

# RESERVORIOS III

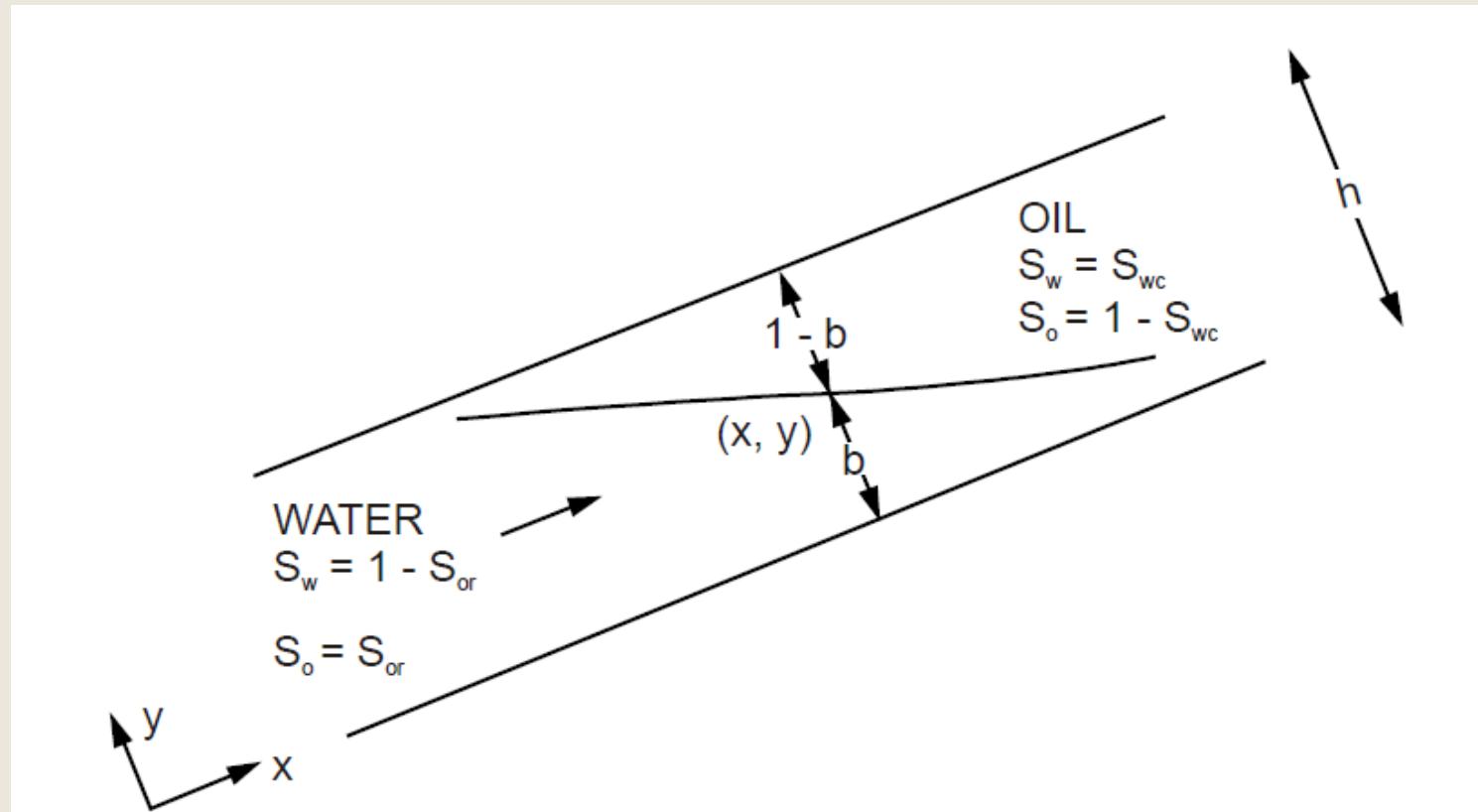
Ing. Silvia Maturano

2025

[silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar](mailto:silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar)

# RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING

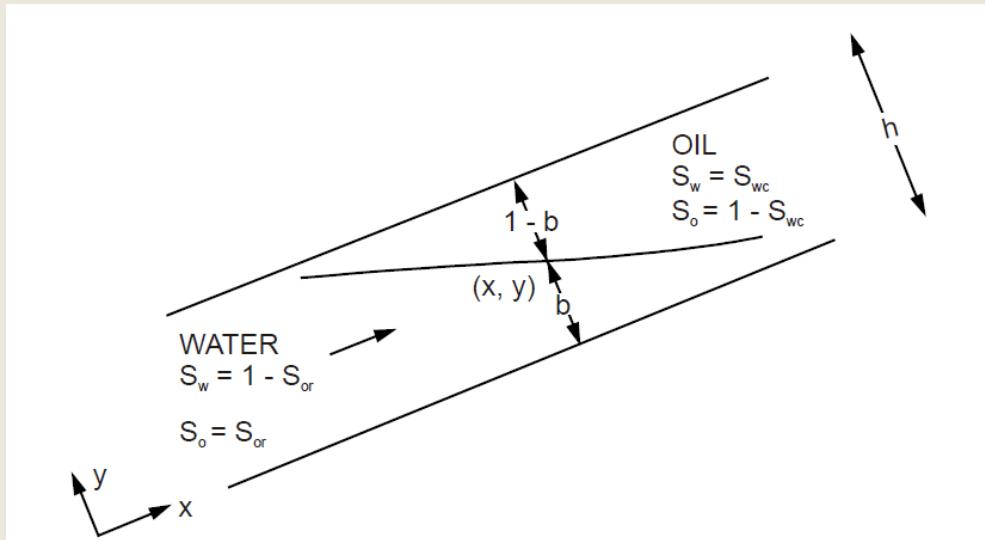
# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado



Desplazamiento segregado de petróleo por agua

Requiere  
2D→1D.: promedio de  
 $S_w$  y  $kr$  en el espesor

# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado



$$b = y/h$$

$$\bar{S}_w = b(1 - S_{or}) + (1 - b)S_{wc}$$

$$b = \frac{\bar{S}_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}}$$

$$\bar{k}_{rw}(\bar{S}_w) = b k_{rw}(S_w = 1 - S_{or}) + (1 - b) k_{rw}(S_w = S_{wc})$$

$$k_{rw}(S_w = S_{wc}) = 0 \text{ y } k_{ro}(S_w = 1 - S_{or}) = k'_{rw}$$

$$\bar{k}_{rw}(\bar{S}_w) = b k'_{rw}$$

$$\bar{k}_{ro}(\bar{S}_w) = b k_{ro}(S_w = 1 - S_{or}) + (1 - b) k_{ro}(S_w = S_{wc})$$

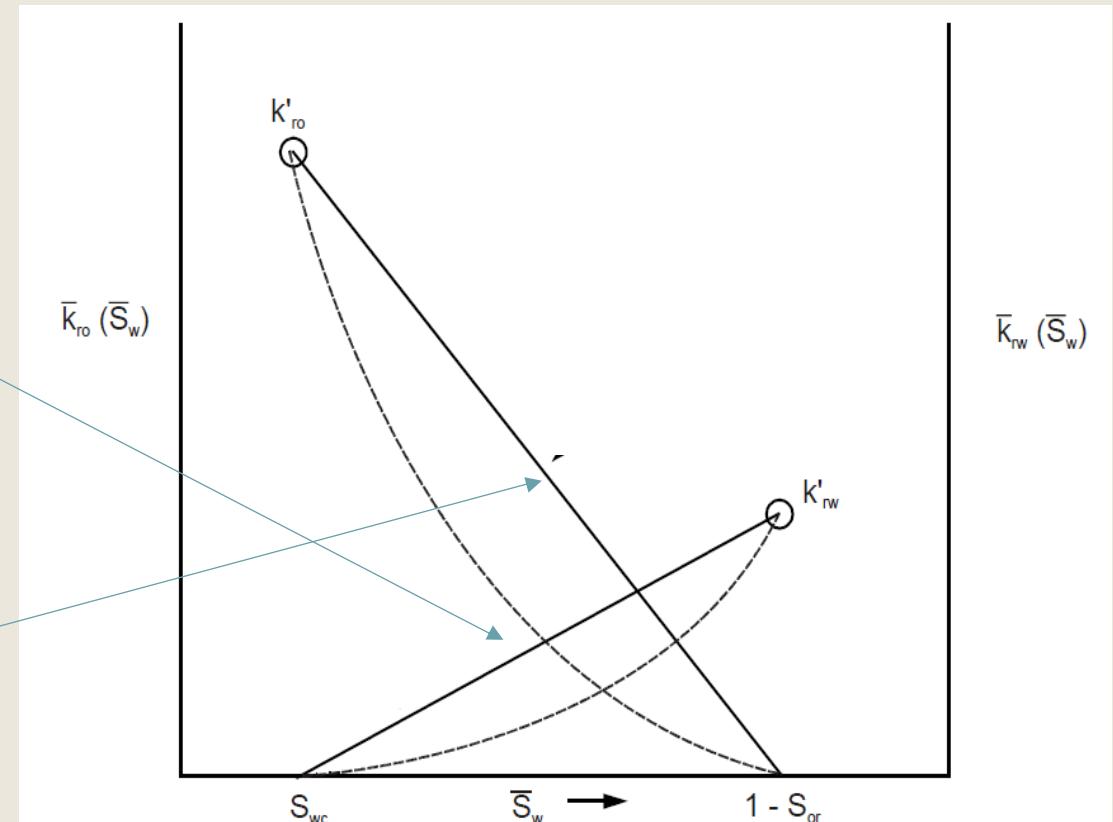
$$\bar{k}_{ro}(\bar{S}_w) = b k'_{ro}$$

# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado

$$\bar{k}_{rw}(\bar{S}_w) = \left( \frac{\bar{S}_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right) k'_{rw}$$

$$\bar{k}_{ro}(\bar{S}_w) = \left( \frac{1 - S_{or} - \bar{S}_w}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right) k'_{ro}$$

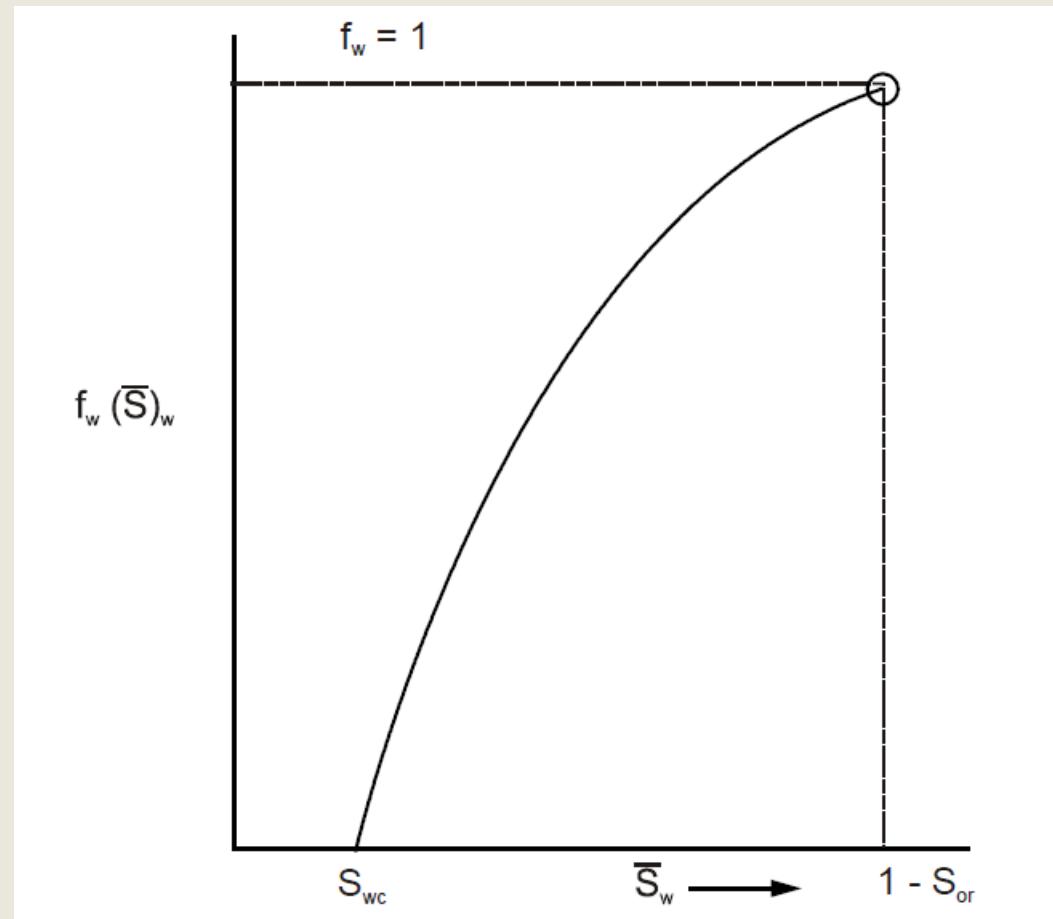
Las kr promediadas en el espesor son funciones lineales de la Sw promedio en dicho espesor



Kr promediadas lineales en flujo segregado en reservorio homogéneo

Para los cálculos en flujo segregado estable o inestable se usan las kr lineales+BL

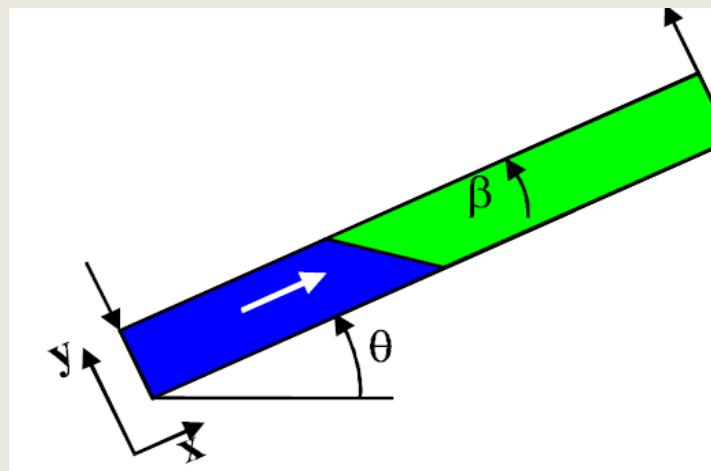
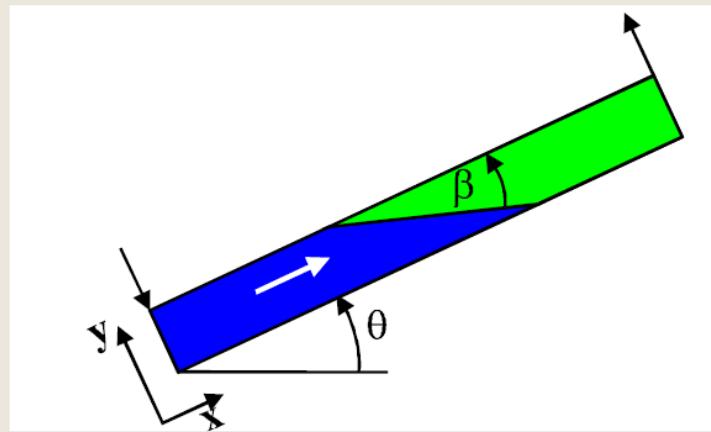
# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado



Curva típica de  $f_w$  para flujo segregado

# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado

Las fuerzas gravitacionales, como consecuencia de  $\Delta\rho$  entre los fluidos, son las responsables de la distribución instantánea de los fluidos en la dirección perpendicular al buzamiento.



# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado

$$u_o = u_t = - \frac{kk'_{ro}}{\mu_o} \left( \frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{\rho_o g \sin \theta}{1.0133 \times 10^6} \right)$$

$$u_w = u_t = - \frac{kk'_{rw}}{\mu_w} \left( \frac{\partial p_w}{\partial x} + \frac{\rho_w g \sin \theta}{1.0133 \times 10^6} \right)$$

$$u_t \left( \frac{\mu_o}{kk'_{ro}} - \frac{\mu_w}{kk'_{rw}} \right) = - \frac{\partial}{\partial x} (p_o - p_w) + \frac{\Delta \rho g \sin \theta}{1.0133 \times 10^6}$$

$$dP_c = d(p_o - p_w) = \frac{\Delta \rho g \cos \theta}{1.0133 \times 10^6} dy$$

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = - \frac{\Delta \rho g \cos \theta}{1.0133 \times 10^6} \frac{dy}{dx}$$

# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado

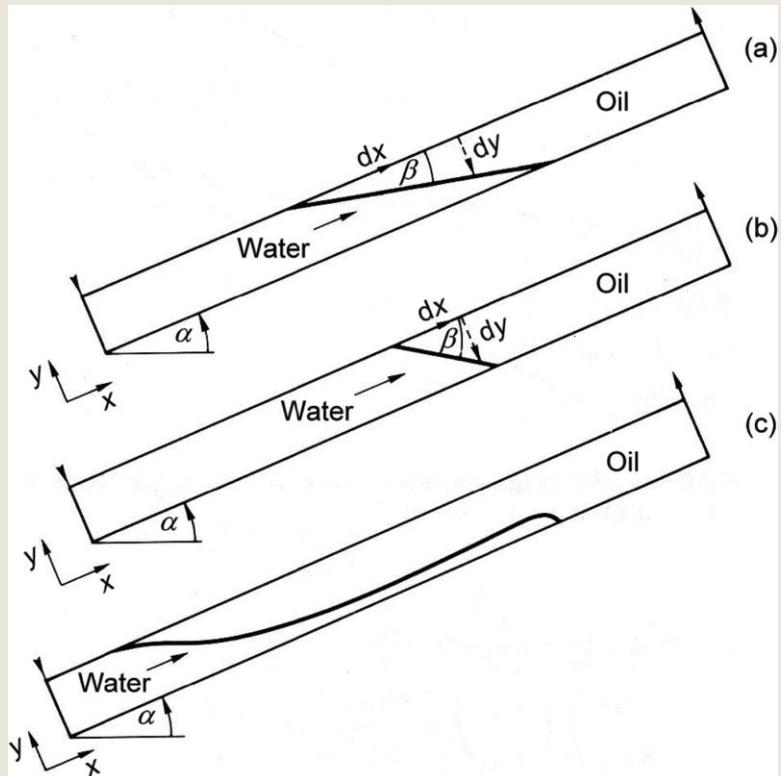
$$u_t \left( \frac{\mu_o}{kk'_{ro}} - \frac{\mu_w}{kk'_{rw}} \right) = \frac{\Delta\rho \ g}{1.0133 \times 10^6} \left( \cos\theta \ \frac{dy}{dx} + \sin\theta \right)$$

$$\left( \frac{k'_{rw}}{\mu_w} \right) \left( \frac{k'_{ro}}{\mu_o} - 1 \right) = \frac{kk'_{rw}}{1.0133 \times 10^6} \frac{A\Delta\rho \ g \ \sin\theta}{\mu_w \ q_t} \left( \frac{dy}{dx} \ \frac{1}{\tan\theta} + 1 \right)$$

$$M - 1 = G \left( \frac{dy}{dx} \ \frac{1}{\tan\theta} + 1 \right)$$

$$G = \frac{Const. k_o \cdot A \cdot (\rho_w - \rho_o) \sin\theta}{Q_t \mu_o}$$

# Condiciones de estabilidad Agua-Petróleo



Desplazamiento estable e inestable para flujo segregado en un reservorio inclinado, (a) estable:  $G > M-1$ ;  $M > 1$ ;  $\beta < \theta$ . (b) estable:  $G > M-1$ ;  $M < 1$ ;  $\beta > \theta$  (c) inestable:  $G < M-1$ .

$$\frac{dy}{dx} = -\tan\beta = \left( \frac{M-1-G}{G} \right) \tan\theta$$

- Interfase **estable** si:  
 $M-1-G \leq 0$  ;  $G \geq M-1$

Para  $M > 1$  la interfase es estable si:  
 $G > M-1$ . ( $\beta < \theta$ )

Para  $M \leq 1$  ,  $G > M-1$  y la interfase es incondicionalmente estable. ( $\beta > \theta$ )

- Para  $M > 1$ , la interfase es **inestable** si  $G \leq M-1$  ( $\beta < \theta$ )
  - ✓ Irrupción temprana del frente de agua

# Condiciones de estabilidad Agua-Petróleo

$$\blacksquare \quad M = \frac{\mu_o \times k_{rw} T}{\mu_w \times k_{ro} T}$$

- Si  $G=0.5$  para sistema W/O, water wet y  $k_{rw_T}/k_{ro_T} \approx 0.3-0.4$
- Yacimiento 2200 m de profundidad,  $T=80^\circ C$   
 $\mu_w=0.3-0.4$  cP
- $\therefore M \approx \mu_o$

En condiciones de fondo  
Piedra Clavada,  $\mu_o=200$  cP  
Golfo San Jorge,  $\mu_o = 100$  cP  
Neuquén,  $\mu_o = 3-4$  cP

Para que el frente sea estable  $G > M-1$ , necesitamos que  $M$  sea 1,5.

En muy pocos casos se cumple, por lo tanto se produce fingering.

# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado

$$N_{pD} = \frac{1}{M-1} \left[ 2 \sqrt{W_{iD} M \left( 1 - \frac{G}{M-1} \right) \left( 1 - \frac{W_{iD} G}{M-1} \right)} - W_{iD} \left( 1 - \frac{(M+1)}{(M-1)} G \right) - 1 \right]$$

$$f_{we} = \frac{b_e [M - (1 - b_e)G]}{1 + (M - 1)b_e}$$

$$b_e = \frac{1}{M-1} (\sqrt{W_{iD} M} - 1)$$

$N_{pD}$ : MOVs acumulados de petróleo

$W_{iD}$ : MOVs acumulados de agua inyectada

$MOV = VP (S_o - S_{or})$

Reservorio con buzamiento.  $M > 1$

# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado

$$N_{pD} = \frac{1}{M-1} (2\sqrt{W_{iD}M} - W_{iD} - 1)$$

$$f_w = \frac{M}{M-1} \left( 1 - \frac{1}{\sqrt{W_{iD}M}} \right)$$

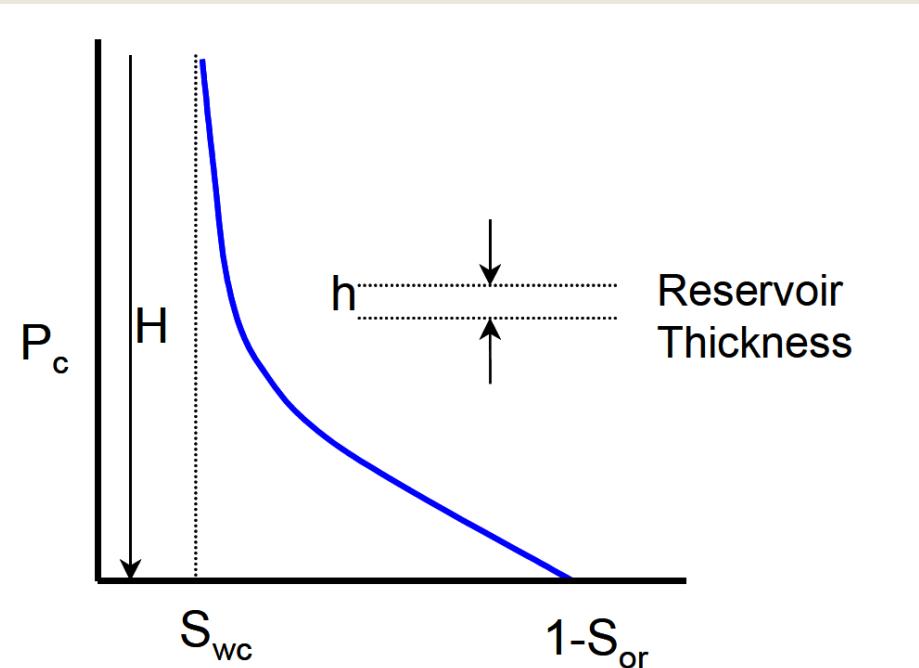
$N_{pD}$ : MOVs acumulados de petróleo

$W_{iD}$ : MOVs acumulados de agua inyectada

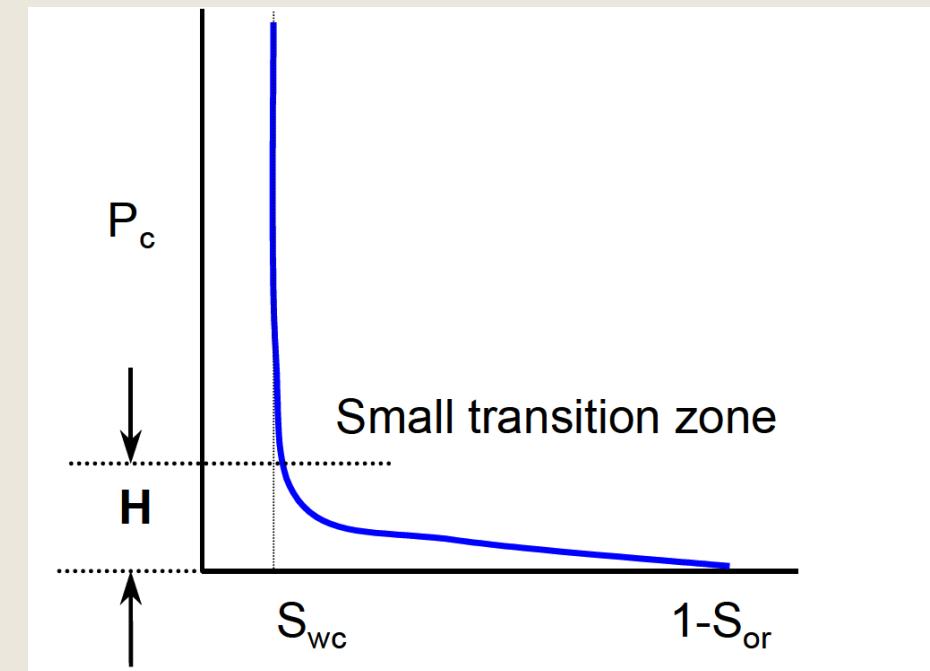
$MOV = VP (S_o - S_{or})$

Reservorio horizontal.  $M > 1$

# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo

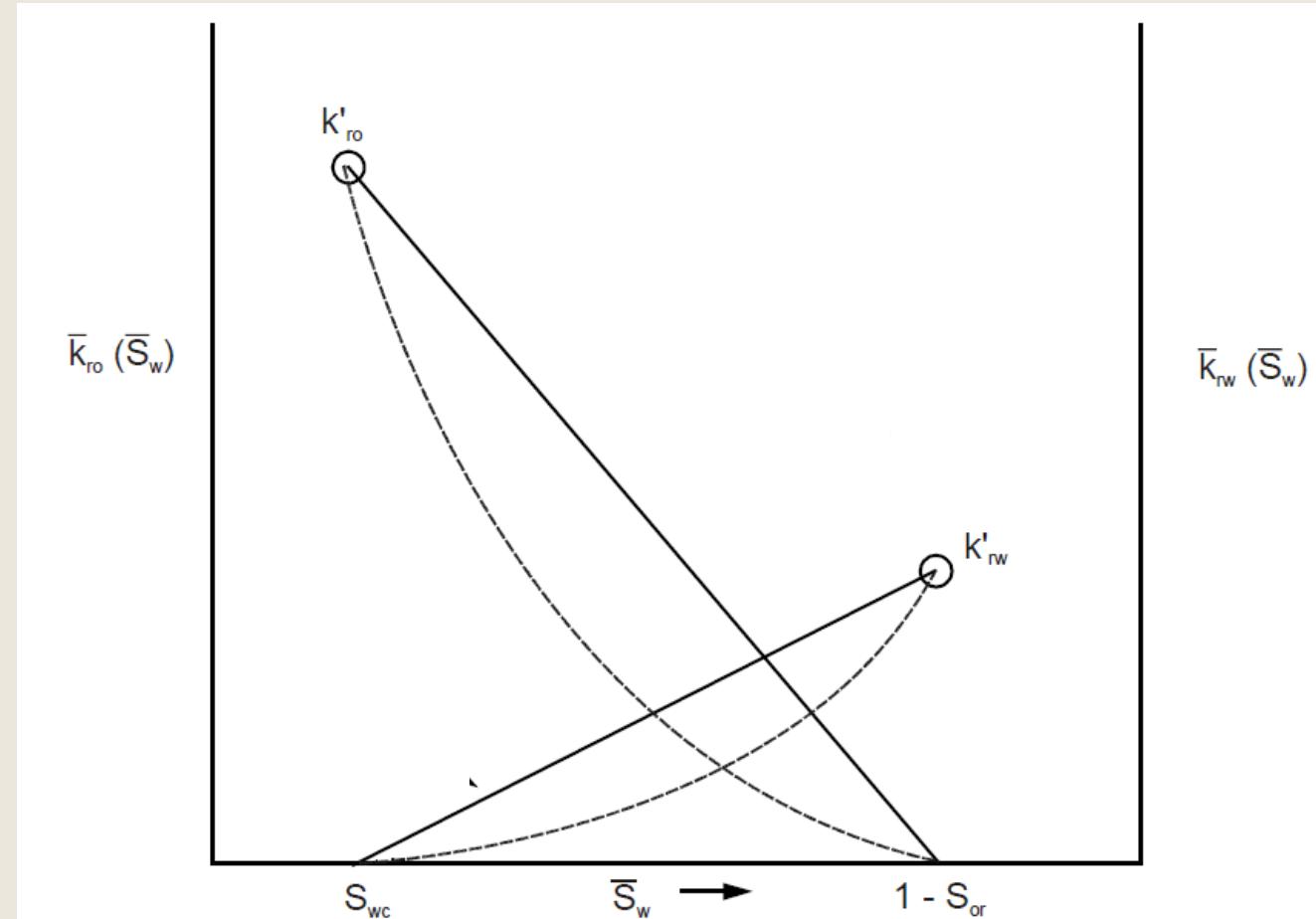


Flujo Difuso  $H \gg h$



Flujo segregado  $H \ll h$

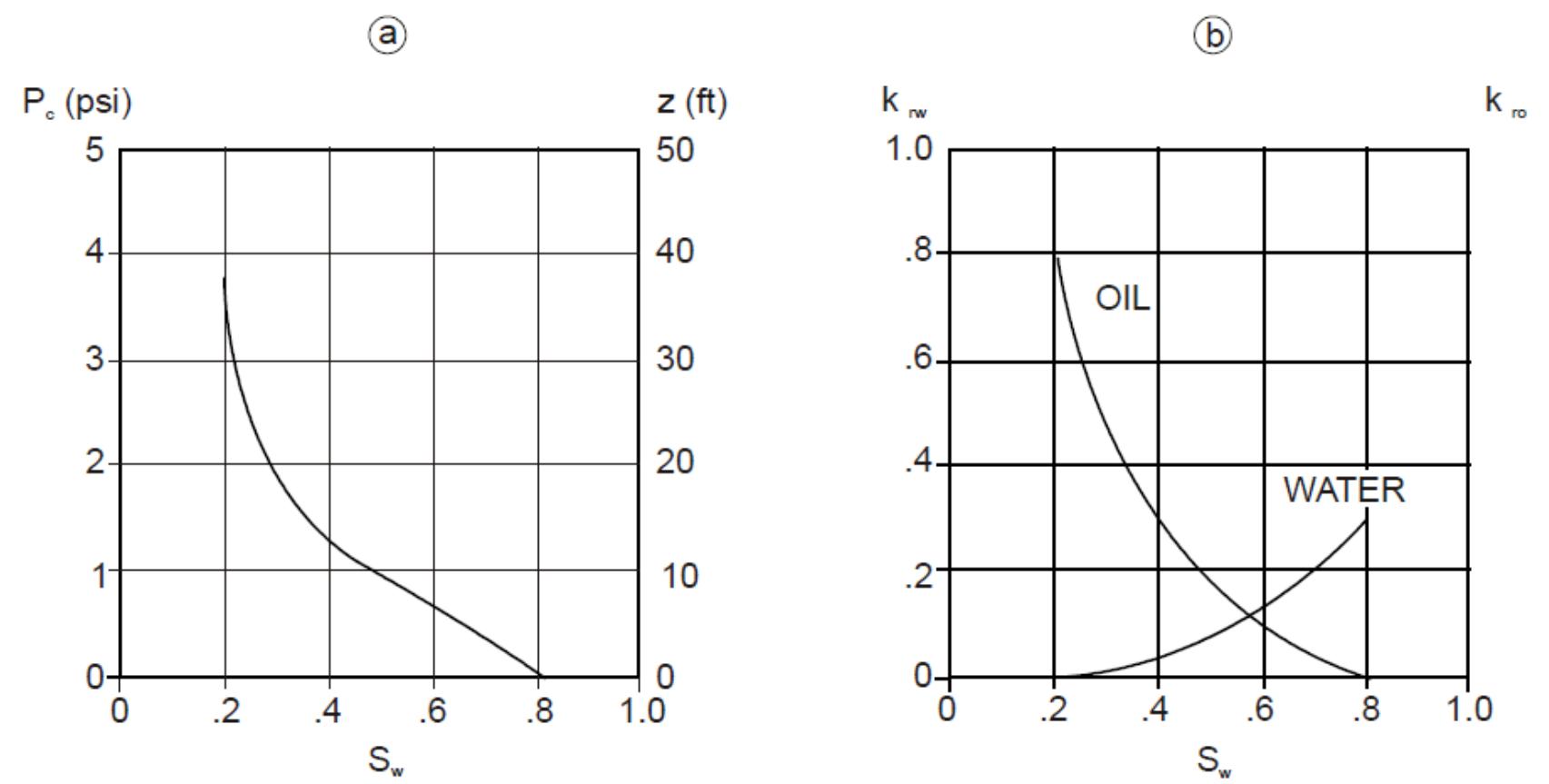
# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo



Curvas de  $k_r$  para flujo difuso (línea punteada) y para flujo segregado (línea sólida)

# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo

$$\gamma_o = 0.81$$
$$\gamma_w = 1.04$$



$$dP_c = 3 \text{ psi}$$

$$dP_c = 0.4335 \Delta \gamma dz$$

$$dP_c = 0.1dz \rightarrow dz = 30 \text{ ft}; h = 40 \text{ ft}$$

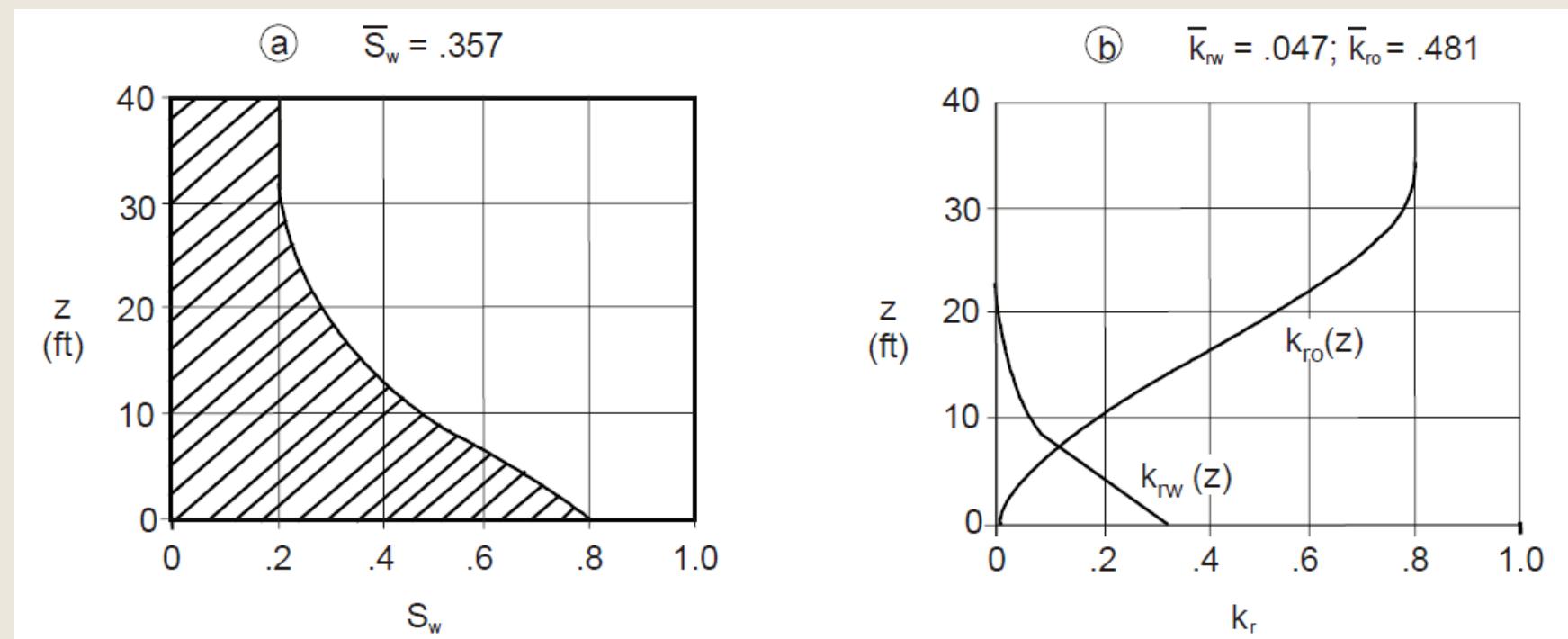
# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo

$$H \approx h$$

Es necesario generar curvas de  $kr$  promedio para usar en el cálculo del petróleo recuperado

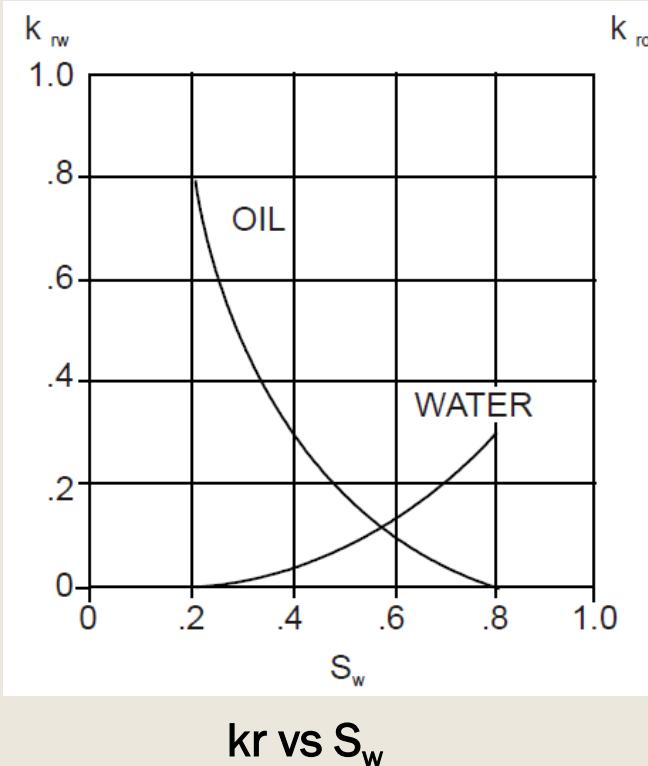
$$\bar{S}_w = \frac{\int_0^h S_w(z) dz}{h}$$

# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo

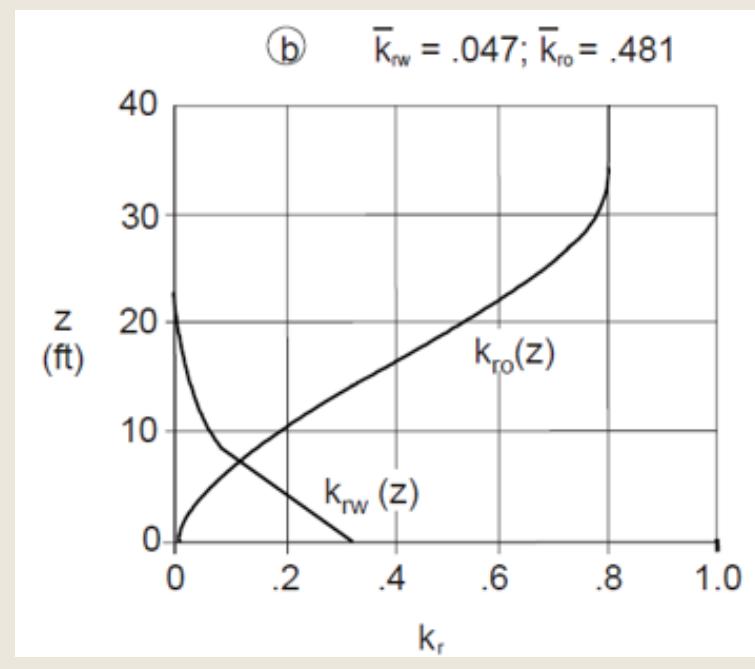


(a) Distribución de  $S_w$  y (b)  $k_r$  respecto al espesor siendo la saturación en la base del reservorio  $S_w=1-S_{or}$  ( $P_c=0$ )

# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo



Esto es para una distribución inicial de  $S_w$



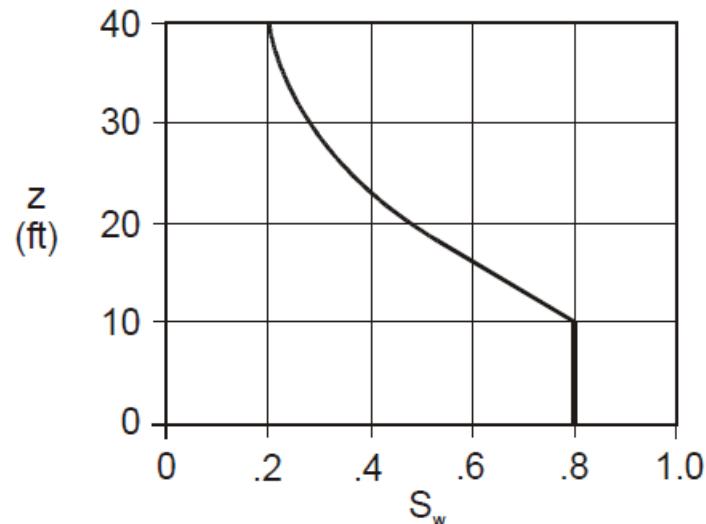
$k_r$  promediadas en el espesor

$$\bar{k}_{rw}(\bar{S}_w) = \frac{\int_0^h k_{rw}(S_w(z))dz}{h}$$

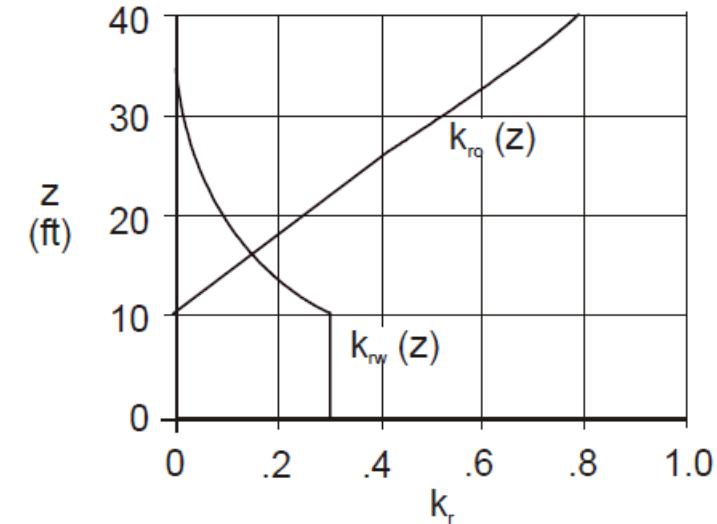
$$\bar{k}_{ro}(\bar{S}_o) = \frac{\int_0^h k_{ro}(S_w(z))dz}{h}$$

¿Cómo sigue el cálculo?

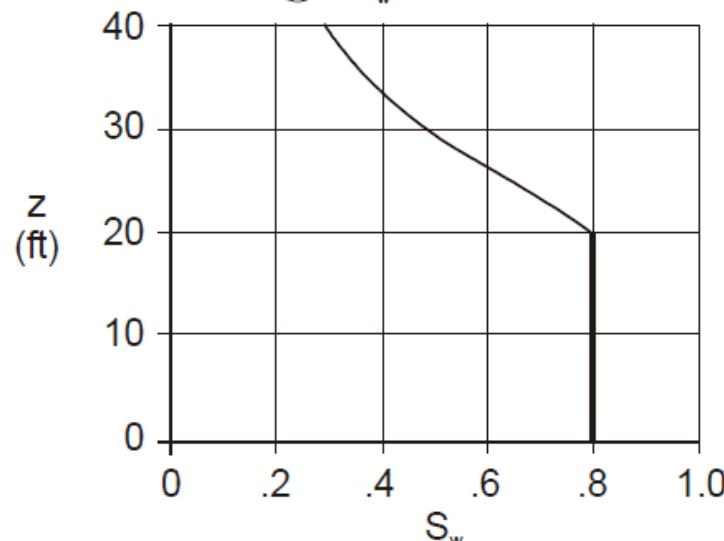
Ⓐ  $\bar{S}_w = .504$



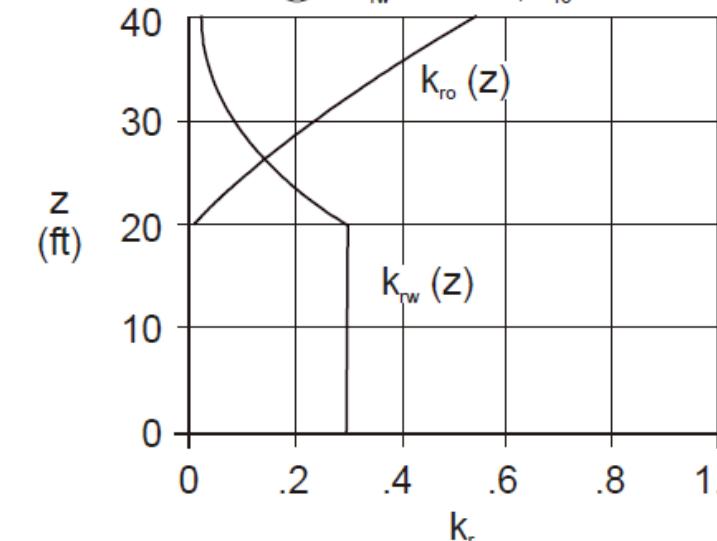
Ⓑ  $\bar{k}_{rw} = .130 ; \bar{k}_{ro} = .280$



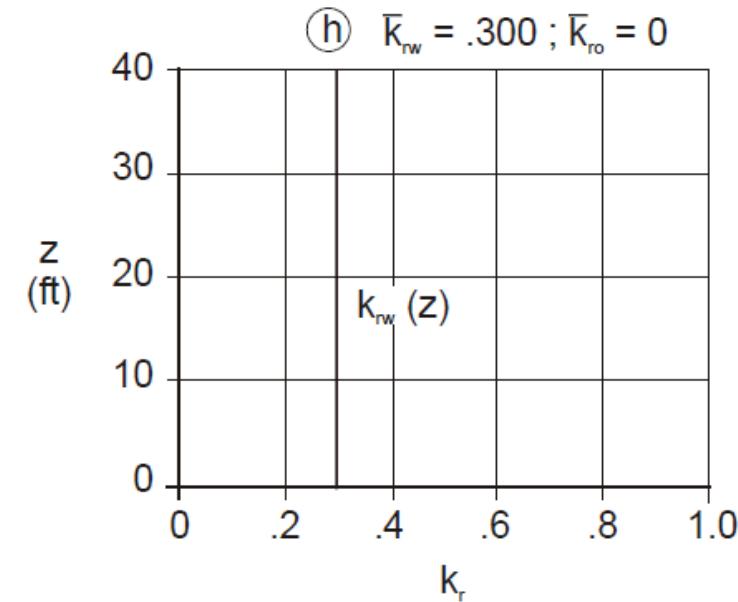
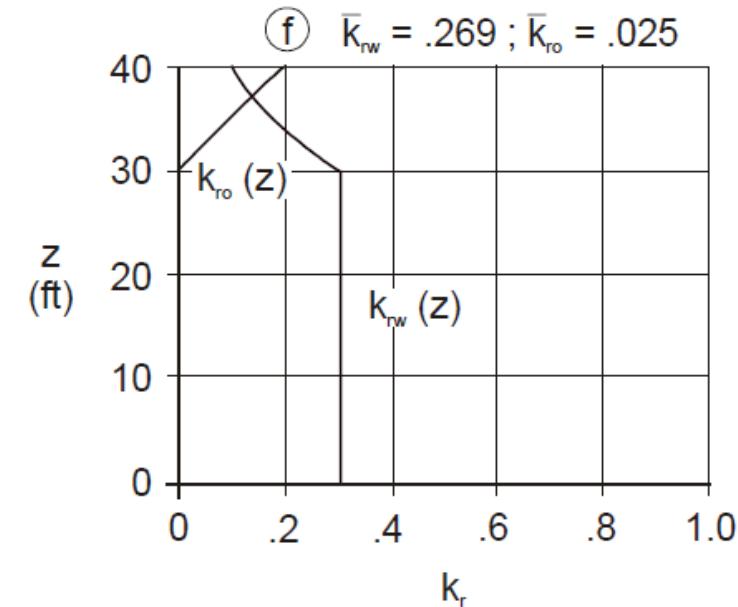
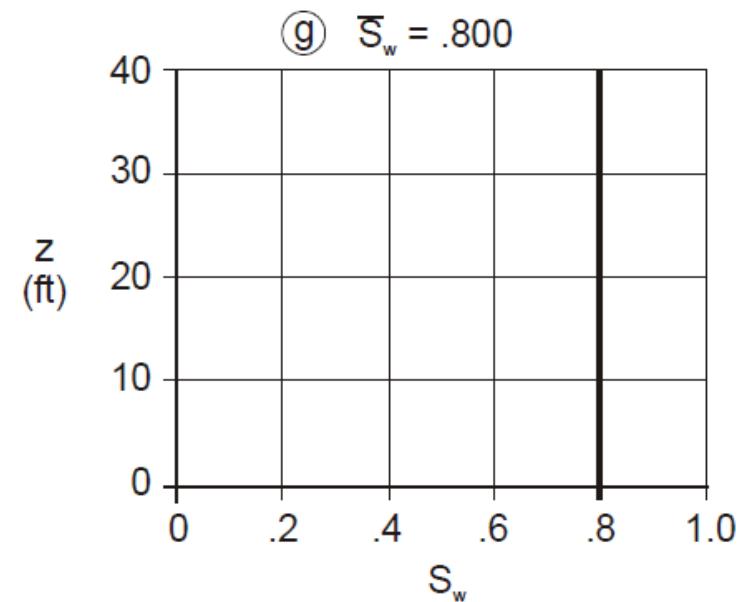
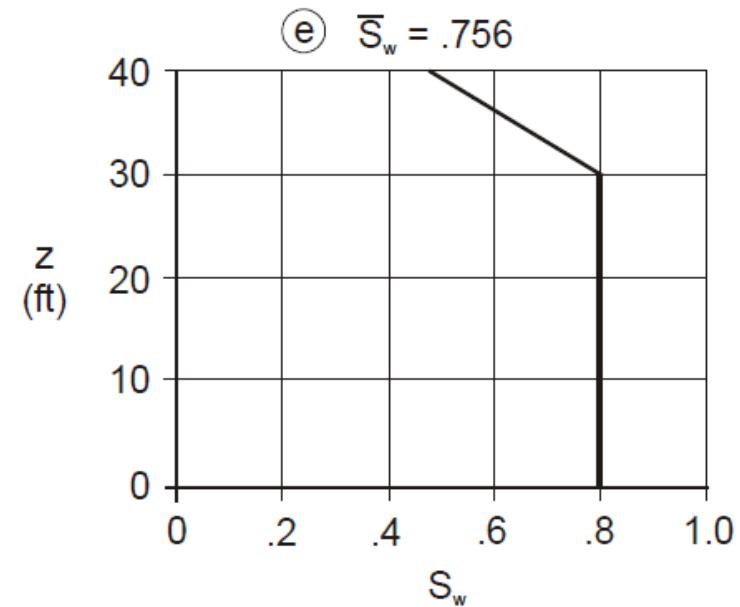
Ⓒ  $\bar{S}_w = .648$



Ⓓ  $\bar{k}_{rw} = .203 ; \bar{k}_{ro} = .120$

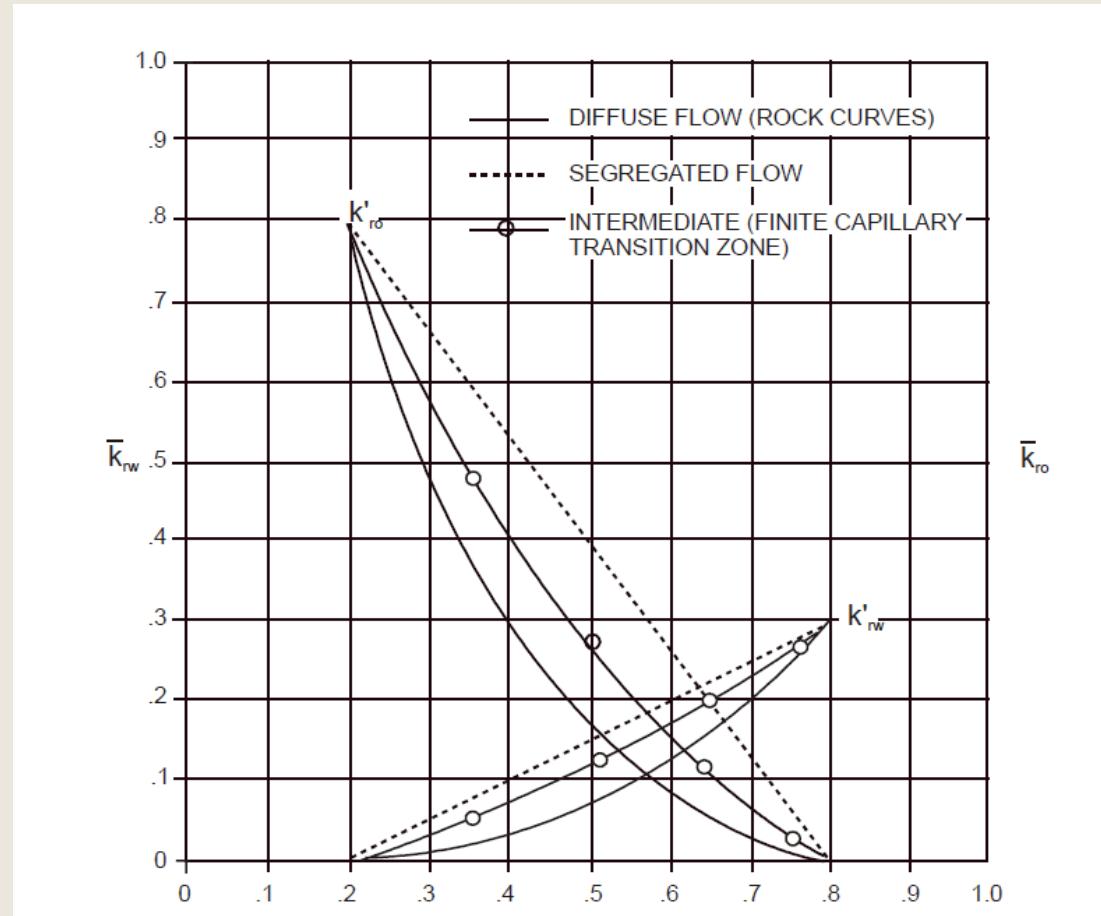


Distribuciones de  $S_w$  y  $k_r$  promediadas en el espesor.  
La máxima saturación  $S_w=1-S_{or}$  va subiendo cada 10 ft en el reservorio.



Distribuciones de  $S_w$  y  $k_r$  promediadas en el espesor (pseudor  $k_r$ ).  
La máxima saturación  $S_w=1-S_{or}$  va subiendo cada 10 ft en el reservorio.

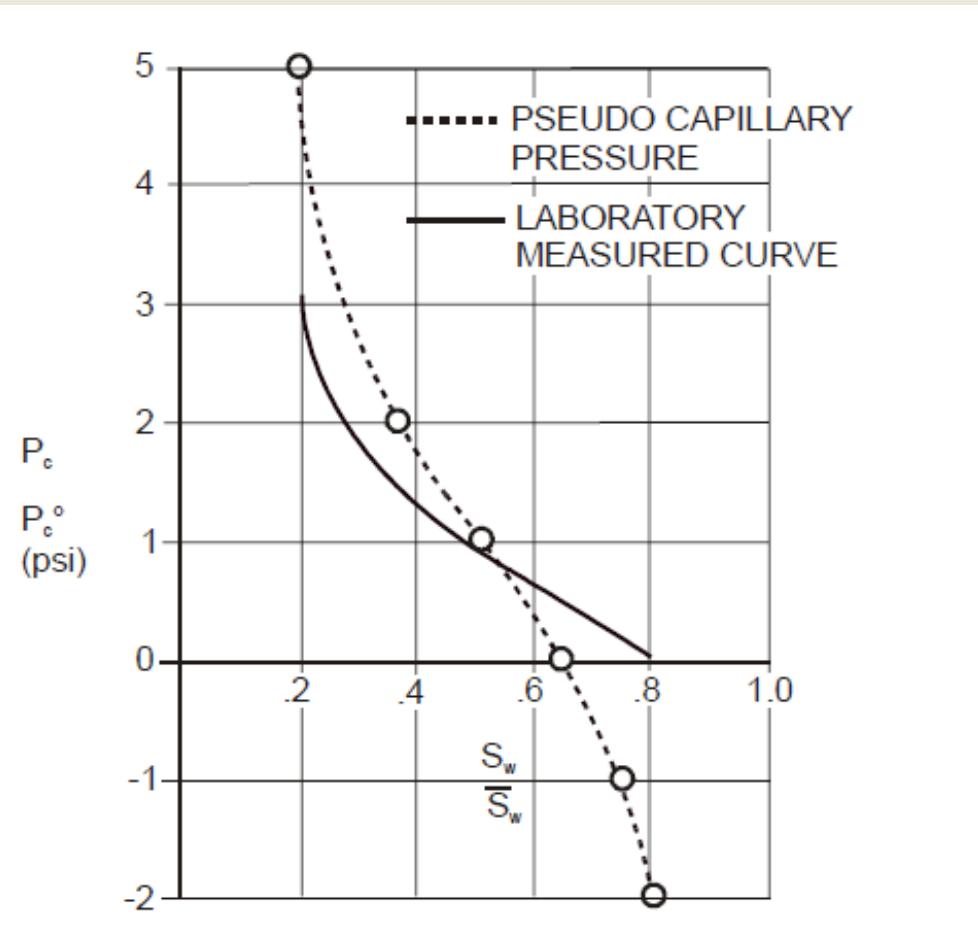
# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo



Curvas de  $k_r$  promediadas en un reservorio homogéneo para flujo difuso, intermedio y segregado.

El uso de curvas promediadas reduce el desplazamiento a una dimensión por lo que pueden aplicarse las ecuaciones de fw, BL y Welge para el cálculo de  $N_p$  vs  $W_i$  y tiempo.

# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo



Curvas de  $P_c$  y Pseudo  $P_c$

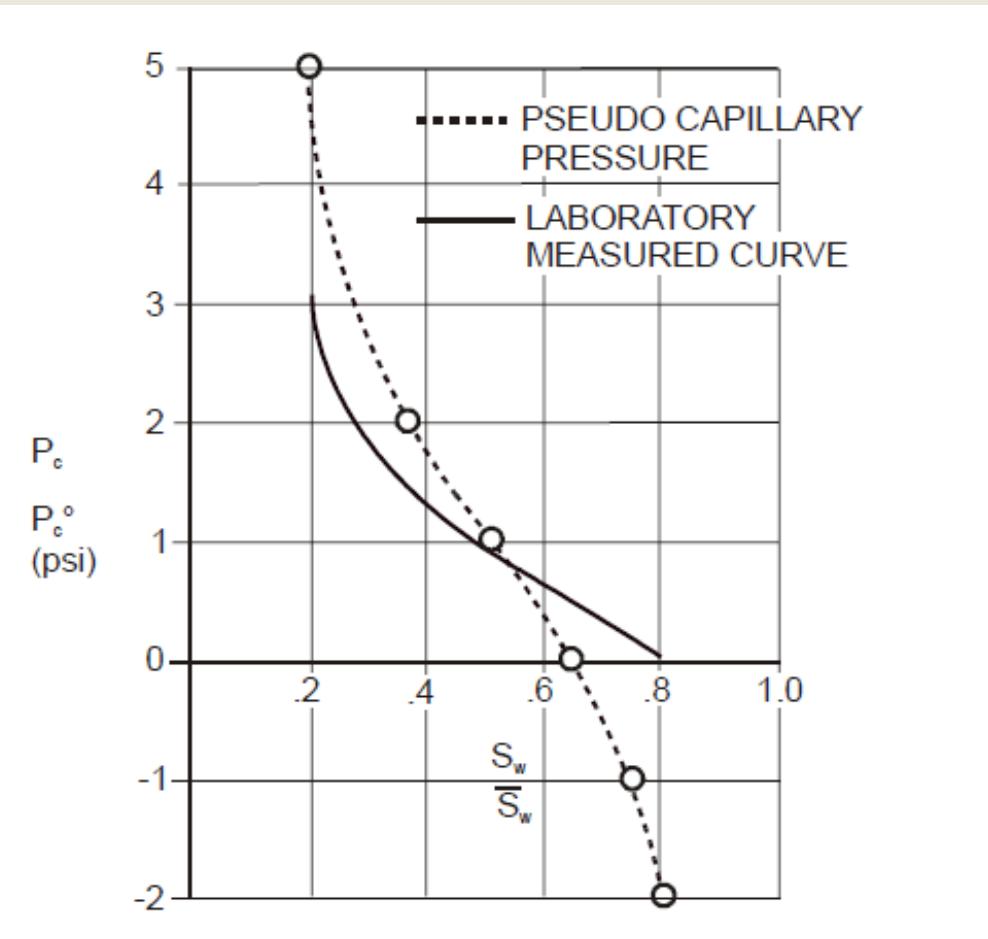
$$p_o^\circ = p_o - \left( \frac{h}{2} - z \right) \frac{\rho_o g}{1.0133 \times 10^6}$$

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

$$p_o^\circ - p_w^\circ = P_c^\circ = P_c + 0.4335 \Delta \gamma \left( \frac{h}{2} - z \right) \quad (\text{psi})$$

$p_o$  y  $p_w$  presiones a una altura  $z$  de la base de un reservorio horizontal.  
 $p_w^\circ$  y  $p_o^\circ$  son las presiones referidas a la línea central del reservorio

# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo



$$S_w = 1 - S_{or}, Z = z_{1-S_{or}}; p_o - p_w = P_c = 0$$

$$P_c^\circ = 0.4335 \Delta \gamma \left( \frac{h}{2} - z_{1-S_{or}} \right)$$

Para reservorios inclinados

$$dP_c \propto \cos \theta dy$$

# Actividad 3

# Aula abierta

# Cuestionario 2

# Actividad 4

## Aula abierta

## Actividad N° 4

### Ejercicio 1

Se inyecta agua a un caudal constante de 1000 b/d por pozo en un barrido periférico en un reservorio que tiene las siguientes propiedades de roca y fluidos.

$$\phi = 0.18$$

$$\text{Swc} = 0.20$$

$$\text{Sor} = 0.20$$

$$\mu_o = 5 \text{ cp}$$

$$\mu_w = 0.5 \text{ cp}$$

Las kr figuran en la tabla 1.

# Ejercicio 1

$$S_{w_{bt}} = 0.45$$

$$f_{w_{bt}} = 0.70$$

$$W_{id_{bt}} = N_{pd_{bt}} = 0.35$$

1) Cálculo del BT

$$t = \frac{W_{id} \times (\text{one pore volume})}{q_i \times 5.615 \times 365} \frac{(\text{cu.ft})}{(\text{cu.ft / year})}$$

$$t = \frac{W_{id} \times 625 \times 40 \times 2000 \times .18}{1000 \times 5.615 \times 365} \text{ (years)}$$

2) Petróleo Recuperado Acumulado

$$N_{pd} = (S_{we} - S_{wc}) + (1 - f_{we}) W_{id}$$

# Ejercicio 1

$$W_{id} = \frac{1}{\left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_{we}}}$$

$S_{we}$	$f_{we}$	$\Delta S_{we}$	$\Delta f_{we}$	$\Delta f_{we}/\Delta S_{we}$	$S_{we}^*$	$W_{id}$
.45 (bt)	.699		.05			
.50	.821		.05			
.55	.893		.05			
.60	.942		.05			
.65	.971		.05			
.70	.987		.05			
.75	.996		.05			
.80	1.000					

# Ejercicio 1

$$N_{pd} = \bar{S}_w - S_{wc} = (S_{we} - S_{wc}) + (1 - f_{we}) W_{id}(PV)$$



$S_{we}^*$	$S_{we}^* - S_{wc}$	$f_{we}^*$	$1 - f_{we}^*$	$W_{id}(PV)$	$N_{pd}(PV)$	time (yrs)
.475	.275					
.525	.325					
.575	.375					
.625	.425					
.675	.475					
.725	.525					

# FIN

*Eres agente de cambio*

