

# RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano  
2025

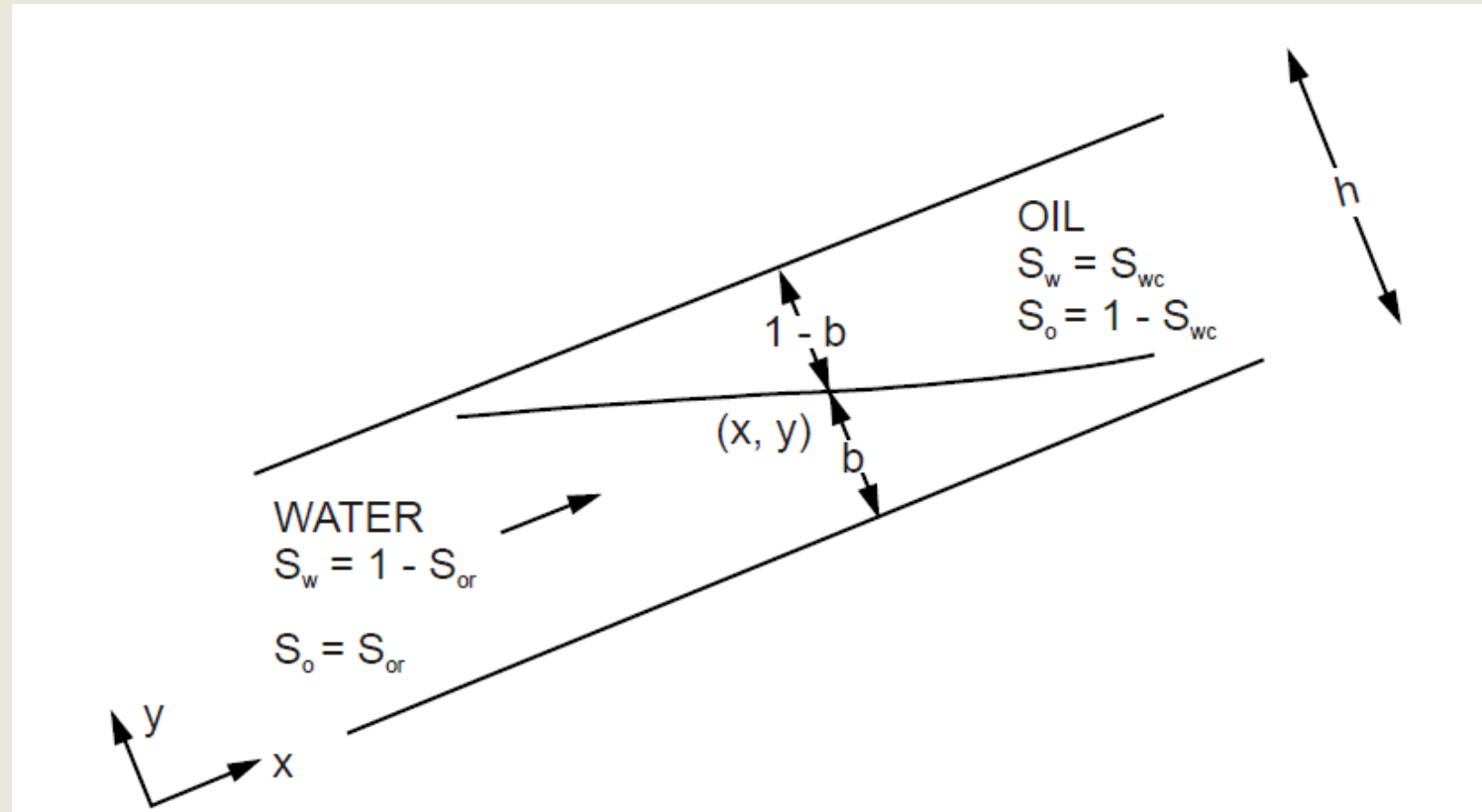
[silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar](mailto:silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar)



# RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING



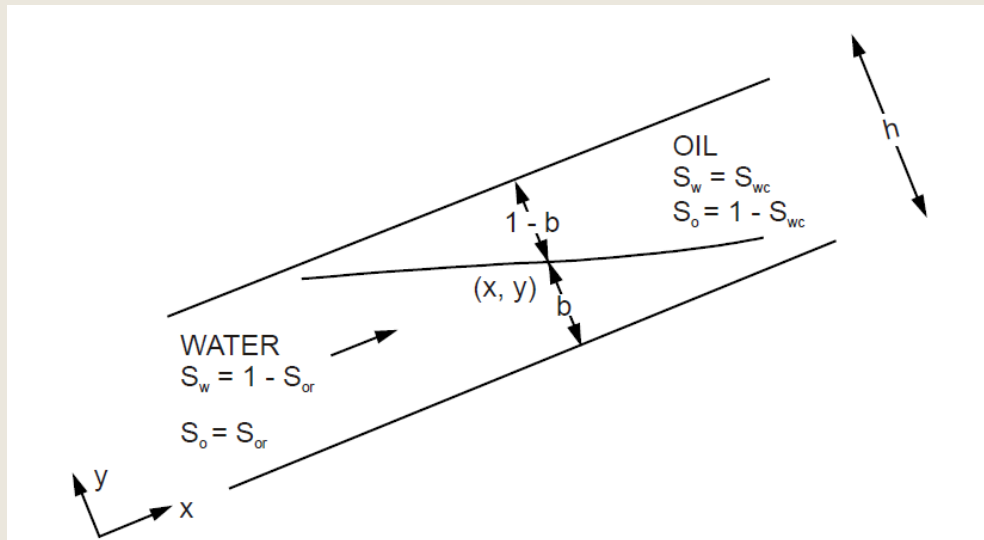
# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado



Desplazamiento segregado de petróleo por agua

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

# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado



$$b = y/h$$

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

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

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

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

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

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

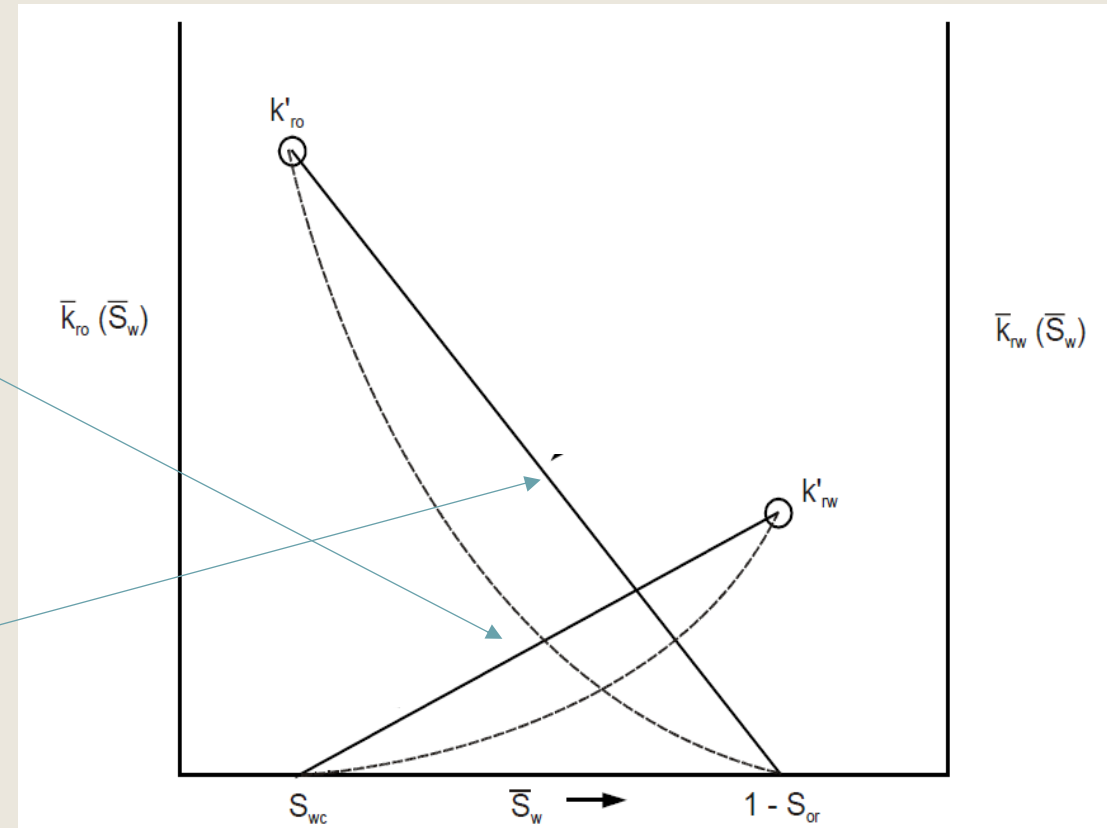
$$\bar{k}_{ro}(\bar{S}_w) = b k'_{ro}$$

# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado

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

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

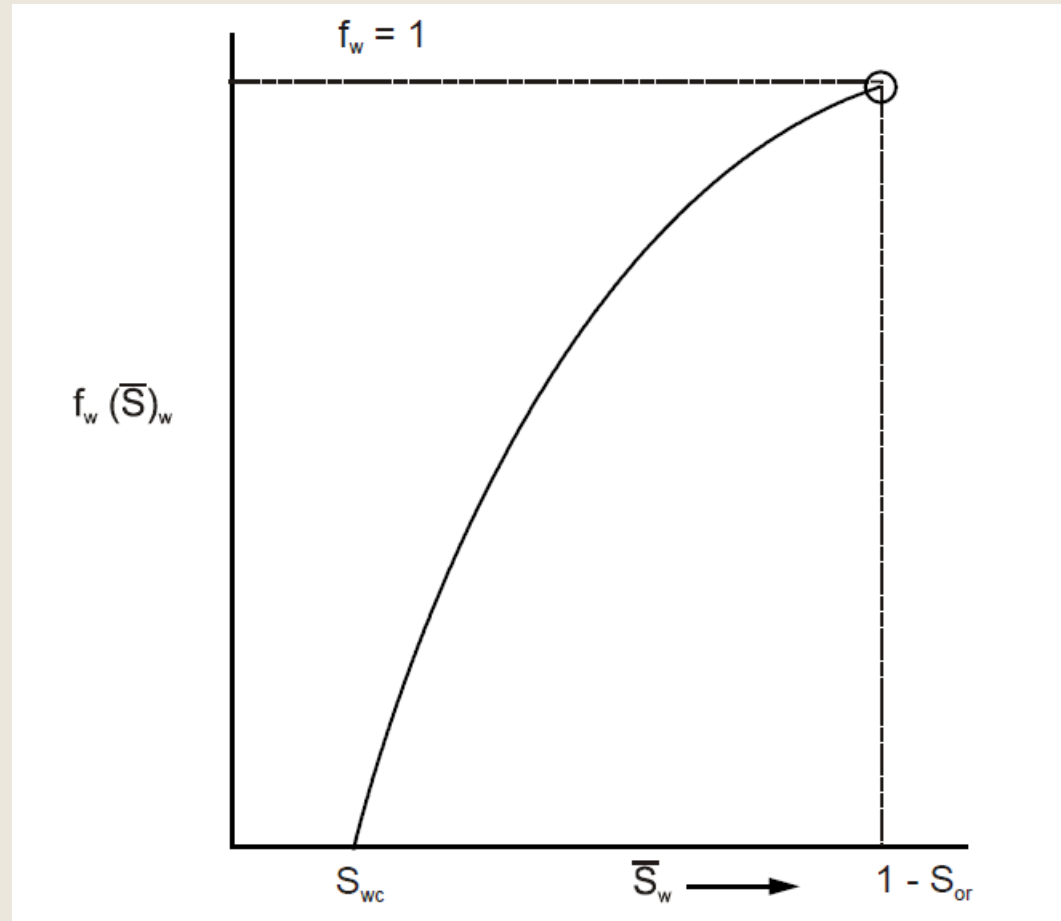
Las  $k_r$  promediadas en el espesor son funciones lineales de la  $S_w$  promedio en dicho espesor



Kr promediadas lineales en flujo segregado en reservorio homogéneo

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

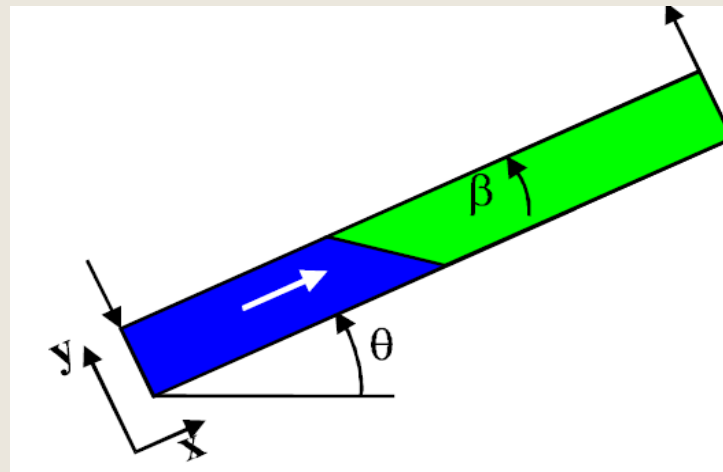
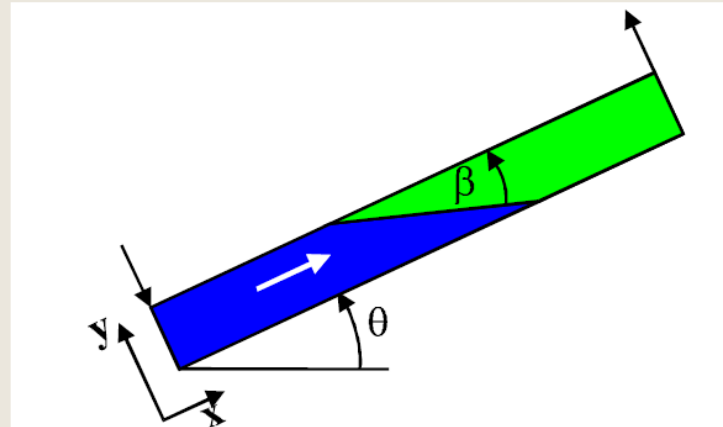
# Reservorio homogéneo bajo flujo segregado



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

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

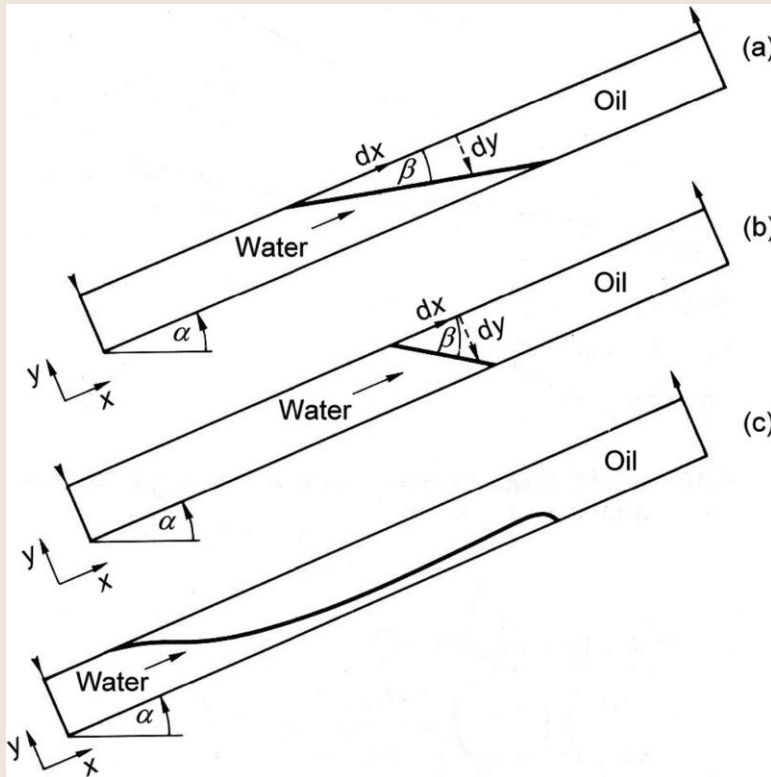
$$\left( \frac{k'_{rw}}{\mu_w} \bigg/ \frac{k'_{ro}}{\mu_o} - 1 \right) = \frac{kk'_{rw}}{1.0133 \times 10^6} \frac{A\Delta\rho \ g \ \sin\theta}{\mu_w \ q_t} \left( \frac{dy}{dx} \frac{1}{\tan\theta} + 1 \right)$$

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

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

# Condiciones de estabilidad Agua-Petróleo

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



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:  $G < M-1$ .

- 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

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

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

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

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

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

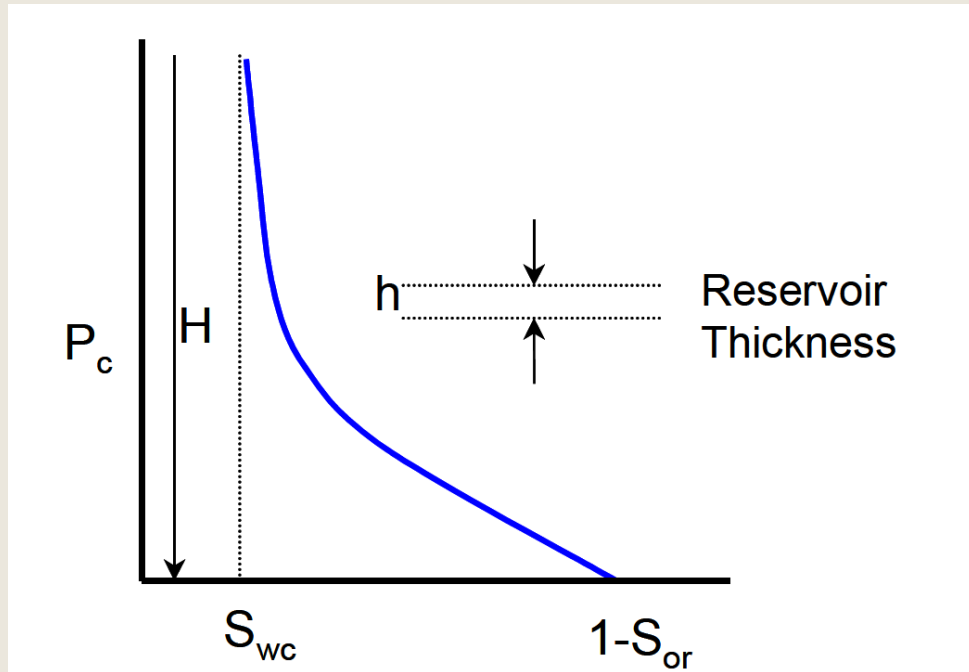
$N_{pD}$ : MOVs acumulados de petróleo

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

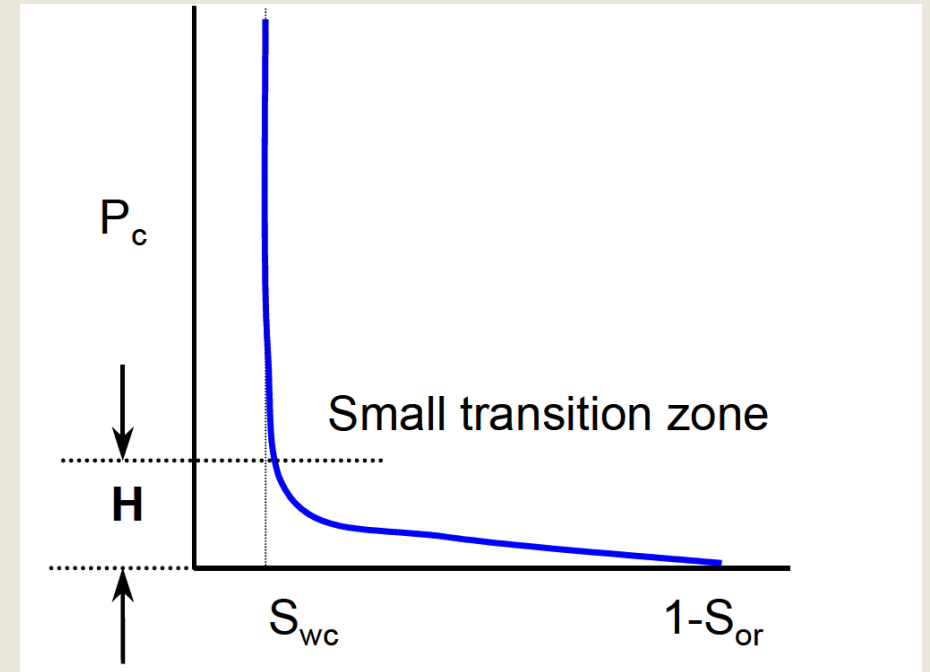
$MOV = VP (S_o - S_{or})$

Reservorio horizontal.  $M > 1$

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

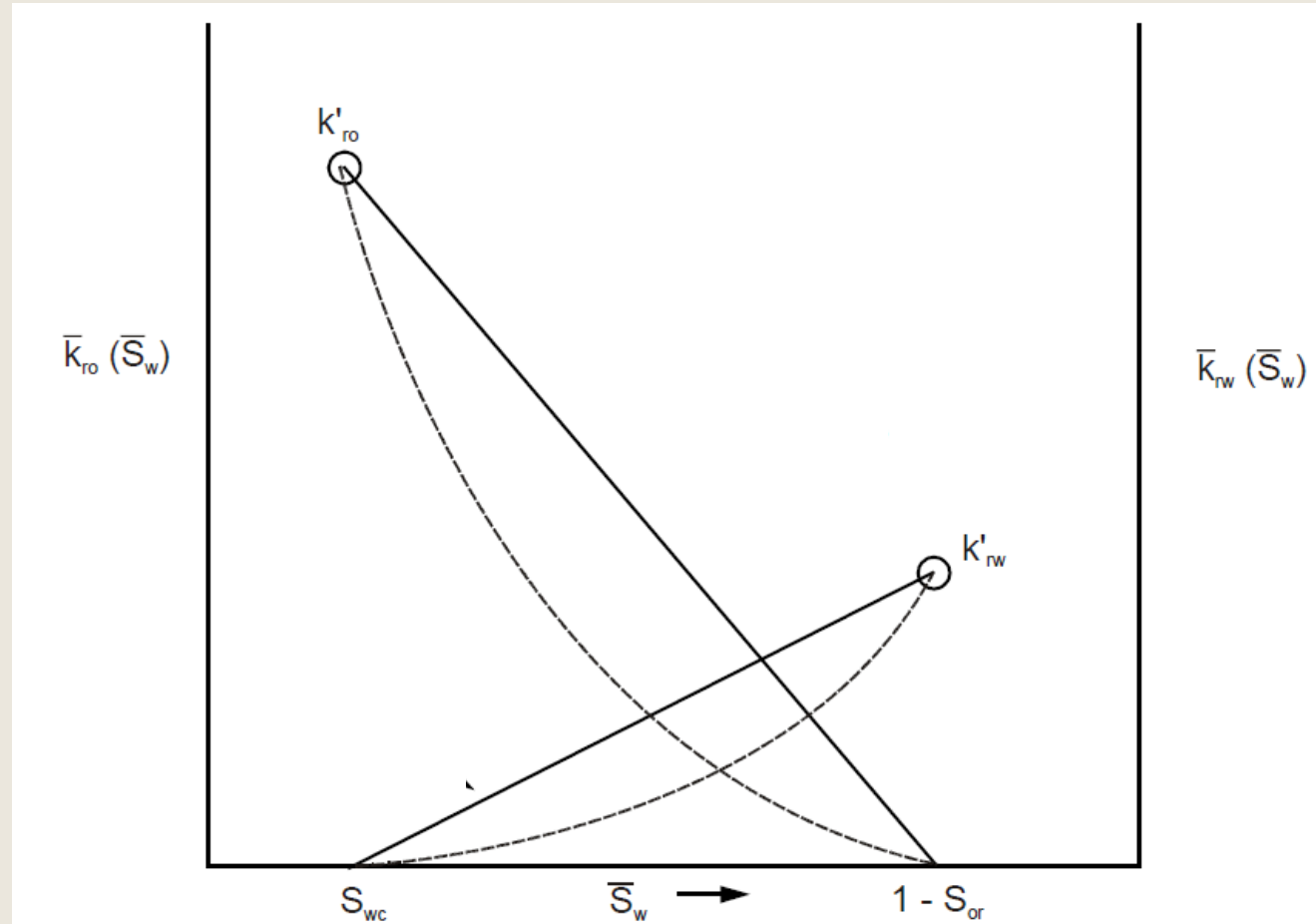


Flujo Difuso  $H \gg h$



Flujo segregado  $H \ll h$

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

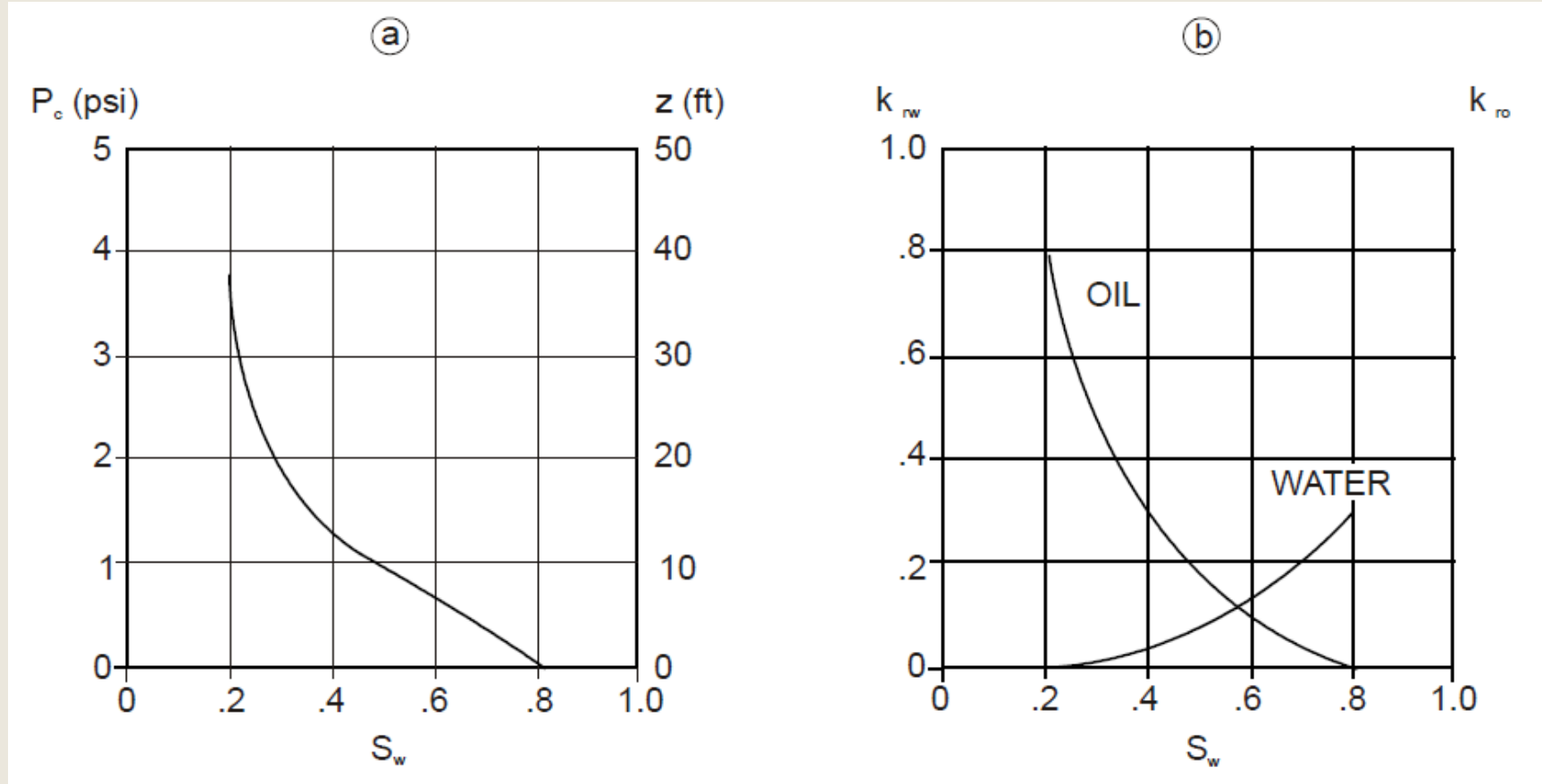


Curvas de  $k_r$  para flujo difuso (línea punteada) y para flujo segregado (línea sólida)

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

$$\gamma_o = 0.81$$

$$\gamma_w = 1.04$$



(a) Curva de  $P_c$  (imbibición) y (b) Curvas de  $k_r$  medidas en laboratorio

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

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

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



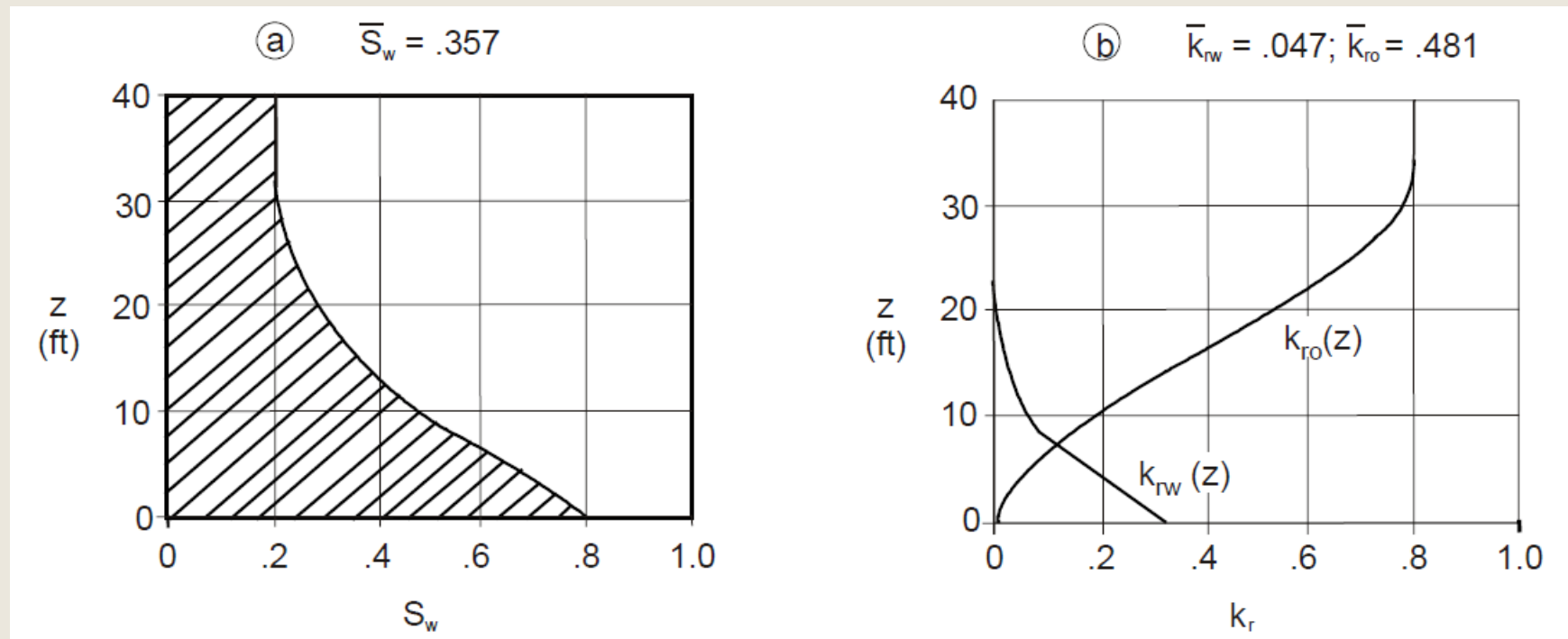
# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo

$$H \cong h$$

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

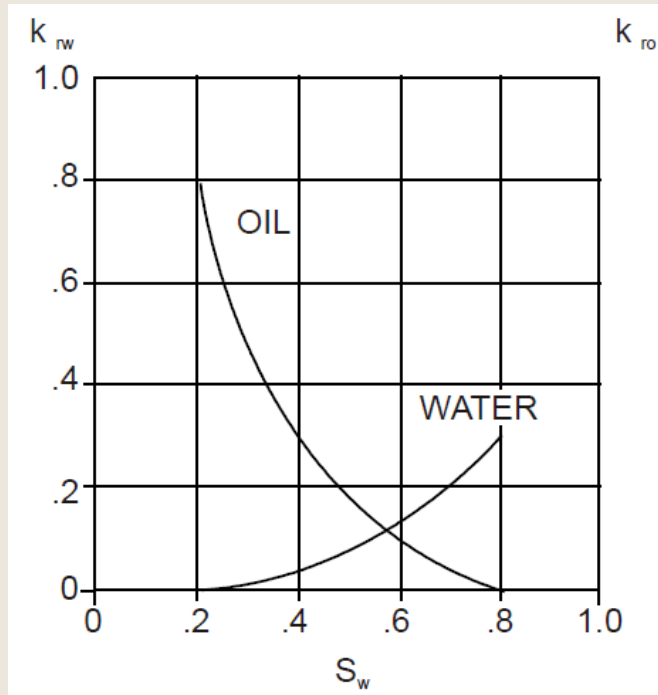
$$\bar{S}_w = \frac{\int_0^h S_w(z) dz}{h}$$

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



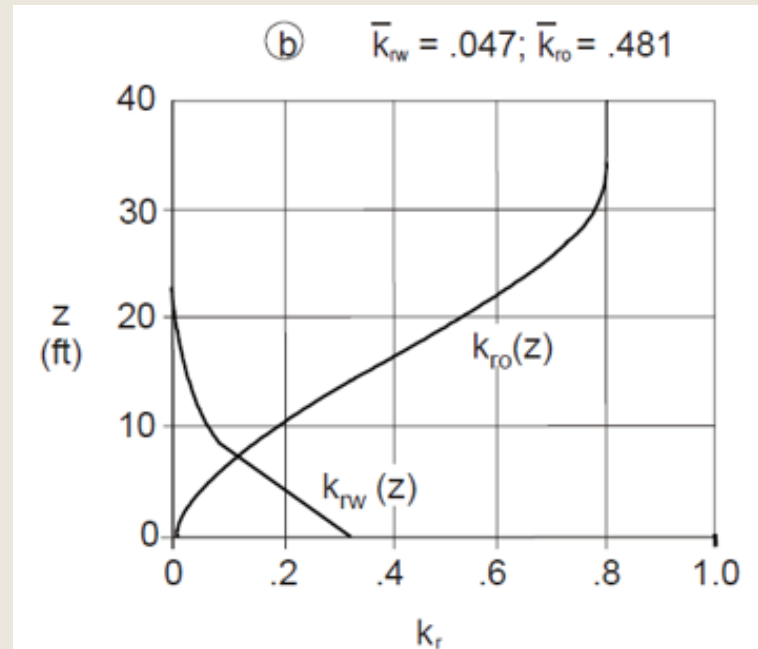
(a) Distribución de  $S_w$  y (b)  $k_r$  respecto al espesor siendo la saturación en la base del reservorio  $S_w = 1 - S_{or}$  ( $P_c = 0$ )

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



kr vs  $S_w$

Esto es para una distribución inicial de  $S_w$

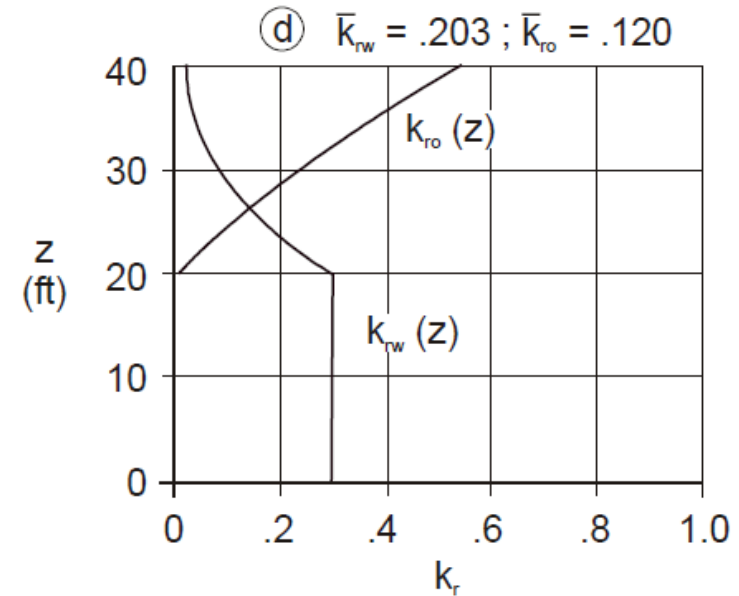
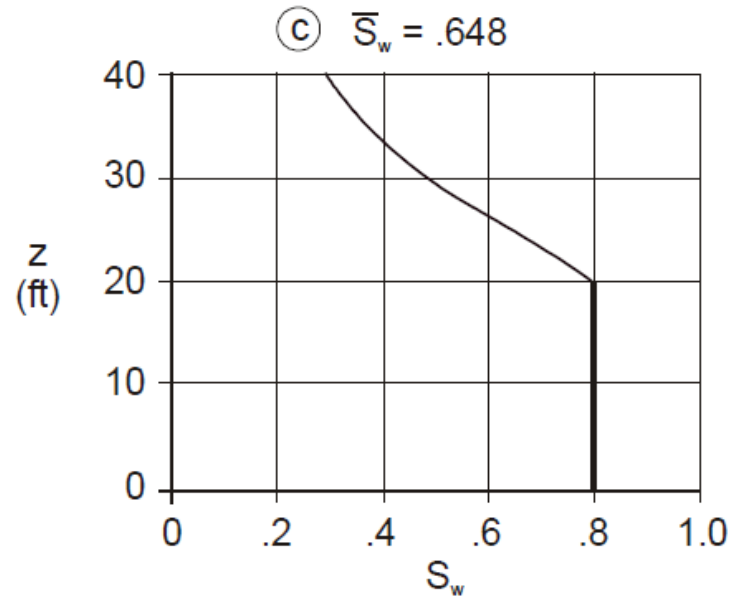
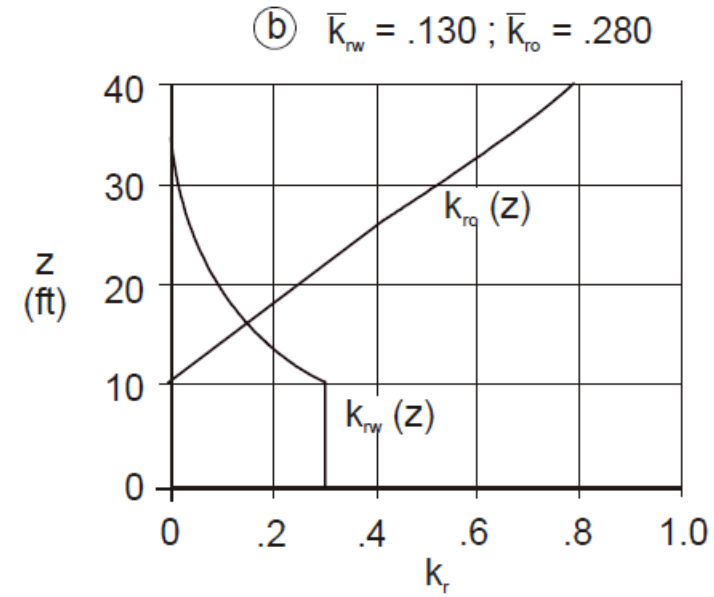
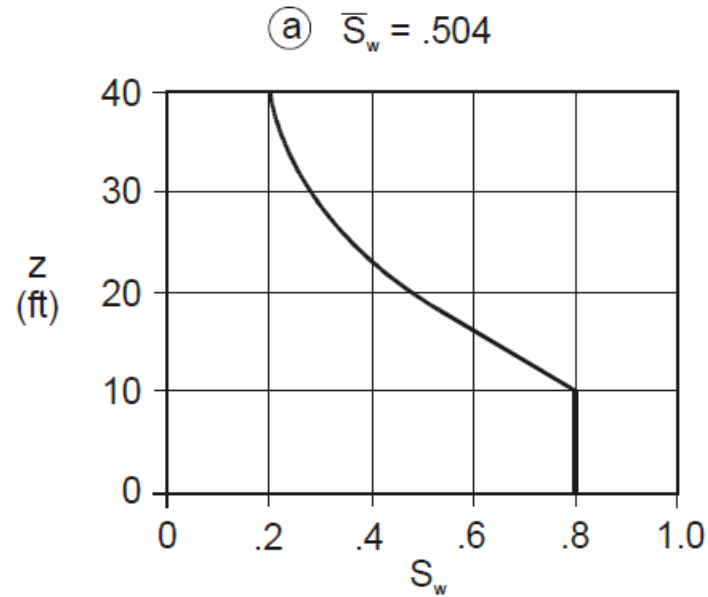


kr promediadas en el espesor

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

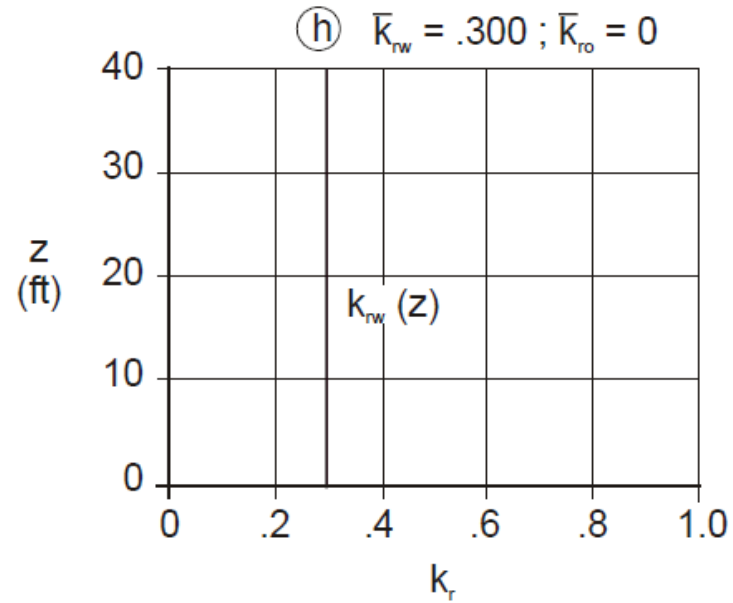
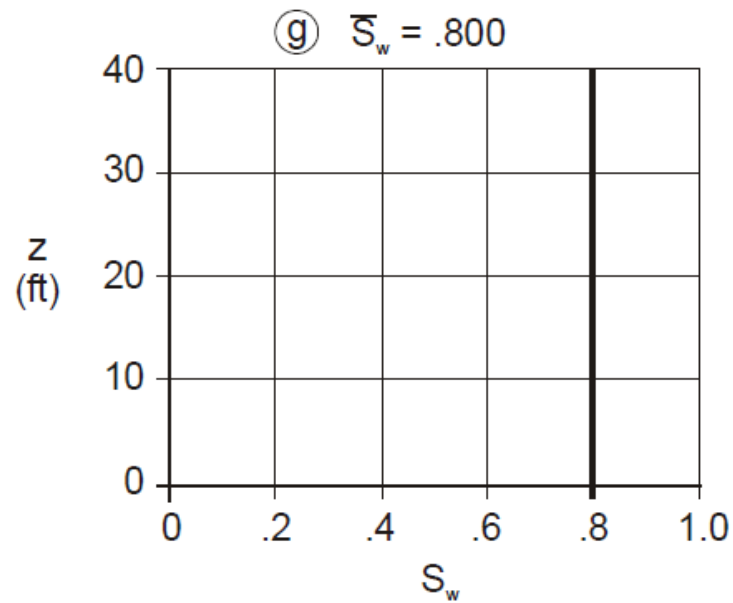
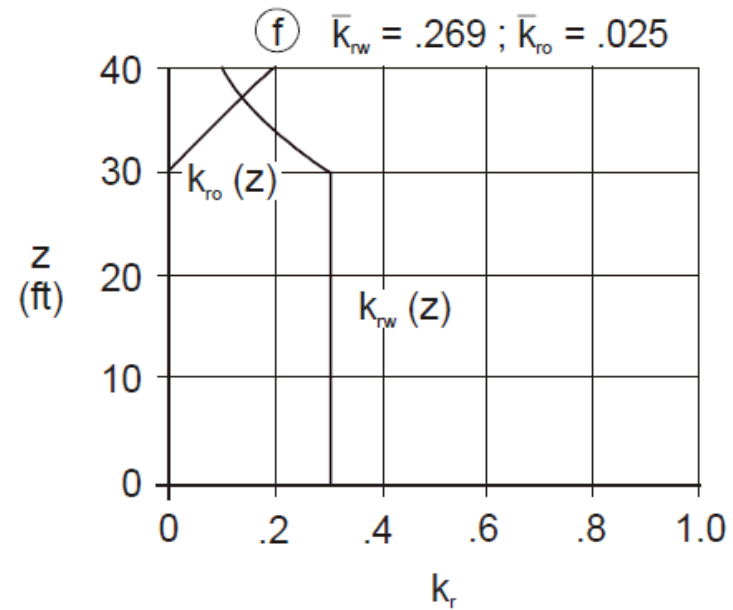
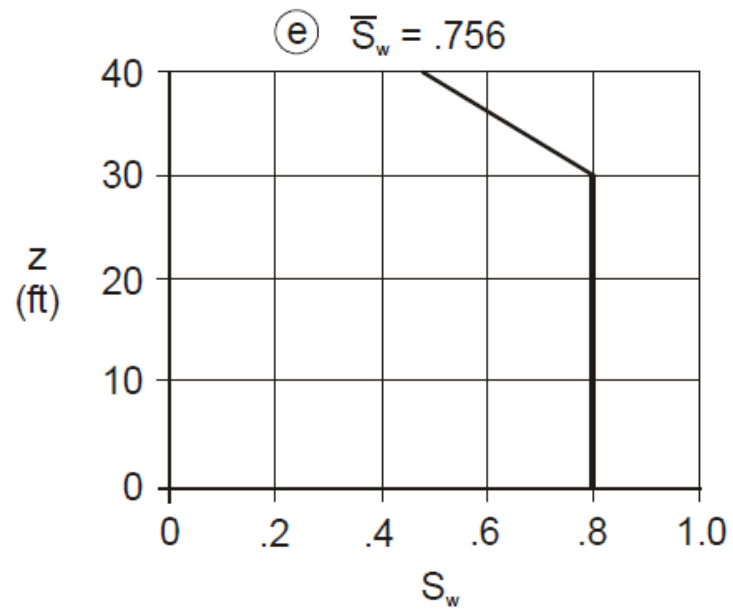
$$\bar{k}_{ro}(\bar{S}_o) = \frac{\int_0^h k_{ro}(S_w(z)) dz}{h}$$

¿Cómo sigue el cálculo?



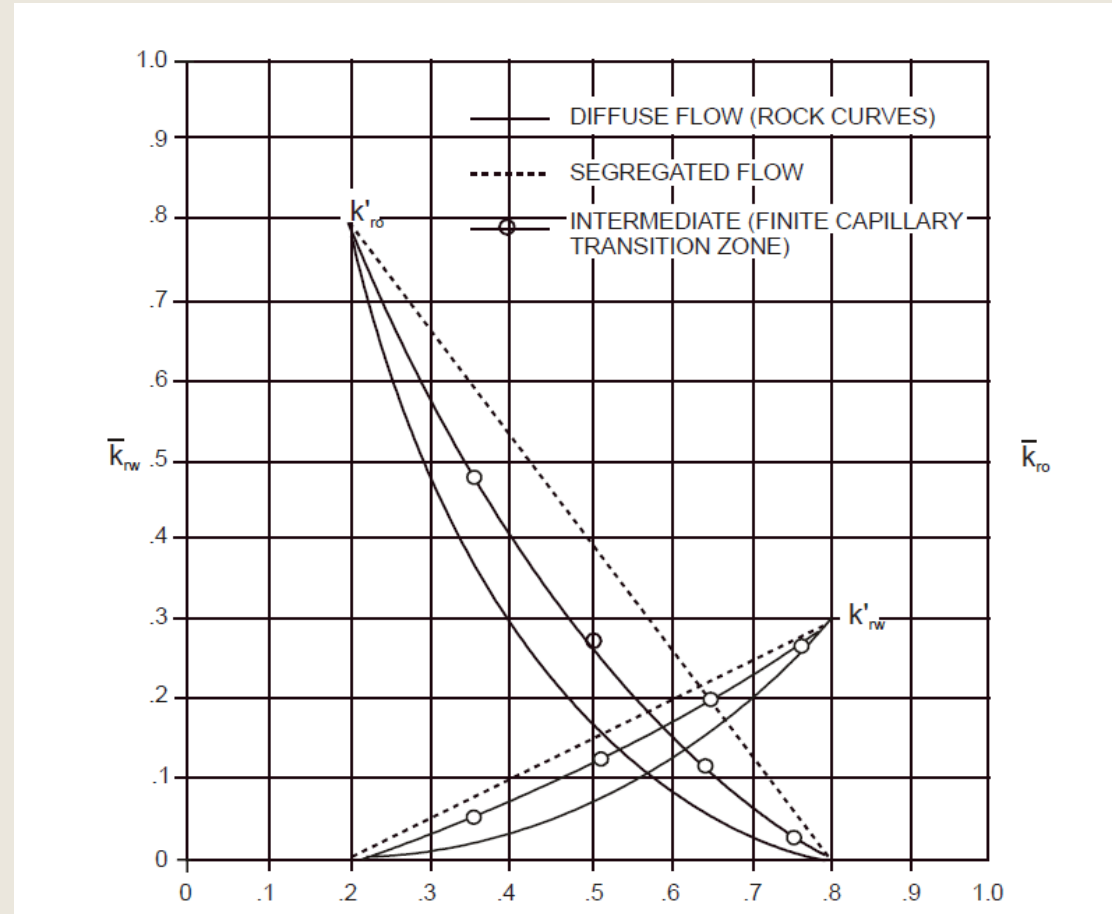
Distribuciones de  $S_w$  y  $k_r$  promediadas en el espesor.

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 (pseudo  $k_r$ ).  
La máxima saturación  $S_w = 1 - S_{or}$  va subiendo cada 10 ft en el reservorio.**

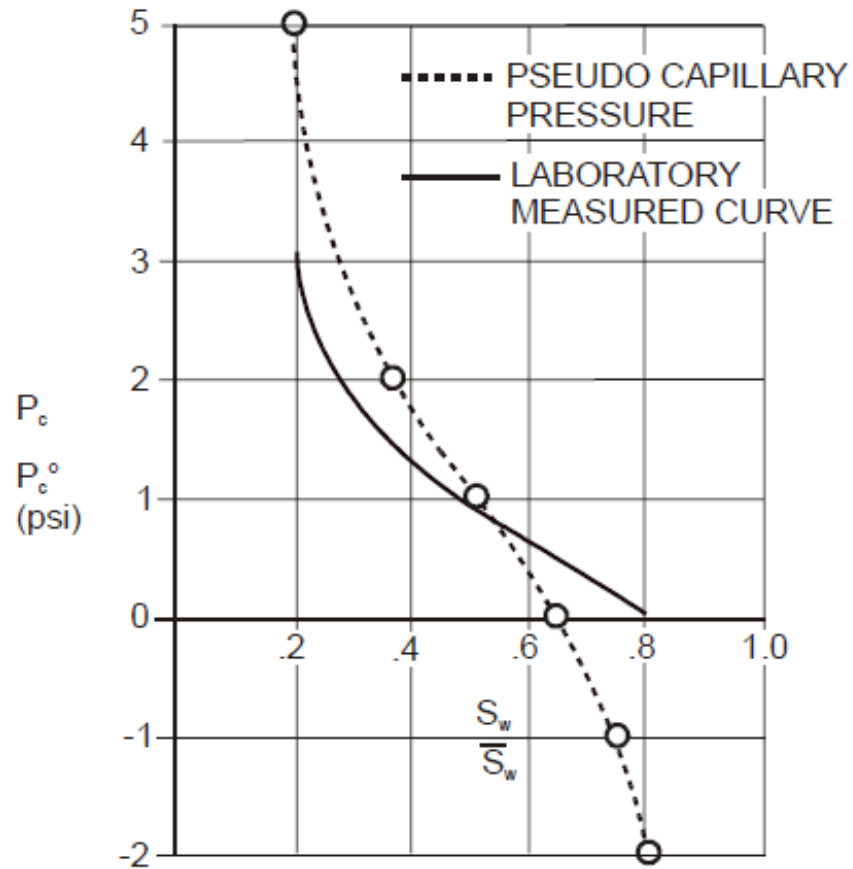
# Efecto de zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento en reservorio homogéneo



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 Np vs Wi y tiempo.

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

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



Curvas de Pc y Pseudo Pc

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

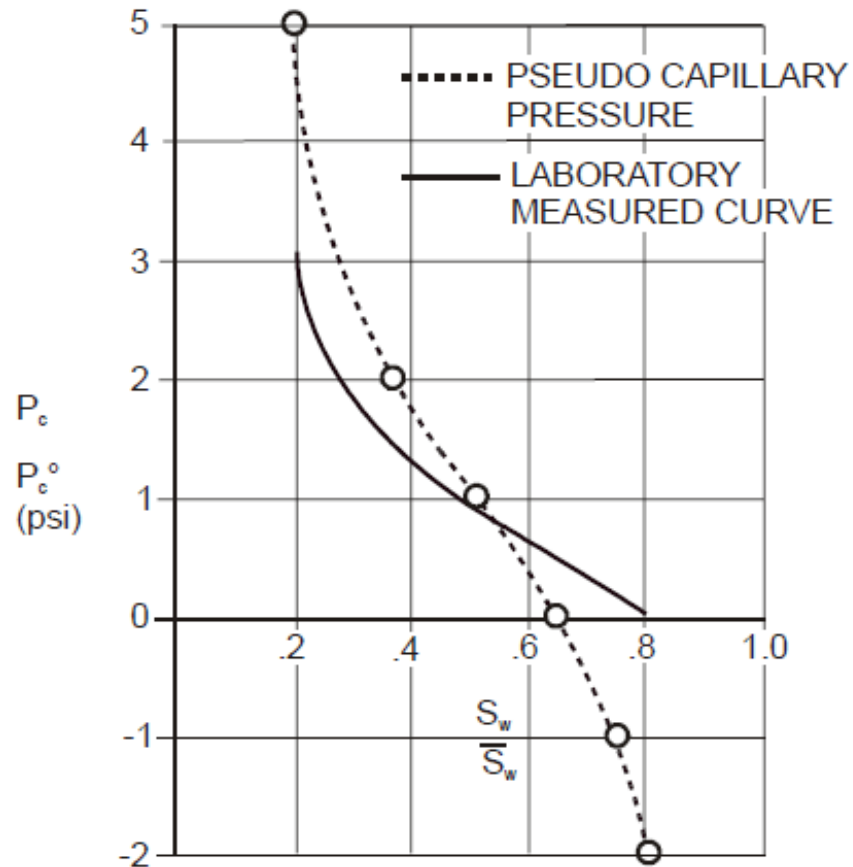
$$p_w^\circ = p_w - \left( \frac{h}{2} - z \right) \frac{\rho_w g}{1.0133 \times 10^6}$$

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

$p_o$  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



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

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

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.

$$\phi = 0.18$$

$$S_{wc} = 0.20$$

$$S_{or} = 0.20$$

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

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

Las  $k_r$  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

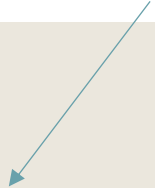
$$t = \frac{W_{id} \times (\text{one pore volume})}{q_i \times 5.615 \times 365} \frac{(\text{cu.ft})}{(\text{cu.ft / year})}$$

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

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*

