

**Problema 1 :****Aplicación de las Ecuaciones de Welge**

Se disponen de los siguientes datos de permeabilidad relativa

Sw	krw	kro
0.20	0	1
0.25	0.008	0.650
0.30	0.020	0.470
0.35	0.031	0.350
0.40	0.046	0.250
0.45	0.062	0.175
0.50	0.082	0.114
0.55	0.110	0.070
0.60	0.138	0.037
0.65	0.170	0.014
0.70	0.200	0

La viscosidad del agua es 0.40 cp

- Calcular y comparar la recuperación de petróleo cuando la viscosidad del mismo es
  - a)  $\mu_o = 0.5$  cp
  - b)  $\mu_o = 5$  cp
  - c)  $\mu_o = 50$  cp
- Calcular el petróleo móvil

Para las comparaciones considere que el corte de agua económico de la compañía es 98% (¿a que RAP corresponde?)

**Solución**

De la tabla de permeabilidades relativas se deduce

$$S_{wc} = 0.2 \quad S_{or} = 0.3$$

$$MOV = (1 - S_{wc} - S_{or}) = 1 - 0.2 - 0.3 = 0.5$$

La fig.1.1 muestra las distintas curvas de flujo fraccional ( $f_w$ ) para las distintas viscosidades. La ecuación utilizada es

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{m_w k_{ro}}{m_o k_{rw}}} \quad (1.1)$$

La tabla 1.1 resume los resultados del cálculo del cálculo de  $f_w$  y la tabla 2.2 muestra los principales resultados de la aplicación de la técnica de Welge

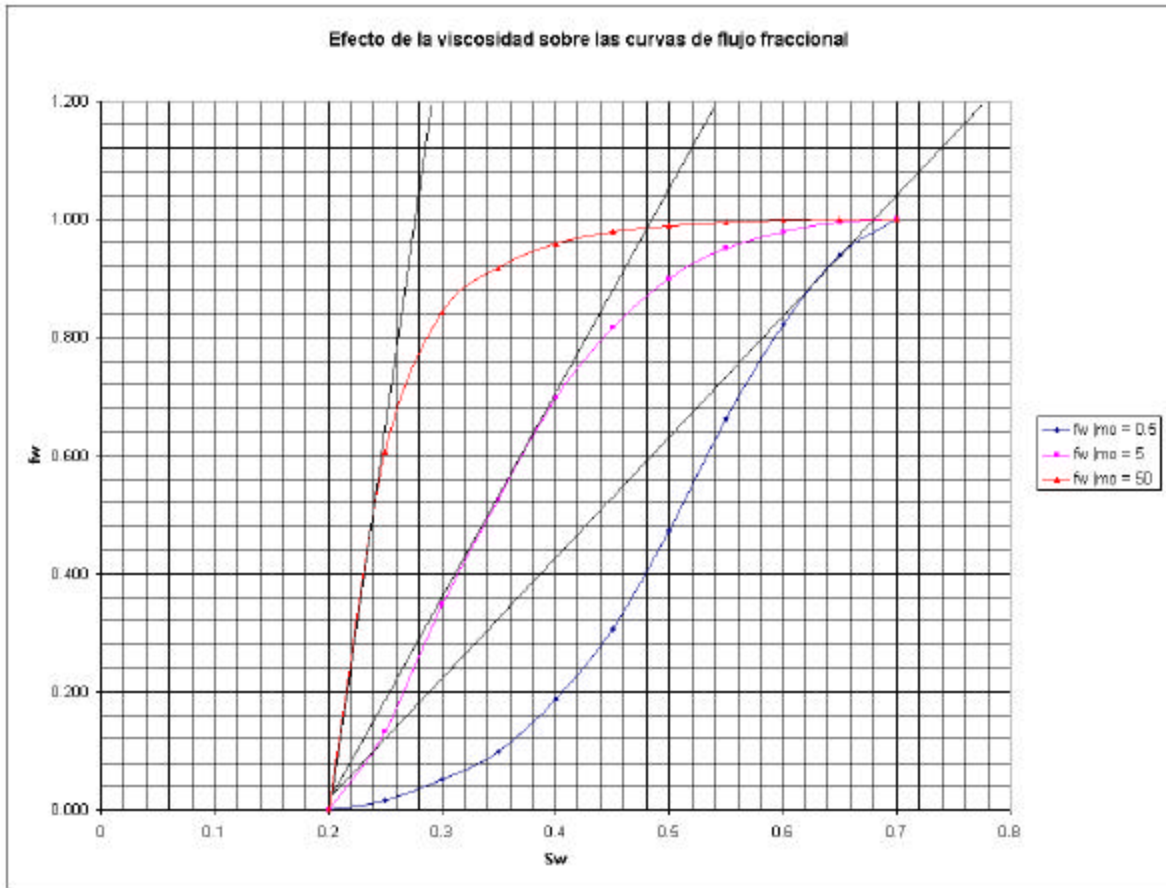


Fig.1.1: Curvas de  $f_w$  vs  $S_w$  para distintas viscosidades del petróleo

Tabla 1.1: Cálculo de  $f_w$

$S_w$	$k_{rw}$	$k_{ro}$	$f_w   \mu_o = 0.5$	$f_w   \mu_o = 5$	$f_w   \mu_o = 50$
0.2	0	1	0.000	0.000	0.000
0.25	0.008	0.65	0.015	0.133	0.606
0.3	0.02	0.47	0.051	0.347	0.842
0.35	0.031	0.35	0.100	0.525	0.917
0.4	0.046	0.25	0.187	0.697	0.958
0.45	0.062	0.175	0.307	0.816	0.978
0.5	0.082	0.114	0.473	0.900	0.989
0.55	0.11	0.07	0.663	0.952	0.995
0.6	0.138	0.037	0.823	0.979	0.998
0.65	0.17	0.014	0.938	0.993	0.999
0.7	0.2	0	1.000	1.000	1.000

Para el cálculo del petróleo recuperado se aplica la ecuación

$$N_{pD} = (S_{we} - S_{wc}) + (1 - f_{we})W_{iD} \quad (1.2)$$

Donde  $W_{id}$  se calcula con

$$W_{id} = \frac{1}{\left. \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right|_{S_{we}}} \quad (1.3)$$

Tabla 1.2: Principales valores de la curva de  $f_w$

Caso	$S_{wbt}$	$f_{wbt}$	$S_{wmed}$	$N_{pDbt}$
1	0.64	0.94	0.68	0.48
2	0.39	0.65	0.485	0.285
3	0.24	0.52	0.28	0.20

La tabla 1.3 resume los resultados finales del cálculo. Para realizar el cálculo en una planilla Excel se parte de la  $S_{wbt}$  y se le da incrementos de un 5% para obtener los correspondientes valores de  $S_{we}$ , de la curva se lee  $f_{we}$  y luego se calculan los distintos valores.  $S_w^*$  es el punto intermedio para los incrementos de  $S_w$  y en los cuales se ha calculado  $W_{id}$ . Los valores de  $f_w^*$  se obtienen del gráfico para  $S_w^*$ . El método presentado aquí es el sugerido por Dake (*Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier 1978).

Tabla 1.3a: caso 1

$S_{we}$	$f_{we}$	$D S_{we}$	$D f_{we}$	(4)/(3)	$S_{we}^*$	$W_{id}$	$S_{we}^* - S_{wc}$	$f_{we}^*$	$1 - f_{we}^*$	$N_{pD}$
0.64	0.92									
0.68	0.98	0.04	0.055	1.375	0.660	0.73	0.460	0.95	0.05	0.496

Tabla 1.3b: caso 2

$S_{we}$	$f_{we}$	$D S_{we}$	$D f_{we}$	(4)/(3)	$S_{we}^*$	$W_{id}$	$S_{we}^* - S_{wc}$	$f_{we}^*$	$1 - f_{we}^*$	$N_{pD}$
0.39	0.65									
0.45	0.82	0.06	0.166	2.7667	0.420	0.36	0.220	0.75	0.25	0.310
0.5	0.9	0.05	0.084	1.68	0.475	0.60	0.275	0.86	0.14	0.358
0.55	0.95	0.05	0.052	1.04	0.525	0.96	0.325	0.925	0.075	0.397
0.6	0.98	0.05	0.027	0.54	0.575	1.85	0.375	0.965	0.035	0.440

Tabla 1.3c: caso 3

$S_{we}$	$f_{we}$	$D S_{we}$	$D f_{we}$	(4)/(3)	$S_{we}^*$	$W_{id}$	$S_{we}^* - S_{wc}$	$f_{we}^*$	$1 - f_{we}^*$	$N_{pD}$
0.24	0.520									
0.3	0.842	0.06	0.322	5.3667	0.270	0.19	0.070	0.74	0.26	0.118
0.35	0.917	0.05	0.075	1.5	0.325	0.67	0.125	0.885	0.115	0.202
0.4	0.958	0.05	0.041	0.82	0.375	1.22	0.175	0.93	0.07	0.260
0.45	0.978	0.05	0.02	0.4	0.425	2.50	0.225	0.97	0.03	0.300
0.5	0.989	0.05	0.011	0.22	0.475	4.55	0.275	0.98	0.02	0.366

El análisis de las tablas 1.3 muestra que mientras en el primer caso prácticamente se recupera todo el petróleo móvil, en el caso 3 como consecuencia de la alta viscosidad del petróleo, la aparición del BT es rápida y por lo tanto la recuperación de petróleo es muy difícil mediante barrido con agua.



## Problema 2

### Aplicación de las ecuaciones de Welge

Se necesita hacer un estudio de factibilidad de recuperación secundaria en un yacimiento, pero se tienen dudas sobre la eficiencia de recuperación.

Inicialmente se dispone de una capacidad de inyección limitada a 53.7 m<sup>3</sup>/d, por lo que se decide hacer un piloto tomando como área de la misma un rectángulo de 91.44 m de ancho y 305 m de largo, siendo el espesor promedio 6.1 m.

Los datos que se disponen son:

$$\phi = 0.197$$

$$S_{wc} = 0.363$$

$$S_{or} = 0.205$$

Las permeabilidades relativas vienen representadas por las ecuaciones:

$$k_{ro} = (1 - S_{wD})^{2.56}$$

$$k_{rw} = 0.78S_{wD}^{3.72}$$

siendo

$$S_{wD} = \frac{(S_w - S_{wc})}{(1 - S_{or} - S_{wc})}$$

El caudal que se estima inyectar es de 53.7 m<sup>3</sup> y las viscosidades del petróleo y el agua son 5 y 0.5 cp respectivamente.

Estimar:

1. Caudal de petróleo
2. La acumulada de petróleo a recuperar
3. La RAP

Adjuntar un gráfico de estos valores en función del tiempo

### Solución

El primer paso es construir la curva de flujo fraccional, cuyos resultados se muestran en la tabla 2.1, los cuales se muestran graficados en la fig.2.1

TABLA 2.1: Curva del flujo fraccional

Sw	Swd	kro	Krw	fw
0.360	0.000	1.000	0.000	0.000
0.387	0.063	0.848	0.000	0.000
0.414	0.125	0.710	0.000	0.005
0.441	0.188	0.588	0.001	0.025
0.468	0.250	0.479	0.004	0.083
0.494	0.313	0.383	0.010	0.205
0.521	0.375	0.300	0.020	0.394
0.548	0.438	0.229	0.035	0.602
0.575	0.500	0.170	0.057	0.770
0.602	0.563	0.120	0.088	0.880
0.629	0.625	0.081	0.131	0.941
0.656	0.687	0.051	0.186	0.973
0.683	0.750	0.029	0.257	0.989
0.709	0.812	0.014	0.346	0.996
0.736	0.875	0.005	0.456	0.999
0.763	0.937	0.001	0.590	1.000
0.790	1.000	0.000	0.750	1.000

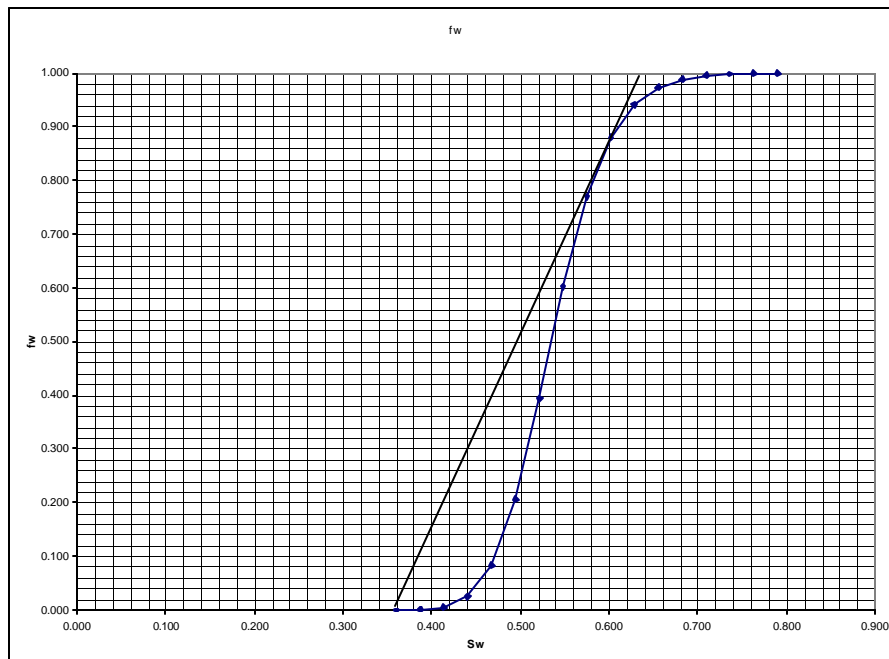


Fig.2.1: Curva de fw vs Sw

De la fig.2.1 se obtienen los siguientes valores:

fwbt	0.88
------	------

<b>Swbt</b>	0.602
<b>Swm</b>	0.635

**Cálculos previos**

$$V_{res} = V_{roca} f \quad (2.1)$$

$$V_{res} = 33514 \quad m^3$$

La acumulada adimensional de agua inyectada al BT se calcula con

$$W_{iBT} = S_{wem} - S_{wc} \quad (2.2)$$

$$W_{iBT} = \frac{S_{wem} - S_{wBT}}{1 - f_{wBT}} \quad (2.3)$$

$$W_{iBT} = 0.275$$

Y el tiempo para alcanzarlo es

$$t_{BT} = \frac{W_{iBT} V_{res}}{q_{iny}} = \frac{33514 * 0.275}{53.7} = 171 \quad d \quad (2.4)$$

La tabla 2.2 resume los pasos siguientes del cálculo

TABLA 2.2: Evolución de la Recuperación Secundaria

$S_{we}$	$f_{we}$	$DS_{we}$	$Df_{we}$	$Df_{we}/DS_{we}$	$S_{wem}$	$f_{wem}$	$W_{id}$	$N_{pD}$	$T$ [d]	$N_p$ [m3]	$Q_o$ [m3/d]	$WOR$
0.602	0.880							0.28	171	9203	53.70	0
0.632	0.940	0.030	0.060	1.99	0.617	0.910	0.50	0.30	313	10114	4.83	10
0.664	0.976	0.032	0.036	1.14	0.648	0.958	0.88	0.32	547	10869	2.26	23
0.697	0.991	0.033	0.015	0.45	0.680	0.984	2.21	0.36	1379	11941	0.89	60

Las ecuaciones utilizadas para el cálculo de la tabla 2.2 son

$$N_p = V_{res} (S_{wem} - S_{wc}) \quad (2.5)$$

$$q_o = (1 - f_{we}) q_t \quad (2.6)$$

$$WOR = \frac{f_{we}}{f_o} = \frac{f_{we}}{1 - f_{we}} \quad (2.7)$$

En la fig.2.2 se muestra la evolución del caudal de petróleo y el WOR en función del tiempo, y se puede apreciar la brusca caída de la producción una vez alcanzado el BT.



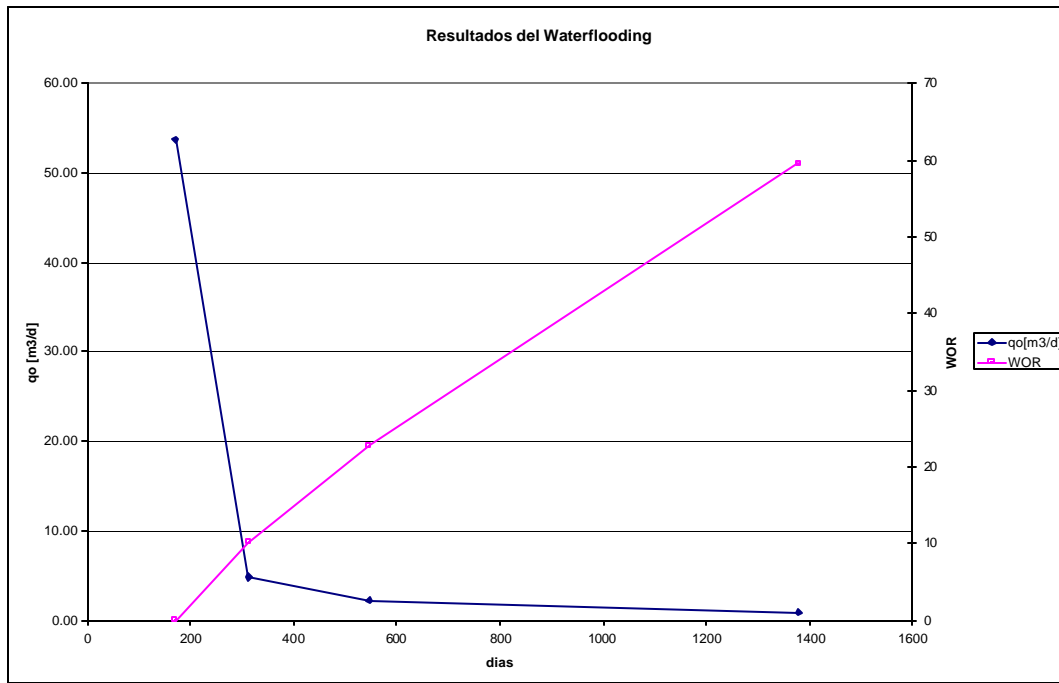


Fig.2.2: Evolución del caudal de petróleo y el WOR

### Problema 3

#### Aplicación de las ecuaciones de Welge (Continuación)

Un reservorio de petróleo que se aproxima a un sistema lineal quiere ser barrido por agua.

Las propiedades del reservorio son:

$S_w$	$k_{ro}$	$k_{rw}$
0.20		0
0.25	0.800	0.018
0.30	0.610	0.04
0.35	0.425	0.07
0.40	0.280	0.10
0.45	0.175	0.13
0.50	0.110	0.16
0.55	0.063	0.20
0.60	0.031	0.26
0.65	0.011	0.32
0.68	0.0028	0.36
0.70	0	

$k = 400$  md  
 $\mu_o = 0.853$  cp  
 $\mu_w = 0.375$  cp  
 $A = 10000$  ft<sup>2</sup>  
 $q_i = 2500$  rb(d)

$\rho_o = 47.2$  lb/ft<sup>3</sup>  
 $\rho_w = 62.15$  lb/ft<sup>3</sup>  
 $B_o = 1.32$  rb/STB  
 $B_w = 1.03$  rb/STB  
 $\phi = 0.22$

Si la distancia al pozo mas cercano es 660 ft, calcular:

1. Cuando petróleo en STB existe entre inyector y productor, y cuanto de ese petróleo se puede teóricamente recuperar
2. Cuanto petróleo queda por recuperar al momento del BT
3. Cuando  $S_w$  es 0.575 y 0.65 calcular:
  - Acumuladas de petróleo
  - Acumulada de agua inyectada en condiciones de superficie
  - RAP en condiciones de superficie
  - Caudal de petróleo
  - Caudal de agua
4. Si el límite económico se fija en un RAP=35. ¿Cuánto tiempo dura el proyecto?, ¿Cual es la acumulada de petróleo recuperado?
5. Si  $S_w$  es 0.30 en lugar de 0.20
  - Cual es  $N_p$  al BT
  - Cuanta agua se produjo al BT

## Solución

$S_w$	$k_{ro}$	$k_{rw}$	$f_w$
0.2		0	0
0.25	0.800	0.018	0.049
0.3	0.610	0.04	0.130
0.35	0.425	0.07	0.273
0.40	0.280	0.10	0.448
0.45	0.175	0.13	0.628
0.5	0.110	0.16	0.768
0.55	0.063	0.20	0.878
0.60	0.031	0.26	0.950
0.65	0.011	0.362	0.985
0.68	0.0028	0.36	0.996
0.70	0		1

a.- De los datos de la tabla se deduce:

$$S_{wc} = 0.20 \quad S_{or} = 0.30$$

por lo tanto

$$N_{pBT} = \frac{V_p (S_w - S_{wi})}{B_o} = \frac{41116 * (1 - 0.3 - 0.2)}{1.32} = 15575 m^3 \dots (3.1)$$

b.- De la curva  $f_w$  se obtiene  $S_{wBT} = 0.585$  por lo tanto la recuperación al BT

$$N_{pBT} = \frac{V_p (S_{wBT} - S_{wc})}{B_o} = \frac{41116(0.585 - 0.2)}{1.32} = 11991 m^3 \dots (3.2)$$

Teniendo en cuenta que el petróleo origina in situ en condiciones de superficie es

$$N = \frac{V_p (1 - S_{wc})}{B_o} = \frac{41116(1 - 0.2)}{1.32} = 24916 m^3 \dots (3.3)$$

por lo que el petróleo remanente es (3)-(2)

$$N_{\text{remanente}} = 12925 m^3$$

c.- A partir de la construcción de la curva de flujo fraccional se obtienen los valores para la construcción de la siguiente tabla

Swe	fwe	Swmed	dfw/dSw	Wid	Npd	Np [STB]	Wi [STB]	WOR	qo[STB/d]	qw[STB/d]
0.575	0.92	0.632	1.404	0.7125	0.432	84630	178881	14.7	151.5	2233.0
0.65	0.985	0.68	0.500	2.000	0.48	94034	502122	84.2	28.4	2390.8
0.60	0.965	0.655	0.636	1.571	0.455	89136	394525	35.3	66.3	2342.2

d.-

$$WOR = \frac{B_o}{B_w} \frac{f_{we}}{(1 - f_{we})} \dots (3.4)$$

de (4) se calcula  $f_{we} = 0.965$  y se obtiene la tercer fila del punto c

$$t = \frac{W_i}{q_{iny}} = \frac{394525 STB}{2500 rb / 1.03 rb / STB} = 162 d \dots (3.5)$$

e.- Si se traza desde la curva de flujo fraccional una tangente que parta de  $S_w = 0.30$  el valor de  $S_{wBT} = 0.562$  por lo tanto

$$N_{pBT} = \frac{41116 * (0.562 - 0.30)}{1.32} = 8161 m^3$$

Para  $S_w = 0.30$  se tiene  $f_{we} = 0.13$ ; luego aplicando (4) para este valor de  $f_{we}$  se tiene

$$WOR_{antes BT} = 0.192$$

Esta relación de WOR se mantiene constante antes de BT. Por lo tanto la producción acumulada de agua al momento del BT será igual al producto del WOR y la acumulada de petróleo producida a ese instante

$$W_p = WOR * N_{pBT} = 0.192 * 8161 = 1567 m^3 \dots (3.6)$$



## Problema 4

### Desplazamiento bajo condiciones de Flujo Segregado

Un reservorio de petróleo que se aproxima a un sistema lineal quiere ser barrido por agua.

Las propiedades del reservorio son:

$S_w$	$k_{ro}$	$k_{rw}$
0.20	0.800	0
0.25	0.610	0.002
0.30	0.470	0.009
0.35	0.370	0.020
0.40	0.285	0.033
0.45	0.220	0.051
0.50	0.163	0.075
0.55	0.120	0.100
0.60	0.081	0.132
0.65	0.050	0.170
0.70	0.027	0.208
0.75	0.010	0.251
0.80	0	0.300

Los otros datos necesarios son

$$\begin{array}{lll} \mu_o = & 5 \text{ cp} & B_o = 1.3 \text{ m}^3 / \text{m}^3 & \phi = 0.18 \\ \mu_w = & 0.5 \text{ cp} & B_w = 1.0 \text{ m}^3 / \text{m}^3 & \end{array}$$

La distancia entre inyectores es de 190 m, la distancia desde el inyector al productor 610 m y el espesor de la formación es 12.2 m.

El caudal de inyección es de  $160 \text{ m}^3 / \text{d}$

El buzamiento es  $0^\circ$

Calcular:

#### Parte 1

- El tiempo en que se produce el BT
- La acumulada de petróleo tanto en función del tiempo como de la acumulada de agua inyectada

Efectuar el cálculo tanto para condiciones de flujo difusa como segregada y comparar los resultados.

#### Parte 2

Analizar el efecto de un ángulo de buzamiento de  $25^\circ$  para el caso segregado calculando

- Caudal de inyección crítico del agua
- Cálculo del tiempo de BT y de  $N_{pBT}$  al caudal original de  $160 \text{ m}^3 / \text{d}$  y al 90% del  $q_{inycrit}$  .cuando

$$\gamma_o = 1.04 \quad \gamma_w = 0.81$$

**Solución****Primera Parte**

De la curva de flujo fraccional se encuentra:

$$S_{wBT} = 0.45 \quad f_{wBT} = 0.70 \quad W_{idBT} = 0.35$$

- **Cálculo del tiempo**

$$t[d] = \frac{W_{id} V_p}{q_{iny}} = \frac{610 * 190 * 12.2 * 0.18 * W_{id}}{160} = 1590.73 W_{id} \dots (4.1)$$

por lo tanto

$$t_{BT} = 557 \text{ d}$$

- **Cálculo de recuperación**

$S_{we}$	$f_{we}$	$\Delta S_{we}$	$\Delta f_{we}$	(4)/(3)	$W_{id}$	$S'_{we}$	$f'_{we}$	$S'_{we} - S_{wc}$	$1 - f'_{we}$	$N_{pd}(VP)$	$t [d]$
0.45	0.70										
0.50	0.821	0.5	0.121	2.44	0.41	0.475	0.765	0.275	0.235	0.371	652
0.55	0.893	0.5	0.072	1.44	0.69	0.525	0.87	0.325	0.13	0.415	1097
0.60	0.942	0.5	0.049	0.98	1.02	0.575	0.925	0.375	0.075	0.452	1623
0.65	0.971	0.5	0.029	0.58	1.72	0.625	0.962	0.425	0.038	0.491	2736
0.70	0.987	0.5	0.016	0.32	3.13	0.675	0.982	0.475	0.018	0.531	4979
0.75	0.996	0.5	0.009	0.18	5.56	0.725	0.993	0.525	0.007	0.564	8844
0.80	1.000	0.5	0.004	0.08	12.5	0.775					

- **Cálculo bajo flujo segregado**

$$M = \frac{k'_{rw}/m_w}{k'_{ro}/m_o} = \frac{0.3 * 5}{0.5 * 0.8} = 3.75 \dots (4.2)$$

Al BT y adimensionalizando respecto al volumen poral móvil ( $1 \text{ MOV} = V_p(1 - S_{wc} - S_{or})$ ) se tiene

$$W_{idBT} = N_{pD BT} = \frac{1}{M} = 0.267 \text{ MOV} = 0.16 \text{ VP}$$

siendo la recuperación máxima

$$W_{iD} = M = 3.75 \text{ MOV} = 2.25 \text{ VP}$$

Entre el BT y la recuperación máxima la recuperación de petróleo se calcula en función de  $W_{iD}$  con

$$N_{pD} = \frac{1}{M-1} \left( 2\sqrt{W_{iD}M} - W_{iD} - 1 \right) \dots (4.3)$$

Tabla 4.1

$W_{iD}$ [MOV]	$N_{pD}$ [MOV]	$W_{iD}$ [VP]	$N_{pD}$ [VP]	$t=1590.73 * W_{iD}$ [d]
0.267	0.267	0.16	0.160	255
0.300	0.2999	0.18	0.179	286
0.500	0.450	0.30	0.270	477
1.000	0.681	0.60	0.409	954
1.500	0.816	0.90	0.489	1432
2.000	0.901	1.2	0.540	1909
3.000	0.985	1.8	0.591	2863
3.750	1.000	2.25	0.60	3579

## Segunda Parte

### Cálculo del caudal crítico y la recuperación de petróleo

$$q_{crit} [rb/d] = 4.9 * 10^{-4} \frac{kk'_r A \Delta g \sin \alpha}{m_w (M-1)} \dots (4.4)$$

Reemplazando valores se obtiene

$$q_{crit} = 82.7 \text{ m}^3/\text{d} \text{ en condiciones de reservorio}$$

Para ese caudal crítico se obtiene

$$G = M - 1 = 2.75$$

Comparando las ecuaciones (6) y (4) se obtiene

$$q_{crit} (M - 1) = q_t G$$

y teniendo en cuenta que  $q_t = 160 \text{ m}^3/\text{d}$  se obtiene

$$G = \frac{82.7}{160} 2.75 = 1.43$$

Por lo tanto

$$N_{pD} = \frac{1}{M-1} \left( 2\sqrt{W_{iD}M \left( 1 - \frac{G}{M-1} \right) \left( 1 - \frac{W_{iD}G}{M-1} \right)} - W_{iD} \left( 1 - \frac{M+1}{M-1} G \right) - 1 \right) \dots (4.5)$$



$$N_{pd} = 0.976\sqrt{W_{id}(1 - 0.52W_{id})} + 0.535W_{id} - 0.364$$

En el BT

$$N_{pdBT} = \frac{1}{M - G} = \frac{1}{3.75 - 1.43} = 0.431MOV = 0.259VP$$

por lo que el tiempo al que ocurre el BT es

$$t_{BT} = 1590.73 * W_{idBT} = 1590.73 * 0.259 = 412$$

La cantidad de agua máxima acumulada a inyectar para recuperar 1 MOV es

$$W_{id_{max}} = \frac{M}{G + 1} = 3.75 / 2.43 = 1.543MOV = 0.926VP$$

Entre el BT y la cantidad total a recuperar se usa (4.5)

**Tabla 4.2**

$W_{id}$ (MOV)	$N_{pd}$ (MOV)	$W_{id}$ (VP)	$N_{pd}$ (VP)	t(d)
0.431	0.431	0.259	0.259	412
0.500	0.497	0.300	0.298	2095
0.750	0.697	0.450	0.418	3143
1.000	0.847	0.600	0.508	4190
1.250	0.950	0.750	0.570	5238
1.543	1.000	0.926	0.600	6465

La comparación de la tabla 4.1 y 4.2 muestra que el desplazamiento es inestable en ambos casos, pero G ejerce un efecto favorable cuando el buzamiento es de 25° ya que se obtiene la recuperación máxima en menos tiempo.

#### Efecto de un desplazamiento al 90% de $q_{crit}$

$$G = \frac{q_{crit}}{q}(M - 1) = \frac{1}{0.9}(3.75 - 1) = 3.056$$

El ángulo de inclinación de la interface es

$$\frac{dy}{dx} = -\tan\mathbf{b} = \left(\frac{M - 1 - G}{G}\right)\tan\mathbf{q} = \frac{3.75 - 1 - 3.056}{3.056} * 0.4663 = -0.0467$$

por lo que  $\beta=2.67^\circ$ .

Luego del BT, cuando el agua se ha elevado hasta  $y_e$  en el pozo productor (fig.1) se puede plantear que el volumen de petróleo móvil es

$$MOV = whL\phi(1 - S_{or} - S_{wc})$$

y según la fig.1, la cantidad de petróleo no contactada por el agua es

$$\frac{(h - y_e)}{2} * \frac{(h - y_e)}{\tan \beta} w f(1 - S_{or} - S_{wc}) \dots (4.6)$$

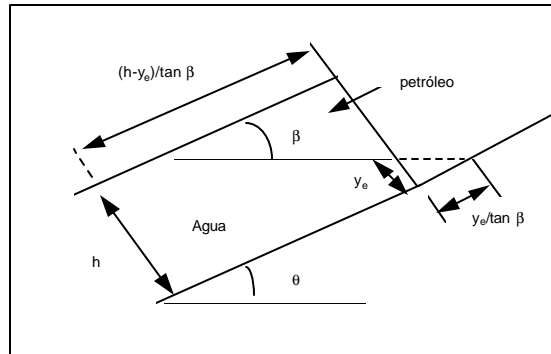


Fig.4.1: Desplazamiento segregado y estable de petróleo por agua al 90% del caudal crítico

por lo que el petróleo recuperado expresado como MOV es:

$$N_{pD} = 1 - \frac{(h - y_e)^2}{2hL \tan \beta} \dots (4.7)$$

La cantidad de agua inyectada se estima ignorando el pozo productor, mientras que el volumen de agua que by-pasea al pozo es según la fig.4.1:

$$\frac{y_e}{2} \frac{y_e}{\tan \beta} w f(1 - S_{or} - S_{wc}) \dots (4.8)$$

y por lo tanto los MOV de agua inyectada son

$$W_{iD} = N_{pD} + \frac{y_e^2}{2hL \tan \beta} \dots (4.9)$$

en particular en el BT,  $y_e = 0$

$$N_{pD_{BT}} = W_{iD_{BT}} = 1 - \frac{h}{2L \tan \beta} \dots (4.10)$$

por lo tanto reemplazando en (4.10)

$$N_{pD_{BT}} = 1 - \frac{40}{2 * 2000 * 0.467} = 0.786 \text{ MOV} = 0.472 \text{ PV}$$

y teniendo en cuenta que el caudal de inyección es de 468 rb/d, la relación entre agua inyectada y el tiempo es

$$t[\text{años}] = \frac{1000}{468} 4.39 * W_{iD} = 9.38 W_{iD}$$

$$t_{BT}[\text{años}] = 9.38 * 0.472 = 4.43$$

por lo tanto a medida que se va elevando  $y_e$  la recuperación de petróleo y la acumulada de agua inyectada son:

**tabla 4.3**

$y_e$ [ft]	$N_{pD}$ [MOV]	$W_{iD}$ [MOV]	$N_{pd}$ [PV]	$W_{id}$ [PV]	$t$ [años]
0 (BT)	0.786	0.786	0.472	0.472	4.427
10	0.880	0.893	0.528	0.536	5.028
20	0.946	1.000	0.568	0.600	5.628
30	0.987	1.107	0.592	0.664	6.228
40	1.000	1.214	0.600	0.728	6.829

Comparando los resultados en la tabla 4.2 ( $q_{inj}=1000$  rb/d), con el desplazamiento de petróleo a un caudal menor que el crítico (468 rb/d), obviamente se aumenta tanto el tiempo para alcanzar el BT como para la recuperación total de petróleo. *La gran ventaja de desplazar a un caudal menor que el crítico es la reducción en la cantidad de agua a inyectar (de 1.543 a 1.214), lo cual también está asociado a los efectos de manejo tanto de las necesidades de agua de inyección como de purga. Por lo que si existieran problemas de disponibilidad de agua o para manejo del agua de purga, la inyección a un caudal menor que el crítico es una opción interesante a tener en cuenta.*

**Problema 5:****Flujo fraccional**

Se tiene la siguiente distribución de saturaciones en un reservorio

Distancia al WOC original [ft]	$S_w$	$k_{wo}$	$K_{ro}$
0	100	1.00	0.0
10	79	0.63	0.0
12	75	0.54	0.02
18	65	0.37	0.09
26	55	0.23	0.23
35	45	0.13	0.44
50	35	0.06	0.73
90	25	0.02	0.94
350	16	0.00	0.98

Calcular la curva de flujo fraccional.

Representar la distribución inicial de saturaciones gráficamente como una serie de pasos equivalente a una distribución continua.

Determinar las posiciones de las  $S_w = 0.79$ ;  $0.75$  y  $0.70$  para  $t=0.5$ ; 1 y 2 años.

El caudal es de 9434 rb/d y los datos de reservorio necesarios son:

Espesor promedio: 100 ft      ancho promedio : 8000 ft  
 Buzamiento : 6°      Permeabilidad : 276 mD  
 $\mu_w$  : 0.83 cp       $\mu_o$  : 1.51 cp  
 $\gamma_w$  : 1.05       $\gamma_o$  : 1.01  
 Distancia del WOC a la primera línea de productores: 350 ft

Calcular la saturación en el frente luego de 6 meses de producción usando la ecuación siguiente que representa el BM

$$\sum (S_w - S_{wi}) \Delta x = \frac{5.615 q_t t}{fA}$$

**Solución**

Se utiliza la ecuación completa

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{m_w k_{ro}}{m_o k_{rw}}} \left\{ 1 + 0.001127 \frac{k k_{ro} A}{q_t m_b} [-0.1335 \Delta g \sin \alpha] \right\}$$

Por lo tanto

---

$S_w$	0.16	0.25	0.35	0.45	0.55	0.65	0.75	0.79
$F_w$	0	0.036	0.127	0.344	0.64	0.88	0.98	1.00

La figura 1 muestra la curva de flujo fraccional correspondiente

Como no existe una distribución uniforme, inicialmente se utiliza la ecuación del BM

$$\Delta X|_{S_{wf}} = \frac{5.615q_i \Delta t}{fA} \left[ \frac{\Delta f_w}{\Delta S_w} \right]_{S_{wf}} = 0.308 \Delta t \left[ \frac{\Delta f_w}{\Delta S_w} \right]_{S_{wf}}$$

donde  $\Delta t$  se expresa en días

$S_w$	$dfw/dS_w$	t [años]			
		0	0.5	1	2
		distancia			
0.79	0.36	10	30	50	91
0.75	0.56	12	43	75	138
0.7	1	15	71	127	240
0.65	1.5	18	102	187	355
0.6	2.27	22	150	277	532
0.55	3	26	195	363	700
0.45		35			
0.35		50			
0.25		90			
0.16		350			

La figura 2 muestra la distribución inicial y a los 182.5 d de la saturación respecto a la distancia

Partiendo de que antes del BT la acumulada de fluido desplazante es igual a la acumulación de dicho fluido en el reservorio, si entonces hacemos el BM correspondiente se puede decir que para cualquier  $\Delta x$  el fluido desplazado es

$$S_{di} \Delta x fA$$

y el incremento de dicho fluido en el reservorio es

$$(S_d - S_{di}) \Delta x fA$$

Para encontrar la posición del frente en cualquier momento debemos simplemente sumar todos los incrementos que deben ser igual a la cantidad de fluido inyectado por lo tanto

$$\sum_0^{xf} (S_d - S_{di}) \Delta x = \frac{5.615q_i t}{fA} \quad (5.1)$$

Donde para un tiempo  $t$  la incógnita es  $x_f$ .

La ecuación anterior se resuelve gráficamente, donde las dos curvas se aproximan con funciones escalón, buscando tener un área semejante por encima y debajo de la curva para cada escalón.

La ecuación que debemos verificar es que

$$\sum_0^{x_f} (S_d - S_{di}) \Delta x > \frac{5.615 q_t t}{fA} \quad (5.2)$$

Cuando se satisface esta inecuación se ajusta el valor de  $\Delta x$  para satisfacer la igualdad 1

$$\frac{5.615 q_t t}{fA} = \frac{5.615 * 9434 * 182.5}{0.215 * 800000} = 56.2$$

La tabla siguiente resume los cálculos necesarios

Dx	SDx	sd curva	Sdi med	sd 0.5 años.	Dx(sd-sdi)	SDx(sd-sdi)
10	10	0.790	0.790	0.79	0	0
20	30	0.500	0.620	0.79	3.4	3.4
20	50	0.360	0.430	0.76	6.6	10
20	70	0.280	0.310	0.72	8.2	18.2
20	90	0.250	0.260	0.68	8.4	26.6
20	110	0.240	0.240	0.65	8.2	34.8
20	130	0.230	0.235	0.63	7.9	42.7
20	150	0.220	0.225	0.61	7.7	50.4
20	170	0.215	0.220	0.59	7.4	57.8

Para la localización se resuelve 1

$$56.2 = 50.4 + (0.59 - 0.22)\Delta x \Rightarrow \Delta x = 16 \text{ ft}$$

Por lo tanto el frente se encuentra en

$$x_f = 150 + 16 = 166 \text{ ft}$$

y de la figura  $166 \text{ ft} \approx S_w = 0.59$







**Problema 6:****Cálculos de curvas de permeabilidad relativa promedio para reservorios multicapa**

Dados los siguientes datos

capa	espesor [m]	k[mD]	$\phi$	k'rw	k'ro
1	3.05	200	0.20	0.4	0.8
2	6.10	100	0.17	0.3	0.6
3	3.05	50	0.15	0.25	0.5

$$\gamma_o = 0.81 \quad \gamma_w = 1.04 \quad S_{or} = S_{wc} = 0.20$$

Generar las gráficas de  $k_{rmed}$

**Solución**

Para la solución del problema se utilizan las ecuaciones

$$S_{wmed} = \frac{\sum_{j=1}^n h_j f_j (1 - S_{or_j}) + \sum_{j=n+1}^N h_j f_j S_{wc_j}}{\sum_{j=1}^N h_j f_j} \dots (6.1)$$

$$k_{rwmed_n}(S_{wmed_n}) = \frac{\sum_{j=1}^n h_j k_j k'_{rw_j}}{\sum_{j=1}^N h_j k_j} \dots (6.2)$$

$$k_{romed_n}(S_{wmed_n}) = \frac{\sum_{j=n+1}^N h_j k_j k'_{ro_j}}{\sum_{j=1}^N h_j k_j} \dots (6.3)$$



**Problema 7:****Desplazamiento de petróleo bajo condiciones de equilibrio vertical en reservorios multicapas**

Se tiene un reservorio con la distribución de permeabilidades y porosidades según la tabla 7.1

capa	hi [m]	ki [mD]	$\phi$	Swc
11	4.572	350	0.21	0.25
10	3.3528	250	0.2	0.28
9	0.6096	500	0.23	0.24
8	2.7432	450	0.23	0.24
7	6.7056	150	0.18	0.27
6	0.3048	1000	0.24	0.24
5	1.524	300	0.21	0.27
4	3.048	600	0.23	0.24
3	2.7432	250	0.2	0.27
2	6.096	150	0.19	0.28
1	1.524	650	0.24	0.25

El reservorio lineal se ha caracterizado con una sola curva de permeabilidades relativas cuyos puntos extremos son  $k'_{rw}=0.3$  y  $k'_{ro}=1$  y  $S_{or} = 0.27$

Los datos adicionales que se disponen son:

**datos PVT**

$$B_o = B_{oi} = 1.475 \text{ m}^3 / \text{m}^3$$

$$B_w = 1 \text{ m}^3 / \text{m}^3$$

$$\Delta\gamma = 0.32$$

$$\mu_w = 0.5$$

**datos de reservorio**

$$\text{ancho} = 304.8 \text{ m}$$

$$\text{espesor} = 33.22 \text{ m}$$

$$\text{largo} = 1219.2 \text{ m}$$

$$\text{buzamiento } \theta = 10^\circ$$

**Inyección**

$$q_w = 953.90 \text{ m}^3 / \text{d}$$

1. Generar las pseudo permeabilidades relativas y la curva de flujo fraccional para  $\mu_o = 50$  ; 5 y 0.8 cp
2. Calcular la recuperación de petróleo en función del agua acumulada inyectada y determinar las relaciones entre el corte de agua en superficie y la recuperación de petróleo

**Solución**

Las curvas de pseudopermeabilidades se obtienen utilizando las ec. ya conocidas (ver prob.6)

La Tabla 7.2 muestra los cálculos hechos para obtener estos valores

**Tabla 7.2**

capa	hi [ft]	hi [m]	ki [mD]	f	Swc	hiki	Shikik'ro	hifi	hifiSwci	Sfih(1-Sori)	SfihSwci
11	15	4.572	350	0.21	0.25	5250	5250	3.15	0.788	16.228	0.788
10	11	3.353	250	0.2	0.28	2750	8000	2.2	0.616	13.928	1.404
9	2	0.610	500	0.23	0.24	1000	9000	0.46	0.110	12.322	1.514
8	9	2.743	450	0.23	0.24	4050	13050	2.07	0.497	11.987	2.011
7	22	6.706	150	0.18	0.27	3300	16350	3.96	1.069	10.476	3.080
6	1	0.305	1000	0.24	0.24	1000	17350	0.24	0.058	7.585	3.138
5	5	1.524	300	0.21	0.27	1500	18850	1.05	0.284	7.410	3.421
4	10	3.048	600	0.23	0.24	6000	24850	2.3	0.552	6.643	3.973
3	9	2.743	250	0.2	0.27	2250	27100	1.8	0.486	4.964	4.459
2	20	6.096	150	0.19	0.28	3000	30100	3.8	1.064	3.650	5.523
1	5	1.524	650	0.24	0.25	3250		1.2	0.300	0.876	0.300

**Tabla 7.2 (continuación)**

Swmed	Krwmed	kromed
0.730	0.300	0.000
0.662	0.253	0.157
0.617	0.228	0.240
0.607	0.219	0.270
0.562	0.183	0.391
0.480	0.153	0.490
0.474	0.144	0.520
0.453	0.130	0.565
0.402	0.076	0.745
0.365	0.056	0.813
0.288	0.029	0.903
0.262	0.000	1.000

donde los valores de

$$\Sigma h_i = 33.22 \text{ m (109 ft)}$$

$$\Sigma h_i \phi_i = 6.78 \text{ m (22.23 ft)}$$

$$\Sigma h_i k_i = 10165.08 \text{ m.mD (33350 ft.mD)}$$

$$\Sigma h_i \phi_i S_{wci} = 1.77 \text{ m (5.823 ft)}$$

$$k_{med} = \Sigma h_i k_i / \Sigma h_i = 306 \text{ mD}$$

$$\phi_{med} = \Sigma h_i \phi_i / \Sigma h_i = 0.204$$

$$S_{wmed} = \Sigma h_i \phi_i S_{wci} / \Sigma h_i \phi_i = 0.262$$

$$MOV = 1 - Sor - S_{wmed} = (1 - 0.27 - 0.262) = 0.468 \text{ PV}$$

$$\text{MOV} = 0.468 / (1 - 0.268) = 0.634 \text{ HCPV}$$

La fig.7.1 muestra el gráfico de las pseudopermeabilidades, donde se puede ver que pese a que existe una distribución aleatoria de las permeabilidades, el reservorio puede describirse como homogéneo

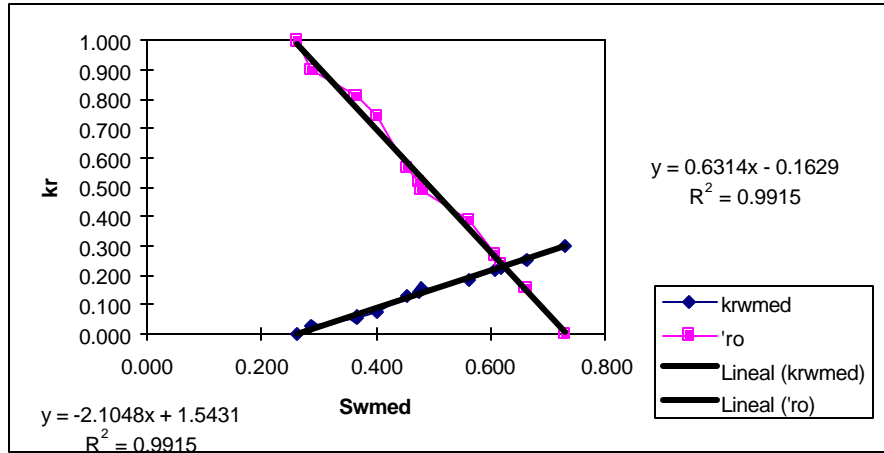


Fig.7.1: pseudopermeabilidades y las ecuaciones que las describen

Para generar las curvas de flujo fraccional se debe analizar previamente el efecto del término gravitatorio  $G$  dado por

$$G = 0.002743 \frac{k_{med} k_{ro} \Delta g \text{sen} \theta}{v m_o} \dots (7.1)$$

usando los valores de  $k_{med} = 306 \text{ mD}$ ;  $\Delta g = 0.32$  y  $\theta = 10^\circ$

$$G = \frac{0.047 * k_{ro}}{v m_o} \dots (7.2)$$

teniendo en cuenta que la velocidad de Darcy  $v$  es

$$v = q / A = \frac{953.9}{304.8 * 33.22} = 0.0942 \text{ m} / \text{d} = 0.31 \text{ ft} / \text{d}$$

de donde la velocidad media de flujo media  $v'$  es

$$v = v' f(1 - S_{or} - S_{wc}) \dots (7.3)$$

$$v' = \frac{0.0942}{0.204 * (1 - 0.27 - 0.262)} = 0.9868 \text{ m} / \text{d} = 3.23 \text{ ft} / \text{d}$$

por lo tanto, si se evalúa  $G$  para la  $k_{ro}$  máxima  $= 1$   $G = 0.19$  ( $G$  está dada en unidades de campo) el cual es una magnitud significativa y por lo tanto no se la puede despreciar en el cálculo de  $f_w$ , el en esta ecuación ingresa como  $G = 0.196 k_{ro}$ .

Cuando  $M$  es grande, el término gravitatorio puede despreciarse no solo por el efecto de las altas viscosidades, sino también como consecuencia que las altas velocidades permiten la formación de las lenguas de agua que le ganan al petróleo y que justifican despreciar a  $G$ .

$f_w$  se calcula entonces con la ecuación completa si así correspondiera. La tabla 3 muestra estos resultados donde los valores de  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  se calcularon con las ecuaciones lineales que aparecen en la fig.1 y los valores de  $G$  obtenidos son

Movilidades	30	3	0.48
G	0	0.03	0.19

**Tabla 7.3**

Swmed	krwmed	kromed	M=30	M=3	M=0.48
0.262	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000
0.300	0.027	0.912	0.744	0.225	0.037
0.350	0.058	0.806	0.878	0.419	0.088
0.400	0.090	0.701	0.927	0.561	0.147
0.450	0.121	0.596	0.953	0.670	0.218
0.500	0.153	0.491	0.969	0.757	0.302
0.550	0.184	0.385	0.980	0.827	0.402
0.600	0.216	0.280	0.987	0.885	0.523
0.650	0.248	0.175	0.993	0.934	0.671
0.700	0.279	0.070	0.998	0.976	0.854
0.730	0.298	0.007	1.000	1.000	1.000

La fig.7.2 muestra las curvas de  $f_w$  donde para  $M < 1$  no se puede por supuesto trazar la tangente tal como lo requiere el método de Welge, ya que  $S_{wmed} = S_{wc}$ , y por lo tanto  $f_{wmed} = 0$ , lo cual significa que  $S_{wBT} = S_{wc}$  y por lo tanto todas las saturaciones son móviles (es decir no se forma frente). Por otro lado, para  $M=30$ , el agua se mueve 30 veces más rápido que el petróleo, y bajo la influencia de la gravedad se mueve por la base del reservorio formando una lengua que velozmente le gana al agua irrumpiendo en el productor.

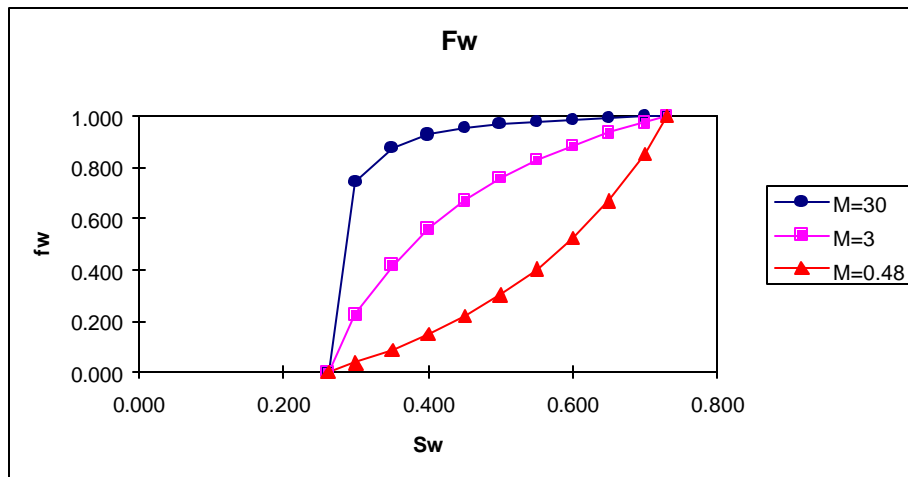


Fig.7.2:  $f_w$  para las distintas relaciones de movilidades

## Cálculos de recuperación

Se presenta el cálculo para  $M=30$ .

Partiendo de la ecuación de Welge

$$N_{pD} = \frac{(S_{w_{med}} - S_{wc_{med}}) + (1 - f_{w_{med}})W_{ID}}{(1 - S_{wc_{med}})} \dots (7.4)$$

los valores de  $S_{w_{med}}$  y  $f_{w_{med}}$  aparecen en la columnas 5 y 6 como los valores promedios a los que se calcula la acumulada de agua que ingresa

$$W_{id} = \frac{1}{\frac{\Delta f_{w_{med}}}{\Delta S_{w_{med}}}}$$

Si existiera un acuífero se calcularía el volumen equivalente de agua como

$$W_{ID} = \frac{h}{2L \tan \alpha} (1 - \bar{S}_{or} - \bar{S}_{wc}) \dots (7.5)$$

$$W_{ID} = \frac{109 * (1 - 0.27 - 0.262)}{2 * 4000 * 0.176} = 0.036 PV$$

y si se calcula como fracción del total del HCPV inicialmente barrido con agua se tiene

$$\Delta N_{pd} = \frac{h}{2L \tan \alpha} = 0.077$$

por lo tanto la corrección por la presencia de un acuífero de borde es

$$N'_{pD} = N_{pD} (1 - \Delta N_{pd}) = 0.927 N_{pD} \dots [HCPV] \dots (7.6)$$

$$W'_{id} = W_{id} - W_{ID} = W_{id} - 0.036 \dots [PV] \dots (7.7)$$

donde ambos han sido expresados como fracciones del volumen total.

Como el volumen total del sistema es

$$PV_T = \frac{LhWf}{5.615} = \frac{4000 * 109 * 1000 * 0.204}{5.615} = 15.84 MMrb$$

por lo tanto la producción de petróleo y el agua inyectada se calcula con

$$N_p = N'_{pD} * PV_T * \frac{(1 - S_{wc})}{B_o} = \frac{15.84(1 - 0.262)}{1.475} = 7.925 N'_p \dots (7.8)$$

$$W_i = W'_{iD} * \frac{PV_T}{B_w} = \frac{15.84}{1.03} W'_{iD} \dots (7.9)$$

Teniendo en cuenta que la inyección es a un caudal de 6000 stb/d(6180rb/d=2.256MMrb/d) llevaría 7.02 años inyectar un volumen poral de 15.84MMrb ( $W'_{iD}=1$ ) por lo que la escala de tiempo que se le coloca al proyecto es

$$t = 7.02 W'_{iD} \dots (7.10)$$

y el corte de agua en superficie viene dado por

$$f_{ws} = \frac{1}{1 + 0.698 \left( \frac{1}{f_{we}} - 1 \right)}$$

La tabla 7.4 resume los resultados obtenidos

**Tabla 7.4**

**M=30**

S <sub>wmed</sub>	f <sub>wmed</sub>	Δ S <sub>wmed</sub>	Δ f <sub>wmed</sub>	S <sub>wmed</sub>	f <sub>wmed</sub>	W <sub>iD</sub> [PV]	N <sub>pd</sub> [HCPV]	W' <sub>iD</sub> [PV]	N' <sub>pd</sub> [HCPV]	N <sub>p</sub> [MM stb]	W <sub>iD</sub> [MM stb]	t [años]	f <sub>ws</sub>
0.262	0												
0.300	0.723	0.038	0.723	0.281	0.362	0.053	0.072	0.017	0.0066	0.52	0.26	0.12	0.448
0.350	0.873	0.050	0.150	0.325	0.798	0.333	0.177	0.297	0.163	1.29	4.57	2.08	0.850
0.400	0.926	0.050	0.053	0.375	0.900	0.943	0.281	0.907	0.259	2.05	13.95	6.37	0.928
0.450	0.953	0.050	0.027	0.425	0.940	1.852	0.371	1.816	0.342	2.71	27.93	12.75	0.957
0.500	0.969	0.050	0.016	0.475	0.961	3.125	0.454	3.0089	0.419	3.32	47.51	21.68	0.972
0.550	0.98	0.050	0.011	0.525	0.975	4.545	0.510	4.509	0.471	3.73	69.35	31.65	0.982
0.600	0.9874	0.050	0.0074	0.575	0.984	6.757	0.571	6.721	0.527	4.18	103.37	47.18	0.989
0.650	0.9932	0.050	0.0058	0.625	0.990	8.621	0.605	8.585	0.558	4.42	132.04	60.27	0.993
0.700	0.9977	0.050	0.0045	0.675	0.996	11.11	0.627	11.075	0.579	4.59	170.33	77.75	0.997
0.730	1	0.030	0.0023	0.715	0.999	13.043	0.634	13.007	0.585	4.64	200.05	91.31	0.999

**M=3**

S <sub>wmed</sub>	f <sub>wmed</sub>	Δ S <sub>wmed</sub>	Δ f <sub>wmed</sub>	S <sub>wmed</sub>	f <sub>wmed</sub>	W <sub>iD</sub> [PV]	N <sub>pd</sub> [HCPV]	W' <sub>iD</sub> [PV]	N' <sub>pd</sub> [HCPV]	N <sub>p</sub> [MM stb]	W <sub>iD</sub> [MM stb]	t [años]	f <sub>ws</sub>
0.262	0												
0.300	0.723	0.038	0.207	0.281	0.104	0.184	0.249	0.148	0.230	1.82	2.28	1.04	0.143
0.350	0.873	0.050	0.201	0.325	0.308	0.249	0.319	0.213	0.294	2.33	3.28	1.5	0.389
0.400	0.926	0.050	0.147	0.375	0.482	0.340	0.392	0.304	0.362	2.87	4.68	2.13	0.571
0.450	0.953	0.050	0.112	0.425	0.611	0.446	0.456	0.410	0.421	3.34	6.31	2.88	0.692
0.500	0.969	0.050	0.090	0.475	0.712	0.556	0.506	0.520	0.467	3.70	8.00	3.65	0.780
0.550	0.98	0.050	0.071	0.525	0.793	0.704	0.554	0.668	0.511	4.05	10.27	4.69	0.846
0.600	0.9874	0.050	0.058	0.575	0.857	0.862	0.591	0.826	0.545	4.32	12.70	5.80	0.896
0.650	0.9932	0.050	0.050	0.625	0.911	1.000	0.612	0.964	0.565	4.48	14.83	6.77	0.936
0.700	0.9977	0.050	0.042	0.675	0.957	1.190	0.629	1.154	0.581	4.60	17.75	8.10	0.970
0.730	1	0.030	0.022	0.715	0.989	1.364	0.634	1.328	0.585	4.64	20.42	9.32	0.992



Como se puede apreciar para  $M=30$ , el corte de agua crece rápidamente, alcanzándose un corte de agua del 90% alrededor del quinto año con una recuperación de petróleo de alrededor de 1.7 MM stb, requiriéndose posteriormente la circulación de grandes volúmenes de agua para lograr mejoras en la recuperación.

Cuando  $M=3$ , puede verse que si bien hay una irrupción del frente en forma mas o menos prematura, pero no es realmente grave ya que en general las instalaciones de superficie pueden manejar estos volúmenes de producción sin inconvenientes. Solo cuando los cortes de agua tienden hacia la unidad las limitaciones de las mismas tienen importancia (ver ejercicio siguiente).

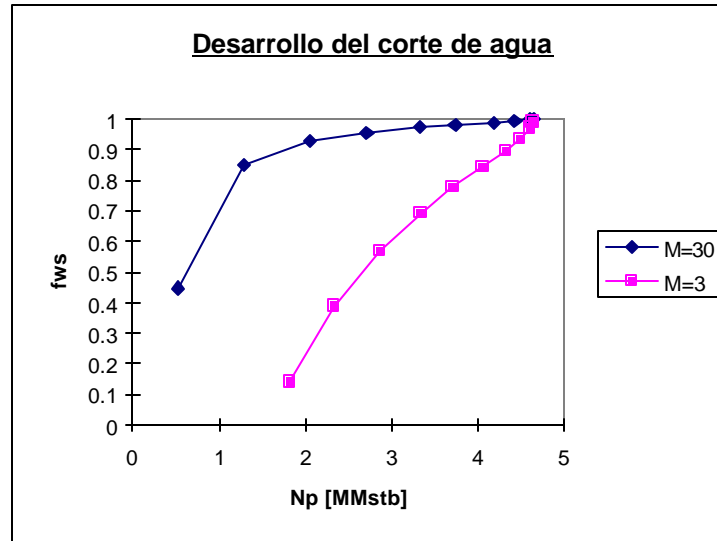


Fig.7.3:fws para distintas movilidades

La fig.7.3 resume las conclusiones anteriores donde se puede apreciar el efecto de la movilidad en la recuperación de petróleo.



**Problema 8:****Cálculos Básicos de Diseño de Waterflooding (I)**

Abajo se presentan los datos de un reservorio candidato a ser barrido con agua

$S_w$	$k_{rw}$	$k_{ro}$	$F_w$
0.28	0.000	1	0.000
0.322	0.003	0.810	0.011
0.364	0.012	0.640	0.053
0.406	0.027	0.490	0.142
0.469	0.061	0.303	0.376
0.511	0.091	0.202	0.573
0.553	0.127	0.123	0.669
0.616	0.192	0.040	0.935
0.658	0.271	0.003	0.986
0.700	0.300	0.000	1.000

$S_{wc} = 28\%$   
 $B_w = 1.0 \text{ m}^3 / \text{m}^3$   
 $B_o = 1.35 \text{ m}^3 / \text{m}^3$   
 $h = 4.57 \text{ m}$   
 Espaciamiento entre pozos: 40 acres

$\mu_o = 1.5 \text{ cp}$   
 $\mu_w = 0.5 \text{ cp}$   
 $\phi = 20\%$

Se desea:

1. Calcular la relación de movilidades antes del BT
2. Determinar la  $E_A$  que se obtendría en este reservorio cuando se alcanza el BT para un mallado 5 spot.
3. Calcular el volumen de agua acumulado al momento del BT

**Solución**

1.-  $S_{wbtmed} = 0.633$  de la curva de  $f_w$  vs  $S_w$ .

Aplicando la ecuación (8.1)

$$M = \frac{m_o (k_{rw})_{S_{wbt}}}{m_w (k_{ro})_{S_{wc}}} \dots (8.1)$$

$(k_{rw})_{S_{wbtmed}} = 0.212$  por interpolación de los datos de la tabla de permeabilidad relativa

Reemplazando en (8.1)

$$M = (1.0/0.5)(0.212/1.000) = 0.64$$

2.- De la fig. 4.8 del *Willhite: "Waterflooding", pag. 118* se obtiene

$$E_{Abt} = 75\%$$

3.- Como cada pozo está con un espaciamiento de 40 acres, el área del 5 spot es 80 acres por lo que el agua inyectada en la capa será

$$W_{ibt} = V_p E_{ABT} (S_{wBTmed} - S_{wc}) \dots (8.2)$$

de donde reemplazando

$$W_{ibt} = 7758 * 80 * 15 * 0.20 * 0.75 * (0.633 - 0.28)$$

$$W_{ibt} = 492943 \text{ bbl}$$

---

**Problema 9**
**Cálculos Básicos de Diseño de Waterflooding (II)**

Considere una capa parcialmente depletada de una malla cuya superficie es de 160 acres y los siguientes valores:

$$\begin{array}{ll}
 S_{wc} = 24\% & \mu_o = 5 \text{ cp} \\
 S_g = 15\% & \mu_w = 0.5 \text{ cp} \\
 S_{wf} = 50\% & \phi = 20\% \\
 S_{wbmed} = 58\% & MR=2 \\
 S_{orw} = 30\% & \rho_{med} = 28.13 \text{ kg/cm}^2 \\
 B_w = 1.0 \text{ m}^3 / \text{m}^3 & Z_{med} = 0.95 \\
 B_o = 1.1 \text{ m}^3 / \text{m}^3 \text{ a } 28.13 \text{ kg/cm}^2 & API = 28 \\
 h = 1.52 \text{ m} &
 \end{array}$$

1. Calcular el volumen de gas libre y el petróleo existente en la capa al comienzo del waterflooding
2. Si el gas libre se redissuelve durante el período de llenado, cual es el incremento en la relación gas petróleo en solución
3. Calcular el volumen de agua inyectada para alcanzar el fillup,  $W_{if}$
4. Calcular la eficiencia de barrido areal  $E_A$  del agua inyectada hasta el fillup
5. Calcular el agua que se necesita inyectar para alcanzar el BT  $W_{iBT}$
6. Cual es la eficiencia de barrido del agua inyectada cuando la acumulada de la misma es dos veces el volumen necesario para alcanzar el BT
7. Cual es el volumen de agua necesario inyectar para alcanzar una  $E_A = 100\%$
8. Si la producción de petróleo fuera despreciable durante el llenado, Cuánto petróleo se desplazó en ese período
9. Cuanto petróleo se desplazó y se produjo al momento del BT
10. Cual es el máximo teórico de recuperación de petróleo

**Solución**
**1.- Cálculo del gas libre**

$$G = 43560 AhfS_g B_g \dots(9.1)$$

$$B_g = 35.3 \frac{P_{med}(T + 460)}{Z_{med}} \dots(9.2)$$

$$B_g = 24.1 \text{ scf/ft}^3$$


---

por lo tanto

$$G=43560*160*5*0.18*0.15*24.1$$

**G=22275000 scf al comienzo del waterflooding**

**Cálculo del petróleo al comienzo de la secundaria**

$$OIP = 7758 Ah f S_o / B_o \dots (9.3)$$

$$OIP = 7758 * 160 * 5 * 0.18 * 0.61 / 1.1$$

**OIP=620000 STB**

2.- Si todo el gas libre se redisuelve en el petróleo, el aumento de gas en solución sería

$$\Delta GOR = \frac{22675000 scf}{620000 STB} \dots (9.4)$$

**DGOR=37 scf/STBO** el cual en la mayoría de los casos se considera despreciable

3.-

$$W_{if} = V_p S_g \dots (9.5)$$

$$W_{if} = 7758 Ah f S_g$$

$$W_{if} = 7758 * 160 * 5 * 0.18 * 0.15$$

**W<sub>if</sub>=168000 bbl agua**

4.- Hasta el BT, el balance de materiales del agua inyectada  $W_i$ , puede expresarse como

$$W_i = V_p E_A (S_{wbmed} - S_{wc}) \dots (9.6)$$

por lo tanto, cuando se produce el llenado, y despejando  $E_A$  de (6) se tiene

$$E_A = \frac{168000}{7758 * 160 * 5 * 0.18 * (0.58 - 0.24)}$$

**E<sub>A</sub>=0.44=44%**

5.- Para una relación de movilidades de 2, la  $E_A$  del agua inyectada al Bt se estima por la correlación de la fig. y es 60%

6.- El agua inyectada al BT puede calcularse con

$$W_{iBT} = V_p E_{ABT} (S_{wBTmed} - S_{wc}) \dots (9.7)$$

$$W_{iBT} = 7758 * 160 * 5 * 0.18 * 0.60 * (0.58 - 0.24)$$

$$W_{iBT} = 228000 \text{ bbl de agua}$$

7.- La eficiencia areal de barrido luego del BT se calcula con

$$E_A = 0.2479 \ln \left( \frac{W_i}{W_{iBT}} \right) + E_{ABT} \dots (9.8)$$

por lo que para  $W_i = 456000$  bbl (equivalentes a una relación  $W_i/W_{iBT} = 2$ ) será

$$E_A = 0.2749 \ln(2) + 0.60$$

$$E_A = 0.79 = 79\%$$

8.- Reemplazando en (8) para  $E_A = 1$  y  $E_{ABT} = 0.60$  se tiene

$$W_i/W_{iBT} = 4.28$$

$$W_i = 228000 * 4.28 = 976000 \text{ bbl}$$

9.- Si la producción de petróleo fuera despreciable durante el llenado, el petróleo desplazado es aquel barrido por el agua de la porción del reservorio efectivamente barrida de la malla (44%). Este petróleo desplazado está representado por una disminución en la saturación de petróleo dentro de la zona barrida

$$N_{Df} = V_p E_A [S_o - (1 - S_{wbtmedi})] / B_o \dots (9.9)$$

$$N_{Df} = 7758 * 160 * 5 * 0.18 * 0.44 * [0.61 - (1 - 0.58)] / 1.1$$

$$N_{df} = 85000 \text{ STBO}$$

10.- Cuando se alcanza el BT, el petróleo desplazado es

$$N_{DBT} = V_p E_{ABT} [S_o - (1 - S_{wBTmed})] / B_o \dots (9.10)$$

$$N_{DBT} = 7758 * 160 * 5 * 0.18 * 0.60 * [0.61 - (1 - 0.58)] / 1.1$$

$$N_{DBT} = 116000 \text{ STBO}$$

cuando se alcanza el BT, el petróleo producido es

$$N_{pBT} = \text{OIP-Pet. en la malla barrida por agua-Pet. en la malla no barrida por el agua} \dots (9.11)$$

donde

$$Pet. \text{ mallabarrida} = V_p E_{ABT} (1 - S_{wBTmed}) / B_o$$

$$Pet. \text{ malla barrida} = 7758 * 160 * 5 * 0.18 * 0.60 * (1 - 0.58) / 1.1$$

$$Pet. \text{ malla barrida} = 2560000 \text{ STBO}$$

$$Pet.mallanobarrida = V_p (1 - E_{ABT}) (1 - S_{wc}) / B_o$$

$$Pet.malla no barrida = 7758 * 160 * 5 * 0.18 * (1 - 0.60) * (1 - 0.24) / 1.1$$

$$Pet.malla no barrida = 309000 \text{ STBO}$$

por lo tanto

$$N_{pBT} = 620000 - 309000 = 311000$$

$$N_{pBT} = 55000 \text{ STBO}$$

11.- El petróleo máximo que se puede recuperar se alcanza cuando la  $E_A = 100\%$  y la saturación de petróleo es la residual,  $S_{or}$

$$N_{pmax} = V_p E_A (S_o - S_{or}) / B_o \dots (9.12)$$

$$N_{pmax} = 7758 * 160 * 5 * 0.18 * 1 * (0.61 - 0.30) / 1.1$$

$$N_{pmax} = 315000 \text{ STBO}$$

Por lo tanto, desde el punto de vista teórico, queda aún mucho petróleo para recuperar luego del BT.



---

**Problema n° 10****Estimación de la Producción: Distintos Métodos**

Se debe definir la secundaria de un yacimiento cuyo OOIP es 127.19 MM de m<sup>3</sup>.

Los datos de producción son los mostrados en la tabla donde se incluye la curva de corte de agua de los yacimientos cercanos y que se utilizará para el diseño

TABLA 1

tiempo[años]	qo [m3/d]	fws
0.5	6359.30	
1	13990.46	0.017
1.5	15898.25	0.048
2	15898.25	0.128
2.5	15898.25	0.227
3	15898.25	0.324
3.5	15898.25	0.417
4	15262.32	0.5
4.5	13354.53	0.567
5	12082.67	0.62
5.5	10810.81	0.654
6	9062.00	0.68

Ingeniería dispone de una capacidad de inyección de 23000 m<sup>3</sup>/d, trenes de separación de 19100 m<sup>3</sup>/d y puede inyectar en sumideros un máximo de 9500 m<sup>3</sup>/d.

$$B_o = 1.4 \text{ m}^3 / \text{m}^3$$

$$B_w = 1 \text{ m}^3 / \text{m}^3$$

- Calcular el perfil de producción si se usan las instalaciones existentes utilizando:
  1. El método de Ershaghi
  2. El método del log (WOR) vs Np

---

## Solución

### 1.- Wor vs Np

#### Suposiciones

1. El caudal total de fluido que se produce se conoce correctamente
2. La curva de WOR puede extrapolarse. Para que se verifique lo anterior, la historia del WOR debe ser confiable y haberse desarrollado una tendencia recta mas o menos certera

#### Procedimiento

1. Graficar el WOR vs Np en gráfico semilog y realizar la extrapolación
2. Dividir la recta extrapolada en incrementos iguales de  $\Delta Np$  (cuanto menores sean estos incrementos las predicciones serán mas detalladas)
3. Multiplicar  $\Delta Np$  por le WOR promedio del intervalo para obtener el volumen de agua. Sumar el  $\Delta Np$  al volumen de agua para obtener la producción bruta para el incremento considerado (alternativamente se puede multiplicar el  $\Delta Np$  por  $WOR+1$ )
4. Dividir la producción bruta obtenida en el paso anterior por la producción bruta con el fin de obtener el tiempo en que se produce el incremento
5. Dividir el  $\Delta Np$  por el tiempo para obtener el  $q_o$  promedio en el intervalo
6. Graficar  $q_o$  en el punto medio del del incremento

El procedimiento mostrado representa la extrapolación de las tendencias actuales del yacimiento y será válido mientras no se produzcan cambios tanto en las condiciones de explotación o inyección del mismo.

La tabla siguiente muestra los procedimientos de cálculo

<b>DNp</b>	<b>WOR promedio</b>	<b>Wp (1)*(2)</b>	<b>Acumulada (1)+(3)</b>	<b>Tiempo (4)/<math>q_t</math></b>	<b><math>q_o=(1)/(5)</math></b>

**Problema n° 11****Análisis de instalaciones**

Se debe definir la secundaria de un yacimiento cuyo OOIP es 127.19 MM de m<sup>3</sup>.

Los datos de producción son los mostrados en la tabla 11.1 donde se incluye la curva de corte de agua de los yacimientos cercanos y que se utilizará para el diseño

TABLA 11.1

tiempo[años]	qo [m3/d]	fws
0.5	6359.30	
1	13990.46	0.017
1.5	15898.25	0.048
2	15898.25	0.128
2.5	15898.25	0.227
3	15898.25	0.324
3.5	15898.25	0.417
4	15262.32	0.5
4.5	13354.53	0.567
5	12082.67	0.62
5.5	10810.81	0.654
6	9062.00	0.68

Ingeniería dispone de una capacidad de inyección de 23000 m<sup>3</sup>/d, trenes de separación de 19100 m<sup>3</sup>/d y puede inyectar en sumideros un máximo de 9500 m<sup>3</sup>/d.

$$B_o = 1.4 \text{ m}^3 / \text{m}^3$$

$$B_w = 1 \text{ m}^3 / \text{m}^3$$

- Calcular las instalaciones de superficie necesarias para el perfil de producción y el corte de agua dado.
- Calcular el perfil de producción si se usan las instalaciones existentes.

**Solución**

Teniendo en cuenta que el fws, el corte de agua en superficie es

$$f_{ws} = \frac{q_{wp}}{q_o + q_{wp}} \dots (11.1)$$

Por otro lado se tiene la interdependencia entre la inyección y las instalaciones de superficie cuando se produce el BT, por lo tanto si se hiciera un balance de materiales global en condiciones de reservorio se puede escribir

$$q_{wi} = q_o B_o + q_{wp} B_w \dots (11.2)$$

donde se considera que  $B_w = 1$  en condiciones de la inyección

Esta ecuación pese a su simplicidad es fundamental para el diseño de instalaciones donde se aprecia:

- La ecuación es dominada por el lado izquierdo, ya que es lo que se inyecta y por lo tanto está bajo el control del ingeniero, en cambio el lado derecho lo dicta el reservorio.
- La ecuación (2) no es un balance de materiales de reservorio propiamente dicho sino de las instalaciones de superficie ya que contiene

$q_{wi}$  = caudal de inyección  
 $q_o + q_{wp}$  = producción en los separadores  
 $q_{wp}$  = caudal de agua separada

por lo tanto (2) "casa" al reservorio con las instalaciones de superficie.

Por (11.1) se tiene

$$q_{wp} = q_o \frac{f_{ws}}{1 - f_{ws}} \dots (11.3)$$

y reemplazando en (11.2) se tiene

$$q_{wi} = q_o \left( B_o + \frac{B_w f_{ws}}{1 - f_{ws}} \right) \dots (11.4)$$

TABLA 11.2

tiempo	qo [m3/d]	Np	Np/N	fws	Qwi [m3/d]	qwp [m3/d]	qsep [m3/d]
0.5	6359	1160572	0.009				
1	13990	3713831	0.029	0.017	19587	242	14232
1.5	15898	6615262	0.052	0.048	22532	802	16700
2	15898	9516693	0.075	0.128	23059	2334	18232
2.5	15898	12418124	0.098	0.227	24591	4669	20567
3	15898	15319555	0.120	0.324	26926	7620	23518
3.5	15898	18220986	0.143	0.417	29877	11371	27270
4	15262	21006359	0.165	0.5	32284	15262	30525
4.5	13355	23443561	0.184	0.567	32051	17487	30842
5	12083	25648649	0.202	0.62	32738	19714	31797
5.5	10811	27621622	0.217	0.654	32774	20434	31245
6	9062	29275437	0.230	0.68	29816	19257	28319

Con los datos de producción de la tabla 1 y el corte de agua dado se construye la tabla 11.2, donde  $q_{wi}$  se calculó con (11.4)

Como puede verse, el plan de producción excede las capacidades de las instalaciones de superficie.

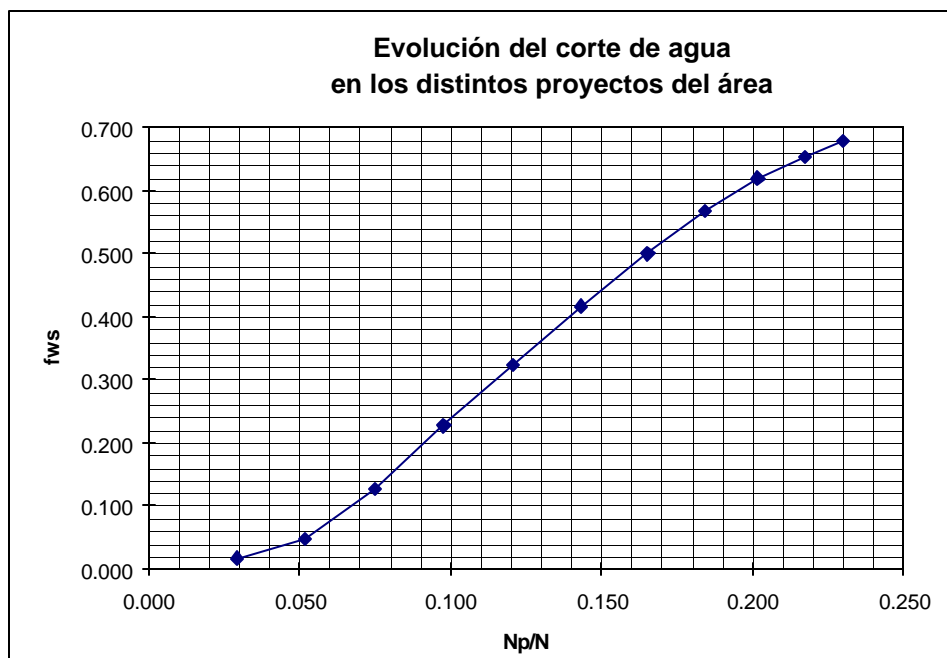
## Segunda parte

Para su solución se sigue utilizando (11.4), pero se ajusta el caudal de petróleo iterativamente de forma tal que no se excedan las capacidades de la planta de separación o de inyección del agua separada.

El corte de agua se ajusta utilizando el gráfico fws vs Np/N (fig.11.1). La tabla 11.3 resume los resultados obtenidos.

Tabla 11.3

tiempo	qo [m3/d]	Np	Np/N	fws	qwi [m3/d]	qwp [m3/d]	Qsep [m3/d]
0.5	6359	1160572	0.009				
1	13990	3713831	0.029	0.017	19587	242	14232
1.5	15898	6615262	0.052	0.048	22532	802	16700
2	15898	9516693	0.075	0.128	23059	2334	18232
2.5	14500	12162943	0.096	0.22	22428	4090	18590
3	13500	14626693	0.115	0.3	22708	5786	19286
3.5	12500	16907943	0.133	0.33	22857	6157	18657
4	10500	18824193	0.148	0.425	19872	7761	18261
4.5	9500	20557943	0.162	0.49	20322	9127	18627
5	8250	22063568	0.173	0.53	19476	9303	17553
5.5	7250	23386693	0.184	0.565	18326	9417	16667
6	6500	24572943	0.193	0.59	17543	9354	15854
6.5	5750	25622318	0.201	0.62	16324	9382	15132
7	5400	26607818	0.209	0.635	16371	9395	14795
7.5	5000	27520318	0.216	0.65	15699	9286	14286
8	4750	28387193	0.223	0.662	15471	9303	14053
8.5	4500	29208443	0.230	0.68	15114	9563	14063







**Problema 12:****Análisis de Yacimientos**

Se tiene un reservorio depositado en un ambiente de tipo deltaico donde las diferentes arenas que componen las distintas unidades de producción se han ido depletando en forma diferencial.

Se intentó realizar una simulación numérica con el objetivo de disponer de una herramienta de predicción de la producción pero los resultados obtenidos no fueron satisfactorios, presumiblemente debido a lo dificultoso de modelar estas arenas.

Con el fin de lograr entender el comportamiento del reservorio se examinará la curva de corte de agua.

Esta técnica se aplicará sobre un sector del yacimiento que contiene un inyector con una capacidad de inyección de 20000 stb/d y que alimenta a dos productores. El BT se produce casi al mismo tiempo en estos pozos y la producción e inyección se encuentran listados en la tabla 1.

La relación de movilidades es ampliamente favorable ( $M < 1$ ) pero la velocidad con que sube  $f_{ws}$  es extremadamente vertical siendo atribuida esto a la gran heterogeneidad del yacimiento.

La inyección durante el período que se examina no fue constante y uno de los pozos fue cerrado por problemas a los 31 meses de vida del proyecto manteniéndose cerrado al final del período que se estudia (44 meses).

Los datos adicionales que se disponen son:

$N = 65$  MMstb(STOIIP)

$S_{wc} = 0.19$

$S_{or} = 0.28$

$B_{oi} = 1.284$  rb/stb

$B_o = 1.319$ /stb (a la presión actual)

$B_w = 1$ . rb/stb

Mes	Datos de campo		
	$N_p$ [MMstb]	$W'_i$ [MMstb]	$f_{ws}$
1	9.091	5.928	0.002
2	9.555	6.559	0.027
3	9.970	7.127	0.050
4	10.367	7.700	0.091
5	10.764	8.259	0.111
6	10.921	8.492	0.092
7	11.225	9.066	0.279
8	11.532	9.621	0.417
9	11.833	10.111	0.416
10	12.088	10.691	0.464
11	12.330	11.725	0.494
12	12.578	11.859	0.529
13	12.800	12.419	0.565
14	13.020	12.964	0.606
15	13.189	13.484	0.647



16	13.341	14.011	0.668
17	13.480	14.518	0.691
<b>Mes</b>	<b>Datos de campo</b>		
	<b>N<sub>p</sub></b> <b>[MMstb]</b>	<b>W'<sub>i</sub></b> <b>[MMstb]</b>	<b>f<sub>vs</sub></b>
18	13.584	14.934	0.717
19	13.693	15.346	0.756
20	13.793	15.784	0.777
21	13.896	16.260	0.771
22	13.972	16.695	0.808
23	14.051	17.130	0.807
24	14.172	17.130	0.721
25	14.306	17.130	0.639
26	14.409	17.130	0.642
27	14.475	17.130	0.677
28	14.557	17.249	0.720
29	14.610	17.561	0.783
30	14.640	17.811	0.815
31	14.661	18.011	0.841
32	14.667	18.011	0.814
33	14.707	18.131	0.802
34	14.755	18.466	0.796
35	14.801	18.850	0.808
36	14.819	18.985	0.822
37	14.864	19.208	0.825
38	14.900	19.430	0.813
39	14.946	19.954	0.835
40	14.992	20.321	0.838
41	15.034	20.656	0.839
42	15.077	20.971	0.849
43	15.108	21.213	0.852
44	15.135	21.325	0.849

1. Obtener la curva de flujo fraccional en condiciones de reservorio
2. Realizar estimaciones de producción con los métodos de Ersaghi y log (WOR) vs N<sub>p</sub>

**Solución**

Mes	Datos de Campo			Flujo fraccional en el reservorio			
	$N_p$ [MMstb]	$W'_i$ [MMstb]	$f_{ws}$	$N'_p$ [PV]	$W_{id}$ [PV]	$f_{we}$	$S_{we}$
1	9.091	5.928	0.002	0.058	0.058	0.002	0.190
2	9.555	6.559	0.027	0.064	0.064	0.021	0.191
3	9.970	7.127	0.050	0.070	0.069	0.038	0.194
4	10.367	7.700	0.091	0.075	0.075	0.071	0.195
5	10.764	8.259	0.111	0.080	0.080	0.086	0.197
6	10.921	8.492	0.092	0.082	0.082	0.071	0.196
7	11.225	9.066	0.279	0.086	0.088	0.227	0.208
8	11.532	9.621	0.417	0.090	0.093	0.352	0.220
9	11.833	10.111	0.416	0.093	0.098	0.351	0.219
10	12.088	10.691	0.464	0.097	0.104	0.396	0.224
11	12.330	11.725	0.494	0.100	0.109	0.425	0.227
12	12.578	11.859	0.529	0.103	0.115	0.460	0.231
13	12.800	12.419	0.565	0.106	0.120	0.496	0.236
14	13.020	12.964	0.606	0.109	0.126	0.538	0.241
15	13.189	13.484	0.647	0.111	0.131	0.582	0.246
16	13.341	14.011	0.668	0.113	0.136	0.604	0.249
17	13.480	14.518	0.691	0.115	0.141	0.629	0.253
18	13.584	14.934	0.717	0.116	0.145	0.658	0.256
19	13.693	15.346	0.756	0.117	0.149	0.701	0.262
20	13.793	15.784	0.777	0.119	0.153	0.725	0.267
21	13.896	16.260	0.771	0.120	0.158	0.719	0.266
22	13.972	16.695	0.808	0.121	0.162	0.761	0.272
23	14.051	17.130	0.807	0.122	0.166	0.760	0.272
24	14.172	17.130	0.721	0.123	0.166	0.662	0.257
25	14.306	17.130	0.639	0.125	0.166	0.573	0.244
26	14.409	17.130	0.642	0.126	0.166	0.576	0.246
27	14.475	17.130	0.677	0.127	0.166	0.614	0.253
28	14.557	17.249	0.720	0.128	0.167	0.661	0.261
29	14.610	17.561	0.783	0.129	0.170	0.732	0.273
30	14.640	17.811	0.815	0.129	0.173	0.770	0.279
31	14.661	18.011	0.841	0.130	0.175	0.800	0.285
32	14.667	18.011	0.814	0.130	0.175	0.768	0.279
33	14.707	18.131	0.802	0.130	0.176	0.754	0.277
34	14.755	18.466	0.796	0.131	0.179	0.747	0.276
35	14.801	18.850	0.808	0.131	0.183	0.761	0.277
36	14.819	18.985	0.822	0.132	0.184	0.778	0.281
37	14.864	19.208	0.825	0.132	0.186	0.781	0.281
38	14.900	19.430	0.813	0.133	0.188	0.767	0.279
39	14.946	19.954	0.835	0.133	0.193	0.793	0.283
40	14.992	20.321	0.838	0.134	0.197	0.797	0.284
41	15.034	20.656	0.839	0.134	0.200	0.798	0.284
42	15.077	20.971	0.849	0.135	0.203	0.810	0.286
43	15.108	21.213	0.852	0.135	0.206	0.814	0.287
44	15.135	21.325	0.849	0.136	0.207	0.810	0.287

Recordando que  $1 \text{ PV} = N_{pD} B_{oi} / (1 - S_{wc})$  se puede escribir entonces

$$N_{pD} = \frac{N_p B_o}{N B_{oi}} (1 - S_{wc}) \dots (12.1)$$

esta ecuación representa la recuperación de petróleo como consecuencia de la secundaria. A este valor hay que agregarle la recuperación proveniente de la depletación del reservorio desde la presión inicial a la presión de barrido durante el waterflooding.

El volumen de agua inyectado en PV viene dado por

$$W_{id} = \frac{W_i}{N B_{oi}} (1 - S_{wc}) \dots (12.2)$$

y la curva de flujo fraccional es

$$f_{we} = \frac{1}{1 + \frac{B_o}{B_w} \left( \frac{1}{f_{ws}} - 1 \right)} \dots (12.3)$$

Para resolver este problema, las ecuaciones (11.1) a (11.3) se calculan con

$$N'_{pD} = 0.0128 N_p - 0.058 \dots [PV] \dots (12.4)$$

$$W_{id} = 0.0097 W_i \dots (12.5)$$

$$f_{we} = \frac{1}{1 + 1.319 \left( \frac{1}{f_{ws}} - 1 \right)} \dots (12.6)$$

Analizamos la tabla 1. Inicialmente y hasta el BT la cantidad de agua inyectada es igual al petróleo recuperado, por lo tanto la primer entrada de  $N'_{pD} = W_{id} = 0.058 \text{ PV}$ . Los siguientes valores de  $N'_{pD}$  se calculan con (12.4).

Por otro lado como  $0.058 \text{ PV} = 4.531 \text{ MMstb}$ , el petróleo recuperado como consecuencia de la depletación del reservorio es  $9.091 - 4.531 = 4.560 \text{ mmstb}$

La curva de flujo fraccional calculada corresponde a las columnas 7 y 8 de la tabla 1, y lo que resulta sorprendente es que pese a la complejidad del reservorio y los inconvenientes de operación la curva sigue lo predicho por la teoría.

La extrapolación de esta curva para  $f_{we} = 1$  da una  $S_{wmed} = 0.326 \text{ PV}$  por lo que

$$N'_{pD} = 0.326 - 0.19 = 0.136 \text{ PV}$$

resta por recuperar.

La cantidad de agua a inyectar es la inversa de esta tangente, es decir

$$W_{id} = 0.207 \text{ PV}$$

valores que están de acuerdo con los presentes en la tabla 1.

Para este caso el laboratorio indicó que  $S_{or} = 0.28$ , lo que implica que si se barrierá hasta este valor se alcanzaría  $1 - S_{or} = 0.72 \text{ PV}$  lo cual aparece como prácticamente imposible.

Una extrapolación mas realista sería una extrapolación no lineal a una saturación  $1 - S_{or} = 0.40 \text{ PV}$ .

Las consecuencias de este análisis es poner al operador del yacimiento en la perspectiva de realizar una inversión capaz moverse hacia la derecha en la curva de flujo fraccional, lo cual lo obliga a producir con cortes de agua mayores. Esta situación exige desde el punto de vista operativo trabajar con los mayores caudales de inyección compatibles con la formación con el fin de mover el petróleo.



---

**Problema 13:****Análisis de Producción (I)**

El yacimiento cuyos datos aparecen en la tabla 1, se encuentra bajo secundaria desde hace 20 años.

El caudal actual es de 350 m<sup>3</sup>/d siendo el WOR igual a 22. Se estima que el límite económico del yacimiento es con un WOR=50

Cuando se habían recuperado aproximadamente 400000 m<sup>3</sup>, se realizó un programa de perforación infill para reducir el espaciamiento entre pozos de 570m a 400 m en arreglos Five-spot

Calcular:

1. La recuperación al límite económico previo a la perforación infill
2. La recuperación al límite económico con el actual espaciamiento
3. Si se perforaron 25 pozos nuevos , cual será el promedio de incremento en la recuperación por pozo
4. Mencione algunos factores que pueden contribuir en la recuperación adicional de petróleo.
5. Si el espaciamiento entre pozos fuera de 285 m ¿Cuántos pozos se deben perforar? ¿Cuántos pozos se deben convertir a inyectores? ¿Cuanto se incrementaría la recuperación de petróleo?

Tabla 1

WOR	Producción Acumulada [M m <sup>3</sup> ]
1.5	95.4
2.1	127.2
3.0	159
4.4	190.8
5.	222.6
7.4	270.3
12	333.9
15	365.7
11	413.4
9	429.3
9	508.7
13	556.4
15	604.1
20	620.0
21	683.6

## Solución

- 1.- De la figura 1 se obtiene un  $N_p = 610.000 \text{ m}^3$  para el espaciamiento original
- 2.- La recuperación con el nuevo espaciamiento es de aproximadamente  $950.000 \text{ m}^3$ .

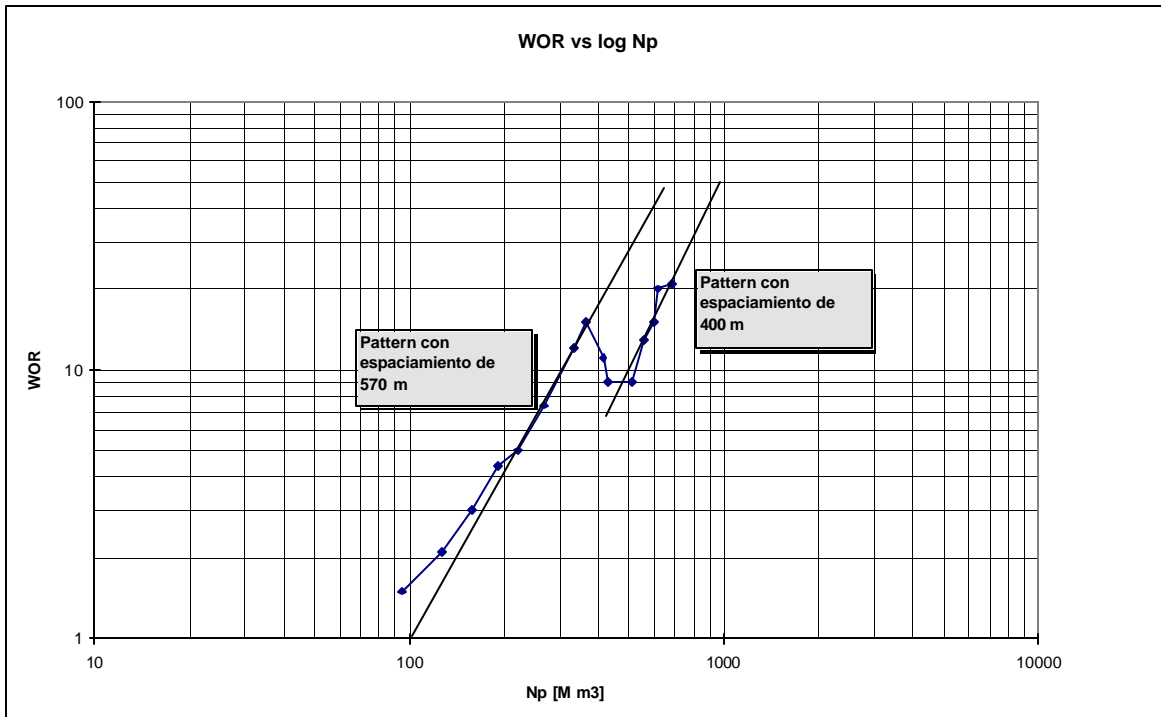


Fig.1: Estimación de la recuperación de petróleo

- 3.- El incremento de producción obtenido es de

$$\Delta N_p = (950.000 - 610.000) \text{ m}^3 = 340.000 \text{ m}^3$$

Como se perforaron 25 pozos y se debieron convertir 25 pozos, se genera un incremento de  $13600 \text{ m}^3$  para cada par de inyector-productor.

- 4.- La recuperación adicional se deba probablemente a Una mejora en las eficiencias de barrido areal, vertical.

5.- Como el pattern es five spot, esto señala la existencia de una relación productor/inyector=1, como para pasar de un pattern con un distanciamiento de 570 m ( área= 32.49 ha) a 400 m ( área = 16 ha), se perforaron 25 pozos, deben existir 50 productores y 50 inyectores. El nuevo pattern con un distanciamiento de 285 m (área=8.1 ha) , los 50 productores se deben convertir a inyectores y se deben perforar 100 productores, lo que hace que el campo tenga 200 pozos.

Con este gráfico no se puede obtener una estimación de la nueva producción, pero se puede hacer una predicción basada en el hecho que la reducción del área de drenaje a la mitad se obtuvo un incremento de  $340.000 \text{ m}^3$  , lo que una nueva reducción del área a la mitad podría generar en forma optimista  $170.000 \text{ m}^3$  , es decir  $1700 \text{ m}^3$  por pattern.

**Problema 14:**

**Análisis de Producción (II)**

El yacimiento XYZ está ubicado en Nvo. México, y produce del reservorio San Andrés, con una profundidad de aproximadamente 5000 ft. Este reservorio comenzó a producir en 1944, y la secundaria se inició en 1968. Las fig. que se acompañan muestran la evolución de la producción histórica desde el comienzo de la inyección de agua. La acumulada de petróleo recuperada hasta finales de 1986 es 44 MM de stb. El límite económico está fijado para este yacimiento en 160 stb/d (equivalentes a 4 stb/d por pozo), o un corte de agua de 98%. Estimar la cantidad de petróleo remanente.





**Problema 15****Análisis de Producción (III)**

Dados los siguientes datos del reservorio

Pinicial	185	kg/cm <sup>2</sup>
Pb	38	kg/cm <sup>2</sup>
P actual	120	kg/cm <sup>2</sup>
Boi	1.1615	stb/rb
Bo	1.1682	stb/rb
Sor	0.33	
Swc	0.381	
N	110940	E3m <sup>3</sup>
VP	211.08	MM m <sup>3</sup>

y la historia de producción siguiente

	Vol de Petr. Producido	Vol. de Agua Producida	Np	Wp	Vol. de agua Inyectada	Winj
AÑO	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	E3m <sup>3</sup>	E3m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup>	E3m <sup>3</sup>
dic-00	20846	340	20.8	0.34	0	0
dic-01	60708	884	81.6	1.22	0	0
dic-02	256201	2182	337.8	3.41	0	0
dic-03	465860	2221	803.6	5.63	0	0
dic-04	512087	2559	1315.7	8.19	0	0
dic-05	501068	3514	1816.8	11.7	0	0
dic-06	536607	3331	2353.4	15.03	0	0
dic-07	449019	4454	2802.4	19.49	0	0
dic-08	387860	3661	3190.3	23.15	0	0
dic-09	331082	4944	3521.3	28.09	0	0
dic-10	226790	3820	3748.1	31.91	0	0
dic-11	328147	8256	4076.3	40.17	0	0
dic-12	413466	12711	4489.7	52.88	0	0
dic-13	527998	24589	5017.7	77.47	0	0
dic-14	456845	17944	5474.6	95.41	0	0
dic-15	414922	21734	5889.5	117.14	0	0
dic-16	402122	28123	6291.6	145.27	40362	40
dic-17	488879	32176	6780.5	177.44	163017	203
dic-18	555505	29746	7336	207.19	480733	684
dic-19	635087	41992	7971.1	249.18	548243	1232
dic-20	749487	67626	8720.6	316.81	574220	1807
dic-21	743915	118801	9464.5	435.61	642393	2449
dic-22	712697	165470	10177.2	601.08	772255	3221
dic-23	715421	319350	10892.6	920.43	1330813	4552
dic-24	704746	375872	11597.4	1296.3	1373222	5925
dic-25	688767	445812	12286.1	1742.11	1473968	7399

dic-26	999413	520392	13285.5	2262.5	1412899	8812
	Vol de Petr. Producido	Vol. de Agua Producida	Np	Wp	Vol. de agua Inyectada	Winj
AÑO	m3	m3	E3m3	E3m3	m3	E3m3
dic-27	886454	664735	14172	2927.24	1552946	10365
dic-28	914399	819664	15086.4	3746.9	2635918	13001
dic-29	890302	1025972	15976.7	4772.88	2529321	15530
dic-30	764565	1097596	16741.3	5870.47	2855948	18386
dic-31	815878	1257969	17557.1	7128.44	2726049	21112
dic-32	836101	1437128	18393.2	8565.57	2449544	23562
dic-33	741827	1548555	19135.1	10114.12	2356882	25919
dic-34	683132	1487506	19818.2	11601.63	2041797	27961
dic-35	618688	1560437	20436.9	13162.07	1828991	29790
dic-36	535876	1448307	20972.8	14610.37	1449047	31239
dic-37	496631	1297646	21469.4	15908.02	2002172	33241
dic-38	450944	1478312	21920.3	17386.33	1941878	35183
dic-39	368181	1581326	22288.5	18967.66	2096561	37279
dic-40	328368	1638279	22616.9	20605.94	2128209	39407
dic-41	340994	1752226	22957.9	22358.16	2408915	41816
dic-42	347286	1918209	23305.2	24276.37	2963696	44780
dic-43	360358	2148586	23665.5	26424.96	2941004	47721
dic-44	300538	2134297	23966.1	28559.25	2845239	50566

Realizar pronósticos de producción aplicando B-L y por métodos empíricos (log(WOR) vs Np y Ershaghi

### Solución

La solución que aquí se presenta parte de los datos de producción y la aplicación de la teoría de Buckley- Leverett, sin otra suposición adicional.

#### 1.- Cálculo de $f_{we}$ vs $S_{we}$

$$N_{pD} = \frac{N_p B_o}{N B_{oi}} (1 - S_{wc}) = (S_{we} - S_{wc}) + (1 - f_{we}) W_{iD} \quad (15.1)$$

$$W_{iD} f_{ws} = \frac{W_i (1 - S_{wc})}{q_o N B_o q_w} \quad (15.3)$$

$$f_{we} = \frac{1}{1 + \frac{B_o}{B_w} \left( \frac{1}{f_{ws}} - 1 \right)} \dots (15.4)$$

La tabla 15.1 resume los cálculos hechos con las ecuaciones (15.1) a 15.4) para obtener las curvas de flujo fraccional en condiciones de fondo

Tabla 15.1: Cálculo de  $f_w$ 

	OIL VOL PROD m <sup>3</sup>	WATER VOL PROD m <sup>3</sup>	CUM OIL PROD E3m <sup>3</sup>	$f_{ws}$	Water VOL INJ m <sup>3</sup>	CUM WATER INJ E3m <sup>3</sup>	$N_{pD}$	$W_{iD}$	$f_{we}$	$S_{we}$
Dic-23	715421	319350	10892.6	0.309	1330813	4552				
Dic-24	704746	375872	11597.4	0.348	1373222	5925				
Dic-25	688767	445812	12286.1	0.393	1473968	7399				
Dic-26	999413	520392	13285.5	0.342	1412899	8812				
Dic-27	886454	664735	14172	0.429	1552946	10365				
Dic-28	914399	819664	15086.4	0.473	2635918	13001				
Dic-29	890302	1025972	15976.7	0.535	2529321	15530	0.075	0.075	0.497	0.418
Dic-30	764565	1097596	16741.3	0.589	2855948	18386	0.094	0.088	0.551	0.435
Dic-31	815878	1257969	17557.1	0.607	2726049	21112	0.099	0.101	0.569	0.436
Dic-32	836101	1437128	18393.2	0.632	2449544	23562	0.103	0.113	0.595	0.438
Dic-33	741827	1548555	19135.1	0.676	2356882	25919	0.107	0.125	0.641	0.444
Dic-34	683132	1487506	19818.2	0.685	2041797	27961	0.111	0.134	0.651	0.445
Dic-35	618688	1560437	20436.9	0.716	1828991	29790	0.115	0.143	0.683	0.450
Dic-36	535876	1448307	20972.8	0.730	1449047	31239	0.118	0.150	0.698	0.453
Dic-37	496631	1297646	21469.4	0.723	2002172	33241	0.120	0.160	0.691	0.452
Dic-38	450944	1478312	21920.3	0.766	1941878	35183	0.123	0.169	0.737	0.460
Dic-39	368181	1581326	22288.5	0.811	2096561	37279	0.125	0.179	0.786	0.468
Dic-40	328368	1638279	22616.9	0.833	2128209	39407	0.127	0.189	0.810	0.472
Dic-41	340994	1752226	22957.9	0.837	2408915	41816	0.129	0.201	0.815	0.473
Dic-42	347286	1918209	23305.2	0.847	2963696	44780	0.131	0.215	0.825	0.474
Dic-43	360358	2148586	23665.5	0.856	2941004	47721	0.133	0.229	0.836	0.476
Dic-44	300538	2134297	23966.1	0.877	2845239	50566	0.134	0.243	0.859	0.481
Dic-45	333500	1374452	24299.6	0.885	2906000	53472	0.136	0.257	0.868	0.484
Dic-46	212400		24512	0.898	3436000	56908	0.138	0.273	0.883	0.487
Dic-47	278500		24790.5	0.897	3064000	59972	0.139	0.288	0.882	0.486

## 2.- Comparación entre $q_w$ calculada y real

El objetivo de este paso es verificar que la teoría de B-L es aplicable al problema. Para ello a partir de la curva de flujo fraccional se calcula la producción de agua y se la compara con la real.

Las ecuaciones a utilizar son

$$N_{pD} = \frac{(S_{wemed} - S_{wc}) + (1 - f_{wemed})W_{iD}}{(1 - S_{wc})} \quad (15.5)$$

$$f_{ws} = \frac{1}{1 + \frac{B_w}{B_o} \left( \frac{1}{f_{we}} - 1 \right)} \dots (15.6)$$

$$W_i = q_o \left( B_o + \frac{f_{ws}}{1 - f_{ws}} \right) \quad (15.7)$$

$$q_{wteórico} = \frac{W_i - q_o B_o}{B_w} \quad (15.8)$$

Con las ecuaciones (15.5) a (15.8) se construye la tabla 15.2

Tabla 15.2: Cálculo de  $q_{wteórico}$

$S_{we}$	$f_{we}$	$DS_{we}$	$Df_{we}$	$W_{ID}$	$S_{wemed}$	$f_{wemed}$	$N_{pD}$	$f_{ws \text{ calc.}}$	$W_i$	$q_o$	$q_{wteórico}$
0.418	0.497										
0.435	0.551	0.017	0.055	0.316	0.427	0.524				764565	
0.436	0.569	0.000	0.018	0.028	0.436	0.560	0.108	0.598	2166856	815878	1213747
0.438	0.595	0.003	0.026	0.099	0.437	0.582	0.157	0.619	2337533	836101	1360799
0.444	0.641	0.005	0.046	0.115	0.441	0.618	0.168	0.654	2270217	741827	1403614
0.445	0.651	0.002	0.010	0.167	0.445	0.646	0.198	0.681	2254384	683132	1456349
0.450	0.683	0.005	0.033	0.155	0.448	0.667	0.192	0.701	2171336	618688	1448585
0.453	0.698	0.003	0.015	0.205	0.452	0.691	0.217	0.723	2024795	535876	1398784
0.452	0.691	-0.001	-0.007	0.176	0.453	0.695	0.203	0.727	1899846	496631	1319681
0.460	0.737	0.007	0.046	0.161	0.456	0.714	0.195	0.745	1842952	450944	1316159
0.468	0.786	0.008	0.049	0.167	0.464	0.762	0.198	0.789	1805066	368181	1374957
0.472	0.810	0.004	0.024	0.175	0.470	0.798	0.201	0.822	1901096	328368	1517496
0.473	0.815	0.001	0.004	0.138	0.472	0.813	0.189	0.835	2124793	340994	1726444
0.474	0.825	0.002	0.011	0.150	0.473	0.820	0.193	0.842	2255104	347286	1849405
0.476	0.836	0.002	0.011	0.188	0.475	0.831	0.204	0.852	2487957	360358	2066987
0.481	0.859	0.005	0.023	0.218	0.479	0.847	0.212	0.866	2301532	300538	1950444
0.484	0.868	0.002	0.009	0.246	0.482	0.863	0.218	0.881	1503406	175703	1298150

La fig.15.1 compara la producción de agua del yacimiento vs la calculada teóricamente aplicando la teoría de B-L y en donde el ajuste obtenido que se muestra se lo puede considerar aceptable ya que para el cálculo es fundamental el valor de agua inyectada. Este valor en la teoría de B-L se considera que barre eficientemente el reservorio, aunque en la realidad está una parte no lo hace. En general se estima que un 10% del agua inyectada no barre el yacimiento. Un segundo problema práctica aparece cuando se realiza las mediciones de agua inyectada donde si no existen caudalímetros individuales para cada inyector los balances de agua se hacen entre la planta de secundaria y los satélites. Estos balances sufren errores como consecuencia del agua que se utiliza en los lavados de petróleo, recirculaciones y operaciones propias de la planta. Por esta razón este método puede usarse para analizar también el caudal inyectado y el que indica la planta. La fig.15.2 muestra esta comparación.

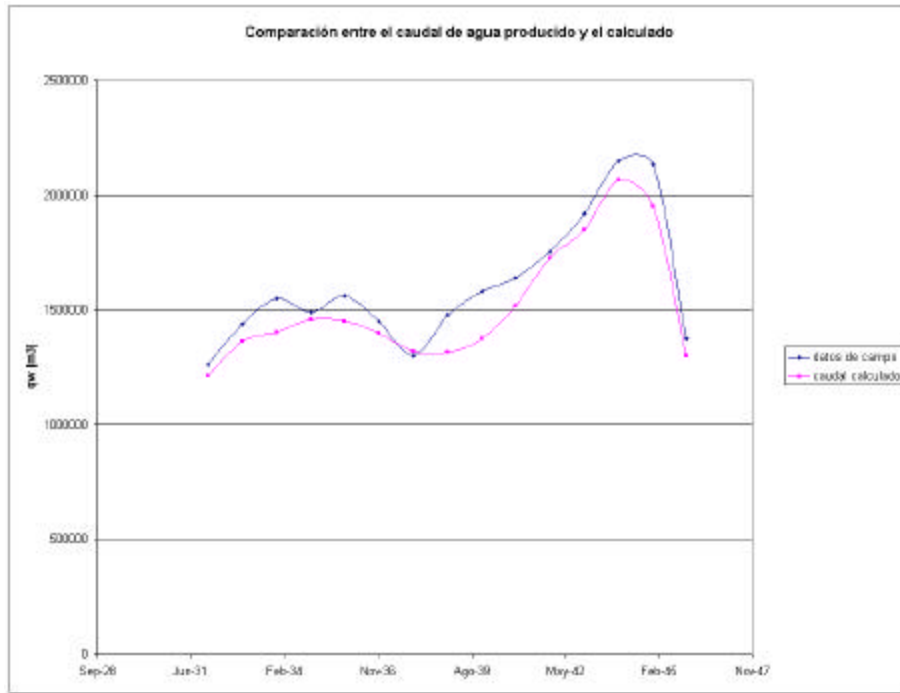


Fig.15.1: Comparación entre agua producida y calculada

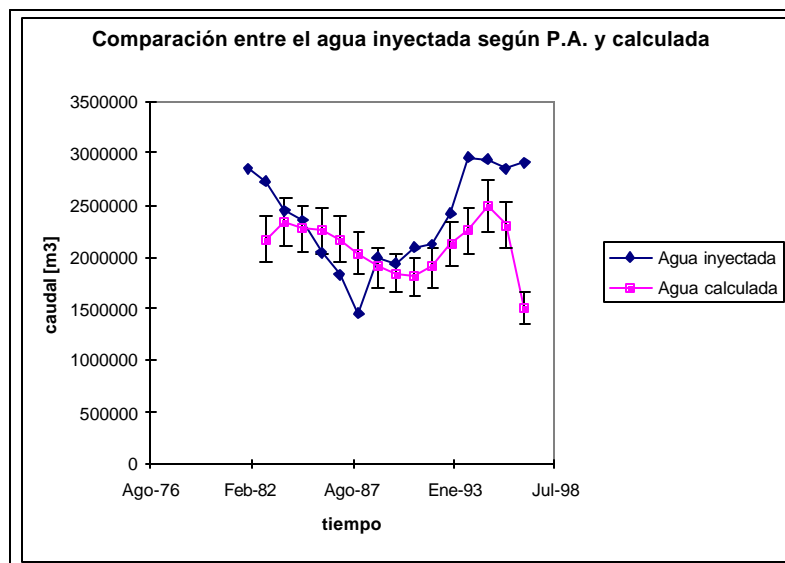


Fig.15.2: Comparación entre el agua inyectada y la calculada Considerando un 10% de error

### 3.- Construir la curva $f_{we}$ vs $S_{we}$ para hacer las predicciones

Se construye la curva  $f_{we}$  vs  $S_{we}$  y se la extrapola con distintos escenarios para hacer la estimación de la producción futura. Simultáneamente se estima la evolución de inyección

La tabla siguiente resume los resultados obtenidos

Tabla 15.3a : Estimación de Np caso 1

$S_{we}$	$f_{we}$	$S_{wmed}$	$W_{ip}$	Np Actual	Npd (VP)	Np MM m3	fws
0.481	0.859	0.516	0.246	23.966	0.135	24.067	0.8765
0.500	0.895	0.530	0.286		0.149	26.563	0.9087
0.510	0.940	0.540	0.500		0.159	28.345	0.9482
0.525	0.970	0.545	0.667		0.164	29.237	0.9742

$f_{vs}$	$W_{ip}$	delta $W_{id}$	$q_{iny}$ MM m3/año	t años	$q_o$ MM m3/año	$q_{wp}$ MM m3/año	$q_{separador}$ MM m3/año
0.877	0.246						
0.909	0.286	0.039	3	2.77	0.270	2.685	2.955
0.948	0.500	0.214	4	14.08	0.205	3.760	3.965
0.974	0.667	0.167	5	21.12	0.128	4.850	4.978

Tabla 15.3b : Estimación de Np caso 2

$S_{we}$	$f_{we}$	$S_{wmed}$	$W_{ip}$	Np Actual	Npd (VP)	Np MM m3	fws
0.481	0.859	0.516	0.246	23.966	0.135	24.067	0.8765
0.500	0.928	0.522	0.306		0.141	25.137	0.9377
0.510	0.955	0.525	0.333		0.144	25.671	0.9612
0.516	0.970	0.530	0.467		0.149	26.563	0.9742

$f_{vs}$	$W_{ip}$	delta $W_{id}$	$q_{iny}$ MM m3/año	t años	$q_o$ MM m3/año	$q_{wp}$ MM m3/año	$q_{separador}$ MM m3/año
0.877	0.246						
0.938	0.306	0.059	3	4.17	0.185	2.784	2.969
0.961	0.333	0.028	4	5.64	0.154	3.820	3.974
0.974	0.467	0.133	5	11.26	0.128	4.850	4.978

Donde el  $q_{iny}$  es dato , y t se calcula con

$$t[\text{años}] = \frac{V_p \Delta W_{id}}{q_{iny}} \quad (15.9)$$

Y  $q_{separador}$  es la suma de  $q_o$  y  $q_{wp}$

Un cálculo semejante pero puede hacerse para cualquier programa de inyección que se especifique, y tomando  $\Delta S_{we}$  mas próximos puede refinarse la predicción de la historia de producción. Un ejemplo de esto se presenta en la tabla 15.4.

Tabla 15.4: Predicción ajustada  
Caudal de inyección constante=8.000 m<sup>3</sup>/d

Npd (VP)	Np MM m3	fws	Wip	delta WiD	Winy Mm3/año	qiny MM m3/año	t años	qo MM m3/año	qwp MM m3/año	qsep MM m3/año
0.135	24.067	0.877	0.246			3				
0.135	24.120	0.887	0.252	0.005	52385.132	3	0.37	0.333847	2.610	2.944
0.136	24.201	0.895	0.258	0.006	53626.675	3	0.79	0.308166	2.640	2.948
0.137	24.441	0.904	0.269	0.011	55945.923	3	1.57	0.282486	2.670	2.952
0.140	24.940	0.913	0.296	0.027	61540.515	3	3.46	0.256805	2.700	2.957
0.143	25.502	0.931	0.336	0.040	69896.905	3	6.29	0.205444	2.760	2.965
0.145	25.903	0.948	0.363	0.028	75667.413	3	8.24	0.154083	2.820	2.974
0.147	26.144	0.957	0.400	0.037	83303.574	3	10.82	0.128403	2.850	2.978
0.148	26.304	0.966	0.419	0.019	87208.429	3	12.13	0.102722	2.880	2.983
0.149	26.563	0.974	0.467	0.048	97187.502	3	15.51	0.077042	2.910	2.987





**Problema 16:****Método CGM**

Usar el método CGM para calcular el comportamiento el arreglo 5 spot siguiente:

Area : 40 acres  
 $B_o$  : 1.056 rb/STB  
 $B_w$  : 1.0 rb/STB  
 $\mu_o$  : 0.853 cp  
 $\mu_w$  : 0.375 cp  
 Presión de inyección : 3200 psi  
 Presión media al inicio de la secundaria: 100 psi  
 Presión en el pozo productor al final de la etapa 2: 100 psi  
 $r_w$  : 0.5 ft  
 skin en el inyector: 0  
 skin en el productor: 0  
 $k_{o|Swir}$  : 20 md  
 $\phi$  : 0.16  
 Espesor: 1.5 ft  
 $S_o$  al comienzo de la secundaria: 0.70  
 $S_g$  al comienzo de la secundaria: 0.10  
 $S_w$  al comienzo de la secundaria: 0.20  
 $q_o$  al comienzo de la secundaria: 1 bbl/d

<b>Permeabilidad Relativa y Cálculo de fw</b>				
<b>Sw</b>	<b>kro</b>	<b>krw</b>	<b>M</b>	<b>fw</b>
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

**Solución**

**Método CGM**

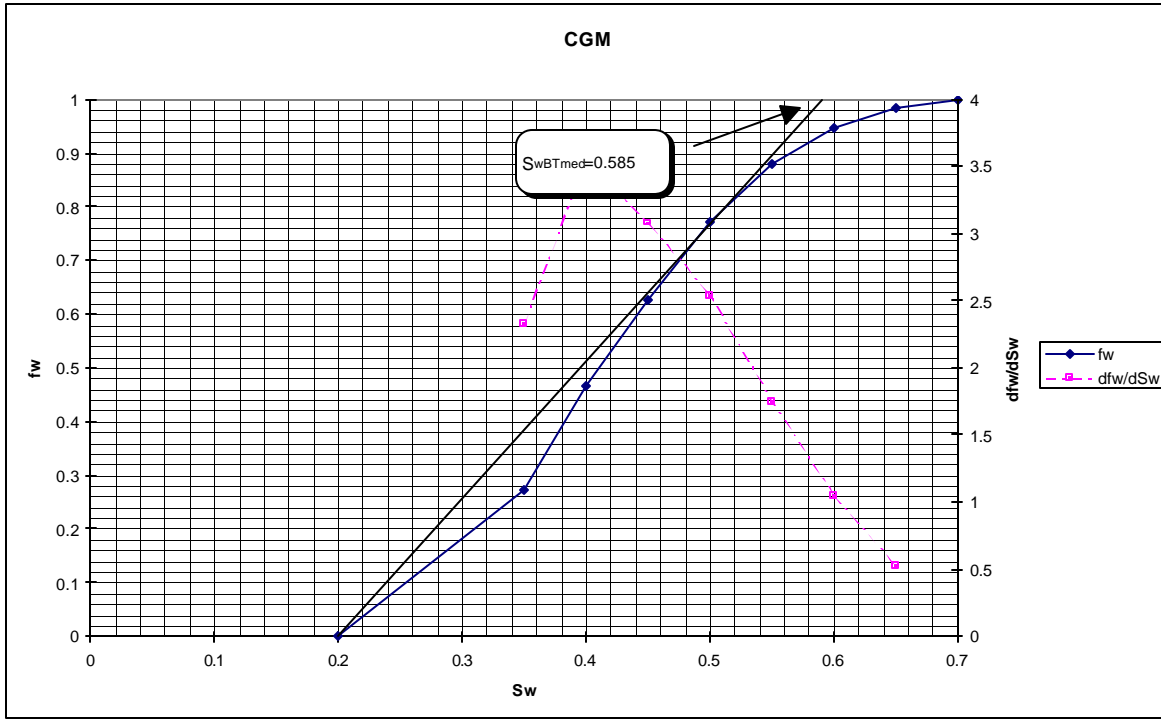


Fig.1: Curva del Flujo Fraccional y su derivada

**Planilla de Cálculo para el Método de Craig-Geffen-Morse(CGM)**

**Cálculos Iniciales**

**1.- Cálculo del Volumen Poral**

$$V_p = 7758Ahf$$

$$V_p = 7758 * ( ) * ( ) * ( )$$

$$V_p = \quad bbl$$

**2.- Petróleo inicial en condiciones de superficie**

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

$$N_o = \quad stb$$

**3.- Relación de movilidades previo al BT**

$$M = \frac{k_{rw}|_{S_{wbmed}}}{k_{ro}|_{S_{wc}}} \frac{m_o}{m_w}$$

$$S_{wbmed} =$$

$$k_{rw}|_{S_{wbmed}} =$$

$$k_{ro}|_{S_{wc}} =$$

$$M = \text{—————}$$

$$M$$

**4.- Eficiencia areal al BT**

$$E_{ABT} =$$

**5.- Agua inyectada al momento de la interferencia**

$$W_{ii} = \frac{pr_e^2 h f S_g}{5.615}$$

$$W_{ii} = \text{—————}$$

$$5.615$$

$$W_{ii} = \quad \text{bbl}$$

**6.- Agua inyectada acumulada al fillup del gas**

$$W_{if} = V_p S_g$$

$$W_{if} =$$

$$W_{if} = \quad \text{bbl}$$

**7.- Agua inyectada al BT**

---

$$W_{iBT} = V_p E_{ABT} (S_{wBTmed} - S_{wc})$$

$$W_{iBT} = \left( \quad \quad \right)$$

$$W_{iBT} = \quad bbl$$

### Etapa 1: Comportamiento previo a la interferencia

(1) W <sub>i</sub> [bbl]	(2) r <sub>e</sub> <sup>2</sup>	(3) r <sub>e</sub> [ft]	(4) r [ft]	(5) $\frac{m_o}{k_{ro}} \ln \frac{r}{r_w}$	(6) $\frac{m_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r}$
<b>W<sub>ii</sub></b>					

(7)=(5)+(6)	(8) i <sub>w</sub> [bbl/d]	(9) i <sub>w</sub>   <sub>med</sub> [bbl/d]	(10) $\Delta t = \frac{\Delta W_i}{i_w  _{med}} [d]$	(11) $t = \sum \Delta t [d]$

### Etapa 2: Comportamiento desde la interferencia hasta el fillup

1.- W<sub>ii</sub>                      bbl

2.- W<sub>if</sub>                      bbl

3.- E<sub>A</sub> al fillup

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

$$E_A = \text{—————} =$$

**4.-Relación de Movilidades**

**5.-Relación de Conductancia (de la fig.4)**

6.-

$$i_{base} = \frac{0.003541k_o|S_{wir}h\Delta p}{m_o \left( \ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5s_p + 0.5s_i \right)}$$

$$i_{base} = \frac{0.00354}{\quad}$$

$$i_{base} =$$

$$i_{wf} = g i_{base}$$

$$i_{wf} = \quad =$$

**7.-Intervalo de tiempo de la etapa 2**

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

$$\Delta t = \frac{\quad}{\quad}$$

$$\Delta t = \quad d$$

8.- Tiempo acumulado hasta el fillup =  $\quad + \quad = \quad d$

**ETAPA 3: Comportamiento desde el fillup hasta el BT**

(1)=W <sub>i</sub> [bbl]	(2) E <sub>A</sub>	(3) g	(4)i <sub>w</sub>	(5)i <sub>w</sub>   <sub>med</sub>

<b>(6)</b> $\Delta t = \frac{\Delta W_i}{i_w  _{med}} [d]$	<b>(7)</b> $t = \sum \Delta t [d]$	<b>(8)</b> $q_o$ [stb/d] $q_o = (4)/B_o$	<b>(9)</b> $(1)-W_{if}$ [bbl]	<b>(10)</b> $N_p$ [bbl]

#### ETAPA 4: Comportamiento luego del BT

<b>(1)</b> $W_i$ [bbl]	<b>(2)</b> $W_i / W_{ibt}$	<b>(3)</b> $E_A$	<b>(4)</b> $Q/Q_{ibt}$	<b>(5)</b> $Q_i = (4) * Q_{ibt}$

<b>(6)</b> $dfw/dSw = 1.0/(5)$	<b>(7)</b> $S_{w2}$	<b>(8)</b> $f_{o2}$	<b>(9)</b> $S_{wmed}$ (ec.51)	<b>(10)</b> $l$ (ec.31)	<b>(11)</b> $DN_{pu}$ (ec.28)	<b>(12)</b> $DN_{ps}$ (ec.33)

<b>(13)</b> WOR (ec.46)	<b>(14)</b> $N_p$ (ec.49)	<b>(15)</b> $M$ (ec.)	<b>(16)</b> $g$ (fig.4)	<b>(17)</b> $i_w$ (ec.18)	<b>(18)</b> $i_w  _{med} =$ $0.5 * [i_w  _{med} + i_w  _{n-1}]$

<b>(19)</b> $DW_i$ [bbl]	<b>(20)</b> $Dt = (19)/(18)$	<b>(21)</b> $t = SDt$	<b>(22)</b> $q_o$ [stb/d]	<b>(23)</b> $q_w$ [stb/d]	<b>(24)</b> $W_p$ [bbl]

**Solución****1.- Cálculo del Volumen Poral**

$$V_p = 7758Ahf$$

$$V_p = 7758 * (40) * (1.5) * (0.16)$$

$$V_p = 74500 \quad bbl$$

**2.- Petróleo inicial en condiciones de superficie**

$$N_o = \frac{V_p S_o}{B_o} = \frac{74500 * 0.70}{1.056}$$

$$N_o = 49400 \quad stb$$

**3.- Relación de movilidades previo al BT**

$$M = \frac{k_{rw}|_{S_{wbmed}} m_o}{k_{ro}|_{S_{wc}} m_w}$$

$$S_{wbmed} = 0.585$$

$$k_{rw}|_{S_{wbmed}} = 0.242$$

$$k_{ro}|_{S_{wc}} = 1.0$$

$$M = \frac{0.242 * 0.853}{0.375 * 1}$$

$$M = 0.55$$

**4.- Eficiencia areal al BT**

$$E_{ABT} = 0.77$$

**5.- Agua inyectada al momento de la interferencia**

$$W_{ii} = \frac{pr_e^2 h f S_g}{5.615}$$

$$W_{ii} = \frac{3.14 * 660^2 * 1.5 * 0.16 * 0.10}{5.615}$$

$$W_{ii} = 5846 \quad bbl$$

**6.- Agua inyectada acumulada al fillup del gas**



$$W_{if} = V_p S_g$$

$$W_{if} = 74500 * .10$$

$$W_{if} = 7450 \text{ bbl}$$

### 7.- Agua inyectada al BT

$$W_{iBT} = V_p E_{ABT} (S_{wBTmed} - S_{wc})$$

$$W_{iBT} = 74500 * 0.77(0.585 - 0.20)$$

$$W_{iBT} = 22085 \text{ bbl}$$

### Etapa 1: Comportamiento previo a la interferencia

(1) $W_i$ [bbl]	(2) $r_e^2$	(3) $r_e$ [ft]	(4) $r$ [ft]	(5) $\frac{m_o}{k_{ro}} \ln \frac{r}{r_w}$	(6) $\frac{m_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r}$
500	37255	193	98	8.18	0.58
1000	74510	273	139	8.72	0.58
2000	149020	386	197	9.26	0.58
3000	223530	473	241	9.58	0.58
4000	298040	546	278	9.80	0.58
5000	373550	610	311	9.97	0.58
5846	435585	660	337	10.10	0.58

(7)=(5)+(6)	(8) $i_w$ [bbl/d]	(9) $i_w  _{med}$ [bbl/d]	(10) $\Delta t = \frac{\Delta W_i}{i_w  _{med}}$ [d]	(11) $t = \sum \Delta t$ [d]
8.76	75	75	6.7	6.7
9.30	71	73	6.8	13.5
9.84	67	69	14.5	28.0
10.16	65	66	15.2	43.2
10.38	64	64	15.6	58.8
10.55	62	63	15.9	74.7
10.68	62	62	13.6	88.3

### Etapa 2: Comportamiento desde la interferencia hasta el fillup

---

1.-  $W_{ii} = 5846$       **bbl**

2.-  $W_{if} = 7450$       **bbl**

3.-  $E_A$  al fillup

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

$$E_A = \frac{7450}{74500 * (0.585 - 0.20)} = 0.26$$

4.-Relación de Movilidades= 0.55

5.-Relación de Conductancia (de la fig.4)= 0.82

6.-

$$i_{base} = \frac{0.003541k_{dSwir} h \Delta p}{m_o \left( \ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5s_p + 0.5s_i \right)}$$

$$i_{base} = \frac{0.00354 * 20 * 1.5 * 3100}{0.853 \left( \ln \frac{933}{0.5} - 0.619 + 5(0+0) \right)}$$

$$i_{base} = 56 \text{ bbl} / d$$

$$i_{wf} = g i_{base}$$

$$i_{wf} = 0.82 * 56 = 46 \text{ bbl} / d$$

7.-Intervalo de tiempo de la etapa 2

---

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

$$\Delta t = \frac{7450 - 5846}{0.5 * (62 + 46)}$$

$$\Delta t = 29.7 \text{ d}$$

8.- Tiempo acumulado hasta el fillup = 88.3 + 29.7 = 118 d

### ETAPA 3: Comportamiento desde el fillup hasta el BT

(1)=W <sub>i</sub> [bbl]	(2) E <sub>A</sub>	(3) g	(4)i <sub>w</sub>	(5)i <sub>w med</sub>
7450	0.26	0.82	46	
9000	0.31	0.79	44	45
12000	0.42	0.78	43	43
15000	0.52	0.76	42	42
18000	0.63	0.74	41	41
22085	0.77	0.72	40	40

(6) $\Delta t = \frac{\Delta W_i}{i_{w med}} [d]$	(7) $t = \sum \Delta t [d]$	(8)q <sub>o</sub> [stb/d] q <sub>o</sub> = (4)/B <sub>o</sub>	(9)(1)-W <sub>r</sub> [bbl]	(10) N <sub>p</sub> [bbl]
	118	43		
34	152	41	1550	1460
70	222	41	4550	4309
71	293	40	7550	7150
73	366	39	10550	9991
102	468	38	14635	13859

### ETAPA 4: Comportamiento luego del BT

(1)W <sub>i</sub> [bbl]	(2) W <sub>i</sub> / W <sub>ibt</sub>	(3) E <sub>A</sub>	(4) Q <sub>i</sub> /Q <sub>ibt</sub>	(5) Q <sub>i</sub> =(4)*Q <sub>ibt</sub>
22100	1.0	0.77	1.000	0.385
26500	1.2	0.82	1.194	0.460
30900	1.4	0.86	1.377	0.530
35400	1.6	0.90	1.551	0.597
39800	1.8	0.93	1.720	0.662
44200	2.0	0.96	1.882	0.725
48600	2.2	0.99	2.040	0.785
53000	2.4	1.00	2.195	0.845

---

61900	2.8	1.00	2.503	0.964
-------	-----	------	-------	-------

(6) dfw/dSw=1.0/(5)	(7)S <sub>v2</sub>	(8) f <sub>o2</sub>	(9)S <sub>wmed</sub> (ec.51)	(10) l (ec.31)	(11) DN <sub>pu</sub> (ec.28)	(12) DN <sub>ps</sub> (ec.33)
2.60	0.470	0.300	0.585	0.275	0.250	0.225
2.17	0.521	0.182	0.605	0.229	0.209	0.144
1.89	0.540	0.141	0.615	0.196	0.178	0.116
1.68	0.553	0.116	0.622	0.172	0.157	0.098
1.51	0.564	0.101	0.631	0.153	0.139	0.087
1.38	0.574	0.087	0.637	0.137	0.125	0.076
1.27	0.582	0.076	0.642	0.125	0.114	0.067
1.18	0.589	0.067	0.646	0.114	0.103	0.060
1.04	0.595	0.055	0.648	0.098	0.000	0.055

(13)WOR (ec.46)	(14)N <sub>p</sub> (ec.49)	(15) M (ec.)	(16) g (fig.4)	(17) i <sub>w</sub> (ec.18)	(18) i <sub>w med</sub> = 0.5*[i <sub>w med</sub> +i <sub>w n-1</sub> ]
0.95	13859	0.55		40	
1.93	16375	0.59	0.73	41	40
2.53	18124	0.62	0.74	41	41
3.08	19740	0.64	0.74	41	41
3.61	21223	0.67	0.74	41	41
4.20	22542	0.69	0.74	41	41
4.77	23816	0.70	0.72	40	41
5.42	24410	0.71	0.72	40	40
18.14	24551	0.72	0.72	40	40

(19) DW <sub>i</sub> [bbl]	(20) Dt=(19)/(18)	(21) t=SDt	(22) q <sub>o</sub> [stb/d]	(23) q <sub>w</sub> [stb/d]	(24) W <sub>p</sub> [bbl]
4400		468	18	21	0
4400	110	578	14	27	1758
4400	107	685	11	29	4311
4400	107	792	10	31	7105
4400	107	899	9	32	9938
4400	107	1006	8	33	12946
4400	107	1113	7	33	16000
4400	110	1223	6	33	19773
8900	223	1446	2	38	28524