocados al conocimiento, cualitativo y cuantitativo, de las propiedades de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluidos existentes en los yacimientos petroleros. En general, las caracterizaciones se pueden dividir en dos grandes ramas de estudio: la estática y la dinámica. Dentro de la parte estática, aspectos como los ambientes de depósito, los procesos posteriores a la depositación y el tipo de roca resultante son los que principalmente definen dos de las propiedades estáticas básicas y fundamentales de los yacimientos: la porosidad y la permeabilidad absoluta de la roca. La importancia de la porosidad reside en que es la base para los cálculos de los volúmenes originales de hidrocarburos, así como de los volúmenes remanentes de los mismos en cualquier momento de la explotación de un yacimiento, ya que de acuerdo a su definición la porosidad es la relación entre el volumen disponible para almacenar fluidos entre el volumen total de roca. Por otra parte, la permeabilidad absoluta, considerada como una propiedad estática, refleja el buen o mal flujo de fluidos a través del medio poroso. Debido a esto, la permeabilidad absoluta tiene un papel importante cuando se calculan los gastos de producción o inyección de fluidos en el yacimiento. La relación entre la porosidad y permeabilidad absoluta es motivo de estudio ya que en muchas ocasiones se trata de definir una relación directa entre ellas, lo que no siempre se cumple.

En este trabajo se estudian dos de las propiedades del sistema roca-fluido que se relacionan y se ven influenciadas por los valores de porosidad y permeabilidad absoluta del yacimiento: la presión capilar y la permeabilidad relativa. La presión capilar forma parte de las propiedades estáticas y se genera debido a las fuerzas de superficie en la interfase entre un fluido y un sólido y en la interfase entre los fluidos. El fenómeno físico de la presión capilar se ha explicado a partir de la elevación que tiene un fluido dentro de un tubo capilar (llamado así por su pequeño diámetro) cuando el tubo es introducido en un recipiente que contiene a tal fluido. Dicho fenómeno se extrapola al yacimiento para explicar la distribución inicial de fluidos en él. La importancia práctica de conocer tal distribución de fluidos radica en que es fundamental para la adecuada selección de los intervalos a disparar en los pozos nuevos de un yacimiento. Como se mencionó, la presión capilar depende, entre otros factores, de la porosidad y de la permeabilidad absoluta.

La permeabilidad absoluta, como se indicó, es una propiedad de la roca que se relaciona con la buena o mala producción de fluidos del yacimiento o bien con la inyección de fluidos en procesos de recuperación secundaria o mejorada. La permeabilidad absoluta se tiene para el caso en el que solo un fluido mojante satura los poros de la roca. Cuando existen dos o más fluidos en el medio poroso, la facilidad con la que cada fluido se mueve está definida por las permeabilidades relativas.

Al igual que la permeabilidad absoluta, las permeabilidades relativas a cada fluido tienen gran importancia debido a que también definen directamente los gastos de producción o inyección de fluidos en el yacimiento.

La relación entre las presiones capilares y las permeabilidades relativas de un yacimiento petrolero existe debido a que ambas dependen de la saturación de fluidos en el medio poroso. Por todo lo anterior, una adecuada caracterización de yacimientos debe considerar la relación entre la porosidad, la permeabilidad absoluta, la saturación de fluidos, las presiones capilares y las permeabilidades relativas. Una fuente de información importante para conocer la porosidad y la saturación de fluidos son los registros geofísicos de pozos, ya que a partir de la medición de algún parámetro relacionado a la porosidad o a la saturación de fluidos se estima la magnitud de éstas.

La importancia de los registros geofísicos en la determinación de la porosidad y de la saturación de fluidos radica en que se pueden correr en todos los pozos que se perforan en un yacimiento y se obtienen gráficas de valores de tales propiedades en función de la profundidad o sea se definen perfiles. Los perfiles de saturación y de porosidad obtenidos a partir de los registros son de gran utilidad para el trabajo de correlacionar tal información con las distribuciones de fluidos calculadas a partir de pruebas de presión capilar.

La relación existente entre la presión capilar y las permeabilidades relativas ha sido estudiada por diversos investigadores, quienes han desarrollado modelos con los que es posible calcular, mediante ciertas consideraciones, las permeabilidades relativas a partir de datos de presión capilar y de saturación de fluidos. Son muy importantes dichos modelos debido a que, por lo general, en los campos petroleros es más común la información de presiones capilares obtenidas en mediciones sobre núcleos que la determinada con pruebas de desplazamiento, con las cuales se obtienen las curvas de permeabilidades relativas. Lo anterior debido a que las pruebas de presión capilar requieren de menor tiempo para completarse y son menos complejas para realizarse que las pruebas de desplazamiento.

Con base en lo expuesto en párrafos anteriores, el objetivo de esta tesis es realizar un estudio de la aplicación de un modelo para el cálculo de las curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite a partir de datos de presión capilar así como obtener curvas de tales permeabilidades relativas a partir de una correlación en función de las saturaciones de fluidos. Ambos casos se aplican para un yacimiento petrolero.

## CAPÍTULO II

### CONCEPTOS BÁSICOS.

En este capítulo se comienza por mencionar a las fuerzas que se presentan en la Interfase de dos fluidos o entre un fluido y un sólido ya que son estas las que determinan, entre otras cosas, la baja o alta tendencia de cada uno de los fluidos del yacimiento a cubrir la superficie de la roca, dicho de otra forma, definen la mojabilidad de la roca. Se verán también en este capítulo los conceptos básicos acerca de la mojabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa ya que están íntimamente relacionados y cada uno por su parte representa un importante fenómeno que ocurre en los yacimientos de hidrocarburos y que definen tanto las distribuciones de fluidos como su movimiento a través de la roca del yacimiento

#### 2.1. Fuerzas de superficie.

Dentro de un fluido existe una atracción entre sus moléculas que es inversamente proporcional a la distancia entre ellas, es decir:

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

En el seno de un líquido una molécula tiene a otras rodeándola ejerciendo sobre ella una fuerza en todos los sentidos resultando una fuerza de cohesión en equilibrio o dicho de otra forma una fuerza resultante igual a cero. Para el caso de las moléculas que se encuentran justo en la superficie del líquido, éstas no tienen a otras moléculas sobre de ellas que ejerzan esta fuerza de atracción lo que genera fuerzas o resultantes que producen una energía conocida como tensión de superficie. El símbolo normalmente utilizado para representar a la tensión de superficie es la letra sigma en minúscula “ $\sigma$ ”, para el agua a condiciones de 60°F tiene un valor de  $\sigma_w = 72$  dinas/cm. La tensión de superficie generalmente decrece con el incremento de temperatura. Si la interfase es entre dos líquidos, entonces se usa el término “tensión interfacial” y no tensión de superficie, y se ha estimado que para el aceite y el agua a 60° F, el rango típico es de 15 a 40 dinas/ cm.

En los yacimientos petroleros la presión capilar es afectada por estas fuerzas en la interfase aceite-agua, aceite-roca y agua-roca debido a que tienen un efecto preponderante en la mojabilidad de la roca. Para el trabajo con sistemas de hidrocarburos es necesario considerar no solamente la interfase entre el gas y un líquido sino también las fuerzas que están activas en la interfase entre dos fases líquidas inmiscibles y entre líquidos y sólidos. La combinación de todas las fuerzas de superficie activas determinan la mojabilidad y la presión capilar del medio poroso.

La tensión de adhesión, la cual es función de la tensión interfacial, determina cuál de los fluidos moja preferencialmente al sólido.

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos\theta_{wo} \quad (2.2)$$

En donde:

$A_T$  = tensión de adhesión.

$\sigma_{so}$  = tensión interfacial entre el sólido y la fase ligera.

$\sigma_{sw}$  = tensión interfacial entre el sólido y la fase densa

$\sigma_{wo}$  = tensión interfacial entre los fluidos.

$\theta_{wo}$  = ángulo entre el agua y el aceite.

### 2.1.1 Mojabilidad de la roca.

La capacidad de un líquido para esparcirse y cubrir la superficie de un sólido se le conoce como mojabilidad y depende de la tensión de adhesión.

La tensión de adhesión es una función de la tensión interfacial y determina cual de los fluidos puede preferentemente mojar al sólido, esquemáticamente en la figura 2.1 se muestran dos líquidos, aceite y agua, que están en contacto con un sólido y las variables que intervienen para definir la mojabilidad del medio.

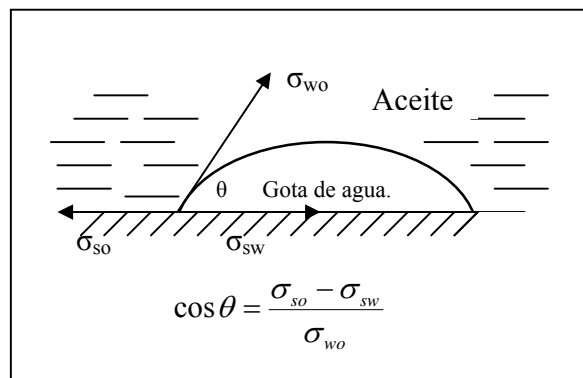


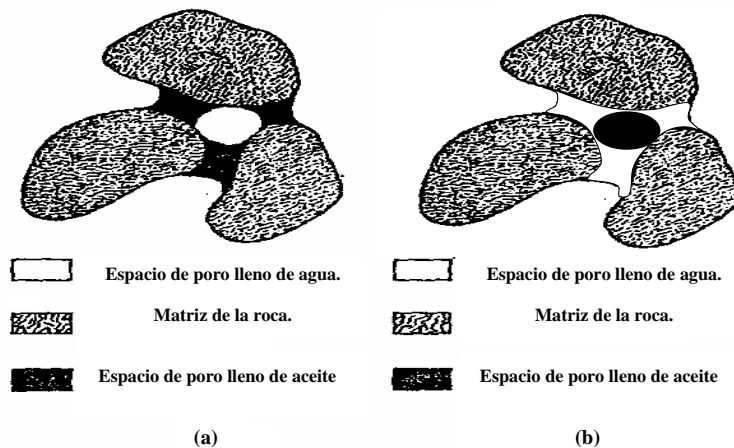
Figura 2.1. Variables involucradas en el fenómeno de mojabilidad



La expresión que define la tensión de adhesión es la (2.2) y en la cual el ángulo theta es el que se forma entre la fase sólida y la fase fluida más densa y cuyos rangos van de 0 a 180°.

El criterio que se utiliza para definir la mojabilidad de una roca en función del resultado de la ecuación (2.2) es que si el valor de la tensión de adhesión es positivo indica que la fase densa moja preferentemente al sólido y una tensión de adhesión de cero indica que ambas fases tienen igual afinidad para mojar la superficie sólida. La magnitud de la tensión de adhesión indica la habilidad de la fase mojante para adherirse al sólido y esparcirse sobre su superficie, si el valor de la tensión de adhesión es grande o el ángulo de contacto pequeño, la fase densa puede esparcirse y cubrir la superficie mientras que si el ángulo de contacto es grande una fuerza externa adicional puede ser requerida para causar que la fase densa cubra la superficie.

En la figura 2.2 se muestra lo que sería una vista de una roca que tiene diferente mojabilidad. Puede observarse para el caso (a) que la fase continua en la superficie de la roca es el aceite por lo que representa a una roca mojada por aceite en donde el fluido que se moverá con mayor facilidad será el agua y en el caso (b) existe una mojabilidad al agua en el que la fase continua es el agua y en la cual el aceite tendrá mayor facilidad para moverse, en ambos casos los poros más pequeños tienden a estar llenos con el fluido mojante.



Poros idealizados de una roca del yacimiento.  
 (a) Roca mojada por aceite. (b) Roca mojada por agua.

Figura 2.2. Esquema que muestra la mojabilidad en una roca.

### 2.1.2. Medición de la mojabilidad.

Ya que las rocas de un yacimiento son en gran parte agregados de pequeños minerales y fragmentos de roca es imposible determinar las propiedades mojantes por una medición directa del ángulo de contacto, sin embargo por analogía con el efecto de las propiedades mojantes sobre la presión capilar en tubos capilares se puede realizar una medida indirecta.

En la figura 2.3 se muestra un ejemplo en el que para el caso del agua experimenta una elevación dentro del capilar debido a su “afinidad” con el vidrio del tubo, en cambio el mercurio dentro del capilar está por debajo de su nivel en el recipiente debido a su no mojabilidad con el vidrio.

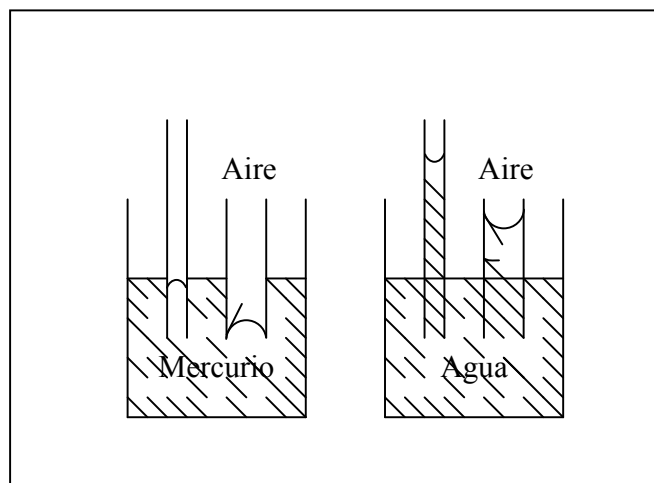


Figura 2.3. Mojabilidad por agua y por mercurio en tubos capilares.

Un fluido mojante tiende a entrar a un poro espontáneamente, mientras que un fluido no mojante opone cierta resistencia, esto sugiere que el ángulo de contacto y algún grado de mojabilidad puede ser calculado de una presión de garganta de un medio poroso, que se define como la presión a la que el fluido no mojante entra en el poro.

La figura 2.4 muestra los resultados obtenidos por Calhoun y Yuster sobre las pruebas realizadas a muestras de núcleos en las cuales se midieron las presiones de garganta y se graficaron en función de la permeabilidad absoluta de cada una de ellas. La línea punteada en la gráfica muestra el caso en el cual se hace entrar agua en la muestra saturada con aceite y la línea continua el procedimiento opuesto, es decir la entrada de aceite en una muestra saturada con agua. La diferencia entre estas dos líneas se produce debido a que el agua requiere una presión de garganta menor para entrar en la muestra, mientras se requieren presiones mayores para que el aceite penetre en la muestra, debido a este fenómeno se puede inferir que la muestra es mojada preferentemente por agua.

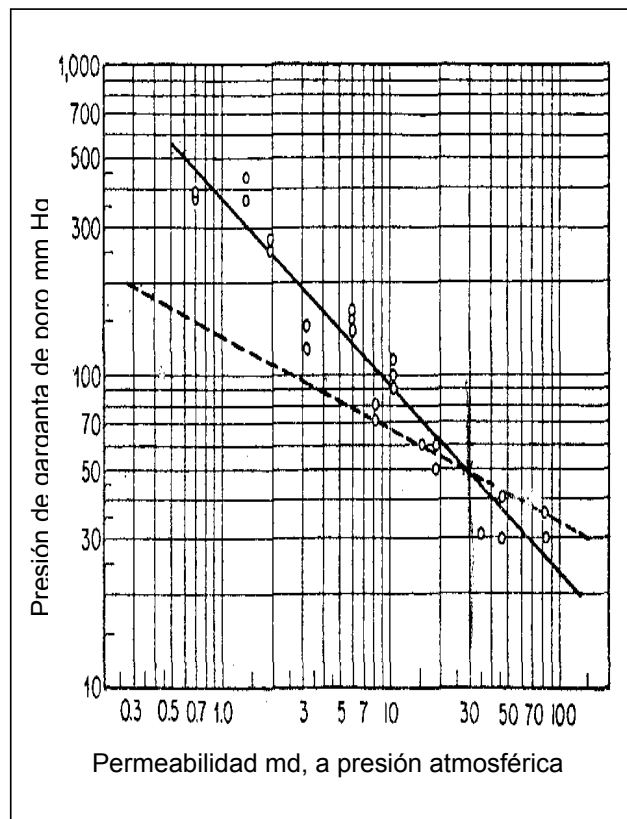


Figura 2.4. Gráfica de permeabilidad contra presión de garganta de poro para muestras de núcleo.

Slobod extendió el concepto del uso de una presión de garganta como una forma para determinar las características de mojabilidad calculando un número de mojabilidad y un ángulo de contacto aparente. El número de mojabilidad y el ángulo de contacto aparente son definidos por las ecuaciones siguientes:

Número de mojabilidad. 
$$N_w = \frac{\cos \theta_{wo} P_{Two} \sigma_{oa}}{\cos \theta_{oa} P_{Toa} \sigma_{wo}} \quad (2.3)$$

Ángulo de contacto  $\theta$ : 
$$\cos \theta_{wo} = \frac{P_{Two} \sigma_{oa}}{P_{Toa} \sigma_{wo}} \quad (2.4)$$

donde:

$\cos\theta_{oa}$ = ángulo de contacto entre el aire y el aceite en la muestra  
(se considera igual a 1).

$\cos\theta_{wo}$ = ángulo de contacto entre el agua y el aceite en la muestra.

$P_{T_{wo}}$ = presión de garganta cuando el aceite está entrando a la muestra y se encuentra saturada inicialmente con agua (psi).

$P_{T_{oa}}$  = presión de garganta cuando el aire está entrando a la muestra y se encuentra saturada inicialmente con aceite (psi).

$\sigma_{oa}$  y  $\sigma_{wo}$ = tensión interfacial aire- aceite y aceite-agua, respectivamente (dinas/cm).

Un número de mojabilidad de uno indica una mojabilidad preferencial al agua y de cero para una mojabilidad al aceite.

Actualmente existen diversas técnicas para medir la mojabilidad tanto cualitativa como cuantitativamente, se pueden mencionar como técnicas cualitativas los estudios microscópicos, la medición de la rapidez de imbibición en desplazamiento espontáneo, el método de la placa de vidrio, el análisis de las curvas de permeabilidad relativa, el método capilarimétrico, por resonancia nuclear magnética y por la absorción de sustancias colorantes. Dentro de los métodos cuantitativos los más utilizados son el método del ángulo de contacto (Wagner, 1959, Craig, 1971), el método de Amott (Amott 1959) y el método de USBM (Donaldson, 1980, 1981), estos dos últimos serán comentados a continuación ya que son los más utilizados en aplicaciones prácticas.

Como se mencionó anteriormente se ha observado que un fluido mojante es imbibido espontáneamente por una muestra de roca pudiendo desalojar al fluido no mojante que se encuentra en su interior, es en esta característica en la que se basa el método conocido como Amott (1959) y que consiste básicamente en efectuar una serie de procesos de imbibición espontánea y desplazamientos forzados.

La metodología de laboratorio consiste inicialmente en centrifugar la muestra saturada 100% de aceite dentro de agua de formación hasta alcanzar la condición de saturación de aceite residual. Posteriormente se sumerge la muestra en un recipiente con aceite, el cual puede ser Keroseno y transcurrido un periodo de aproximadamente 20 hrs. se mide el volumen de agua desplazado por imbibición espontánea del aceite dentro de los poros de la muestra ( $V_{wsp}$ ), a continuación se centrifuga la muestra en aceite hasta alcanzar la condición de saturación de agua irreductible y se mide la cantidad de agua desplazada incluyendo el volumen por imbibición espontánea ( $V_{wt}$ ). Después de esta etapa se sumerge la muestra en un

recipiente con agua de formación y después de 20 hrs. de inmersión se mide el volumen de aceite desplazado espontáneamente por la imbibición de agua dentro de los poros ( $V_{osp}$ ), se centrifuga la muestra en agua de formación hasta alcanzar la condición de saturación de aceite residual y se mide entonces el volumen total de aceite desplazado ( $V_{ot}$ ). Esta técnica puede ser aplicada si se efectúan desplazamientos convencionales por inyección de fluido desplazante en lugar de centrifugar las muestras, esto para los casos en los cuales la centrifugación no pueda llevarse a cabo como cuando se analizan muestras no consolidadas. Para analizar los resultados de la prueba se utilizan las relaciones de desplazamiento por aceite y la relación de desplazamiento por agua y que se definen de la siguiente manera.

Relación de desplazamiento por aceite  $\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}}$  (2.5)

Relación de desplazamiento por agua.  $\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}}$  (2.6)

Amott determinó que en las rocas que son mojadas preferentemente por agua la relación de desplazamiento por agua tiene un valor positivo, mientras que la relación de desplazamiento por aceite tiene un valor de cero, para el caso de una roca que son mojadas preferentemente por aceite se tienen valores positivos en la relación de desplazamientos por aceite y la relación de desplazamiento por agua vale cero. Los valores de ambos factores de desplazamiento son cero en núcleos con mojabilidad neutra.

Una modificación a la técnica de Amott para determinar la mojabilidad es el utilizado por Boneau (1977) y Tranrham (1977) y que se conoce como el método de Amott-Harvey y en el cual se comienza la prueba centrifugando la muestra con agua de formación y se desplaza posteriormente con aceite para llevarla a la condición de saturación de agua irreductible, después de esto se aplica el método de Amott descrito anteriormente y se calculan las relaciones de desplazamiento por agua y aceite.

En este método de Amott-Harvey se define un índice de mojabilidad (I) llamado índice de mojabilidad de Amott Harvey y se calcula de la siguiente manera.

$$I = \bar{\delta}_w - \bar{\delta}_o = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (2.7)$$

donde:

$V_{wsp}$  = volumen de agua desplazada espontáneamente ( $\text{cm}^3$ ).

$V_{wt}$  = volumen total de agua desplazada ( $\text{cm}^3$ ).

$V_{osp}$  = volumen de aceite desplazado espontáneamente ( $\text{cm}^3$ ).

$V_{ot}$  = volumen total de aceite desplazado ( $\text{cm}^3$ )

La expresión combina las dos relaciones de desplazamiento dentro de un solo índice de mojabilidad el cual varía de +1 para una mojabilidad al agua a -1 para una mojabilidad completa al aceite. Cuiec (1984) propuso los rangos para clasificar la mojabilidad de las rocas de acuerdo al índice de Amott- Harvey.

- El sistema es mojado por agua cuando  $0.3 \leq I \leq 1$
- El sistema es ligeramente mojado por agua cuando  $0.1 < I < 0.3$
- El sistema tiene mojabilidad intermedia cuando  $-0.1 < I < 0.1$
- El sistema es ligeramente mojado por aceite cuando  $-0.3 < I < -0.1$
- El sistema es mojado por aceite cuando  $-1 \leq I \leq -0.3$

En la figura 2.5 se muestran los resultados experimentales de una prueba de Amott-Harvey en la cual se midieron las presiones capilares en cada etapa de saturación y desaturación con agua y aceite. Se pueden observar las zonas de la gráfica en donde se calculan los índices de desplazamiento de Amott.

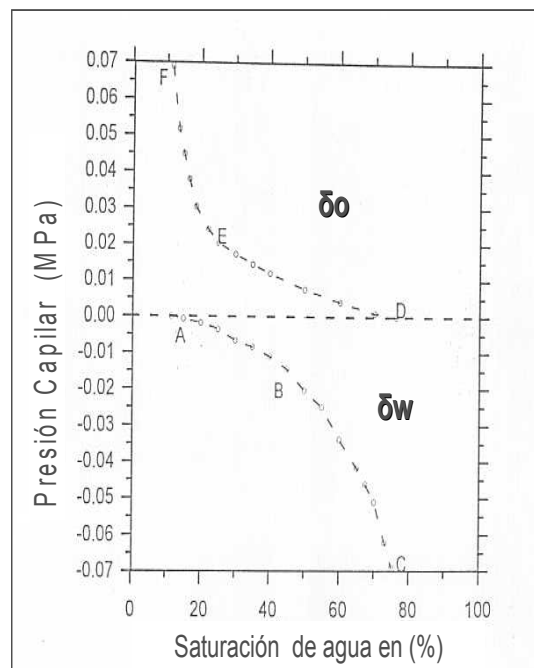


Figura 2.5. Resultados de una prueba Amott-Harvey para determinar mojabilidad.

En la figura 2.5 el proceso parte del punto A a una saturación irreductible de salmuera, la trayectoria A-B representa la determinación de  $(V_{osp})$ , el segmento (B-C) representa la determinación de  $V_{of}$ , por lo que el segmento total (A-C) es el volumen total de aceite desplazado por salmuera ( $V_{ot}$ ). La determinación de  $V_{wsp}$  es a partir del segmento (D-E), la determinación de  $V_{wf}$  se representa por la sección (E-F), por lo que el volumen total de agua desplazada por aceite ( $V_{wt}$ ) es el segmento completo desde (D-F).

El método del USBM para la determinación de la mojabilidad fue propuesto por Donaldson et. al (1980,1981) y consiste en determinar las presiones capilares para cada punto de saturación, esto como una medida del trabajo necesario para que un fluido desplace al otro fluido dado que como se ha observado el trabajo necesario para desplazar con el fluido mojante al no mojante es menor que el proceso inverso.

Antes de comenzar la prueba los tapones saturados 100% con agua son preparados por centrifugación en aceite hasta llevarlos a la condición de agua irreductible, después son colocadas en un recipiente con agua de la formación y centrifugadas a velocidades gradualmente mayores hasta que se alcanza una presión capilar de referencia, para cada incremento de presión capilar se determina la saturación promedio de la muestra a partir del volumen de aceite expulsado. Esta etapa se conoce como la de desplazamiento de aceite usando salmuera debido a que el agua de formación desplaza al aceite de los poros de la muestra. En la segunda etapa de la prueba la muestra se sumerge en aceite y se somete a centrifugación, durante este proceso de desplazamiento forzado el aceite desaloja al agua de los poros de la muestra y al igual que en el proceso anterior se miden las presiones capilares y las saturaciones promedio hasta que se alcanza cierta presión capilar.

Cuando la muestra tiene preferencia a ser mojada por agua, el área bajo la curva de presión capilar cuando el agua es el fluido desplazante es menor que el área bajo la curva de la presión capilar cuando el aceite es el fluido desplazante. Para determinar el índice de mojabilidad mediante la aplicación de este método se utiliza la relación de áreas bajo las dos curvas de presión capilar de acuerdo con la siguiente expresión:

$$W = \log\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \quad (2.8)$$

En donde  $A_1$  y  $A_2$  son las áreas bajo la curva de presión capilar cuando se usa aceite y salmuera como fluidos desplazantes respectivamente y de acuerdo al valor de  $W$  la mojabilidad se determina bajo el siguiente criterio.

- Cuando  $W$  es mayor que cero, la roca es preferencialmente mojada por agua.
- Cuando  $W$  es menor que cero, la roca es preferencialmente mojada por aceite.

En la figura 2.6 se muestran las dos curvas resultado de la prueba de USBM. La curva I (segmento AB) representa el desplazamiento de aceite por agua y se construye a partir de las saturaciones obtenidas para cada presión capilar generada en la centrifuga y comienza a un valor de saturación de agua irreductible. La curva II (segmento CD) es la generada a partir de los desplazamientos de agua por aceite y comienza con un valor de saturación de aceite residual. Las áreas dentro de estas curvas son las que se utilizan en el cálculo de  $W$  en el método USBM.

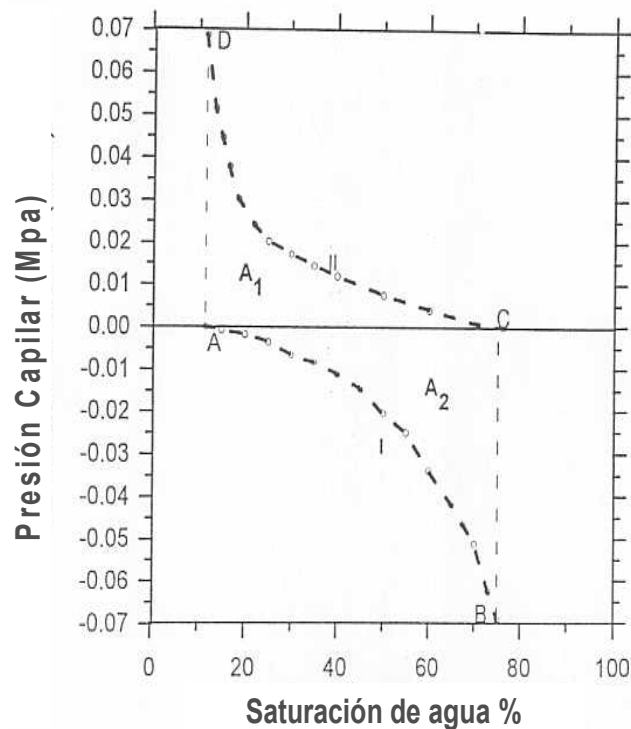


Figura 2.6. Resultados de una prueba de USBM para determinar mojabilidad

La principal desventaja de este método es que los desplazamientos por centrifugación son difíciles de realizar en muestras de diámetro completo por lo que su uso queda restringido a muestras de tipo tapón, aunado a esto está el hecho del que el procedimiento de centrifugación tampoco se puede realizar a condiciones de yacimiento, lo cual le resta representatividad a los resultados obtenidos.



### 2.1.3. Relación entre la mojabilidad y las curvas de permeabilidades relativas

Otra forma para tener una inferencia acerca de la mojabilidad de una formación es con el análisis de las curvas de permeabilidad relativa, ya que éstas representan el movimiento de los fluidos en el yacimiento y éste es regido en gran parte por el tipo de mojabilidad que presente la roca.

En las figuras 2.7 y 2.8 se muestran dos casos, el primero es una gráfica de permeabilidad relativa para una muestra de roca que tiene mojabilidad al agua y la segunda una gráfica para el caso de una roca con mojabilidad al aceite, a partir de estas gráficas se mencionan las características de cada una de ellas y que definen el movimiento de los fluidos y la mojabilidad de la roca.

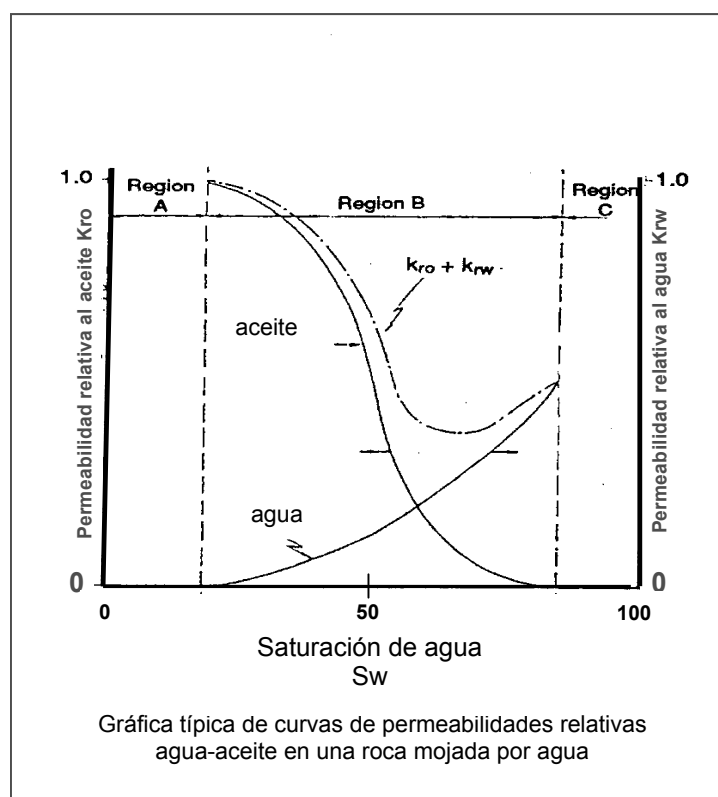


Figura 2.7. Permeabilidades relativas para una roca mojada por agua.

En la gráfica 2.7 de permeabilidades relativas agua-aceite se definen tres regiones, en la región A la saturación de agua va de un rango que inicia en 0 hasta  $S_{wi}$ , en donde  $S_{wi}$  es la saturación de agua irreductible, en esta región la fase aceite tiene una saturación de tipo “funicular” (que se puede describir como un cordón continuo de aceite) y la fase de agua una saturación del tipo “pendular” (no es continua, aunque está en contacto con los granos de la roca). En esta región solo aceite puede fluir en el yacimiento.

En la región B, definida por el rango que va de  $S_{wi} < S_w < 1 - S_{or}$ , ambas fases, agua y aceite, tienen una saturación del tipo funicular.  $S_{or}$  es la saturación de aceite residual y es la saturación a la cual el aceite ya no puede fluir en un sistema inmisible agua-aceite por lo tanto durante una recuperación primaria y secundaria el aceite no puede reducirse por debajo de este valor. La característica de la región B es que los dos fluidos pueden moverse. La región C es usualmente solo de interés académico, cuando la saturación de aceite es menor a  $S_{or}$  la fase aceite se vuelve insular (como gotas discontinuas formando pequeñas islas en los canales de flujo) y la saturación de agua es funicular. En esta zona únicamente agua se produciría del yacimiento.

La figura 2.8 corresponde a una roca mojada por aceite e igualmente se pueden identificar las zonas anteriores solo que las zonas A y C cambian de posición con respecto a la gráfica anterior, esto se explica debido a que el agua y el aceite solo intercambian sus posiciones dentro de los poros de la roca, para este caso de mojabilidad al aceite el agua se encuentra en el centro de los canales de flujo lo que permite un mayor movimiento de agua.

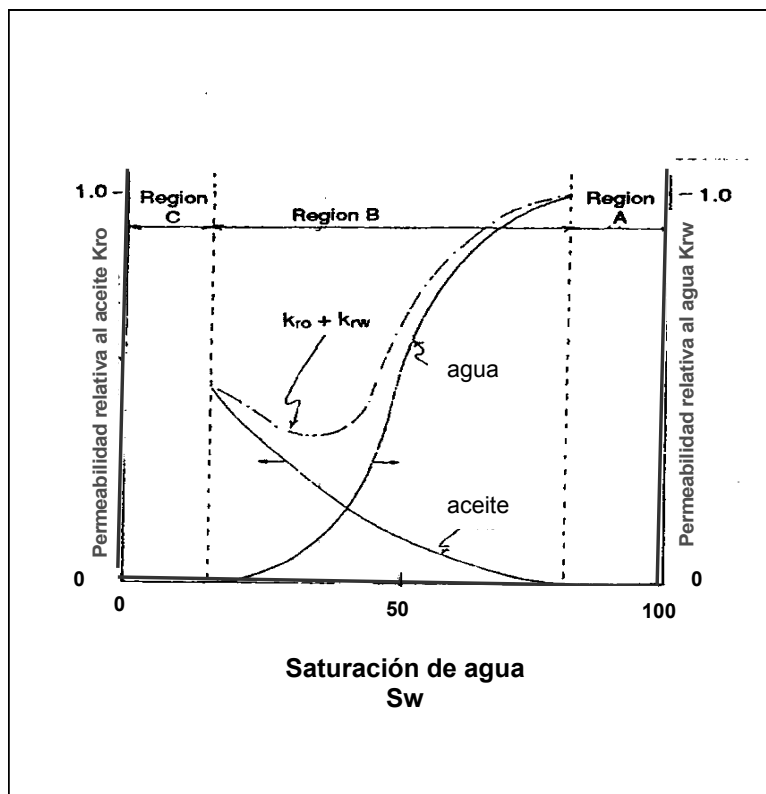


Figura 2.8. Permeabilidades relativas para una roca mojada por aceite.

De acuerdo a estas zonas y a los cambios que se observan debido a las características de cada una de ellas se han definido ciertas reglas para la determinación de la mojabilidad en una roca basándose en las curvas de permeabilidad relativa. Estas reglas se basan en los valores que toman ciertos parámetros y que son la saturación de agua irreductible, el valor de la saturación de agua a la cual se tiene que la permeabilidad relativa al aceite es igual a la permeabilidad relativa al agua y el valor de la permeabilidad relativa al agua a la condición de saturación de aceite residual.

En la tabla 2.1 se resumen los valores típicos para cada uno de los parámetros anteriores y que ayudan a definir en función de las curvas de permeabilidad relativa la mojabilidad en un sistema roca-fluidos.

Parámetros	Mojado por agua	Mojado por aceite
$S_{wi}$	Usualmente >20 a 25 %	Generalmente < 15 frecuentemente < 10%
$S_w @ K_{ro}=K_{rw}$	>50% de saturación de agua	< 50% de saturación de agua
$K_{rw} @ S_{or}$	Generalmente < 0.3	> 0.5 y acercándose a 1

Tabla 2.1 Criterios para identificar la mojabilidad de un sistema roca-fluidos a partir de las curvas de permeabilidad relativa.

Si se comparan estos valores con los puntos de las gráficas anteriores se ve que para el primer caso la saturación de agua irreductible es mayor al 20 %, el valor de saturación de agua al cual se cumple que la  $k_{ro}=k_{rw}$  es mayor al 50 % y el valor de la  $k_{rw}$  a la condición de saturación de aceite residual es un valor bajo. Debido a los valores anteriores el fluido que tiene mayor facilidad para desplazarse por la roca es el aceite lo que se ve reflejado en el valor alto de  $k_{ro}$  en la curva de permeabilidad relativa, por otro lado se tiene un valor bajo de  $k_{rw}$  ya que las fuerzas interfaciales entre el agua y el medio sólido adhieren con mayor fuerza al agua lo que genera una mojabilidad a este fluido. En la otra gráfica se observa una mojabilidad al aceite ya que se tienen valores bajos de saturación de agua irreductible, un valor menor al 50% de saturación de agua para el punto en el que las permeabilidades relativas al agua y al aceite son iguales y, por último, un valor alto de  $k_{rw}$  para el punto en el que se tiene la saturación de aceite residual.

## **2.2 Presión Capilar.**

Los fluidos que se encuentran en el yacimiento son por lo general inmiscibles, es decir que se consideran con propiedades físicas y químicas diferentes y es por esta característica que se genera una interfase debido a la presión que existe en cada uno de ellos. A esta diferencia de presión que existe entre ellos se le conoce como presión capilar. Este fenómeno se presenta tanto en la interfase del aceite con el agua como entre el gas y el aceite, por lo que se puede hablar de la presión capilar entre el agua y el aceite como aquella entre el aceite y el gas. En términos de mojabilidad, la presión capilar se define como la diferencia de presión entre la fase no mojante menos la presión en la fase mojante por lo que si se tiene una formación mojada por agua la presión capilar resultaría de la diferencia entre la presión en el aceite menos la presión en el agua. Para el caso de procesos de desplazamiento inmiscible la presión capilar se define como la presión de la fase desplazante menos la presión en la fase desplazada. Este concepto es de gran importancia en la Ingeniería de yacimientos petroleros ya que la presión capilar define la distribución inicial de los fluidos en el yacimiento, así como en la fracción que fluye de cada fase en un desplazamiento inmiscible, tal como el que se lleva a cabo en la recuperación de aceite mediante la inyección de agua.

### **2.2.1. Presión capilar en tubos capilares.**

Una forma para explicar el fenómeno de presión capilar es con el ejemplo de tubos capilares ya que si un tubo capilar es introducido en un recipiente que contenga un líquido, éste se elevará dentro del tubo capilar sobre el nivel del líquido que se encuentra en el recipiente, esta altura del fluido en el tubo capilar es debida a las fuerzas de atracción (tensión de adhesión) entre el tubo y el líquido. En este sistema existen dos fuerzas que son; la tensión de adhesión que es aquella que tiende a empujar el líquido hacia arriba sobre la pared del tubo y el peso de la columna del líquido que actúa en dirección opuesta a la tensión de adhesión. Estas fuerzas definirán la altura total del fluido dentro del capilar.

En la figura 2.9 se muestra un ejemplo del fenómeno de capilaridad en el que dos fluidos agua y aceite están contenidos en un recipiente. Al introducir un tubo capilar se genera una elevación de agua dentro del capilar debido a las fuerzas mencionadas anteriormente.

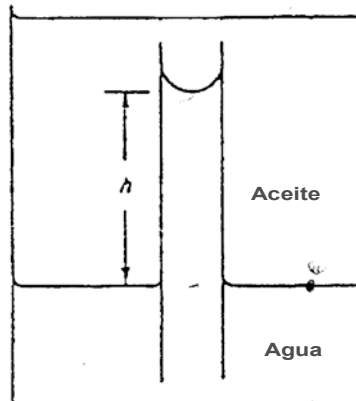


Figura 2.9 Elevación de agua en un tubo capilar debido a las fuerzas de adhesión

El fenómeno se puede definir en términos matemáticos como a continuación se indica:

La fuerza total ascendente puede ser expresada como:

$$\text{Fuerza ascendente} = A_T * 2 \pi * r \quad (2.9)$$

El peso de la columna de agua que se genera dentro del capilar es:

$$\text{Fuerza descendente} = \pi * r^2 * h * g * \rho \quad (2.10)$$

En donde:

$A_T$  = tensión de adhesión [dinas/cm]  
 $r$  = radio del tubo capilar [cm]  
 $h$  = altura del agua en el tubo. [cm]  
 $\rho$  = densidad del agua en el tubo [gr/cm<sup>3</sup>]  
 $g$  = fuerza de gravedad [cm/seg<sup>2</sup>]

Cuando se llega al punto de equilibrio se tiene el máximo valor de h, por lo que al igualar las fuerzas que actúan se tiene lo siguiente:

$$2\Pi*r*A_T = \Pi*r^2*h*g*\rho \quad (2.11)$$

Si se despeja h de la expresión anterior:

$$h = \frac{2\Pi*r*A_T}{\Pi*r^2*g*\rho} = \frac{2A_T}{r*g*\rho} \quad (2.12)$$

Como se mencionó, la presión capilar se define como la diferencia de presión entre la fase no mojante y la mojante y esta diferencia de presión puede expresarse en términos de la columna del fluido en el capilar. Si los fluidos son agua y aceite la expresión de presión capilar queda de la siguiente forma.

$$P_c = P_o - P_w = (\rho_w - \rho_o)g*h \quad (2.13)$$

Si se substituyen tanto h en la expresión anterior y después el valor que tiene por definición la tensión de adhesión, la presión capilar queda de la siguiente forma:

$$P_c = \frac{2*\sigma*\cos\theta}{r} \quad (2.14)$$

Que es la ecuación general que define la presión capilar y en la cual se observa que la presión capilar es directamente proporcional a la tensión interfacial e inversamente proporcional al radio del tubo capilar. Puede observarse que la diferencia entre la presión en el agua y el aceite a través de la interfase dentro del capilar se puede relacionar con la diferencia de densidades y a la altura de la elevación del agua dentro del capilar como:

$$P_c = (\rho_w - \rho_o)gh \quad (2.15)$$

donde:

$\rho_w$ =Densidad del agua (gr/cm<sup>3</sup>)

$\rho_o$ =Densidad del aceite (gr/cm<sup>3</sup>)

$g$ =aceleración debido a la gravedad (cm/seg<sup>2</sup>)

$h$ = Altura de la columna de agua sobre el nivel en el recipiente (cm).

En unidades prácticas de campo:

$$P_c = 0.433 * (\Delta\gamma) * h \quad (2.16)$$

donde:

$\Delta\gamma$ =Diferencia de las gravedades específicas o sea densidad relativa del agua menos la del aceite ( $\gamma_w - \gamma_o$ ).

$h$ = Altura de la columna de agua en el capilar en pies.

$P_c$ = Presión capilar en psi.

### 2.2.2 Relación entre la saturación de fluidos, tamaño de grano y presión capilar.

Una forma de esquematizar y explicar el fenómeno de presión capilar en una roca es considerando un empaquetamiento de granos esféricos de igual tamaño, el cual tiene volúmenes de agua y de aceite alojados en los intersticios que quedan entre los granos. La expresión de Plateau presenta la presión capilar en función de la tensión interfacial entre el agua y el aceite y los radios de curvatura de la interfase, como se muestra en la figura 2.10 para dos granos:

$$P_c = \sigma_{wo} \left[ \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right] \quad (2.17)$$

donde:

$P_c$ = presión capilar en dinas/cm<sup>2</sup>

$\sigma_{wo}$ = tensión interfacial en dinas/cm

$r_1$  y  $r_2$  = radios principales de curvatura en cm.

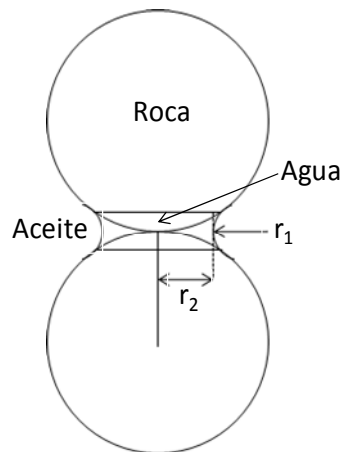


Figura 2.10. Esquema de la relación que existe entre el fluido mojante (agua), el no mojante (aceite) y los granos de la roca.

Se puede observar que tanto  $r_1$  como  $r_2$ , conocidos como radios principales de curvatura de la interfase, dependen de la saturación de agua y el tamaño del grano. La figura 2.10 es una representación del anillo pendular formado entre los dos granos de roca por la fase mojante a una saturación tal que esta fase no es continua y ocupa los intersticios más pequeños entre los sólidos. En este caso la fase no mojante está en contacto con parte de la superficie de los sólidos. La ecuación de Plateau permite explicar algunas características importantes acerca de la relación entre los fluidos, la roca y la presión capilar.

- a) La presión capilar aumenta con disminuciones de la saturación de agua, para este caso debido a que  $r_1$  se vuelve pequeño.
- b) Bajas permeabilidades de la roca implican altas presiones capilares dado que  $r_2$  tiende a ser más pequeño a menores tamaños de granos o de poro y altas permeabilidades de la roca se relacionan con bajas presiones capilares.

### 2.2.3 Factores que afectan la presión capilar.

De acuerdo a las relaciones que existen entre la interacción de los sólidos y las saturaciones de los fluidos se ha determinado que la presión capilar depende principalmente de los siguientes parámetros:

- a) *El tamaño de los poros.*
- b) *Saturación de los fluidos.*
- c) *La historia de los procesos de saturación.*



*Tamaño de los poros.*

Si las características mojantes permanecen constantes y el radio del tubo es incrementado, el peso de la columna de agua incrementa al cuadrado del radio; sin embargo, la magnitud de la fuerza de adhesión se incrementa en relación directa al radio. Por lo tanto, la altura de la columna de agua es disminuida proporcionalmente al incremento en el radio del tubo.

*Saturación de los fluidos.*

Para estudiar los efectos de la historia de saturación es necesario considerar varios tamaños de poros interconectados, esto se puede visualizar con el caso de un tubo capilar de diámetro variable, la altura a la cual el fluido puede elevarse en el tubo depende de la tensión de adhesión, la densidad del fluido y la variación del diámetro del tubo con la altura. Si se aplica presión a la interfase, ésta se moverá a una nueva posición de equilibrio disminuyendo el volumen de agua en el tubo, esta disminución produce una reducción en la saturación que es acompañada por un incremento en la presión capilar. Este fenómeno se ilustra en la figura 2.11 en donde la presión capilar es mayor para un radio de curvatura menor que para el radio de curvatura mayor. Este comportamiento indica que hay una relación inversa entre la presión capilar y la saturación de la fase mojante.

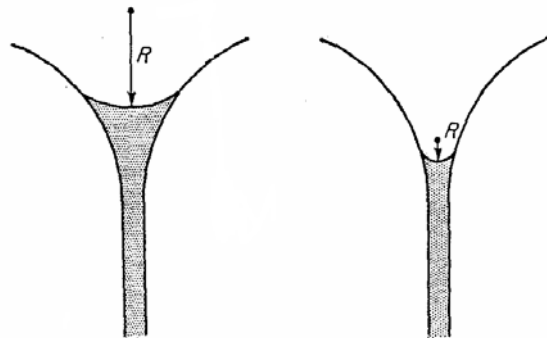


Figura 2.11. Presión capilar en función de la saturación del fluido en un poro no uniforme. Mismo poro, mismo ángulo de contacto, diferente saturación de fluido.

*Historia de saturación*

No solamente la presión capilar es función de la saturación sino también lo es de cómo se fueron dando estos cambios de saturación o dicho de otra forma de la historia de saturación de la matriz de la roca. Si por ejemplo un tubo capilar como el de la figura 2.12, el cual cambia de diámetro, puede tener la misma presión capilar dependiendo de si está inicialmente saturado al cien por ciento con el fluido mojante o si está saturándose con este fluido. Si se aplica una presión para forzar la entrada del fluido no mojante dentro del tubo saturado 100% con fluido mojante causa que el fluido mojante sea desplazado a un punto tal que la presión

capilar a través de la interfase sea igual a la presión aplicada más la presión debida a la columna de fluido.

Para el caso (a) de la figura 2.12, la roca está saturada inicialmente al 100% con un fluido mojante y se lleva hasta una saturación del 80%, es en este último punto cuando se tiene el valor más alto de presión capilar. Ahora considerando el caso en donde el tubo es inicialmente saturado con un fluido no mojante (b) y es inmerso en un recipiente lleno con fluido que puede mojar preferentemente al tubo, el fluido puede ser imbibido debido a las fuerzas de adhesión entre el fluido mojante y la superficie del tubo hasta que la fuerza de adhesión es igual al peso de la columna del fluido, en este caso la saturación final del fluido mojante obtenida es del 10%. En este ejemplo se trata de mostrar que para las saturaciones del 10 y 80 % de la fase mojante tienen los mismos valores de presión capilar y estos dependieron del proceso de saturación seguido, un valor más alto de saturación del fluido mojante para una presión capilar dada debe ser obtenida si el sistema poroso está siendo desaturado en comparación con la saturación del fluido mojante si el sistema poroso está siendo re-saturado con esta fase.

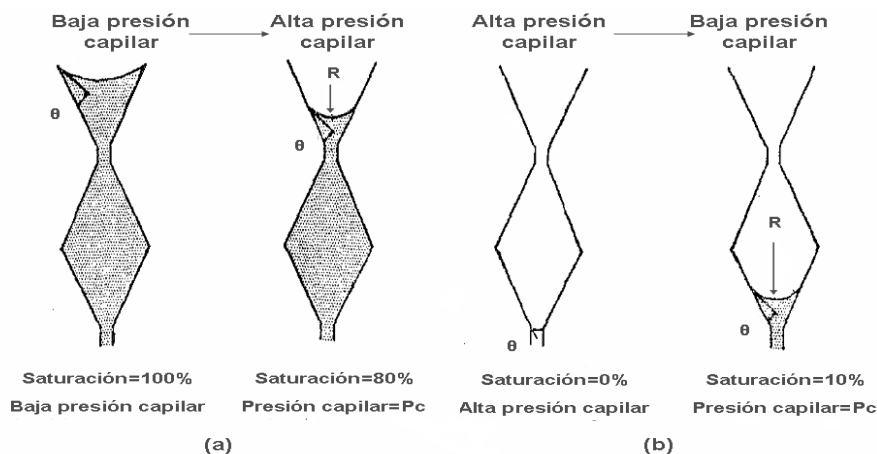


Figura. 2.12 Relación entre la presión capilar y la historia de saturación

#### 2.2.4 Medición de la presión capilar en núcleos.

La presión capilar puede ser medida en núcleos usando las siguientes técnicas:

- Procesos de desplazamientos o de desaturación a través de una membrana o diafragma poroso.
- Método de la centrífuga.
- Métodos de presión capilar dinámicos.
- Métodos de inyección de mercurio.
- Métodos de evaporación.

Método de la celda de desplazamiento o de diafragma.

El método de celda de desplazamiento o diafragma se lleva a cabo en un equipo (figura 2.13) que consta de una membrana permeable que tiene la característica de tener una distribución uniforme de tamaño de poro, estos poros tienen tal tamaño que el fluido desplazante seleccionado no puede penetrar el diafragma cuando la presión aplicada a la fase desplazante esté por debajo de alguna presión máxima de investigación. Varios materiales, incluyendo vidrios, porcelanas y celofanes, han sido usados como diafragmas. La membrana es saturada con el fluido a ser desplazado, la muestra de roca saturada 100% con el fluido por desplazar es colocada en la membrana sobre algún material, tal como el Kleenex, para mejorar el contacto entre la muestra y la membrana. La prueba se realiza al efectuar desplazamientos en forma gradual. Para cada incremento de presión se permite que la muestra alcance un estado de equilibrio estático y se mide entonces su saturación. Las combinaciones de fluidos que pueden utilizarse son gas, aceite y/o agua.

La determinación completa de la curva de presión capilar por el método de diafragma requiere un tiempo que varía de 10 a 40 días para una sola muestra, ya que conforme se aproxima a bajas saturaciones, la reducción en la permeabilidad efectiva a la fase desplazada contribuye a una lenta aproximación al equilibrio. La mayoría de determinaciones de presión capilar por el método de diafragma son pruebas de drene, pero con las modificaciones pertinentes, las curvas de imbibición similares a las de Leverett pueden ser obtenidas.

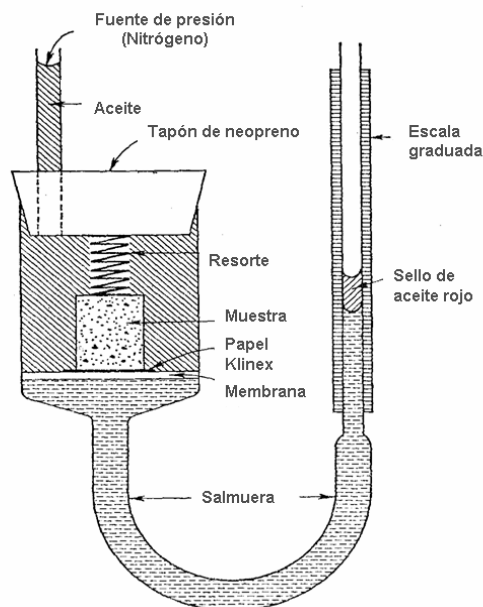
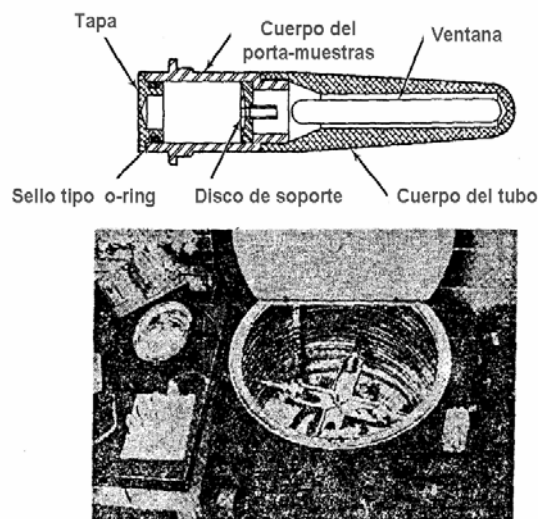


Figura 2.13. Diagrama del aparato para la cuantificación de la presión capilar por el método de diafragma.

### Método de la centrifuga.

Un segundo método para la determinación de las propiedades capilares de la roca del yacimiento es el método de la centrifuga, ver figura 2.14. La muestra saturada 100% con el fluido que va a ser desplazado (agua) se coloca en el portamuestras lleno con el fluido desplazante (aceite o aire) y se mete a centrifugación. En estos equipos, la alta aceleración incrementa en los fluidos el campo de fuerzas y en la muestra las fuerzas gravitacionales. Cuando la muestra es girada dentro del equipo a varias velocidades constantes se puede construir una curva completa de presiones capilares ya que la velocidad de rotación es convertida a unidades de fuerza (presión) en el centro de la muestra y el fluido desalojado de la muestra puede ser leído visualmente por el operador. La ventaja de este método es la disminución en los tiempos para determinar una curva completa de presión capilar ya que una curva completa puede ser obtenida en pocas horas, mientras que por el método de diafragma se requieren de días para la misma determinación.



Equipo de Centrifuga para la determinación de las presiones capilares.

Figura. 2.14 Diagrama del porta muestras y fotografía del aparato para la determinación de la presión capilar por el método de la centrifuga.

Método dinámico.

Brown reportó los resultados de la determinación de las curvas de presión capilar-saturación por el método dinámico, en este método se establece el flujo simultáneo de los dos fluidos en estado estable dentro de la muestra. Con el uso de discos especiales se mide la presión de cada uno de los dos fluidos y a partir de la diferencia se determina la presión capilar, la saturación en la muestra es variada regulando la cantidad de cada uno de los fluidos que entran haciendo posible así obtener una curva completa de presión capilar.

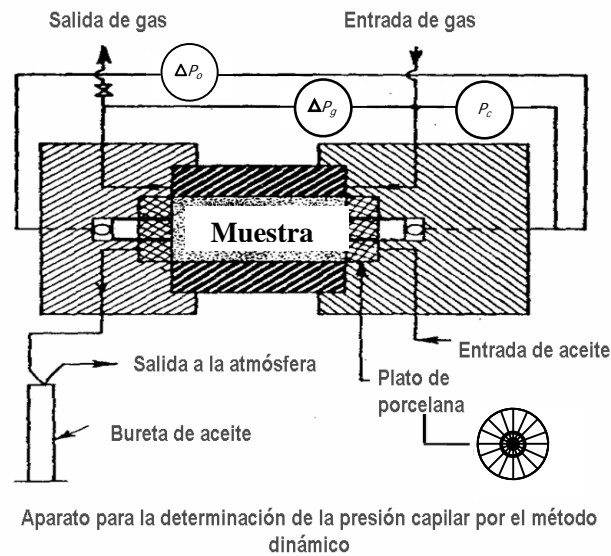


Figura. 2.15. Diagrama del aparato para la determinación de la presión capilar por el método dinámico.

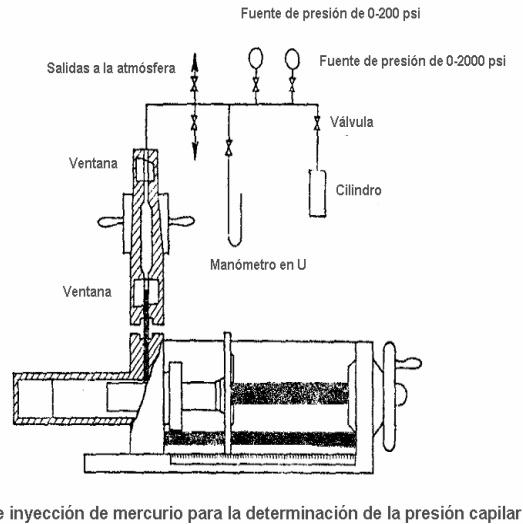
Método de inyección de mercurio.

El equipo para medir la presión capilar con inyección de mercurio fue desarrollado para acelerar la determinación de la relación presión capilar-saturación. En estas pruebas el mercurio es el fluido no mojante.

El procedimiento general es el siguiente:

La muestra de roca se coloca dentro de una celda de inyección de mercurio y mediante una bomba especial se genera vacío, a continuación se introduce el mercurio bajo presión dentro del equipo, ver figura 2.16. El volumen de mercurio inyectado a cada presión determina la saturación de la fase no mojante. Este procedimiento continúa hasta que la muestra es saturada totalmente con mercurio o hasta que la presión de inyección alcanza un valor determinado. Este método ofrece dos importantes ventajas que son: el tiempo de determinación de la curva de presión capilar es reducido a pocos minutos y el rango de presión de

investigación es mayor, las desventajas que presenta el método es la diferencia que existe entre las propiedades mojantes de los fluidos que se utilizan en la prueba con respecto a los fluidos del yacimiento además de la pérdida permanente de la muestra de roca.



2.16. Diagrama del aparato para la determinación de la presión capilar por el método de inyección de mercurio

### 2.2.5. Cálculo de la presión capilar a condiciones de yacimiento a partir de mediciones de laboratorio.

La presión capilar medida en laboratorio debe ser corregida antes de usarse en los cálculos a nivel de yacimiento ya que generalmente los fluidos que son empleados en el laboratorio son diferentes a aquellos que se encuentran en el yacimiento, ésto se realiza a partir de los datos de la tensión interfacial y el ángulo de contacto del fluido mojante a cada una de las condiciones.

Para la presión capilar a condiciones de laboratorio  $P_{c_L}$  se tiene:

$$P_{c_L} = \frac{2(\sigma \cos\theta)_L}{r} \quad (2.18)$$

Y la expresión correspondiente para el yacimiento  $P_{cR}$  es:

$$P_{cR} = \frac{2(\sigma \cos \theta)_R}{r} \quad (2.19)$$

En donde los sub-índices L y R se refieren a las condiciones de laboratorio y yacimiento, respectivamente. Si se dividen las ecuaciones anteriores y se resuelve para la presión capilar a condiciones de yacimiento:

$$P_{cR} = P_{cL} \frac{(\sigma \cos \theta)_R}{(\sigma \cos \theta)_L} \quad (2.20)$$

Los valores de tensión interfacial y ángulo de contacto a condiciones de laboratorio se pueden obtener mediante pruebas especiales, para el caso de estos valores a condiciones de yacimiento la dificultad se incrementa; existen, sin embargo, trabajos como el de Katz que pueden ser utilizados como una referencia para los valores de tensión interfacial.

Una aproximación de  $P_{cR}$  si no se conoce el ángulo de contacto es:

$$P_{cR} = P_{cL} \left[ \frac{\sigma_R}{\sigma_L} \right] \quad (2.21)$$

### 2.2.6 Perfil inicial de saturación de fluidos en el yacimiento.

Si se conocen las presiones capilares a condiciones de yacimiento, la distribución inicial de fluidos en el yacimiento puede ser calculada mediante la altura (h) de cada punto de saturación, medida ésta a partir del nivel libre de agua.

Reordenando la ecuación de presión capilar:

$$h = \frac{P_c}{(0.433 * \Delta \gamma)} \quad (2.22)$$

Si se analiza la expresión anterior se puede ver que h es igual a cero cuando la presión capilar es cero.

El nivel libre de agua es definido como el nivel o profundidad en el yacimiento en donde presión capilar es cero. Generalmente  $h$  es medida a partir de esta profundidad. A partir de los registros DST's o pruebas de producción se puede determinar la profundidad del nivel en el que existe una saturación igual al 100% de agua, este nivel por lo general es tomado como el nivel del contacto agua-aceite.

En la figura 2.17 se observa que el punto de mayor profundidad medido a partir del nivel libre de agua y que tiene una saturación de agua del cien por ciento se asocia con la presión capilar de desplazamiento, también conocida como de garganta. El nivel libre de agua está por debajo del nivel de saturación de agua del 100% a una distancia igual a la elevación capilar producida en los poros más grandes del yacimiento (presión de garganta). Si el yacimiento tiene poros muy grandes entonces el nivel libre de agua y el nivel de saturación de agua del 100% coinciden, inversamente para bajas permeabilidades, en formaciones con tamaño de grano pequeño, la diferencia puede ser considerable.

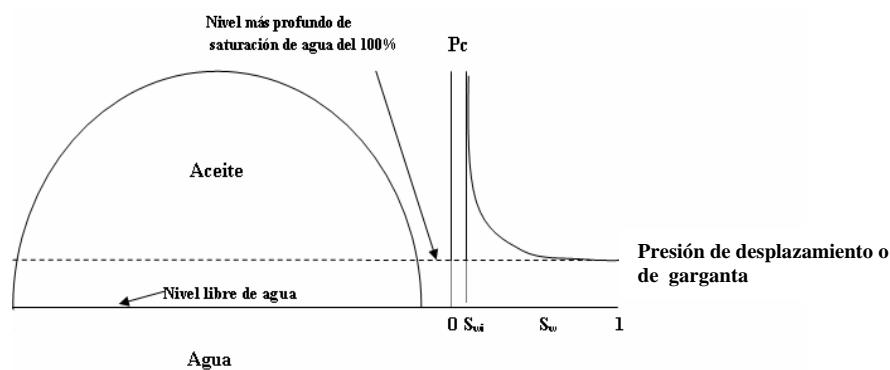


Figura. 2.17. Esquema que muestra el nivel libre de agua y otros niveles de saturación de agua

El nivel libre de agua se puede calcular de la siguiente manera

$$\text{Nivel libre de agua} = D_{100\% \text{ agua}} + \frac{P_t}{0.433 * \Delta \gamma} \quad (2.23)$$

donde:

$D_{100\% \text{ agua}}$  = profundidad a la cual se tiene saturación de agua del 100% (ft)

$P_t$  = presión de desplazamiento o de garganta (psi)

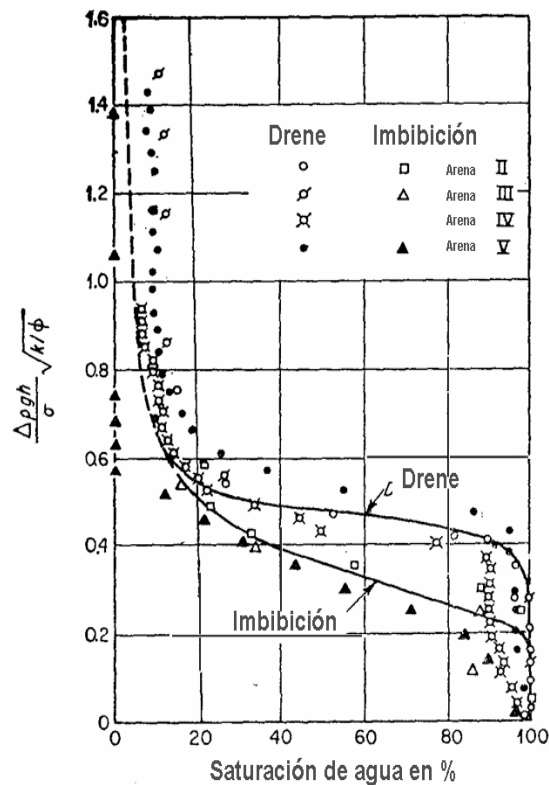
$\Delta \gamma$  = diferencia de gravedades específicas



**2.2.7 Correlación de Leverett.**

Leverett realizó una serie de experimentos con empacamientos de arenas no consolidadas, para ésto utilizó tubos largos llenos con arena que fueron saturados con un líquido y suspendidos verticalmente. Los experimentos fueron diseñados de tal manera que las curvas de presión capilar de imbibición y drene pudieran ser determinadas, para obtener la curva de drene los paquetes de arena fueron saturados con agua y entonces uno de los extremos fue introducido en un contenedor lleno de agua. La saturación de agua en el tubo fue determinada a varias posiciones sobre el nivel de agua libre en el contenedor.

Para determinar la curva de imbibición el tubo fue nuevamente empacado, seco y se introdujo en el contenedor con agua, entonces el agua comenzó a ser imbibida por el empacamiento de arena debido a las fuerzas capilares. Nuevamente las saturaciones fueron medidas a varias alturas sobre el nivel de agua libre en el contenedor. Los resultados obtenidos por Leverett para la curva de drene e imbibición son presentados en la siguiente figura.



Correlación de la saturación y altura de agua en arenas limpias no consolidadas

Figura 2.18 Resultados de los experimentos de Leverett.

Las presiones capilares de la figura 2.18 fueron expresadas en términos de una correlación adimensional. Esta función es igual al producto del recíproco del radio medio de curvatura principal y la raíz cuadrada de la permeabilidad dividida entre la porosidad.

$$\frac{1}{R_m} = \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) = \frac{2 \cos \theta}{r_t} = \frac{\Delta \rho g h}{\sigma} \quad (2.24)$$

Debido a que en la práctica los datos de presión capilar son obtenidos de pequeñas muestras, las cuales representan una pequeña parte del yacimiento, es necesario combinar todos los datos de presión capilar para caracterizar un yacimiento en particular. Como se sabe las relaciones saturación-presión capilar están afectadas por la permeabilidad y porosidad de la muestra, por lo tanto hay que evaluar los distintos grupos de datos de presión capilar con respecto a la permeabilidad y porosidad de la muestra de la cual fueron obtenidos. Una forma de correlacionar la información de presiones capilares o de obtener una curva "promedio", es a partir de la correlación encontrada por Leverett y que relaciona la presión capilar, la porosidad y permeabilidad de la muestra.

Esta correlación es conocida comúnmente como función  $J(S_w)$  de Leverett

Función  $J(S_w)$  de Leverett.

$$J(s_w) = \frac{P_c}{\sigma} \left( \frac{k}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (2.25)$$

donde:

$P_c$  = presión capilar (dinas/cm<sup>2</sup>)  
 $\sigma$  = tensión interfacial (dinas/cm)  
 $k$  = permeabilidad, (cm<sup>2</sup>)  
 $\Phi$  = porosidad (fracción)

Algunos autores prefieren la expresión anterior incluyendo el  $\cos\theta$  (en donde  $\theta$  es el ángulo de contacto) como sigue:

$$J(s_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos\theta} \left(\frac{k}{\phi}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (2.26)$$

En la figura 2.19 se muestra la forma típica de una curva de saturación de agua contra el valor de  $J(S_w)$

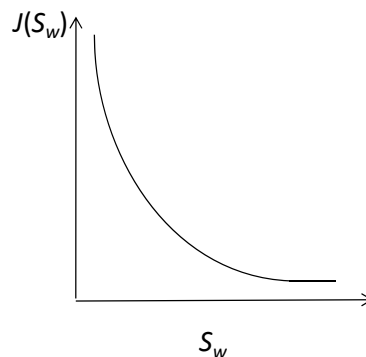


Figura 2.19. Forma típica de la curva de Leverett

Leverett consideró que el yacimiento se comportaba como un conjunto de capilares por lo que esta correlación puede no representar las condiciones reales de las formaciones en las que se utiliza. Para estos casos se han utilizado aproximaciones estadísticas para resolver el problema.

Para la aproximación estadística del problema se puede construir una gráfica semi-logarítmica en la que se grafican permeabilidades contra saturación de agua para valores de presión capilar constante, a estos puntos se les ajusta una línea recta como se muestra en la figura 2.20.

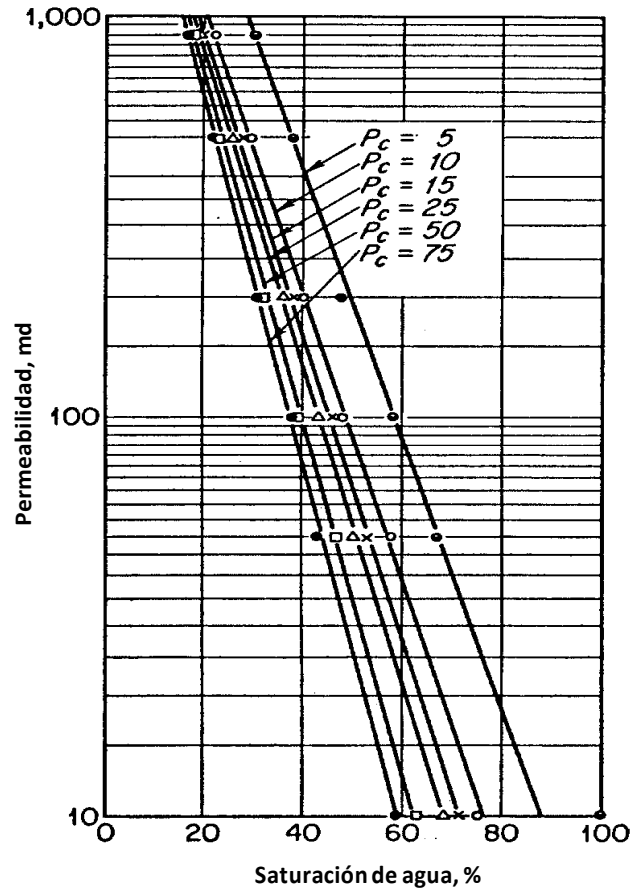


Figura 2.20. Gráfica que relaciona los resultados de presión capilar con la permeabilidad y la saturación de agua de las muestras.

Es interesante ver en esta gráfica que la curva de presión capilar tiende a converger a valores altos de permeabilidad, esto se puede explicar debido a que los capilares grandes se asocian a altas permeabilidades. A partir de esta información se pueden generar gráficas en las que la presión capilar (o altura sobre el nivel libre de agua) es relacionada a la permeabilidad y saturación de agua, como se observa en la figura 2.21.

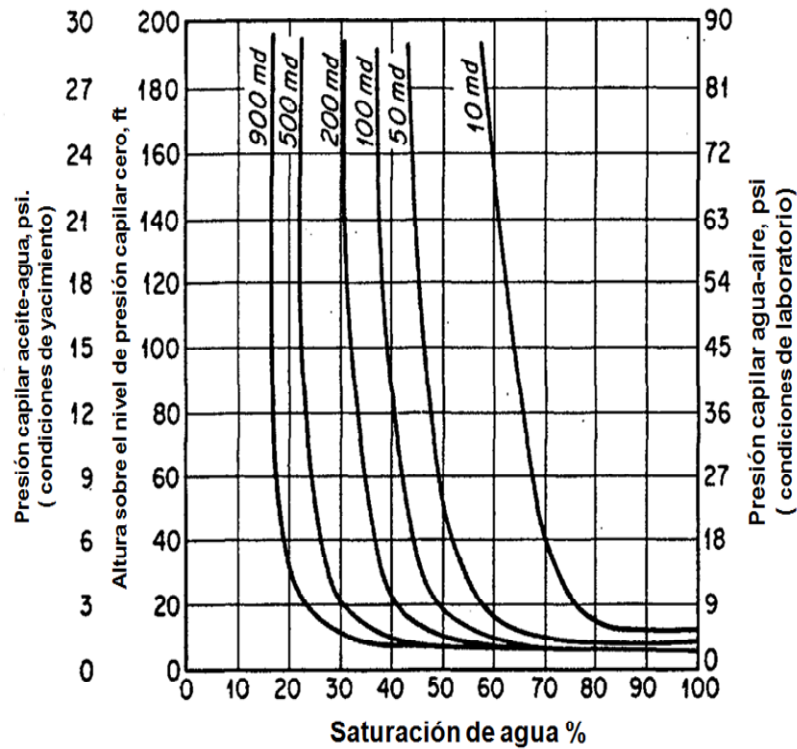


Figura 2.21. Gráfica que relaciona la permeabilidad, presión capilar y altura sobre el contacto libre de agua

Cuando estos análisis se desarrollan para una formación de interés, las gráficas tienen la aplicación de que se puede determinar la saturación promedio de agua sobre una zona de gas o aceite, de forma similar las gráficas pueden ser preparadas para el gas sobre zonas de aceite o agua.

## 2.2 Permeabilidad Relativa.

La permeabilidad relativa se define como la relación entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la permeabilidad absoluta del medio poroso.

### 2.3.1 Permeabilidad Absoluta.

Por definición, la permeabilidad absoluta, que es denotada por la letra  $k$ , es la habilidad de un medio poroso para permitir el paso de un fluido a través de sus poros interconectados y/o a través de su sistema de fracturas cuando el medio está 100% saturado con dicho fluido. De acuerdo con la definición anterior se ha encontrado que la permeabilidad se relaciona con el tamaño de entrada de los conductos hacia los espacios porosos, esto a su vez se relaciona con el empacamiento de los granos, la petrofísica de la roca, la distribución del tamaño y angularidad del grano, así como de su grado de cementación y consolidación.

A mediados de 1800, mediante trabajos de sistemas de filtración de agua, Henri Darcy descubrió que el gasto de agua a través del empacamiento de arena era proporcional a la caída de presión a través del empacamiento. En honor a su trabajo se ha designado a la unidad de la permeabilidad como Darcy.

$$q = \frac{-Ak(\Delta p)}{\mu L} \quad (2.27)$$

donde:

$k$ : permeabilidad (Darcies)

$q$ : gasto de salida ( $\text{cm}^3/\text{seg}$ )

$\mu$ : viscosidad del fluido a temperatura del sistema (cp).

$L$ : longitud del sistema (cm).

$A$ : área de la sección transversal del sistema ( $\text{cm}^2$ ).

$\Delta p$ : diferencia de presión a través del sistema (atm)

La ley de Darcy establece que la velocidad ( $q/A$ ) en un flujo homogéneo es proporcional a su movilidad ( $k/\mu$ ) y al gradiente de presión ( $\Delta p/L$ ).

Las consideraciones en que se basa esta ecuación son las siguientes:

- a) Roca homogénea
- b) Medio o roca no reactiva con el fluido.
- c) 100% saturado con un fluido homogéneo en una sola fase.
- d) Fluido Newtoniano.
- e) Fluido incompresible.
- f) Flujo Laminar.
- g) Estado estable.
- h) Temperatura constante.

La constante de proporcionalidad del medio poroso  $k$  (permeabilidad absoluta) tiene unidades de Darcies, las cuales son definidas a partir del siguiente análisis dimensional:

$$k = \left[ \frac{L^3}{T} * \frac{M}{LT} * L * \frac{1}{L^2} * \frac{LT^2}{M} \right] = L^2 \quad (2.28)$$

Aquí  $M$ ,  $L$ ,  $F$ , y  $T$  se refieren a unidades de masa, longitud, fuerza y tiempo, respectivamente. De este análisis, puede verse que la permeabilidad tiene unidades de  $L^2$  y se dice que 1 Darcy equivale a  $0.987 \times 10^{-12} m^2$ . Esto puede ser visualizado como el área disponible al flujo y que se encuentra en ángulo recto al flujo.

Cuando el medio poroso no se encuentra saturado al cien por ciento por un solo fluido, como ocurre en los yacimientos de petróleo, se tiene que definir una nueva permeabilidad para considerar la interacción de dos o tres fluidos (agua, aceite y gas). Hasta la fecha no se tiene registro de algún yacimiento en el que en la zona de aceite no se haya encontrado agua, ya que siempre existe una saturación de agua inherente a la formación que es conocida como agua congénita. La permeabilidad efectiva a un fluido se define entonces como aquella que existe a una cierta saturación del fluido y que es afectada por la presencia de otro u otros fluidos. En un estudio de yacimientos se puede tener entonces permeabilidades efectivas al aceite ( $k_o$ ), al gas ( $k_g$ ) y al agua ( $k_w$ ), las cuales también tienen unidades de Darcy.

La permeabilidad relativa se define como el cociente de la permeabilidad efectiva a un fluido, a una cierta saturación, entre la permeabilidad absoluta del medio.

$$k_{ri} = k_i / k. \quad (2.29)$$

En donde  $i$  puede ser aceite, gas o agua.

En la figura 2.22 se muestran las formas típicas de las permeabilidades relativas para el caso de un ciclo de drene (Figura 2.22A) e imbibición (Figura 2.22B).

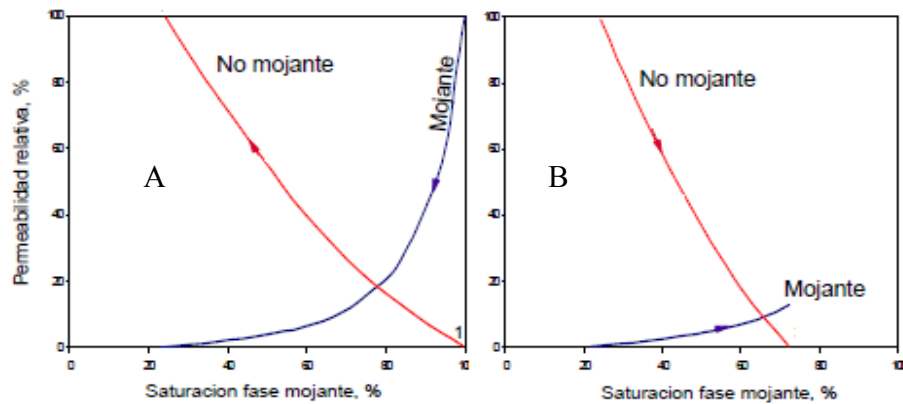


Figura 2.22. Forma de las curvas de permeabilidades relativas.  
Caso A Drene. Caso B Imbibición

Los pasos generales en laboratorio para medir los valores extremos de saturación de una curva de permeabilidad relativa son los siguientes:

1. Limpieza de la muestra; implica sacar todos los fluidos de la muestra y secala a una baja temperatura.
2. La muestra se satura al cien por ciento de agua,  $S_w=1$ . En esta etapa se mide la permeabilidad absoluta; por lo tanto  $k_{rw}=1$
3. Se inyecta aceite a la muestra hasta que ya no se produzca más agua. La saturación de agua al final de esta etapa es igual a la saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ). Para esta saturación, se tiene la máxima permeabilidad relativa al aceite.
4. Se inyecta agua a la muestra hasta que ya no se produzca más aceite, al final de la inyección se llega a la saturación de aceite residual y se tiene la máxima permeabilidad relativa al agua.



### 2.3.2 Métodos para la medición de la permeabilidad relativa.

Existen cuatro formas mediante las cuales se pueden obtener datos de permeabilidad relativa, estos son:

- a) *Mediciones directas de laboratorio por el proceso de flujo en estado estable.*
- b) *Mediciones en laboratorio por desplazamientos o proceso de estado inestable.*
- c) *Cálculos de permeabilidad relativa a partir de datos del comportamiento de Campo.*
- d) *Cálculos de permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar.*

De estos métodos los más utilizados son los procesos de flujo en estado estable y procesos de desplazamiento.

- a) *Mediciones directas de laboratorio por el proceso de flujo en estado estable.*

Hay numerosos métodos de estado estable, los cuales pueden ser usados en el laboratorio para la medición de la permeabilidad relativa, aunque esencialmente, todos dependen de la siguiente técnica. Una pequeña muestra de núcleo es elegida y preparada para la prueba, es montada en una manga presurizada, debido a esto el sistema de flujo es diseñado para altos gastos y altas diferenciales de presión, cada extremo de la muestra es acondicionado con un disco poroso para minimizar los efectos de frontera. Las fases aceite-gas, aceite-agua o gas-agua, las cuales van a ser medidas en la prueba son introducidas simultáneamente en la cara de entrada de la muestra a través de diferentes sistemas de tuberías del equipo.

Muchas pruebas son iniciadas con la muestra de núcleo a 100% de saturación de la fase mojante, estas pruebas son conocidas como pruebas de desaturación. Los dos fluidos son introducidos a una predeterminada relación y son inyectados a través de la muestra hasta que la relación de fluidos producidos es igual a la relación inyectada, en este momento el sistema es considerado como un sistema de flujo en estado estable y sus saturaciones existentes son consideradas como estables. La saturación de los fluidos es determinada con alguna de las tres siguientes formas: (1) mediante electrodos que son colocados en la sección de prueba para medir la resistividad de la muestra, (2) la muestra puede ser desmontada y pesada para determinar las condiciones de saturación (3) mediante un balance volumétrico que es mantenido en los fluidos inyectados y producidos de la muestra.

Ya que las saturaciones han sido medidas por alguno de los métodos mencionados, las permeabilidades relativas de las dos fases a esas saturaciones pueden ser calculadas. La relación inyectada se incrementa removiendo la fase mojante hasta que nuevamente el sistema esté en la condición de estado estable. El proceso es continuamente repetido hasta completar las curvas de permeabilidades relativas. Un método alternado es utilizado para el proceso de resaturación en donde la muestra de prueba es originalmente 100% saturada por la fase no mojante. En este método las relaciones de inyección comienzan a altos valores de la fase no mojante y declina hasta alcanzar 100% de la fase mojante. La diferencia en los resultados obtenidos utilizando los procesos de desaturación y restauración representan el efecto de histéresis.

*b) Mediciones en laboratorio por desplazamientos o proceso de estado inestable.*

El desplazamiento con gas es esencialmente un proceso de flujo en estado inestable ya que la muestra es 100% saturada con la fase mojante y únicamente el gas es inyectado en la muestra por lo que solo se inyecta un fluido y se mueven dos. Este proceso de desplazamiento con gas para determinar las permeabilidades relativas, como lo propuso Welge, depende del concepto del avance frontal de los fluidos. Debido a esto el procedimiento determina las relaciones de permeabilidad relativas, y depende de los valores de permeabilidad relativa que son obtenidos por algún otro método para calcular la permeabilidad relativa a una fase. El procedimiento para diseñar la prueba de desplazamiento con gas es relativamente simple y rápido, siendo el procedimiento general el siguiente: Una muestra homogénea es seleccionada y sus propiedades físicas de permeabilidad, volumen y porosidad son determinadas. La muestra es apropiadamente montada en el equipo, similar al utilizado en la prueba de estado estable, y 100% saturada con la fase mojante, la cual es normalmente aceite. Es práctica común, saturar la muestra con agua irreductible y el complemento a 100% con aceite. La muestra es desaturada mediante la inyección de gas por un extremo y produciendo primero solo aceite y posteriormente aceite y gas al otro extremo de la muestra.

En los cálculos de los datos obtenidos de tal prueba hay tres condiciones necesarias o suposiciones, las cuales deben ser satisfechas, primero la caída de presión a través de la muestra debe ser grande para que los efectos de capilaridad se consideren como despreciables, segundo, la saturación de gas puede ser descrita mediante un valor promedio de presión definida como:

$$\bar{P} = \frac{P_i + P_o}{2} \quad (2.30)$$

En donde  $P_i$  representa la presión de inyección y  $P_o$  representa la presión a la salida de la muestra y, tercero, el flujo es horizontal y la muestra de núcleo es

pequeña así como el tiempo de la prueba, esto para que todos los efectos de fuerzas de gravedad puedan ser despreciadas.

Durante la prueba es necesario medir únicamente las siguientes cantidades: (1) el gas inyectado acumulado como función del tiempo y (2) el aceite acumulado producido como una función del tiempo. Con estas variables medidas y con la presiones de inyección y producción permaneciendo constantes, la relación de permeabilidad relativa del gas con respecto al aceite puede calcularse. De los datos medidos, el volumen acumulado del gas inyectado en términos de la presión promedio es expresado como un múltiplo del volumen de poro total de la muestra y puede ser calculado por la siguiente ecuación:

$$(G_i)_{pv} = \frac{2G_{ic} P_i}{LA\phi(P_i + P_o)} \quad (2.31)$$

donde:

$(G_i)_{pv}$  = gas acumulado inyectado expresado en volúmenes de poros

$LA\phi$  = volumen de poro total de la muestra en  $cm^3$

$G_{ic}$  = gas acumulado inyectado expresado a la presión  $P_i$  en  $cm^3$

$P_i$  y  $P_o$  son las presiones definidas en psi

Una cantidad conocida como  $S_{g(av)}$  puede ser calculada simplemente dividiendo el aceite producido acumulado entre el volumen de poro de la muestra. Tanto el gas inyectado y el aceite producido tienen que ser medidos con respecto al tiempo y por lo tanto pueden ser cruzados en una gráfica de  $S_{g(av)}$  como una función del volumen de poro acumulado de gas inyectado.

La pendiente de la curva  $S_{g(av)}$  contra gas inyectado representa la fracción del volumen total de salida de la muestra que es aceite a un tiempo específico, la cual se define con la siguiente ecuación:

$$f_o = \frac{d(S_g)_{av}}{d(G_i)_{pv}} \quad (2.32)$$

En donde  $f_o$  representa la fracción del flujo total que es aceite.

La relación de permeabilidades al gas y al aceite puede ser calculada de la siguiente ecuación:

$$\frac{k_g}{k_o} = \frac{1-f_o}{f_o(\mu_g/\mu_o)} \quad (2.33)$$

donde  $k_g/k_o$  es la relación de permeabilidades relativas el gas y al aceite.

$\mu_g$  =viscosidad del gas (cp).

$\mu_o$  =viscosidad del aceite (cp).

$f_o$  = flujo fraccional del aceite(fracción).

Este valor particular de relación de permeabilidades relativas corresponde a la saturación de gas en la cara de salida de la muestra. La saturación de gas en la cara de salida es expresada por la siguiente ecuación:

$$(S_g)_o = (S_g)_{av} - (G_i)_{pv} f_o \quad (2.34)$$

Las relaciones de permeabilidades relativas son obtenidas como una función de la saturación cuando se resuelven las ecuaciones anteriores. La forma para determinar el valor real de la permeabilidad relativa al gas o al aceite es que una de las dos sea independientemente determinada. El método de desplazamiento de gas tiene como ventajas que puede ser diseñado y realizado con una pequeña cantidad de equipo y con pequeñas muestras de núcleo. Sus desventajas son que no se pueden determinar las relaciones de permeabilidades relativas a bajos valores de saturación de gas, excepto cuando se utilizan aceites de alta viscosidad, aunado a que las ecuaciones no son aplicables hasta el momento que el gas está siendo producido en la cara de salida de la muestra. Dependiendo de la permeabilidad de la muestra y de la geometría del poro, la saturación de gas a la cara de salida en el momento en el que el gas es inicialmente producido puede variar entre 2 y 15 %, dependiendo de las viscosidades del gas y del aceite del sistema. Los efectos de frontera no son importantes en el método de desplazamiento de gas para la medición de las relaciones de permeabilidades relativas debido a las caídas de presión involucradas. La magnitud de las presiones capilares son extremadamente pequeñas comparadas con los gradientes de flujo impuestos, por lo que son despreciadas.

c) *Cálculos de permeabilidad relativa a partir de datos del comportamiento de Campo.*

En la tercera forma para determinar la permeabilidad relativa, al igual que los procesos de desplazamiento, se determinan las relaciones de permeabilidades relativas al gas y al aceite a partir de datos de campo. Si la ecuación de Darcy fuera escrita tanto para flujo de gas y aceite, ambas fases consideradas como independientes una de la otra en el sistema de flujo, la relación de permeabilidad relativa puede ser definida como a continuación:

$$\frac{Q_g}{Q_o} = \frac{A(k_g/\mu_g)(\Delta P_g/\Delta L)}{A(k_o/\mu_o)(\Delta P_o/\Delta L)} \quad (2.35)$$

Si los gastos son expresados en la ecuación anterior como  $Q_g$  y  $Q_o$  a condiciones de yacimiento y se supone que la caída de presión en el gas es la misma que la caída de presión en el aceite, entonces la relación de permeabilidades relativas expresada en términos del volumen en superficie es:

$$\frac{k_g}{k_o} = \left( \frac{Q_g \mu_g}{Q_o \mu_o} \right) = \frac{B_g \mu_g}{5.61 B_o \mu_o} (R_p - R_s) \quad (2.36)$$

En donde  $B_g$  representa el factor de volumen del gas expresado en pies cúbicos a condiciones de yacimiento por pie cúbico de gas a condiciones estándar y  $B_o$  representa el factor de volumen de aceite expresado en barriles de aceite a condiciones de yacimiento por barriles de aceite a condiciones estándar.  $R_p$  representa la relación de gas-aceite producida y  $R_s$  representa la relación gas aceite en solución, ambos expresados en pies cúbicos estándar por barril de aceite a condiciones estándar,  $\mu_g$  es la viscosidad del gas y  $\mu_o$  es la viscosidad del aceite a presiones y temperaturas de yacimiento.

d) *Cálculos de permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar.*

Los modelos desarrollados para el cálculo de permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar serán mencionados en el capítulo cuatro de este trabajo.

### 2.3.3 Factores que afectan a la permeabilidad relativa.

Si todos los materiales mojaran a los sólidos del medio poroso con el mismo grado entonces los datos tomados con un sistema aceite-gas pueden ser los mismos que aquellos tomados en un sistema agua-aceite. Como todos los fluidos no mojan a un determinado sólido con el mismo grado y el agua no siempre es el fluido que moja preferentemente la roca, se han realizado investigaciones para mostrar el efecto que la mojabilidad tiene sobre los datos de permeabilidad relativa para sistemas roca-aceite-salmuera. Los valores de permeabilidad relativa, entonces, sí son afectados por los cambios en la distribución de fluidos, ésto por las diferentes características de mojabilidad.

Los cambios en la permeabilidad relativa causados por las diferencias en las características de mojabilidad se observan en la figura 2.23.

Las curvas 1 y 2 corresponden a un sistema mojado por agua, mientras la curva 3 a un sistema preferentemente mojado por aceite. Se observa que cuando la roca es mojada preferentemente por agua, el agua pierde su movilidad a valores mayores de saturación de agua comparada con el caso de la roca mojada por aceite. Este factor indica que el aceite pudiera estar retenido en alguno de los más tortuosos y pequeños patrones de flujo dentro del medio. Debido a ésto, es necesario clasificar las rocas del yacimiento como mojadas por aceite, mojadas por agua o con mojabilidad intermedia.

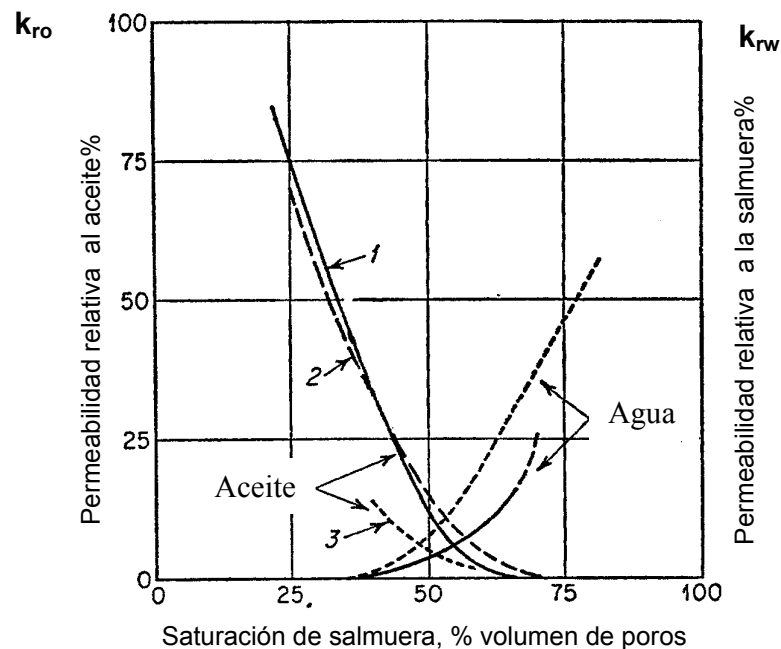


Figura 2.23 Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas.

Como se mencionó para el caso de la presión capilar, existe también un efecto debido a la historia de saturación sobre la permeabilidad relativa. El efecto de la historia de saturación sobre la permeabilidad relativa se ilustra en la figura 2.24.

Si la muestra de roca es inicialmente saturada con la fase mojannte y los datos de permeabilidad relativa son obtenidos por una disminución en la saturación de la fase mojannte mientras fluye la fase no mojannte, el proceso es clasificado como drene o desaturación. Si los datos son obtenidos por un incremento en la saturación de la fase mojannte los procesos son nombrados como imbibición o restauración. Esta clasificación es consistente con la usada en términos de presión capilar. Debido a estas diferencias, el proceso usado para obtener los datos de permeabilidad relativa en el laboratorio debe corresponder a los procesos en el yacimiento en los cuales serán aplicados. La diferencia en los dos procesos de medición de la permeabilidad relativa se observa en la figura 2.24. Se nota que la técnica de imbibición causa que la fase no mojannte (aceite para este caso) pierda movilidad a altos valores de saturación de fase mojannte (agua) en comparación con la técnica de drene. Los dos métodos tienen efectos similares sobre la curva de la fase mojannte (agua para este caso). El método de drene causa que la fase mojannte pierda su movilidad a altos valores de saturación de la fase mojannte a comparación de el método de imbibición.

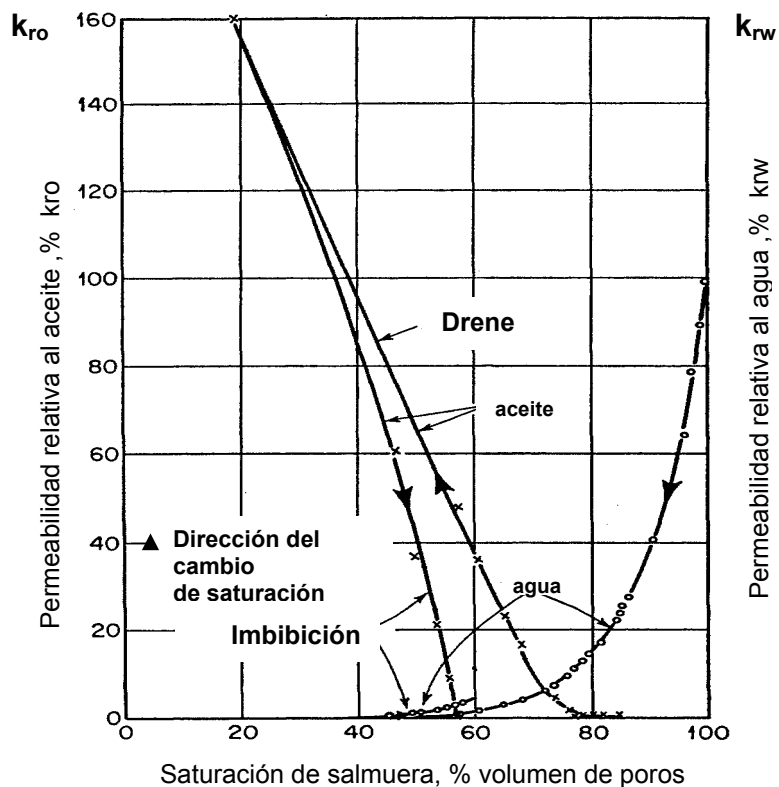


Figura 2.24. Efecto de la historia de saturación sobre las permeabilidades relativas

Para la porosidad y la permeabilidad se puede observar que las presiones de sobrecarga afectan y modifican los valores de estas dos propiedades; sin embargo, se ha reportado, como se muestra en la figura 2.25, que las presiones de sobrecarga no afectan los datos de permeabilidad relativa pero las permeabilidades efectivas si son alteradas.

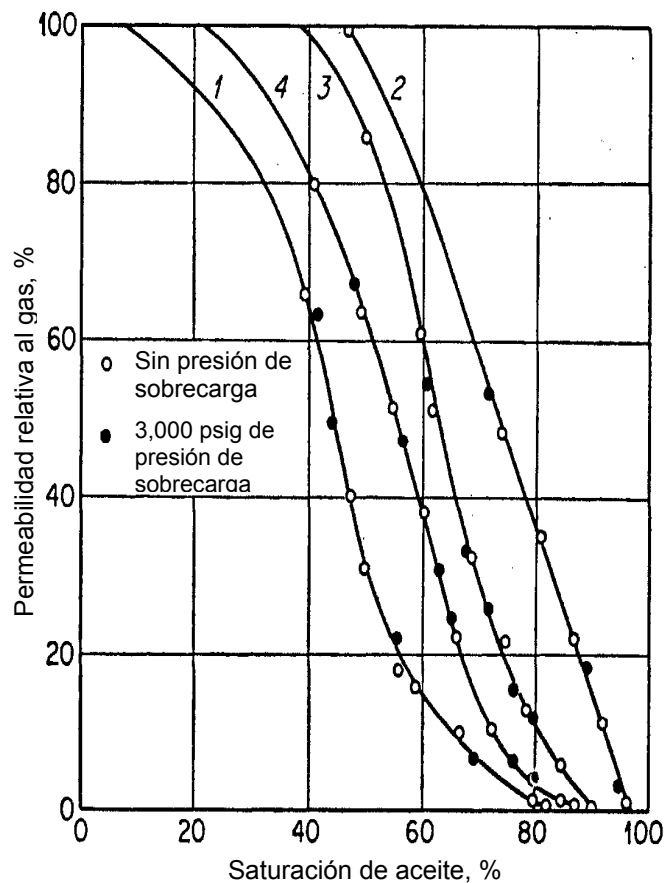


Figura. 2.25 Comparación entre las permeabilidades relativas con presión de sobrecarga y sin ella.



En la figura 2.26 se presentan las permeabilidades relativas para varios medios porosos. Estas curvas indican el efecto que tienen la configuración del poro y la distribución del tamaño de poro sobre la permeabilidad relativa. Estas curvas no pueden ser interpretadas como representativas de los tipos de medios porosos pero sí como ilustrativas de los efectos que tiene la geometría de los poros sobre la permeabilidad relativa.

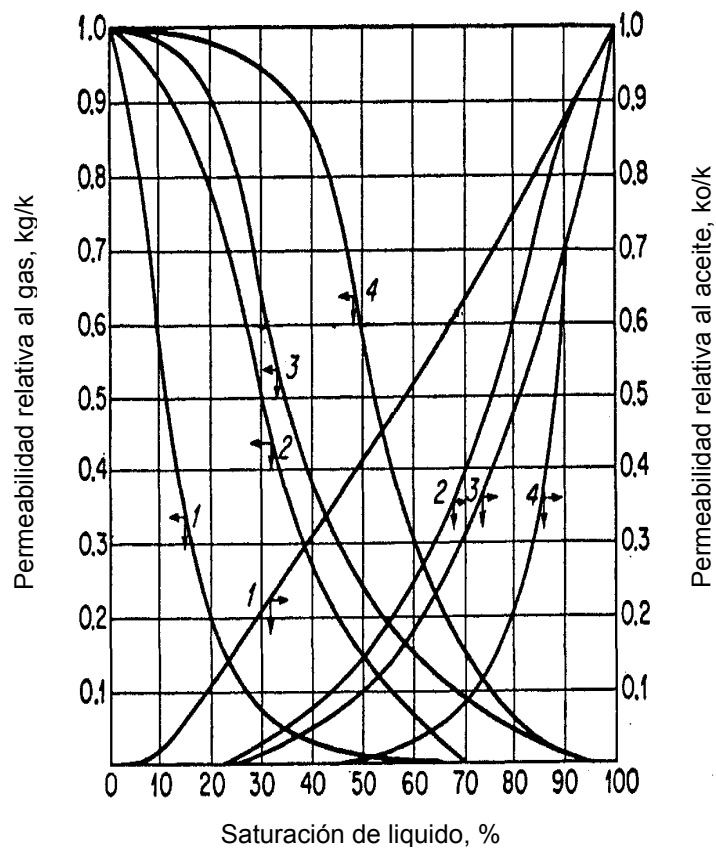


Figura. 2.26. Efecto de la geometría y distribución de los poros sobre la permeabilidad relativa en muestras de distintas rocas. (1) Tubo capilar, (2) Dolomia, (3) Arenas no consolidadas, (4) Arenas consolidadas.

La figura 2.27 muestra el efecto de la saturación de agua congénita sobre la relación de permeabilidades relativas al gas y al aceite. En general, bajas saturaciones de agua no tienen efectos apreciables sobre la relación de permeabilidad debido a que el agua ocupa espacios que no contribuyen substancialmente en la capacidad de flujo de la roca.

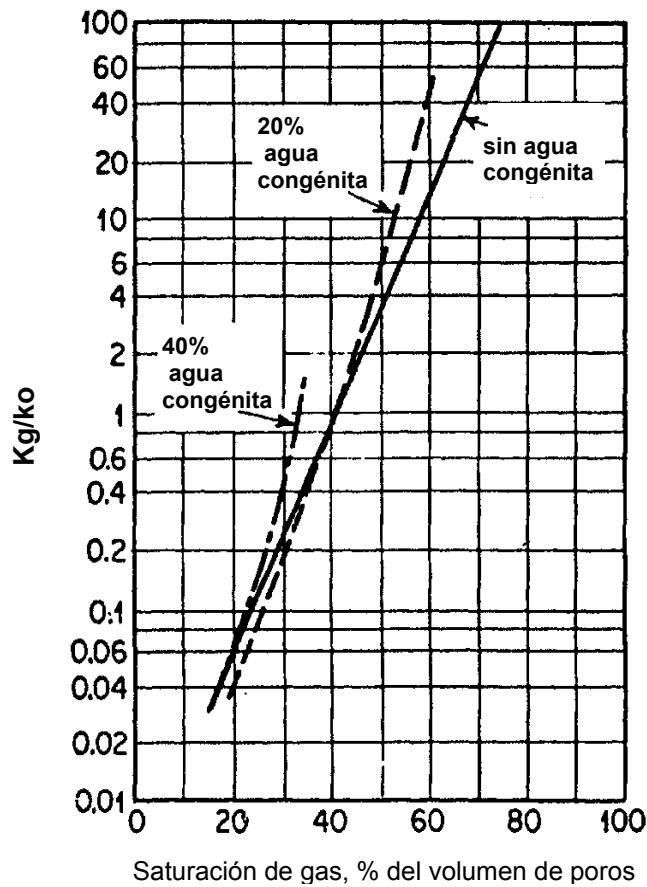


Figura 2.27. Efecto de la saturación congénita de agua sobre la relación de permeabilidades relativas gas-aceite

## CAPÍTULO III

### REGISTROS GEOFÍSICOS UTILIZADOS PARA DETERMINAR POROSIDAD Y SATURACIÓN DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS PETROLEROS.

En el estudio de los yacimientos petroleros, la cuantificación de la porosidad y la saturación de fluidos tienen gran importancia debido a que son la base para el cálculo de los volúmenes que se encuentran almacenados en la roca al inicio de la explotación de los campos y también a que gracias a su conocimiento pueden estimarse las recuperaciones máximas de hidrocarburos que pueden esperarse. Los registros geofísicos juegan un papel muy importante en la caracterización de los yacimientos ya que, basados en los modelos adecuados, se pueden conocer características geológicas (tipos de roca), límites tanto areales como verticales de los diferentes horizontes y los perfiles verticales de ciertas propiedades como son la porosidad y la saturación de fluidos. Adicionalmente, su importancia radica en que, a diferencia de los pocos núcleos cortados para su análisis, actualmente es una práctica común tomar registros a todos los pozos que se perforan en los campos, generando así una mayor cantidad de información para cuantificar dichas propiedades. Debido a lo anterior se presentan en este capítulo algunos de los aspectos relacionados a la cuantificación de la porosidad y saturación de agua a partir de los registros geofísicos de pozos y que como se verá guardan una relación directa con la presión capilar y las permeabilidades relativas.

#### 3.1 Registros de porosidad.

Los registros convencionales para medir la porosidad de la roca son: de densidad, neutrón y sónico.

##### 3.1.1 Registro de densidad<sup>(9)</sup>.

El registro de densidad mide la densidad de electrones de la formación usando un patín en el cual se monta una fuente química de rayos gamma y dos detectores de tales señales. La metodología se basa en emitir rayos gamma dentro de la formación, los cuales chocan con los electrones dando lugar a colisiones que liberan energía. Este tipo de interacción es conocida como dispersión de Compton. Los rayos gamma que son registrados por el detector, a una distancia de la fuente, son contabilizados como un indicador de la densidad de la formación. El número de colisiones del efecto Compton es relacionado directamente al número de electrones de la formación, por lo tanto, la respuesta de la herramienta de densidad es determinada por la densidad de electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación.

La densidad de electrones es relacionada a la densidad total en  $\text{g/cm}^3$ , la cual a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos en los poros.

Para un elemento puro, el índice de densidad de electrones, el cual es proporcional a la densidad de electrones, es definido como:

$$\rho_e = \rho_b \left( \frac{2Z}{A} \right) \quad (3.1)$$

En donde  $\rho_e$  es el índice de densidad de electrones,  $\rho_b$  es la densidad total, Z es el número atómico y A es el peso atómico de dicho elemento.

Para una molécula, el índice de densidad de electrones está dado por:

$$\rho_e = \rho_b \left( \frac{2 \sum Z_i}{M} \right) \quad (3.2)$$

En donde M es el peso molecular y  $\sum Z_i$  es la suma de los números atómicos de los átomos que conforman la molécula, lo que es igual al número de electrones por molécula. Para muchos elementos encontrados en las formaciones, las cantidades involucradas en las ecuaciones anteriores son aproximadamente iguales a la unidad, como se muestra en la tabla 3.1

Elemento	A	Z	(2*Z/A)
H	1.008	1	1.984
C	12.01	6	0.999
O	16.0	8	1.0
Na	22.9	11	0.956
Mg	24.32	12	0.986
Al	26.98	13	0.963
Si	28.09	14	0.996
S	32.07	16	0.997
Cl	35.46	17	0.958
K	39.10	19	0.971
Ca	40.08	20	0.998

Tabla 3.1. Propiedades atómicas de elementos comunes en las formaciones productoras de hidrocarburos.

La herramienta o sonda del registro de densidad es calibrada en calizas saturadas con agua dulce, de alta pureza, lo que resulta en una densidad aparente que es relacionada al índice de densidad del electrón por la ecuación:

$$\rho_a = 1.0704 * \rho_e - 0.1883 \quad (3.3)$$

Para areniscas, calizas y dolomías saturadas, la densidad aparente leída por la herramienta es prácticamente igual a la densidad total de la formación. La densidad total de formaciones limpias está dada por:

$$\rho_b = \phi \rho_f + \rho_m (1 - \phi) \quad (3.4)$$

donde:

$\rho_b$  : densidad total, en  $\text{gr/cm}^3$

$\Phi$  : porosidad en, fracción

$\rho_f$  : densidad del fluido, en  $\text{gr/cm}^3$

$\rho_m$  : densidad de la matriz, en  $\text{gr/cm}^3$

De la ecuación anterior la porosidad queda como:

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (3.5)$$

La profundidad de investigación del registro de densidad es relativamente corta, por lo que, en formaciones muy permeables se tiene que corregir el valor calculado de porosidad ya que los poros están invadidos con el filtrado del lodo de perforación combinado con alguna saturación residual de agua de la formación y/o de hidrocarburos. Generalmente, la densidad de los fluidos se asume igual a  $1 \text{ g/cm}^3$ , pero cuando la saturación residual de hidrocarburos es alta, causa que los valores de porosidad calculados sean mayores que los de la porosidad verdadera y deben ser corregidos por este efecto. En la tabla 3.2 se dan las densidades de varias matrices de roca y de algunos fluidos.

Componente	Formula	$\rho_b$ (gr/cm <sup>3</sup> )	( $2\Sigma Z_i$ ) / M	$\rho_e$ (gr/cm <sup>3</sup> )	$\rho_a$ (gr/cm <sup>3</sup> )
Cuarzo	SiO <sub>2</sub>	2.654	0.9985	2.650	2.648
Calcita	CaCO <sub>3</sub>	2.710	0.9991	2.708	2.710
Dolomia	CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	2.870	0.9977	2.863	2.876
Anhidrita	CaSO <sub>4</sub>	2.960	0.9990	2.957	2.977
Sylvite	KCl	1.984	0.9657	1.916	1.863
Halita	NaCl	2.165	0.9581	2.074	2.032
Gypsum	CaSO <sub>4</sub> .H <sub>2</sub> O	2.320	1.0222	2.372	2.351
Agua dulce	H <sub>2</sub> O	1.0	1.1101	1.110	1.0
Agua Salada	200,000 ppm	1.146	1.0797	1.237	1.135
Aceite	N(CH <sub>2</sub> )	0.850	1.1407	0.970	0.850
Metano	CH <sub>4</sub>	$\rho_{\text{metano}}$	1.247	$1.247 * \rho_{\text{metano}}$	$1.335 * (\rho_{\text{metano}}) - 0.188$
Gas	C <sub>1</sub> .H <sub>4</sub> .2	$\rho_{\text{gas}}$	1.238	$1.238 \rho_{\text{gas}}$	$1.325 * (\rho_{\text{gas}}) - 0.188$

Tabla. 3.2. Densidades de rocas y fluidos.

En la figura 3.1 se muestra la típica presentación del registro de densidad. El carril 1 muestra el registro de rayos gamma, el cual mide la radiación natural de la formación. Los elementos radioactivos tales como el uranio, potasio y torio tienden a estar presentes en mayor proporción en arcillas que en arenas. Como resultado, el registro de rayos gamma es un registro de litología que identifica zonas arcillosas de las de arenas. El registro Caliper, presentado en el mismo carril, mide el diámetro del agujero. La densidad de la formación y la porosidad calculada se presentan en los carriles 2 y 3. También muestra la corrección o compensación aplicada para tomar en cuenta el efecto del filtrado o enjarre y pequeñas irregularidades en el agujero.

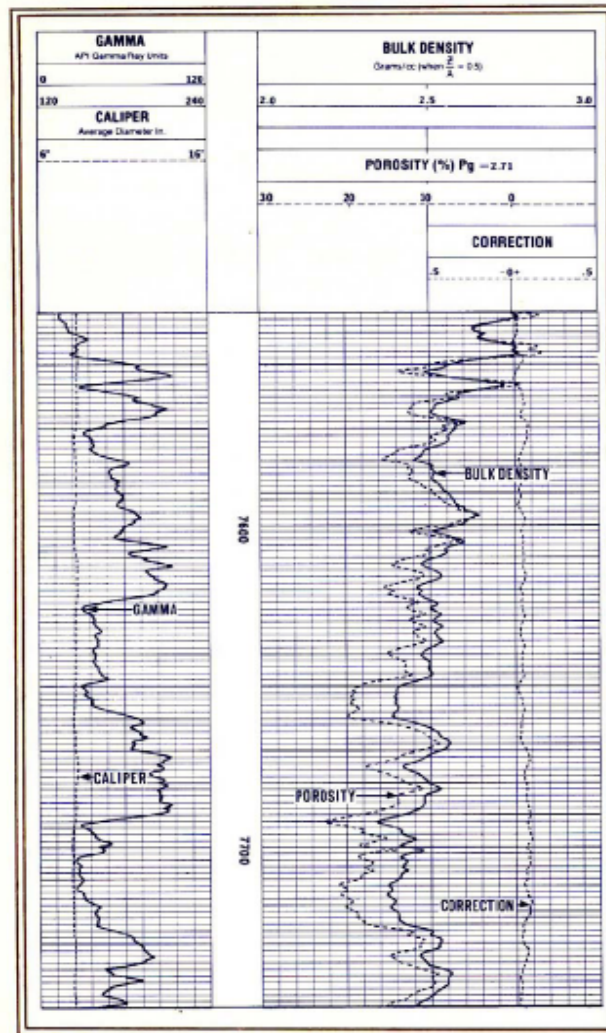


Figura 3.1. Presentación común de un registro de densidad.

### 3.1.2 Registro sísmico<sup>(9)</sup>.

El registro sísmico mide el tiempo requerido para que una onda de compresión de sonido viaje un pie de formación. Este tiempo, conocido como tiempo de tránsito,  $\Delta_t$ , es el recíproco de la velocidad de la onda de compresión. Para evitar fracciones, el tiempo de tránsito es escalado por  $10^6$  y reportado en micro segundos por pie.

$$\Delta_t = \frac{10^6}{v} \quad (3.6)$$

donde  $\Delta_t$  es el tiempo de tránsito, en micro-segundos por pie, y  $v$  es la velocidad de la onda compresional, en pies/s.

La herramienta o sonda sónica consta de un emisor o transmisor y dos receptores. Cuando el transmisor es energizado, la onda de sonido entra en la formación desde la columna de lodo, viaja a través de la formación y vuelve a los receptores a través de la columna de lodo. La diferencia entre los tiempos de llegada en los dos receptores dividido por la distancia entre los receptores da el tiempo de tránsito. La velocidad del sonido en la herramienta y en el lodo de perforación es menor que en la formación. De acuerdo a lo anterior, las primeras ondas de sonido en llegar a los receptores corresponden a las ondas que viajan en la formación cercana al pozo. Las herramientas de registros tienen circuitos que compensan cambios en el tamaño del agujero o cualquier inclinación de la herramienta en el agujero.

El tiempo de tránsito en la formación depende de la litología y la porosidad. En general en formaciones densas o más consolidadas, el tiempo de tránsito es menor. Un incremento en el tiempo de tránsito indica un incremento en la porosidad. Basado en mediciones de laboratorio, Wyllie (1956) determinó que en formaciones limpias y consolidadas, con una distribución uniforme de poros existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_m \quad (3.7)$$

donde  $\Delta_t$  es el tiempo de tránsito medido por el registro,  $\Delta t_f$  es el tiempo de tránsito en el fluido que se encuentra en los poros,  $\Delta t_m$  es el tiempo de tránsito en la matriz y  $\phi$  es la porosidad de la formación.

La porosidad puede calcularse con la expresión siguiente:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (3.8)$$



El tiempo de tránsito en el fluido ( $\Delta t_f$ ) es función de la temperatura, presión y salinidad de la solución por lo que existen tablas como la mostrada en la figura 3.2 que son de utilidad para conocer el tiempo de tránsito en función de dichas variables. Para determinar el tiempo de tránsito a partir de la figura se lee el valor de temperatura sobre el eje X y se desplaza hasta la salinidad apropiada, entonces se lee del lado derecho la velocidad a presión cero. Después se proyecta paralela a las líneas diagonales hacia un punto directamente sobre la presión de la formación y se lee nuevamente del lado derecho la velocidad en el fluido.

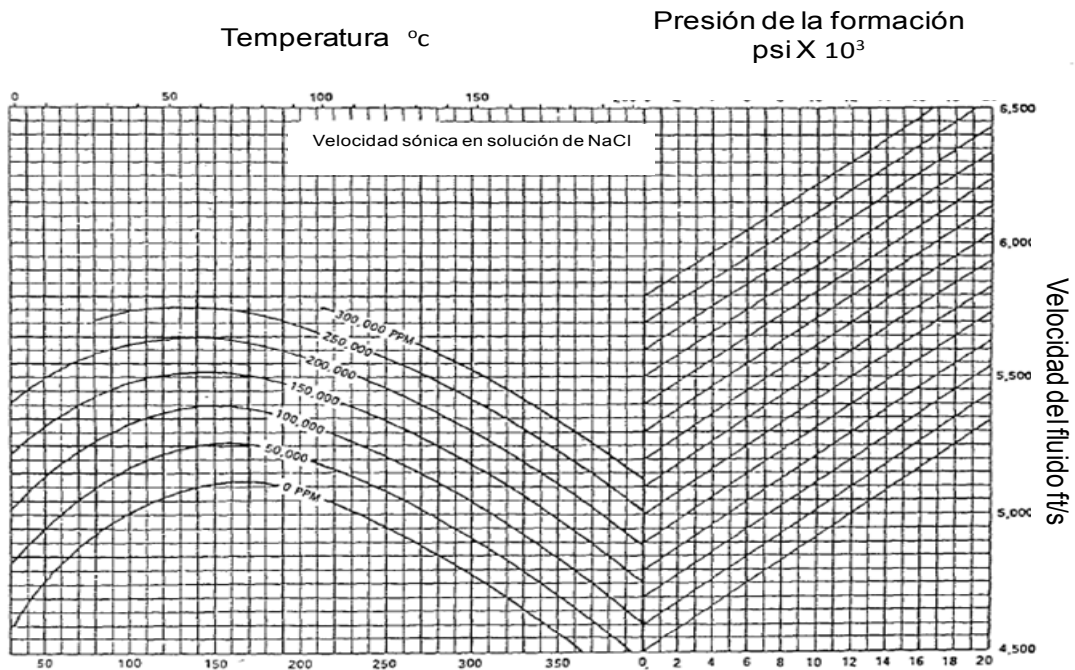


Figura 3.2. Carta para determinar la velocidad sónica del fluido a partir de la temperatura, salinidad del agua y presión.

En la tabla 3.3 se dan las velocidades del sonido y los tiempos de tránsito de algunas matrices de roca comunes, del fluido y del acero.

<b>Matriz</b>	<b>V<sub>m</sub> (ft/seg)</b>	<b>Δt<sub>m</sub>(μseg/ft)</b>	<b>Δt<sub>m</sub> (μseg/ft) comúnmente usado</b>
Arenas	18,000-19 000	55.5-51.0	55.5 o 51
Calizas	21 000-23 000	47.6-43.5	47.5
Dolomias	23 000	43.5	43.5
Anydrita	20 000	50.0	50
Sal	15 000	66.7	67
Acero	17 500	57.0	57
Agua(dulce)	5000	200	200
Agua(100,000 ppm NaCl)	5300	189	189
Agua(200,000 ppm NaCl)	5700	176	176
Aceite	4300	232	232
Aire	1088	919	919

Tabla 3.3. Velocidades del sonido y tiempo de tránsito en formaciones y fluidos comunes en yacimientos petroleros.

La profundidad de investigación del registro sónico es relativamente corta, por lo tanto el fluido en los poros de la roca es considerado como filtrado de lodo con un tiempo de tránsito de 189 microsegundos por pie, correspondiente a la velocidad de 5300 pies por segundo. Si están presentes laminaciones de arcilla en areniscas, la porosidad aparente del registro sónico se incrementa una cantidad proporcional al volumen total de tales laminaciones debido a que el tiempo de tránsito de las arcillas generalmente excede al de la matriz de la roca.

En carbonatos con porosidad intergranular, la fórmula de Wyllie puede ser aplicada, aunque en muchas ocasiones la estructura y tamaño de los poros son significativamente diferentes de las arenas. También en muchas ocasiones hay porosidad secundaria tales como vóculos y fracturas con una mayor dimensión que los poros de la porosidad primaria. En formaciones vugulares, de acuerdo a Wyllie, la velocidad del sonido depende mayormente de la porosidad primaria y la porosidad derivada de la lectura sónica a partir del tiempo promedio puede tender a ser más baja en una cantidad aproximada a la porosidad secundaria. La directa aplicación de la fórmula de Wyllie en arenas poco consolidadas e insuficientemente compactas genera valores de porosidad que son demasiado altos.

Cuando el tiempo de tránsito en arcilla excede 100 micro segundos por pie, el cual es un indicio de baja compactación, entonces la corrección por compactación debe ser hecha para obtener valores de porosidad más adecuados.

La ecuación para el cálculo de la porosidad es acompañada por la aplicación de un factor de corrección empírica:

$$\phi = \left[ \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \right] \left[ \frac{100}{\Delta t_{sh}} \right] \quad (3.9)$$

donde  $\Delta t_{sh}$  es el tiempo de tránsito en la arcilla adyacente.

Como se mencionó el registro gamma es utilizado para la identificación de zonas de arcillas y el tiempo de tránsito para la medición de la porosidad, en la figura 3.3 se muestran los registros Caliper, Gamma y Tiempo de tránsito

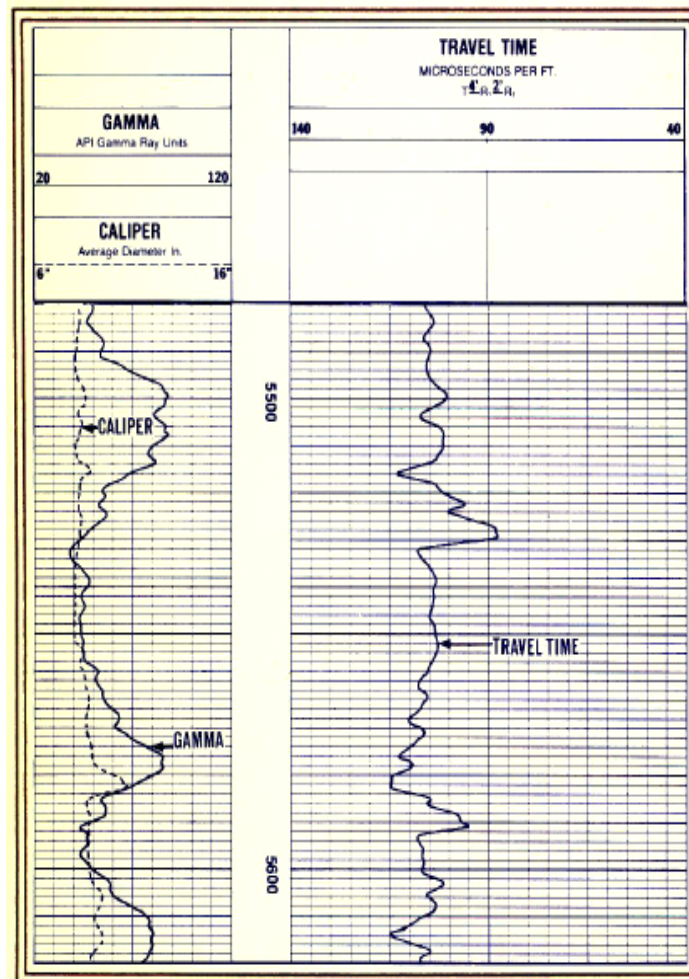


Figura 3.3 Presentación típica de un registro sónico

### 3.1.3 Registro neutrón<sup>(9)</sup>.

El registro neutrón mide la radiación inducida en la formación producida por un bombardeo de neutrones en contra de la formación. El bombardeo responde principalmente a los hidrógenos presentes en la formación, de esta forma, en formaciones limpias, cuyos poros están llenos con agua o aceite, el registro refleja la cantidad de porosidad llena de alguno de estos líquidos. Los neutrones son partículas eléctricamente neutras con una masa muy similar a la masa del átomo de hidrógeno. Neutrones de alta energía son continuamente emitidos de una fuente radioactiva montada en la herramienta de registro, estos neutrones chocan con el núcleo de los materiales de la formación por lo que con cada colisión un neutrón pierde una cierta cantidad de su energía. La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa del núcleo con el cual choca el neutrón, las grandes pérdidas de energía ocurren cuando un neutrón colisiona con un núcleo de prácticamente la misma masa: el hidrógeno. Las colisiones con núcleos pesados no causan la disminución de neutrones, por lo que el motivo del decremento de neutrones depende ampliamente de la cantidad de hidrógeno en la formación. Dentro de pocos micro-segundos, los neutrones han sido disminuidos por sucesivas colisiones a velocidades térmicas, correspondientes a energías alrededor de 0.025 electro-volts (eV). Entonces se difunden aleatoriamente, sin pérdida de ninguna energía adicional, hasta que son capturados por los núcleos de los átomos tales como la clorita, hidrógeno, silicón y otros. Los núcleos capturados emiten rayos gamma de alta energía de captura. Dependiendo del tipo de herramienta de registro neutrón, capturan los rayos gamma o neutrones los cuales son contados por el detector de la herramienta. Cuando la concentración de hidrógenos del material alrededor de la fuente de neutrones es grande, muchos de los neutrones son lentamente disminuidos y capturados dentro de una distancia corta de la fuente, sin embargo si la concentración de hidrógenos es pequeña, los neutrones viajan lejos de la fuente antes de ser capturados. Por lo tanto, el conteo del detector incrementa por una disminución de la concentración de hidrógenos y decrece por un incremento en la concentración de hidrógenos. La porosidad basada en el conteo del neutrón está dada por:

$$N = a - b \log \phi \quad (3.10)$$

donde: N es el conteo de neutrones en el detector, a y b son constantes empíricamente determinadas y  $\Phi$  es la porosidad.

Ya que hay poca diferencia en la concentración de hidrógenos en el aceite o agua, el registro neutrón mide la porosidad llena con líquido. Un alto conteo de neutrones indica baja porosidad y un bajo conteo de neutrones indica alta porosidad. En la figura 3.4 se muestra la presentación del registro neutrón y la porosidad calculada a partir del conteo de neutrones.

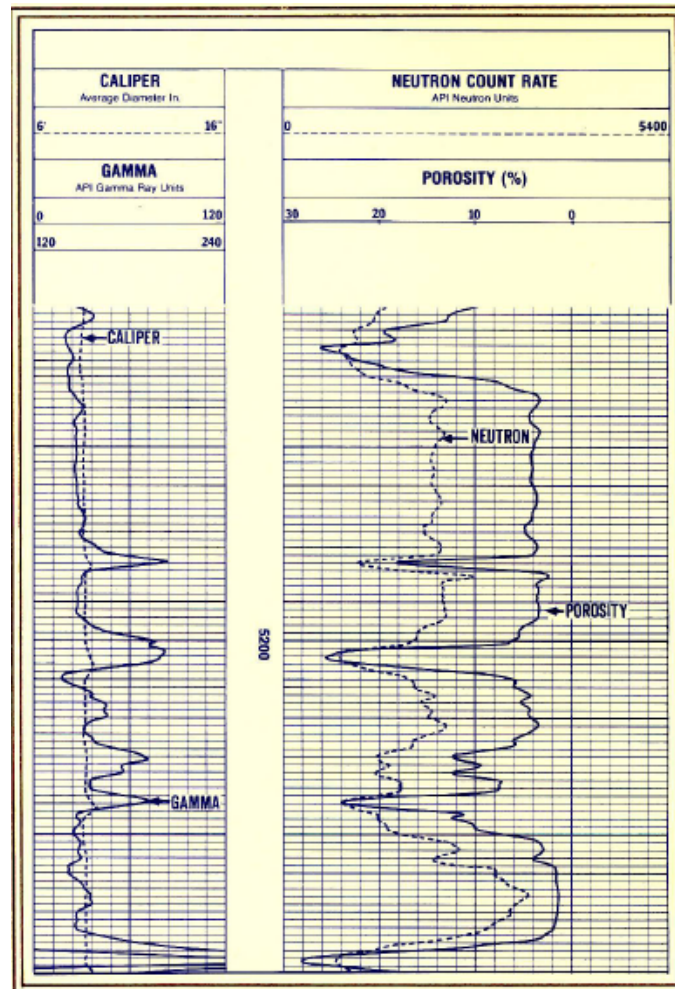


Figura 3.4. Presentación típica de un registro neutrón.

El conteo de neutrones es presentado en unidades API (American Petroleum Institute). La porosidad está en unidades de porosidad de neutrón basada en la calibración con calizas o arenas. Dos factores adicionales deben ser considerados en la interpretación del registro neutrón. Primero, las arcillas y zonas con una cantidad considerable de arcilla pueden indicar una alta porosidad del neutrón debido al agua asociada con la arcilla. Segundo, debido a la baja concentración de hidrógeno en el gas comparada con el aceite y el agua, las zonas que contienen gas pueden indicar una porosidad que es menor que la real. Estas características son realmente una ventaja ya que una comparación de la porosidad del neutrón con núcleos y otro registro de porosidad generan un método conveniente para determinar volúmenes de arcilla y para distinguir zonas de gas de las de aceite o agua.

En zonas de gas, la densidad del fluido es muy baja y menor al valor de  $1 \text{ gr/cm}^3$  usado en la ecuación para calcular la porosidad del registro de densidad. Como resultado, la porosidad del registro de densidad en zonas de gas es mayor de lo que debería ser. Por lo tanto, en zonas de gas, la porosidad de neutrón es mucho menor y la del registro de densidad muy alta. De acuerdo con lo anterior, cuando las curvas de porosidad de los dos registros son superpuestas, las dos curvas pueden presentarse prácticamente juntas en las zonas saturadas con líquidos o separarse en dos formas, una para zonas lutíticas y otra para zonas con gas, como se muestra en la figura 3.5. Este comportamiento de las curvas puede ser utilizado para identificar zonas de gas.

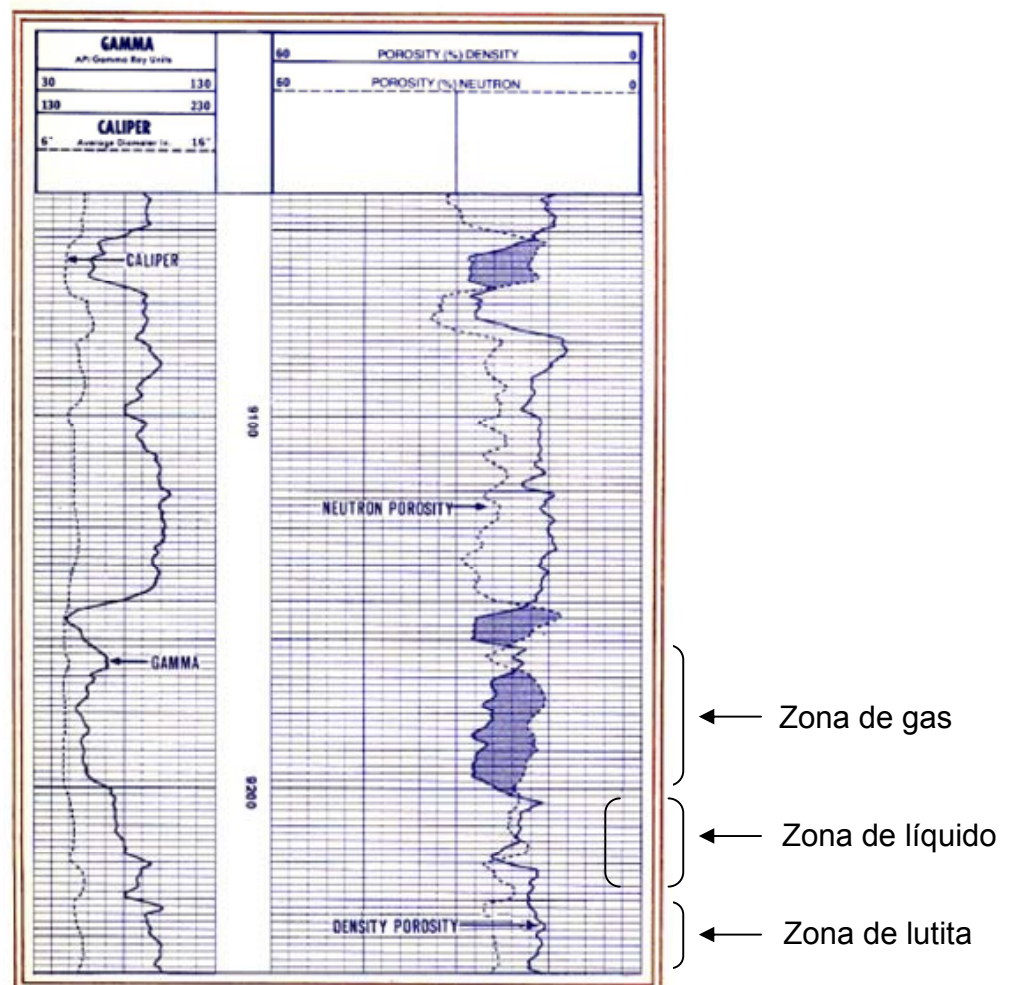


Figura 3.5 Comparación de la porosidad obtenida de un registro de densidad y de un registro neutrón.

### 3.2. Resistividad de la formación<sup>(26)</sup>.

La resistividad eléctrica (recíproco de la conductividad) de rocas saturadas indica la habilidad para impedir el flujo de una corriente eléctrica a través de ellas. Las rocas secas tienen una resistividad infinita. En los registros eléctricos de pozos la resistividad es expresada en  $\text{ohm}/\text{m}^2/\text{m}$  o simplemente en  $\text{ohm}\cdot\text{m}$ . La resistividad de muchas formaciones sedimentarias tiene rangos de 0.2 a 2000  $\text{ohm}\cdot\text{m}$ .

La resistividad de arenas pobremente consolidadas va de rangos de 0.20  $\text{ohm}\cdot\text{m}$ , para arenas con agua salada, a varios  $\text{ohm}\cdot\text{m}$  para arenas impregnadas de aceite. Para arenas bien consolidadas, la resistividad varía en rangos de 1 a 1000  $\text{ohm}\cdot\text{m}$  o más dependiendo de la cantidad de arcilla intercalada.

En rocas carbonatadas no porosas la resistividad puede ser tan alta hasta alcanzar millones de  $\text{ohm}\cdot\text{m}$ . La resistividad de las rocas del yacimiento es una función de la salinidad del agua de formación, la porosidad efectiva y la cantidad de hidrocarburos atrapados en el espacio poroso. Relacionando estas cantidades se observa que la resistividad decrece con el incremento de la porosidad y se incrementa con el aumento del contenido de hidrocarburos.

La resistividad también depende de la geometría del espacio poroso, los esfuerzos de las formaciones, la composición de la roca, los fluidos que se encuentran en los poros y la temperatura. La resistividad es por lo tanto una herramienta para evaluar la productividad de la formación. Una roca que contiene aceite y/o gas tiene una alta resistividad comparada con la misma roca completamente saturada con agua de formación, a mayor saturación de agua congénita, menor resistividad tendrá la formación. Esta relación de la saturación hace al factor de resistividad de formación un excelente parámetro para la detección de zonas de hidrocarburos.

#### 3.2.1 Factor de resistividad de la formación<sup>(26)</sup>.

La resistencia de una salmuera,  $r_w$  en un recipiente de longitud  $L$  que tiene una sección transversal de área  $A$  al flujo de la electricidad es medida aplicando un voltaje  $E$ , en volts, a través del líquido registrando la cantidad de corriente  $I$ , en Amperes, que puede fluir.

De acuerdo a la ley de Ohm la resistencia  $r_w$  es igual a:

$$r_w = \frac{E}{I_w} \quad (3.11)$$

La resistividad de la salmuera es:

$$R_w = r_w \frac{A}{L} = \frac{E}{I_w} \frac{A}{L} \quad (3.12)$$

Considerando un bloque de roca porosa (arena limpia) de la misma dimensión A y L y 100% saturada con la misma salmuera, aplicando el mismo voltaje E a través del bloque de arena, una corriente I que fluye, la resistividad de este bloque de roca es:

$$R_o = r_o \frac{A}{L} = \frac{E}{I_o} \frac{A}{L} \quad (3.13)$$

Dividiendo  $R_o$  entre  $R_w$ :

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \quad (3.14)$$

Archie definió esta relación como el factor de resistividad de la formación,  $F_R$ .

La ecuación 3.14 es una importante relación en la interpretación de los registros geofísicos para localizar zonas de hidrocarburos. El factor de formación es esencialmente constante para arenas y calizas limpias. Para arenas arcillosas  $F_R$  disminuye conforme la resistividad  $R_w$  se incrementa y por lo tanto  $R_o$  incrementa, aunque éste no se incrementa proporcionalmente debido a que el agua en la arcilla actúa como un conductor. Este efecto depende del tipo, cantidad y de la distribución de la arcilla en la roca.

De todos los parámetros medidos por las herramientas de registros geofísicos la resistividad es esencial debido a que es usada para determinar la saturación del agua, la cual es empleada para calcular el volumen de aceite y/o gas. La productividad de la formación también puede ser estimada comparando la resistividad cercana al pozo (resistividad de la zona lavada), en donde el filtrado del lodo ha invadido la formación, y la resistividad de la porción virgen de la formación (resistividad verdadera,  $R_t$ ).



### 3.2.2. Factor de resistividad de la formación y la porosidad<sup>(26)</sup>.

Debido a que las rocas sedimentarias limpias conducen corriente eléctrica por la salinidad del agua contenida en los poros, es natural que la porosidad sea un importante factor en el control del flujo de una corriente eléctrica.

Asumiendo que una roca porosa saturada pueda ser representada por un sistema equivalente de  $n$  tubos capilares rectos, la relación entre  $A$ , la sección transversal del bloque de longitud  $L$ , y  $A_n$ , el área de la sección transversal de  $n$  tubos capilares de longitud  $L$  o sea  $n\pi r_c^2$ , es:

$$A_n = \phi A \quad (3.15)$$

En donde  $\phi$  es la porosidad fraccional de la muestra de roca.

La resistividad de la solución salina en los capilares es:

$$R_{wc} = \frac{E A_n}{I_{wc} L} \quad (3.16)$$

El factor de resistividad sería:

$$F_R = \frac{R_o}{R_{wc}} = \frac{A I_{wc}}{A_n I_o} \quad (3.17)$$

Asumiendo  $I_{wc}=I_o$ , debido a que el sistema de  $n$  capilares se supone equivalente a los poros de la roca y sustituyendo por  $A_n$  en la ecuación se obtiene:

$$F_R = \frac{1}{\phi} \quad (3.18)$$

Esta es una relación simple entre el factor de resistividad  $F_R$  y la porosidad  $\phi$

### 3.2.3. Factor de resistividad de la formación y la tortuosidad<sup>(26)</sup>.

La desviación del sistema poroso al apartarse de un sistema compuesto de capilares es medido por el factor de tortuosidad, el cual es definido por:

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L}\right)^2 \quad (3.19)$$

En donde L es la longitud de la muestra y  $L_a$  es la longitud real del patrón de flujo.

La resistividad de la salmuera en el capilar de longitud  $L_a$  es:

$$R_{wc} = \frac{E}{I_{wc}} \frac{\phi A}{L_a} \quad (3.20)$$

El factor de resistividad de la formación en función de la tortuosidad queda de la forma:

$$F_R = \frac{1}{\phi} \frac{L_a}{L} = \frac{\sqrt{\tau}}{\phi} \quad (3.21)$$

Wyllie y Gardner propusieron la siguiente relación basados en un modelo complejo de tubos capilares cuya relación es:

$$F_R = \frac{\sqrt{\tau}}{\phi^2} \quad (3.22)$$

Esta ecuación produce resultados satisfactorios en carbonatos y arenas cementadas. Desafortunadamente, las formaciones naturales raramente tienen una geometría uniforme, aunque es evidente de las ecuaciones (3.18) a (3.22) que el factor de formación  $F_R$  es una función de la porosidad y de la estructura del poro.

**3.2.4. Factor de resistividad y la cementación<sup>(26)</sup>.**

El grado de cementación de las partículas de arena depende de la naturaleza, cantidad y distribución de los diversos materiales cementantes incluyendo sílice, carbonato de calcio y variedades de arcillas. Las arenas menos cementadas tienen alta porosidad y bajos valores de resistividad. Conforme las arenas están más cementadas, la porosidad decrece y por lo tanto,  $F_R$  incrementa. Archie dedujo, de mediciones de laboratorio de  $F_R$  con la porosidad, una relación entre estas dos variables:

$$F_R = \frac{1}{\phi^m} \quad (3.23)$$

El exponente  $m$ , el cual es conocido como el factor de cementación es una función de la forma y distribución de los poros y es determinado de una gráfica log-log del factor de resistividad  $F_R$  contra la porosidad. Dicha gráfica generalmente se aproxima a una línea recta teniendo como pendiente  $m$ .

En rocas y formaciones compactas,  $m$  es aproximadamente igual a 2. Para calizas compactas, las cuales están muy cementadas, el valor de  $m$  puede ser mayor a 3. Es importante enfatizar que estos valores empíricos de  $m$  son en ocasiones muy diferentes de pozo a pozo en las mismas formaciones.

Cuando el valor de  $m$  de una formación no se ha determinado, las siguientes ecuaciones, comúnmente conocidas como de Humble, pueden ser usadas para determinar el factor de formación:

$$F_R = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (3.24)$$

$$F_R = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (3.25)$$

En donde los valores de la constante  $a$  y del factor de cementación  $m$  dependen del tipo de roca. Los mejores valores de  $a$  y  $m$  son los determinados de mediciones en laboratorio sobre núcleos de la formación de interés.

### 3.2.5 Factor de resistividad y la saturación de agua<sup>(26)</sup>.

En una formación almacenadora de aceite y/o gas, ambos fluidos no son conductores de la electricidad; si existe una cierta cantidad de agua, la resistividad es una función de la saturación de agua  $S_w$ . Para la misma porosidad, la resistividad verdadera,  $R_t$ , de esta formación es mayor que  $R_o$  ( resistividad de una formación 100% saturada con salmuera) debido a que hay menor cantidad de agua para el flujo de la corriente eléctrica. Archie determinó experimentalmente que el factor de resistividad de la formación parcialmente saturada con salmuera puede ser expresado con la siguiente relación:

$$S_w = \left( \frac{R_o}{R_t} \right)^{1/n} = \left( \frac{F_R R_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad (3.26)$$

O bien:

$$S_w = \left( \frac{a R_o}{\phi^m R_t} \right)^{1/n} \quad (3.27)$$

donde:

$R_t$ = resistividad de la formación conteniendo hidrocarburos y agua de formación.

$R_o$ = resistividad de la formación cuando está 100% saturada con agua.

$n$ = exponente de saturación.

La relación  $R_t/R_o$  es comúnmente conocida como Índice de resistividad  $I_R$ . Si la formación es totalmente saturada con salmuera  $R_o=R_t$ , el índice de resistividad es uno,  $I_R$  es mayor a uno cuando los hidrocarburos están presentes en la formación.

El índice de resistividad es entonces una función de la salinidad y de la cantidad de agua de formación.  $I_R$  es también función de la cantidad, distribución y tipo de arcillas presentes en la formación evaluada.

El exponente de saturación  $n$  es determinado experimentalmente saturando una muestra con salmuera y midiendo la resistividad de la roca  $R_o$ . Después la salmuera es desplazada por etapas con aire, nafta o aceite y la resistividad  $R_t$  es medida después de cada desplazamiento. La saturación de agua  $S_w$  es determinada midiendo el volumen de agua producida y aplicando una ecuación de balance de materia.

Se construye una gráfica de la relación  $R_t/R_o$  contra saturación de agua en escala logarítmica, que se ajusta a una línea recta de pendiente  $-n$ . La figura 3.6 muestra la determinación del exponente de saturación  $n$ .

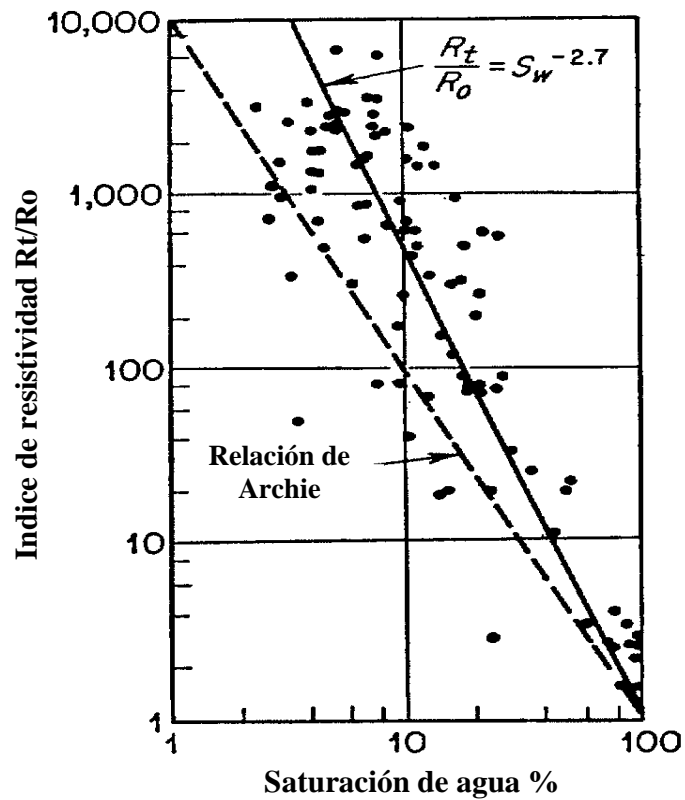


Fig. 3.6 Gráfica del Índice de resistividad contra la saturación de agua. La pendiente es  $-n$

### 3.3. Registros eléctricos.

Los registros eléctricos son: registro eléctrico convencional, registro de inducción, registro de inducción laterolog, registro eléctrico enfocado y registro de micro resistividad.

#### 3.3.1 Registro eléctrico convencional<sup>(9)</sup>

Los registros eléctricos fueron los más frecuentemente usados hasta mediados de los años cincuentas y fueron inventados por dos hermanos franceses, Conrad y Marcel Schlumberger. La figura 3.7 muestra un registro eléctrico que consiste de una curva de potencial espontáneo en la pista uno y una combinación de curvas de resistividad llamadas normal y lateral, este nombre depende del arreglo de los electrodos.

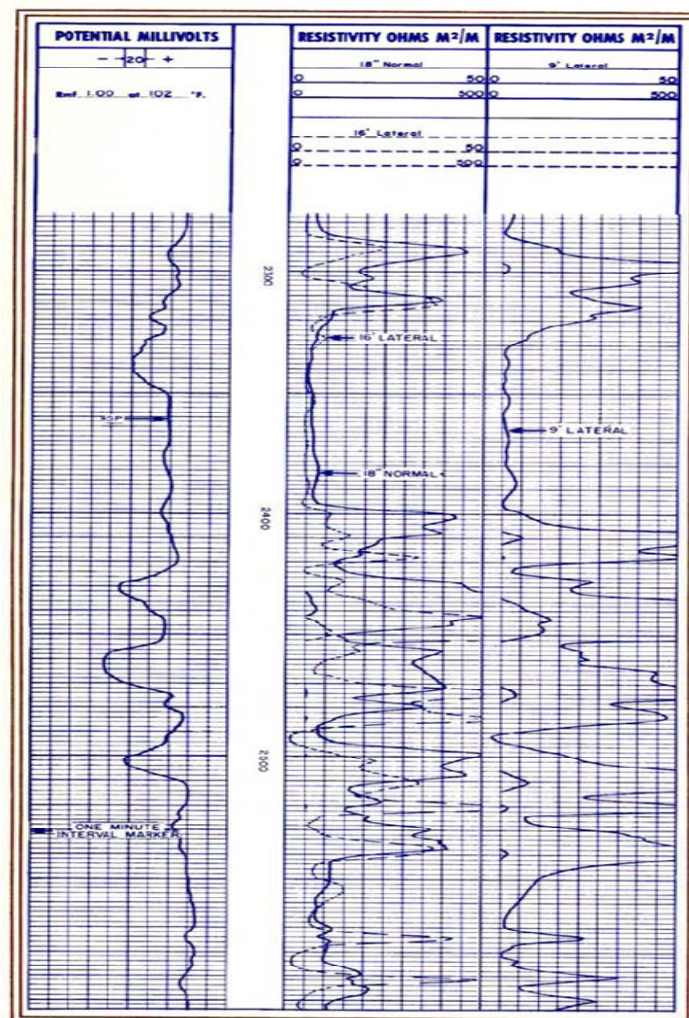


Figura 3.7. Registro eléctrico, curvas de resistividades normal y lateral y curva de SP.

La curva normal es producida por dos electrodos, uno de corriente y uno receptor, como se muestra en la figura 3.8. El valor de la resistividad es medido registrando la caída de voltaje a través de estos electrodos. Una curva normal corta, con electrodos espaciados 18 pulgadas, es usada como correlación para definir límites de capas y para medir la resistividad cercana al pozo. La curva normal tiene un radio de investigación de aproximadamente el doble espaciamiento entre electrodos. La curva lateral es producida por tres electrodos, uno de corriente y dos receptores, el radio de investigación es aproximadamente igual al espaciamiento, el cual es la distancia del electrodo de corriente al punto medio entre los otros dos electrodos. El espaciamiento es usualmente de 16 a 19 pies. La curva lateral no es simétrica y es altamente distorsionada debido a las capas gruesas y delgadas, aunque son efectivas para medir la resistividad verdadera en espesores de formaciones homogéneas.

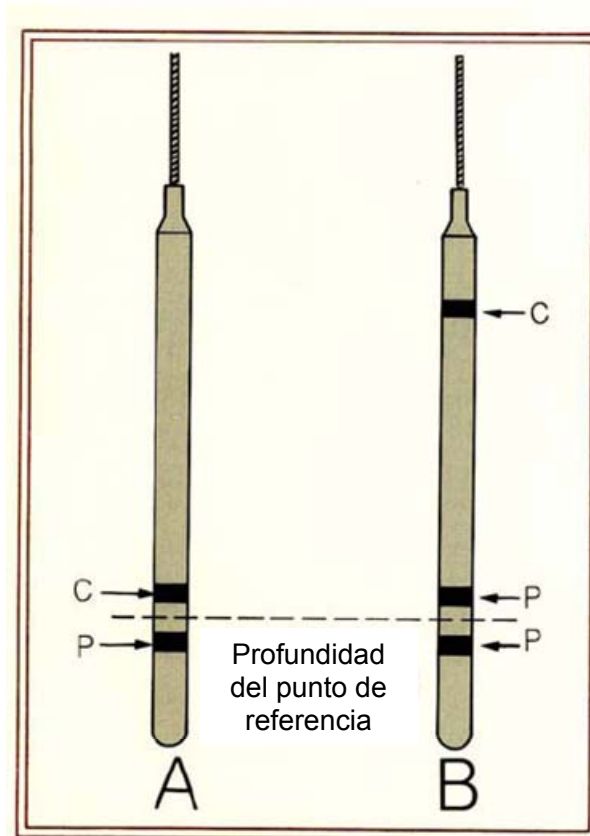


Figura 3.8. Electrodos en un registro eléctrico.  
(A) curva normal,(B) curva lateral

### 3.3.2 Registro de inducción<sup>(9)</sup>.

Los registros de inducción eléctrica son una combinación de las curvas de registros eléctricos con curvas de inducción. Las herramientas de inducción fueron desarrolladas para proporcionar una forma de medir la resistividad en pozos perforados con lodos base aceite (no conductivos). Todas las herramientas de registros eléctricos utilizaban la columna de lodo para conducir la corriente hacia la formación, por lo tanto no podían correrse en lodos no conductivos o en agujeros perforados con aire. Por lo tanto, las herramientas de inducción fueron desarrolladas para ajustarse a la necesidad de herramientas de resistividad que pudieran operarse en lodos no conductivos, después se reconoció que la herramienta trabaja mejor que la herramienta original de registro eléctrico en lodos base agua. La curva de inducción fue más fácil para leer que el registro eléctrico además tiene como ventaja que registra la resistividad verdadera de la formación en capas donde la resistividad no es mayor a 200 ohm-m y  $R_{mf}$  es mayor que  $R_w$ . La herramienta de inducción trabaja por el principio de inducción electromagnética. Una corriente alterna de alta frecuencia fluye a través de una bobina montada en la herramienta, figura 3.9 Esta corriente genera un campo de alta frecuencia magnética alrededor de la herramienta, la cual se extiende dentro de la formación. El campo magnético causa corrientes que fluyen a través de la formación de forma concéntrica al eje de la herramienta de inducción. Las corrientes, llamadas líneas de campo, son proporcionales a la conductividad de la formación. Ellos alternan a la misma frecuencia que el campo magnético y transmiten corriente que fluye a través de la fuente de inducción. Las líneas de campo generan un campo magnético a su alrededor. Este segundo campo magnético causa una corriente que fluye hacia el receptor localizado en la herramienta. La cantidad de corriente fluyendo en el receptor es proporcional a las líneas de corriente y por lo tanto a la conductividad de la formación. La señal del receptor es detectada, procesada y registrada sobre el registro ya sea de conductividad o resistividad.

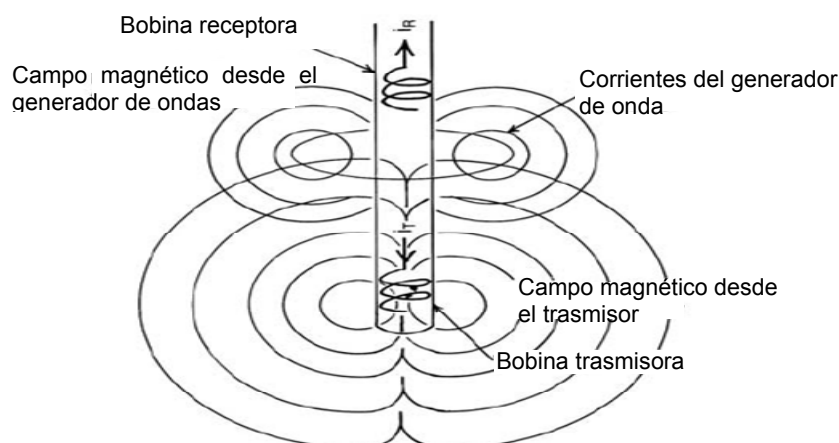


Figura 3.9 Fenómeno de inducción electromagnética en un registro de inducción



En la práctica, las bobinas son usadas para ayudar a enfocar los efectos del transmisor principal y de las bobinas receptoras y así remover las señales no deseadas del pozo. Una herramienta popular de inducción tiene seis diferentes bobinas. La profundidad de investigación (la profundidad de la cual la mayoría de las mediciones son obtenidas) para una típica profundidad de la herramienta de inducción es de cerca de 10 pies. La resolución vertical (las capas delgadas que la herramienta puede detectar) es de 40 pulgadas. Ambas, la profundidad de investigación y la resolución vertical son afectadas por el espaciamiento entre el transmisor principal, las bobinas receptoras y por la posición de las bobinas enfocadas. Analizando la selección de estos parámetros se pueden diseñar diferentes profundidades de investigación para la herramienta. Por lo tanto se puede medir el perfil de resistividad a través de la zona invadida corrigiendo la profundidad de inducción leída para moverla muy cerca de la resistividad de la formación verdadera,  $R_t$ . La figura 3.10 muestra una típica presentación del registro eléctrico de inducción. Este incluye una curva SP y Rayos Gamma, curvas de 18" normal y curva de inducción ambas sobre escalas de resistividad y conductividad. Una curva normal amplificada de 18" es en ocasiones registrada en áreas donde bajas resistividades son encontradas.

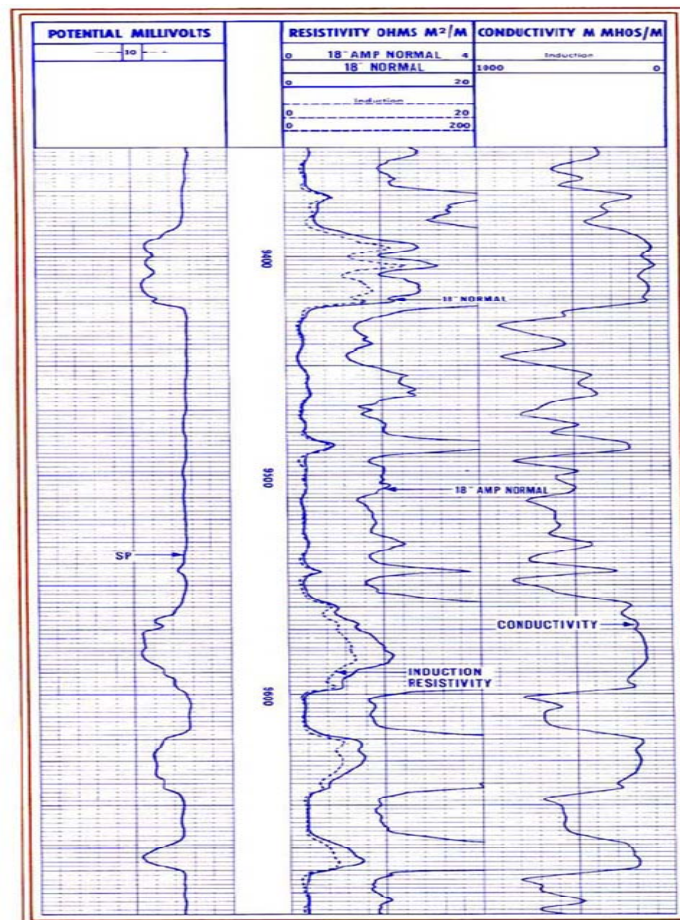


Figura 3.10. Presentación de un registro de inducción.

### 3.3.3 Registro de doble inducción laterolog<sup>(9)</sup>.

El registro de doble inducción laterolog fue desarrollado para aquellas áreas que tienen bajas porosidades y altas profundidades de invasión. La herramienta tiene dos curvas de inducción ( $IL_d$  y  $IL_m$ ) con una resolución vertical de cerca de 40 pulgadas. La curva de inducción  $IL_d$  lee a una mayor profundidad de investigación en la formación mientras que la curva de inducción,  $IL_m$  lee únicamente la mitad de esa profundidad. La lectura de una curva laterolog combinada con dos curvas de inducción da una buena descripción del perfil de resistividad. La figura 3.11 es una típica presentación de un registro de doble inducción laterolog, una curva SP, una curva de rayos gamma y tres curvas de resistividad que tienen diferentes profundidades de investigación son mostradas. La curva laterolog mide la resistividad de la zona lavada,  $R_{xo}$ . La curva de inducción media,  $IL_m$ , mide la resistividad combinada de la zona lavada y la zona invadida  $R_i$ . La curva profunda de inducción responde principalmente a la resistividad de la zona no contaminada,  $R_t$ . Las curvas de resistividad pueden ser registradas sobre escalas logarítmicas o lineales. La presentación en escala logarítmica permite medir un amplio rango de resistividades. Las relaciones de la curva corta a la profunda y de la curva media a la profunda son usadas para determinar el diámetro de invasión,  $d_i$ , la resistividad de la zona lavada,  $R_{xo}$ , y la resistividad verdadera de la formación  $R_t$ .

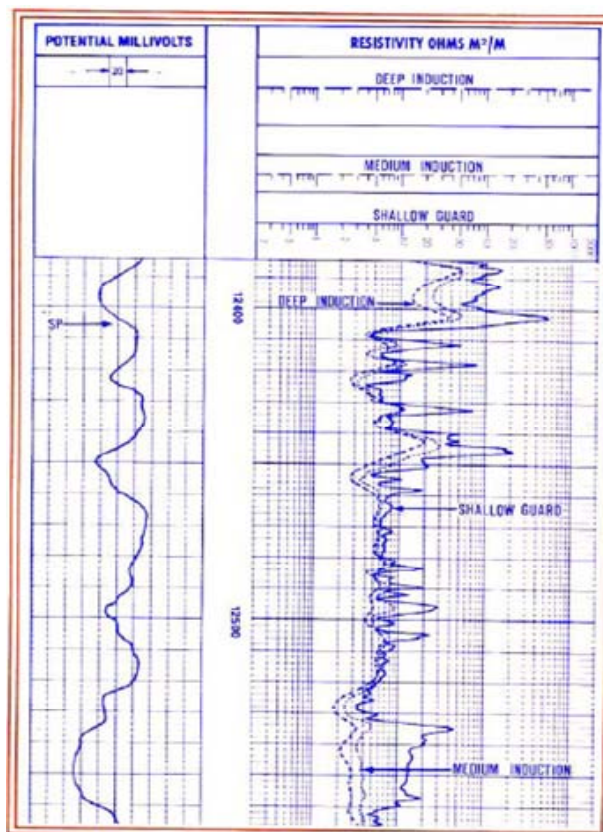


Figura 3.11. Presentación de un registro de doble inducción laterolog.

### 3.3.4 Registro eléctrico enfocado<sup>(9)</sup>.

En pozos que contienen lodos extremadamente salados o formaciones con muy alta resistividad, la corriente que es emitida de un electrodo normal o lateral es casi confinada dentro del pozo y fluye de arriba a abajo dentro de la columna de lodo. Muy poca de la corriente penetra el material resistivo. Bajo pozos con condiciones similares, la herramienta de registros de inducción es también afectada adversamente debido a que bastante del voltaje recibido es derivado de la conductividad de la zona invadida. La herramienta de registro de corriente enfocada ha sido diseñada para eliminar parte de este problema. Hay dos diferentes sistemas de registros enfocados, llamados de guardia y laterolog. En el sistema de guardia, los electrodos son puestos sobre y debajo de un electrodo de corriente y puestos al mismo potencial para enfocar la corriente de formación en un disco delgado, la cual fluiría perpendicularmente al pozo. El radio de investigación es aproximadamente tres veces la longitud del electrodo de guardia.

El registro de guardia define los límites de las capas y es afectado muy poco por capas resistivas adyacentes. Los sistemas de guardia cortos, utilizan electrodos de guardia cortos (aproximadamente 30 pulgadas) y son usados con herramientas como doble inducción para medir la resistividad de la zona lavada,  $R_{xo}$ , o la resistividad de la zona invadida,  $R_i$ . Los sistemas de guardia con 5 pies de longitud son usados para medir la resistividad verdadera de la formación o sin contaminar,  $R_t$ . El arreglo del electrodo laterolog consiste de un electrodo central colocado simétricamente entre tres pares de circuitos cortos de electrodos. Una corriente controlada es emitida desde la salida del par de circuitos cortos de electrodos de tal manera que la diferencia de voltaje entre los dos pares de circuitos de electrodos es cero, como se muestra en la figura 3.12.

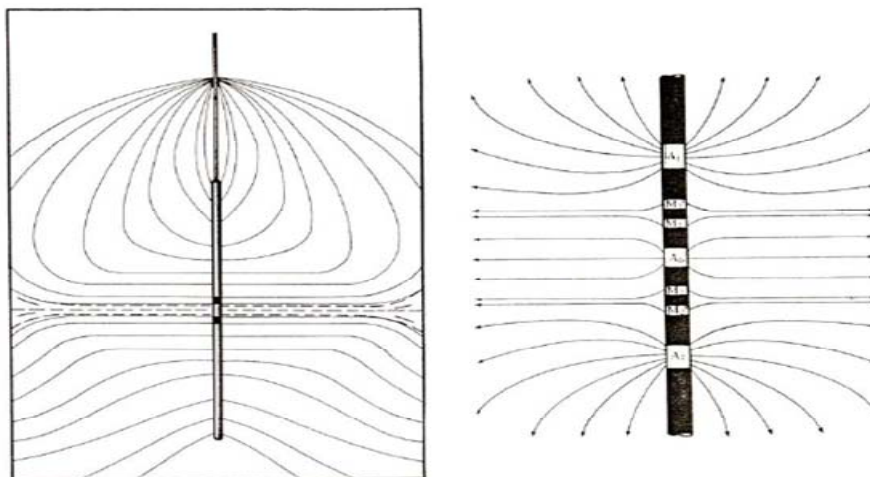


Figura 3.12 Arreglo de electrodos en corriente enfocada de guardia y laterolog

Como en el sistema de guardia, estos arreglos de electrodos enfocan la corriente de la formación dentro del disco, la cual fluye perpendicular al pozo. Varias herramientas de laterolog han sido desarrolladas por años. Entre las herramientas más comúnmente usadas, el doble laterolog es común. Esta herramienta, similar a la de doble inducción, tiene una medición laterolog corta y profunda. Es en ocasiones corrida junto con herramientas laterolog de lectura corta, la cual es montada sobre un patín presionado contra la pared del agujero. Esta medición corta, llamada micro-resistividad enfocada, mide la zona de resistividad lavada ( $R_{xo}$ ). Esta combinación de mediciones puede definir el perfil de resistividad del pozo, desde de la zona invadida a la zona sin perturbar. Ya que la corriente de estos registros es del lodo a la pared del pozo, pasando la zona invadida y entonces la zona no invadida, las lecturas de resistividad son una combinación de estas diferentes zonas. Sin embargo, el lodo y las zonas invadidas afectan las mediciones de resistividad mucho menos que en herramientas no enfocadas, una característica es que minimiza las correcciones necesarias. En la figura 3.13 se muestra el registro de guardia.

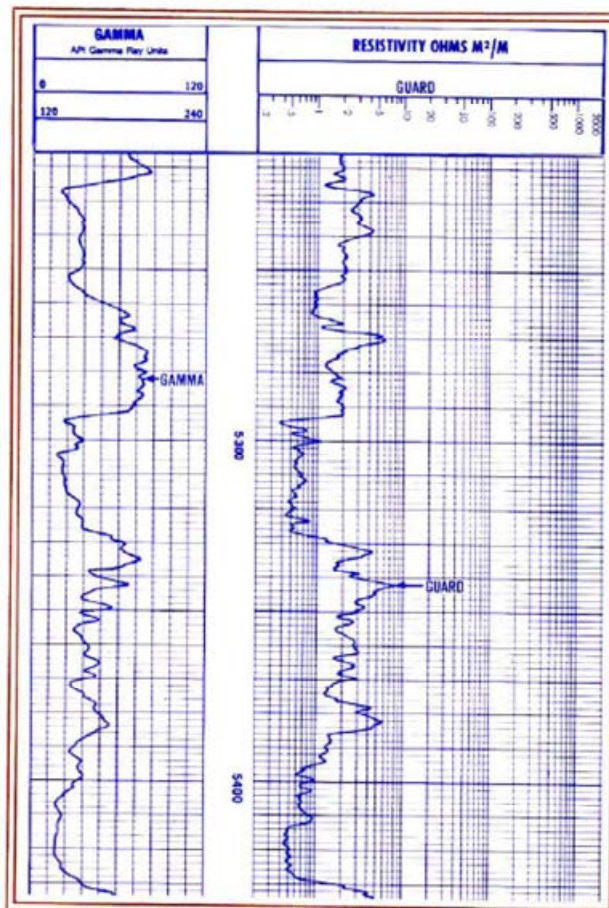


Figura 3.13 Presentación de un registro de guardia

### 3.3.5 Registros de micro resistividad<sup>(9)</sup>.

Las herramientas de micro resistividad están diseñadas para medir la resistividad de la zona lavada ( $R_{x0}$ ). Ya que esta zona puede ser únicamente de 3 a 4 pulgadas, la herramienta tiene varias lecturas cortas, con profundidades de investigación aproximadamente de 1 a 4 pulgadas. Los electrodos son montados sobre patines presionados contra las paredes del agujero, con esto se eliminan muchos de los efectos del lodo sobre la medición, figura 3.14. Los registros de micro resistividad incluyen el microlog, microlaterologs y microesférico enfocado.

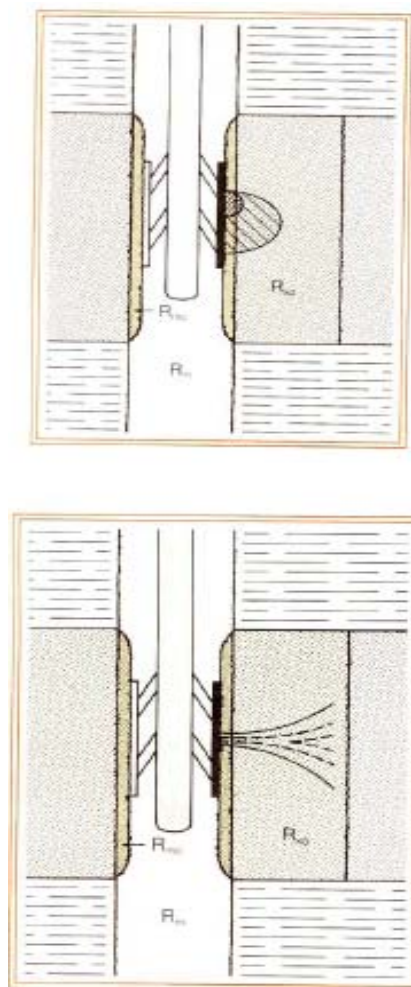


Figura 3.14 Herramientas del registro de micro resistividad.

Estos registros pueden ser usados para estimar:

- Profundidad de invasión.
- Saturación de agua en zonas lavadas ( $S_{xo}$ ).
- La saturación de hidrocarburos movable ( $S_{xo}-S_w$ ).
- Correcciones por profundidad en registros de inducción y laterologs.
- Permeabilidad
- Diámetro de agujero.
- Espesores de zonas.
- Porosidad.

En la tabla 3.4 se resumen algunas de las características de las herramientas para la medición de la resistividad.

Herramienta	Uso	Medición	Resolución vertical	Profundidad de investigación	Limitaciones
Eléctrico	Agujeros con lodo base agua de baja salinidad, espesores delgados.	$R_t$ y $R_i$	16 pulgadas, 20 pies	16 pulgadas, 20 pies	Espesores delgados, difícil de interpretar
Inducción	Lodos base agua de baja salinidad, lodos base aceite, pozos controlados con aire	$R_t$ y $R_i$	5 Pies	5 pies 20 pies	$R_t > 100$ , $R_m < R_w$ . Lodos salados
Doble inducción	Lodos base agua de baja salinidad	$R_t$ y $R_i$	18 pulgadas 5 pies	30 pulgadas 20 pies	$R_t > 100$ , $R_m < R_w$ . Lodos salados
Laterolog	Lodos de alta salinidad	$R_t$	12-32 pulgadas	80 pulgadas	
Doble laterolog	Lodos salados	$R_t$ y $R_{xo}$	24 pulgadas	> 80 pulgadas	
Micro log	Lodos de baja salinidad	Indica permeabilidad	2 pulgadas	< 4 pulgadas	Porosidad > 15, $h_{mc} < 1/2$ pulgada
Micro laterolog	Lodos salados, lodos de baja salinidad	$R_{xo\ cal}$	2 pulgadas	< 4 pulgadas	$h_{mc} < 3/8$ pulgada Invasión > 4 pulgadas
Micro esférico	Lodos de alta salinidad, lodos de baja salinidad	$R_{xo\ cal}$	2 pulgadas	< 2.5 pulgadas	

Tabla 3.4. Resumen de las herramientas para medir resistividad de las formaciones en pozos petroleros

## CAPÍTULO IV

## CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA CALCULAR LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS EN SISTEMAS DE DOS FASES.

En este Capítulo se presenta una recopilación de algunos modelos preparados para el cálculo de la permeabilidades relativas en dos fases, ya que como se vio en el capítulo de conceptos básicos de este trabajo no siempre es posible tener mediciones directas de laboratorio en muestras representativas de las formaciones productoras, por lo que se hace necesario el cálculo de las permeabilidades relativas en función de otras variables que sí puedan cuantificarse. Las variables que han sido propuestas para el cálculo de las permeabilidades relativas a partir de los modelos que aquí se presentan comprenden la saturación de fluidos, incluyendo las saturaciones irreducibles, la presión capilar, la resistividad eléctrica medida en los registros geofísicos de pozos, entre otras. Dentro de estos modelos, el que tiene diferencia con el resto es el presentado por Honarpour y colaboradores debido a que fue generado con base en información de curvas de permeabilidades relativas de varios campos petroleros, lo que podría darle un mejor ajuste en comparación con los modelos matemáticos en los que se hacen suposiciones para su desarrollo.

## 4.1 Correlaciones empíricas para el cálculo de las permeabilidades relativas.

Las correlaciones que se presentan son las generadas por: Rapoport y Leas, Gates y Lietz, Fatt, Dykstra y Burdine, Wyllie, Sprangler y Gardner, Timmerman, Corey y Johnson, Wahl, Torcaso y Wyllie, Brooks y Corey, Rodríguez y Teyssier, Wyllie, Gardner y Torcaso, Land, Wyllie, Rose, Pirson y Boatman y Knopp, Honarpour, Hirasaki.

## 4.1.1 Rapoport y Leas.

Rapoport y Leas<sup>(22)</sup> presentaron dos ecuaciones para el cálculo de la fase mojante, éstas están basadas en relaciones de energía de superficie y en la ecuación de Kozeny-Carmen. Las ecuaciones fueron definidas para calcular los límites mínimo y máximo de la permeabilidad relativa de la fase mojante.

$$k_{rwt(\max)} = \frac{\left(\frac{S_{wt} - S_m}{1 - S_m}\right)^3 \left(\int_1^{S_m} P_c dS\right)^2}{\int_{S_{wt}}^{S_m} P_c dS \frac{\int_1^{S_{wt}} P_c dS}{\left(\frac{1 - \phi}{\phi S_{wt}}\right) \left(\frac{P_c (S_{wt} - S_m)}{S_m} \int_{S_{wt}}^{S_m} P_c ds\right)^2}} \quad (4.1)$$

$$k_{rwt(\min)} = \left( \frac{S_{wt} - S_m}{1 - S_m} \right)^3 \frac{\int_1^{S_{wt}} P_c dS}{\int_1^{S_m} P_c dS + \int_1^{S_{wt}} P_c dS} \quad (4.2)$$

donde:

$S_m$ =saturación irreductible de la fase mojante de una curva de presión capilar por drene, expresada en fracción.

$S_{wt}$ = saturación de la fase mojante para la cual se evalúa la permeabilidad relativa, expresada en fracción.

$P_c$ =presión capilar por drene en psia.

$\Phi$ =porosidad en fracción.

#### 4.1.2 Gates y Lietz.

Gates y Lietz<sup>(11)</sup> desarrollaron la siguiente expresión basada en el modelo de Purcell para la permeabilidad relativa de la fase mojante.

$$k_{rwt} = \frac{\int_0^{S_{wt}} \frac{dS}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{P_c^2}} \quad (4.3)$$

#### 4.1.3 Fatt, Dykstra y Burdine.

Fatt y Dykstra<sup>(10)</sup> desarrollaron una expresión para la permeabilidad relativa siguiendo básicamente el método de Purcell para el cálculo de la permeabilidad relativa de un medio poroso. Ellos consideraron un factor de litología (que es una corrección para representar la longitud real del medio poroso) que es función de la saturación y asumieron que el patrón de los radios de los poros conductores estaba relacionado con dicho factor de litología,  $\lambda$ , por la ecuación:

$$\lambda = \frac{a}{r^b} \quad (4.4)$$

Donde  $r$  representa el radio del poro,  $a$  y  $b$  representan constantes del material y  $\lambda$  es una función de saturación.



La ecuación para la permeabilidad relativa de la fase mojanete,  $k_{rwt}$ , reportada por Fatt y Dykstra es:

$$k_{rwt} = \frac{\int_0^{S_{wt}} \frac{dS}{Pc^{2(1+b)}}}{\int_0^1 \frac{dS}{Pc^{2(1+b)}}} \quad (4.5)$$

Fatt y Dykstra encontraron un buena aproximación con los datos observados si se le asigna un valor de  $b=1/2$ , reduciendo la ecuación a:

$$k_{rwt} = \frac{\int_0^{S_{wt}} \frac{dS}{Pc^3}}{\int_0^1 \frac{dS}{Pc^3}} \quad (4.6)$$

Burdine<sup>(3)</sup> reportó ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad relativa tanto de la fase mojanete como de la no mojanete y su característica principal es el uso de la tortuosidad, definiendo el factor de tortuosidad para un poro saturado con un solo fluido como  $\lambda$  y usando el símbolo  $\lambda_{wt}$  para el factor de tortuosidad de la fase mojanete cuando dos fases están presentes, con base en ésto una relación de tortuosidad puede ser definida como:

$$\lambda_{rwt} = \frac{\lambda}{\lambda_{wt}} \quad (4.7)$$

En función a la tortuosidad la permeabilidad relativa se define como:

$$k_{rwt} = \frac{\int_0^{S_{wt}} (\lambda_{rwt})^2 \frac{dS}{(\lambda^2)(Pc)^2}}{\int_0^1 dS / (\lambda)^2 (Pc)^2} \quad (4.8)$$

Si  $\lambda$  es constante para un medio poroso y  $\lambda_{rwt}$  depende solamente de la saturación final, entonces la ecuación anterior se define de la siguiente manera:

$$k_{rwt} = (\lambda_{rwt})^2 \frac{\int_0^{S_{wt}} \frac{dS}{Pc^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{Pc^2}} \quad (4.9)$$

En forma similar, la permeabilidad relativa de la fase no mojante puede ser expresada utilizando una relación de tortuosidad a la fase no mojante,  $\lambda_{mwt}$

$$k_{mwt} = (\lambda_{mwt})^2 \frac{\int_0^1 \frac{dS}{Pc^2}}{\int_0^{S_{wt}} \frac{dS}{Pc^2}} \quad (4.10)$$

Burdine demostró lo siguiente:

$$\lambda_{rwt} = \frac{S_{wt} - S_m}{1 - S_m} \quad (4.11)$$

donde  $S_m$  representa la mínima saturación de la fase mojante de una curva de presión capilar. La tortuosidad de la fase no mojante puede ser aproximada mediante la ecuación:

$$\lambda_{mwt} = \frac{S_{nwt} - S_e}{1 - S_m - S_e} \quad (4.12)$$

donde:

$S_e$  es la saturación de equilibrio para la fase no mojante.

#### 4.1.4 Wyllie, Sprangler y Gardner.

Wyllie y Sprangler<sup>(32)</sup> reportaron ecuaciones similares a las presentadas por Burdine para el cálculo de las permeabilidades relativas al gas y al aceite. Estas ecuaciones pueden ser expresadas como a continuación se indica:

$$k_{ro} = \left( \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_o} \frac{dS_o}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS_o}{P_c^2}} \quad (4.13)$$

$$k_{rg} = \left( 1 - \frac{S_o}{S_m - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_{S_o}^1 \frac{dS_o}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS_o}{P_c^2}} \quad (4.14)$$

donde:

$S_m$  representa la saturación de aceite más baja a la que la fase gaseosa es discontinua,  $S_m = (1 - S_{gc})$ .

Las ecuaciones anteriores para el cálculo de las permeabilidades relativas al gas y al aceite pueden ser evaluadas cuando se cuenta con una curva de presión capilar por drene y a partir de esta pueda ser construida una curva de  $1/P_c^2$  en función de la saturación de aceite. Obviamente, valores reales de  $S_m$  y  $S_{or}$  son necesarios para el cálculo de las curvas de tales permeabilidades relativas.

Wyllie y Gardner<sup>(33)</sup> desarrollaron ecuaciones para estimar las permeabilidades relativas del sistema gas-aceite en presencia de una saturación irreductible de agua, considerando al agua como parte de la matriz de la roca.

$$k_{ro} = \left( \frac{S_L - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wi}}^{S_L} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wi}}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (4.15)$$

$$k_{rg} = \left( \frac{1 - S_L}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wi}}^1 \frac{dS_w}{Pc^2}}{\int_{S_{wi}}^1 \frac{dS_w}{Pc^2}} \quad (4.16)$$

donde  $S_L$  representa la saturación total de líquido. Es importante destacar que estas ecuaciones pueden ser aplicadas solo cuando la saturación de agua es igual a la irreductible.

#### 4.1.5 Timmerman, Corey y Johnson.

Timmerman<sup>(29)</sup> sugirió las siguientes ecuaciones basadas en la presión capilar agua-aceite en un proceso de drene, para el cálculo de valores bajos de la permeabilidad relativa agua-aceite.

Procesos de drene de la fase mojante:

$$k_{ro} = S_o \left[ \frac{\int_0^{S_o} \frac{dS}{Pc^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{Pc^2}} \right]^{2.5} \quad \begin{array}{l} \text{Curva de Inyección} \\ \text{Curva de Inyección} \end{array} \quad (4.17)$$

$$k_{rw} = S_w \left[ \frac{\int_{S_o}^1 \frac{dS}{Pc^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{Pc^2}} \right]^{2.5} \quad \begin{array}{l} \text{Curva de Inyección} \\ \text{Curva de Inyección} \end{array} \quad (4.18)$$

Proceso de imbibición de la fase mojante.

$$k_{ro} = S_o \left[ \frac{\int_0^{S_o} \frac{dS}{Pc^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{Pc^2}} \right]^{2.5} \quad \begin{array}{l} \text{Curva de Inyección} \\ \text{Curva de Inyección} \end{array} \quad (4.19)$$

$$k_{ro} = S_o \left[ \frac{\int_0^1 \frac{dS}{Pc^2}}{\int_0^{S_o} \frac{dS}{Pc^2}} \right]^{2.5} \quad \begin{array}{l} \text{Curva Histéresis} \\ \text{Curva Inyección} \end{array} \quad (4.20)$$

Corey<sup>(7)</sup> combinó el trabajo de Purcell y Burdine en una forma que se considera útil y es ampliamente aceptada por su simplicidad. Esta requiere pocos datos de entrada (ya que la saturación de aceite residual es el único parámetro necesario para desarrollar un grupo de curvas de permeabilidad relativa) y es fácilmente aplicable para medios porosos consolidados y con porosidad intergranular. Las ecuaciones de Corey son en ocasiones usadas para el cálculo de la permeabilidad relativa en yacimientos sujetos a procesos de drene o inyección de gas.

Su método de cálculo fue derivado del concepto de presión capilar y considerando que para ciertos casos la relación  $1/P_c^2$  es aproximadamente una función lineal de la saturación efectiva sobre un rango considerable de saturaciones, esto es:

$$\frac{1}{P_c^2} = C \left[ (S_o - S_{or}) / (1 - S_{or}) \right] \quad (4.21)$$

donde C es una constante y  $S_o$  es una saturación de aceite mayor a la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ).

Basados en la observación del fenómeno y de los trabajos de Burdine concernientes a la naturaleza de la función de saturación-tortuosidad, las siguientes expresiones fueron derivadas:

$$k_{rg} = \left[ 1 - \frac{S_L - S_{LR}}{S_m - S_{LR}} \right]^2 \left[ 1 - \frac{S_L - S_{LR}}{1 - S_{LR}} \right]^2 \quad (4.22)$$

$$k_{ro} = \left[ \frac{S_L - S_{LR}}{1 - S_{LR}} \right]^4 \quad (4.23)$$

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{\left[ 1 - \frac{S_L - S_{LR}}{S_m - S_{LR}} \right]^2 \left[ 1 - \frac{S_L - S_{LR}}{1 - S_{LR}} \right]^2}{\left[ \frac{S_L - S_{LR}}{1 - S_{LR}} \right]^4} \quad (4.24)$$

donde  $S_L$  es la saturación de líquido total e igual a  $(1-S_g)$ ;  $S_m$  es la saturación de aceite más baja (fracción) a la cual la fase gaseosa es discontinua y  $S_{LR}$  es la saturación residual de líquido expresada en fracción.

Corey y Rathjens<sup>(8)</sup> estudiaron el efecto de la variación de la permeabilidad en un medio poroso sobre el valor de  $S_m$  en la ecuación de Corey; de esto confirmaron que  $S_m$  es esencialmente igual a la unidad para un medio poroso e isótropo y uniforme; sin embargo, los valores de  $S_m$  resultaron mayores que la unidad cuando la estratificación es perpendicular a la dirección de flujo y menor a uno en presencia de estratificación paralela a la dirección de flujo. Ellos también concluyeron que las permeabilidades relativas al aceite fueron menos sensibles a la estratificación que las permeabilidades relativas al gas.

Las ecuaciones de Corey para el caso de curvas de permeabilidad relativa de drenaje en un sistema aceite y gas y la relación de permeabilidades relativas gas-aceite en una forma simplificada son:

$$k_{ro} = (S_{oe})^4 \quad (4.25)$$

$$k_{rg} = (1 - S_{oe})^2 (1 - S_{oe}^2) \quad (4.26)$$

Las ecuaciones anteriores se relacionan de la siguiente forma:

$$\frac{k_{ro}}{(S_{oe})^2} + \frac{k_{rg}}{(1 - S_{oe})^2} = 1 \quad (4.27)$$

donde  $S_{or}$  representa la saturación de aceite mas baja a la cual la tortuosidad del gas es infinita;  $S_{oe}$  es definida como  $(S_o - S_{or}) / (1 - S_{or})$ .

La ecuación de Corey en presencia de agua irreductible toma la siguiente forma:

$$k_{ro} = (S^*)^4 \quad (4.28)$$

$$k_{rg} = \left[ 1 - \frac{S_o}{S_m - S_{wi}} \right]^2 (1 - S^*)^2 \quad (4.29)$$

donde  $S_m$  es una constante relacionada a  $(1 - S_{gc})$  y como primera aproximación de  $S_m$  puede ser la unidad. Esta es una buena aproximación, ya que  $S_{gc}$  es menor que el 5% en rocas con porosidad intergranular. En estas ecuaciones  $S^* = S_o / (1 - S_{wi})$  y  $S_o$  es la saturación de aceite representada como una fracción del volumen de poros de la roca:  $S_{wi}$  es la saturación de agua irreductible, también expresada como una fracción del volumen de poros.

Estas ecuaciones son relacionadas por la expresión

$$\frac{k_{ro}}{(S^*)^2} + \frac{k_{rg}}{(1 - S^*)^2} = 1 \quad (4.30)$$

Corey graficó varios cientos de curvas de presión capilar-saturación para rocas consolidadas y únicamente unas pocas de ellas cumplieron un ajuste lineal supuesto en el modelo. Sin embargo, comparando las permeabilidades relativas predichas por Corey con los valores experimentales para un gran número de muestras si se observó una estrecha relación, indicando que las permeabilidades relativas calculadas por Corey no son muy sensibles a la forma de las curvas de presión capilar.

La ecuación de  $k_{ro}=(S_{oe})^4$  puede ser empleada para calcular la permeabilidad relativa al agua si la saturación de aceite y las saturaciones de aceite residual son remplazadas por la saturación de agua y la saturación de agua irreductible, respectivamente. El exponente de la ecuación de la permeabilidad relativa al agua de Corey es aproximadamente cuatro para rocas consolidadas, aunque depende de alguna forma del tamaño y arreglo de los poros. El exponente tiene un valor de tres para rocas con una distribución perfectamente uniforme de tamaños de poro. Varios autores han propuesto ecuaciones similares para la permeabilidad relativa al agua con diferentes exponentes para otros tipos de medios porosos. Valores de tres y tres punto cinco fueron propuestos para arenas no consolidadas con una única estructura del grano, la cual puede no ser absolutamente uniforme en el tamaño de poro aunque deberían tener un reducido rango de variación de tamaño de poro.

Corey comparó los valores calculados de permeabilidades relativas aceite-gas para arenas pobremente consolidadas con valores medidos en el laboratorio, obteniendo buenos resultados. Sin embargo, estos resultados muestran cierta desviación a saturaciones bajas de gas para arenas consolidadas. Corey concluyó que las ecuaciones no son válidas cuando la estratificación, canales de disolución, fracturas o muy fuerte consolidación están presentes.

Aplicando la ecuación de Corey permite calcular la permeabilidad relativa al aceite a partir de mediciones de permeabilidad relativa al gas. Puesto que las mediciones de  $k_{rg}$  son más fáciles de realizar mientras que las de  $k_{ro}$  son más difíciles de llevar a cabo, la ecuación de Corey es bastante útil. El procedimiento para el cálculo de la permeabilidad relativa al gas, a varios valores de saturación de gas, en un sistema gas-aceite se lleva a cabo mediante los siguientes pasos:

1. Elaborar una gráfica de la función  $k_{rg}=(1-S_{oe})^2(1-S_{oe}^2)$  asumiendo valores arbitrarios de la saturación efectiva,  $S_{oe}$ , la cual es definida como:

$$S_{oe} = \frac{S_o - S_{or}}{(1 - S_{or})} \quad (4.31)$$



2. Generar una tabla de  $k_{rg}$  vs  $S_{oe}$  para valores de  $k_{rg}$  en el rango de 0.001 a 0.99 en forma secuencial.
3. Determinar valores de  $S_{oe}$  para cada valor experimental de  $k_{rg}$ , usando la tabulación descrita en el paso anterior.
4. Graficar esos valores de  $S_{oe}$  contra los valores de  $S_o$  correspondientes a los valores de  $k_{rg}$  sobre un papel de coordenadas rectangulares. La gráfica debe ser una línea recta entre 50 y 80 % de saturación de aceite.
5. Construir una línea recta a través de los puntos en este rango y extrapolar a  $S_{oe}=0$ . El valor de  $S_o$  a este punto corresponde a  $S_{or}$ .
6. Emplear la ecuación,  $k_{ro}=(S_{oe})^4$  y el valor de  $S_{or}$  obtenido del paso anterior para calcular  $k_{ro}$  suponiendo valores de  $S_o$ .

Ecuaciones tipo de Corey para la permeabilidad relativa gas-aceite por drene (empuje por gas) en presencia de saturación de agua congénita se ha sugerido como:

$$k_{ro} = (1-S)^4 \quad (4.32)$$

$$k_{rg} = S^3(2-S) \quad (4.33)$$

donde S representa  $(S_g)/(1-S_{wi})$ .

La ecuación de Corey para un ciclo de drene en arenas mojadas por agua y en carbonatos es la que sigue:

$$k_{ro} = \left[ \frac{1 - S_w}{1 - S_{wi}} \right]^4 \quad (4.34)$$

$$k_{rw} = (S_w^*)^4 \quad (4.35)$$

#### 4.1.6 Wahl, Torcaso y Wyllie.

Wahl<sup>(30)</sup> y colaboradores sugirieron el uso de la siguiente ecuación para la relación de permeabilidades relativas gas-aceite en un ciclo de drene basadas sobre mediciones de campo en yacimientos de arenas.

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \Psi (0.0435 + 0.4556 \Psi) \quad (4.36)$$

En donde  $\Psi$  representa  $(1-S_{wc}-S_o-S_{gc})/(S_o-C)$ ;  $S_{gc}$  es la saturación crítica de gas como una función del espacio total de poros y  $C$  es una constante igual a 0.25

#### 4.1.7 Brooks y Corey.

Brooks y Corey<sup>(5,6)</sup> modificaron la relación original de Corey de presión capilar-saturación en un ciclo de drene y la combinaron con la ecuación de Burdine para desarrollar la siguiente expresión que predice la permeabilidad relativa por drene para cualquier distribución de tamaño de poro.

$$S_w^* = \left( \frac{P_b}{P_c} \right)^\lambda \quad (4.37)$$

Para  $P_c \geq P_b$ .

donde  $\lambda$  y  $P_b$  son constantes características del medio;  $\lambda$  es una medida de la distribución del tamaño de poro del medio y  $P_b$  es una medida del tamaño de poro máximo (mínima presión capilar en una curva de drene a la cual la fase no mojante es continua).

Utilizando esta relación, las permeabilidades relativas están dadas por:

$$k_{rwt} = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (4.38)$$

y

$$k_{rmt} = (1-S_w^*)^2 \left[ 1 - (S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right] \quad (4.39)$$

donde  $k_{rwt}$  y  $k_{rnt}$  son las permeabilidades relativas a la fase mojanante y no mojanante, respectivamente. Los valores de  $\lambda$  y  $P_b$  son obtenidos graficando  $(S_w - S_{wi})/(1 - S_{wi})$  contra la presión capilar en escala log-log y ajustando una línea recta con  $\lambda$  como la pendiente y  $P_b$  como la intersección a  $(S_w - S_{wi})/(1 - S_{wi}) = 1$ .

Teóricamente  $\lambda$  es siempre mayor que cero, teniendo valores grandes para medios con relativa uniformidad y pequeños para medios con una amplia variación en los tamaños de poro. El rango comúnmente encontrado para  $\lambda$  está entre dos y cuatro para varias areniscas.

#### 4.1.8. Rodríguez y Teyssier<sup>(25)</sup>.

Estas ecuaciones están basadas en los trabajos de Brooks y Corey y relacionan la saturación de fluido mojanante, la saturación efectiva del mismo y la presión capilar; dichas ecuaciones son:

Permeabilidad relativa la fase mojanante.

$$k_{rm} = \left( \frac{S_m - S_{mi}}{1 - S_{mi}} \right)^{2+j} \quad (4.40)$$

Para  $S_m \geq S_{mi}$

Y para la fase no mojanante:

$$k_{rn} = \left( 1 - \frac{S_m - S_{mi}}{1 - S_{mi}} \right)^2 \left( 1 - \left( \frac{S_m - S_{mi}}{1 - S_m - S_n} \right)^j \right) \quad (4.41)$$

donde J se evalúa de la siguiente forma:

$$J = \frac{\log \left( \frac{\int_{S_{mi}}^{S_m} \frac{dS_m}{Pc^2}}{\int_{S_{mi}}^1 \frac{dS_m}{Pc^2}} \right)}{\log \left( \frac{S_m - S_{mi}}{1 - S_{mi}} \right)} \quad (4.42)$$

donde:

$k_{rm}$  = permeabilidad relativa a la fase mojanete

$k_{rn}$  = permeabilidad relativa a la fase no mojanete.

$S_m$  = saturación de la fase mojanete.

$S_n$  = saturación de la fase no mojanete.

$S_{mi}$  = saturación irreductible de la fase mojanete.

En estas ecuaciones la saturación efectiva al fluido no mojanete se ha expresado como la relación entre la saturación móvil de dicho fluido y el espacio disponible para cambios de saturación, tomando en cuenta la presencia de la saturación inmóvil de la fase no mojanete

#### 4.1.9 Wyllie, Gardner y Torcaso.

Wyllie y Gardner<sup>(33)</sup> presentaron las siguientes ecuaciones para las permeabilidades relativas al agua y al aceite en un proceso de drene

$$k_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} dS_w / Pc^2}{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / Pc^2} \quad (4.43)$$

$$k_{ro} = \left( \frac{1 - S_w}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / Pc^2}{\int_{S_{wi}}^{S_w} dS_w / Pc^2} \quad (4.44)$$

Expresiones más generales para cualquier permeabilidad relativa de la fase mojanete y no mojanete pueden ser escritas como:

$$k_{rwt} = \left( \frac{S_L - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wi}}^{S_L} dS_w / P_C^2}{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / P_C^2} \quad (4.45)$$

$$k_{rnwt} = \left( \frac{1 - S_L}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / P_C^2}{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / P_C^2} \quad (4.46)$$

donde:

$K_{rwt}$  = Permeabilidad relativa a la fase mojanante ( $k_{rw}$  y  $k_{ro}$ )

$K_{rnwt}$  = Permeabilidad relativa a la fase no mojanante ( $k_{rg}$ )

$S_{wi}$  = Saturación de agua irreductible.

$S_L$  = Saturación total de líquido =  $(1 - S_g)$ .

Wyllie y Gardner sugirieron también las siguientes ecuaciones para las permeabilidades relativas agua-aceite cuando se conoce alguna de ellas:

$$k_{rw} = (S_w^*)^2 - k_{ro} (S_w^* / (1 - S_w^*))^2 \quad (4.47)$$

donde  $S_w^*$ , definida como  $(S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi})$ , es la saturación movible de la fase mojanante en un sistema mojado por agua. Basado en una relación lineal entre  $1/P_C^2$  y  $S_o / (1 - S_{wi})$ , obtuvieron una ecuación de la permeabilidad relativa al agua en un proceso de drene para rocas mojadas por agua con porosidad intergranular y son las que siguen:

$$k_{rw} = (S_w^*)^4 \quad (4.48)$$

Torcaso y Wyllie<sup>(27)</sup> sugirieron la siguiente ecuación para el cálculo de la permeabilidad relativa gas-aceite de una arenisca mojada por agua, en donde  $1/P_C^2$  es aproximadamente una relación lineal con respecto a la saturación efectiva. Sus deducciones fueron basadas en la relación de Corey:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{(1 - S^*)^2 (1 - S^{*2})}{(S^*)^4} \quad (4.49)$$

En donde  $S^*$  representa la saturación efectiva al aceite y es igual a  $S_o / (1 - S_{wi})$ . Obviamente, se necesita un valor medido de saturación de agua irreductible,  $S_{wi}$ , para calcular la relación de permeabilidades relativas gas-aceite.

#### 4.1.10 Land, Wyllie, Rose, Pirson y Boatman.

Land<sup>(17)</sup> reportó que es necesario un buen ajuste de parámetros experimentales para evitar una discrepancia entre los datos experimentales y los calculados de permeabilidades a las dos fases. Un gran número de métodos de predicción de permeabilidad relativa están basados en la distribución del tamaño de poro, las saturaciones y la relación de presión capilar por drene.

Algunos autores creen que el uso de las relaciones de la presión capilar para la predicción de la permeabilidad relativa no es adecuada, ya que la presión capilar es obtenida de experimentos diseñados bajo condiciones estáticas, y en cambio la permeabilidad relativa es un fenómeno dinámico.

McCaffery en su teoría argumenta que las fuerzas de superficie o capilares son de órdenes de magnitud mayores que las fuerzas involucradas en el flujo de fluidos y por lo tanto, predominan en controlar la distribución microscópica de los fluidos en muchas situaciones de los yacimientos de aceite. Los resultados de Brown de la medición de la presión capilar bajo condiciones estáticas y dinámicas apoyan la teoría de McCaffery.

Varios métodos de predicción de la permeabilidad relativa los cuales están basados en curvas de presión capilar de drene asumen que la distribución del tamaño de poro puede ser derivado de estas curvas. Estos métodos propuestos pueden ser solamente aplicados cuando se sabe que existe una fuerte mojabilidad preferencial a una de las fases. Adicionalmente, los cálculos de permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar son desarrollados en una condición de drene donde la fase no mojante, tal como el gas, desplaza a la fase mojante (aceite en un sistema gas-aceite o agua en un sistema gas-agua) y por ello son mas adecuados en cálculos de permeabilidad relativa para gas-aceite o gas y condensado; debido a lo anterior los resultados de permeabilidades relativas agua-aceite calculadas a partir de estas relaciones tienen menor certidumbre.

Wyllie, en el libro *Petroleum Production Handbook*, sugiere ecuaciones empíricas de permeabilidades relativas gas-aceite y agua-aceite para drene en arenas consolidadas y no consolidadas así como también en rocas calizas oolíticas. Estas ecuaciones se presentan en las tablas 4.1 y 4.2 .

**Tabla 4.1. Permeabilidades relativas gas-aceite  
( para un ciclo de drene relativo al aceite)**

<b>Tipo de formación</b>	<b><math>k_{ro}</math></b>	<b><math>k_{rg}</math></b>
Arena no consolidada, bien clasificada	$(S^*)^3$	$(1-S^*)^3$
Arena no consolidada, pobremente clasificada	$(S^*)^{3.5}$	$(1-S^*)^2 (1-S^{*1.5})$
Arenisca cementada, caliza oolítica, rocas con porosidad vugular	$(S^*)^4$	$(1-S^*)^2 (1-S^{*2})$

En estas relaciones la cantidad  $S^*$  es:  $S^* = S_o / (1 - S_{wi})$

La aplicación a rocas vugulares es posible únicamente cuando el tamaño de los vugulos es pequeño en comparación con el tamaño de la unidad de roca para el cual se hacen los cálculos. La unidad debe ser al menos mil veces más grande que el promedio de los vugulos.

**Tabla 4.2 Permeabilidades relativas agua-aceite  
( para un ciclo de drene relativo al agua)**

<b>Tipo de formación</b>	<b><math>k_{ro}</math></b>	<b><math>k_{rw}</math></b>
Arena no consolidada, bien clasificada	$(1-S_w^*)^3$	$(S_w^*)^3$
Arena no consolidada, pobremente clasificada	$(1-S_w^*)^2 (1-S_w^{*1.5})$	$(S_w^*)^{3.5}$
Arenisca cementada, caliza oolítica	$(1-S_w^*)^2 (1-S_w^{*2})$	$(S_w^*)^4$

En estas relaciones la cantidad  $S_w^* = (S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi})$  donde  $S_{wi}$  es la saturación de agua irreductible.

Las relaciones de permeabilidad relativa aceite-gas y agua-aceite de las tablas anteriores pueden ser usadas para calcular curvas  $k_{rg}/k_{ro}$  a varias  $S_{wi}$  cuando no se cuenta con mediciones de  $k_{rg}$ . Se puede observar que los valores obtenidos de  $k_{ro}/k_{rw}$  aplican solamente si el agua es la fase mojannte y decrece de un valor inicial de uno por incremento de la saturación de aceite. Esto es contrario a lo que se espera durante el empuje natural de agua o procesos de desplazamientos con agua.

Rose<sup>(23,24)</sup> desarrolló un método para el cálculo de la relación de permeabilidad relativa sobre la base de un análisis de relaciones físicas entre el flujo del fluido en un medio poroso y los valores de saturación estática y residual. Las ecuaciones para la permeabilidad relativa de la fase mojannte y la no mojannte son:

$$k_{rw} = \frac{16 S_w^2 (S_w - S_{wm})^3 (1 - S_{wm})}{\left[ 2 S_w^2 (2 - 3 S_{wm}) + 3 S_w S_{wm} (3 S_{wm} - 2) + S_{wm} (4 - 5 S_{wm}) \right]^2} \quad (4.50)$$

$$k_{nm} = \frac{16 S_{nwt}^2 (S_{nwt} - S_{nm})^3 (1 - \Psi_w - S_{nm})}{\left[ 2 S_{nwt}^2 (2 - 2 \Psi_w - 3 S_{nm}) + 3 S_{nwt} S_{nm} (3 S_{nm} - 2 + 2 \Psi_w) + S_{nm} (1 - \Psi_w) (4 - \Psi_w - 5 S_{nm}) \right]^2} \quad (4.51)$$

donde  $S_w$  y  $S_{nwt}$  representan las saturaciones de la fase mojannte y la no mojannte, respectivamente, expresadas como una fracción.  $S_{wm}$  y  $S_{nm}$  representan las mínimas saturaciones de las fases mojannte y no mojannte bajo condiciones de flujo, expresadas como una fracción, estas son los equivalente dinámicos de  $S_{wi}$  y  $S_{or}$  obtenidas de pruebas estáticas. El símbolo  $\Psi_w$  representa una saturación de la fase mojannte inmóvil, expresada como una fracción. Es la parte de la saturación de la fase mojannte la cual no interfiere con la movilidad de la fase no mojannte y es la máxima saturación de la fase mojannte a la cual la permeabilidad relativa a la fase no mojannte es uno. Note que la ecuación de  $k_{nm}$  se reduce a la ecuación de  $k_{rw}$  para  $\Psi_w=0$ .

La mínima saturación mojannte,  $S_{wm}$ , depende de las condiciones de flujo y puede ser obtenida por la relación de Brownell y Katz:

$$S_{wm} = (1/86.3) \left[ k / (g \sigma \cos \theta) dP / dx \right]^{-0.264} \quad (4.52)$$



donde  $g$  es la aceleración de la gravedad,  $\sigma$  es la tensión interfacial,  $\theta$  es el ángulo de contacto,  $k$  es la permeabilidad y  $dP/dx$  es el gradiente de presión. La principal desventaja del método de Rose es que las saturaciones residuales de ambas fases deben ser conocidas con buena aproximación.

Pirson<sup>(20)</sup> desarrolló ecuaciones a partir de consideraciones petrofísicas para las permeabilidades relativas de las fases mojante y no mojante en rocas limpias, granulares, mojadas por agua tanto para proceso de drene como de imbibición. La permeabilidad relativa al agua para un ciclo de imbibición está dado por:

$$k_{rwt} = (S_w^*)^{1/2} (R_o / R_t)^{3/2} \quad (4.53)$$

Posteriormente se modificó a:

$$k_{rwt} = (S_w^*)^{3/2} (R_o / R_t)^{3/2} \quad (4.54)$$

y

$$k_{rwt} = (S_w^*)^{1/2} (S_w^4) \quad (4.55)$$

La permeabilidad relativa al agua para un ciclo de drene está dada por

$$k_{rwt} = (S_w^*)^{1/2} (S_w^3) \quad (4.56)$$

donde  $R_o$  representa la resistividad eléctrica de una muestra de roca saturada 100% por salmuera, expresada en ohm-metro;  $R_t$  la resistividad eléctrica de la muestra en la prueba, expresada en ohm-metro.  $S_{wi}$  representa la saturación irreductible de la fase mojante y  $S_w$  la saturación de agua como una fracción del espacio poroso.

La permeabilidad a la fase no mojante en rocas limpias mojadas por agua, para un ciclo de drene es:

$$k_{r_{nwt}} = (1 - S_w^*) \left[ 1 - S_w^{*1/4} (R_o / R_l)^{1/4} \right]^2 \quad (4.57)$$

o

$$k_{r_{nwt}} = (1 - S_w^*) \left[ 1 - S_w^{*1/4} (S_w^{1/2}) \right]^2 \quad (4.58)$$

La cual se modificó posteriormente a

$$k_{r_{nwt}} = (1 - S_w^*) \left[ 1 - S_w^{*1/4} (S_w^{1/2}) \right]^{1/2} \quad (4.59)$$

La permeabilidad relativa a la fase no mojante, en un ciclo de imbibición, es dada por :

$$k_{r_{nwt}} = \left[ 1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{nwi}} \right]^2 \quad (4.60)$$

donde  $S_w^*$  representa  $(S_w - S_{wi}) / (1 - S_{wi})$  y  $S_{nwt}$  representa la saturación irreductible de la fase no mojante, como una fracción del espacio poroso.

Pirson también derivó ecuaciones para las permeabilidades relativas de las fases mojante y no mojante en rocas limpias, mojadas por aceite, tanto para drene como imbibición:

$$k_{ro} = (S_{oe})^{1/2} S_o^3 \quad (4.61)$$

donde  $S_{oe}$  es definida como  $(S_o - S_{or}) / (1 - S_{or})$  y  $S_{or}$  es la saturación irreductible de aceite y es el equivalente de  $(1 - S_{wi})$  para rocas limpias y mojadas por agua;  $S_o$  representa la saturación total de aceite obtenida por diferencias a partir de  $(1 - S_w)$ .

La permeabilidad relativa a la fase no mojante en rocas limpias, mojadas por aceite, para un ciclo de imbibición fue determinada como:

$$k_{rnwt} = \left[ 1 - \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wt}} \right]^2 \quad (4.62)$$

Y para un ciclo de drene:

$$k_{rnwt} = (1 - S_{oe}) \left[ 1 - S_{oe}^{1/4} S_o^{1/2} \right]^2 \quad (4.63)$$

donde  $S_{wt}$  representa la saturación de agua atrapada, la cual es determinada por el método de Albert y Butaults.

Estos investigadores sugieren que la curva de presión capilar puede ser obtenida tanto con un fluido mojante o no mojante tal como el mercurio para obtener la saturación irreductible de la fase no mojante. Ellos también estimaron que las saturaciones irreductibles de la fase no mojante es dos tercios del volumen neto del poro hecho por capilares de radios más pequeños que el tamaño capilar mas común, cuando la fase no mojante desplace a la mojante.

Pirson sugirió un método para determinar in situ la saturación de la fase no mojante atrapada utilizando registros de microresistividad, los cuales responden a la zona lavada alrededor del agujero.

$$S_{nwt} = 1 - (1/\phi)(R_{mf}/R_{xo})^{1/2} \quad (4.64)$$

donde  $\phi$  representa la porosidad de la roca del yacimiento y  $R_{mf}/R_{xo}$  es la relación de la resistividad del filtrado del lodo a la resistividad de la zona lavada.

Boatman<sup>(4)</sup> sugirió las ecuaciones de las permeabilidades relativas agua y gas en términos de las propiedades petrofísicas de núcleos obtenidas de laboratorio.

$$k_{rw} = S_w^{*3/2} (R_o / R_l)^{3/2} \quad (4.65)$$

y

$$k_{rg} = (1 - S_w^{*1/4} S_w^{1/2})^{1/2} \quad (4.66)$$

donde  $S_w^*$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (4.67)$$

Pirson y colaboradores propusieron ecuaciones para las permeabilidades relativas al aceite y agua:

$$k_{rw} = (S_w^*)^{1/2} (R_o / R_l)^2 \quad (4.68)$$

$$k_{ro} = (1 - S_{wm})^2 \quad (4.69)$$

donde:

$$S_{wm} = (S_w - S_{wirr}) / (1 - S_{wirr} - S_{or})$$

$$S_w^* = (S_w - S_{wirr}) / (1 - S_{wirr}).$$

Thornton<sup>(28)</sup> propuso la siguiente ecuación para la permeabilidad relativa a la fase mojante:

$$k_{rwt} = S_w^3 \left( \frac{P_D}{P_C} \right)^2 \quad (4.70)$$

donde  $P_D/P_C$  representa la relación entre la presión de desplazamiento y la presión capilar de drene.

Rose y Wyllie<sup>(24)</sup> propusieron una ecuación petrofísica para la permeabilidad relativa a la fase mojante.

$$k_{rwt} = (I^{1/2}) \quad (4.71)$$

donde I representa el índice de resistividad  $R_t/R_o$

Jones propuso relaciones matemáticas para las permeabilidades relativas agua-aceite y agua-gas en función de  $S_w$  y  $S_{wi}$ , en donde  $S_w$  puede ser obtenida de registros de pozo,  $S_{wi}$  puede ser estimada de una grafica de porosidad contra saturación y la porosidad puede ser determinada también de registros de pozo:

$$k_{rw} = (S_w^*)^3 \quad (4.72)$$

$$k_{ro} = \left[ \frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wi}} \right]^2 \quad (4.73)$$

#### 4.1.11 Knopp, Honarpour et al, y Hirasaki.

Knopp<sup>(16)</sup> desarrolló una correlación a partir de 107 determinaciones experimentales de la relación de permeabilidades relativas gas-aceite de muestras de núcleos de Venezuela. Las muestras fueron de arenas consolidadas y también pobremente consolidadas de alta porosidad y permeabilidad; el procedimiento de flujo de gas de Welge fue usado para la determinación de la relación  $k_{rg}/k_{ro}$ . Una correlación simple fue establecida basada en la saturación de agua en estado restaurado como un parámetro de correlación, de esta forma se generaron las familias de curvas  $k_{rg}/k_{ro}$  mas probables de dicha relación.

Comparando la correlación de Knopp con los valores experimentales se encontró que es mejor cuando la media geométrica del grupo de curvas  $k_{rg}/k_{ro}$  para un yacimiento dado o grupo muestra se compara con la correspondiente más probable curva para la correlación. Knopp también sugirió un procedimiento para desarrollar correlaciones similares para otras formaciones.

Honarpour<sup>(14)</sup> et al. desarrollaron un grupo de ecuaciones empíricas para las permeabilidades relativas agua-aceite en un proceso de imbibición y permeabilidades relativas gas –aceite en drene a partir de un gran número de datos experimentales. Estas ecuaciones se presentan en las tablas 4.3 y 4.4.

Los datos que fueron utilizados como base para el estudio por Hornapour y colaboradores fueron derivados de campos de aceite y gas localizados en EU, Alaska, Canada, Libia, Iran, Argentina y la República Arabe Unida. Todas las determinaciones de laboratorio fueron hechas a temperatura de laboratorio y presión atmosférica. Ningún intento fue hecho por los autores para agrupar los datos de acuerdo a las técnicas de laboratorio usadas en las mediciones de permeabilidad relativa de las muestras de estudio, ya que esta información no estaba disponible para muchos grupos de datos. Cada grupo de datos de permeabilidad relativa fue clasificado como carbonato o no carbonato, ya que la información disponible no fue suficiente para una caracterización litológica más detallada. Adicionalmente a la clasificación en carbonatos y no carbonatos se realizó una clasificación con base en la mojabilidad. Esta clasificación fue hecha de acuerdo al siguiente criterio arbitrario:

1. La roca fue considerada fuertemente mojada por agua si  $k_{ro}$  a altas saturaciones de aceite en un sistema aceite-agua excede ampliamente a  $k_{ro}$  en un sistema gas-aceite a las mismas saturaciones, con tal de que  $k_{rg}$  en un sistema gas-aceite excede ampliamente a  $k_{rw}$  en un sistema aceite-agua a, o cerca a, la saturación de aceite residual después del desplazamiento con agua.
2. La roca fue considerada ser mojada por aceite cuando  $k_{ro}$  en un sistema agua-aceite fue aproximadamente igual a  $k_{ro}$  en un sistema gas-aceite, con tal de que  $k_{rg}$  en un sistema gas-aceite sea aproximadamente igual a  $k_{rw}$  en el sistema agua-aceite.
3. La roca fue considerada con mojabilidad intermedia cuando ninguno de los criterios para mojabilidad al agua o al aceite fue lo suficientemente claro.

Después de que los grupos de datos han sido clasificados de acuerdo a la litología y a la mojabilidad, el siguiente paso fue un análisis de regresión lineal para desarrollar ecuaciones, las cuales podrían aproximarse a las permeabilidades relativas medidas a partir de factores como saturación de fluidos, permeabilidad y porosidad. Todas las ecuaciones en el sistema agua-aceite se refieren a desplazamientos de aceite por agua y las ecuaciones en el sistema aceite-gas a procesos de drene. Todos los experimentos fueron realizados en rocas consolidadas. Las ecuaciones de Honarpour y colaboradores no han sido extensamente probadas, sin embargo las pruebas que se han hecho indican que las ecuaciones tienen un mejor ajuste a los datos de laboratorio en comparación con las predicciones de correlaciones publicadas.

Cuando se usan correlaciones empíricas como la presentada por Honarpour y colaboradores cualquier permeabilidad relativa mayor a uno debe asumirse igual a uno. Si algún valor de permeabilidad relativa es conocido a cualquier saturación de agua, la curva de permeabilidad relativa debe ser ajustada a los puntos conocidos.

**Tabla 4.3**  
**Ecuaciones para la predicción de las permeabilidades relativas en arenas y conglomerados.**

Mojabilidad al agua.

$$k_{rw} = 0.035388 \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi} - S_{orw})} - 0.010874 \left[ \frac{(S_w - S_{orw})}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \right]^{2.9} + 0.56556(S_w)^{3.6}(S_w - S_{wi}) \quad (4.74)$$

Mojabilidad intermedia.

$$k_{rw} = 1.5814 * \left[ \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^{1.91} - 0.58617 \frac{(S_w - S_{orw})}{(1 - S_{wi} - S_{orw})} * (S_w - S_{wi}) - 1.2484 * \phi * (1 - S_{wi})(S_w - S_{wi}) \quad (4.75)$$

Cualquier mojabilidad.

$$k_{row} = 0.76067 * \left[ \frac{\left( \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right) - S_{or}}{1 - S_{orw}} \right]^{1.8} \left[ \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \right]^{2.0} + 2.6318 * \phi * (1 - S_{orw})(S_o - S_{orw}) \quad (4.76)$$

Cualquier mojabilidad.

$$k_{rog} = 0.98372 \left( \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right)^4 \left[ \frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{wi} - S_{org}} \right]^2 \quad (4.77)$$

Cualquier mojabilidad.

$$k_{rg} = 1.1072 \left( \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wi}} \right)^2 k_{rg(S_{org})} + 2.7794 * \frac{S_{org}(S_g - S_{gc})}{1 - S_{wi}} k_{rg(S_{org})} \quad (4.78)$$

**Tabla 4.4**  
**Ecuaciones para la predicción de las permeabilidades relativas en calizas y dolomias.**

Mojabilidad al agua.

$$k_{rw} = 0.0020525 \frac{(S_w - S_{wi})}{\phi^{2.15}} - 0.051371 (S_w - S_{wi}) * \left(\frac{1}{k_a}\right)^{0.43} \quad (4.79)$$

Mojabilidad intermedia.

$$k_{rw} = 0.29986 \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}\right) - 0.32797 \left(\frac{S_w - S_{orw}}{1 - S_{wi} - S_{orw}}\right)^2 * (S_w - S_{wi}) + 0.413259 \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}}\right)^4 \quad (4.80)$$

Cualquier mojabilidad.

$$k_{row} = 1.2624 \left(\frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{orw}}\right) \left(\frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wi} - S_{orw}}\right)^2 \quad (4.81)$$

Cualquier mojabilidad.

$$k_{rog} = 0.93752 \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}}\right)^4 \left(\frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{wi} - S_{org}}\right)^2 \quad (4.82)$$

Cualquier mojabilidad.

$$k_{rg} = 1.8655 \frac{(S_g - S_{gc})(S_g)}{(1 - S_{wi})} k_{rg(Sorg)} + 8.0053 * \frac{(S_g - S_{gc})(S_{org})^2}{1 - S_{wi}} - 0.025890 (S_g - S_{gc}) * \left(\frac{1 - S_{wi} - S_{org} - S_{gc}}{1 - S_{wi}}\right)^2 * \left(1 - \frac{1 - S_{wi} - S_{org} - S_{gc}}{1 - S_{wi}}\right)^2 * \left(\frac{k_a}{\phi}\right)^{0.5} \quad (4.83)$$



donde:

$k_a$ =permeabilidad al aire en md

$k_{rg}$ =permeabilidad relativa al gas, sistema aceite y gas en fracción

$k_{rg(sor)}$ =permeabilidad relativa al gas a saturación de aceite residual en fracción

$k_{row}$ = permeabilidad relativa al aceite, sistema agua y aceite en fracción

$k_{rw}$ = permeabilidad relativa al agua, sistema agua y aceite en fracción

$k_{rog}$ =permeabilidad relativa al aceite, sistemas aceite y gas en fracción.

$S_g$ =saturación de gas en fracción

$S_{gc}$ =saturación de gas crítica en fracción

$S_o$ =saturación de aceite en fracción

$S_{org}$ =saturación de aceite residual en presencia de gas en fracción

$S_{orw}$ =saturación de aceite residual en presencia de agua en fracción

$S_w$ =saturación de agua en fracción

$S_{wi}$ =saturación de agua irreductible en fracción

$\Phi$  =porosidad, fracción.

Hirasaki<sup>(12)</sup> sugirió una correlación de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados, la cual se muestra:

$$S^* = \frac{S_d - S_{de}}{1 - S_w - S_{de}} \quad (4.83)$$

$$k_{rd} = k_{rd}^o (S^*)^n \quad (4.84)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^o (1 - S^*)^n \quad (4.85)$$

donde:

$S^*$  = saturación normalizada.

$S_d$  =saturación de la fase desplazante.

$S_{de}$ =saturación no móvil de la fase desplazante.

$S_{or}$ =saturación de aceite residual.

$k_{rd}$ = permeabilidad relativa a la fase desplazante.

$k_{rd}^o$ =permeabilidad relativa a la fase desplazante a la saturación de aceite residual.

$k_{ro}$ =permeabilidad relativa al aceite.

$k_{ro}^o$ =permeabilidad relativa al aceite a una saturación no movible de la fase desplazante.

$n$ =parámetro de forma de las curvas de permeabilidad relativa, se considera 1 para yacimientos fracturados.

## CAPÍTULO V

### **DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AL AGUA Y AL ACEITE A PARTIR DE CORRELACIONES EMPÍRICAS.**

El objetivo del presente capítulo es mostrar la metodología que fue seguida para la obtención de las curvas de permeabilidades relativas a partir de datos de presión capilar y de saturación de agua para el caso de un campo productor de aceite. Para cumplir con tal objetivo se seleccionó un pozo que contara con información tanto de pruebas de presión capilar en núcleos como de interpretación de registros geofísicos de pozo con la finalidad de representar de mejor manera la distribución inicial de fluidos en el yacimiento. A partir de las curvas de presión capilar seleccionadas se calcularon las permeabilidades relativas al agua y al aceite con la metodología propuesta por Rodríguez y Teyssier. Tomando en cuenta los datos de saturación de agua, determinados de la interpretación de los registros geofísicos de pozo, se calcularon también tales permeabilidades relativas aplicando la correlación propuesta por Honarpour. Ambas correlaciones fueron programadas en lenguaje Visual Basic con la finalidad de disminuir los tiempos de cálculo

#### **5.1 Información disponible de núcleos del Pozo 1.**

La información con la que se cuenta del Núcleo 1 del Pozo 1 se resume en la tabla 5.1. Se incluye la profundidad del intervalo del cual proviene el núcleo, el identificador de la muestra, la densidad de grano y el tipo de roca de cada una de las muestras.

Pozo	Profundidad (mvsnm)	Muestra	Densidad de grano (gr/cm <sup>3</sup> )	Tipo de roca
1	3042.69-3044.44	M1	2.81	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M2	2.82	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M3	2.85	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M4	2.81	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M5	2.83	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M6	2.86	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M7	2.83	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M8	2.85	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M9	2.85	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M10	2.80	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M11	2.81	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M12	2.83	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M13	2.83	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M14	2.83	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M15	2.84	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M16	2.84	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M17	2.83	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M18	2.84	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M19	2.85	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M20	2.84	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M21	2.82	Dolomia
1	3042.69-3044.44	M22	2.85	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M23	2.80	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M24	2.82	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M25	2.82	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M26	2.81	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M27	2.82	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M28	2.80	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M29	2.80	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M30	2.85	Dolomia
1	3044.57-3048.570	M31	2.85	Dolomia

Tabla. 5.1 Información disponible de las muestras del Núcleo1 del Pozo 1 que cuentan con datos de presión capilar.

**5.2 Análisis de la información disponible en muestras de núcleo.**

La información recopilada de las pruebas de presión capilar en muestras del Núcleo 1 del Pozo 1 consta de determinaciones de presión capilar por inyección de mercurio. Estas mediciones, como se mencionó en el Capítulo II, tienen la desventaja de que utilizan fluidos que no son representativos de los que se encuentran en el yacimiento, por lo que antes de utilizarlas es necesario convertirlas a presiones capilares a condiciones de yacimiento a partir de los datos de tensiones interfaciales y el ángulo de contacto agua-aceite. La ventaja al realizar este tipo de pruebas es que puede obtenerse una distribución de frecuencias del radio de garganta de poro, la cual se relaciona estrechamente con la porosidad y permeabilidad de las muestras. De acuerdo a lo anterior, es necesario calcular las presiones capilares del laboratorio a condiciones de yacimiento en el sistema agua-aceite ya que existe una diferencia notable entre los valores obtenidos en laboratorio y las presiones capilares a condiciones de yacimiento. Esta diferencia se muestra en la figura 5.1, en la que se comparan los valores a ambas condiciones: de laboratorio y yacimiento, para una de las muestras de Núcleo 1 del Pozo 1.

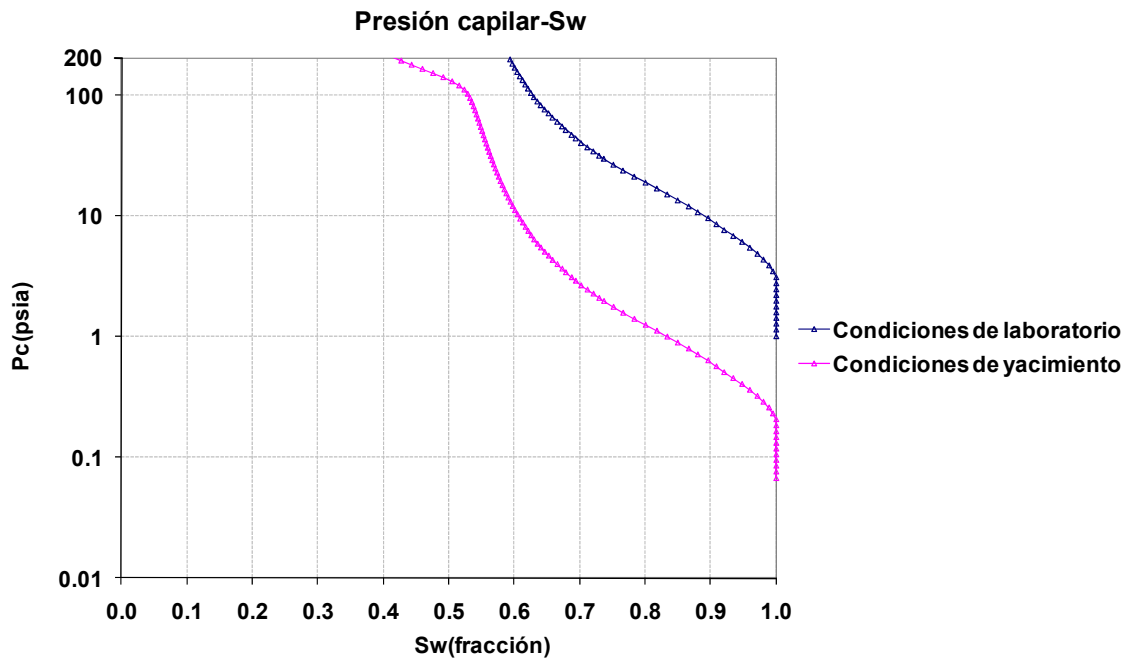


Figura 5.1. Diferencia entre los datos de presión capilar en el sistema mercurio-aire a condiciones de laboratorio y de presión capilar en el sistema aceite-agua a condiciones de yacimiento.

Las presiones capilares correspondientes a las muestras del Núcleo 1 del Pozo 1 a condiciones de yacimiento en el sistema agua-aceite se muestran en la figura 5.2. Se observa que para la misma formación se tienen diferentes tipos de curvas, las cuales representan que existen características diferentes en el medio poroso por lo que parte importante del trabajo es analizar los resultados de laboratorio para clasificar cada una de las muestras a partir de la porosidad, de la permeabilidad, tipo de roca y del diámetro de la garganta de los poros. La porosidad, la permeabilidad y la densidad de grano de las muestras son obtenidas a partir de pruebas conocidas como petrofísica básica, las cuales deben ser complementadas con su descripción geológica para una adecuada caracterización de la formación. Los diámetros de garganta de poros son obtenidos de pruebas de inyección de mercurio en donde se clasifican los radios de la garganta de poro en micro (menor a 0.50 micras), meso ( $0.50 \leq \text{meso} \leq 5.0$  micras) y macro ( $>5.0$  micras). En la tabla 5.2 se resumen los datos de porosidad, permeabilidad y diámetro promedio de las gargantas de poros obtenidas en las pruebas de inyección de mercurio.

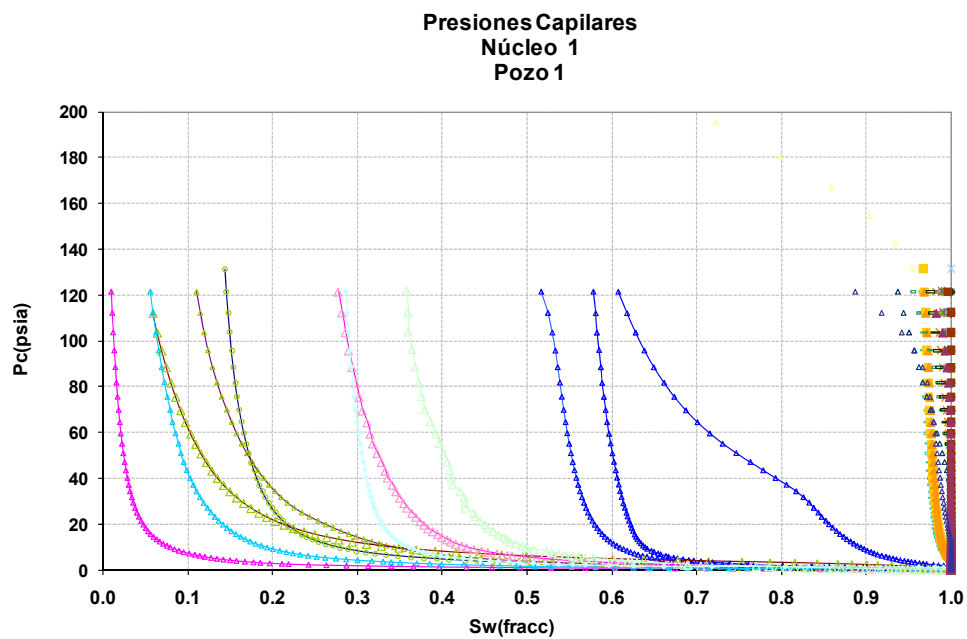


Figura 5.2. Curvas de presión capilar a condiciones de yacimiento correspondientes a las muestras de Núcleo 1 del Pozo1.

<b>Muestra</b>	<b>Porosidad (fracción)</b>	<b>Permeabilidad (md)</b>	<b>Clasificación del tamaño de garganta de poro</b>
M1	0.081	30.43	Meso-macro
M2	0.129	32.8	Meso-macro
M3	0.093	76.4	Meso-macro
M4	0.068	3.93	Meso-macro
M5	0.075	2.24	Meso-macro
M6	0.13	3.29	Meso-macro
M7	0.054	2.64	Meso-macro
M8	0.069	0.0340	Meso-macro
M9	0.093	47.7	Meso-macro
M10	0.047	4.99	Macro
M11	0.019	2.18	Micro-Meso-Macro
M12	0.065	0.003	Micro
M13	0.014	0.0000039	Micro
M14	0.001	0.0000018	Micro
M15	0.042	0.00039	Micro
M16	0.034	0.000067	Micro
M17	0.042	0.00016	Micro
M18	0.038	0.00037	Micro
M19	0.055	0.00016	Micro
M20	0.04	0.00027	Micro
M21	0.022	0.00015	Micro
M22	0.054	0.0003	Micro
M23	0.011	0.00000137	Micro
M24	0.011	0.00000346	Micro
M25	0.011	0.000009	Micro
M26	0.018	0.000018	Micro
M27	0.02	0.000019	Micro
M28	0.012	0.00000249	Micro
M29	0.032	0.000099	Micro
M30	0.075	0.004	Micro
M31	0.072	0.003	Micro

Tabla 5.2. Propiedades petrofísicas de las muestras del Núcleo 1 obtenidas de análisis de petrofísica básica y de pruebas de inyección de mercurio.

En la figura 5.3 se muestra la gráfica de porosidad contra permeabilidad de las muestras del Núcleo 1 las cuales también se clasificaron de acuerdo al tamaño promedio de la distribución de gargantas de poro.

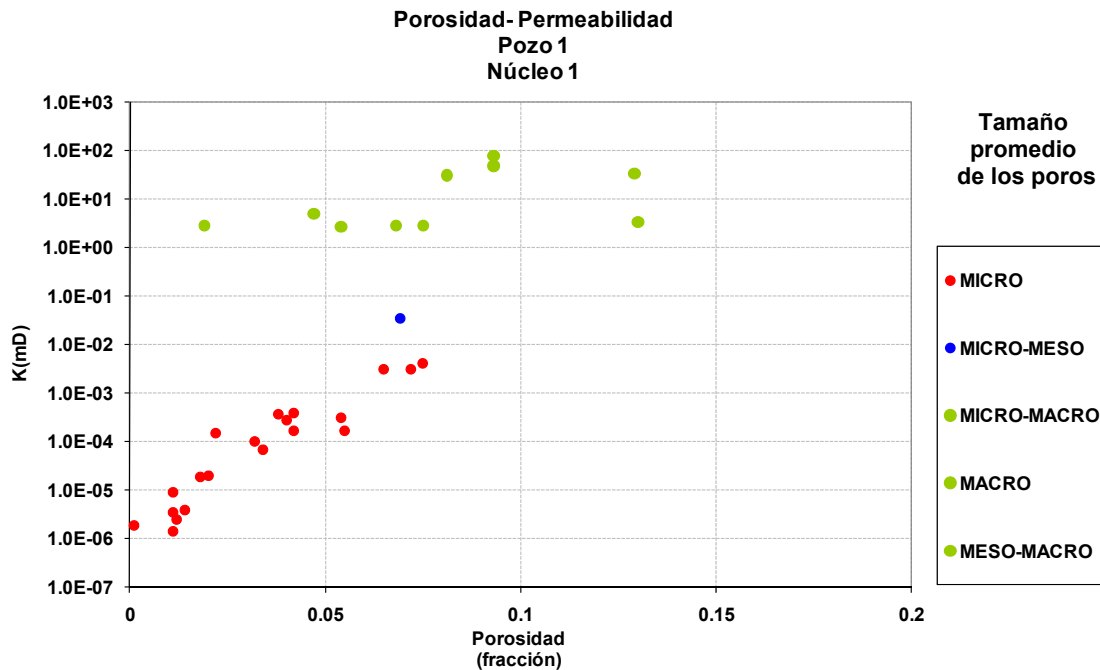


Figura 5.3. Relación entre la porosidad y la permeabilidad correspondiente a las muestras del Núcleo 1 del Pozo1

De acuerdo a las figuras 5.2 y 5.3 se pueden relacionar las curvas de presión capilar con las características del medio poroso ya que las muestras que tienen gargantas de poros en la escala micro corresponden a las curvas de presión capilar con una forma vertical en el rango de 0.9 a 1 de saturación de agua, lo que indica que los fluidos almacenados en estos poros difícilmente podrán moverse debido a la baja porosidad y muy difícil comunicación entre los poros, esto también se refleja en la baja permeabilidad de las muestras. Por el contrario, las muestras clasificadas con gargantas de poro del orden de meso y macro son las que tienen mejores porosidades y permeabilidades y se considera que pudieran ser las que contribuyen al movimiento de los fluidos dentro de sus poros.

Para este caso en especial, se podría decir que las porosidades mayores a 7% con permeabilidades mayores a 0.1 md, corresponderían a muestras que pueden producir fluidos. Las muestras con porosidades menores pueden producir fluidos sólo que su permeabilidad sea mayor a 1 md. Las curvas de presión capilar que corresponden a porosidades y permeabilidades de interés para la producción de fluidos en la formación en estudio se muestran en la figura 5.4.

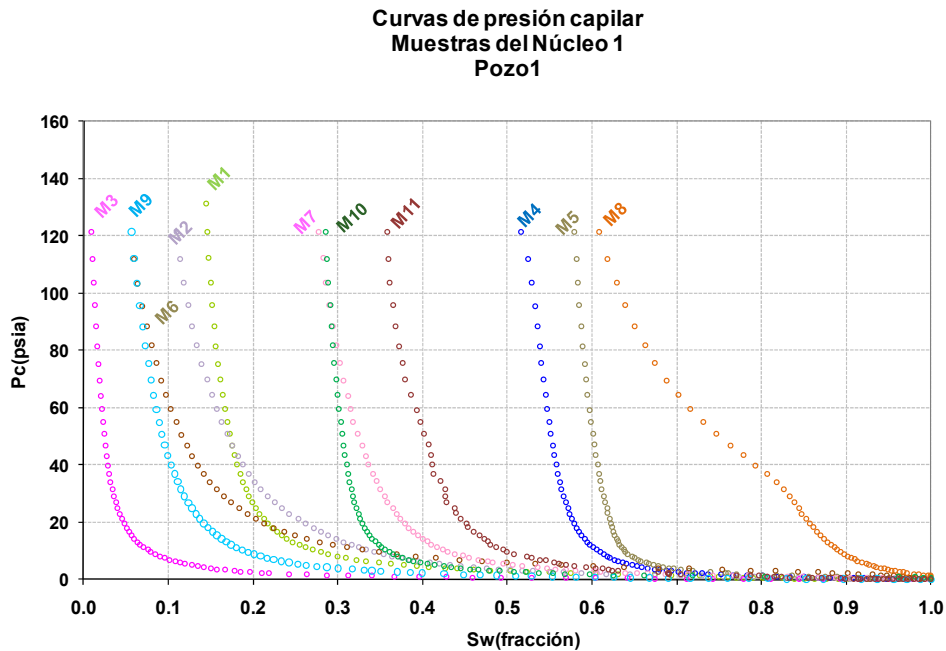


Figura 5.4. Curvas de presión capilar correspondientes a las muestras de Núcleo 1 del Pozo 1 que pueden favorecer la producción de fluidos.

### 5.3. Correlación entre los resultados de presión capilar obtenidos en laboratorio y los registros geofísicos del Pozo 1.

La adecuada selección de las curvas de presión capilar para los trabajos de Ingeniería de Yacimientos depende de su correlación con la información de campo obtenida a partir de la interpretación de los registros geofísicos de pozo. Para llevar a cabo la correlación se toman en cuenta los perfiles de saturación de agua y de porosidad determinados por la interpretación de registros de pozo. En la figura 5.5 se muestra el perfil de saturación de agua del Pozo 1 en donde se aprecia el comportamiento característico de aumento de saturación de agua conforme se incrementa la profundidad y se aproxima al contacto agua-aceite.



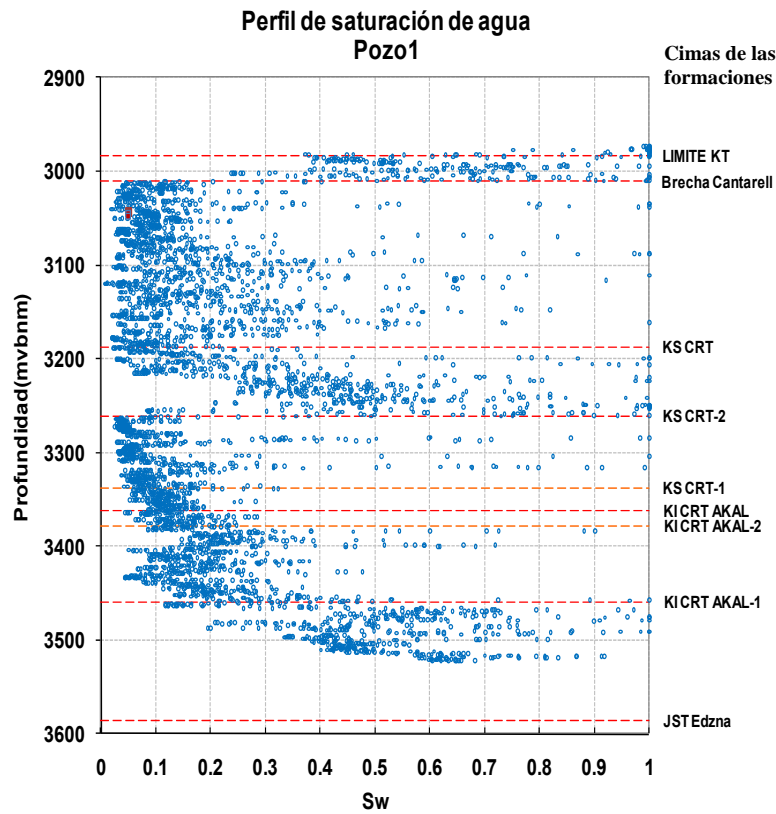


Figura 5.5. Perfil de saturación de agua del Pozo 1

En general, cuando se grafica la saturación de agua obtenida de registros contra la profundidad en forma continua, se obtienen perfiles como el de la figura 5.5. que presentan alta dispersión de puntos debido a que las saturaciones de agua están definidas para un rango amplio de porosidades de la formación. Para este caso en particular el rango de porosidades obtenidas del registro varía, en fracción, desde 0.0001 a 0.3 con un promedio aritmético de 0.085. Como se mencionó anteriormente, y se observa en la figura 5.3, para la formación en estudio los valores de porosidad mayores de 0.07 pueden permitir de una mejor manera el movimiento de fluidos, por lo que el rango de porosidad que se utilizó para correlacionar la información del Núcleo 1 con la del registro es de 0.07 a 0.13.

En la figura 5.6 se muestra el perfil de saturaciones de agua del registro y que resulta de filtrar los datos de porosidad en el rango mencionado, en la figura también se ubica la profundidad a la que se cortó el Núcleo 1.

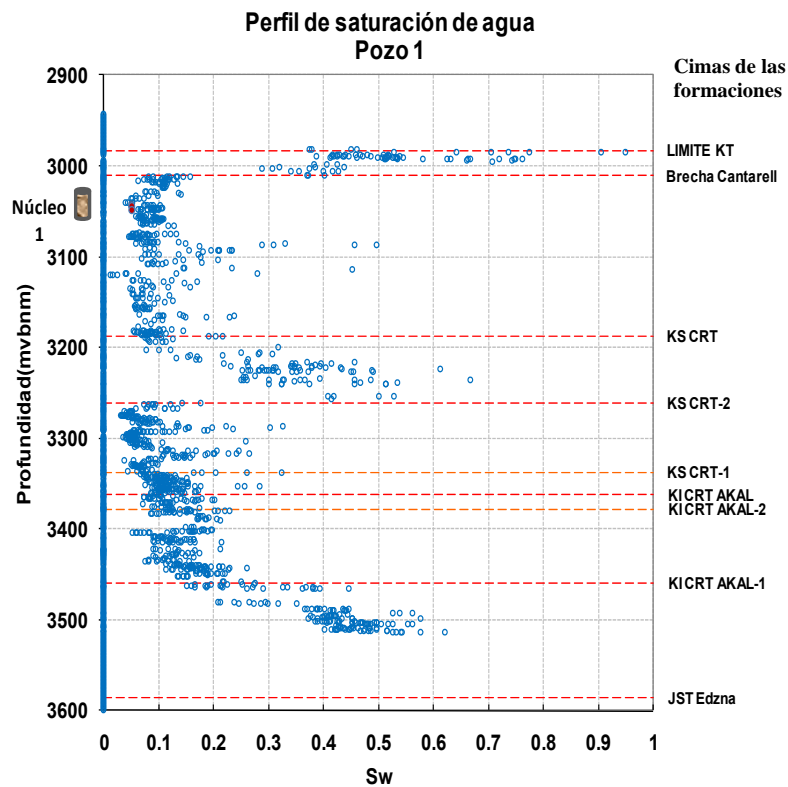


Figura 5.6. Perfil de saturación de agua del Pozo 1 para porosidades entre 0.07 y 0.13; se ubica la profundidad a la que se cortó el Núcleo 1.

En la figura 5.7 se muestra la gráfica de porosidad contra permeabilidad para las muestras del Núcleo 1 del Pozo 1, la cual ya se había comentado (figura 5.3) solo que ahora se marcan las muestras que tienen porosidades en el rango de 0.07 a 0.13.

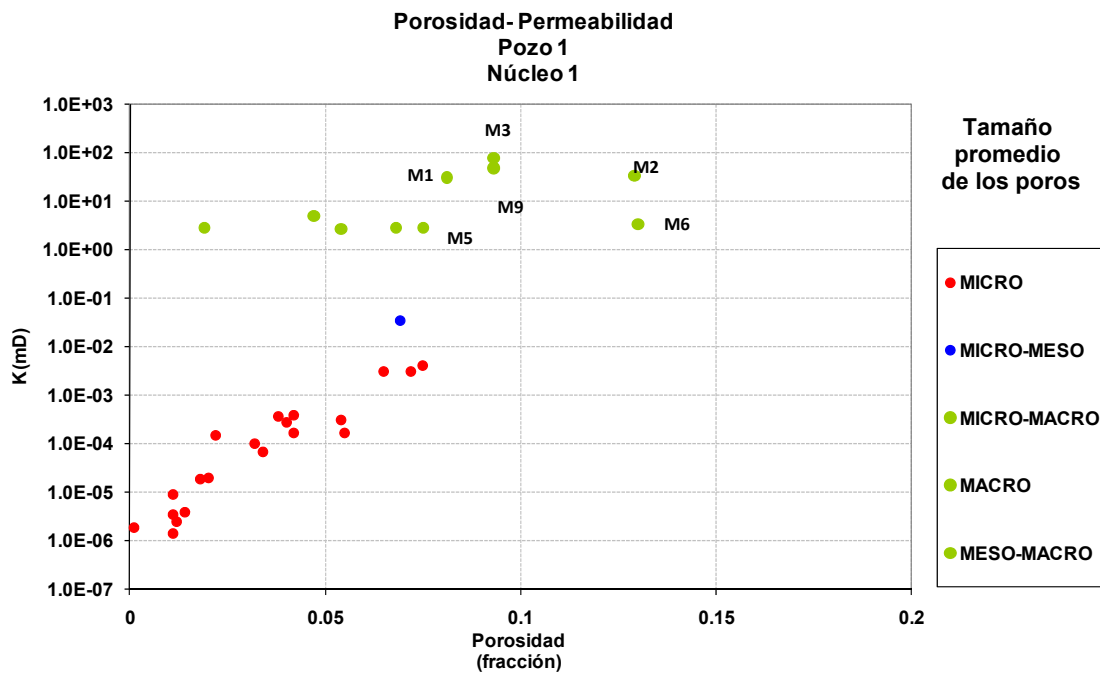


Figura 5.7. Muestras del Núcleo 1 con porosidades dentro del rango de 0.07 a 0.13.

En la figura 5.8 se muestra el perfil de saturación de agua del registro del Pozo 1 en el cual se filtraron los valores de saturación de agua correspondientes a porosidades de 8% y se compara con el perfil de saturación de agua generado por la curva de presión capilar para la muestra M1 que tiene una porosidad de 8%. Se puede observar que no es buena la correlación entre los datos de registro y del núcleo ya que los valores de saturación de agua irreductible del registro son menores a las obtenidas del núcleo.

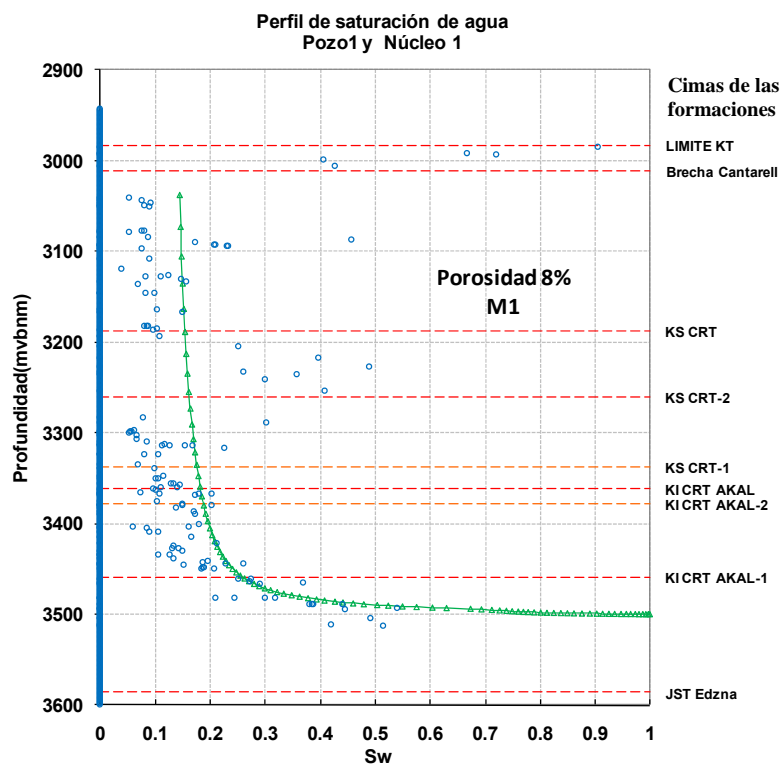


Figura 5.8. Perfil de saturación de agua para una porosidad de 8%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con interpretación de registros geofísicos de pozo.

En la figura 5.9 se muestra el caso para una porosidad del 13% tanto del perfil del registro geofísico de pozo como para el perfil generado por la presión capilar correspondiente a la muestra M2. La correlación entre los puntos del registro y la curva del núcleo es baja debido a la forma de la curva del núcleo que estaría representando una zona de transición mayor. También es notable la disminución de puntos de saturación de agua del registro que tienen una porosidad del 13%.

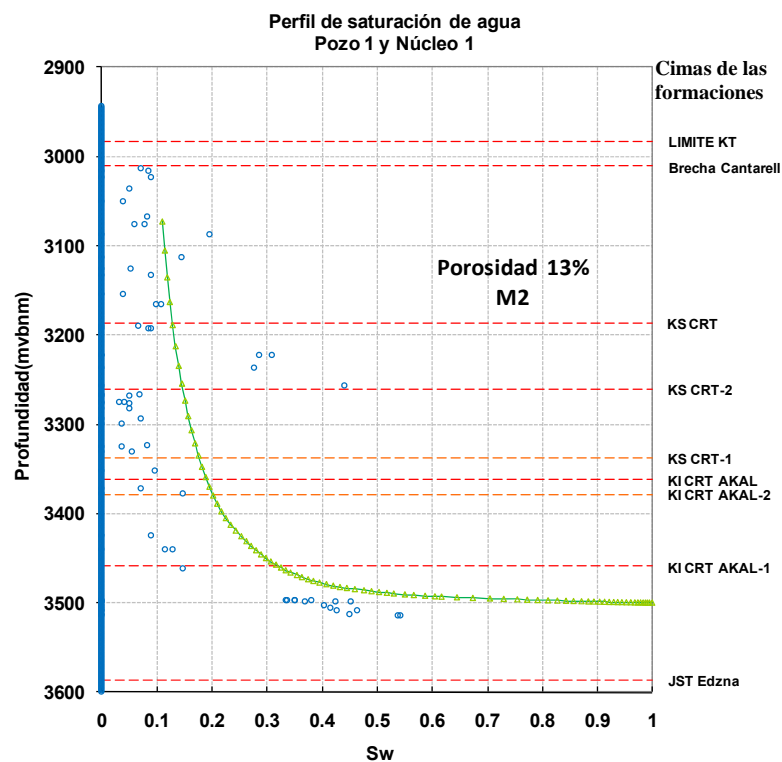


Figura 5.9. Perfil de saturación de agua para porosidad de 13%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con la interpretación de registros geofísicos de pozo.

La figura 5.10 muestra nuevamente la comparación entre el perfil del registro y el de la curva generada a partir de una prueba de presión capilar en la muestra M3. Al igual que en los casos anteriores, la correlación es mala debido al efecto de la alta permeabilidad de la muestra ya que tuvo la mayor permeabilidad en comparación con las demás muestras del núcleo (76.4 md).

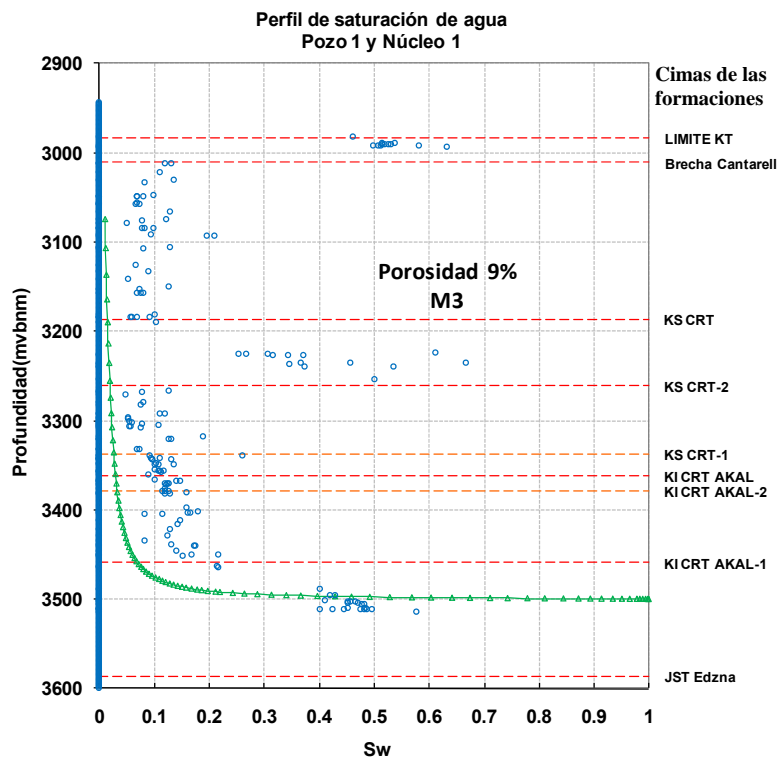


Figura 5.10. Perfil de saturación de agua para porosidad de 9%.La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con interpretación de registros geofísicos de pozo.

En la figura 5.11 se muestra el perfil con datos del registro contra la curva generada por presión capilar en la muestra M5 del Núcleo 1. La correlación es mala y podría pensarse en una muestra de diferente litología o en algún error en la medición de la porosidad de la muestra.

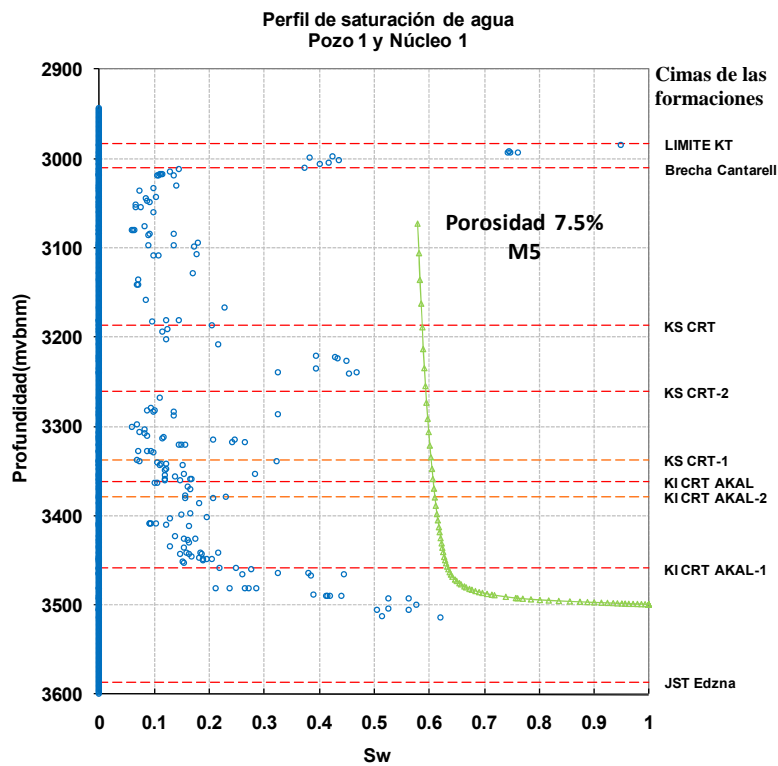


Figura 5.11. Perfil de saturación de agua para porosidad de 7.5%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con interpretación de registros geofísicos de pozo.

La figura 5.12 muestra el perfil de saturación de agua del Pozo 1 para una porosidad de 13%. Se observa que la correlación con los datos de la muestra M6 es baja ya que aunque la curva de saturación de la muestra entra en el rango de la saturación de agua irreductible del registro, su zona de transición es mayor.

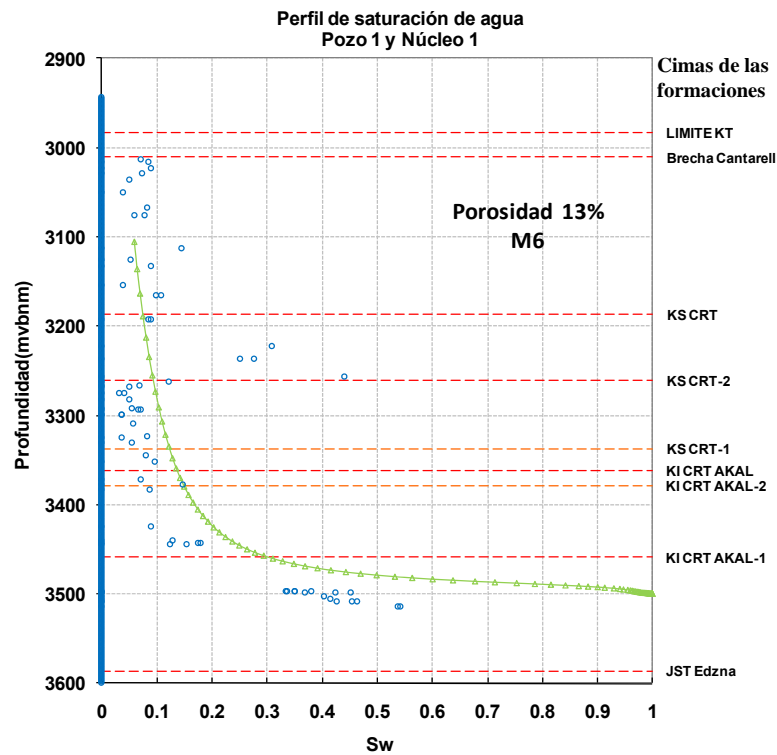


Figura 5.12. Perfil de saturación de agua para porosidad de 13%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con interpretación de registros geofísicos de pozo.



La figura 5.13 muestra el perfil de saturación de agua del Pozo 1 para una porosidad de 9% comparada con los datos de la muestra M9 que tiene la misma porosidad. Esta muestra es la que tiene el mejor ajuste con respecto a los datos de saturación de agua del registro si se considera el rango de saturación de agua irreductible y la zona de transición en la formación. En este caso la curva M9 es la que mejor representa las condiciones de la formación por lo que se seleccionó esta muestra para calcular las permeabilidades relativas a partir de datos de presión capilar.

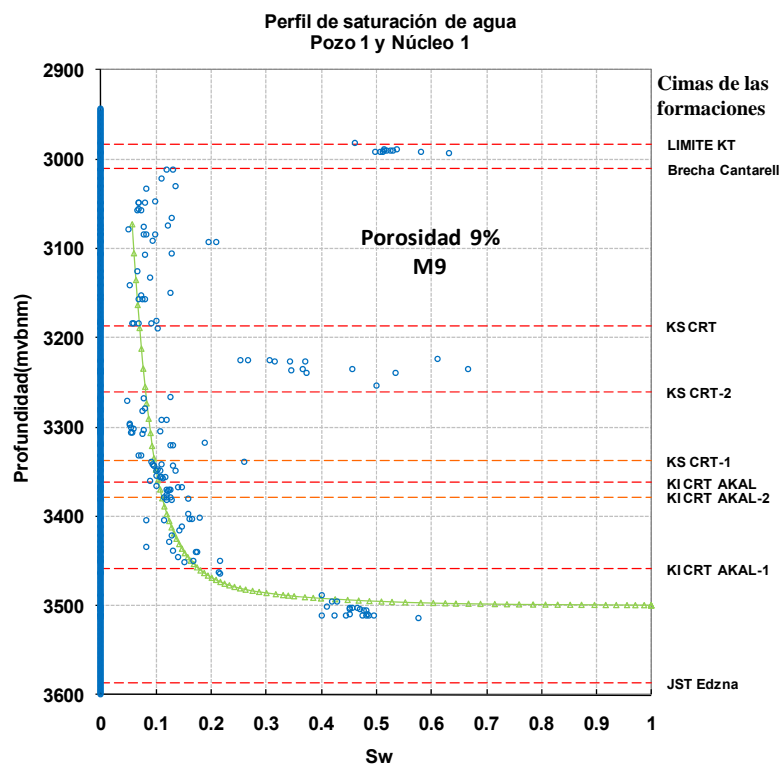


Figura 5.13. Perfil de saturación de agua para porosidad de 9%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con interpretación de registros geofísicos de pozo.

**5.4. Cálculo de las curvas de permeabilidades relativas a partir de los datos de presión capilar y saturación del Pozo 1.**

La figura 5.14 muestra las curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite calculadas con el método de Rodríguez y Teyssier a partir de los datos de presión capilar de la curva M9 para valores de agua irreducible de 5% y saturaciones de aceite residual de 15 y 20 %.

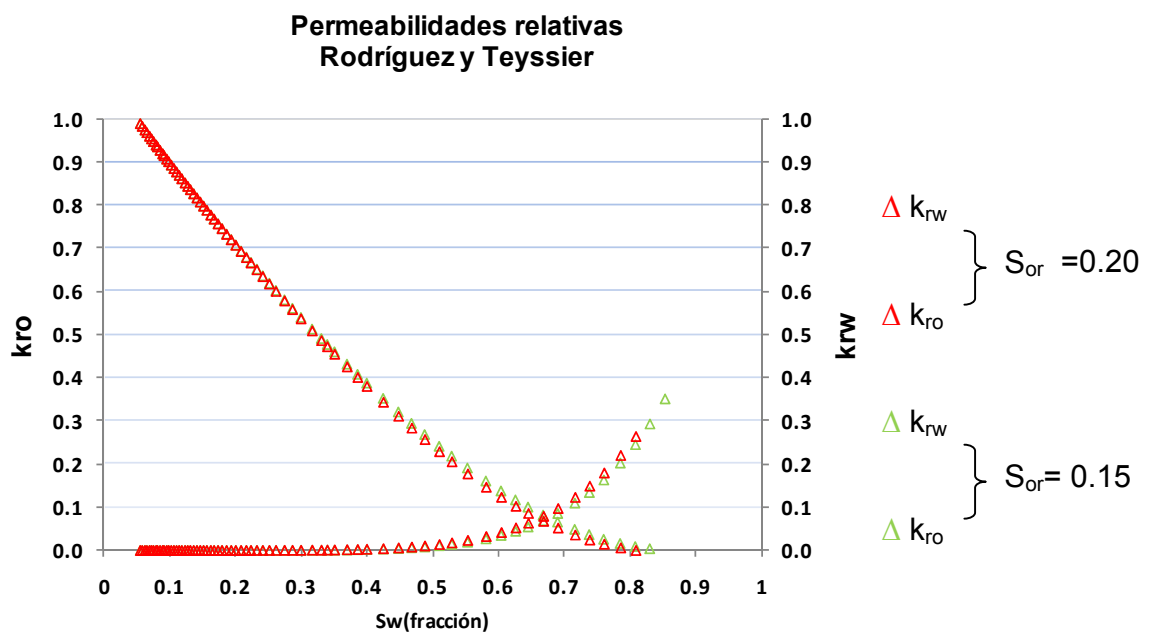


Figura 5.14. Curvas de permeabilidades relativas,  $S_{wi}=5\%$ ,  $S_{or}=15$  y  $20\%$

Las curvas de la figura 5.14, por sus características, representan un sistema con mojabilidad al agua. Son muy parecidas, la única diferencia notable entre ellas es la disminución en el valor de la  $k_{rw}$  calculado a la condición de  $S_{or}$ , ésto debido a que al aumentar la saturación residual de aceite disminuye el espacio poroso disponible para el flujo de agua y, por consiguiente, la  $k_{rw}$  también disminuye.

La figura 5.15 muestra la curva ajustada que se trazó con base en los puntos de saturación de agua obtenidos del registro con la finalidad de calcular, a partir de dichos puntos ( $\Delta$ ), las curvas de permeabilidades relativas con la ecuación de Honarpour. La saturación de agua irreducible que se determinó con la curva ajustada de los datos de los registros geofísicos es de 10% y, al igual que en el caso anterior, los valores de  $S_{or}$  se consideraron de 15 y 20%.

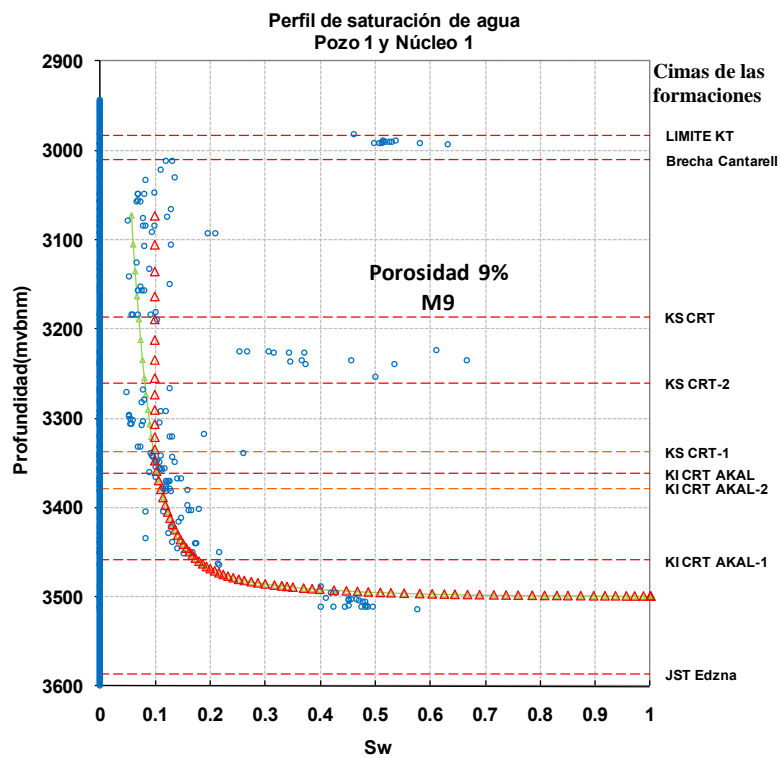


Figura 5.15. Curva ajustada ( $\Delta$ ) a los puntos de saturación de agua obtenidos de los registros geofísicos del Pozo 1.

La figura 5.16 muestra las curvas de permeabilidades relativas obtenidas a partir de los datos de saturación de agua mediante la ecuación de Honarpour. Las curvas generadas representan, en cierto grado, un sistema mojado por aceite a pesar de que se utilizó la correlación específica para mojabilidad al agua. Para este caso, el aumento de 15 a 20 en el valor saturación de aceite residual implicó una leve disminución en los valores de permeabilidad relativa al aceite y, como en el caso anterior, una disminución en la  $k_{rw}$  a  $S_{or}$ .

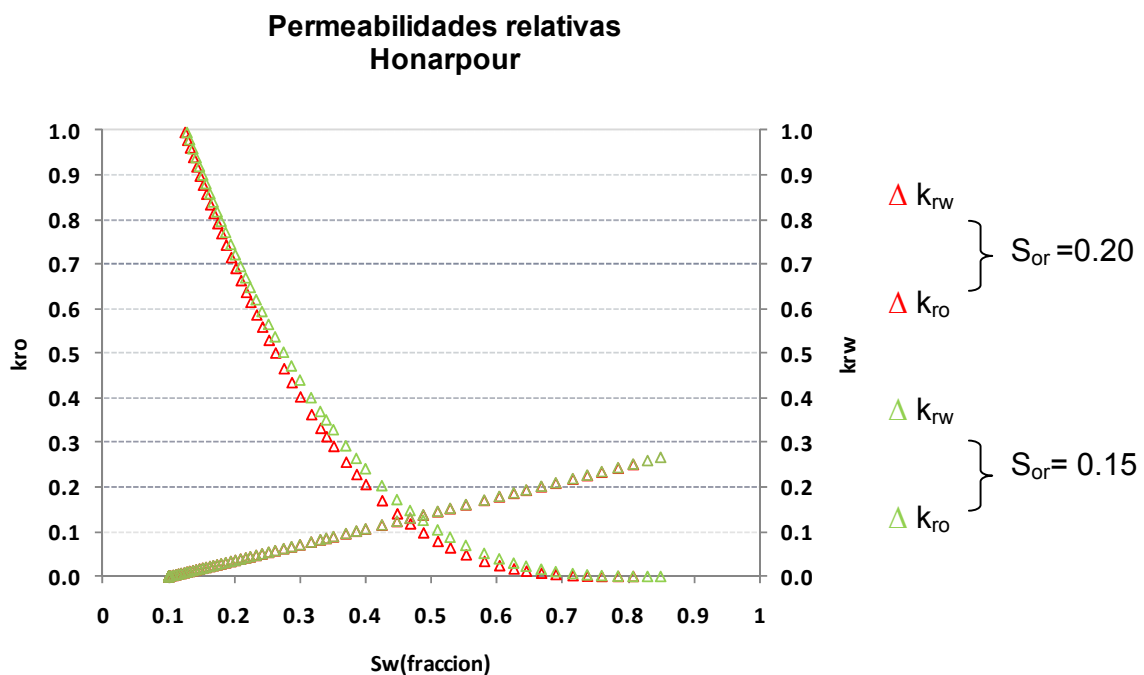


Figura 5.16. Curvas de permeabilidades relativas,  $S_{wi}=10\%$ ,  $S_{or}=15$  y  $20\%$

En las figuras 5.17 y 5.18 se comparan los resultados de las permeabilidades relativas calculadas a partir de la presión capilar, utilizando el modelo de Rodríguez y Teyssier, y a partir de datos de saturación de agua con la correlación de Honarpour. Se observa una gran diferencia entre ambos resultados a pesar de que los valores de  $S_{or}$  empleados son iguales para ambos cálculos y el valor de  $S_{wi}$  es similar.

Para ambos casos de  $S_{or}$  (0.15 y 0.20) el aceite se moverá con mayor facilidad según el modelo de Rodríguez y Teyssier que el de Honarpour en gran parte del rango de variación de la saturación de agua, desde  $S_w \approx 0.2$  hasta  $S_w = 1 - S_{or}$ . Respecto al movimiento del agua, el comportamiento cambia, ya que ésta se moverá con más facilidad según los resultados aplicando el modelo de Honarpour que los obtenidos con el de Rodríguez y Teyssier en todo el rango de variación de saturación de agua, desde  $S_w = S_{wi}$  hasta  $S_w = 1 - S_{or}$ .

Con el modelo de Rodríguez y Teyssier la curva de  $k_{rw}$  empieza a ser diferente de cero a valores mayores a 0.5 de saturación de agua, ésto refleja un medio poroso mojado por agua. Por el contrario, las curvas de permeabilidades relativas calculadas con la correlación de Honarpour representan un medio mojado por aceite ya que el agua comienza a moverse a valores bajos de saturación de agua cercano a  $S_{wi}$ .

Para este ejemplo de aplicación de los dos métodos de cálculo de las permeabilidades relativas, los valores de  $S_{wi}$  se obtuvieron de las curvas de presión capilar y de los perfiles de agua generados a partir de los registros geofísicos de pozo, estos valores caen en los rangos característicos de  $S_{wi}$  para sistemas mojados por aceite que se mencionan en la literatura, el modelo de Honarpour es el que representa esta característica.

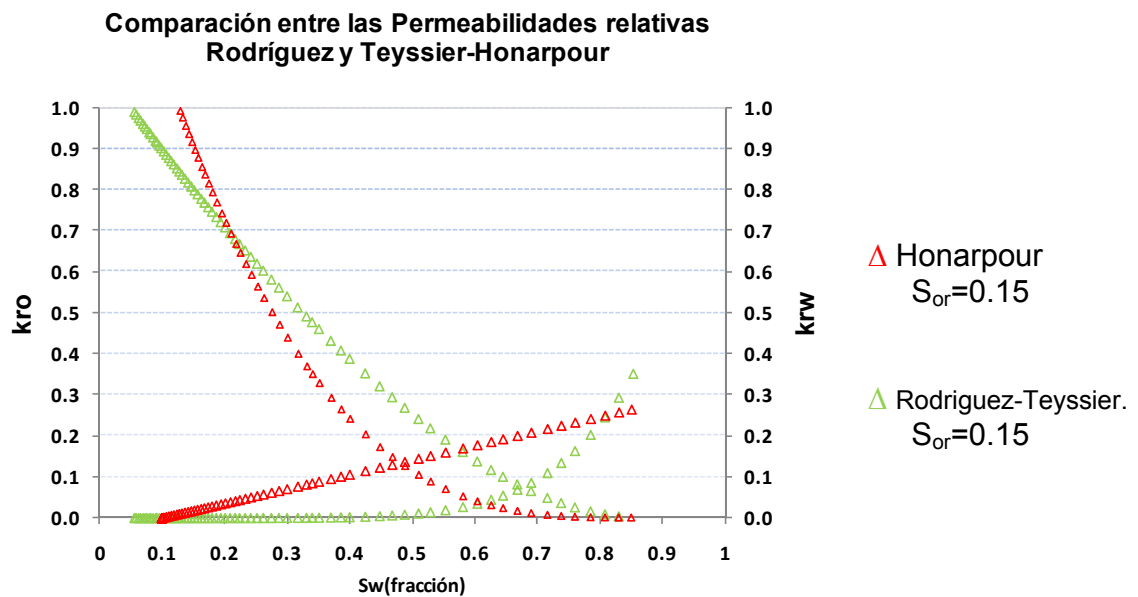


Figura 5.17. Comparación entre las curvas de permeabilidades relativas calculadas mediante la correlación de Rodríguez-Teyssier ( $\Delta$ ) y Honarpour ( $\Delta$ ) para  $S_{or}=0.15$

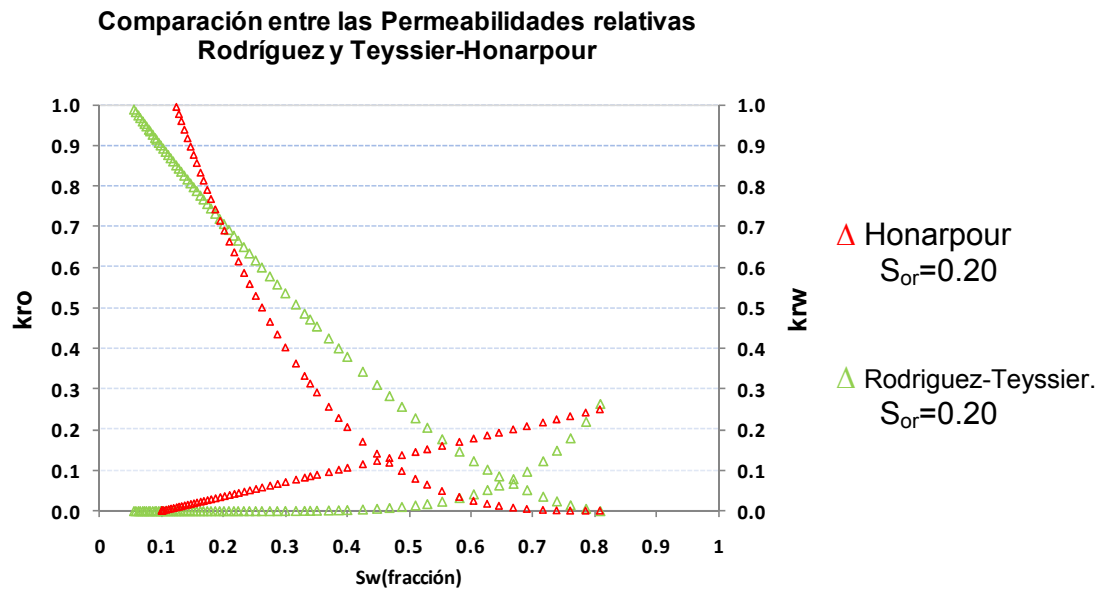


Figura 5.18. Comparación entre las curvas de permeabilidades relativas calculadas mediante la correlación de Rodríguez-Teyssier ( $\Delta$ ) y Honarpour ( $\Delta$ ) para  $S_{or}=0.20$

Una característica general de las curvas de permeabilidades relativas es el punto en el cual los dos fluidos se mueven con la misma facilidad dentro del medio poroso, es decir, tienen la misma permeabilidad relativa. En el caso en que se tuvieran dos muestras con curvas de permeabilidades relativas en las cuales la única diferencia entre ellas fuera dicho punto, esto implicaría que las saturaciones de fluidos fueran las mismas para ambas curvas, reflejaría la diferencia en la geometría y la distribución de los poros de las muestras. En las figuras 5.17 y 5.18 se observa que la permeabilidad relativa en este punto es siempre mayor para el caso de las curvas calculadas con la correlación de Honarpour, lo que podría explicarse como una distribución de poros que permite con mayor facilidad el movimiento de los fluidos a diferencia de lo que se observa en las curvas calculadas a partir de datos de presión capilar.

Esta es una diferencia importante entre ambas metodologías de cálculo ya que mientras las curvas calculadas a partir de datos de presión capilar reflejan de mejor manera la estructura y distribución de los poros de las muestras en estudio, la correlación de Honarpour es un ajuste a muestras de otros campos que pudieran tener características distintas.

## CONCLUSIONES.

La combinación de los perfiles de saturación de agua generados a partir de los registros geofísicos de pozos en combinación con los resultados de presión capilar obtenidos en laboratorio es básica para la adecuada definición tanto de las curvas de presión capilar representativas de la distribución inicial de fluidos así como del rango de saturación de agua irreductible de cada formación.

Los datos de presión capilar son obtenidos de muestras de roca de las formaciones productoras siendo así representativos de la porosidad, permeabilidad y del tamaño de las gargantas de poros y pueden correlacionarse con la información de los perfiles de saturación de agua generados con los registros geofísicos de pozos como se mostró en este trabajo. Las curvas de permeabilidades relativas dependen de las variables mencionadas por lo que el estudio de las técnicas de cálculo de las permeabilidades relativas a partir de presiones capilares puede aportar resultados aplicables a los trabajos de Ingeniería de Yacimientos.

En el caso de no contar con mediciones directas de las curvas de permeabilidades relativas agua-aceite, las correlaciones y modelos vistos en este trabajo pueden ser de utilidad para calcularlas. Los modelos desarrollados para calcular las permeabilidades relativas son una herramienta que tiene gran importancia debido a los pocos trabajos de laboratorio que son realizados para tal fin. Para aplicar los modelos se requiere conocer los criterios en los que se basan, los datos necesarios para su utilización correcta así como de los resultados que pueden ser obtenidos con cada uno de ellos.

Los valores de saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ) y saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ) son datos necesarios y comunes a las correlaciones para el cálculo de las permeabilidades relativas, por lo que para su aplicación debe contarse con valores representativos de  $S_{wi}$  y  $S_{or}$  de las formaciones de interés.

La correlación de Honarpour presenta una mayor flexibilidad para el cálculo de la permeabilidad relativa ya que además de contemplar la mojabilidad de la roca hace una distinción entre el tipo de roca; sin embargo, debe tomarse en cuenta que las muestras utilizadas para ajustar dicha correlación podrían tener diferentes arreglos de la distribución del tamaño de los poros que el de las formaciones de interés en la que se estuviera aplicando, lo que representaría una diferencia entre las permeabilidades relativas calculadas y aquellas que representen de una mejor manera el movimiento de fluidos en la formación.

En este trabajo se observa que la correlación de Honarpour es más sensible tanto a la mojabilidad y a los valores de  $S_{wi}$  y  $S_{or}$  en comparación con la correlación de presión capilar.

## RECOMENDACIONES.

En los programas de análisis a núcleos de rocas de yacimiento petroleros deben incluirse pruebas de laboratorio de petrofísica básica y estudios especiales. En los estudios de petrofísica básica los resultados de porosidad y permeabilidad absoluta son importantes ya que como se mostró en este trabajo los perfiles de saturación de fluidos contra profundidad son correlacionados a partir de la información de núcleos y registros geofísicos de pozos en función de las dos propiedades básicas mencionadas.

En los análisis especiales a núcleos es necesario contemplar estudios de mojabilidad de la roca, con lo que se pueden validar los resultados de las curvas de permeabilidades relativas obtenidas en laboratorio o bien para determinar qué tipo de correlación utilizar para el cálculo de las mismas en caso de que no se tengan pruebas de laboratorio.

Para el caso de presión capilar deben realizarse pruebas con el método de inyección de mercurio y convertir los resultados a condiciones de yacimiento para el sistema agua-aceite. Tales pruebas son importantes ya que son utilizadas para describir la distribución de las gargantas de los poros. También es recomendable contar con pruebas de presión capilar realizadas con fluidos a condiciones del yacimiento, estos resultados son más representativos ya que a diferencia de las curvas de inyección de mercurio no se tienen diferencias al hacer el cambio de sistemas, la desventaja de estas pruebas es que no es posible tener una distribución de las gargantas de poro. En ambos casos, los resultados deben correlacionarse con la información de los registros geofísicos de pozos para seleccionar las curvas más representativas del yacimiento.

Es muy importante contar con pruebas de desplazamiento para determinar las curvas de permeabilidades relativas en el sistema agua-aceite ya que, además de utilizarse en los cálculos de los gastos de fluidos, son un medio para estimar los valores de saturaciones de agua irreducible y de aceite residual.

Si no se dispone de pruebas de permeabilidades relativas al agua y al aceite realizadas en muestras de roca del yacimiento en estudio, se recomienda en principio utilizar alguna correlación o modelo presentado en este trabajo. Es necesario hacer la apropiada selección tomando en cuenta las características petrofísicas del yacimiento y los fundamentos de los métodos propuestos en la literatura técnica disponible.



## NOMENCLATURA

- A =peso atómico.
- A =área de la sección transversal (cm<sup>2</sup>)
- A<sub>T</sub> =tensión de adhesión (dinas/cm).
- B<sub>g</sub> =factor de volumen del gas (ft<sup>3</sup> @ c.y. / ft<sup>3</sup> @ estándar.)
- B<sub>o</sub> =factor de volumen del aceite (BI@ c.y. / BI @ estándar.)
- Δγ =diferencia de las gravedades específicas o densidad relativa del agua menos la del aceite
- δ<sub>o</sub> =relación de desplazamiento por aceite(adimensional)
- Δp =diferencia de presión (Atmosferas)
- Δt =tiempo de tránsito (micro segundos/pies)
- Δt<sub>f</sub> =tiempo de tránsito en el fluido (micro segundos/pie)
- Δt<sub>m</sub> =tiempo de tránsito en la matriz (micro segundos/pie)
- Δt<sub>sh</sub> =tiempo de tránsito en la arcilla (micro segundos/pie).
- δ<sub>w</sub> =relación de desplazamientos por agua (adimensional)
- D<sub>100% agua</sub> =profundidad a la cual se tiene saturación de agua del 100% (ft)
- E =voltaje(volts)
- f<sub>o</sub> =flujo fraccional de aceite (fracción) .
- F<sub>R</sub> =factor de resistividad de la formación (adimensional).
- G<sub>ic</sub> =gas acumulativo inyectado expresado a la presión Pi
- (G<sub>i</sub>)<sub>pV</sub> =gas acumulativo inyectado expresado en volumen de poro
- g =aceleración de la gravedad (cm/s<sup>2</sup>)
- h =altura (cm)
- I =corriente (Amperes)
- I<sub>R</sub> =índice de resistividad de la formación.
- J(Sw) =función de Leverett (adimensional)
- k =permeabilidad absoluta(md)
- k<sub>a</sub> =permeabilidad al aire (md)
- k<sup>o</sup><sub>rd</sub> =permeabilidad relativa a la fase desplazante a la saturación de aceite residual (fracción)
- k<sub>rd</sub> =permeabilidad relativa a la fase desplazante(fracción)
- k<sub>rg</sub> =permeabilidad relativa al gas, sistema aceite y gas(fracción)
- k<sub>rg</sub> =permeabilidad relativa al gas.(fracción)
- k<sub>rg(sor)</sub> =permeabilidad relativa al gas a saturación de aceite residual(fracción)
- k<sub>mwt</sub> =permeabilidad relativa a la fase no mojante (fracción)

## NOMENCLATURA

---

- $k_{ro}^0$  =permeabilidad relativa al aceite a una saturación no movible de la fase desplazante (fracción)  
 $k_{ro}$  =permeabilidad relativa al aceite.(fracción)  
 $k_{rog}$  =permeabilidad relativa al aceite, sistemas aceite y gas(fracción)  
 $k_{row}$  =permeabilidad relativa al aceite, sistema agua y aceite(fracción)  
 $k_{rw}$  =permeabilidad relativa al agua, sistema agua y aceite(fracción)  
 $k_{rwt}$  =permeabilidad relativa a la fase mojante.(fracción)  
 $k_{rwt(max)}$  =límite superior para la permeabilidad relativa de la fase mojante  
 $k_{rwt(min)}$  =límite inferior para la permeabilidad relativa de la fase mojante  
 $L$  =longitud (cm)  
 $L_a$  =longitud real del patrón de flujo (cm)  
 $\lambda$  =factor de litología (adimensional)  
 $LA\Phi$  =volumen de poro total de la muestra ( $cm^3$ ).  
 $m$  =factor de cementación (adimensional)  
 $M$  =peso molecular.  
 $\mu$  =viscosidad (cp)  
 $\mu_g$  =viscosidad del gas (cp).  
 $\mu_o$  =viscosidad del aceite (cp).  
 $n$  =exponente de saturación  
 $n$  =parámetro de forma de las curvas de permeabilidad relativa, se considera 1 para yacimientos fracturados.  
 $N.$  =conteo de neutrones.  
 $N_w$  =número de mojabilidad (adimensional)  
 $P_b$  =presión de entrada en la ecuación de Corey  
 $P_c$  =presión capilar (psia)  
 $P_{cL}$  =presión capilar a condiciones de laboratorio (psia)  
 $P_{cR}$  =presión capilar a condiciones de yacimiento (psia)  
 $\Phi$  =porosidad(fracción)  
 $P_i$  =presión de inyección.  
 $P_o$  =presión de salida.  
 $P_o$  =presión en el aceite (psia)  
 $P_t$  =presión de desplazamiento o de garganta (psi)  
 $P_{Toa}$  =presión de garganta cuando el aire entra a la muestra saturada con aceite (psi).  
 $P_{Two}$  =presión de garganta cuando el aceite entra en la muestra saturada con agua (psi).  
 $P_w$  =presión en el agua (psia)  
 $q$  =gasto ( $cm^3/seg$ )

## NOMENCLATURA

---

- $Q_g$  =gasto de gas (ft<sup>3</sup>/d).
- $Q_o$  =gasto de aceite (bl/d).
- $r$  =radio (cm)
- $\rho$  =densidad (gr/cm<sup>3</sup>)
- $R_o$  =resistividad de la zona saturada 100% de agua. (Ohm-metro)
- $\rho_o$  =densidad del aceite (gr/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_a$  =densidad aparente (gr/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_b$  =densidad total (gr/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_e$  =densidad del electrón (gr/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_f$  =densidad del fluido (gr/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_m$  =densidad de la matriz (gr/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_w$  =densidad del agua (gr/cm<sup>3</sup>)
- $R_p$  =relación de gas-aceite producido (ft<sup>3</sup> de aceite estándar / bl @c. estándar).
- $R_s$  = relación de gas en solución (ft<sup>3</sup> de aceite estándar / bl @c. estándar).
- $R_t$  = resistividad de la formación conteniendo hidrocarburos y agua de formación.
- $r_w$  =resistencia de la salmuera(ohm)
- $R_w$  =resistividad del agua de formación (Ohm-metro)
- $S^*$  =saturación normalizada (fracción)
- $S_d$  =saturación de la fase desplazante (fracción).
- $S_{de}$  =saturación no móvil de la fase desplazante (fracción).
- $S_e$  =saturación de equilibrio para la fase no mojante (fracción)
- $S_g$  =saturación de gas (fracción)
- $S_{gc}$  =saturación de gas critica (fracción)
- $\sigma_L$  =tensión interfacial de los fluidos en el laboratorio(dinas/cm)
- $\sigma_{oa}$  =tensión interfacial aire-aceite(dinas/cm)
- $\sigma_R$  =tensión interfacial de los fluidos en el yacimiento(dinas/cm)
- $\sigma_{so}$  =tensión interfacial entre el sólido y la fase ligera. (dinas/cm)
- $\sigma_{sw}$  =tensión interfacial entre el sólido y la fase ligera. (dinas/cm)
- $\sigma_{wo}$  =tensión interfacial agua-aceite(dinas/cm)
- $\sigma_{wo}$  = tensión interfacial entre los fluidos (dinas/cm).
- $S_L$  =saturación de líquido (fracción)
- $S_{LR}$  =saturación de líquido residual (fracción)
- $S_m$  =saturación irreductible de la fase mojante de una curva de presión capilar por drene(fracción)

- $S_o$  =saturación de aceite(fracción)  
 $S_{oe}$  =saturación efectiva de aceite(fracción)  
 $S_{or}$  =saturación de aceite residual (fracción).  
 $S_{org}$  =saturación de aceite residual en presencia de gas( fracción)  
 $S_{orw}$  =saturación de aceite residual en presencia de agua (fracción)  
 $S_w$  =saturación de agua (fracción)  
 $S_W$  =saturación de agua(fracción)  
 $S_{wi}$  =saturación de agua irreductible( fracción)  
 $S_{wt}$  = saturación de la fase mojante para la cual se evalúa la permeabilidad relativa (fracción).  
 $\lambda$  =tortuosidad (adimensional)  
 $\lambda_{rwt}$  =tortuosidad relativa de la fase mojante  
 $\theta_{wo}$  =ángulo entre el agua y el aceite.  
 $V$  =velocidad de la onda compresional (micro segundos/pie).  
 $V_{osp}$  =volumen de aceite desplazado espontáneamente ( $cm^3$ ).  
 $V_{ot}$  =volumen total de aceite desplazado ( $cm^3$ ).  
 $V_{wsp}$  =volumen de agua desplazada espontáneamente ( $cm^3$ ).  
 $V_{wt}$  =volumen total de agua desplazada ( $cm^3$ ).  
 $W$  =índice de mojabilidad USBM (adimensional)  
 $Z$  =número atómico

**Subíndices.**

- $S_o$ = Sólido-aceite.  
 $S_w$ =Sólido-agua.  
 $W_o$ = Agua-aceite.  
 $W_t$ =mojante a  
 $w$ = agua.  
 $w_c$ = solución salina en "n" capilares.  
 $n$ = número de tubos capilares.  
 $Sh$ = arcilla.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1) Amyx J.: "**Petroleum Reservoir Engineering**", Mc Graw-Hill, New York City, 1960.
- 2) Bateman, Richard: "**Open-Hole log analysis and formation evaluation**", Library of Congress Cataloging in Publication Data. 1940.
- 3) Burdine, N.T., "**Cálculos de permeabilidad relativa a partir de datos de distribución del tamaño de poro**", Trans. AIME, 198,71,1953.
- 4) Boatman, E.M., "**Una investigación experimental de algunas relaciones de conductividad y permeabilidades relativas**". M.S. thesis, University of Texas, Austin, 1961.
- 5) Brooks, R.H. and Corey, A.T., "**Propiedades hidráulicas del medio poroso**", Hydrology papers, No. 3 Colorado State University. Ft. Collins., Colo., 1964.
- 6) Brooks, R.H. and Corey, A.T., "**Propiedades del medio poroso que afectan el flujo de fluidos**", Hydrology papers, No. 3 Colorado State University. Ft. Collins., Colo., 1964.
- 7) Corey, A. T., "**La inter-relación entre las permeabilidades relativas al gas y al aceite**", Prod. Mon.,19,38,1954.
- 8) Corey, A.T. and Rathjens, C.H., "**Efectos de la estratificación sobre la permeabilidad relativa**". Trans. AIME, 207, 358, 1956.
- 9) Ekwere, J.: "**Petrophysics**", Department of Petroleum & Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin.
- 10) Fatt, I. and Dykstra, H., "**Estudio de la permeabilidad relativa**", Trans. AIME 192, 249,1951.
- 11) Gates, J.I. and Leitz, W.J., "**Permeabilidades relativas de muestras de California obtenidas mediante el método de presión capilar**". API, Mayo de1950,286.
- 12) Hirasaki, G.J., "**Estimación de parámetros del yacimiento por ajuste histórico del desplazamiento de aceite por agua o gas**" Paper 4283, society Petroleum Engineers, Dallas, Tex., 1975.

- 13) Honarpour, M. Koederitz, L. Harvey, Herbert: "**Relative Permeability of Petroleum Reservoirs**". CRC Press, Inc. Boca Raton Florida.
- 14) Honarpour, M.M. Koederitz, L.F. and Harvey, A. Herbert., "**Ecuaciones empíricas para estimar las permeabilidades relativas de dos fases en rocas consolidadas**", Trans. AIME, 273, 2905,1982.
- 15) Johnson, C.E., Jr. "**Determinación grafica de la constante en la ecuación de Corey para la relación de permeabilidades relativas gas-aceite**". J.Pet, Technol., 10, 1111, 1968.
- 16) Knopp, C.R. "**Relaciones de permeabilidad relativa gas-aceite a partir de datos de laboratorio**" J.Pet. Technol., 9, 1111, 1965.
- 17) Land, C.S, "**Cálculo de la permeabilidad relativa de imbibición para flujo de dos y tres fases a partir de propiedades de la roca**", Soc. Pet. Eng. J., 6,149.1968.
- 18) Naar, J. and Henderson, J.H., "**Un modelo de imbibición, su aplicación al comportamiento de flujo y predicción de la recuperación de aceite**", Trans. AIME. 222, 61. 1961.
- 19) Naar, J. and Wygal, R.J., "**Permeabilidad relativa de imbibición en sistemas de tres fases**" Trans. AIME, 222, 254, 1961.
- 20) Pirson, S.J., Boatman, E.M., and Nettle, R.L., "**Predicción de las permeabilidades relativas de yacimientos con rocas intergranulares a partir de mediciones de resistividad eléctrica**", Trans. AIME, 231, 564, 1964.
- 21) Purcell, W.R., "**Presiones capilares, su medición usando mercurio y el cálculo de la permeabilidad**", Trans. AIME, 186, 39, 1949.
- 22) Rapoport, L.A. and Leas, W.J., "**Permeabilidades relativas al liquido en sistemas gas-líquido**".Trans. AIME, 192,83,1951.
- 23) Rose, W.D. and Bruce, W.A, "**Evaluación de la capilaridad en yacimientos petroleros**", Trans. AIME, 186, 127, 1949.
- 24) Rose, W. and Wyllie, M.R.J., "**Descripción teórica de la permeabilidad relativa de un líquido mojante**". Trans. AIME 186,329,1949.
- 25) Rodríguez, de la Garza F.,Teyssier, Salazar, J.: "**Permeabilidades relativas en función de la presión capilar y las saturaciones efectivas**", Ingeniería Petrolera. 1974.

## BIBLIOGRAFÍA

---

---

- 26) Tiab, Djebbar. and Donaldson, E.: "**Petrophysics**", Gulf Professional Publishing, New York City, 2004.
- 27) Torcaso, M.A and Wyllie, M.R.J., "Una comparación de la relación de permeabilidades relativas al gas y al aceite con datos de campo". J. Pet. Technol., 6, 57, 1958.
- 28) Thornton, O.F., "**Evaluación de la permeabilidad relativa**", Trans. AIME, 186, 328, 1949.
- 29) Timmerman, E.H: "**Practical Reservoir Engineering**", Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma. 1982.
- 30) Wahl, W.L., Mullins, L.D., and Elfrick, E.B., "**Estimación de la recuperación de yacimientos con empuje por gas en solución**". Trans. AIME, 213, 132, 1958.
- 31) Wyllie, M.R.J., "**Relación entre la permeabilidad relativa a la fase mojante y no mojante**", Trans. AIME, 192, 83, 1981.
- 32) Wyllie, M.R.J. and Sprangler, M.B., "**Aplicación de mediciones de resistividad eléctrica a problemas de flujo de fluidos en medios porosos**", Bull. AAPG, 36, 359, 1952.
- 33) Wyllie, M.R.J. and Gardner, G.H.F, "**La ecuación generalizada de Kozeny-Carmen, su aplicación a problemas de flujo multifásico en medios porosos**", World Oil, 146, 121, 1958.
- 34) Wyllie, M.R.J. and Rose, W.D, "**Algunas consideraciones teóricas relacionadas a la evaluación cuantitativa de características físicas de la roca del yacimiento a partir de datos de registros eléctricos**", World Oil, 146, 121, 1958.

## LISTA DE FIGURAS.

No	Figura	Página
2.1	Variables involucradas en el fenómeno de mojabilidad	4
2.2	Esquema que muestra la mojabilidad en una roca.	5
2.3	Mojabilidad por agua y por mercurio en tubos capilares.	6
2.4	Gráfica de permeabilidad contra presión de garganta de poro para muestras de núcleo	7
2.5	Resultados de una prueba Amott-Harvey para determinar mojabilidad	10
2.6	Resultados de una prueba de USBM para determinar mojabilidad.	12
2.7	Permeabilidades relativas para una roca mojada por agua	13
2.8	Permeabilidades relativas para una roca mojada por aceite.	14
2.9	Elevación de agua en un tubo capilar debido a las fuerzas de adhesión.	17
2.10	Esquema de la relación que existe entre el fluido mojante (agua) y el no mojante (aceite) y los granos de roca.	20
2.11	Presión capilar en función de la saturación del fluido en un poro no uniforme. Mismo poro, mismo ángulo, diferente saturación de fluido.	21
2.12	Relación entre la presión capilar y la historia de saturación.	22
2.13	Diagrama del aparato para la cuantificación de la presión capilar por el método de diafragma.	23
2.14	Diagrama del porta muestras y fotografía del aparato para la determinación de la presión capilar por el método de la centrifuga.	24
2.15	Diagrama del aparato para la determinación de la presión capilar por el método dinámico.	25
2.16	Diagrama del aparato para la determinación de la presión capilar por el método de inyección de mercurio.	26
2.17	Esquema que muestra el nivel libre de agua y otros niveles de saturación de agua.	28
2.18	Resultados de los experimentos de Leverett.	29
2.19	Forma típica de la curva de Leverett.	31
2.20	Gráfica que relaciona los resultados de presión capilar con la permeabilidad y la saturación de agua de las muestras.	32
2.21	Gráfica que relaciona la permeabilidad, presión capilar y altura sobre el contacto libre de agua.	33
2.22	Forma de las curvas de permeabilidades relativas.Caso A Drene. Caso B Imbibición	36
2.23	Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas.	42
2.24	Efecto de la historia de saturación sobre las permeabilidades relativas.	43



## LISTA DE FIGURAS

---

---

No	Figura	Página
2.25	Comparación entre las permeabilidades relativas con presión de sobrecarga y sin ella.	44
2.26	Efecto de la geometría y la distribución de los poros sobre la permeabilidad relativa en muestras de distintas rocas. (1) Tubo capilar, (2) Dolomía, (3) Arenas no consolidadas, (4) Arenas consolidadas.	45
2.27	Efecto de la saturación congénita de agua sobre la relación de permeabilidades relativas gas-aceite.	46
3.1	Presentación común de un registro de densidad.	51
3.2	Carta para determinar la velocidad sónica del fluido a partir de temperatura, salinidad del agua y presión.	53
3.3	Presentación típica de un registro sísmico.	55
3.4	Presentación típica de un registro neutrón.	57
3.5	Comparación de la porosidad obtenida de un registro de densidad y de un registro neutrón.	58
3.6	Gráfica del índice de resistividad contra saturación de agua. La pendiente es $-n$	65
3.7	Registro eléctrico, curvas de resistividades normal y lateral y curva de SP.	66
3.8	Electrodos en un registro eléctrico. (A) curva normal, (B) curva lateral.	67
3.9	Fenómeno de inducción electromagnética en un registro de inducción.	68
3.10	Presentación de un registro de inducción.	69
3.11	Presentación de un registro de doble inducción laterolog.	70
3.12	Arreglo de electrodos en corriente enfocada de guardia y laterolog.	71
3.13	Presentación de un registro de guardia.	72
3.14	Herramientas del registro de micro resistividad.	73
5.1	Diferencia entre los datos de presión capilar en el sistema mercurio-aire a condiciones de laboratorio y de presión capilar en el sistema aceite-agua a condiciones de yacimiento.	104
5.2	Curvas de presión capilar a condiciones de yacimiento correspondientes a las muestras del Núcleo 1 del Pozo1.	105
5.3	Relación entre la porosidad y la permeabilidad correspondiente a las muestras del Núcleo1 del Pozo1.	107
5.4	Curvas de presión capilar correspondientes a las muestras del Núcleo 1 del Pozo 1 que pueden favorecer la producción de fluidos.	108
5.5	Perfil de saturación de agua del Pozo1.	109
5.6	Perfil de saturación de agua del Pozo1 para porosidades entre 0.07 y 0.13; se ubica la profundidad a la que se cortó el Núcleo1.	110
5.7	Muestras del Núcleo 1 con porosidades dentro del rango de 0.07 a 0.13	111

## LISTA DE FIGURAS

---

---

No	Figura	Página
5.8	Perfil de saturación de agua para una porosidad de 8%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con interpretación de registros geofísicos de pozo.	112
5.9	Perfil de saturación de agua para porosidad de 13%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con la interpretación de registros geofísicos de pozo.	113
5.10	Perfil de saturación de agua para porosidad de 9%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con interpretación de registros geofísicos de pozo.	114
5.11	Perfil de saturación de agua para porosidad de 7.5%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con la interpretación de registros geofísicos de pozo.	115
5.12	Perfil de saturación de agua para porosidad de 13%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con interpretación de registros geofísicos de pozo.	116
5.13	Perfil de saturación de agua para porosidad de 9%. La curva se obtuvo con datos de presión capilar y los puntos con interpretación de registros geofísicos de pozo.	117
5.14	Curvas de permeabilidades relativas, $S_{wi}= 5\%$ , $S_{or}=15$ y $20\%$	118
5.15	Curva ajustada ( $\Delta$ ) a los puntos de saturación de agua obtenidos de los registros geofísicos del Pozo 1.	119
5.16	Curvas de permeabilidades relativas $S_{wi}= 10\%$ , $S_{or}=15$ y $20\%$	120
5.17	Comparación entre las curvas de permeabilidades relativas calculadas mediante la correlación de Rodríguez-Teyssier ( $\Delta$ ) y Honarpour ( $\Delta$ ) para $S_{or}=0.15$	121
5.18	Comparación entre las curvas de permeabilidades relativas calculadas mediante la correlación de Rodríguez-Teyssier ( $\Delta$ ) y Honarpour ( $\Delta$ ) para $S_{or}=0.20$	122

## LISTA DE TABLAS.

No	Tabla	Página
2.1	Criterios para identificar la mojabilidad de un sistema roca-fluidos a partir de las curvas de permeabilidad relativa	15
3.1	Propiedades atómicas de elementos comunes en las formaciones productoras de hidrocarburos.	48
3.2	Densidades de rocas y fluidos.	50
3.3	Velocidades del sonido y tiempo de tránsito en formaciones y fluidos comunes en yacimientos petroleros	54
3.4	Resumen de las herramientas para medir resistividad de las formaciones en pozos petroleros.	74
4.1	Permeabilidades relativas gas-aceite ( para un ciclo de drene relativo al aceite)	91
4.2	Permeabilidades relativas agua-aceite (para un ciclo de drene relativo al agua)	91
4.3	Ecuaciones para la predicción de las permeabilidades relativas en arenas y conglomerados.	99
4.4	Ecuaciones para la predicción de las permeabilidades relativas en calizas y dolomías.	100
5.1	Información disponible de las muestras del Núcleo 1 del Pozo1 y que cuentan con datos de presión capilar	103
5.2	Propiedades petrofísicas de las muestras del Núcleo 1 obtenidas de análisis de petrofísica básica y de pruebas de inyección de mercurio.	106