RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano

2025

silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar

Modalidad

Teoría-Práctica.

- Material teórico disponible en Aula Abierta
- Ejercitación
  - Cuestionarios
  - Resolución de problemas
  - Prácticas en Simulador T-navigator

2 Exámenes Parciales

- Clases (75 hs)
  - Martes de 17 a 19 hs
  - Viernes de 16 a 19 hs
- Lugar
  - Aula de informática
- Consulta
  - Virtual por Aula Abierta. Jueves de 16 a 17 hs
- Parciales (2)

Fechas-Horarios

- Recuperación Secundaria
- Recuperación Asistida
- Simulación Numérica

Contenido

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

WATERFLOODING

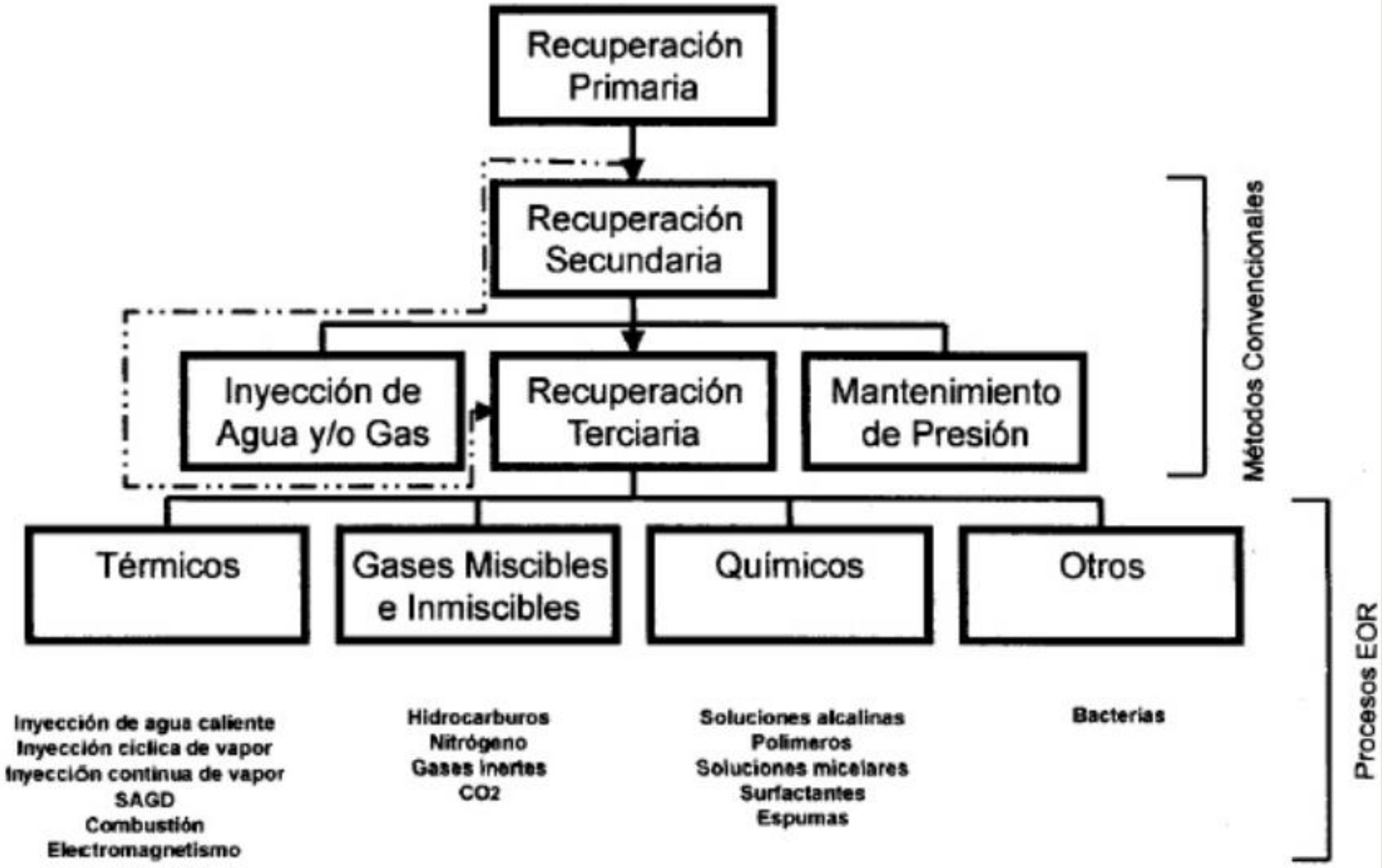
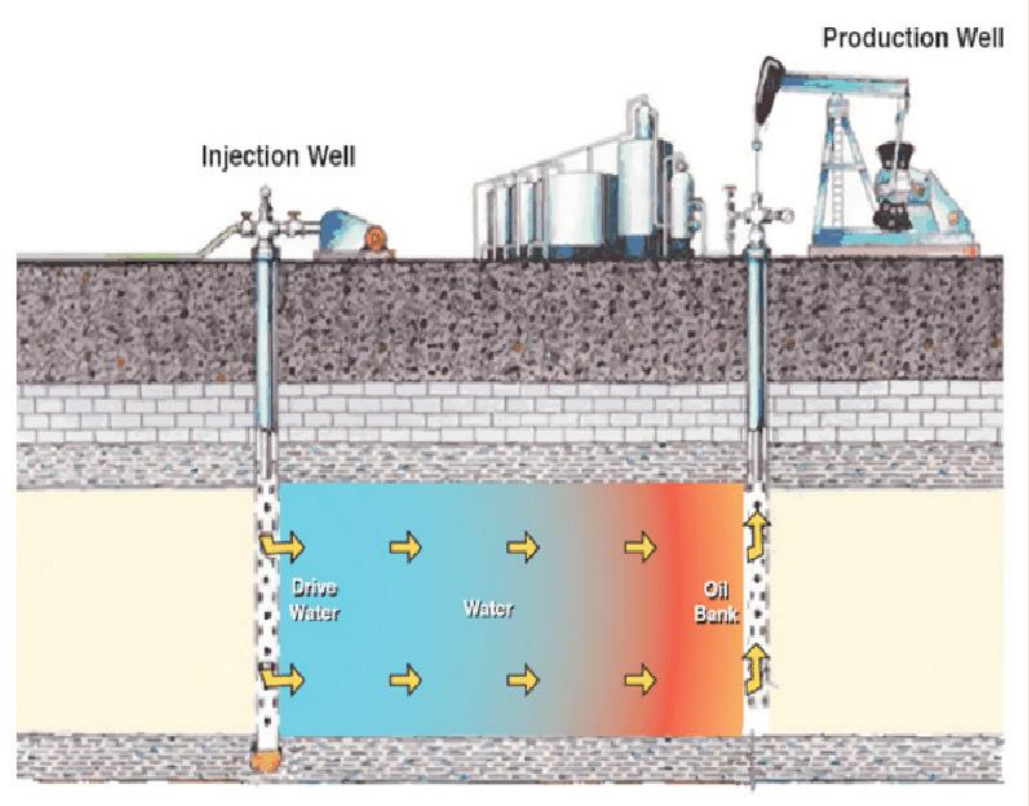


Figura 1.2. Diferentes procesos de recobro de petróleo (según Satter y Thakur[3]).

Conceptos

- La Recuperación Secundaria de Petróleo se refiere a la recuperación adicional que resulta de la inyección un fluido inmiscible (agua/gas)



Esquema de un waterflooding

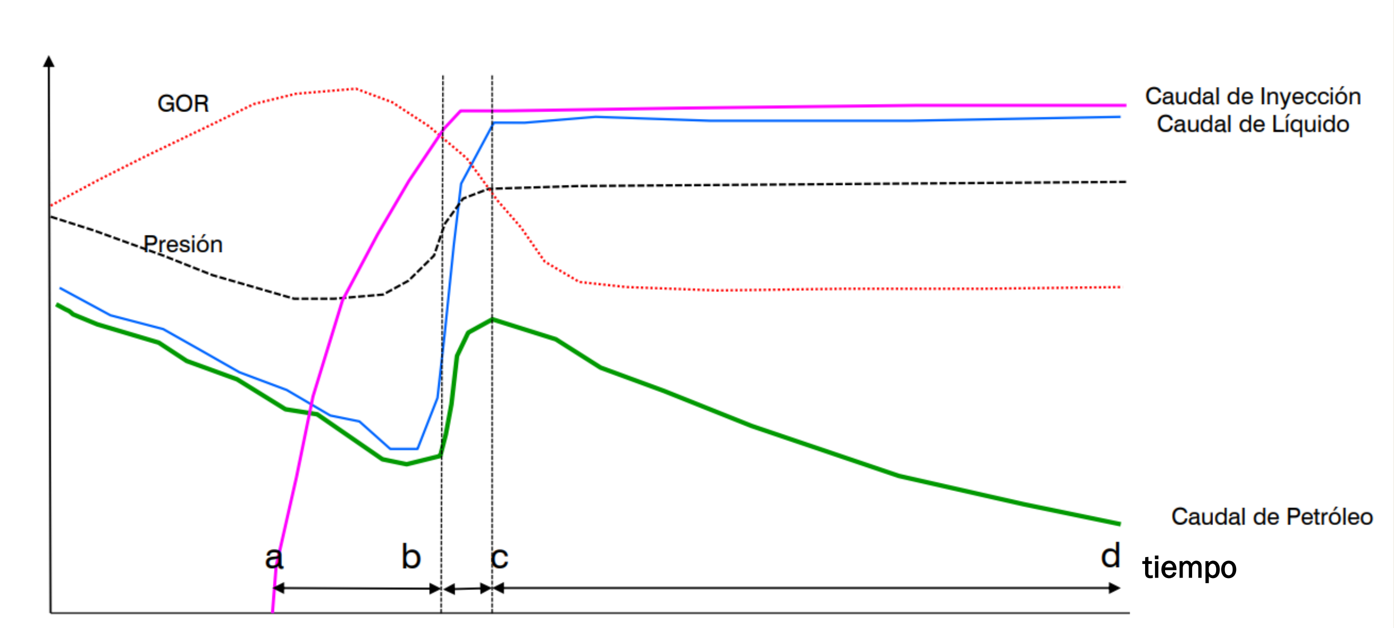
Objetivos

- Inyectar agua / gas para:

  -Mantener la presión del reservorio $P_r \cong P_b$

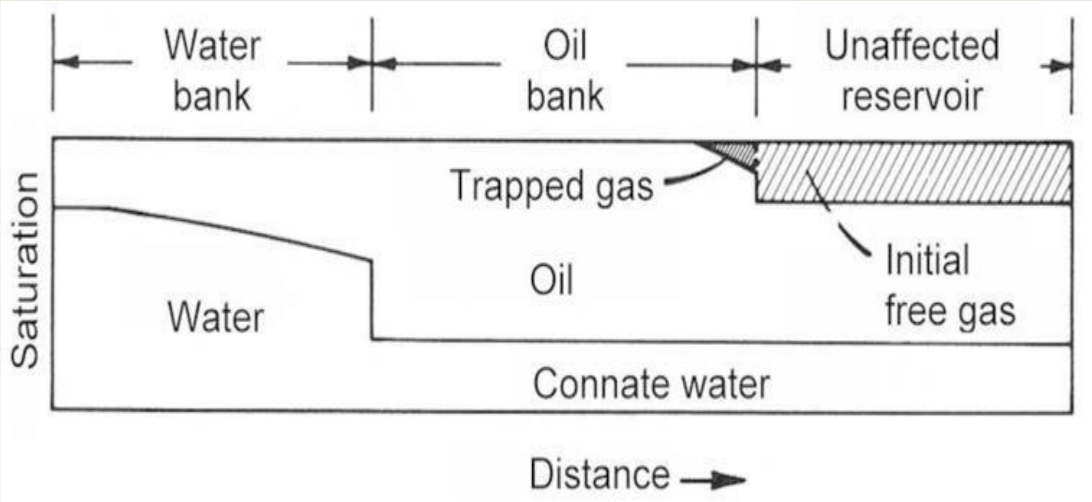
  -Desplazar petróleo

Respuesta típica de un proyecto de inyección de agua



- **a-b**: Período de llenado (sin respuesta); atenuación en la caída de presión, disminución GOR
- **b-c**: Período de incremento de producción: incremento de la presión, importante caída de GOR
- **c**: Pico de producción, comienzo del período de balance entre producción e inyección
- **c-d**: Período de declinación de la producción de petróleo, mantenimiento de la presión, alta producción de líquido y bajo GOR

Perfil de saturación de agua vs distancia

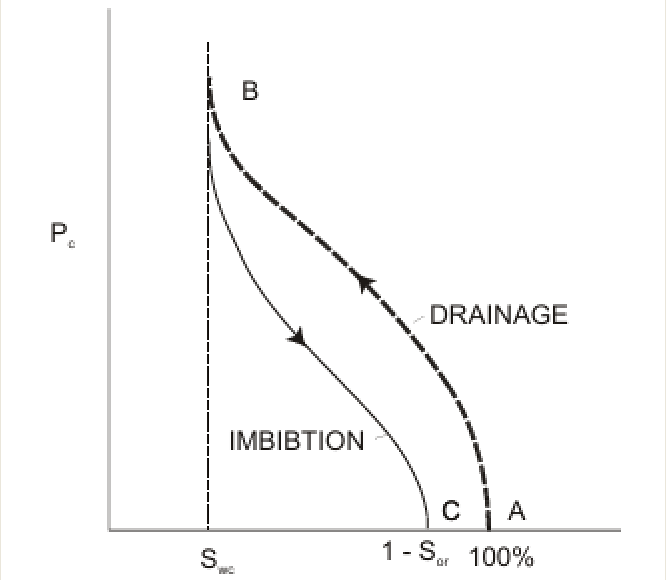


Perfil de saturación de agua durante un waterflooding

Consideraciones del desplazamiento inmiscible

- El agua desplaza al petróleo en un reservorio mojado por agua.

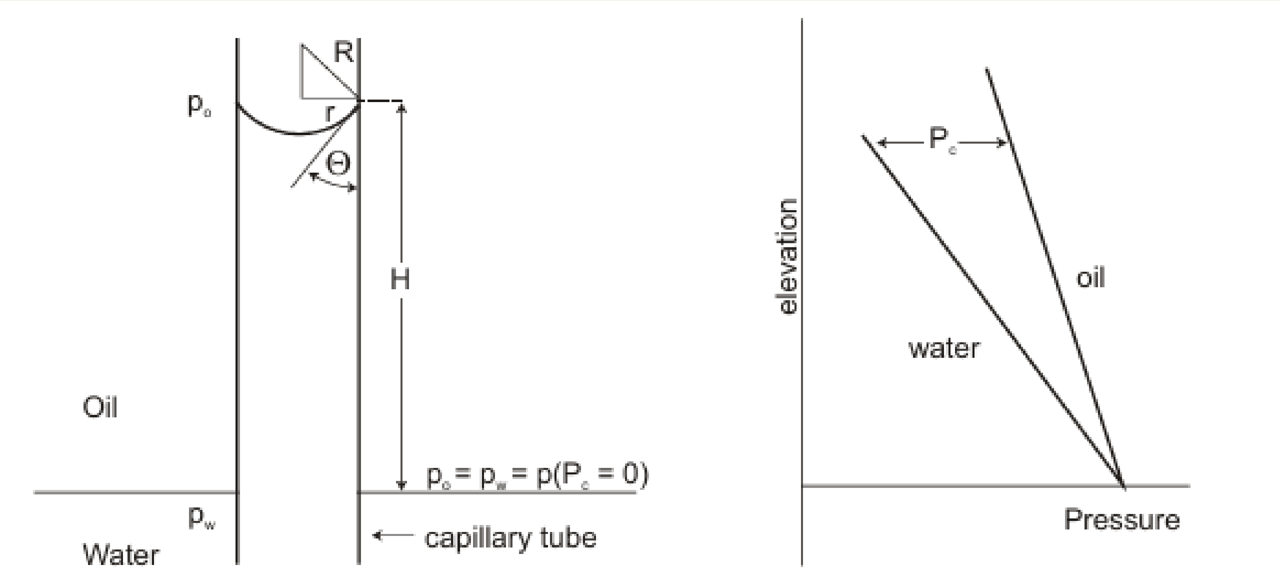
Histéresis en el ángulo de contacto en un reservorio mojante al agua, (a) fase mojante aumentando (imbibición); (b) fase mojante disminuyendo (drenaje)



Sw (%) del Volumen Poral

La Recuperación Secundaria es un proceso de imbibición.
Por lo tanto las curvas de P_c y k_r deben ser medidas en condiciones de imbibición.

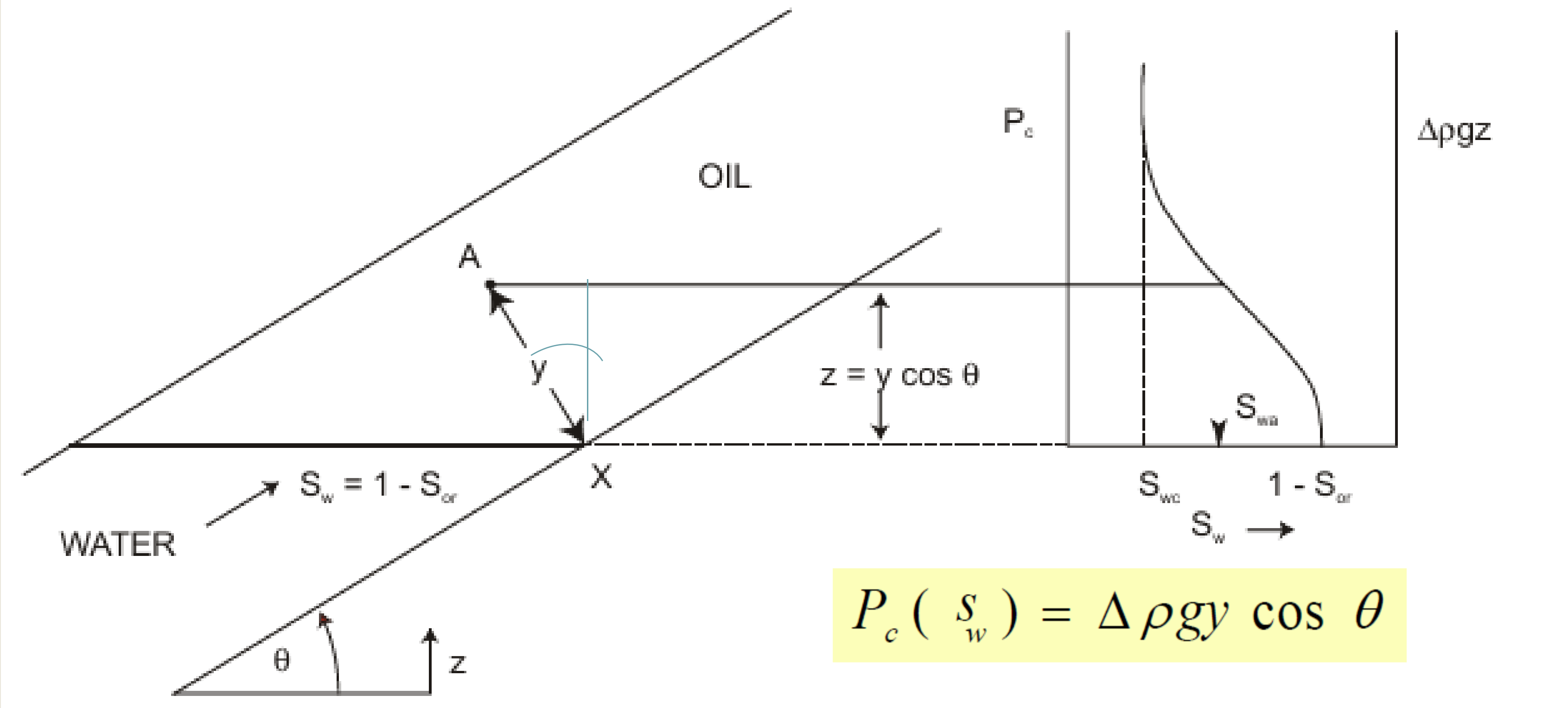
Consideraciones del desplazamiento inmiscible



Experimento del tubo capilar para un sistema W-O

$$p_o - p_w = P_c = \frac{2\sigma \cos\Theta}{r} = \Delta\rho g h$$

Consideraciones del desplazamiento inmiscible

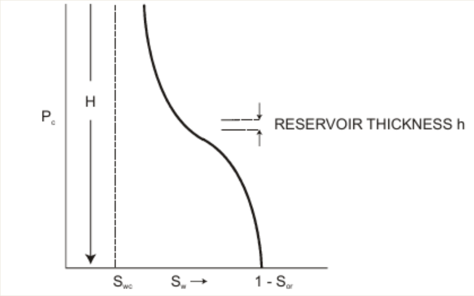


$$P_c(S_w) = \Delta \rho g y \cos \theta$$

Determinación de la Sw como una función del espesor del reservorio sobre el plano de máxima saturación de agua, Sw=1-Sor

Consideraciones del desplazamiento inmiscible

- El desplazamiento puede ocurrir o no bajo condiciones de equilibrio vertical.
  - Permeabilidad vertical grande (k_v)
  - Espesor reservorio pequeño (h)
  - Diferencia de densidades entre fluidos grande (Δ_ρ)
  - Fuerzas capilares elevadas, esto es zona de transición (H) grande.
  - Viscosidades bajas de los fluidos
  - Bajos caudales de inyección

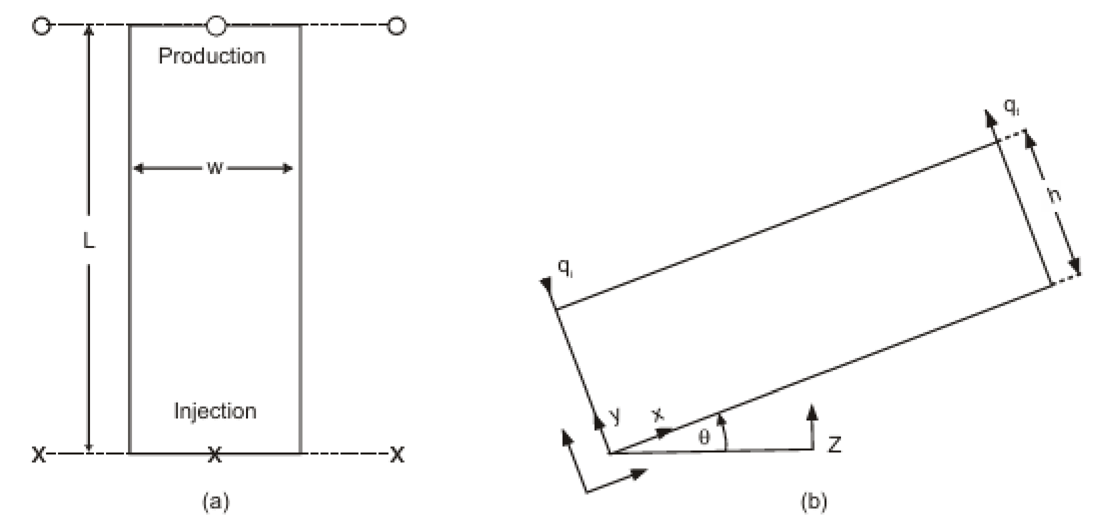


H>>h

Consideraciones del desplazamiento inmiscible

- El desplazamiento se considera incompresible y lineal.

$$q_t = q_o + q_w = q_i$$



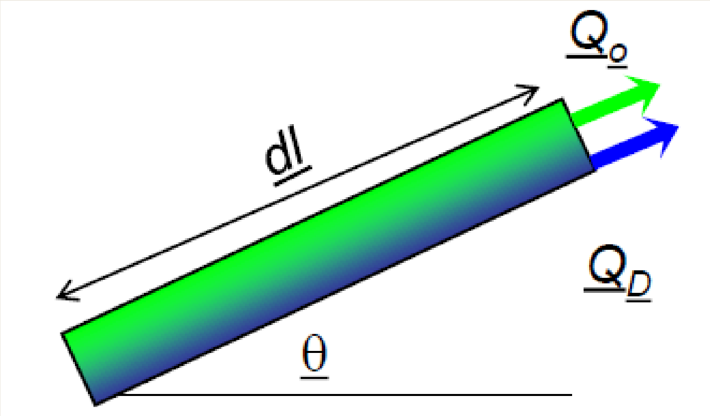
Modelo lineal de reservorio, (a) vista en planta, (b) sección transversal

Teoría del desplazamiento frontal

- Ecuación de flujo fraccional
- Ecuación de desplazamiento frontal

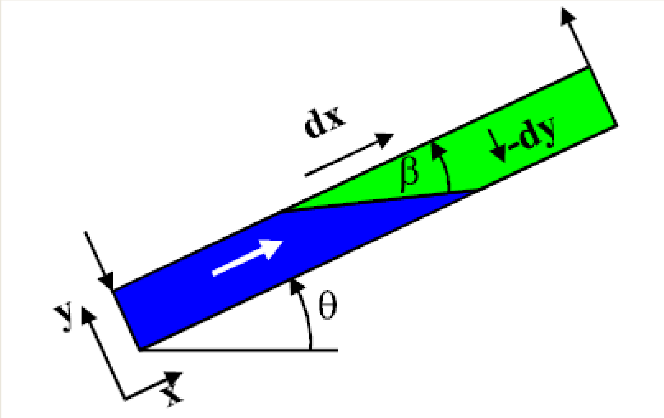
Tipos de flujo

Flujo Difuso



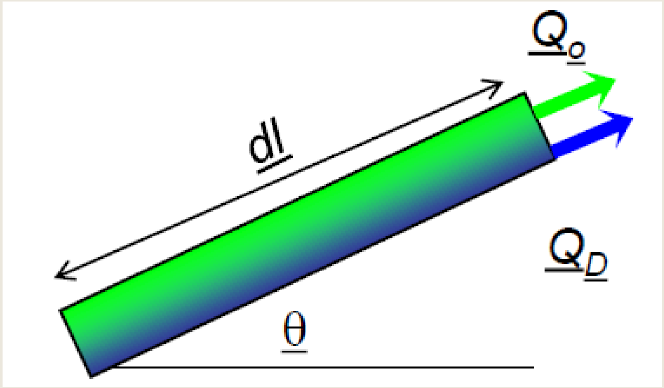
Dos fases móviles en una sección de flujo

Flujo Segregado



Sólo una fase móvil en una sección de flujo

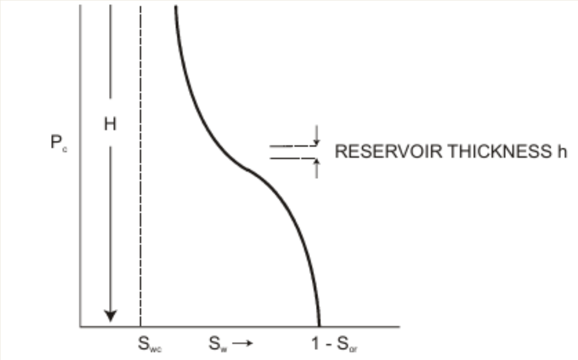
Flujo fraccional



- Para derivar la ecuación de **Flujo Fraccional** se asume que el desplazamiento tiene lugar bajo la condición de **flujo difuso.** Esto es que las saturaciones de los fluidos, en cualquier punto de la trayectoria del desplazamiento lineal, se distribuyen uniformemente con respecto al espesor. Esto permite que el desplazamiento pueda ser descripto matemáticamente en una dimensión. El flujo simultáneo de petróleo y agua pueden ser modelados usando kr promediadas en el espesor a lo largo de la línea central del reservorio.

Flujo fraccional

- Flujo Difuso
  - Se presenta a caudales de inyección muy elevados. (fuerzas capilares y gravitatorias despreciables). No se cumple equilibrio vertical.
  - A caudales bajos donde el espesor de la zona de transición es mucho mayor que el espesor del reservorio (H>>h). Hay equilibrio vertical y S_w se distribuye uniformemente en el espesor.



H>>h

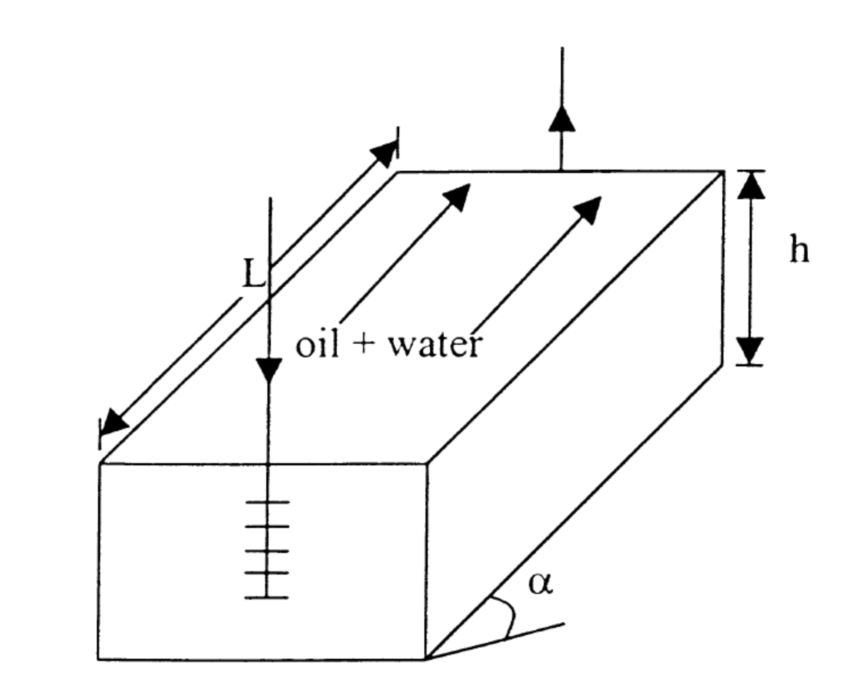
Flujo fraccional

- Para dos fluidos inmiscibles, petróleo y agua, se define el flujo fraccional de agua, f_w (o de cualquier otro fluido desplazante inmiscible) como el cociente entre el caudal de agua y el caudal total.

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

$$q_o = \frac{-k_o A}{\mu_o}\left[\frac{\partial P_o}{\partial x} + g\rho_o \sin(\alpha)\right] \quad (1)$$

$$q_w = \frac{-k_w A}{\mu_w}\left[\frac{\partial P_w}{\partial x} + g\rho_w \sin(\alpha)\right] \quad (2)$$



Desplazamiento lineal en un sistema inclinado

Flujo fraccional

- Restando (1) y (2)

$$\frac{q_w \mu_w}{A k_w} - \frac{q_o \mu_{ow}}{A k_o} = \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x} \right) - g(\rho_w - \rho_o)\sin\alpha \qquad (3)$$

- Considerando la Pc y diferenciando según x

$$P_c = p_o - p_w \qquad \frac{\partial p_c}{\partial x} = \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x} \qquad (4)$$

Flujo fraccional

- Combinando (3) y (4)

$$\frac{q_w \mu_w}{A k_w} - \frac{q_o \mu_o}{A k_o} = \frac{\partial p_c}{\partial x} - g \Delta\rho \sin(\alpha)$$

- $\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$

$$q_w = f_w q_t \text{ and } q_o = (1 - f_w) q_t$$

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{k_o A}{\mu_o q_t}\right)\left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - g\Delta\rho \sin(\alpha)\right]}{1 + \frac{k_o}{k_w}\frac{\mu_w}{\mu_o}}$$

Flujo fraccional

- En unidades de campo

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{0.001127 k_o A}{\mu_o q_t}\right)\left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - 0.433 \Delta\rho \sin(\alpha)\right]}{1 + \frac{k_o}{k_w}\frac{\mu_w}{\mu_o}}$$

fw= flujo fraccional (water cut), bbl/bbl
k_o=permeabilidad efectiva de petróleo, mD
k_w=permeabilidad efectiva de agua, mD
$\Delta\rho$=diferencia densidades W/O, g/cm^3
qt=caudal total, bbl/d
μ_o=viscosidad del petróleo, cP
μ_w=viscosidad del agua, cP

Flujo fraccional

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{0.001127(kk_{ro})A}{\mu_o i_w}\right)\left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - 0.433\Delta\rho \sin(\alpha)\right]}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}}\frac{\mu_w}{\mu_o}}$$

Donde qt=iw
$k_o=k.kr_o$ y $k_w=k.kr_w$

✓ En cualquier punto del reservorio $f_w+f_o=1$

Flujo fraccional

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{0.001127(kk_{ro})A}{\mu_o i_w}\right)\left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - 0.433\Delta\rho \sin(\alpha)\right]}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}}\frac{\mu_w}{\mu_o}}$$

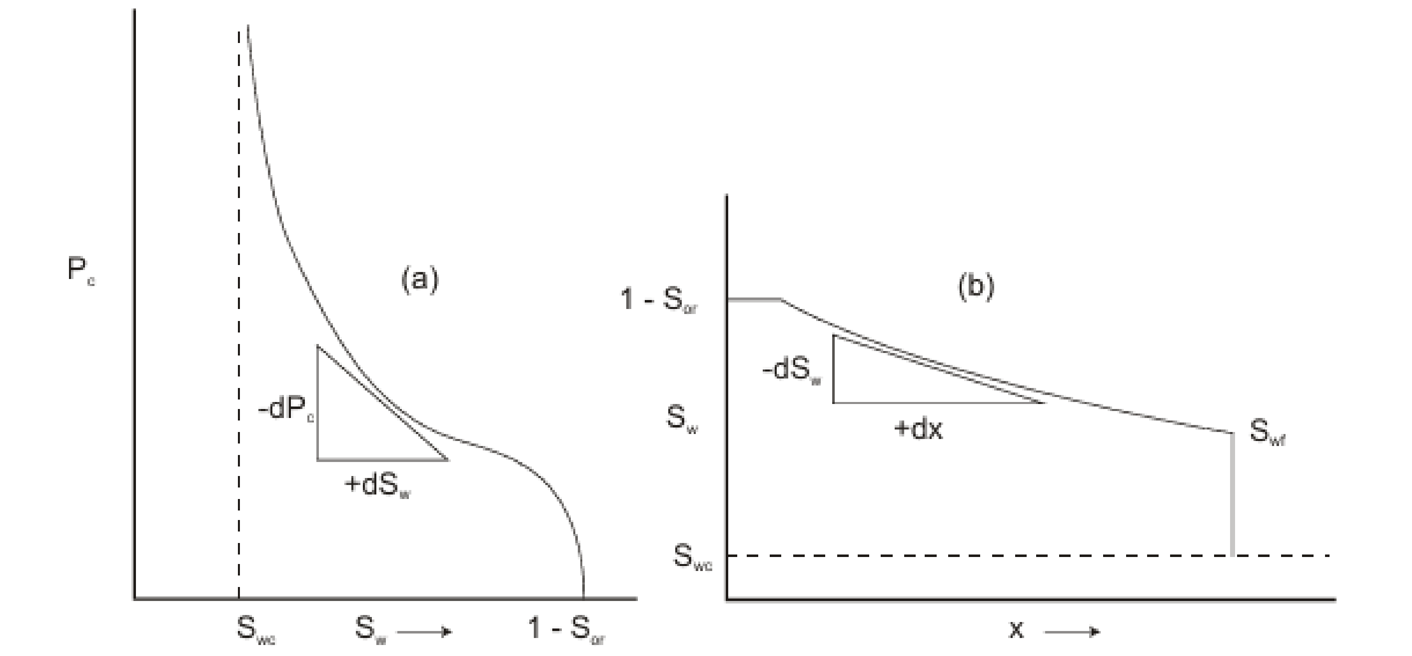
$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{k_{rw}} \cdot \frac{k_{ro}}{\mu_o}}$$

Forma simplificada-condiciones reservorio

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

fw condiciones superficie

Flujo fraccional-Efecto de la P_c



(a) Curva de Pc; (b) distribución de la Sw vs distancia en la trayectoria de desplazamiento

$$f_w = \frac{1 + \frac{k k_{ro} A}{q_t \mu_o}\left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \frac{\Delta\rho \ g \ \sin\theta}{1.0133\times10^6}\right)}{1 + \frac{\mu_w}{k_{rw}} \cdot \frac{k_{ro}}{\mu_o}}$$

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{dP_c}{dS_w} \cdot \frac{\partial S_w}{\partial x}$$

(+) $\therefore$ siempre $\uparrow f_w$

Efecto de la movilidad sobre la velocidad de barrido

$$M = \lambda_w / \lambda_o = \frac{k_W @ S_{or} / \mu_W}{k_o @ S_{wirr} / \mu_o}$$

MOV=PV(1-S_{or}-S_{wc})

- Si M≤1 (μo ↓) desplazamiento tipo pistón. Todo el MOV es recuperado por la inyección de un volumen equivalente de agua.

- Si M>1 ((μo ↑) muchos MOV equivalentes de agua para recuperar 1 MOV de petróleo.

$$v = \frac{k_{med} \Delta p}{\mu_{med} L} = \frac{\Delta p}{\frac{\mu_w L_w}{k k'_{rw}} + \frac{\mu_o L_o}{k k'_{ro}}}$$

$$v = \frac{\frac{k k'_{rw}}{\mu_w} \frac{\Delta p}{L}}{\frac{L_w}{L} + \frac{L_o}{L}}$$

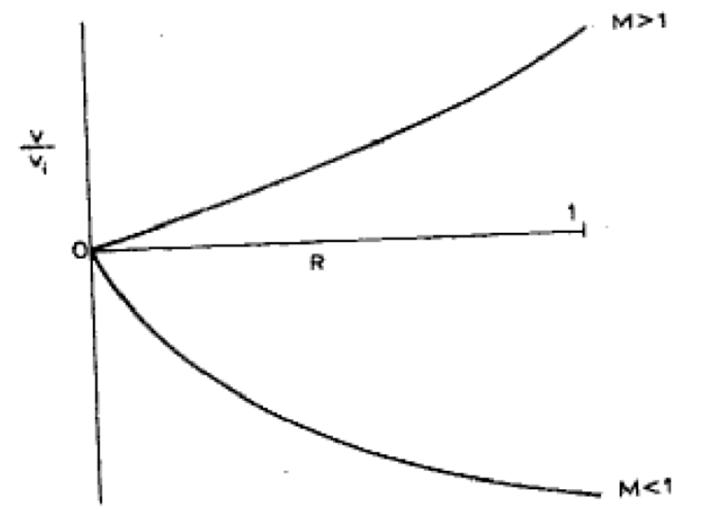
Efecto de la movilidad sobre la velocidad de barrido

$$v_i = \frac{kk'_{ro}}{\mu_o}\frac{\Delta p}{L}$$

$$\frac{v}{v_i} = \frac{M}{R + M(1-R)}$$

$L_w/L=R$

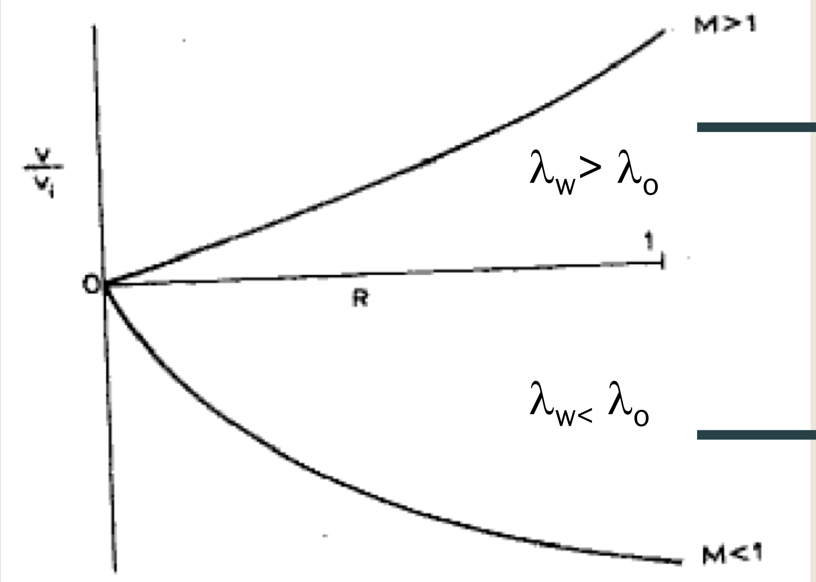
$L_o/L=1-R$



$$\frac{v}{v_i} = \frac{M}{R + M(1-R)}$$

a medida que el flujo progresa R $\rightarrow$ 1 y por lo tanto v/vi $\rightarrow$ M

Efecto de la movilidad sobre la velocidad de barrido

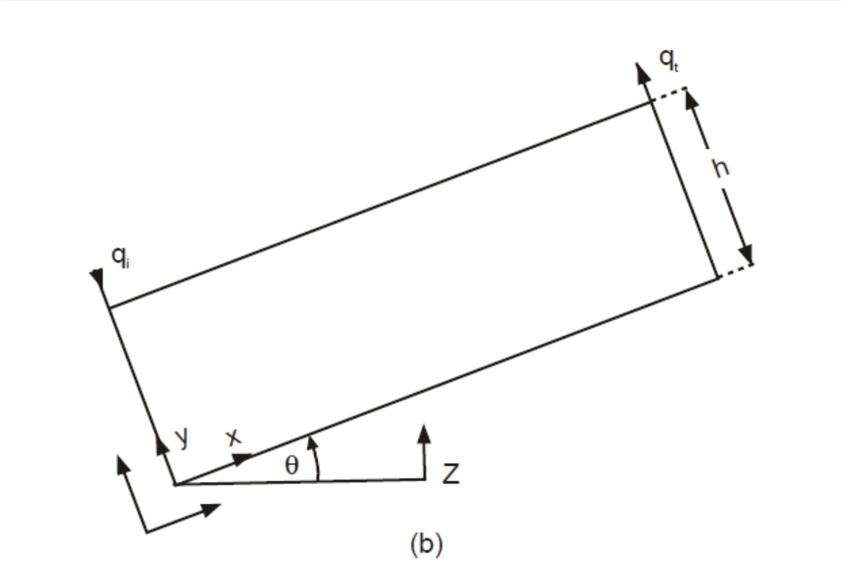


Es más fácil inyectar agua a medida que progresa el barrido

Barrido lento

Para M<1 conviene inyectar agua por debajo de la columna de petróleo o periféricamente.
En reservorios fallados, sin comunicación con el acuífero, o de baja k, se debe inyectar en la columna de petróleo.

Flujo fraccional-Efecto del buzamiento



Sistema inclinado

$$f_w = \frac{1 + \dfrac{k k_{ro} A}{q_t \mu_o}\left(\dfrac{\partial P_c}{\partial x} - \dfrac{\Delta\rho \;\; g \;\; \sin\theta}{1.0133 \times 10^6}\right)}{1 + \dfrac{\mu_w}{k_{rw}} \cdot \dfrac{k_{ro}}{\mu_o}}$$

$\Delta\rho(+) = \rho_w - \rho_o$ Sistema W-O

$\Delta\rho(-) = \rho_g - \rho_o$ Sistema G-O

Flujo ascendente (+) $0<\theta<\pi$ f_w disminuye

Flujo descendente (-) $\pi<\theta<2\pi$ f_w aumenta

El gas debe inyectarse en la cresta del reservorio

Número gravitacional

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

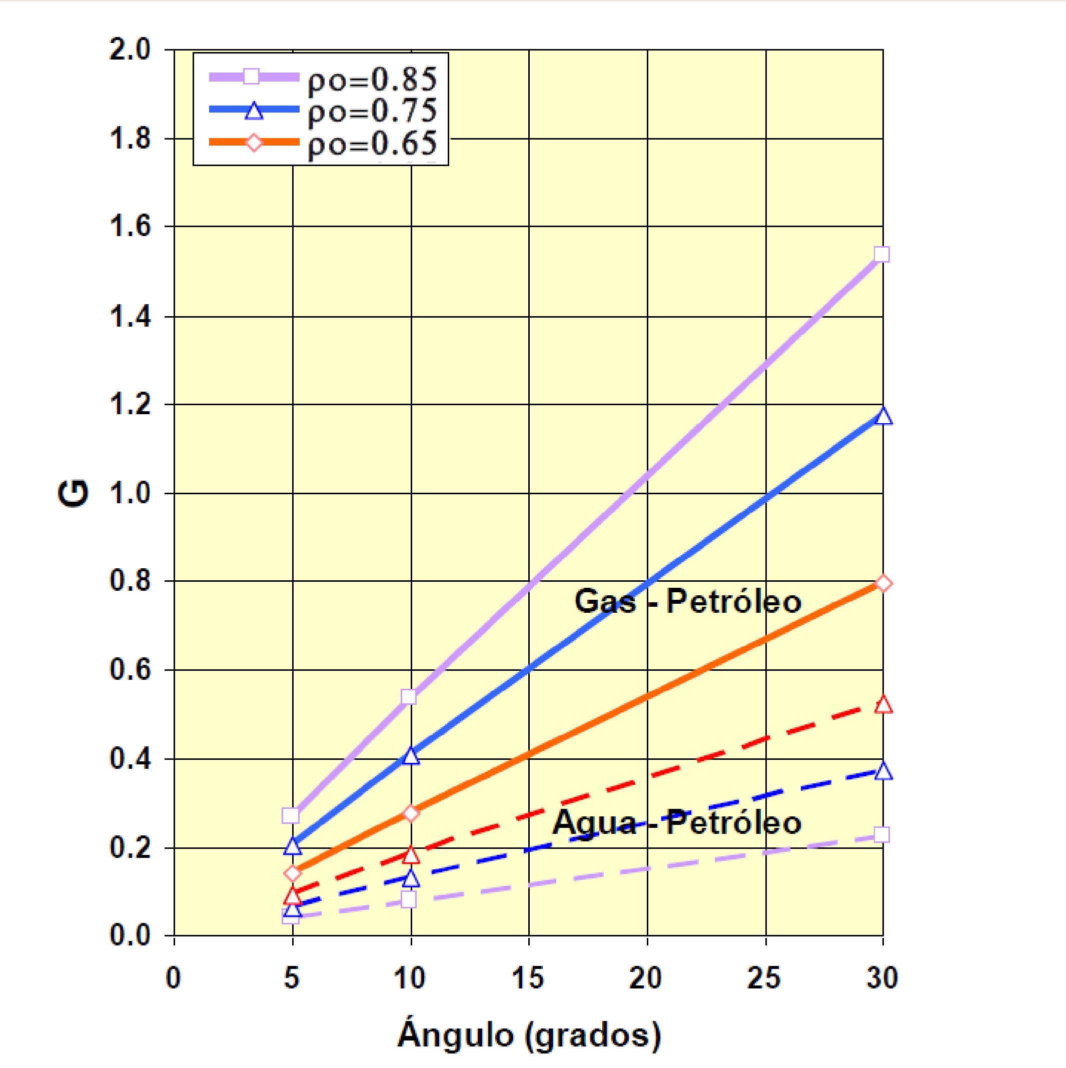
$$[k] = mD$$

$$[\rho] = g/cm^3$$

$$[\mu_o] = cP$$

$$Const = 0.000489 \quad si: \quad [Q_t] = bbl/d \quad y: \quad [A] = ft^2$$

$$Const = 0.000836 \quad si: \quad [Q_t] = m^3/d \quad y: \quad [A] = m^2$$

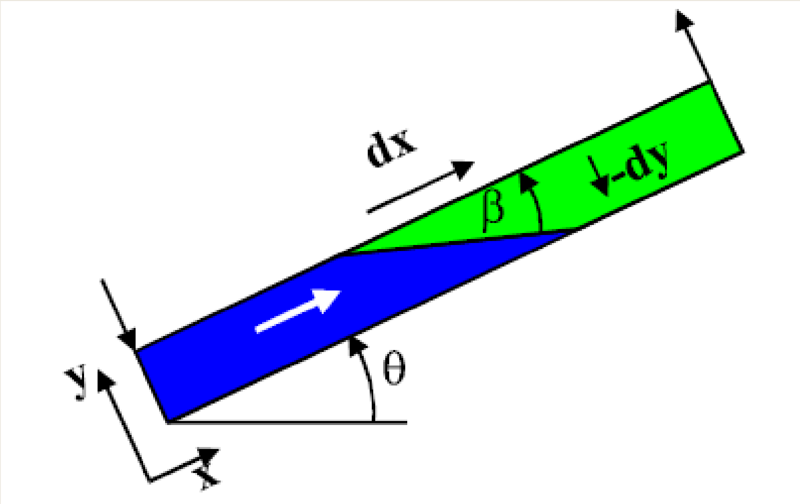


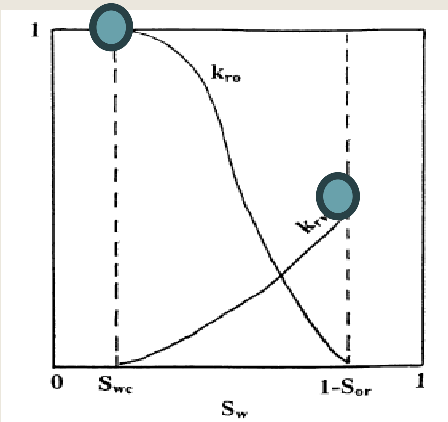
Relación de movilidades

$$M=\lambda_w/\lambda_o=(k_w^{?}/\mu_w)/(k_o^{?}/\mu_o)$$

Modelos de desplazamiento. Relación de movilidades

- Flujo segregado

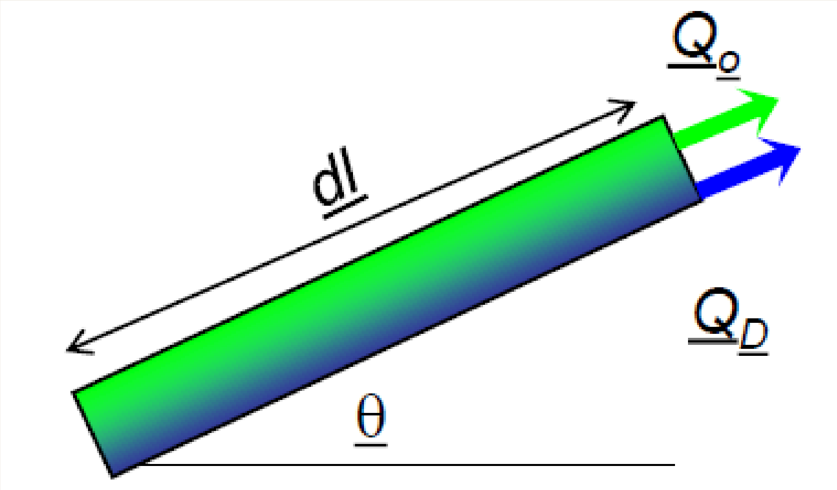




$$M = \lambda_w / \lambda_o = \frac{k_W @ S_{or} / \mu_W}{k_o @ S_{wirr} / \mu_o}$$

Modelos de desplazamiento. Relación de movilidades

- Flujo Difuso: las saturaciones están uniformemente distribuidas en el espesor. Se usa un modelo unidimensional. Hay pares de k a cada saturación.



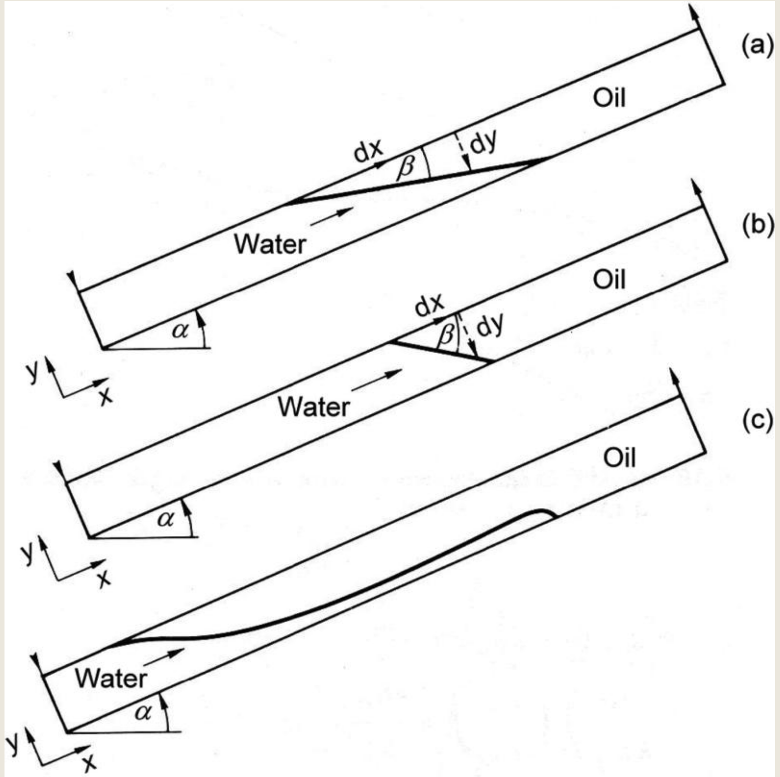
$$f_D = \frac{1 - \frac{k_O}{\mu_o v_t}\left(\frac{dPc}{dl} + g\Delta\rho.sen\theta\right)}{1 + \frac{\mu_D}{\mu_O}\frac{k_O}{k_D}}$$

No es **M**

ko y kD se determinan al mismo valor de Sw.
D: fase desplazante

Condiciones de estabilidad Agua-Petróleo

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



Desplazamiento estable e inestable para flujo segregado en un reservorio inclinado, (a) estable: G > M−1; M > 1; β < θ. (b) estable: G > M−1; M < 1; β > θ (c) inestable: G < M−1.

Interfase estable si: M-1-G ≤0

G ≥ M-1

Para M>1 la interfase es estable si: G>M-1. (β<θ)

Para M≤1 , G>M-1 y la interfase es incondicionalmente estable.(β>θ)

Para M>1, la interfase es inestable si

G≤M-1 (β<θ)

- ✓ Irrupción temprana del frente de agua

Condiciones de estabilidad Agua-Petróleo

- $M = \frac{\mu o \times krwT}{\mu w \times kroT}$

- Si G=0.5 para sistema W/O, water wet y

  $krw_T/kro_T \cong 0.3\text{-}0.4$

- Yacimiento 2200 m de profundidad, T=80°C

  μw=0.3-0.4 cP

- $\therefore M \cong \mu o$

En condiciones de fondo
Piedra Clavada, μo=200 cP
Golfo San Jorge, μo =100 cP
Neuquén, μo =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.

Velocidad crítica para que no ocurra fingering viscoso

$$Q_{wcrit} = \frac{0.000836 k_w . A . \Delta\rho . sen\theta}{\mu_w . (M - 1)}$$

Ecuación de Desplazamiento Frontal

- La ecuación de f_w sirve para determinar el corte de agua en cualquier punto del reservorio, asumiendo que se conoce la S_w en ese punto.

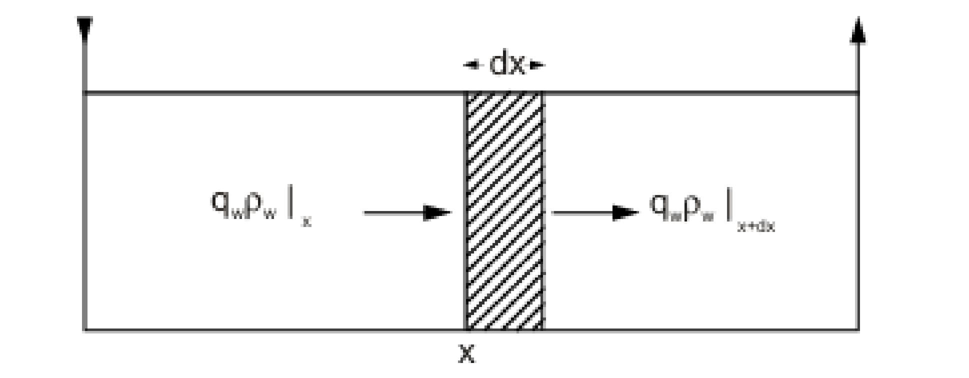
- ¿Cómo se determina la S_w en un punto particular?

  La respuesta es usando la Ecuación de Avance Frontal

- La Ecuación de Avance Frontal permite determinar el perfil de S_w en el reservorio a un tiempo dado durante la inyección de agua.

Ecuación de Desplazamiento Frontal

- En 1942, Buckley y Leverett presentaron la ecuación básica que describe el desplazamiento inmiscible en una dimensión. Para agua desplazando petróleo, la ecuación determina la velocidad de un plano de saturación de agua constante desplazándose a través de un sistema lineal. Asumiendo condiciones de flujo difuso.



Caudal másico de agua fluyendo en un elemento diferencial de volumen Aϕx

$$q_w \rho_w \Big|_x - q_w \rho_w \Big|_{x+dx} = A\phi \; dx \frac{\partial}{\partial t}(\rho_w S_w)$$

(Desarrollo ecuaciones Libro Fundamentals of Reservoir Engineering-Dake Sección 10.4)

Ecuación de Desplazamiento Frontal

$$q_w \rho_w \Big|_x - \left(q_w \rho_w \Big|_x + \frac{\partial}{\partial x}(q_w \rho_w)dx \right) = A\phi \; dx \frac{\partial}{\partial t}(\rho_w S_w)$$

$$\frac{\partial}{\partial x}(q_w \rho_w) = -A\phi \frac{\partial}{\partial t}(\rho_w S_w)$$

$$\frac{\partial q_w}{\partial x}\Big|_t = -A\phi \frac{\partial S_w}{\partial t}\Big|_x$$

$$dS_w = \frac{\partial S_w}{\partial x}\Big|_t dx + \frac{\partial S_w}{\partial t}\Big|_x dt$$

$$\frac{\partial S_w}{\partial t}\Big|_x = -\frac{\partial S_w}{\partial x}\Big|_t \frac{dx}{dt}\Big|_{S_w}$$

(Desarrollo ecuaciones Libro Fundamentals of Reservoir Engineering-Dake Sección 10.4)

Ecuación de Desplazamiento Frontal

- W_i= es el agua inyectada acumulada y se asume como condición inicial que W_i=0 cuando t=0. La posición de planos de saturación de agua diferentes puede graficarse determinando la pendiente de la curva de flujo fraccional para el valor particular de cada saturación.

$$\left.\frac{\partial q_w}{\partial x}\right|_t = \left(\frac{\partial q_w}{\partial S_w} \cdot \frac{\partial S_w}{\partial x}\right)_t$$

$$\left.\frac{\partial q_w}{\partial S_w}\right|_t = A\phi \left.\frac{dx}{dt}\right|_{S_w}$$

$$v_{S_w} = \left.\frac{dx}{dt}\right|_{S_w} = \left.\frac{q_t}{A\phi}\frac{df_w}{dS_w}\right|_{S_w}$$

$$x_{S_w} = \frac{1}{A\phi}\frac{df_w}{dS_w}\int_0^t q_t dt$$

or

$$x_{S_w} = \left.\frac{W_i}{A\phi}\frac{df_w}{dS_w}\right|_{S_w}$$

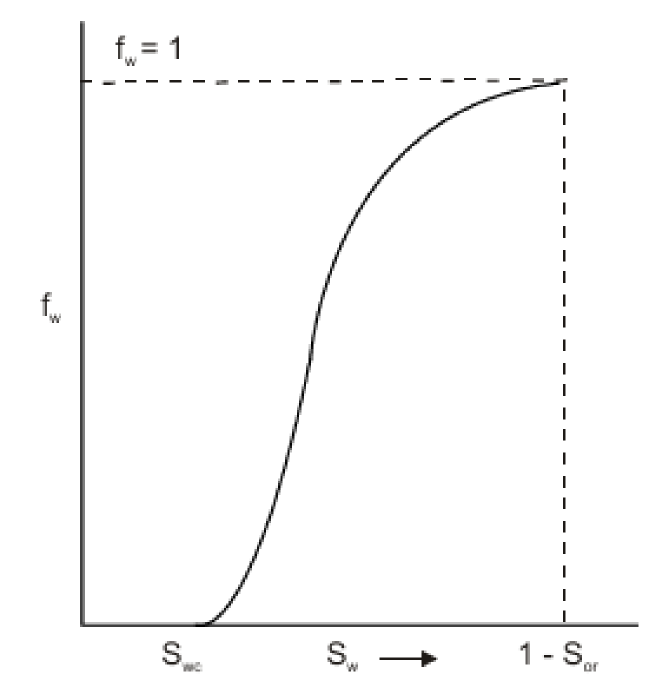
$W_i = i_w . t$

Wi=volumen de agua inyectado acumulado

- Permite el cálculo de la S_w como función de la posición (x) y del tiempo. Entonces con la curva de f_w vamos a poder estimar el petróleo y agua producido.

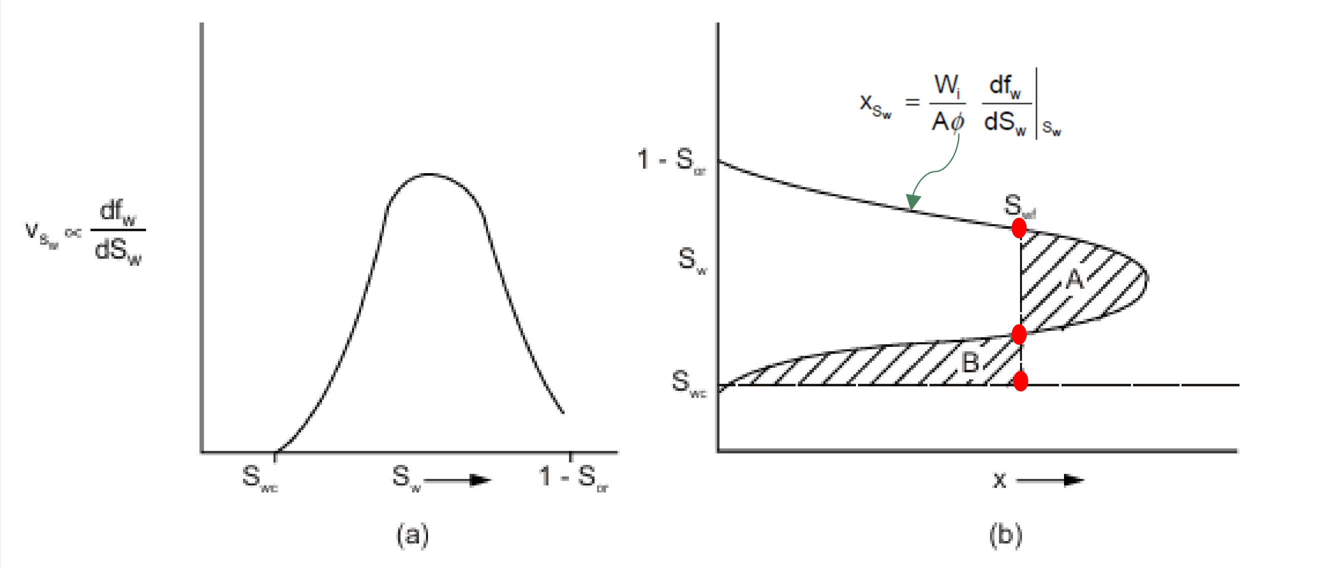
(Desarrollo ecuaciones Libro Fundamentals of Reservoir Engineering-Dake Sección 10.4)

Ecuación de Desplazamiento Frontal



Curva típica de f_w vs S_w

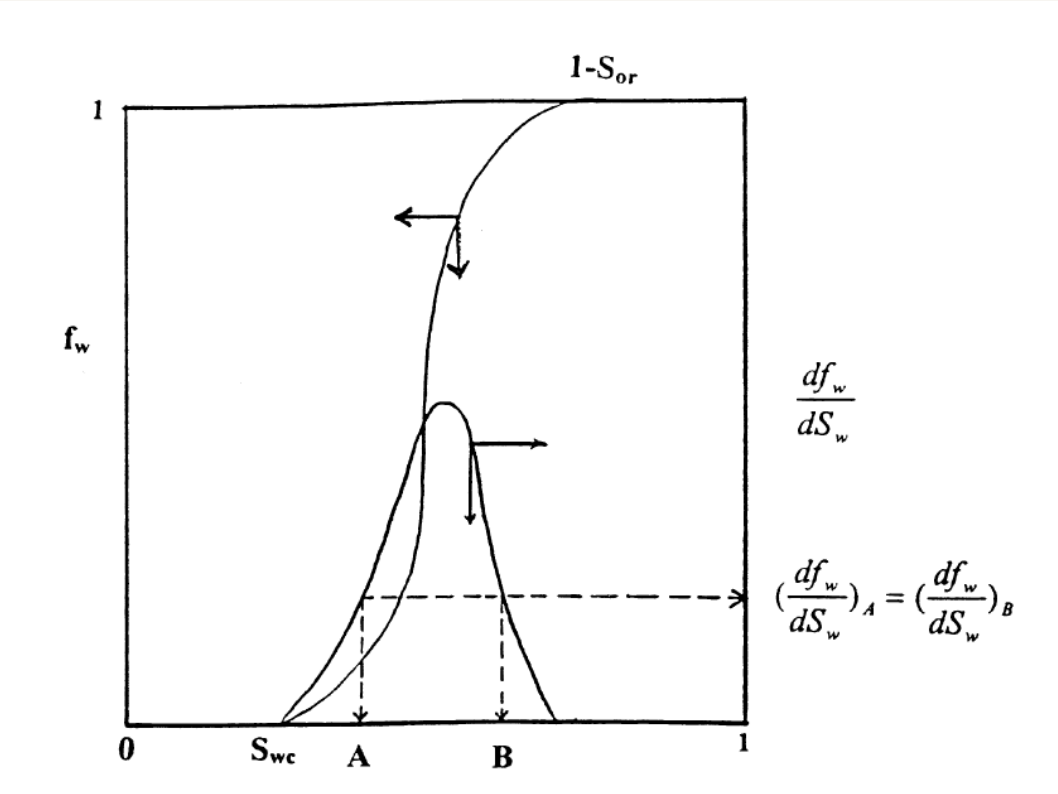
$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{k_{rw}} \cdot \frac{k_{ro}}{\mu_o}}$$



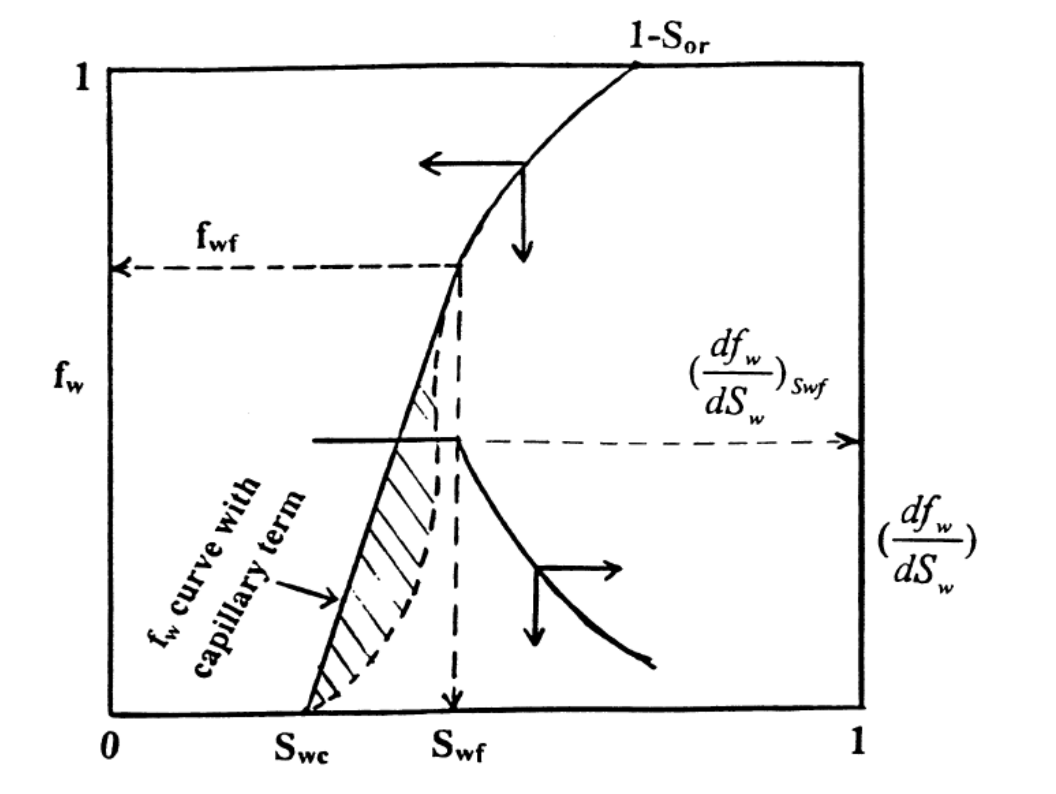
(a) Derivada del f_w vs S_w (b) distribución resultante de S_w en la trayectoria de desplazamiento.

M>1

Ecuación de Desplazamiento Frontal



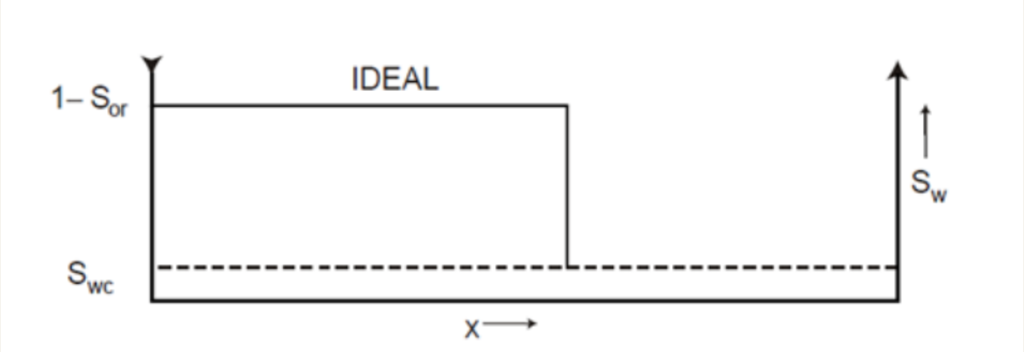
Curva de f_w y su derivada con respecto a S_w



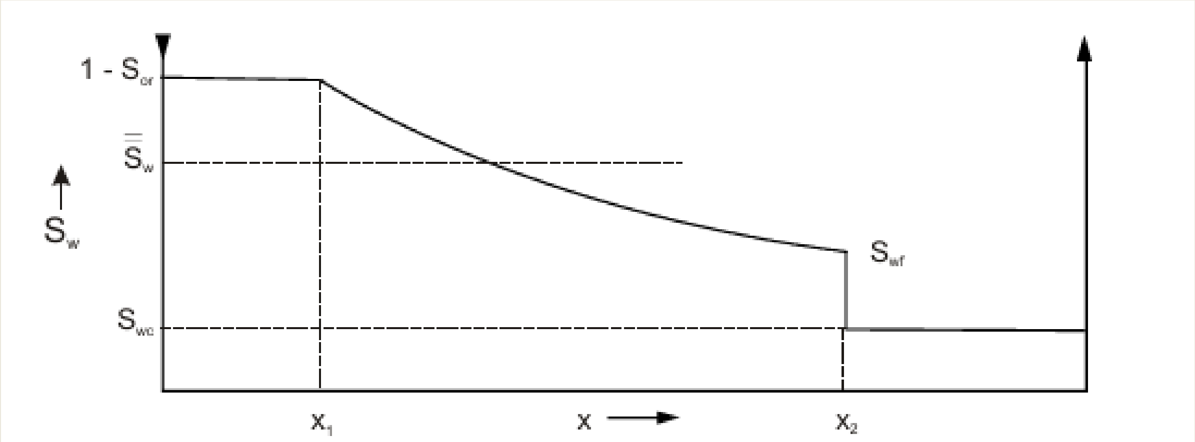
Efecto de la capilaridad en la curva de f_w

Solución de Welge

Integra la distribución de saturación en la distancia desde el pozo inyector hasta el frente y obtiene la saturación de agua promedio detrás del frente, $\overline{\overline{S_w}}$



Distribución de saturación en desplazamiento ideal

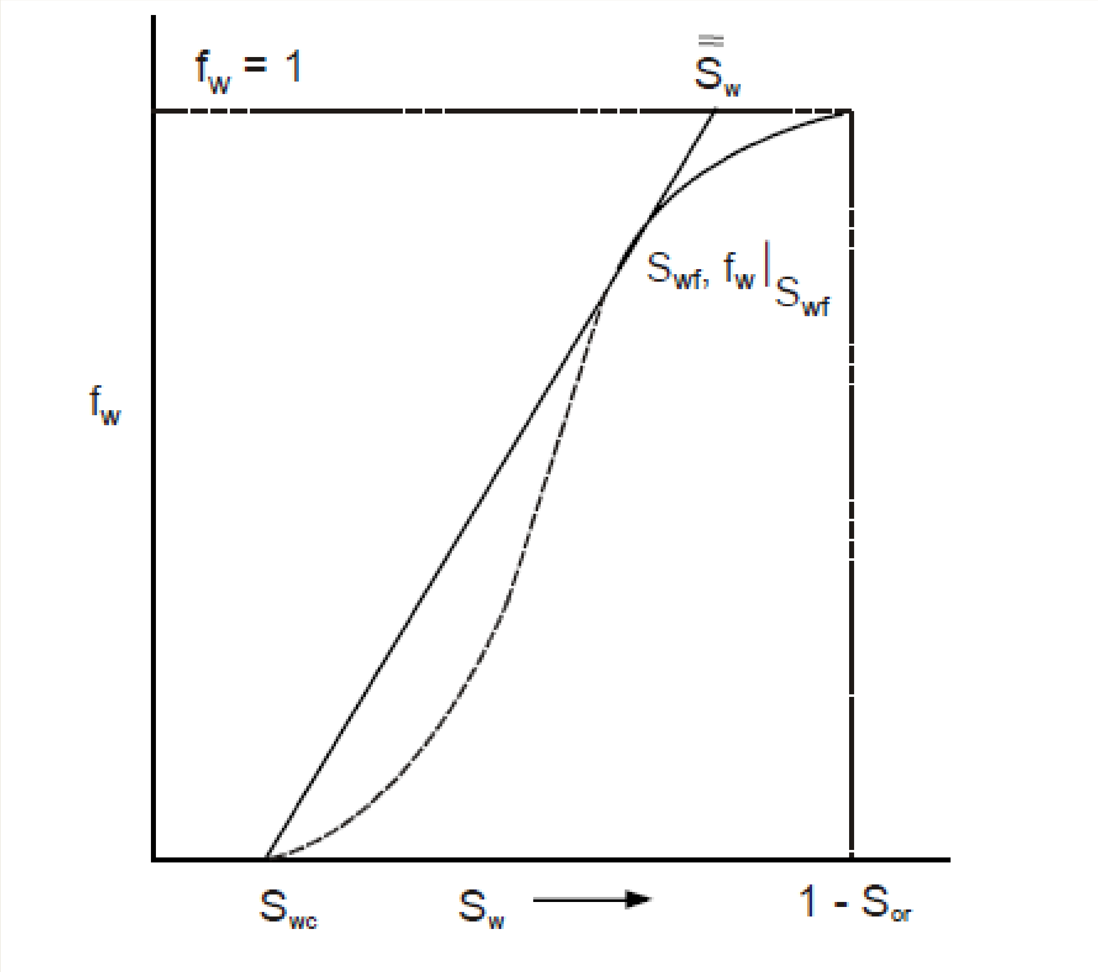


Distribución de saturación de agua vs distancia, previa al BT en el pozo productor.

(Desarrollo ecuaciones Libro Fundamentals of Reservoir Engineering-Dake Sección 10.4)

Solución de Welge

$$v_{S_w} \propto \frac{df_w}{dS_w}$$



$$\left.\frac{df_w}{dS_w}\right|_{S_{wf}} = \frac{\left(1 - f_w|_{S_{wf}}\right)}{\bar{\bar{S}}_w - S_{wf}} = \frac{1}{\bar{\bar{S}}_w - S_{wc}}$$

La tangente a la curva de f_w desde , $S_w = S_{wc}$; $f_w = 0$, debe tener un punto de tangencia de coordenadas S_{wf}, $f_w|_{Swf}$, y la tangente extrapolada debe interceptar la línea $f_w=1$ en el punto $\bar{\bar{S}}_w$, $f_w=1$

$$N_{pd} = \bar{\bar{S}}_w - S_{wc} \qquad \text{(PV)}$$

N_{pd}=volúmenes porales de petróleo recuperado

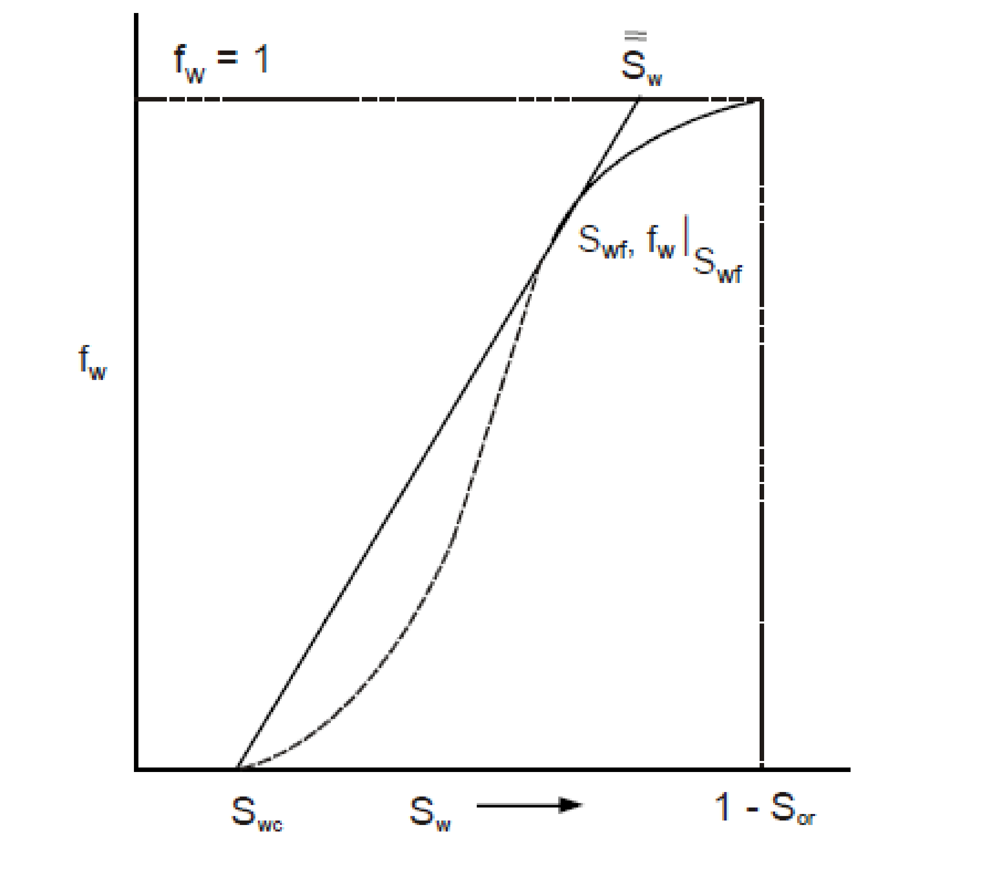
M>1

$N_{pd} = \bar{\bar{S}}_w - Swc = Wid$

En el BT

Tangente a la curva de f_w desde $S_w = S_{wc}$

Solución de Welge



Este método para determinar S_{wf}, $f_w(S_{wf})$ y $\overline{\overline{S_w}}$ requiere que la curva del flujo fraccional se grafique en el rango completo de saturaciones $S_{wc}<S_w<1\text{-}S_{or}$

Si se ignoran efectos capilares al calcular el f_w, la parte de la curva de $S_w<S_{wf}$ es virtual, siendo el primer punto real el de coordenadas S_{wf}; $f_w(S_{wf})$ que corresponde al shock front.
Las saturaciones $S_{wc}<S_w<S_{wf}$ no pueden moverse independientemente , quedando todas atrapadas en la discontinuidad de saturaciones en el frente.

En el BT

Solución de Welge: Cálculo del petróleo recuperado

- En el BT

$$S_{wf} = S_{w_{bt}} \qquad f_{w_{bt}} = f_w \Big|_{S_{wf}}$$

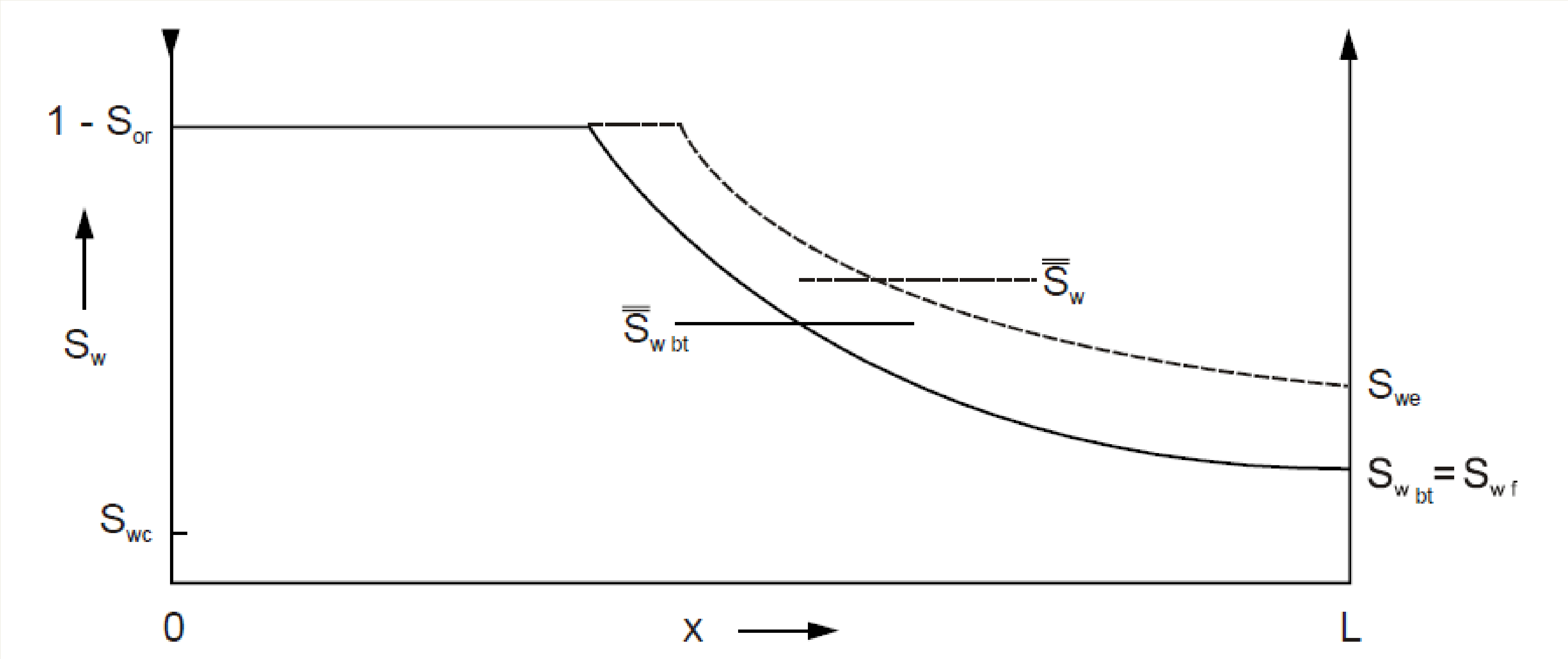
$$N_{pd_{bt}} = W_{id_{bt}} = q_{id} t_{bt} = \left(\overline{\overline{S}}_{w_{bt}} - S_{wc} \right) = \frac{1}{\left. \dfrac{df_w}{dS_w} \right|_{S_{w_{bt}}}}$$

$$t_{bt} = \frac{W_{id_{bt}}}{q_{id}}$$

$qi_d = q_i / LA\,\phi$ (PV/unidad de tiempo)

Solución de Welge: Cálculo del petróleo recuperado

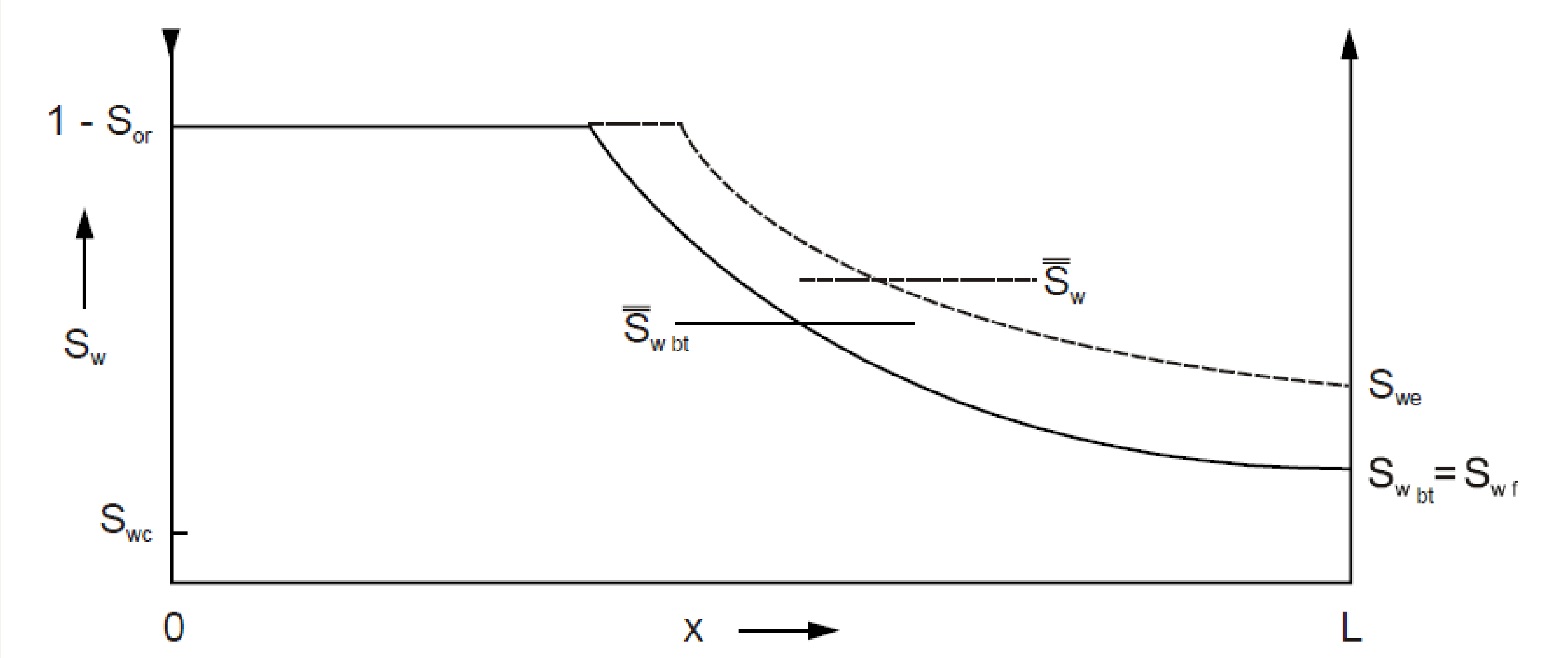
- En el BT y posterior



Distribución de la saturación de agua al BT y posterior en un flujo lineal

Solución de Welge: Cálculo del petróleo recuperado

- En el BT y posterior



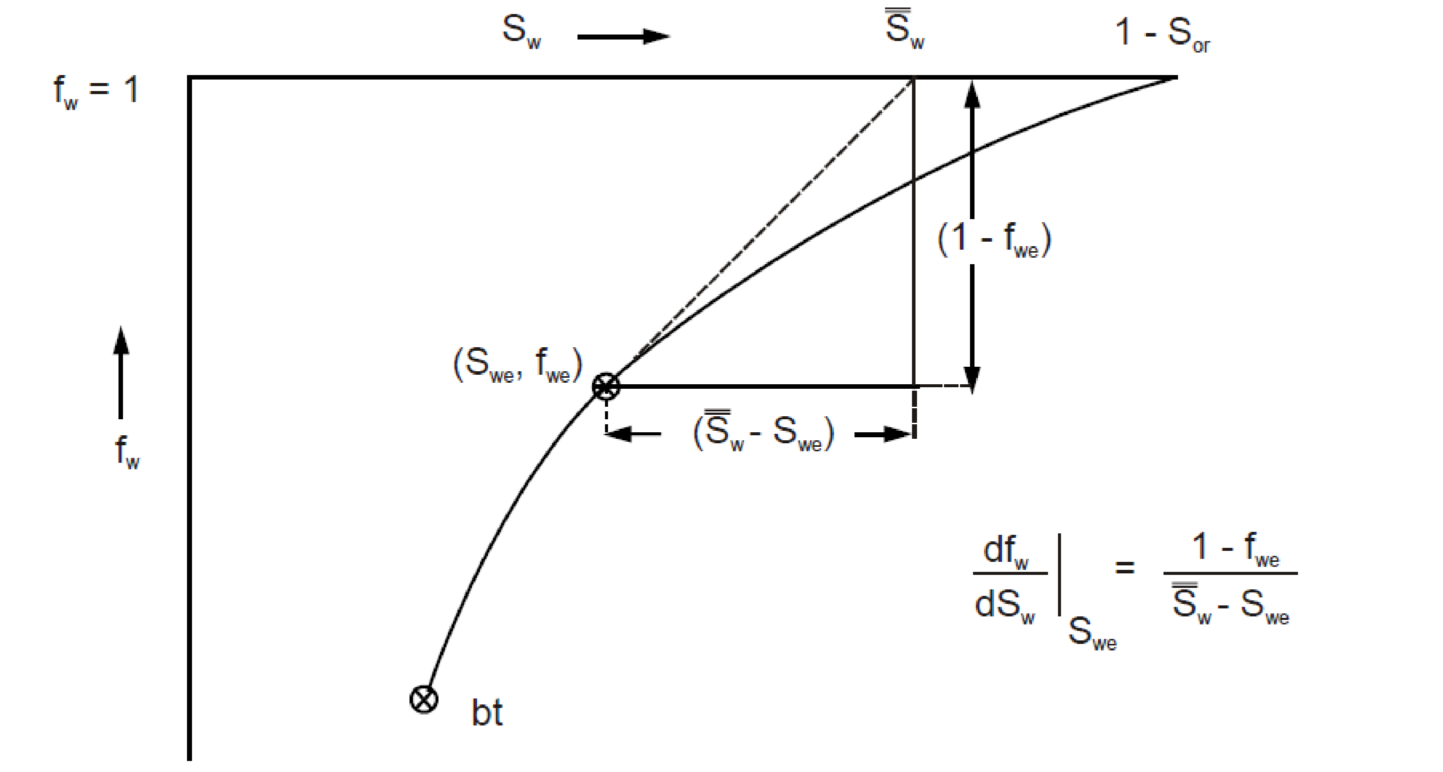
$$\frac{W_i}{LA\phi} = \frac{1}{\left.\frac{df_w}{dS_w}\right|_{S_{we}}} = W_{id}$$

W_{id}=volúmenes porales de agua inyectada
S_{we}: valor actual de Sw en el pozo productor

Distribución de la saturación de agua al BT y posterior en un flujo lineal

Solución de Welge: Cálculo del petróleo recuperado

$$N_{pd} = \overline{\overline{S}}_w - S_{wc} \quad \text{(PV)}$$



Aplicación de la técnica gráfica de Welge para determinar la recuperación de petróleo luego del BT.

Solución de Welge: Cálculo del petróleo recuperado

- Después del BT

$$\overline{\overline{S}}_w = S_{we} + (1 - f_{we}) \frac{1}{\left.\frac{df_w}{dS_w}\right|_{S_{we}}}$$

$$\overline{\overline{S}}_w = S_{we} + (1 - f_{we}) W_{id}$$

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

Actividad 1
Aula abierta

Ejercicio 1

a-Un petróleo está siendo desplazado por agua bajo un flujo difuso horizontal.
Use los datos de la tabla 1 para graficar la curva de fw para los siguientes casos.

Caso 1: μ_o=50 cP ; μ_w=0,5 cP
Caso 2: μ_o=5 cP ; μ_w=0,5 cP
Caso 3: μ_o=0,4 cP ; μ_w=1,0 cP

Ángulo de buzamiento=0°
B_o= 1.3 RB/STB
B_w=1.0 RB/STB
Compare con los valores de fw en condiciones de superficie y la recuperación acumulada Npd_{bt} al BT (breakthrough) para los tres casos.
Escriba conclusiones.

b-Para evaluar la eficiencia de un waterflood calcule M (relación de movilidades) y Ms (relación de movilidades en el frente). Escriba conclusiones.

Ejercicio 2

Considere que el sistema lineal horizontal del ejemplo anterior está bajo consideración para aplicar un proyecto de recuperación secundaria con un caudal de inyección de 1000 bbl/D. La viscosidad del petróleo se considera constante en 1 cP.

B_o= 1.3 RB/STB

B_w=1.0 RB/STB

ρ_o=45 lb/ft^3

ρ_w=64 lb/ft^3

K=50 mD

μ_w=0,5 cP

A transversal=25000 ft^2

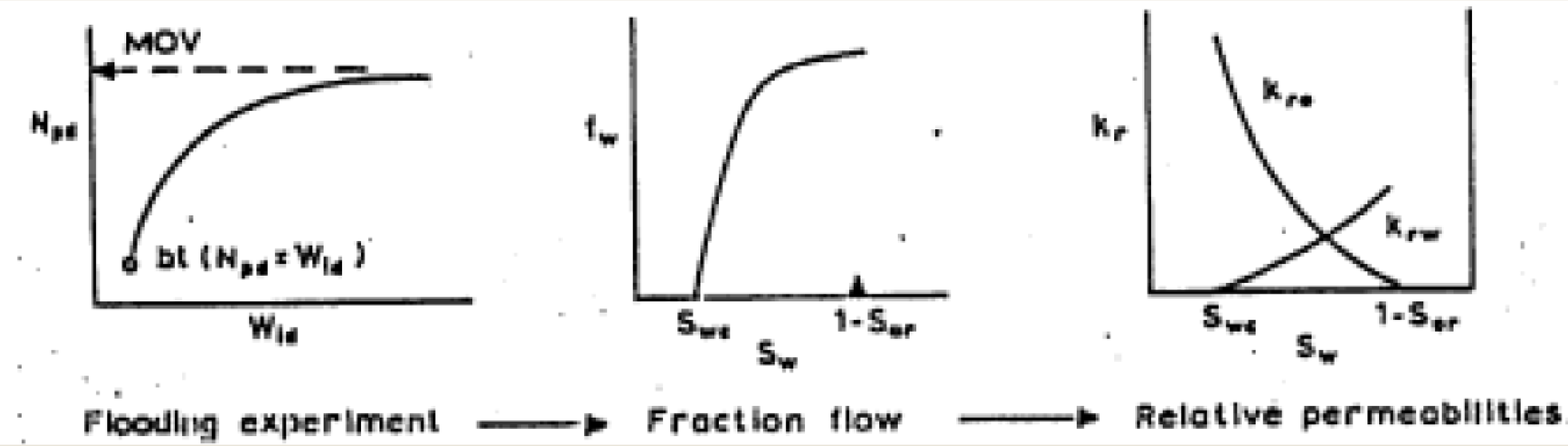
Calcular la curva de f_w para el reservorio con buzamientos de 10, 20 y 30°, asumiendo flujo ascendente y flujo descendente.

Escriba conclusiones.

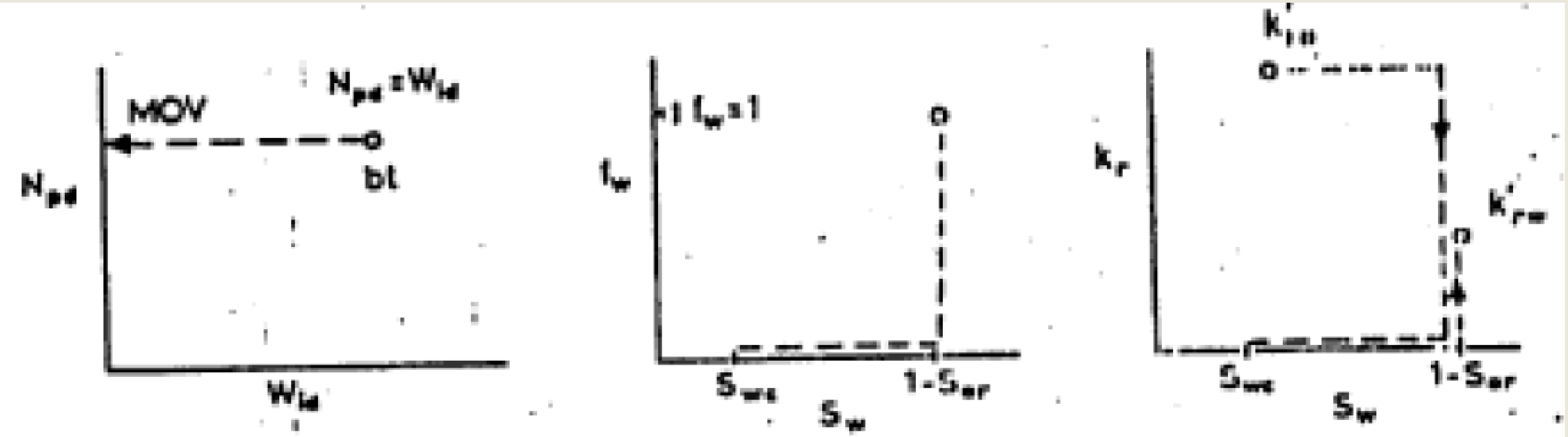
Actividad 2
Aula abierta

Cuestionario 1

Análisis de las k_r



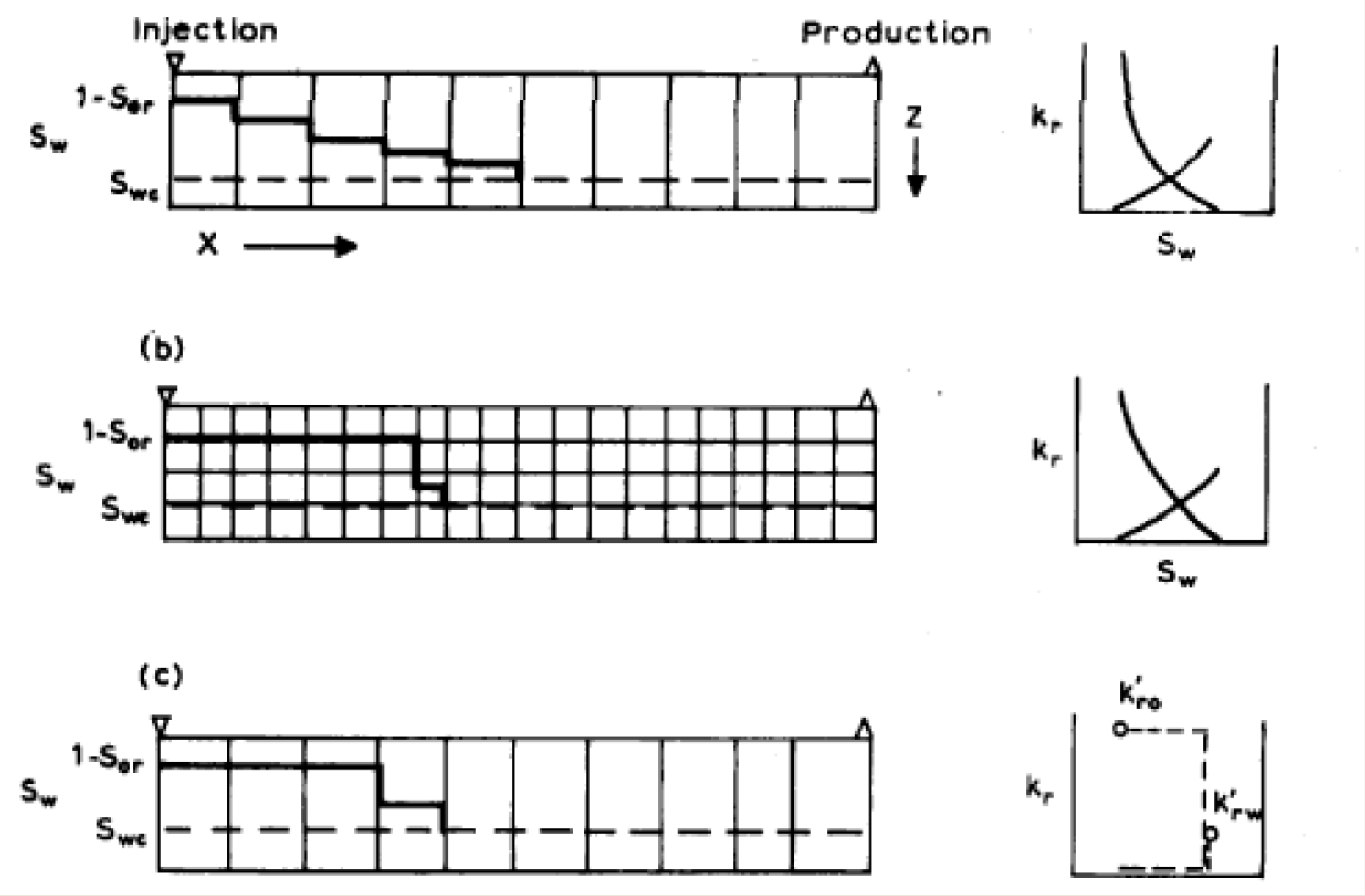
Generación de curvas de kr en un desplazamiento usando μo=17 cP (M>1)



Generación de curvas de kr en un desplazamiento usando baja μo (M<1)

Análisis de las k_r

Simulación no emplea concepto de fw



Simulación numérica de un barrido con M ≤1

Fuente de datos de kr

- Mediciones de laboratorio
- Datos provenientes de reservorios con características similares
- Correlaciones
- Modelos matemáticos

Recomendaciones de Schneider

- Las distintas curvas que se dispongan se deben normalizar respecto a las saturaciones para luego obtener una curva promedio.

- Remover el efecto de las variaciones de S_{or} y S_{wi} en las distintas curvas pero manteniendo la forma de las mismas.

- Permite promediar los valores de S_o y S_w para valores seleccionados de k_r con lo cual se obtiene una sola curva de k_{ro} y k_{rw}.

- La curva promedio luego puede desplazarse a las S_{or} y S_{wi} que se consideran representativas del reservorio.

Recomendaciones de Schneider

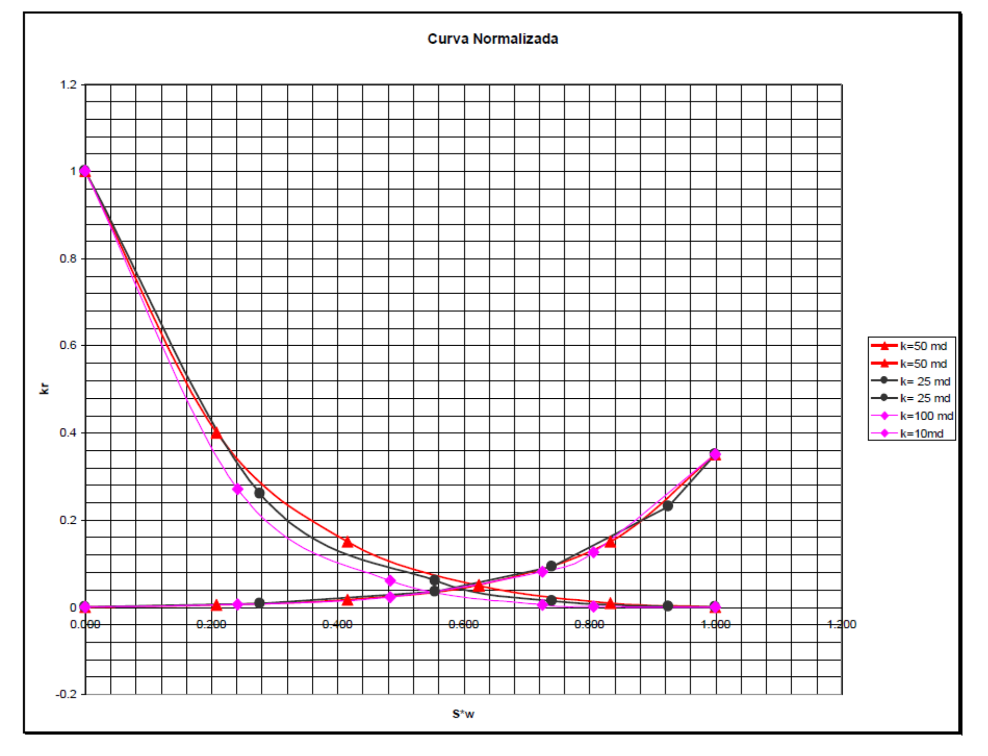
Curva 1				Curva 2				Curva 3			
Sw	**kro**	**krw**	**S*w**	**Sw**	**Kro**	**krw**	**S*w**	**Sw**	**kro**	**krw**	**S*w**
0.1	1	0	0.000	0.2	1	0	0.000	0.3	1	0	0.000
0.25	0.27	0.005	0.242	0.35	0.26	0.007	0.278	0.4	0.4	0.0043	0.208
0.4	0.06	0.022	0.484	0.5	0.06	0.035	0.556	0.5	0.15	0.016	0.417
0.55	0.0043	0.08	0.726	0.6	0.013	0.092	0.741	0.6	0.048	0.05	0.625
0.6	0.001	0.125	0.806	0.7	0.001	0.23	0.926	0.7	0.008	0.15	0.833
0.72	0	0.35	1.000	0.74	0	0.35	1.000	0.78	0	0.35	1.000
k = 100 md				k = 50 md				k = 25 md			

Normalización de curvas de k_r

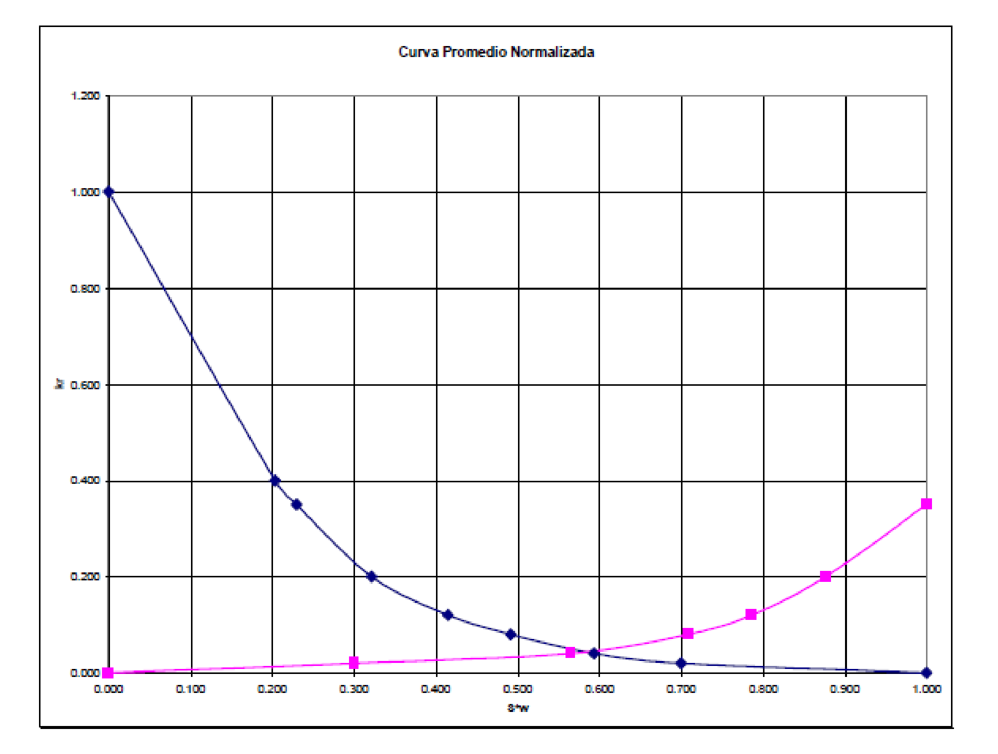
$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Recomendaciones de Schneider

$S_w = S^*_w(1 - S_{wi} - S_{or}) + S_{wi}$

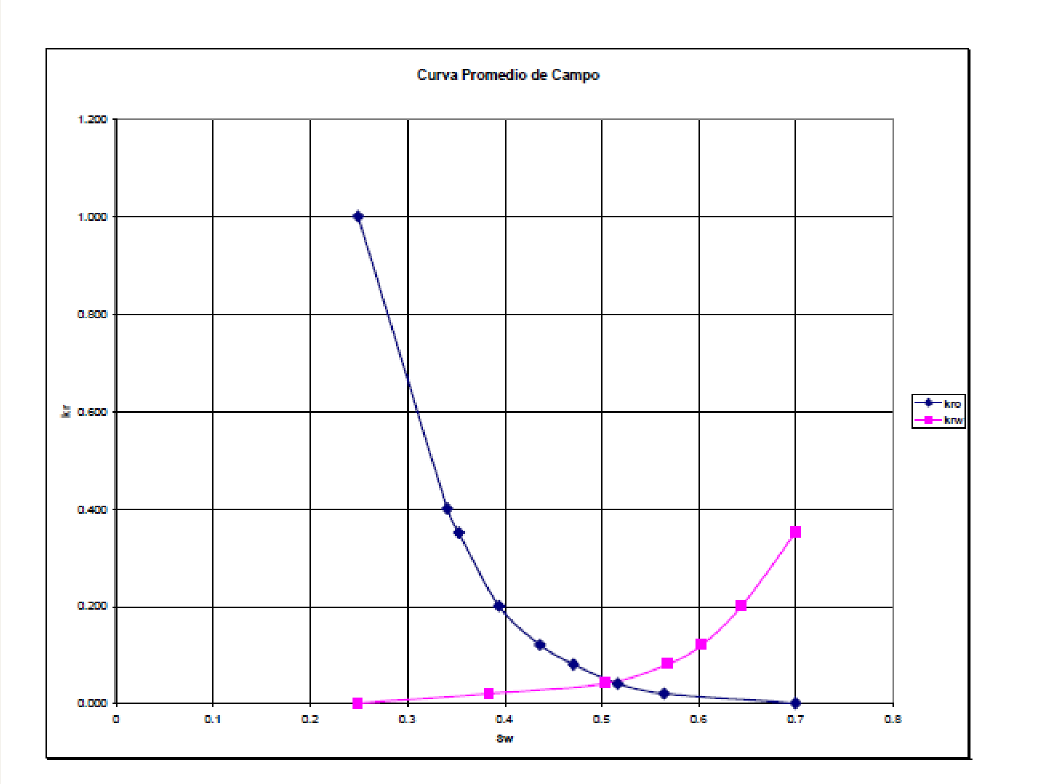


Curvas normalizadas



Curva Promedio normalizada

Recomendaciones de Schneider



Curva Promedio de campo

S_{wi} = 0.25 y la S_{or} = 0.30

Correlaciones k_r

Correlaciones de permeabilidades relativas de Corey y Pirson		
	Fase mojante	**Fase no mojante**
Drenaje	$krw=(Sw^*)^4$ Corey $krw=Sw^3(Sw^*)^{0.5}$ Pirson	$krnw=(1-Sw^*)^2(1-Sw^{*2})$ Corey $krnw=(1-Sw^*)[1-(Sw^*)^{0.25}Swi^{\ 0.5}]^{0.5}$ Pirson
Imbibición	$krw=Sw^4(Sw^*)^{0.5}$ Pirson	$krnw=[1-[(Sw-Swi))/(1-Swi-Snwi)]]^2$Pirson

Swi= saturación irreducible de la fase mojante
Snwi=saturación irreducible de la fase no mojante
$Sw^*=(Sw-Swi)/(1-Swi)$

La ventaja del uso de correlaciones radica en que con un muy limitado número de datos (S_{wi}, S_r y las permeabilidades de las fases a esas saturaciones) estas funciones permiten obtener un set de permeabilidades completo.

Conclusiones sobre k_r

Los datos de permeabilidad obtenidos en el laboratorio reflejan hechos que están relacionados con el manejo de las coronas o los testigo y que no necesariamente reflejan el comportamiento del reservorio.

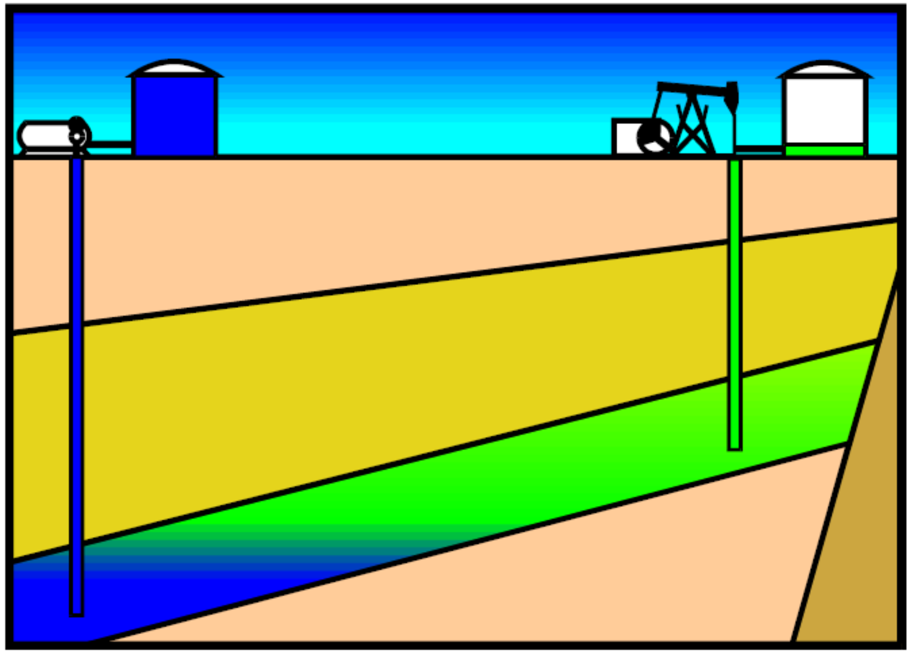
Entre los principales problemas podemos incluir

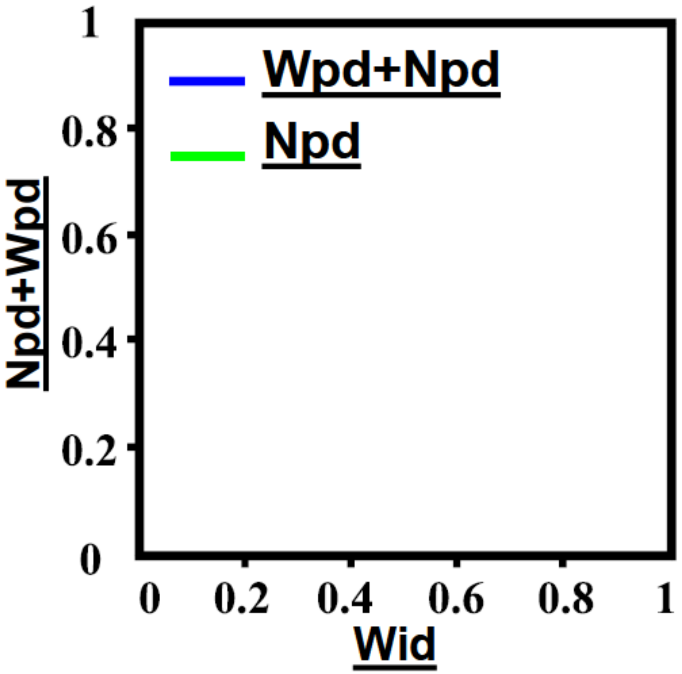
- Cambios en la mojabilidad asociados con los fluidos utilizados al obtener la corona,
- durante el almacenamiento o la obtención de los testigos para hacer los ensayos.
- Tipos de fluidos utilizados en los ensayos
- Método utilizado para obtener los valores (estacionario o no estacionario)

Tener presente las anteriores limitaciones, junto a la selección de testigos representativos del reservorio minimizan los problemas de los datos de permeabilidad relativa para su posterior uso en cálculos.

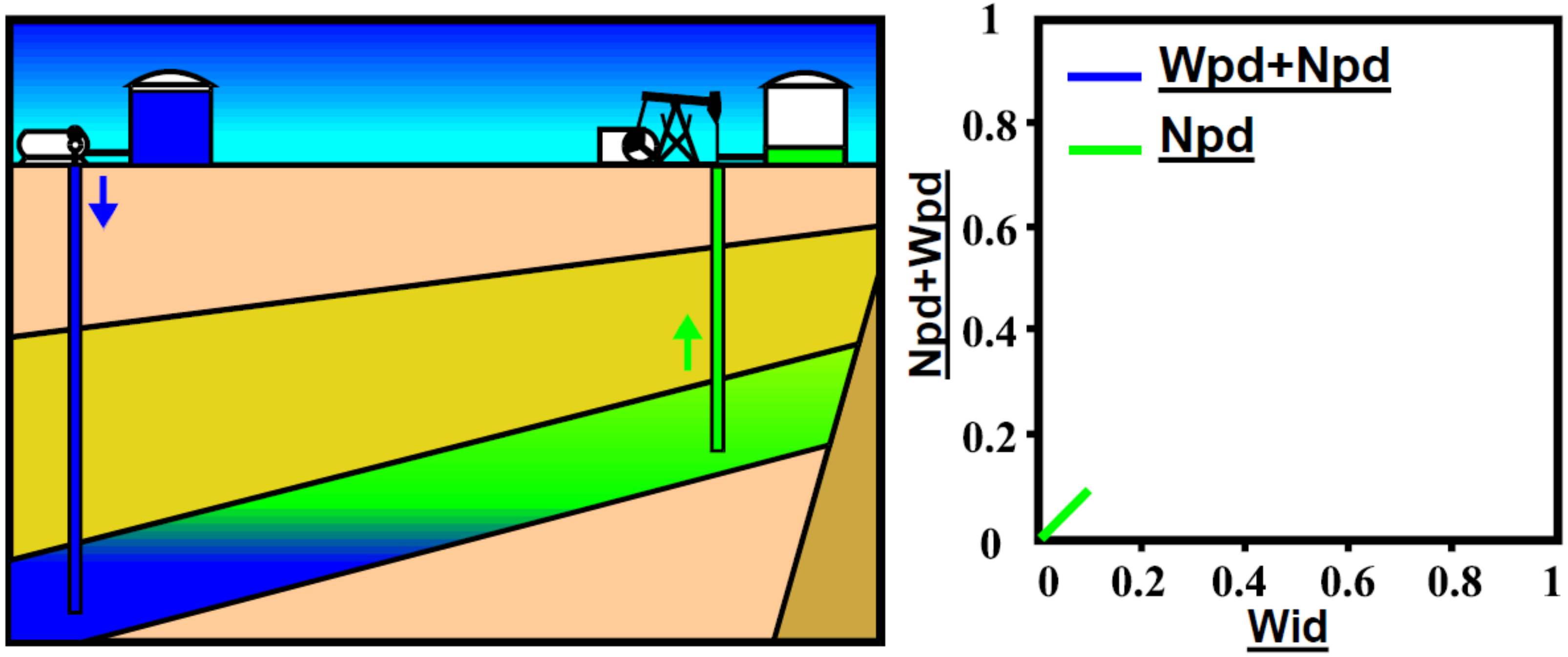
Etapas de Desplazamiento

Inicio de la inyección y formación de un frente de agua

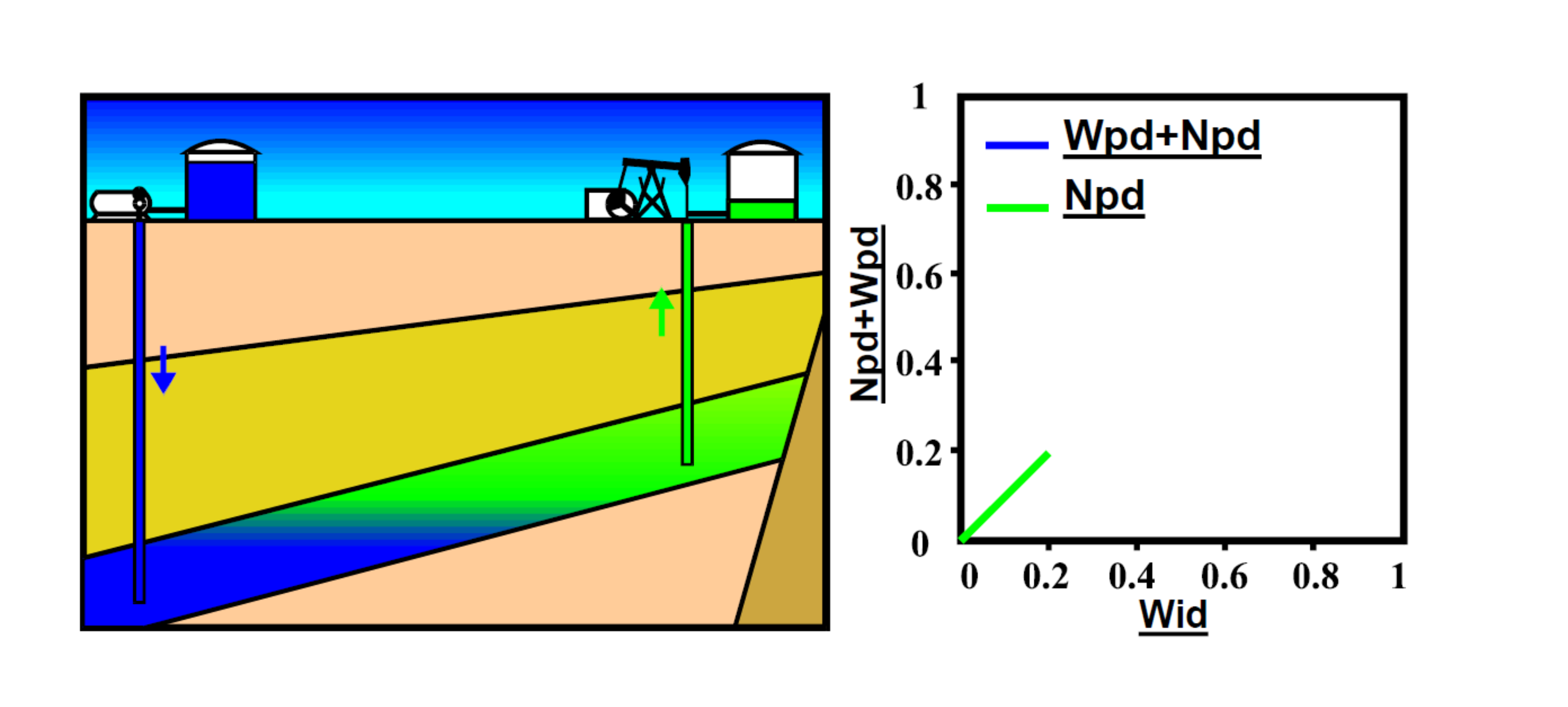




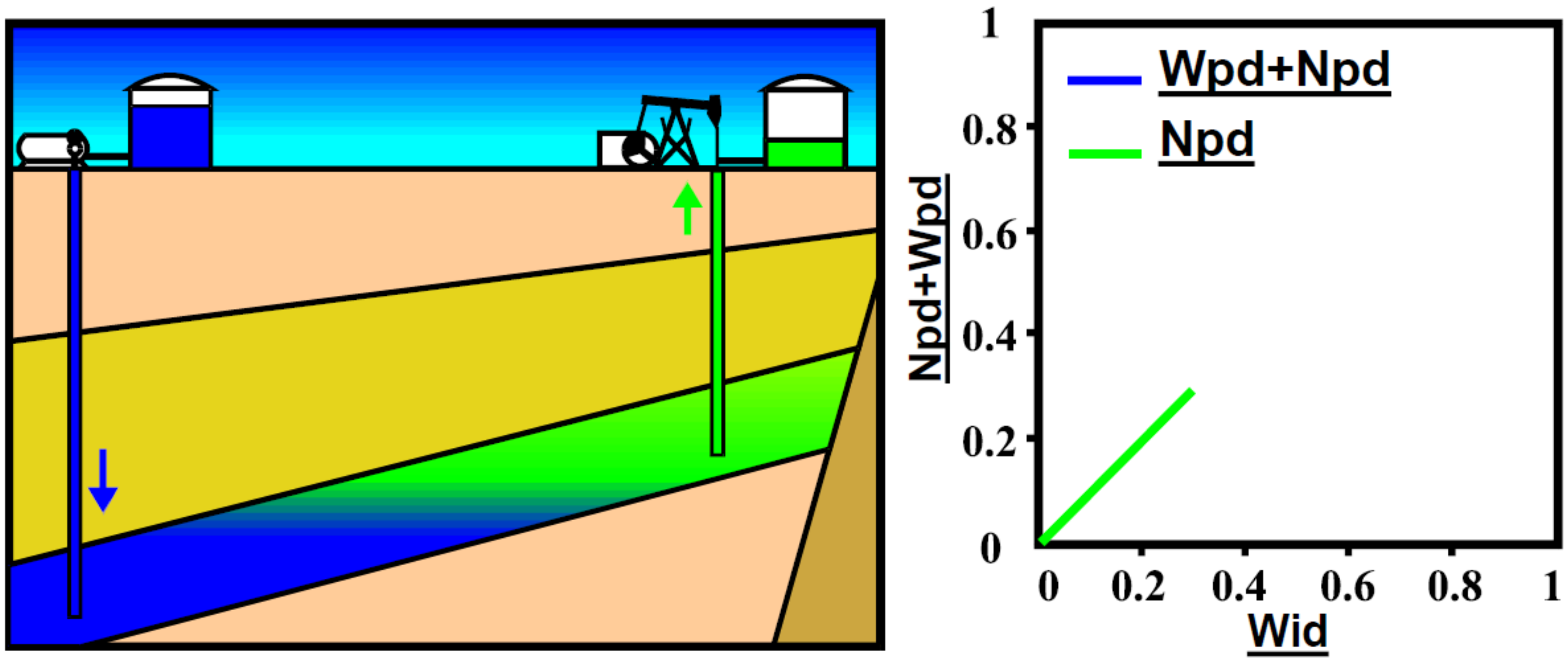
Etapas de Desplazamiento



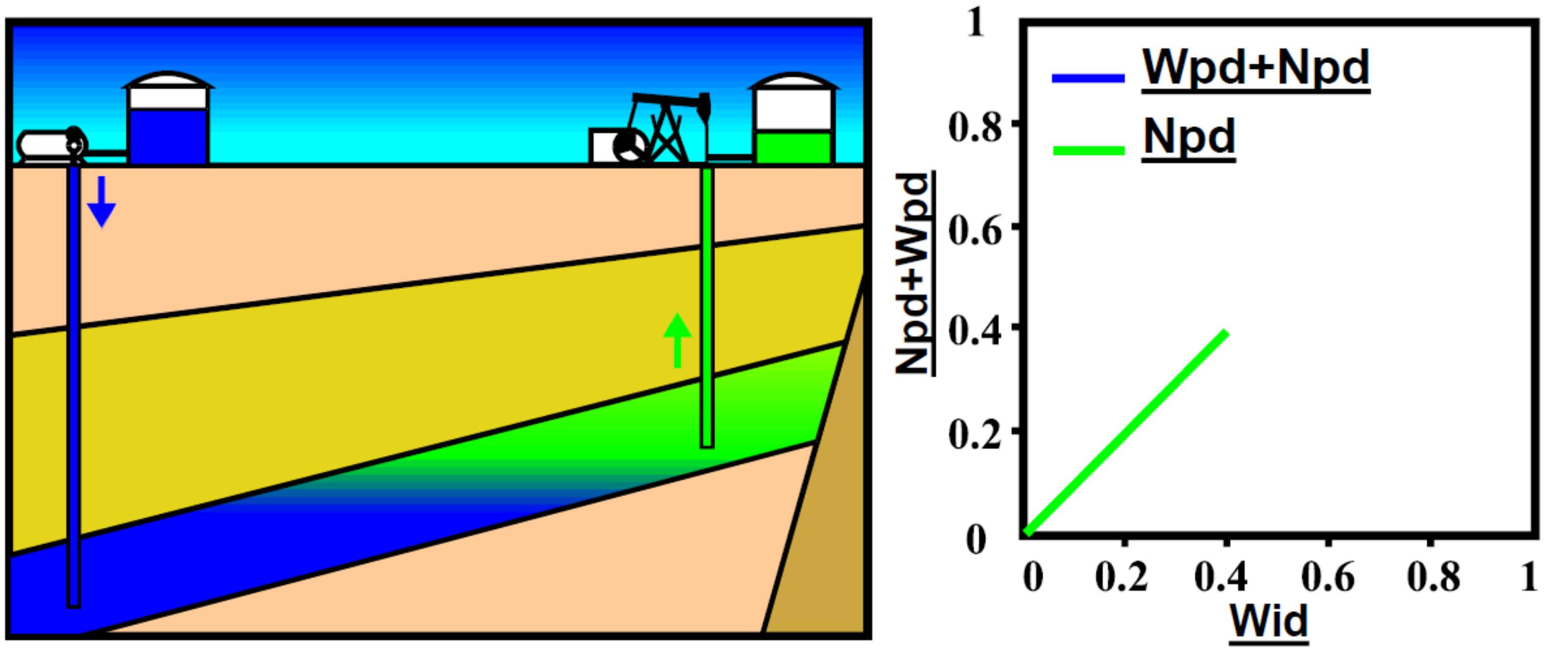
Etapas de Desplazamiento



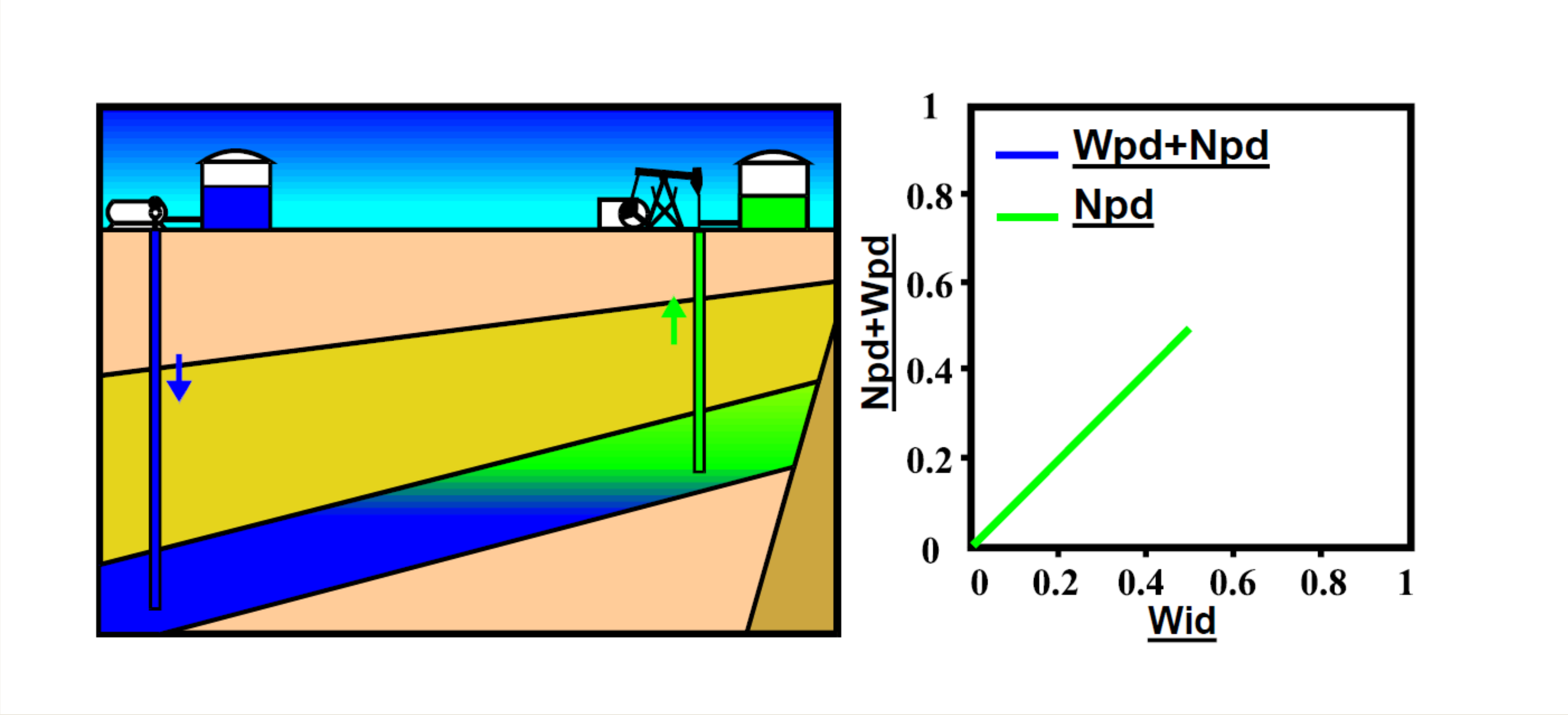
Etapas de Desplazamiento



Etapas de Desplazamiento

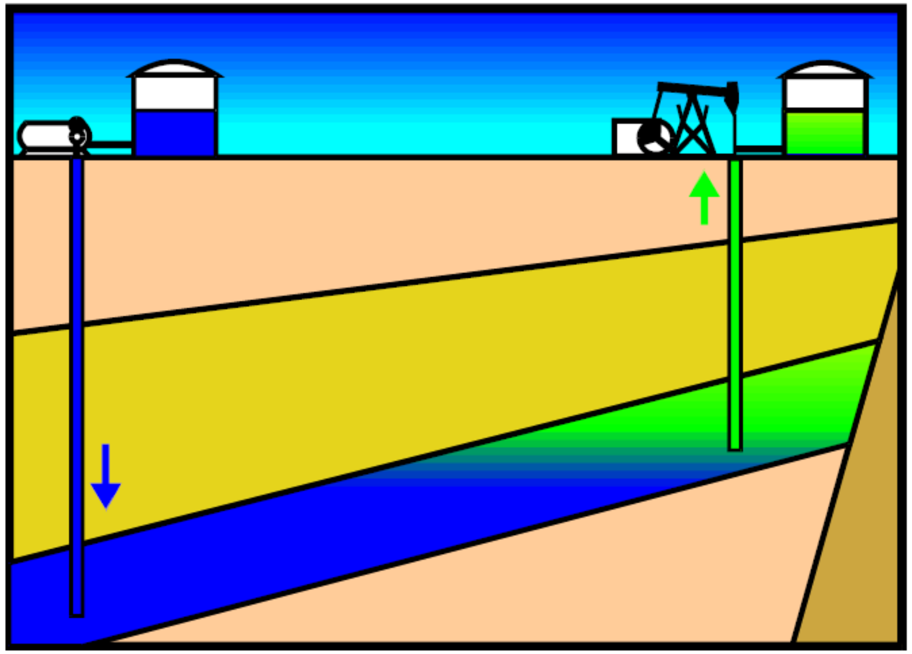


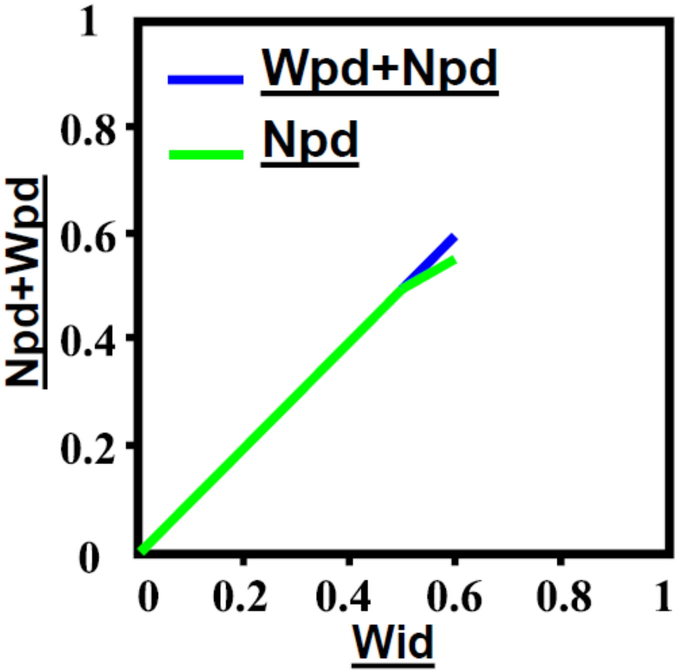
Etapas de Desplazamiento



Etapas de Desplazamiento

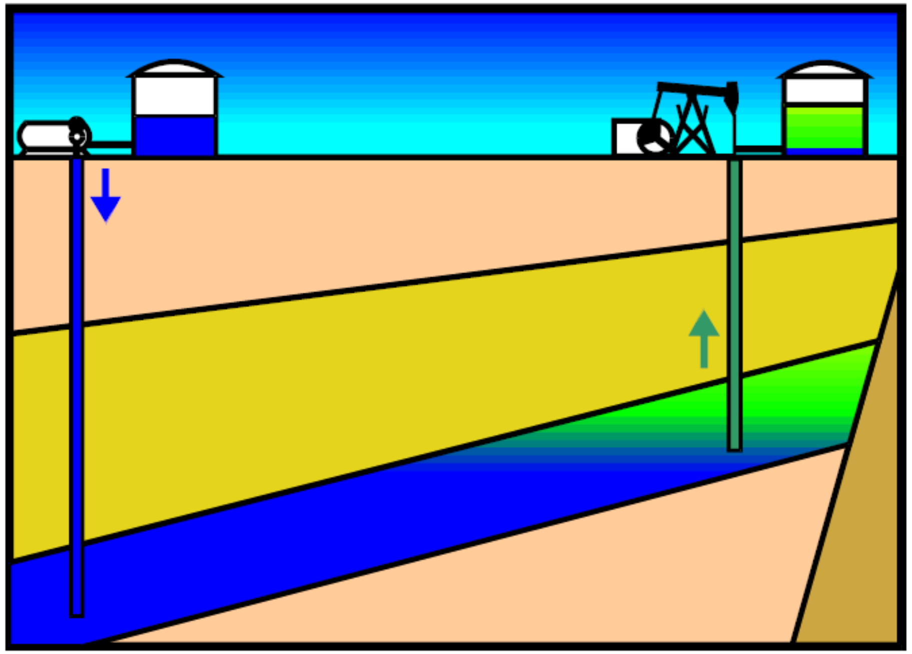
Arribo del frente de agua al pozo productor (irrupción del agua o water breakthrough)

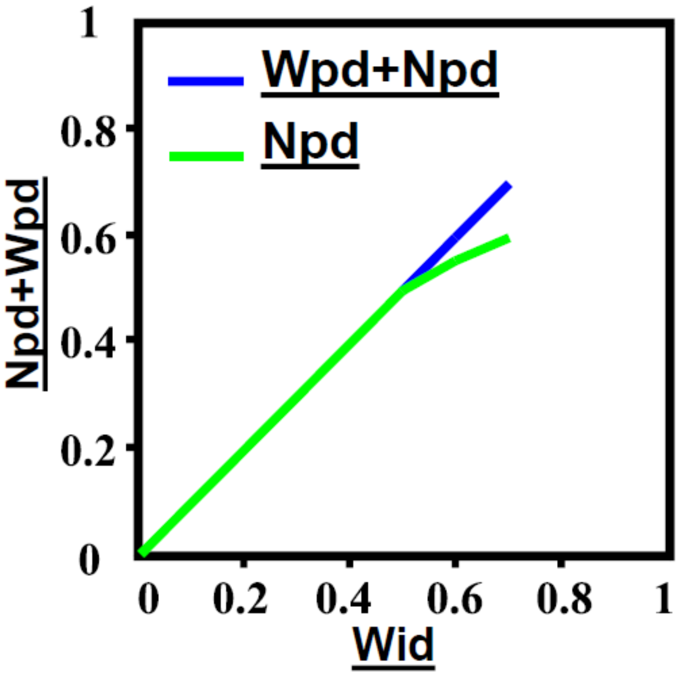




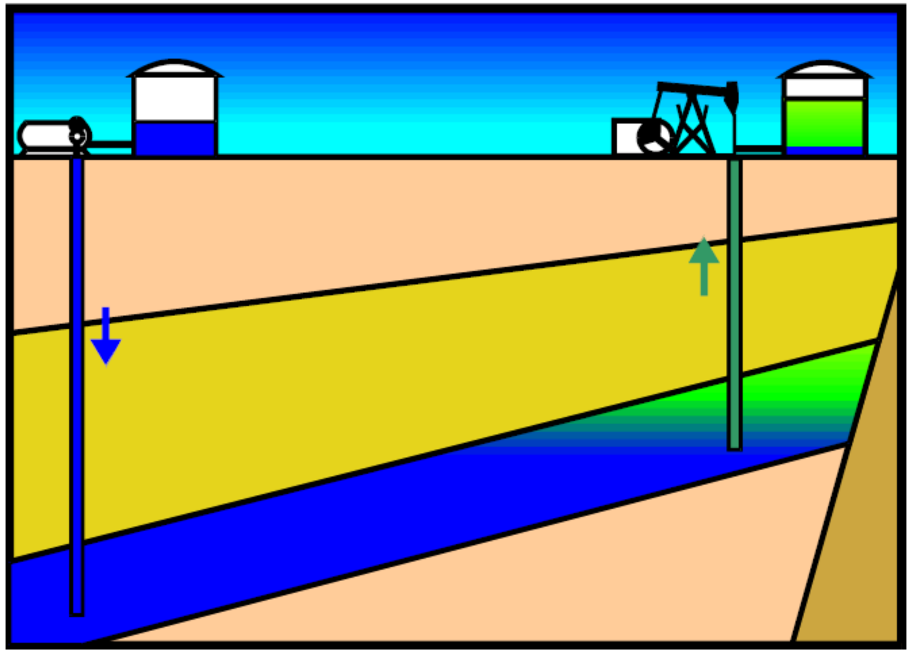
Etapas de Desplazamiento

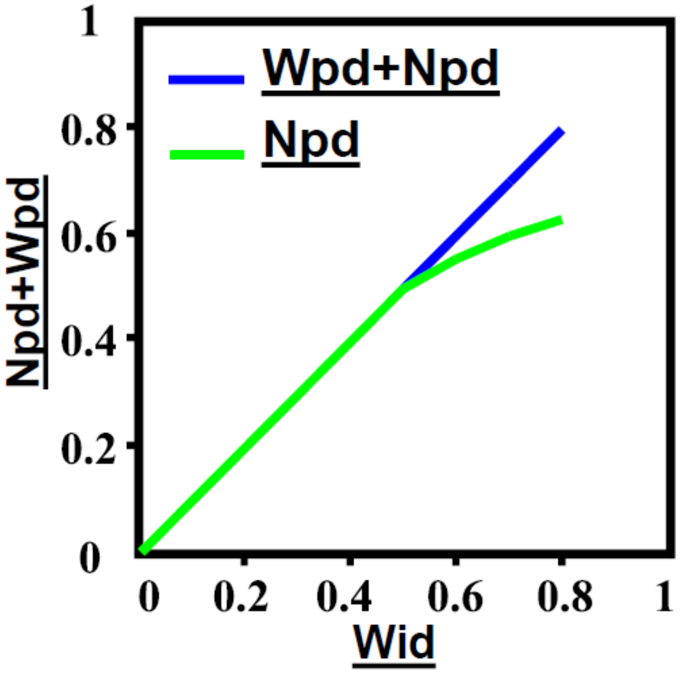
Desplazamiento y producción de petróleo, acompañado de una producción de agua creciente



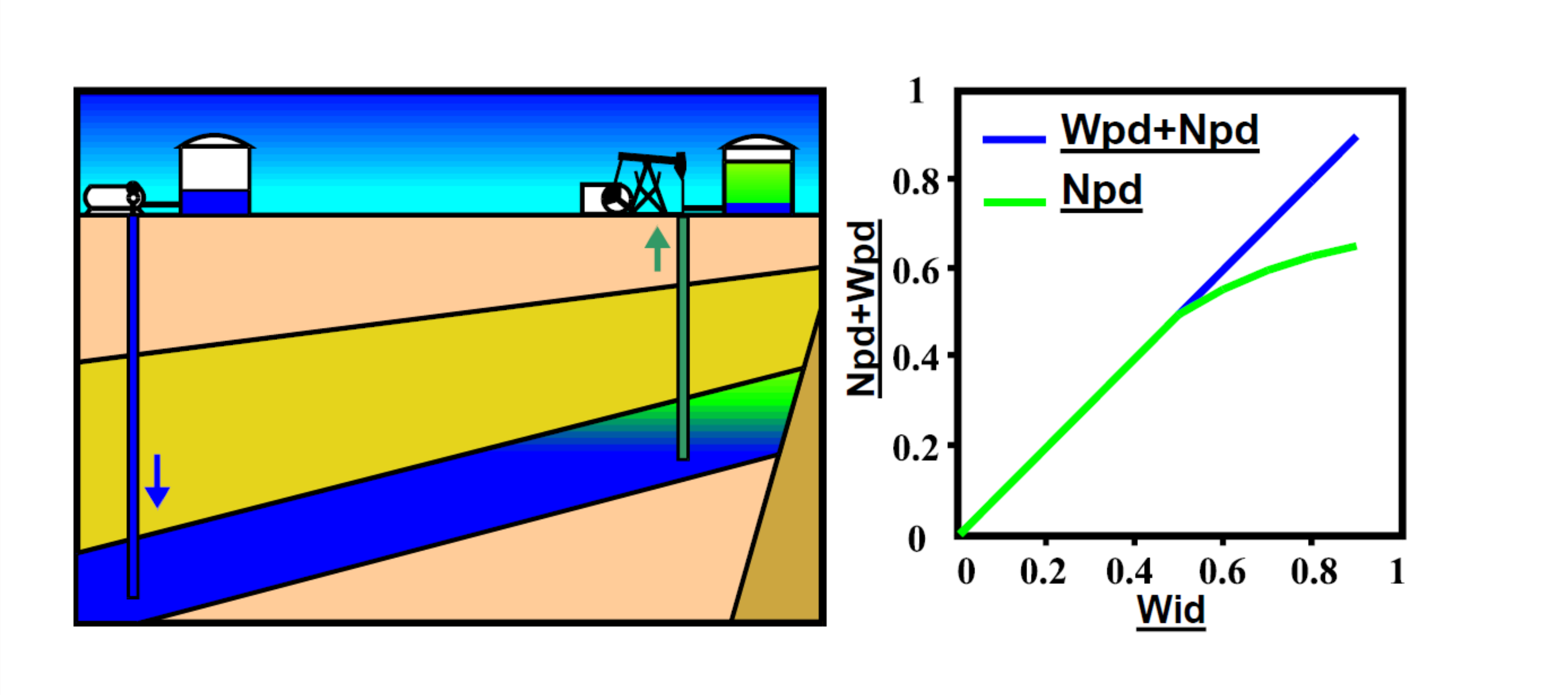


Etapas de Desplazamiento



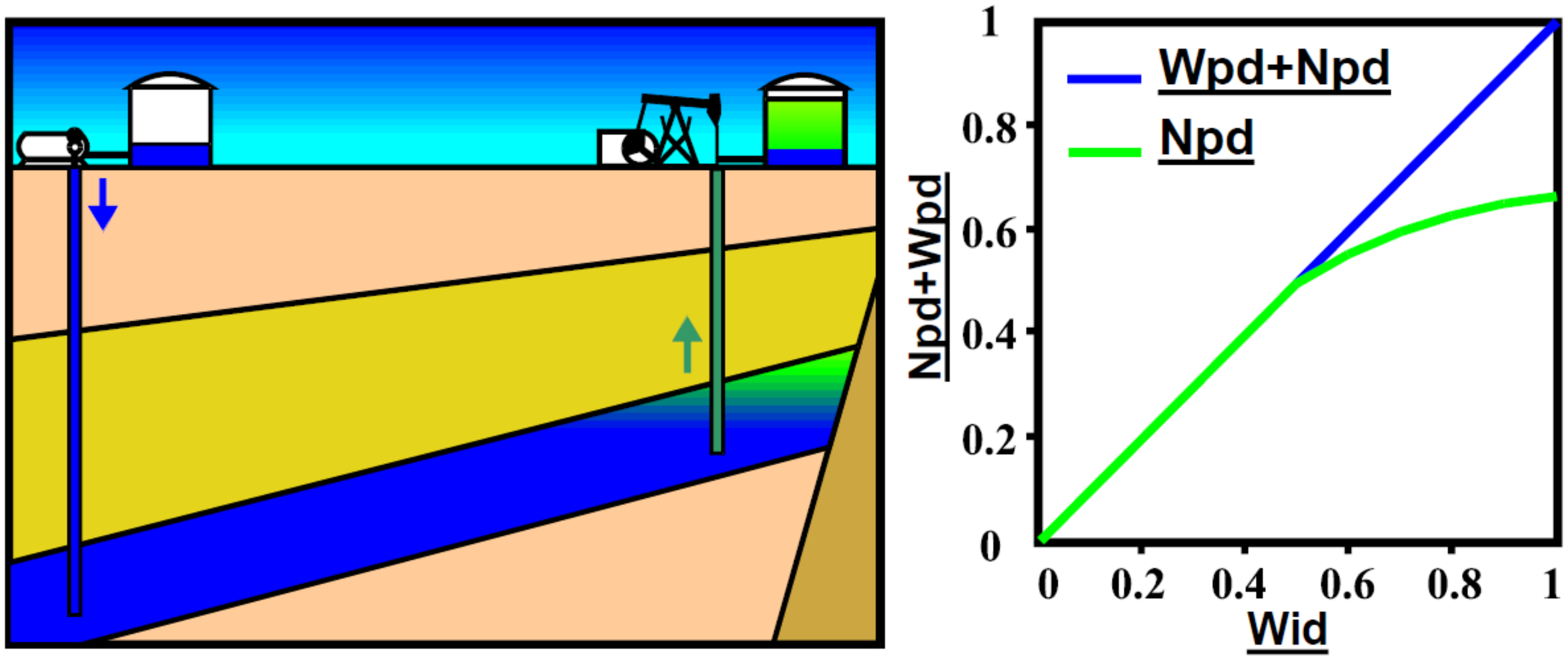


Etapas de Desplazamiento



Etapas de Desplazamiento

Etapa final, con alta proporción de agua en la producción



FIN

Eres agente de cambio