

RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano

2025

silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar

RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING

RESERVOIR MANAGEMENT FOR WATERFLOODS

R. BAKER

The Journal of Canadian Petroleum Technology

Gestión de reservorios

En general las preguntas que necesitan ser respondidas son:

1. ¿ Cuál es el OOIP?
2. ¿ Cuál es el OIP actual?
3. ¿ Qué factores están limitando la recuperación?
4. ¿ Podemos mejorar la recuperación de petróleo en forma económica?
5. ¿ Cómo mejoramos la recuperación?

Gestión de reservorios

Las claves para limitar las malas interpretaciones son:

- Conocer la cantidad y distribución del petróleo original y actual in situ,
- Entender los esquemas de flujo (pattern de inyección)
- Distribución de saturaciones de petróleo móviles.

El análisis geológico/petrofísico (k , ϕ , continuidad) es importante para responder ¿Cuál es el OOIP? Sin embargo, los estudios geológicos solos no cuantifican, de manera concluyente ni las reservas ni los aumentos de petróleo que pueden lograrse optimizando la recuperación secundaria.

El ingeniero debiera concentrarse en unidades de flujo hidráulicas.

Gestión de reservorios

Nivel de supervisión

Se debe analizar de mayor a menor escala.

- Al entender el modelo de flujo del reservorio, se obtiene una línea de base que permite diferenciar entre pobre y buena performance. Permite determinar el OIP actual y su distribución.
- Después de entendido el flujo en el pattern la supervisión de un pozo individual permite dar recomendaciones específicas.

Gestión de reservorios

Se propone evaluar inicialmente para el campo, luego para los patterns y finalmente en los pozos individuales lo siguiente:

1-Gráfico compuesto de perfomance del reservorio (caudales de fluidos, caudal de petróleo, WOR, GOR, petróleo y agua acumulados, número de pozos vs tiempo con registro de los cambios en las estrategias de operación.

2-Log caudal de petróleo vs acumulada de petróleo.

3-Recuperación de petróleo (%OIIP) vs acumulada de agua inyectada neta/volumen poral móvil (conformance plot).

4-Recuperación de petróleo (%OIIP) vs agua inyectada acumulada/volúmenes porales de HC (RF vs HCPVI).

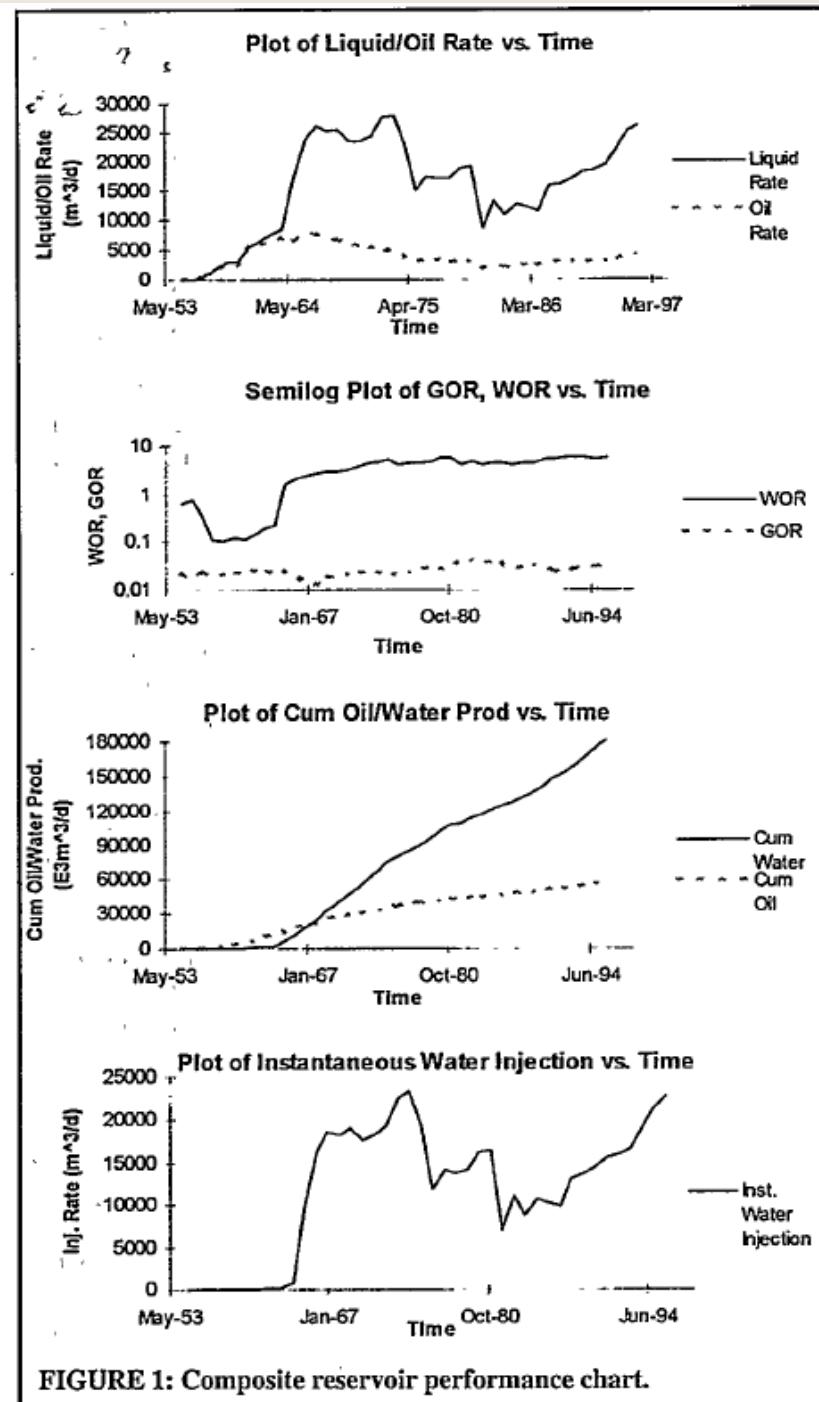
5-Cálculo de la Eficiencia de Barrido Volumétrica actual y final usando $N_p = N \times E_d \times E_{vol}$

6-Cálculo del caudal total promedio.

Gestión de reservorios

Gráfico compuesto de la perfomance del reservorio:

Se puede ver a grandes rasgos si los cambios operacionales observados corresponden a cambios en la perfomance. En esta fase estamos analizando:
¿Cuáles son los factores que limitan la recuperación?



Análisis del Gráfico del Caudal de Petróleo vs. Tiempo

Es el punto de partida para diagnosticar la respuesta del reservorio.

El análisis de la respuesta debiera dividirse en varios períodos:

- En casos donde la Recuperación Secundaria se empieza después de una depletación significativa durante la primaria, los períodos comunes son: el llenado (fillup), la cuesta o crecimiento (incline), la cresta, o valor máximo (peak) y la declinación (decline).
- En caso en que no hubo mucha depletación primaria, los períodos que hay normalmente son un período de meseta (plateau) seguido de la declinación.

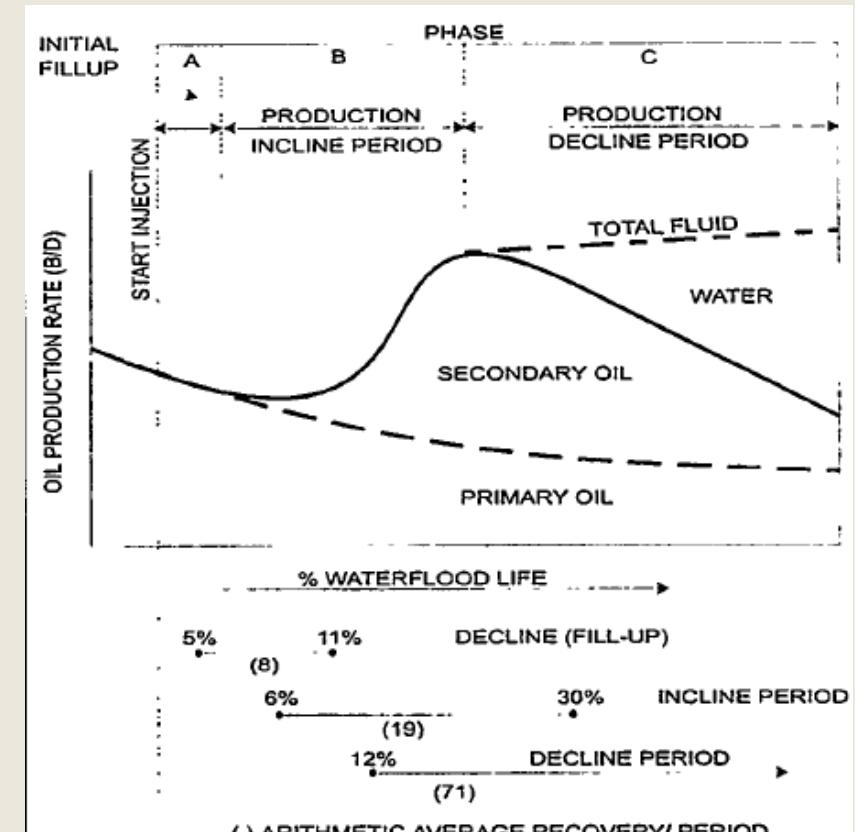


FIGURE 2: Typical successful waterflood performance.⁽²⁾

Análisis del Gráfico del Caudal de Petróleo vs. Tiempo

Período Inicial (Fillup): este período comienza con la inyección de agua inicial y finaliza con la primera respuesta a la inyección, representada por un aumento en la producción. Durante este período, el espacio ocupado por el gas está siendo llenado, el gas libre se solubiliza y la presión de reservorio se va restaurando. El caudal de producción puede continuar declinando o permanecer constante. Como regla de dedo, el primer incremento en el caudal usualmente ocurre cuando se han inyectado $\frac{2}{3}$ del VP.

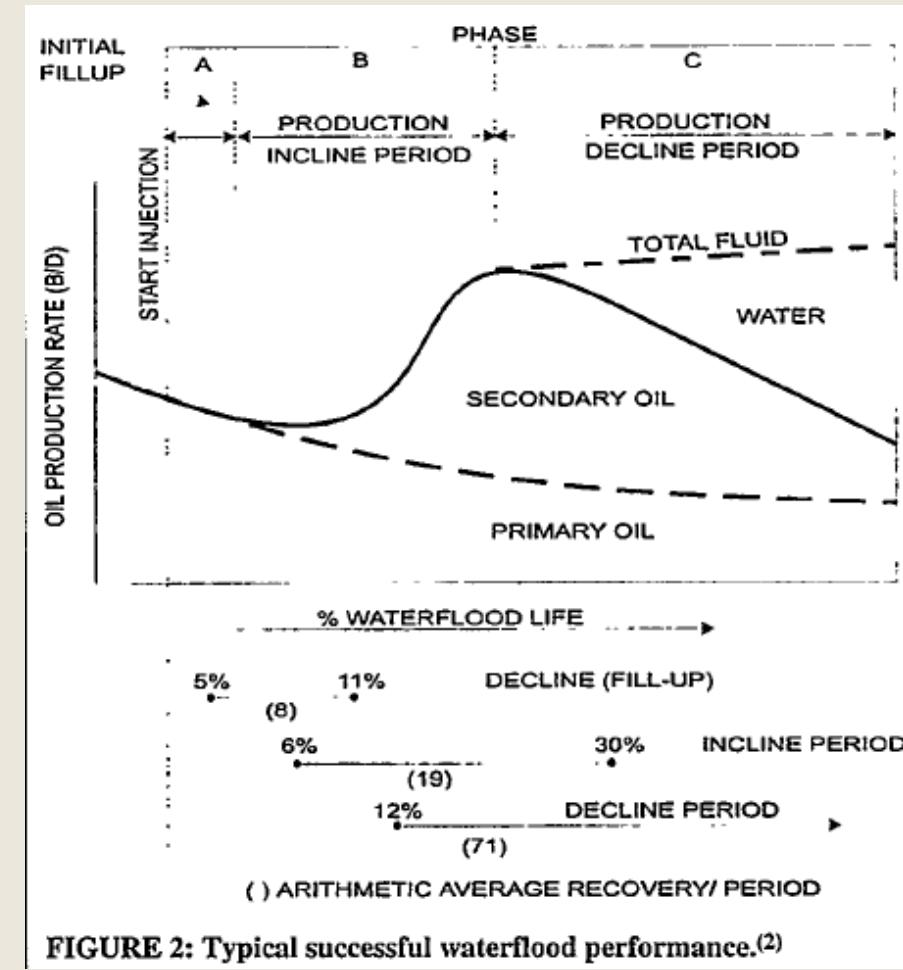


FIGURE 2: Typical successful waterflood performance.⁽²⁾

Análisis del Gráfico del Caudal de Petróleo vs. Tiempo

En promedio representa de 5% a 11% de la vida total de la secundaria, dependiendo de la heterogeneidad de la arena del reservorio, el modelo, espaciado de los pozos, y el volumen de espacio vacío.

En general mientras más heterogéneo y estratificado es el reservorio, más rápido colapsa el gas.

Fillup Cortos y valores máximos de caudales bajos durante el período de crecimiento puede ser indicativo de canalización, bypassing y niveles bajos de depletación. Estas hipótesis pueden ser verificadas examinando GOR y WOR vs tiempo.

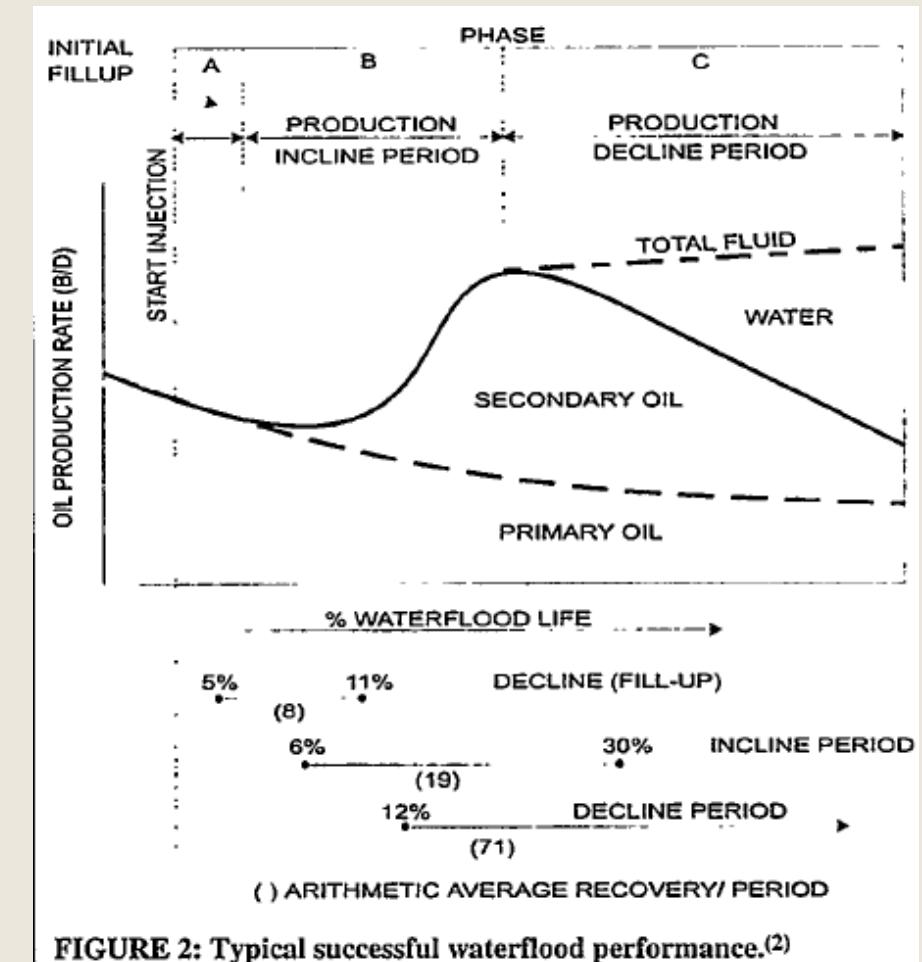


FIGURE 2: Typical successful waterflood performance.⁽²⁾

Análisis del Gráfico del Caudal de Petróleo vs. Tiempo

Período de crecimiento: Va desde cuando la producción de petróleo empieza a aumentar hasta alcanzar la cima o máximo caudal de la producción.

Durante este período, el caudal de la producción aumenta mucho, y la fracción de agua no crece substancialmente.

El tiempo requerido en este período en promedio, es de 20% de la vida del proyecto total.

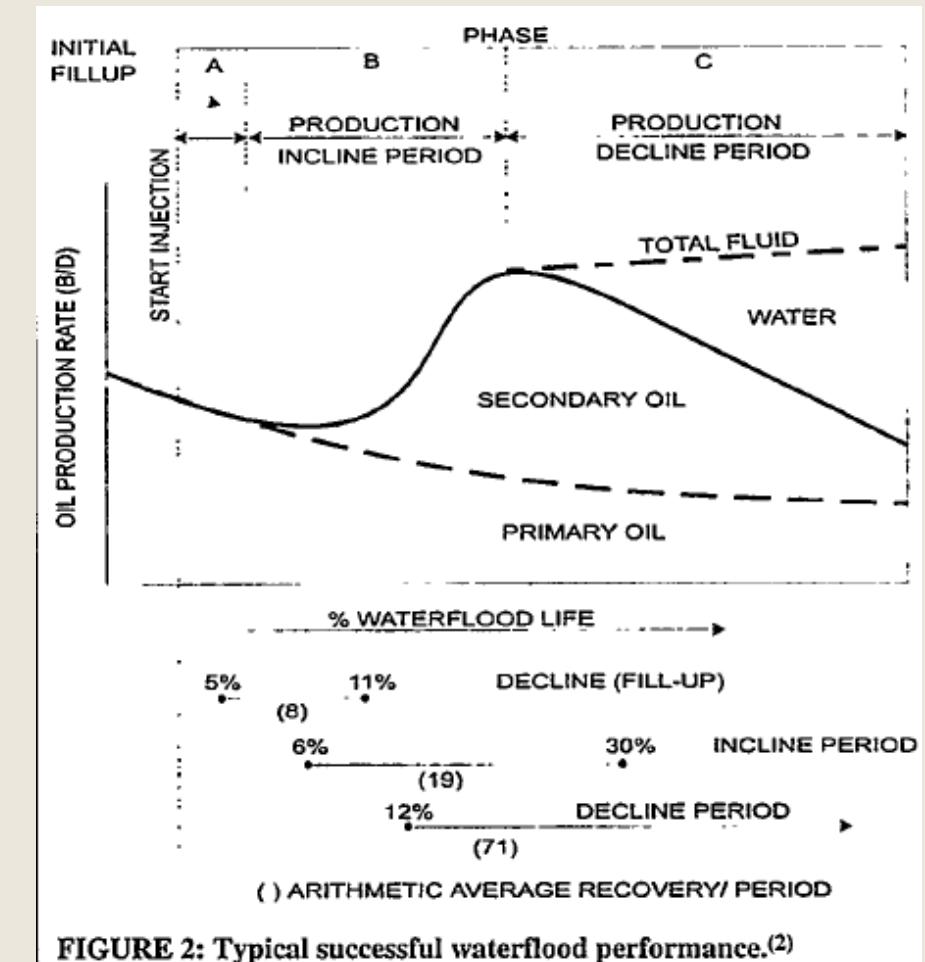
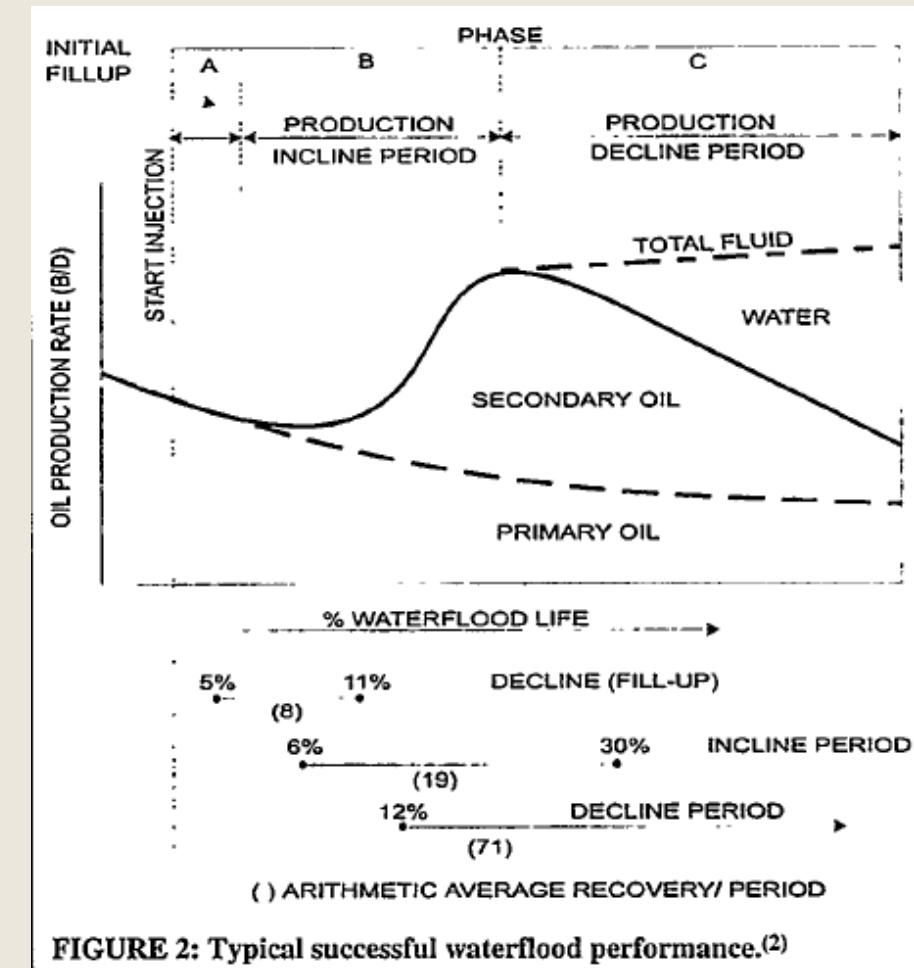


FIGURE 2: Typical successful waterflood performance.⁽²⁾

Análisis del Gráfico del Caudal de Petróleo vs. Tiempo

Período de máximo caudal (Peak): En general una respuesta con un alto pico de producción en comparación con la línea base de la depletación primaria ocurrirá en:

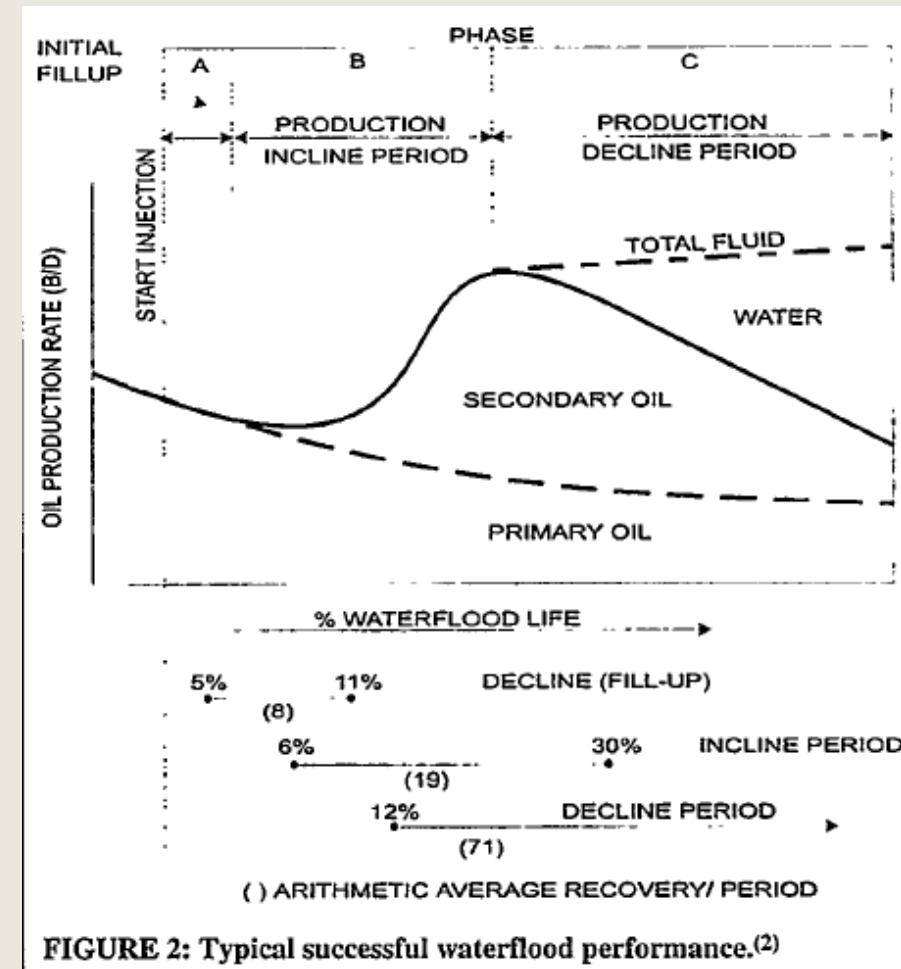
1. Reservorios más homogéneos.
2. M más favorables.
3. Reservorios con mayor continuidad.
4. Reservorios con mayor depletación primaria
5. Reservorios con mejor soporte de inyección por presencia de patterns o límites cerrados.
6. Reservorios con altos caudales de inyección



Análisis del Gráfico del Caudal de Petróleo vs. Tiempo

Período de máximo caudal (Peak):

- Si la Recuperación Secundaria empieza antes de una depletación significativa por primaria, se cumple lo anterior con excepción del punto 4 dando una meseta por mucho más tiempo.
- Si la respuesta del máximo caudal de petróleo es débil o inexistente, el reservorio, puede tener problemas de continuidad. Normalmente la falta de producción de agua a tiempos tardíos combinado con alto GOR lo confirmará.



Análisis del Gráfico del Caudal de Petróleo vs. Tiempo

Período de declinación de la producción

Empieza después de ocurriente que ocurre el pico de producción y la producción empieza a caer en forma continua hasta que se alcanza el límite económico. En general el caudal de petróleo decrece mientras el de agua aumenta.

Según estadísticas de Bush y Helander:

es en promedio el 70% del total de la vida del proyecto.

La producción acumulada es aproximadamente 70% de las reservas totales, con un caudal de declinación promedio del 41% por año, (observaron que 2/3 de los proyectos declinaban 20 a 55% por año), con la mayoría de las curvas aplanadas después del 1º año.

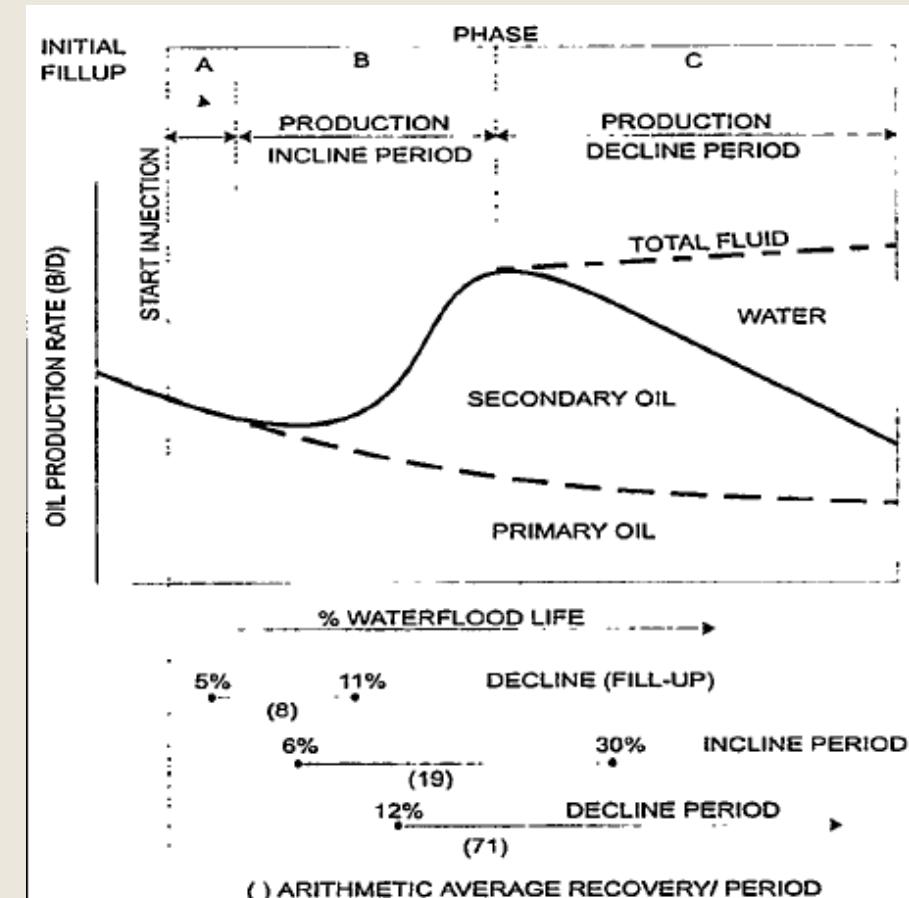


FIGURE 2: Typical successful waterflood performance.⁽²⁾

Análisis del Gráfico del Caudal de Petróleo vs. Tiempo

Período de declinación de la producción

Si la velocidad de declinación es baja (<10%) los crossflow del reservorio pueden ser muy eficaces proporcionando adicional barrido volumétrico. Muchos reservorios con temprana rotura pueden presentar recuperaciones finales altas, esto ocurre especialmente para: reservorios fracturados, reservorios estratificados heterogéneos y reservorios con segregación gravitacional.

Acá las fuerzas viscosas, capilares o de gravedad pueden producir gran crossflow, que puede recuperar reservas sustanciales luego de la ruptura. Presentan un corte de agua que sube rápidamente y luego se incrementa gradualmente durante un período largo.

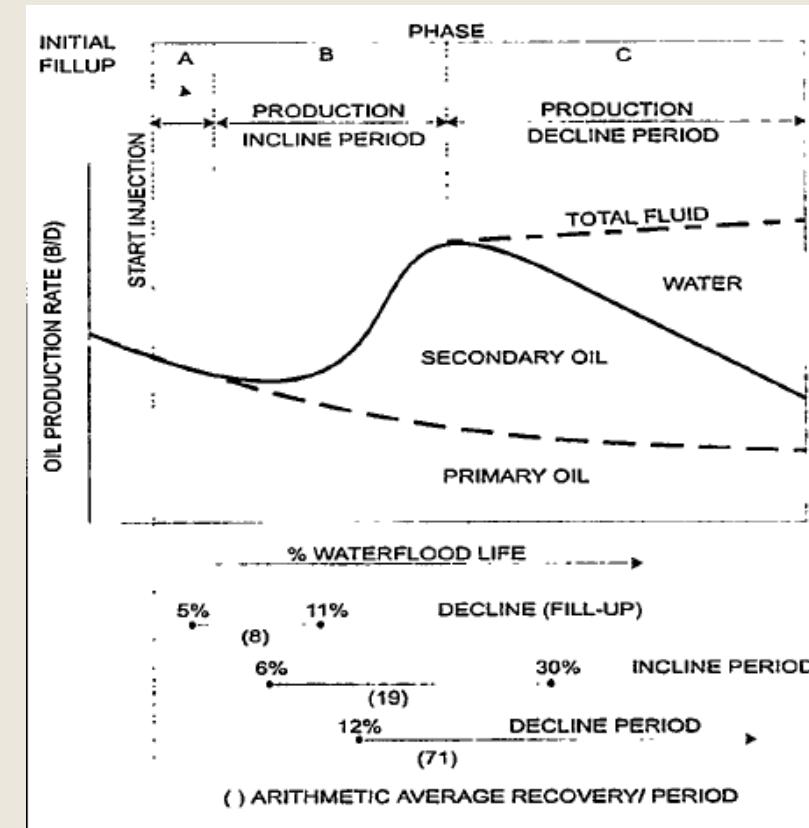


FIGURE 2: Typical successful waterflood performance.⁽²⁾

Análisis del Gráfico del Caudal de Petróleo vs. Tiempo

La adición de pozos infill generan caudales mayores de fluidos que pueden distorsionar el gráfico del caudal de petróleo vs tiempo.

La interferencia entre los productores recientemente perforados y los viejos es indicativo de buena continuidad del reservorio.

Si los productores recientemente perforados, son pozos horizontales distorsionan los modelos de flujo y causan que los pozos declinen mucho más rápidamente.

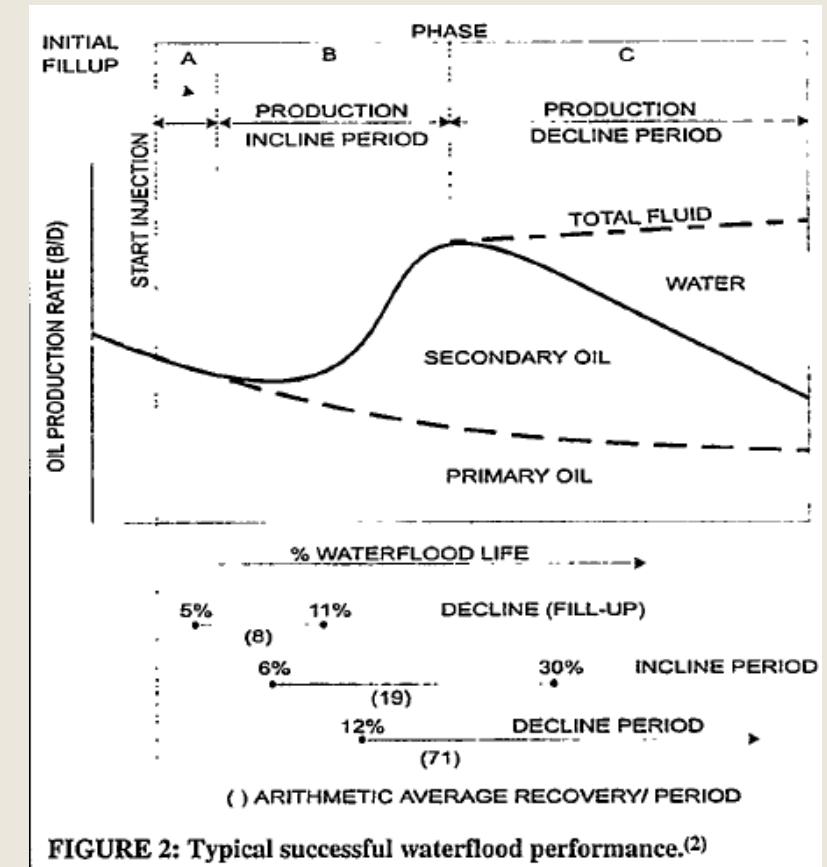


FIGURE 2: Typical successful waterflood performance.(2)

Análisis declinatorio

Los gráficos de declinación dan una estimación grosera de:

la recuperación total y la recuperación potencial incremental debido a los cambios operacionales.

La forma de las curvas de declinación depende de la energía el reservorio, el mecanismo de drenaje, la eficiencia del pozo, el aumento gradual del daño disminuye la eficacia pudiendo causar declinaciones similares a la pérdida de energía del reservorio Las permeabilidades relativas y la saturación de fluidos juegan un papel clave.

Las curvas declinatorias son una gran herramienta en campos maduros con patterns desarrollado y caudales constantes.

Análisis declinatorio

Tipos de declinación según distintos autores

Autor	Declinación
Arps	Hiperbólica
Bush	Armónica e hiperbólica
Ramsay y Guerrero	Armónica e hiperbólica
Schuldt	Hiperbólica
Lijek	Armónica e hiperbólica
Wong	hiperbólica

Los tipos de declinación para la Recuperación Secundaria son los armónicos o hiperbólicos.

Análisis declinatorio

- El análisis de declinación es útil para determinar previamente la recuperación esperada pero no dice cómo mejorarla.
- Es arriesgado extrapolar las tendencias históricas sin entender la contribución de los factores a la declinación o anticipándose a nuevos factores que entran en juego.
- La mayoría de las Recuperaciones Secundarias son manejadas sólo mirando análisis del caudal de petróleo y examinando la presión, pero para un manejo adecuado del reservorio las producciones de gas y agua deben también observarse.

Conformance plot

Su uso primario es para identificar los flujos en los arreglos y las pérdidas por zonas no contactadas.

En un caso ideal, donde la presión sea constante, no hay saturación de gas inicial y no hay ninguna salida o entrada de flujo al área, el gráfico debe ser una línea recta.

Los cambios de pendiente pueden ser indicativo de:

- Entrada o salida de flujo por fuera del volumen de control .
- Pérdida de agua hacia zonas donde no contacta al petróleo (capa de gas).
- Caída de la saturación de gas.
- Presurización o despresurización del espesor.

Normalmente un número grande de pozos dan una representación bastante lineal.

Conformance Plot

No es una línea recta el gráfico de conformidad cuando:

- Hay pérdidas de agua a zonas sin interés.
- Hay capa de gas o gas libre inicial al inicio de la secundaria,

Se puede usar la desviación del comportamiento de la línea recta para estimar los volúmenes de migración del petróleo.

Se calcula la línea teórica como un punto de referencia, siendo el punto final del gráfico igual a la eficiencia de desplazamiento después de injectar 1 volumen poral móvil de agua (MPV) y el punto inicial es la recuperación cero.

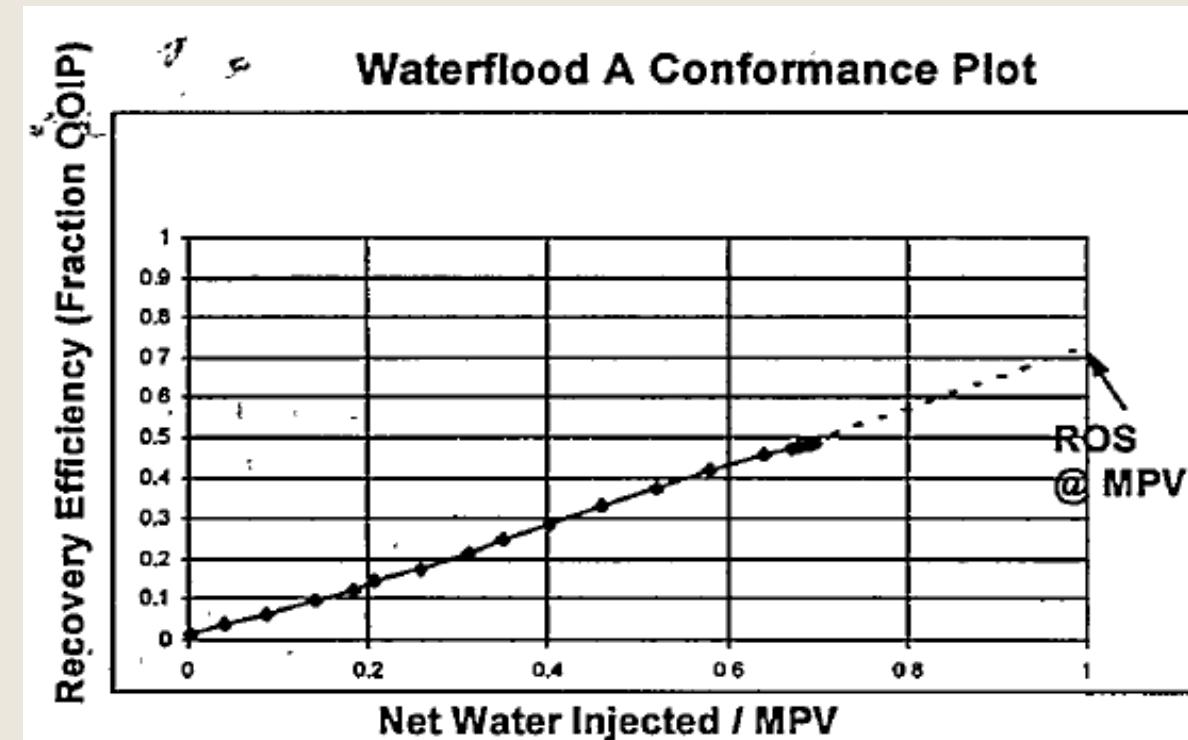


FIGURE 4: Conformance plot.

$$E_d = \frac{(S_{oi} - ROS)}{S_{oi}}$$

ROS no es igual que Sorw , la sat. de pet. res. que se toma después que se han inyectado múltiples volúmenes porales en el testigo, mientras que en el reservorio la mayoría de la roca es atravesada por menos de 1 volumen poral.

Conformance Plot

Si ya hay una tendencia del plot de conformidad bien establecida, se extrae la línea a 1 MPV injectado y se estima la eficiencia del desplazamiento económico.

Las eficiencias del desplazamiento normalmente están en el rango del 40 - 60%.

Por lo que el ROS es superior en 5 a 10% al S_{orw} debido al petróleo bypassado y al limitado volumen poral atravesado.

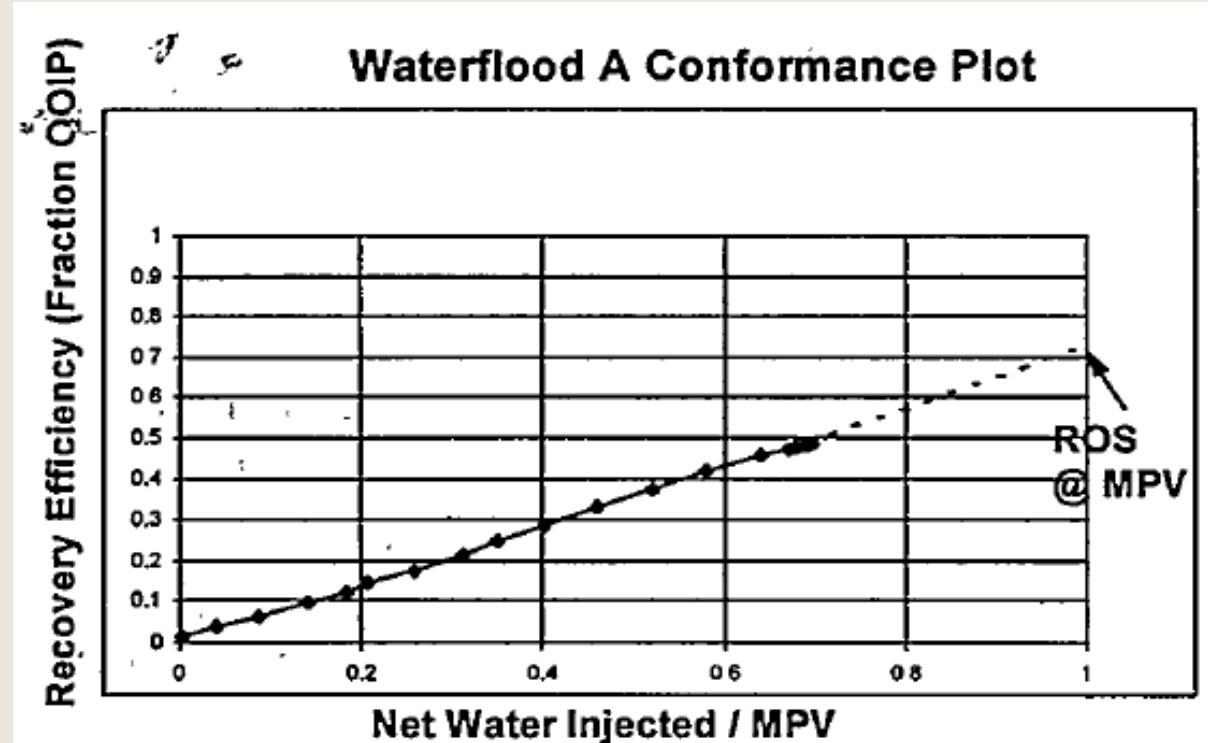


FIGURE 4: Conformance plot.

Conformance Plot

El flujo de fluidos de o hacia un arreglo desde otro adyacente, determina que el desempeño actual sea diferente a la línea teórica. Debe prestarse atención a la alocación de factores areales para devolver la tendencia anterior a la línea. El balance de materiales y mapas de tendencia del reservorio son útiles para confirmar la alocación de factores como correcta.

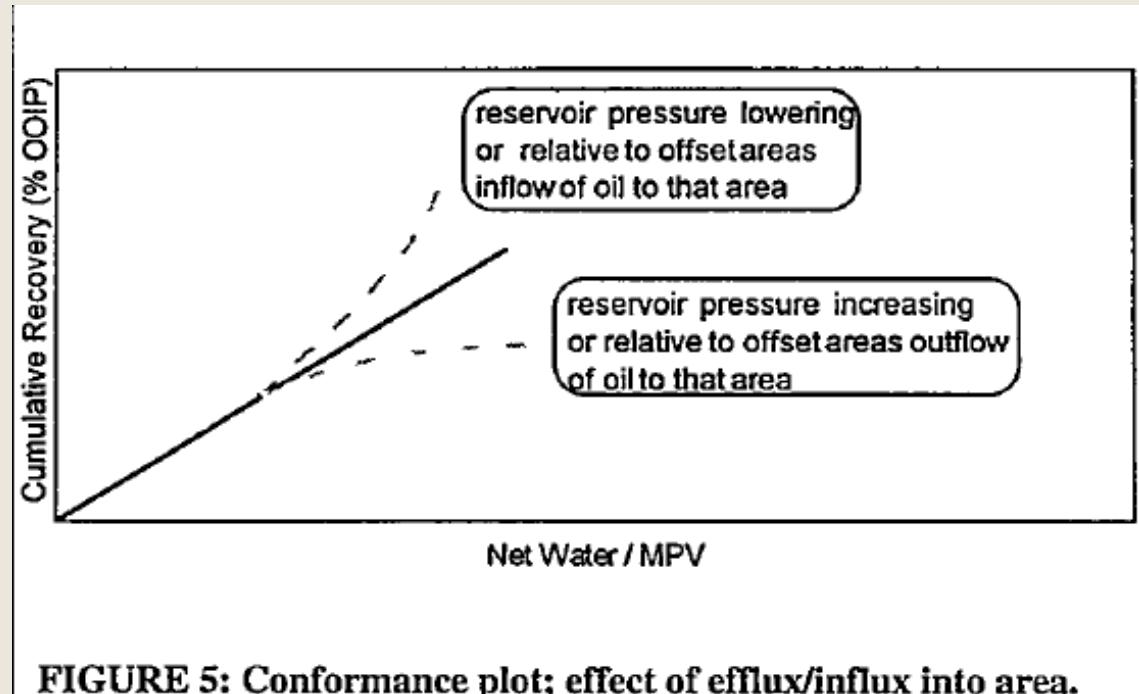


FIGURE 5: Conformance plot: effect of efflux/influx into area.

Petróleo recuperado vs agua inyectada acumulada

Para un pozo individual o un piloto, suelen presentar una tendencia a la no linealidad debido al flujo interarreglos y/o colapso del gas. Si las desviaciones son significativas, la inyección de agua y el volumen desplazable deben ser corregidos, pero además podemos necesitar ajustar los factores de alocación areal.

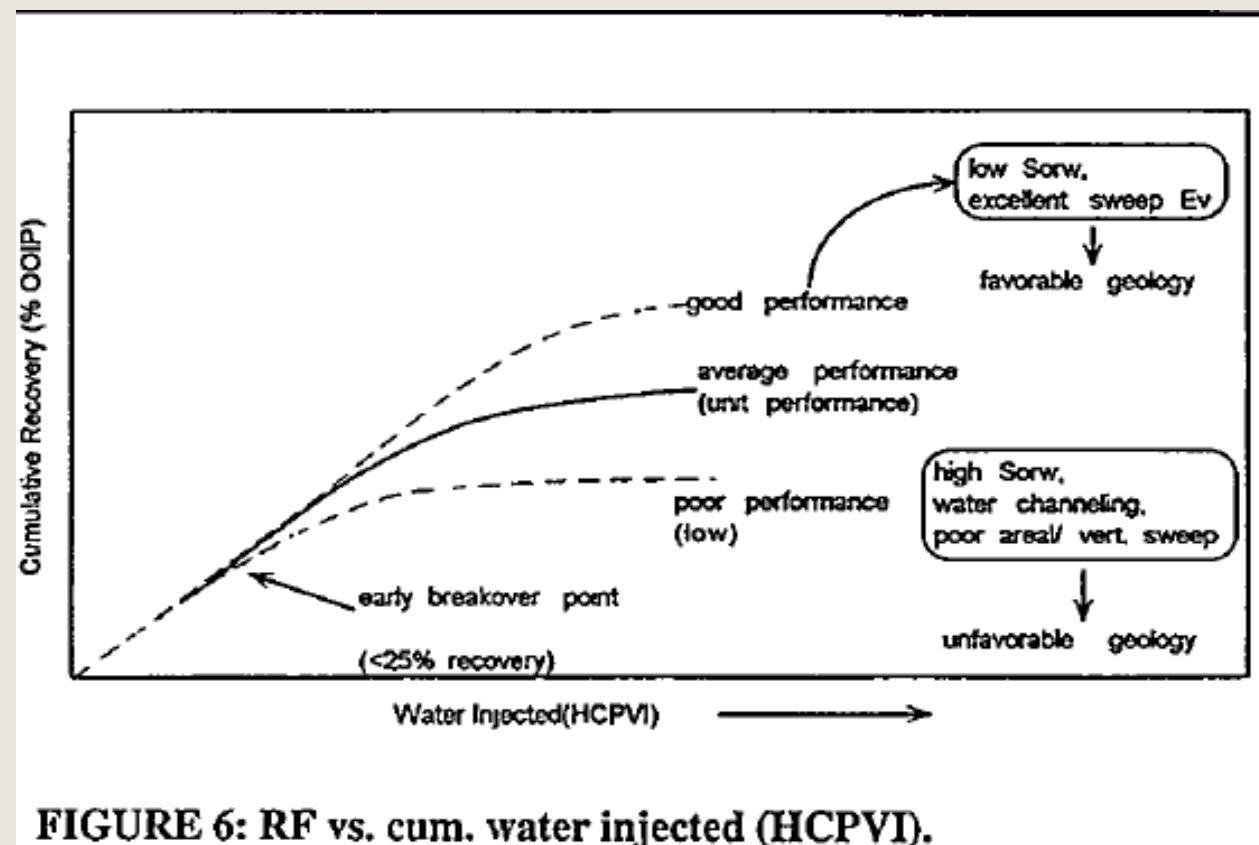


FIGURE 6: RF vs. cum. water injected (HCPVI).

Petróleo recuperado vs agua inyectada acumulada

- Es útil para comparar un arreglo con el promedio del reservorio o incluso con otros reservorios.
- Las tendencias son lo importante y no los números absolutos.
- ¿cuáles son los factores limitantes de la recuperación? ¿La recuperación es baja debido a que los volúmenes inyectados son bajos o que el reservorio está cerca de la saturación de petróleo residual?
- Normalmente en una secundaria la rotura se produce, para $M \leq 1$, alrededor del 20% de la recuperación total petróleo. Una rotura temprana puede ser indicativa de la heterogeneidad o $M > 1$. Según Sloat, la rotura temprana se debe a variaciones de permeabilidad extrema.
- La disminución rápida de pendiente puede indicar: excesiva canalización debido a la heterogeneidad, o fracturamiento de la zona y pérdidas del agua a zonas sin interés.
- Si la recuperación es más alta puede estar complementándose con otros mecanismos de drenaje tal como gas cap, gas en solución o empuje de agua .

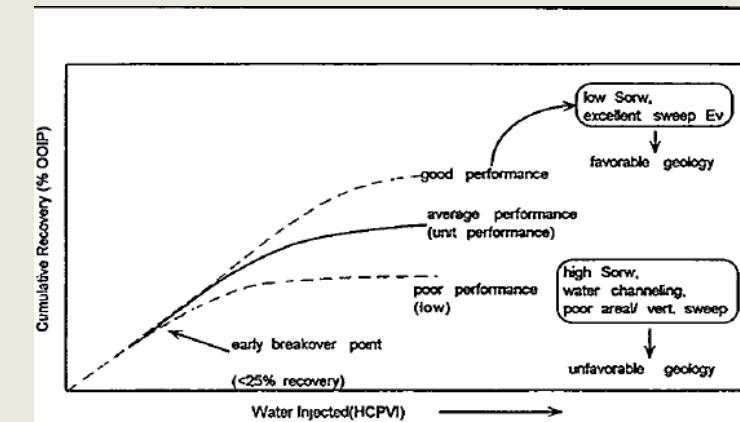


FIGURE 6: RF vs. cum. water injected (HCPVI).

Conformance Plot

- Se deben trazar los plot en zonas con una geología común. Así podremos comparar y agrupar los modelos individuales por performance alta, media, o pobre con respecto a la tendencia media del reservorio.
- Bajo las condiciones normales el plot de RF vs. de HCPVI debe tener una pendiente constante decreciente monótonamente.
- Se puede hacer una estimación de la recuperación de petróleo extrapolando el plot RF vs. HCPVI y compararlo con un análisis de declinación. Si el análisis de declinación muestra una recuperación, comparado con el plot RF vs. HCPVI , más baja: el caudal de inyección de agua es baja, si es más alta: la recuperación está complementándose con otros mecanismos de drenaje tal como gas cap, gas en solución o empuje de agua.
- Se puede tomar como valor promedio para una secundaria típica del plot RF vs. HCPVI: el 30% de recuperación a 1,25 HCPV.

Velocidad promedio de la recuperación por año

$$\text{Velocidad promedio de la recuperación por año} = \frac{Wt \cdot Bw}{Vp \cdot (\text{años})}$$

Wt = volúmenes inyectados acumulados

Bw = factor de volumen de formación del agua

Vp = volumen poral

Años = número de Años de secundaria)

Valores típicos en los proyectos canadienses: de 2 -5% del volumen poral por año.

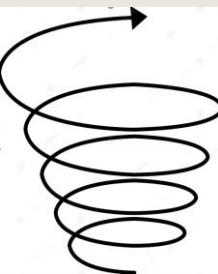
Bush (Oklahoma): de 10% del volumen poral por año.

Willhite establece que se requieren típicamente uno a dos vol. porales de agua para recuperar la mayoría de petróleo móvil.

Las técnicas de supervisión siempre deben ser anteriores a los estudios profundos, incluyendo la simulación numérica.

FIN

Eres agente de cambio



RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano

2025

silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

WATERFLOODING

Reservoir Management for Waterfloods—Part II

Richard Baker

JCTP Enero de 1998, Volumen 37, Nº 1

The Journal of Canadian Petroleum Technology

Reservoir Management for waterfloods

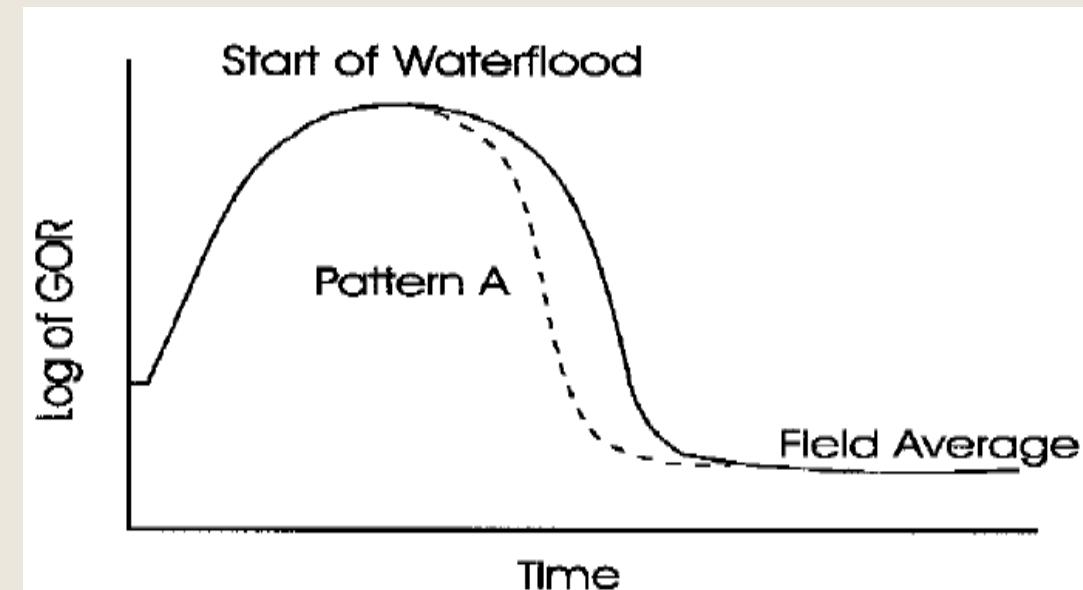
Richard Baker

- En la parte I se estudió la respuesta de la producción de petróleo a la inyección de agua.
- En la parte II se investiga la respuesta de la producción de gas y agua, análisis de la inyección y respuesta de la presión del reservorio

GOR

Un indicador de canalización es la **prematura caída en el GOR**, es decir una caída en la saturación de gas antes de lo esperado.

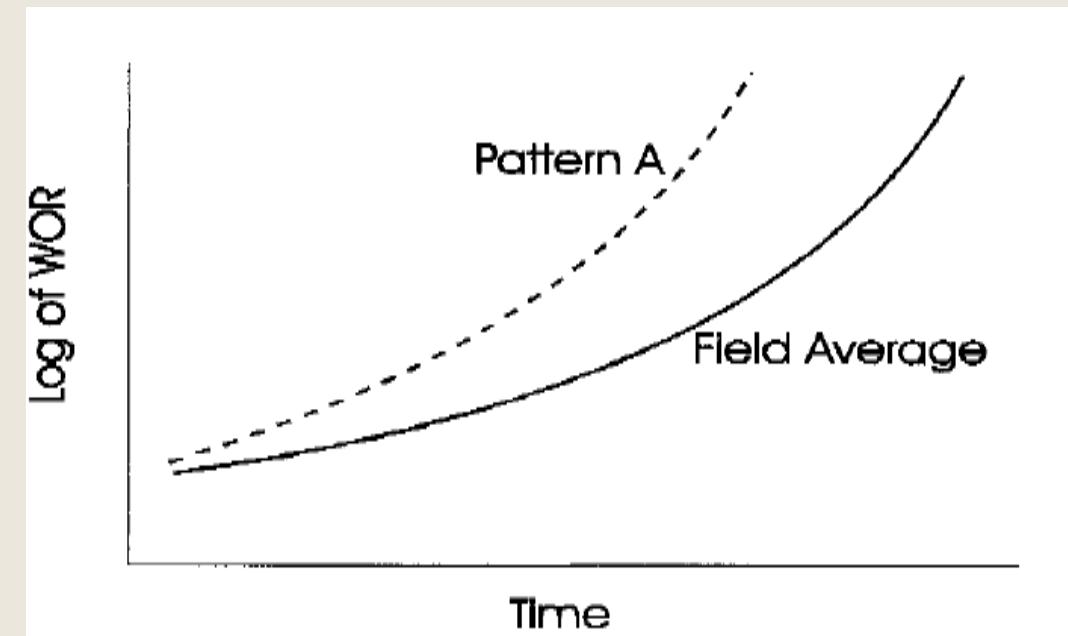
En reservorios estratificados con nulo o poco crossflow, la inyección de agua en una capa inicialmente despresurizada causará que el GOR disminuya rápidamente. A menudo los reservorios naturalmente fracturados exhiben caída de GOR más rápido porque el agua llena la fractura y no invade inicialmente la matriz que es el objetivo del waterflooding. La figura muestra un ejemplo de un pattern donde ha ocurrido canalización por lo que debiera ser revisado geológicamente para intentar identificar las zonas ladronas/fracturadas naturalmente.



WOR

Otro indicador de performance, son los tiempos al breakthrough y consecuentemente la tendencia del WOR, que puede ser un indicativo de canalización. Sin embargo, como altos WOR o rápidas caídas de saturación del gas pueden deberse también a altos caudales de inyección, debiera graficarse WOR y GOR vs HCPVI (volumen poral injectado HC).

En general, si la irrupción del agua sucede antes que se haya inyectado un 20% del volumen poral, se estima que ha ocurrido canalización debido a heterogeneidades.



WOR-GOR

Los gráficos:

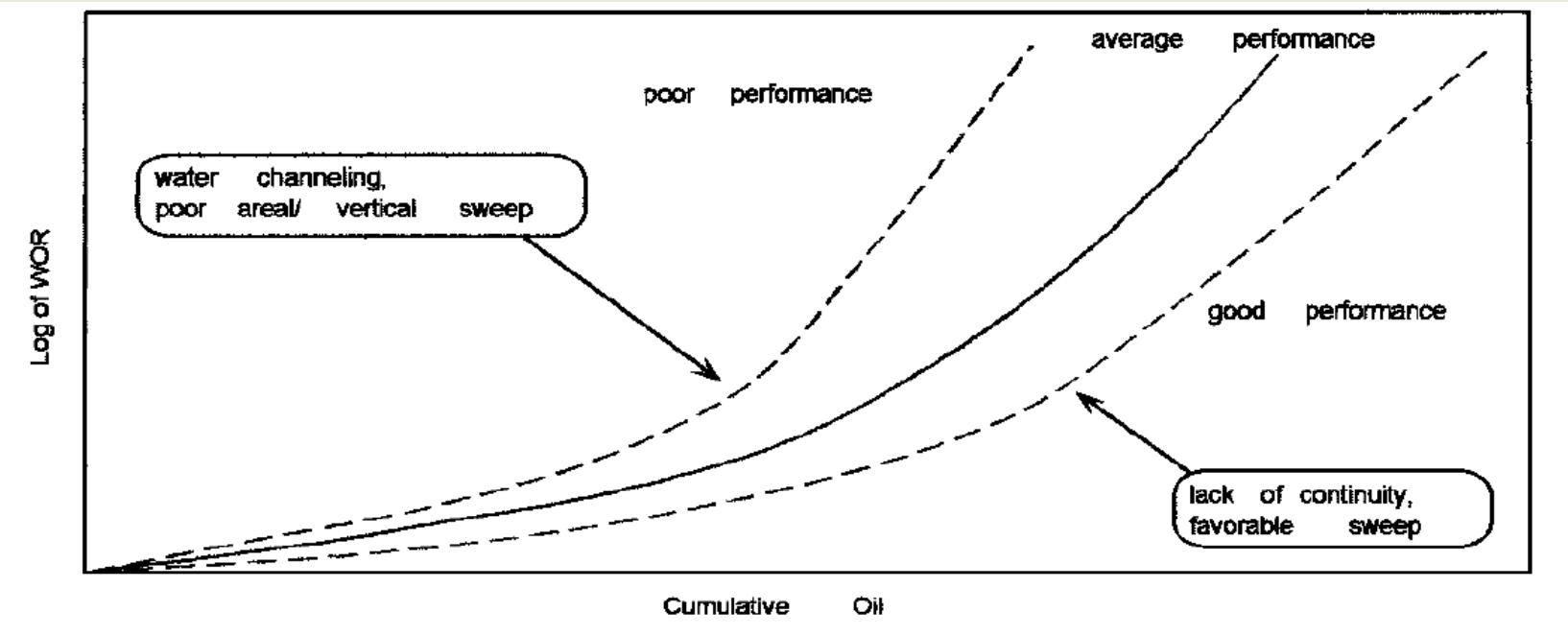
WOR o GOR vs tiempo y log de WOR vs Np se usan como una indicación de canalización y heterogeneidad.

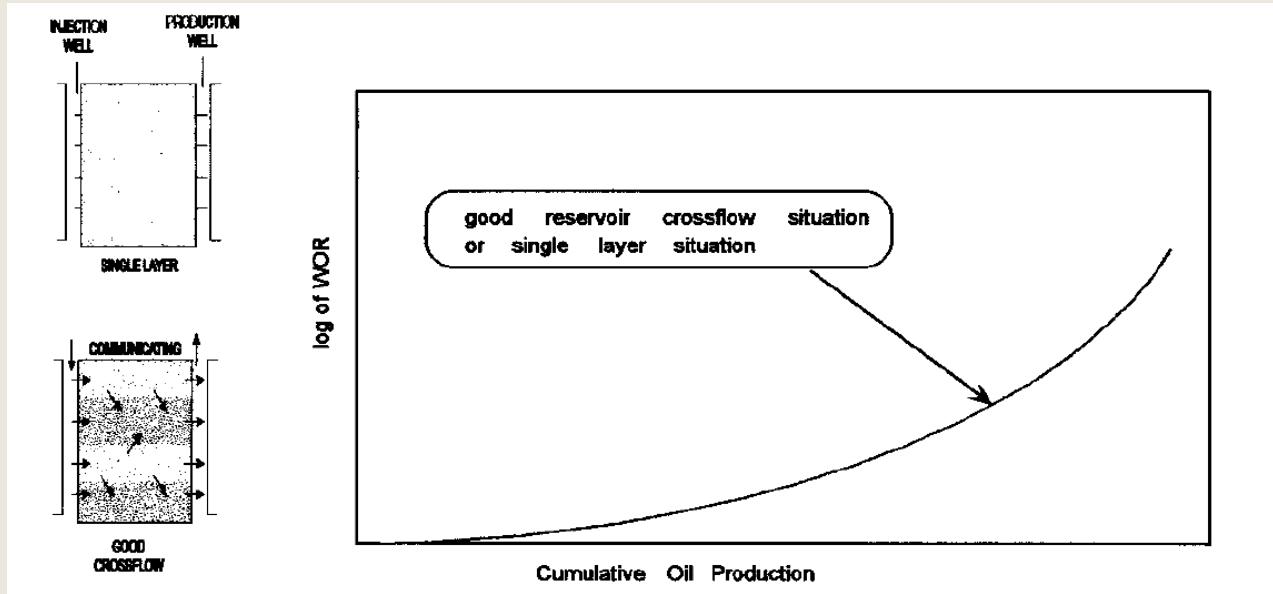
- Si $M>1$, la pendiente a tiempo tardíos del gráfico es principalmente controlado por las curvas de kr agua petróleo por consiguiente, puede derivarse la $E_{volumétrica}$ de estos gráficos.
- Si $M<1$, la pendiente a tiempo tardíos del gráfico es principalmente controlado por la K heterogénea, o la segregación de los fluidos.

En los sistemas estratificados, el gráfico WOR vs Np puede tener un perfil tipo escalón, correspondiente a varias capas rompiendo.

Log WOR vs Np

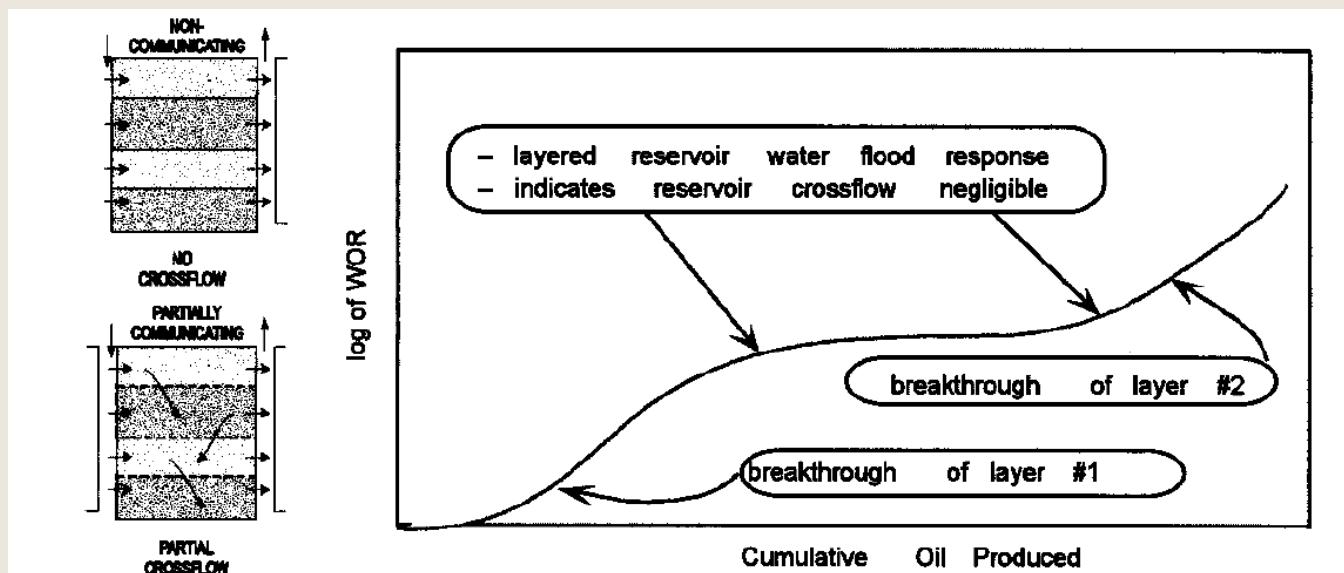
WOR vs Np y comparando el pattern con el promedio del grupo o reservorio se obtiene un indicador cualitativo de la eficiencia de barrido volumétrica.



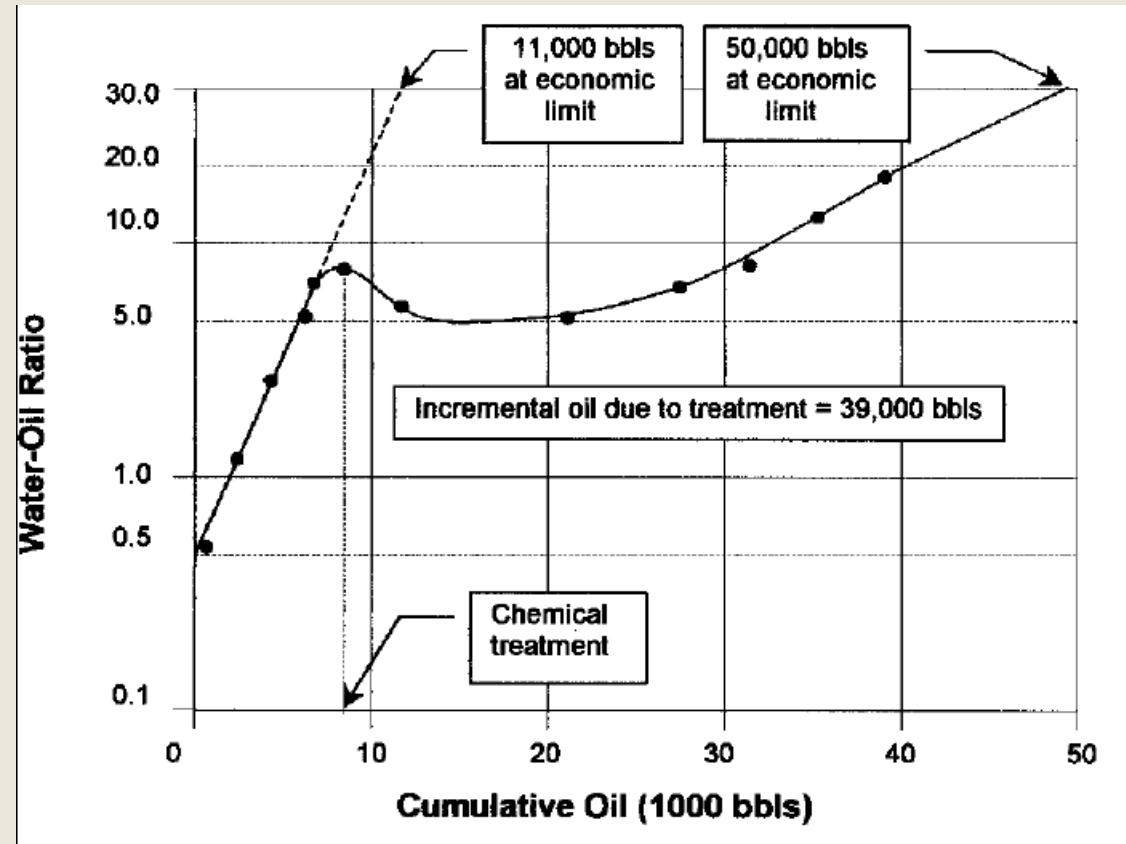


WOR vs. N_p for single layered reservoir, or multi-layered reservoir with good crossflow.

WOR vs. N_p for a Layered reservoir with negligible crossflow



La extrapolación de WOR vs Np y los cambios en su pendiente pueden indicar una recuperación de petróleo incremental, por ej. debido a la perforación de pozos infill o cambios operacionales.



Producing well response after a near-wellbore blocking/diverting treatment.

Cálculo de M, número visco-gravitatorio, número visco-capilar

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

- relación de movilidades
- heterogeneidad
- gravedad.

Relaciones adimensionales simples se pueden usar, para determinar el régimen de flujo esperado entre los pozos. Esto le permite al ingeniero, relacionar rápidamente los regímenes de flujo con la producción, sugiriendo qué factores son determinantes en la recuperación de petróleo.

Relación de movilidades, M

TABLE 2: Indications of watercut performance.

	Homogeneous Reservoir	Heterogeneous Reservoir
$M \leq 1$	Late water breakthrough, rapid watering out of producers	Early water breakthrough, watercut performance depends upon crossflow and permeability contrast ratios
$M > 1$	Early water breakthrough, high but slowly rising watercut	Early breakthrough, generally poor performance

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

Equilibrio vertical y Efecto de las Fuerzas de gravedad

- La distribución de fluidos en una secundaria está dada por: el equilibrio gravedad / capilaridad.
- Cuando un yacimiento se produce a bajos caudales y hay una gran diferencia de densidad entre los fluidos injectados y producidos, las fuerzas de gravedad predominan sobre las fuerzas viscosas.
- A medida que aumenta el caudal de desplazamiento, las fuerzas viscosas se intensifican, causando que los fluidos fluyan preferentemente a través de las capas más permeables. Esto implica la creación de una distribución vertical del fluido que no está en equilibrio gravitacional.
- La importancia de la segregación gravitacional de los fluidos puede determinarse por la relación de tiempo-viscosidad-gravedad que se muestra mediante:

$$N_{gv} = \frac{\text{time required for horizontal flow movement due to viscous forces}}{\text{time required for vertical fluid movements due to gravity forces}}$$

Equilibrio vertical y Efecto de las Fuerzas de gravedad

$$N_{gv} = \frac{K_v \Delta p g \cos(\alpha) L}{K_h \Delta(P_h)} \frac{L}{h} \quad \langle \text{field units} \rangle$$

where:

$\Delta(P_h)$ = effective pressure difference between injector and producer neglecting near wellbore pressure drop

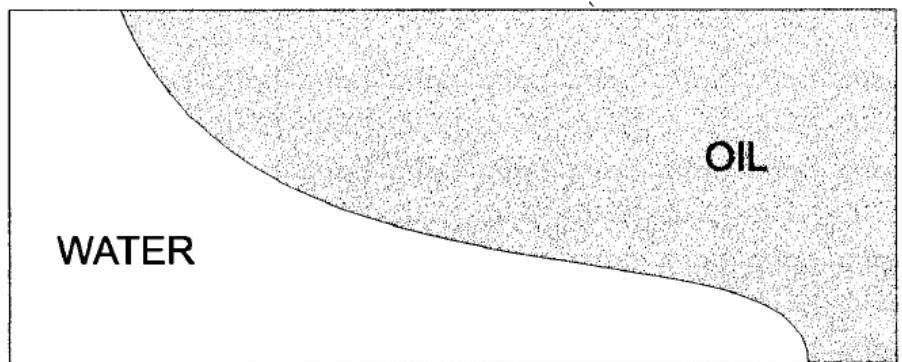
α = angle of dip

Para un reservorio donde:

- $N_{gv} < 0,1$, el flujo es dominado por fuerzas viscosas
- $N_{gv} > 10$, el flujo es dominado por gravedad

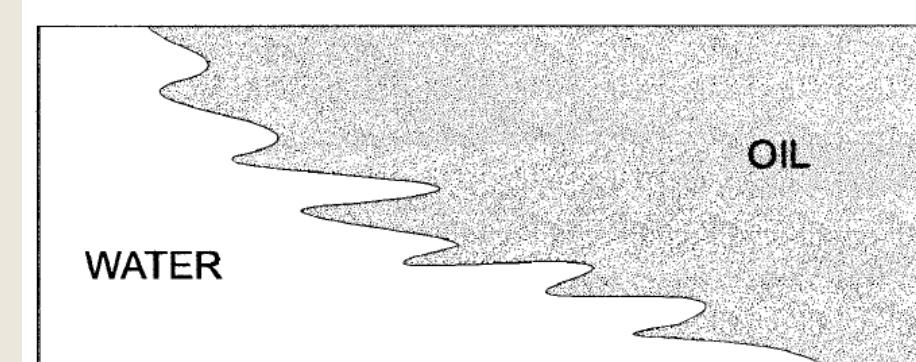
El número de gravedad-viscosidad indica tanto la importancia de las fuerzas de gravedad en un proceso de desplazamiento como el momento en que se restablece el equilibrio gravitacional. Es importante destacar que este número no indica la distribución del fluido.

Equilibrio vertical y efecto de fuerzas gravitatorias



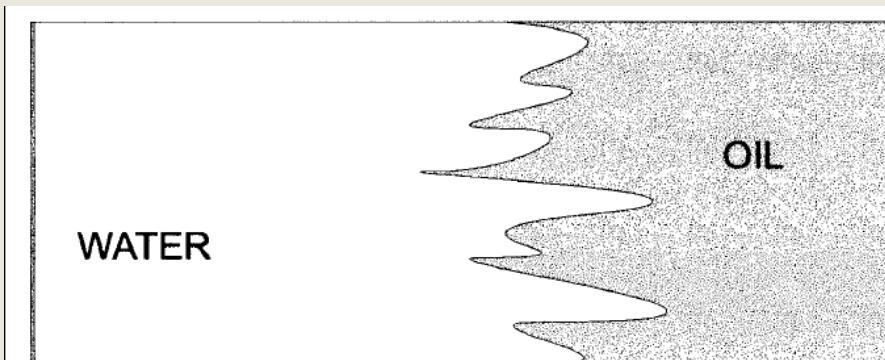
a. GRAVITY DOMINATED

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



b. TRANSITION

Transition flow regimes for waterflood displacement in a vertical cross section.



c. VISCOUS DOMINATED

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. Las diferentes posiciones del frente de inundación crean gradientes de saturación pronunciados entre las capas.
- Sin embargo, para un sistema mojado por agua, el agua se absorbe en las capas de menor permeabilidad desde las de mayor permeabilidad. Este proceso, llamado flujo cruzado capilar , es el resultado de la tendencia de la roca de retener el fluido mojante en su mayor superficie 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.

$$N_{cv} = \frac{K_v A L \Delta(P_c)}{8872q \mu h^2}$$

(field units; cp, md, Rbbl / d, ft)

L = longitud del reservorio

A = sección transversal

Kv= permeabilidad vertical

h = espesor de reservorio

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

Equilibrio vertical y Efecto de las Fuerzas Capilares

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

- Los caudales disminuyen,
- K_v/K_h aumenta, (K_v es alta es decir, N_{cv} es grande >10) ,
- el espaciamiento inter pozos aumenta,
- el espesor del reservorio disminuye

Las fuerzas capilares dominan el desplazamiento, causando que los fluidos fluyan en la dirección transversal. La velocidad depende del equilibrio entre las fuerzas capilares y viscosas. Si N_{cv} son altos (>10), se espera un frente uniforme, una 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. Es útil para indicar cómo será el frente del flujo : cuán pronunciado o difuso 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 área de la sección transversal al flujo.

Velocidad de reemplazo intersticial

$$VRR = \frac{\text{injected reservoir volumes}}{\text{produced reservoir volumes}}$$

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

Se calcula en forma acumulativa e instantánea (por ej. mensual) y se grafica vs tiempo.

VRR= 1 cuando hay reemplazo de vacíos.

Los gráficos de VRR vs tiempo se usan para indicar si la presión se ha mantenido por la inyección de agua.

Es importante comparar los gráficos de VRR acumulada vs tiempo y la presión media del reservorio vs tiempo. Si no se correlacionan hay anomalías. Por ejemplo 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.

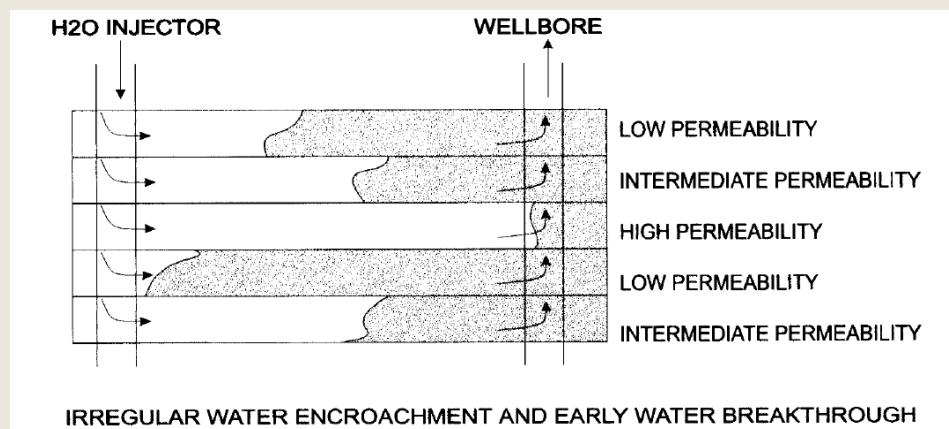
Identificación del problema

Una de las aplicaciones críticas de la supervisión es identificar la cantidad y distribución de petróleo, si está:

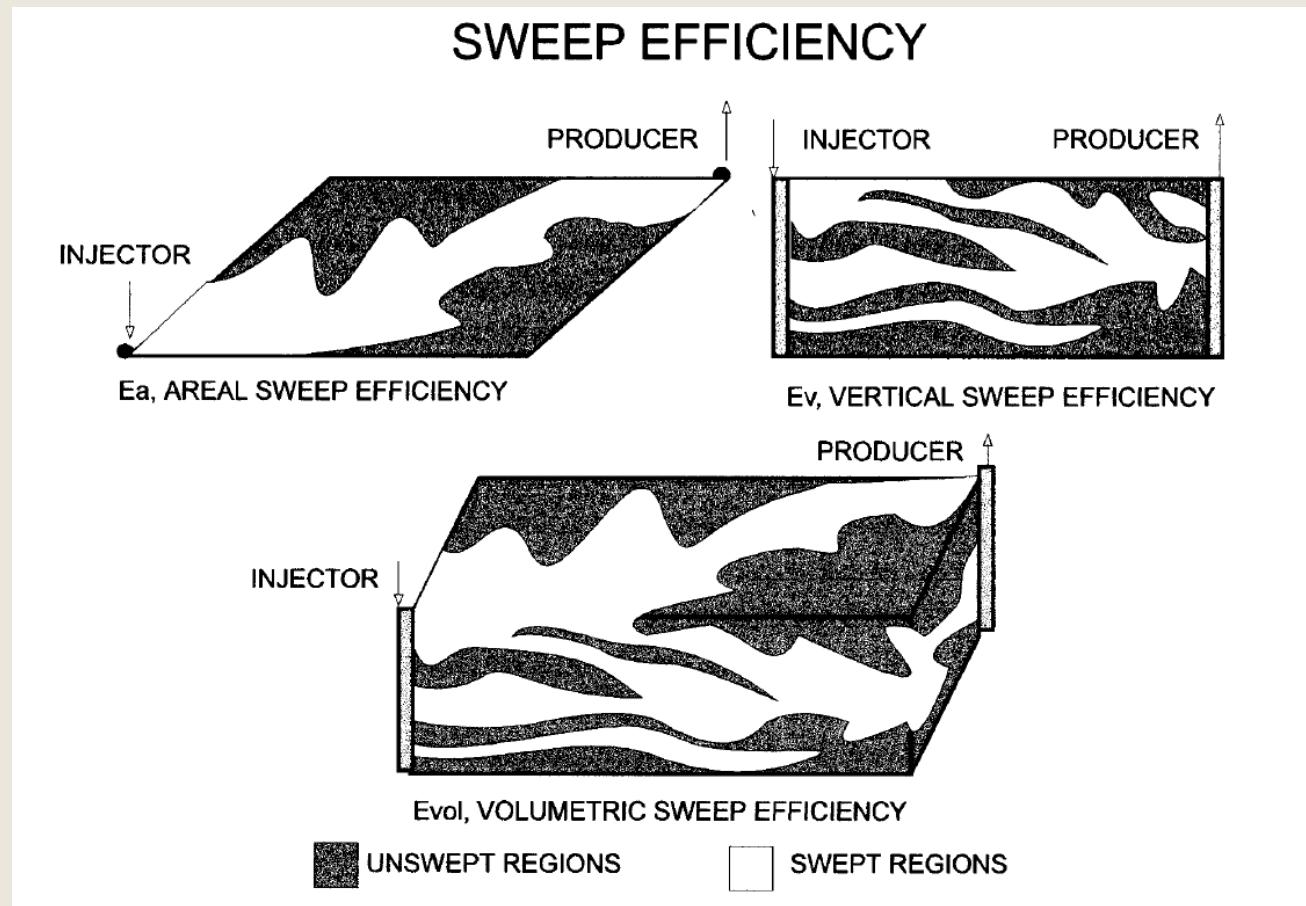
- en la zona barrida (base del cálculo de futuro EOR)
 - en la zona aun no barrida (base del cálculo para los pozos infill).

Target oil.

Las canalizaciones a través de las capas de alta permeabilidad y la segregación gravitacional pueden determinar que el agua inyectada bypass al petróleo y no lo contacte debidamente.



Eficiencia de barrido volumétrico vs Eficiencia de desplazamiento



- **Eficiencia de barrido volumétrica:** que llegue el agua inyectada a las áreas correctas en el reservorio.
- **Eficiencia del desplazamiento:** lograr que el agua inyectada desplace eficientemente 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. Una baja Evol tenía el doble de probabilidad de causar una recuperación deficiente del waterflooding que una baja Ed

Canalización/Segregación gravitacional

Características de la canalización debida a la heterogeneidad:

- bajo caudal máximo de petróleo como respuesta
- baja recuperación total
- alta pendiente de la curva WOR vs Np
- puntos de rotura tempranos en la curva del % RF vs HCPVI
- alto coeficiente de Dykstra-Parsons (> 0.7) (no aplicable a la segregación gravitacional)
- rápida caída del gas ($< 0,05$ HCPVI de agua)
- creciente WOR vs derivada del tiempo para los pozos individuales.

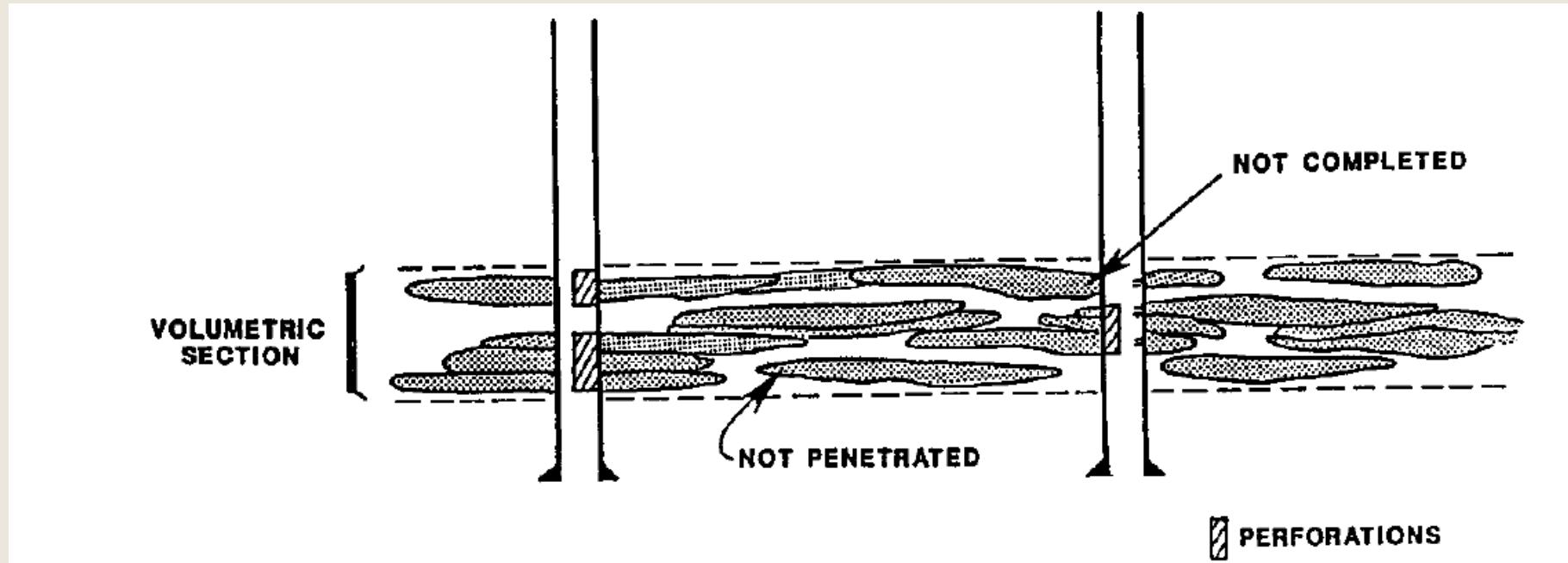
Los equipos de ingenieros y geólogos deben intentar correlacionar las tendencias geológicas con el corte de agua.

Continuidad Pobre

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

- El OOIP determinado por balance de materiales << por el cálculo volumétrico;
- muy pobre respuesta del máximo caudal de petróleo;
- pequeño o ningún colapso de gas, el GOR permanece alto;
- diferencias muy grandes en las presiones del build up entre pozos, sobre todo entre inyectores y productores;
- se observa pequeña o ninguna producción de agua en cualquier mapa de tendencia y en los gráficos del WOR vs Np incluso hasta después de >25% HCPVI de agua;
- pobre inyectividad,
- baja relación del espesor neto a bruto; a menudo es difícil correlacionar capas delgadas y de buena permeabilidad en secciones transversales.

Continuidad Pobre



The difficulty of correlating thin beds over cross sections

Eficiencia de desplazamiento pobre

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

- Baja respuesta del máximo caudal de petróleo (peak).
- Recuperación total baja
- Rápida declinación del caudal de petróleo
- Alta y temprana producción de agua
- Rápida ruptura en los gráficos de RF vs HCPVI.

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

FIN

Eres agente de cambio

