

3° Método para Reservorios Estratificados No Comunicados Craig - Geffen –Morse

Predice el comportamiento de un arreglo five spot.

Puede aplicarse a otras mallas menos a los barridos periféricos.

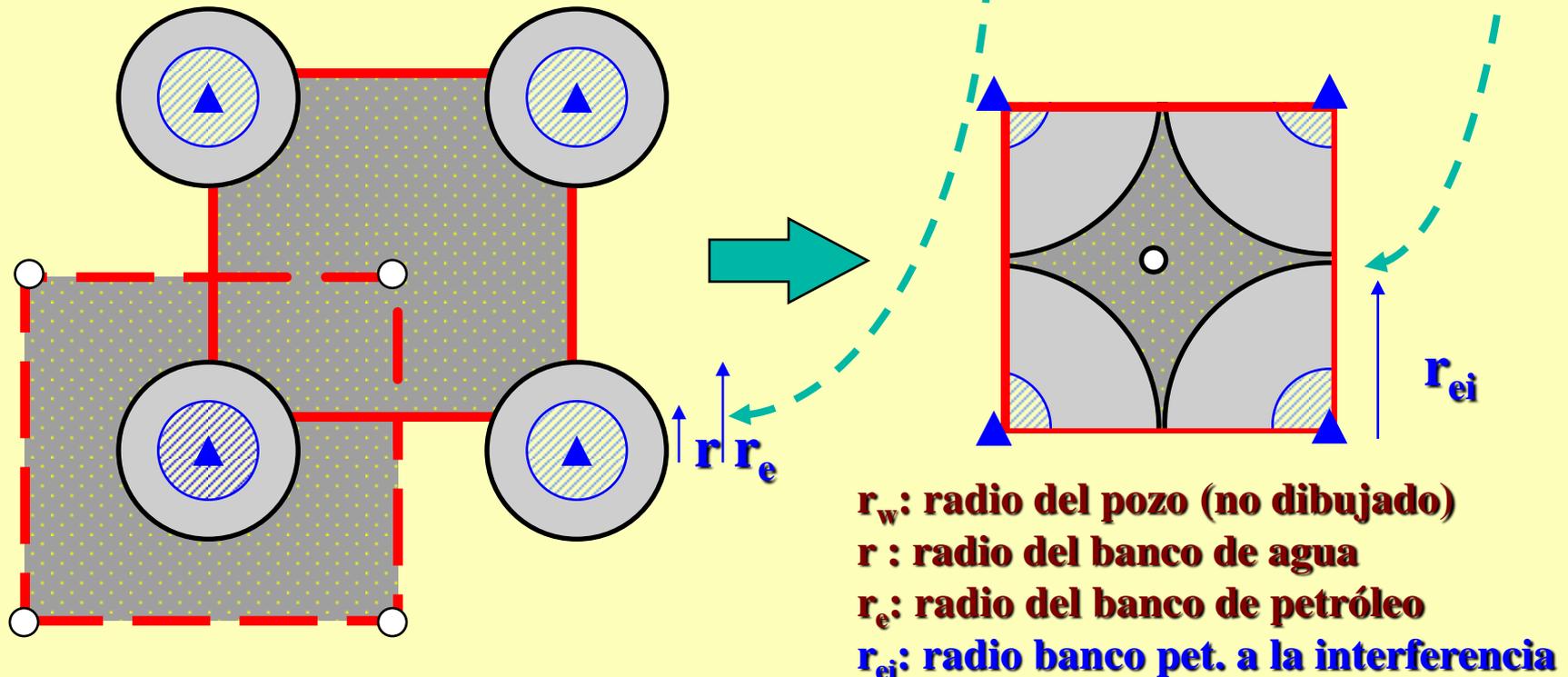
Tiene en cuenta:

Combina

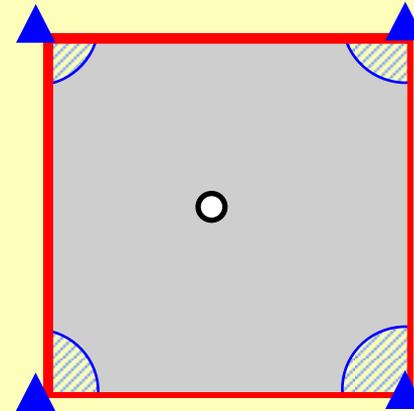
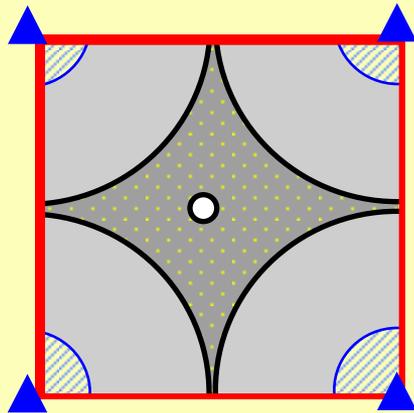
- **estado estacionario**
- **el mecanismos de desplazamiento**
- **el barrido areal (usa correlaciones para det. E_{ABT} y después del BT)**
- **la inyección variable**
- **Realiza el cálculo para la mejor capa y luego expande el procedimiento al resto de las capas.**
- **la existencia o no de gas libre, pero nunca atrás del frente**
- **supone eficiencia vertical del 100% dentro de c/capa**

EL MÉTODO DE CÁLCULO CONSTA DE CUATRO ETAPAS:

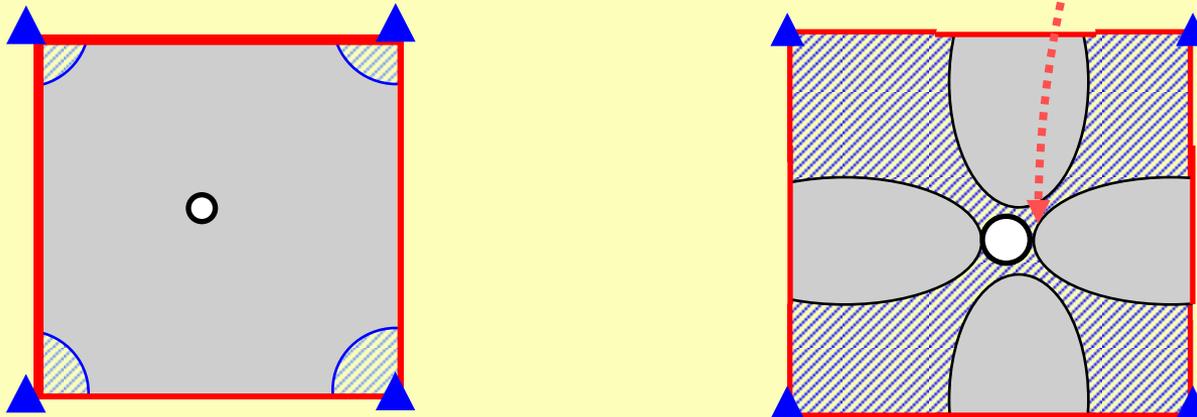
ETAPA 1. Sólo existe si hay gas libre al comienzo del proyecto. Va desde el inicio del proyecto hasta que los banco de petróleo formados alrededor de inyectores adyacentes se encuentran, *interfieren*. El agua inyectada llena el espacio de gas en la región que va del r_w (radio del pozo) al r_e (radio del banco de petróleo) *Sólo hay producción de petróleo por primaria.*



ETAPA 2. Va desde la interferencia hasta que el espacio de gas preexistente se llena de agua, **fillup**. Sólo hay *producción de petróleo por primaria.*



ETAPA 3. Va desde el llenado hasta la **rotura del frente** de agua en los productores. Con esta etapa comienza la producción por secundaria que se suma a la producción por primaria. Al final de la etapa comienza la producción de agua.



ETAPA 4. Va desde la irrupción del frente hasta el **límite económico.**

Ejercicio del Método Craig - Geffen -Morse

mallá Five Spot, A=40acres

$B_o = 1,056$ RB/STB

$B_w = 1,0$ RB/STB

$\mu_o = 0,853$ cp

$\mu_w = 0,375$ cp

presión de inyección=3200 psig

presión promedio del reservorio al inicio de la secundaria=100 psig

presión pozo productor después de terminar la 2º etapa=100 psig

radio del pozo, $r_w = 0,5$ pie

factor skin del pozo inyector=0; factor skin del pozo productor=0

$(k_o)_{Swirred} = 20$ md

espesor de la formación $h=1,5$ pies

$\theta=0,16$

Al inicio de la secundaria: Sat. de petróleo $S_o=0,70$; Sat. de gas $S_g=0,10$; Sat. de agua $Swc= 0,20$

caudal de petróleo al inicio de la secundaria = 1,0 BOPD

Se dispone de datos de permeabilidad relativa del reservorio con los que se calcula la curva f_w y f_w' . De allí se tiene:

$S_{wc} = 0,20$

$S_{wBTprom} = 0,585$

$(k_{rw})_{SwBTprom} = 0,242$

$(k_{ro})_{Swc} = 1$

Distancia entre 2 inyectores sucesivos $a = 1320$ pies

Distancia diagonal iny. - prod.: $d = 933$ pies

8 CÁLCULOS PREVIOS A LAS 4 ETAPAS CONSIDERANDO UN ARREGLO FIVE SPOT DE UNA SOLA CAPA

I.- Cálculo del volumen poral de la malla:

$$V_p = 7758 Ah\theta$$

$$V_p = 7758 * 40 * 1,5 * 0,16$$

$$V_p = 74.477 \text{ bbls} = 74,5 \text{ MB}$$

V_p : volumen poral en barriles

A : área del reservorio en acres

h : espesor promedio en pies

θ : porosidad

II.- Cálculo del petróleo original in situ al comienzo de la secundaria:

$$N_o = \frac{V_p S_o}{B_o}$$

N_o : petróleo in situ al comienzo del barrido en STB

S_o : saturación de petróleo al comienzo del barrido

B_o : factor de volumen a la presión de inicio del barrido, RB/STB

$$N_o = 74,5 * 0,70 / 1,056 = 49.369 \text{ STB}$$

$$N_o = 49,4 \text{ MBO}$$

III.- Cálculo de la relación de movilidades antes de la rotura:

$$M = \frac{\mu_o(k_{rw})\bar{S}_{wbt}}{\mu_w(k_{ro})S_{wc}}$$

k_{rw} :permeabilidad relativa al agua calculada con la sat. prom. del agua en la región barrida

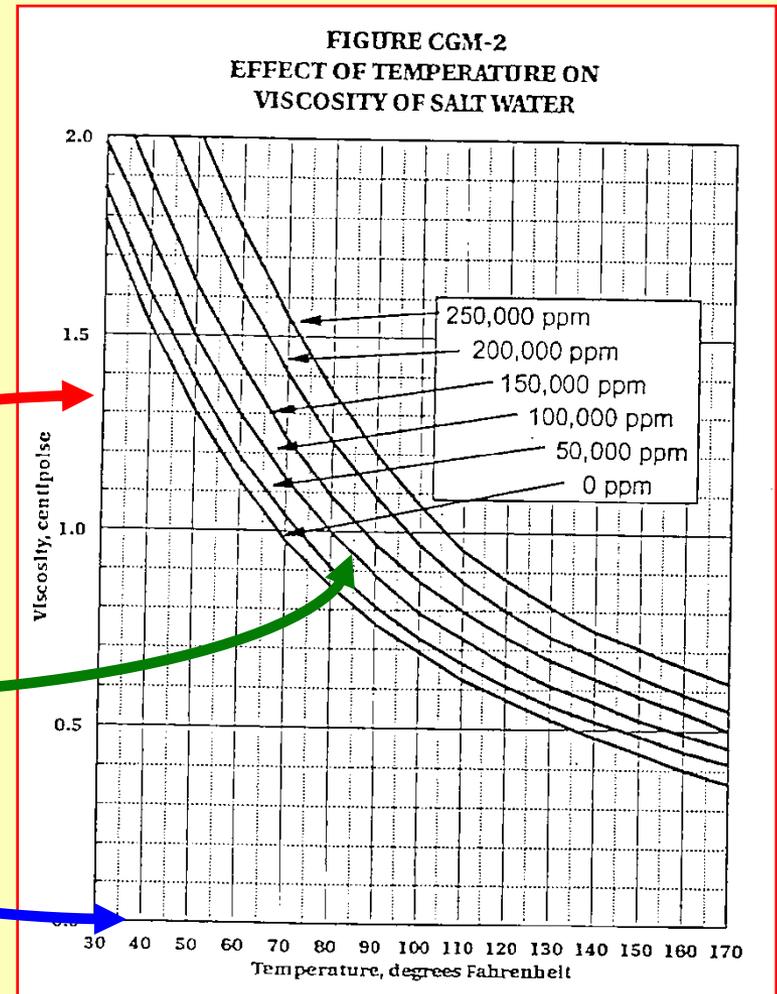
k_{ro} :permeabilidad relativa al petróleo calculada en la S_{wc} al comienzo del barrido

$$M = (0,242 * 0,853) / (0,375 * 1,0)$$



$$M = 0,55$$

Los datos de viscosidad de agua se pueden estimar en función de la salinidad y la temperatura



IV.- Determinar la eficiencia de barrido a la rotura, (E_{ABT}):

La figura muestra las E_{ABT} en función M_s (CGM descubrieron que si se calculaba M según cálculo III (ver MLC5-7) para desplazamiento con agua o gas coincidían con los resultados de otros autores para fluidos miscible para un arreglo Five Spot)

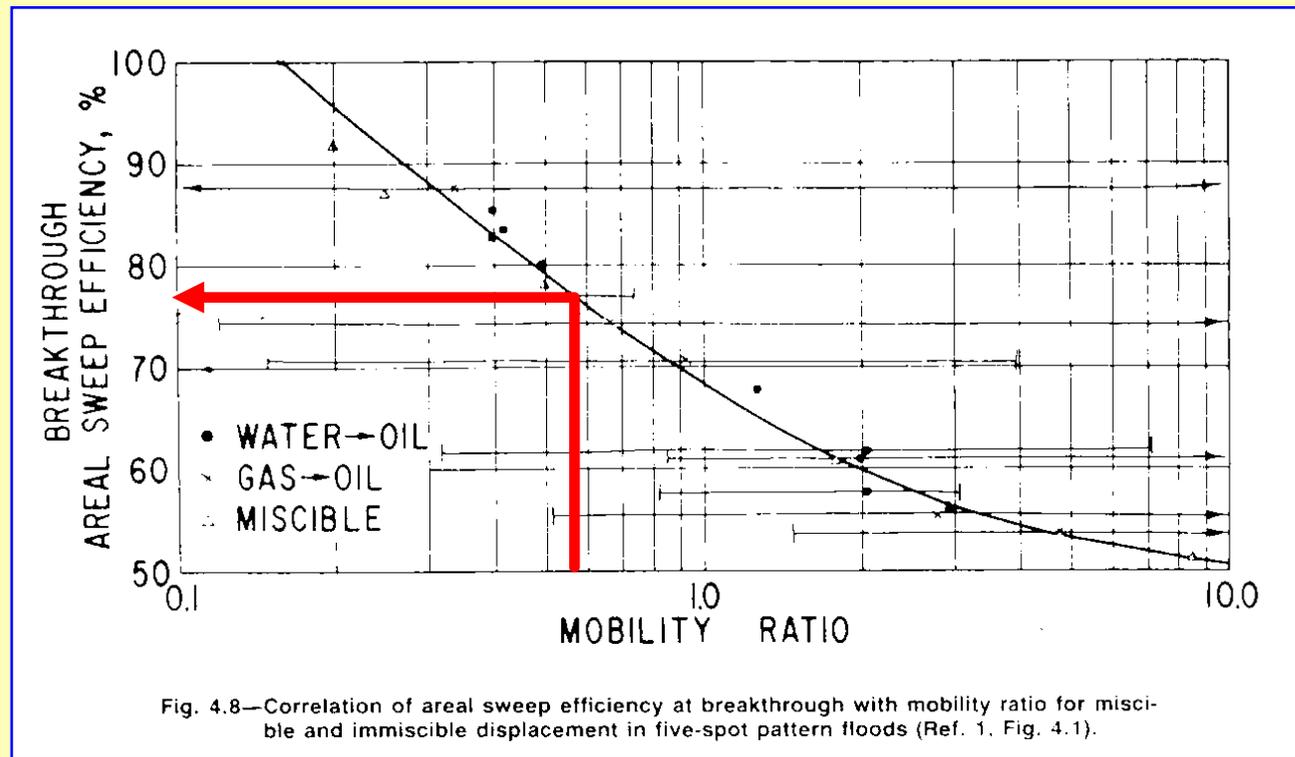


Fig. 4.8—Correlation of areal sweep efficiency at breakthrough with mobility ratio for miscible and immiscible displacement in five-spot pattern floods (Ref. 1, Fig. 4.1).

Para el Ejercicio con $M=0,55$

$$E_{ABT} = 77\%$$

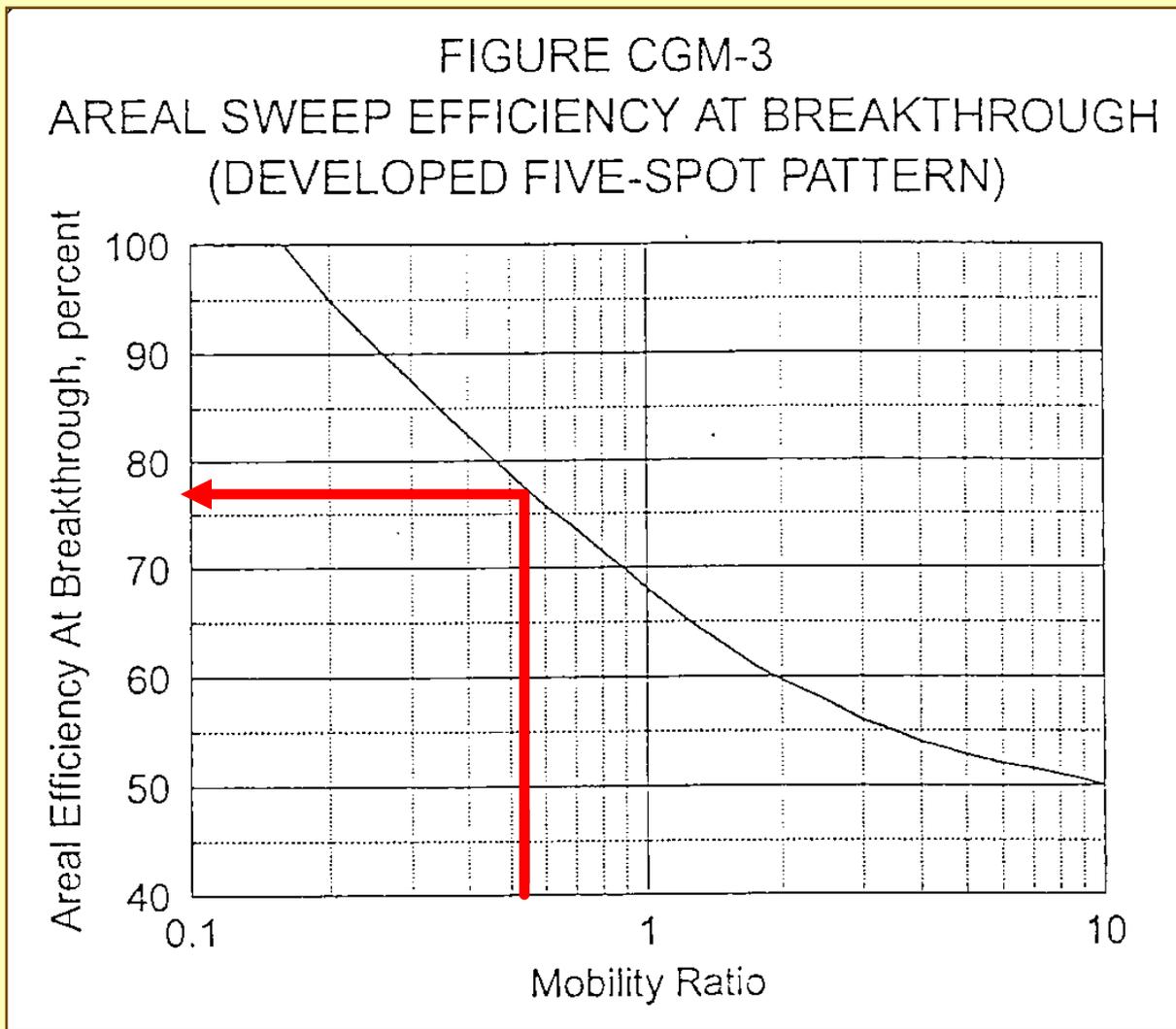
La correlación entre E_{ABT} con M_s . puede representarse con:

$$E_{ABT} = 0,54602036 + \frac{0,03170817}{M_s} + \frac{0,30222997}{e^{M_s}} - 0,00509693 M_s$$

la k_{rw} se calcula a la S_{wemed} detrás del frente

La ec. es válida para: $0,16 < M_s < 10$

Usando la correlación que presenta el Cobb

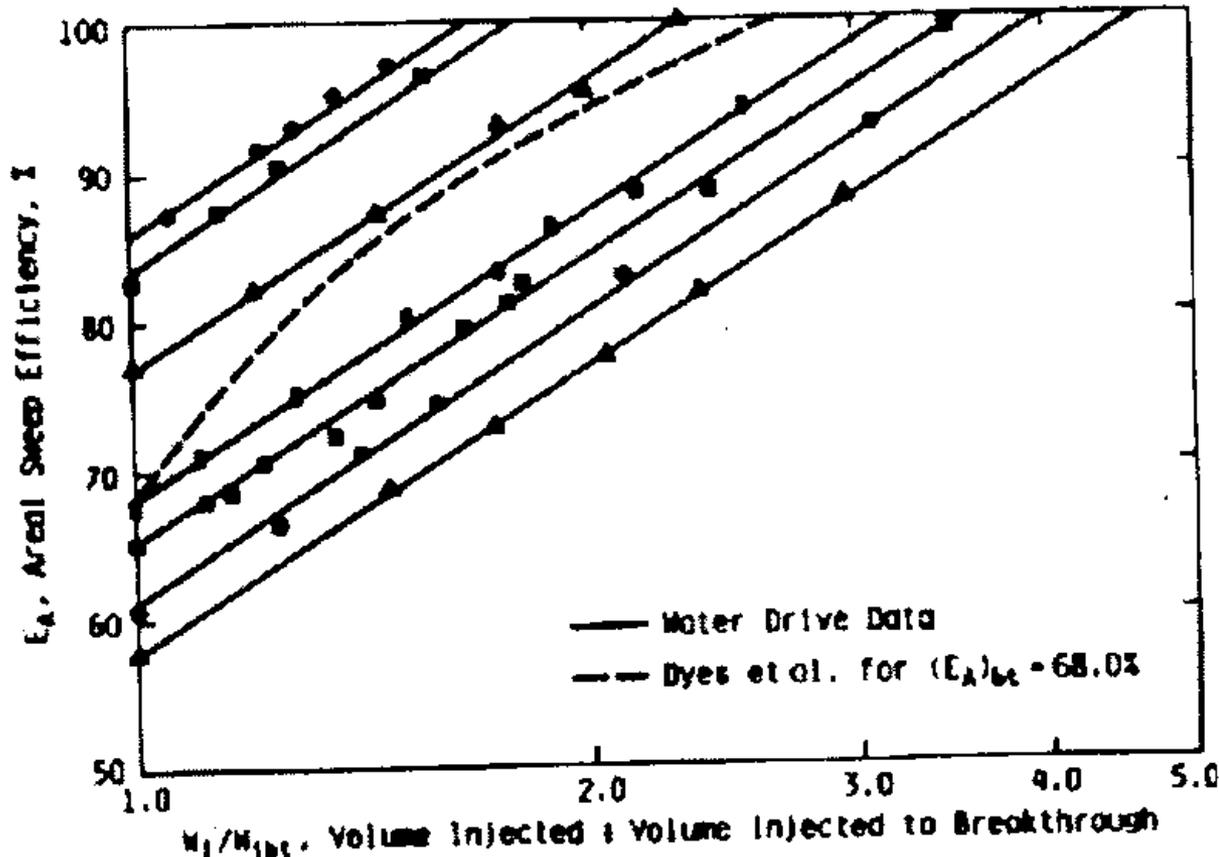


**Para el Ejercicio
con $M=0,55$**

$$E_{ABT} = 77\%$$

Craig, Geffen y Morse obtuvieron datos experimentales a partir de modelos de laboratorio que representan un cuadrante de la malla five spot, usando **fluidos inmiscibles, con las fuerzas capilares y de gravedad a escala** (gráf. de sombras de RX: disuelven un elemento que absorbe RX en uno de los fluidos)

La fig. muestra la correlación entre la E_A posterior a la BT vs la relación de volumen inyectado (W_i), al vol. inyectado cuando se produjo la BT (W_{iBT})



Los datos se representan con:

$$E_A = E_{ABT} + 0,633 \log \frac{W_i}{W_{iBT}}$$

fracción del área que ha sido barrida a la S_{wemad}

se correlaciona con M_s

V.- Cálculo del máximo valor de la S_g^* para el cual el método es válido Willhite suprimió este paso en su libro

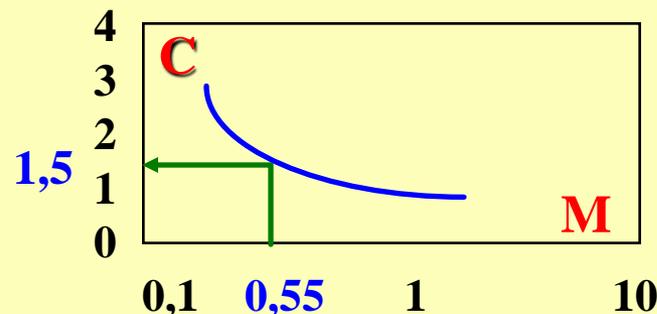
Cobb CGM

$$S_g^* = C(S_o - \bar{S}_{oBT})$$

C: coef. se obtiene de monografía SPE III. Fig. E7 en función de M en Apéndice E del Craig.

$S_{oBTprom}$: sat. prom. de pet. en la región barrida del reservorio a la rotura.

S_o : Sat. de petróleo al inicio de la secundaria ($S_o=0,70$)



$$S_g^* = 1,5[0,70 - (1 - 0,585)] \rightarrow S_g^* = 0,427$$

$S_{wBTprom}$

Si: $S_g > S_g^*$ Craig indica sin justificación que el método sobrestima tanto la RGP, como recup. de petróleo para cualquier inyección

$$S_g = 0,10 < S_g^* = 0,427$$

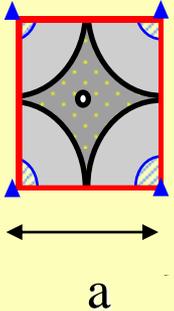
El método CGM es válido

VI.- Cálculo del agua inyectada al momento de la interferencia

$$W_{ii} = \frac{\pi r_{ei}^2 h \theta S_g}{5,615}$$

W_{ii} = agua inyectada acumulada cdo se alcanza la interferencia

r_{ei} = mitad de distancia entre 2 inyectores sucesivos, pies $r_{ei} = a/2 = 1320/2 = 660$ pies



$$W_{ii} = [3,14 (660)^2 * 1,5 * 0,16 * 0,10] / 5,615$$

$$W_{ii} = 5.849 \text{ BW}$$

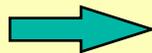
VII.- Cálculo del agua inyectada acumulada al producirse el fillup del gas

$$W_{if} = V_p S_g$$

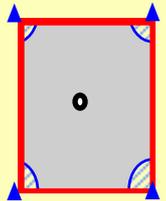
W_{if} : agua inyectada acum. al fillup del gas, Bb.

S_g : Sat. de gas al iniciar la secundaria, fracción

$$W_{if} = 74,5 \text{ MB} * 0,10$$



$$W_{if} = 7.450 \text{ BW}$$

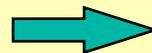


VIII.- Cálculo del agua inyectada acumulada al producirse la rotura

$$W_{iBT} = V_p E_{ABT} (\bar{S}_{wBT} - S_{wc})$$

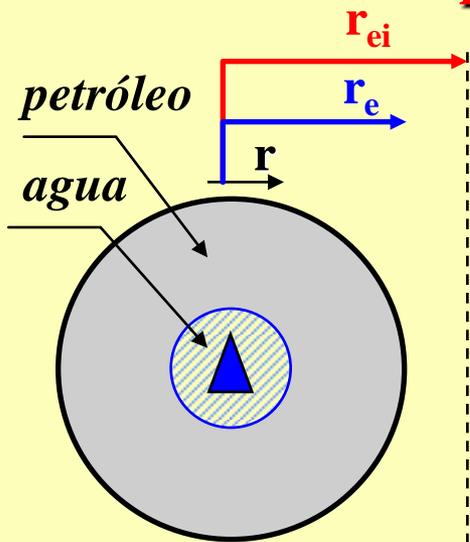
S_g : Sat. de agua connata, fracción

$$W_{iBT} = 74,5 \text{ MB} * 0,77 * (0,585 - 0,20)$$



$$W_{iBT} = 22.085 \text{ BW}$$

ETAPA 1. Comportamiento previo a la interferencia



Aplicando Darcy a un flujo radial (bancos de W y O) en estado estacionario de fluidos incompresibles y si la presión diferencial se mantiene cte, el caudal de inyección antes de la interferencia es:

$$i_w = \frac{0,00708kh\Delta p}{\frac{\mu_w}{k_{rw}} \ln \frac{r}{r_w} + \frac{\mu_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r}}$$

agua petróleo
 efectivo del pozo

i_w : caudal de inyección diario, bbl/día

h : espesor neto, pies

k : permeabilidad base usada para definir la $k_{relativa}$ Usualmente $k_{efectiva}$ al O a la $S_{wirreductible} [(k_o)_{Swirreductible} (md)]$

k_{ro} : permeabilidad relativa al petróleo en el banco de petróleo a S_{wc}

k_{rw} : permeabilidad relativa al agua en el banco de agua a S_{wBTmed}

r : radio del banco de agua, pies

r_e : radio del banco de petróleo, pies

r_w : radio del pozo, pies

r'_w : radio efectivo del pozo = $r_w * e^{-S}$, pies

S : skin en el inyector

Δp : dif. de p entre inyector y la p en el lim. exterior del banco de pet., en gral. se toma la p media del reservorio al comienzo de la inyección

Los **radios de los bancos de agua y petróleo** dependen del agua acumulada durante la inyección, W_i

- El agua inyectada en la ETAPA 1 llena el espacio de gas en la región que va de r_w (radio del pozo) a r_e (radio del banco de petróleo antes de la interferencia)

$$r_e = \left(\frac{5,615 W_i}{\pi h \theta S_g} \right)^{0,5}$$

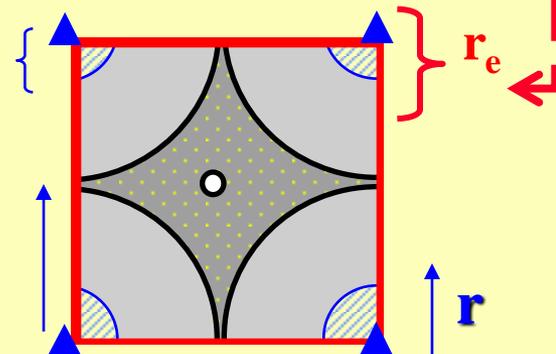
r_e : radio del banco de petróleo, pies
 W_i = agua inyectada acumulada, bbls

- El agua inyectada estará dentro del banco de agua de radio r , donde la sat. es S_{wemed} :

$$\pi r^2 h \theta (S_{wbT} - S_{wc}) = \pi r_e^2 h \theta S_g = 5,615 W_i$$

$$r = r_e \left(\frac{S_g}{S_{wBTmed} - S_{wc}} \right)^{0,5}$$

r_w : del pozo
 r : del banco de W
 r_e : del banco de O
 r_{ei} : del banco O a la interferencia



Metodología de cálculo de la Etapa 1:

- 1.- Seleccionar valores de W_i desde 0 a W_{ii} , tomar en total 10 intervalos iguales.
- 2.- Calcular r_e , radio del banco de petróleo para cada W_i
- 3.- Calcular r , radio del banco de agua para cada W_i
- 4.- Calcular i_w caudal de inyección diario para cada W_i
- 5.- Calcular la inyección promedio de agua para cada incremento de la inyección:

$$\left[(i_w)_{med} \right]_n = \frac{(i_w)_n + (i_w)_{n-1}}{2}$$

- 6.- Calcular el tiempo para cada incremento de la inyección:

$$(\Delta t)_n = \frac{(W_i)_n - (W_i)_{n-1}}{\left[(i_w)_{med} \right]_n}$$

- 7.- Calcular los tiempos acumulados para cada W_i :

$$t_n = \Sigma (\Delta t)_n$$

Etapa 1:

Asumo valores de agua inyectada acum. hasta W_{ii}

banco de agua

$$r = r_e \left(\frac{S_g}{S_{wBTmed} - S_{wc}} \right)^{0,5}$$

inyección prom. de agua

$$[(i_w)_{med}]_n = \frac{(i_w)_n + (i_w)_{n-1}}{2}$$

$$t_n = \Sigma(\Delta t)_n$$

banco de petróleo

$$r_e = \left(\frac{5,615 W_i}{\pi h \theta S_g} \right)^{0,5}$$

caudal de inyección

$$i_w = \frac{0,00708 kh \Delta p}{\frac{\mu_w}{k_{rw}} \ln \frac{r}{r'_w} + \frac{\mu_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r}}$$

tiempo para c/incremento de la inyección

$$(\Delta t)_n = \frac{(W_i)_n - (W_i)_{n-1}}{[(i_w)_{med}]_n}$$

W_i	r_e	r	i_w	$(i_w)_{prom}$	Δt	t
bbs	pies	pies	bb/día	bb/día	días	días
500	193	98	75	75	6,7	6,7
1000	273	139	71	73	6,8	13,5
2000	386	197	67	69	14,5	28,0
3000	473	241	65	66	15,2	43,2
4000	546	278	64	64	15,6	58,8
5000	610	311	62	63	15,9	74,7
5846	660	337	62	62	13,6	88,3

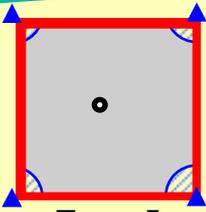
$\frac{1}{2}$ distancia entre 2 inyectores sucesivos

W_{ii}

i_{wi}

ETAPA 2.

⇒ Desde la interferencia hasta el fillup, la forma del banco de petróleo varía continuamente a medida que el gas desaparece.



⇒ Por ello no hay ec. sencillas para describir el comportamiento de la inyección.

⇒ La duración es corta por lo que se asume que el caudal de inyección i_w varía linealmente entre el del final de la etapa I de la interferencia - i_{wi} - y el inicial de la III, al momento del llenado - i_{wf} -

Por lo que el tiempo de esta etapa es:

$$\Delta t = \frac{W_{if} - W_{ii}}{0,5(i_{wi} + i_{wf})}$$

⇒ Los caudales de inyección desde el llenado i_{wf} hasta la rotura, y también hasta el final económico se calculan con:

γ = relación de conductancia

$$i_w = \gamma i_{base}$$

i_{base} = caudal de inyección base, bbl/día. Correspondiente a un arreglo Five Spot, estado estacionario, con $M=1$

d =distancia diagonal entre inyector y productor adyacente, en pies

$(k_o)_{Swi}$ = permeab. efectiva al pet.

$cdo.$ la S_w es inmóvil

s_p = skin en el productor

s_i = skin en el inyector

Δp = dif. de presión entre iny. y prod. luego del llenado, psi

$$i_{base} = \frac{0,003541 (k_o)_{S_{wir}} h \Delta p}{\mu_o \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0,619 + 0,5s_p + 0,5s_i \right)}$$

Caudle y Witte determinaron experimentalmente γ relación de conductancia en función de M y la E_A . Puede verse que al aumentar E_A :

para $M > 1$ γ crece con el aumento de la E_A y tb i_w

para $M < 1$ γ disminuyen con el aumento de la E_A y tb i_w

$$i_w = \gamma i_{base}$$

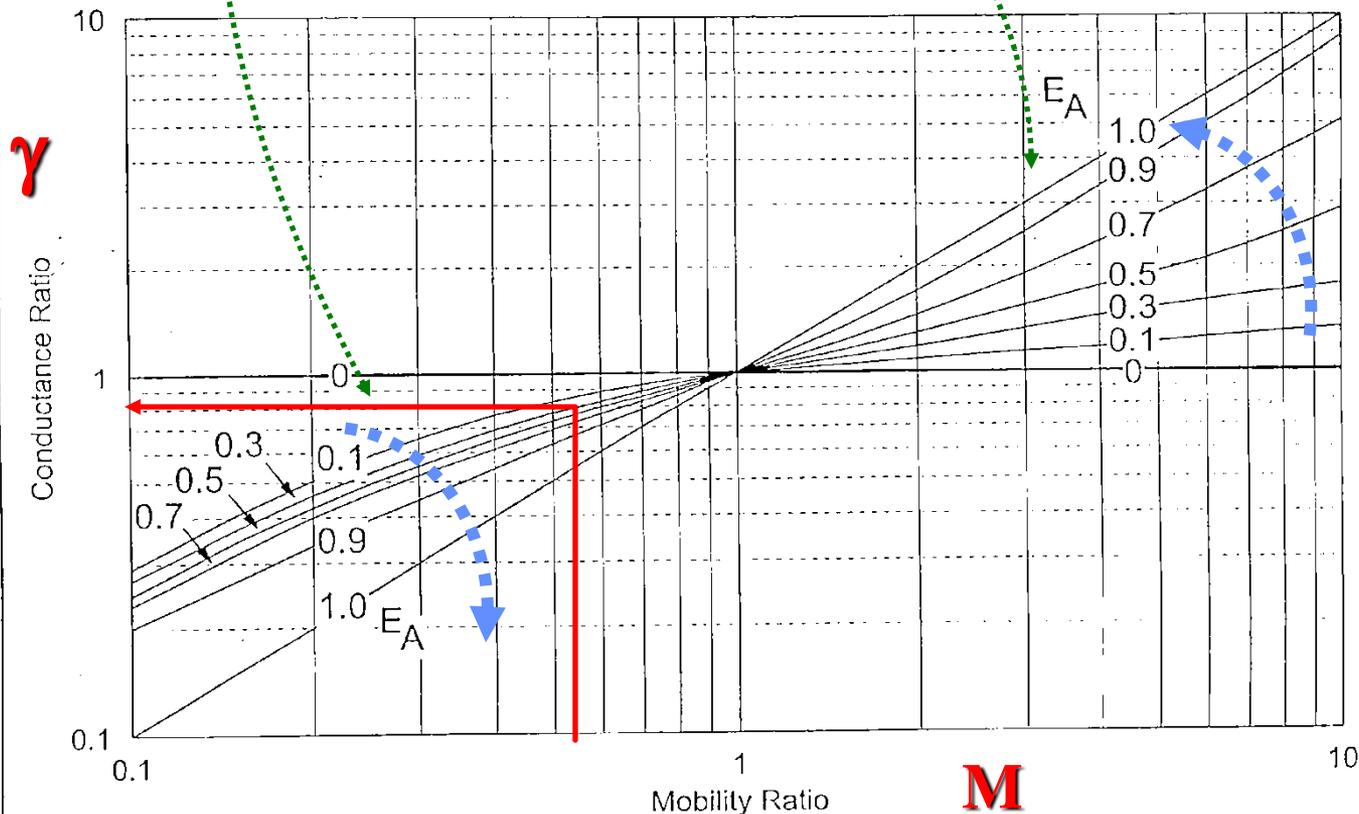
La E_A al fillup para

este caso se calcula con:

$$E_A = \frac{W_{if}}{V_p(S_{wBTmed} - S_{wc})}$$

$$E_A = 7.450 / 74.500 (0,585 - 0,20)$$

CONDUCTANCE RATIO FOR LIQUID FILLED FIVE-SPOT PATTERNS
(REFERENCE 2)



$$E_A = 0,26$$

y con

$$M = 0,55$$

Se obtiene:

$$\gamma = 0,82$$

$$\rightarrow i_{base} = \frac{0,003541 (k_o) S_{wir} h (p_{iny} - p_{prod})}{\mu_o \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0,619 + 0,5 (s_p + s_i) \right)} = \frac{0,003541 * 20 * 1,5 * 3100}{0,853 \left(\ln \frac{933}{0,5} - 0,619 + 0,5 (0 + 0) \right)}$$

$$i_{base} = 56 \text{ BPD}$$

$$\rightarrow i_{wf} = \gamma i_{base} = 0,82 * 56$$

$$i_{wf} = 46 \text{ BWPD}$$

Caudal de inyección al momento del llenado

Finalmente

$$\Delta t = \frac{W_{if} - W_{ii}}{0,5 (i_{wi} + i_{wf})} = \frac{7.450 - 5.846}{0,5 (62 + 46)}$$

$$\Delta t = 29,7 \text{ días}$$

El tiempo acumulado al Fillup = 88,3 + 29,7 = 118 días

ETAPA 3.

⇒ Va desde el llenado hasta la irrupción del frente en los productores.

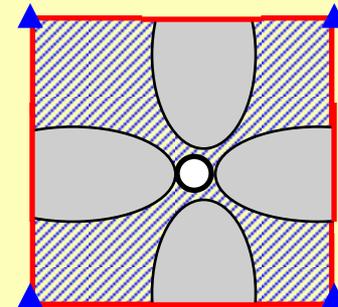
⇒ *Comienza con esta etapa la producción por secundaria que se suma a la producción por primaria.*

⇒ Se supone que el caudal total de petróleo (q_o) es igual al caudal de inyección de agua ($i_w = \gamma i_{base}$) “ *γ rel. Conductancia*”

Es decir:
$$q_o = \frac{i_w}{B_o}$$

⇒ La acumulada de petróleo desde el comienzo de la etapa 3 se calcula en función de la acumulada de agua durante la etapa:

$$N_p = \frac{W_i - W_{if}}{B_o}$$



Metodología de cálculo de la Etapa 3:

1.- Seleccionar valores de W_i desde W_{if} a W_{iBT} , tomar intervalos adecuados.

2.- Determinar E_A para c/ W_i usando:
$$E_A = \frac{W_i}{V_p(S_{wBTmed} - S_{wc})}$$

3.- Determinar la rel. Conductancia γ para c/ W_i usando la correlación gráfica

4.- Calcular i_w usando:
$$i_w = \gamma i_{base}$$

5.- Calcular el **valor promedio de i_{wp}** para c/intervalo

6.- Calcular el **incremento y los tiempos acumulados** con c/intervalo de tiempo

7.- Calcular el **caudal total de petróleo**:
$$q_o = \frac{i_w}{B_o}$$

8.- Calcular la **recuperación de petróleo**:
$$N_p = \frac{W_i - W_{if}}{B_o}$$

$$E_A = \frac{W_i}{V_p(S_{wBTmed} - S_{wc})}$$

Etapa 3

$$\Delta t = \frac{\Delta W_i}{0,5(\Delta i_w)}$$

$$N_p = \frac{W_i - W_{if}}{B_o}$$

$$t_n = \Sigma(\Delta t)_n$$

$$q_o = \frac{i_w}{B_o}$$

caudal de inyección diario

relación de conductancia
correlación gráfica (M, E_A)

$$i_w = \gamma i_{base}$$

W_{if} a W_{iBT}

W _i	E _A	γ	i _w	(i _w)prom	Δt	t	q _o	N _p
bbs			bbl/día	bbl/día	días	días	STB/D	STB
7450	0,26	0,82	46	—	—	118	43	—
9000	0,31	0,79	44	45	34	152	41	1.460
12000	0,42	0,78	43	43	70	222	41	4.309
15000	0,52	0,76	42	42	71	293	40	7.150
18000	0,63	0,74	41	41	73	366	39	9.991
22085	0,77	0,72	40	40	102	468	38	13.859

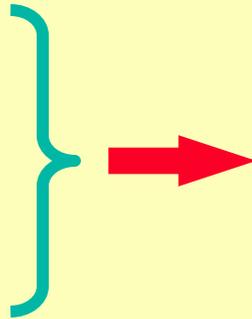
W_{iBT}
W_{if}

Ver MLC 5-10

ETAPA 4.

- ⇒ Va desde la irrupción del frente hasta el límite económico.
- ⇒ Se incrementa M , E_A , RAP y disminuye q_0
- ⇒ La RAP depende de:

- 1°-el **petróleo desplazado como consecuencia del aumento del área barrida**, que será desplazado por la sat. de agua que está inmediatamente detrás de la zona estabilizada (se asume $S_{wsz} = S_{wf}$)
- 2°-**la cantidad de petróleo y agua fluyendo de la región previamente barrida del reservorio** (gobernado por la curva del fw) mas



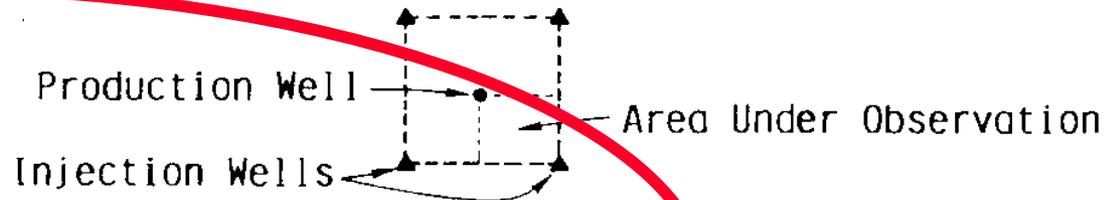
En un **intervalo** el **aumento de petróleo de la región NO BARRIDA** ΔN_{pu} dependerá del aumento de la eficiencia de la zona no barrida ΔE_A y será:

$$\Delta N_{pu} = \lambda \frac{(S_{wsz} - S_{wc})}{E_{aBT}(S_{wBTmed} - S_{wc})}$$

El petróleo producido de la zona previamente no barrida ΔN_{pu} cuando se ha **inyectado ΔW_i barriles de agua**

λ depende de E_A y CGM encontraron experimentalmente que E_A aumenta linealmente con el $\log W_i / W_{iBT}$ (ver **proyección 5-10**) resultando:

$$\lambda = 0,2749 \left(\frac{W_i}{W_{iBT}} \right)^{-1}$$



Water Flooding: $WOR = \text{Instantaneous Producing Water-Oil Ratio}$

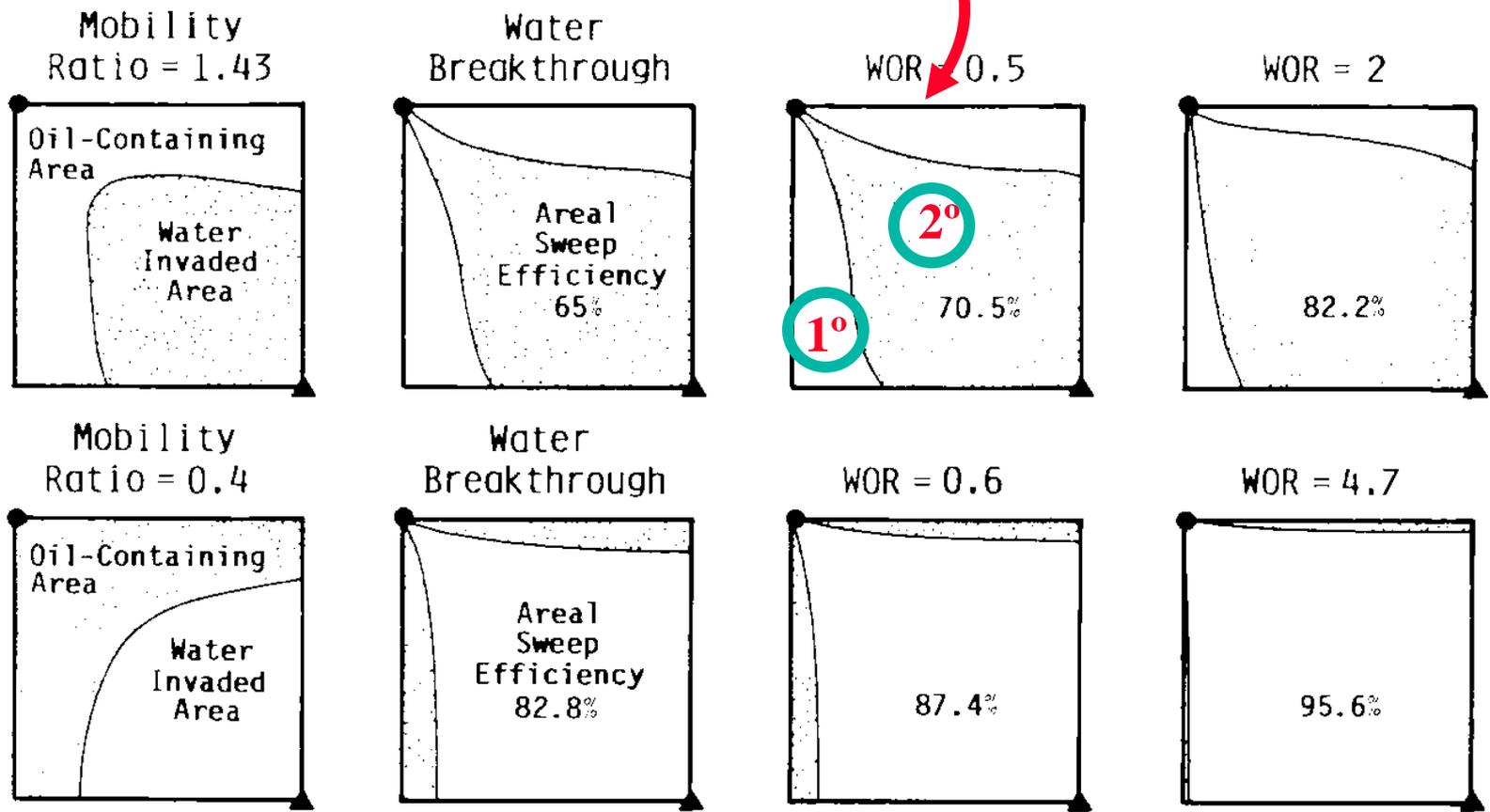


Fig. 4.6—X-ray shadowgraphs of flood progress in scaled five-spot patterns.¹¹

El petróleo adicional que se obtiene de la zona previamente barrida ΔN_{ps} basado en barriles de producción total es:

$$\Delta N_{ps} = f_{o2}(1 - \Delta N_{pu})$$

f_{o2} : fracción de petróleo producido = $1 - f_{w2}$

f_{w2} : fracción de agua producida para cualquier tiempo posterior a la rotura

aumento de pet.
región no barrida

f_{w2} utilizando B-L la determino de la curva si conozco S_{w2} la sat. en el productor:

$$\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w2}} = \frac{1}{Q_i |_{S_{w2}}}$$

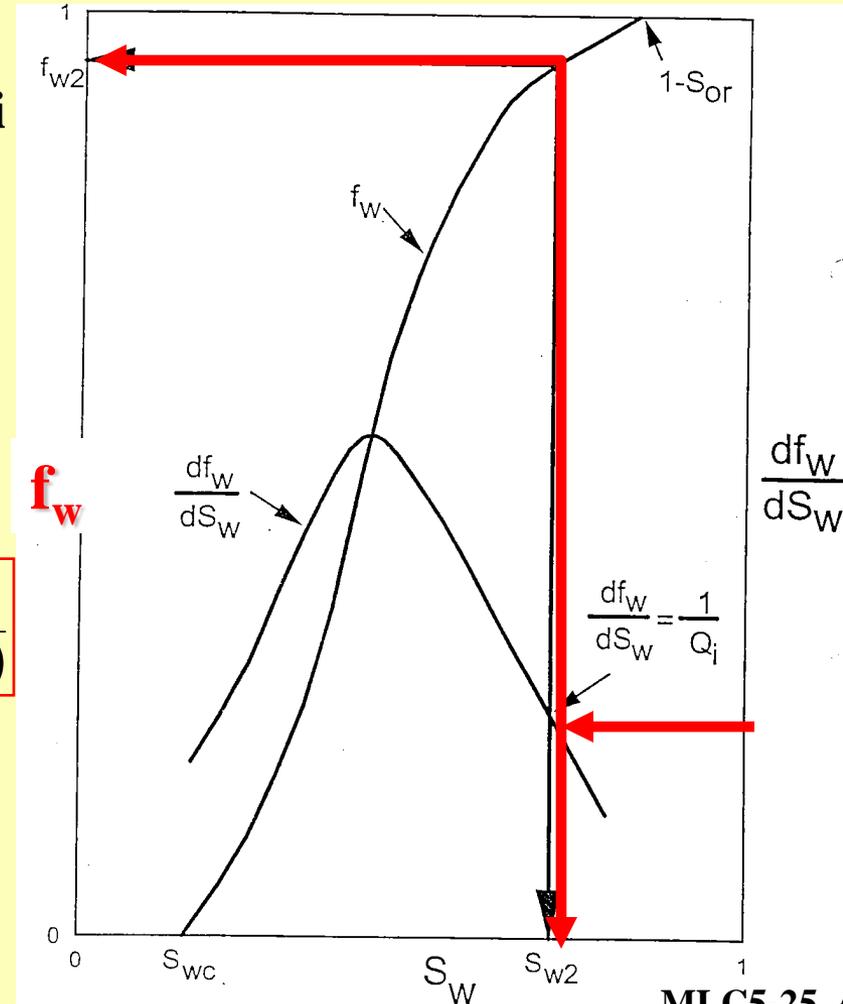
Q_i : Vol. poral de agua inyectada para el tpo que se desea calcular

Operando matemáticamente:

$$\frac{Q_i}{Q_{iBT}} = 1 + E_{ABT} \int_1^{W_i/W_{iBT}} \frac{d(W_i/W_{iBT})}{E_{ABT} + 0,2749 \ln(W_i/W_{iBT})}$$

La solución se encuentra en la monografía de Craig en forma tabular en función de:

E_{ABT} y W_i/W_{iBT} con lo que calculo Q_i , f_{w2} , f_{o2} y ΔN_{ps}



E_{ABT} 77%

TABLE CGM-3 (continued)

Values of Q_i/Q_{ibt} for various Values of Breakthrough Areal Sweep Efficiency

E_{Abt} , percent **Hay tablas desde 50 a 99 %**

W_i/W_{ibt}	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	1.194	1.194	1.194
1.4	1.374	1.375	1.375	1.375	1.376	1.376	1.376	1.377	1.377	1.377
1.6	1.547	1.548	1.548	1.549	1.550	1.550	1.551	1.551	1.552	1.552
1.8	1.713	1.714	1.715	1.716	1.717	1.718	1.719	1.720	1.720	1.721
2.0	1.872	1.874	1.875	1.877	1.878	1.880	1.881	1.882	1.884	1.885
2.2	2.027	2.029	2.031	2.033	2.035	2.037	2.039	2.040	2.042	2.044
2.4	2.178	2.180	2.183	2.185	2.188	2.190	2.192	2.195	2.197	
2.6	2.325	2.328	2.331	2.334	2.337	2.340				
2.8	2.469	2.473	2.476	2.480						
3.0	2.610	2.614								

Values of W_i/W_{ibt} at which $E_A = 100$ percent

2.978	2.872	2.769	2.670	2.575	2.483	2.394	2.309	2.226	2.147
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Para E_A mayores a 1 los Q_i/Q_{iBT} se computan como:

$$\frac{Q_i}{Q_{iBT}} = \left(\frac{Q_i}{Q_{iBT}} \right)_{E_a=100\%} + \Delta \left(\frac{W_i}{W_{iBT}} \right) * E_{ABT}$$

La relación agua petróleo a la presión del reservorio será:

$$WOR = \frac{1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu}}{\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu}}$$

La relación agua petróleo en superficie:

$$WOR = \frac{1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu}}{\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu}} \frac{B_o}{B_w}$$

El caudal de petróleo en STB/d:

$$q_o = \frac{i_w(\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu})}{B_o}$$

El caudal de agua en STB/d:

$$q_w = \frac{i_w(1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu})}{B_w}$$

La producción acumulada de petróleo:

$$N_p = \frac{V_p [E_A(S_{wemed} - S_{wc}) - S_g]}{B_o}$$

La producción acumulada de agua:

$$W_p = \frac{W_i - N_p B_o - V_p S_g}{B_w}$$

La sat. media de agua al tiempo de cálculo:

$$S_{wemed} = S_{w2} + Q_{if_{o2}}$$

Metodología de cálculo de la Etapa 4:

- 1° seleccionar valores de W_i desde W_{iBT} hasta el límite económico expresándolo como relación de W_i / W_{iBT} .
- 2° Calcular E_A para los valores de W_i
- 3° Obtener los Q_i / Q_{iBT} a partir de las tablas de Craig
- 4° Calcular la pendiente f'_w para obtener la S_{w2} y f_{w2}
- 5° Calcular f_{o2}
- 6° Calcular S_{wemed}
- 7° Calcular λ
- 8° Calcular ΔN_{pu}
- 9° Calcular ΔN_{ps}
- 10° Calcular el **WOR**
- 11° Calcular N_p
- 12° Calcular M
- 13° Determinar gráficamente γ
- 14° Calcular i_w
- 15° Calcular los incrementos y tiempos acumulados asociados a c/incremento
- 16° Calcular q_o y q_w
- 17° Calcular W_p

rotura

Vol. poral agua iny.

Etapa 4:

para tabla sig.

$$\lambda = 0,2749 \left(\frac{W_i}{W_{iBT}} \right)^{-1}$$

seleccionar W_i desde W_{iBT} hasta el límite económico

$$E_A = E_{ABT} + 0,2749 \ln \frac{W_i}{W_{iBT}}$$

$$S_{wemed} = S_{w2} + Q_i f_{o2}$$

$$\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w2}} = \frac{1}{Q_i S_{w2}}$$

$$\Delta N_{pu} = \lambda \frac{(S_{wsz} - S_{wc})}{E_{aBT} (S_{wBTmed} - S_{wc})}$$

cálculo previo

leo en gráfico

$$1 - f_{w2}$$

$$\Delta N_{ps} = f_{o2} (1 - \Delta N_{pu})$$

nueva inicial

Tabla

$W_i, 10^3 \text{ bbl}$	W_i/W_{iBT}	E_A	Q_i/Q_{iBT}	Q_i	(df_w/dS_w)	S_{w2}	f_{o2}	S_{wemed}	λ	ΔN_{pu}	ΔN_{ps}
22,1	1,0	0,77	1,000	0,385	2,60	0,470	0,300	0,585	0,275	0,250	0,225
26,5	1,2	0,82	1,194	0,460	2,17	0,521	0,182	0,605	0,229	0,209	0,144
30,9	1,4	0,86	1,377	0,530	1,89	0,540	0,141	0,615	0,196	0,178	0,116
35,4	1,6	0,90	1,551	0,597	1,68	0,553	0,116	0,622	0,172	0,157	0,098
39,8	1,8	0,93	1,720	0,662	1,51	0,564	0,101	0,631	0,153	0,139	0,087
44,2	2,0	0,96	1,882	0,725	1,38	0,574	0,087	0,637	0,137	0,125	0,076
48,6	2,2	0,99	2,040	0,785	1,27	0,582	0,076	0,642	0,125	0,114	0,067
53,0	2,4	1,00	2,195	0,845	1,18	0,589	0,067	0,646	0,114	0,103	0,060
61,9	2,8	1,00	2,503	0,964	1,04	0,595	0,055	0,648	0,098	0,000	0,055

$$\frac{Q_i}{Q_{iBT}} = \left(\frac{Q_i}{Q_{iBT}} \right)_{E_a=100\%} + \Delta \left(\frac{W_i}{W_{iBT}} \right) * E_{ABT}$$

$$= 2,195 + 0,4 * 0,77 = 2,503$$

$$Q_{iBT} = W_i / (V_p * E_{ABT}) = 22,1 / 74,5 * 0,77$$

$$N_p = \frac{V_p [E_A(S_{wemed} - S_{wc}) - S_g]}{B_o}$$

$$i_w = \gamma i_{base} \quad \text{56BPD}$$

$$t_n = \Sigma(\Delta t)_n \quad \text{STB/D}$$

a p del reservorio

$$M = \frac{(k_{rw})S_{wemed} \mu_o}{(k_{ro})S_{wc} \mu_w}$$

$$[(i_w)_{med}]_n = \frac{(i_w)_n + (i_w)_{n-1}}{2}$$

$$q_o = \frac{i_w(\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu})}{B_o}$$

$$WOR = WOR_p \frac{B_o}{B_w}$$

$$(\Delta t)_n = \frac{(W_i)_n - (W_i)_{n-1}}{[(i_w)_{med}]_n}$$

$$q_w = \frac{i_w(1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu})}{B_w}$$

$$WOR_p = \frac{1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu}}{\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu}}$$

STB

rel. conductancia
gráf.(M-E_A)7-18

Caudal de inyección

de tabla anterior

$$W_p = \frac{W_i - N_p B_o - V_p S_g}{B_w}$$

STB

WOR _p	WOR	N _p	M	γ	i _w	i _w prom	ΔW _i	Δt	t	q _o	q _w	W _p
0,90	0,95	13.859	0,55		40		4.400		468	18	21	0
1,83	1,93	16.375	0,59	0,73	41	40	4.400	110	578	14	27	1.758
2,40	2,53	18.124	0,62	0,74	41	41	4.400	107	685	11	29	4.311
2,92	3,08	19.740	0,64	0,74	41	41	4.400	107	792	10	31	7.105
3,42	3,61	21.223	0,67	0,74	41	41	4.400	107	899	9	32	9.938
3,98	4,20	22.542	0,69	0,74	41	41	4.400	107	1.006	8	33	12.946
4,52	4,77	23.816	0,70	0,72	40	40	4.400	107	1.113	7	33	16.000
5,13	5,42	24.410	0,71	0,72	40	40	4.400	110	1.223	6	33	19.773
17,18	18,14	24.551	0,72	0,72	40	40	8.900	223	1.446	2	38	28.524

Predicción Multicapa

El calculo hasta ahora fue de una sola capa. Estas predicciones efectuadas se deben extender a las otras capas del reservorio siempre que se pueda asumir:

- **No hay flujo cruzado entre capas**
- **Pueden variar entre capas: k, h y θ**
- **Asumimos como iguales para todas las capas: S_o , S_g , S_w y los datos de kr**
- **Los caudales de producción e inyección de c/capa son proporcionales a kh**

Efectuados los cálculos predictivos para la capa 1, se establece que el tiempo requerido para inyectar el mismo número de volúmenes porales en una capa n en el tiempo t_n , se corresponderá con el que requiere la capa 1 en el tiempo t_1 , de acuerdo a la expresión: \rightarrow

$$t_n = t_1 \frac{(\theta/k)_n}{(\theta/k)_1}$$

Si los valores de N_{p1} , W_{p1} , W_{i1} , i_{w1} , q_{o1} y q_{w1} se determinaron al tiempo t_1 en la capa 1, entonces al tiempo t_n en la capa n se tendrá:

$$N_{pn} = N_{p1} \frac{(\theta h)_n}{(\theta h)_1}$$

$$W_{pn} = W_{p1} \frac{(\theta h)_n}{(\theta h)_1}$$

$$W_{in} = W_{i1} \frac{(\theta h)_n}{(\theta h)_1}$$

$$i_{wn} = i_{w1} \frac{(k h)_n}{(k h)_1}$$

$$q_{on} = q_{o1} \frac{(k h)_n}{(k h)_1}$$

$$q_{wn} = q_{w1} \frac{(k h)_n}{(k h)_1}$$

Procedimiento:

- 1.- Efectuar las predicciones para la capa 1
- 2.- Dibujar: N_p , W_p , W_i , i_w , q_o y q_w versus el tiempo para la capa 1
- 3.- Obtener los valores de (θ/k) y (kh) para cada capa
- 4.- Para un **tiempo 1** de la **capa 1**: $(t_1)_1$, determinar N_{p1} , W_{p1} , W_{i1} , i_{w1} , q_{o1} y q_{w1} para la capa 1 leyendo del gráfico construido en el punto 2. Efectuar el mismo procedimiento para esta capa pero para tiempos sucesivos: $(t_1)_2$, $(t_1)_3$, $(t_1)_4$... y leer los respectivos $(N_{p1})_1$, $(W_p)_1$, $(W_i)_1$, $(i_w)_1$, $(q_o)_1$, $(q_w)_1$ y para el **tiempo 2** y la **capa 1**: $(N_{p1})_2$, $(W_p)_2$, $(W_i)_2$, $(i_w)_2$, $(q_o)_2$, $(q_w)_2$ continuar así hasta el corte económico con la capa 1.
- 5.- Ahora se considerarán las restantes capas del reservorio. Con la ec. de vinculación de los tiempos para inyectar igual volumen poral en distintas capas calculo para una capa cualquiera **n** los $(t_n)_1$, $(t_n)_2$, $(t_n)_3$, $(t_n)_4$.
- 6.- Para cada valor de (t_n) computar los valores de N_{pn} , W_{pn} , W_{in} , i_{wn} , q_{on} y q_{wn} con las ec. correspondientes. Hacer lo mismo para todas las capas.
- 7.- Dibujar N_p , W_p , W_i , i_w , q_o y q_w versus el tiempo para todas las capas.
- 8.- Para cada tiempo componer el valor total de N_p , W_p , W_i , i_w , q_o y q_w para el reservorio en su totalidad, sumando los valores de las capas.

