

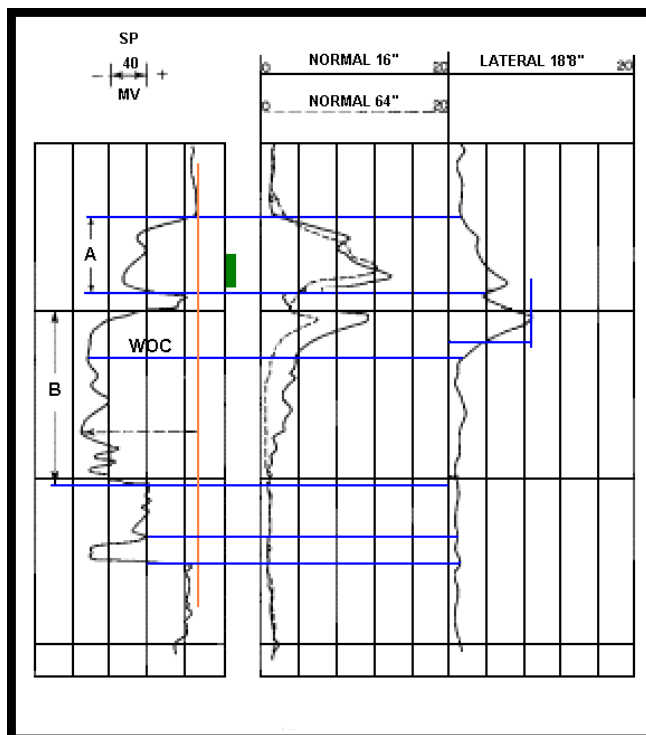
## **CAPITULO II**

# **DESCRIPCION DEL RESERVORIO**





GRAFICO N° 1



### EJEMPLO

Calcular el espesor neto productivo y la relación neta/bruta, para un pozo que tiene datos disponibles de análisis de núcleos como se muestra a continuación.

Considere que para este reservorio, los límites establecidos consideran que las capas deben tener una porosidad mayor que 4%, permeabilidad mayor que 5 md y una saturación de agua menor a 60 %.

Intervalo (pies-ss)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Sat. de agua (%)
2,022-2,030	8.3	63	32
2,030-2,036	5.4	41	38
2,036-2,040	5.2	2	34
2,040-2,052	3.6	12	44
2,052-2,065	8.8	35	66

## Solución

Intervalo (pies-ss)	Espesor Neto	Espesor Neto (pies)
2,022-2,030	Sí	8
2,030-2,036	Sí	6
2,036-2,040	No	0
2,040-2,052	No	0
2,052-2,065	No	0

Espesor Neto = 14 pies

Espesor bruto = 43 pies (2,022-2,065 = 43 pies)

Relación Neto/Bruto =  $14/43 = 0.33$

## EJEMPLO

Los siguientes datos fueron determinados sobre la base de interpretación de perfiles eléctricos, mapas y análisis de núcleos obtenidas para un reservorio dado.

Pozo	H, pies	A, acres	$\phi$ prom / pozo
1	15	21	28
2	25	20	22
3	28	25	24
4	16	22	28
5	9	28	25
6	24	19	18
7	18	15	27
<b>TOTAL</b>	<b>135</b>	<b>150</b>	<b>172</b>

Encontrar:

- La porosidad promedia para el reservorio, ponderada por el espesor, área, volumen y aritméticamente.
- Espesor neto promedio ponderado por el área.
- Volumen poroso para el reservorio.

**Solución**

$$\phi_{prom} = \frac{\Sigma \phi_{prom-pozo}}{N^{\circ} pozos} = \frac{(28 + 22 + 24 + 28 + 25 + 18 + 27)}{7} = 24.6\%$$

$$\phi_{prom-h} = \frac{\Sigma \phi_i \cdot h_i}{\Sigma h_i} = \frac{(15)(28) + (25)(22) + (28)(24) + (16)(28) + (9)(25) + (24)(18) + (18)(27)}{15 + 25 + 28 + 16 + 9 + 24 + 18}$$

$$\phi_{prom-h} = \frac{\Sigma \phi_i \cdot h_i}{\Sigma h_i} = 24.0\%$$

$$\phi_{prom-A} = \frac{\Sigma \phi_i \cdot A_i}{\Sigma A_i} = \frac{(21)(28) + (20)(22) + (25)(24) + (22)(28) + (28)(25) + (19)(18) + (15)(27)}{21 + 20 + 25 + 22 + 28 + 19 + 15}$$

$$\phi_{prom-A} = \frac{\Sigma \phi_i \cdot A_i}{\Sigma A_i} = 24.6\%$$

$$\phi_{prom-V} = \frac{\Sigma \phi_i \cdot A_i \cdot h_i}{\Sigma A_i \cdot h_i}$$

$$= \frac{(15)(21)(28) + (25)(20)(22) + (28)(25)(24) + (16)(22)(28) + (9)(28)(25) + (24)(19)(18) + (18)(15)(27)}{(15)(21) + (25)(20) + (28)(25) + (16)(22) + (9)(28) + (24)(19) + (18)(15)}$$

$$\phi_{prom-V} = \frac{\Sigma \phi_i \cdot A_i \cdot h_i}{\Sigma A_i \cdot h_i} = 24.0\%$$

$$H_{meta-A} = \frac{\Sigma A_i \cdot h_i}{\Sigma A_i} = \frac{(21)(15) + (20)(25) + (25)(28) + (22)(16) + (28)(9) + (19)(24) + (15)(18)}{21 + 20 + 25 + 22 + 28 + 19 + 15}$$

$$H_{\text{neto-A}} = \frac{\sum A_i \cdot h_i}{\sum A_i} = 24 \text{ pies}$$

Volumen poroso = 7,758 (bl/acre-pie)  $\sum \phi_i A_i h_i$

$$= 7,758 [(15)(21)(28) + (25)(20)(22) + (28)(25)(24) + (16)(22)(28) + (9)(28)(25) + (24)(19)(18) + (18)(15)(27)] = 7758 \times 68274 / 100 = 5'300,000 \text{ bbl.}$$

El factor de 100, convierte los porcentajes de porosidad a fracción.

## POROSIDAD

La porosidad constituye una parte de la roca, y representa al espacio vacío. La porosidad absoluta se define como el ratio del volumen vacío (espacio poroso interconectado y aislado) al volumen bruto de la roca y se puede representar por la siguiente ecuación:

$$\phi_a = \frac{Vp_{(i-a)}}{Vb}$$

La porosidad efectiva implica el ratio del volumen vacío (solo interconectado) al volumen bruto de la roca y se puede representar por la siguiente ecuación:

$$\phi_a = \frac{Vp_{(i)}}{Vb}$$

La porosidad efectiva depende de varios factores tal como el tipo de roca, heterogeneidad del tamaño del grano, empaque de los granos, cementación, tipo y contenido de arcilla, volumen de hidratación, etc.

La porosidad es un parámetro estático, a diferencia de la permeabilidad que tiene relación con el movimiento de los fluidos en el medio poroso (permeabilidad relativa). Este parámetro estático, se define localmente como un promedio sobre la base de un volumen de un elemento representativo del medio poroso en estudio.

Se pueden distinguir los siguientes tipos de porosidad:

- (1) Porosidad intergranular,
- (2) Porosidad de fractura,
- (3) Micro-Porosidad,
- (4) Porosidad Vugular,

Cuando el medio poroso contiene poros intergranulares y fracturas, se le denomina "Doble porosidad" o "Fracturado naturalmente".

Asimismo, si los poros son susceptibles de cambios mecánicos, se puede distinguir entre medio poroso consolidado y medio poroso no consolidado. Un medio poroso consolidado significa que los granos de la roca han sido suficientemente compactados y que son mantenidos juntos por material cementante.

La porosidad es una propiedad estadística que depende del volumen de roca tomado en consideración. Si el volumen seleccionado es muy pequeño, la porosidad calculada puede desviarse del verdadero valor estadístico promedio, por lo que se puede decir que solo un volumen lo suficientemente grande (un volumen representativo) resultará en un promedio estadístico correcto y representativo.

La porosidad puede ser estimada de núcleos y de perfiles tal como se resume:

<b>NUCLEOS</b>	<b>PERFILES</b>
Convencional	Factor de Resistividad de Formación (F)
De Pared (SWC)	Microresistividad (del cual se obtiene F)
	Gamma – Neutrón
	Gamma – Densidad
	Acústico (Sónico)

## PERMEABILIDAD

La permeabilidad de la roca reservorio es una propiedad del medio poroso que cuantifica la capacidad de un material para transmitir fluidos (en otras palabras es una medida de la conductividad de un medio poroso para un fluido). La permeabilidad esta referida a su capacidad de permitir el flujo de fluidos a través del sistema de poros interconectados. La permeabilidad académicamente definida es un tensor, debido a que la resistencia al flujo de fluidos varía dependiendo de la dirección del flujo, sin embargo, para efectos prácticos se le da un tratamiento como si fuera un escalar.

La permeabilidad absoluta es una propiedad solo de la roca, mientras que la permeabilidad efectiva es una propiedad de la roca y los fluidos presentes en la roca. Generalmente, la permeabilidad usada en la industria del petróleo es una constante en la ecuación de Darcy (toma en cuenta la tasa de flujo, gradiente de presión y propiedades del flujo). En este sentido y por definición, una medida directa de la permeabilidad requiere un proceso dinámico de flujo.

Si se considera que no existen poros interconectados en una roca, esta sería impermeable, por lo que puede afirmarse que existe cierta correlación entre la permeabilidad y la porosidad efectiva, y por lo tanto, todos los factores que afectan a la porosidad afectarán igualmente a la permeabilidad. En este sentido, y considerando que la medida de la permeabilidad es dificultosa de obtener, se utiliza la porosidad correlacionada a la permeabilidad para obtener la permeabilidad entre pozos.

Generalmente, los registros de pozos han sido usados para estimar la permeabilidad vía correlaciones con la porosidad. Las correlaciones utilizan la data de porosidad generada por análisis de núcleos y se transforma a permeabilidad. Estas correlaciones son de naturaleza semi-log en una forma general de  $y = m \cdot x + b$ .

Otra correlación utilizada para estimar la permeabilidad efectiva es la que incorpora la saturación irreducible de agua a partir de los perfiles de resistividad y la ecuación de Archie.

Se requiere una medida exacta de la permeabilidad ya que es un parámetro clave que controla estrategias de completación de pozos, producción de fluidos y manejo de reservorios.

### **Correlación permeabilidad – porosidad**

Un concepto que busca la relación entre porosidad y permeabilidad es la ecuación:

$$\log(k) = m \cdot \phi + a$$

o

$$k = A \cdot 10^{m \cdot \phi}$$

Para lo cual se requiere estimar los parámetros  $m$ ,  $a$  y  $A$ . Desde el punto de vista matemático, las ecuaciones son iguales. Para la primera ecuación, encontrar “ $m$ ” y “ $a$ ” es un problema lineal y se resuelve fácilmente con un algoritmo de mínimos cuadrados. Para la segunda ecuación, encontrar “ $m$ ” y “ $A$ ” es un problema no lineal. Ya que nuestro interés es hallar “ $k$ ” y no  $\text{Log}(k)$ , es que se utiliza el método no lineal.

### Trabajos de Timur

El año 1968, Timur presentó una relación para estimar la permeabilidad de areniscas a partir de la medida de porosidad y saturación irreducible de agua ( $S_{wi}$ )

Para establecer la relación, se hicieron pruebas de laboratorio, para la porosidad, permeabilidad y saturación irreducible de agua, para 155 muestras de areniscas de tres diferentes campos petroleros de Norte América. Timur propuso la siguiente relación:

$$k = \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$$

La relación de Timur tiene las siguientes limitaciones:

- (1) Se aplica cuando existe información de saturación irreducible de agua,
- (2) Timur asumió un valor de 1,5 para el factor de cementación “ $m$ ”, lo cual no siempre es universal.

## PERMEABILIDAD RELATIVA

La permeabilidad relativa es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles (petróleo, agua y gas) dentro del medio poroso. Las curvas de permeabilidad relativa es un resultado simple de resultados de laboratorio (experimentales), pero su forma incorpora los parámetros de flujo de fluidos dentro del reservorio y dependen de variables tales como:

- (1) Geometría del sistema poroso,
- (2) Mineralogía de la roca,
- (3) Permeabilidad absoluta y porosidad,
- (4) Preferencia de mojabilidad de la roca,
- (5) Viscosidad de los fluidos,
- (6) Tensión interfacial,
- (7) Tasas de desplazamiento,
- (8) Presión del reservorio,
- (9) Presencia de fases inmóviles o atrapadas,

Considerando que la permeabilidad relativa es un importante factor para determinar el comportamiento del reservorio, es que se requiere una exacta determinación, a fin de poder lograr una buena predicción (pronóstico) y una buena optimización. Existen una serie de correlaciones que nos permiten disponer de datos para llevar a cabo las estimaciones, pero es necesario disponer de medidas experimentales para lograr mejores resultados en las estimaciones.

### **Flujo Multifásico**

El concepto de permeabilidad relativa esta relacionado con la descripción clásica del flujo multifásico en el medio poroso a través de la ecuación de Darcy. La permeabilidad relativa influye en la reducción del flujo de cada fase debido a la mutua interacción de las diferentes fases fluyentes (petróleo, agua y gas).

La Ley de Darcy es una relación empírica que reemplaza (desde el punto de vista macroscópico) a las ecuaciones de conservación de momentum. Para flujo en fase simple, la Ley de Darcy se define como:

$$q = -\frac{k}{\mu}(\nabla p - \rho \cdot g) \quad (1)$$

Donde:

Q = flujo de fluido volumétrico,  
 K = tensor de permeabilidad absoluta correspondiente al medio poroso,  
 $\mu$  = viscosidad dinámica del fluido,  
 p = presión del fluido,  
 $\rho$  = densidad del fluido,  
 g = aceleración gravitacional,

La ecuación (1) es un postulado, para flujo de fluido en fase simple, sobre la base de evidencia experimental. Muskat (1949) extendió la ecuación de Darcy a fin de modelar el flujo multifásico, por lo que la ecuación toma la forma:

$$q_X = -\frac{k \cdot k_{rX}}{\mu_X} (\nabla p_X - \rho_X \cdot g) \quad (2)$$

Donde X = o, g, w.

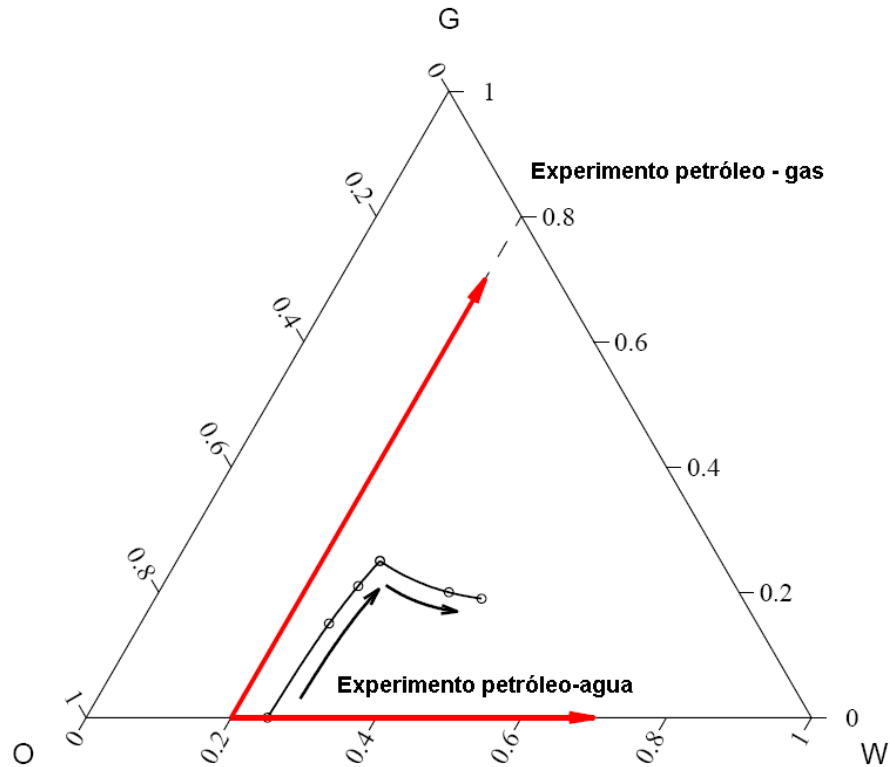
La ecuación (2) puede ser descrita como una ecuación cuasi-lineal, debido a que el flujo de fluidos depende linealmente de las fuerzas de empuje (fuerzas viscosas, capilares y gravedad) y de fuerzas no lineales incluidas en las permeabilidades relativas.

Tradicionalmente, las permeabilidades relativas han sido consideradas como una función de la saturación de los fluidos. Sin embargo, estudios experimentales y teóricos han demostrado que las permeabilidades relativas no pueden ser analizadas y comprendidas si se consideran como función de solo las saturaciones, y que se requiere incorporar dependencias relacionadas a la propiedad de mojabilidad de los fluidos, viscosidades, procesos de desplazamiento (drenaje e imbibición) e historia del desplazamiento (configuración escala-poro de los fluidos).

Debido a que las permeabilidades relativas dependen fuertemente de la historia de saturación y del proceso de desplazamiento, la única fuente confiable para su estimación es a partir de datos de laboratorio. Estos experimentos deben reproducir las condiciones iniciales del reservorio y la secuencia de cambios de saturación esperados en el reservorio. Sin embargo, las medidas de laboratorio de las permeabilidades relativas de tres fases es difícil, costoso y consume mucho tiempo. En este sentido, las permeabilidades relativas de tres fases son más comúnmente estimadas a partir de datos de dos fases.

Es muy importante que las curvas de dos fases, reproduzcan una historia de saturación similar a las permeabilidades relativas de tres fases. Consideremos por ejemplo la dirección de saturación mostrada en la figura siguiente.

**GRAFICO N° 2**  
**ESQUEMA DE HISTORIA DE SATURACION**  
**RESERVORIO DE GAS EN SOLUCION CON POSTERIOR**  
**INYECCION DE AGUA**



En este caso, el experimento para estimar la permeabilidad relativa de tres fases es como sigue:

- (1) Experimento de flujo agua-petróleo, con incrementos en la saturación de agua,
- (2) Experimento de flujo gas-petróleo, a la saturación de agua connata, con incrementos en la saturación de gas.

En ambos casos, se establecen las condiciones iniciales del núcleo, llenando previamente el núcleo con agua y posteriormente inyectando petróleo.

Una suposición usual para el estimado de las permeabilidades relativas de tres fases es que las permeabilidades relativas del agua y el gas solo dependen de sus respectivas saturaciones, mientras que la permeabilidad relativa del petróleo depende de la saturación de agua y del gas.

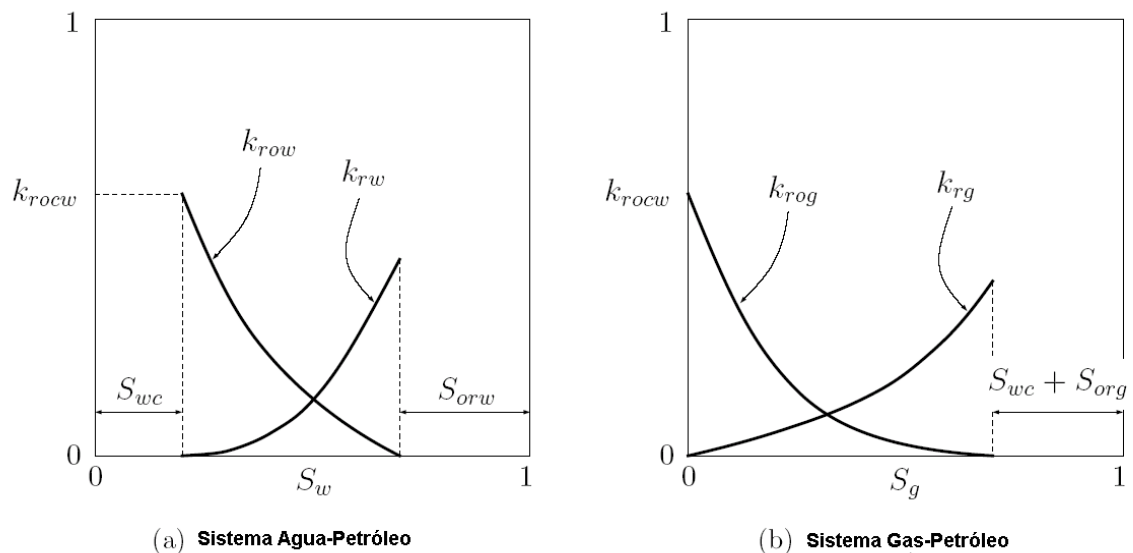
$$K_{rw} = K_{rw}(S_w)$$

$$K_{rg} = K_{rg}(S_g)$$

$$K_{ro} = K_{ro}(S_w, S_g)$$

En este sentido, la permeabilidad relativa al agua se obtiene de un experimento de flujo agua-petróleo y la permeabilidad relativa al gas se obtiene de un experimento de flujo gas-petróleo a condiciones de saturación de agua connata, tal como se observa en el gráfico siguiente.

**GRAFICO N° 3**  
**PERMEABILIDADES RELATIVAS DE DOS FASES**



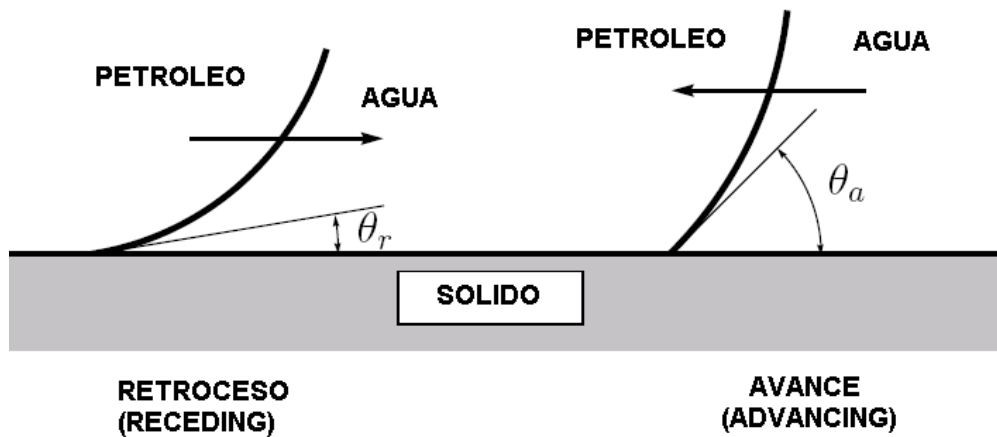
## HISTÉRESIS

La histéresis está referida al concepto de irreversibilidad o dependencia de la trayectoria del flujo. En la teoría de flujo multifásico, la histéresis se presenta en la permeabilidad relativa y presión capilar a través de la dependencia con la trayectoria de saturación. La histéresis tiene dos fuentes de origen:

- (1) Histéresis del ángulo de contacto.- Muchos medios porosos muestran histéresis de ángulo de contacto. El ángulo de contacto de avance (advancing contact angle) referido al desplazamiento de la fase no mojante por la fase mojante denominado imbibición. El ángulo de contacto de retroceso (receding contact angle) referido al retiro de la

fase mojante por invasión de la fase no mojante denominado drenaje. El gráfico siguiente esquematiza lo anterior.

**GRAFICO N° 4**  
**HISTERESIS DEL ANGULO DE CONTACTO**



- (2) Entrampamiento de la fase no mojante.- Durante un proceso de imbibición (incremento de la saturación de la fase mojante), una fracción de la fase no mojante se aísla del flujo de fluidos en la forma de gotas o ganglios. Esta fracción es referida como la saturación entrampada de la fase no mojante, la cual permanecerá inmóvil durante el flujo de fluidos.

El conocimiento de la histéresis es importante en situaciones donde se involucra cambios en la trayectoria del flujo, tal como el proceso denominado inyección de agua alternando con gas (water alternating gas – WAG).

## PRESIÓN CAPILAR

La roca reservorio contiene fases inmiscibles (petróleo, agua y gas) y las fuerzas que mantienen a estos fluidos en equilibrio (entre si y con la roca) son expresiones de fuerzas capilares. Durante el proceso de inyección de agua, pueden actuar junto con las fuerzas friccionales para alterar el flujo de petróleo. Es por lo tanto importante comprender la naturaleza de las fuerzas capilares.

Definición: La presión capilar es la diferencia de presión que existe a lo largo de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles. Si se tiene conocimiento de la mojabilidad, la presión capilar será definida como la diferencia de presión entre las fases no-mojante y mojante (la presión capilar siempre será positiva).

Es decir:

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

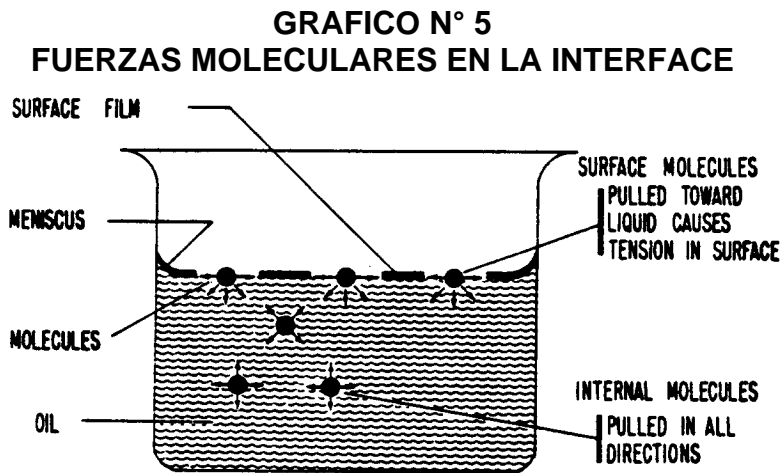
Por lo tanto, para un sistema petróleo-agua (mojable al agua):

$$P_c = P_o - P_w$$

Para un sistema gas – petróleo (mojable al petróleo):

$$P_c = P_g - P_w$$

Origen de la Presión Capilar: La presión capilar es el resultado de la tensión interfacial que existe en la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles. La tensión interfacial es a la vez causada por el desbalance en las fuerzas moleculares de atracción experimentada por las moléculas en la superficie, tal como se muestra.



Para las moléculas del interior:

Fuerzas Netas = 0

Ya que existe la cantidad suficiente de moléculas y un solo fluido.

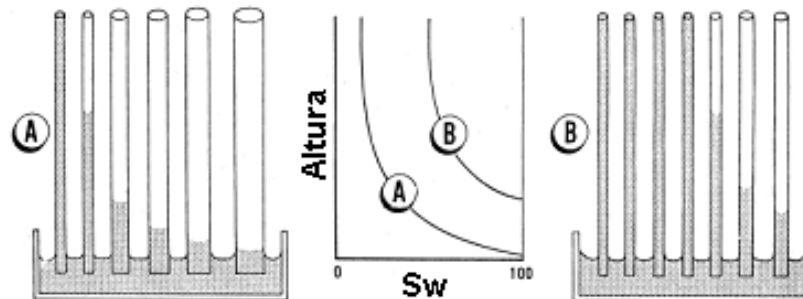
Para las moléculas sobre la superficie:

El resultado neto de fuerzas tiende hacia el interior, causando una tensión tangencial sobre la superficie.

El efecto neto de la tensión interfacial es tratar de minimizar el área interfacial de una manera similar a la tensión en una cinta de elástico. Para balancear estas fuerzas y mantener la interfase en equilibrio, la presión interna a la interfase necesita ser mayor que la presión externa.

La presión capilar es otra de las propiedades cuya medida es de utilidad en la caracterización del reservorio. La presión capilar es la diferencia de presión que tienen dos fluidos inmiscibles en el punto que definen una interfase, siendo que uno de ellos moja la superficie del sólido. La presión capilar es ilustrada por el conocido experimento físico de introducir un tubo delgado en agua, y el agua se eleva dentro del tubo. Si el tubo es más delgado, mayor será la elevación del agua. Este fenómeno es el resultado de la mojabilidad del agua sobre el tubo. El agua se eleva hasta que el peso de la columna de agua se iguala a la fuerza mojannte de la tensión superficial.

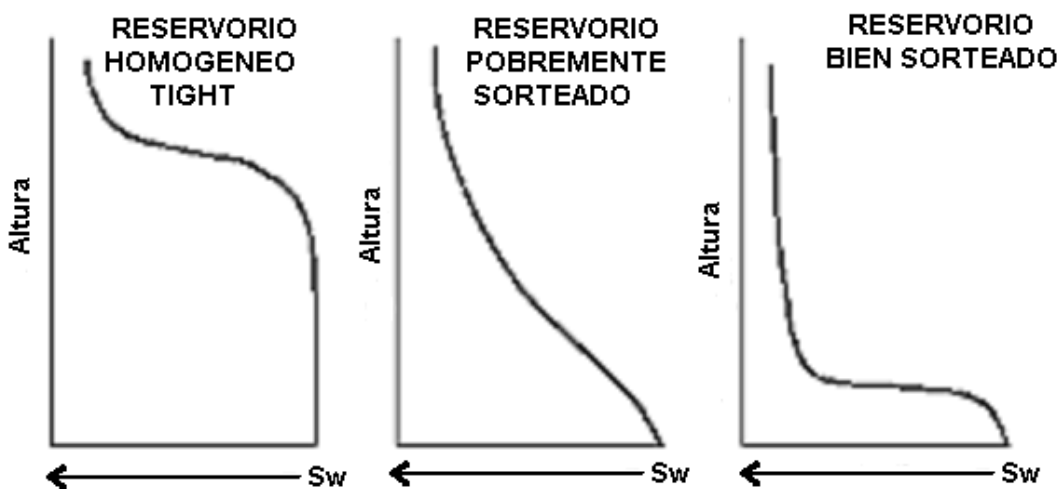
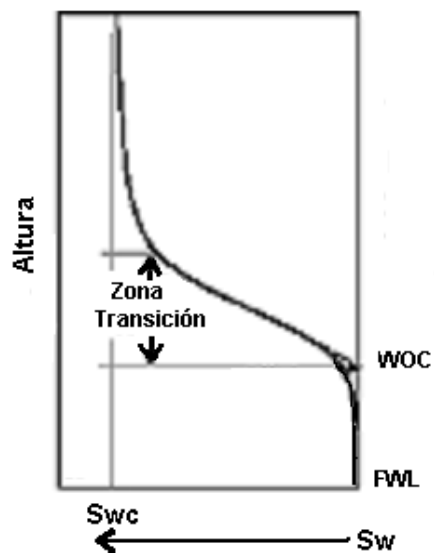
GRAFICO N° 6

**TAMAÑO PORO Y DISTRIBUCION**

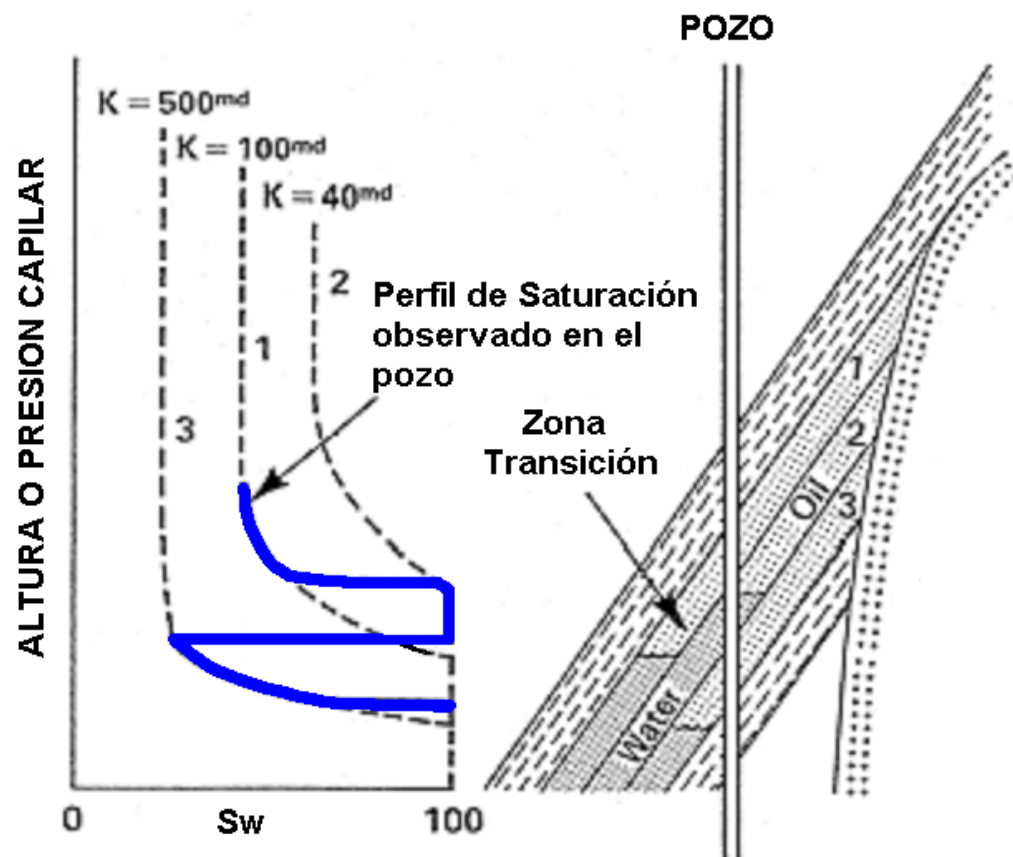
La presión capilar en el medio poroso depende de la mojabilidad, saturación de los fluidos y tamaño de los poros. La presión capilar se incrementa a medida que el diámetro de los poros disminuye, si mantenemos las otras condiciones constantes. Jennings (1987) demostró que la forma de las curvas de presión capilar puede ser usada para determinar la distribución tamaño de poro y espesor de la zona de transición (zona definida entre las saturaciones 100% agua y 100% petróleo).

GRAFICO N° 7

**CURVAS DE PRESION CAPILAR**



**GRAFICO N° 8**  
**PERFIL DE SATURACION EN**  
**RESERVORIOS HETEROGENEOS**



Los datos de presión capilar, no son fácilmente disponibles cuando se desea llevar a cabo estudios de simulación de reservorios. Asimismo, los datos de presión capilar es una de las variables más importantes que influye directamente en el ajuste de historia (history match) cuando esta presente la producción de agua en el reservorio. Por otro lado, los datos de presión capilar son de gran utilidad en el estimado de las distancias a los contactos gas – agua o petróleo – agua y para facilitar el desarrollo de correlaciones de permeabilidad relativa.

## DISTRIBUCIÓN DE LA PRESIÓN EN LOS RESERVORIOS

La presión hidrostática de agua, para cualquier profundidad, se puede calcular de acuerdo a:

$$P_w(D) = \int_{D_o}^D \left( \frac{dp}{dz} \right)_w dz + P_w(D_o)$$

donde:

$(dp/dz)$  = gradiente de presión de la fase agua para una profundidad  $z$ ,  
 $D_o$  = es una profundidad cualquiera con una presión conocida (la presión en el fondo del mar o en la superficie del mar).

La presión hidrostática es por lo tanto a la presión de agua, para alguna profundidad del reservorio, tal como lo es para una fase continua de agua, desde el nivel medido hasta la superficie.

Si el gradiente de presión hidrostática es considerado constante, obtendremos:

$$P_w(D) = \left( \frac{dp}{dD} \right)_w \cdot (D - D_o) + P_w(D_o)$$

Si consideramos a  $D_o$ , como el nivel del mar, podremos obtener (en psia):

$$P_w(D) = \left( \frac{dp}{dD} \right)_w \cdot D + 14.7$$

Los gradientes normales típicos utilizados para el agua, petróleo y gas son:

Gradiente de presión	Psi/pie	KPa/m
$(dp/dD)_w$	0.45	10.2
$(dp/dD)_o$	0.35	7.9
$(dp/dD)_g$	0.08	1.8

Existen algunos reservorios que presentan “altas” o “bajas” presiones de reservorio, que involucra considerar al reservorio como aislado o “sellado” del acuífero circundante, como un resultado de los procesos geológicos. En estos casos, la presión del reservorio puede ser corregida, respecto de la presión hidrostática, usando una constante “C” en la ecuación anterior. Esta constante

“C” significa que la presión del reservorio no está en equilibrio hidrostático, y que esta puede ser mayor o menor a la presión esperada.

En este sentido, para un reservorio en general, tendremos:

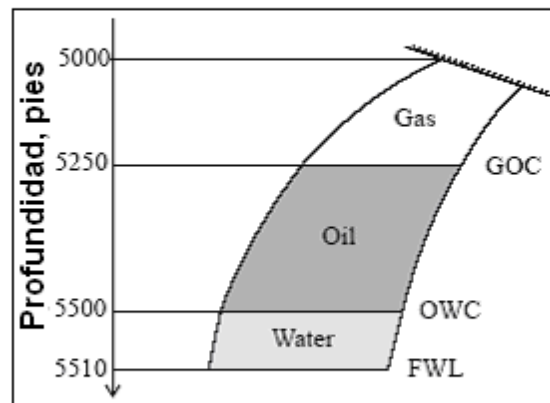
$$P_w(D) = \left( \frac{dP}{dD} \right)_w \cdot D + 14.7 + C$$

Donde “C” es positiva para reservorios sobre presurizados y negativa para reservorios bajo-presurizados.

Para evaluar la distribución de la presión en un reservorio podemos considerar:

### GRAFICO N° 9

#### ESQUEMA DE SECCION TRANSVERSAL



Si asumimos condiciones de presión normal, podemos evaluar las presiones de la fase fluida, para diferentes niveles del reservorio:

Para la fase agua:

$$(P_w)_{FWL} = 0.45 * 5510 + 14.7 = 2,494.2 \cdot psia$$

$$(P_w)_{OWC} = 0.45 * 5500 + 14.7 = 2,489.7 \cdot psia$$

$$(P_w)_{GOC} = 0.45 * 5250 + 14.7 = 2,377.2 \cdot psia$$

$$(P_w)_{TOPE} = 0.45 * 5000 + 14.7 = 2,264.7 \cdot psia$$

Para la fase petróleo:

$$(P_o)_{FWL} = 0.35 * 5510 + C_o = 2,494.2 \cdot psia$$

se obtiene  $C_o = 565.7$  psia

$$(P_o)_{OWC} = 0.35 * 5500 + 565.7 = 2,490.7 \cdot psia$$

$$(P_o)_{GOC} = 0.35 * 5250 + 565.7 = 2,403.2 \cdot psia$$

$$(P_o)_{TOPE} = 0.35 * 5000 + 565.7 = 2,315.7 \cdot psia$$

Para la fase gas:

$$(P_g)_{GOC} = 0.08 * 5250 + C_g = 2,403.2 \cdot psia$$

Se obtiene  $C_g = 1983.2$  psia,

$$(P_w)_{TOPE} = 0.08 * 5000 + 1,983.2 = 2,383.2 \cdot psia$$

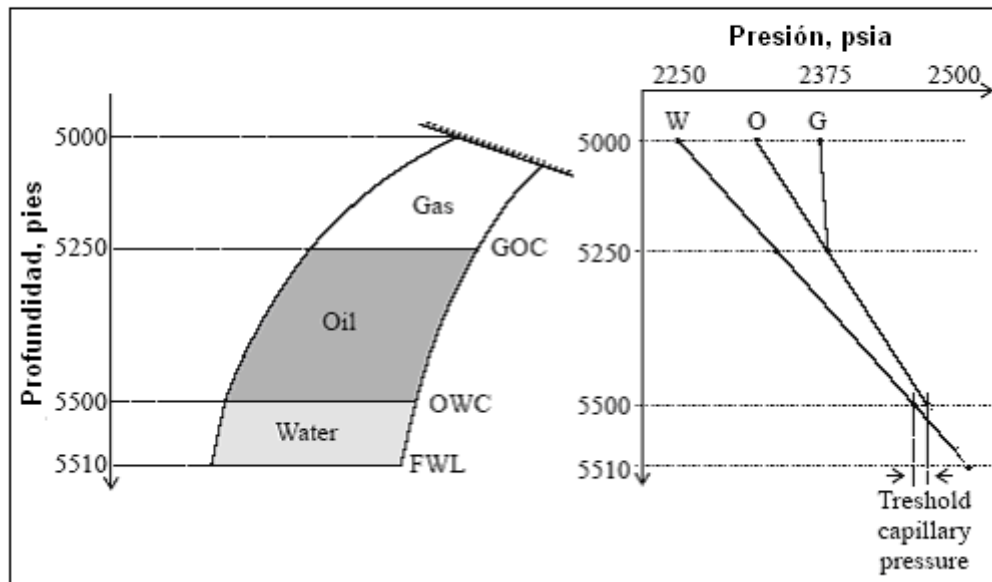
Las diferentes presiones para las fases (agua, petróleo y gas) se han obtenido para un nivel común de referencia (FWL). En este nivel, no existe diferencia de presión entre el agua y el petróleo y las dos presiones son idénticas ( $P_w\text{-FWL} = P_o\text{-FWL}$ ). Desde el punto de vista ideal, no existe petróleo entre la zona del FWL y el OWC, ya que la presión del petróleo es muy baja para permitir que la fase petróleo ingrese al espacio poroso (a los mayores poros). En este sentido, el OWC llega a ser definido como el nivel en el reservorio donde la saturación de agua es menor que uno.

De manera similar al FWL, la definición para OGC es el nivel donde las presiones para las fases petróleo y gas son idénticas.

Existen diferentes presiones en las fases, para una misma elevación en el reservorio, tal como puede verse en el gráfico siguiente. La diferencia de presión entre dos fases que coexisten se le denomina presión capilar y se denota por  $P_c$ .

## GRAFICO N° 10

### ESQUEMA DE DISTRIBUCION DE PRESION EN UN RESERVOIRIO



En este sentido, podemos evaluar la presión capilar en el tope del reservorio:

$$(Pc)_{OW}^{TOPE} = (Po)_{TOPE} - (Pw)_{TOPE} = 2,315.7 - 2,264.7 = 51.0 \cdot psia$$

$$(Pc)_{GO}^{TOPE} = (Pg)_{TOPE} - (Po)_{TOPE} = 2,383.2 - 2,315.7 = 67.5 \cdot psia$$

$$(Pc)_{GW}^{TOPE} = (Pg)_{TOPE} - (Pw)_{TOPE} = 2,383.2 - 2,264.7 = 118.5 \cdot psia$$

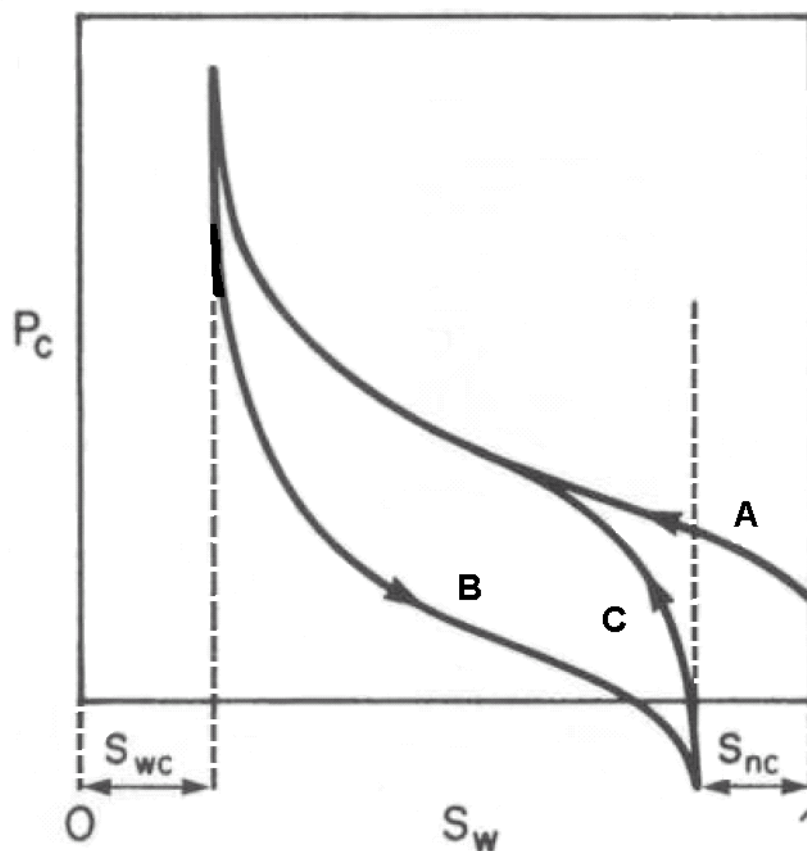
Los cálculos para presión capilar muestran que las presiones de las fases son diferentes para una misma elevación dentro del reservorio, y que la presión capilar es aditiva:

$$(Pc)_{GW} = (Pc)_{OW} + (Pc)_{GO}$$

## HISTÉRESIS CAPILAR

Las curvas de presión capilar muestran una fuerte dependencia con respecto a la dirección de los cambios de saturación. Una situación típica para un sistema agua-petróleo se muestra en el gráfico siguiente.

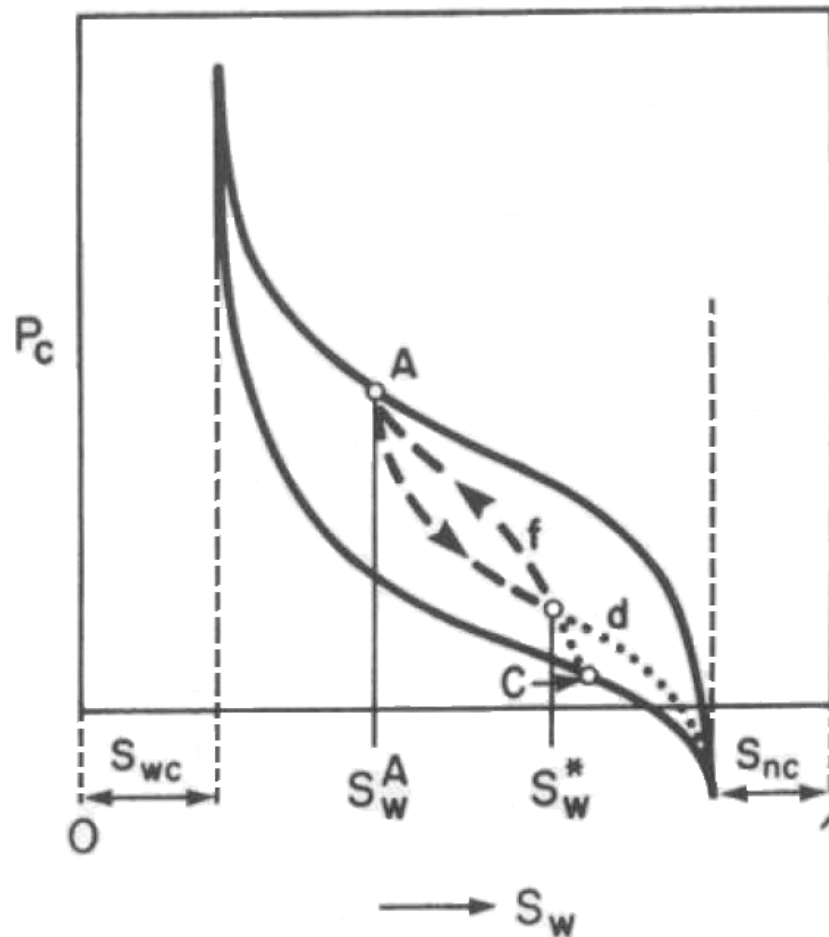
GRAFICO N° 11  
HISTERESIS DE PRESION CAPILAR



Se requieren definir tres curvas (A) drenaje primario, (B) imbibición y (C) drenaje secundario. Estas tres curvas son obtenidas cuando el desplazamiento el alguna dirección determinada considera la saturación irreducible de agua,  $S_{wc}$ , para el drenaje y la saturación residual de petróleo,  $S_{or}$ , para la imbibición. La curva de presión capilar en imbibición siempre esta debajo de la curva de drenaje. Es importante notar que en un desplazamiento de imbibición forzada, es posible alcanzar valores negativos de presión capilar.

Se pueden definir curvas intermedias (scanning) si el flujo inverso toma lugar en un nivel de saturación intermedio. Se asume que si el flujo inverso es completado, la curva scanning definirá una trayectoria cerrada, tal como se visualiza en el gráfico siguiente.

### GRAFICO N° 12 HISTERESIS DE PRESION CAPILAR



#### Correlación de Presión Capilar - Permeabilidad Relativa

Hawkins, Luffel y Harris desarrollaron una correlación para la presión capilar sobre la base de datos de saturación de agua, porosidad y permeabilidad, tal como se presenta:

$$P_d = \frac{937.8}{(K_a^{0.3406}) \cdot \phi}$$

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

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

Donde:

$K_a$  = permeabilidad al aire, md,

$P_c$  = presión capilar del mercurio, psi,

$P_d$  = presión de desplazamiento del mercurio, psi,

$S_w$  = Saturación de agua, fracción,

$\phi$  = porosidad, %

### Ejemplo

Si se tiene:

$K_a = 105$  md,

$\phi = 26.7$  %

Calcular la presión capilar.

$$P_d = \frac{937.8}{(K_a^{0.3406}) \cdot \phi}$$

$$P_d = \frac{937.8}{(105^{0.3406}) \cdot 27.6} = 7.1975$$

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

$$F_g = \frac{\left[ \ln \left( \frac{5.21 \cdot 105^{0.1254}}{27.6} \right) \right]^2}{2.303} = 0.4792$$

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

$$\text{Log}(P_c) = -\frac{0.4792}{\ln(1 - S_w)} + \log(7.195)$$

$$P_c = 10^{-0.4792 / \ln(1 - S_w) + 0.8572}$$

ó:

$$S_w = 1 - e^{-F_g / \log(P_c / P_d)}$$

$$S_w = 1 - e^{-0.4792 / \log(P_c / 7.1975)}$$

### **EJEMPLO**

*Cuál es la diferencia de presión entre el petróleo y el agua ( $\sigma = 25$  dinas/cm.) en un capilar de un micrón ( $10^{-4}$  cm.) para un ángulo de contacto de  $30^\circ$  ?*

### **Solución**

$$\begin{aligned} P_c &= 2 \sigma \text{Cos } \theta / r = 2 \times 25 \times \text{Cos } 30 / 10^{-4} \text{ dinas/cm}^2. \\ &= 4.3 \times 10^5 \text{ dinas/cm}^2. \text{ (1 dina/cm}^2. = 1.45 \times 10^{-5} \text{ psi)} \end{aligned}$$

Es decir, la fase petróleo tendrá 6.24 psi. más de presión.

**EJEMPLO**

Se asume que un sistema agua/petróleo  $\sigma = 35$  dinas/cm,  $\theta = 0^\circ$ ,  $r = 10^{-4}$  cm., el petróleo tiene una gravedad API de 30° y el agua salada tiene una gravedad específica de 1.15. ¿ Calcule la presión capilar en psi. y los pies de agua salada que se elevará en el tubo ?.

**Solución**

$$P_c = 2 \sigma \cos \theta / r = 2 (35) (1/980) (1/1033) (14.65) / 10^{-4} \\ = 10 \text{ psi.}$$

$$\rho_o = 141.5 / (131.5 + \text{API}) = 0.876$$

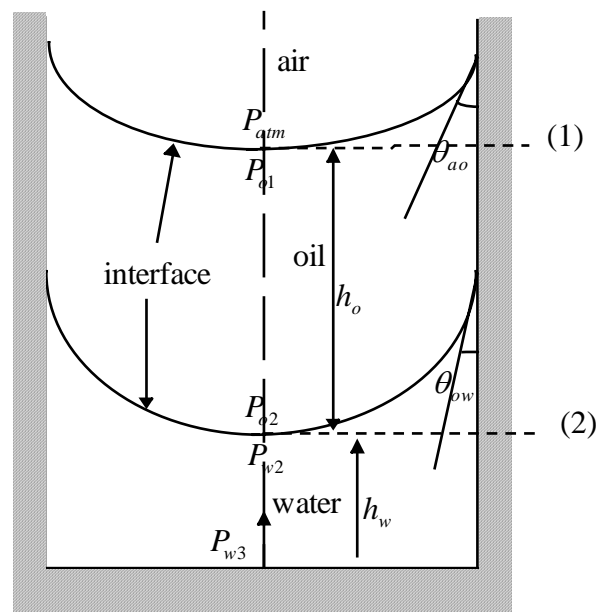
$$144 P_c = h \Delta \rho$$

$$144 (10) = h (1.15 - 0.876) (62.4)$$

$$h = 84 \text{ pies.}$$

**EJEMPLO (Altura y radio capilar)**

a) Derive la expresión para la presión al fondo del tubo capilar que contiene petróleo y agua y esta expuesto a la atmósfera.



b) Si  $\sigma_{ow} = 20 \text{ dynes/cm}$ ,  $\sigma_{ao} = 70 \text{ dynes/cm}$ ,  $\theta_{ow} = 30^\circ$  y  $\theta_{ao} = 20^\circ$ , y el radio del tubo es de 1 cm. Cual es el valor de la presión en el fondo del tubo ( $P_{w3}$ )?  
 $h_o = 5 \text{ cm}$ ,  $h_w = 3 \text{ cm}$ ,  $\rho_w = 1 \text{ gm/cc}$ ,  $\rho_o = 0.7 \text{ gm/cc}$ .

### Solución

Considere los puntos (1) y (2) en la interfase aire/petróleo y agua/petróleo respectivamente.

$$\therefore P_{c_{aw}} = \frac{2\sigma_{aw}(\text{Cos}\theta_{aw})}{r}$$

Considerando:

$$P_{o1} = P_a - P_{c_{ao}}$$

Resolviendo para  $P_{c_{ow}}$ :

$$P_{w3} = \rho_w \cdot g \cdot h_w + \rho_o \cdot g \cdot h_o + P_a + \frac{2}{1.0} [\sigma_{ow} \text{Cos}\theta_{ow} - \sigma_{oa} \cdot \text{Cos}\theta_{oa}]$$

b) Sustituyendo valores,

$$P_{w3} = (3) * (1) * (980) + 1013250 + (5) * (0.7) * (980) + \frac{2}{1.0} \{20\text{Cos}30 - 70\text{Cos}20\}$$

$$P_{w3} = 2940 + 1013250 + 3430 - 48.458$$

$$P_{w3} = 1.02 \times 10^6 \text{ dynes/cm}^2$$

$$P_{w3} = 1.006 \text{ atm}$$

**EJEMPLO (Radio de curvatura de la interfase)**

Considere tres tubos capilares que tienen:

- a) Una sección circular,
- b) Una sección cuadrada,
- c) Una sección triangular con un lado que tiene doble dimensión que el otro.

Si los tres tubos tienen la misma área de sección y la misma mojabilidad, cual de los tubos tendrá la mayor elevación capilar?

**Solución**

Usaremos la formula:

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

**Para una sección circular**

$$R_1 = R_2 = R$$

$$\therefore P_c = \sigma \left( \frac{1}{R} + \frac{1}{R} \right) = \frac{2\sigma}{R}$$

Ya que el radio del tubo =  $r = R \cos \theta$ , entonces,

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

**Para una sección cuadrada**

La longitud de cada lado es:

$$\frac{L}{2} = R \cos \theta$$

$$\therefore P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{\frac{L}{2}}$$

### Para una sección triangular

Ya que:

$$L_2 = 2L_1$$

$$\frac{L_1}{2} = R_1 \cos \theta \quad \therefore R_1 = \frac{L_1}{2 \cos \theta}$$

$$\frac{L_2}{2} = R_2 \cos \theta \quad \therefore R_2 = \frac{L_2}{2 \cos \theta} = \frac{2L_1}{2 \cos \theta}$$

Sustituyendo para  $R_1$  y  $R_2$  en la ecuación general:

$$\therefore P_c = \sigma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) = \sigma \left( \frac{2 \cos \theta}{L_1} + \frac{2 \cos \theta}{2L_1} \right)$$

$$\therefore P_c = \frac{2 \cos \theta}{L_1} \left( 1 + \frac{1}{2} \right)$$

Ya que todos tienen la misma área  $A$ ,

$$A = \pi r^2 = L^2 = L_1 * 2L_1$$

$$\therefore L = r\sqrt{\pi}$$

$$L_1 = r\sqrt{\frac{\pi}{2}}$$

Sustituyendo  $L$  en la ecuación (Para área cuadrada)

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \theta}{\frac{r\sqrt{\pi}}{2}} = \left( \frac{2}{\sqrt{\pi}} \right) \frac{2 \sigma \cos \theta}{r}$$

Sustituyendo  $L_1$  en la ecuación (Para área triangular)

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \left( \frac{3}{\sqrt{2\pi}} \right)$$

Las ecuaciones son:

Tubo	Cuadrado	Rectángulo
$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}$	$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \left( \frac{2}{\sqrt{\pi}} \right)$	$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \left( \frac{3}{\sqrt{2\pi}} \right)$

Ya que:

$$\frac{2}{\sqrt{\pi}} = 1.128 \quad \text{y} \quad \frac{3}{\sqrt{2\pi}} = 1.197$$

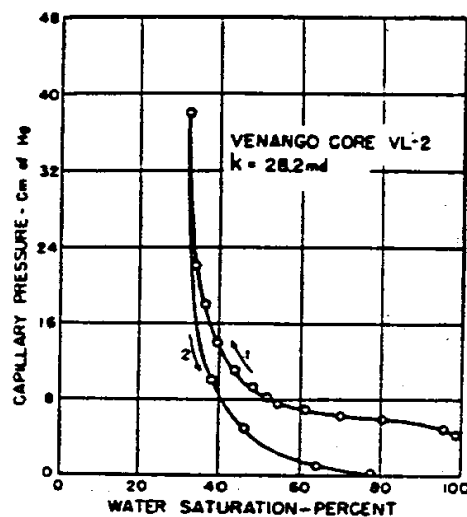
$$\therefore P_{c(\text{rectangle})} : P_{c(\text{square})} : P_{c(\text{circle})} = 1.197 : 1.128 : 1$$

De esta manera, el rectángulo tendrá la mayor elevación capilar, seguido por el área cuadrada y el circular al final.

### **EJEMPLO**

Usando la curva de presión capilar (drenaje) del gráfico mostrado, determinar a cuantos pies sobre el nivel de agua libre se encuentra el contacto agua/petróleo.

$$\rho_w = 1 \text{ gm/cm}^3, \rho_o = 0.75 \text{ gm/cm}^3, 1 \text{ cm of mercury} = 13,322.2 \text{ dynes/cm}$$



### Solución

De la figura, la presión capilar en el WOC (Contacto agua – petróleo) es de 4 cm.

Ya que:

$$P_c = h_w (\rho_w - \rho_o)g = 4 * 13,322 \text{ dynes / cm}$$

Se obtiene:

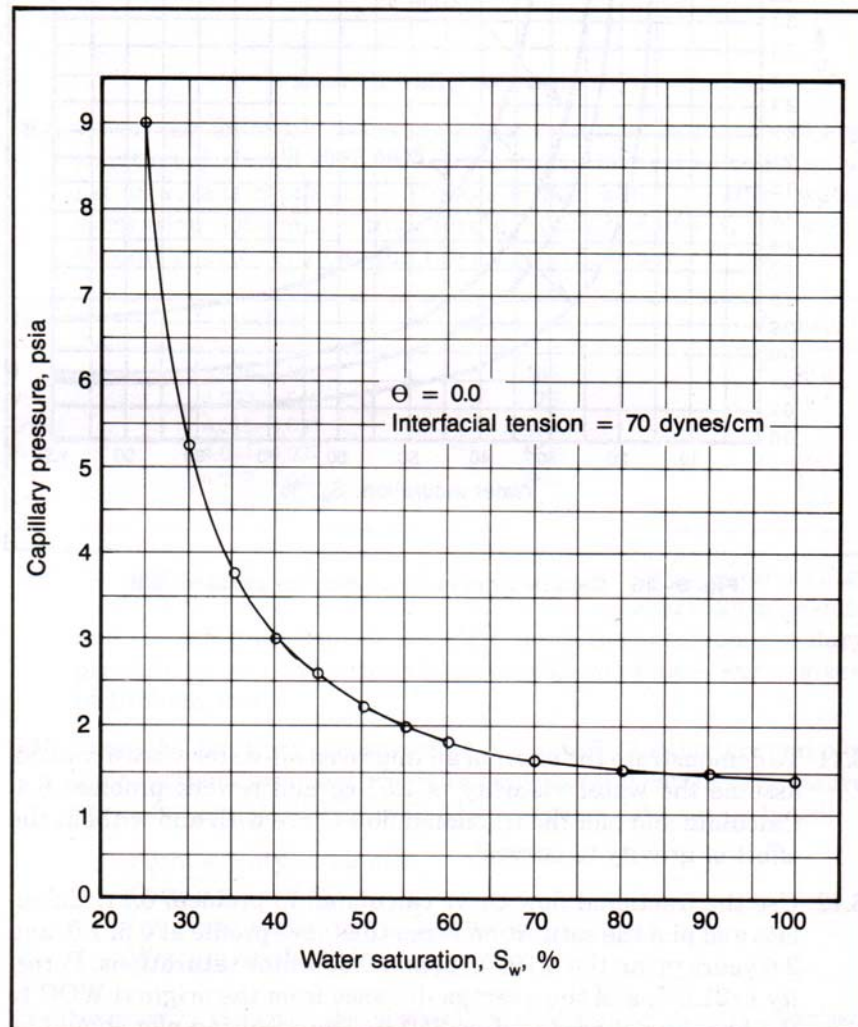
$$h_w = \frac{P_c}{(\rho_w - \rho_o)g} = \frac{4(13,222.2)}{(1 - 0.75)980} = 217.5 \text{ cm}$$

$$\frac{217.5}{30.48} = 7.1 \text{ ft}$$

### EJEMPLO

Calcule la saturación promedio de agua para una zona productiva (pay zone) donde el tope y la base están situados a 45 ft y 25 ft del nivel de agua libre (free water table). Use el gráfico con datos de laboratorio mostrado ( $P_c$ ).

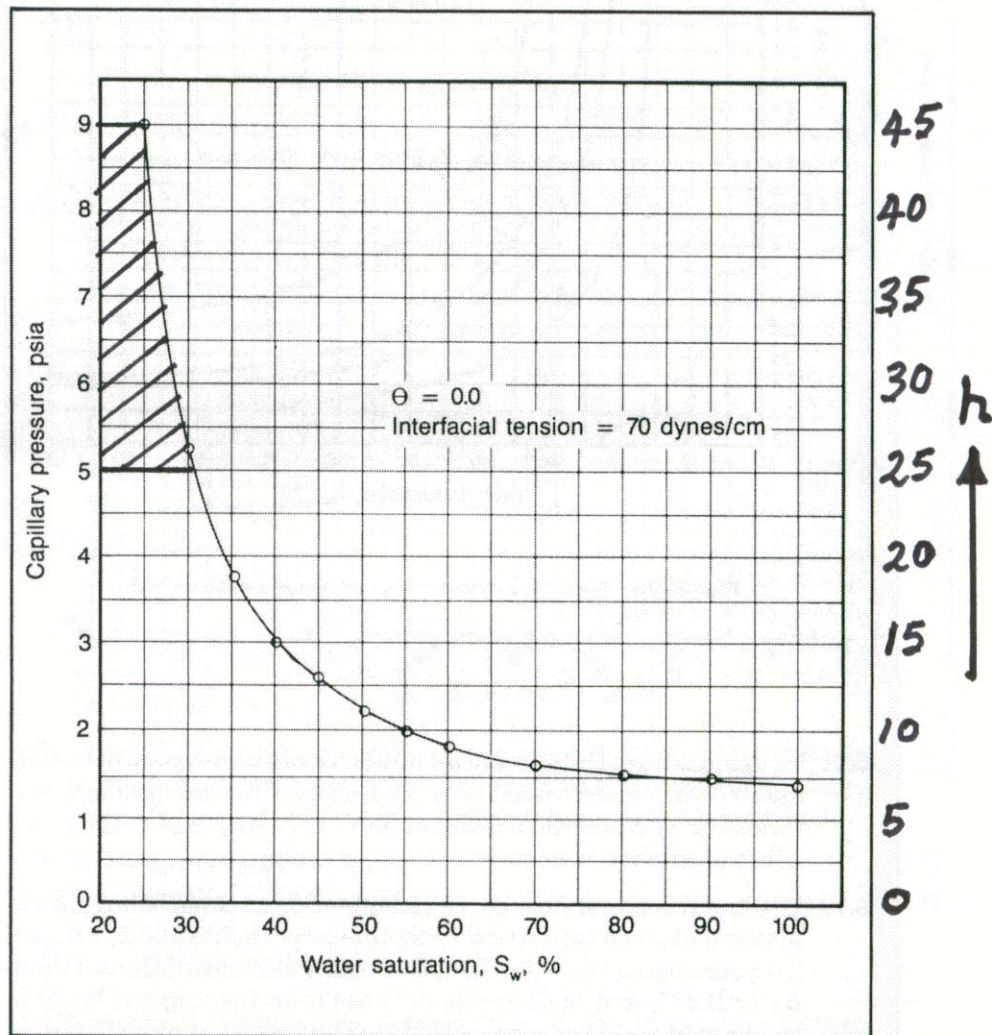
$$\sigma_{a/w} = \sigma_{lab} = 70 \text{ dynes/cm}, \sigma_{o/w} = \sigma_{res} = 35 \text{ dynes/cm}, \rho_w = 62.4 \text{ lb/cu ft}, \rho_o = 48 \text{ lb/cu ft}$$



### Solución

Convirtiendo  $P_{c\text{ lab}}$  a  $P_{c\text{ res}}$ :

$$P_{c\text{ res}} = \frac{\sigma_{\text{res}} P_{c\text{ lab}}}{\sigma_{\text{lab}}} = \frac{(35)P_{c\text{ lab}}}{(70)} = 0.5P_{c\text{ lab}}$$



Ahora convertir  $P_{c\ res}$  a altura sobre el nivel de agua libre y grafique el eje del lado derecho (ver gráfico), colocando una nueva escala para "h" (escala es 5.0  $\times$  la escala para  $P_{c\ lab}$ ).

$$h = \frac{144P_{c\ res}}{(\rho_w - \rho_o)} = \frac{144(0.5)P_{c\ lab}}{(62.4 - 48)} = 5P_{c\ lab}$$

Identifique el tope (45 ft) y la base (25 ft) sobre el eje "h".

$$S_w = \frac{\text{Area\_Achurada}}{(45 - 25)}$$

Si aproximamos el área achurada por un trapecio simple, podemos obtener:

$$S_w = \frac{\frac{1}{2}(0.31 + 0.25) \cdot (45 - 25)}{(45 - 25)} = 0.28$$

Para una mejor aproximación del cálculo del área achurada, se puede subdividir esta y aplicar la regla trapezoidal a cada unidad.

## MOJABILIDAD

A diferencia de la Presión Capilar que se logra como consecuencia de la interacción de 02 fluidos en presencia de un sólido tal como el tubo capilar o el medio poroso, el concepto de **MOJABILIDAD** se refiere a la interacción de un sólido y un fluido (líquido o gas).

Se define **mojabilidad** a la capacidad de un líquido a esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en la presencia de otro fluido inmisible. Los fluidos son el petróleo y el agua y la superficie sólida es la superficie de la roca reservorio. La mojabilidad es afectada por varios factores (superficie sólida y tipo de fluido) tales como el tiempo de contacto entre los fluidos y la superficie de la roca, heterogeneidad de la superficie, rugosidad y mineralogía de la superficie de roca y composición del agua y del petróleo.

La preferencia mojante de un fluido (sobre otro) determinado sobre la superficie de la roca, se mide en términos del ángulo de contacto. Este ángulo de contacto es el ángulo medido entre una tangente sobre la superficie de la gota trazada desde el punto de contacto y la tangente a la superficie.

El ángulo  $\theta$  se denomina *ángulo de contacto*. Cuando  $\theta < 90^\circ$ , el fluido moja al sólido y se llama fluido mojante. Cuando  $\theta > 90^\circ$ , el fluido se denomina fluido no mojante. Una tensión de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. En este sentido, el concepto de MOJABILIDAD tiene sólo un significado relativo.

Teóricamente, debe ocurrir mojabilidad o no mojabilidad completa cuando el ángulo de contacto es  $0^\circ$  o  $180^\circ$  respectivamente. Sin embargo, un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos (agua sobre vidrio), mientras que un ángulo de  $180^\circ$  es casi nunca alcanzado (mercurio sobre acero  $\theta = 154^\circ$ ).

**Angulo de Contacto de Avance (Advancing contact angle).**- Cuando el agua está en contacto con el petróleo sobre una superficie sólida previamente en contacto con el petróleo.

**Angulo de Contacto de Retroceso (Receding contact angle).**- Cuando el petróleo está en equilibrio con el agua sobre una superficie previamente cubierta con agua.

El ángulo de contacto es uno de los métodos más antiguos y aún más ampliamente usados para determinar la mojabilidad. Si bien es cierto que el

concepto de ángulo de contacto es fácil de comprender, la medida y uso del ángulo de contacto en trabajos de mojabilidad de reservorio es complejo.

En el caso de los procesos EOR, el petróleo residual se mueve en el reservorio debido a fuerzas capilares y superficiales. Las fuerzas capilares son cuantificadas por el **número capilar,  $N_c$** , el cual es la relación entre las fuerzas viscosas a fuerzas capilares y se cuantifica como:

$$N_c = \frac{v \cdot \mu}{\sigma \cdot \cos \theta}$$

Donde:

V = velocidad,  
 $\mu$  = viscosidad,  
 $\sigma$  = Tensión interfacial,  
 $\theta$  = Angulo de contacto.

Si el número capilar es mayor, será menor la saturación residual de petróleo y por lo tanto mayor será la recuperación, enlazando de esta manera la recuperación de petróleo residual con el número capilar el cual depende de la viscosidad del fluido, tensión interfacial entre los fluidos y el ángulo de contacto. Para los procesos EOR, se trata de reducir la tensión interfacial petróleo-agua hasta un valor mínimo de tal manera que el número capilar incremente para así lograr una mayor recuperación de petróleo.

Muchas veces se asume que el ángulo de contacto es CERO y por lo tanto no se le considera en la ecuación. Su importancia lo podemos notar si en la ecuación anterior, asumimos un ángulo de contacto de  $90^\circ$  ( $\cos \theta = 0$ , cuando  $\theta = 90^\circ$ ), lograremos un número capilar igual a infinito. Un ángulo de contacto de  $90^\circ$  significa que el sistema es de mojabilidad intermedia.

### GRAFICO N° 13

#### ESQUEMA DE ANGULO DE CONTACTO

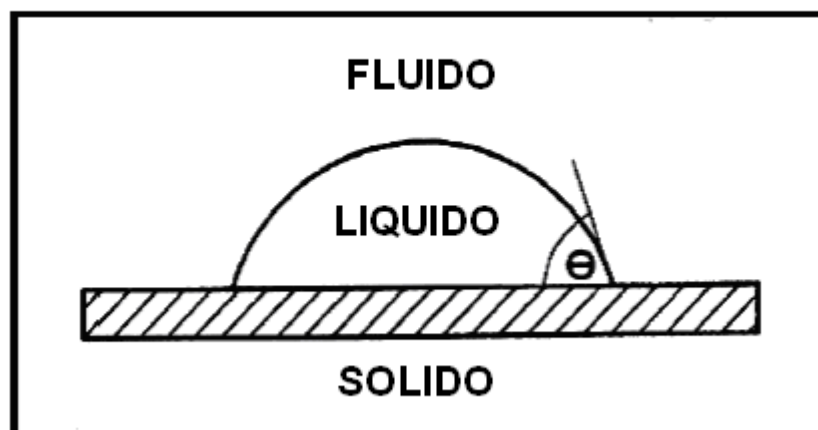


GRAFICO N° 14

## ANGULO DE CONTACTO (PETROLEO / AGUA / ROCA)

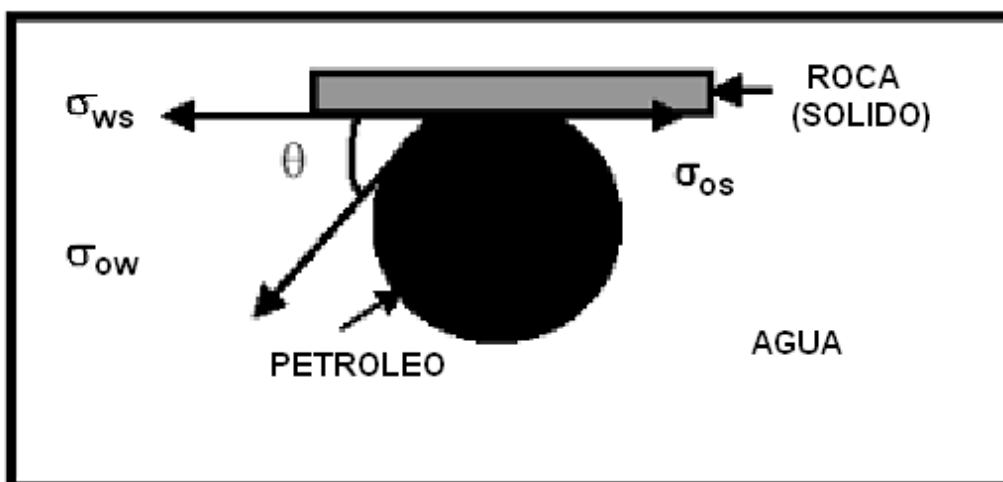
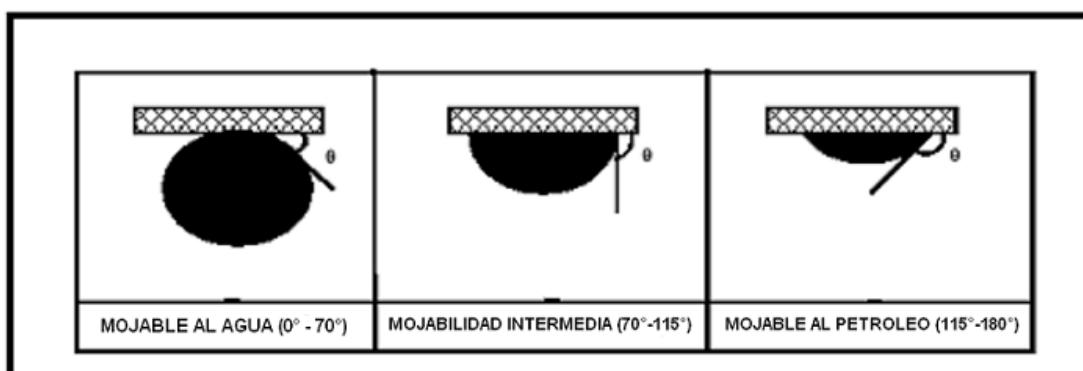


GRAFICO N° 15

## ANGULO CONTACTO - MOJABILIDAD

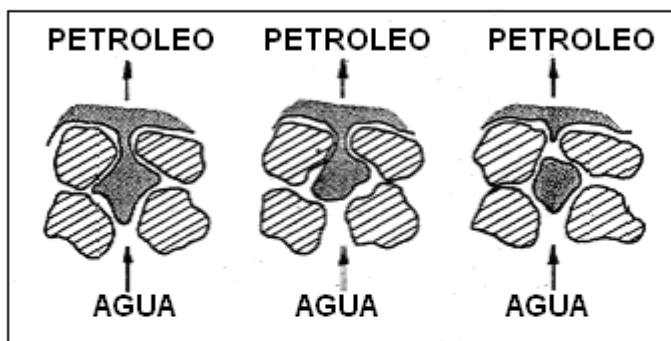


La mojabilidad afecta a la permeabilidad relativa, propiedades eléctricas y perfiles de saturación en el reservorio. El estado del grado de mojabilidad impacta en una inyección de agua y en el proceso de intrusión de un acuífero hacia el reservorio, afecta la recuperación natural, la recuperación por inyección de agua y la forma de las curvas de permeabilidad relativa. La mojabilidad juega un papel importante en la producción de petróleo y gas ya que no solo determina la distribución inicial de fluidos sino que es factor importante en el proceso del flujo de fluidos dentro de los poros de la roca reservorio.

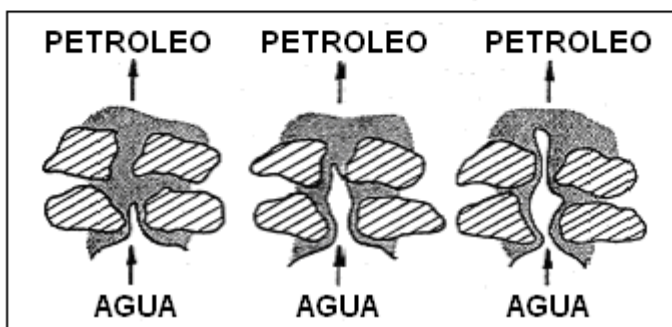
### GRAFICO N° 16

#### DESPLAZAMIENTO DE PETROLEO (Inyección de Agua)

##### ROCA MOJABLE AL AGUA

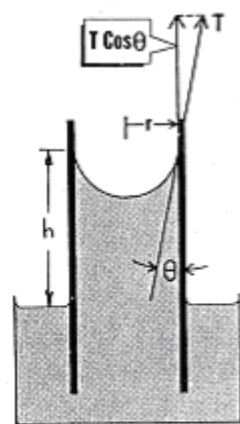
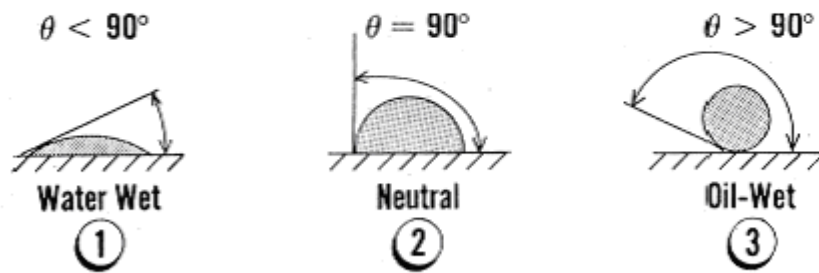


##### ROCA MOJABLE AL PETROLEO



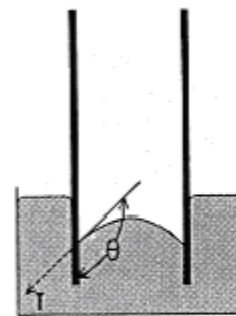
## GRAFICO N° 17

### EFFECTOS DE LA MOJABILIDAD (Angulo de Contacto)



Elevación Capilar  
de  
Fluido Mojante

$$P_c = \frac{T \cos \theta}{r} = \rho g h$$



Depresión Capilar  
de  
Fluido No-Mojante

**TABLA N° 1**  
**VALORES TIPICOS DE TENSION INTERFACIAL Y ANGULO DE**  
**CONTACTO**

Sistema	Angulo de Contacto ( $\theta$ )	Coseno del Angulo de Contacto	Tensión Interfacial (T)	T*Cos. $\theta$
<b>LABORATORIO</b>				
Aire-Agua	0	1.000	72	72
Petróleo-Agua	30	0.866	48	42
Aire-Mercurio	140	0.765	480	367
Aire-Petróleo	0	1.000	24	24
<b>RESERVORIO</b>				
Petróleo-Agua	30	0.866	30	26
Agua-Gas	0	1.000	50 (*)	50

(\*)Estimado para una profundidad promedio de 5,000 pies.

## HISTERESIS

La medida de la tensión interfacial y la mojabilidad pueden proporcionar resultados *diferentes cuando la interfase fluido-fluido está avanzando o retrocediendo sobre una superficie sólida. Este fenómeno se denomina HISTERESIS.*

Las causas principales que generan la histéresis del ángulo de contacto son tres:

- (1) Heterogeneidad de la superficie,
- (2) Rugosidad de la superficie,
- (3) Estabilidad de la superficie a una escala macromolecular,

La presión capilar está sujeta a HISTERESIS ya que el ángulo de contacto  $\theta$  es una función de la dirección del desplazamiento;  $\theta$  puede tener diferentes valores si el equilibrio es alcanzado por avanzar o retroceder sobre la superficie (cambio de dirección).

Por ejemplo si consideramos una gota de agua sobre una hoja de un árbol, tendremos el llamado, **efecto de gota de lluvia**. Asimismo, un ángulo de contacto de avance ocurre cuando el agua avanza hacia el petróleo; y un ángulo de contacto de retroceso cuando el petróleo avanza hacia el agua (cambio de dirección).

## SATURACION

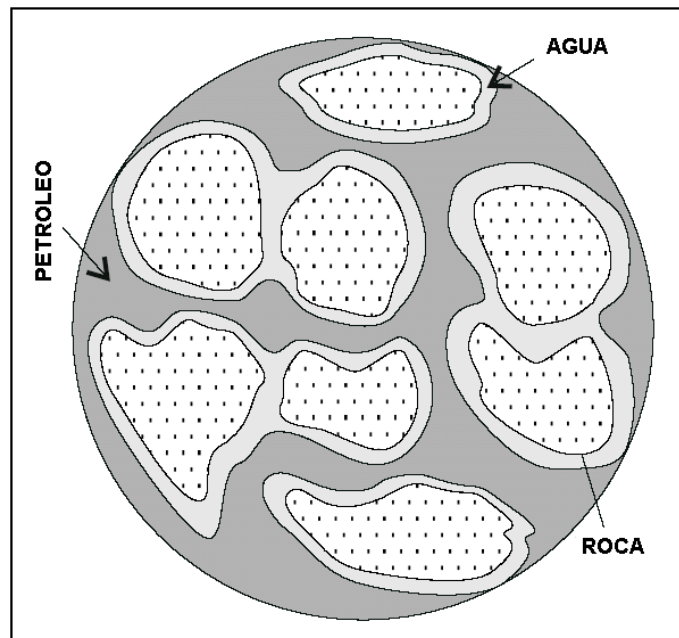
Si consideramos un volumen representativo del reservorio, con los poros llenos de petróleo, agua y gas, en términos volumétricos podemos representarlo como:

$$V_p = V_o + V_g + V_w$$

Lo anterior, nos permite definir el término de saturación (S), como una fracción del volumen poroso ocupado por un fluido particular:

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

donde  $i = 1, 2, \dots, n$ , para lo cual "n" significa el número total de fases fluidas presentes en el medio poroso.



Si en un medio poroso coexisten dos fluidos (petróleo y agua, petróleo y gas, gas y agua, etc), estos se distribuyen en el espacio poroso de acuerdo a sus características de *mojabilidad* (preferencias).

La saturación de fluidos cambia tanto en el espacio como en el tiempo. El reservorio puede tener diferentes niveles de saturación en sentido horizontal y en sentido vertical y también esta saturación cambia progresivamente de acuerdo al avance de la producción de fluidos.

No todo el petróleo puede ser movilizado a superficie durante las operaciones de producción y dependiendo del método de producción, eficiencia del desplazamiento y manejo de los reservorios, el factor de recuperación puede llegar a ser tan bajo como 5-10% o tan alto como 70%. Una parte del petróleo o gas permanecerá como un residuo en el reservorio, y se le denominará petróleo residual o gas residual.

### **Saturación de Agua Irreducible (Swirr)**

Se define como la máxima saturación de agua que permanece como fase discontinua dentro del medio poroso. Se define como discontinuidad (regiones con agua separadas por zonas sin agua) a la condición necesaria para que el agua no pueda fluir por el sistema cuando se aplican diferencias de presión.

Muchas veces se confunde este concepto con el de *saturación mínima de agua* la cual puede ser obtenida por algún mecanismo específico, y por el cual no llegan a generarse presiones capilares suficientes como para desplazar el agua de los poros (capilares) más pequeños. Esto puede generar confusión, porque mientras que el valor de **Swirr** es un valor teóricamente único (una vez fijada la mojabilidad e historia de saturaciones), cada mecanismo de desplazamiento puede conducir a valores diferentes de Agua no desplazable.

A modo de ejemplo, podríamos considerar un reservorio de muy baja permeabilidad, tal como 0.01 mD o menos, en la cual el valor de **Swirr** puede llegar a ser de hasta un 80 ó 90 % del VP. Valores de ese orden implicarían, entre otras cosas, que la red poral debe ser lo suficientemente compleja para almacenar una saturación de agua como la mencionada en forma de fase discontinua.

### **Saturación de agua connata (Swc)**

Es la saturación de agua presente inicialmente en cualquier punto en el reservorio. La saturación de agua connata alcanza un valor de saturación de agua irreducible sólo sobre la zona de transición. En la zona de transición el agua connata es móvil.

En el caso de contactos gas/petróleo, debido a la gran diferencia de densidades entre el gas y el petróleo, la zona de transición gas/petróleo es generalmente tan delgada que se puede considerar como cero.

Podemos determinar una equivalencia entre los resultados logrados en un núcleo y lo que puede estar ocurriendo en el reservorio, asumiendo que la distribución de los poros en el núcleo es el mismo que el del reservorio (sabemos que esto es una suposición no razonable desde el punto de vista estadístico<sup>2</sup>, puesto que el núcleo corresponde a un volumen insignificante comparado con el volumen del reservorio):

$$\frac{(P_c)_{fld}}{(\sigma \cdot \cos\theta)_{fld}} = \frac{(P_c)_{lab}}{(\sigma \cdot \cos\theta)_{lab}} = \frac{2}{r}$$

A partir de los fundamentos teóricos de los registros eléctricos, es factible determinar la profundidad del nivel del contacto agua/petróleo, considerando el punto a menor profundidad con 100% de saturación de agua.

Cuando se llevan a cabo pruebas de presión capilar en el laboratorio, se inicia el experimento con 100% de saturación de agua en el núcleo y cero de presión capilar. Este punto de inicio en el laboratorio corresponde al nivel de agua libre en el reservorio y no al contacto agua/petróleo. Así, para usar los datos obtenidos en el laboratorio directamente en la determinación de saturaciones de campo es necesario calcular la profundidad del nivel de agua libre en el reservorio.

***La presión umbral (Threshold) de los núcleos es usada para determinar la distancia vertical en el reservorio entre el contacto agua/petróleo y el nivel de agua libre ( $h_{pct}$ ).*** En las pruebas de laboratorio, cuando se inicia el experimento de presión capilar, la saturación de agua permanece en 100% hasta que se aplica una presión equivalente a la presión umbral, la cual representa a la presión requerida para forzar al fluido a ingresar a los poros más grandes. Esta misma situación existe en el campo, donde la presión umbral ( $P_{ct\ fld}$ ) iguala a la presión de la gravedad en el contacto agua/petróleo, lo cual puede ser representado por:

$$(P_{ct})_{fld} = \frac{h_{pct} \cdot \Delta\rho}{144}$$

---

<sup>2</sup> Estamos infiriendo a partir de una muestra equivalente al 0.0000004% del reservorio. Un reservorio de 1 km cuadrado de extensión y 100 metros de espesor (100'000,000 metros cúbicos) y un núcleo de 30 metros de largo y 0.135 metros de diámetro (0.43 metros cúbicos), tienen la siguiente relación:  $0.43 \cdot 100 / 100'000,000 = 0.0000004\%$ .

donde :

$h_{pct}$  = distancia entre contacto inicial agua/petróleo y el nivel de agua libre.

Sobre la base de las ecuaciones anteriores se puede calcular la presión umbral de campo, a partir de las pruebas de laboratorio:

$$(P_c)_{fld} = \frac{(P_c)_{lab} \cdot (\sigma \cdot \cos\theta)_{fld}}{(\sigma \cdot \cos\theta)_{lab}}$$

Sustituyendo y resolviendo para  $h_{pct}$  :

$$h_{pct} = \frac{144 \cdot (P_c)_{lab} \cdot (\sigma \cdot \cos\theta)_{fld}}{\Delta\rho \cdot (\sigma \cdot \cos\theta)_{lab}}$$

Una vez que se determina matemáticamente la distancia  $h_{pct}$ , en los perfiles eléctricos se mueve hacia abajo del contacto original agua/petróleo, una distancia similar a la calculada y se localiza el nivel de agua libre. La elevación capilar que define la zona de transición debe ser calculada a partir de este nivel de agua libre.

La saturación inicial de los hidrocarburos y del agua, que existen en el medio poroso, controla el volumen de las reservas (in situ) y en muchos casos la recuperación de estas reservas. Es en este sentido, esencial la exacta determinación de la saturación a fin de que se pueda llevar a cabo una apropiada evaluación tanto desde el punto de vista de ingeniería de reservorios, de evaluación económica y de optimización.

Las técnicas mas usadas para el estimado de la saturación inicial de fluidos son los perfiles eléctricos, pero presentan con la exactitud de las constantes de calibración para una roca determinada, así como de la resistividad del agua in-situ. Actualmente, existen técnicas de registro tal como las de resonancia magnética, que permite tener una mejor aproximación de la saturación de agua. El costo de estas técnicas ha limitado su uso.

Por otro lado, varios tipos de trazadores reactivos y otras técnicas in-situ han sido usados con variado grado de éxito.

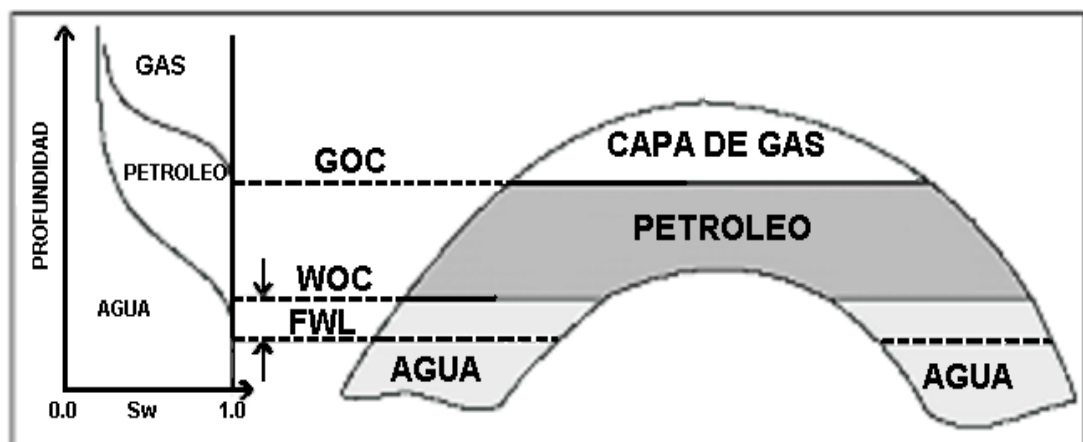
## INTERFASES EN EL RESERVORIO

Se pueden considerar las siguientes interfases:

- (1) Contacto Gas-Petróleo (GOC), que se define como la superficie que separa la capa de gas de la zona de petróleo. Debajo del GOC, el gas puede estar presente solo disuelto dentro del petróleo.
- (2) Contacto Petróleo-Agua (WOC), que se define como la superficie que separa la zona de petróleo de la zona de agua. Debajo del WOC, generalmente no se detecta petróleo.
- (3) Nivel de Agua Libre (Free-Water Level, FWL), que se define como una superficie imaginaria localizada a la menor profundidad en el reservorio donde la saturación de agua es 100% y por lo tanto, al existir un solo fluido en los poros o sistema capilar, la presión capilar es cero. El FWL es el WOC si se cumple que las fuerzas capilares asociadas con el medio poroso son iguales a cero. Por lo tanto, considerando que el nivel de agua libre corresponde a  $P_c = 0$ , se tiene desde el punto académico estricto, que todas las presiones capilares o elevaciones capilares deben ser medidas a partir del nivel de agua libre y no del contacto original agua/petróleo. El nivel de agua libre puede ser considerado a un equivalente a un contacto agua/petróleo dentro del pozo, donde no existe medio poroso, y por lo tanto se libra de los fenómenos capilares.

GRAFICO N° 18

## DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN EL RESERVORIO



**Contacto Petróleo-Agua (WOC) por medidas de producción**

Se define como la menor profundidad en el reservorio donde la producción de agua es 100%. En el contacto agua/petróleo existirá un valor de presión capilar denominado como presión umbral (TCP – Threshold Capilar Pressure). En este lugar existirá por lo tanto saturación residual de petróleo, generando la presencia de 02 fluidos en los poros o sistema capilar: el agua completamente móvil y el petróleo inmóvil, por lo que ante la existencia de 02 fluidos, la presión capilar no es cero.

**Zona de transición agua/petróleo**

La zona de transición se define como la distancia entre el contacto agua/petróleo y la elevación donde al agua alcanza el valor correspondiente a la saturación irreducible.

## RELACION ENTRE PROPIEDADES PETROFISICAS

Las propiedades petrofísicas han sido estudiadas para establecer relaciones entre porosidad, permeabilidad y textura. El tamaño de los granos, su forma y sorteo tienen una fuerte influencia sobre la porosidad y permeabilidad.

Teóricamente, la porosidad es independiente del tamaño del grano para empaques esféricos uniformes. En la práctica, las arenas de cuarzo tienden a tener una mayor porosidad que las arenas de grano fino (Sneider et al., 1977), probablemente para reflejar variaciones en el sorteo y forma no esférica de los granos. La permeabilidad se reduce con la disminución del tamaño de los granos como consecuencia de que el diámetro de los poros se reduce y por consiguiente la presión capilar incrementa (Krumbein and Monk, 1942; Dodge et al., 1971). La porosidad y permeabilidad incrementan cuando se mejora el sorteo (Fraser, 1935; Rogers and Head, 1961; Dodge et al., 1971; Beard and Weyl, 1973; Pryor, 1973).

Una arena mejor sorteada tiene menos finos de matriz los cuales tienden a obstruir los poros, reduciendo así la porosidad y permeabilidad.

Fraser (1935) infirió que la porosidad podría disminuir con la esfericidad de los granos, debido a que los granos esféricos podían empacarse mejor dejando menos espacio vacío que los granos con forma irregular.

## RELACION ENTRE PERMEABILIDAD RELATIVA, PRESION CAPILAR Y SATURACION DE AGUA SISTEMAS AGUA / PETROLEO

Considerando al petróleo y al agua como incompresibles, podemos expresar a la ecuación de continuidad volumétrica como:

$$\frac{\partial v_f}{\partial x} + \phi \frac{\partial S_f}{\partial t} = 0 \quad (1)$$

Donde:

“f” representa la fase agua o petróleo,  
 $v_f$  = velocidad fluyente de la fase “f”,  
 $S_f$  = Saturación de la fase “f”,  
 $x$  = distancia entre “inlet” y “outlet” del núcleo,  
 $t$  = tiempo de inyección,  
 $\phi$  = porosidad del núcleo,

La velocidad fluyente ( $v_f$ ) puede ser calculada utilizando la Ley de Darcy, extendida:

$$v_f = -\frac{k \cdot k_{rf}}{\mu_f} \left( \frac{\partial P_f}{\partial X} - \rho_f \cdot g \cdot \text{Sen} \alpha \right) \quad (2)$$

La presión capilar se define:

$$P_c = P_o - P_w \quad (3)$$

La presión capilar ( $P_c$ ) es una función de la saturación de agua ( $S_w$ ). La velocidad fluyente de la fase petróleo se obtiene al sustituir la ecuación (3) en la ecuación (2)

$$v_o = \frac{K \cdot K_{ro}}{\mu_o} \left( \frac{\partial P_w}{\partial X} + \frac{\partial P_c}{\partial X} - \rho_o \cdot g \cdot \text{Sen} \alpha \right) \quad (4)$$

Por otro lado, también podemos estimar la velocidad fluyente de la fase, en el extremo final del núcleo, haciendo:

$$v_f = \frac{1}{A} \left( \frac{dN_p}{dt} \right) \quad (5)$$

Donde,

A = área de sección transversal del núcleo,

Np = producción de la fase "f", al tiempo de inyección "t".

El porcentaje o fracción de participación en el flujo, de la fase "f", se define:

$$f_f = \frac{v_f}{v_t} \quad (6)$$

Donde:

V<sub>t</sub> = velocidad fluyente total.

La fracción de agua en el extremo final del núcleo (fw), lo obtenemos sustituyendo la ecuación (2) y (4) en la ecuación (6):

$$f_w = \frac{\frac{\mu_o}{K_{ro}} + \frac{k}{v_t} (\rho_w \rho_o) g \cdot \text{Sen} \alpha + \frac{k}{v_t} \left( \frac{\partial P_c}{\partial X} \right)}{\frac{\mu_w}{K_{rw}} + \frac{\mu_o}{K_{ro}}} \quad (7)$$

Podemos expresar la ecuación (1), utilizando la ecuación (6), para la fase agua.

$$v_i \frac{\partial f_w}{\partial X} + \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (8)$$

Y a partir de la ecuación (8) podemos obtener la ecuación de Buckley-Leverett:

$$\left( \frac{dX}{dt} \right)_{S_w} = \frac{v_i}{\phi} \left( \frac{df_w}{dS_w} \right) \quad (9)$$

### Hallando la relación con las permeabilidades relativas:

Sustituyendo la ecuación (2) en la ecuación (6)

$$\frac{\partial P_f}{\partial X} = - \frac{v_i \cdot f_f \cdot \mu_f}{K \cdot K_{rf}} + \rho_f \cdot g \cdot \text{Sen} \alpha \quad (10)$$

La diferencial de presión entre los dos extremos del núcleo lo podemos calcular usando:

$$\Delta P = - \int_0^L \frac{\partial P_f}{\partial X} dX \quad (11)$$

Donde L es la longitud del núcleo.

A partir de la ecuación (9) obtenemos:

$$dx = \frac{L}{F_w} df_w \quad (12)$$

Donde:

$f_w$  = fracción de agua en el punto x,

$F_w$  = fracción de agua a la distancia L.

$$F_w = \frac{1}{Q} = \frac{AL\phi}{Q_t} \quad (13)$$

Donde:

Q = producción total de líquido, adimensional,  
 Qt = producción total de líquido.

Sustituyendo la ecuación (10) y (12) en la ecuación (11):

$$\Delta P = \int_0^{F_w} \left[ \frac{v_t \cdot f_w \cdot \mu_w}{K \cdot K_{rw}} - \rho_w \cdot g \cdot \text{Sen} \alpha \right] \cdot \frac{L}{F_w} df_w \quad (14)$$

La ecuación (14) puede ser reducida usando la ecuación (5) y (13), y entonces diferenciada para obtener:

$$K_{rw} = F_w \frac{d\left(\frac{1}{Q}\right)}{d\left(\frac{k(\Delta P + \rho_w \cdot g \cdot L \cdot \text{Sen} \alpha)}{v_t \cdot \mu_w \cdot L \cdot Q}\right)} \quad (15)$$

La permeabilidad relativa a la fase petróleo se puede obtener de la ecuación (7)

$$K_{ro} = \frac{\mu_o \cdot F_o}{\frac{\mu_w \cdot F_w}{K_{rw}} - \frac{K}{v_t} \left[ (\rho_w - \rho_o) g \cdot \text{Sen} \alpha + \frac{dP_c}{dS_w} \cdot \frac{\partial S_w}{\partial X} \right]} \quad (16)$$

## INDICE DE PRODUCTIVIDAD

La relación de la tasa de producción (STB/día para flujo líquido) al diferencial de presión (drawdown) en el punto medio del intervalo productivo, se denomina **Índice de Productividad** (IP o J).

$$IP = J = \frac{q}{(P - P_{wf})}$$

**El IP es una medida del potencial de un pozo, o la facilidad con que este produce**, y es medida como una propiedad del pozo. Para calcular el IP a partir de una prueba de producción, es necesario hacer fluir al pozo por un tiempo suficientemente grande para que alcance el flujo de estado pseudo-estable. Solo durante este régimen de flujo la diferencia (P - P<sub>wf</sub>) será constante. Los cálculos del IP durante otros períodos pueden no ser exactos.

En algunos pozos, el IP permanece constante a pesar que exista una gran variación en la tasa de flujo (la tasa de flujo es directamente proporcional al diferencial de presión de fondo). En otros pozos, la linealidad no se mantiene a altas tasas, y el IP declina.

La causa de esta declinación puede ser:

- a) Turbulencia a altas tasas de flujo.
- b) Disminución de la permeabilidad al petróleo, debido a la presencia de gas libre causada por la caída de presión en el pozo.
- c) Incremento en la viscosidad del petróleo debido a que la presión cae debajo del punto de burbuja.
- d) Reducción en la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

En reservorios por agotamiento (depleción o depletación), los IP de los pozos declinan a medida que producen, debido al incremento de la viscosidad del petróleo ya que el gas sale de solución (queda menos gas disuelto) y al ocurrir esto, el porcentaje de petróleo presente en el reservorio se reduce (hay gas y petróleo en el reservorio, repartiéndose el espacio poroso y cambiando la presencia porcentual) y por consiguiente la permeabilidad relativa al petróleo se reduce.

La máxima tasa a la cual un pozo puede producir, depende del IP a las condiciones prevalecientes en el reservorio y a la presión diferencial (drawdown) disponible.

Si consideramos un sistema reservorio que contiene una sola fase, de flujo estable e incompresible, podemos establecer las ecuaciones correspondientes sobre la base de la Ley de Darcy con la Conservación de la masa (con cantidades adimensionales), lo cual:

$$\nabla \cdot (k \cdot \nabla p) = -q \quad (1)$$

donde “p” es la presión, “k” es la permeabilidad (en este caso se considerará un escalar, a pesar que es un tensor típicamente variable en el espacio) y “q” es la tasa de flujo por unidad de volumen. La ecuación (1) puede ser resuelta para la presión si es que se especifican las condiciones límites. Considerando esta solución, se puede determinar la velocidad, aplicando la Ley de Darcy:

$$v = -k \cdot \nabla p \quad (2)$$

Donde “v” es la velocidad de Darcy.

Si consideramos un pozo, con presión fluyente fija,  $P_{wf}$ , en el centro de un reservorio homogéneo, la solución de flujo radial genera:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot k \cdot \frac{(P_e - P_w)}{\ln\left(C \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3)$$

Donde “Q” es la tasa de flujo total ( $Q > 0$  para inyección y  $Q < 0$  para producción),  $P_e$  es la presión en el límite externo, “ $r_w$ ” es el radio del pozo, “ $r_e$ ” es el radio equivalente del límite externo y “C” es una constante relacionada a la forma del límite externo. Para un reservorio circular, “ $r_e$ ” es el radio del reservorio y  $C = 1$ . Para un reservorio cuadrado de longitud L, el  $r_e$  es:

$$r_e = \frac{L}{\sqrt{\pi}}$$

y,

$$C = 0.956,$$

Para una geometría de flujo radial, Q es el mismo para cada punto dentro del flujo radial y esta dado por:

$$Q = \int_0^{2\pi} v_r \cdot r \cdot d\theta = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot v_r \quad (4)$$

El índice de productividad de un pozo, denominado "IP" ó "J", se define como la tasa de producción por unidad de caída de presión:

$$IP = \frac{-Q}{P_e P_w} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k}{\ln\left(C \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (5)$$

Para el caso de sistemas heterogéneos, se presentan dos conceptos para representar el IP.

El primer concepto consiste en representar el sistema heterogéneo usando una ecuación similar a la ecuación (5), pero con una permeabilidad efectiva equivalente, para un sistema radial, tal como:

$$IP = \frac{-Q}{P_e - P_w} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_r}{\ln\left(C \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (6)$$

Donde  $K_r$  es la permeabilidad efectiva para flujo radial. Es importante mencionar que:

$$K_r \neq K_L$$

Donde  $K_L$  es la permeabilidad efectiva para flujo lineal. Esta diferencia se debe principalmente a la naturaleza del flujo radial que tiende a acentuar los efectos de las heterogeneidades en la cercanía al pozo, lo cual esta ausente en el flujo lineal.

Una representación alterna, es utilizar la permeabilidad efectiva para flujo lineal, pero tomando en cuenta las heterogeneidades cerca al pozo a través del uso de un "skin efectivo" (S), con lo cual tenemos:

$$IP = \frac{-Q}{P_e - P_w} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_L}{\ln\left(C \frac{r_e}{r}\right) + S}$$

Si utilizamos los parámetros de Peaceman, obtenemos:

$$IP = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_i}{\ln\left(0.2 \frac{\Delta X}{r_w}\right)} \quad (7)$$

donde:  $K_i$  es la permeabilidad del well block y  $r_w$  es el radio del pozo.

# PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

## PROPIEDADES DEL FLUIDO EN EL RESERVORIO

Los reservorios de petróleo involucran a los reservorios de petróleo pesado, petróleo black-oil y petróleo volátil. Los reservorios de gas incluyen los reservorios de gas condensado, reservorios de gas húmedo y reservorios de gas seco. Estos reservorios forman las seis clases de fluidos en el reservorio. Cada uno de estas clases tiene diferente comportamiento de producción y requieren diferentes estrategias de producción para maximizar la recuperación del petróleo y/o gas.

FLUIDO	Gravedad API	COMENTARIOS
<b>Crudo Pesado (Heavy Oil)</b>	< 20	Alta viscosidad (mayor a 10 cp.), alta densidad e insignificante GOR. Puede ser un petróleo degradado.
<b>Petróleo Negro (Black Oil)</b>	30 – 45	Conocido también como un sistema de gas disuelto y constituye la mayoría de los reservorios de petróleo. La temperatura crítica es mayor que la temperatura del reservorio.
<b>Crudo Volátil (Volatile Oil)</b>	45 - 70	Petróleo de muy baja gravedad específica. Existe en una región de dos fases. La fase líquida tiene muy alta relación de gas disuelto en el petróleo y la fase gas puede producir un volumen sustancial de líquidos a condiciones estándar.
<b>Gas Condensado (Gas Condensate)</b>	-----	Una fase gas a condiciones de reservorio pero puede comportarse de manera retrógrada para producir líquidos de baja densidad en el reservorio.
<b>Gas Seco (Dry Gas)</b>	-----	Esencialmente toda la mezcla esta en fase gas a condiciones de reservorio.

## COMPOSICION (Fracción Molar) DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

	GAS SECO	GAS CONDENSADO	PETROLEO VOLATIL	PETROLEO NEGRO
C <sub>1</sub>	0.90	0.75	0.60-0.65	0.44
C <sub>2</sub>	0.05	0.08	0.08	0.04
C <sub>3</sub>	0.03	0.04	0.05	0.04
C <sub>4</sub>	0.01	0.03	0.04	0.03

C <sub>5</sub>	0.01	0.02	0.03	0.02
C <sub>6+</sub>		0.08	0.20-0.15	0.43
Gravedad API		50-75	40-60	25-45
GOR		10,000 +	3,000-6,000	2,000

### CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE RESERVORIOS DE ACUERDO CON LOS DIAGRAMAS DE FASES

Desde el punto de vista técnico, los diferentes tipos de reservorios pueden clasificarse de acuerdo con los niveles de temperatura y presión iniciales del reservorio y su ubicación en el gráfico con respecto a la región de dos fases (gas y petróleo) en los diagramas de fases que relacionan temperatura y presión. La Figura 2.3 es uno de estos diagramas para un determinado fluido de un reservorio. El área encerrada por las curvas del punto de burbujeo y del punto de rocío hacia el lado izquierdo inferior, es la región de combinaciones de presión y temperatura en donde existen dos fases: líquida y gaseosa. Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburo, para cualquier presión y temperatura. Inicialmente, toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases que depende sólo de la composición de la acumulación.

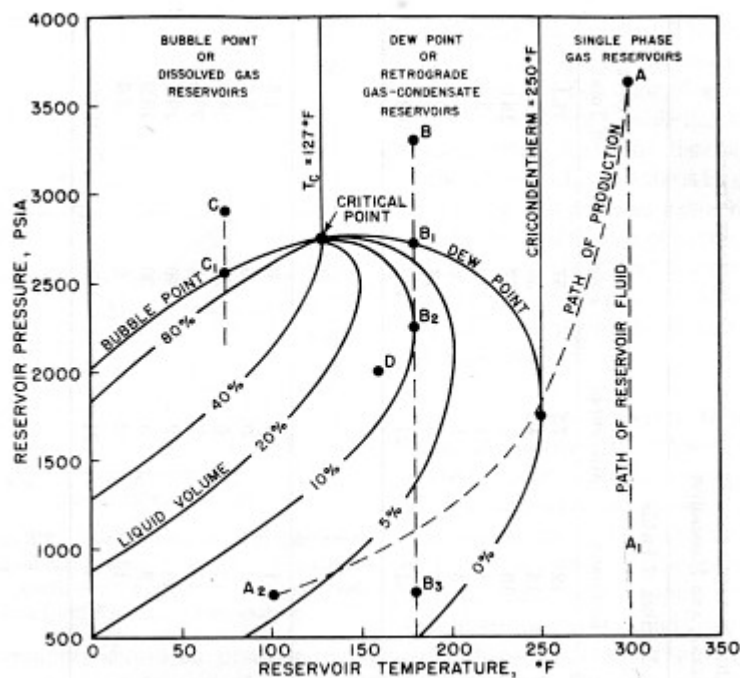


Fig. 2.3. Pressure-temperature phase diagram of a reservoir fluid.

Consideremos un reservorio con el fluido de la Figura 2.3, a una temperatura de 300°F y presión inicial de 3700 psia, **punto A**. Como dicho punto se encuentra fuera de la región de dos fases, el fluido se hallará inicialmente en estado de una sola fase (monofásico), comúnmente llamado gas.

Como el fluido que queda en el reservorio durante la producción permanece a 300°F (proceso isotérmico, dentro del reservorio), es evidente que el fluido permanecerá en estado de una sola fase o estado gaseoso a medida que la presión disminuya a lo largo de la **trayectoria A-A<sub>1</sub>**. Más aún, la composición del fluido producido por el pozo no variará a medida que el reservorio se agota. Esto será cierto para cualquier acumulación de esta composición, donde la temperatura del reservorio excede el punto cricondentérmico (máxima temperatura a la cual pueden existir dos fases) o sea, 250°F para el presente ejemplo.

Aunque el fluido que permanece aún en el reservorio permanecerá en estado monofásico, el fluido producido al pasar del fondo del pozo a los separadores en la superficie, aun de la misma composición, puede entrar en la región de dos fases, debido a la disminución de la temperatura, como lo representa la **trayectoria A-A<sub>2</sub>**. Esto explica la producción de líquido condensado en la superficie a partir de un gas en el reservorio. Por supuesto, si el punto cricondentérmico está por debajo, por ejemplo, de 50°F, sólo existirá gas en la superficie a las temperaturas normales de ambiente, y la producción se denominará **gas seco**. No obstante, la producción puede aún contener fracciones líquidas que pueden removerse por separación a baja temperatura o por plantas de recuperación de gasolina del gas natural.

Consideremos de nuevo un reservorio con el mismo fluido de la Figura 2.3, pero a una temperatura de 180°F y presión inicial de 3300 psia, **punto B**. Aquí la temperatura del reservorio excede la temperatura crítica, y como se mencionó anteriormente, el fluido se encuentra en estado monofásico denominada fase gaseosa o simplemente gas.

A medida que la presión disminuye debido a la producción, la composición del fluido producido será la misma que la del fluido del reservorio en el **punto A**, y permanecerá constante hasta alcanzar la presión del punto de rocío, a 2545 psia, **punto B<sub>1</sub>**. Por debajo de esta presión, se condensa líquido del fluido del reservorio en forma de rocío; de allí que este tipo de reservorio comúnmente se le denomina reservorio de punto de rocío. Debido a esta condensación, la fase gaseosa disminuirá su contenido líquido. Como el líquido condensado se adhiere al material sólido o paredes de los poros de la roca, permanecerá inmóvil. Por consiguiente, el gas producido en la superficie tendrá un menor contenido de líquido, aumentando la relación gas-petróleo de producción.

Este proceso, denominado condensación retrógrada, continúa hasta alcanzar un punto de máximo volumen de líquido, 10 por ciento a 2250 psia, **punto B<sub>2</sub>**. Se emplea el término retrógrado porque generalmente durante una dilatación isotérmica ocurre vaporización en lugar de condensación. En realidad, una vez que se alcanza el punto de rocío, debido a que la composición del fluido producido varía, la composición del fluido remanente en el reservorio también cambia, y la curva envolvente comienza a desviarse. El diagrama de fases de la Figura 2.3 representa una mezcla y sólo una mezcla de hidrocarburos. Para una recuperación máxima de líquido, esta desviación debe ser hacia la

derecha, por lo que para el caso mostrado se acentúa aún más la pérdida de líquido retrógrado en los poros de la roca del reservorio.

Si ignoramos por el momento esta desviación en el diagrama de fases, desde el punto de vista cualitativo, la vaporización del líquido formado por condensación retrógrada (líquido retrógrado) se presenta a partir del **punto B<sub>2</sub>** hasta la presión de abandono **punto B<sub>3</sub>**. Esta revaporización ayuda a la recuperación líquida y se hace evidente por la disminución en la relación gas-petróleo en la superficie.

La pérdida neta de líquido retrógrado es evidentemente mayor para:

- (a) menores temperaturas en el reservorio;
- (b) mayores presiones de abandono, y
- (c) mayor desviación del diagrama de fases hacia la derecha, lo cual es, naturalmente, una propiedad del sistema de hidrocarburos.

En cualquier tiempo, el líquido producido por condensación retrógrada en el reservorio está compuesto, en gran parte, de un alto porcentaje (por volumen) de metano y etano, y es mucho mayor que el volumen de líquido estable que pudiera obtenerse por condensación del fluido del reservorio a presión y temperatura atmosféricas.

La composición del líquido producido por condensación retrógrada cambia a medida que la presión disminuye, de manera que 4 por ciento del volumen del líquido retrógrado a una presión, por ejemplo, de 750 psia puede contener un condensado estable a condiciones de superficie equivalente a 6 por ciento del volumen del líquido retrógrado a 2250 psia.

Si la acumulación ocurre a 3000 psia y 75°F, **punto C**, el fluido del reservorio se encuentra en estado monofásico, ahora llamado líquido, debido a que la temperatura está por debajo de la temperatura crítica. Este tipo de reservorio se denomina de punto de burbuja; ya que a medida que la presión disminuye se alcanzará el punto de burbuja, en este caso 2550 psia, **punto C<sub>1</sub>**.

Por debajo del punto de burbuja aparecen burbujas, o una fase de gas libre. Eventualmente, el gas libre comienza a fluir hacia el pozo, aumentando continuamente. Inversamente, el petróleo fluye cada vez en cantidades menores, y cuando el reservorio se agota queda aún mucho petróleo por recuperar. Otros nombres empleados para este tipo reservorio de líquido (petróleo) son: reservorio de depleción, de gas disuelto, de empuje por gas en solución, de dilatación o expansión y de empuje por gas interno.

Finalmente, si la misma mezcla de hidrocarburos ocurre a 2000 psia y 150°F, **punto D**, existe un reservorio de dos fases, que contiene una zona de líquido o de petróleo con una zona o capa de gas en la parte superior. Como las composiciones de las zonas de gas y petróleo son completamente diferentes entre sí, pueden representarse separadamente por diagramas de fases

individuales (que tendrán poco común entre sí) o con el diagrama de la mezcla.

Las condiciones de la zona líquida o de petróleo serán las del punto de burbuja y se producirá como un reservorio de punto de burbuja, modificado por la presencia de la capa de gas. Las condiciones de la capa de gas serán las del punto de rocío y puede ser retrógrada o no retrógrada, como se ilustra en las figuras 2.4(a) y 2.4(b), respectivamente.

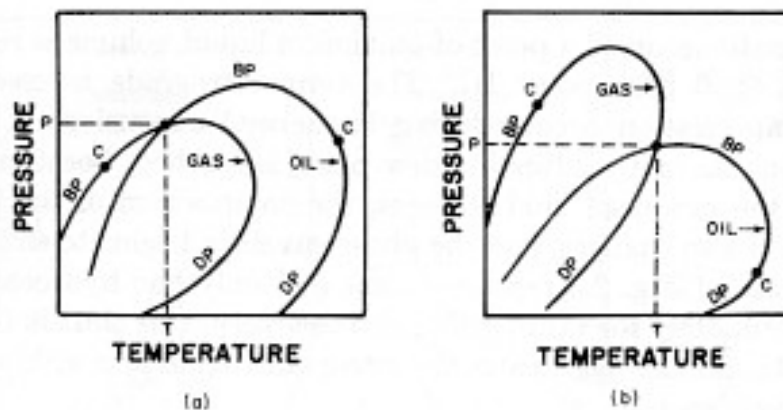


Fig. 2.4. Phase diagrams of a cap gas and oil zone fluid showing (a) retrograde cap gas, and (b) non-retrograde cap gas.

En base a lo discutido en párrafos anteriores y desde un punto de vista técnico, los reservorios de hidrocarburos se encuentran inicialmente ya sea en estado monofásico (A, B y C) o en estado bifásico (D), de acuerdo con la posición relativa de sus presiones y temperaturas en los diagramas de fases.

En depleción volumétrica (reservorios cerrados o limitados, donde no existe intrusión de agua) estos diferentes reservorios monofásicos pueden comportarse como reservorios simples o de una fase de gas (A), donde la temperatura del reservorio excede la cricondentérmica; o reservorios de condensación retrógrada (de punto de rocío) (B), donde la temperatura de reservorio se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica; o reservorios de gas disuelto (de punto de burbuja) (C), donde la temperatura de reservorio está por debajo de la temperatura crítica. Cuando la presión y temperatura caen dentro de la región de dos fases, existirá una zona de petróleo con una capa de gas en la parte superior. La zona de petróleo producirá como un reservorio de petróleo de punto de burbuja y la capa de gas como un reservorio monofásico de gas(A) o como un reservorio retrógrado de gas(B).

### **PETRÓLEO PESADO (DE BAJO ENCOGIMIENTO)**

Un petróleo en su punto de burbuja a la temperatura del reservorio, es considerado saturado con gas a las condiciones de presión y temperatura dadas. De esta manera el término “presión de saturación” es sinónimo con “presión al punto de burbuja” para una temperatura dada.

Una disminución en la presión causará que la muestra original cambie hacia un sistema de 02 fases. El cambio físico es más notorio a medida que el gas es liberado del líquido.

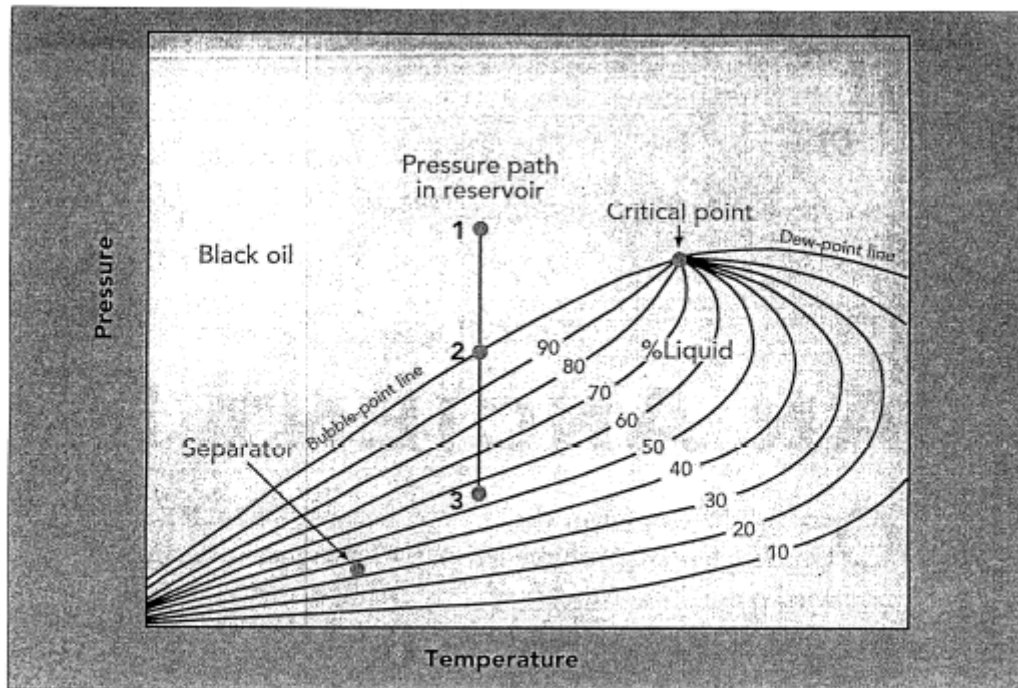
Se considera que una cierta cantidad de gas esta disuelta en el petróleo y que ante una caída de presión, resultará la salida del gas que se encuentra en solución.

El primer gas liberado esta compuesto principalmente de componentes livianos (metano, etano y propano) debido a que estos componentes poseen la mayor energía molecular y la menor atracción molecular hacia otros componentes.

La vaporización de los componentes livianos es seguida por cantidades de componentes pesados hasta que se alcance una presión menor donde solo una fracción del material original permanece líquida.

El gas formado se ha originado solo por vaporización de los componentes livianos y como resultado, el líquido remanente se encoge en volumen.

Para petróleos de bajo encogimiento, existe un cambio uniforme en encogimiento a medida que cae la presión. Este encogimiento ocurre principalmente como un resultado de la pérdida volumétrica de materiales livianos. Esto incrementa rápidamente para rangos de baja presión, donde la energía cinética de las moléculas pesadas de líquido es mayor que las fuerzas atractivas dentro del líquido.

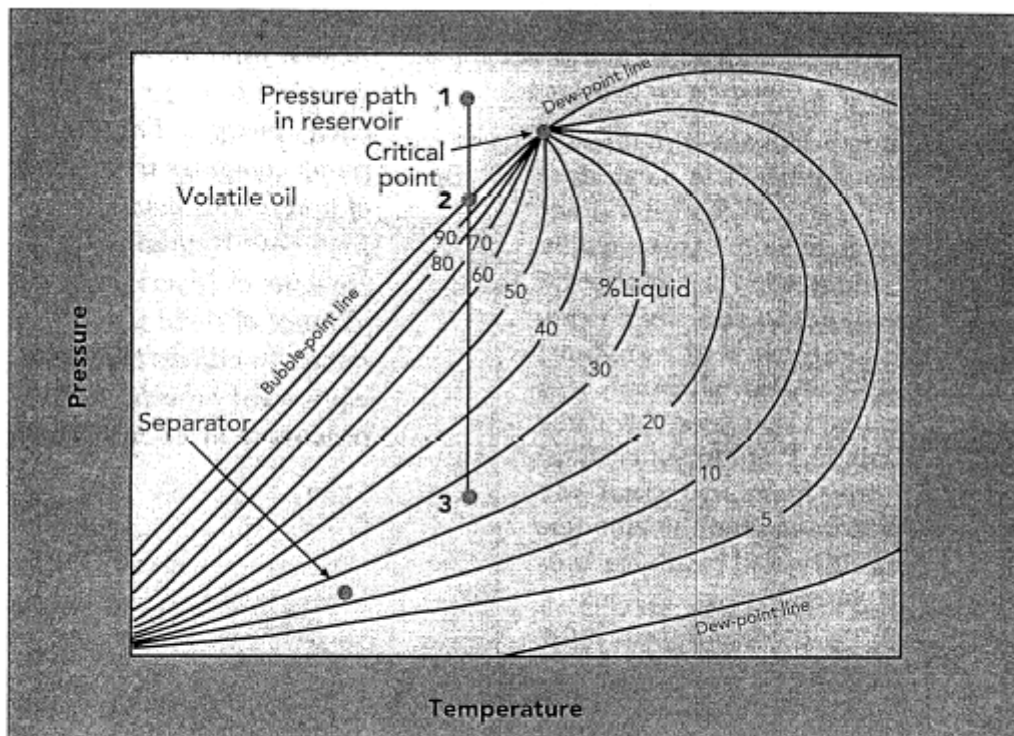


In the phase diagram of typical black oil, line 123 represents the pressure depletion path at reservoir temperature. Black oil critical points occur at temperatures much higher than reservoir temperature.

### **PETRÓLEO LIVIANO (DE ALTO ENCOGIMIENTO)**

Ciertos petróleos son conocidos como de alto encogimiento debido a que su encogimiento con una reducción de la presión es mayor que lo normal. El término “alto encogimiento” es cualitativo. El mayor encogimiento es originado debido a la existencia de mayores cantidades de componentes intermedios o menores cantidades de componentes pesados en la mezcla.

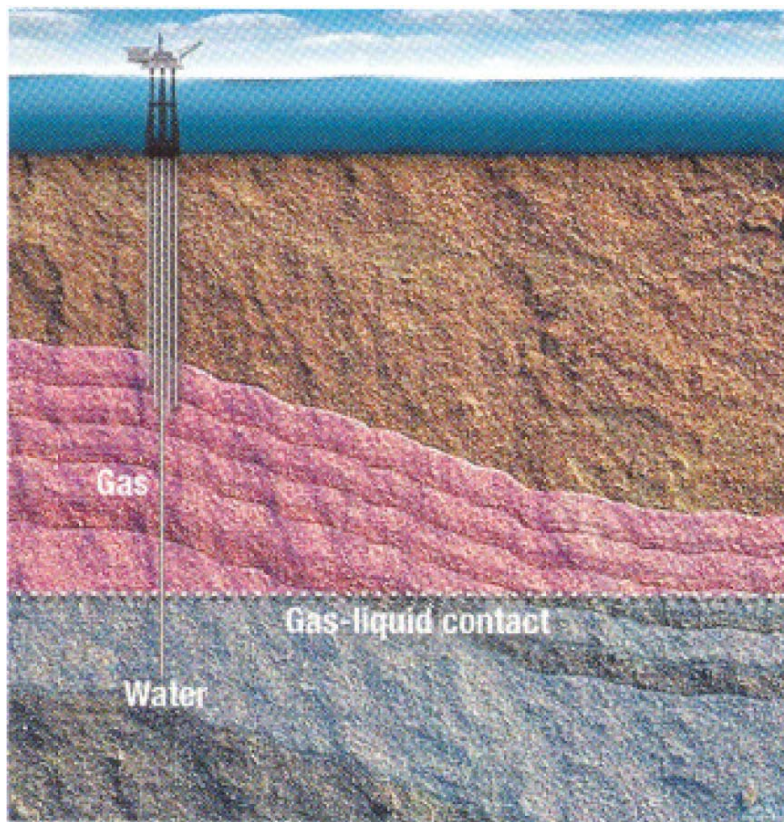
El comportamiento de petróleos de alto encogimiento en el rango de alta presión es diferente del ocurrido en los petróleos de bajo encogimiento. Una ligera caída de presión a partir de la presión de saturación, no solo las moléculas del componente liviano sale de la solución, sino también una gran cantidad de componentes intermedios sale de la solución para formar el gas.



Compared to black oil, the temperature range of the volatile oil phase diagram is smaller, iso-vol lines shift upward, and the critical point is further down the lefthand slope.

## RESERVORIOS DE GAS CONDENSADO Y DE GAS SECO

Para este tipo de reservorios, el fluido en el reservorio es siempre gas de una sola fase durante toda la vida del reservorio, debido principalmente a que en estos sistemas la temperatura de formación es mayor a la cricodentérmica (máxima temperatura de la fase envolvente). El diagrama de fase para un reservorio de gas seco se muestra en la Figura siguiente.



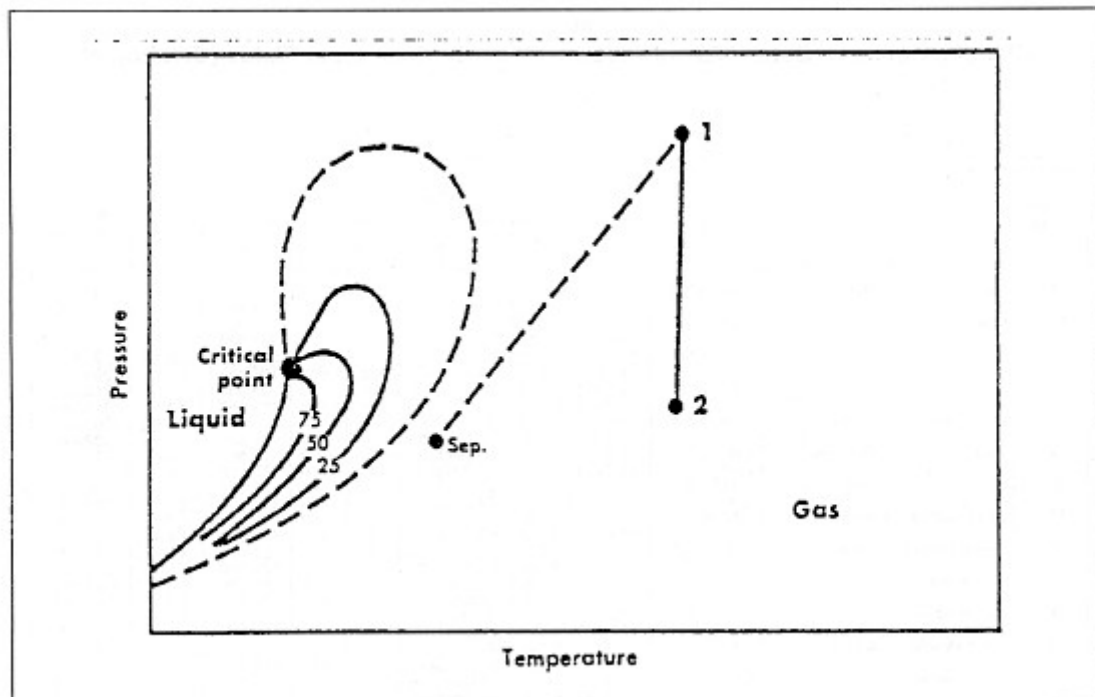


Fig. 3-44. Phase diagram for a dry gas (from McCain<sup>1</sup>). Permission to publish by Petroleum Publishing Company.

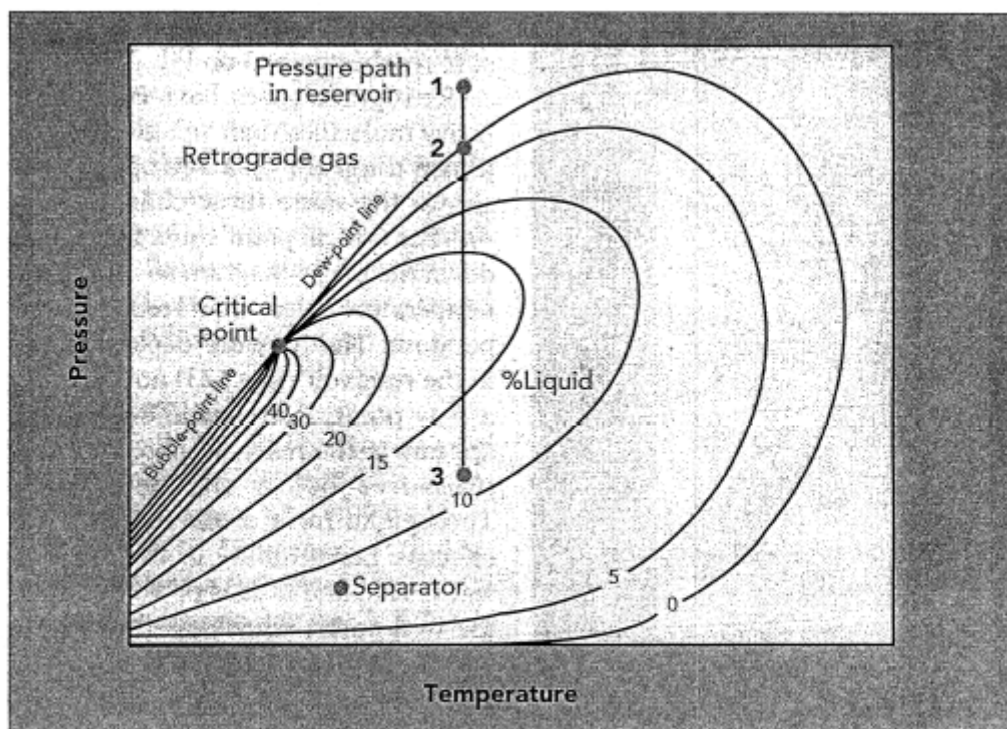
La producción de un reservorio de gas condensado puede considerarse como una fase intermedia entre petróleo y gas. Los reservorios petrolíferos tienen un contenido de gas disuelto que varía desde cero ("petróleo muerto", es decir sin gas) hasta unos pocos miles de pies cúbicos por barril (petróleo con gas disuelto), mientras que en reservorios de gas, un barril de líquido (condensado) se vaporiza en 100,000 o más pies cúbicos de gas a condiciones normales; es por esta razón que una pequeña o insignificante cantidad de hidrocarburo líquido se obtiene en los separadores de la superficie. La producción de un reservorio de gas condensado es predominantemente gas, del cual se condensa líquido en los separadores de superficie; de ahí el nombre de gas condensado.

La Tabla siguiente presenta las composiciones molares y algunas propiedades adicionales de cuatro fluidos monofásicos de reservorios.

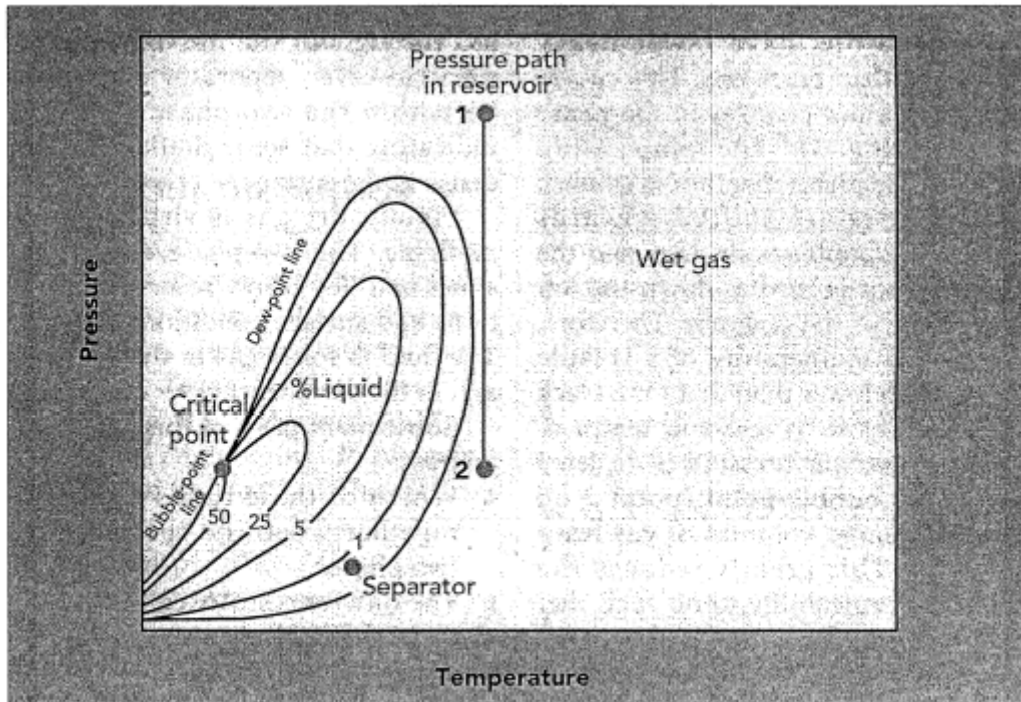
Table 6-1  
Mole Composition of Typical Hydrocarbon Reservoir Fluids

Component	Dry Gas	Single-phase Wet Gas	Retrograde Gas Condensate	Volatile Oil
C <sub>1</sub>	96.0	90.0	75.0	60.0
C <sub>2</sub>	2.0	3.0	7.0	8.0
C <sub>3</sub>	1.0	2.0	4.5	4.0
C <sub>4</sub>	0.5	2.0	3.0	4.0
C <sub>5</sub>	0.5	1.0	2.0	3.0
C <sub>6</sub>	—	0.5	2.5	4.0
C <sub>7+</sub>	—	1.5	6.0	17.0
	100.0	100.0	100.0	100.0
Mol. Wt. C <sub>7+</sub>	—	115	125	180
GOR, scf/STB	High	26,000	7,000	2,000
Tank Gravity, °API	—	60	55	50
Liquid Color	—	Water White to Light Yellow	Light Yellow to Yellow	Amber to Darker Colors

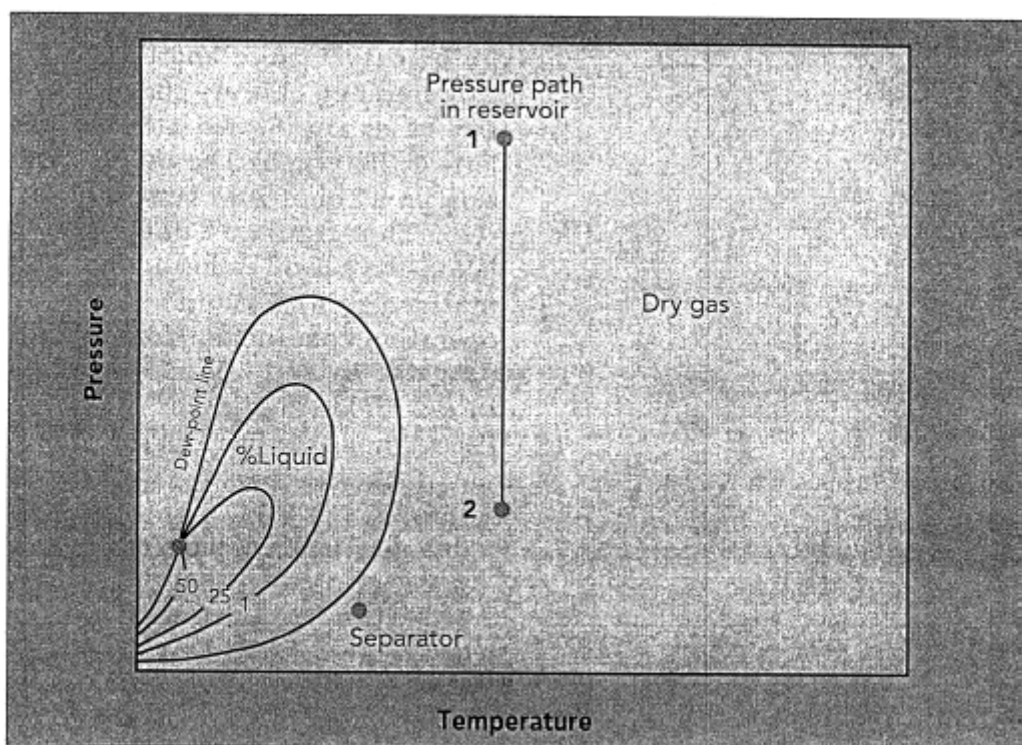
Cuando la producción va acompañada de tasa de gas-petróleo por encima de 100,000 pcs/bl, al fluido se le denomina gas seco o pobre, aunque no existe una línea divisoria determinada. El término gas húmedo se emplea a veces con el mismo significado que gas condensado.



With fewer heavy molecules than volatile oils, retrograde gases have a critical temperature less than reservoir temperature. Line 123 exhibits a dew point.



The pressure depletion path (line 12) of a wet gas does not enter the two-phase region since the phase diagram covers a much smaller temperature range.



Illustrating dry gas is virtually pure methane, the two-phase envelope of the phase diagram lies below reservoir and surface conditions.

## **AGOTAMIENTO O DEPLETACION DE UN RESERVORIO**

El agotamiento o la depletación es un fenómeno natural que acompaña durante la explotación de todo recurso no renovable. La depletación es la reducción progresiva del volumen de petróleo y gas natural y esta en función del tiempo y del nivel de extracción total y esta asociada a la declinación de la producción de un determinado pozo, reservorio o campo.

El ciclo de vida de un campo petrolero inicia con la puesta en producción de unos pozos, hasta que la producción alcanza un pico (máximo) y entonces inicia la declinación hasta alcanzar un determinado límite económico y entonces los pozos son cerrados.

Las características económicas de un recurso cambian con el tiempo y la depletación origina que los Operadores abandonen antiguas áreas y desarrollen nuevas. Esto conlleva a la estrategia de desarrollar primero los campos más grandes y más económicos y posteriormente los menos rentables ya sea porque están alejados, o sin infraestructura o son pequeños en reservas. En este sentido, para una misma área y a medida que avanza su desarrollo, se requerirá un mayor esfuerzo para producir un mismo volumen de recurso.

La depletación y sus efectos son influenciados por la tecnología. Los avances tecnológicos han permitido una perforación de pozos más exacta, extracción de un mayor porcentaje de petróleo y gas, extensión de la vida económica, desarrollo de recursos no viables económicamente y recursos no convencionales. Por otro lado, la tecnología tiene efectos contradictorios sobre la depletación, ya que por un lado reduce o elimina el efecto de la depletación a través del incremento de la producción y por otro lado el recurso se produce más rápido.