

Reservorios III

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Ing. Mónica L. Carmona

monicarmona@gmail.com

clases: MARTES de 17 a 19 hs

Consultas: coordinar por whatsapp

2021

MLC1

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

I) Generalidades de la Recuperación Secundaria

II) Métodos Predictivos de Cálculo en reservorios:



III) Disposición de pozos: arreglos

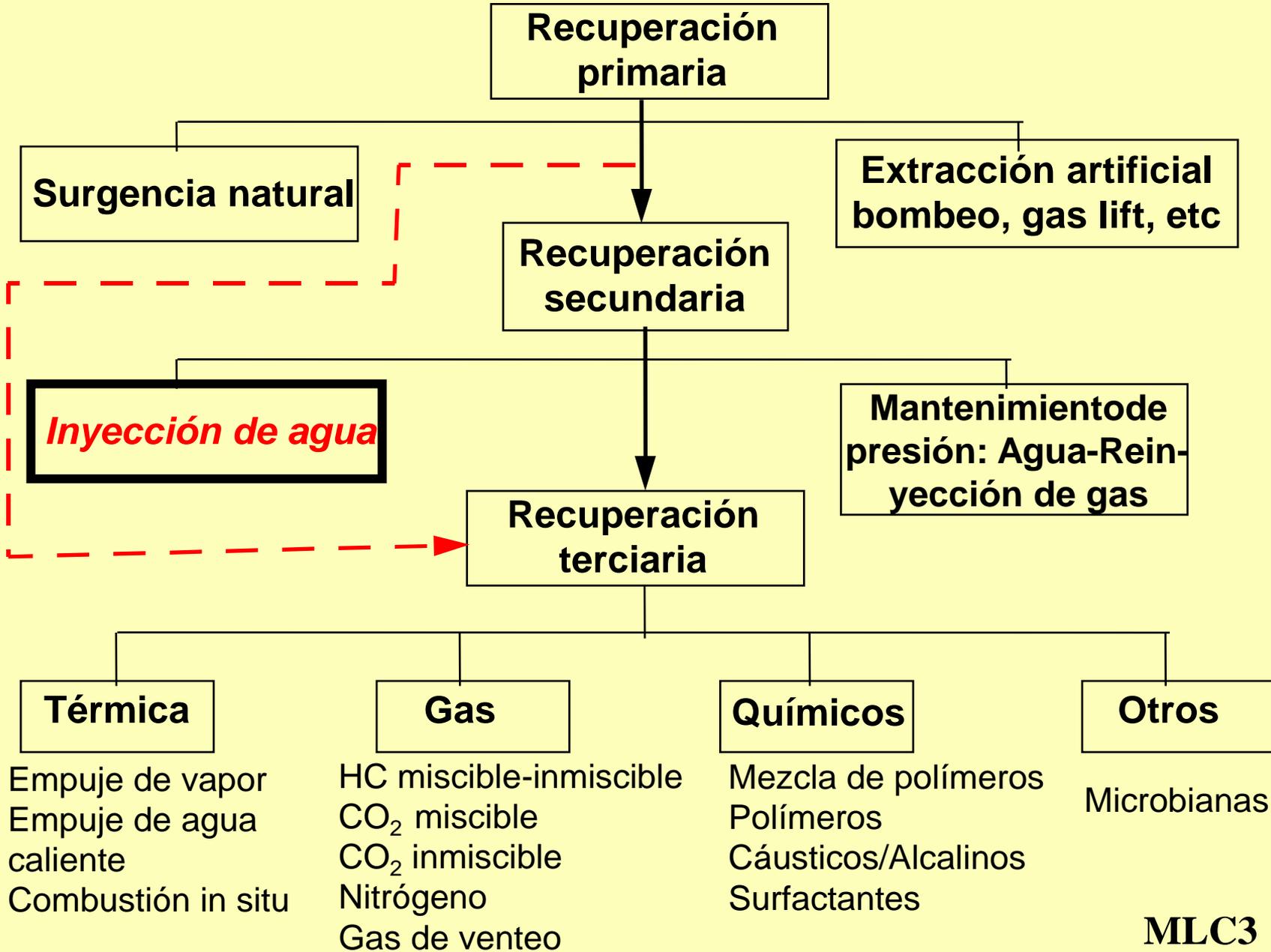
IV) Calidad de Agua de Inyección

V) Monitoreo de Proyectos de Recuperación Secundaria

MECANISMOS DE RECUPERACION

Recuperación convencional de petróleo

Recuperación asistida



MLC3

Afloramiento de la Formación Yacoraite, cerca de la ciudad de Salta



Afloramiento de la Fm Lago San Martín

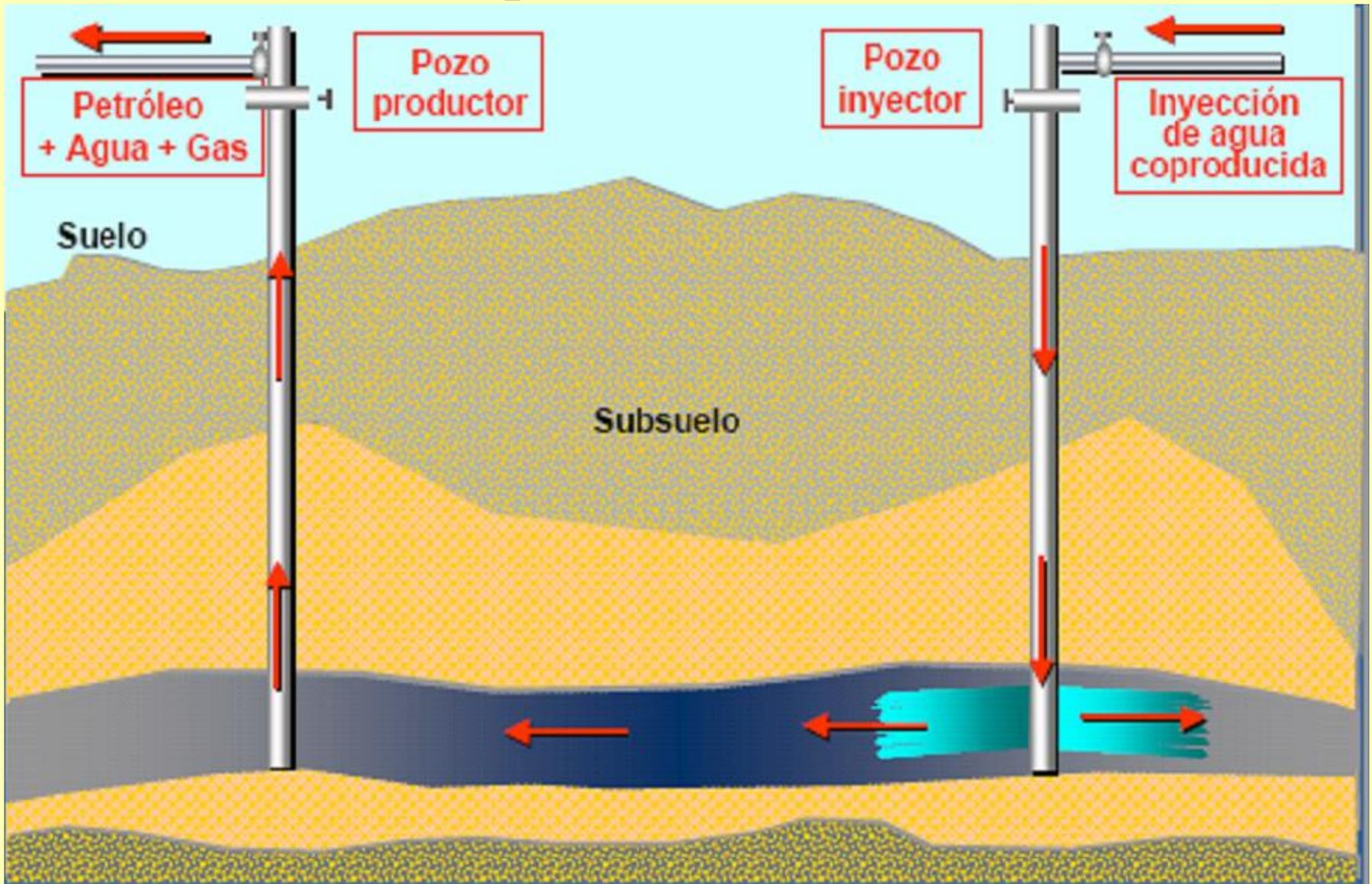


Cuenca Neuquina

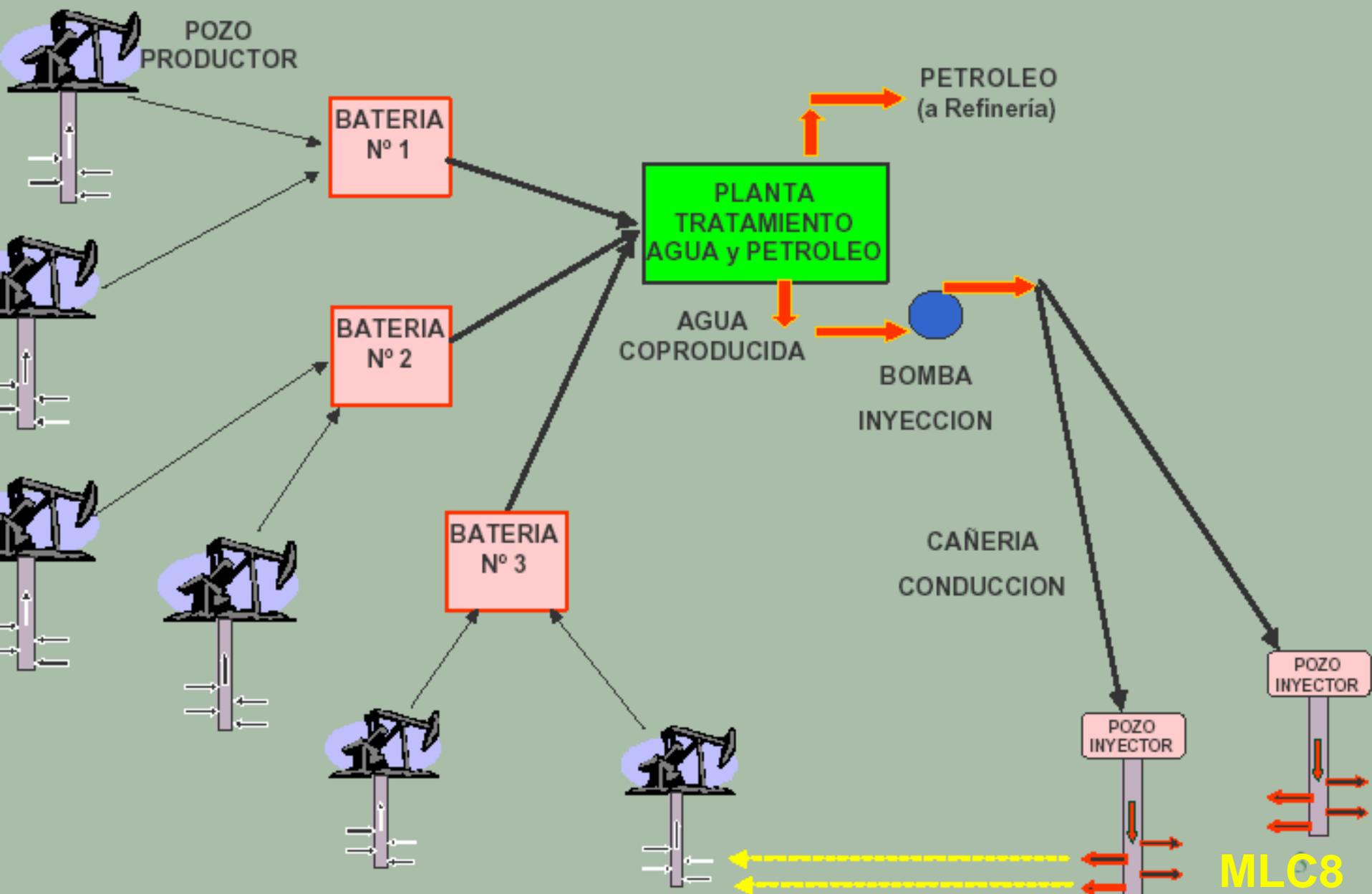
Afloramiento de Fm Vaca Muerta

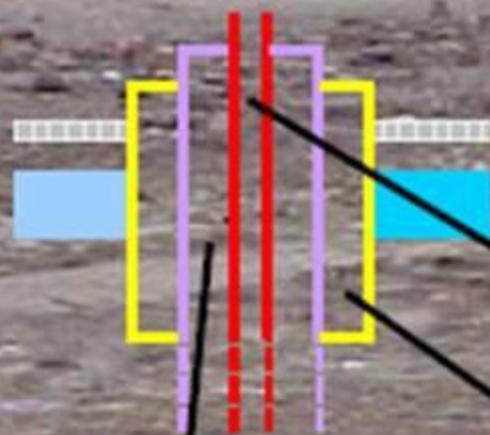


Concepto de Recuperación Secundaria



Esquema de Producción

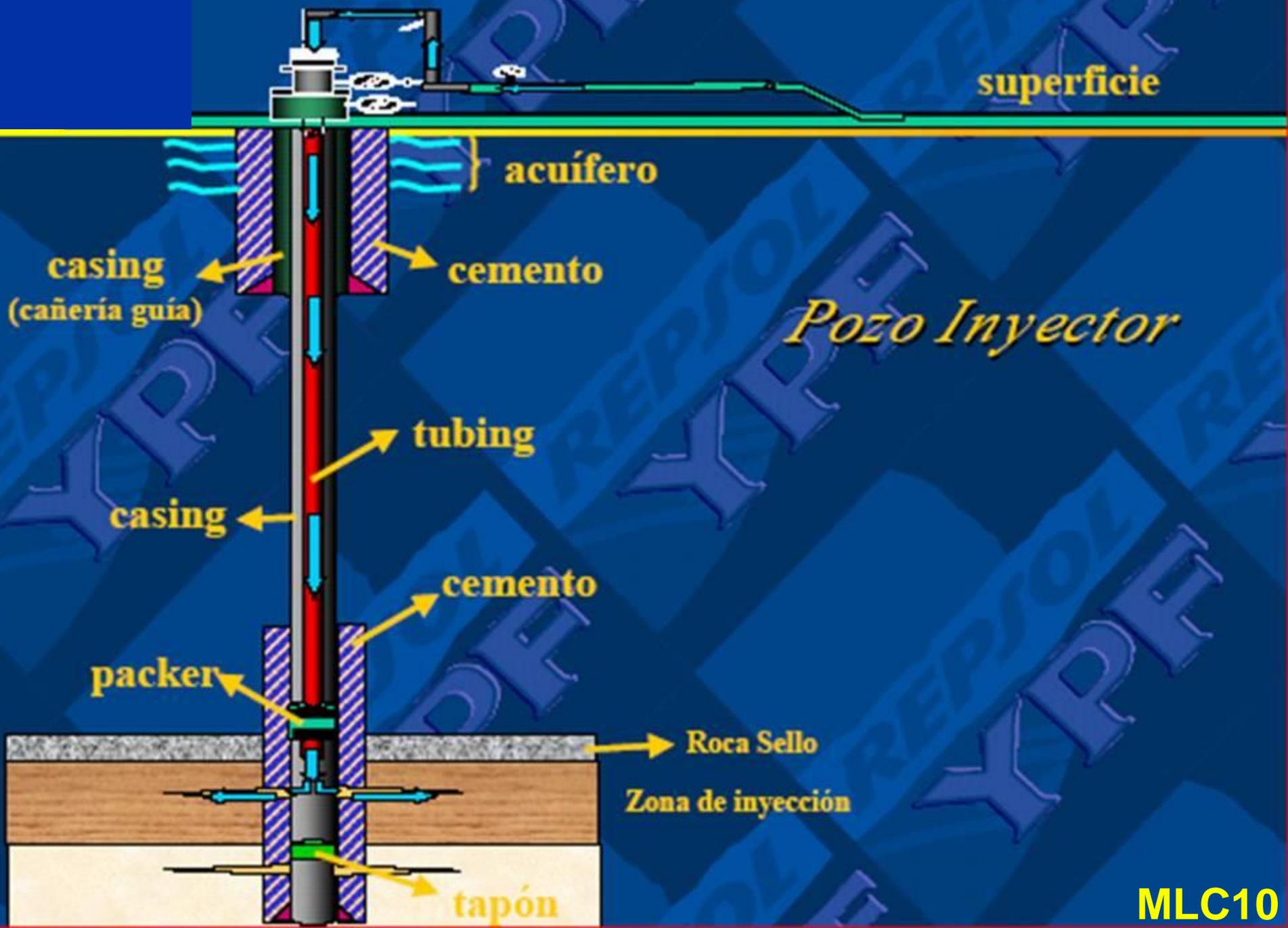


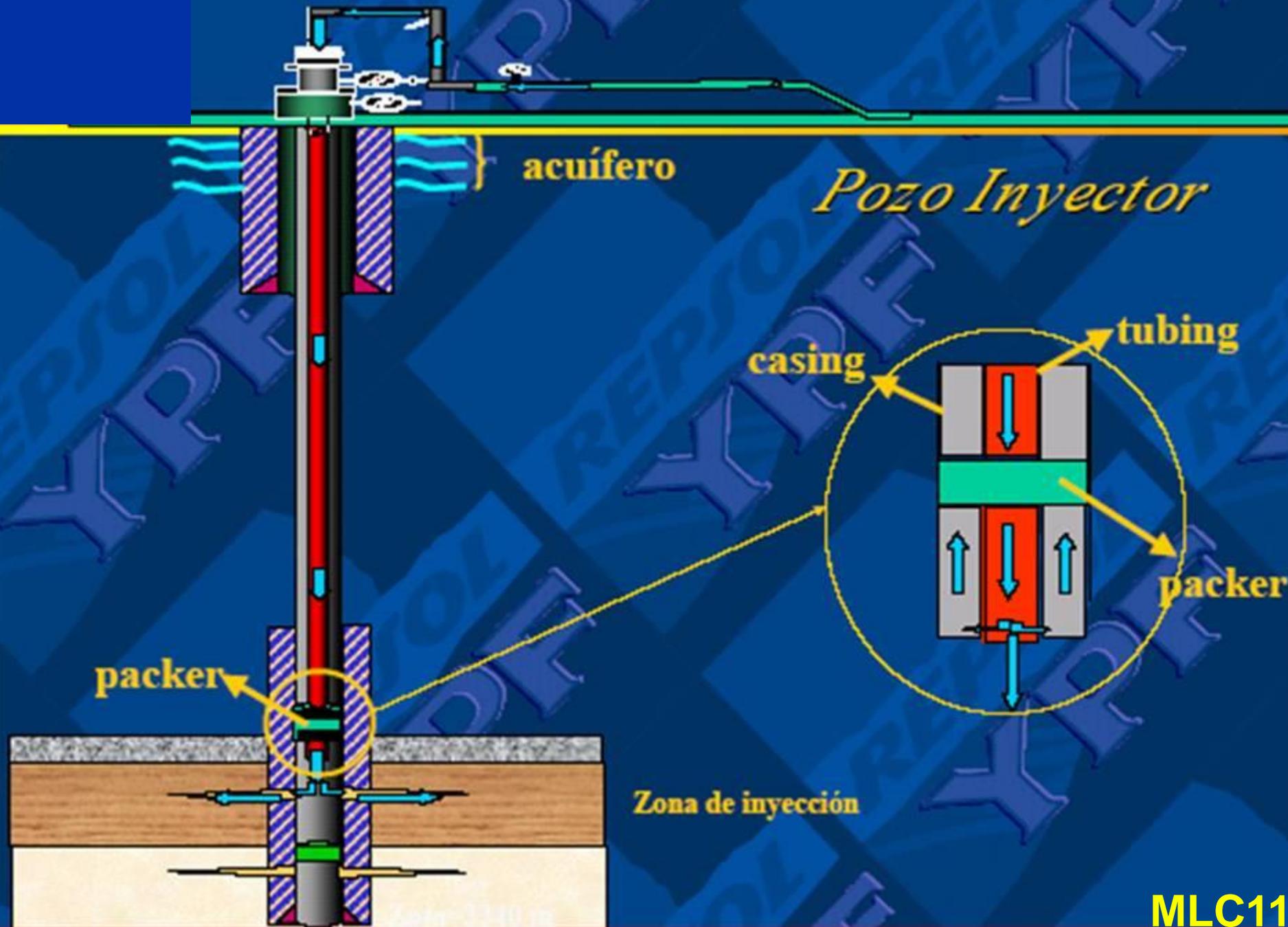


Válvula del casing de 7"

Válvula de tubing

Válvula de cañería guía de 13" 3/8





RECUPERACIÓN SECUNDARIA MÉTODOS PREDICTIVOS



Recuperación de petróleo desplazado por un fluido **inmiscible**

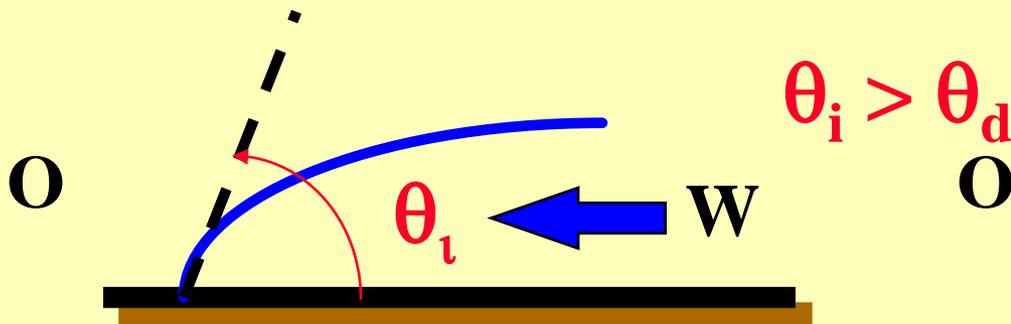
SUPOSICIONES FÍSICAS BÁSICAS PARA INCORPORAR A LA DESCRIPCIÓN MATEMÁTICA DEL DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE

- 1.- El agua desplaza al petróleo en un reservorio mojado por agua.
- 2.- El desplazamiento puede ocurrir o no bajo condiciones de equilibrio vertical.
- 3.- El **desplazamiento** se considera incompresible.
- 4.- El **desplazamiento** se considera lineal.

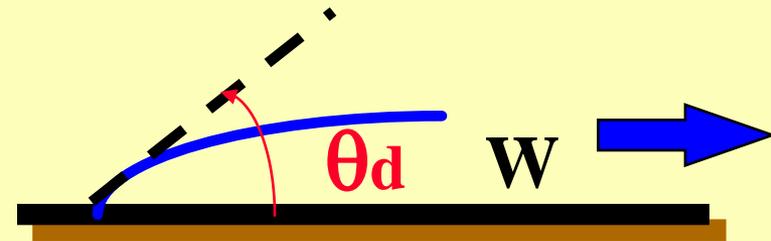
1.- El agua desplaza al petróleo en un reservorio mojable por agua

$$\theta < 90^\circ$$

a) Proceso de Imbibición



b) Proceso de Drenaje



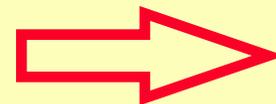
Mojabilidad

Es una medida de cual fluido se adhiere preferentemente a la roca.

A menor θ mayor mojabilidad



histéresis del **ángulo de contacto**



diferencia caso a) y b)

El agua y el petróleo son inmiscibles → Interface clara

las moléculas cercanas a la interface sufren atracciones desiguales



TENSIÓN INTERFACIAL σ

Si la Interface es Curva:

Presión del Lado Cóncavo $>$ Presión del Lado Convexo



PRESIÓN CAPILAR P_c

+ petróleo
- agua

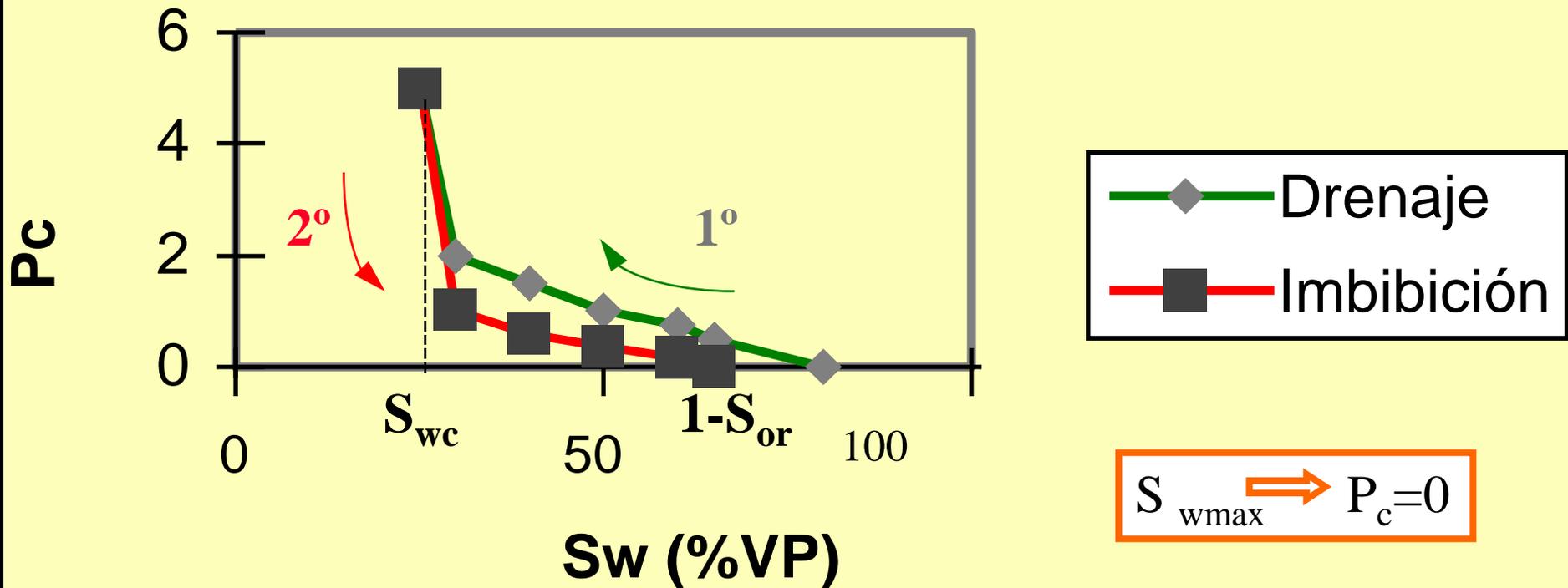
Ec. de Laplace $P_c = p_o - p_w = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right)$

$\left. \begin{array}{l} \text{si } S_w \downarrow \\ \text{el } r_2 \downarrow \\ \text{y } P_c \uparrow \end{array} \right\}$

r_1 y r_2 : radios ppales de curvatura para cualquier punto de la interface

Son difíciles de medir y se refiere generalmente a un **RADIO MEDIO** determinado empíricamente en base a la **POROSIDAD MEDIA**

Curvas de Drenaje e Imbibición

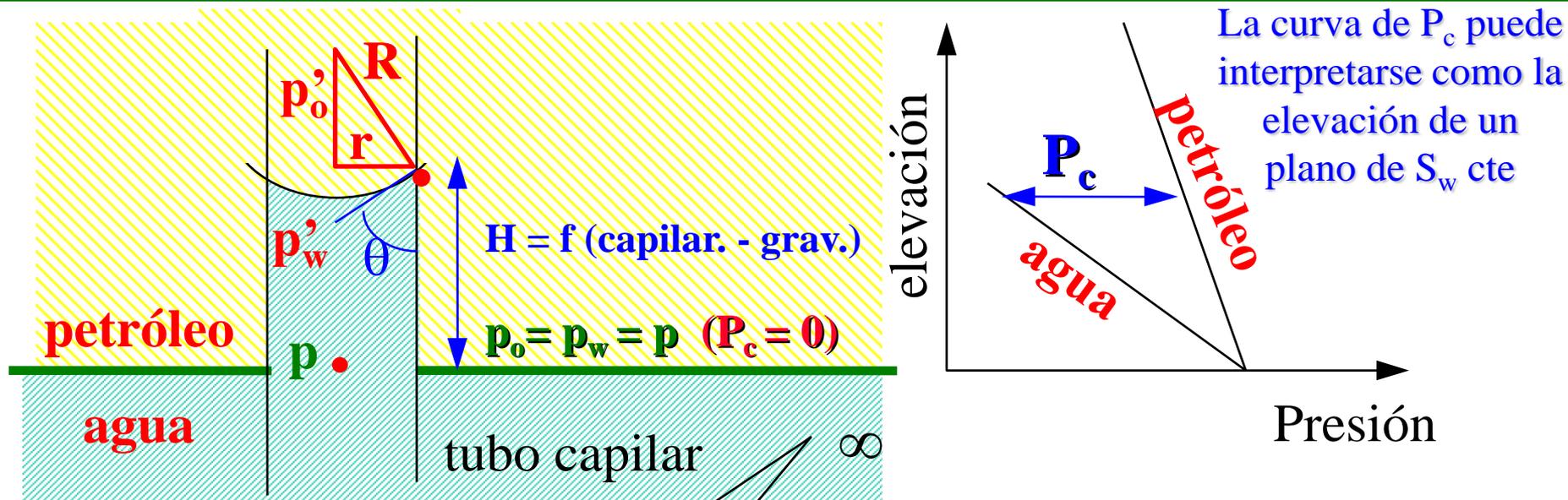


Histéresis del ángulo de contacto

MLC15

----->

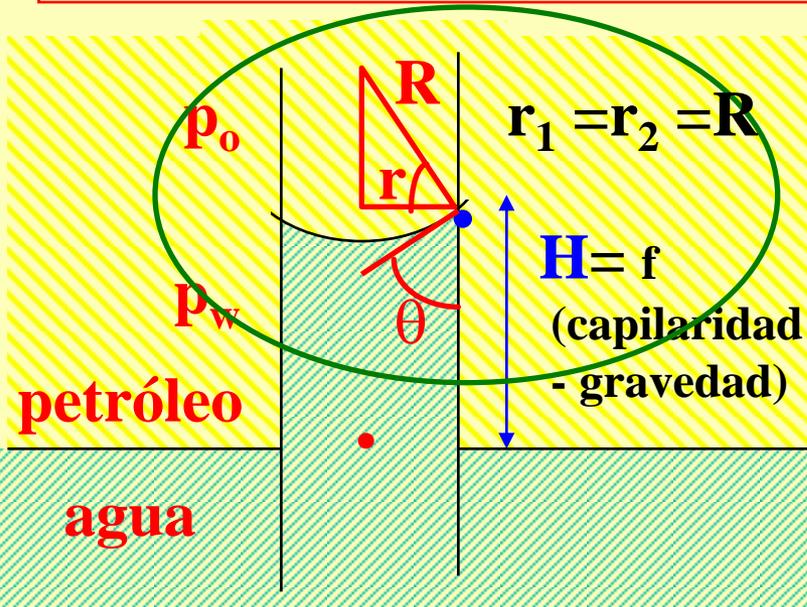
Relación entre la curva de P_c con la elevación de los fluidos en el laboratorio



$$P_c = p_o - p_w = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) = 0 \quad \Rightarrow \quad P_c = 0 \quad p_o = p_w$$

$$\begin{aligned}
 p'_o + \rho_o \cdot g \cdot H &= p \\
 p'_w + \rho_w \cdot g \cdot H &= p
 \end{aligned}
 \quad \Rightarrow \quad
 P_c = p'_o - p'_w = (\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot H = \Delta\rho \cdot g \cdot H$$

Analogía entre la capilaridad del reservorio y del laboratorio



$$P_c = \Delta \rho . g . H = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r}$$

Elevación del agua por una colección de tubos capilares de distintos radios

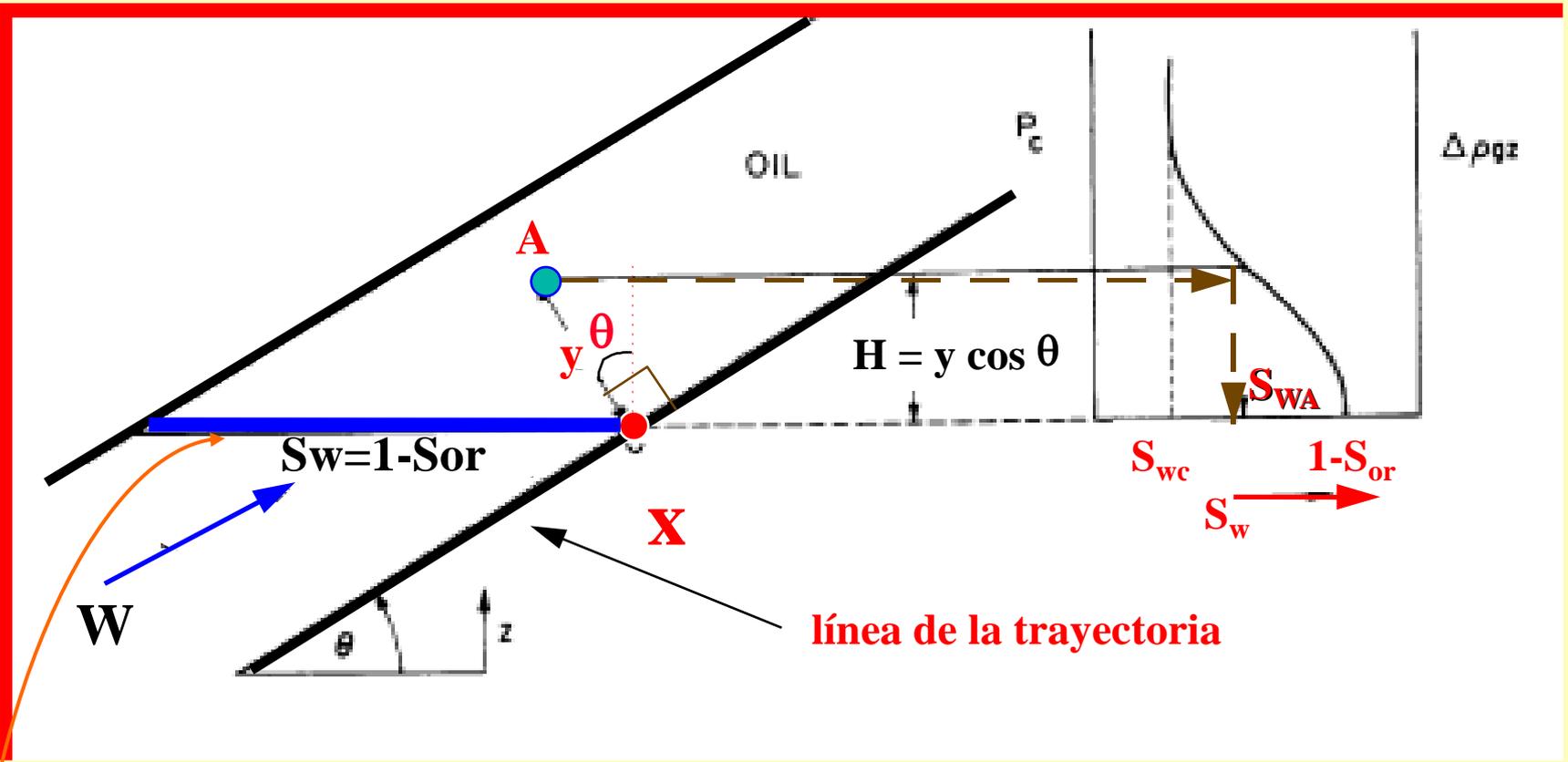
$$P_c = p_0 - p_w = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) = \frac{2 \sigma}{R} = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r}$$

$\left\{ \begin{array}{l} \text{si } r \downarrow \\ \text{y } P_c \uparrow \end{array} \right.$

En gral. no hay un nítido contacto w/o sino una zona donde las S_w decrecen sobre el nivel de $S_w=100\%$ donde $P_c=0$ en concordancia con la relación entre P_c y S_w . La distancia vertical (altura H) entre $S_w=100\%$ ($P_c=0$) y $S_w=S_{wc}$, es la **zona de transición capilar**

La Rec. Sec. es un proceso de **IMBIBICIÓN** → curva de P_c de **IMBIBICIÓN**

$P_c = 0$ y por lo tanto la máx $S_w = 1 - S_{or}$



$$p_o - p_w = P_c (s_w) = \Delta \rho g y \cos \theta$$

unidades absolutas
Pascal

desplazamiento dinámico ... sucesión de desplazamientos estáticos

Unidades absolutas *SI*

Absolutas (pascal)
m; kg/m³

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

Unidades Híbridas

Darcy (atmósferas)
cm; g/cm³

$$P_c (s_w) = \frac{\Delta \rho g y \cos \theta}{1.033 * 10^6}$$

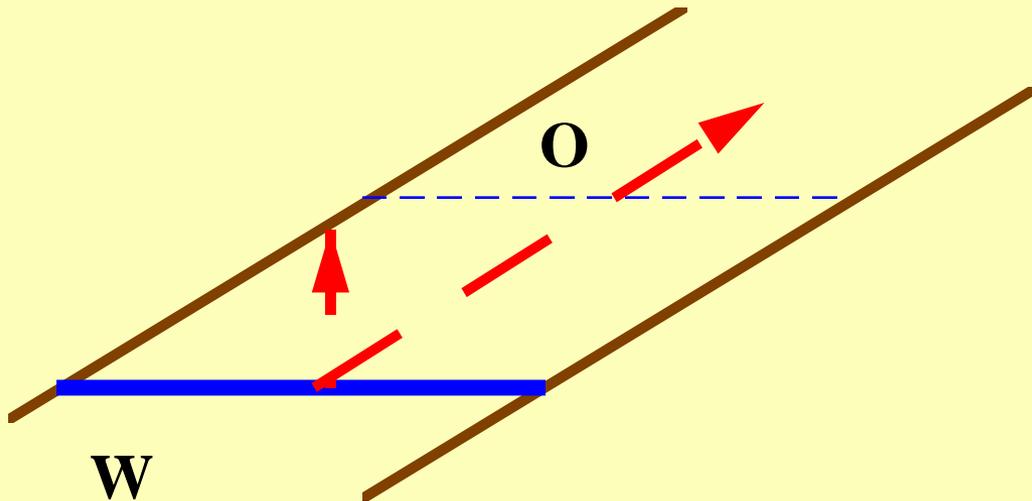
Campo (psi)
pie; lb/pie³

$$P_c (s_w) = 0.4335 \Delta \gamma y \cos \theta$$

2.- Si el desplazamiento ocurre bajo condiciones de equilibrio vertical:

equilibrio vertical →

distribución de S_w ↓



$$P_c (s_w) = \frac{\Delta \rho g y \cos \theta}{1,033 * 10^6}$$

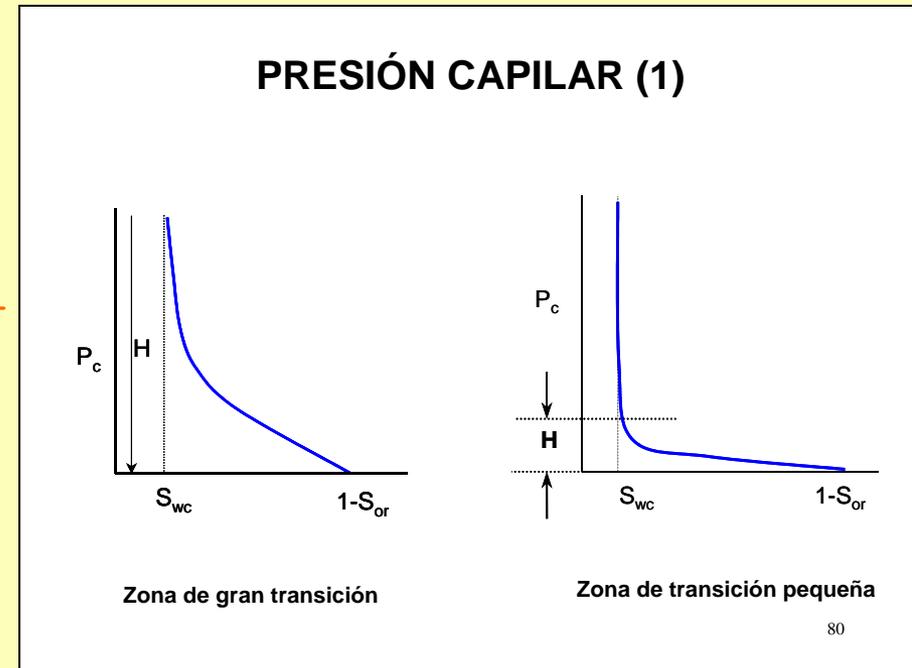
velocidad vertical (capilaridad - gravedad)

>>>

velocidad paralela al lecho del reservorio (viscosas-Darcy)

Favorecen las condiciones de equilibrio vertical:

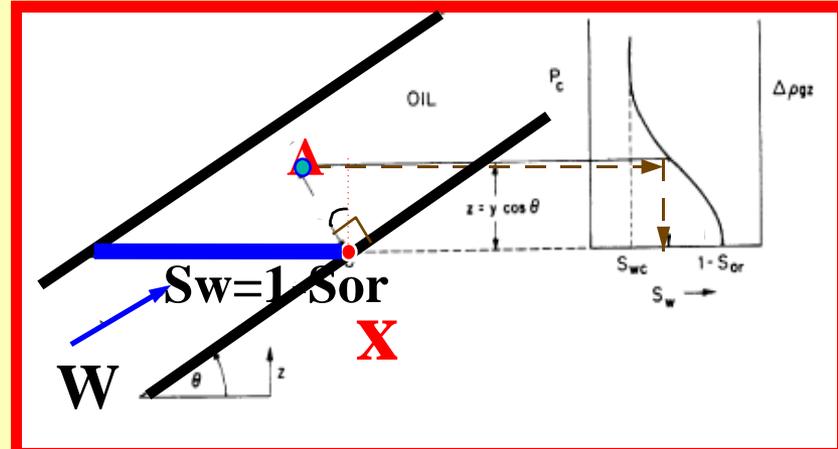
1. una gran permeabilidad vertical (k_v)
2. un pequeño espesor de reservorio (h)
3. una gran diferencia entre las densidades de los fluidos ($\Delta\rho$)
4. grandes fuerzas capilares
(zona de transición marcada, H)
5. bajas viscosidades de los fluidos
6. bajos caudales de inyección.



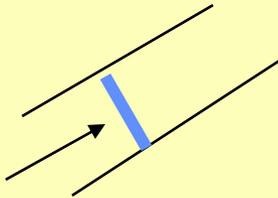
Coats sugiere definir si en el desplazamiento hay equilibrio vertical o definitivamente no lo hay

Si hay equilibrio vertical:

$$P_c (s_w) = \frac{\Delta \rho g y \cos \theta}{1.033 * 10^6}$$



Si no hay equilibrio vertical:



Ej. caudales de inyección muy altos, la velocidad del agua y petróleo en los planos paralelos al lecho es \gg que las componentes de la velocidad en la dirección perpendicular. Por lo que la S_w se distribuye uniformemente respecto al espesor

Los dos casos son aplicables a zonas de transición amplias o despreciables

En ambos casos extremos, el perfil de la S_w en la dirección perpendicular es definible.

3.- El desplazamiento se considera incompresible

La presión del reservorio permanece constante:

en cada punto del reservorio existen condiciones estacionarias:

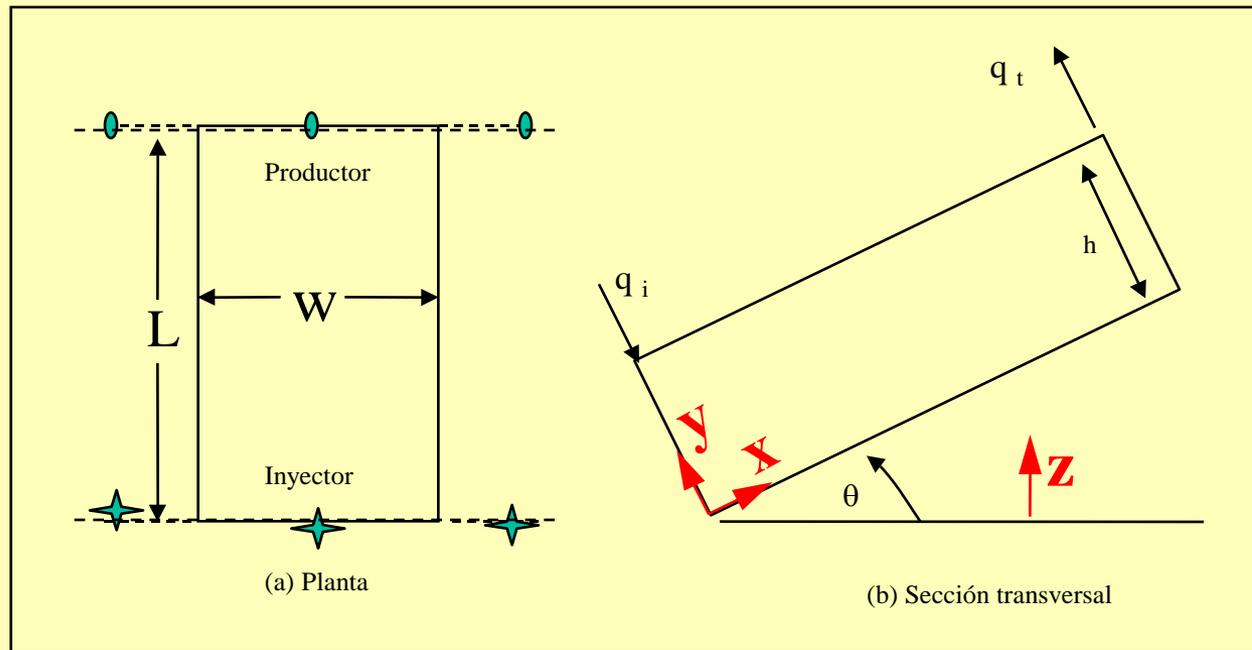
$$q_t = q_o + q_w = q_i$$

Durante la **inyección** se tiene mas control que durante la **depletación** del reservorio, al diseñarse el equipamiento de producción para inyección a caudal constante.

A presión constante, el gas vuelve a solubilizarse, evitando que se vuelva una fase móvil.

4.- El desplazamiento se considera lineal

Dake Cap 10-2-d



- ✓ el productor como el inyector están punzado en todo el intervalo de interés.
- ✓ No se consideran la distorsión de las líneas de flujo (líneas equipotenciales) en las vecindades de los pozos
- ✓ y las saturaciones, están uniformemente distribuidas en el ancho del bloque que es perpendicular al plano de (b).

Ecuación del flujo fraccional

Suponemos tener condiciones de **FLUJO DIFUSO:**



las saturaciones de fluido están
uniformemente distribuidas
respecto al espesor

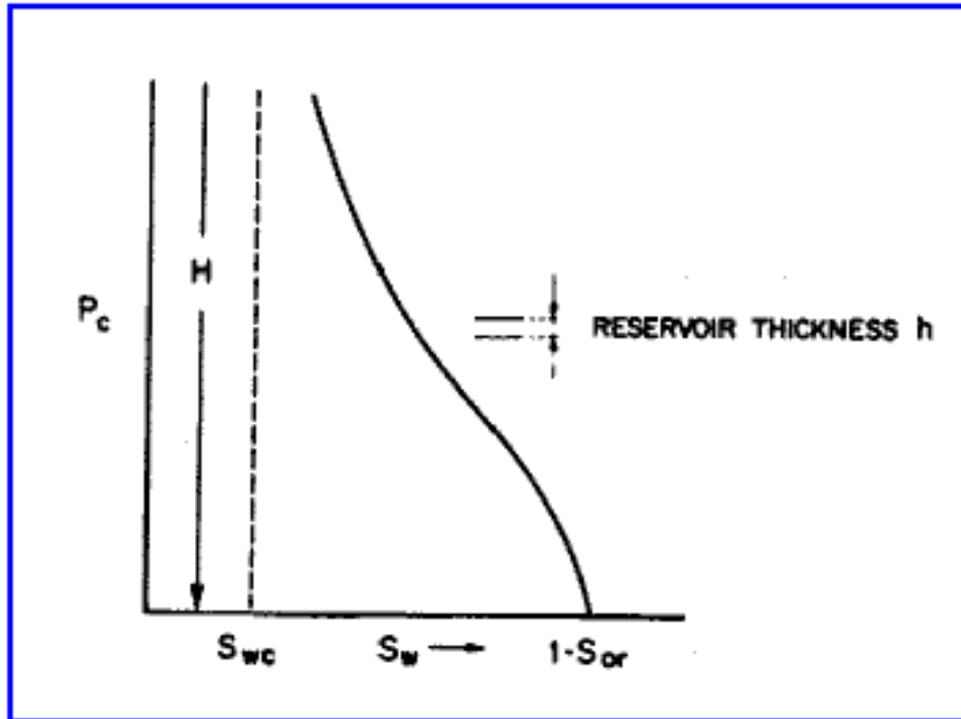


permitirá describir el flujo con un modelo unidimensional

Ventaja: k_{ro} y k_{rw} son f (saturación), por lo tanto el flujo de ambas fases puede modelarse usando un promedio del espesor relativo a las permeabilidades a lo largo de la línea que representa el centro de la capa.

La condición de flujo difuso puede darse bajo dos condiciones físicas extremas:

1) Si se usan caudales de inyección muy elevados, la condición de equilibrio vertical no se satisface (las fuerzas capilares y gravitatorias son despreciables).



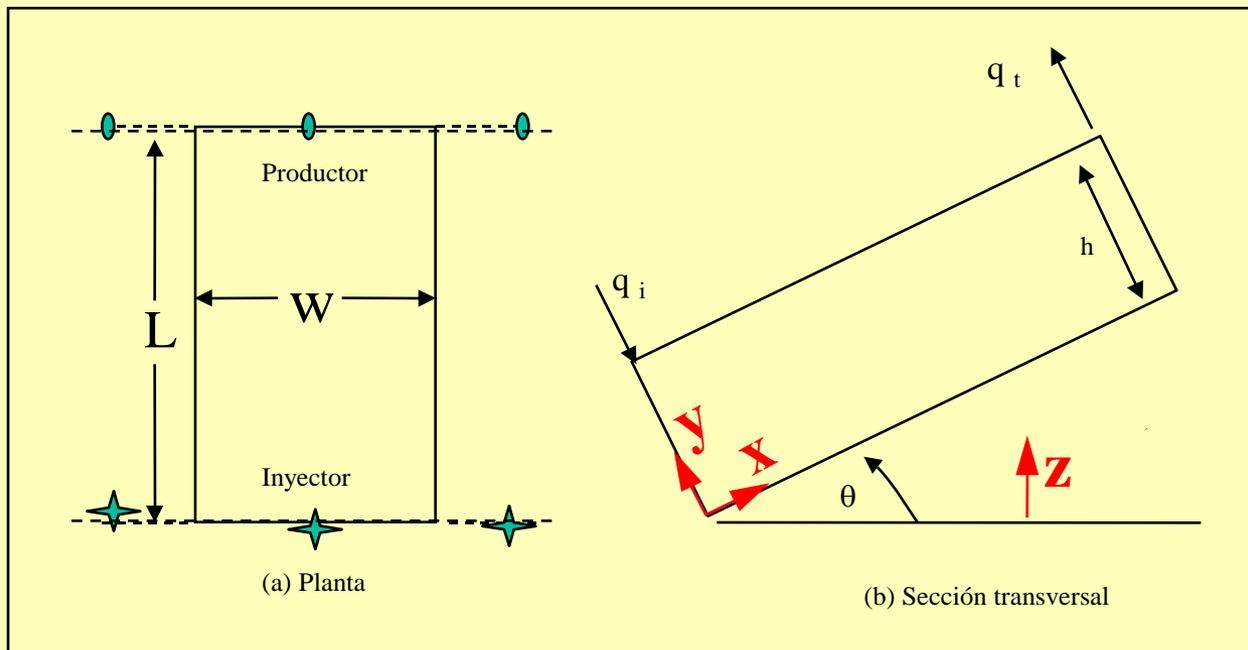
2) Se usan caudales de inyección bajos en reservorios donde la zona de transición excede por mucho el espesor del mismo ($H \gg h$). La condición de equilibrio vertical se cumple, pero aparece la S_w como uniformemente distribuida respecto al espesor.

Definimos el flujo fraccional:

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

1

Considerando que el petróleo es desplazado en un bloque inclinado de sección transversal uniforme A:



Aplicando la Ley de Darcy (flujo en estado estacionario, distribuciones de p y q en el reservorio permanecen ctes en el tiempo) para flujo lineal

$$q_o = (1 - f_w)q_t = - \frac{kk_{ro} A \rho_o}{\mu_o} \left(\frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) = - \frac{kk_{ro} A}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{\rho_o g \text{ sen } \theta}{1.033 * 10^6} \right)$$

siendo: $\Phi = \frac{p}{\rho} + g z$ y $z = x \text{ sen } \theta$

Φ : potencial fluido

$$- (1 - f_w) \frac{q_t \mu_o}{Akk_{ro}} = \frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{\rho_o g \text{ sen } \theta}{1.033 * 10^6}$$

2

y,

$$q_w = f_w q_t = - \frac{kk_{rw} A \rho_w}{\mu_w} \left(\frac{\partial \Phi_w}{\partial x} \right) = - \frac{kk_{rw} A}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \frac{\rho_w g \text{ sen } \theta}{1.033 * 10^6} \right)$$

$$- f_w \frac{q_t \mu_w}{Akk_{rw}} = \frac{\partial p_w}{\partial x} + \frac{\rho_w g \text{ sen } \theta}{1.033 * 10^6}$$

3

La dif. es el grad. de la Pc en la dirección del flujo

restando 2-3

$$- \frac{q_t \mu_o}{Akk_{ro}} + \frac{q_t f_w}{A} \left(\frac{\mu_w}{kk_{rw}} + \frac{\mu_o}{kk_{ro}} \right) = \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + \frac{\Delta \rho g \text{ sen } \theta}{1.033 * 10^6} \right)$$

reemplazando en 1:

$$f_w = \frac{1 + \frac{kk_{ro} A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \frac{\Delta \rho \text{ sen } \theta}{1.033 * 10^6} \right)}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{k_{rw} \mu_o}}$$

UNIDADES

Darcy (atmósferas)

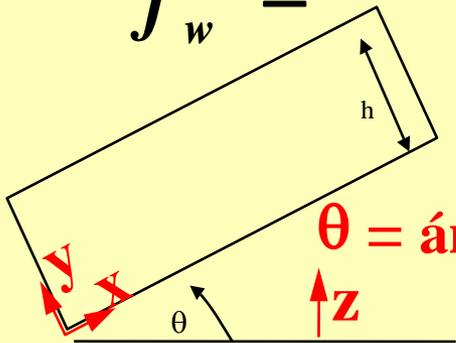
$$f_w = \frac{1 + \frac{kk_{ro} A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \frac{\Delta \rho \text{ sen } \theta}{1.033 * 10^6} \right)}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{k_{rw} \mu_o}}$$

Campo (psi)

$$f_w = \frac{1 + 1.127 * 10^{-3} \frac{kk_{ro} A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.4335 \Delta \gamma \text{ sen } \theta \right)}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{k_{rw} \mu_o}}$$

EFECTO DEL BUZAMIENTO DE LA FORMACIÓN SOBRE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

$$f_w = \frac{1 + \frac{k k_{ro} A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \frac{\Delta \rho g \text{ sen } \theta}{1.033 * 10^6} \right)}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{k_{rw} \mu_o}}$$



$\theta =$ ángulo entre la horizontal y la línea de flujo

el término gravitatorio será:

(+) cuando se desplaza petróleo hacia arriba ($0 < \theta < \pi$) y hará disminuir f_w

$$\Delta \rho = \rho_w - \rho_o \quad (+)$$

(-) en la dirección hacia abajo ($\pi < \theta < 2\pi$)

$$\Delta \rho = \rho_g - \rho_o \quad (-)$$

Si desplazamos el petróleo con gas, este último debe ser inyectado en la cresta del reservorio ya que $\Delta \rho$ es negativo.

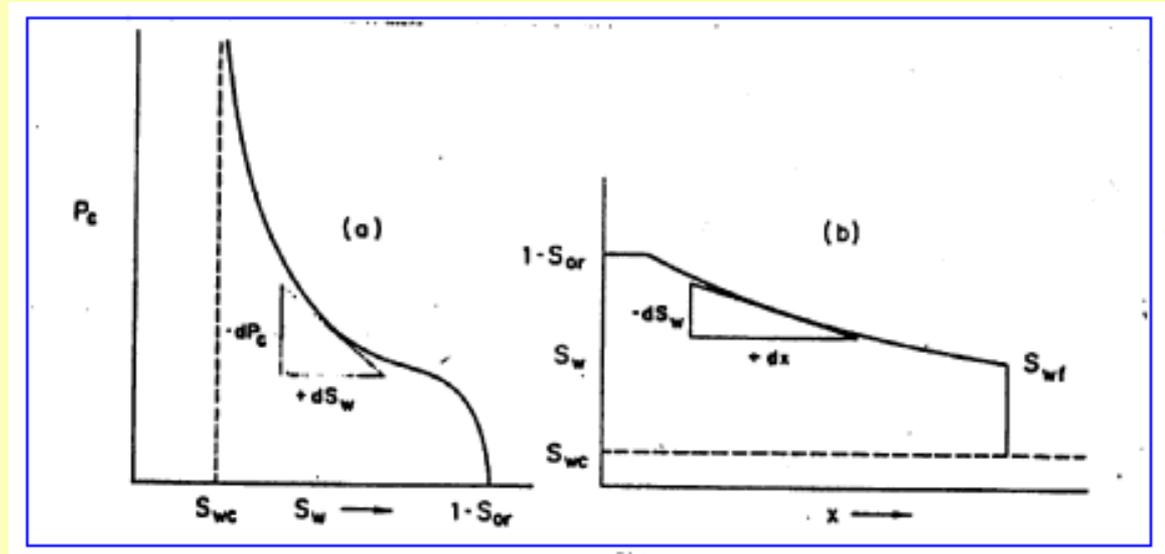
EFFECTO DE LA PRESIÓN CAPILAR SOBRE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

$$f_w = \frac{1 + \frac{kk_{ro} A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \frac{\Delta \rho g \text{ sen} \theta}{1.033 * 10^6} \right)}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{k_{rw} \mu_o}}$$

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \frac{\partial S_w}{\partial x}$$

$$+ = - \times -$$

Siempre suma



máx. valor en frente

$$f_w = \frac{1 + \frac{k k_{ro} A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \frac{\Delta \rho g \sin \theta}{1.033 \cdot 10^6} \right)}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{k_{rw} \mu_o}} \quad \rightarrow \quad f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{k_{rw} \mu_o}}$$

los efectos capilares se pueden despreciar:

- en el laboratorio (altos caudales de barrido), y
- en desplazamientos macroscópicos dentro del reservorio

los efectos gravitacionales = 0 en reservorios horizontales

En la **recuperación secundaria**

la **p=cte y t°=cte** en el campo y el laboratorio \rightarrow la **$\mu_w/\mu_o=cte$**

$$f_w = f(S_w) \text{ a través de } S_w = f(k_{ro}/k_{rw})$$

Mas importante que las curvas de **k_{ro}/k_{rw}** es la de **f_w** debido a que su forma revela la eficiencia de barrido.

La curva de **f_w** incorpora las **μ_w y μ_o reales**, mientras que las curvas de **k_{ro}/k_{rw}** se obtienen con un petróleo sintético de alta viscosidad.

EFECTO DE LA MOJABILIDAD SOBRE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{k_w \mu_o}}$$

A una S_w dada

k_w para una roca mojable por agua < k_w para una roca mojable por petróleo



f_w para una roca mojable por agua < f_w para una roca mojable por petróleo



en los reservorios mojables por agua
es > eficiencia de desplazamiento
es > recuperación de petróleo

EFECTO DE LA MOJABILIDAD SOBRE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Conclusiones de Anderson JTP - 1987

La Recup. de petróleo durante el barrido con agua es función de:

- la mojabilidad,
- la geometría poral,
- la distribución de los fluidos,
- la saturación y la historia de saturación
- la relación de movilidades

Para sistemas:

- mojables por agua y relaciones de movilidad moderadas un gran % de la recuperación se produce antes del BT
- mojables por petróleo y aún con relaciones de movilidades moderadas el BT se produce rápidamente siendo recuperado la mayoría del petróleo después del BT.
- Al pasar de uno mojable por agua a otro mojable por petróleo se acelera el BT, aumenta la Sor y la recuperación de petróleo disminuye.
- mojables por petróleo, pequeñas cantidades de petróleo se recuperan a altas WOR, por lo que la definición de la Sor debe darse en términos económicos. (en el laboratorio se adopta el valor de la saturación cuando se han inyectado 10 VP; en el campo este es un valor inalcanzable).

EFECTO DE LAS MOVILIDADES DEL PETRÓLEO Y EL AGUA SOBRE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{k_w \mu_o}} = \frac{1}{1 + \frac{k_o/\mu_o}{k_w/\mu_w}} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_o}{\lambda_w}} \rightarrow f_w = \frac{1}{1 + \frac{1}{M}}$$

La Recup. de Petróleo puede incrementarse:

- incrementando la movilidad del petróleo (λ_o) o
- reduciendo la movilidad del agua (λ_w)

Las k_w y $k_o = f(S_w$ y $S_o)$, y estas se controlan con el correcto manejo del reservorio al evitar la formación de gas: si el reservorio se depletó antes de iniciarse el waterflooding, aparece una gran S_g en la zona de petróleo al momento del barrido que **reducirá la k_{ro}** , con lo que se aumenta f_w .

Craig dice: poco gas ayuda a empujar (reserv. mojados por agua) y da correlaciones de como disminuye la S_{or} con la S_g .

Dake coincide pero inicia barrido antes del punto de burbuja.

Aumentar μ_w con polímeros o **disminuyendo μ_o** con vapor, combustión in situ o agregando CO_2 , pero deja de ser Rec. Sec. para ser Asistida.

Efecto de la movilidad (M) sobre la velocidad de barrido

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k'_{rw} / \mu_w}{k'_{ro} / \mu_o}$$

Relación de la velocidad del flujo de agua sobre el petróleo

$$M \leq 1$$

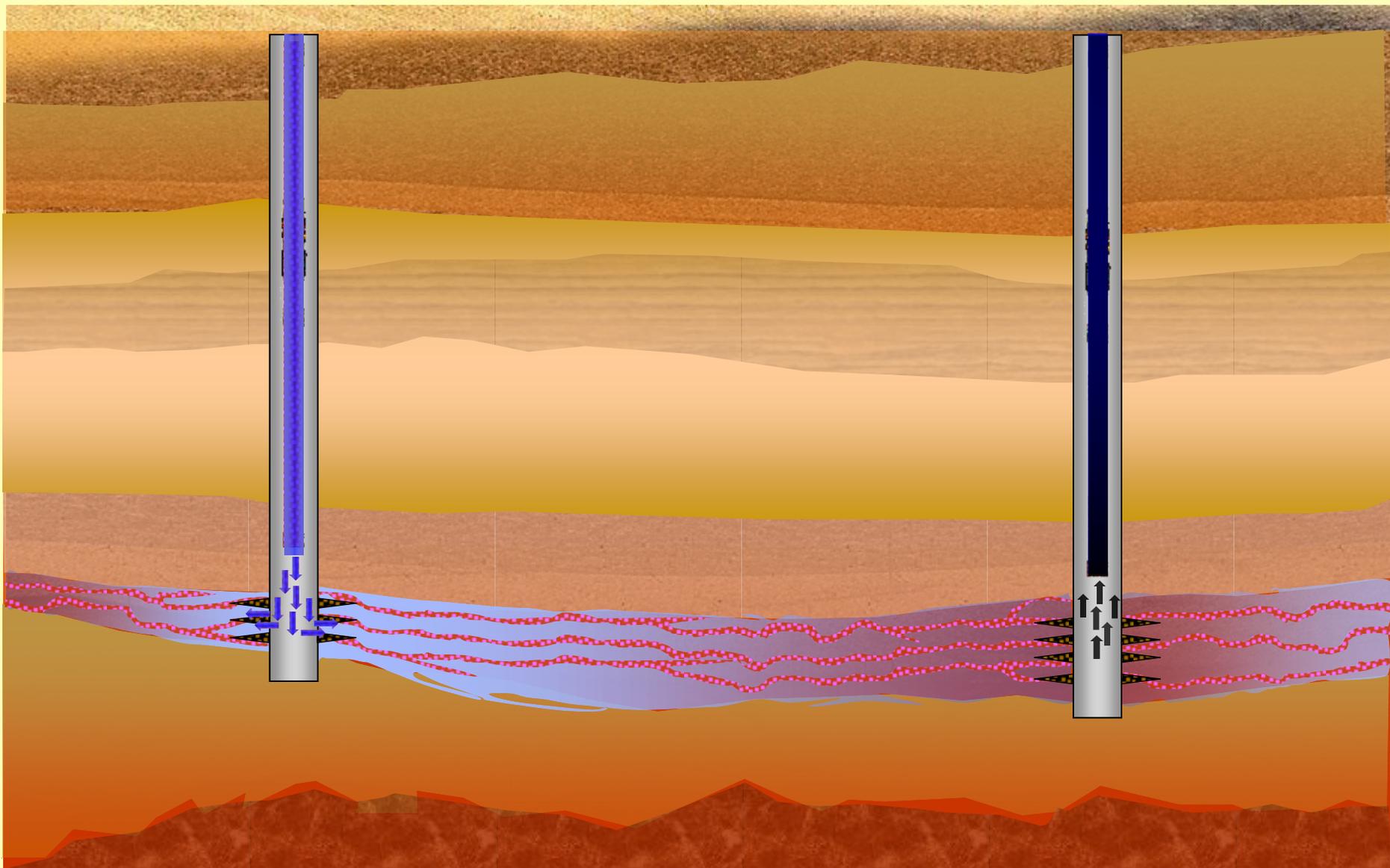
- **baja μ_o** , desplazamiento tipo pistón: todo el petróleo móvil es recuperado por la inyección de un vol. equivalente de agua

$$M > 1$$

- **alta μ_o** , flujo ineficiente: se requiere la circulación de muchos MOV (Volumen de petróleo movable = Vol. Poral (1- Sor - Swc) para recuperar una unidad de MOV de petróleo.

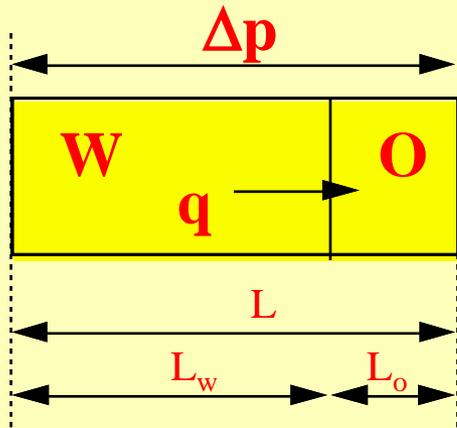
Pozo Inyector

Pozo Productor



M y la facilidad con que el agua es inyectada en el reservorio

Un testigo que se barre con un Δp etc. Aplicamos Darcy para un desplazamiento tipo pistón:



$$\Delta p = \Delta p_w + \Delta p_o$$

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

L_w y L_o long. de los bancos de W y O en cualquier momento del barrido.

Si: $L_w/L=R$
relación de la long. del W

La velocidad promedio es:

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

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

R **1-R**

Al comienzo del barrido, cuando el testigo está lleno de O se tiene

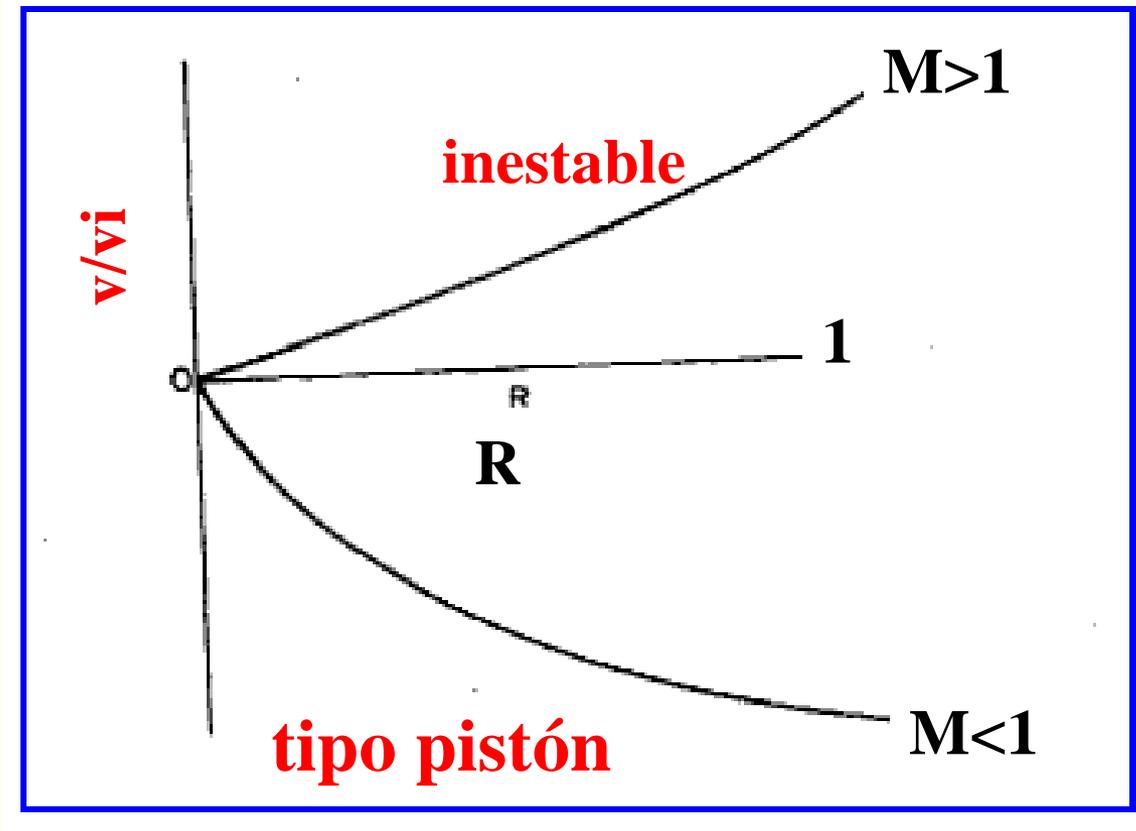
$$v_i = \frac{k k'_{ro} \Delta p}{\mu_o L}$$

Por lo que la relación entre la **VELOCIDAD PROMEDIO** y la **VELOCIDAD INICIAL** es:

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

A medida que el flujo progresa R tiende a 1 y por lo tanto v/v_i a M.

Efecto de la movilidad sobre la velocidad de barrido



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

Para $M > 1$, como el agua tiene mayor movilidad que el petróleo, es más fácil inyectar agua al aumentar el barrido la velocidad de desplazamiento crece a medida que progresa el barrido.

Para $M < 1$, como el agua es menos móvil el barrido progresa lento.

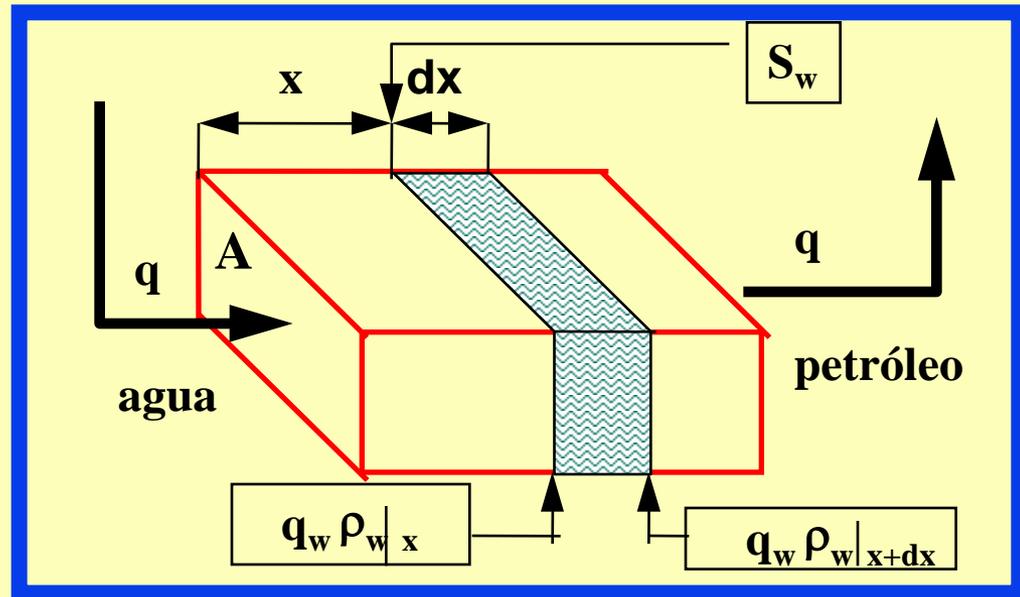


Ecuación de Buckley-Leverett (1942)

Describe el **desplazamiento inmiscible** en una dimensión.

Para **agua que desplaza petróleo** la ec. determina la **velocidad de un plano de S_w** cte viajando a través de un sistema lineal.

Suponiendo **flujo difuso** y la **conservación de masa** a través de un elemento de volumen **$A\phi dx$** :



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

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

eliminando la densidad del agua por ser el flujo incompresible,

para **flujo incompresible**: $\rho_w = \text{cte}$

$$\rightarrow \left[\frac{\partial q_w}{\partial x} \Big|_t = - A \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \Big|_x \right]$$

y por ser la $S_w = f(x,t)$

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

La intención es estudiar el **movimiento de un plano de $S_w = \text{cte}$** , por lo que $dS_w = 0$

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

Además

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

Reemplazando las 2 últimas

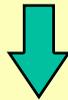
$$\rightarrow \frac{\partial q_w}{\partial S_w} \Big|_t = A \phi \frac{dx}{dt} \Big|_{S_w}$$

pero como el **flujo es incompresible** y $q_w = f_w q_t$

$$\rightarrow v_{S_w} = \frac{dx}{dt} \Big|_{S_w} = \frac{q_t}{A \phi} \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w}$$

Si se desprecia el gradiente de la presión capilar, la $f_w=f(S_w)$
independientemente del término gravitacional. Integrando:

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



$$x_{S_w} = \frac{W_i}{A \phi} \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w}$$

W_i : volumen acumulado de agua inyectada,

$$t = 0 \quad \longrightarrow \quad W_i = 0$$

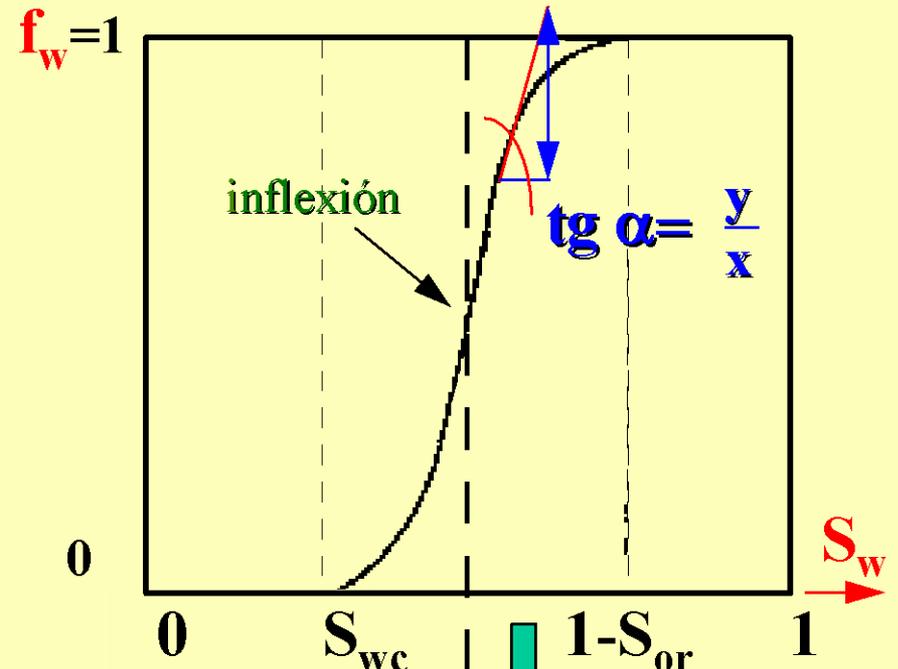
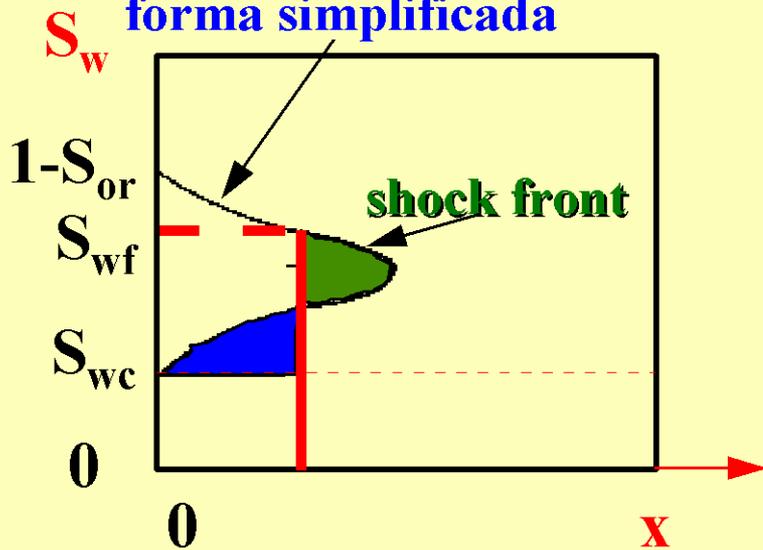
$$t \neq 0 \quad \longrightarrow \quad W_i = \text{constante}$$

f'_w : pendiente curva f_w para cada valor de S_w

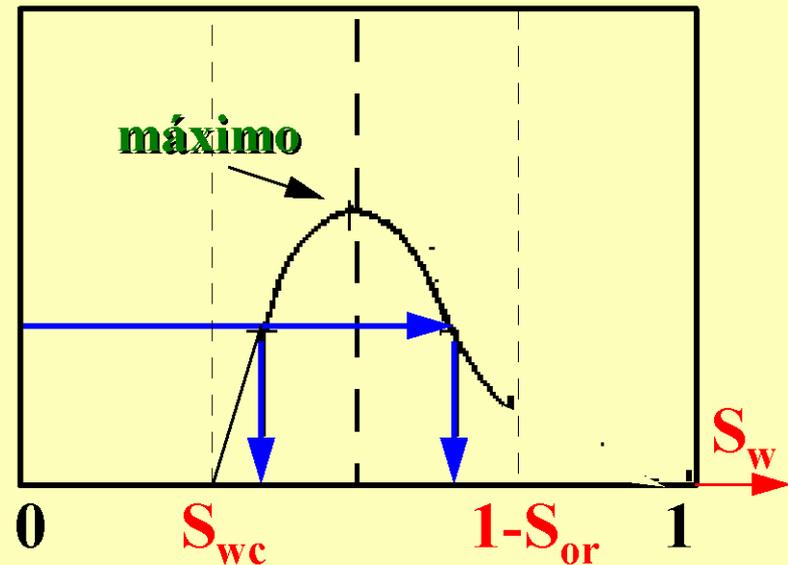
Dificultad matemática en la evaluación de la f'_w

$$\chi_{S_w} = \frac{W_i}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w}$$

detrás del frente: son válidas las ecuaciones (el grad. de Pc es despreciable por lo que fw se calcula en forma simplificada)



$$f'_w = \frac{\delta f_w}{\delta S_w}$$



Debate sobre que es lo que está mal en la teoría de B-L al aparecer para una misma x tres S_w distintas

- ✓ Supone que resulta inapropiado la consideración de la teoría de B-L que la S_w es **continua y diferenciable** por lo menos para describir la situación en el frente.
- ✓ **B-L** indicaron que era por haber **despreciado los efectos capilares al resolver la ecuación diferencial.**
- ✓ **Dake** sugirió que B-L tenían absoluta fe en las **curvas de permeabilidad relativa definidas en todo el rango de saturaciones móviles** y que si el valor fuera obtenido de otra forma la anomalía no aparecería.

reservorio rectangular:

espesor $h = 20$ ft

ancho $a = 1320$ ft

3 pozos en la cresta del monoclinal
produciendo cada uno $q = 200$ STB/D

$B_o = 1,5$ RB/STB

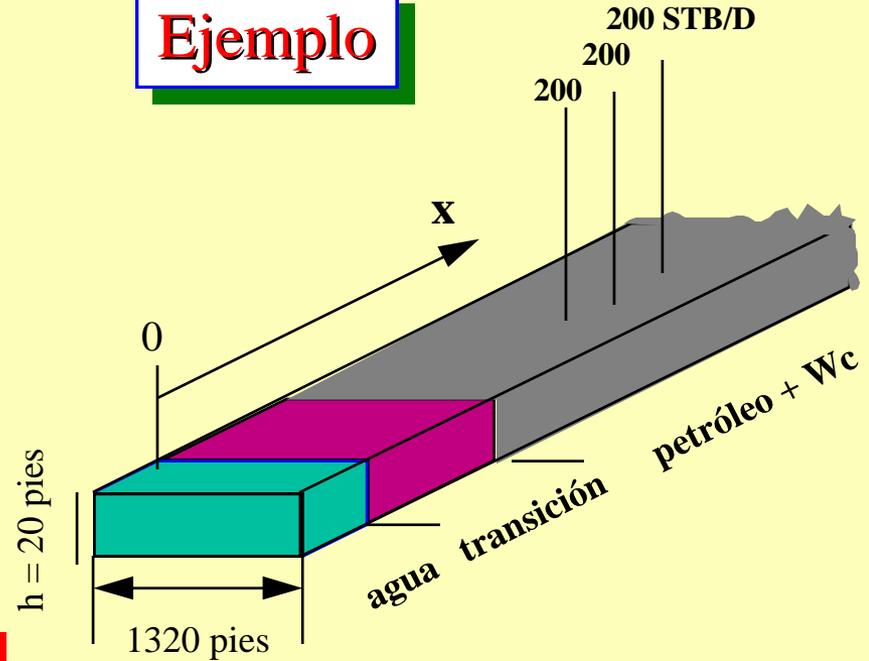
$\theta = 25\%$

$\mu_w/\mu_o = 0,5$

$$\frac{k_o}{k_w} = a e^{-b S_w}$$

$a=540 \quad b=11,5$

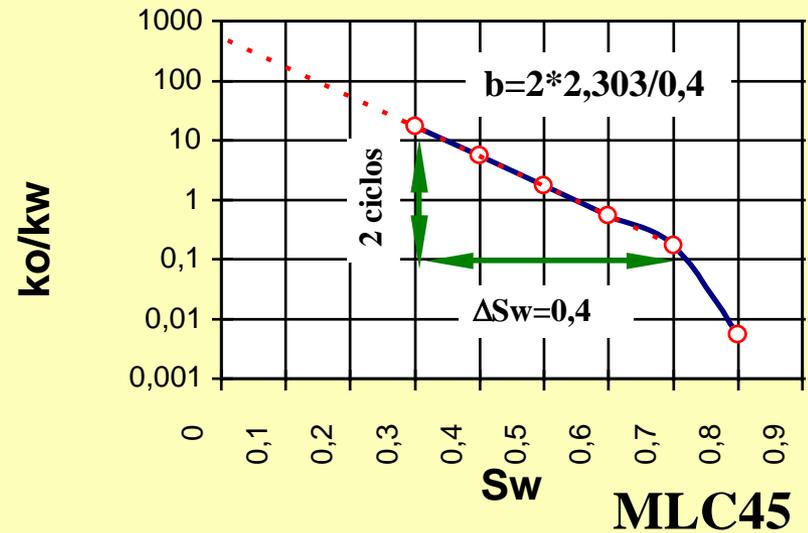
Ejemplo



$$x_{S_w} = \frac{W_i}{A \phi} \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w} = \frac{5,615 * 200 * 3 * 1,5 * t}{1320 * 20 * 0,25} \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w}$$

$$x_{S_w} = 0,766 * t * \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w}$$

Sw	ko/kw
0,2	
0,3	17
0,4	5,5
0,5	1,7
0,6	0,55
0,7	0,17
0,8	0,0055
0,9	0

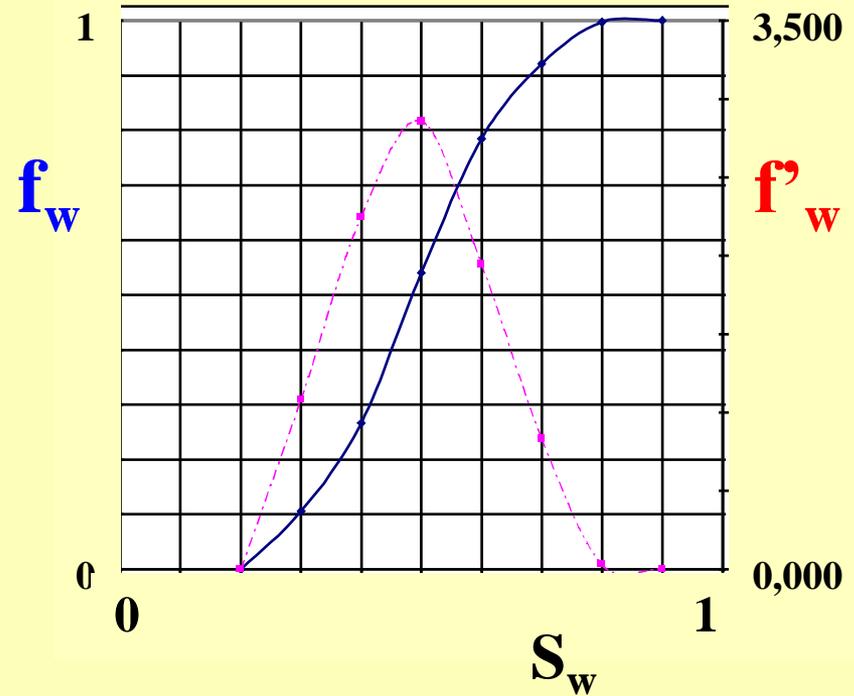


$$x_{S_w} = 0,766 * t * \left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_w}$$

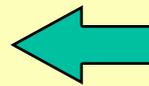
$$x|_{60d} = 46 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$x|_{120d} = 92 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$x|_{240d} = 184 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$



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



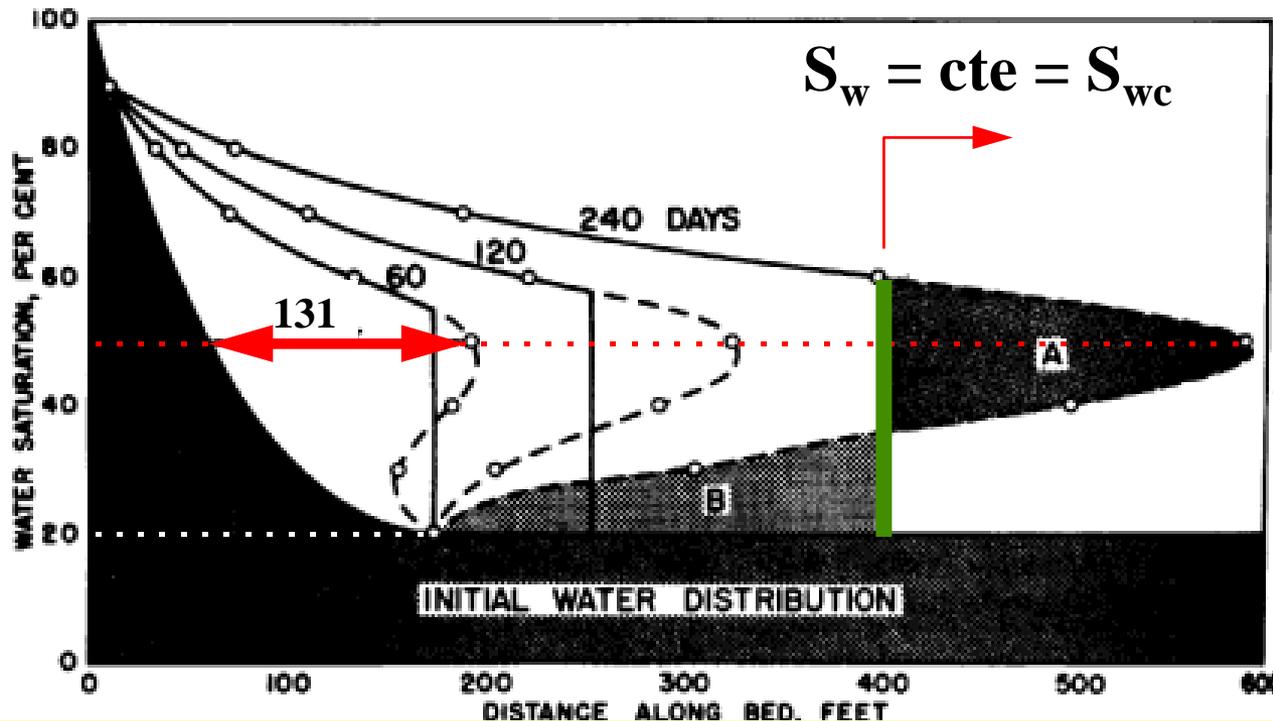
$$\frac{k_o}{k_w} = a e^{-b S_w}$$

$$S_w = 0,4$$

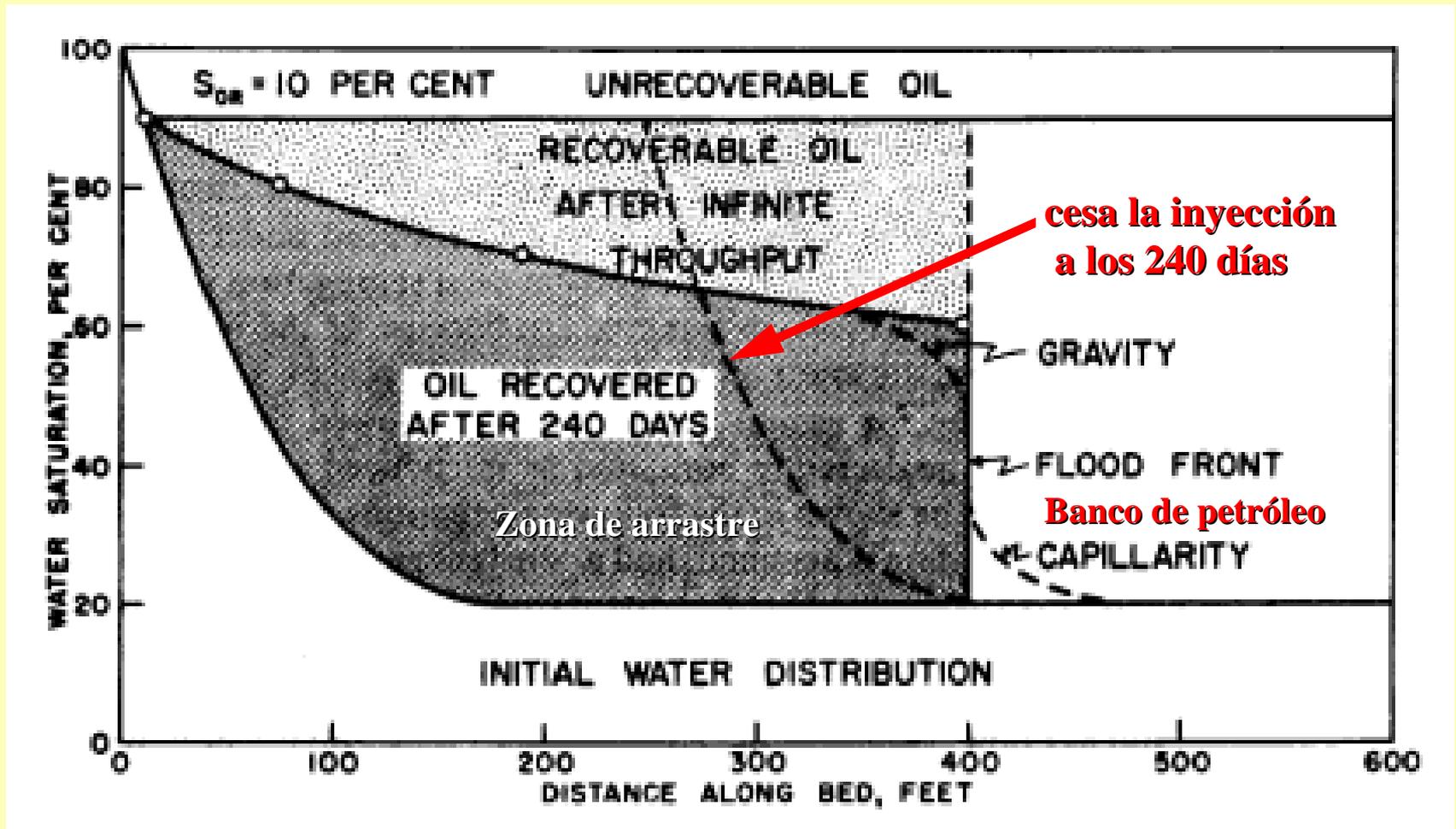
no se aplica Sw bajas (30%) o altas (80%)

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{(\mu_w / \mu_o) b a e^{-b S_w}}{[1 + ((\mu_w / \mu_o) a e^{-b S_w})]} = \frac{(\mu_w / \mu_o) b k_o / k_w}{[1 + (\mu_w / \mu_o) k_o / k_w]^2} = \frac{0.50 * 11.5 * 5.50}{[1 + 0.50 * 5.5]^2} = 2.25$$

S_w	k_o/k_w	f_w	df_w/dS_w	$a= 60 d$	x $b= 120d$	$c= 240d$
0,2		0,000	0,000	0	0	0
0,3	17	0,105	1,083	50	100	199
0,4	5,5	0,267	2,249	103	207	414
0,5	1,7	0,541	2,856	131	263	526
0,6	0,55	0,784	1,945	89	179	358
0,7	0,17	0,922	0,830	38	76	153
0,8	0,0055	0,997	0,031	1	3	6
0,9	0	1,000	0,000	0	0	0

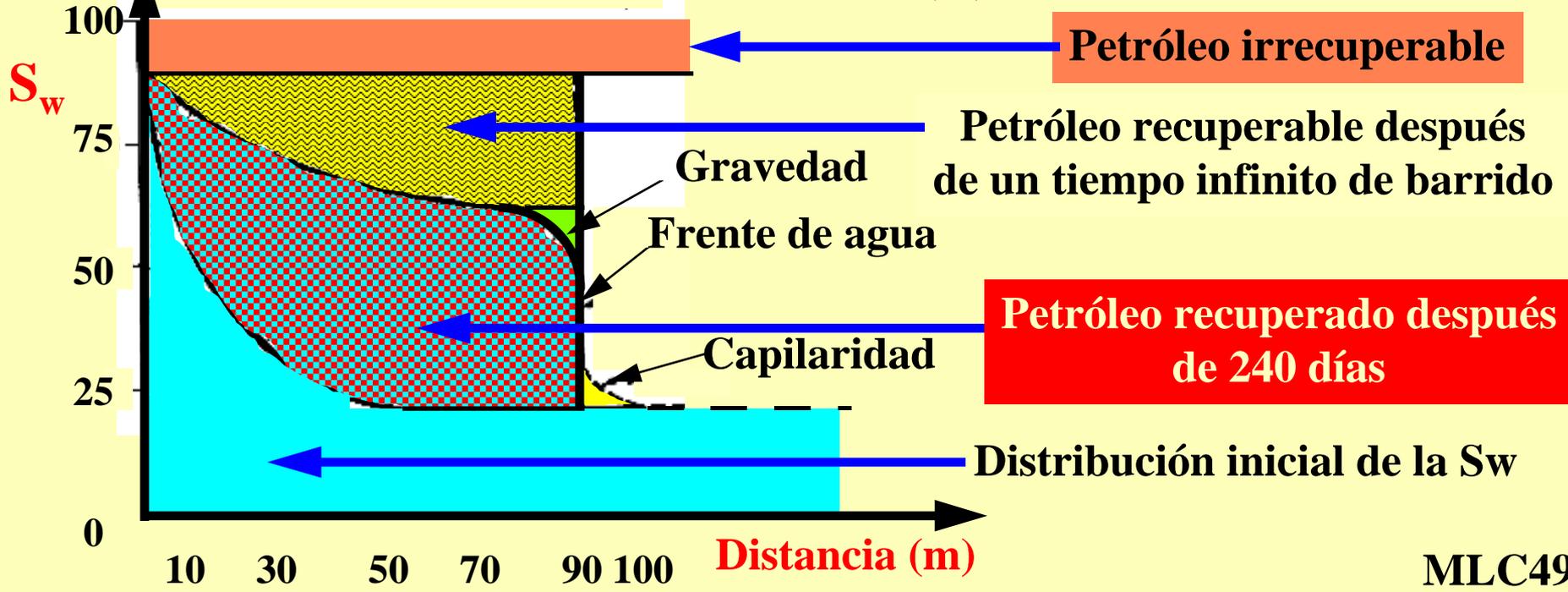
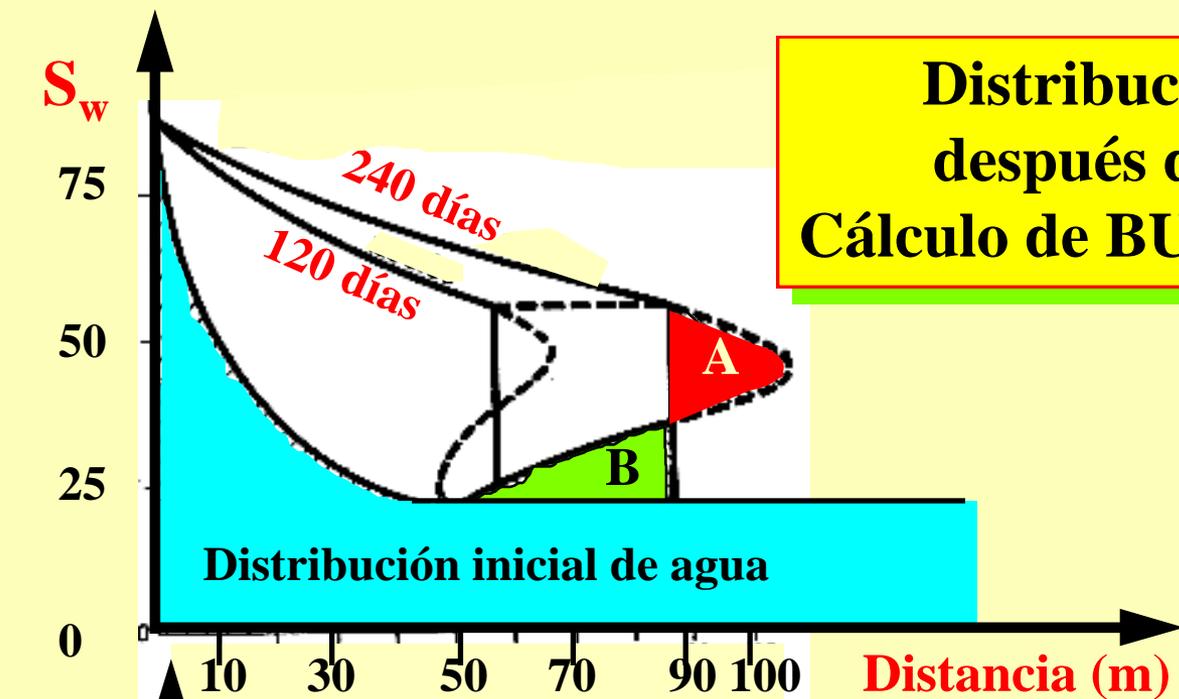


Sin considerar fuerzas capilares y gravitatorias responsables de la distribución inicial de fluidos en el yacimiento y que también afectan el frente



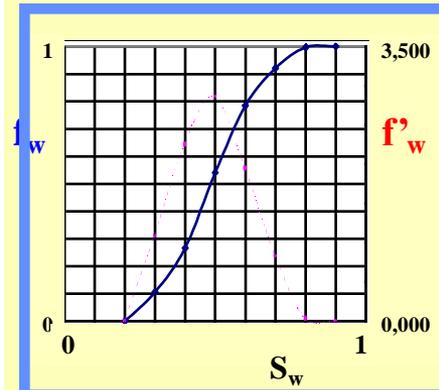
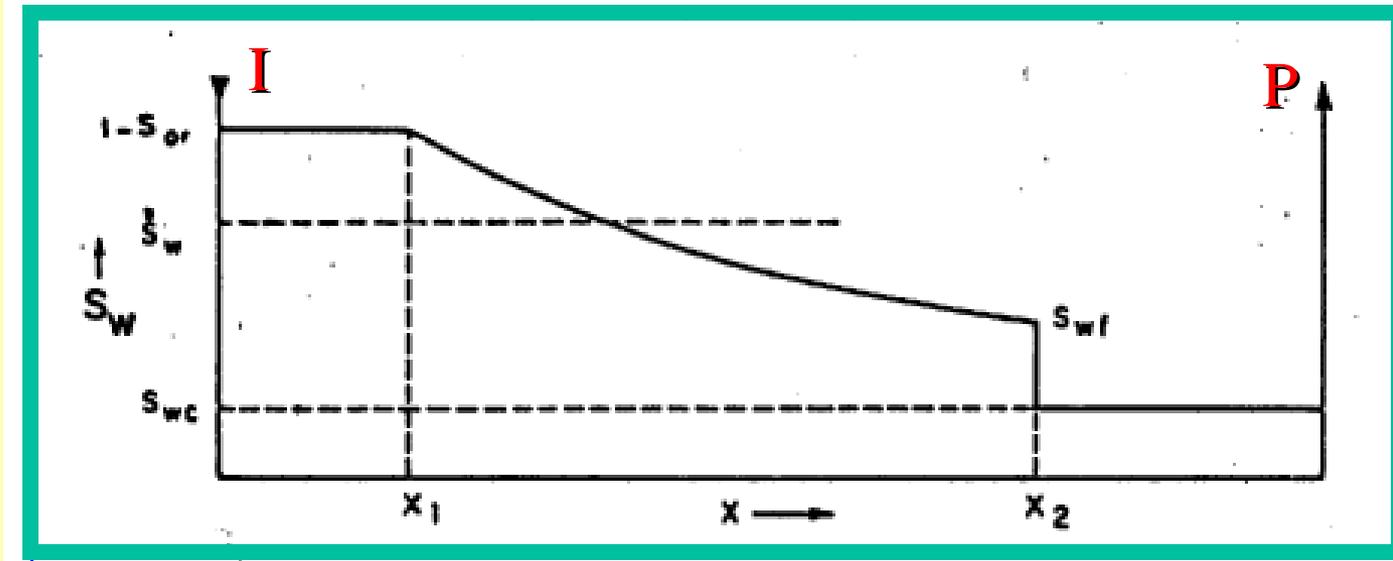
El pozo productor **produce petróleo sin agua** hasta que el frente llega. Producido el BT, el WOR se incrementa rápidamente por lo que sigue un período de producción con altos cortes de agua. Detrás del frente la S_w a 240 días sube del 20% a alrededor del 60%, y la $f_w = 0\%$ a $f_w=78,4\%$.

Distribución de los fluidos después de 120 y 240 días
Cálculo de BUCKLEY LEVERET



SOLUCIÓN DE WELGE (1952)

Integra la distribución de S_w sobre la distancia entre el inyector y el frente y **obtiene la S_w promedio por detrás del frente, S_{wm}**



Para un tiempo dado **antes de la rotura**, correspondiente a una **inyección W_i** , la máxima $S_w = 1 - S_{or}$, se ha movido una distancia x_1 , con una velocidad pequeña pero finita, proporcional a la pendiente de la curva del f_w evaluada a la máxima sat. En el frente, la saturación es S_{wf} y se localiza en x_2 , medido desde el punto de la inyección. **Haciendo un balance de masa:**

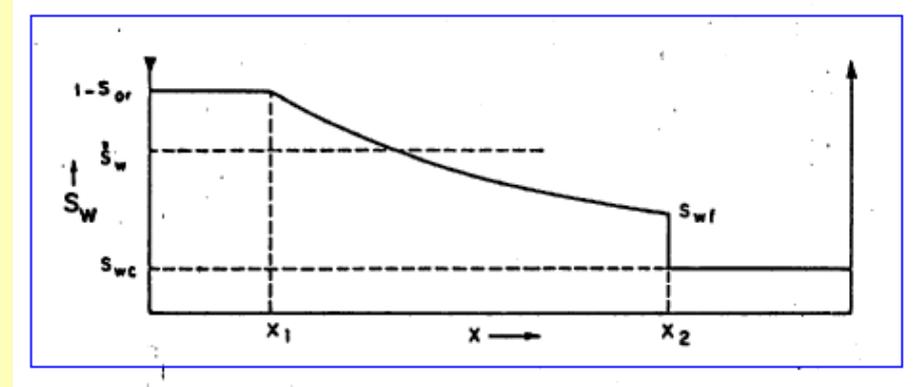
$$W_i = x_2 A \phi (S_{wm} - S_{wc}) \Rightarrow (S_{wm} - S_{wc}) = \frac{W_i}{x_2 A \phi}$$

aplicable hasta el frente en x_2

$$x_{S_w} = \frac{W_i}{A \phi} \left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_w} \Rightarrow (S_{wm} - S_{wc}) = \frac{W_i}{x_2 A \phi} = \frac{1}{\left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_{wf}}}$$

Tambien se puede obtener el valor de la S_{wm} detrás del frente por integración directa del perfil de sat. como:

$$S_{wm} = \frac{(1 - S_{or}) x_1 + \int_{x_1}^{x_2} S_w dx}{x_2}$$



para un volumen inyectado de agua y para $S_w > 0 = S_{wf}$

y como: $x_{S_w} \propto \left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_w} \Rightarrow S_{wm} = \frac{(1 - S_{or}) \left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{1-S_{or}} + \int_{1-S_{or}}^{S_{wf}} S_w d \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)}{\left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_{wf}}}$

Integrando por partes:

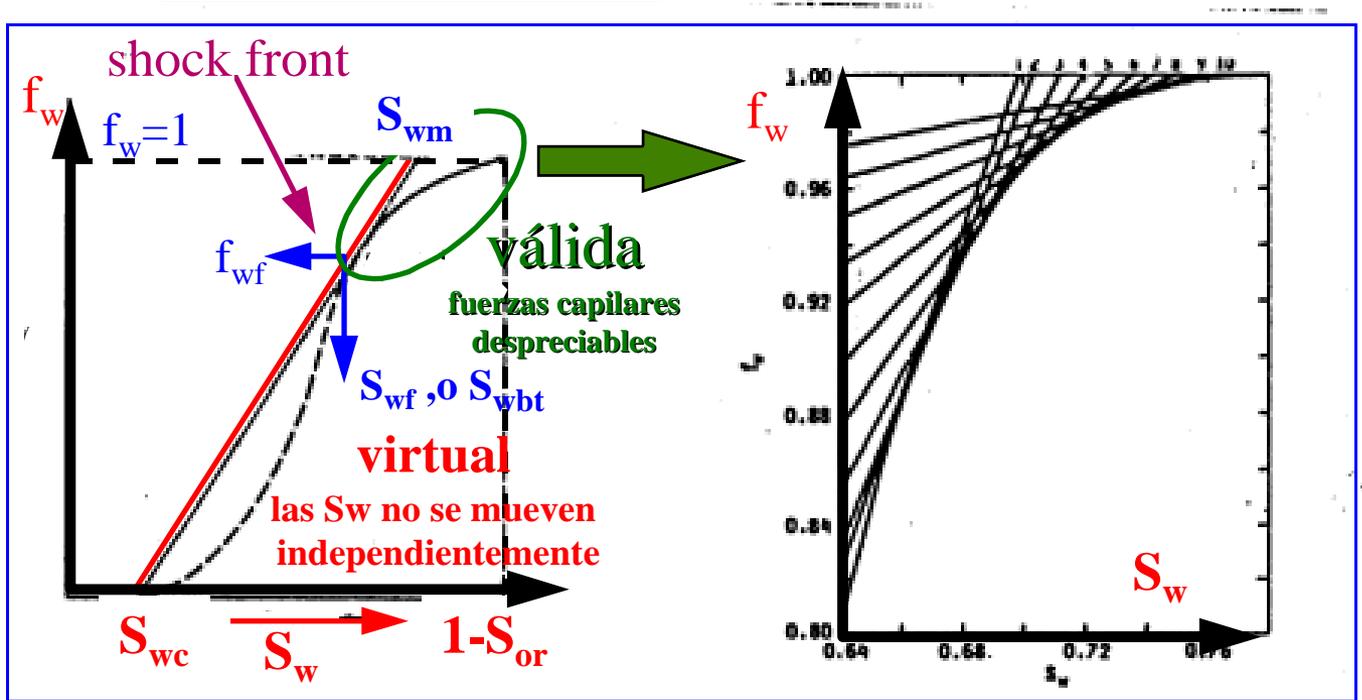
f_w y f'_w son evaluadas a la S_{wf}

$$S_{wm} = S_{wf} + \frac{(1 - f_w |_{S_{wf}})}{\frac{df_w}{dS_w} |_{S_{wf}}}$$

Igualando con la anterior:

$(S_{wc}, 0)$ y (S_{wf}, f_{wf})

$$\frac{df_w}{dS_w} |_{S_{wf}} = \frac{(1 - f_w |_{S_{wf}})}{S_{wm} - S_{wf}} = \frac{1}{S_{wm} - S_{wc}}$$



Esta curva de f_w utilizada para describir el método de Welge es cuando la relación de movilidades es desfavorable

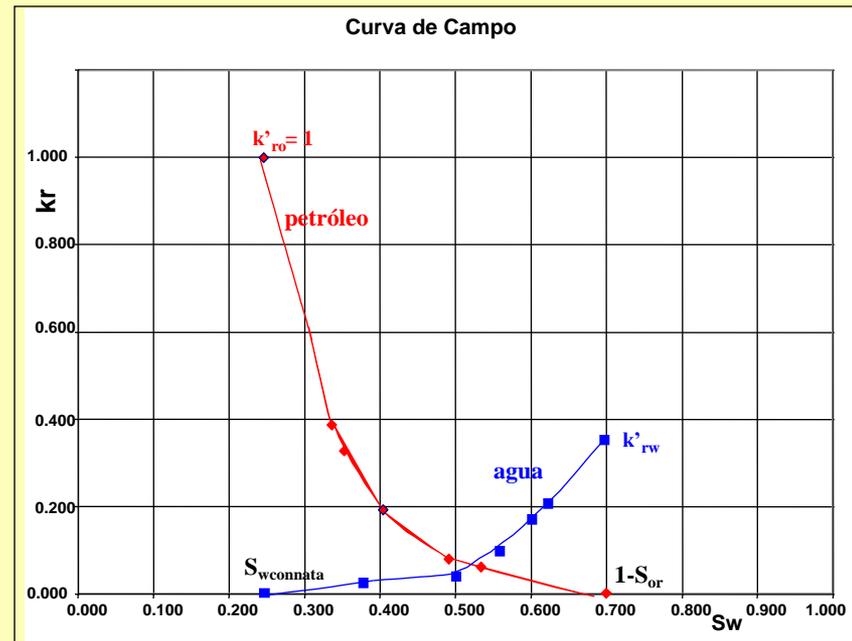
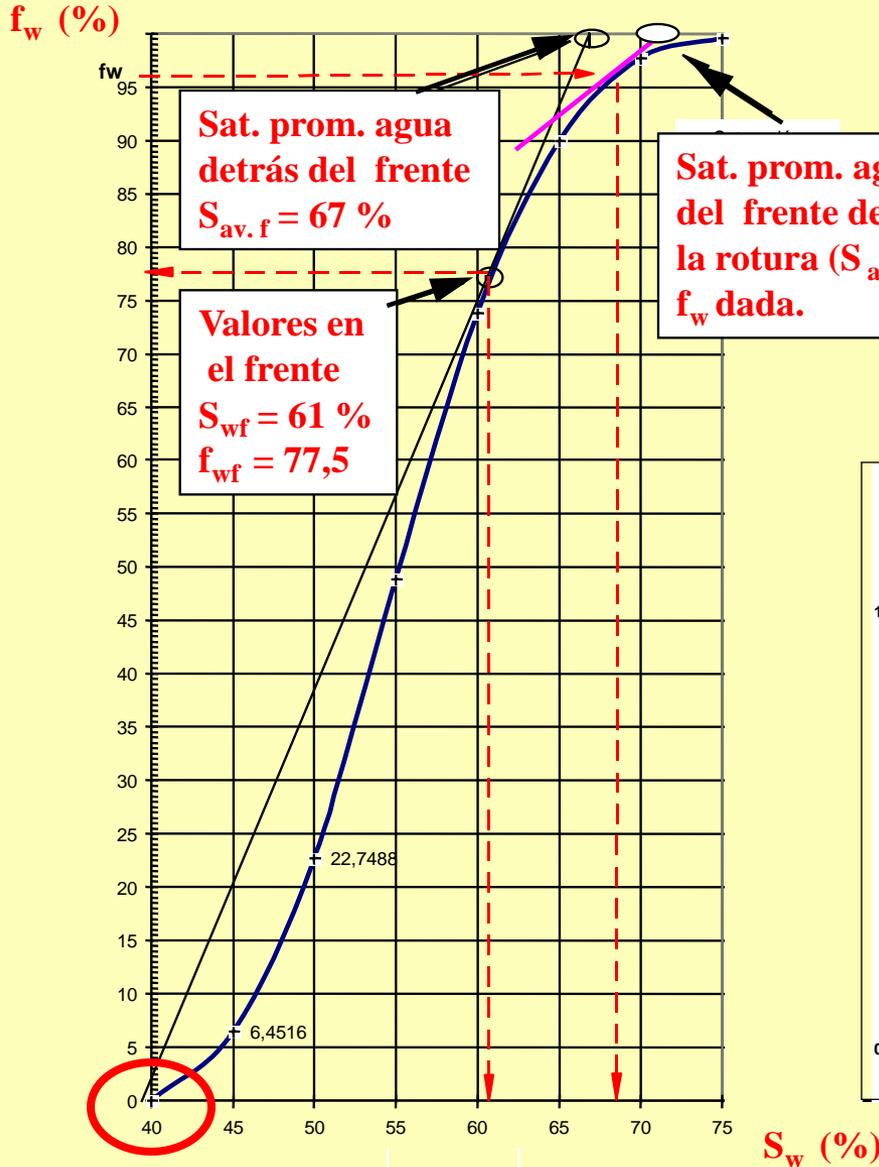
$M > 1$

¿Dónde calcular M?

k_w y k_o son f (S_w) y de la dirección de desplazamiento. Los autores difieren dónde calcular k_{rw} :

- para la S_{wmed} detrás del frente
- los puntos importantes son los extremos de las curvas de k_r : k_{rw} para $S_w = 1 - S_{or}$ y k_{ro} para $S_w = S_{wi}$

CURVA DE FLUJO FRACCIONAL



Curva de f_w cuando $M < 1$

Los reservorios para secundaria tienen **$M < 1$ favorable**, desplazamiento tipo pistón y la curva es cóncava hacia arriba en todo el rango de sat. móviles.

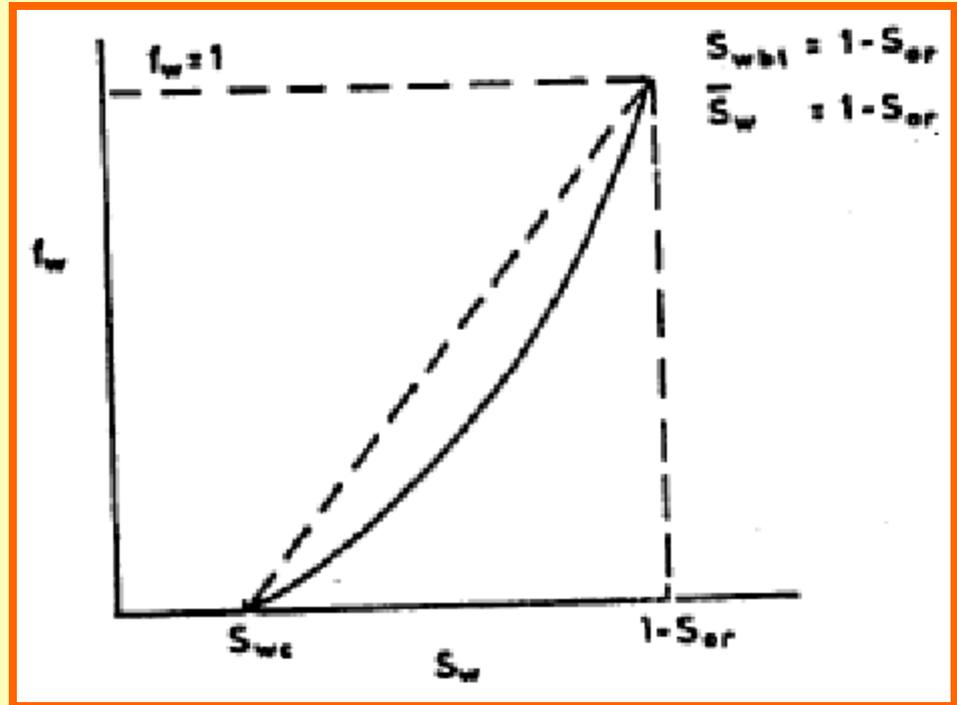
Es imposible trazar la tangente.

Construcción equivalente : se traza la **cuerda** que une S_{wc} con $1 - S_{or}$, que es, la S_{wbt} .

Se produce un **desplazamiento**

tipo pistón, para $f_w = 1$ la $S_{wm} = 1 - S_{or}$ y que genera la recuperación máx. de petróleo = **1 MOV al BT** en la forma mas eficiente de desplazamiento.

En las curvas cóncavas hacia arriba, ninguna de las saturaciones en el rango móvil ($1 - S_{or} - S_{wc}$) es capaz de moverse independientemente, siendo **todas ellas capturadas por el "shock front"**.



BT: breakthrough

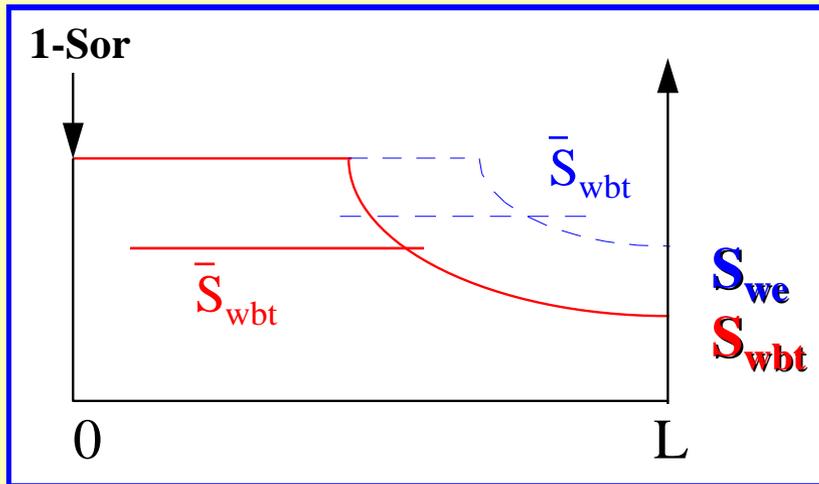
CÁLCULOS DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO - WELGE

Antes de la irrupción del frente en el productor (BT) se usa x_{S_w} para obtener: los planos de S_w cte entre $S_{wf} < S_w < 1-S_{or}$, a medida que se barre el reservorio y con ello tener el perfil de S_w .

$$x_{S_w} = \frac{W_i}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w}$$

LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO ES IGUALA LOS VOLÚMENES DE AGUA INYECTADOS (desplazamiento incompresible) Y NO HAY PRODUCCIÓN DE AGUA

Cuando se produce el BT y posteriormente, $x=L$ largo bloque del reservorio, y permanecerá constante. La ec. indicará el efecto en el productor del aumento de la S_w .



$$\frac{W_i}{L A \phi} = \frac{1}{\frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_{we}}} = W_{id}$$

S_{we} : sat. actual en el productor

W_{id} : N° volúmenes porales adimensionales inyectados $1 VP = LA\theta$

En el BT, la $S_{wf}=S_{wbt}$ alcanza el productor subiendo el agua de 0 a $f_{wbt}=f_w(S_{wf})$

En el BT

$$N_{pdBT} = W_{id} = q_{id} t_{BT} = (S_{wm} - S_{wc}) = \frac{1}{\left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_{we}}}$$

Caudal de inyección adimensional

$$q_{id} = q_i / (L\theta A)$$

$$t_{BT} = \frac{W_{idBT}}{q_{id}}$$

Nº volúmenes porales adimensionales inyectados
caudal de inyección adimensional

Luego del BT, L se mantiene cte y S_{we} y f_{we} , gradualmente se incrementa a medida que el barrido se mueve a través del reservorio. Durante esta fase los cálculos de recup. de petróleo son:

$$S_{wm} = S_{we} + (1-f_{we})W_{id}$$

si a ambos lados de la ec. se le resta m. a m. S_{wc} se obtiene la ec. para calcular la rec. de petróleo

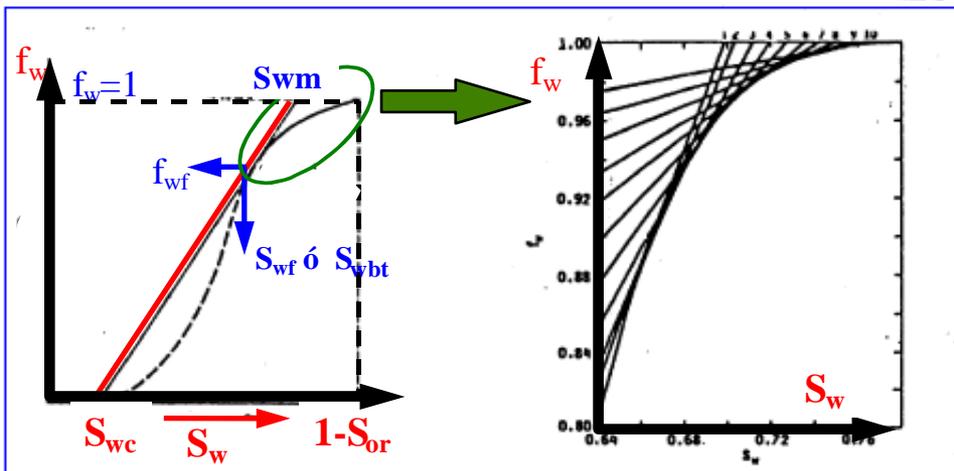
$$N_{pd} = S_{wm} - S_{wc} = (S_{we} - S_{wc}) + (1-f_{we})W_{id}$$

USO DE LAS ECUACIONES:

1. Graficar la ec. del fw. **2.** Dibujar la tg a la curva desde (S_{wc} ; $f_w=0$) y cortar la curva en $f_w=1$ dando la $S_w=S_{wm}$. Calcular la recuperación de petróleo al BT.

$$N_{pdBT} = W_{id} = q_{id} t_{BT} = (S_{wm} - S_{wc}) = \frac{1}{\left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_{we}}}$$

$$t_{BT} = \frac{W_{idBT}}{q_{id}}$$



3. Elegir distintas S_{we} incrementándolas por ej. un 5% por encima de S_{wbt} . La tangente a la curva del fw en cada punto elegido (S_{we} ; f_{we}) intersecta a la línea de $f_w=1$ dando los valores de las S_{wm} . Calculándose la rec. de pet.

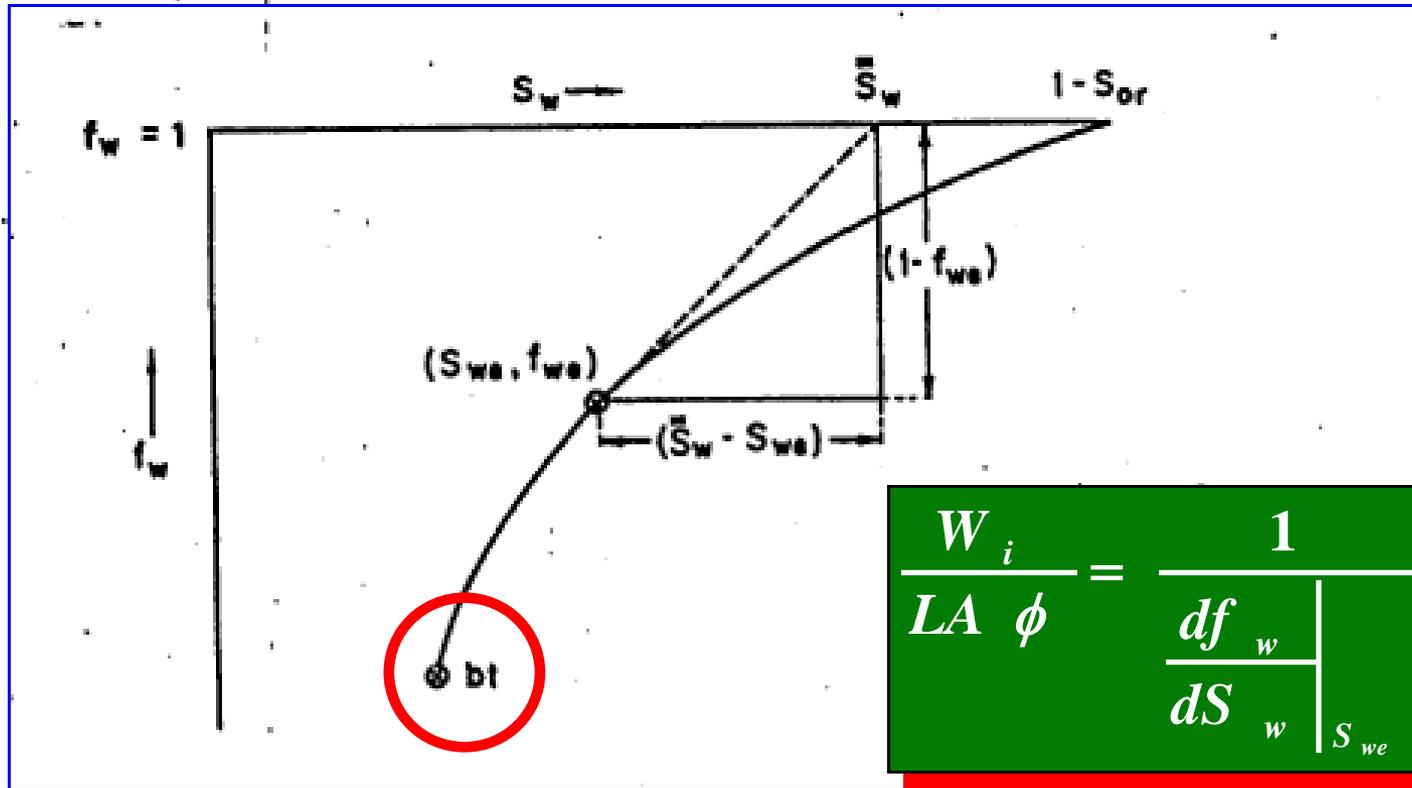
$$N_{pd} = S_{wm} - S_{wc} = (S_{we} - S_{wc}) + (1 - f_{we}) W_{id}$$

La inversa de la tg de la curva del fw para cada valor de S_{we} da W_{id} , el número de volúmenes inyectados de agua, lo cual permite de esta forma disponer de una escala de tiempo a través de

$$W_{id} = q_{id} t$$

$$N_{pdB T} = W_{id} = q_{id} t_{BT} = (S_{wm} - S_{wc}) = \frac{1}{\left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_{we}}}$$

$$t_{BT} = \frac{W_{id BT}}{q_{id}}$$



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

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

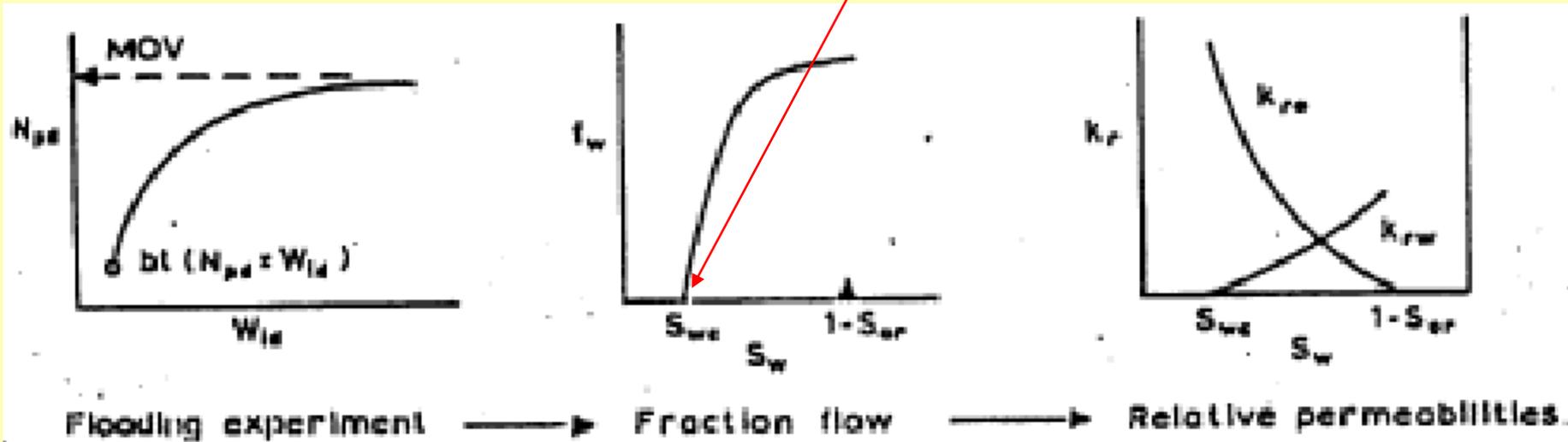
$$W_{id} = q_{id} t$$

ANÁLISIS DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS

Los laboratorios utilizan petróleos sintéticos de **mas de 10 cp (17 cp)** para determinar las k_r y obtienen un **BT prematuro seguido del paso de varios volúmenes de agua** con el fin de recuperar todo el petróleo ($N_{pd} = 1MOV$).

La curva **no presenta inflexión, no se forma el shock front**, por lo cual **todas las saturaciones son móviles**, con lo que $S_{wbt} = S_{wc}$ obteniéndose el set de k_r , donde todos los puntos en el rango de saturaciones es móvil y por lo tanto libre de moverse,

$M > 1$ todas las saturaciones son móviles

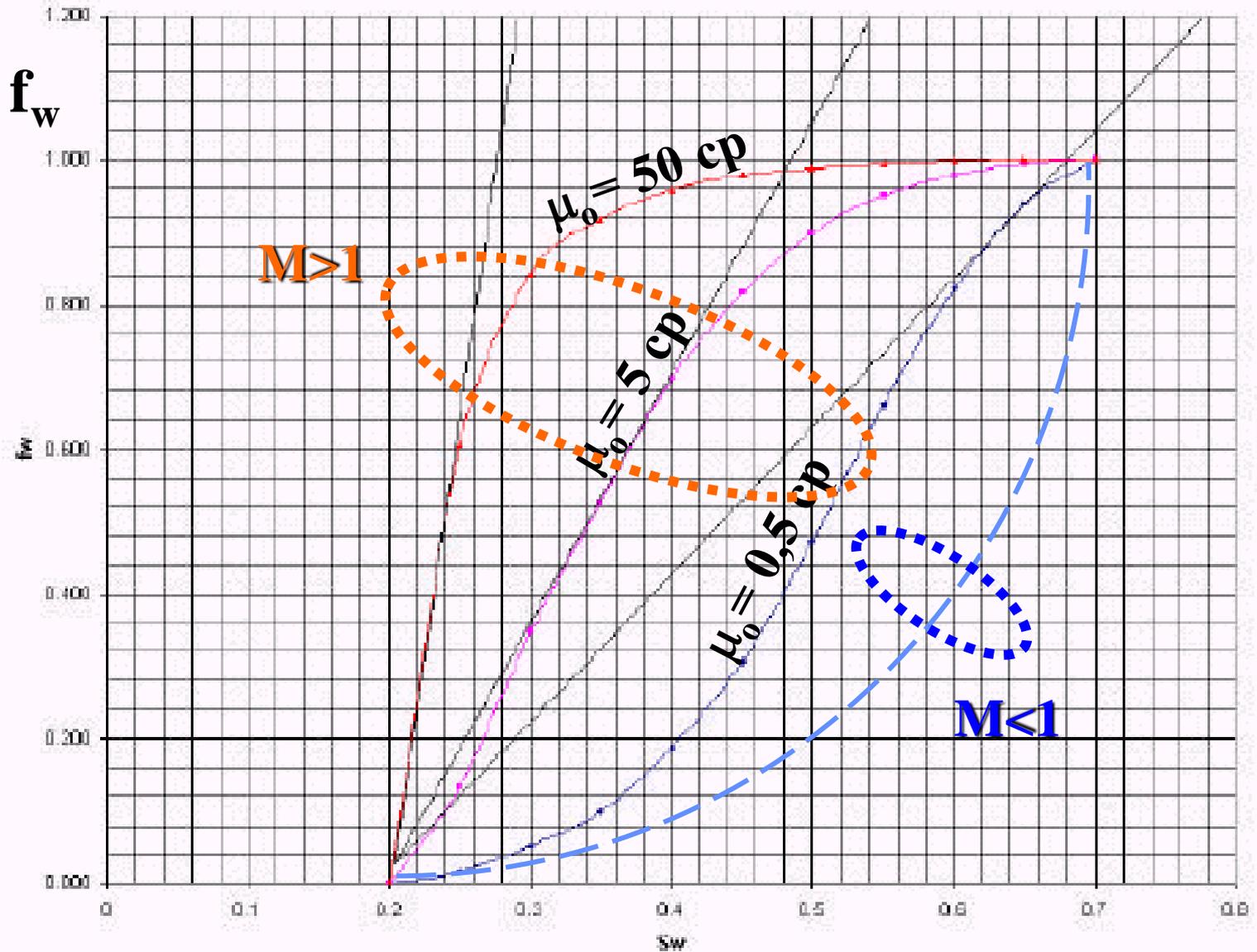


Obtención de las curvas de k_r utilizando un petróleo altamente viscosos

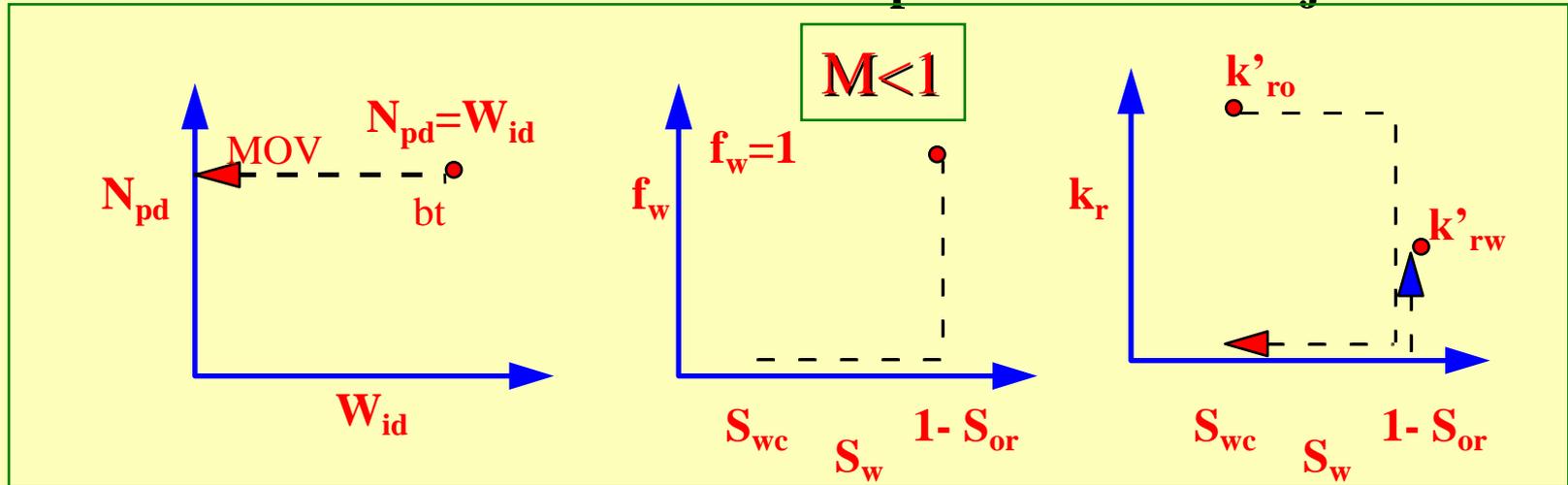
$M > 1$

MLC59

Efecto de la viscosidad sobre las curvas de flujo fraccional



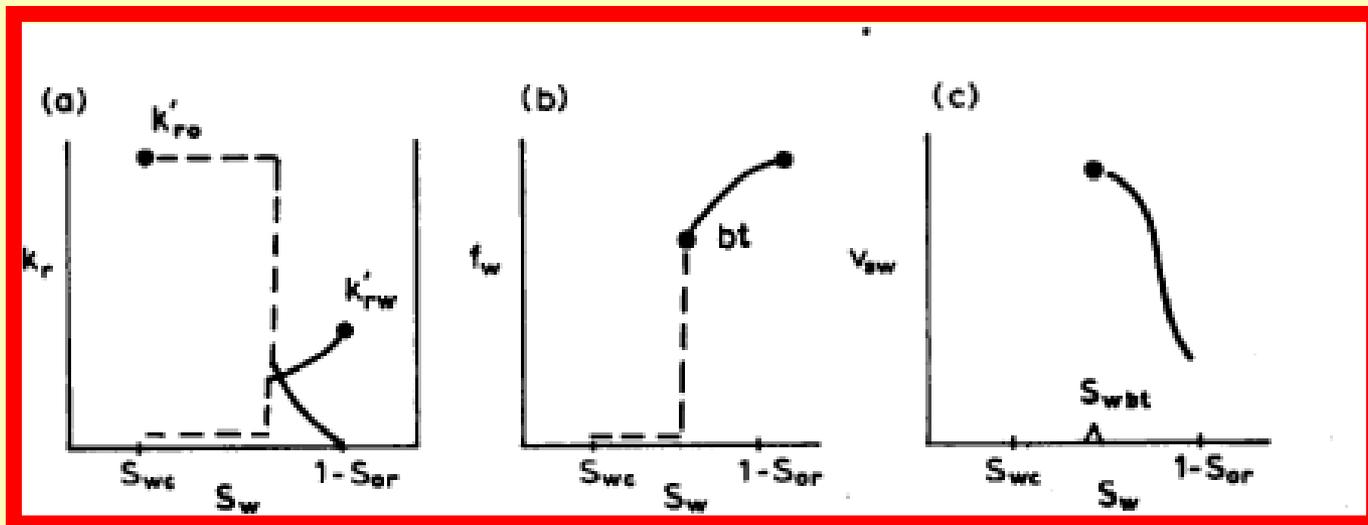
Generación de curvas de k_r utilizando un petróleo real de baja viscosidad



- El barrido del testigo genera un solo punto y en donde todo el petróleo es recuperado por la inyección de un volumen equivalente de agua (desplazamiento tipo pistón).
- muestra una función escalón: el agua no fluye hasta que el pistón alcanza el final del testigo produciéndose un flujo completo.
- La curva de k_r queda reducida a puntos: k'_{ro} y k'_{rw} los extremos.

Usar k_r calculadas para $M > 1$ en reservorios de baja viscosidad, no produce errores. Al aplicar los métodos analíticos, estos incorporan el concepto de f_w , que incluye las viscosidades reales tanto del petróleo como del agua.

Estudio de B-L y el problema del triple punto de saturación



a) Se usa una curva de k_r de un petróleo con $\mu = 5$ cp ($M > 1$) tal que genera cierto "shock front", y los resultados de laboratorio modelan una función escalón para una S_{wbt}

b) La curva del flujo fraccional solo tiene valores finitos para $S_w > S_{wbt}$

c) La velocidad del plano de S_w da una figura sin el problema de la triple S_w .

Los ensayos de laboratorio para la determinación de k_r no deben medirse con la relación de μ reales de reservorio ya que eso es innecesario y caro.

Si usa la teoría del f_w se ingresan las μ reales y esto permite discriminar las S_w que son libres de moverse o no de acuerdo a Welge.

Fuentes de datos de permeabilidades relativas

-  mediciones de laboratorio
-  datos provenientes de reservorios con características similares
-  correlaciones
-  modelos matemáticos

Se puede disponer de varias curvas con datos muy diferentes incluyendo variaciones de S_{or} y S_{wi}

Recomendaciones de SCHNEIDER:

Las distintas curvas 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.**

CURVAS NORMALIZADAS

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

Curva 1.) k = 100 md

Sw	kro	krw	S*w
0.1	1	0	0.000
0.25	0.27	0.005	0.242
0.4	0.06	0.022	0.484
0.55	0.0043	0.08	0.726
0.6	0.001	0.125	0.806
0.72	0	0.35	1.000

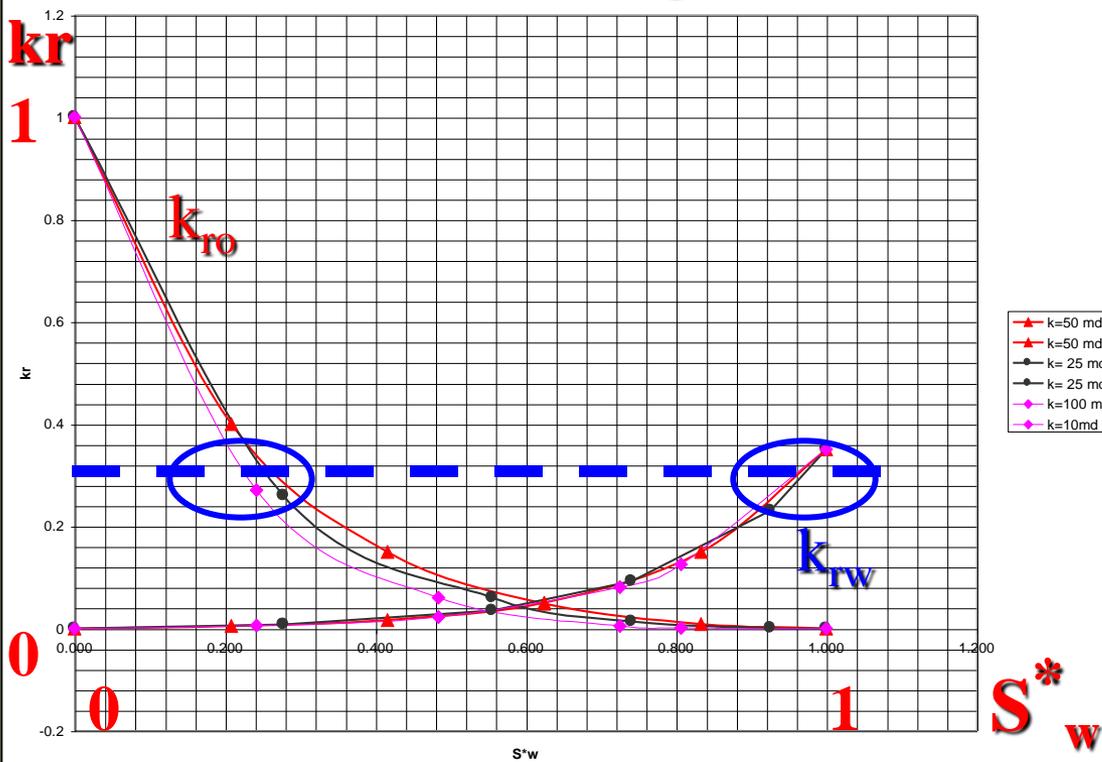
Curva 2.) k = 50 md

Sw	kro	krw	S*w
0.2	1	0	0.000
0.35	0.26	0.007	0.278
0.5	0.06	0.035	0.556
0.6	0.013	0.092	0.741
0.7	0.001	0.23	0.926
0.74	0	0.35	1.000

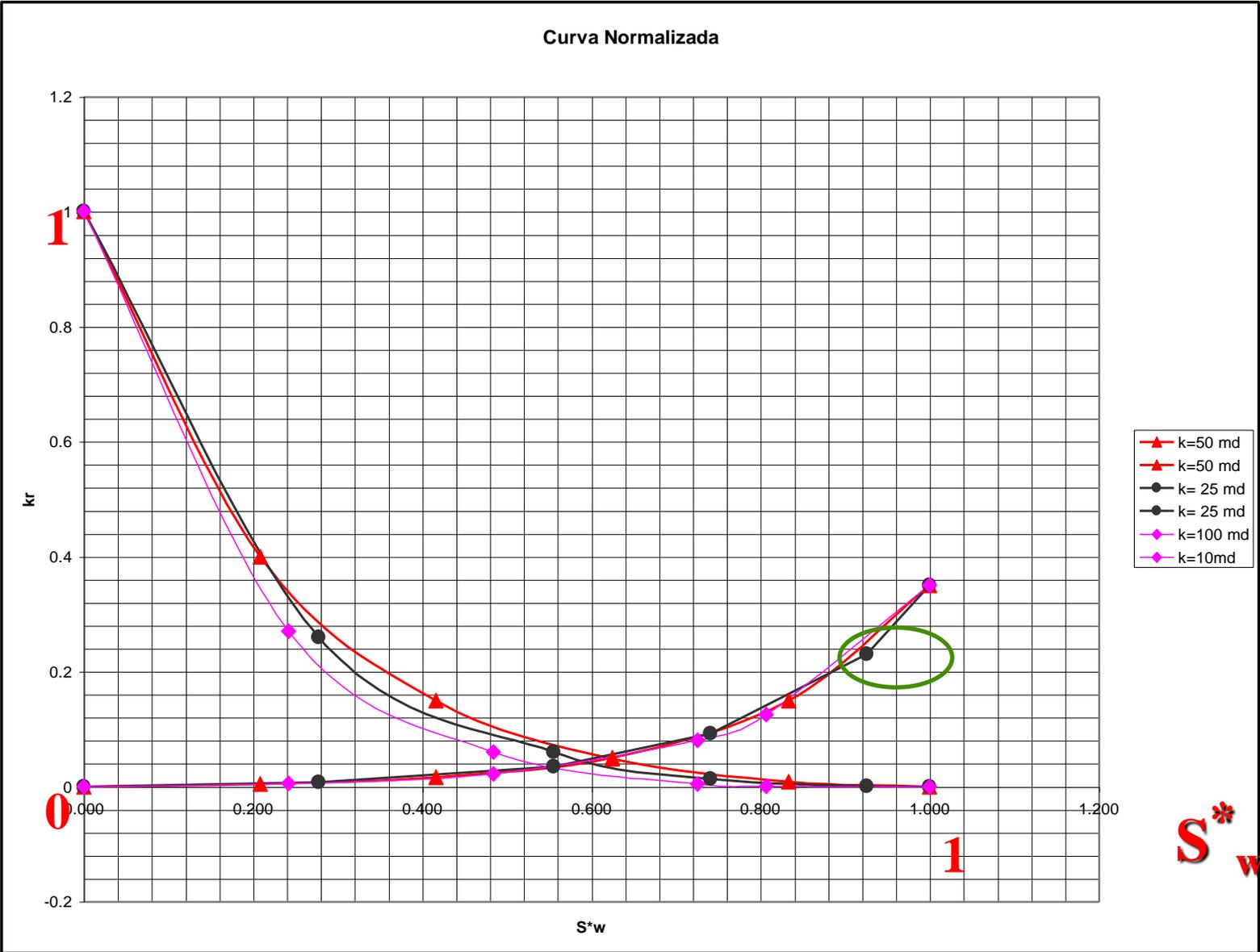
Curva 3.) k = 25 md

Sw	kro	krw	S*w
0.3	1	0	0.000
0.4	0.4	0.0043	0.208
0.5	0.15	0.016	0.417
0.6	0.048	0.05	0.625
0.7	0.008	0.15	0.833
0.78	0	0.35	1.000

Curvas normalizadas según valores tabla

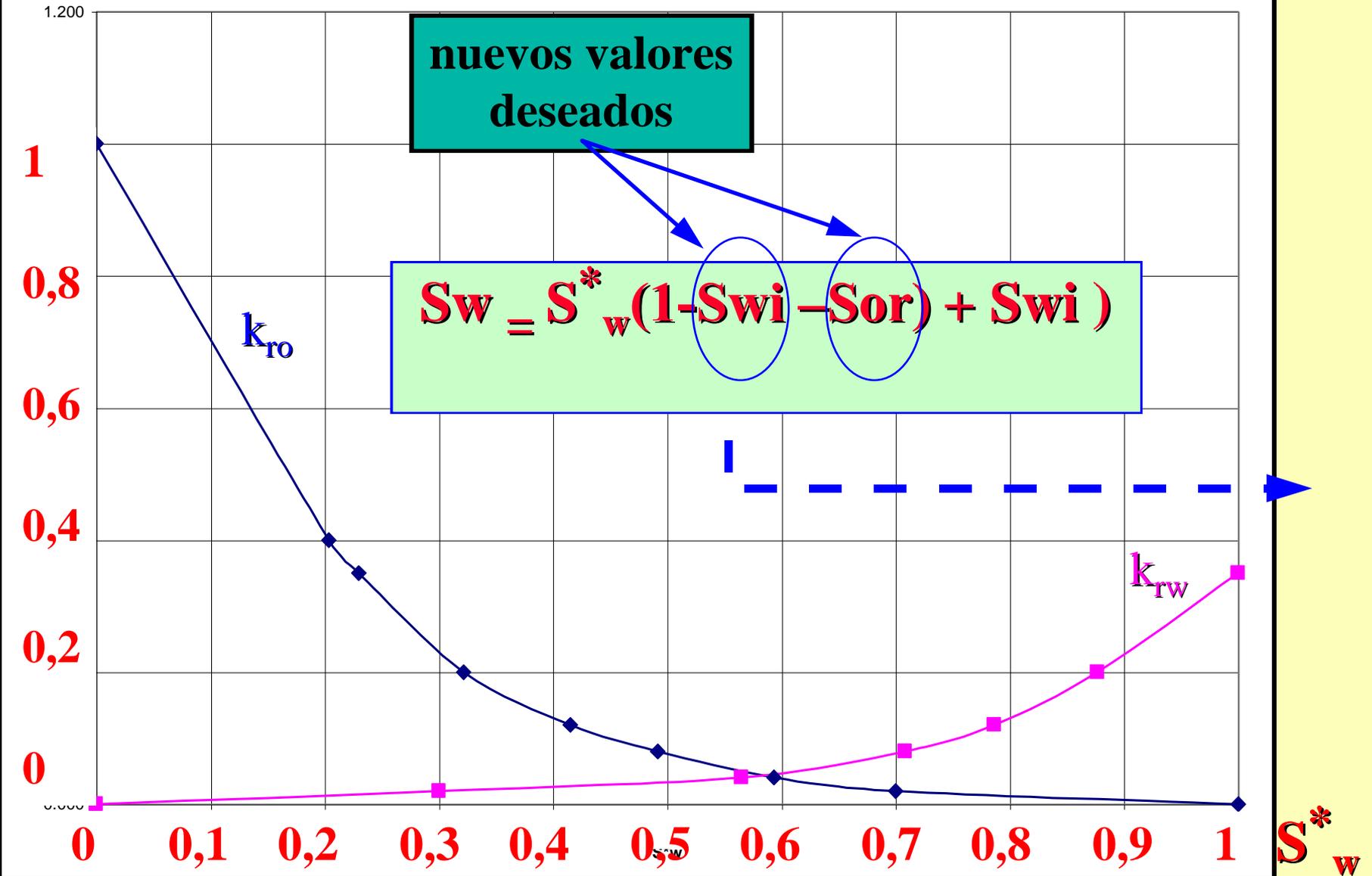


CURVAS NORMALIZADAS

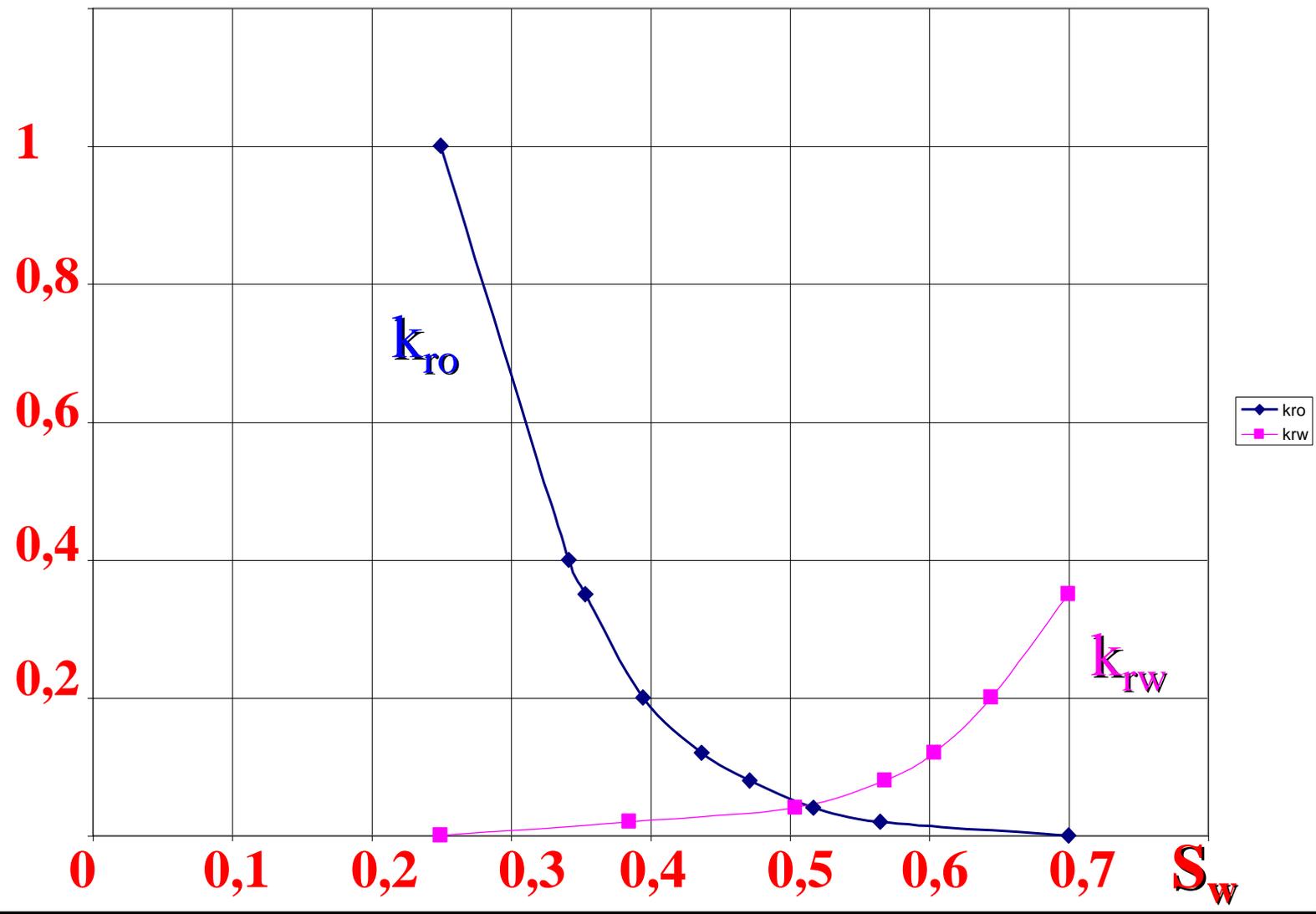


S^*w

CURVA PROMEDIO NORMALIZADA



CURVA PROMEDIO DE CAMPO



Correlaciones mas comunes para el cálculo de kr

- ✓ El error que se introduce no es diferente al usar las curvas de laboratorio
- ✓ Datos necesarios: S_{wi} , S_r y las k de las fases a esas saturaciones
- ✓ Estas funciones permiten obtener un set de permeabilidades completo

Correlación de permeabilidad para la fase mojanete:

$$k_{rw} = (S_w^*)^a$$

$a = 4$ (Modelo de Corey)

$a = 10/3$ (Modelo estadístico)

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

a.- Drenaje

Pirson tiene un modelo alternativo:

$$k_{rw} = S_w^3 (S_w^*)^{3/2}$$

$$k_{rw} = (S_w^*)_{imb}^4$$

$$(S_w^*)_{imb} = (S_w^*)_{drenaje}^{-1/2} (S_w^*)_{drenaje}^2$$

b.- Imbibición

O,

$$k_{rw} = S_w^4 (S_w^*)^{0.5}$$

Correlación de permeabilidad para la fase no mojante:

a.- Drenaje

$$k_{rnw} = (1 - S_w^*)^3 (1 + 2S_w^*)$$

O,

$$k_{rnw} = (1 - S_w^*) \left[1 - (S_w^*)^{0.5} (S_w)^{0.5} \right]^{0.5}$$

b.- Imbibición

$$k_{rnw} = \left\{ 1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_r} \right\}$$

S_r es la saturación residual de la fase no mojante

Conclusiones sobre los datos de k_r y su uso en los cálculos

Los datos de laboratorio reflejan el manejo de las coronas o los testigos y no necesariamente reflejan el comportamiento del reservorio:



Cambios en la mojabilidad, por 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