

TÉCNICA DE PREDICCIÓN PARA LOS PROCESOS INMISCIBLE USANDO LOS DATOS DE LA PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL RESERVORIO

**Iraj Ershaghi, SPE, Universidad del Sur de California,
Doddy Abdassah, SPE, Universidad del Sur de California,**

SPE 10068

1981

Entre los múltiples parámetros que influyen en la eficiencia de los proyectos de desplazamientos inmiscibles los más importante son:

- ❖ la heterogeneidad del reservorios,
- ❖ las características de permeabilidad relativas,
- ❖ las viscosidades de los fluido, y
- ❖ el modelo de flujo.

Ningún método de predicción puede usarse con éxito en un proyecto de campo dónde el reservorio real es representado por datos derivados del laboratorio y la heterogeneidad del reservorio definida inadecuadamente.

Una técnica exitosa de predicción requiere ingresar datos reales de la actuación del reservorio. Un modelo que incluya todas las propiedades del reservorio y las condiciones en que opera conducen a una estimación realista de la actuación futura.

En 1978, Ershaghi y Omoregie presentaron una técnica para la **extrapolación de la curva de corte agua vs. la recuperación** en operaciones de secundaria.

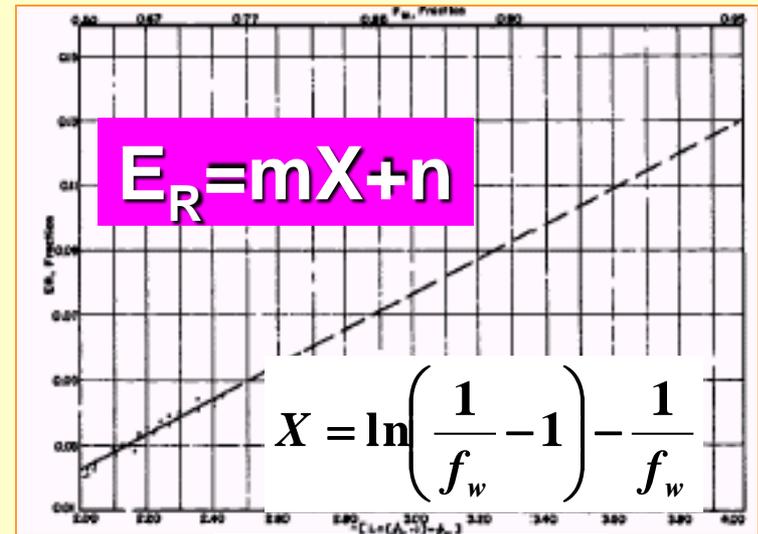
La técnica permite obtener una curva de permeabilidades relativas con datos generados en el campo que incluyen **propiedades del reservorio** como **los problemas operacionales de los pozos**.

Las asunciones eran:

- 1- el gráfico del $\log(k_{rw}/k_{ro})$ vs. S_w es una línea recta y
- 2- el concepto del desplazamiento tipo pistón de Buckley y Leverett es aplicable

Con datos históricos de la secundaria **desarrollada** se traza sobre papel cartesiano (E_R vs. X) y se determina la pendiente y la ordenada al origen de la línea recta, con ello se obtienen los valores de a y b . El mismo gráfico se usa para extrapolar a los cortes de agua superiores. Los valores de a y b pueden usarse para generar un **gráfico de permeabilidad relativa efectiva DE CAMPO** dada una estimación de S_{wi} y la relación de viscosidades.

El gráfico generado, difiere de las curvas derivadas de laboratorio, ya que incluye las características del desplazamiento de los fluidos, la geometría del reservorio, la heterogeneidad, y las condiciones operacionales del campo.



$$m = \frac{1}{b(1 - S_{wi})}$$

$$n = -\frac{1}{(1 - S_{wi})} \left(S_{wi} + \frac{1}{b} \ln A \right)$$

$$b = \frac{1}{m(1 - S_{wi})}$$

$$\frac{k_o}{k_w} = ae^{bS_w}$$

$$a = \frac{\mu_o}{\mu_w} e^{-b[n(1 - S_{wi}) + S_{wi}]}$$

PROBLEMAS QUE SURGIERON CON RESPECTO A LA TÉCNICA PROPUESTA INCLUIDA SU APLICACIÓN

1. La validez de la asunción de la línea recta para el gráfico de la relación de permeabilidades relativas.
2. El límite inferior del 50% del corte de agua.
3. La aplicación a los reservorios no lineales y las causas de desviaciones de la línea recta del gráfico de E_R vs. X para algunas aplicaciones de campo.

Gráfico de la relación de permeabilidades relativas:

La linealidad en un gráfico semilog de las permeabilidades relativas vs. la saturación puede observarse en los **gráficos derivados de un laboratorio convencional**.

Distintos autores han informado del efecto de **la tensión interfacial (IFT)** sobre los gráficos de la relación de permeabilidades relativas:

❖ para los flujos del **alta tensión interfacial**, como una secundaria (**fluidos inmiscibles**), la linealidad se mantiene para sat. de petróleo cercanas a la residual.

❖ Para los flujos de baja tensión interfacial se desarrolla una curvatura, relacionada inversamente a la tensión interfacial (IFT).

El Corte de agua mayor que 50%:

En un sistema homogéneo, **antes de la rotura del agua** hay alguna producción de petróleo limpio, esta producción es controlada por:

velocidad del petróleo > velocidad del agua $f_w < 0,5$

Después de la rotura:

velocidad del petróleo < velocidad del agua $f_w > 0,5$

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

En una curva de flujo fraccional típico la tangente a la curva a la rotura produce un f_w más grande que la $f_w = 0,5$ al punto de inflexión.

En los sistemas reales, debido a la Δk , la canalización del agua puede ocurrir antes que el banco de petróleo alcance el pozo productor y entonces f_w aumenta antes que se produzca una cantidad sustancial de petróleo.

Superar $f = 0,5$ significa que alcanza al flujo de petróleo el flujo de agua. Es en esta fase y más allá que es modelada la técnica propuesta.

LA APLICACIÓN A LOS RESERVORIOS NO LINEALES Y LAS CAUSAS DE DESVIACIÓN RESPECTO DE UNA TENDENCIA LINEAL

Estudios realizados con simulación de reservorios muestran que el modelo original desarrollado para sistemas lineales es aplicable igualmente a pozos de sistemas no lineales.

El efecto del modelo, las curvas de permeabilidad relativa, y las variaciones de permeabilidad fueron analizados para varios reservorios hipotéticos usando una aproximación por simulación de reservorios.

Consideraron el desplazamiento de un petróleo por agua
una capa sola
caudal inyección = 600 B/D [95,4 m³/d]
 $\mu_o = 20^\circ \text{ API}$ [0,93 g/cm³]
 $k = 350 \text{ md}$
 $A = 120 \times 120 \text{ pie}^2$, [36,5 m²]
 $h = 28 \text{ pies}$ [8,5 m]
 $\theta = 0,25$
 $S_{o\text{inicial}} = 0,8088$
permeabilidad relativa se muestra en la
figura 1. Para los casos 1 a 7

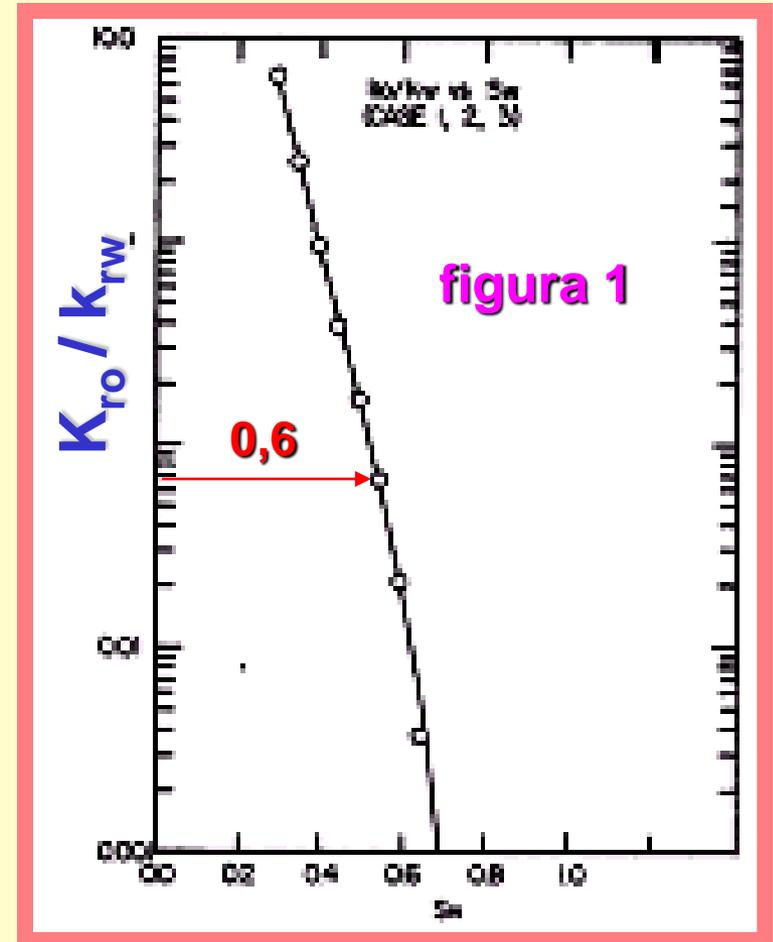


Fig. 1

el gráfico del $\log(k_{ro}/k_{rw})$ vs. S_w es
una línea recta arriba de $k_o/k_w = 0,6$

Caso 1, el modelo consideró 4 pozos produciendo en las esquinas con un pozo inyector central.

El gráfico de la relación de k_r es lineal después de $k_o/k_w = 0,6$

Así en la región de transición de

$f_w = 0,5$ ($X = -2$) a

$f_w = 0,832$ ($X = -2,805$),

el gráfico muestra una curvatura

Después de $f_w = 0,832$ y a valores

tan altos como $f_w = 0,98$ ($X = -4,91$), la linealidad del gráfico se mantiene

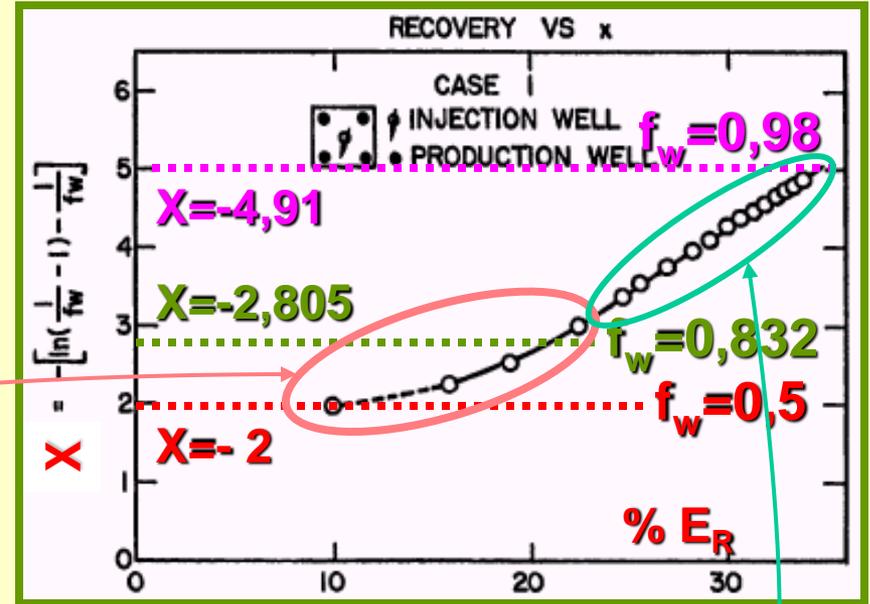
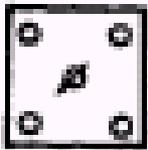


Fig. 2



Injection 600 B/D/W
Production 150 B/D/W

Relative Permeability of Fig. 1

Caso 2 Cambiando el modelo a un flujo periférico, tiene muy pequeña influencia en las recuperaciones proyectadas bajo similar programa inyección – producción (Figura 3).

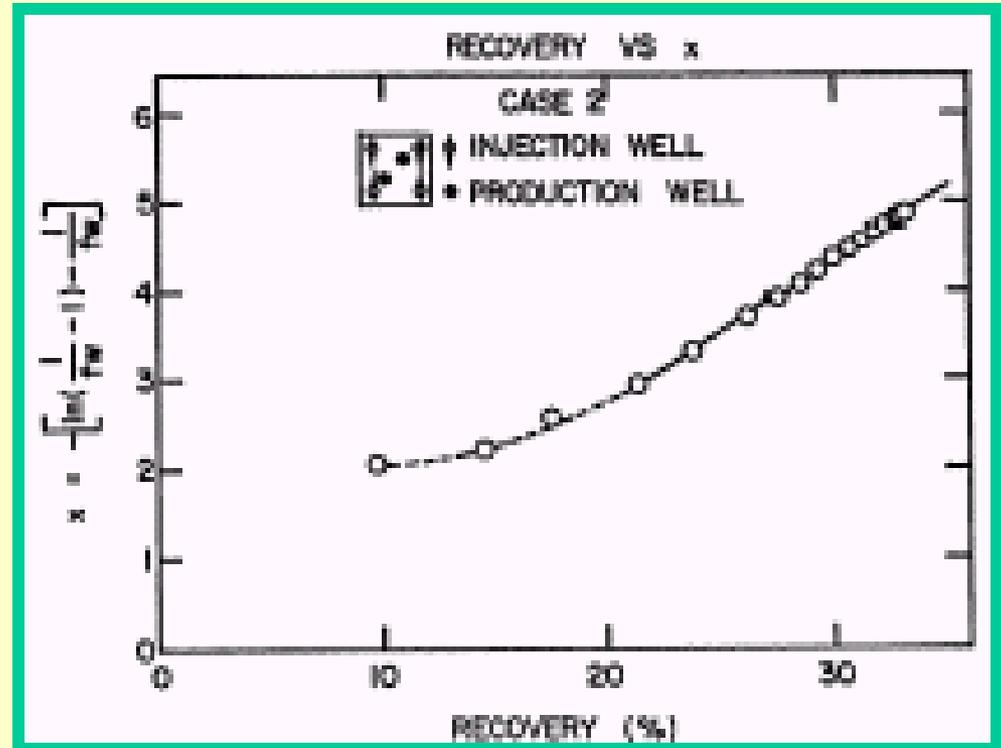
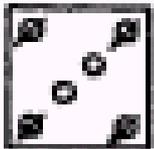


Fig. 3



Injection 150 B/D/W
 Production 300 B/D/W

Relative Permeability of Fig. 1

Caso 3: la incorporación de una 2^o capa de alta permeabilidad resulta directamente en una línea con un cambio de pendiente, indicando a **altos cortes de agua similares recuperaciones** (Fig. 4).

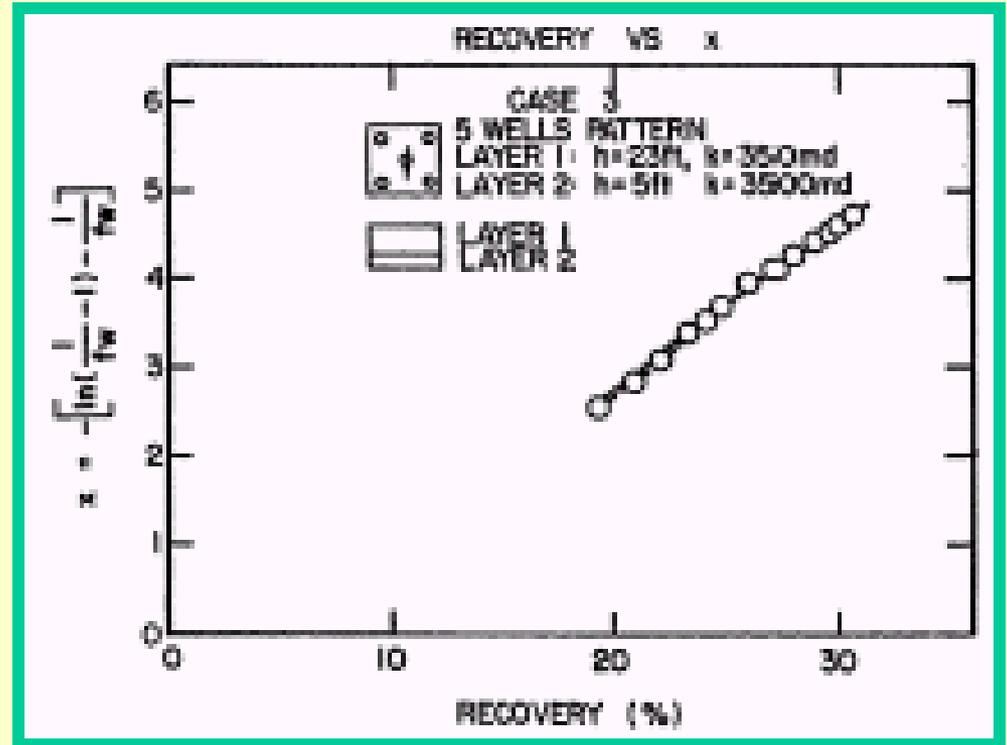
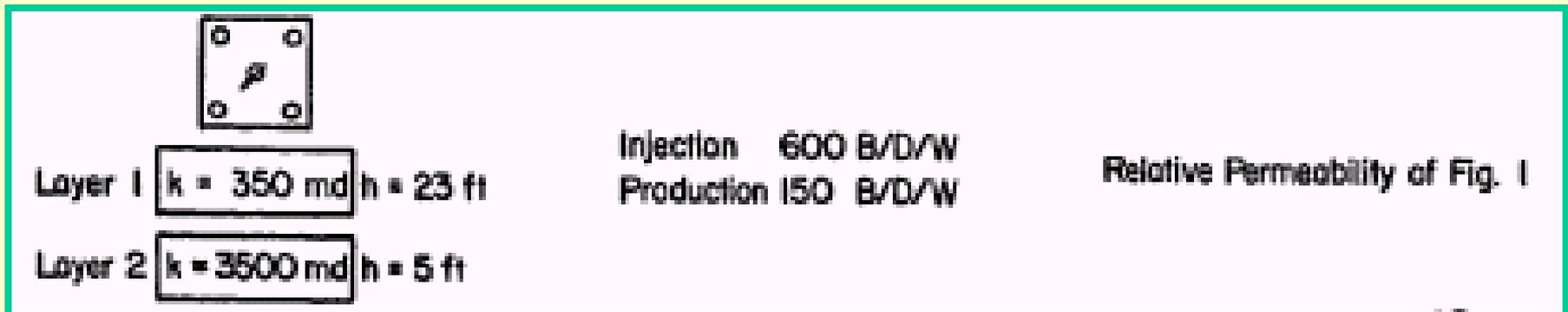


Fig. 4



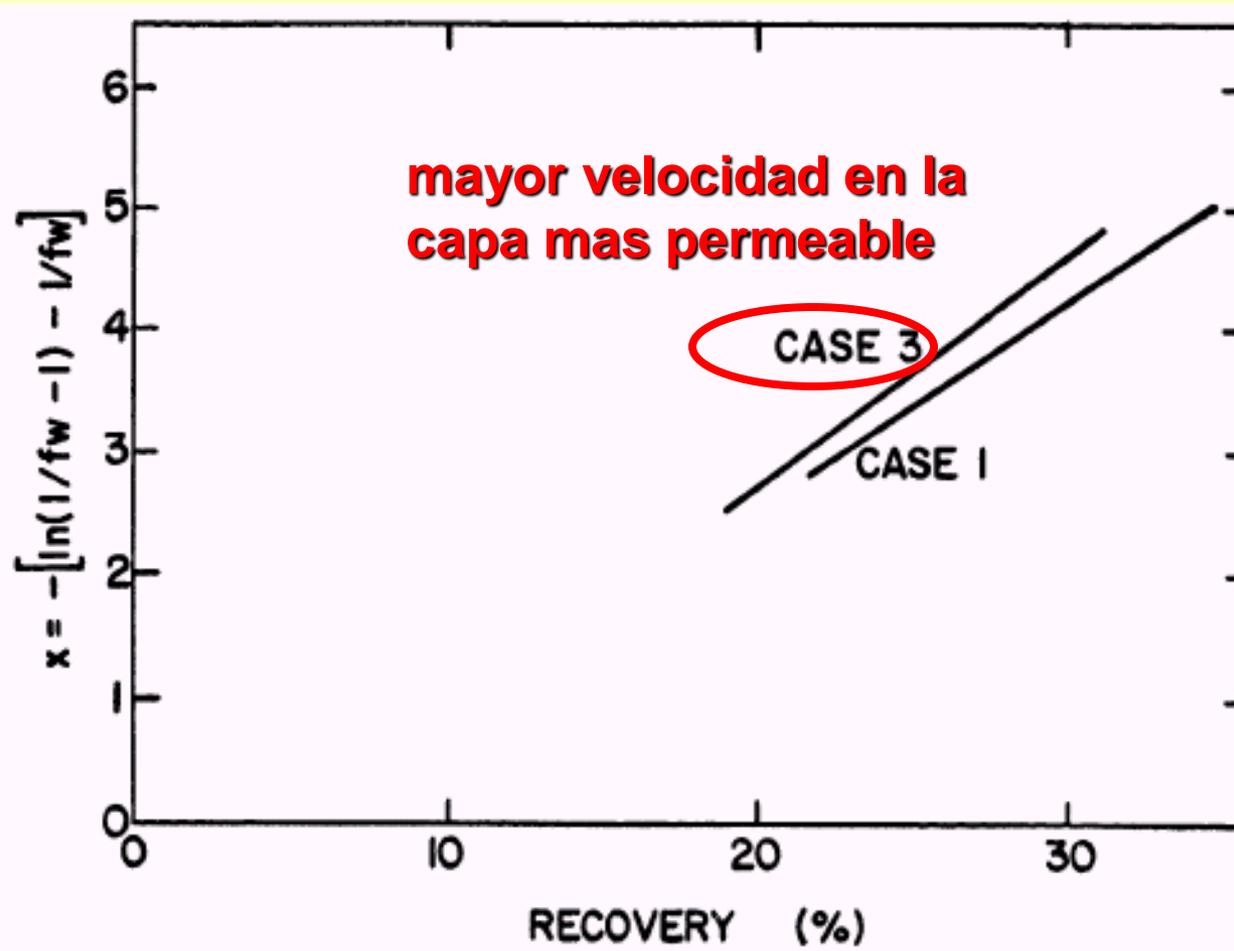


Fig. 5

La figura 5 muestra la comparación de la recuperación para el Caso 1 y 3. Los cambios de pendiente indican que la curva de permeabilidad relativa del caso 3 es diferente frente a los datos usados en el caso 1, reflejando la **mayor velocidad en la capa mas permeable**.

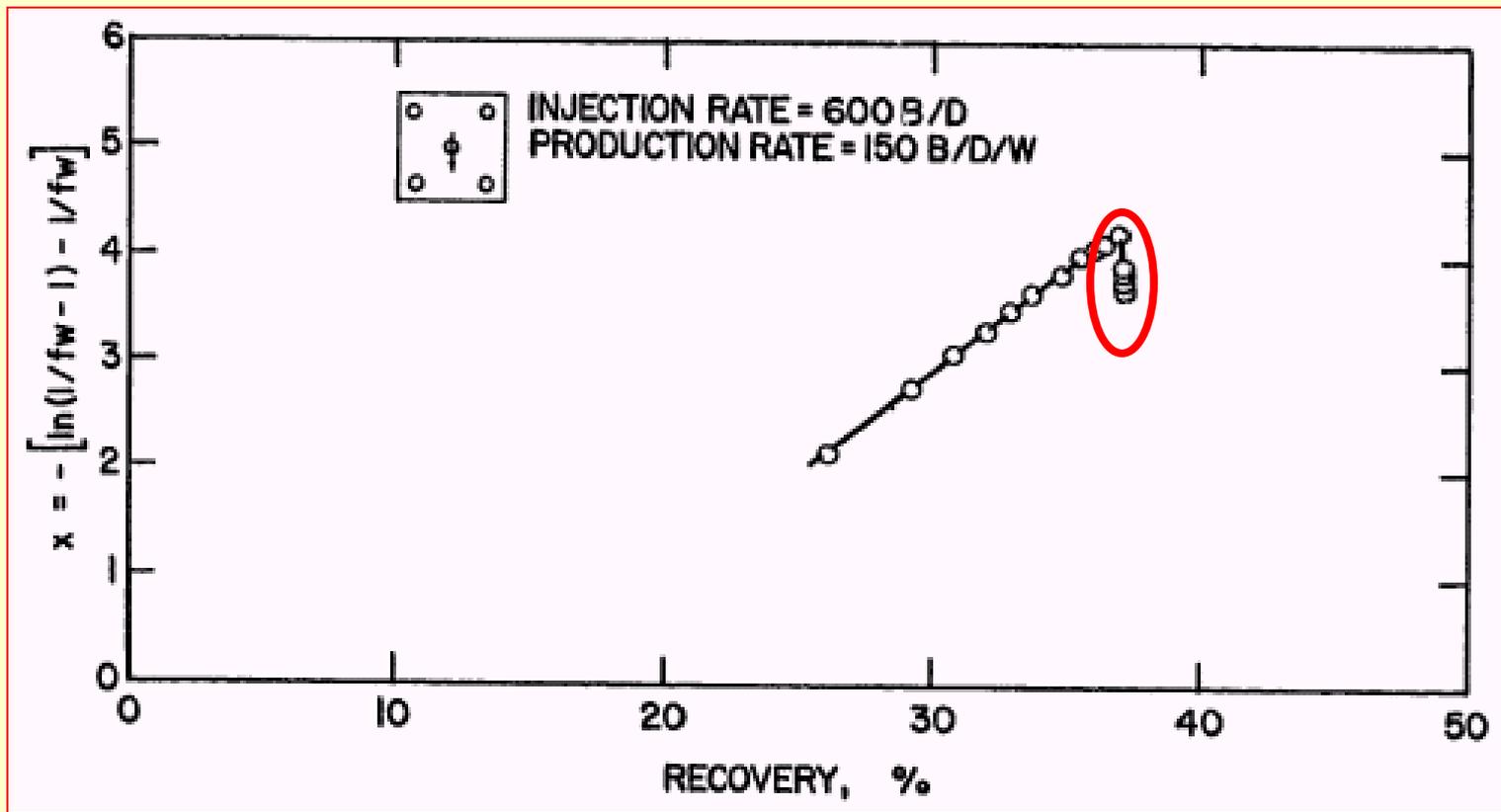


Fig. 6

Caso 4: Para investigar los **aspectos operacionales**, se estudiaron dos casos adicionales (éste y el de proyección 17) para el modelo del **Caso 1** usando el mismo dato básico. **La inyección se detuvo después de 7 años.** La actuación del modelo fue supervisada y el E_R vs. X se muestra en la Fig. 6. Una caída en el corte de agua determina la desviación de la línea recta.

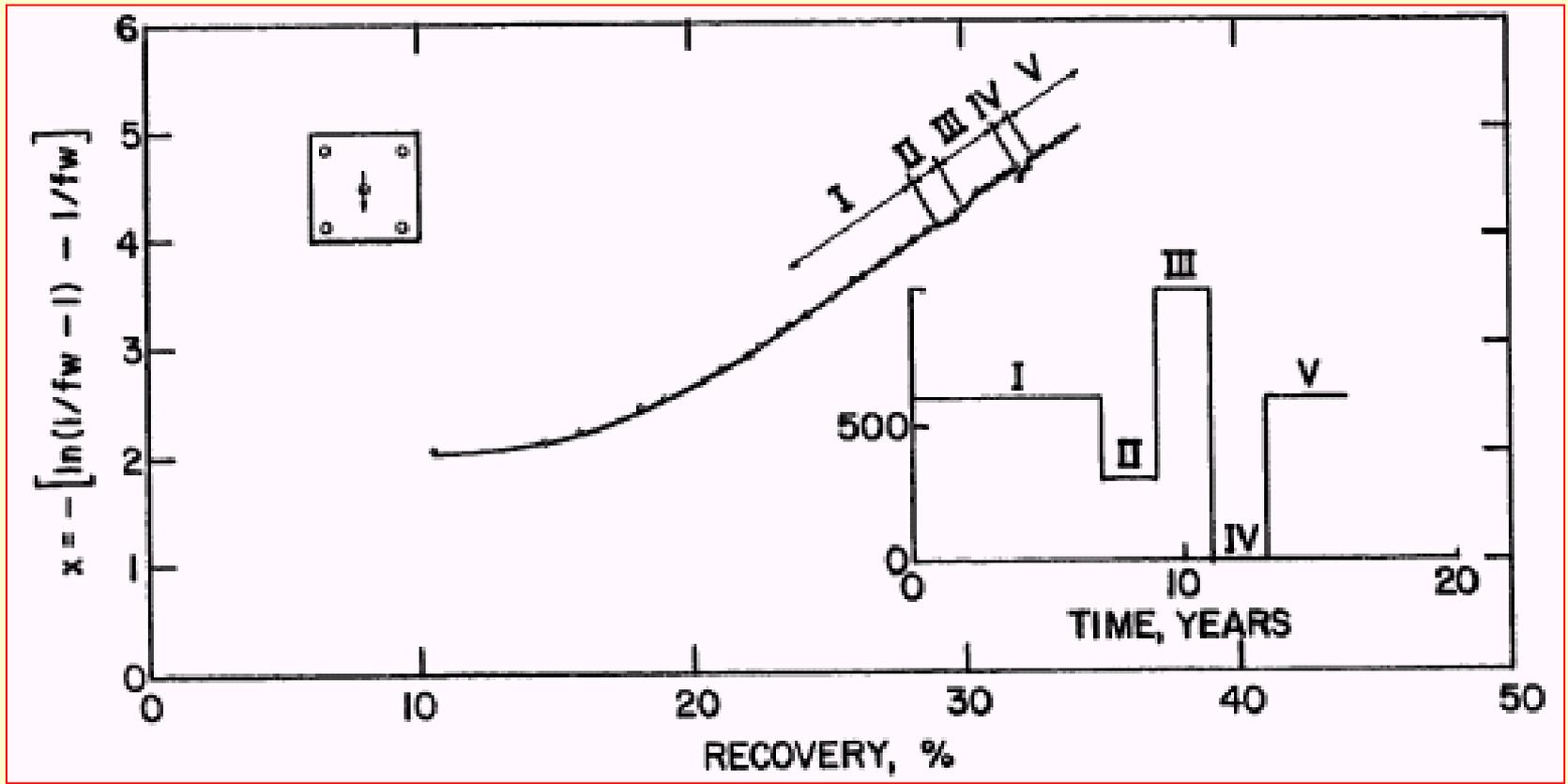


Fig. 7

Caso 5: Es una historia de inyección variable. Los cambios en el nivel de inyección resultan en una ligera variación de la pendiente de E_R vs. X , (Fig. 7). Continuando con el caudal de la inyección inicial resulta una pendiente igual a la inicial en el gráfico de E_R .

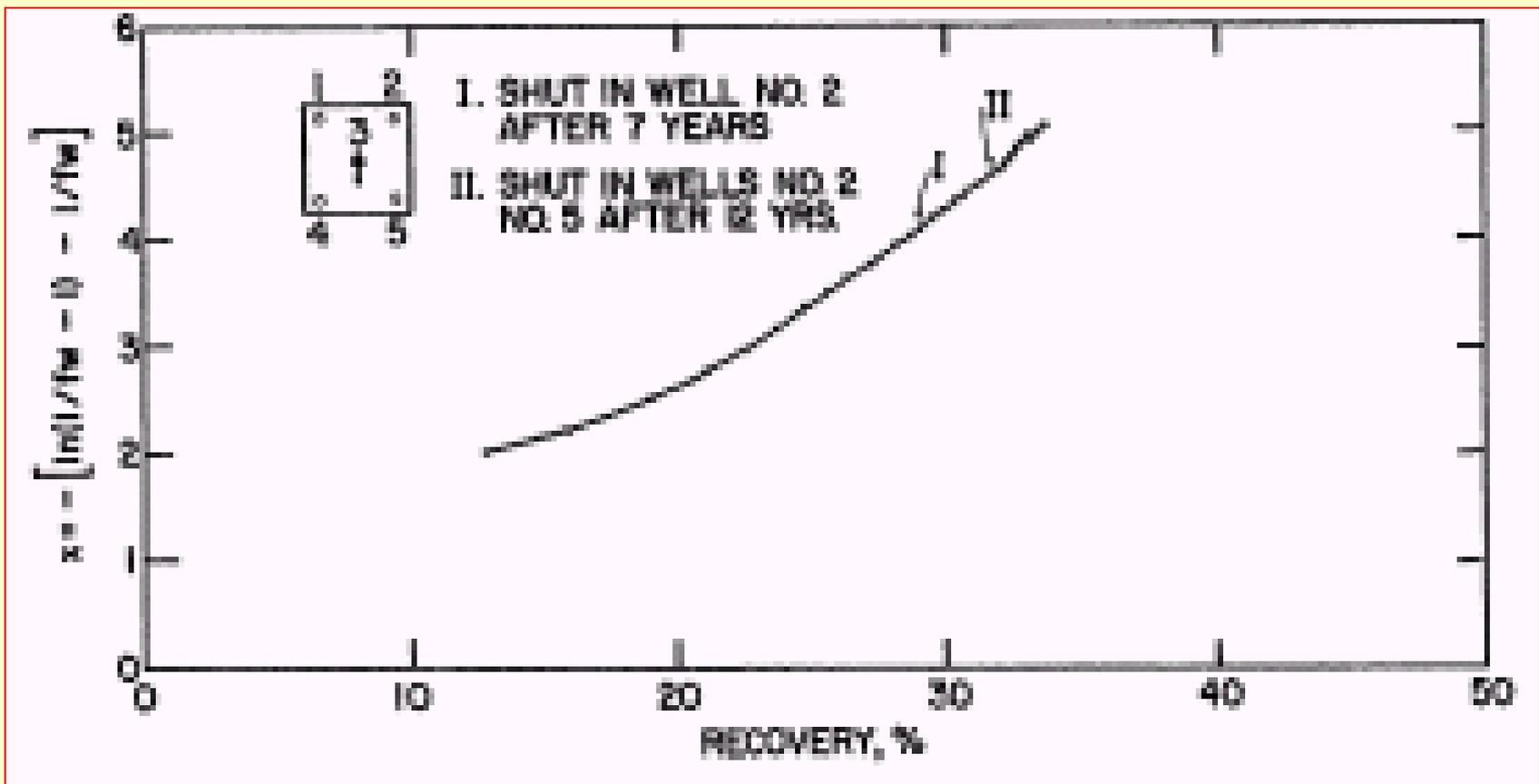


Fig. 8

Caso 6: examina el efecto de cerrado en uno de los productores. De nuevo el resultado es un cambio de la pendiente que es totalmente independiente de las propiedades usadas del reservorio básico, Fig. 8.



Injection 600 B/D/W
Production 150 B/D/W

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{1.5}$$

$$k_{ro} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right)^{1.5}$$

Para generar datos para flujos de baja tensión interfacial, se usan las ecuaciones indicadas para graficar la relación de k_r donde α y β son $\cong 1$. Estas ec. no son aplicables a los puntos finales. Usando $\alpha = \beta = 1,5$ resulta una curvatura ligera, Fig. 9.

Aplicado a un modelo como el del Caso 1 el gráfico de X vs E_R para el Caso 4 se muestra en la Fig. 10.

La desviación de la línea recta es evidente a recuperaciones sobre 32%.

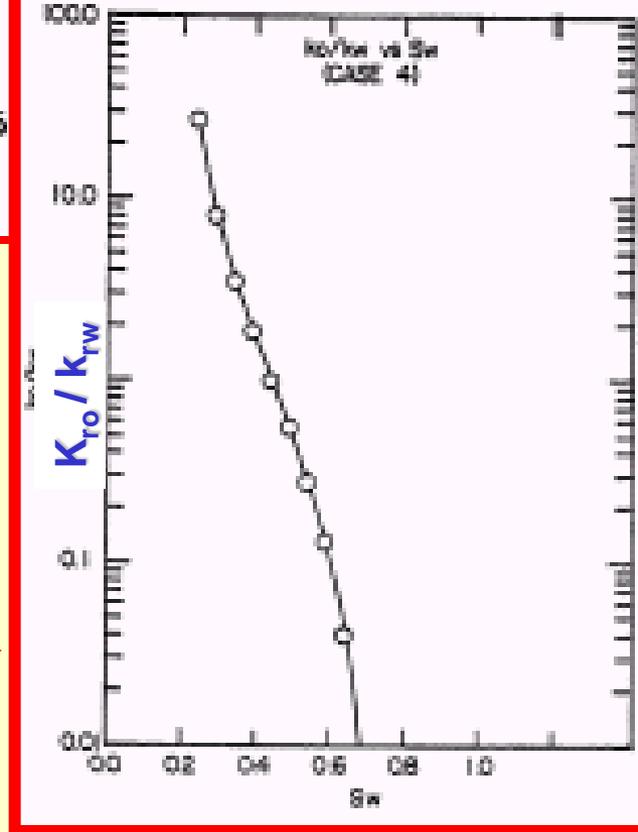


Fig. 9

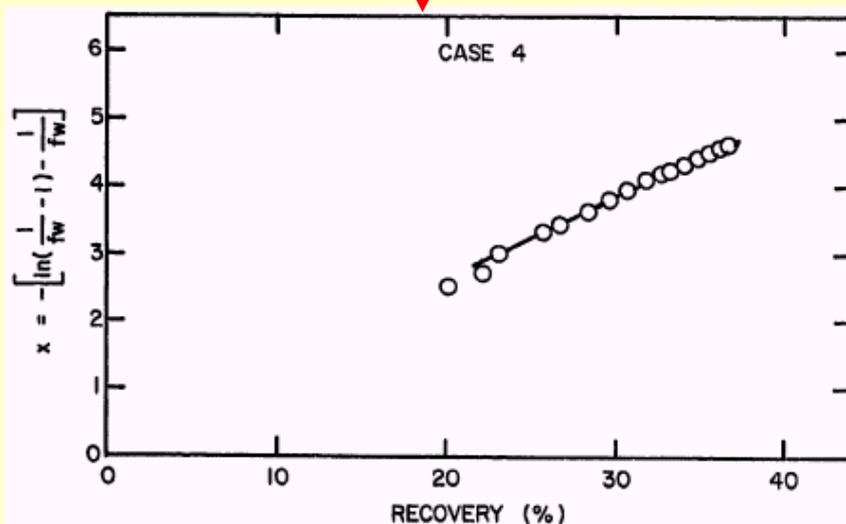


Fig. 10

Si la secundaria se convierte a un flujo viscoso, el gráfico de E_R mostrará un cambio en la tendencia. Ésto puede ser visto en Fig. 11 donde un modelo similar al Caso I pero con una $\mu_w = 6 \text{ cp}$

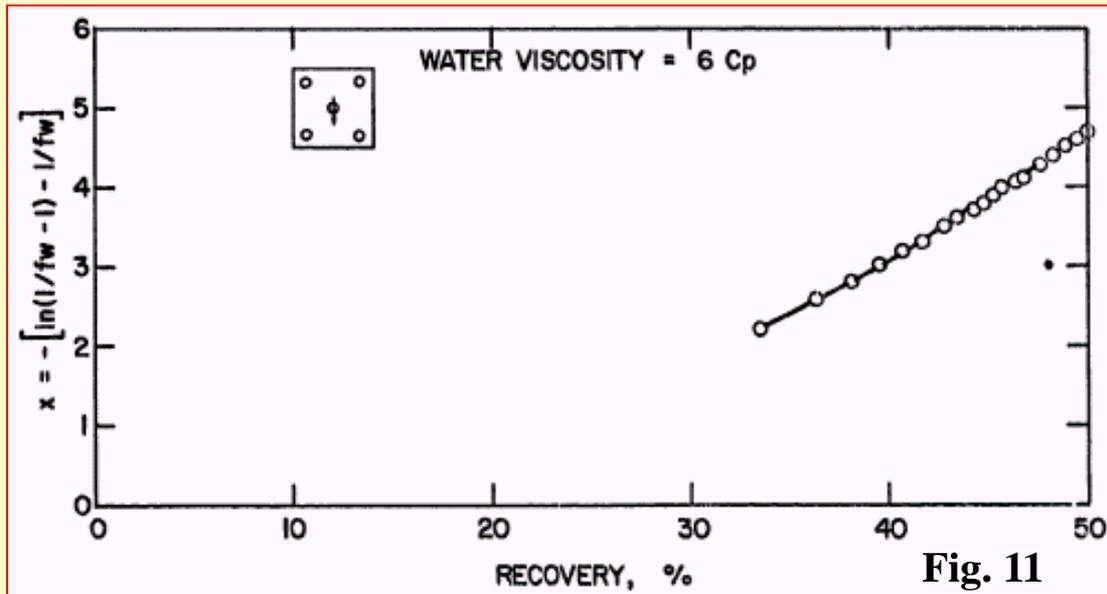


Fig. 11

Los gráficos de Fig. 2 y Fig. 11 son comparados en la Fig. 12. Las dos líneas mantienen las mismas pendientes.

El aumento en la μ del agua resulta en el traslado de la curva hacia recuperaciones superiores.

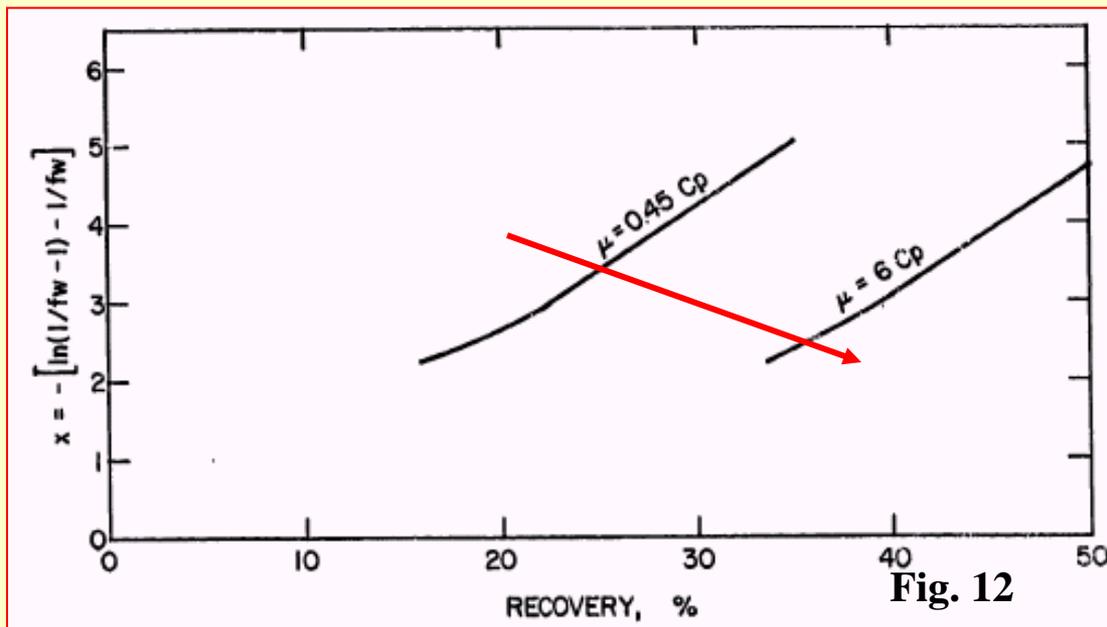


Fig. 12

La linealidad de E_R vs. X es una función de la linealidad del gráfico de la relación de k_r y del programa operacional de campo.

Cuando el gráfico de los datos del campo se desvía de una línea, debe sospecharse un cambio en las propiedades del fluido inyectado o en la planificación de la producción-inyección.

En general, dónde la desviación del gráfico de E_R indica una definida nueva tendencia debido a los cambios en las condiciones de campo, la nueva tendencia debe usarse para la extrapolación, Fig. 13.

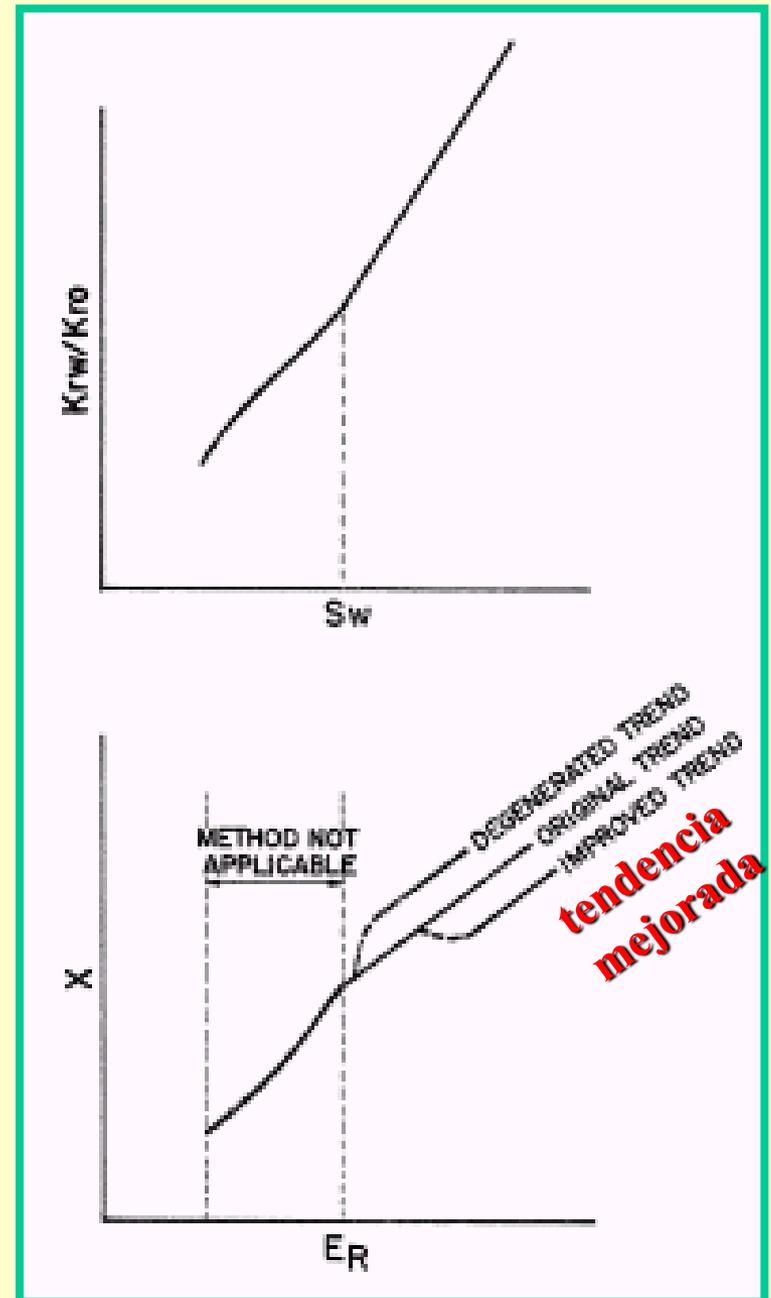


Fig. 13

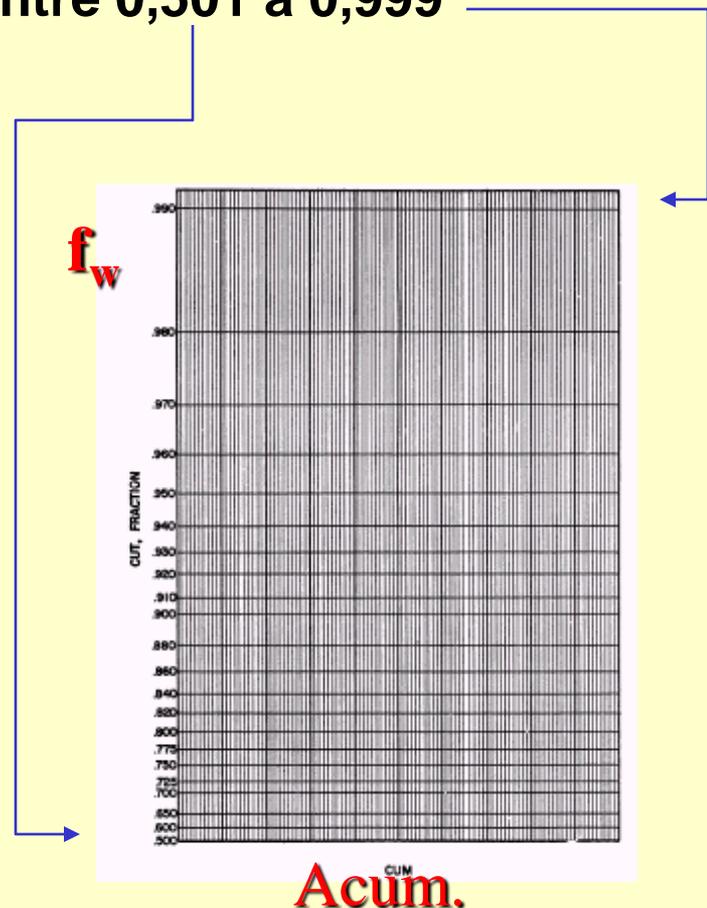
TÉCNICA GRÁFICA MEJORADA

Robertson ideó un papel con un sistema de coordenadas especial donde se trabaja directamente con los valores del corte y la acumulada sin requerir la conversión a X.

Tabuló X para los valores de corte entre 0,501 a 0,999

$$X = \ln\left(\frac{1}{f_w} - 1\right) - \frac{1}{f_w}$$

<u>Cut</u>	<u>X</u>
.501	-2.0000
.502	-2.0000
.503	-2.0001
.504	-2.0001
.505	-2.0002
.506	-2.0003
.507	-2.0004
.508	-2.0005
.509	-2.0006



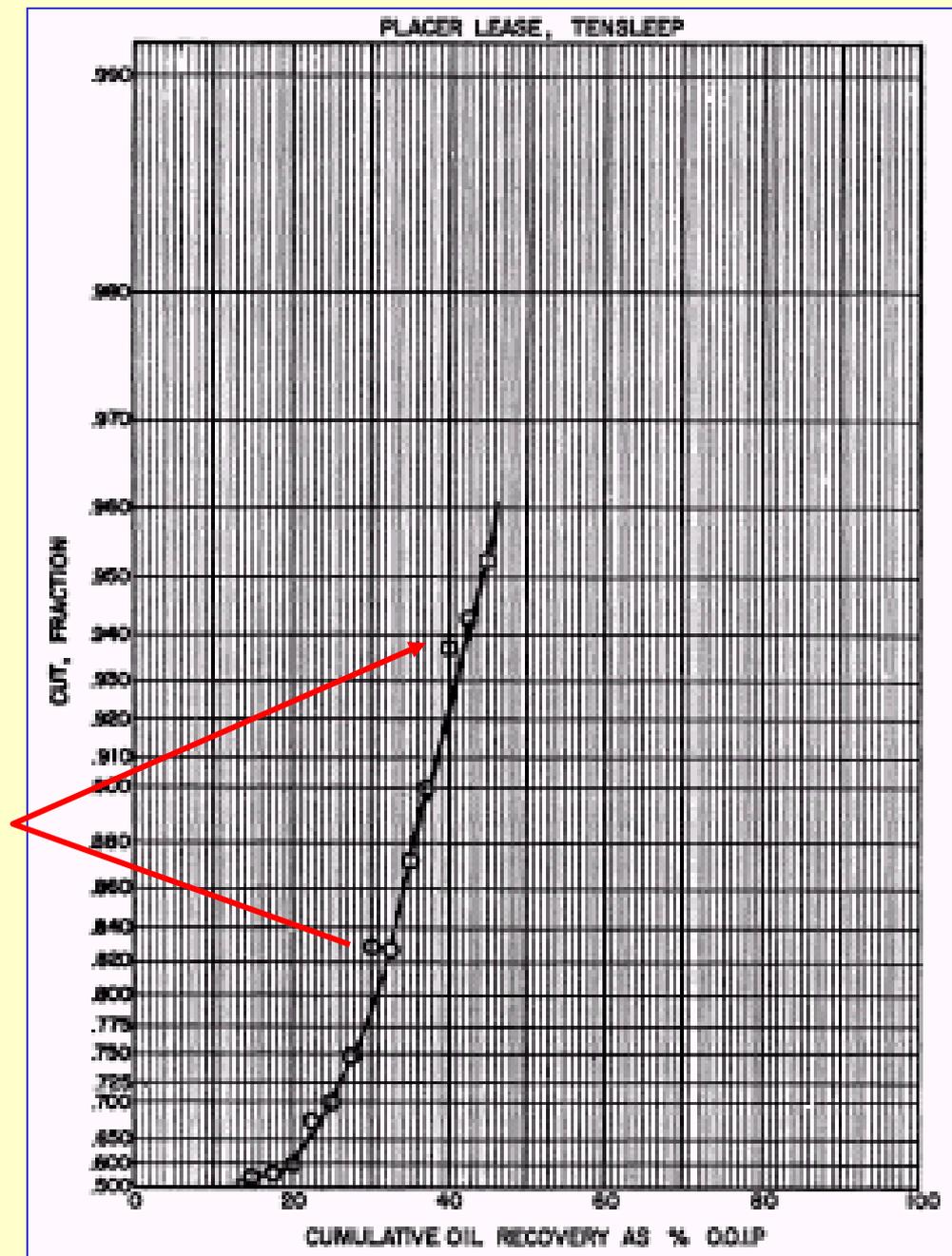
Casos Reales

1 – Secundaria de Placer Lease, Tensleep

La actuación de la secundaria se grafica como f_w (%) vs acum (% OOIP)

Muestra una tendencia lineal.

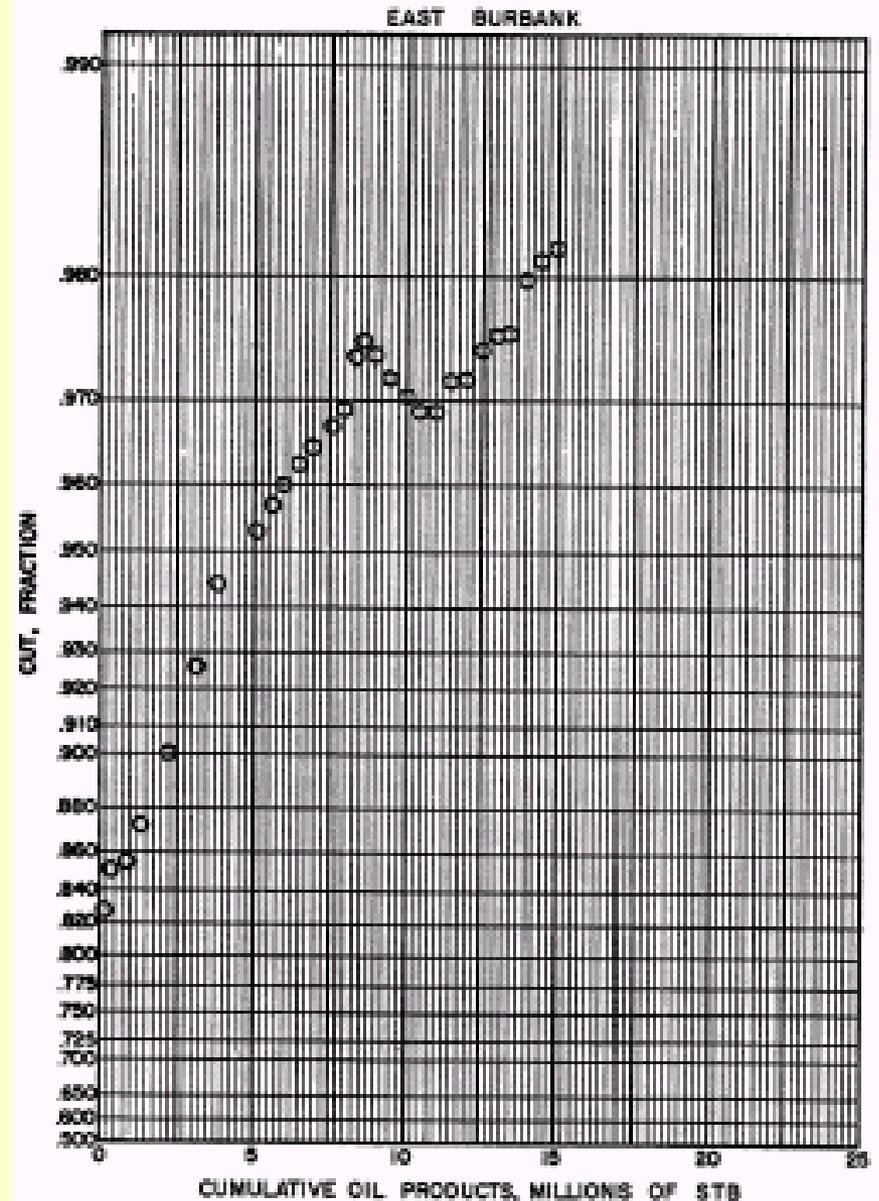
El efecto de cerrar los productores con alto corte de agua puede verse de los puntos anteriores a la línea, Fig. 15.



2 - Secundaria de East Burbank

Éste es el caso de un reservorio estratificado con una secundaria con numerosas acciones correctivas a lo largo de su vida para minimizar la canalización de agua. La Figure 16 muestra el gráfico de f_w vs. la recuperación.

Dos líneas paralelas son evidentes en el gráfico. El cambio de la línea original hacia la derecha indica el éxito del trabajo de estimulación.

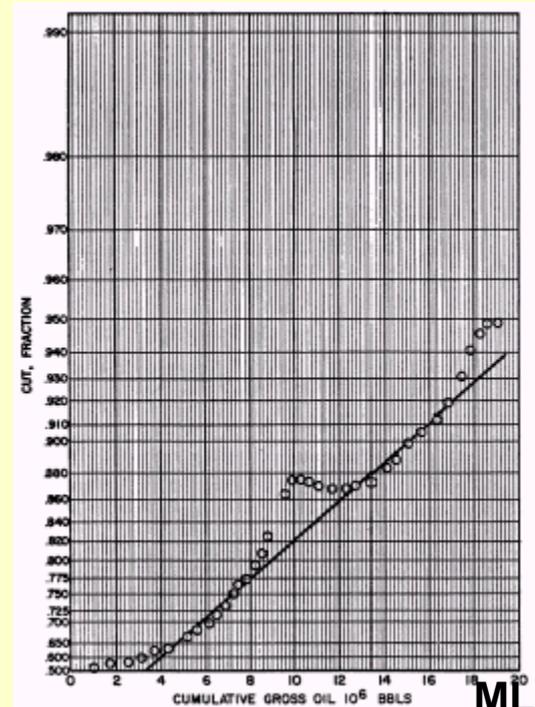
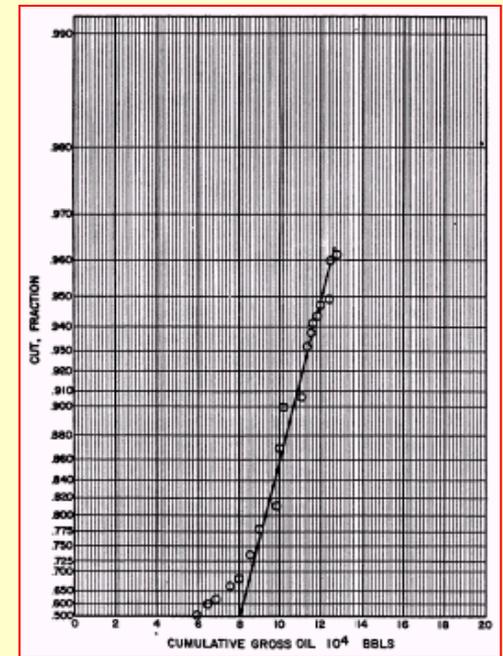


3 – Secundaria de Olympic Pool, y de Main y 99 East Pool

Las figuras 17 y 18 muestra los gráficos del corte-acum.

Para **Olympic Pool**, los puntos de los datos forman una tendencia lineal.

Para **Main y 99 East Pool** **Olympic Pool** la tendencia se desvía de la línea por la reducción de la inyectividad en una arena de baja permeabilidad y la alta inyectividad de **las zonas ladronas**. **La operación de tapado selectivo produce el retorno de el gráfico a la tendencia básica.**



RESUMEN Y CONCLUSIONES

- El método propuesto del gráfico corte-acum repasado en este paper es aplicable a secundarias o secundarias modificadas a valores de corte mayores a 50%.
- El exacto punto de partida del gráfico lineal depende del punto de partida de la tendencia lineal de la curva de la relación de permeabilidades.
- En los sistemas reales, los cambios en la eficiencia de barrido volumétrico puede causar la desviación desde una línea de tendencia para un reservorio dado.
- Las acciones correctivas como el tapado selectivo y cerrar los pozos con altos cortes de agua pueden resultar en el reestablecimiento de la tendencia lineal original.
- Para los propósitos de la predicción, los datos de la actuación tardía puede extrapolarse a los cortes de agua altos. Desde que para los flujos del alta tensión interfacial la curva relación de permeabilidad relativa se acerca a una tendencia lineal a altas saturaciones de agua, el método propuesto no debe usarse durante las fases tempranas de una secundaria.