

**Monitoreo de Reservorios
Bajo
Recuperación Secundaria**

Parte I

Ricardo Baker

JCTP

Abril de 1997, Volumen 36, N° 4

**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?**

La clave para limitar las malas interpretaciones es conocer:

- **la cantidad y distribución del petróleo original y actual in situ.**
- **los modelos de flujo y**
- **la distribución de saturaciones de petróleo móviles**

El análisis geológico/petrofísico (k , θ , continuidad) es importante para responder ¿Cuál es el OOIP? Sin embargo, los estudios geológico sólos no cuantifican concluyentemente:

- **ni las reservas**
- **ni los aumentos de petróleo que pueden lograrse perfeccionando la secundaria.**

El ingeniero debe concentrarse en las unidades de flujo hidráulicas

NIVEL DE VIGILANCIA

SE DEBE ANALIZAR DE MAYOR A MENOR ESCALA

1. Al entender el modelo de flujo del reservorio, se obtiene una **línea de base** que permite diferenciar entre pobres y buenos desempeños. Permite determinar el OIP actual y su distribución
2. Después la vigilancia de un pozo individual permite dar recomendaciones específicas.

Al invertir el nivel de vigilancia se recomiendan workovers errados debido al hecho que la distribución de saturación actual no se entiende

Método de vigilancia mediante técnicas gráficas para entender el desempeño del reservorio

Se deben evaluar los gráficos inicialmente para el reservorio, luego para los modelos, y finalmente, para los pozos individuales.

1. gráfico compuesto de la actuación del reservorio [caudal de fluido, caudal de petróleo, WOR, GOR, el petróleo acumulado y el agua acumulada, y n° de pozos vs. tiempo] indicando claramente cualquier cambios en la estrategia operacional. (Figura 1)
2. el log del caudal de petróleo vs. la producción de petróleo acumulada.
3. la recuperación de petróleo (% OOIP) vs. el agua neta inyectada acumulada /el volumen poral movible (plot de conformidad).
4. la recuperación de petróleo (% OOIP) vs. el agua inyectada acumulada / volúmenes porales de hidrocarburo (RF contra HCPVI).
5. el cálculo de Eficiencia de Barrido Volumétrico usando $N_p = E_{vol} E_d N$
6. Cálculo del caudal de extracción promedio.

Gráfico compuesto de la actuación del reservorio

Se puede ver a grandes rasgos si los cambios operacionales corresponden a los cambios en el desempeño. En esta fase estamos analizando:

¿Cuáles son los factores que limitan la recuperación?

Caudal de líquido
Caudal de petróleo
(m³/día)

WOR, GOR

Producción de petróleo acum.
agua acum.
(10³ m³/día)

Caudal de inyección
(m³/día)

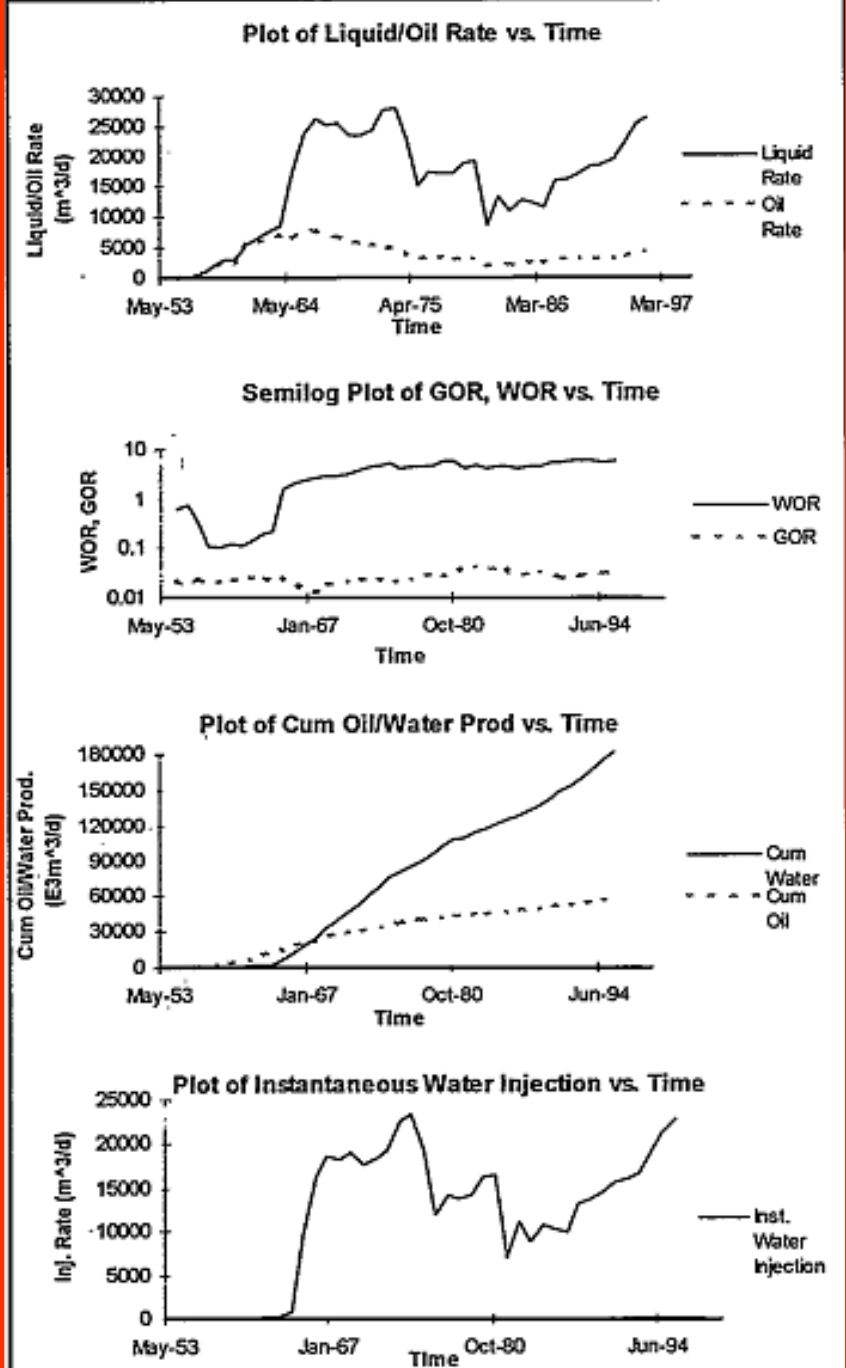


FIGURE 1: Composite reservoir performance chart. **MLC-6**

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 se divide en varios períodos:
 - a) En casos dónde la Recuperación Secundaria se empieza después de depletar significativamente durante la primaria, los períodos comunes son:
 - el llenado (fillup)**
 - la cuesta o crecimiento (incline)**
 - la cresta, o valor máximo (peak)**
 - la declinación (decline)**
 - b) En el caso en que no se depletó mucho en la primaria, los períodos que hay normalmente son
 - la meseta (plateau)**
 - la declinación**

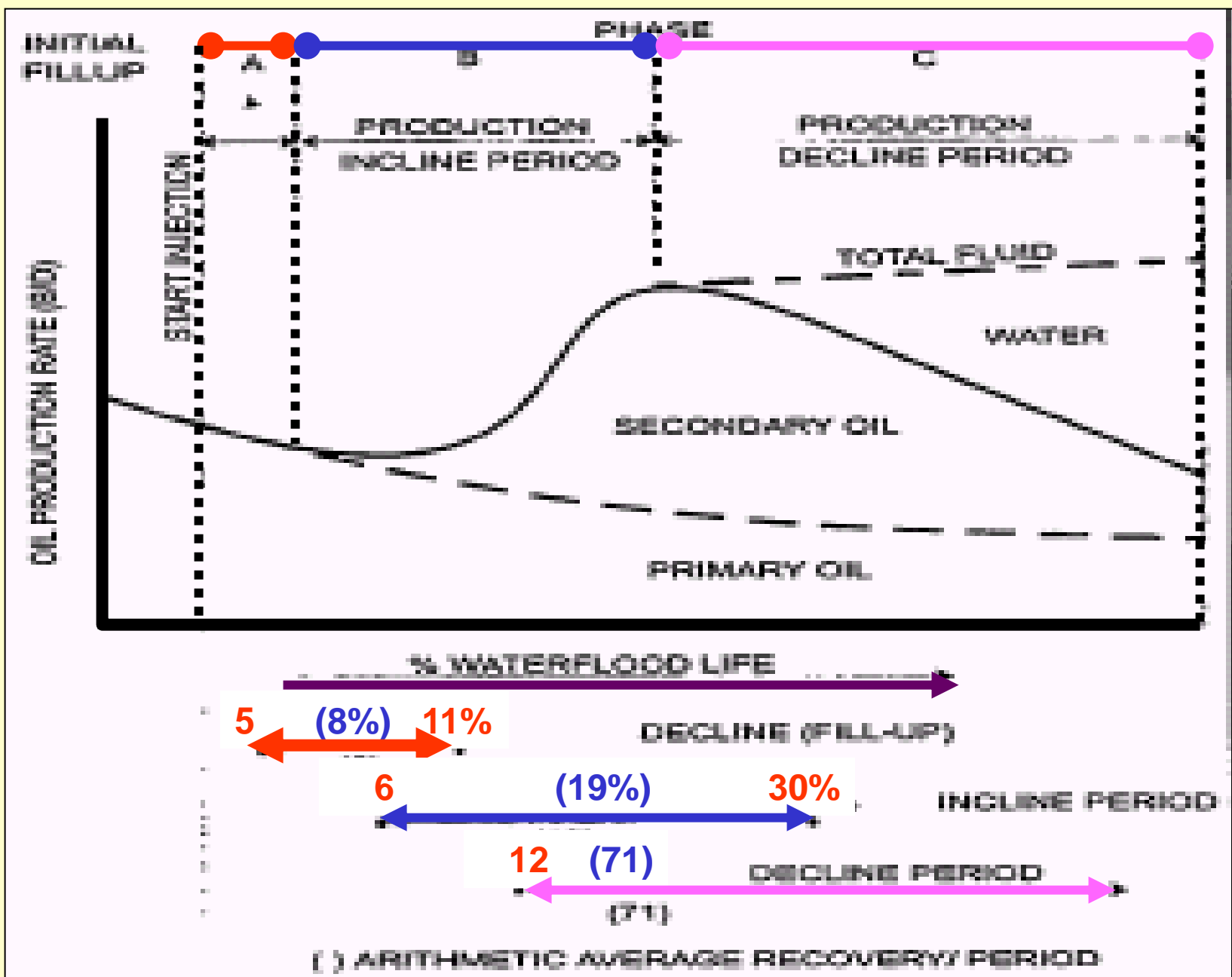




FIGURE 2: Typical successful waterflood performance.⁽²⁾

Período Inicial: llenado (fillup)

- Empieza con el inicio de la inyección y termina con la primera respuesta a la inyección, representada por un aumento de la producción.
- El espacio ocupado por el gas es llenado, el gas libre se solubiliza, y la presión del reservorio se restaura
- El caudal de producción puede continuar declinando o pueda permanecer constante.
- Como regla el primer aumento del caudal de petróleo normalmente ocurre después de inyectar 2/3 del volumen poral del reservorio.
- 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 los sistemas más heterogéneos y estratificados, son mas rápidos.** 



Los períodos del fillup cortos arribando a bajas valores de máximo (crestas) de los caudales de petróleo durante el período de ascenso (cuesta) de producción pueden ser indicativas de:

- ✓ **baja depletación**
- ✓ **la posibilidad de Canalización (channeling)**

**ESTAS HIPÓTESIS DEBEN SER
CONFIRMADAS EXAMINANDO LAS
TENDENCIAS DEL
GOR Y DE WOR VS. TIEMPO**

Período de Crecimiento (Cuesta) de la Producción:

- Va desde cuando la producción de petróleo empieza a aumentar hasta alcanzar la cresta 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.

Período del máximo caudal de petróleo :

- En general la máxima respuesta del caudal de petróleo comparado con la línea de base de la producción por primaria ocurrirá con:
 1. los reservorios más homogéneos
 2. M favorables, tienden a tener mecanismos de crossflow
 3. los reservorios de alta continuidad
 4. los reservorios con más alta depletación por primaria
 5. los reservorios con apoyo de una buena inyección en modelos confinados o sin flujo por los límites
 6. reservorios que tienen altos caudales de inyección

- Si la Recuperación Secundaria empieza antes de una depresión significativa, se cumple lo anterior con excepción del punto 4 dando **una meseta por mucho mas tiempo.**

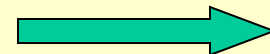
- Si la respuesta del máximo caudal de petróleo es débil o inexistente, el reservorio, puede tener **problemas de continuidad**. Normalmente la falta de producción de agua a los tiempos tardíos combinado con alto GOR lo confirmará.

Período de Declinación de la producción:

- empieza después de ocurrido el máximo caudal de petróleo
- la producción empieza a caer en forma continúa hasta que se alcance el límite económico. En gral. el caudal de petróleo decrece mientras el de agua aumenta.

Según estadísticas de Bush y Helander:

- es en promedio 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.



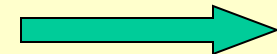


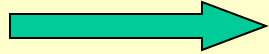
✓ Si la velocidad de declinación es baja (<10%) los crossflow del reservorio pueden ser **muy eficaces** proporcionando el barrido volumétrico adicional.

✓ aunque la rotura del frente sea temprano, se pueden presentar altas recuperaciones finales durante el período de declinación. Especialmente para:

- ❖ algunos fracturados,
- ❖ reservorios estratificados heterogéneos,
- ❖ reservorios con segregación gravitacional.

Acá las fuerzas viscosa, capilar o de gravedad pueden producir gran crossflow. Presentan un corte de agua que sube rápidamente y luego se incrementa gradualmente durante un período largo.





- ✓ la **adición de pozos infill** generan caudales mayores de fluidos que pueden distorsionar el gráfico del caudal de petróleo vs tiempo,(como tb regulaciones del gobierno, cambios de tuberías)
- ✓ 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.**

ANÁLISIS DE LA DECLINACIÓN

Los gráficos de la 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**
- ✓ **los 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**
- ✓ **la permeabilidad relativa y la saturación de fluidos**

Tipo de declinación según distintos autores

Arps	hiperbólica
Bush declinación	armónica e hiperbólica
Ramsay y Guerrero	armónica e hiperbólica
Schuldt	hiperbólica
Lijek	armónica e hiperbólica
Wong.	hiperbólica

En conclusión, los tipos de declinación para la Recuperación Secundaria son los típico armónicos o hiperbólicos.

- **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.**

GRÁFICOS DE CONFORMIDAD

volumen de agua neto inyectada en el eje x,
los retiros de petróleo en el eje y

Uso primario para identificar :

- los modelo de flujos
- las pérdidas por zonas no contactadas.

En un caso ideal dónde:

- ❖ 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 fuera del volumen de control
- pérdidas de agua en zona donde no contacta al petróleo (capa de gas)
- caída de la saturación de gas
- presurización o despresurización del contacto

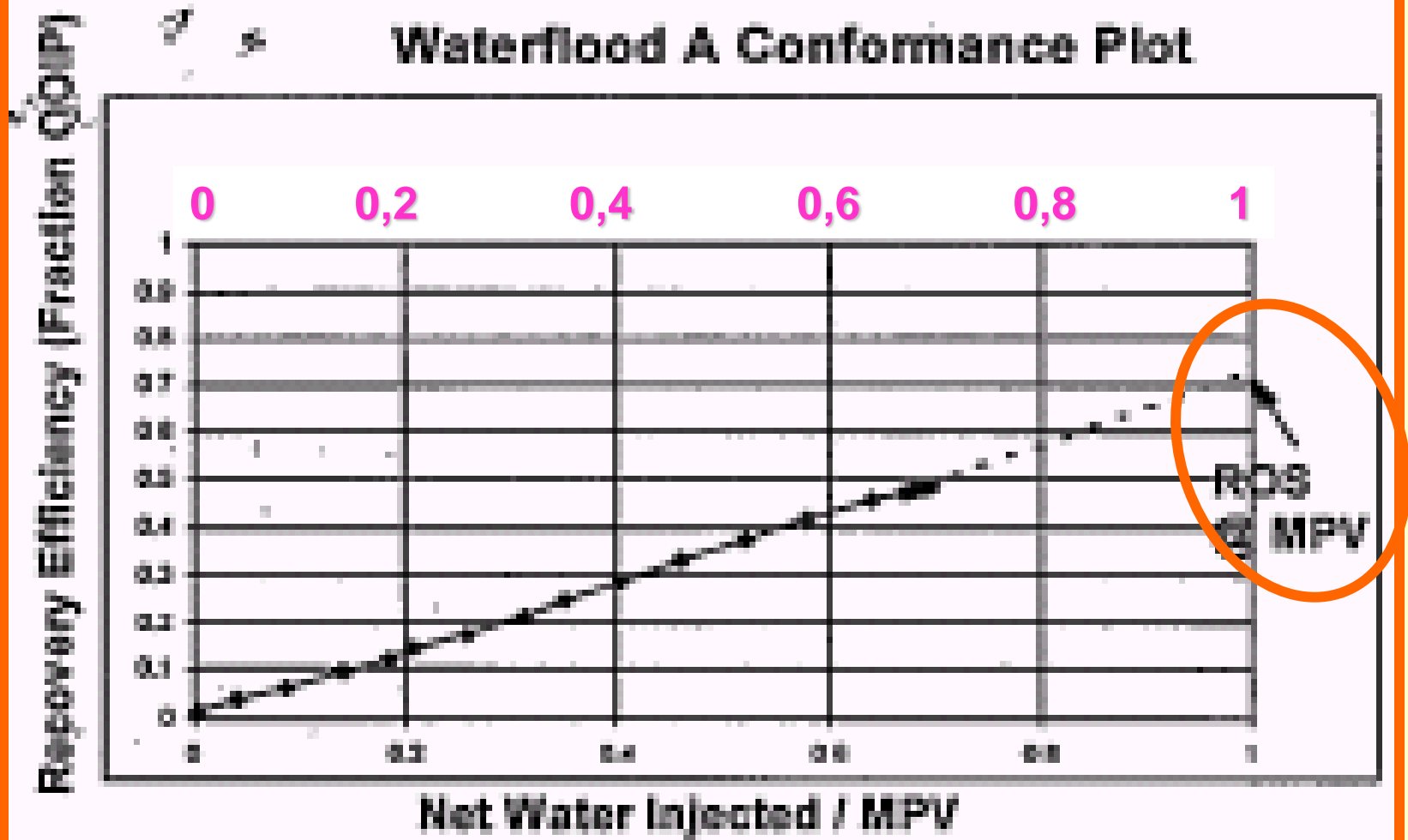


FIGURE 4: Conformance plot.

Normalmente un número grande de pozos dan una representación bastante lineal

No es una línea recta el gráfico de conformidad cuando:

- ❖ hay pérdidas por zonas no contactadas,
- ❖ 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 petróleo que han migrado.

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

La eficiencia del desplazamiento a un volumen poral móvil puede calcularse por:

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

E_d = eficacia del desplazamiento

S_{oi} = saturación de petróleo inicial

ROS = sat. de petróleo media restante después que un volumen poral móvil se ha inyectado. (no es igual que S_{orw} , 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 un volumen poral.

- ❖ Si hay ya una tendencia del plot de conformidad bien establecida se extrapola la línea a un MPV inyectado 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% que el S_{orw} debido al petróleo by paseado y el limitado volumen poral atravesado.

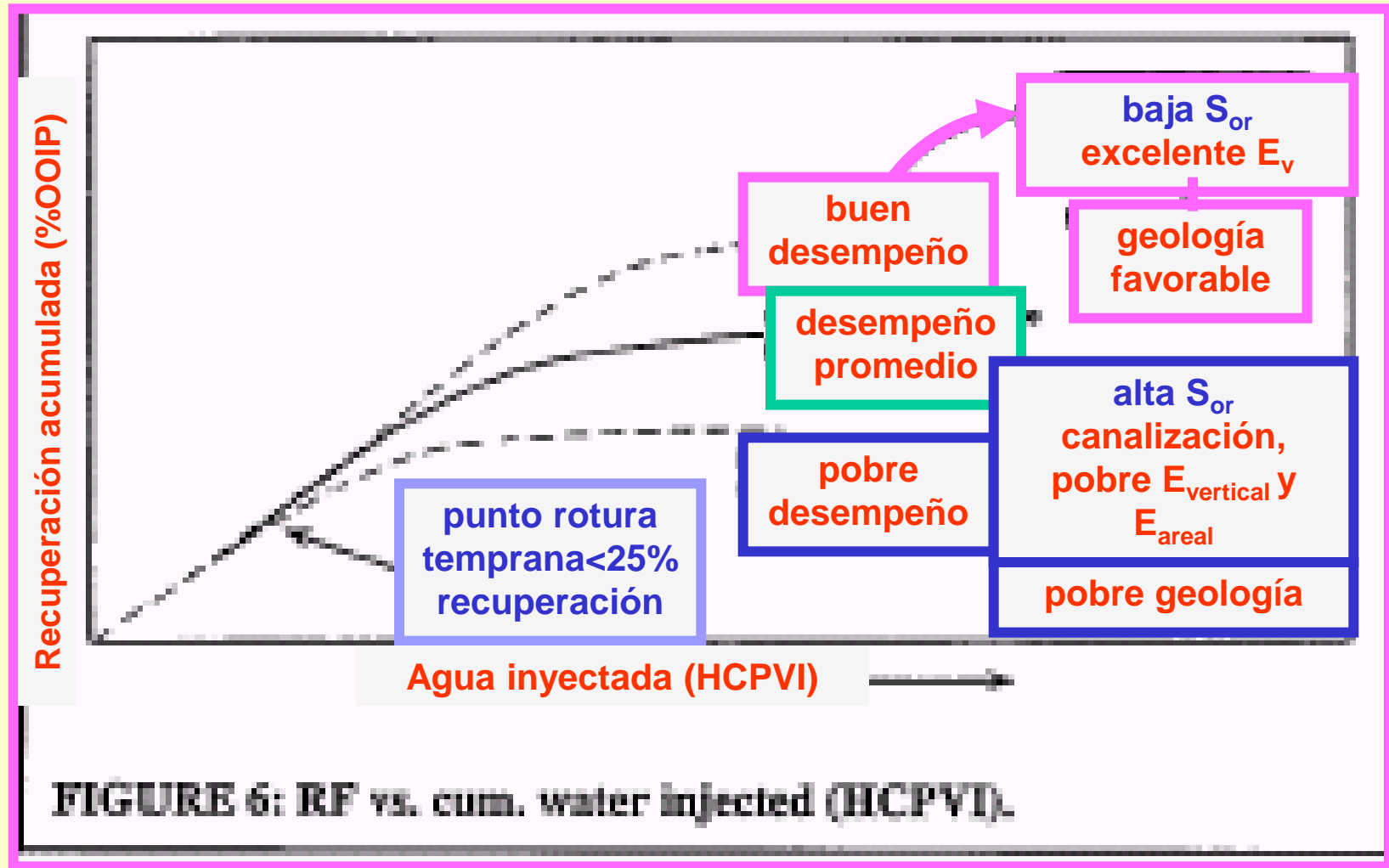


FIGURE 6: RF vs. cum. water injected (HCPVI).

Plot de conformidad de un pozo individual o un piloto, suelen presentar una tendencia a la no linealidad debido al flujo inter-arreglos y/o caída del gas. Si las desviaciones son significativas, la inyección de agua y el vol. desplazable deben ser corregidos, pero además podemos necesitar ajustar los factores de asignación areal.

Recuperación acumulada (%OIP)

presión de reservorio bajando
o ingreso de petróleo de áreas
externas

Las tendencias a la no
linealidad indican flujo
inter-arreglos y/o gas

presión de reservorio
incrementándose o salida de
petróleo hacia áreas externas

Agua neta/MPV

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

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 los 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 asignación de factores como buena.

- ✓ Se deben trazar los plot en zonas con una geología común. Así podremos comparar y agrupar los modelos individuales por actuación **tipo alto, medio, 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
 - ❖ mas baja: el caudal de inyección de agua es baja.
 - ❖ 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:

$$\text{Velocidad promedio de la recuperación por año} = \frac{W_t B_w}{V_p (\text{años})}$$

W_t = volúmenes inyectados acumulados

B_w = factor de volumen de formación del agua

V_p = volumen poral

Años = número de Años de secundaria

Valores típicos de la Velocidad promedio de la recuperación :

- 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 vigilancia siempre deben ser anteriores a los estudios profundos, incluyendo la simulación numérica.