

# RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano

2025

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

# RECUPERACIÓN SECUNDARIA

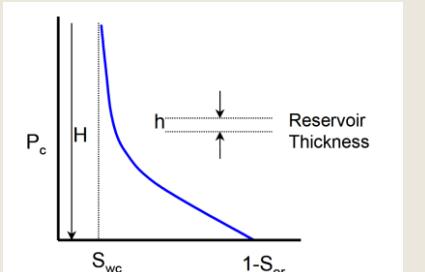
## WATERFLOODING

# Reservorios

## Homogéneos

↓  
Flujo Difuso  
Flujo Intermedio  
Flujo Segregado  
↓

### BL-Welge



$$H \gg h$$

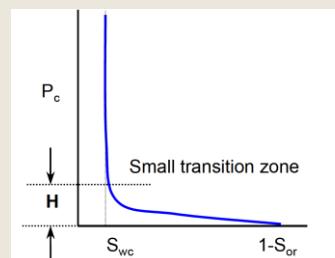
$$H \approx h$$

Uso  
pseudofunciones

$$H \ll h$$

## Heterogéneos

Con capas comunicadas  
Comunicación de  $P$  entre las capas y equilibrio vertical  
↓



Flujo Difuso  
Flujo Segregado

Uso pseudofunciones

Sin capas comunicadas  
Capas de arena aisladas por capas impermeables  
↓

Dykstra Parson  
Stiles  
CGM

Métodos predictivos

# Reservorios heterogéneos

Existe una definida variación en los parámetros del reservorio con el espesor, en dirección perpendicular al buzamiento,  $k_r$  promediadas fc  $S_w$  promediada en el espesor →2D a 1D



BL-Welge

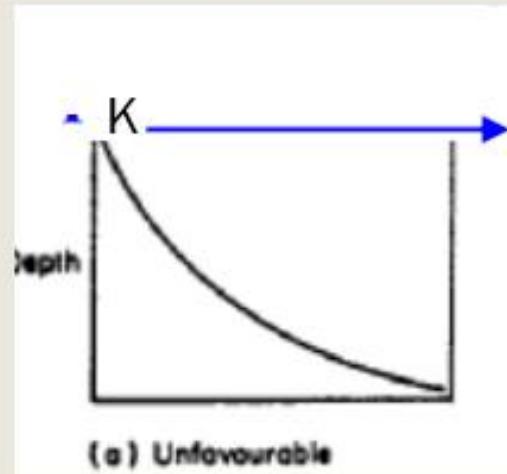
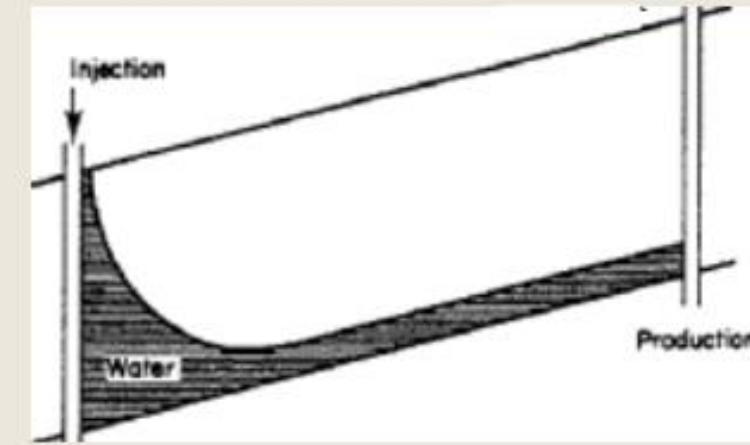
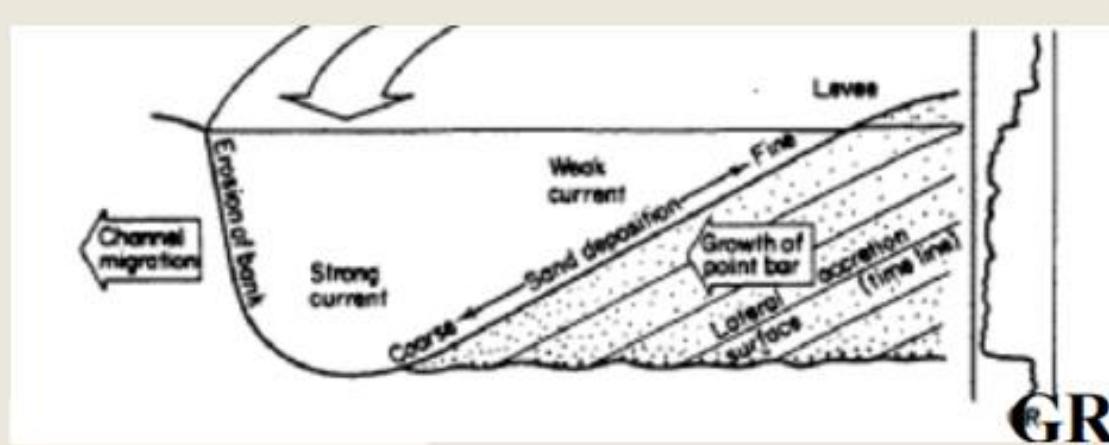
# Reservorios heterogéneos

Según Dake, la eficiencia en el proceso de RS depende fundamentalmente de tres procesos físicos:

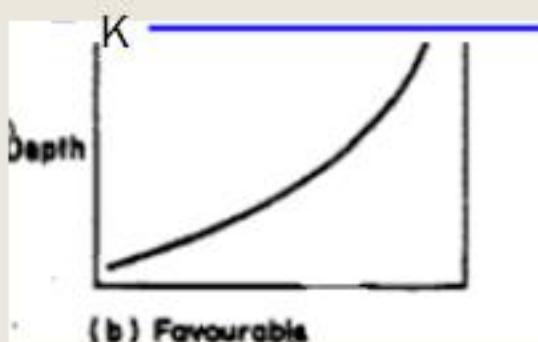
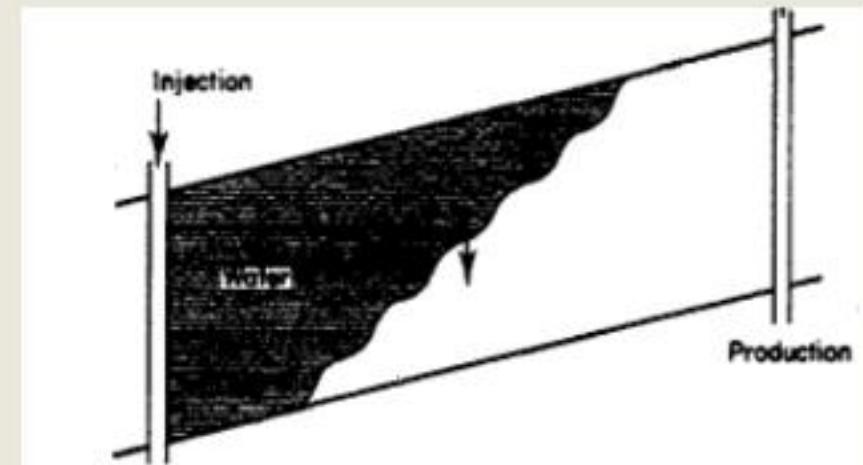
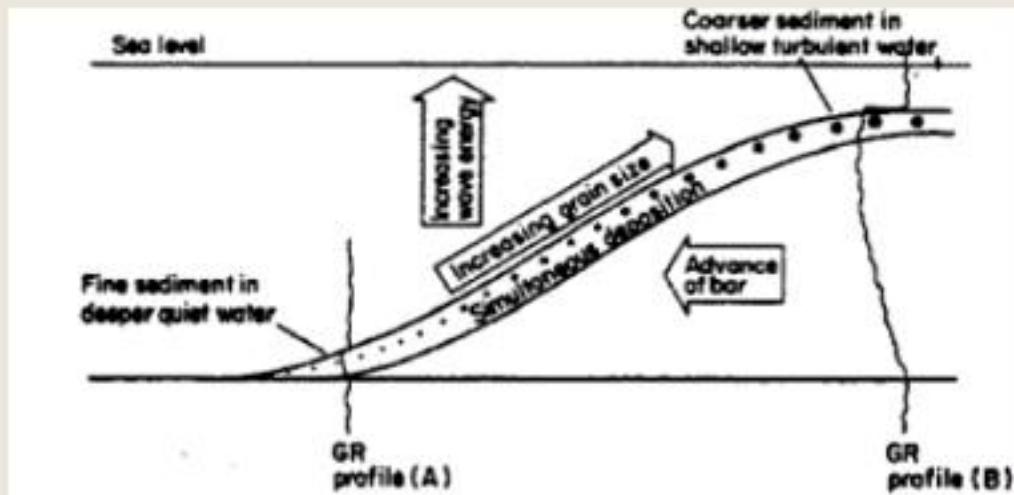
- La relación de movilidades ( $M$ ) (laboratorio  $\rightarrow k$  y mojabilidad)
- Heterogeneidades
- Gravedad

**IMPORTANTE: Realidad macroscópica**

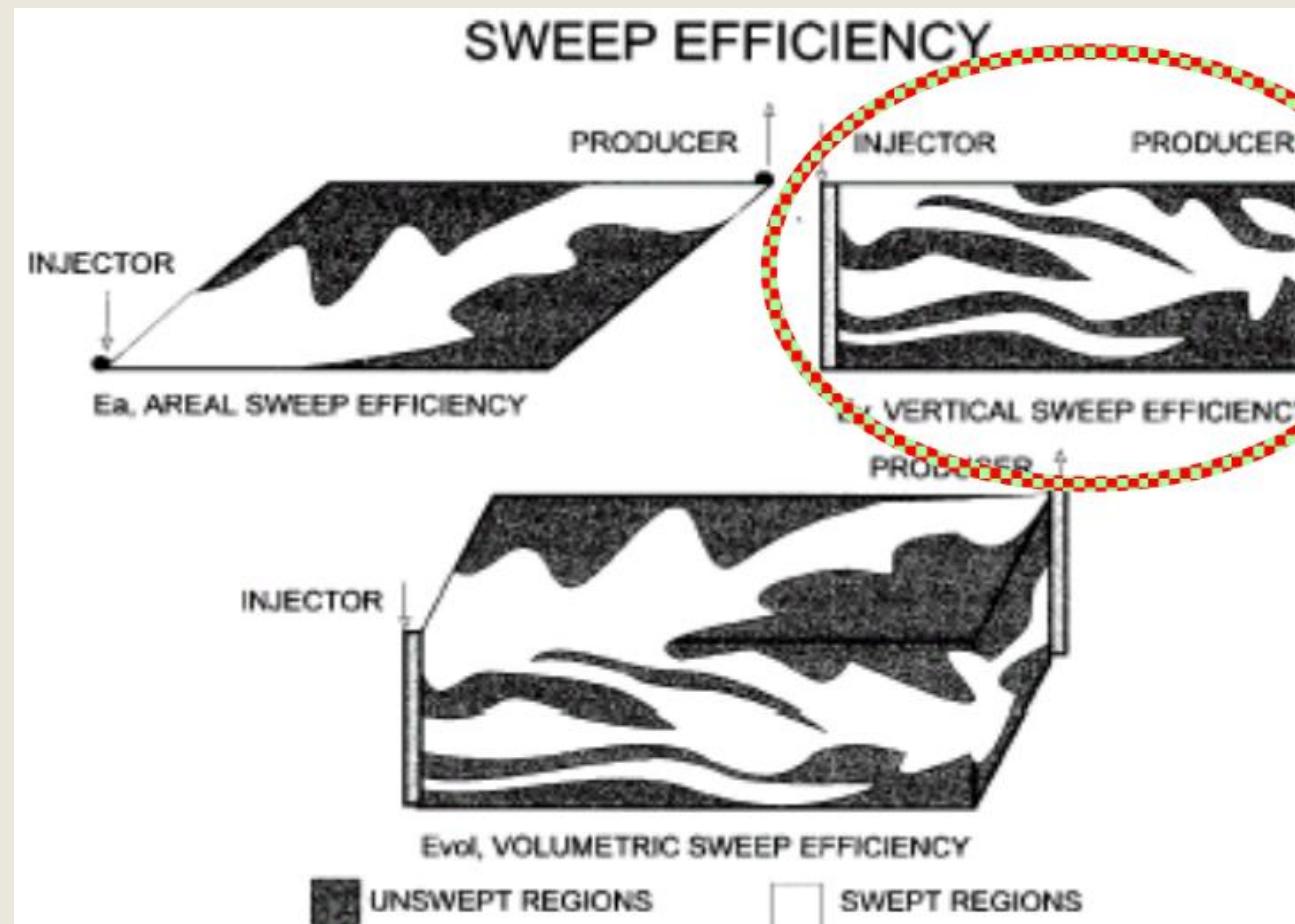
# Reservorios heterogéneos



# Reservorios heterogéneos



# Eficiencia de barrido



# Selección de capas

Alternativas para la selección de las capas:

- 1.- Barreras naturales (presencia de capas arcillosas).
- 2.- Igual espesor: es el más utilizado, su limitación es que no tiene en cuenta las capas que naturalmente aparecen en un reservorio.
- 3.- Igual capacidad de flujo ( $kh$ ): mejor que el anterior ya que refleja el efecto de las zonas con alta  $k$  que controlan el comportamiento W-O del frente.
- 4.- Por capas geológicas: en función de características litológicas semejantes, obliga a un análisis geológico de detalle con datos de coronas, perfiles, análisis de facies, etc. Es la mejor, pero consume mayor tiempo y es la más cara.

Dykstra Parsons y Stiles seleccionan capas sin sentido físico

# Selección de capas

Los métodos cuando las capas tienen la presión no comunicada suponen condiciones que no cumplen todos los reservorios y donde la  $k$  vertical tiene un rol importante:

- la inexistencia de crossflow entre las capas
- tienen continuidad lateral

Cuando hay capas con presión comunicada, el efecto del crossflow para:

- $M < 1$ , aumenta la recuperación.
- $M > 1$  la recuperación será menor.

Dake critica dos gráficos muy utilizados en la industria:

- El de  $k$  vs  $f$ , por que no muestra la severidad de la distribución variable de la  $k$ .
- El método de Dykstra-Parsons al obtener el valor de  $V$ , que descarta el problema de la segregación gravitacional (no tiene en cuenta la posición de la muestra) y sólo incorpora  $M$  y la heterogeneidad.

# Selección de capas

Dake critica dos gráficos muy utilizados en la industria:

- El de  $k$  vs  $\varphi$ , por que no muestra la severidad de la distribución variable de la  $k$ .
- El método de Dykstra-Parsons al obtener el valor de  $V$ , que descarta el problema de la segregación gravitacional (no tiene en cuenta la posición de la muestra) y sólo incorpora  $M$  y la heterogeneidad.

# Selección de capas-Cut off

- En general se excluyen secciones del reservorio por su baja  $k$  y/o  $\phi$  y/o alta  $S_w$ , pero no se indica la posición de estas secciones, y al calcular el espesor neto, no se sabe si la parte excluida corresponde al tope, la base o el medio del reservorio. Esta información es crucial para incorporar los efectos gravitatorios.
- Todo análisis de  $k$  debe comenzar con el gráfico  $k$  vs profundidad o espesor en escala lineal y no logarítmica porque ésta distorsiona el efecto de la severidad de las heterogeneidades verticales.

# Reservorios heterogéneos

$$N_p/N = E_A * E_V * E_d$$

**N<sub>p</sub> /N** es la recuperación fraccional del STOIIP(Stock Tank Original Inicially in Place)

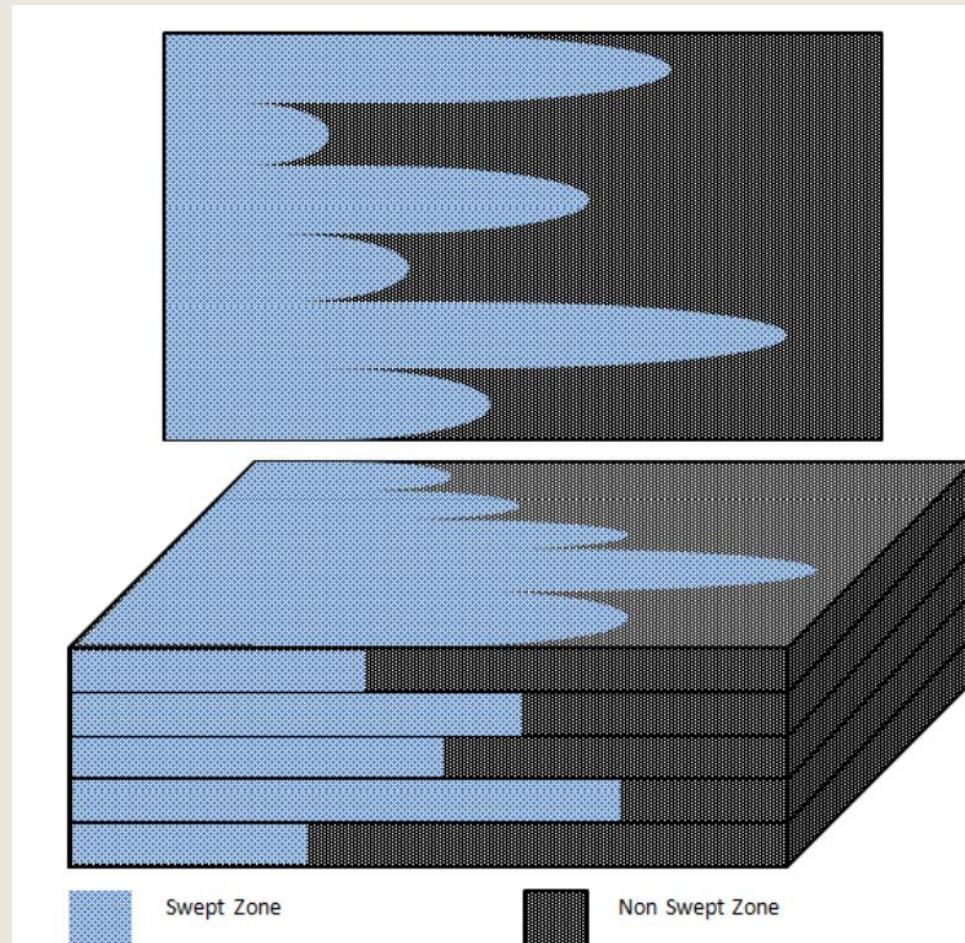
**E<sub>A</sub>**: Eficiencia de barido areal- La fracción de petróleo recuperado arealmente por secundaria

**E<sub>V</sub>**: Eficiencia de barido vertical-La fracción de petróleo recuperado en el plano x-y por secundaria.

**E<sub>A</sub>xE<sub>V</sub>**=Eficiencia volumétrica

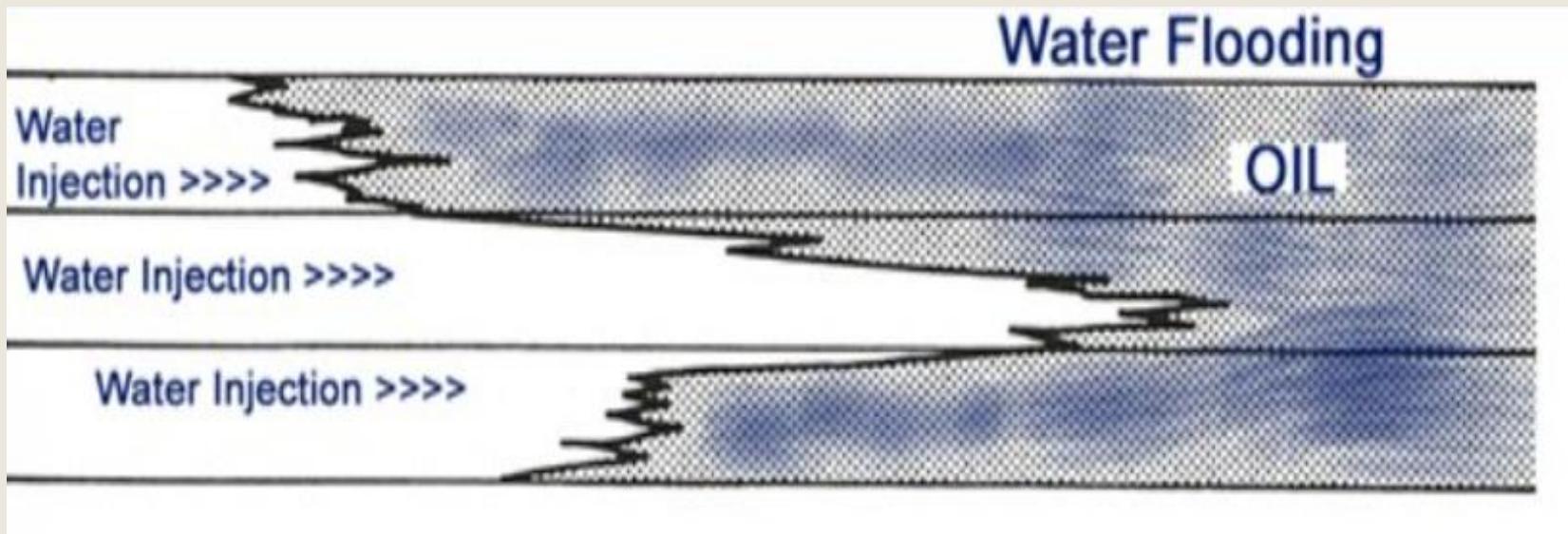
**E<sub>d</sub>**=Eficiencia de desplazamiento microscópica

# Eficiencia volumétrica



$$E_{Vol} = E_A * E_V$$

# Reservorios heterogéneos- $E_v$



- La estratificación está asociada a cambios importantes en las **permeabilidades** y el agua cuando se inyecte para un barrido barrerá preferencialmente aquellas capas más permeables.
- Al BT una parte significativa del reservorio, representada por las zonas menos permeables, aún contendrán importantes cantidades de petróleo.

# Heterogeneidades verticales

- La  $k$  es la propiedad que más afecta la  $E_v$ , puede variar varios órdenes de magnitud en pocos cm y puede ocultar el efecto de otras variables como  $\theta$  y  $S_w$ .
- Las heterogeneidades pueden deberse a capas, dentro de un mismo reservorios, con propiedades variables por cambios en las condiciones de deposición, cambio en el ambiente de deposición, de la fuente de deposición.
- El agua barre primero las capas más permeables y a la rotura, las zonas menos permeables, tendrán importantes cantidades de petróleo sin barrer.

# Fuente de datos de heterogeneidades

- Perfiles
- Datos de corona
- Ensayo de Pozos
- Ensayos de producción
- Perfiles de producción
- Trazadores, etc

# Heterogeneidades horizontales

- Variaciones en las propiedades de la formación:  $h$ ,  $f$ ,  $k$ ,  $Sw_c$
- Factores geométricos: tipo, posiciones y formas de las fallas y límites
- Las incertidumbres para el cálculo de  $E_A$  son >>> que para  $E_v$
- Para estimar correctamente  $E_v$  los pozos se coronean, perfilan, se realizan ensayos de pozo (well testing)  $Np/N$  se conoce.
$$Np/N = E_A * E_v * Ed$$
- $\therefore$  la mayor incógnita es  $E_A$

# Métodos para evaluar permeabilidad

- **Valor único**
  - Promedios aritméticos o geométricos
- **Valor variable**
  - Dykstra- Parsons
  - Stiles
  - CGM

# Métodos para evaluar permeabilidad Valor único

- Se asume continuidad lateral de las capas

$$\bar{k} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + \dots + k_n h_n}{k_1 + k_2 + \dots + k_n}$$

Media Aritmética

No se recomienda por  
optimista

$$\bar{k} = (k_1 * k_2 * \dots * k_n)^{1/n}$$

Media Geométrica

Se divide en intervalos de igual  
espesor la formación tal que cada  
valor de permeabilidad tenga igual  
peso

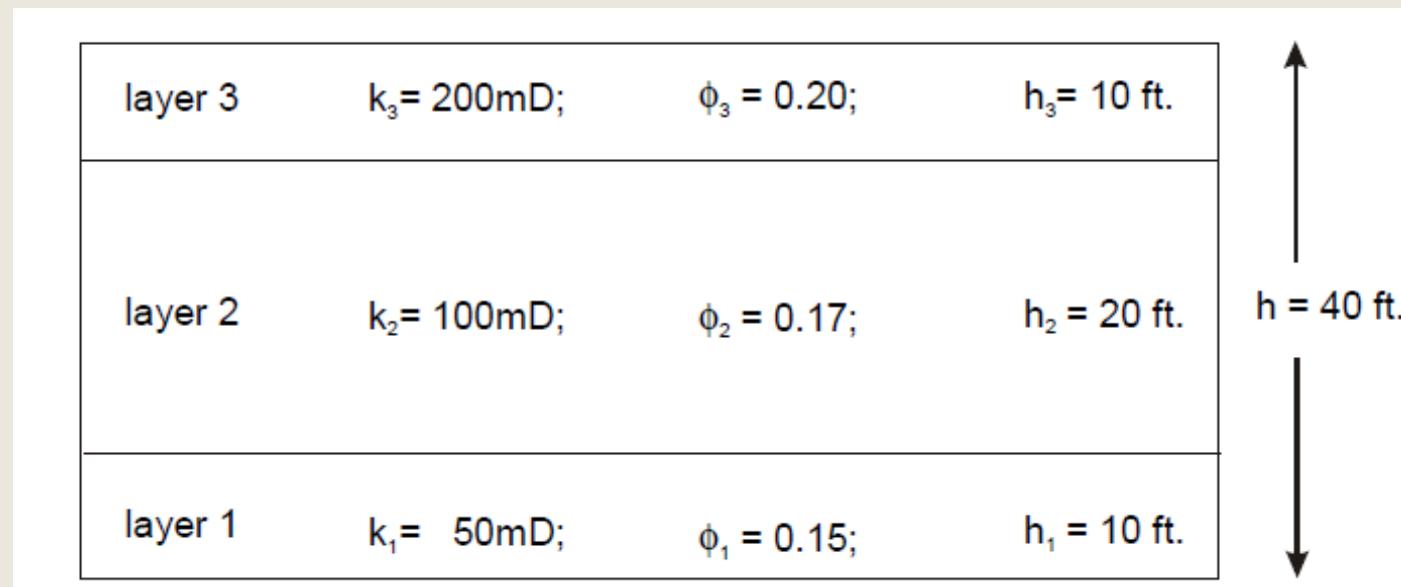


Sólo para estudios de productividad e inyectividad de pozos.  
Da resultados inciertos al evaluar comportamiento del proceso luego del BT

# Reservorio heterogéneo

## Presión comunicada (cross flow)

Considere el caso de un reservorio horizontal de 40 ft de espesor que ha sido subdividido en tres capas homogéneas de diferentes  $h$ ,  $k$  y  $\phi$ .



Ejemplo de reservorio estratificado con comunicación de presión entre capas

# Reservorio heterogéneo

## Presión comunicada (cross flow)

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

$$dP_c = 0.1 dz$$

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

Pseudo presión capilar en el centro del reservorio

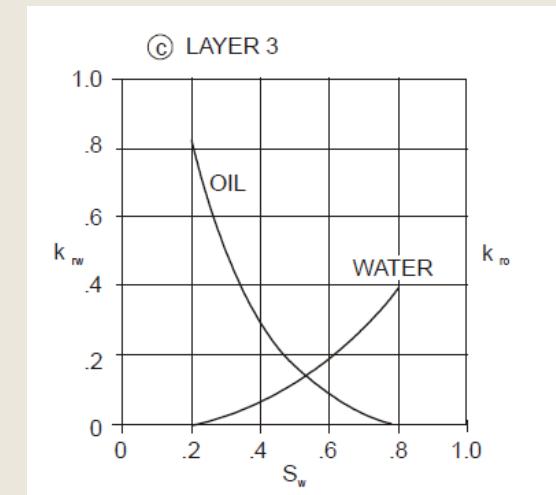
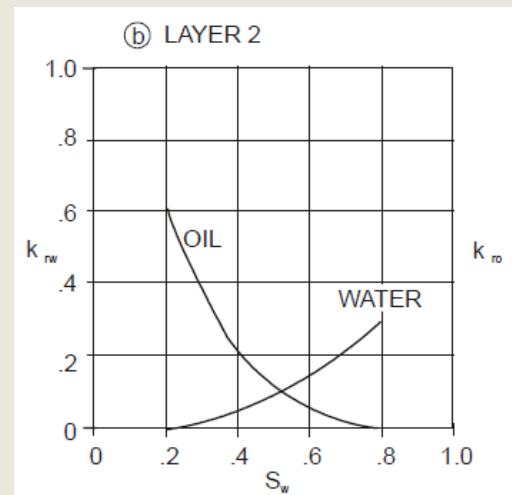
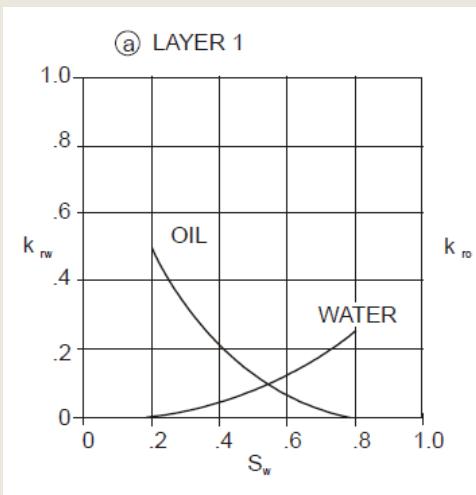


$$P_c^\circ = 0.1 (20 - z_{1-S_{or}})$$

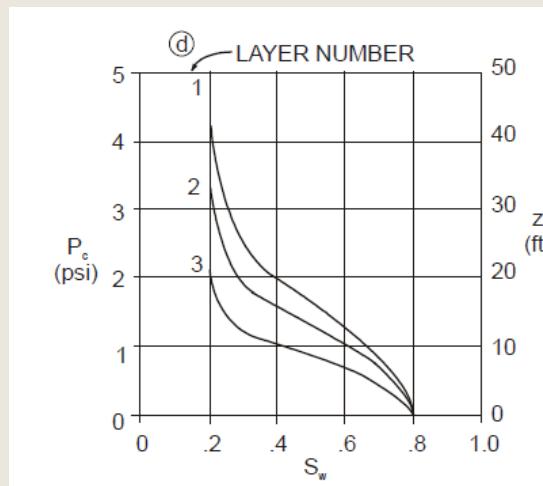
Elevación del plano de saturación máxima 1-Sor

$P_c^\circ$  varía entre 2 psi cuando  $z=1-S_{or}$  es igual a 0 y -2 psi para  $z=40$  ft que corresponde cuando todo el reservorio ha sido barrido

# Reservorio heterogéneo Presión comunicada (cross flow)

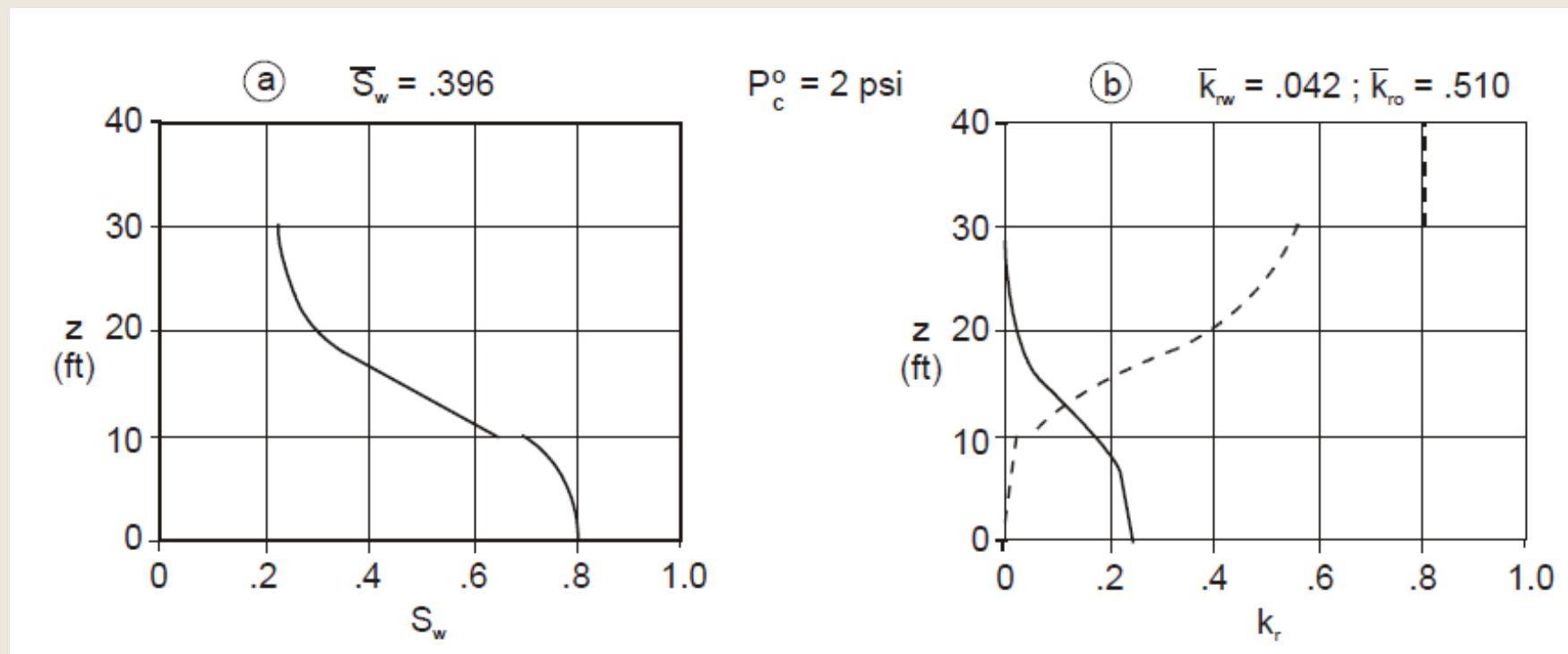


(a)-(c) Curvas de  $k_r$  y (d)  
Curvas de  $P_c$  para las tres  
capas



# Reservorio heterogéneo Presión comunicada (cross flow)

$$P_c^o = 0.1 (20 - z_{1-S_{or}})$$



**(a) Distribución de  $S_w$  y (b) Distribución de  $k_r$  respecto al espesor, cuando la saturación en la base el reservorio estratificado es  $S_w=1-S_{or}$  ( $P_c^o=2$  psi)**

# Reservorio heterogéneo

## Presión comunicada (cross flow)

Layer	z (ft)	P <sub>c</sub> (psi)	S <sub>w</sub>	k <sub>rw</sub>	k <sub>ro</sub>
3	40	4.0	.2	0	.8
	35	3.5	.2	0	.8
	30	3.0	.2	0	.8
2	30	3.0	.22	.001	.55
	25	2.5	.24	.003	.50
	20	2.0 (P <sub>c</sub> <sup>°</sup> )	.29	.02	.40
	15	1.5	.45	.07	.18
	10	1.0	.63	.17	.05
1	10	1.0	.69	.18	.02
	5	.5	.78	.23	.002
	0	0	.80	.24	0

Distribuciones de P<sub>c</sub>, S<sub>w</sub> y K<sub>r</sub> para P<sub>c°</sub>=2 psi

# Reservorio heterogéneo

## Presión comunicada (cross flow)

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

$$\bar{S}_w = \frac{h_1 \phi_1 \bar{S}_{w_1} + h_2 \phi_2 \bar{S}_{w_2} + h_3 \phi_3 \bar{S}_{w_3}}{\sum_{j=1}^3 h_j \phi_j}$$

$$\bar{S}_{w_1} = \frac{\int_0^{h_1} S_w(z) dz}{h_1}$$

Saturación promediada en el espesor

# Reservorio heterogéneo

## Presión comunicada (cross flow)

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

$$\bar{k}_{rw}(\bar{S}_w) = \frac{h_1 k_1 \bar{k}_{rw_1}(\bar{S}_{w_1}) + h_2 k_2 \bar{k}_{rw_2}(\bar{S}_{w_2}) + h_3 k_3 \bar{k}_{rw_3}(\bar{S}_{w_3})}{\sum_{j=1}^3 h_j k_j}$$

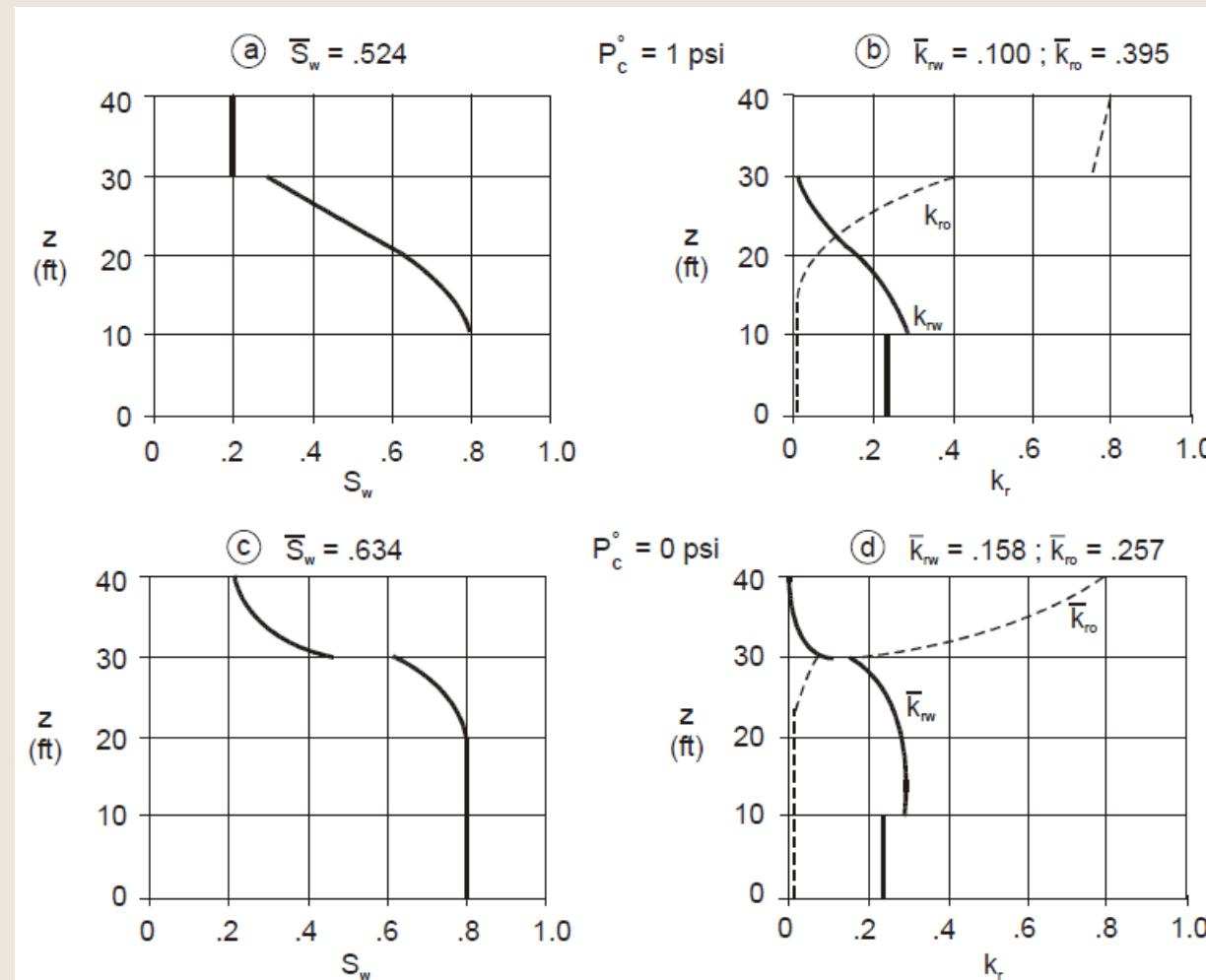
$$\bar{k}_{rw_1}(\bar{S}_{w_1}) = \frac{\int_0^{h_1} k_{rw}(S_w(z))dz}{h_1}$$

$k_{rw}$  promediadas en el espesor

Se procede similarmente para

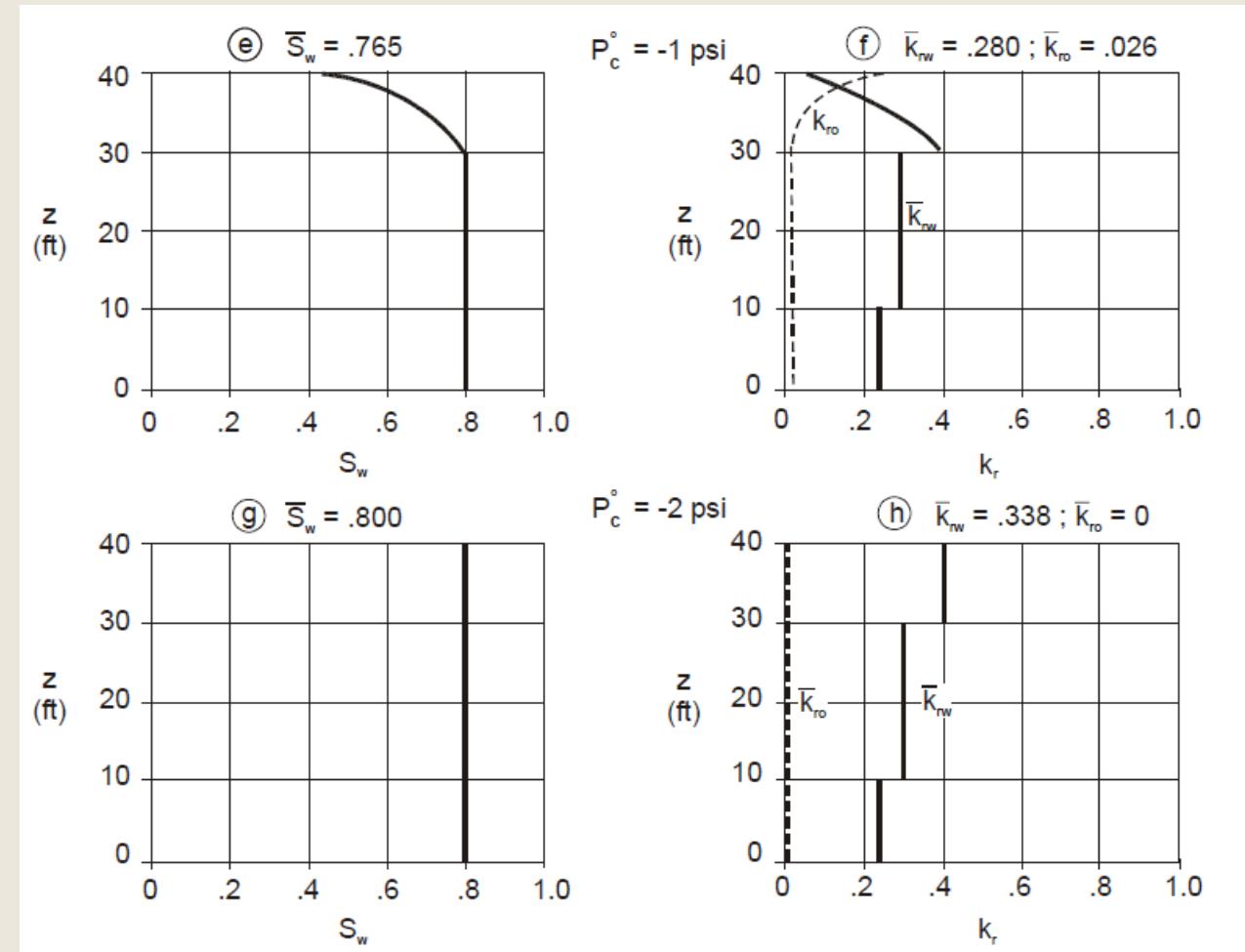
$$\bar{k}_{ro}(\bar{S}_w)$$

# Reservorio heterogéneo Presión comunicada (cross flow)



(a)-(h) Distribuciones de  $S_w$  y  $k_r$  en función del espesor para varios valores de  $P_c^\circ$

# Reservorio heterogéneo Presión comunicada (cross flow)



(a)-(h) Distribuciones de  $S_w$  y  $k_r$  en función del espesor para varios valores de  $P_c^o$

# Reservorio heterogéneo

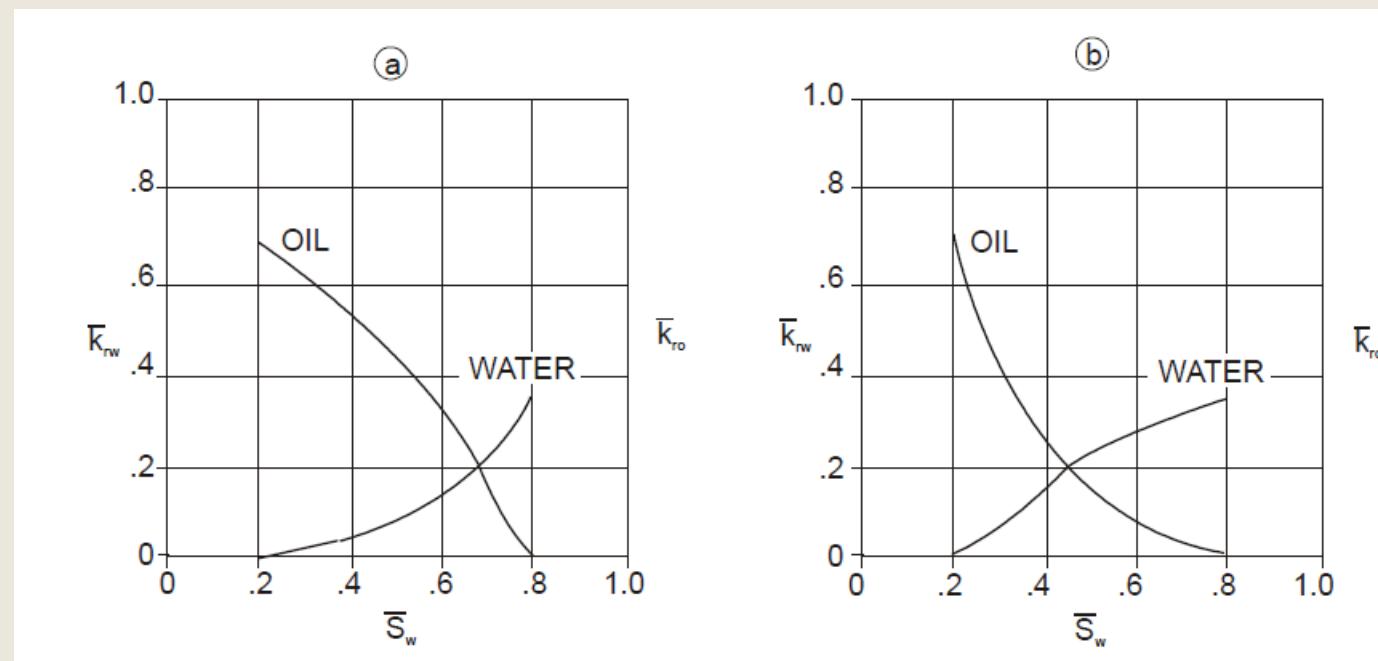
## Presión comunicada (cross flow)

$P_c^\circ$ (psi)	$\bar{S}_w$	$\bar{k}_{rw}$	$\bar{k}_{ro}$
7.0	.200	0	.678
2.0	.396	.042	.510
1.0	.524	.100	.395
0	.634	.158	.257
-1.0	.765	.280	.026
-2.0	.800	.338	0

Pseudo  $P_c$  y  $k_r$  promediadas del caso analizado

# Reservorio heterogéneo

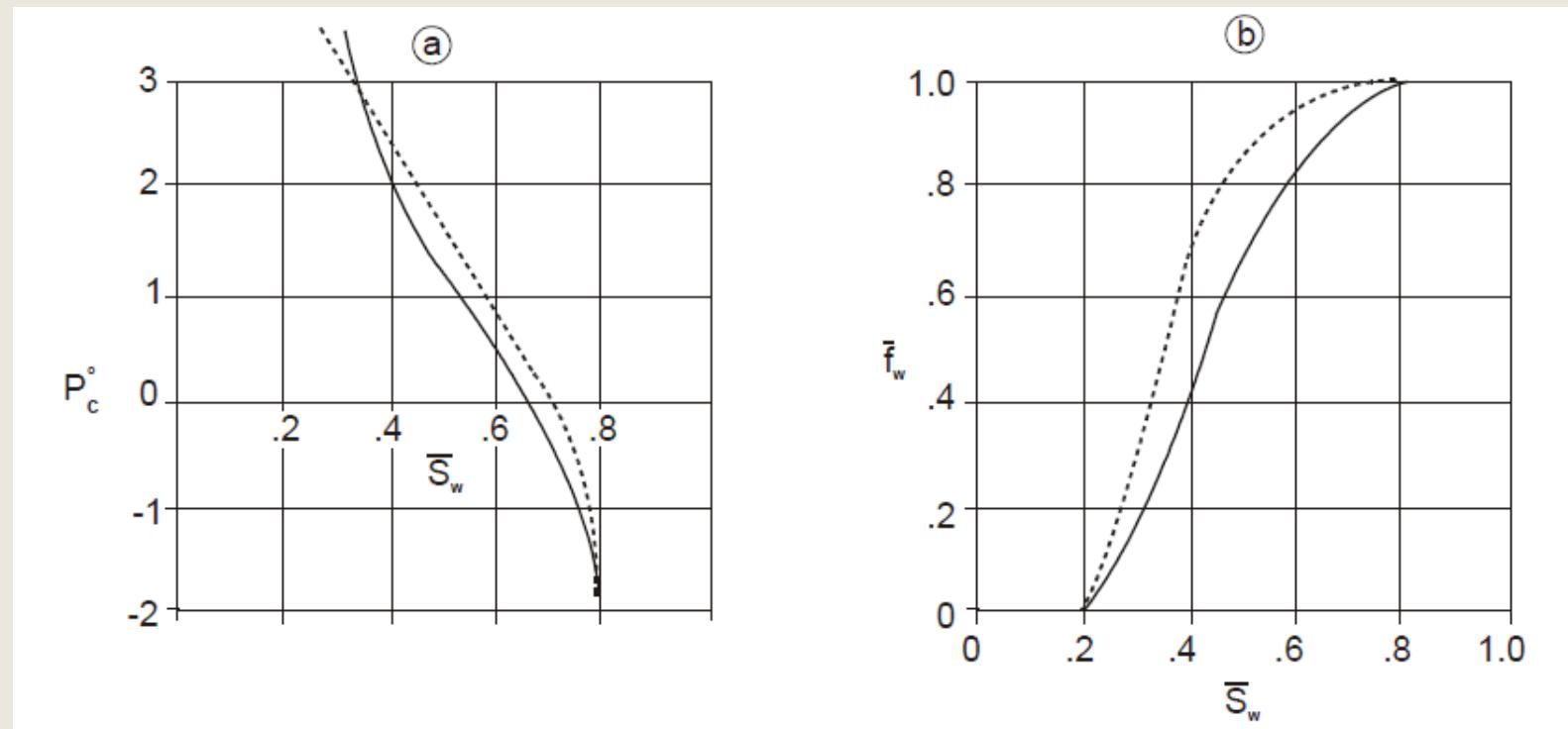
## Presión comunicada (cross flow) para orden decreciente y creciente de k



$k_r$  promediadas para las tres capas. a)  $>k$  en el tope y b)  $>k$  en la base del reservorio

# Reservorio heterogéneo

## Presión comunicada (cross flow) para orden decreciente y creciente de k



Curvas de (a) Pseudo  $P_c$ , y (b)  $f_w$  para el reservorio de 3 capas. Línea sólida  $>k$  en el tope, línea punteada  $>k$  en la base del reservorio.

# Reservorio heterogéneo

## Presión comunicada (cross flow) para orden creciente de k

$$\bar{S}_{w_n} = \frac{\sum_{j=1}^n h_j \phi_j (1 - S_{or_j}) + \sum_{j=n+1}^N h_j \phi_j S_{wc_j}}{\sum_{j=1}^N h_j \phi_j}$$

$$\bar{k}_{rw_n}(\bar{S}_{w_n}) = \frac{\sum_{j=1}^n h_j k_j k'_{rw_n}}{\sum_{j=1}^N h_j k_j}$$

$$\bar{k}_{ro_n}(\bar{S}_{w_n}) = \frac{\sum_{j=n+1}^N h_j k_j k'_{ro_n}}{\sum_{j=1}^N h_j k_j}$$

# Cálculo de la recuperación de petróleo en términos de volúmenes porales (HCPV)

$$N_{pD} = \frac{(S_{wemed} - S_{wc}) + (1 - f_{wemed}) * W_{iD}}{(1 - S_{wcmed})}$$

$$N_{pD} = \frac{N_p B_o}{N B_{oi}}$$

N<sub>pD</sub>=volumen de petróleo recuperado por secundaria

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi}}{B_o} \left( c_{ef} \Delta p + E_A N_{pD} \right)$$

c<sub>ef</sub>=compresibilidad efectiva (Dake Práct. 87)

$$W_{iD} = \frac{5.615 q_i t}{LA\phi}$$

Cantidad de agua inyectada, (VP)  
t (días),  
W<sub>iD</sub> (VP),  
q (bbl/d) y el LAφ (ft<sup>3</sup>)

# Cálculo de la recuperación de petróleo en términos de volúmenes porales (HCPV)

$$f_{ws} = \frac{q_w / B_w}{(q_w / B_w) + (q_o / B_o)}$$

$$f_{ws} = \frac{1}{1 + \frac{B_w}{B_o} \left( \frac{1}{f_{wemed}} - 1 \right)}$$

# FIN

*Eres agente de cambio*

