

RESERVORIOS III

Ing. Silvia Maturano

2025

silvia.maturano@ingenieria.uncuyo.edu.ar

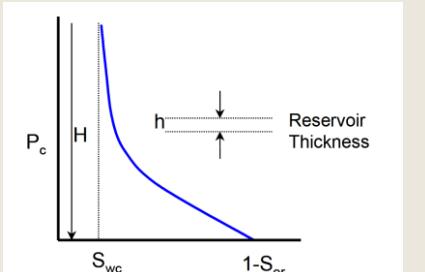
RECUPERACIÓN SECUNDARIA WATERFLOODING

Reservorios

Homogéneos

↓
Flujo Difuso
Flujo Intermedio
Flujo Segregado
↓

BL-Welge



$H \gg h$

$H \approx h$
Uso
pseudofunciones

$H \ll h$

Heterogéneos

Con capas
comunicadas

Comunicación de P entre las capas y
equilibrio vertical

↓
Flujo Difuso
Flujo Segregado

Uso pseudofunciones

↓
Sin capas
comunicadas

Capas de arena aisladas por capas
impermeables

↓
Dykstra Parson
Stiles
CGM

Métodos predictivos

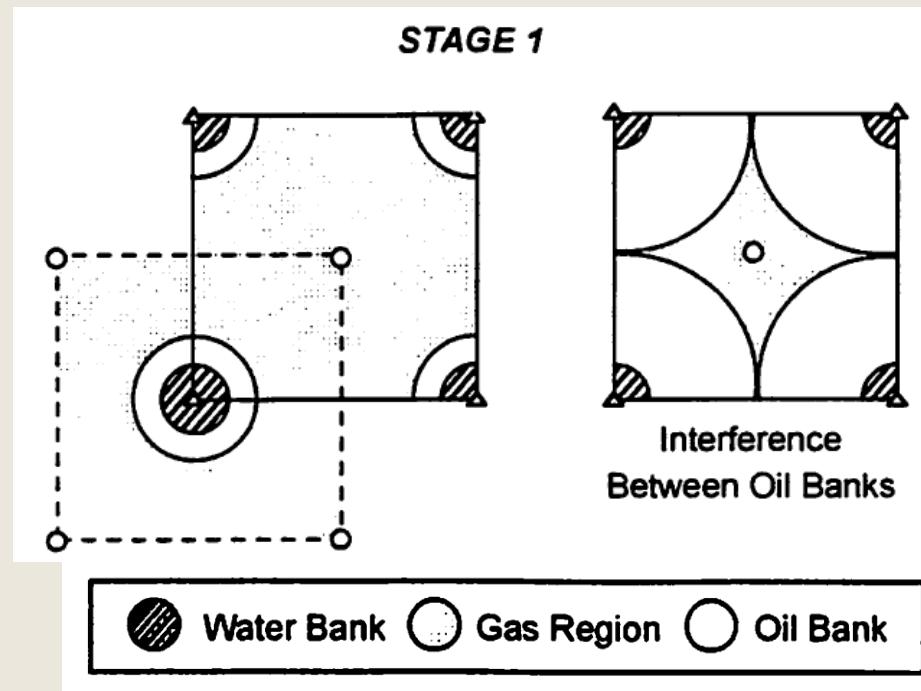
Método CGM (Craig-Geffen-Morse)

- Es una técnica de estado estacionario que combina los efectos de barrido areal, mecanismos de desplazamiento, estratificación e inyección variable con el fin de predecir el comportamiento de un sistema five-spot con una sola capa. Luego se extiende el cálculo para reservorios multicapas.
- Puede utilizarse independientemente que exista o no gas libre en el reservorio, con la condición de que no quede gas atrapado por detrás del frente.
- Puede adaptarse a otros “patterns” a excepción de barridos periféricos o de fondo.
- Se supone que la eficiencia vertical es 100% dentro de cada una de las capas en un reservorio multicapa. Se hace uso para los cálculos de eficiencia al breakthrough y posterior al mismo de correlaciones obtenidas experimentalmente.

Método CGM

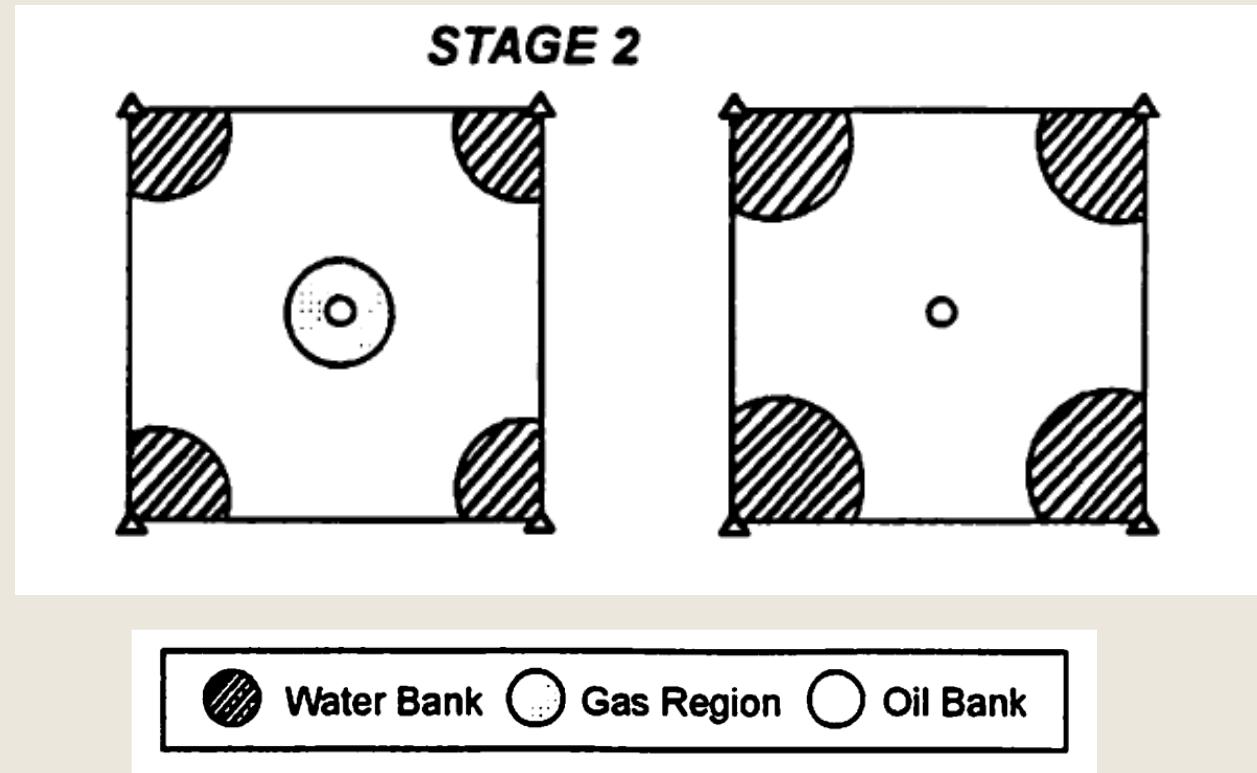
El método de cálculo se hace en cuatro etapas:

- **Etapa I:** comienza con el inicio del proyecto y termina cuando el banco de petróleo alrededor de inyectores adyacentes se encuentran (interferencia). Esta etapa sólo existe si hay gas libre presente cuando comienza el proyecto (si no hay pasar directamente a Etapa III). La producción de petróleo en este tiempo es una continuación de la producción primaria, no existiendo recuperación de petróleo por secundaria.



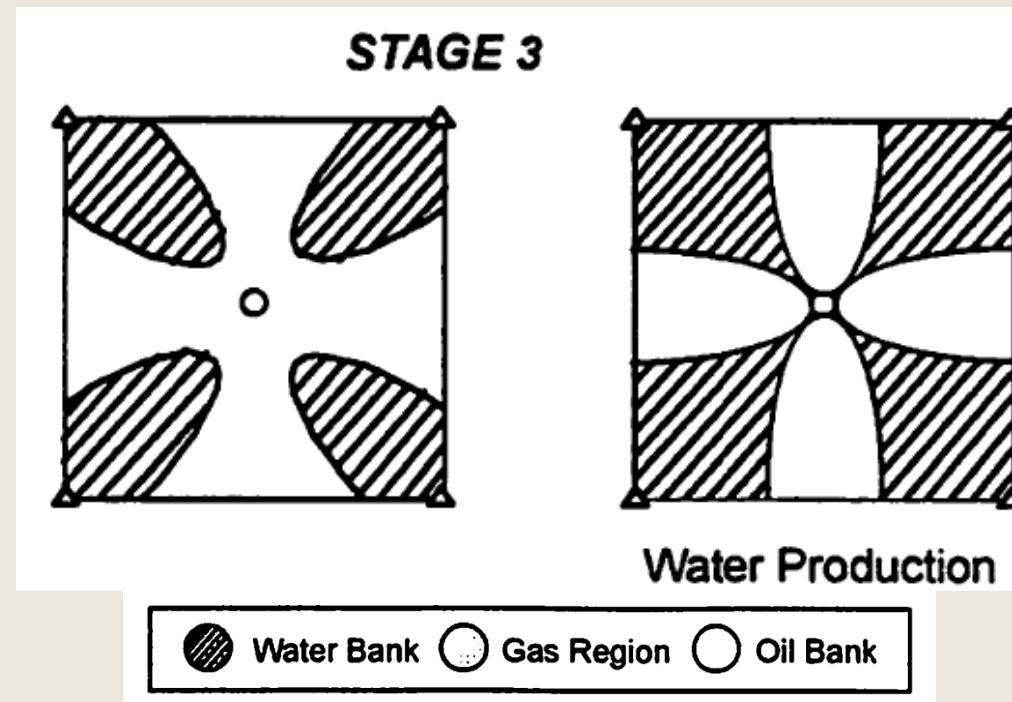
Método CGM

- **Etapa II:** Este período se extiende desde el momento de la interferencia hasta que el espacio de gas preexistente se llena con agua. Sólo existe producción por primaria.



Método CGM

- Etapa III: A partir del llenado (gas fillup) hasta la irrupción del frente en los productores. La producción de petróleo por secundaria comienza en esta etapa. Desde un punto de vista estricto, la producción es una combinación de aumento de la producción por barrido con producción proveniente de primaria. La producción de agua comienza al final de esta etapa.



- Etapa IV: La etapa final se extiende desde la irrupción del frente hasta el límite económico.

Método CGM-Cálculos iniciales

1.- Cálculo del volumen del pattern

$$V_p = 7758 A h \phi$$

V_p = volumen poral, bbls

A = área del reservorio, acres

h = espesor promedio, ft

ϕ = porosidad

2.- Cálculo del petróleo original in situ al comienzo del waterflooding, N_o

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

N_o = petróleo in situ al comienzo del barrido, STB

S_o = saturación de petróleo al comienzo del barrido

B_o = factor de volumen a la presión de inicio del barrido.

Método CGM-Cálculos iniciales

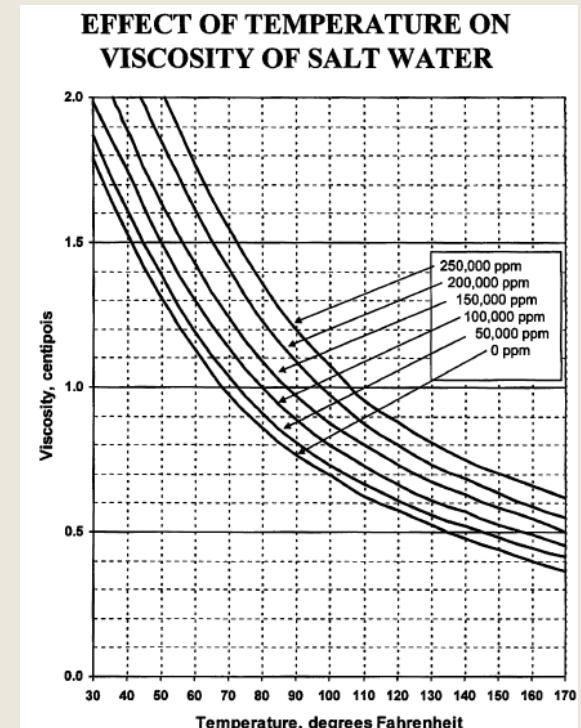
3.- Cálculo de la relación de movilidades M antes del breakthrough

$$M = \frac{(k_{rw})_{Swbt}}{(k_{ro})_{Swc}} \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua calculada con la saturación promedio de agua en la región barrida, S_{wbt} prom

k_{ro} = permeabilidad relativa al petróleo calculada en S_{wc} al comienzo del barrido.

Si no se cuenta con valores de viscosidad del agua, μ_w se lo estima de tablas en función de la salinidad.



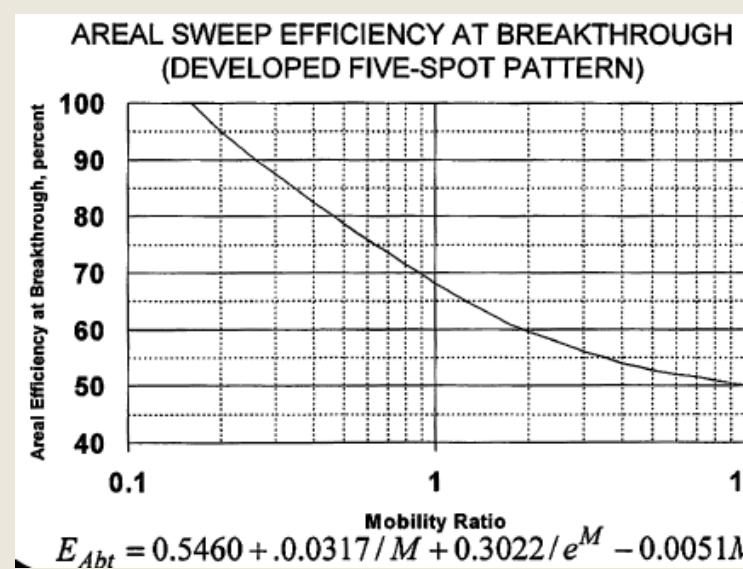
Método CGM-Cálculos iniciales

4.-Determinar la eficiencia de barrido al breakthrough, E_{ABT}

$$E_A = E_{Abt} + 0.633 * \log \frac{W_i}{W_{ibt}}$$

$$E_A = E_{Abt} + 0.274 * \ln \frac{W_i}{W_{ibt}}$$

E_{Abt} es la eficiencia de barrido areal al momento del breakthrough del fluido desplazado y E_A es la fracción del área que ha sido barrida a una saturación de agua promedio S_{wfmed}



Ver 37 y 38 Clase IV

Método CGM-Cálculos iniciales

5.- Cálculo del agua inyectada acumulada al momento de la interferencia

$$W_{ii} = \frac{\pi r_{ei}^2 h \phi S_g}{5.615}$$

W_{ii} = Agua inyectada acumulada cuando se alcanza la interferencia, bbl

r_{ei} = la mitad de la distancia entre dos inyectores adyacentes, ft

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

$$W_{if} = V_p S_g$$

W_{if} = Agua inyectada acumulada cuando se alcanza el llenado del gas, bbl

S_g = Saturación de gas al comenzar la secundaria, fracción

Método CGM-Cálculos iniciales

7.- Cálculo del agua inyectada acumulada al tiempo de alcanzarse el breakthrough

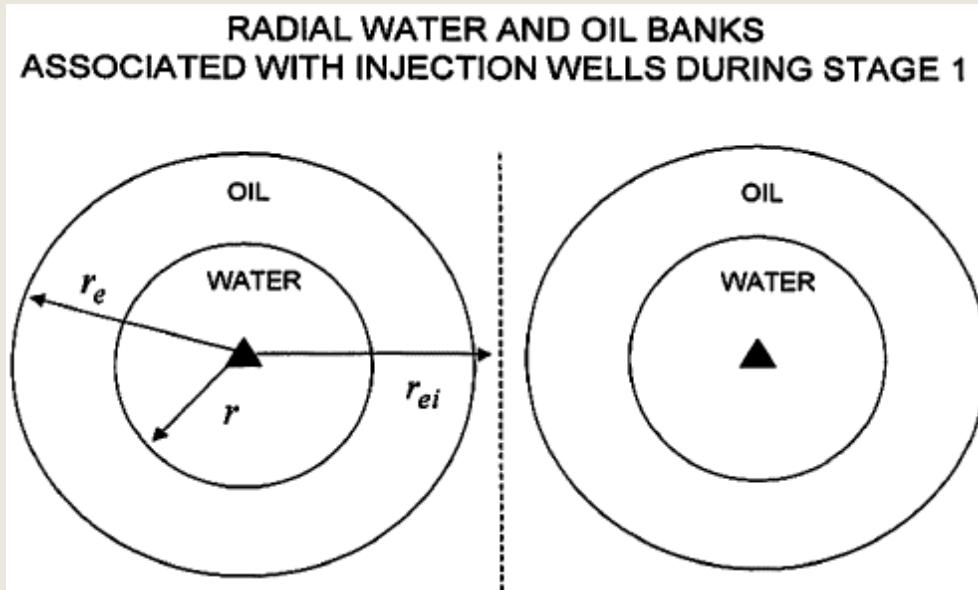
$$N_{pbt} = W_{ibt} = V_p E_{Abt} (S_{wbtmed} - S_{wc})$$

W_{ibt} = Agua inyectada acumulada al momento del breakthrough, bbl

S_{wbtmed} = Saturación media de agua por detrás del frente, fracción

S_{wc} = Saturación de agua connata, fracción

Etapa I-Comportamiento previo a la interferencia



Durante este período se presupone que los bancos de agua y petróleo son radiales, y que la ecuación de Darcy puede utilizarse para predecir la inyección de agua en el reservorio.

Si la presión diferencial (Δp) se mantiene constante, el caudal de inyección antes de la interferencia se calcula con:

$$i_w = \frac{0.00708kh\Delta p}{\frac{\mu_w}{k_{rw}} \ln \frac{r}{r_w} + \frac{\mu_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r}}$$

Etapa I-Comportamiento previo a la interferencia

$$i_w = \frac{0.00708kh\Delta p}{\frac{\mu_w}{k_{rw}} \ln \frac{r}{r_w} + \frac{\mu_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r}}$$

i_w = caudal de inyección de agua, bbl/d

h = espesor neto, ft

k = permeabilidad absoluta [md], en general se toma la permeabilidad del petróleo a la saturación S_{WI} .

k_{ro} = permeabilidad relativa del petróleo en el banco de petróleo a S_{wc} .

k_{rw} = permeabilidad relativa del agua en el banco de agua a S_{wbtmed} .

r = radio del banco de agua, ft

r_e = radio del banco de petróleo, ft

r_w = radio del pozo, ft

r_w = radio efectivo del pozo = $r_w e^{-s}$, ft

s = skin en el inyector

Δp = diferencia de presión entre el inyector y la presión en el límite exterior del banco de petróleo, generalmente se toma la presión media del reservorio al comienzo de la inyección.

μ_o = viscosidad del petróleo, cp

μ_w = viscosidad del agua, cp

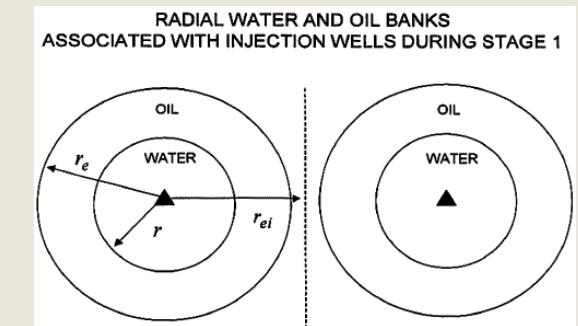
Etapa I-Comportamiento previo a la interferencia

Los radios de los bancos de agua y petróleo dependen del agua acumulada durante la inyección, W_i . Como el agua inyectada durante este período llena efectivamente el espacio de gas en la región que va de r_w a r_e podemos escribir:

$$\pi r_e^2 h \phi S_g = 5.615 W_i$$

$$r_e = \left[\frac{5.615 W_i}{\pi h \phi S_g} \right]^{0.5}$$

W_i = acumulada de agua inyectada, bbls



Toda el agua inyectada estará dentro en el banco de agua de radio r . En esta zona, la saturación de agua media es precisamente S_{wbtmed} , y por lo tanto

$$\pi r^2 h \phi (S_{wbtmed} - S_{wc}) = \pi r_e^2 h \phi S_g$$

$$r = r_e \left[\frac{S_g}{S_{wbtmed} - S_{wc}} \right]^{0.5}$$

Etapa I-Comportamiento previo a la interferencia

Por lo tanto los cálculos de esta etapa son:

1. Seleccionar los valores de W_i desde 0 hasta W_{ii} , tomándose en general 10 intervalos Δw_i iguales.
2. Calcular r_e para cada valor de W_i
3. Calcular r para cada valor de W_i
4. Calcular i_w para cada valor de W_i (ver último valor columna en planilla de cálculo)
5. Calcular la inyección promedio de agua para cada incremento de la inyección con:

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

Etapa I-Comportamiento previo a la interferencia

6. Calcular el tiempo para cada incremento de la inyección

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

7. Calcular los tiempos acumulados para cada valor de W_i .

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

Etapa II-Comportamiento desde la interferencia hasta el fillup

La forma del banco de petróleo puede variar continuamente a medida que el espacio remanente ocupado por el gas va desapareciendo.: no es posible escribir ecuaciones sencillas capaces de predecir el comportamiento de la inyección de agua. La duración de esta etapa es pequeña comparada con las otras etapas, por lo que se calculan los caudales de inyección al final de la Etapa I (i_{wi}) y al comienzo de la Etapa III (i_{wf}) asumiendo que i_w varía linealmente entre estos dos valores. Por lo tanto la diferencia de tiempo entre la interferencia y el llenado es:

$$\Delta t = \frac{W_f - W_{ii}}{0.5(i_{wi} + i_{wf})}$$

$$i_{base} = \frac{0.00354(k_o)_{S_{wi}} h \Delta p}{\mu_o \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5s_p + 0.5s_i \right)}$$

Los caudales de inyección desde el llenado iwf hasta la rotura, y también hasta el final económico se calculan con:

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

γ = relación de conductancia

i_{base} = caudal de inyección base, bbl/d

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, (ft)

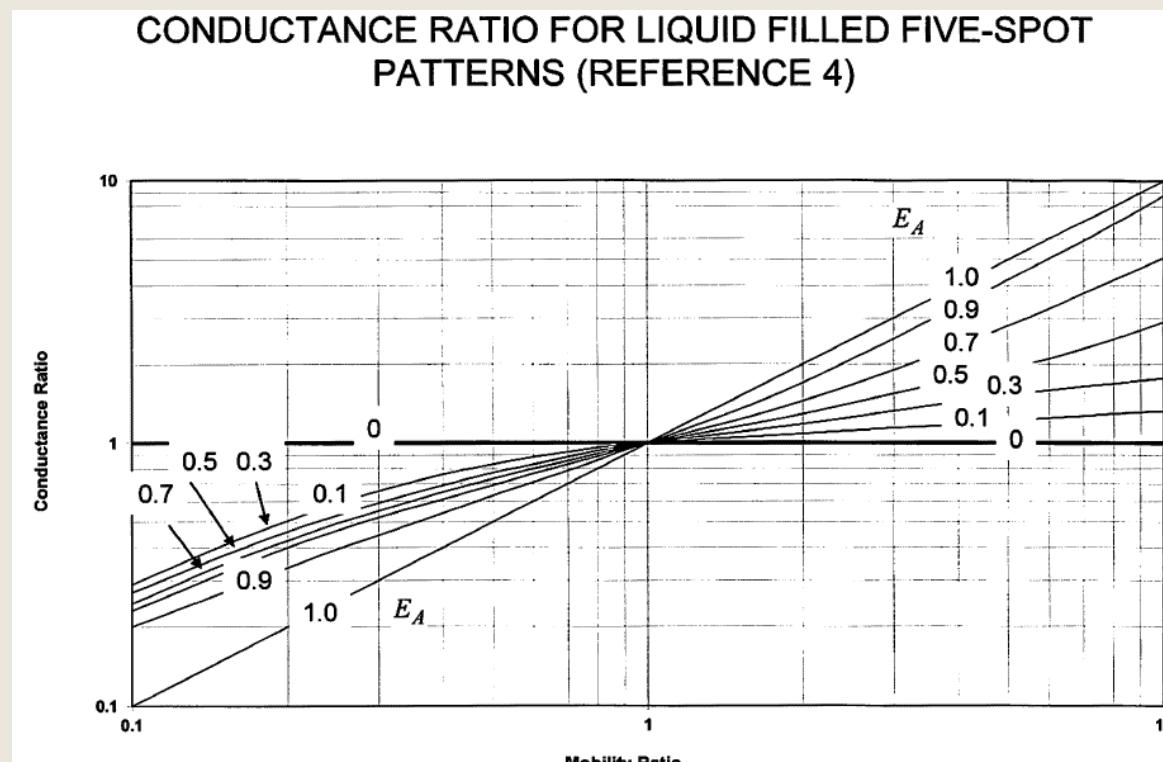
$(k_o)_{S_{wi}}$ = permeabilidad efectiva al petróleo a S_w inmóvil.

s_p = skin en el productor

s_i = skin en el inyector

Δp = diferencia de presión entre inyector y productor luego del llenado, psi

Etapa II- Comportamiento desde la interferencia hasta el fillup



$CR \approx 1/(1 + E_A((1/M) - 1))$ (Ref. Dr. Ben Caudle - Private Communication)

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

E_A al fillup

Etapa II-Comportamiento desde la interferencia hasta el fillup

El resumen de los cálculos de la segunda etapa es:

1. Obtener los valores de W_{if} y W_{ii} a partir de los cálculos iniciales.
2. Obtener los valores de i_{wi} proveniente de la Etapa I.
3. Calcular E_A al momento del llenado.
4. Obtener la relación de movilidad, M , a partir de los cálculos iniciales.
5. Determinar γ .
6. Calcular i_{base} .
7. Calcular el caudal de inyección de agua al momento del fillup, i_{wf}
8. Calcular el intervalo de tiempo requerido por la Etapa II.

Etapa III- Comportamiento desde el fillup hasta el breakthrough

El final del periodo de llenado marca el comienzo de la producción secundaria de petróleo. Se supone que en función del volumen de reservorio, el caudal total de petróleo es igual al caudal de inyección de agua.

Siendo

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

la producción de petróleo, q_o (STB/D) es:

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

por lo que la acumulada N_p , desde el comienzo de la Etapa III puede calcularse en función de la acumulada de agua durante esta etapa como:

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

Etapa III- Comportamiento desde el fillup hasta el breakthrough

Resumiendo

- 1-Seleccionar los valores de W_i , desde W_{if} hasta W_{ibt} usando intervalos adecuados.
- 2-Determinar E_A para cada valor de W_i .
- 3-Determinar γ para cada valor de W_i .
- 4-Calcular i_w .
- 5-Calcular el valor promedio de i_w para cada intervalo.
- 6-Calcular el incremento y los tiempos acumulados asociados con cada intervalo de tiempo.
- 7-Calcular q_o .
- 8-Calcular la recuperación de petróleo acumulado.

Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

- Esta etapa, que marca el comienzo de la producción de agua, se caracteriza por un incremento en la relación de movilidades, aumento de la eficiencia de barido areal, aumento de la relación agua-petróleo y disminución del caudal de petróleo.
- La relación agua-petróleo es gobernada por la cantidad de petróleo y agua fluyendo de la región previamente barrida del reservorio más la cantidad de petróleo desplazado como consecuencia del aumento del área barrida.
- La cantidad de petróleo y agua de la región previamente barrida es gobernada por la curva de flujo fraccional y puede calcularse con los métodos presentados en los temas anteriores.
- El petróleo desplazado de las zonas nuevas se asume que será desplazado por la saturación de agua que se encuentra inmediatamente detrás de la zona estabilizada, S_{wsz} (donde se asume que $S_{wsz} = S_{wf}$, la saturación en el frente).

Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

- El petróleo producido de la zona previamente no barrida, ΔN_{pu} , cuando se han inyectado ΔW_i barriles de agua

$$\Delta N_{pu} = 0.2749 \frac{S_{wsz} - S_{wc}}{E_{abt}(S_{wbtmed} - S_{wc})} \cdot \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right)^{-1}$$

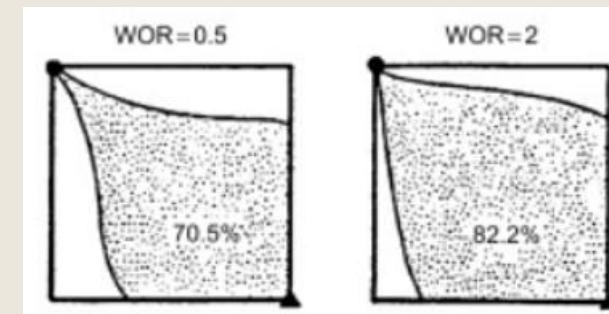
$$\lambda = 0.2749 \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right)^{-1}$$

- El petróleo adicional que se obtiene de la zona previamente barrida, ΔN_{ps} , basado en 1 bbl de producción total es:

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

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

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

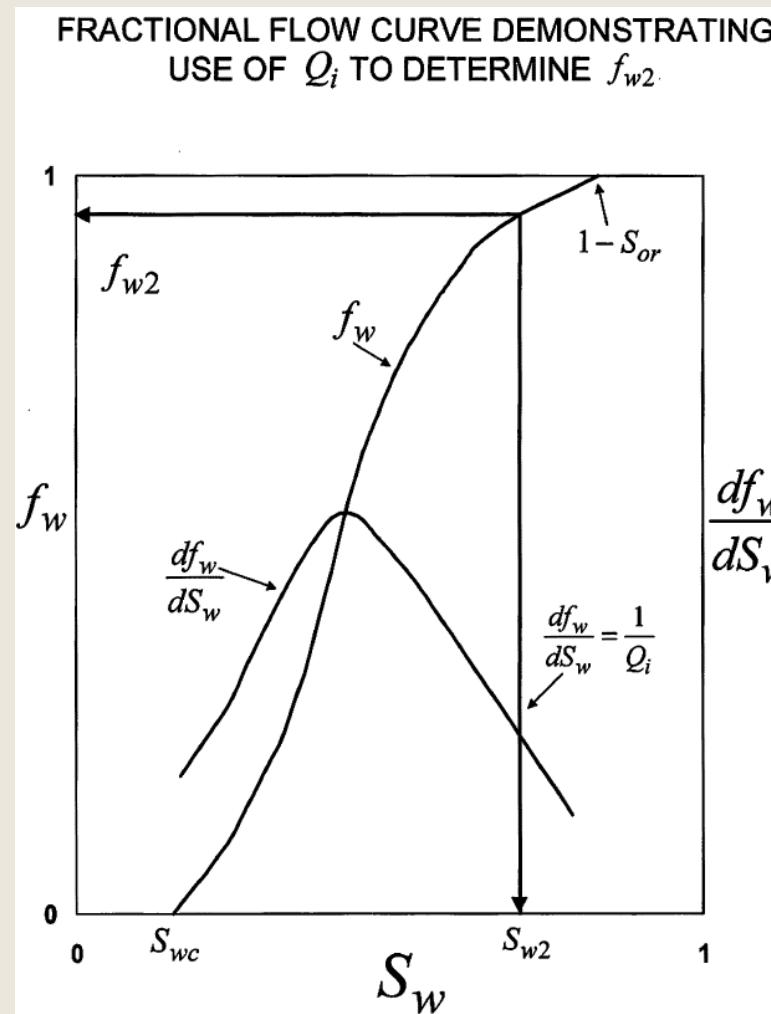


Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

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

Q_i = El volumen poral de agua inyectada para el tiempo que se quiere calcular

Por lo tanto si conocemos Q_i , es posible calcular la pendiente y por lo tanto obtener f_{w2} y S_{w2} a partir de la curva de flujo fraccional.



A partir del valor de S_{w2} obtener f_{w2} de la curva de flujo fraccional y con este valor calcular $f_{o2} = 1 - f_{w2}$

Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

$$\frac{Q_i}{Q_{ibt}} = 1 + E_{Abt} \int_1^{W_i/W_{ibt}} \frac{d(W_i / W_{ibt})}{E_{Abt} + 0.2749 \ln(W_i / W_{ibt})}$$

Esta ecuación se encuentra solucionada en forma tabular en la monografía de Craig, en función de EAbt y Wi/Wibt.

Por lo tanto una vez determinado Q_i/Q_{ibt} de la tabla, se obtiene Q_i y entonces de la curva de flujo fraccional se calcula f_{w2} y así obtener f_{o2} y calcular ΔNps .

Q_{ibt} = volumen poral de agua contactado

Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

Values of Q_i/Q_{ibt} for various Values of Breakthrough Areal Sweep Efficiency										
W_i/W_{ibt}	E_{Abt} , percent									
	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.190	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.192	1.192	
1.4	1.365	1.366	1.366	1.367	1.368	1.368	1.369	1.369	1.370	
1.6	1.529	1.530	1.531	1.532	1.533	1.535	1.536	1.536	1.537	1.538
1.8	1.684	1.686	1.688	1.689	1.691	1.693	1.694	1.696	1.697	1.699
2.0	1.832	1.834	1.837	1.839	1.842	1.844	1.846	1.849	1.851	1.853
2.2	1.974	1.977	1.981	1.984	1.987	1.990	1.993	1.996	1.999	2.001
2.4	2.111	2.115	2.119	2.124	2.127	2.131	2.135	2.139	2.142	2.146
2.6	2.244	2.249	2.254	2.259	2.264	2.268	2.273	2.277	2.282	2.286
2.8	2.373	2.379	2.385	2.391	2.397	2.402	2.407	2.413	2.418	2.422
3.0	2.500	2.507	2.513	2.520	2.526	2.533	2.539	2.545	2.551	2.556
3.2	2.623	2.631	2.639	2.646	2.653	2.660	2.667	2.674	2.681	2.687
3.4	2.744	2.752	2.761	2.770	2.778	2.786	2.793	2.801	2.808	2.816
3.6	2.862	2.872	2.881	2.891	2.900	2.909	2.917	2.926	2.934	2.942
3.8	2.978	2.989	3.000	3.010	3.020	3.030	3.039	3.048	3.057	3.066
4.0	3.093	3.105	3.116	3.127	3.138	3.149	3.159	3.169	3.179	3.189
4.2	3.205	3.218	3.231	3.243	3.254	3.266	3.277	3.288	3.299	3.309
4.4	3.316	3.330	3.343	3.357	3.369	3.382	3.394	3.406	3.417	3.428
4.6	3.426	3.441	3.455	3.469	3.483	3.496	3.509	3.521	3.534	3.546
4.8	3.534	3.550	3.565	3.580	3.594	3.609	3.622	3.636	3.649	
5.0	3.641	3.657	3.674	3.689	3.705	3.720	3.735			
5.2	3.746	3.764	3.781	3.798	3.814	3.830				
5.4	3.851	3.869	3.887	3.905	3.922					
5.6	3.954	3.973	3.993	4.011						
5.8	4.056	4.077	4.097							
6.0	4.157	4.179								
6.2	4.257									
Values of W_i/W_{ibt} at which $E_A = 100$ percent										
6.164	5.944	5.732	5.527	5.330	5.139	4.956	4.779	4.608	4.443	

Values of Q_i/Q_{ibt} for various Values of Breakthrough Areal Sweep Efficiency										
W_i/W_{ibt}	E_{Abt} , percent									
	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
1.2	1.192	1.192	1.192	1.192	1.192	1.192	1.193	1.193	1.193	1.193
1.4	1.371	1.371	1.371	1.372	1.372	1.373	1.373	1.373	1.374	1.374
1.6	1.539	1.540	1.541	1.542	1.543	1.543	1.544	1.545	1.546	1.546
1.8	1.700	1.702	1.703	1.704	1.706	1.707	1.708	1.709	1.710	1.711
2.0	1.855	1.857	1.859	1.861	1.862	1.864	1.866	1.868	1.869	1.871
2.2	2.004	2.007	2.009	2.012	2.014	2.016	2.019	2.021	2.023	2.025
2.4	2.149	2.152	2.155	2.158	2.161	2.164	2.167	2.170	2.173	2.175
2.6	2.290	2.294	2.298	2.301	2.305	2.308	2.312	2.315	2.319	2.322
2.8	2.427	2.432	2.436	2.441	2.445	2.449	2.453	2.457	2.461	2.465
3.0	2.562	2.567	2.572	2.577	2.582	2.587	2.592	2.597	2.601	2.606
3.2	2.693	2.700	2.705	2.711	2.717	2.723	2.728	2.733	2.738	2.744
3.4	2.823	2.830	2.836	2.843	2.849	2.855	2.862	2.867	2.873	
3.6	2.950	2.957	2.965	2.972	2.979	2.986	2.993			
3.8	3.075	3.083	3.091	3.099	3.107					
4.0	3.198	3.207	3.216	3.225						
4.2	3.319	3.329								
4.4	3.439									
Values of W_i/W_{ibt} at which $E_A = 100$ percent										
4.285	4.132	3.984	3.842	3.704	3.572	3.444	3.321	3.203	3.088	

Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

Values of Q_i / Q_{ibt} for various Values of Breakthrough Areal Sweep Efficiency											
E_{Abt} , percent											
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	

Values of Q_i / Q_{ibt} for various Values of Breakthrough Areal Sweep Efficiency											
E_{Abt} , percent											
W_i / W_{ibt}	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	
1.2	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	1.194	
1.4	1.377	1.378	1.378	1.378	1.378	1.379	1.379	1.379	1.379	1.379	
1.6	1.553	1.553	1.554	1.555	1.555	1.555	1.556	1.556	1.557	1.557	
1.8	1.722	1.723	1.724	1.725	1.725	1.726	1.727	1.728			
2.0	1.886	1.887	1.888	1.890							
2.2	2.045										
Values of W_i / W_{ibt} at which $E_A = 100$ percent											
	2.070	1.996	1.925	1.856	1.790	1.726	1.664	1.605	1.547	1.492	
Values of Q_i / Q_{ibt} for various Values of Breakthrough Areal Sweep Efficiency											
E_{Abt} , percent											
W_i / W_{ibt}	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	
1.0	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	
1.2	1.194	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	1.195	
1.4	1.380	1.380	1.380	1.380	1.381						
1.6	1.558										
Values of W_i / W_{ibt} at which $E_A = 100$ percent											
	1.439	1.387	1.338	1.290	1.244	1.199	1.157	1.115	1.075	1.037	

Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

- La cantidad de agua incremental producida ΔW_{ps} es:

$$\Delta W_{ps} = 1 - (\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu})$$

- y el WOR

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

Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

- Caudales de petróleo y agua en STB/D

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

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

- Producción acumulada de petróleo y agua

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

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

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

S_{wemed} es la saturación media de agua en el reservorio en el tiempo de cálculo

Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

El resumen de los cálculos de esta etapa es:

1-Seleccionar valores de W_i desde W_{ibt} hasta el límite económico expresádonlo como relación de W_i/W_{ibt}

2-Calcular E_A para los valores de W_i

3-Obtener los valores de Q_i / Q_{ibt} a partir de las tablas de Craig y calcular

$$Q_i = Q_{ibt} (Q_i / Q_{ibt})$$

$$Q_i = (S_{wbtmed} - S_{wc}) (Q_i / Q_{ibt})$$

Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

4-Calcular la pendiente de la curva del fw, df_w/dS_w

5-Utilizando la pendiente calculada en el paso anterior obtener S_{w2} de la curva del flujo fraccional

6-A partir del valor de S_{w2} obtener f_{w2} de la curva de flujo fraccional y con este valor calcular $f_{o2} = 1 - f_{w2}$

7-Calcular $S_{w\text{emed}}$

8-Calcular λ

9-Calcular ΔN_{pu}

10-Calcular ΔN_{ps}

11-Calcular el WOR

12-Calcular N_p

Etapa IV: Comportamiento luego de la irrupción del frente

13-Calcular la relación de movilidades M con:

$$M = \frac{k_{rw} \Big|_{Swmed}}{k_{ro} \Big|_{Swc}} \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

14-Determinar γ

15-Calcular i_w

16-Calcular los incrementos y tiempos acumulativos asociados con cada incremento

17-Calcular q_o y q_w

18-Calcular W_p

Resumen resultados 1 capa- Ejercicio CGM

CRAIG-GEFFEN-MORSE WATERFLOOD PERFORMANCE - LAYER 1						
TIME, DAYS	W_i ,BW	N_p ,BO	W_p ,BW	i_w ,BWPD	q_o ,BOPD	q_w ,BWPD
7	500	0	0	75	0	0
14	1,000	0	0	71	0	0
28	2,000	0	0	67	0	0
43	3,000	0	0	65	0	0
59	4,000	0	0	64	0	0
75	5,000	0	0	62	0	0
88	5,846	0	0	62	0	0
118	7,450	0	0	46	43	0
152	9,000	1,460	0	44	41	0
222	12,000	4,309	0	43	41	0
293	15,000	7,150	0	42	40	0
366	18,000	9,991	0	41	39	0
468	22,085	13,859	0	40	38	0
578	26,500	16,375	1,758	41	14	27
685	30,900	18,124	4,311	41	11	29
492	35,400	19,740	7,105	41	10	31
899	39,800	21,223	9,938	41	9	32
1,006	44,200	22,442	12,946	41	8	33
1,113	48,600	23,816	16,000	40	7	33
1,223	53,000	24,410	19,773	40	6	34
1,446	61,900	24,551	28,524	40	2	38

Predictión Multicapa

Predicción Multicapa

Todos los cálculos anteriores son para un reservorio de una sola capa. Puede extenderse a otras capas del reservorio si se realizan las siguientes consideraciones:

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

Predicción Multicapa: 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

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

Predictión Multicapa

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:

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

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

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

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

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

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

Predictión Multicapa

- 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 (ϕ/k) y (k_h) 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 $(N_{p1})_1$, $(W_{p1})_1$, $(W_{i1})_1$, $(i_{w1})_1$, $(q_{o1})_1$, $(q_{w1})_1$ y para el tiempo 2 y la capa 1: $(N_{p1})_2$, $(W_{p1})_2$, $(W_{i1})_2$, $(i_{w1})_2$, $(q_{o1})_2$, $(q_{w1})_2$ continuar así hasta el corte económico con la capa 1.
- 5.- Ahora se considerarán las restantes capas del reservorio. Con la ecuación 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.

Ejemplo

PARAMETER	LAYER 1	LAYER 2
Permeability $(k_o)_{S_{wir}}$, md	20.00	10.00
Thickness, ft.	1.50	1.00
Porosity, fraction	0.16	0.13

$$t_N = t_1 \frac{(\phi/k)_N}{(\phi/k)_1}$$

Para la capa 2

$$t_2 = \frac{(0.13/10.0)}{(0.16/20.0)} * t_1$$

$$t_2 = 1.625 t_1$$

Ejemplo

En el tiempo t_N en la capa N

$$W_{iN} = \frac{(\phi h)_N}{(\phi h)_1} * W_{i1}$$

$$N_{pN} = \frac{(\phi h)_N}{(\phi h)_1} * N_{p1}$$

$$W_{pN} = \frac{(\phi h)_N}{(\phi h)_1} * W_{p1}$$

$$W_{i2} = \frac{(0.13)(1.0)}{(0.16)(1.5)} * W_{i1}$$

$$W_{i2} = 0.542 W_{i1}$$

$$N_{p2} = \frac{(0.13)(1.0)}{(0.16)(1.5)} * N_{p1}$$

$$N_{p2} = 0.542 N_{p1}$$

$$W_{p2} = \frac{(0.13)(1.0)}{(0.16)(1.5)} * W_{p1}$$

$$W_{p2} = 0.542 W_{p1}$$

PARAMETER	LAYER 1	LAYER 2
Permeability $(k_o)_{S_{wir}}$, md	20.00	10.00
Thickness, ft.	1.50	1.00
Porosity, fraction	0.16	0.13

Ejemplo

También,

$$i_{wN} = \frac{(kh)_N}{(kh)_1} * i_{w1}$$

$$i_{w2} = \frac{(10.0)(1.0)}{(20.0)(1.5)} * i_{w1}$$

$$i_{w2} = 0.333 i_{w1}$$

$$q_{oN} = \frac{(kh)_N}{(kh)_1} * q_{o1}$$

$$q_{o2} = \frac{(10.0)(1.0)}{(20.0)(1.5)} * q_{o1}$$

$$q_{o2} = 0.333 q_{o1}$$

PARAMETER	LAYER 1	LAYER 2
Permeability $(k_o)_{S_{wir}}$, md	20.00	10.00
Thickness, ft.	1.50	1.00
Porosity, fraction	0.16	0.13

$$q_{wN} = \frac{(kh)_N}{(kh)_1} * q_{w1}$$

$$q_{w2} = \frac{(10.0)(1.0)}{(20.0)(1.5)} * q_{w1}$$

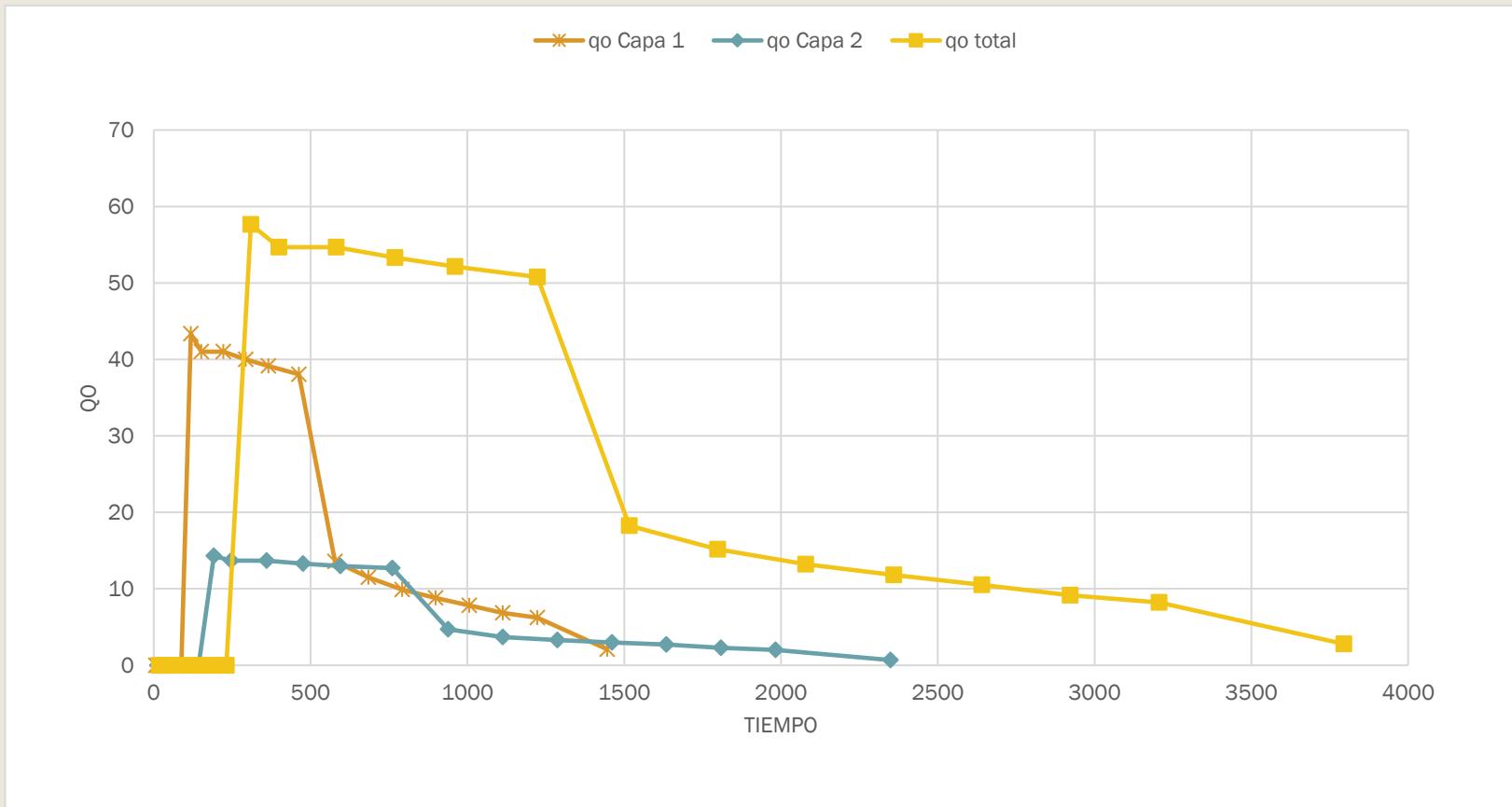
$$q_{w2} = 0.333 q_{w1}$$

Ejemplo

Consecuentemente, es posible estimar un pronóstico de tiempo, volumen y caudal equivalente para la capa 2 usando los resultados para la capa 1. Estas predicciones se presentan en la siguiente tabla:

CRAIG-GEFFEN-MORSE WATERFLOOD PERFORMANCE - LAYER 2							
Time 1Days	Time 2 Days (Eq.3)	W_i ,B (Eq. 8)	N_p ,BO (Eq. 10)	W_p ,BW (Eq. 12)	i_w ,BW/D (Eq. 17)	q_o ,BO/D (Eq.19)	q_w ,BW/D (Eq.21)
7	11.4	271	0	0	25.0	0.0	0.0
14	22.8	542	0	0	23.7	0.0	0.0
28	45.5	1,089	0	0	22.3	0.0	0.0
43	69.9	1,626	0	0	21.7	0.0	0.0
59	95.9	2,168	0	0	21.3	0.0	0.0
75	121.9	2,710	0	0	20.7	0.0	0.0
88	143.0	3,169	0	0	20.7	0.0	0.0
118	191.7	4,038	0	0	15.3	14.3	0.0
152	247.0	4,878	792	0	14.7	13.7	0.0
222	360.0	6,504	2,335	0	14.3	13.7	0.0
293	476.0	8,130	3,875	0	14.0	13.3	0.0
366	595.0	9,756	5,415	0	13.7	13.0	0.0
468	761.0	11,970	7,511	0	13.3	12.7	0.0
578	939.0	14,363	8,875	953	13.7	4.7	9.0
685	1,113.0	16,748	9,823	2,336	13.7	3.7	9.7
492	1,287.0	19,186	10,699	3,851	13.7	3.3	10.3
899	1,461.0	21,572	11,503	5,386	13.7	3.0	10.7
1,006	1,635.0	23,956	12,218	7,017	13.7	2.7	11.0
1,113	1,809.0	26,341	12,908	8,672	13.3	2.3	11.0
1,223	1,983.0	28,726	13,230	10,717	13.3	2.0	11.3
1,446	2,349.0	33,550	13,307	15,460	13.3	0.7	12.7

Ejemplo



Método CGM: Aplicación

Use el método de Craig-Geffen-Morse para calcular la performance de una recuperación secundaria con un arreglo five spot

$A=40\text{acres}$

$B_o= 1,056 \text{ RB/STB}$

$B_w=1,0 \text{ RB/STB}$

$\mu_o= 0,853 \text{ cp}$

$\mu_w= 0,375 \text{ cp}$

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, $r_w = 0,5 \text{ pie}$

factor skin del pozo inyector=0;

factor skin del pozo productor=0

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

espesor de la formación $h=1,5 \text{ ft}$

$\varphi=0,16$

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

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: $S_{wc}= 0,20$ $S_{wBT\text{prom}}= 0,585$ $(k_{rw})_{\text{SwBT prom}} = 0,242$ $(k_{ro})_{\text{Swc}}= 1$

Distancia entre 2 inyectores sucesivos a = 1320 pies

Distancia diagonal iny. - prod.: $d = 933 \text{ pies}$

Calcule tiempo, agua inyectada acumulada y fluidos producidos acumulados a:

A-Interferencia

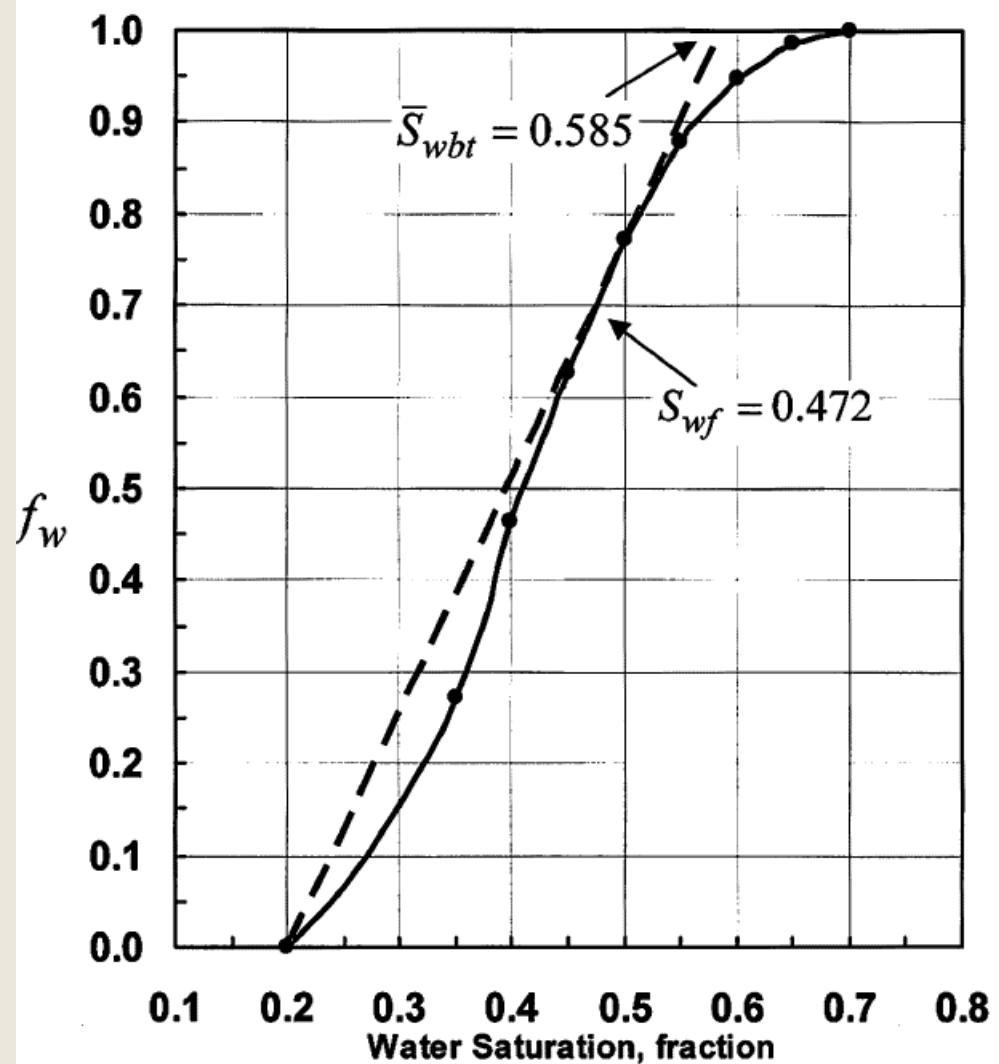
B-Fillup

C-Irrupción del frente

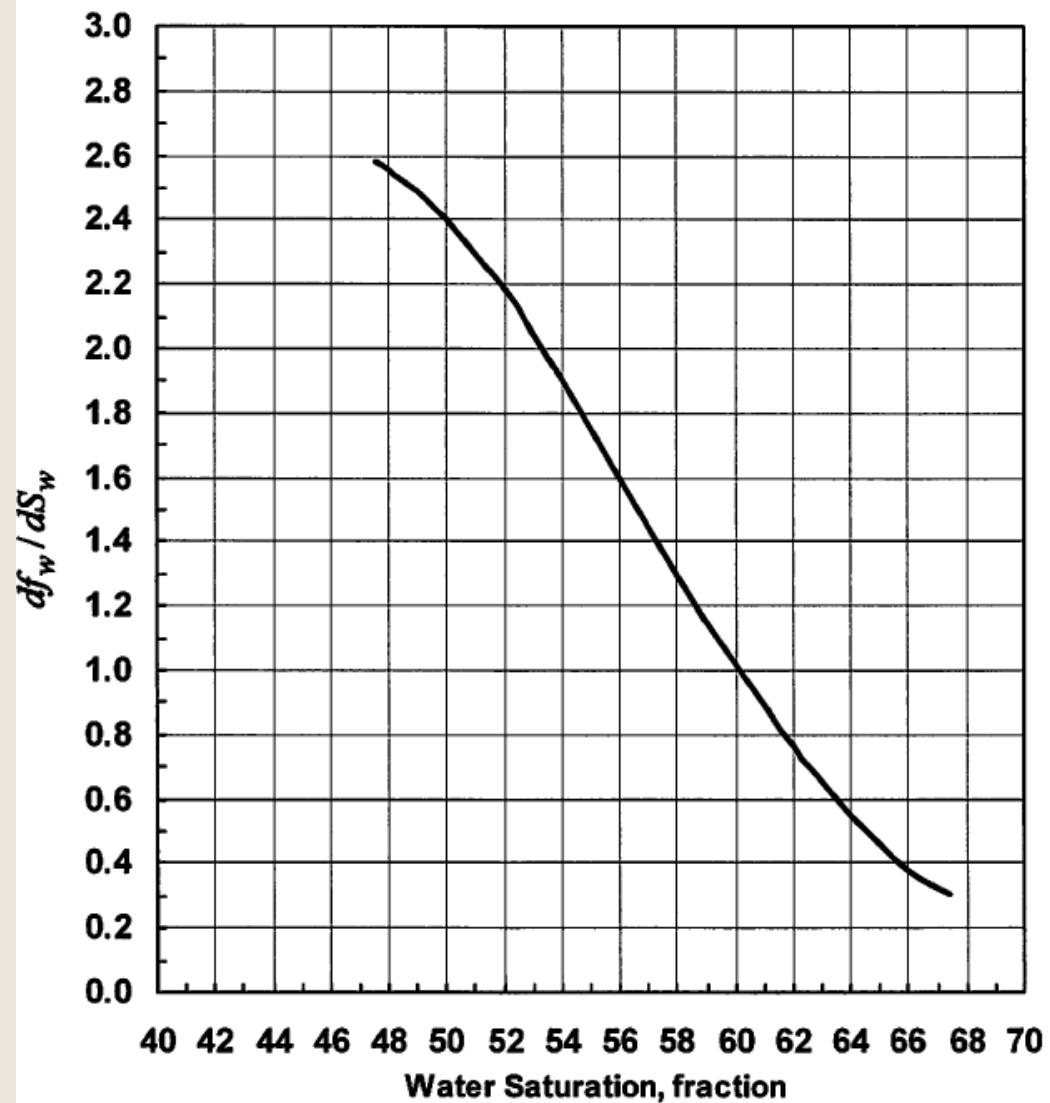
D-Límite económico ($q_o=2$ STB/D)

Problem CGM:1 - Table 1: Relative permeability data and fractional flow calculations				
S_w	k_{ro}	k_{rw}	$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}$	f_w
0.20	1.0000	0.0000	-	0.000
0.35	0.4120	0.0678	2.6714	0.272
0.40	0.2720	0.1040	1.1498	0.465
0.45	0.1770	0.1300	0.5986	0.626
0.50	0.1090	0.1630	0.2940	0.773
0.55	0.0627	0.2030	0.1358	0.880
0.60	0.0317	0.2540	0.0549	0.948
0.65	0.0111	0.3180	0.0153	0.985
0.70	0.0000	0.3970	0.0000	1.000

PROBLEM CGM:1 – FIGURE 1 FRACTIONAL FLOW CURVE



DERIVATIVE OF FRACTIONAL FLOW CURVE



FIN

Eres agente de cambio

