


RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano
2025

silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar



RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING

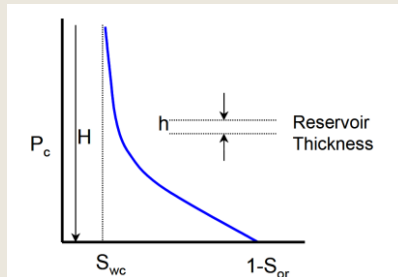


Reservorios

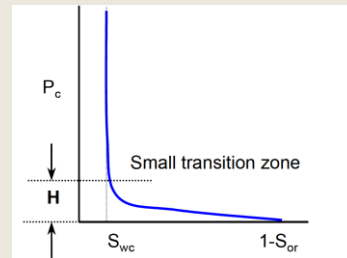
Homogéneos

Flujo Difuso
Flujo Intermedio
Flujo Segregado

BL-Welge



$H \gg h$



$H \ll h$

$H \cong h$

Uso
pseudofunciones

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

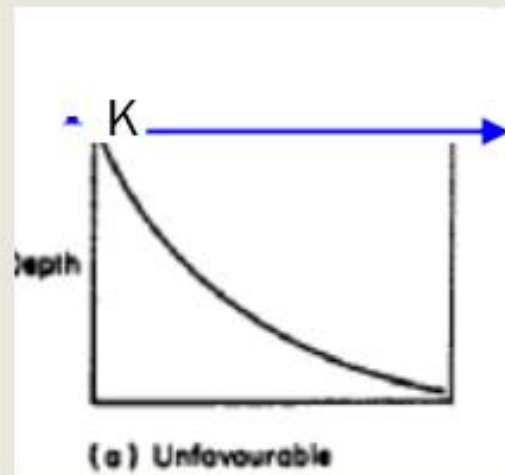
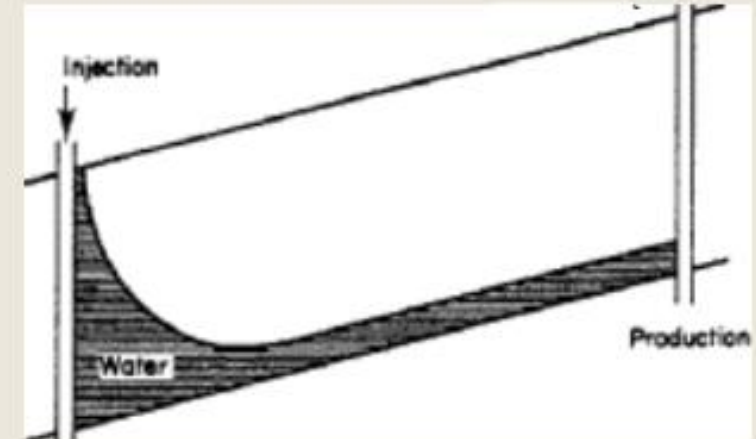
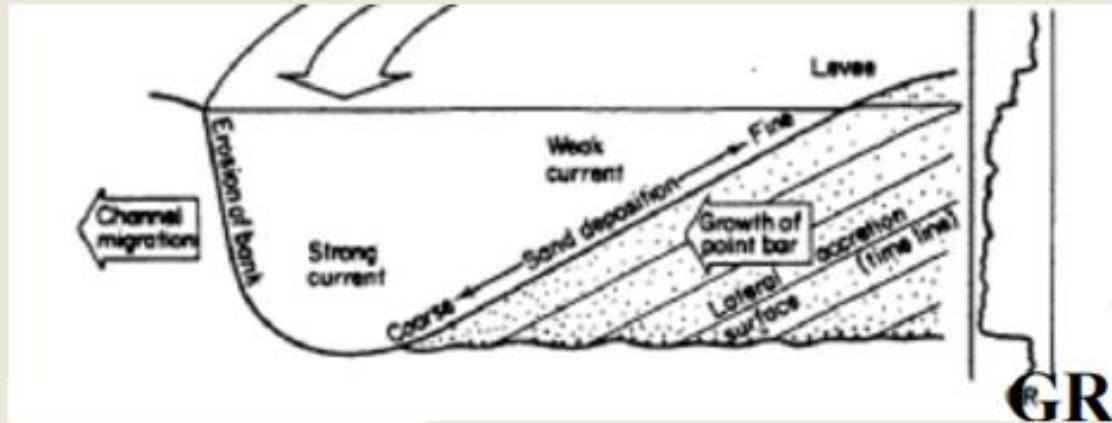
Reservorios heterogéneos

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

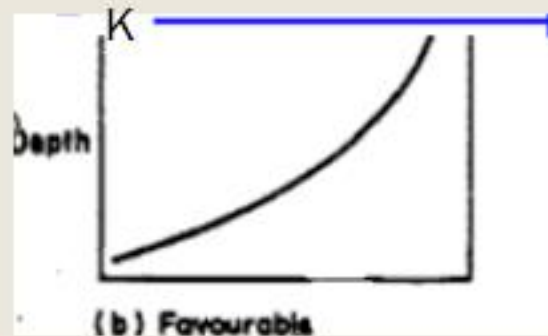
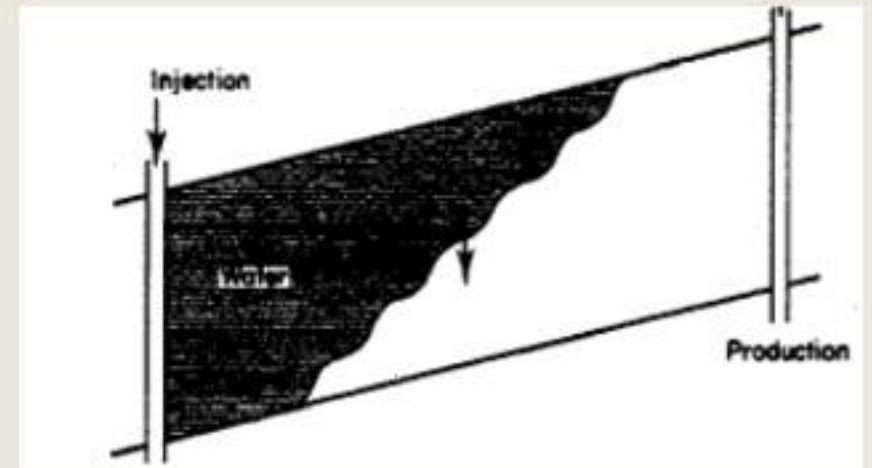
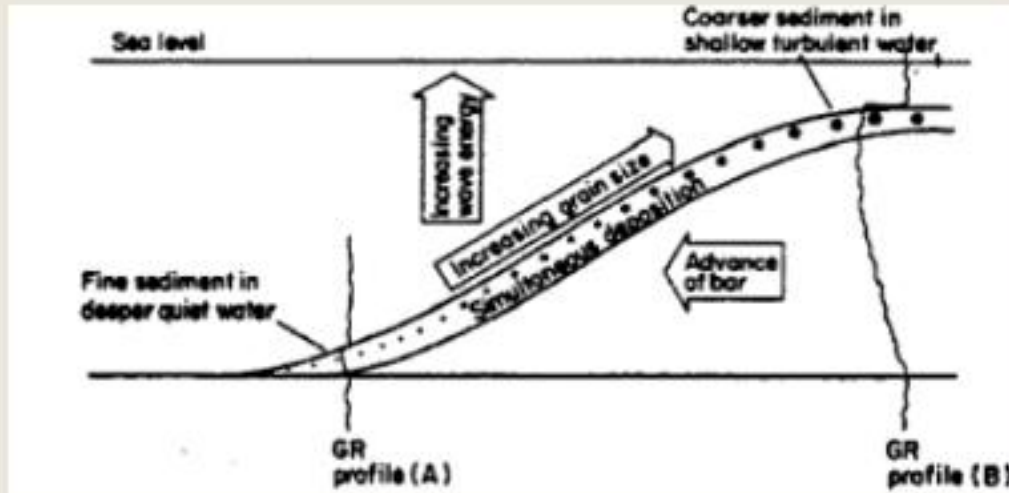
- La relación de movilidades (M) (laboratorio \rightarrow k y mojabilidad)
- Heterogeneidades
- Gravedad

IMPORTANTE: Realidad macroscópica

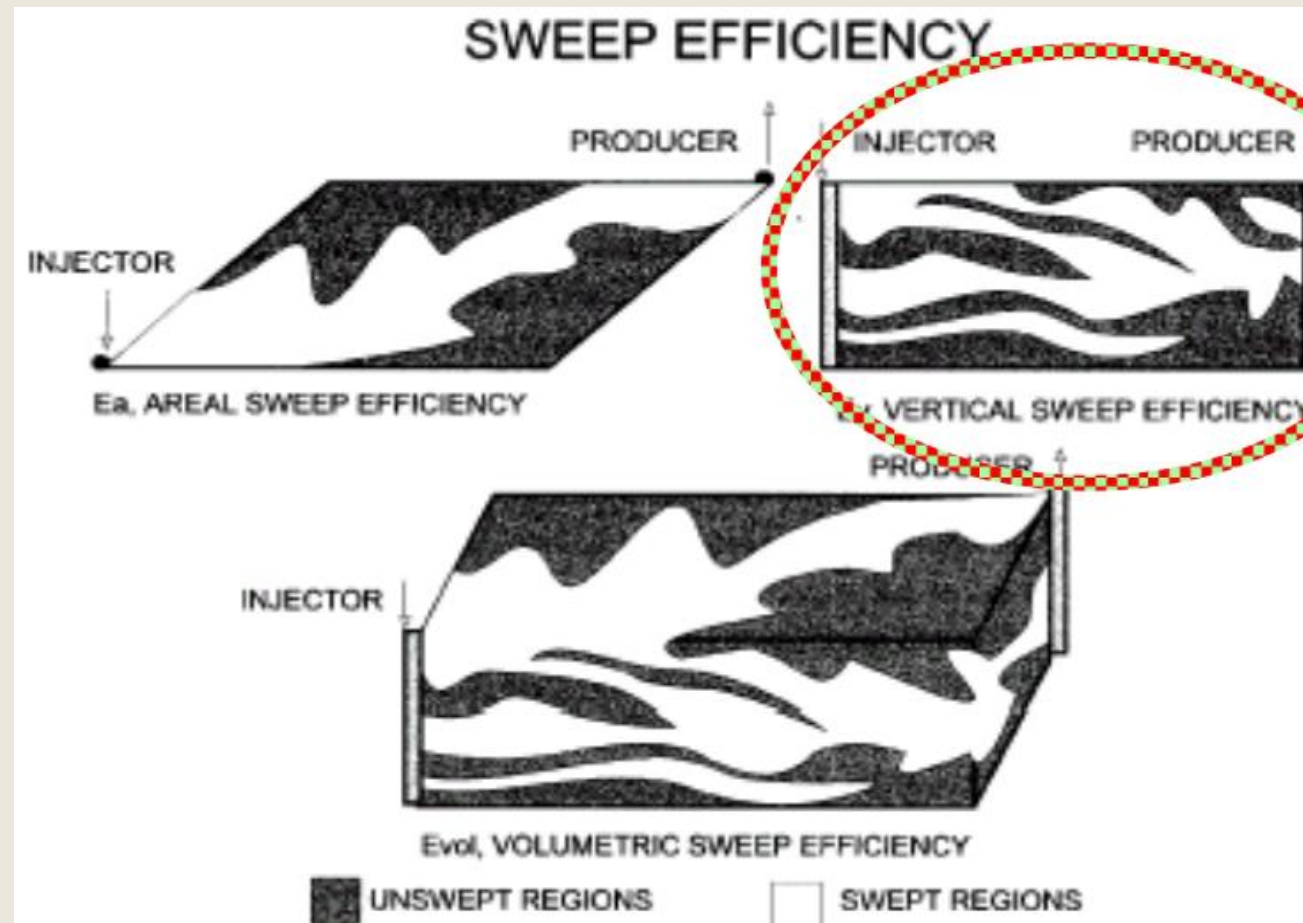
Reservorios heterogêneos



Reservorios heterogêneos



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 ϕ , 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 ϕ 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_p/N es la recuperación fraccional del STOIIP (Stock Tank Original Initially in Place)

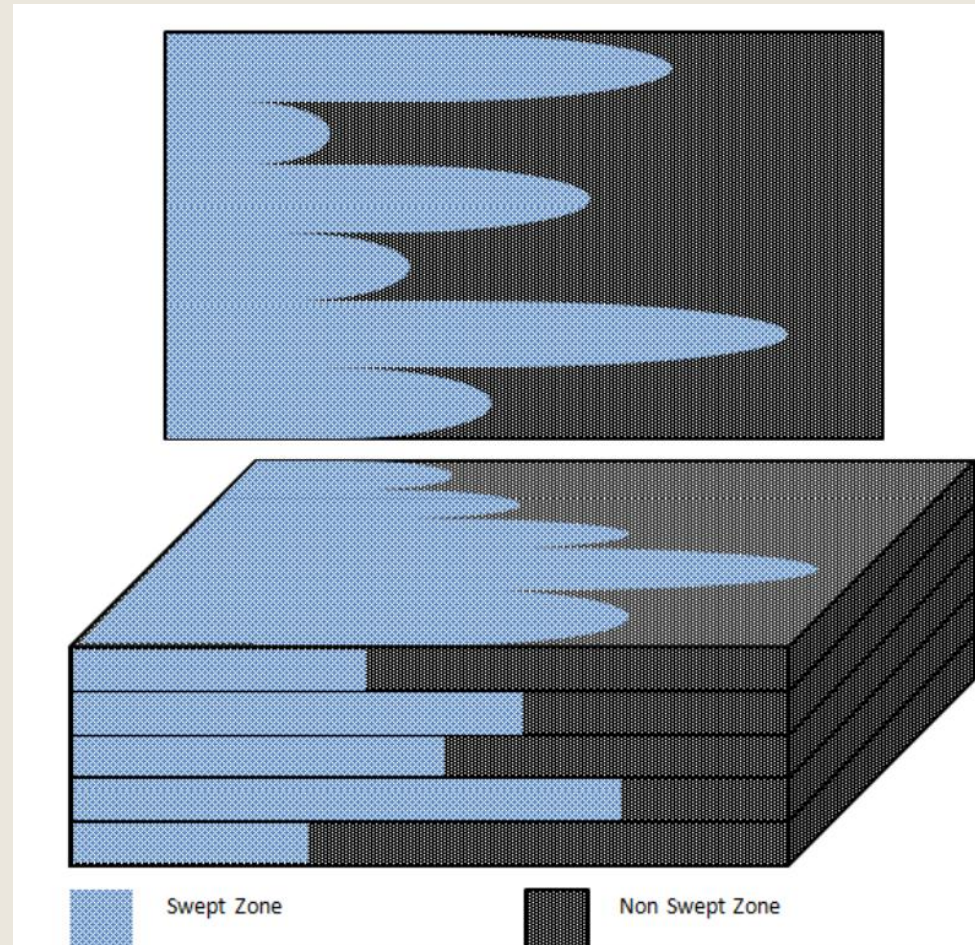
E_A : Eficiencia de barrido areal- La fracción de petróleo recuperado arealmente por secundaria

E_v : Eficiencia de barrido vertical- La fracción de petróleo recuperado en el plano x-y por secundaria.

$E_A \times E_v$ = Eficiencia volumétrica

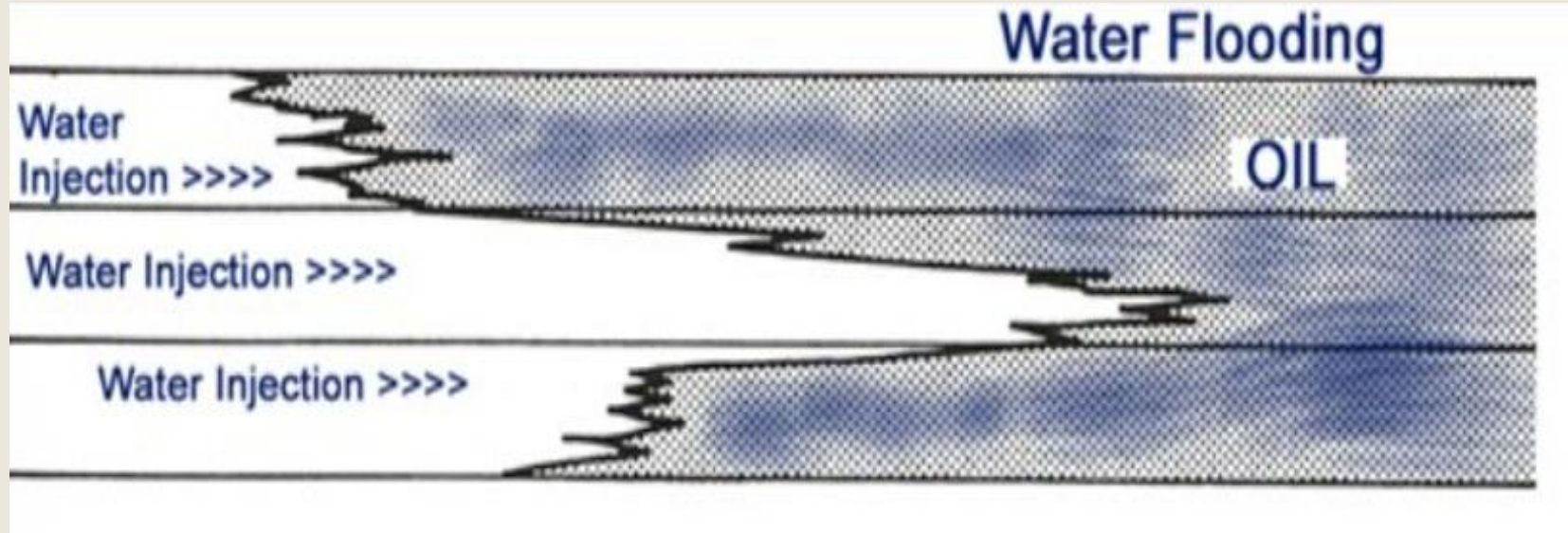
E_d = Eficiencia de desplazamiento microscópica

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 θ y S_w .
- Las heterogeneidades pueden deberse a capas, dentro de un mismo reservorio, con propiedades variables por cambios en las condiciones de depositación, cambio en el ambiente de depositación, de la fuente de depositación.
- 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 \ggg que para E_v
- Para estimar correctamente E_v los pozos se coronean, perfilan, se realizan ensayos de pozo (well testing) N_p/N se conoce.

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

- \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



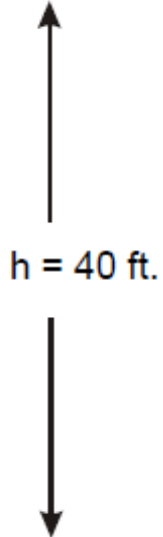
Sólo para estudios de productividad e inyectividad de pozos.

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 ϕ .

layer 3	$k_3 = 200\text{mD};$	$\phi_3 = 0.20;$	$h_3 = 10 \text{ ft.}$	 $h = 40 \text{ ft.}$
layer 2	$k_2 = 100\text{mD};$	$\phi_2 = 0.17;$	$h_2 = 20 \text{ ft.}$	
layer 1	$k_1 = 50\text{mD};$	$\phi_1 = 0.15;$	$h_1 = 10 \text{ ft.}$	

Ejemplo de reservorio estratificado con comunicación de presión entre capas

Reservorio heterogéneo

Presión comunicada (cross flow)

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

$$dP_c = 0.1 dz$$

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

Pseudo presión capilar en el centro del reservorio

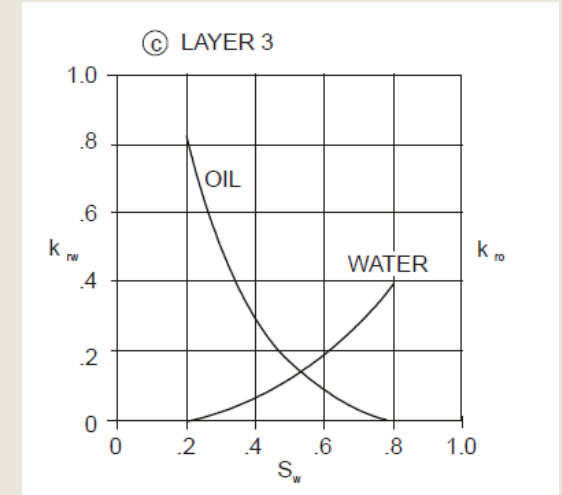
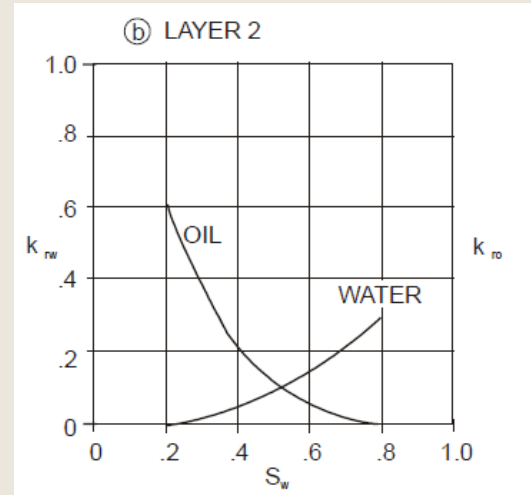
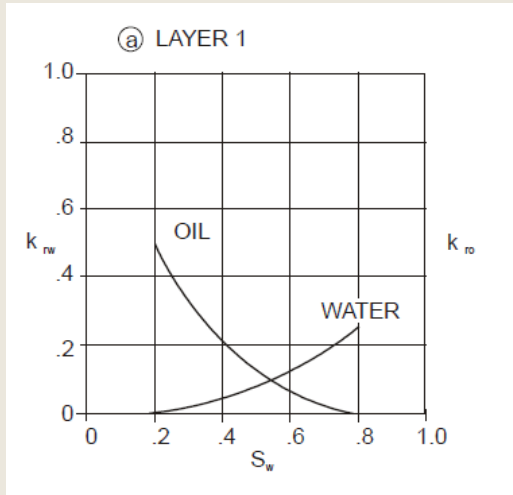

$$P_c^o = 0.1 (20 - z_{1-S_{or}})$$

Elevación del plano de saturación máxima 1-Sor

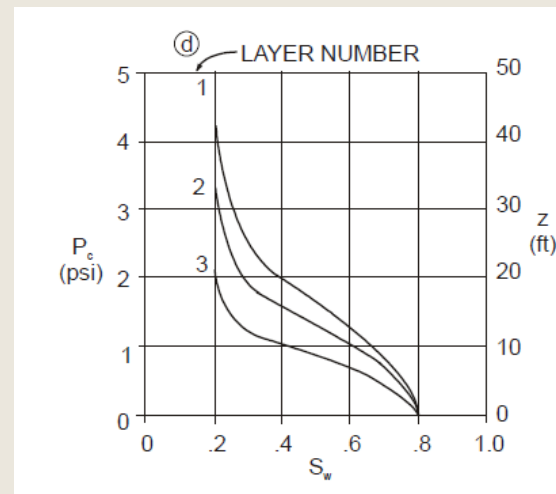
P_c^o varía entre 2 psi cuando $z=1-S_{or}$ es igual a 0 y -2 psi para $z=40$ ft que corresponde cuando todo el reservorio ha sido barrido

Reservorio heterogéneo

Presión comunicada (cross flow)



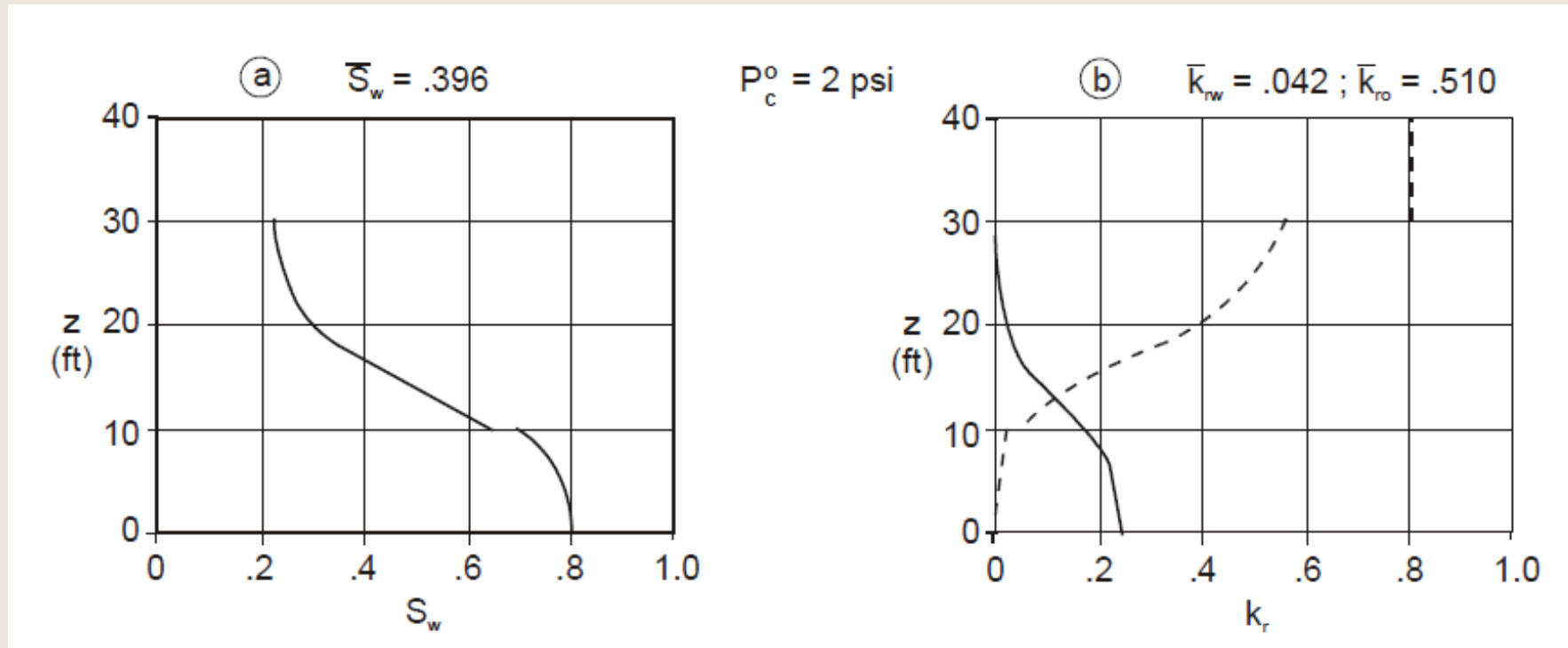
(a)-(c) Curvas de k_r y (d) Curvas de P_c para las tres capas



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_c (psi)	S_w	k_{rw}	k_{ro}
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_c°)	.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_c , S_w y K_r para $P_c^\circ=2$ psi

Reservorio heterogéneo

Presión comunicada (cross flow)

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

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

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

Saturación promediada en el espesor

Reservorio heterogéneo

Presión comunicada (cross flow)

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

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

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

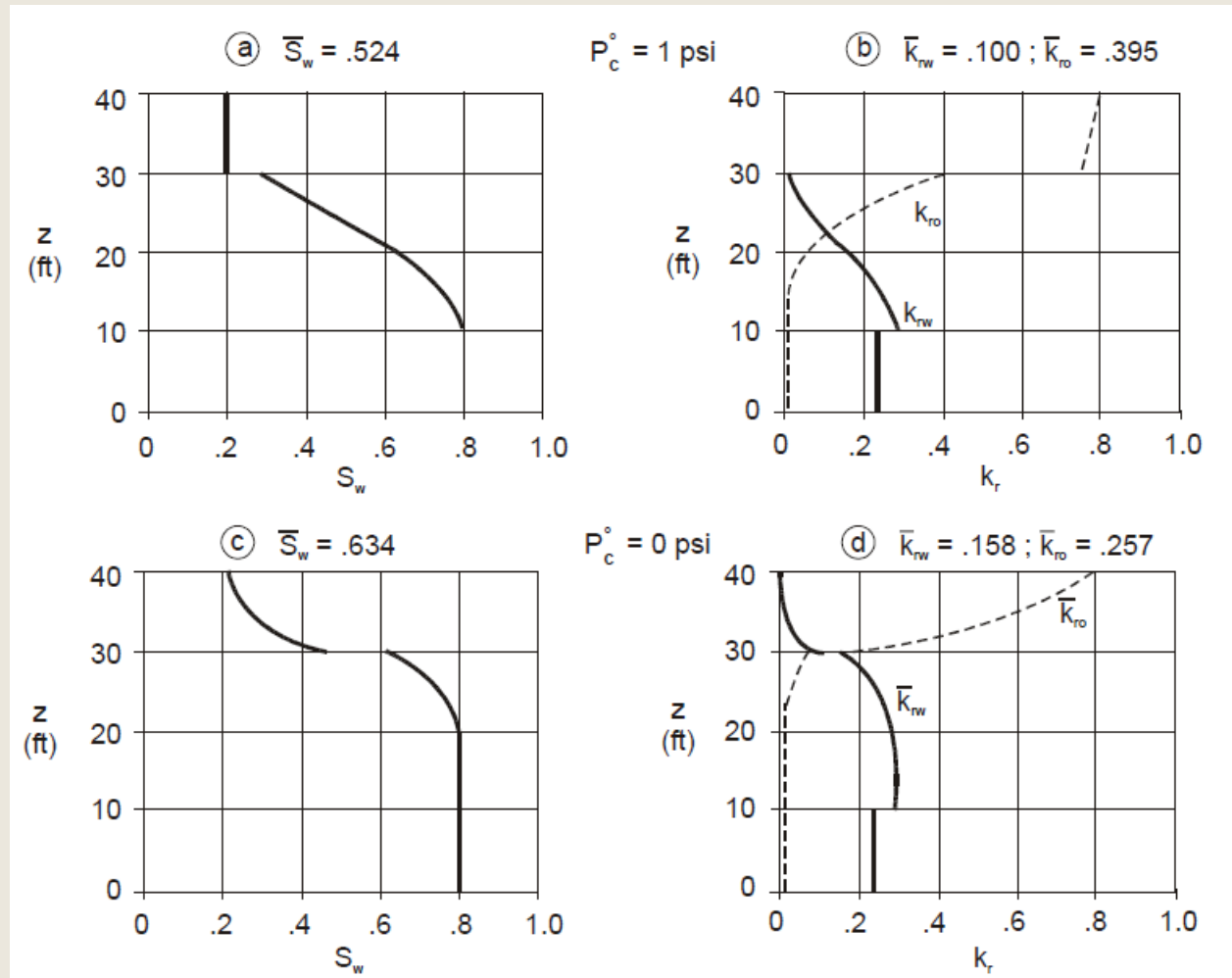
k_{rw} promediadas en el espesor

Se procede similarmente para

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

Reservorio heterogéneo

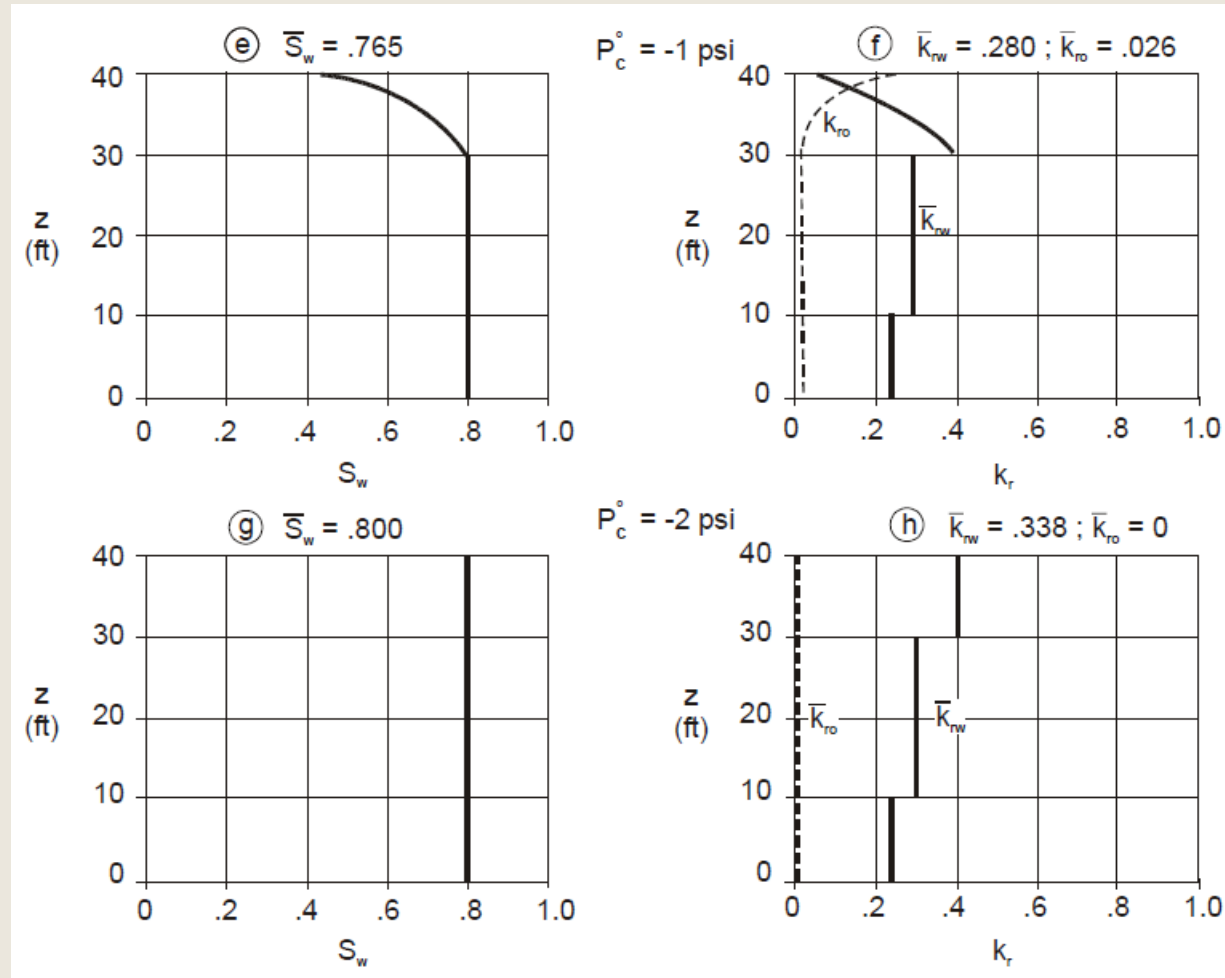
Presión comunicada (cross flow)



(a)-(h) Distribuciones de S_w y k_r en función del espesor para varios valores de P_c^0

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°

Reservorio heterogéneo

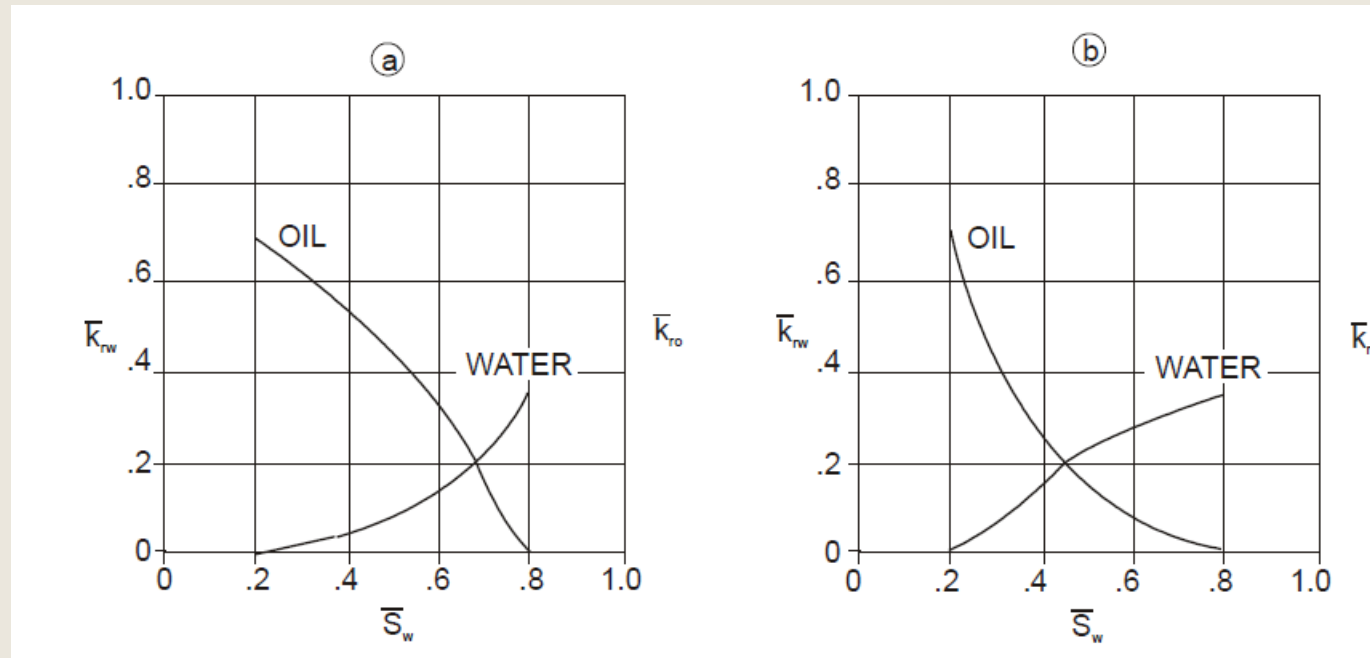
Presión comunicada (cross flow)

P_c° (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

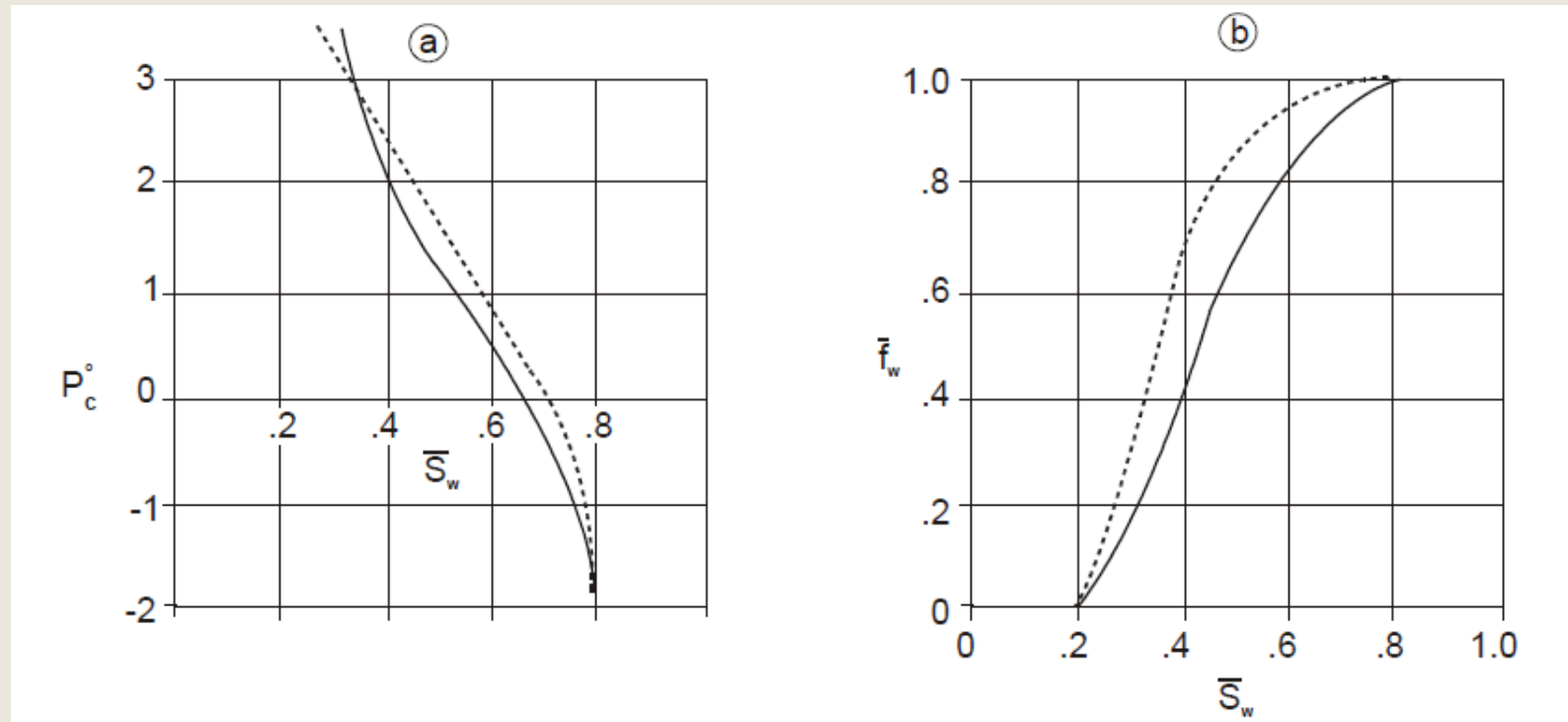
Presión comunicada (cross flow) para orden decreciente y creciente de k



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

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

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

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

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

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

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

N_{pD} =volumen de petróleo recuperado por secundaria

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

C_{ef} =compresibilidad efectiva (Dake Prác. 87)

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

Cantidad de agua inyectada, (VP)
t (días),
 W_{iD} (VP),
q (bbl/d) y el $LA\phi$ (ft³)

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

