


# RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano  
2025

[silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar](mailto:silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar)



# RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING



# **A Method for Extrapolation of Cut vs Recovery Curves**

Iraj Ershaghi, SPE.AIME Osazuwa Omoregie, Universidad del  
Sur de California

SPE 6977

- Para una recuperación secundaria completamente desarrollada sin cambios operacionales importantes, generalmente se usa la extrapolación de la curva de corte de flujo fraccional de agua vs la recuperación total para obtener una estimación rápida de la recuperación final a un dado corte de agua económico.
- La extrapolación de los valores de la performance histórica en el gráfico acumulado de corte (cut-cum) es complicada, debido a el ajuste mediante aproximación polinómica simple no produce una respuesta satisfactoria en general.

- En este trabajo se presenta una ecuación que representa el proceso de inyección de agua basado en los conceptos de flujo fraccional y la fórmula de Buckley-Leverett:

$$E_R = mX + n$$

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

$E_R$  = recuperación total del reservorio, volumen de hidrocarburos recuperado dividido por el petróleo in situ,  
 $f_w$  = flujo fraccional de agua  
 $m, n$  constantes

- Derivación de la ecuación

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

Ecuación de flujo fraccional despreciando términos capilares y gravitatorios

Teniendo en cuenta que la porción principal de la curva  $k_o/k_w$  vs  $S_w$  en papel semilog es bastante lineal, donde  $a$  y  $b$  son constantes, se puede escribir →

$$\frac{k_o}{k_w} = a e^{bS_w}$$

Reemplazando

$$f_w = \frac{1}{1 + A e^{bS_w}}$$

siendo

$$A = a \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o}$$

Según Welge

$$S_w = S_{av} - \frac{1 - f_w}{f'_w}$$

$S_{av}$  = average water saturation throughout the system.

$$S_w = E_r (1 - S_{wi}) + S_{wi} - \frac{1 - f_w}{f'_w}$$

$$f'_w = \frac{-A b e^{b S_w}}{(1 + A e^{b S_w})^2} = -b f_w (1 - f_w)$$

$$E_R = m X + n$$

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

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

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

# Método de aplicación

- Se construye una tabla de  $f_w$  vs la recuperación fraccional.
- La curva del  $f_w$  tiene un punto de inflexión en  $f_w = 0,5$  pero al ser el objetivo proyectar la performance futura de la secundaria, sólo los  $f_w$  superiores a 0.5 se usarán en el modelo de regresión lineal.

Con esos valores se construye un gráfico de la recuperación fraccional vs  $X$  que dará una línea recta, que puede ser extrapolada a cualquier corte de agua deseado para obtener la recuperación.

Aplicando esta ecuación, la recuperación puede ser:

- una fracción del hidrocarburo in situ ( $E_R$ ),
- fracción del volumen poral total ( $E'_R$ ), o
- volumen real de petróleo producido ( $N_p$ ), los últimos dos valores son proporcionales a  $E_R$ .

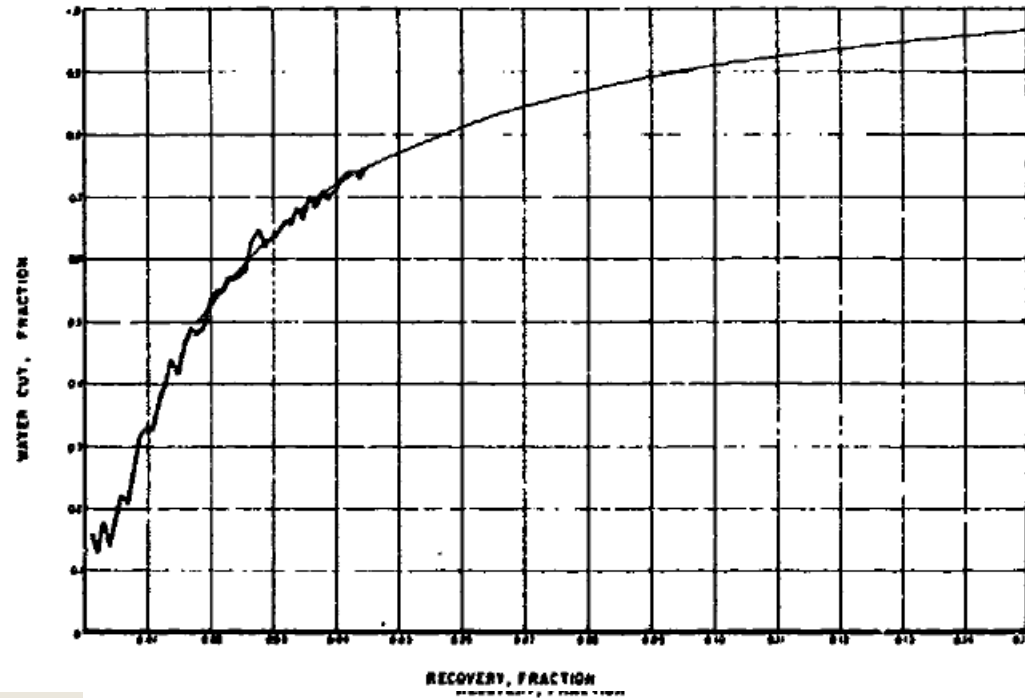


Fig. 1—Past performance of the example waterflood. The smooth line is the projection using  $m$  and  $n$  from Fig. 2.

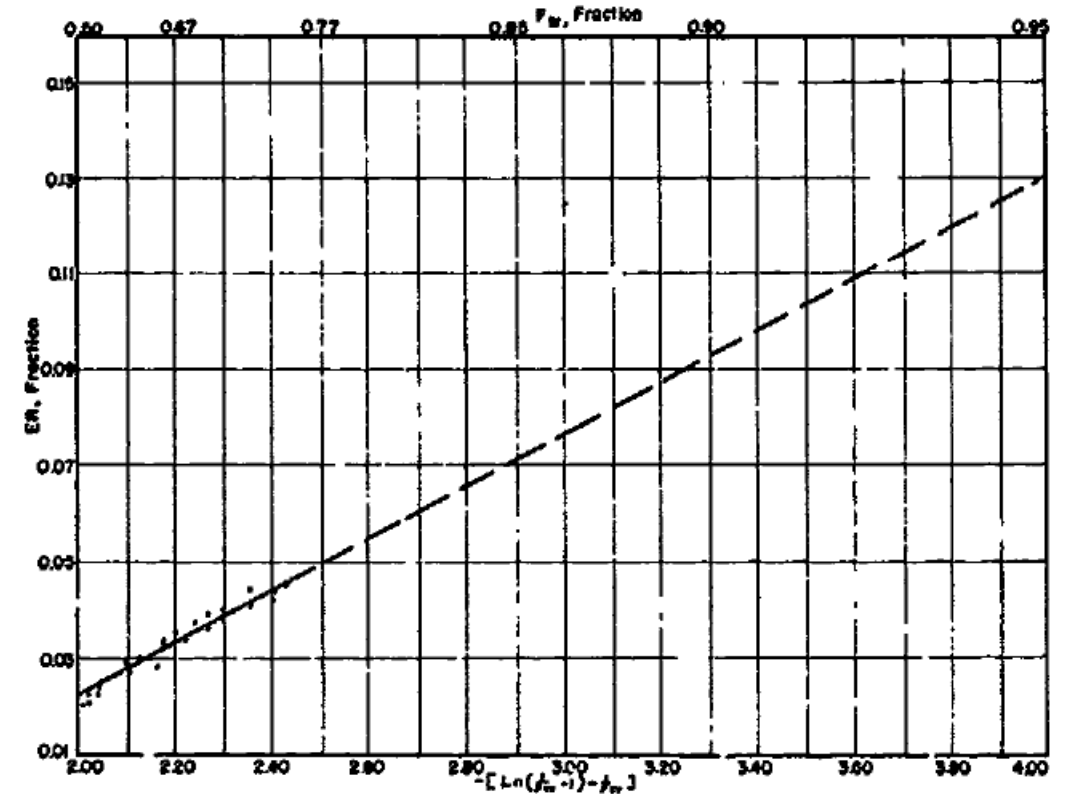


Fig. 2—Plot of recovery vs  $X = -\left[\ln\left(\frac{1}{f_w} - 1\right) - \frac{1}{f_w}\right]$

La Fig. 1 muestra el historial de producción de un ejemplo de waterflood. La aplicación de este método, mediante una regresión lineal, dio como resultado los parámetros  $m$  y  $n$ . Estos valores se utilizaron en  $E_R = mX + n$  para obtener las extrapolaciones que se muestran en las Figs. 1 y 2.



# Ventajas y limitaciones

Esta técnica está basada en **rendimiento real de la secundaria** por lo que considera implícitamente las configuraciones del reservorio, la heterogeneidad, y la eficiencia al desplazamiento.

**Asumimos al extrapolar que el procedimiento operacional permanecerá relativamente inalterado**, de no ser así aparecerán alteraciones reales en el tiempo, respecto a lo pronosticado lo que se soluciona, corriendo una nueva extrapolación.

Como una alternativa, es común graficar WOR vs la recuperación fraccional en papel semilog y extrapolar el resultado. Esta asunción, es equivalente a despreciar el término  $1/b \cdot f_w$  en la ecuación  $E_R = f(X)$ .

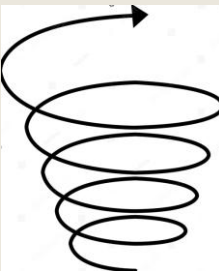
Del gráfico lineal de  $E_R$  vs  $X$ , determino las dos constantes  $m$  y  $n$ ; y las uso para obtener una gráfica de campo de  $k_w/k_o$ , previo estimar la  $S_{wi}$  para calcular  $a$ :

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

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

# FIN

*Eres agente de cambio*



# RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano  
2025

[silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar](mailto:silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar)



# RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING



# **A Prediction Technique for Immiscible Processes Using Field Performance Data**

by Iraj Ershaghi\* and Doddy Abdassah,\* University of  
*Southern California*

SPE 10068

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 fluidos, y
- el modelo de flujo.

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

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

- En 1978, Ershaghi y Omoregie presentaron una técnica para la extrapolación de la curva de corte agua vs. la recuperación en operaciones de waterflood.
- La técnica permite obtener una curva de permeabilidades relativas de campo que incluyen propiedades del reservorio como problemas operacionales de los pozos.

Las asunciones eran:

- el gráfico del  $\log(k_{rw}/k_{ro})$  vs.  $S_w$  es una línea recta y
- 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.

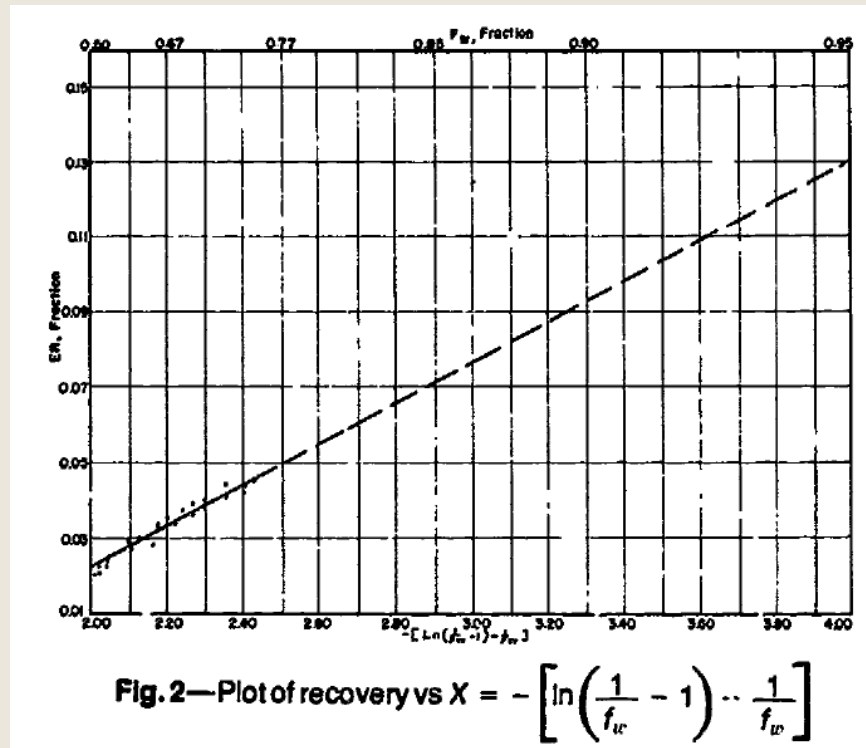


Fig. 2—Plot of recovery vs  $X = -\left[\ln\left(\frac{1}{f_w} - 1\right) \cdot \frac{1}{f_w}\right]$



# Problemas que aparecieron en la aplicación de la técnica

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.

# 1-Validez linealidad curva de relación de $k_r$

- La **linealidad** en un gráfico semilog de la relación de  $k_r$  vs  $S_w$  puede observarse en los gráficos derivados de un laboratorio convencional. Distintos autores han informado el efecto de la tensión interfacial (IFT) sobre estos gráficos.
- para los flujos con alta IFT, como una secundaria (fluidos inmiscibles), la linealidad se mantiene para saturaciones de petróleo cercanas a la  $S_{or}$ .
- Para los flujos de baja IFT, se desarrolla una curvatura, inversamente proporcional a la tensión interfacial (IFT).

## 2-Corte de agua >50%

- En un sistema homogéneo, antes de la rotura del agua se espera que haya alguna producción de petróleo limpio, esta producción es controlada por: velocidad del petróleo que es  $>$  que velocidad del agua ( $fw < 0,5$ ). Después de la rotura: velocidad del petróleo  $<$  velocidad del agua;  $fw > 0,5$
- Esto se puede comprobar a partir de una curva de flujo fraccional típica, donde la tangente a la curva en el punto de rotura da como resultado un  $fw$  más grande que el  $fw$  del punto de inflexión ( $fw = 0.5$ ).
- En los sistemas reales, debido a la variación sustancial de permeabilidades, puede ocurrir canalización del agua antes que el banco de petróleo alcance el pozo productor y entonces  $fw$  aumenta antes que se produzca una cantidad sustancial de petróleo.
- Superar  $fw = 0,5$  significa el adelantamiento del flujo de petróleo por el agua. Es esta etapa y más allá lo que se modela con la técnica propuesta.

### 3-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 sistemas no lineales.
- El efecto del pattern, curvas de permeabilidad relativa, y las variaciones de permeabilidad fueron analizados para varios reservorios hipotéticos usando una aproximación por simulación de reservorios.

# La aplicación a los reservorios no lineales y las causas de desviación respecto de una tendencia lineal

Consideraron el desplazamiento de un petróleo por agua en una sola capa.

Caudal inyección = 600 B/D [95,4 m<sup>3</sup>/d]

$\mu_o = 20^\circ \text{ API}$  [0,93 g/cm<sup>3</sup>]

$k = 350 \text{ mD}$

$A = (120 \times 120) \text{ pie}^2$ , [36,5 m<sup>2</sup>]

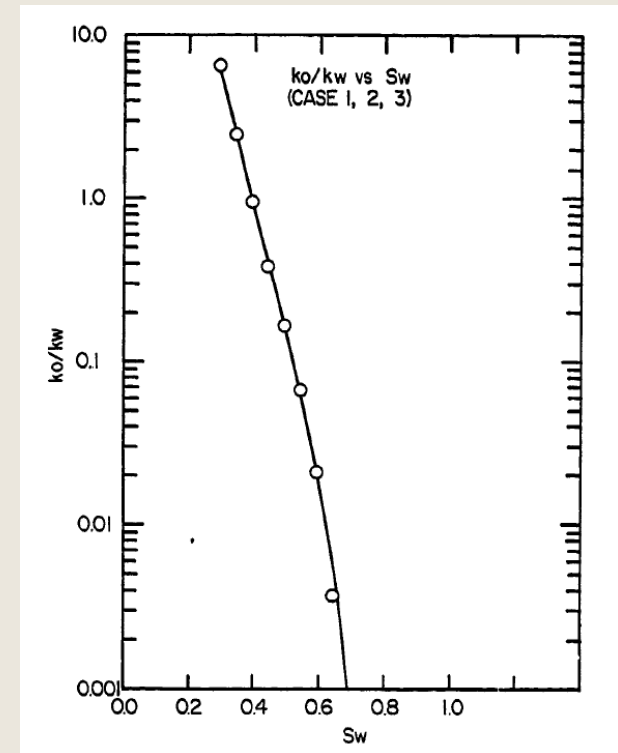
$h = 28 \text{ pies}$  [8,5 m]

$\phi = 0,25$

$S_{oi}=0,8088$


permeabilidad relativa se muestra en la figura 1.

Para los casos 1 a 7



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

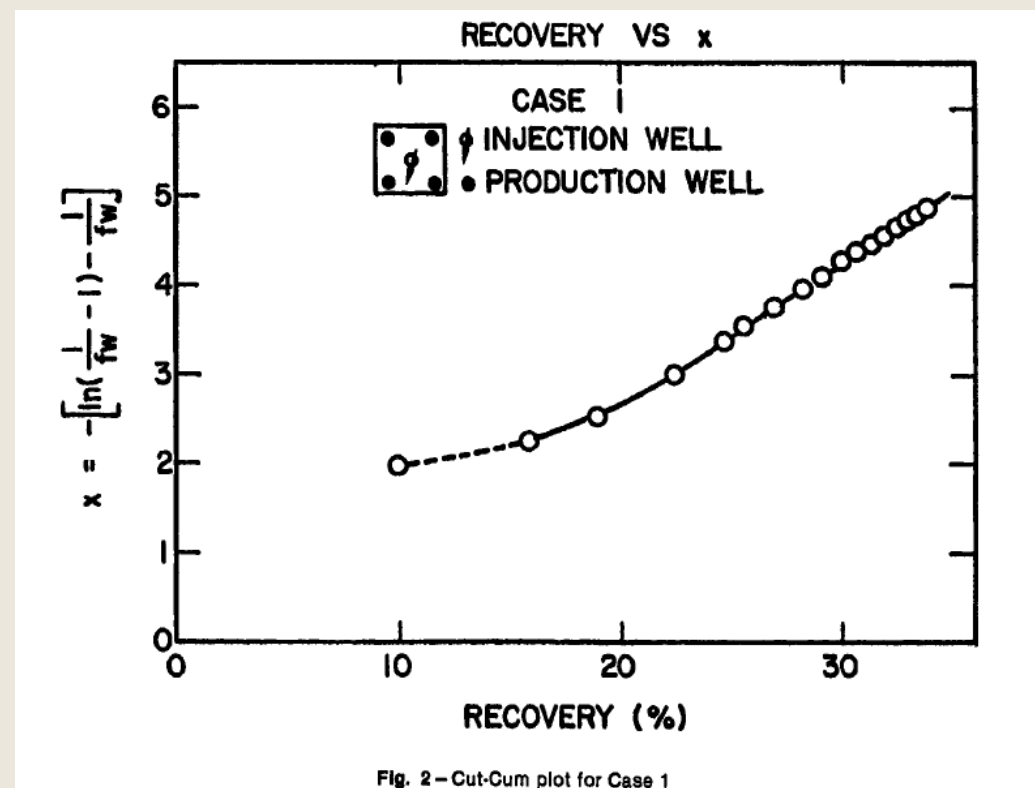
## Caso 1: 4 pozos produciendo en las esquinas con un pozo inyector central.

<u>Case</u>	<u>Pattern</u>	<u>Rate Schedule</u>	<u>Remarks</u>
I		Injection 600 B/D/W Production 150 B/D/W	Relative Permeability of Fig. 1

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

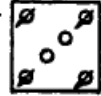
Así en la región de transición de  $f_w=0,5$  ( $X = -2$ ) a  $f_w = 0,832$  ( $X = -2,805$ ), el gráfico muestra una curvatura.

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.



## Caso 2: flujo periférico

2



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

Relative Permeability of Fig. 1

tiene muy pequeña influencia en las recuperaciones proyectadas bajo similar programa inyección – producción (Figura 3).

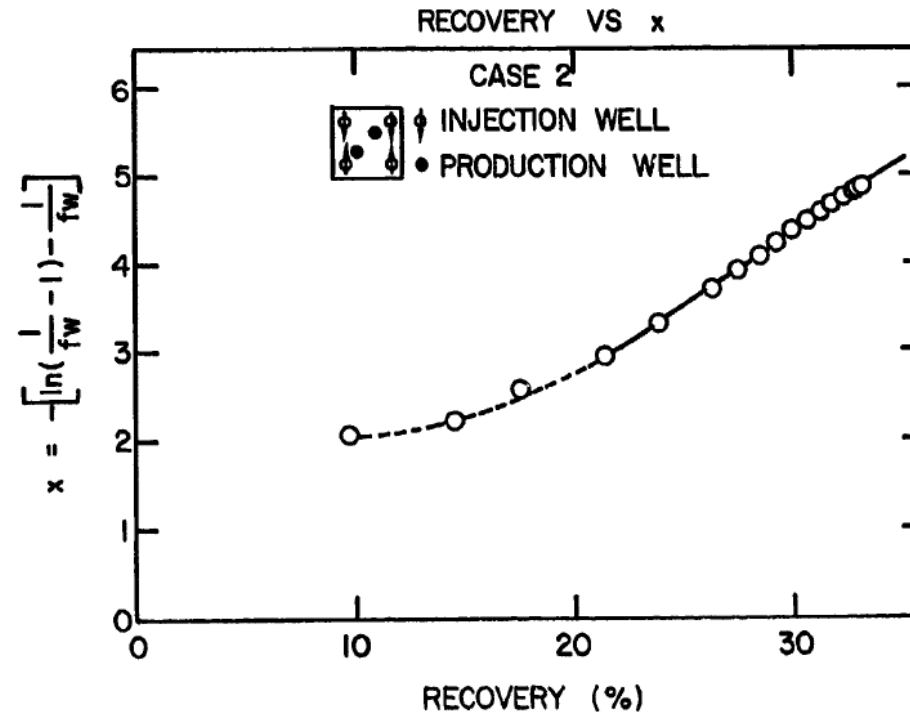
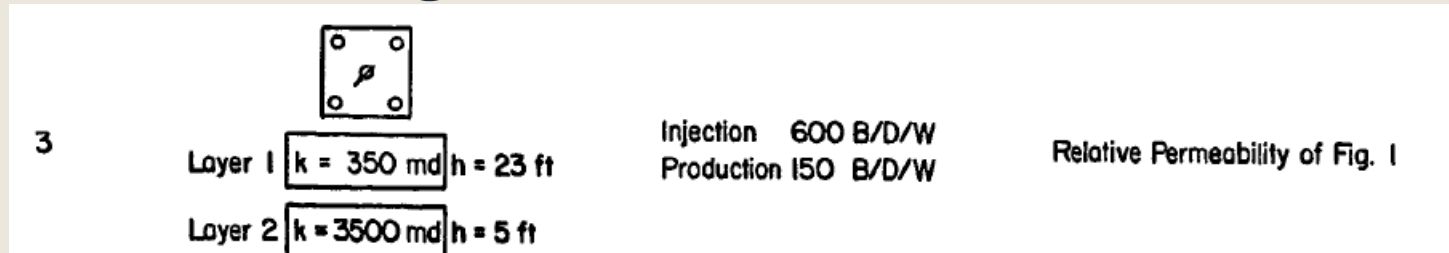


Fig. 3 – Cut-Cum plot for Case 2

### Caso 3: incorporación de segunda capa de alta k



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

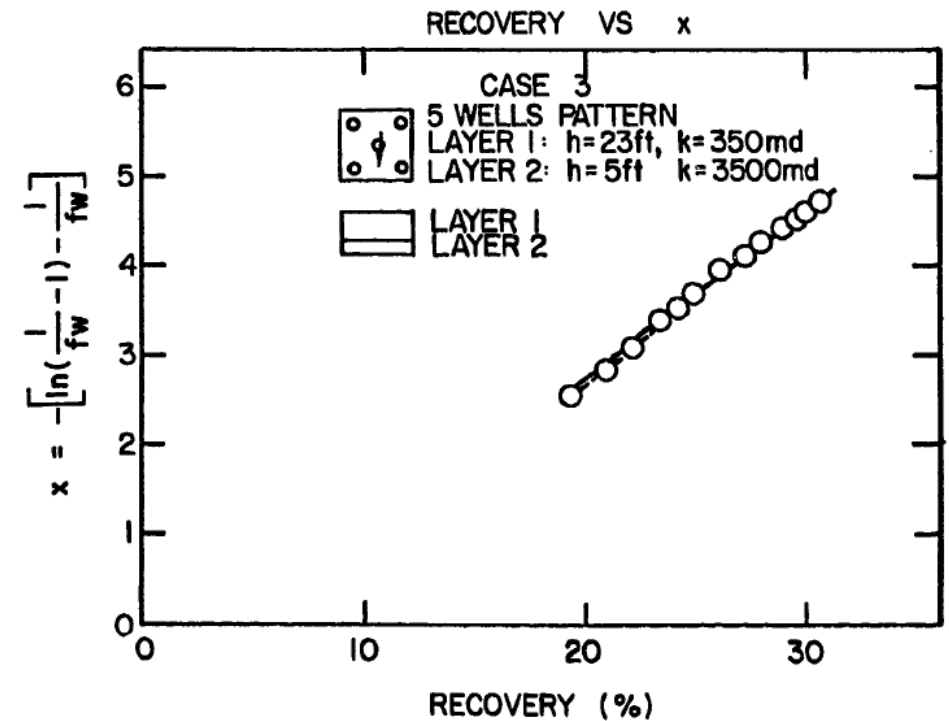


Fig. 4 – Cut-Cum plot for Case 3



## Casos 1 y 3

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 más permeable.

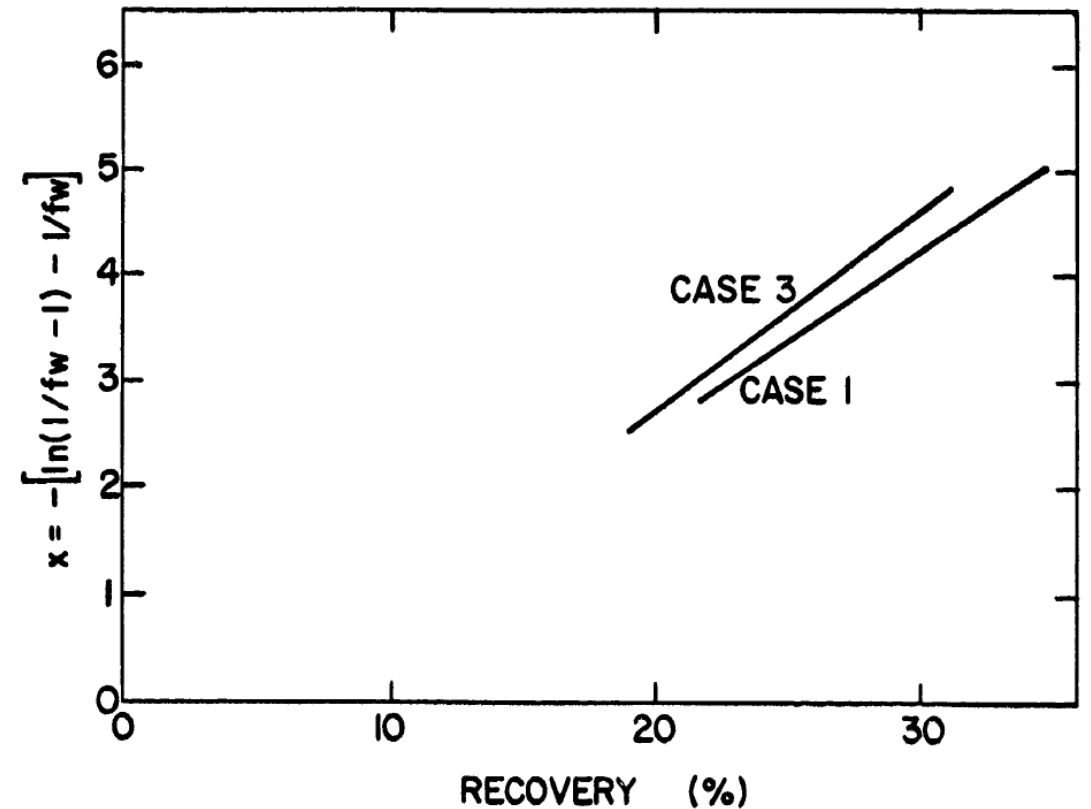


Fig. 5-- Comparison of the performance for Cases 1 and 3

## Caso 4: cambios en aspectos operacionales

4



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

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

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

- Para investigar los aspectos operacionales, se estudiaron dos casos adicionales (proyección 16 y 19) para el modelo del Caso 1, usando el mismo dato básico.
- La inyección se detuvo después de 7 años. La performance 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.

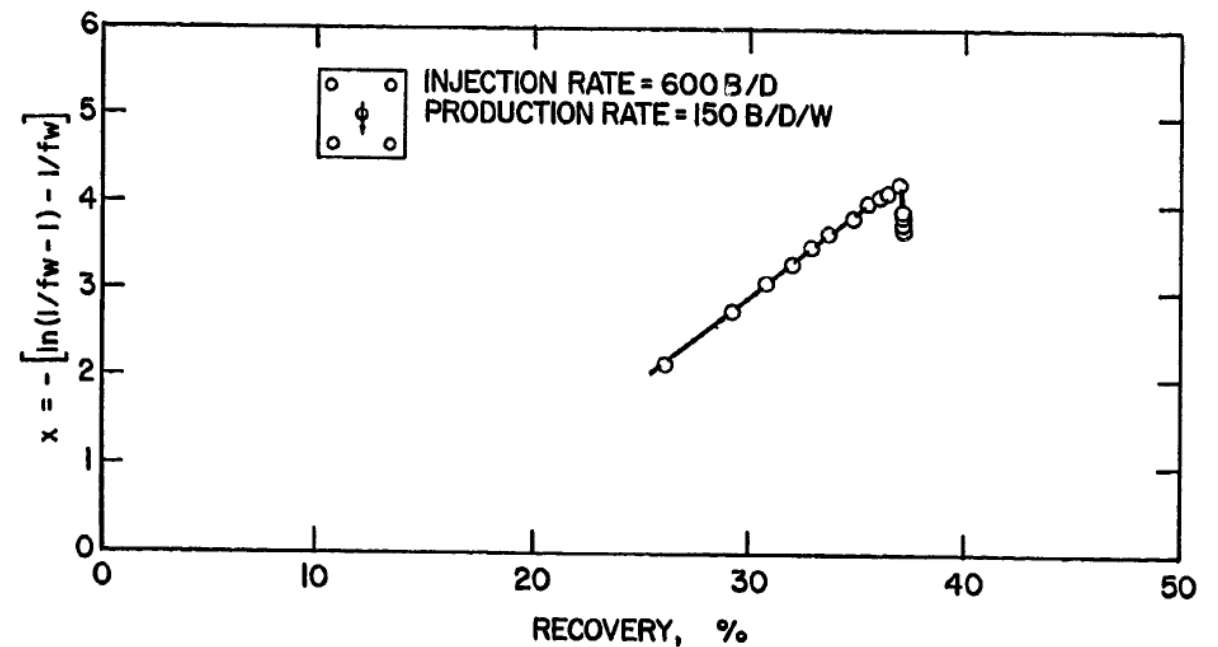


Fig. 6 – Cut-Cum plot for Case 1 if the injection stops after 7 years

## Caso 5: 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  $E_R$ .

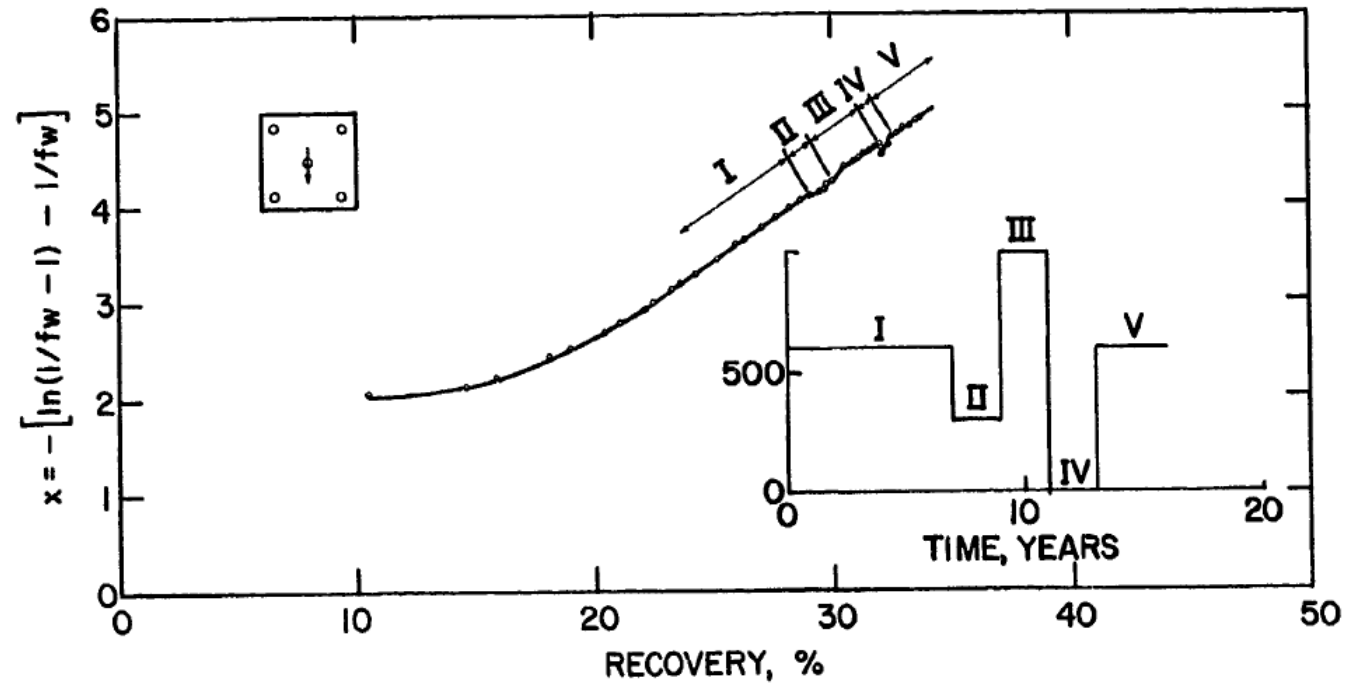


Fig. 7 – Effect of variable injection rate on the Cut-Cum plot of Case 1

## Caso 6: cierre de uno de los productores

Examina el efecto de cierre de 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.

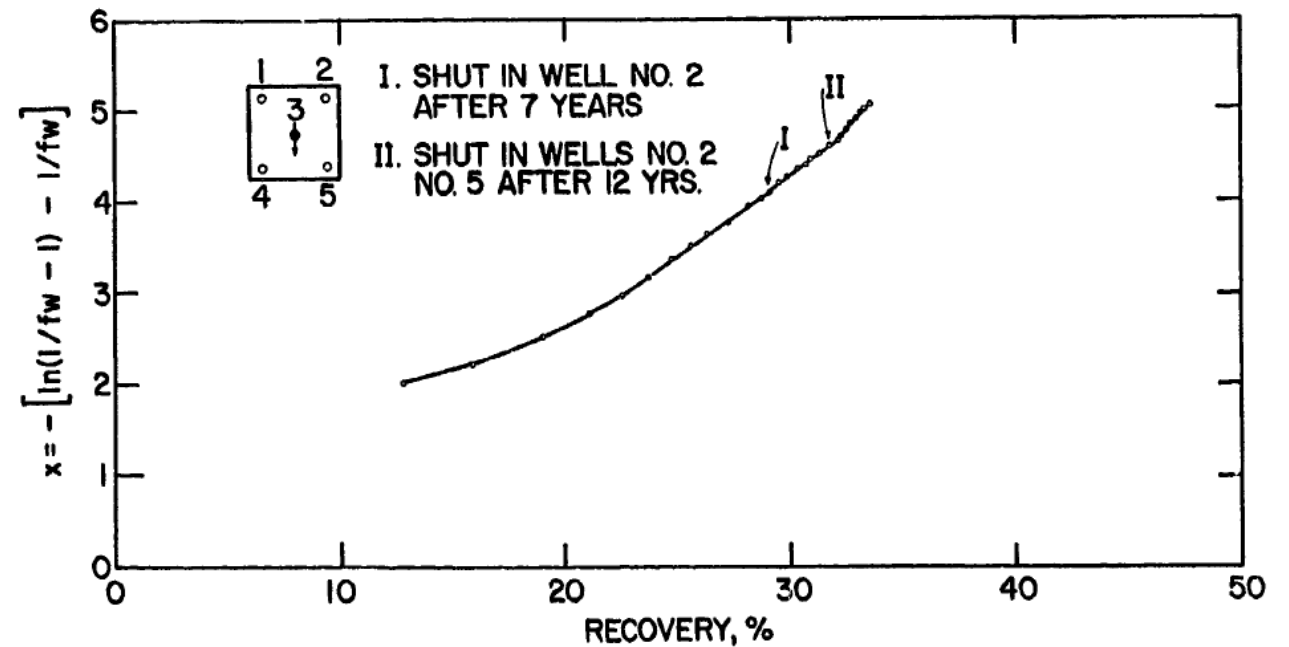


Fig. 8 – Cut-Cum plot for Case 1 If one or two producers are shut-in after some period

4



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

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

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

Para generar datos para flujos de baja IFT, se usan las ecuaciones indicadas para graficar la relación de  $k_r$  donde  $\alpha$  y  $\beta$  son  $\cong 1$ . Estas ecuaciones 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.  $K_{ro} / k_{rw}$ . La desviación de la línea recta es evidente a recuperaciones sobre 32%.

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

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

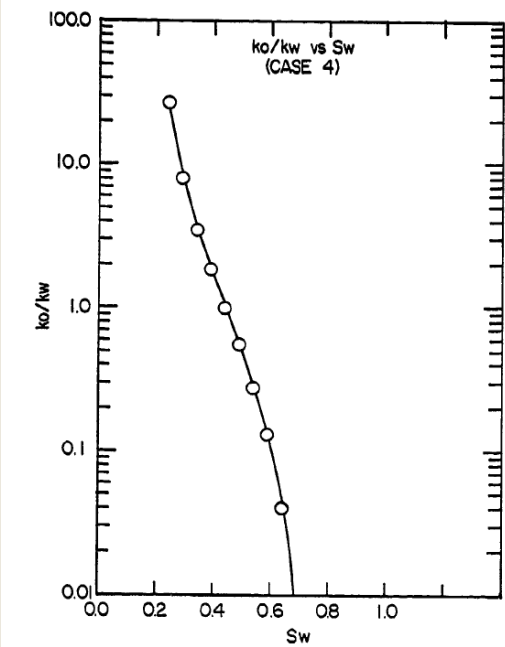


Fig. 9 – Relative permeability ratio plot generated for low tension floods

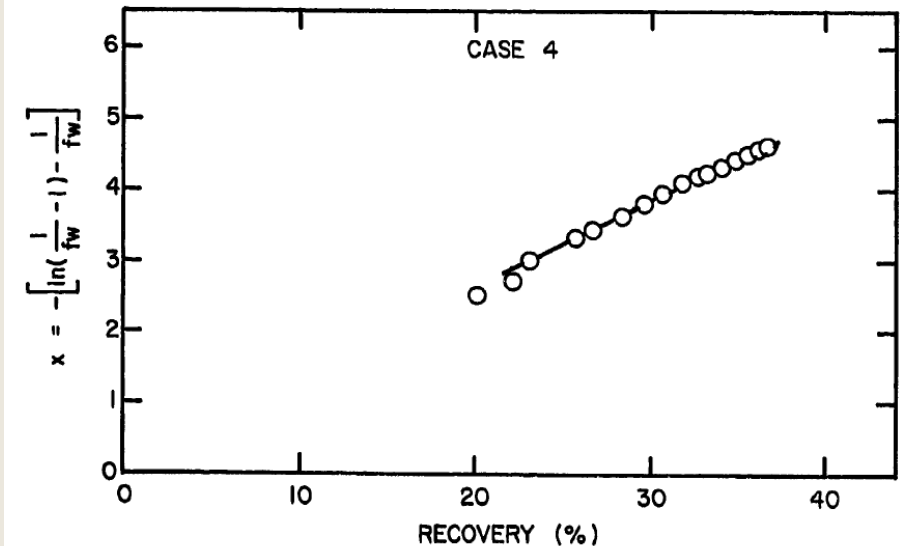


Fig. 10 – Performance of a low tension flood

## Caso Flujo Viscoso

- Si la secundaria se convierte a un flujo viscoso, el gráfico de ER mostrará un cambio en la tendencia. Ésto puede ser visto en Fig. 11 donde se tiene un modelo similar al Caso I pero con una  $\mu_w = 6$  cp
- Los gráficos de Fig. 2 y Fig. 11 son comparados en la Fig. 12. Las dos líneas mantienen las mismas pendientes.
- El aumento en  $\mu_w$  resulta en el traslado de la curva hacia recuperaciones mayores.

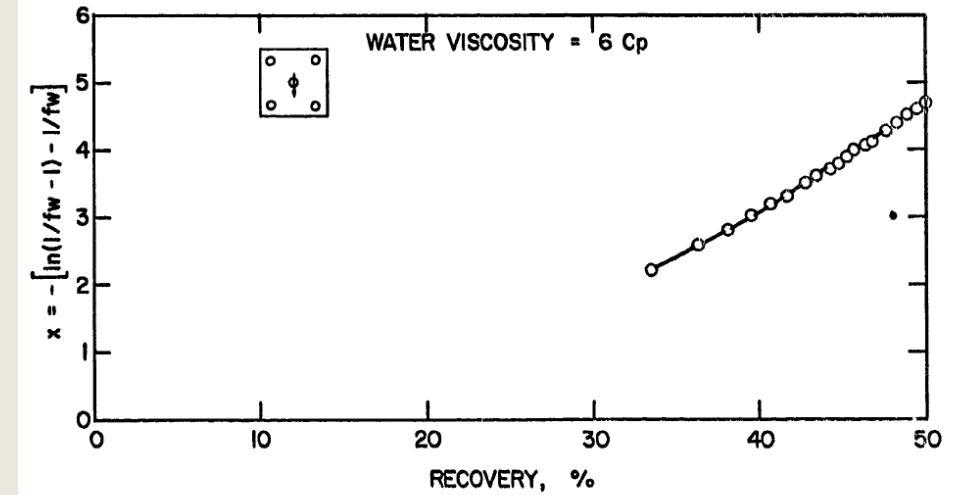


Fig. 11 – Cut-Cum plot for Case One under a viscous waterflood

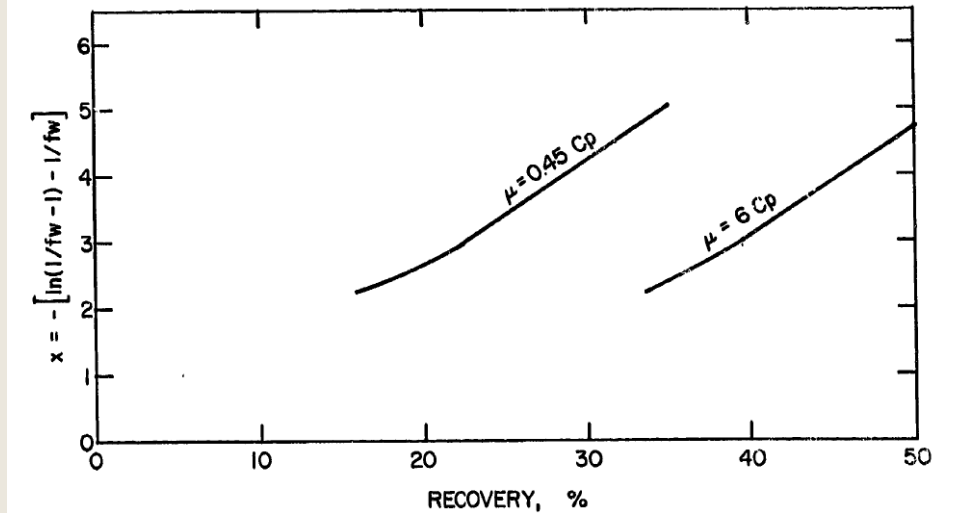


Fig. 12 – Comparison of Cut-Cum plots for low and high viscosity waters

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 el programa de la producción-inyección. En general, donde la desviación del gráfico de  $E_R$  indica una nueva tendencia debido a los cambios en las condiciones de campo, la misma debe usarse para la extrapolación, Fig. 13.

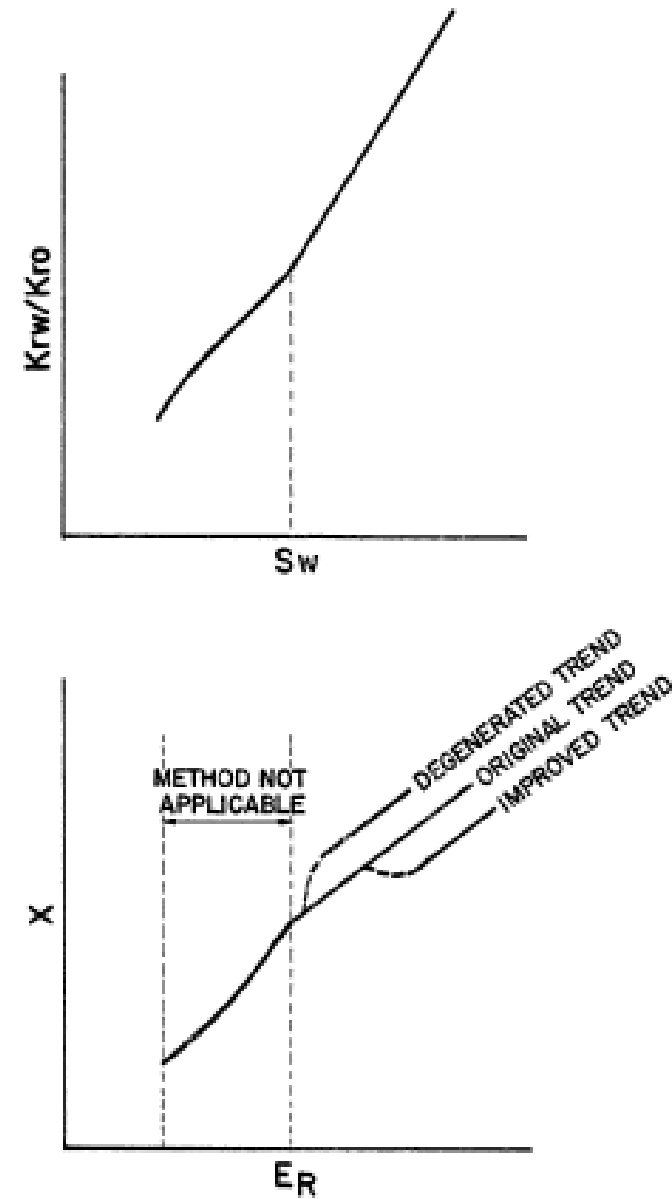


Fig. 13 – Changes in the trend of Cut-Cum plot

# Técnica gráfica mejorada

Robertson ideó una técnica mejorada para el gráfico de  $E_R$ , 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

Cut	X
.501	-2.0000
.502	-2.0000
.503	-2.0001
.504	-2.0001
.505	-2.0002
.506	-2.0003

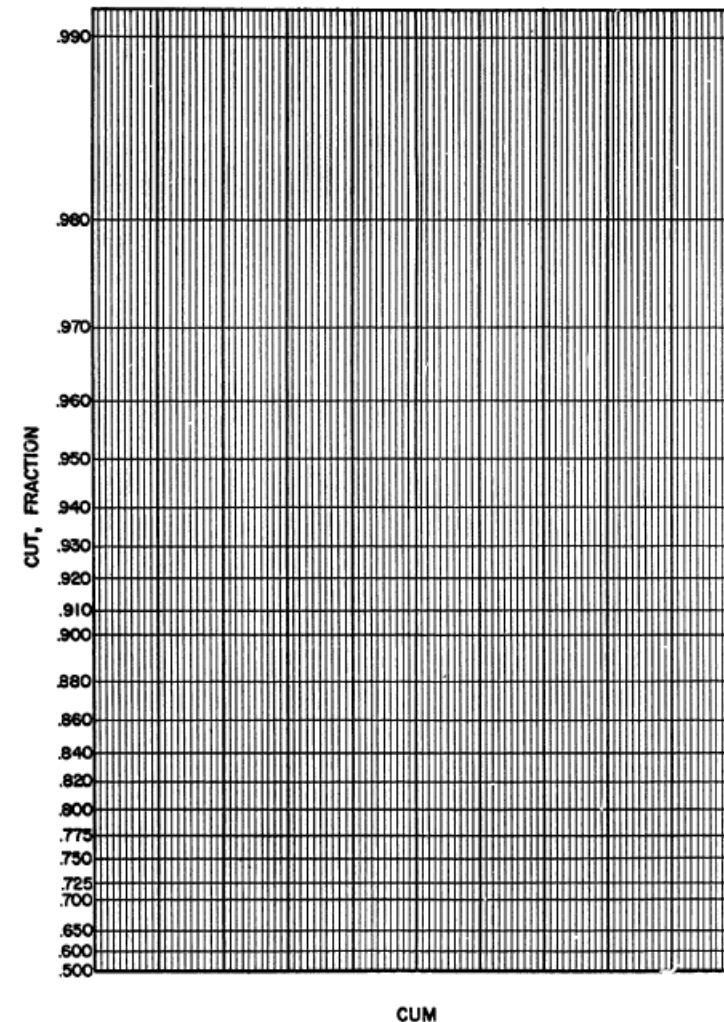


Fig. 14 – Improved graphical scale for plotting the Cut-Cum data



# Casos reales: Placer Lease, Tensleep

- La performance 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 desde los puntos por encima de la línea recta, Fig. 15.

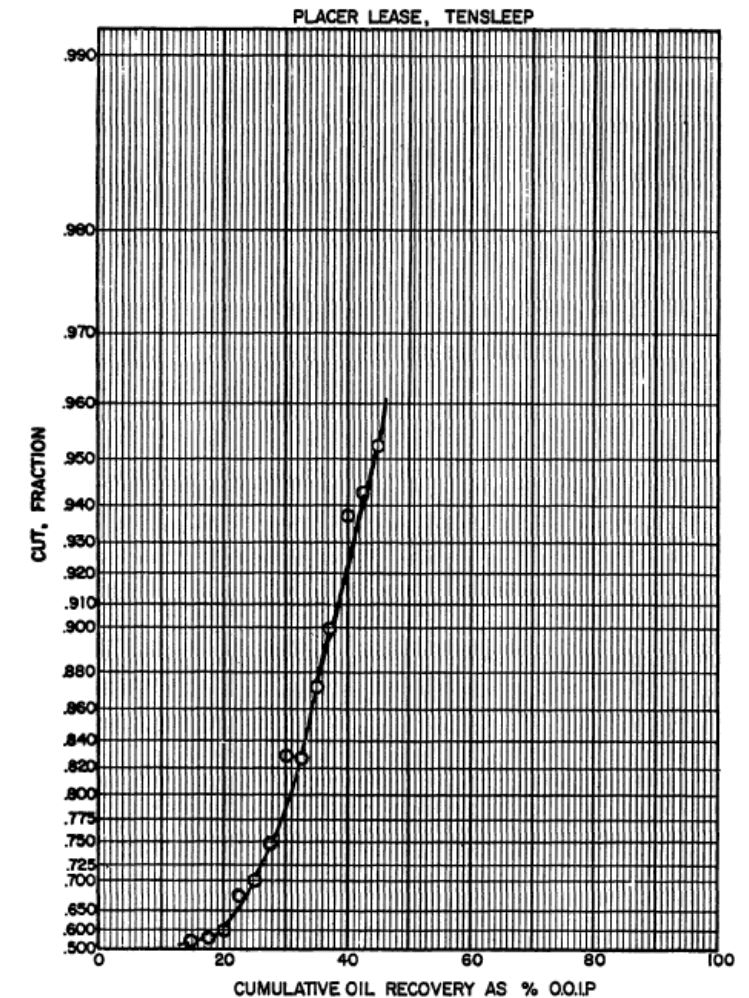


Fig. 15 – Performance of the Placer Lease, Tensleep on the Cut-Cum plot

# Casos reales: 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 fw vs. la recuperación. Dos líneas paralelas son evidentes en el gráfico. El traslado de la línea original hacia la derecha indica el éxito del trabajo de estimulación.

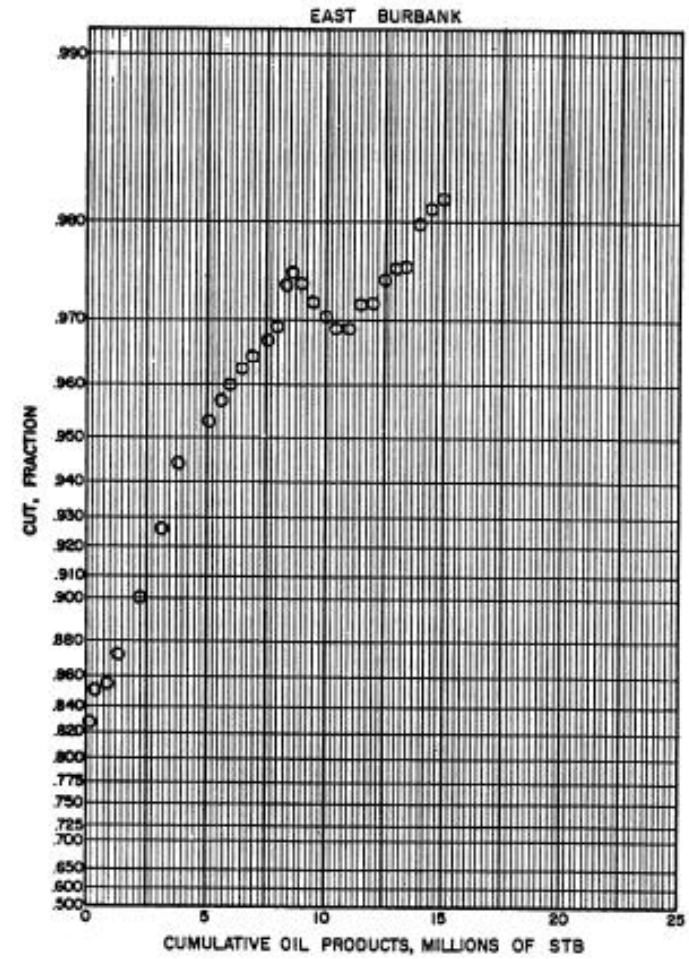
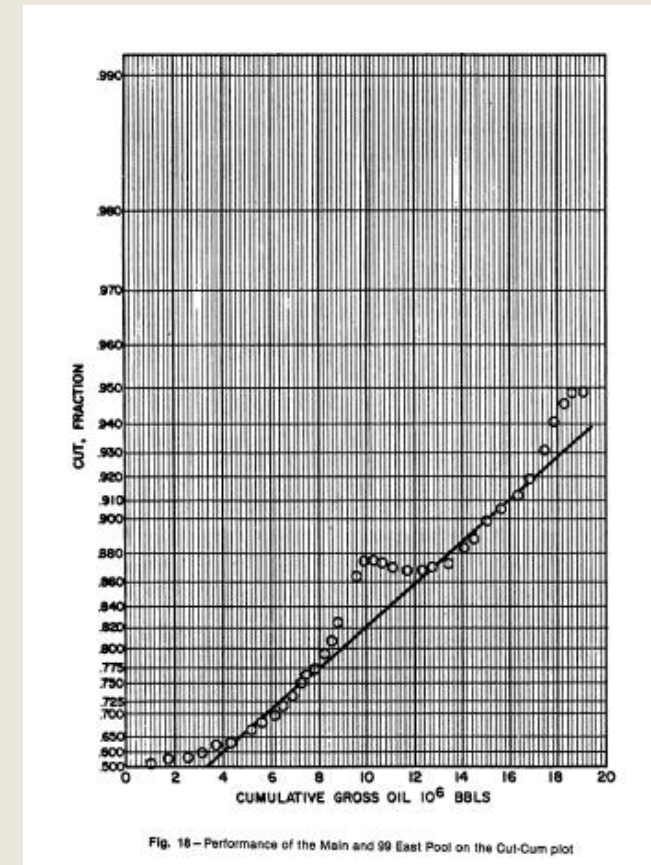
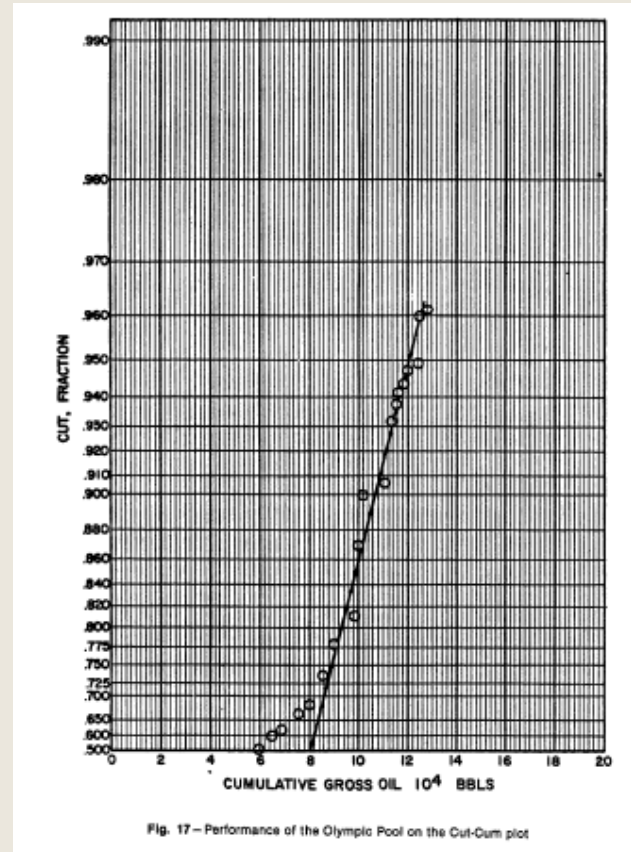


Fig. 16 – Performance of the East Burbank flood on the Cut-Cum plot

# Casos reales: Olympic Pool, y Main y 99 East Pool

Las figuras 17 y 18 muestran los gráficos del corte-acumulada.

- 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 en las zonas ladronas. La operación de taponamiento selectivo produce el retorno del gráfico a la tendencia básica.



# Resumen y conclusiones

El método propuesto del gráfico corte-acumulada en este paper es aplicable a secundarias o secundarias modificadas a valores de corte mayores a 50%.

El punto exacto de partida del gráfico lineal depende del punto de partida de la tendencia lineal de la curva de la relación de permeabilidades. Más alto el corte de agua, mejor es la linealidad de la curva cut-cum.

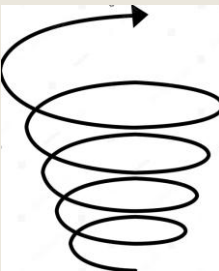
En los sistemas reales, los cambios en la eficiencia de barrido volumétrico pueden causar la desviación la tendencia lineal para un reservorio dado.

Las acciones correctivas como el taponamiento selectivo y cerrar los pozos con altos cortes de agua pueden resultar en el reestablecimiento de la tendencia lineal original.

Para propósitos de predicción, los datos de la última performance pueden extrapolarse a los cortes de agua altos. Desde que para los flujos de alta IFT la curva de relación de  $k_r$  se acerca a una tendencia lineal a altas saturaciones de agua, el método propuesto no debe usarse durante las fases tempranas de una secundaria.

# FIN


*Eres agente de cambio*




# RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano  
2025

[silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar](mailto:silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar)



# RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING





# **Author's Reply to Discussion of A Prediction Technique for Immiscible Process Using Field Performance Data**

Iraj Ershaghi, SPE, U. of Southern California

**SPE 13793**

Contestación de Iraj Ershaghi a Etartzman sobre la discusión de una técnica de predicción para procesos inmiscibles que usa datos de performance de campo



# Contestación de Ersaghi

Startzman y Wu indican que sobre un número limitado de estudios de campo el “gráfico semilog del WOR” es tan bueno o incluso superior al “gráfico del avance frontal”

En contestación Iraj Ershaghi indica:

1. Asumir que  $\log \text{WOR}$  vs  $E_R$  es una línea recta implica asumir la siguiente relación

$$\ln(\text{WOR}) = a E_R + b \quad (1) \quad \text{siendo } a \text{ y } b \text{ constantes}$$

A partir de la ecuación  $E_R = mX + n$  derivada por Ershaghi, hacer real la Ecuación (1) implica tener que asumir que  $(1+\text{WOR})/\text{WOR} = \text{cte}$  para el rango completo de la curva de recuperación como se demuestra abajo.

$$x = \ln\left(\frac{1}{f_w} - 1\right) - \frac{1}{f_w},$$
$$\ln(\text{WOR}) = \frac{1}{m} E_R + \frac{1 + \text{WOR}}{\text{WOR}} - \frac{1}{n}$$

Desde que esa asunción no está justificada, no hay una base teórica para el gráfico semilog WOR vs. la recuperación excepto a muy altos WOR.

# Contestación de Ersaghi

2. Si el gráfico semilog del WOR vs. la recuperación se ha trabajado para pocos casos, uno debe asumir que no es universalmente aplicable a todas las condiciones.

3. La técnica del “gráfico cut-cum” presentada por Ershaghi se recomendó explícitamente para secundarias maduras. Para rangos de WOR superior a la unidad, la asunción de una línea de  $\log(kw/ko)$  vs.  $Sw$  es, bastante aceptable de los datos del laboratorio y del campo.

Para preparar un gráfico lineal para el  $\log(WOR)$  vs la recuperación incluyendo WORs por debajo de la unidad requiere asumir que  $\log(kw/ko)$  vs.  $Sw$  es una línea recta desde  $Sw_{ir}$  hacia arriba. Esta es una asunción errónea y puede llevar a serios errores.

Ershaghi, en este trabajo incluye un ejemplo de  $\log(WOR)$  vs. la recuperación para una secundaria madura en el campo de Wilmington. El error causado por la extrapolación temprana de una secundaria para estimar las recuperaciones futuras realmente es sustancial.

# Contestación de Ersaghi

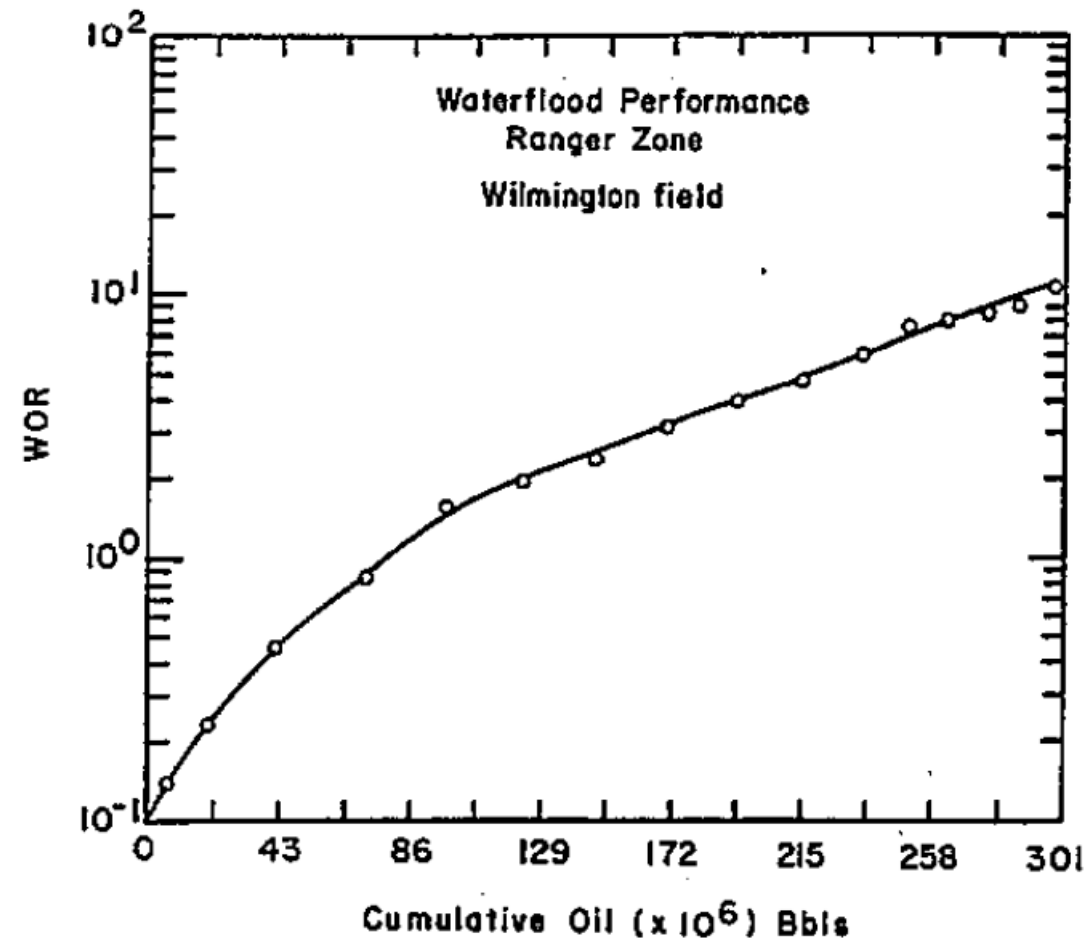
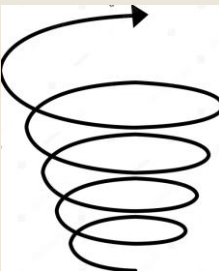


Fig. R-1—WOR plot for Ranger zone, Wilmington field.

# FIN

*Eres agente de cambio*



# RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano  
2025

[silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar](mailto:silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar)



# RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING



# **Application of the x-Plot Technique to the Study of Water Influx in the Sidi El-Itayem Reservoir, Tunisia**

**I. Ershaghi**, SPE, U. of Southern California

**L.L. Handy**, SPE, U. of Southern California

**M. Hamdi**, U. of Southern California

SPE 14209

La técnica X-PLOT es un método aplicable para representar el historial de rendimiento de un yacimiento petrolífero bajo la inyección del agua o empuje natural de agua.

El procedimiento consiste en una linealización del gráfico del corte del agua vs. recuperación, permitiendo la extrapolación a cortes mayores.

$$E_R = mx + n$$

Además se puede obtener la curva compuesta de la relación de las kr.

Este paper muestra como a partir de la ecuación dada, tanto en una simulación, como con los datos de la performance del campo, puede obtenerse una estimación del agua producida a cualquier valor alto del corte desde la pendiente del X-PLOT



- El procedimiento X-PLOT requiere graficar X vs. la recuperación fraccional. En ausencia de efectos de estratificación se obtiene un gráfico lineal para valores de corte superiores a 50%. La formación de una línea recta indica que la performance está siendo controlada por la relación de las permeabilidades relativas característica del reservorio.

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

- El volumen poral invadido a cualquier  $f_w$  de la ecuación del avance frontal puede ser expresada como:

$$V_{pi} = \frac{1}{(df_w/dS_w)} \quad (2)$$

$V_{pi}$  = número de vol. porales invadidos

- En la práctica, (2) requiere una curva  $k_r$  válida para todo el campo.
- Si expresamos la recuperación de petróleo en términos de los volúmenes actualmente producidos, la ecuación 1 se escribirá como:

$$x = m' N_p + n', \text{ where } m' = 1/(Nm) \text{ and } n' = -n/m.$$

Del paper de Ershaghi–Omoregie:

$$V_{pi} = -1/[b f_w (1-f_w)] \quad (3)$$

$b$  = pendiente de  $k_o/k_w$  vs  $S_w$  en semilog  $b = 1/[m(1-S_{wi})]$

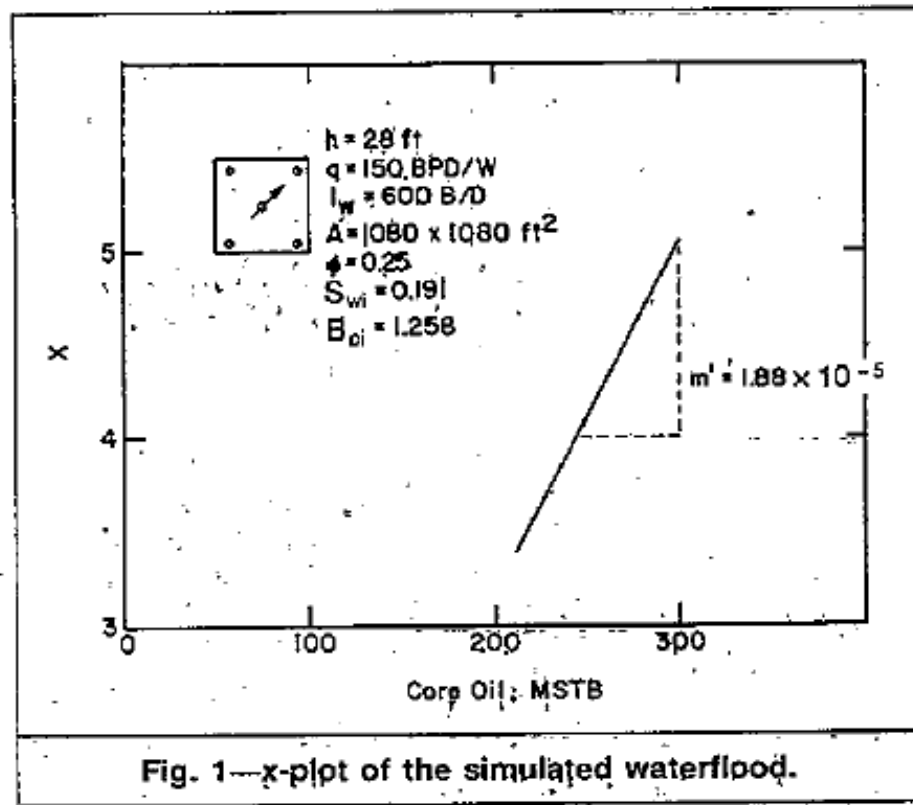
Entonces de la definición de  $m'$

$$V_{pi} = -m(1-S_{wi})/[f_w (1-f_w)] = -(1-S_{wi})/[mN f_w (1-f_w)]$$

Ahora el agua producida en términos del volumen actual puede estimarse de:

$$W_i = -B_{oi} / [m' f_w (1-f_w)] \quad (4)$$

donde  $m' = 1/(Nm)$  es en 1/volumen.



Year	Water Cut	x	Cumulative Oil (STB)
3	0.8881	3.1975	204,228
3.5	0.9066	3.3758	212,776
4	0.9200	3.5293	220,109
4.5	0.9295	3.6549	226,530
5	0.9369	3.7652	232,747
5.5	0.9429	3.8647	237,406
6	0.9478	3.9541	242,106
6.5	0.9520	4.0378	246,422
7	0.9556	4.1156	250,409
7.5	0.9586	4.1854	254,113
8	0.9614	4.2553	257,570
8.5	0.9637	4.3166	260,810
9	0.9657	4.372	263,864
10	0.9691	4.4775	269,506
12	0.9742	4.6577	279,288
15	0.9794	4.8877	291,259

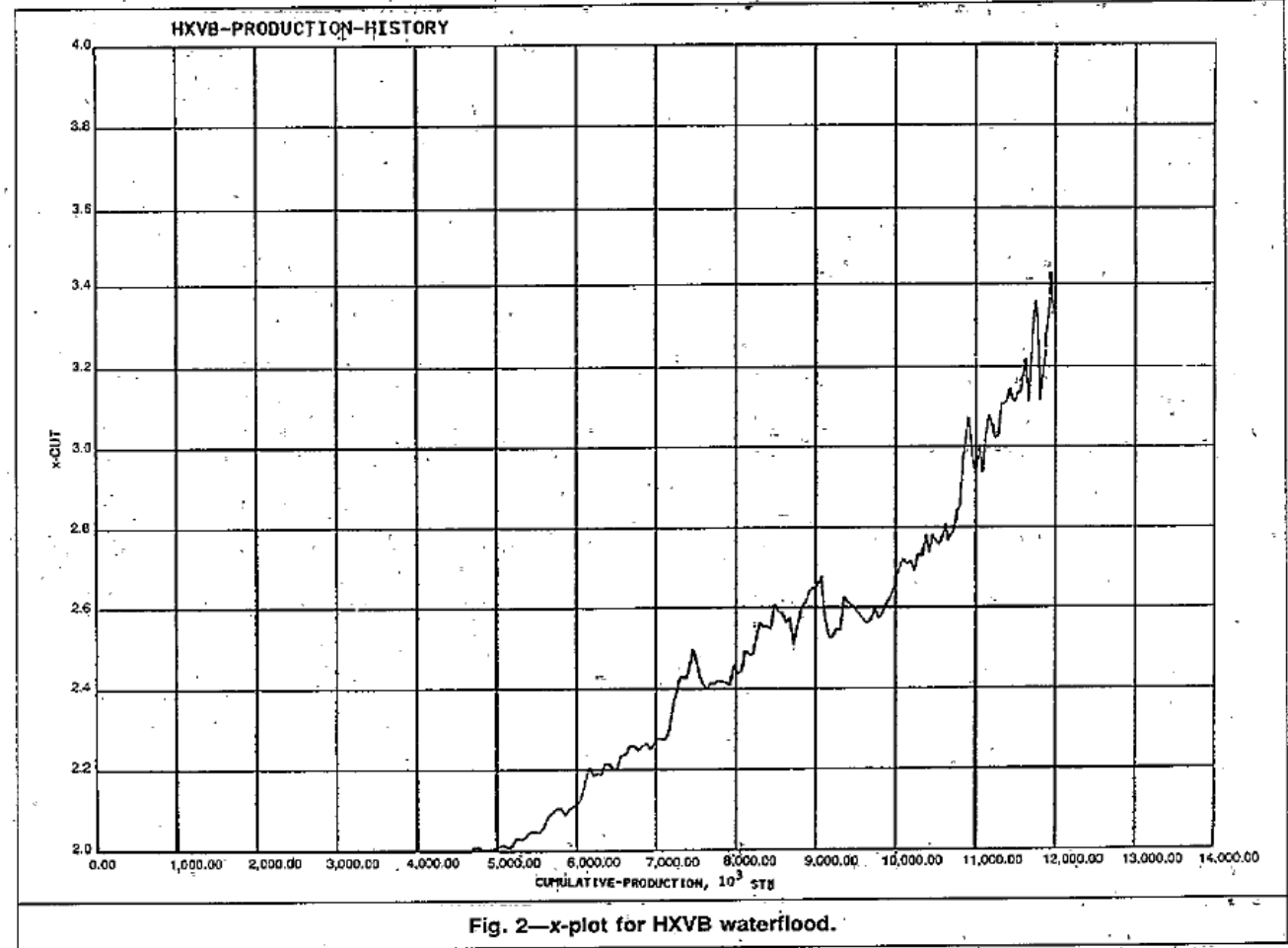
$$W_i = \frac{1.258}{1.88 \times 10^{-5}(1 - 0.9794)(0.9794)} = 3,316,427 \text{ bbl}$$

La figura 1 muestra el X-PLOT del Caso 1, un ejemplo de secundaria simulada. La Tabla 1 muestra los datos de rendimiento simulado. El  $m'$  computado del gráfico es  $1,842 \times 10^{-5} \text{ 1/bbl}$ . A un corte de agua de 0,9794, le corresponde una inyección total de 3.316.427 bbl, verificando la actual inyección de 3.285.000 bbl (un inyector a 600 BWPD por 15 años).

$$W_i = -B_{oi}/[m'f_w(1-f_w)]$$

where  $m'$  is in 1/vol.

La Figura 2 muestra el X-PLOT para una secundaria en Wilmington. Del cálculo de  $W_i$ , la inyección total al corte de 0,9103 se estima será 76.530.431 bbl. Esto está en total acuerdo con el volumen de inyección real de 77.516.746 bbl, considerando los errores en la estimación de  $B_{oi}$  y  $m'$ .



# Aplicación al cálculo del ingreso de agua de una acuífera

Se han propuesto técnicas para estimar la afluencia acumulada de agua en reservorios de gas y petróleo. Entre estas están:

el método de estado inestable de van Everdingen y Hurst,

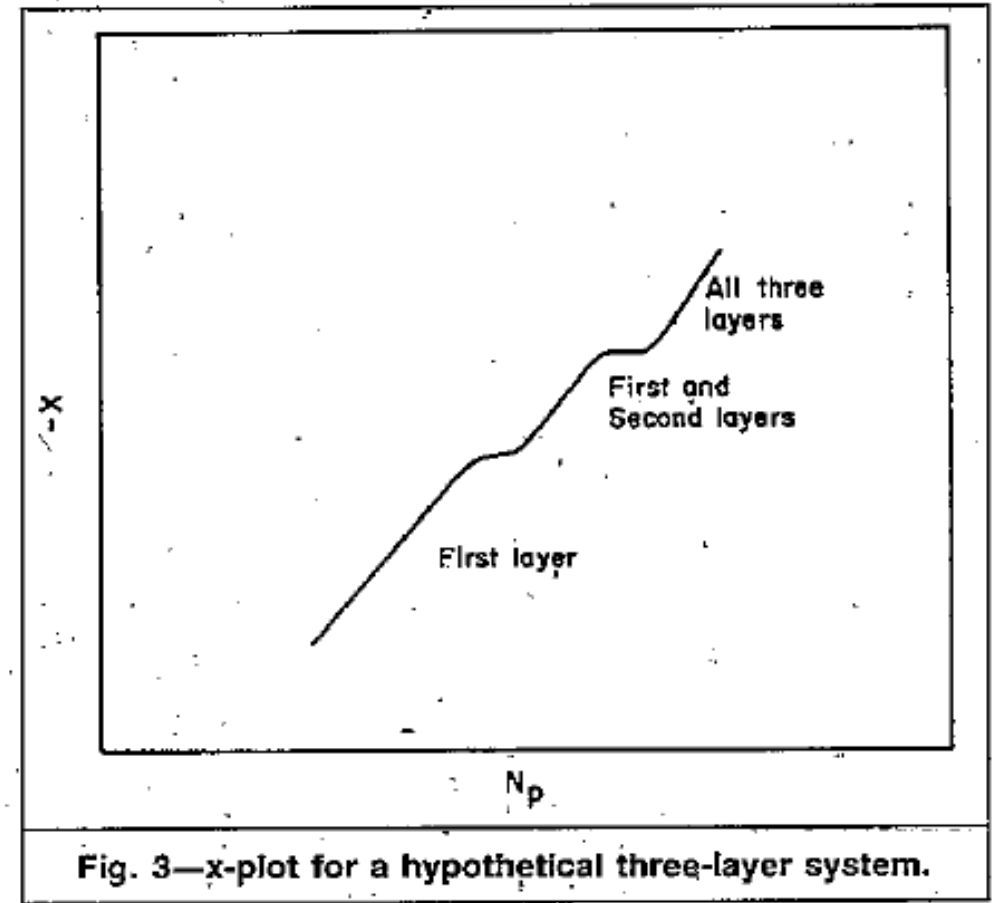
el método aproximado de Fetkovitch,

el método de Carter y Tracy,

el método de Balance de Material.

La estimación de la afluencia acumulada en cualquier tiempo con estas técnicas requiere el almacenamiento de datos de presión del reservorio y además de la historia de la performance. La técnica propuesta considera un reservorio con flujo de agua como análogo a un reservorio bajo inyección de agua. Independientemente del caudal y presión de inyección, el agua acumulada producida es controlada por la curva compuesta de  $k_r$  que describe el flujo de petróleo y agua en el reservorio, la que incluye la influencia de la eficiencia de barrido vertical en el sistema.

Considere el X-PLOT de un reservorio de tres capas. Como se muestra en la Figura 3, la ruptura de las capas sucesivas resulta en un desplazamiento de la gráfica. Si las relaciones de  $k_r$  características de las tres capas son idénticas las tendencias permanecen paralelas. La línea recta final representa el comportamiento compuesto del reservorio. La pendiente de esta tendencia compuesta se usa para estimar la entrada de agua en cualquier corte de agua alto.



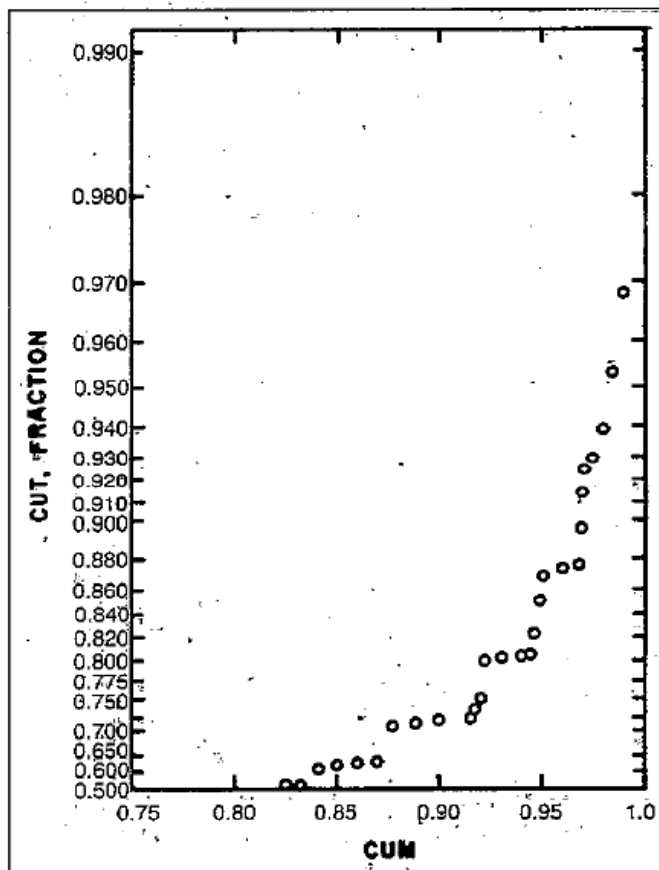


Fig. 4—x-plot for a 10-layer reservoir with mobility ratio = 0.125 (data from Snyder and Ramey<sup>8</sup>).

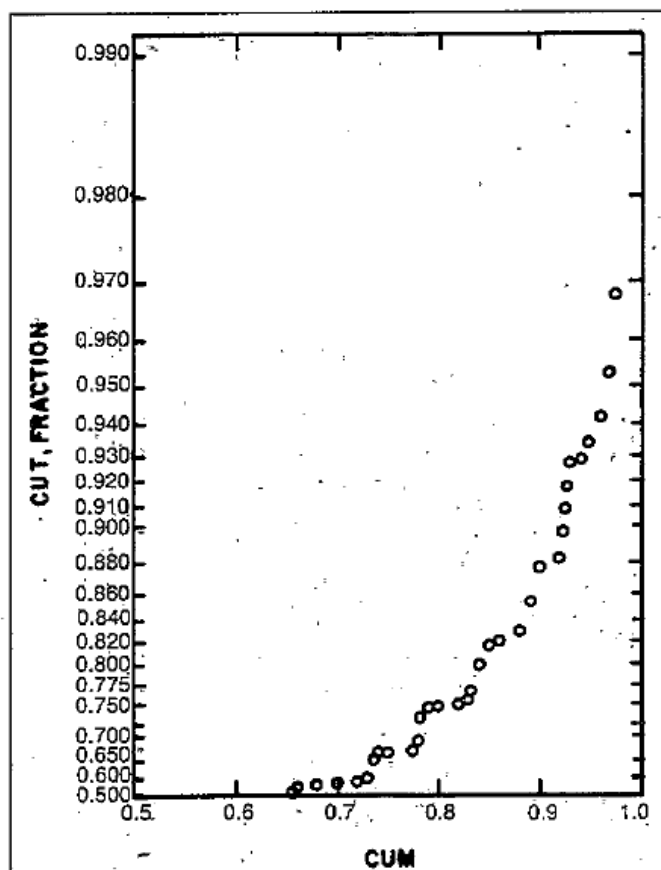


Fig. 5—x-plot for a 10-layer reservoir with mobility ratio = 1.0 (data from Snyder and Ramey<sup>8</sup>).

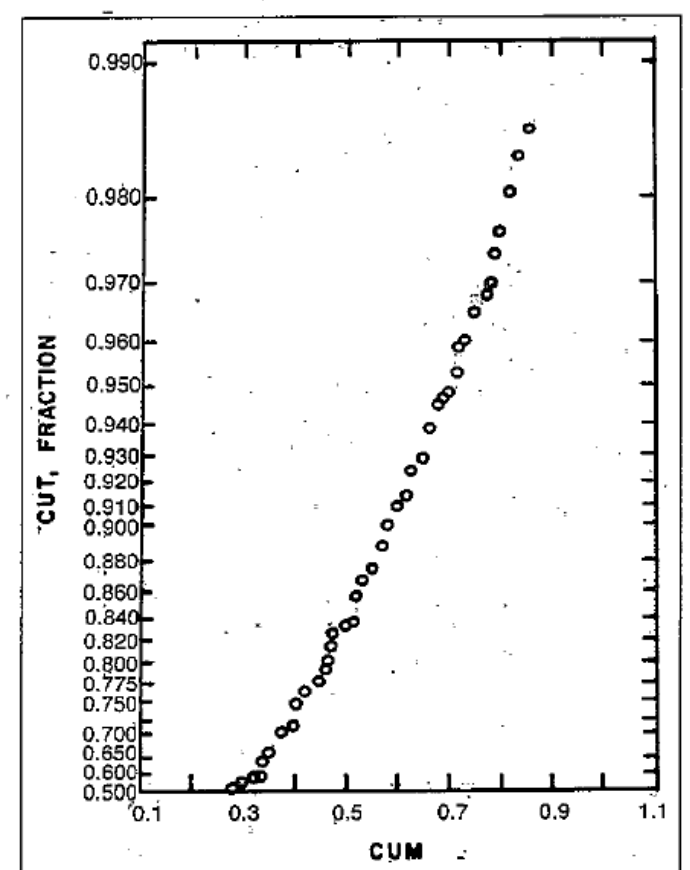


Fig. 6—x-plot for a 10-layer reservoir with mobility ratio = 10 (data from Snyder and Ramey<sup>8</sup>).

Snyder y Ramey en su discusión sobre sistemas estratificados, indicaron que la relación de movilidades entre agua y petróleo también afecta la forma de la curva del WOR vs. la recuperación. Para  $M > 1$ , la naturaleza escalonada de la gráfica de X vs. la recuperación desaparece y se desarrolla una forma más uniforme. Las figuras 4 a 6 muestra el X-PLOT para  $M = 0,125$ , 1, y 10 respectivamente. La curvatura final del gráfico es causada por la naturaleza de la ecuación de la  $k_r$  usada por Snyder y Ramey.

# Aplicación al reservorio Sidi E1-Itayem

El reservorio de Sidi E1-Itayem se localiza en el lado sur de Sfax, Túnez (Figura 7). Este reservorio, descubierto en 1971, es un reservorio de carbonato que consiste en varios bloques (figura 8). El intervalo productivo es una caliza numulítica, que consiste en tres capas con un espesor total de 52 m. Los análisis de los datos de coronas de tres pozos indican una matriz de baja k, yendo de 0,6 a 2,4 md, y  $\phi$  desde 3,8 a 14,4%. Otros detalles sobre las propiedades del reservorio se listan en la Tabla 2.

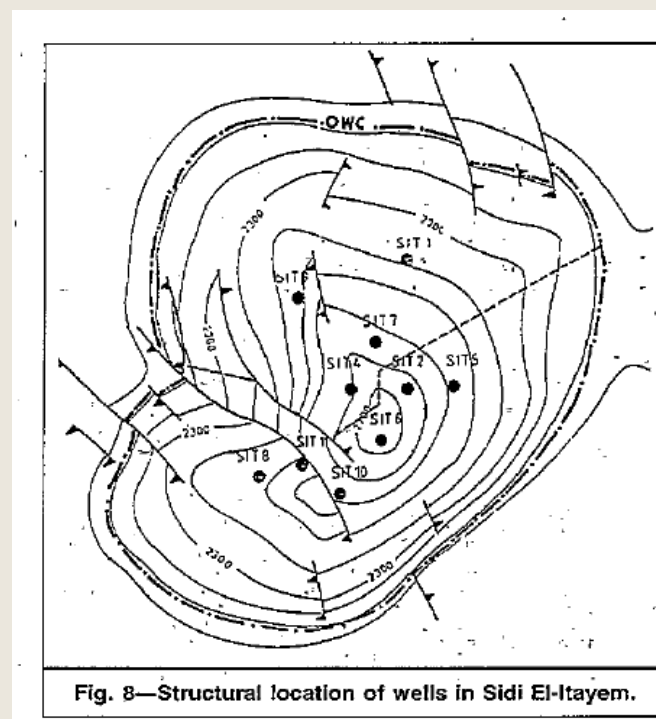
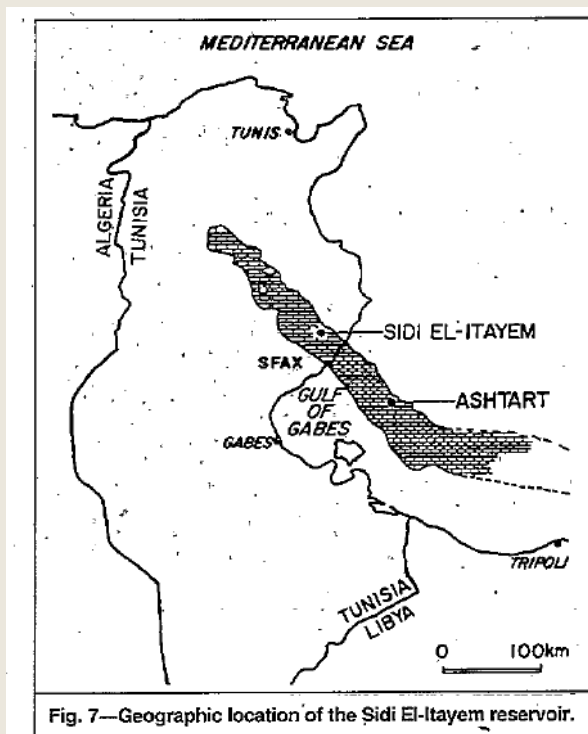


TABLE 2—BASIC RESERVOIR ROCK AND FLUID PROPERTIES	
Average formation thickness, ft	17
Original reservoir pressure, psi	3,385
Reservoir temperature, °F	246
Average porosity, %	8.4
Average matrix permeability, md	1.3
Average initial water saturation, %	0.2
Oil gravity, °API	40
Oil viscosity, cp	0.44
Water viscosity, cp	0.4
Bubblepoint pressure, psi	1,195
Initial oil FVF, RB/STB	1.24
Estimated initial oil in place, STB	$132 \times 10^6$



La presencia de una acuífera activa puede ser detectada examinando el historial del rendimiento. Las tendencias crecientes en WOR y una estabilización de la presión de retorno se muestran en las figuras 9 y 10 respectivamente.

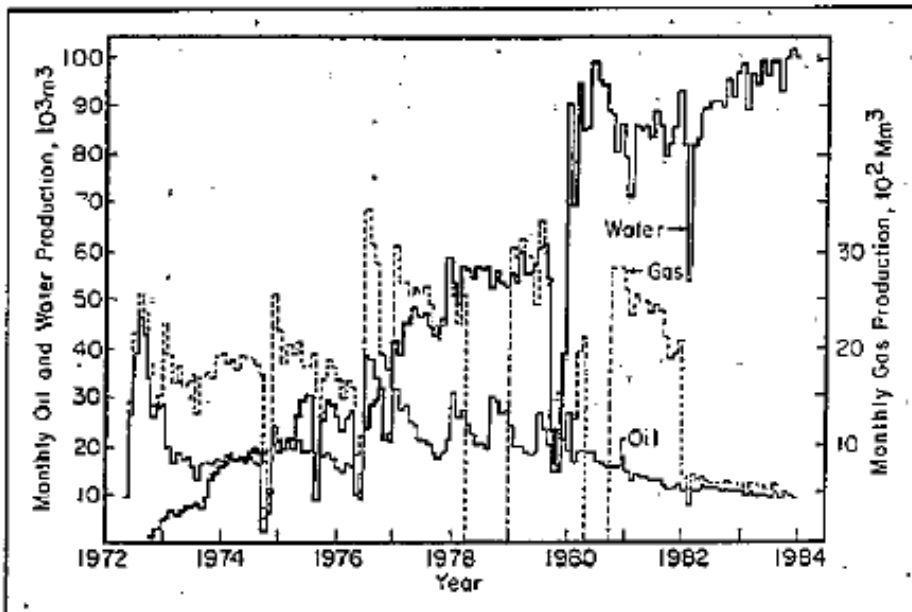


Fig. 9—Performance of the Sidi El-Itayem reservoir.

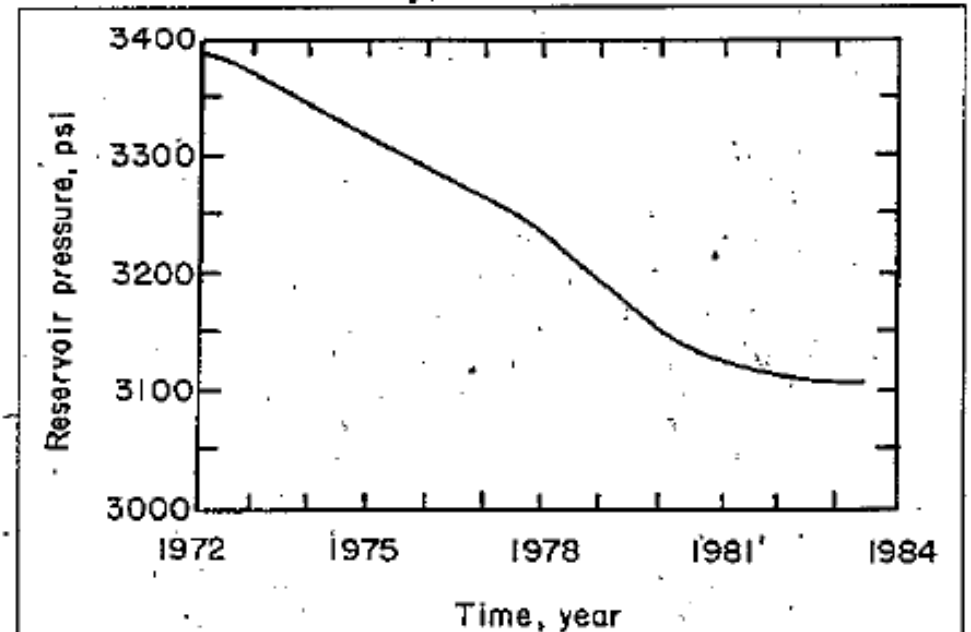


Fig. 10—Pressure history of the Sidi El-Itayem reservoir.

El corte de agua aumenta vs. la producción acumulada en varios pozos mostrando un arreglo no uniforme. Los pozos en la zona del sur del reservorio muestran mayor incremento de la relación que los del norte. La producción de agua es parcialmente controlada a través del cierre de los pozos con altos cortes. La Tabla 3 muestra el resumen de los cálculos de los volúmenes de agua de entrada al reservorio y la estimación individual por pozo con el procedimiento propuesto.

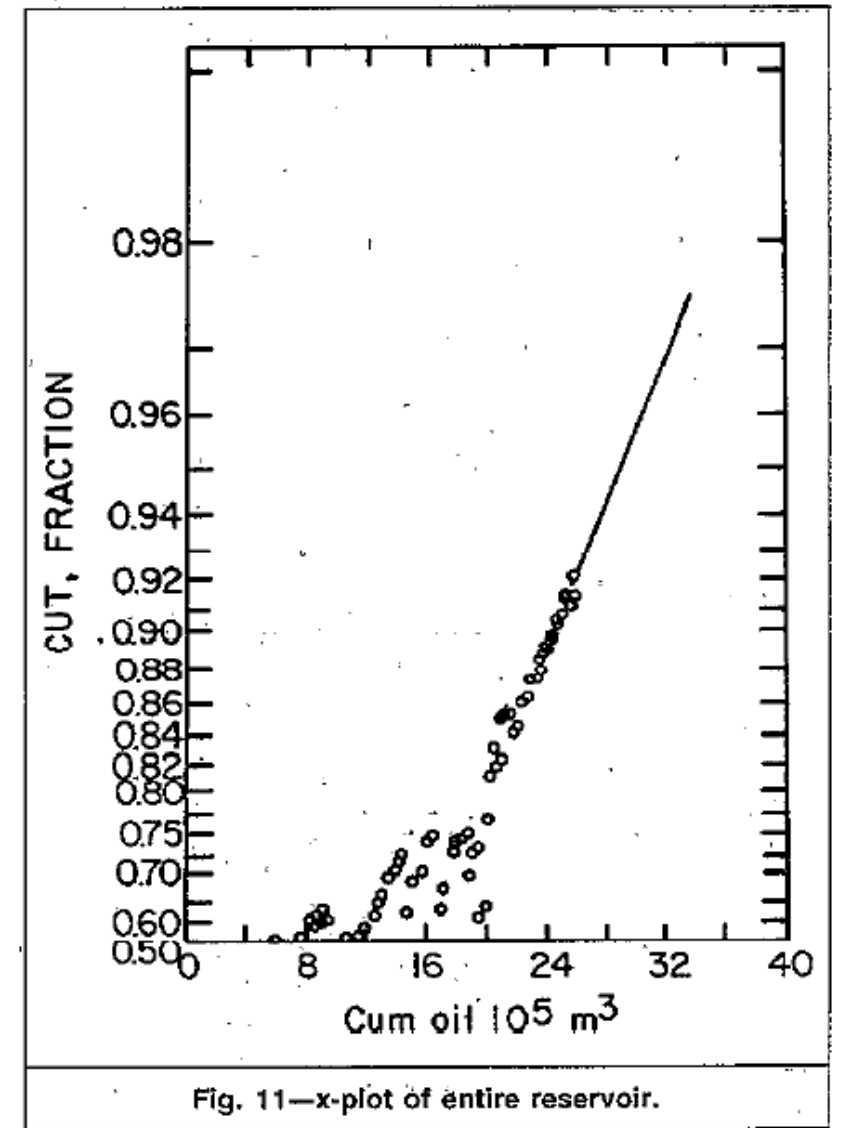
TABLE 3—SUMMARY OF $W_i$ COMPUTATIONS FOR SIDI EL-ITAYEM FIELD						
x-plot	$m'$ (1/m <sup>3</sup> )	$f_w$ (Dec. 1983)	$W_i$ (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	$W_p$ (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	$N_p$ (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	$G_p$ (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
Entire field	$1.7 \times 10^{-6}$	0.9209	10.013	6.99	2.58	1.224
Southern part (Wells Sit-06, 08, 10 and 11)	$6.47 \times 10^{-6}$	0.9467	3.79	3.35	0.843	0.433
Northern part (Wells Sit-01, 02, 04, 05, 07, and 09)	$1.885 \times 10^{-6}$	0.8797	6.215	3.64	1.74	0.79
Well Sit-01	$1.294 \times 10^{-4}$	0.8507	0.517	0.173	0.0907	0.028
Well Sit-02	$1.294 \times 10^{-4}$	0.9410	1.726	1.987	0.978	0.533
Well Sit-04	$2.022 \times 10^{-4}$	0.7106	0.240	0.054	0.189	0.056
Well Sit-05	$2.647 \times 10^{-5}$	0.9471	0.934	0.844	0.224	0.106
Well Sit-06	$2.647 \times 10^{-5}$	0.973	1.438	1.436	0.449	0.242
Well Sit-07	$1.655 \times 10^{-5}$	0.8209	0.410	0.396	0.214	0.049
Well Sit-08	$9.1 \times 10^{-5}$	0.9524	0.30	0.353	0.145	0.065
Well Sit-09	$5.5 \times 10^{-6}$	0.8841	2.199	0.183	0.042	0.0169
Well Sit-10	$4.101 \times 10^{-5}$	0.9515	0.654	0.49	0.10	0.054
Well Sit-11	$2.891 \times 10^{-5}$	0.9641	1.239	1.076	0.149	0.071

- El examen del X-PLOT para el reservorio entero (Fig. 11) muestra una tendencia temprana relacionada con el comportamiento combinado de los pozos Sit-01 y Sit-05.
- La adición del Sit-06 estabilizó el corte, pero una tendencia similar se desarrolló posteriormente y continuó hasta fines de 1977.
- Después, la suma de Sit-07 a Sit-11 resultó en un período de corte fluctuante. El pozo Sit-11 fue completado en 1979, y desarrolló una tendencia relativamente estable con  $m = 1,70 \times 10^{-6} \text{ 1/m}^3$ . Esto corresponde a la estimación del volumen de agua entrada de  $10,013 \times 10^6 \text{ m}^3$  a un corte de agua de 0,9209 como se muestra:

$$W_i = \frac{1.24}{1.7 \times 10^{-6} \times 0.9209(1 - 0.9209)}$$

$$= 10.013 \times 10^6 \text{ m}^3.$$

De un cálculo de balance de material para el reservorio, que está por encima del Pb se obtiene una entrada de agua de  $10,399.10^6 \text{ m}^3$



Los datos básicos usados en el balance de materiales se muestran en la Tabla 4. Se usó también la ecuación de estado no estacionario del método de van Everdingen y Hurst para verificar los resultados. La Tabla 5 se muestra la información adicional usada. Si se usa una kmatriz de 1 a 2 md, se obtienen respuestas no razonables a cualquier rango aceptable de  $r < D$ . Por prueba y error, se vio que por ejemplo, usar  $k=200$  md y  $r/D=10$  resultan en  $W_i=63.10^6$  bbl ( $10.07 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>). Esta  $k \gg$  kmatriz lo que indica la presencia de una red de fracturas de alta  $k$  en el reservorio.

TABLE 4—DATA FOR WATER INFLUX ESTIMATION FROM THE MATERIAL-BALANCE METHOD

$N_p$ , STB	$16.24 \times 10^6$
$N_i$ , STB	$132 \times 10^6$
$B_{oi}$ , RB/STB	1.24
$B_o$ , RB/STB	1.25
$p_i$ , psia	3,185
$p$ , psia	3,108
$c_t$ , psi <sup>-1</sup>	$5 \times 10^{-6}$
$S_{wi}$	0.2
$c_w$	$3.6 \times 10^{-6}$
$W_p$ , bbl	$43.9 \times 10^6$
$c_o$ , vol/vol-psi	$1.047 \times 10^{-4}$

$$W_e = N_p B_o + W_p B_w + \frac{NB_{oi}}{1 - S_{wi}} (p_i - p) [c_b (1 - S_{wi}) + c_t + c_w S_{wi}]$$

TABLE 5—RESERVOIR DATA FOR CALCULATION OF WATER INFLUX USING THE UNSTEADY-STATE APPROACH

$c_t$ , psi <sup>-1</sup>	$8.6 \times 10^{-6}$
$\theta/360$	1
$r_o$ , ft.	6,100
$B_w$ , RB/STB	1.00
$U$ , bbl/psi	5,113
$k$ , md	300
$r_{eD}$	10

$$W_e(t) = U \sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_j W_D(t_D - t_{Dj})$$

# Análisis y cálculo de $W_i$

La capacidad de estimar la afluencia de agua al área de drenaje de pozos individuales abren nuevas posibilidades para la caracterización de reservorios.

Por ejemplo se puede mapear la tendencia direccional del movimiento del agua y comparar el desempeño de pozos en posiciones similares con respecto al contacto del W-O.

Si las pendientes de los X-PLOT de pozos individuales fueran equivalentes, entonces el contorno cronológico de los  $W_i$ 's tendrían las mismas características que los contornos de cortes de agua equivalentes.

Pero cuando los pozos exhiben pendientes diferentes, a un dado corte de agua los  $W_i$ 's para pozos individuales serían diferentes.

Esta es una importante herramienta de diagnóstico para estimar las heterogeneidades del reservorio.

Para el reservorio Sidi E1-Itayem, calculamos un influjo total de agua de  $3,79 \times 10^6 \text{ m}^3$  desde el sur, usando el rendimiento combinado de pozos Sit-f36, 08, 10 y 11 mostrados en Fig. 11.

En un cálculo separado se obtuvo  $6,21 \times 10^6 \text{ m}^3$  de entrada de agua de los pozos del sur (Sit 01, 02, 04, 05, 07 y 09) mostrado en Fig. 12. La suma de ambos concuerda razonablemente bien con la entrada computada para el reservorio entero.

La pendiente de la performance combinada de los pozos del sur indica recuperaciones más rápidas que las de los pozos del norte.

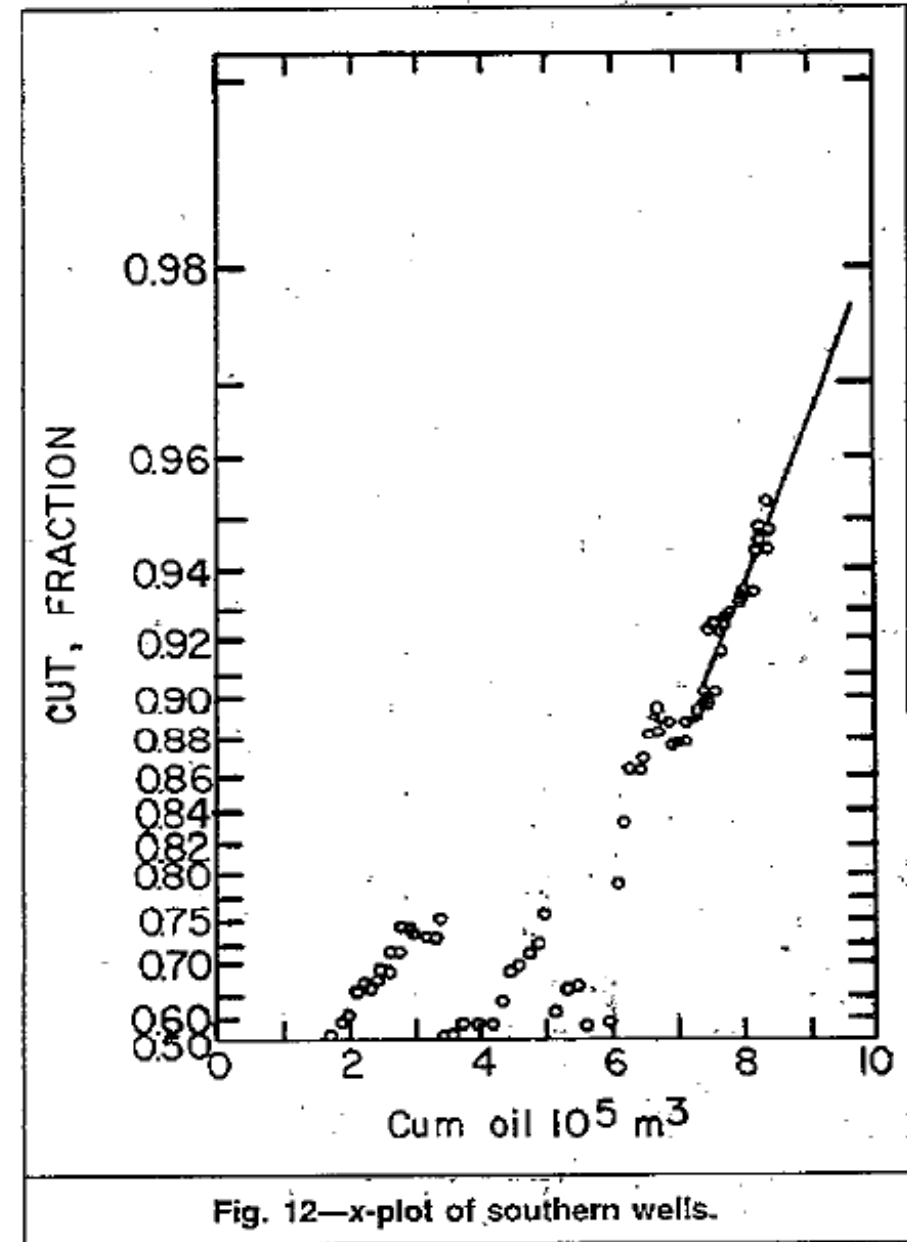


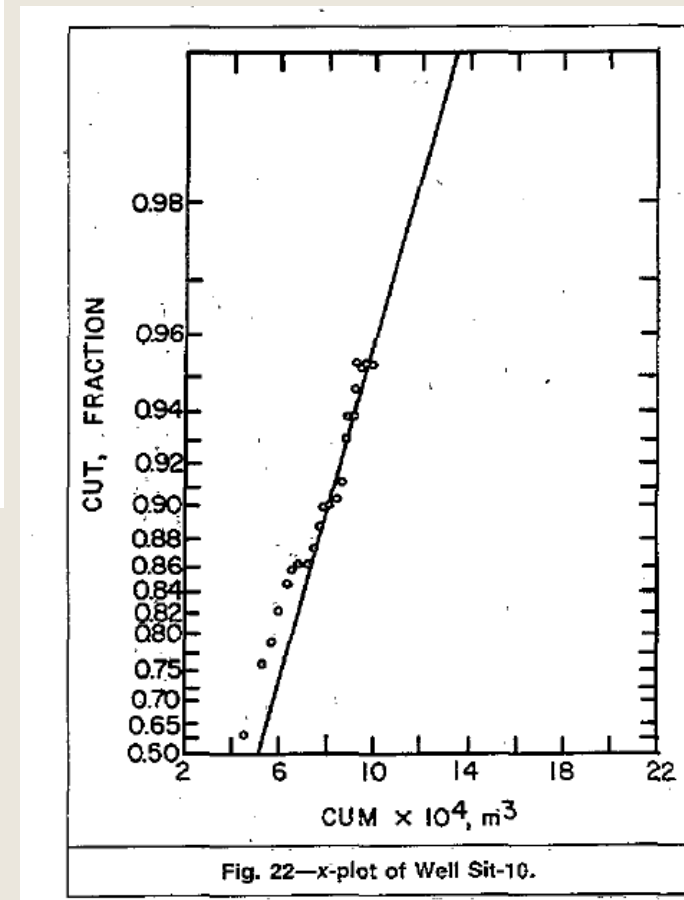
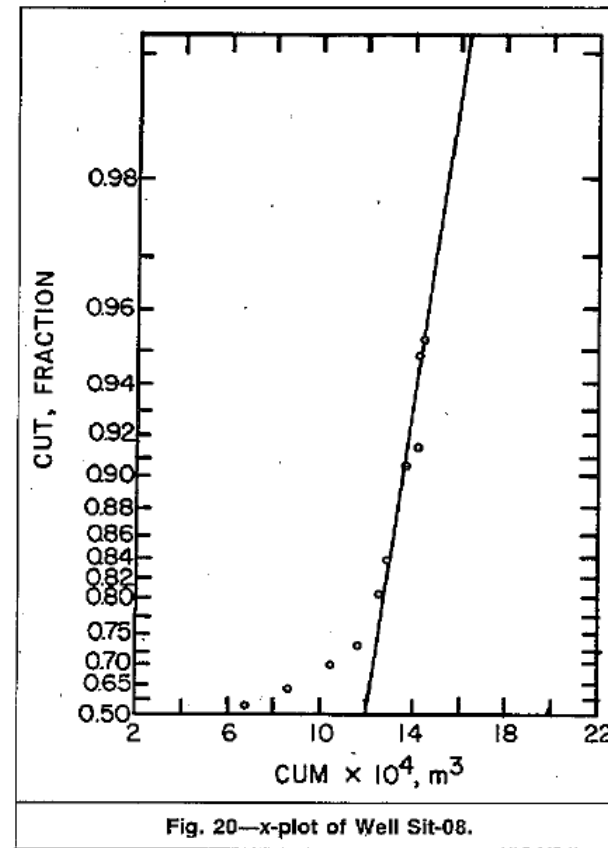
Fig. 12—x-plot of southern wells.

Similarmente, se puede comparar la pendiente del X-PLOT para los pozos individuales y grupos de pozos. (Fig. 11 a 23).

En los pozos del sur, por ej el pozo Sit -08, con la pendiente más alta, muestra un bajo W1 menor que el del pozo Sit -10 con similar corte de agua.

Esto significa que si el pozo Sit-08 hubiera continuado produciendo se habría esperado un corte de agua de 0,98 para cuando  $4 \times 10^6$  bbl ( $0.654 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) de agua hubieran invadido su área de drenaje.

El pozo Sit - 10 mostró un corte de sólo 0,9515 para esta cantidad de invasión.





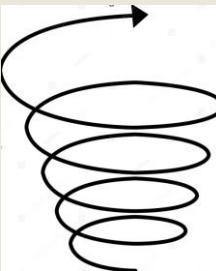
# Conclusiones

1. Como una extensión de la técnica X\_PLOT, se propone un método que permite la estimación de la producción de agua total a cualquier corte de agua usando los datos de performance del campo.
2. La aplicación del procedimiento se ha demostrado en cálculos para secundarias y acuíferas activas.
3. La comparación de los cálculos de  $W_i$  computados para los pozos individuales en un reservorio pueden servir como medida del movimiento direccional del agua y heterogeneidades del reservorio.



# FIN

*Eres agente de cambio*



# RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano  
2025

[silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar](mailto:silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar)



# RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING



# **Author's Reply to Discussion of A Prediction Technique for Immiscible Processes Using Field Performance Data**

SPE 19506

El método propuesto por Liu de trazar

$$N_p \text{ vs. } \ln (N_p / W_p) - N_p / W_p$$

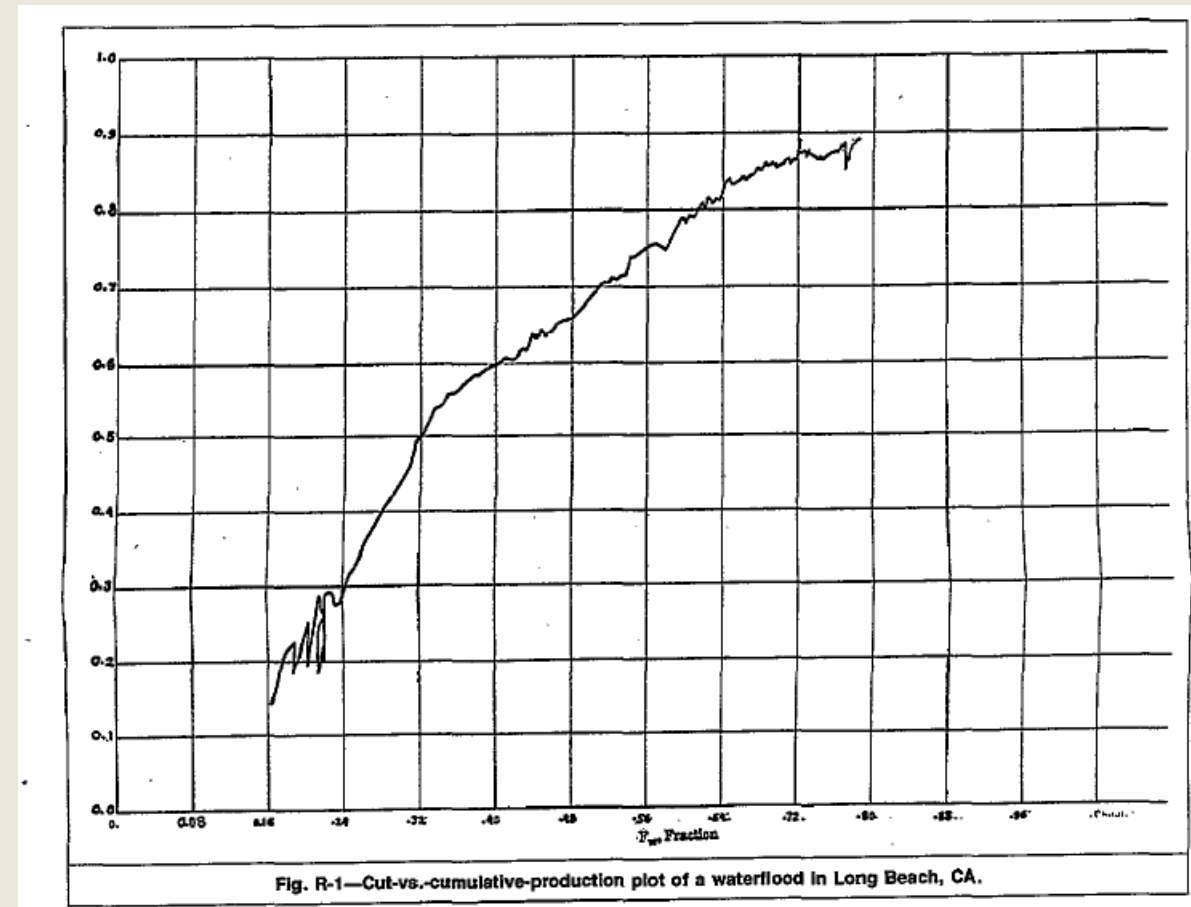
para extrapolar las gráficas del corte vs. producción acumulada no está basado sobre un fundamento teórico firme.

El objetivo principal del método propuesto es realizar pronósticos a largo plazo a partir de datos de rendimiento muy tempranos.

Si la técnica de predicción se basa en las características de la permeabilidad de campo de una secundaria, se deben considerar suficientes datos de rendimiento para desarrollar una tendencia adecuada.

Las características de la  $k_r$  basadas en campo con recuperación secundaria, implícitamente incluyen una medida de la eficiencia de barrido vertical y horizontal. Dichas eficiencias no pueden ser reflejadas a menos que todas las capas productoras hayan experimentado una rotura.

- Cortes menores a 50% son indicativos de la rotura en subcomponentes (capas) de un sistema estratificado.
- Si se cree en el concepto de la teoría del avance frontal, entonces al atravesar todas las capas, el corte de agua debe ser mayor que el 50% (superior al punto de inflexión de una curva de flujo fraccional).
- Así, aplicando cualquier procedimiento al usar datos del corte de agua por debajo de 50% se está representando el comportamiento del reservorio prematuramente y puede llevar a erróneas proyecciones.



- La formulación sugerida por Liu usa  $E_R = mX + n$  como punto de partida y sustituye el corte de agua acumulado  $F_w = W_p / (N_p + W_p)$  por el corte de agua instantáneo,  $f_w = W_p / (W_p - N_p)$
- Esta asunción no es válida porque requiere  $f_w$  constante a través de la vida histórica.
- La relación entre  $F_w$  y  $f_w$  tiene una forma similar a la que hay entre la recuperación acumulada y  $f_w$ , como se demuestra seguidamente:

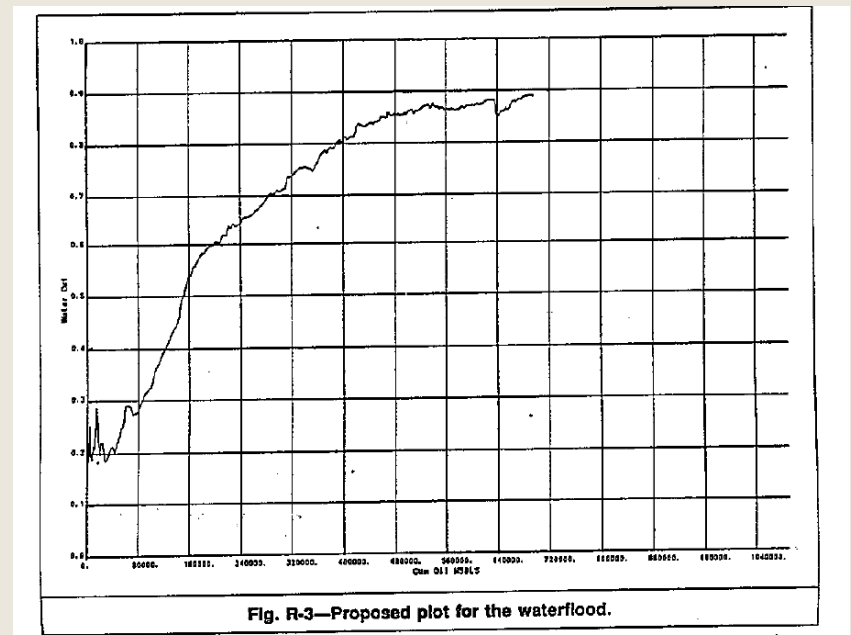
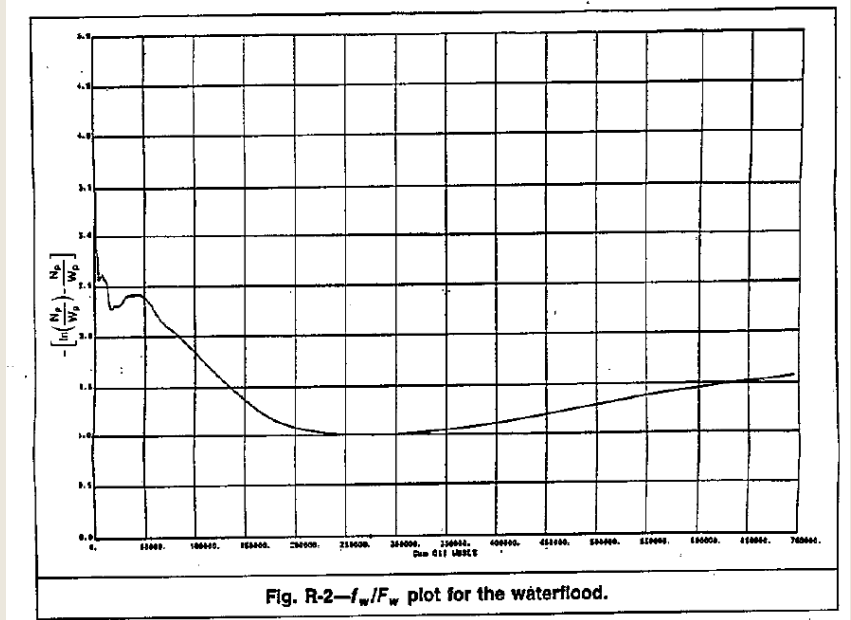
$$E_R = mX + n$$

$$N_p = NmX + bN$$

$F_w = 1 - (N_p / q_i \Delta t)$  (asumiendo caudal de inyección constante), y  $F_w = \alpha X + \beta$

donde  $\alpha = -Nm / q_i \Delta t$  y  $\beta = -Nb / q_i \Delta t + 1$

- La Fig. R-2 corresponde a  $f_w$  vs  $F_w$ . Nótese la no linealidad del gráfico.
- También, el gráfico propuesto por Liu es mostrado en Fig. R-3. Hay un cambio definitivo en la tendencia empezando a una producción de petróleo acumulada de  $32 \times 10^8$  bbl [ $5,1 \times 10^8$  m<sup>3</sup>] correspondiente a un corte acumulado del 50%. Extrapolando datos tempranos habría resultado definitivamente en una proyección errónea.
- Esto también se infiere del gráfico de  $Z = \ln(N_p / W_p) - (N_p / W_p)$  vs.  $N_p$  dónde el mínimo punto correspondiente a  $dZ/dN_p = 0$  ocurre a  $N_p = W_p$  o  $F_w = 0,5$ , el cual retrasa extensamente la proyección del proceso





# FIN

*Eres agente de cambio*

