

**Monitoreo de Reservorios
Bajo
Recuperación Secundaria**

Parte II

Ricardo Baker

JCTP

Enero de 1998, Volumen 37, N° 1

En la parte uno:

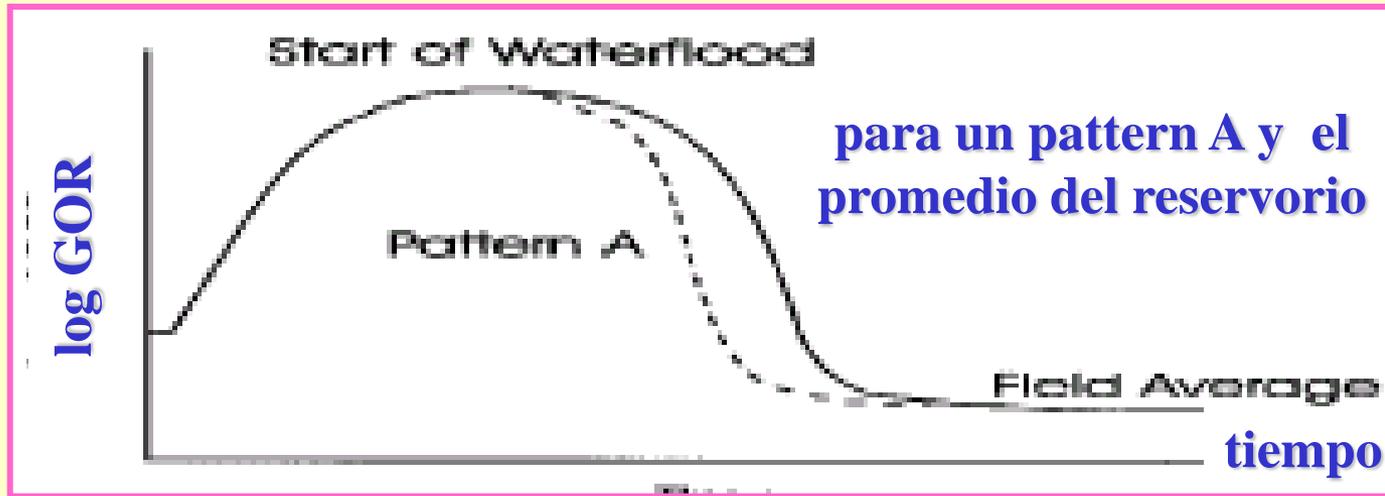
examinamos la respuesta de producción de petróleo a una secundaria.

En la segunda parte:

investigaremos la respuesta de la producción de gas y de agua, y de la presión del reservorio a la secundaria.

Relación gas-petróleo

- ❖ la prematura caída de la **RGP** es un indicador de la **canalización** (el fillup de agua)
- ❖ En reservorios **sin o escaso flujo**

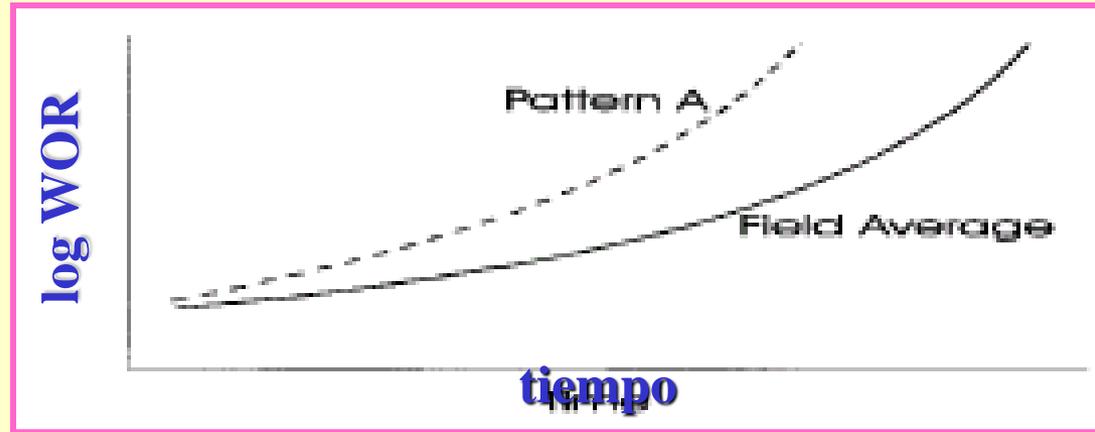


vertical entre capas, que están **inicialmente depresurizado**, la inyección de agua, causará la caída del **RGP** más rápidamente.

- ❖ Los reservorios **naturalmente fracturados** exhiben una **caída mayor del gas** porque el agua llena el sistema de las fracturas y no invade inicialmente la matriz, blanco deseado para el proyecto.
- ❖ La Figura muestra un ejemplo de **canalización**. Este tipo de modelo debe estudiarse geológicamente para intentar identificar zonas que roban el agua / las fracturas naturales.

Relación agua- petróleo

❖ los tiempos a la rotura del agua y la tendencia posterior del WOR suelen indicar la existencia o no de las canalizaciones.



❖ No obstante, un WOR alto o una caída de gas rápido puede deberse a caudales de inyección altas

❖ Por eso debe trazarse el WOR y GOR contra volumen poral de hidrocarburo inyectado (HCPVI) y si la rotura de agua ocurre antes de 20% volumen poral de hidrocarburo inyectado (HCPVI), probablemente está ocurriendo una canalización debido a las heterogeneidades.

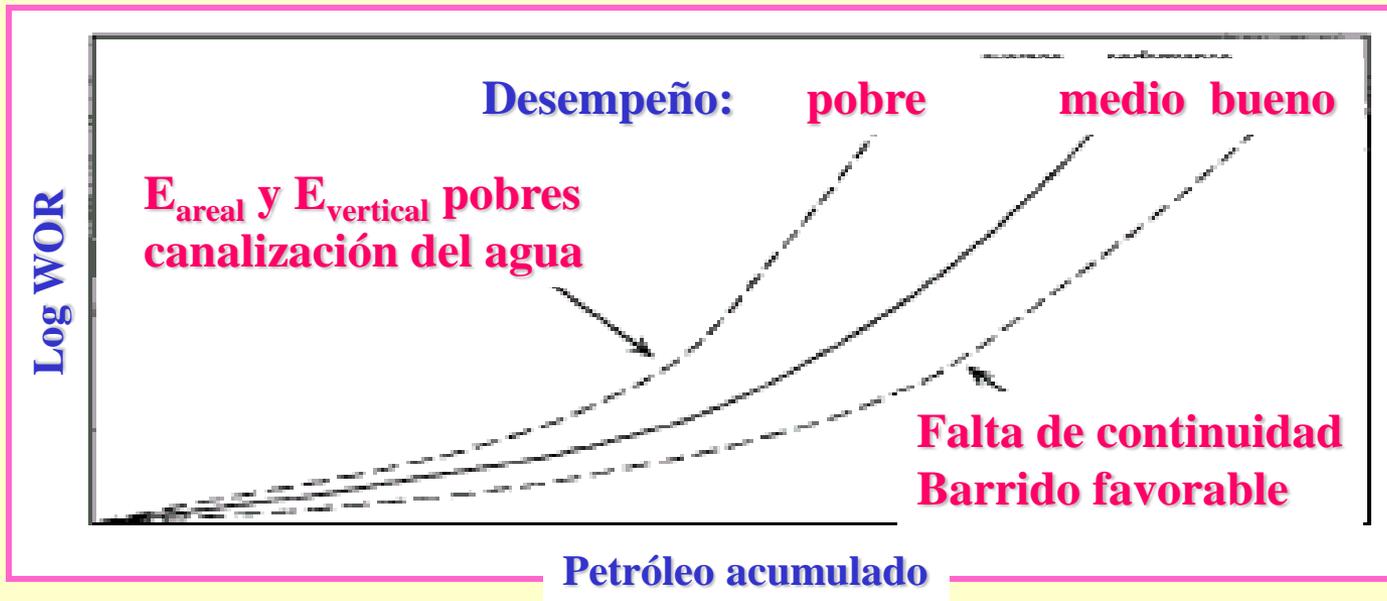
Los gráficos:

- ✓WOR o GOR vs de tiempo,
- ✓log de WOR vs el petróleo producido acumulado (N_p)

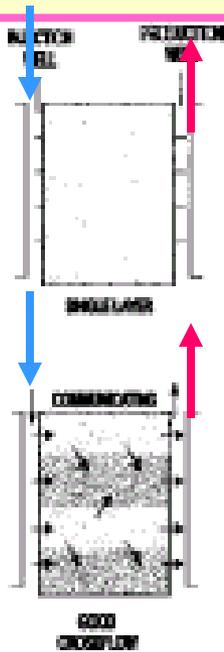
se usan como una indicación de canalización y heterogeneidad

Si $M > 1$, la pendiente a tiempo tardíos del gráfico es principalmente controlado por las curvas de k_r agua petróleo por consiguiente, puede derivarse la $E_{\text{volumétrica}}$ de estos gráficos.

Si $M < 1$, la pendiente a tiempo tardíos del gráfico es principalmente controlado por la K heterogénea, o la segregación de los fluidos. En los sistemas estratificados, el gráfico WOR vs N_p puede tener un perfil tipo escalón, como varias capas rompiendo

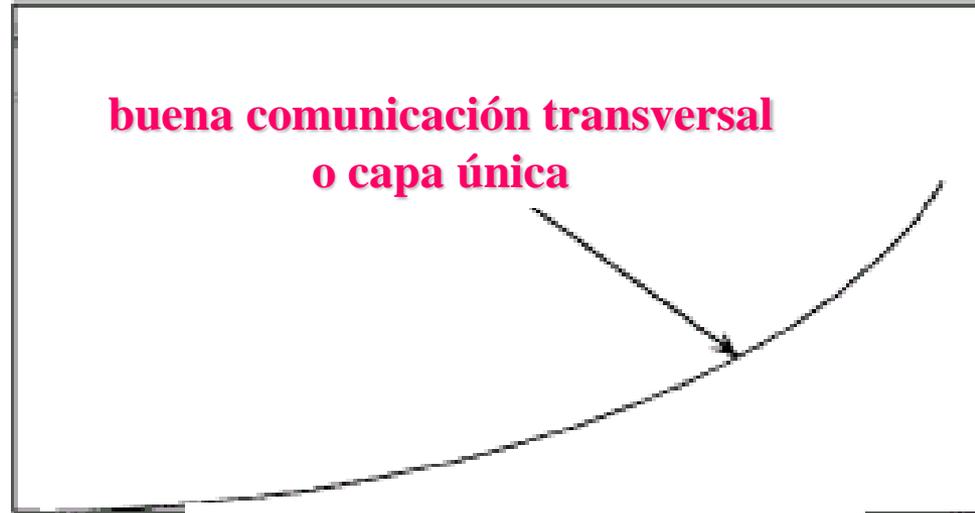


Trazando gráficos de WOR contra N_p y comparando el modelo o arreglo individual con el promedio del grupo o reservorio se obtiene un indicador cualitativo de la eficiencia de barrido volumétrica.

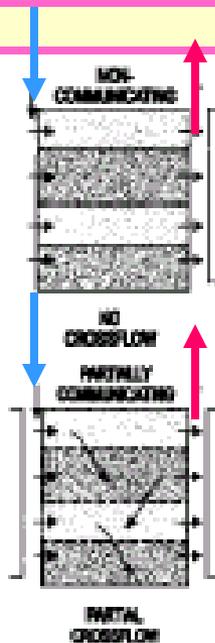


Log WOR

**buena comunicación transversal
o capa única**

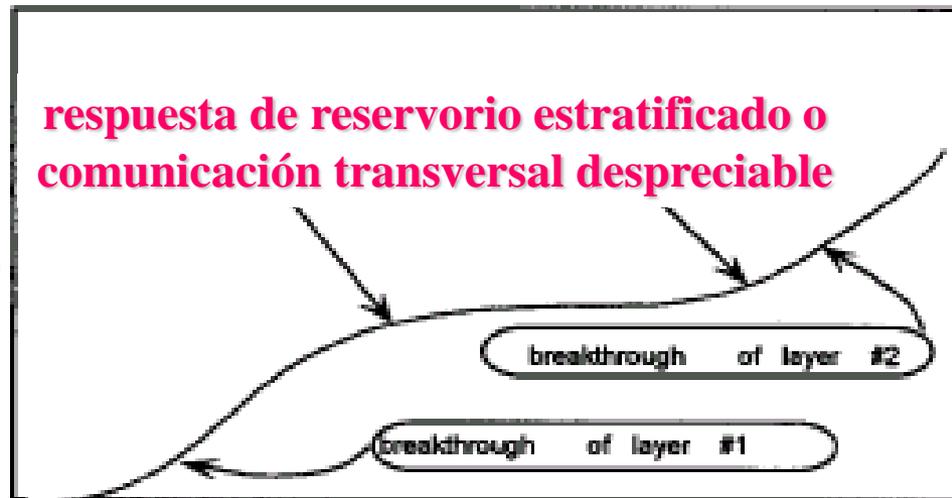


Producción de Petróleo acumulado



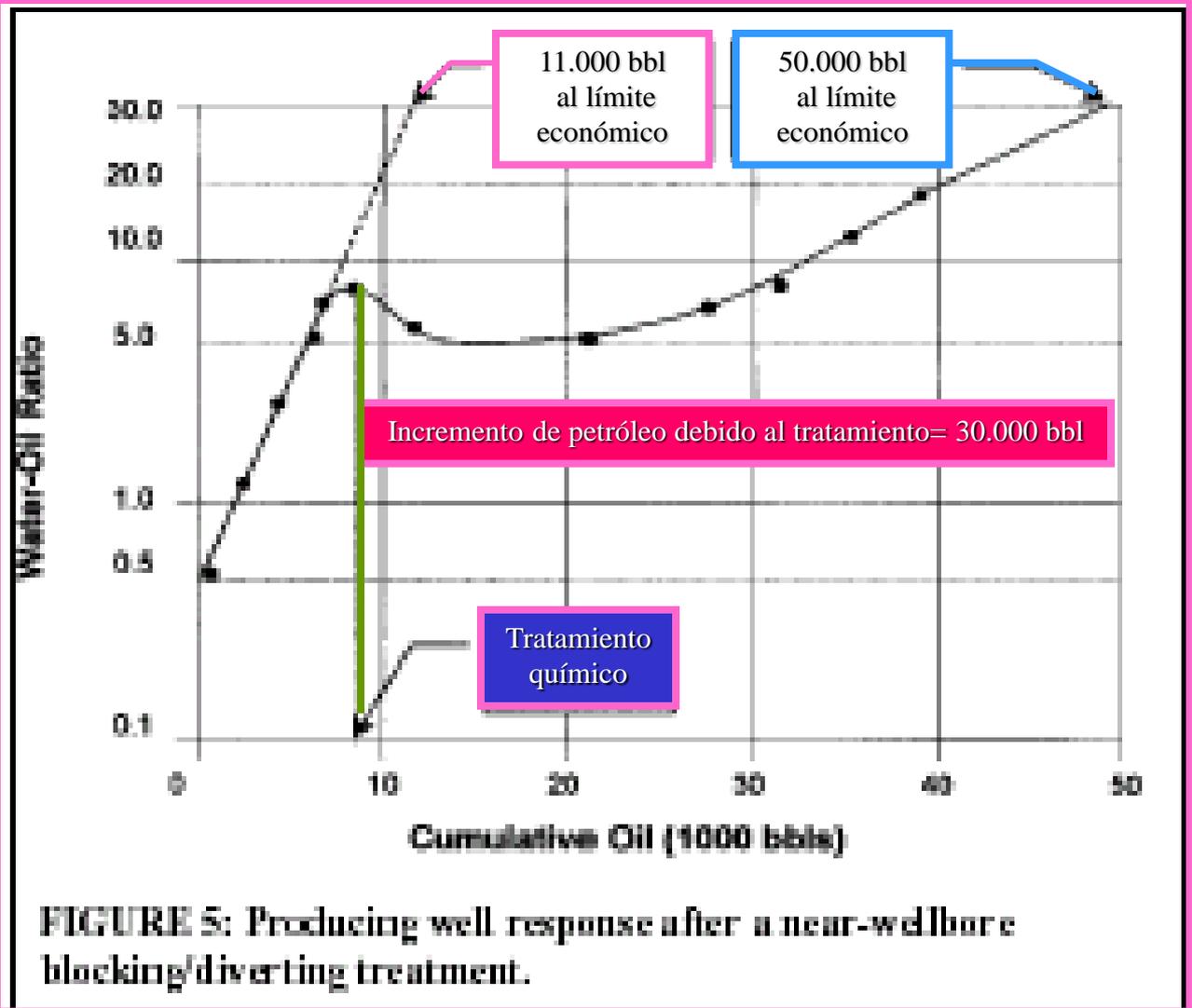
Log WOR

**respuesta de reservorio estratificado o
comunicación transversal despreciable**



Producción de Petróleo acumulado

La extrapolación del WOR vs N_p y los cambios en su pendiente pueden indicar una rec. de petróleo incremental, por ej. debido a la perforación de pozos de relleno o cambios operacionales



Cálculo de Relación de Movilidades, Número Gravedad - Viscosidad y Número Capilaridad- Viscosidad

A nivel macroscópico hay tres factores que gobiernan la eficiencia de recuperación de petróleo:

- **relación de movilidades**
- **heterogeneidad**
- **gravedad.**

Una simple relación adimensional puede usarse para determinar el régimen de flujo esperado entre los pozos.

Esto permite al ingeniero rápidamente relacionar los regímenes de flujo de la producción, sugiriendo qué factores son los determinantes para la recuperación de petróleo.

Relación de Movilidades

La Relación de movilidades (M) junto con el perfil del corte de agua puede usarse para identificar la heterogeneidad del reservorio como se indica en la Tabla:

	Reservorio Homogéneo	Reservorio Heterogéneo
$M \leq 1$	Rotura tardía del agua, seguida de rápida acuatización de los productores	Rotura temprana del agua, la actuación del corte de agua depende del cruce y del contraste de permeabilidades
$M > 1$	Rotura temprana del agua, alto pero despacio crecimiento del corte de agua	Rotura temprana del agua, generalmente pobre comportamiento

Equilibrio vertical y Efecto de Fuerzas de Gravedad

- La distribución de fluidos para una secundaria está dada por: el **equilibrio gravedad / capilaridad**.
- Cuando un reservorio produce a bajos caudales hay una diferencia de densidades grande entre los fluidos inyectados y producidos, **las fuerzas de gravedad dominan por encima de las fuerzas viscosas**.
- Si se incrementa el caudal de desplazamiento, **las fuerzas viscosas dominan**, causando que los fluidos fluyan preferentemente a través de las zonas más permeables de las capas. Esto implica la creación de una **distribución vertical** del fluido que no está en equilibrio de gravedad.
- **La importancia de la segregación por gravedad de los fluidos puede determinarse por la relación de tiempos viscoso-gravedad :**

$$N_{gv} = \frac{\text{tiempo requerido para el mov. de flujo horizontal debido a fuerzas viscosas}}{\text{tiempo requerido para el mov. de fluidos verticales debido a fuerzas de gravedad}}$$

El Número gravedad-viscosidad en unidades del campo:

$$N_{gv} = \frac{K_v \Delta \rho g \cos \alpha L}{K_h \Delta(P_h)} \frac{L}{h}$$

Este número es referido por Baker, Wellington y Vinegar, y Crump.

$\Delta(P_h)$ = diferencia de presión efectiva entre el inyector y productor despreciando la caída de presión cerca del pozo

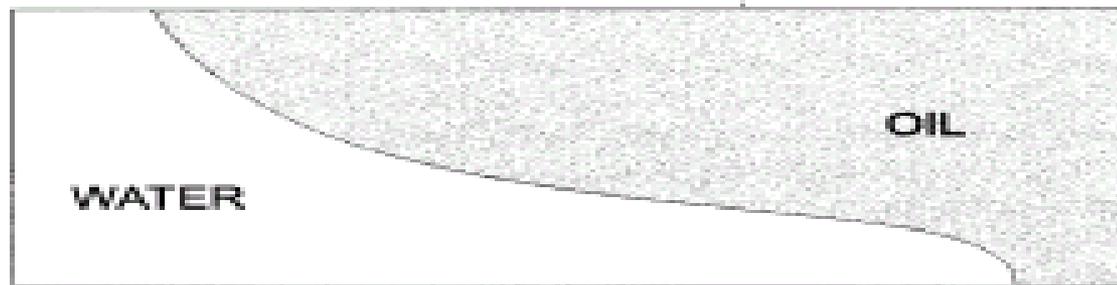
α = ángulo de buzamiento

Para un reservorio dónde:

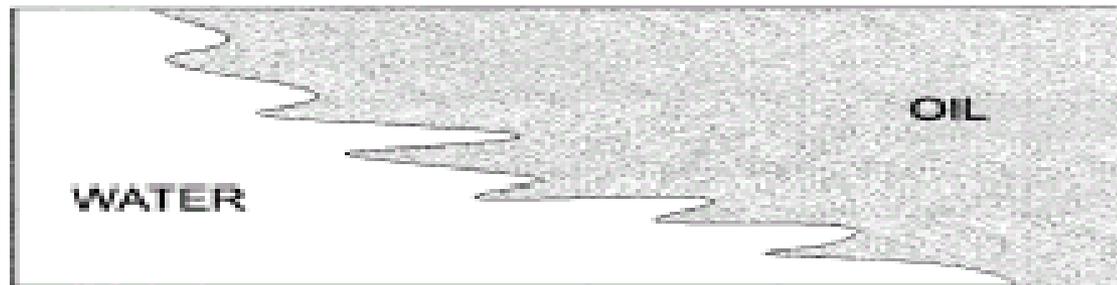
$N_{gv} < 0,1$, el régimen del flujo es dominado por **fuerzas viscosas**

$N_{gv} > 10,0$ el régimen de flujo es dominado **por gravedad**

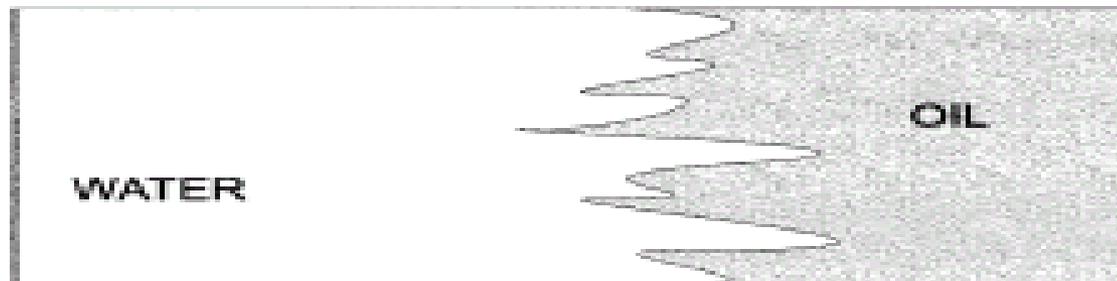
El Número gravedad-viscosidad da una indicación de la importancia de ambas fuerzas de gravedad aunque no indica como es la distribución fluida.



a. GRAVITY DOMINATED



b. TRANSITION



c. VISCIOUS DOMINATED

FIGURE 6a: Gravity dominated flow regimes for waterflood displacement in a vertical cross section.

FIGURE 6b: Transition flow regimes for waterflood displacement in a vertical cross section.

FIGURE 6c: Viscous dominated flow regimes for waterflood displacement in a vertical cross section.

Equilibrio vertical y Efecto de las Fuerzas Capilares

- ❖ En un reservorio estratificado, el movimiento del frente de flujo es más rápido en las capas más permeables, creándose gradientes de saturación entre capas.
- ❖ Sin embargo, para un sistema mojado por agua, el agua es embebida en las capas de más baja permeabilidad desde las capas de más alta permeabilidad. Este proceso, llamado **CROSSFLOW CAPILAR**, es el resultado de la tendencia de retener el fluido mojante en su mayor área superficial mojante, de la estructura poral más tortuosa y compleja de la roca compacta.
- ❖ El **número capilaridad-viscosidad** es una indicación de la importancia de las fuerzas capilares en el proceso de desplazamiento y si el equilibrio capilar puede alcanzarse:

En unidades de campo
cp, md, Rbbl/d, ft)

$$N_{cv} = \frac{k_v AL \Delta(P_c)}{8872 q \mu h^2}$$

L = longitud del reservorio

A = sección transversal

K_v = permeabilidad vertical

h = espesor de reservorio

$\Delta(P_c)$ = diferencia de presión capilar
(usar la presión capilar a $S_w = 50\%$)

El aumento del N_{cv} significa que las fuerzas capilares se vuelven más importante que las fuerzas viscosas, por ejemplo cuando:

- ❖ **la velocidad disminuye,**
- ❖ **la K_v/K_h aumenta, (K_v es alta es decir, N_{cv} es grande >10)**
- ❖ **el espaciamiento interpozos aumenta**
- ❖ **el espesor del reservorio disminuye**

Las fuerzas capilar dominan el desplazamiento del waterflood, causando que los fluidos fluyan en la dirección transversal. La velocidad depende del equilibrio entre las fuerzas capilares y viscosas.

Si son altos: $N_{cv} > 10$, se espera un frente uniforme, un rotura tardía del frente en el gráfico de RF contra HCPVI y un rápido acuatizaje de los pozos una vez que se produjo la rotura.

El es útil para indicar cómo será el frente del flujo : de repente o si difunde y cuanta digitación viscosa puede ocurrir.

La gran incertidumbre en ambos números el N_{gv} y el N_{cv} son la permeabilidad vertical y el flujo en la sección transversal.

VELOCIDAD DE REEMPLAZO INTERSTICIAL

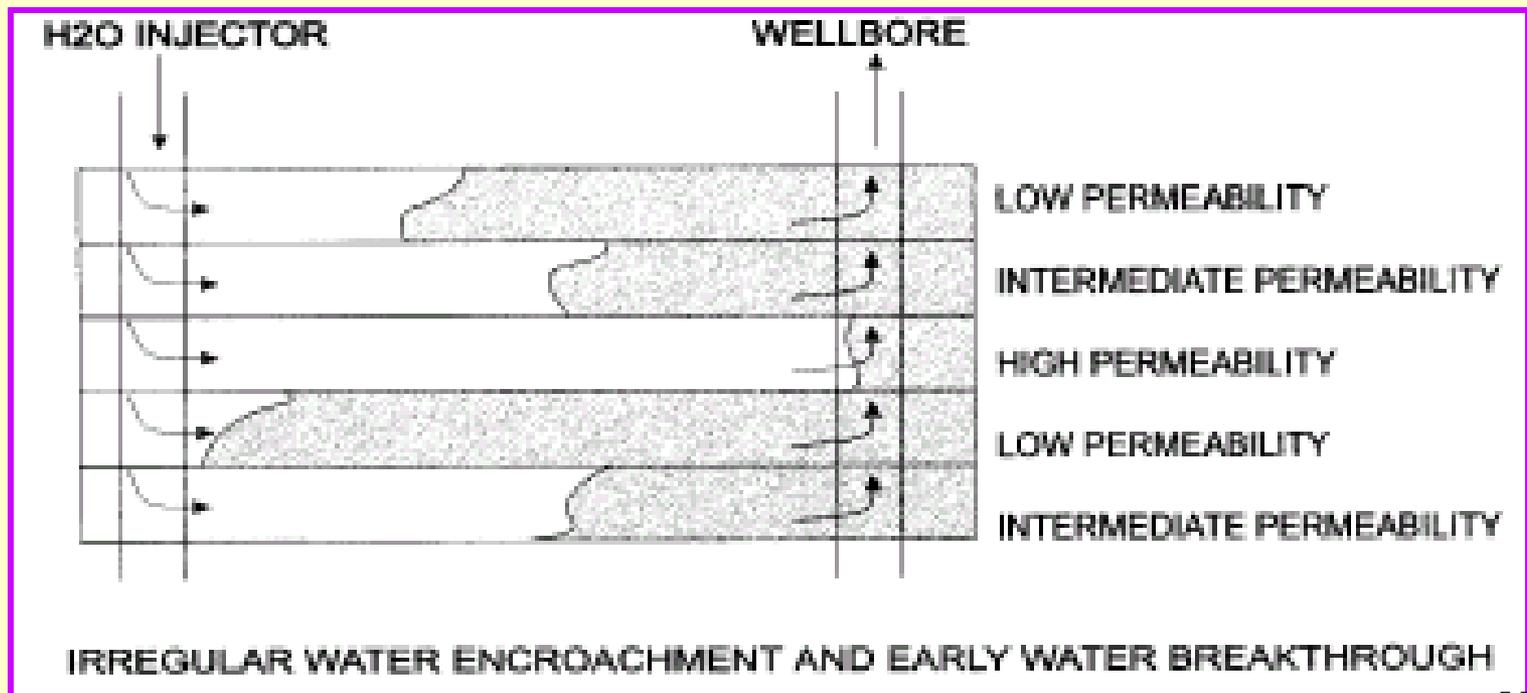
VRR= volúmenes del reservorio inyectados
volúmenes del reservorio producidos

$$VRR = \frac{B_w (i_w)}{(B_o q_o) + (B_w q_w) + q_o (GOR - R_s) B_g}$$

- Se calcula en forma acumulativa e instantáneamente (mensual) y se grafica vs tiempo.
- el VRR es esencialmente la unidad mientras el reemplazo intersticial se está manteniendo.
- Gráficos de VRR vs tiempo se usan para indicar si la presión ha sido mantenida por la inyección de agua.
- Es importante comparar los gráficos de **VRR acumulativo vs tiempo** y la **presión media del reservorio vs tiempo**. Si no se correlacionan hay anomalías, si
 - ✓ **VRR > 1** y la **presión del reservorio no crece**, habrá una zona de pérdida de la inyección hacia fuera,
 - ✓ **VRR < 1** y la **presión del reservorio no decrece**, hay entrada de fluidos al área.

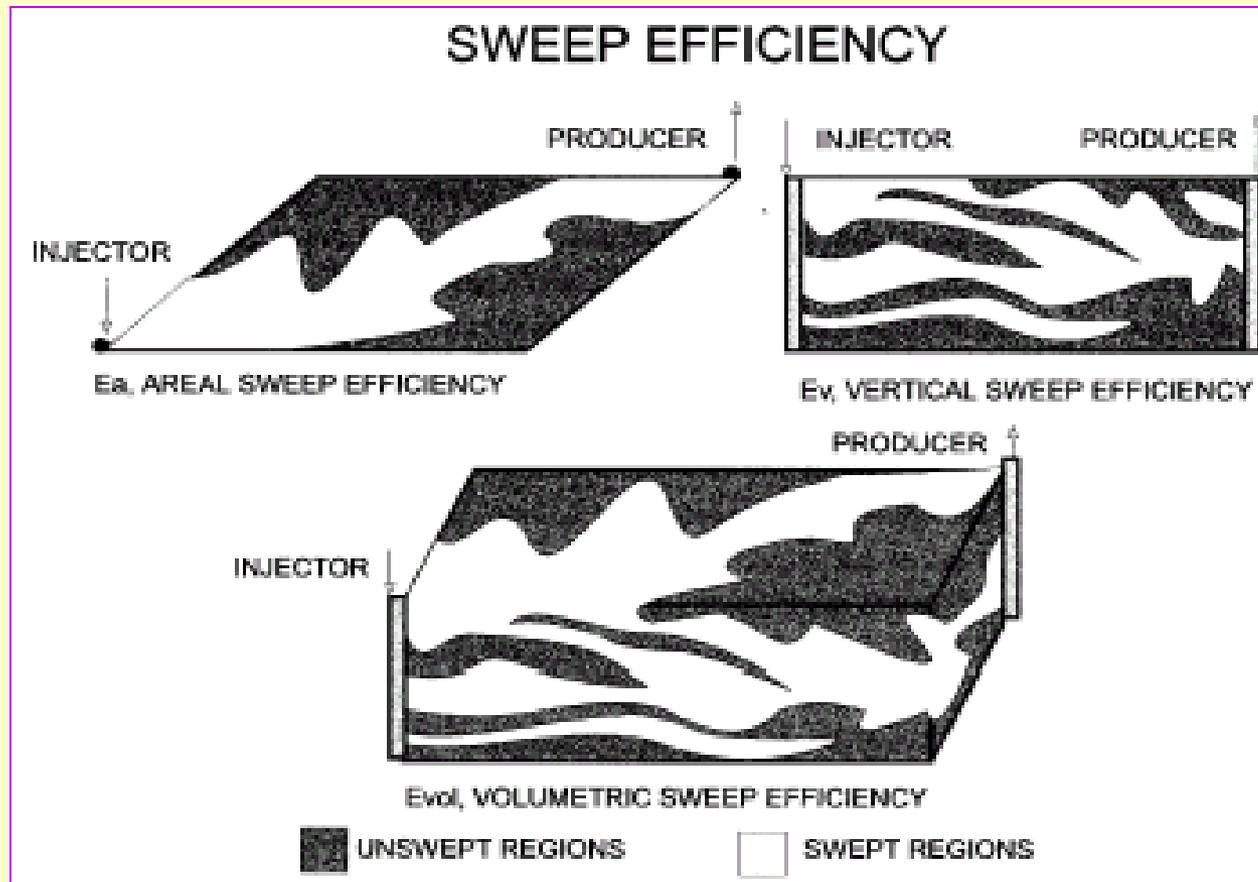
IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

- Una de las aplicaciones críticas de vigilancia es identificar la **cantidad y distribución de petróleo**, si está:
 - en la zona barrida (base del cálculo de futuro EOR)
 - en la zona aun no barrida (base del cálculo para los pozos de relleno)
- **Canalizaciones** a través de las capas de alta permeabilidad y **segregación gravitacional** (ver 13) pueden determinar que el agua inyectada **bypasee** al petróleo y no lo contacte debidamente



— debe determinarse la **importancia relativa** de:

- **la eficiencia de barrido volumétrica:** que entre el agua inyectada en el área correcta y/o en zonas del reservorio
- **eficiencia del desplazamiento:** conseguir que el agua inyectada desplace efectivamente el petróleo de su sitio dentro de los poros microscópicos



Jackson, encontró que el 45% de las secundarias malogradas eran **debido a la pobre eficiencia del barrido volumétrica** causando éstas el doble de pobres recuperaciones que las malas $E_{\text{desplazamiento}}$

— Canalización / Segregación Gravitacional

Características de la canalización debida a la heterogeneidad:

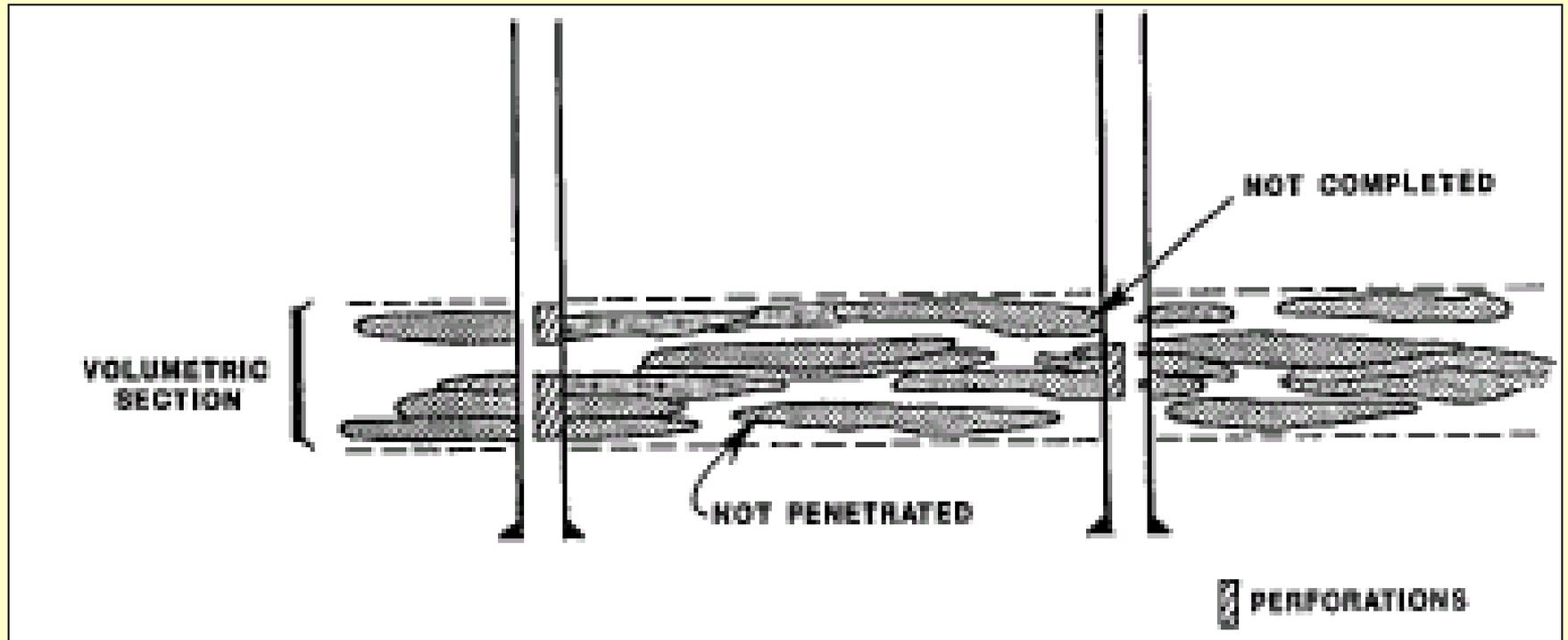
- 1. bajo caudal máximo de petróleo como respuesta**
- 2. baja recuperación total**
- 3. alta pendiente de la curva del WOR vs N_p**
- 4. puntos de rotura tempranos en la curva del % la recuperación vs el volumen poral inyectado**
- 5. alto coeficiente de Dykstra-Parsons (> 0.7) {no aplicable a la segregación gravitacional}**
- 6. rápida caída del gas ($< 0,05$ HCPVI de agua)**
- 7. creciente WOR vs tiempo para los pozos individualmente**

La ingeniería y el equipo geológico deben intentar correlacionar el funcionamiento de las tendencias geológicas con el corte de agua.

— Continuidad pobre

En reservorios tipo lenticular y/o de ambientes fluviales, la continuidad puede ser un problema mayor. La pobre continuidad se identifica por:

1. el OOIP determinado por balance de materiales \ll por el cálculo volumétrico;
2. muy pobre respuesta del máximo caudal de petróleo;
3. pequeño o ninguna caída de gas, el GOR permanece alto;
4. diferencias muy grandes en las presiones del buid up entre pozos, sobre todo entre inyectores y productores;
5. se observa pequeña o ninguna producción de agua en cualquier mapa de tendencia y en los gráficos del WOR vs N_p incluso hasta después de $>25\%$ HCPVI de agua;
6. pobre el inyectividad
7. bajo relación del espesor neto a bruto; a menudo es difícil poner en correlación las secciones delgadas, buena permeabilidad en estratificación entrecruzada.



difícil de correlacionar las secciones delgadas

— Eficiencia de Desplazamiento Pobre

Los reservorios con saturación de agua inicial alta, permeabilidad baja pueden tener la eficiencia de desplazamiento pobre. Esta eficiencia baja puede ser indentificada por:

- 1. baja respuesta del máximo caudal de petróleo**
- 2. la recuperación total baja**
- 3. rápida pendiente del caudal de petróleo**
- 4. la producción de agua alta y temprana**
- 5. rotura rápida en los gráficos de RF vs HCPVI.**

En este caso, conseguir buenos datos del laboratorio es crítico para seguir el desempeño de la secundaria.