RECUPERACIÓN SECUNDARIA

I) Generalidades de la Recuperación Secundaria

II) Métodos Predictivos de Cálculo en reservorios:

a) Reservorios Homogéneos: Flujo
- Difuso
- Segregado
- Intermedio

b) Res Heterogéneos
- Con comunicación vertical: Flujo
  - Difuso
  - Segregado
- Sin comunicación vertical: Métodos
  - Style
  - D&P
  - CGM

III) Disposición de pozos: arreglos

IV) Calidad de Agua de Inyección

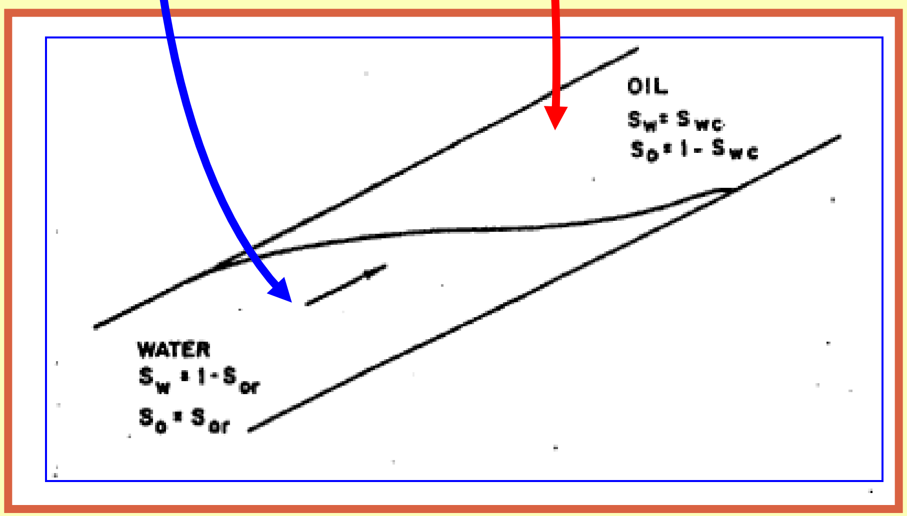
V) Monitoreo de Proyectos de Recuperación Secundaria

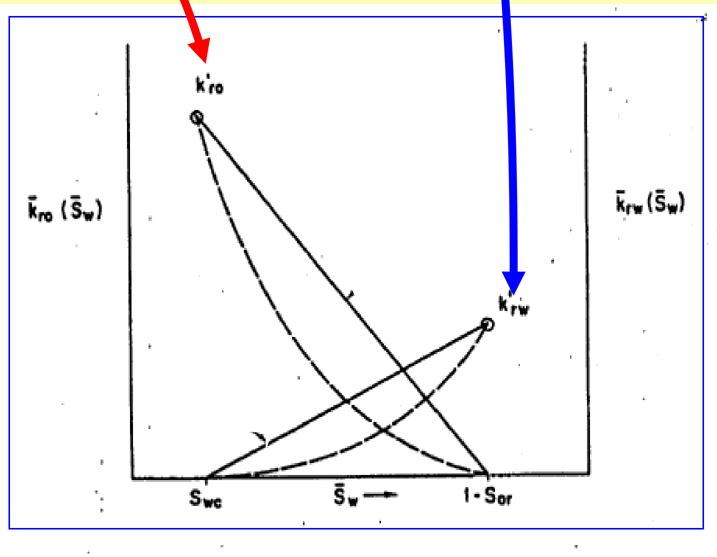
Reservorio homogéneo: Desplazamiento bajo condiciones de FLUJO SEGREGADO

- En la **parte barrida del reservorio** solo se mueve agua en presencia de petróleo residual, siendo la **kw = k k'rw** y

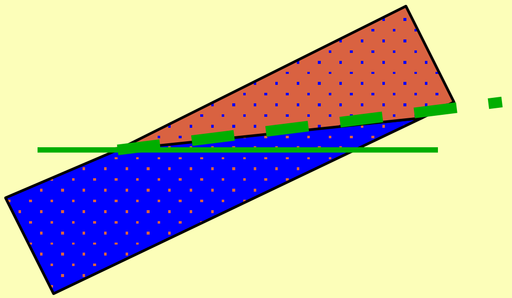
- en la **zona no barrida**, sólo fluye petróleo en presencia del agua connata, siendo la **ko = k k'ro**

Dake Fundamentos pag. 372

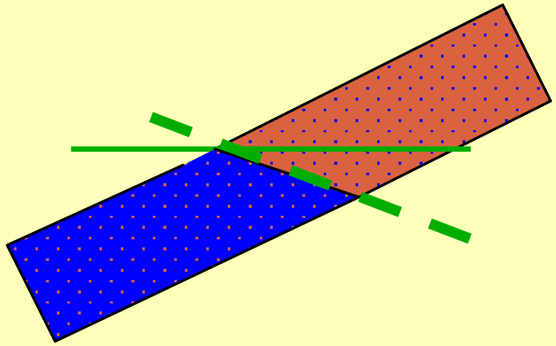


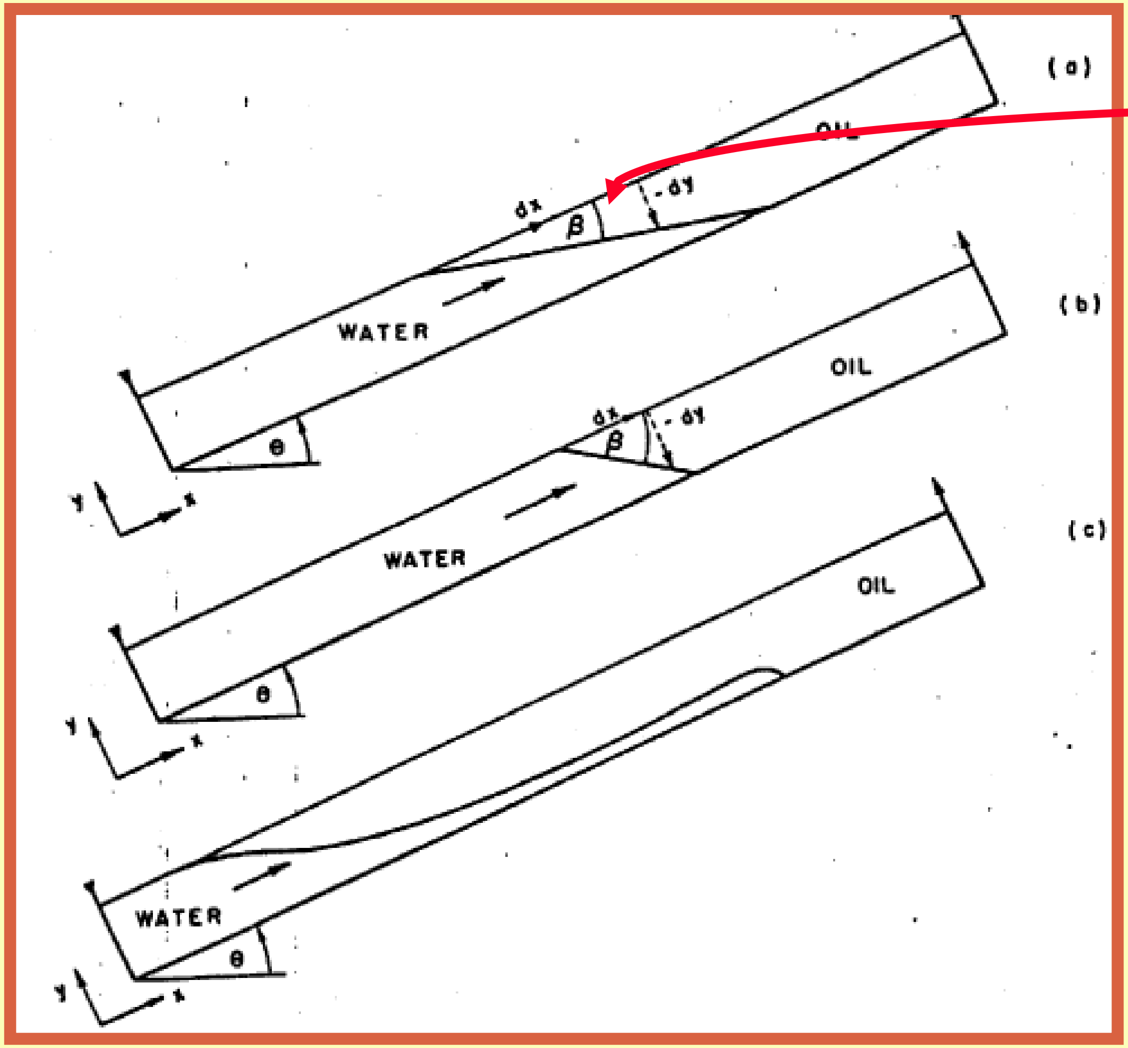


- **Además en cualquier punto de la interface agua-petróleo se considera que la PRESIÓN ES IGUAL. Lo que implica la NO EXISTENCIA DE UNA ZONA DE TRANSICIÓN CAPILAR.**



- **El desplazamiento es gobernado por el EQUILIBRIO VERTICAL, pero al no haber zona de transición capilar, las FUERZAS GRAVITACIONALES, como consecuencia de Δδ entre los fluidos, son las responsables de la distribución instantánea de los fluidos en la dirección perpendicular al buzamiento.**





Para que el **desplazamiento** sea **ESTABLE** β el ángulo entre la **interfase de los fluidos** y la **dirección del flujo** debería mantenerse **cte a través del desplazamiento**, fig. (a) y (b) tal que

$$\boxed{\frac{dy}{dx} = -\tan\beta = ctte}$$

Que se da a **bajos caudales de inyección** cdo las fuerzas gravitacionales (Δδ entre los fluidos), actúen para llevar la interfase a la horizontal.

Si q=0 la interfase será horizontal.

Si el q es alto: **fuerzas viscosas >> fuerza gravitatoria** aparece un desplazamiento inestable, fig. (c). Debido a la Δδ el agua forma una **lengua por debajo del petróleo** generando una **rotura prematura**. La condición de desplazamiento inestable ocurrirá para el condición límite de **tan β =0**

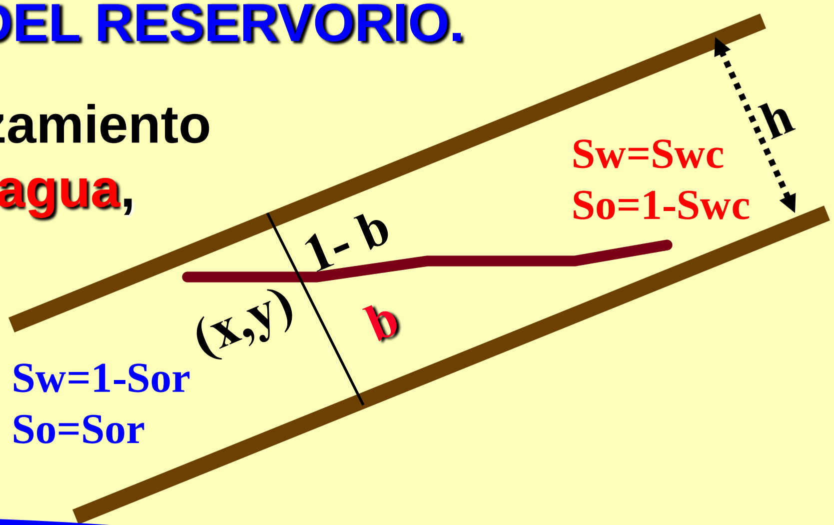
Dado un **DESPLAZAMIENTO SEGREGADO** de petróleo por agua **en un reservorio homogéneo** el **DESPLAZAMIENTO** será **BIDIMENSIONAL**

Para reducir el problema a **UNA DIMENSIÓN** (para aplicar Buckley-Leverett) es necesario **PROMEDIAR** la **Sw** y las **kr SOBRE EL ESPESOR DEL RESERVORIO** y así el flujo puede describirse como **OCURRIENDO A LO LARGO DE LA LINEA CENTRAL DEL RESERVORIO.**

Dado un punto x en la línea del desplazamiento y definiendo **b = espesor fraccional de agua**, tal que **b = y/h**,

La Sw prom. respecto al espesor en el punto x es:

$$\boxed{S_{wmed} = b(1 - S_{or}) + (1 - b) S_{wc}}$$

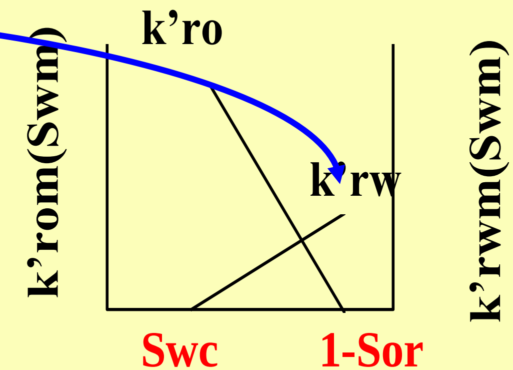


$$k_{rwmed}(S_{wmed}) = \left(\frac{S_{wmed} - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right) k'_{rw}$$

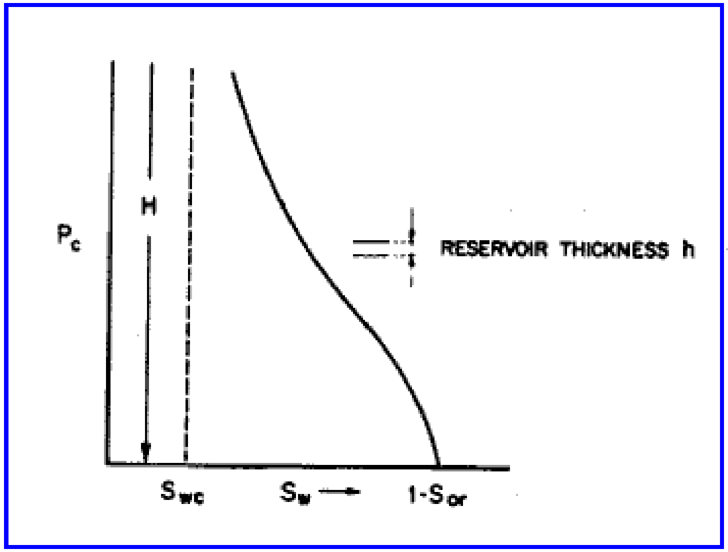
b

$$k_{romed}(S_{wmed}) = \left(\frac{1 - S_{or} - S_{wmed}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right) k'_{ro}$$

Las kr promediadas según el espesor son funciones lineales de la Sw promedio según dicho espesor



Reservorio Homogéneo. Efecto de la zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento de petróleo cuando $h \cong H$



h: espesor del reservorio
H: espesor de la zona de transición capilar,

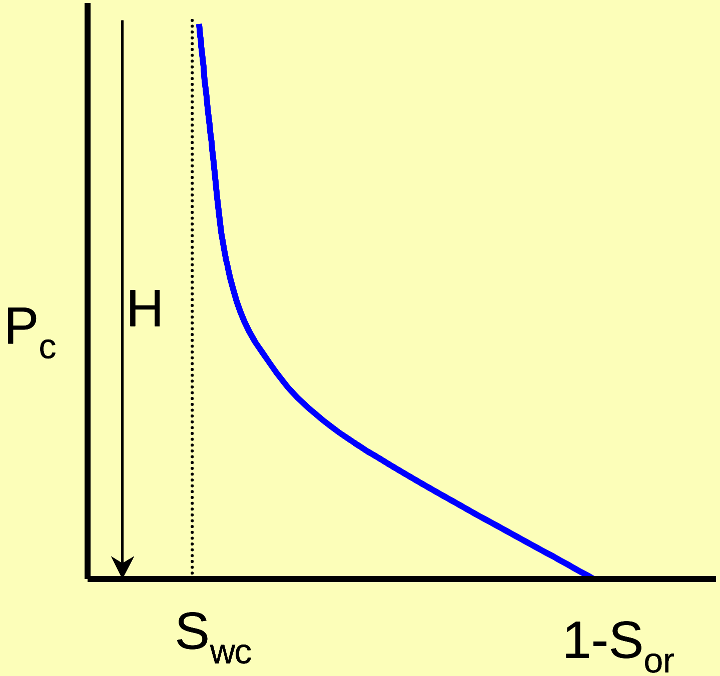
La distribución de la Sw puede aproximarse como uniforme o segregada dependiendo de

H >> h ====> uniforme o difuso
H << h ====> segregado

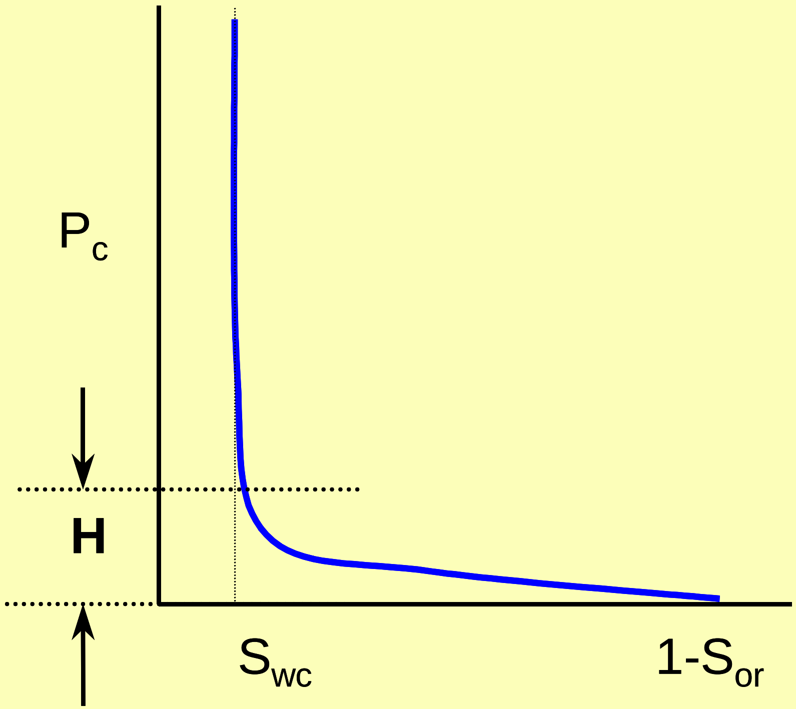
- **Si el <u>reservorio es muy delgado</u> en comparación con la zona de transición capilar la saturación del frente de agua que avanza aparecerá como uniformemente distribuida respecto al espesor.**

- **Si <u>la zona de transición es despreciable</u> comparado con el del reservorio aparecerá que el petróleo y el agua están segregados. Las permeabilidades relativas lineales pueden usarse para describir tal desplazamiento.**

PRESIÓN CAPILAR



Zona de gran transición

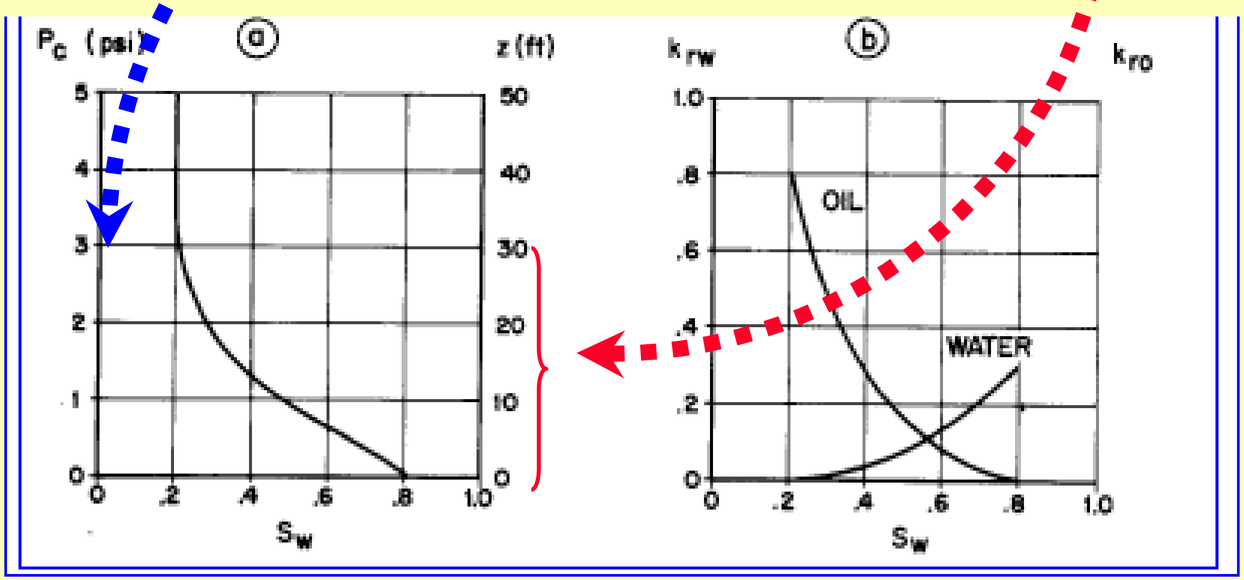


Zona de transición pequeña

La Pc de la zona de transición es de 3 psi y γ_w=1.04 y γ_o=0.81:

$$dP_c = 0{,}4335\,\Delta\gamma\, dz \quad\Rightarrow\quad dP_c = 0.4335(1.04-0.81)dz = 0.1\,dz$$

Si **Pc = 3 psi** la altura de la zona de transición será **H= 30 ft.**
Si **h = 40 ft** no puede asumirse que el desplazamiento, es **difuso ni segregado.**



Es necesario generar **curvas de permeabilidades relativas promediadas**, las cuales son funciones de **las Sw promediadas para esos espesores**, para luego usarse en los cálculos de recuperación de petróleo.

Resolución gráfica

3 representa la distribución de agua en función del espesor. Para $S_{wmáx} = 1 - S_{or}$, Pc = 0, y para este caso inicial se ubica en la base del reservorio.

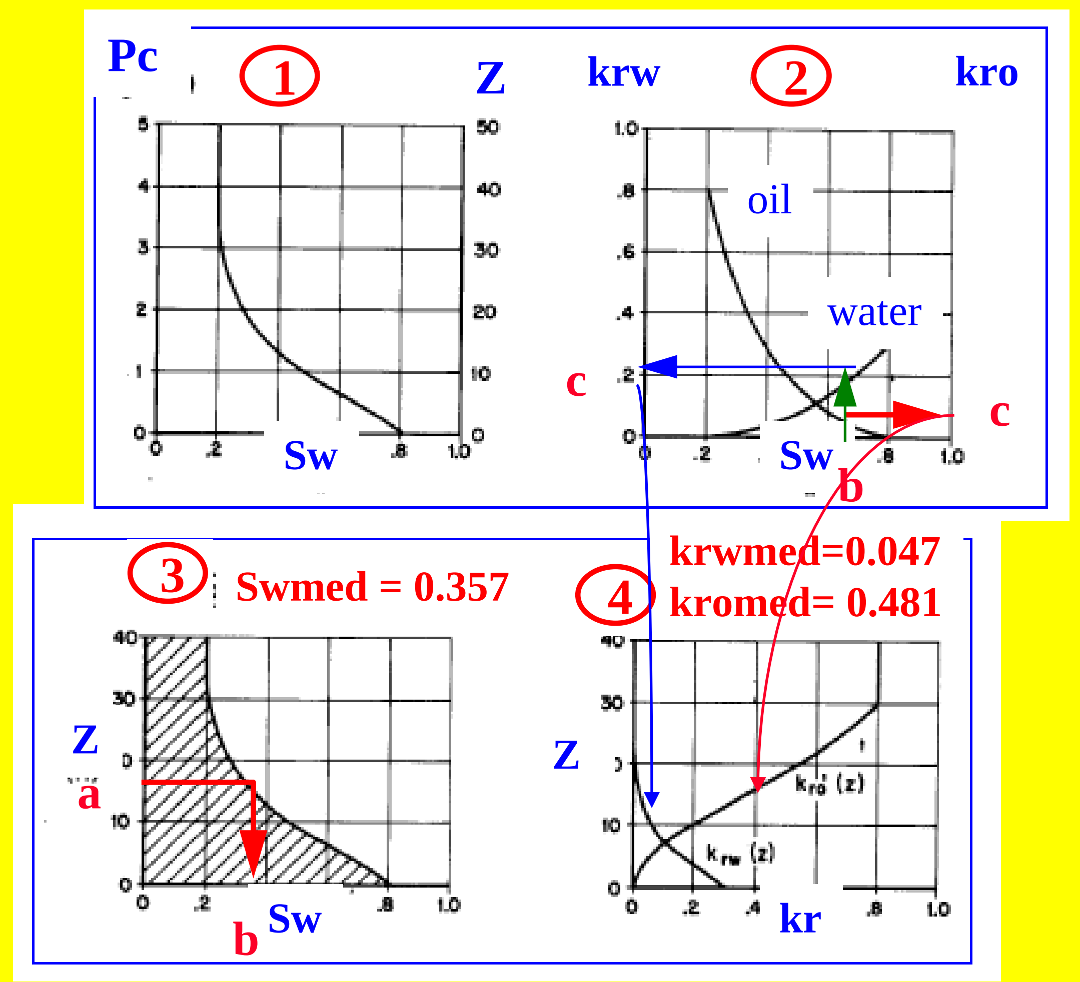
Por encima de la base: $S_w = f(Pc)$

Si el reservorio es homogéneo la S_w promediada en función del espesor se calcula con:

$$S_{wmed} = \frac{\int_o^h S_w(z)dz}{h}$$

que gráficamente es el área marcada en 3 dividida por el espesor h.

Para esta ejemplo: $S_{wmed} = 0.357$



2 Representan kr puntuales en el reservorio y dependen de la S_w en el punto en estudio. Dada la distribución de S_w de 3 obtengo 4 la distribución de k_{ro} y k_{rw} respecto al espesor: selecciono una altura en el reservorio en 3 y leo su S_w y luego veo cual es su kr en 2. Esta distribución de kr promediadas con el espesor se muestra en 4 cuando la Sw en la base de la formación es Sw=1-Sor

Distribución de kr promediadas con el espesor

z (ft)	Sw (fig 3)	krw (fig.2)	kro (fig 2)
0	.800	.300	0
5	.650	.170	.055
10	.470	.060	.195
15	.375	.020	.370
20	.275	.006	.540
25	.225	.002	.690
30	.200	0	.800
40	.200	0	.800

Matemáticamente las kr promediadas con el espesor se calculan con:

$$k_{rwmed}(S_{wmed}) = \frac{\int_0^h k_{rw}(S_w(z))\,dz}{h}$$

$$k_{romed}(S_{omed}) = \frac{\int_0^h k_{ro}(S_w(z))\,dz}{h}$$

Estos valores de las kr promediadas con el espesor se obtienen gráficamente midiendo el área a la izquierda de cada curva en la fig. 4 y dividiendo por el espesor total del reservorio.

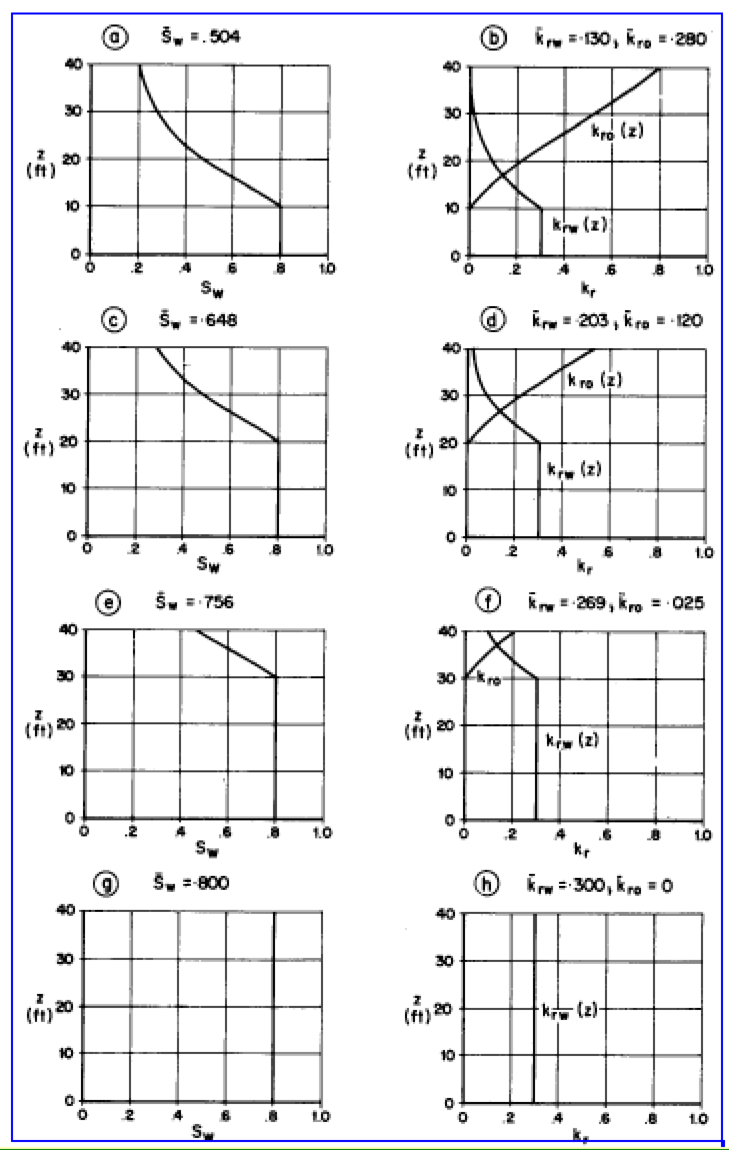
Para la <u>condición inicial</u> de máxima Sw en la base del reservorio en el punto bajo estudio, en este ejemplo

$S_{wmed} = 0.357$ $\quad$ $k_{rwmed}(S_{wmed})=0.047$ $\quad$ $k_{romed}(S_{wmed})=0.481$

Generar nuevas curvas a planos arbitrarios de $S_{wmáx} = 1 - S_{or}$ elevándolos en incrementos de 10 ft. y se recalculan las nuevas **Swmed** en el espesor y sus correspondientes **krmed**.

Físicamente corresponde a lo que se ve en un punto fijo del reservorio a medida que el frente pasa por el mismo.

Se satisface la condición de equilibrio vertical, el agua y el petróleo se distribuyen instantáneamente de acuerdo a las curvas de Pc.



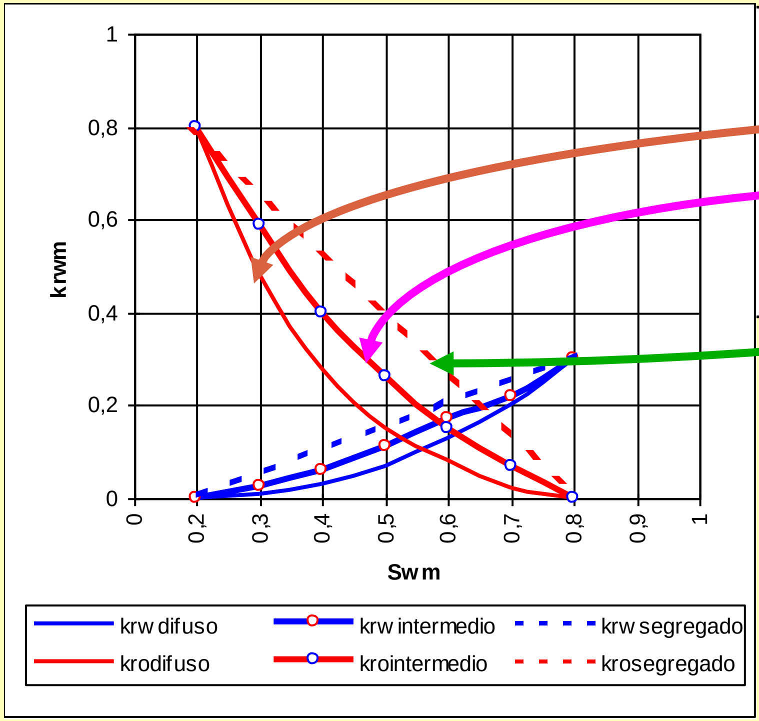
Las k_{rwmed} (S_{wmed}), y k_{romed} (S_{wmed}) son **permeabilidades relativas promediadas en el espesor** y se las conoce también como "**pseudopermeabilidades**".

S_{wmed}	$k_{rwmed}(S_{wmed})$	$k_{romed}(S_{wmed})$	$P°_c$ (psi)
.20 (S_{wc})	0	.8	5.0
.357	.047	.481	2.0 (Z= 0)
.504	.130	.280	1.0 (Z=10)
.648	.203	.120	0 (Z=20)
.756	.269	.025	-1.0 (Z=30)
.800	.300	0	-2.0 (Z=40)

Se incluyen valores de la Swc

se incluye la pseudo presión capilar: P°c

Viene de MLC2-14



Curvas de krm para un reservorio homogéneo cuando el flujo es 1) difuso, 2) segregado y 3) intermedio, este último cuando la zona de transición capilar es comparable con el espesor del reservorio

Usando estas pseudocurvas se reduce la descripción del des-plazamiento de bidimensional a unidimensional a lo largo de la línea central del reservorio. Se puede aplicar la teoría de B-L y la solución de Welge.

La técnica gráfica para determinar krm es muy laboriosa.

En la práctica se computan las FUNCIONES de kr de la roca y la de Pc

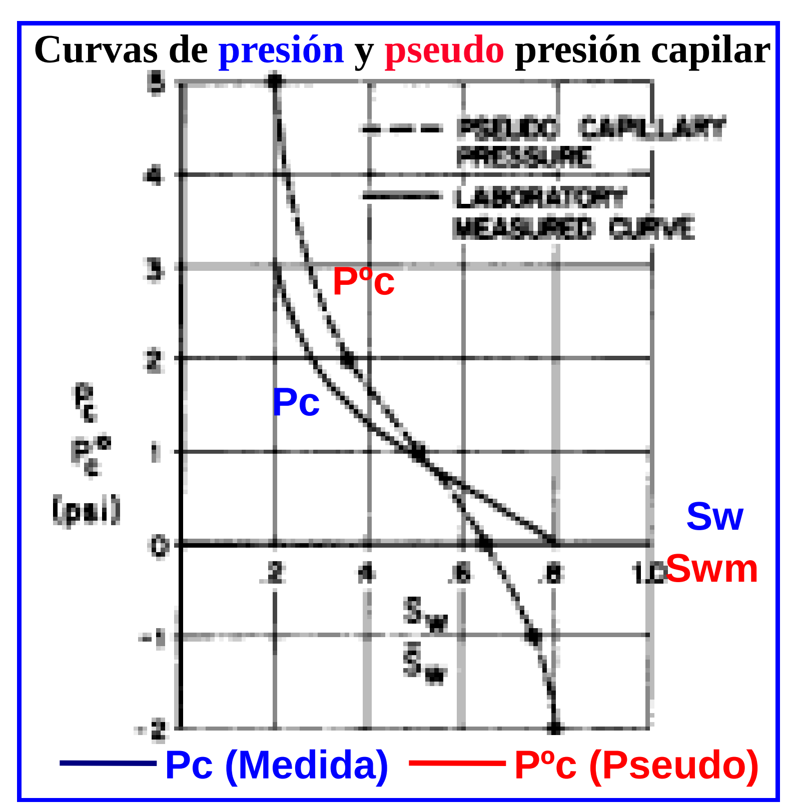
Las saturaciones y krm se obtienen por resolución numérica de las ecuaciones para distintos planos de Swmax=1-Sor

$$S_{wmed} = \frac{\int_o^h S_w(z)dz}{h}$$

$$k_{rwmed}(S_{wmed}) = \frac{\int_0^h k_{rw}(S_w(z))\,dz}{h}$$

$$k_{romed}(S_{omed}) = \frac{\int_0^h k_{ro}(S_w(z))\,dz}{h}$$

P°c: pseudo presión capilar = a la diferencia de las presiones de las fases o-w en el centro del reservorio, y la relación entre **P°c** y la **S_{wm}** en el espesor se conoce como **curva de pseudo presión capilar**



Sean Pw y Po las presiones de agua y petróleo en cualquier punto de un reservorio horizontal a una elevación z por encima de la base. Si **P°o y P°w** son las presiones referidas a la línea central del reservorio, luego si el reservorio tiene un espesor h, la relación entre entre Po ,P°o , Pw y P°w bajo condiciones de equilibrio hidrostático son:

$$p_o^o = p_o - \left(\frac{h}{2} - z\right)\frac{\rho_o g}{1.0133*10^6}$$

$$p_w^o = p_w - \left(\frac{h}{2} - z\right)\frac{\rho_w g}{1.0133*10^6}$$

restando ambas ec. y usando unidades de campo se tiene:

$$\boxed{p_o^o - p_w^o = p_c^o\left[psi\right] = p_c + 0.4335\,\Delta\gamma\left(\frac{h}{2} - z\right)}$$

Si se elige z coincidiendo con el plano de Sw máx. en el reservorio:

$S_w = 1 - S_{or}$, para $z = z_{1-Sor}$ donde $Pc = 0$

$$\boxed{p_c^o = 0.4335\,\Delta\gamma\left(\frac{h}{2} - z_{1-S_{or}}\right)}$$

para Δγ =0.230 y h=40 ft

$$\boxed{p_c^o = 0.1(20 - z_{1-S_{or}})}$$

la p°c variará entre 2 y -2 psi mientras z varía entre 0 y 40 ft

El máximo valor de P°c es para Swmed = Swc =0.2, en este caso la Sw es tb 0,2 como en la base del reservorio según la fig. l correspondiente a Pc está mas allá de 3 psi, por lo tanto la diferencia de presiones de fase en el centro del reservorio debe ser como mínimo 5 psi [(3+(0,4335*0,230*40/2)] = 5 psi

Usando la combinación de :

krm y P°c

en la ecuación de fw unidimensional

se obtiene:

el promedio de flujo
a lo largo del centro del reservorio
análogo a lo visto para difuso,
con la única diferencia que
las kr de laboratorio se reemplazan
por las krm y el gradiente capilar dPc /dx
por dP°c /dx

Se puede acá también despreciar el gradiente de la pseudo presión capilar cuando se grafica el fw para realizar los cálculos de recuperación de petróleo.

Sin embargo acá la relación entre la saturación y la pseudo presión capilar juegan un importante rol cuando se realiza una simulación numérica.

El mismo análisis puede hacerse para un reservorio inclinado pero reemplazando la proporcionalidad entre la dPc α dz por

$$\boxed{dP_c \;\alpha\; \cos\theta \;\; dy}$$

donde "z" se mide verticalmente en la dirección del flujo e "y" en la dirección normal al buzamiento desde la base del reservorio.