

## Cap.5: El método de Craig-Geffen-Morse (CGM)

### 1.- Introducción<sup>1</sup>

El método CGM<sup>1</sup> para predicción de waterflooding es un 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.

Una de las ventajas de este método es que 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.

El método de cálculo 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 cálculo de eficiencia al breakthrough y posterior al mismo de correlaciones obtenidas experimentalmente.

El método de cálculo se hace en cuatro etapas:

1. Esta etapa comienza con el inicio del proyecto y termina cuando el banco de petróleo alrededor de inyectores adyacentes se encuentran. Esta etapa sólo existe si hay gas libre presente cuando comienza el proyecto. La producción de petróleo en este tiempo es una continuación de la producción primaria, no existiendo *recuperación de petróleo por secundaria*.
2. Este período se extiende desde el momento de la interferencia hasta que el espacio de gas preexistente se llena con agua. Sólo existe *producción primaria*.
3. A partir del llenado (gas fillup) hasta la irrupción del frente en los productores constituyen la tercera etapa. 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.
4. La etapa final se extiende desde la irrupción del frente hasta el límite económico.

### Método de cálculo<sup>2</sup>

#### Cálculos iniciales

##### 1.- Cálculo del volumen del pattern

$$V_p = 7758 Ahf \dots (1)$$

donde

$V_p$  = volumen poral, bbls

---

<sup>1</sup> Este capítulo está tomado principalmente del curso “Waterflooding” dictado por William M.Cobb en la Argentina en 1996

<sup>2</sup> El sistema de unidades que se sigue es el “de campo (oilfield units)” tal como aparece tanto en el libro de Craig, como el Willhite, para que el lector pueda recurrir a la bibliografía y comparar las ecuaciones que aquí se presentan

A= área del reservorio, acres  
 h= espesor promedio, ft  
 $\phi$ = porosidad

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

$$N_o = \frac{V_p S_o}{B_o} \dots (2)$$

donde

$N_o$ = 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.

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

$$M = \frac{(k_{rw})_{S_{wbt}} m_o}{(k_{rw})_{S_{wc}} m_w} \dots (3)$$

donde

$k_{rw}$ = permeabilidad relativa al agua calculada con la saturación promedio de agua en la región barrida,  $S_{wbt \text{ prom}}$   
 $k_{ro}$ = permeabilidad relativa al petróleo calculada en  $S_{wc}$  al comienzo del barrido.

Si no se disponen de datos para el valor de la viscosidad del agua,  $\mu_w$ , se lo puede estimar de tablas en función de la salinidad.

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

Craig *et al.*<sup>1</sup> obtuvieron datos experimentales a partir de modelos de laboratorio que representan un cuadrante de un pattern tipo five spot, usándose fluidos inmiscibles donde las fuerzas gravitatorias y capilares fueron escaladas.

La correlación entre la eficiencia de barrido areal posterior al breakthrough vs la relación de volumen inyectado al volumen inyectado cuando se produjo el breakthrough. se mostró en la fig.9 cap.6 pag 90. Los datos de esta figura son representados por las ecuaciones

$$E_A = E_{Abt} + 0.633 * \log \frac{W_i}{W_{ibt}} \dots (cgm1)$$

o

$$E_A = E_{Abt} + 0.274 * \ln \frac{W_i}{W_{ibt}} \dots (cgm2)$$

donde  $E_{Abt}$  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  $S_{wfméd}$ .

En la fig.10 pag.91 se mostraron las eficiencias de barrido areal al breakthrough que se correlacionan con la relación de movilidades  $M_s$ . Esta relación de movilidad se elige arbitrariamente tal que las eficiencias de barrido areal de ensayos de desplazamiento inmisible

estén de acuerdo con la correlación para desplazamiento miscible desarrollado por Dyes *et al.*<sup>2</sup> en el momento del breakthrough.

Se ha encontrado que la relación de movilidades podría calcularse a partir de los valores de permeabilidad relativa cuando esta se evalúa a la saturación de agua promedio por detrás del frente como la que se obtiene aplicando la ecuación de avance frontal. Esto es, cuando la relación de movilidades para el waterflood es  $M_S$ .

La correlación entre  $E_{Abt}$  con  $M_S$  puede representarse con

$$E_{Abt} = 0.54602036 + \frac{0.03170817}{M_S} + \frac{0.3022997}{e^{M_S}} - 0.00509693 M_S \dots (cgm3)$$

siendo esta ecuación válida para  $0.16 < M_S < 10$ .

### 5.- Calcular el máximo valor de la saturación de gas, $S_g^*$ , para el cual el método es válido

$$S_g^* = C(S_o - \bar{S}_{obt}) \dots (4)$$

donde

C = coeficiente que se obtiene de la fig.E7 de la monografía SPE III<sup>2</sup>

$S_{obt\ prom}$  = saturación promedio de petróleo en la región barrida del reservorio cuando se produce la irrupción del frente de agua.

Si  $S_g > S_g^*$ , Craig indica, sin justificación, que el método sobreestima RGP y los valores de recuperación de petróleo para cualquier inyección. No hay bases para este cálculo, y particularmente Willhite<sup>3</sup> suprimió esta etapa en su libro de texto.

### 6.- Cálculo del agua inyectada al momento de la interferencia

$$W_{ii} = \frac{pr_{ei}^2 h f S_g}{5.615} \dots (5)$$

donde

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

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

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

$$W_{if} = V_p S_g \dots (6)$$

siendo

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

$S_g$  = Saturación de gas al comenzar la secundaria, fracción

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

La eficiencia de barrido areal y la eficiencia de recuperación de petróleo en el breakthrough se determina usando la ecuación (2) y la fig 9 del cap.6. En el breakthrough la recuperación de petróleo para  $Bo=1$  coincide por supuesto con la cantidad de agua inyectada y viene dada por la ecuación

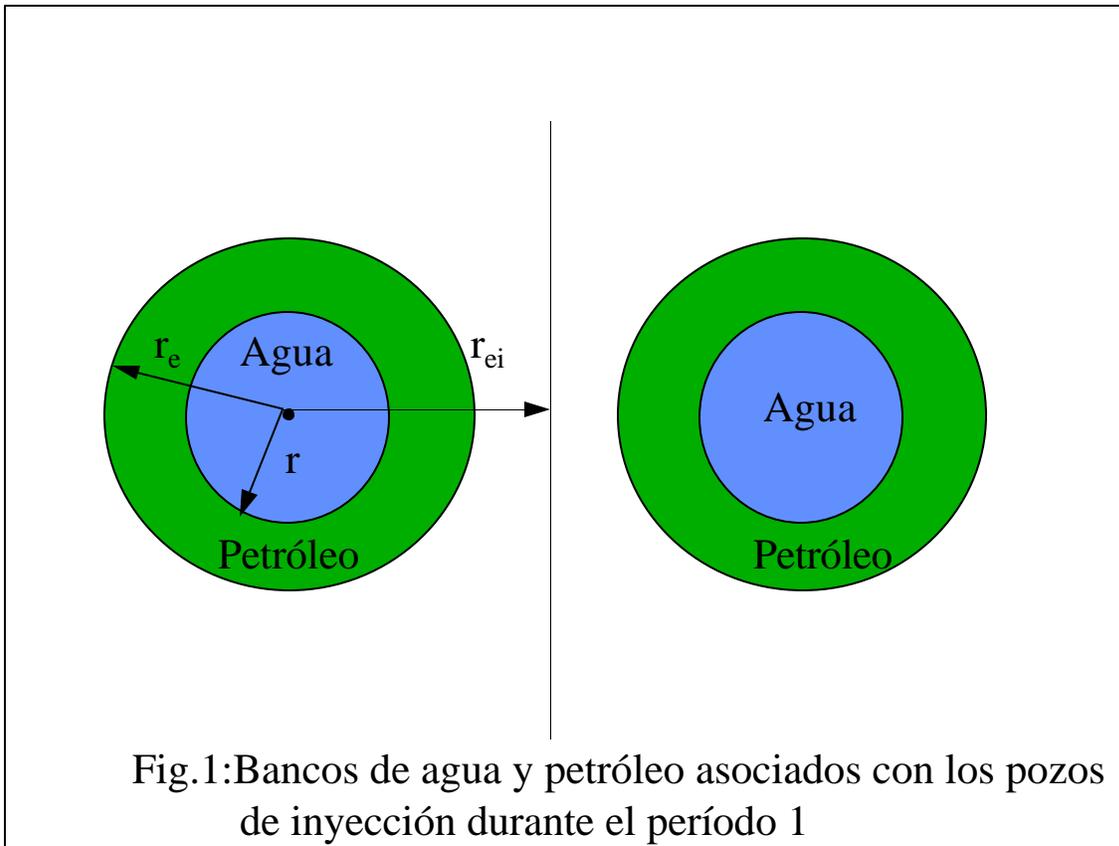
$$N_{pbt} = W_{ibt} = V_p E_{Abt} (S_{wbmed} - S_{wc}) \dots (7)$$

donde

- $W_{ibt}$  = Agua inyectada acumulada al momento del breakthrough, bbl
- $S_{wbmed}$  = Saturación media de agua por detrás del frente, fracción
- $S_{wc}$  = Saturación de agua connata, fracción

### Primera Parte: 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 ( $\Delta p$ ) se mantiene constante, el caudal de inyección antes de la interferencia se calcula con

$$i_w = \frac{0.00708kh\Delta p}{\frac{m_w}{k_{rw}} \ln \frac{r}{r_w} + \frac{m_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r}} \dots (8)$$

donde

- $i_w$  = 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  $S_{wbmed}$ .  
 $r$  = 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  
 $\Delta p$ = 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.  
 $\mu_o$ = viscosidad del petróleo, cp  
 $\mu_w$ = viscosidad del agua, cp

Los radios de los bancos de agua y petróleo que se ingresan en la ecuación 8 dependen del agua acumulada durante la inyección,  $W_i$ . como agua inyectada durante este período llena efectivamente el espacio de gas en la región que va de  $r_w$  y  $r_e$  se puede escribir

$$pr_e^2 h f S_g = 5.615 W_i \dots (9)$$

$$r_e = \left[ \frac{5.615 W_i}{p h f S_g} \right]^{0.5} \dots (10)$$

siendo

$W_i$ = 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  $S_{wbmed}$ , y por lo tanto

$$pr^2 h f (S_{wbmed} - S_{wc}) = pr_e^2 h f S_g \dots (11)$$

$$r = r_e \left[ \frac{S_g}{S_{wbmed} - S_{wc}} \right]^{0.5} \dots (12)$$

Por lo tanto los cálculos de esta etapa son

1. Seleccionar los valores de  $W_i$  desde 0 hasta  $W_i$  tomándose en general 10 intervalos  $\Delta w_i$  iguales.
2. Calcular  $r_e$  para cada valor de  $W_i$  usando (10)
3. Calcular  $r$  para cada valor de  $W_i$  usando (12)
4. Calcular  $i_w$  para cada valor de  $W_i$  usando (8)
5. Calcular la inyección promedio de agua para cada incremento de la inyección con

$$[(i_w)_{med}]_n = \frac{(i_w)_n + (i_w)_{n-1}}{2} \dots (13)$$

6. Calcular el tiempo para cada incremento de la inyección

$$(\Delta t)_n = \frac{(W_i)_n - (W_i)_{n-1}}{[(i_w)_{med}]_n} \dots (14)$$

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

$$t_n = \sum (\Delta t)_n \dots (15)$$

## Segunda Parte: Comportamiento desde la interferencia hasta el fillup

En el momento de la interferencia, la forma del banco de petróleo y de agua es radial, sin embargo, desde la interferencia hasta el llenado, la forma del banco de petróleo puede variar continuamente a medida que el espacio remanente ocupado por el gas va desapareciendo.

Como consecuencia del cambio en la geometría del banco no es posible escribir ecuaciones sencillas capaces de predecir el comportamiento de la inyección de agua. Afortunadamente la duración de esta etapa es pequeña comparada con las otras etapas, por lo que se calcula los caudales de inyección al final de la etapa 1 y al comienzo de la etapa 3 asumiendo que  $i_w$  varía linealmente entre estos dos valores. Por lo tanto la diferencia de tiempo entre la interferencia y el llenado es

$$\Delta t = \frac{W_{if} - W_{ii}}{0.5(i_{wi} + i_{wif})} \dots (16)$$

donde los valores de  $W_{if}$  y  $W_{ii}$  fueron calculados previamente. El caudal de inyección de agua en el momento de la interferencia,  $i_{wi}$ , corresponde al caudal al final de la primera etapa.

El caudal de inyección al momento del llenado,  $i_{wf}$ , como los caudales desde el llenado hasta la irrupción del frente y hasta el final de la vida económica del proyecto se calcula con

$$i_w = \gamma i_{base} \dots (17)$$

donde

$\gamma$  = relación de conductancia  
 $i_{base}$  = caudal de inyección base, bbl/d

siendo  $i_{base}$  definido con

$$i_{base} = \frac{0.00354(k_o)_{s_{wi}} h \Delta p}{m_o \left( \ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5s_p + 0.5s_i \right)} \dots (18)$$

siendo

$i_{base}$  = caudal de inyección base, bbl/d (este caudal corresponde al estado estacionario un pattern five-spot con  $M=1$ )  
 $d$  = distancia diagonal entre el inyector y el productor adyacente, ft  
 $(k_o)_{s_{wi}}$  = permeabilidad efectiva al petróleo cuando la saturación de agua es inmóvil  
 $s_p$  = skin en el productor

- $s_i$  = skin en el inyector  
 $\Delta p$  = diferencia de presión entre el inyector y el productor luego del llenado, psi.

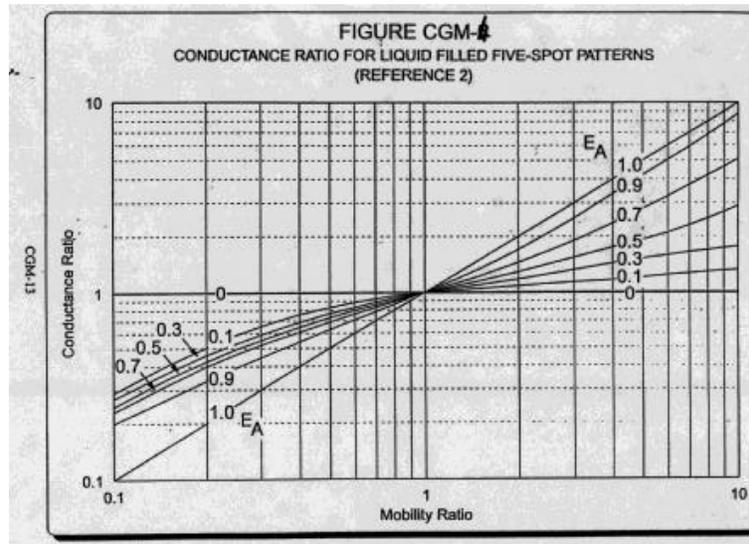


Fig.2: Conductancia vs Relación de movilidades (tomado de Craig<sup>2</sup>)

La relación de conductancia,  $\gamma$ , es un valor determinado experimentalmente por Caudle y Witte<sup>4</sup> que usada en (17) permite el cálculo correcto de los caudales de inyección. La fig.2 muestra esta relación en función de la movilidad y de la eficiencia areal. Del gráfico puede observarse que para  $M > 1$   $\gamma$  e  $i_w$  aumentan con la eficiencia de barrido. Cuando  $M < 1$ ,  $\gamma$  e  $i_w$  disminuyen con el aumento de la eficiencia de barrido.

La eficiencia de barrido areal que debe usarse en la fig.2 se calcula con

$$E_A = \frac{W_i}{V_p (S_{wbmed} - S_{wc})} \dots (19)$$

El resumen de los cálculos de la segunda etapa es:

1. Obtener los valores de  $W_{if}$  y  $W_i$  a partir de los cálculos iniciales.
2. Obtener los valores de  $i_{wi}$  proveniente de la etapa 1.
3. Calcular  $E_A$  al momento del llenado usando la ecuación (19).
4. Obtener la relación de movilidad,  $M$ , a partir de los cálculos iniciales.
5. Determinar  $\gamma$  utilizando la fig.2
6. Calcular  $i_{base}$  utilizando la ecuación (18).
7. Calcular el caudal de inyección de agua al momento del fillup,  $i_{wf}$ , usando la ecuación (18).
8. Calcular el intervalo de tiempo requerido por la etapa 2 usando la ecuación (16).

### Tercera etapa: 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.

El caudal de inyección de agua se calcula con (17), por lo que la producción de petróleo en STB/D es

$$q_o = \frac{i_w}{B_o} \dots (20)$$

por lo que la acumulada  $N_p$ , desde el comienzo de la etapa 3 puede calcularse en función de la acumulada de agua durante esta etapa como

$$N_p = \frac{W_i - W_{if}}{B_o} \dots (21)$$

Resumiendo

Seleccionar los valores desde  $W_i$  hasta  $W_{ibt}$  usando intervalos adecuados

Determinar  $E_A$  para cada valor de  $W_i$  usando la ecuación (19)

Determinar  $\gamma$  para cada valor de  $W_i$  utilizando la fig.2

Calcular  $i_w$  usando la ecuación (17)

Calcular el valor promedio de  $i_w$  para cada intervalo

Calcular el incremento y los tiempos acumulados asociados con cada intervalo de tiempo

Calcular  $q_b$  usando (20)

Calcular la recuperación de petróleo acumulado usando (23)

### **Cuarta Etapa : 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 barrido 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 mas 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 capítulos 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).

Dado un intervalo de tiempo, el aumento de petróleo producido de la porción del reservorio no barrido,  $\Delta N_{pu}$ , dependerá del aumento de la eficiencia de la zona no barrida,  $\Delta E_A$ , por lo que el cambio en la saturación de agua es

$$\Delta N_{pu} = \Delta E_A (S_{wsz} - S_{wc}) V_p \dots (22)$$

Si multiplicamos y dividimos (22) por  $(\Delta W_i / W_{ibt})$

$$\Delta N_{pu} = \frac{\Delta E_A}{\Delta W_i / \Delta W_{ibt}} (S_{wsz} - S_{wc}) V_p \frac{\Delta W_i}{\Delta W_{ibt}} \dots (23)$$

$$\Delta N_{pu} = I (S_{wsz} - S_{wc}) V_p \frac{\Delta W_i}{\Delta W_{ibt}} \dots (24)$$

donde

$$I = \frac{\Delta E_A}{(\Delta W_i / \Delta W_{ibt})} \dots (25)$$

Si estos cálculos se hacen sobre la base de un barril de inyección(o producción, dado que los caudales de inyección y producción se asumen iguales a condiciones de reservorios) colocando  $\Delta W_i = 1$ , se tiene

$$\Delta N_{pu} = \frac{I (S_{wsz} - S_{wc}) V_p}{\Delta W_{ibt}} \dots (26)$$

Recordando que el agua inyectada al momento de la irrupción es

$$W_{ibt} = V_p E_{abt} (S_{wbmed} - S_{wc}) \dots (27)$$

reemplazando (27) en (26) se tiene

$$\Delta N_{pu} = I \frac{S_{wsz} - S_{wc}}{E_{abt} (S_{wbmed} - S_{wc})} \dots (28)$$

El petróleo producido de la zona previamente no barrida,  $\Delta N_{pu}$ , cuando se han inyectado  $\Delta W_i$  barriles de agua se obtiene con la ecuación (28), siempre y cuando  $\lambda$  sea conocido. De la observación de (25),  $\lambda$  depende del incremento de la eficiencia del área de barrido,  $\Delta E_A$ , como consecuencia de la inyección de  $\Delta W_i$  bbbs de agua. CGM encontraron experimentalmente que  $E_A$  aumenta linealmente con el logaritmo de  $W_i / W_{ibt}$  y cuya gráfica puede ajustarse con la ecuación

$$E_A = 0.2749 \ln(W_i / W_{ibt}) + E_{Abt} \dots (29)$$

por lo que

$$\frac{\Delta E_A}{\Delta W_i} = \frac{dE_A}{dW_i} = \frac{0.2749}{W_i} \dots (30)$$

y

$$I = 0.2749 \left( \frac{W_i}{W_{ibt}} \right)^{-1} \dots (31)$$

por lo que

$$\Delta N_{pu} = 0.2749 \frac{S_{wsz} - S_{wc}}{E_{abt} (S_{wbmed} - S_{wc})} \cdot \left( \frac{W_i}{W_{ibt}} \right)^{-1} \dots (32)$$

El petróleo adicional que se obtiene de la zona previamente barrida,  $\Delta N_{ps}$ , basado en un bbl de producción total es

$$\Delta N_{ps} = f_{o2} (1 - \Delta N_{pu}) \dots (33)$$

donde

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

Como  $\Delta N_{pu}$  se conoce al calcularse con (32),  $\Delta N_{ps}$  puede estimarse si  $f_{o2}$  puede definirse. Por lo tanto el gran problema es como determinar  $f_{o2}$  (o  $f_{w2}$ ) para cualquier t posterior al breakthrough.

Utilizando la teoría de B-L,  $f_{w2}$  puede determinarse a partir de la curva del flujo fraccional si,  $S_{w2}$ , la saturación en el productor, se conoce. Desafortunadamente,  $S_{w2}$  se desconoce, aunque este valor puede estimarse trazando la tangente a la curva de fw utilizando la conocida relación

$$\left( \frac{df_w}{dS_w} \right)_{S_{w2}} = \frac{1}{Q_i |_{S_{w2}}} \dots (34)$$

Donde

$Q_i$  = 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 con (34) y por lo tanto obtener  $f_{w2}$  y  $S_{w2}$  a partir de la curva de flujo fraccional (fig.3).

El agua inyectada al breakthrough se calculó con (27), la cual puede expresarse en función de los volúmenes porales de agua contactados, por lo que se expresa como

$$Q_{ibt} = \frac{W_{ibt}}{E_{Abt} V_p} = S_{wbmed} - S_{wc} \dots (35)$$

Por otro lado, la acumulada de agua inyectada luego del BT para cualquier tiempo posterior al BT es igual al agua inyectada hasta el BT mas el agua adicional que se inyectó hasta el tiempo en cuestión, es decir

$$W_i = W_{ibt} + \Delta W |_{luego\ del\ BT} \dots (36)$$

O expresada como volúmenes de agua contactados

$$Q_i = Q_{ibt} + Q_{luego\ del\ BT} \dots (37)$$

La eficiencia de barrido luego del BT se incrementa con el aumento de la inyección acumulada  $W_i$ , por lo tanto los volúmenes porales contactados por el agua serán función de  $W_i$  y por lo tanto se expresan con

$$Q_{luego\ del\ BT} = \int_{W_{ibt}}^{W_i} \frac{dW_i}{V_p E_A} \dots (38)$$

Cambiando los límites de integración

$$Q_{luego\ del\ BT} = \frac{W_{ibt}}{V_p} \int_1^{W_i/W_{ibt}} \frac{d(W_i / W_{ibt})}{E_A} \dots (39)$$

y teniendo en cuenta (35)

$$\frac{W_{ibt}}{V_p} = Q_{ibt} E_{A_{bt}} \dots (40)$$

por lo tanto

$$Q_{luego\ del\ BT} = Q_{ibt} E_{A_{bt}} \int_1^{W_i/W_{ibt}} \frac{d(W_i / W_{ibt})}{E_A} \dots (41)$$

y sustituyendo (41) en (37) se tiene

$$\frac{Q_i}{Q_{ibt}} = 1 + E_{A_{bt}} \int_1^{W_i/W_{ibt}} \frac{d(W_i / W_{ibt})}{E_A} \dots (42)$$

y utilizando la definición de  $E_A$  dada por (cgm2), (42) queda

$$\frac{Q_i}{Q_{ibt}} = 1 + E_{A_{bt}} \int_1^{W_i/W_{ibt}} \frac{d(W_i / W_{ibt})}{E_{A_{bt}} + 0.2749 \ln(W_i / W_{ibt})} \dots (43)$$

La ecuación (43) se encuentra solucionada en forma tabular en la monografía de Craig<sup>2</sup> en función de  $E_{A_{bt}}$  y  $W_i/W_{ibt}$

Por lo tanto una vez determinado  $Q/Q_{ibt}$  de la tabla, se obtiene  $Q_i$  y entonces de la curva de flujo fraccional se calcula  $f_{w2}$  y así obtener  $f_{b2}$  y calcular  $\Delta N_{ps}$  con (33)

La cantidad de agua incremental producida  $\Delta W_{ps}$  es

$$\Delta W_{ps} = 1 - (\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu}) \dots (44)$$

Y el WOR será

$$WOR = \frac{1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu}}{\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu}} \frac{B_o}{B_w} \dots (46)$$

Los caudales  $q_o$  y  $q_w$  en STB/d se calculan con

$$q_o = \frac{i_w (\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu})}{B_o} \dots (47)$$

$$q_w = \frac{i_w (1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu})}{B_w} \dots (48)$$

Y la producción acumulada de petróleo y agua se calcula con

$$N_p = \frac{V_p [E_A (S_{wemed} - S_{wc})]}{B_o} \dots (49)$$

$$W_p = \frac{W_i - N_p B_o - V_p S_g}{B_w} \dots (50)$$

En (49)  $S_{wemed}$  es la saturación media de agua en el reservorio en el tiempo de cálculo y viene dado por la ecuación

$$S_{wemed} = S_{w2} + Q_i f_{o2} \dots (51)$$

El resumen de los cálculos de esta etapa es

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

Calcular  $E_A$  usando (cgm2) para los valores de  $W_i$

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

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

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

Calcular la pendiente de la curva del  $f_w$ ,  $df_w/dS_w$ , utilizando (34)

Utilizando la pendiente calculada en el paso anterior obtener  $S_{w2}$  de la curva del flujo fraccional (ver fig.3)

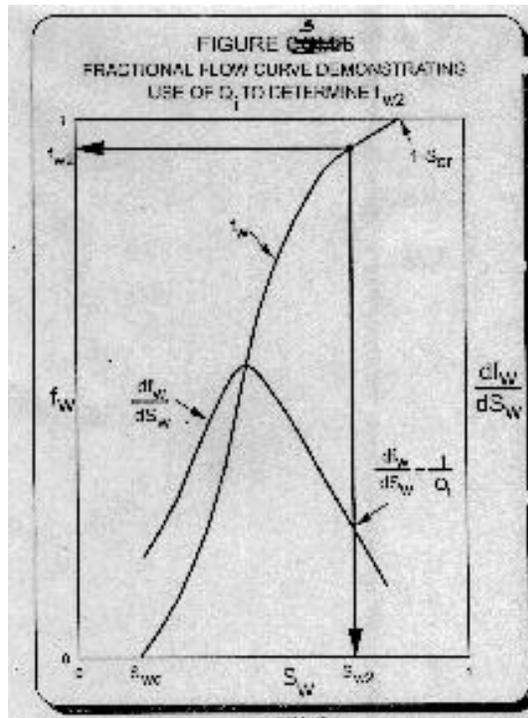


Fig 3:Curva del flujo fraccional y su derivada(de Cobb)

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

$$f_{o2} = 1 - f_{w2}$$

Calcular  $S_{wemed}$  con (51)

Calcular  $\lambda$  con (31)

Calcular  $\Delta N_{pu}$  con (28)

Calcular  $\Delta N_{ps}$  con (33)

Calcular el WOR con (46)

Calcular  $N_p$  con (49)

Calcular la relación de movilidades M con

$$M = \frac{k_{rv}|_{S_{wemed}}}{k_{ro}|_{S_{wc}}} \frac{m_o}{m_w} \dots (52)$$

Determinar  $\gamma$  a partir de la fig.2

Calcular  $i_w$  con (17)

Calcular los incrementos y tiempos acumulativos asociados con cada incremento

Calcular  $q_o$  y  $q_w$  con (47) y (48)

Calcular  $W_p$  con (50)

### **Bibliografía**

1. **Craig, F.F.; Geffen, T.M. y Morse, R.A.:**"Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests", J.P.T.(1955), 7/15
2. **Craig, F.F.Jr.:**"The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding", SPE Monograph Series (1971)
3. **Willhite, G.Paul:**"Waterflooding", *SPE Textseries Vol.3, 1986*
4. **Claude, B.H. y Witte, M.D.:**"Production Potencial Changes During Swept-Out in a Five-Spot System", J.P.T.(Dec.1959)63/65