

Capítulo 2

2-a (leer para tener la base de 2-b)

Desplazamiento bajo condiciones de flujo segregado

En el capítulo anterior se estudió el desplazamiento bajo condiciones de flujo difuso. En el presente capítulo analizaremos las condiciones de desplazamiento bajo condiciones de flujo segregado como lo muestra la fig.1

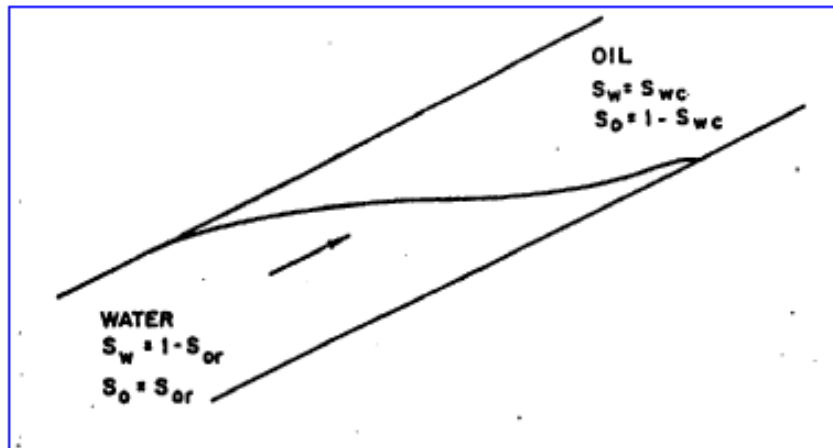


Fig.1: Desplazamiento de petróleo por agua bajo condiciones de flujo segregado (tomado de Dake *op.cit*)

Las condiciones bajo las cuales se estudiará este fenómeno son:

En la parte barrida del reservorio solo se mueve agua en presencia de petróleo residual, siendo la permeabilidad efectiva del agua $k_w = k k'_{rw}$ donde k'_{rw} es el punto final de la permeabilidad relativa del agua. De igual manera, en la zona no barrida, sólo fluye petróleo en presencia del agua connata, siendo la permeabilidad efectiva del petróleo $k_o = k k'_{ro}$ con k'_{ro} el punto final de la permeabilidad relativa del petróleo.

Además en cualquier punto de la interfase agua-petróleo se considera que la presión es igual. Lo anterior implica la no existencia de una zona de transición capilar.

El flujo segregado implica que el desplazamiento es gobernado por el equilibrio vertical. Al no haber zona de transición capilar, las fuerzas gravitacionales son las responsables de la distribución instantánea de los fluidos en la dirección perpendicular al buzamiento.

La figura 2 muestra las condiciones bajo las cuales el desplazamiento es estable o inestable.

La condición para que el desplazamiento sea estable es que el ángulo entre la interfase de los fluidos y la dirección del flujo debería mantenerse constante a través del desplazamiento, figura 2 (a), (b) tal que

$$\frac{dy}{dx} = -\tan \beta = cte$$

Esta condición se satisface a bajos caudales de inyección cuando las fuerzas gravitacionales, como consecuencia de las diferencias de densidades entre los fluidos, actuarán para mantener la interfase horizontal, y en el límite cuando el caudal se reduce a cero, esta interfase será horizontal.

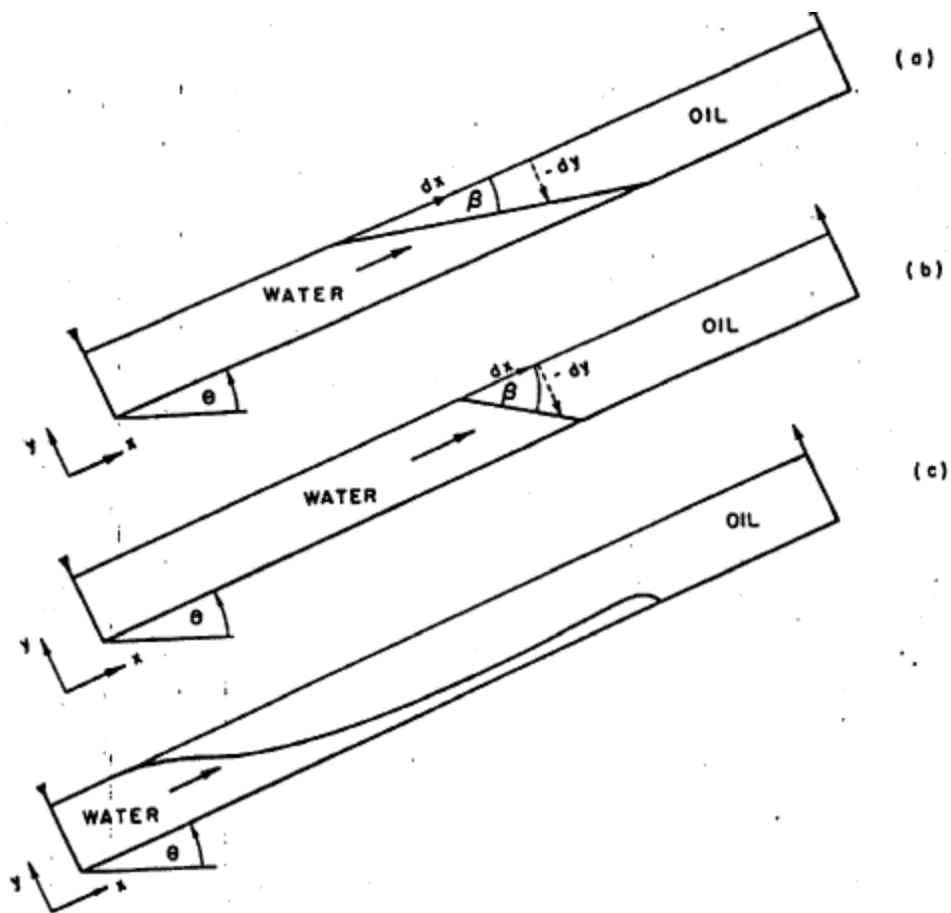


Fig.2: Desplazamiento estable e inestable en un reservorio con Buzamiento (a) Estable $\Rightarrow G > M-1$; $M > 1$; $\beta < \theta$; (b) Estable $\Rightarrow G > M-1$; $M < 1$; $\beta < \theta$; (c) Inestable $\Rightarrow G < M-1$

Cuando los caudales son elevados las fuerzas viscosas prevalecerán sobre la componente gravitatoria que actúa en la dirección hacia abajo apareciendo un desplazamiento inestable, figura 2 (c). Como consecuencia de las diferencias de densidades el agua forma una lengua por debajo del petróleo generando un breakthrough prematuro. La condición de desplazamiento inestable ocurrirá para el condición límite de

$$\frac{dy}{dx} = -\tan \beta = 0$$

Cuando el desplazamiento es estable, todos los puntos sobre la interfase, el agua y el petróleo tienen la misma velocidad y aplicando la ley de Darcy sobre cualquier punto de la interface en la dirección x es

$$u_o = u_t = -\frac{kk_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{\rho_o g \sin \theta}{1.0133 * 10^6} \right)$$

y

$$u_w = u_t = -\frac{kk'_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \frac{\rho_w g \sin \theta}{1.0133 * 10^6} \right)$$

donde u_o , u_w y u_t son las velocidades del petróleo, agua y totales respectivamente.

Estas ecuaciones pueden combinarse para dar

$$u_t \left(\frac{\mu_o}{kk'_{ro}} - \frac{\mu_w}{kk'_{rw}} \right) = -\frac{\partial}{\partial x} (p_o - p_w) + \frac{\Delta \rho g \sin \theta}{1.0133 * 10^6} \dots (1)$$

siendo $\Delta p = p_w - p_o$ y recordando la definición de presión capilar

$$dP_c = d(p_o - p_w) = \frac{\Delta \rho g \cos \theta}{1.0133 * 10^6} dy$$

y teniendo en cuenta que para un desplazamiento estable $dy/dx < 0$

$$\frac{\partial p_c}{\partial x} = -\frac{\Delta \rho g \cos \theta}{1.0133 * 10^6} \frac{dy}{dx}$$

la cual sustituida en (1) da

$$u_t \left(\frac{\mu_o}{kk'_{ro}} - \frac{\mu_w}{kk'_{rw}} \right) = \frac{\Delta \rho g}{1.0133 * 10^6} \left(\cos \theta \frac{dy}{dx} + \sin \theta \right)$$

Esta ecuación puede expresarse en términos de caudales totales q_t como

$$\left(\frac{\frac{k'_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k'_{ro}}{\mu_o}} - 1 \right) = \frac{kk'_{rw} A \Delta \rho g \sin \theta}{1.0133 * 10^6 \mu_w q_t} \left(\frac{dy}{dx} \frac{1}{\tan \theta} + 1 \right)$$

o

$$M - 1 = G \left(\frac{dy}{dx} \frac{1}{\tan \theta} + 1 \right) \dots (2)$$

donde M es la relación entre los puntos finales de las movilidades y G es el número adimensional gravitatorio que en unidades Darcy es

$$G = \frac{kk'_{rw} A \Delta \rho g \sin \theta}{1.0133 * 10^6 q_t \mu_w} \dots (3)$$

y en unidades de campo

$$G = 4.9 * 10^{-4} \frac{kk'_{rw} A \Delta \rho g \sin \theta}{q_t \mu_w} \dots (4)$$

La ecuación (2) puede resolverse para dar la pendiente de la interfase para un desplazamiento estable con

$$\frac{dy}{dx} = -\tan \beta = \left(\frac{M - 1 - G}{G} \right) \tan \theta \dots (5)$$

donde M es una constante y cuando se desplaza petróleo con agua a un caudal fijo en dirección señalada en la figura 2, G es una constante positiva, por lo que la inclinación de la interfase dy/dx es un valor también fijo. Por lo tanto para condiciones de desplazamiento estable, la pendiente debe ser <0 por lo que la condición de estabilidad es

$$G > M - 1$$

y en el límite cuando dy/dx=0, el agua le gana al petróleo adoptando la forma de una lengua, y esto ocurre para

$$G = M - 1$$

lo cual resolviendo la ecuación (4) en unidades de campo para determinar el caudal crítico da

$$q_{crit} [rb / d] = 4.9 * 10^{-4} \frac{kk'_{rw} A \Delta \rho g \sin \theta}{\mu_w (M - 1)} \dots (6)$$

Por lo que si el caudal se mantiene por debajo de q_{crit} las fuerzas gravitatorias estabilizarán el desplazamiento.

El valor de M en (5) tiene una gran influencia en el desplazamiento, en efecto si :

1. $M > 1$: es la situación más común, el desplazamiento será estable si $G > 1$, lo cual indica que $\tan \beta < 0$ (fig.2 (a)) e inestable cuando $G < 1$.
2. $M=1$: es cuando la relación de movilidades es muy favorable sin que aparezca la tendencia de que el agua bypasee al petróleo, siendo el desplazamiento incondicionalmente estable, y siendo la $\tan \beta=0$ se mantiene la interfase horizontal en el reservorio.
3. $M<1$: en este caso la relación de movilidades conduce a un desplazamiento incondicionalmente estable pero en este caso $\beta>0$ (fig.2 (b)).

Cuando el desplazamiento es estable la recuperación de petróleo como función de la acumulada de agua inyectada y el tiempo, puede ser calculada simplemente a partir de consideraciones geométricas.

Otra aproximación es tratar de reducir el problema de flujo segregado a un sistema de una dimensión y luego aplicar la teoría de Buckley-Leverett descrita anteriormente.

La figura 3 muestra un desplazamiento segregado en un reservorio homogéneo y lineal, siendo este un desplazamiento bidimensional. Para reducir el problema a una dimensión es necesario promediar la saturación y las permeabilidades relativas sobre el espesor del reservorio. De esta forma el flujo puede describirse como ocurriendo a lo largo de la línea central del reservorio.

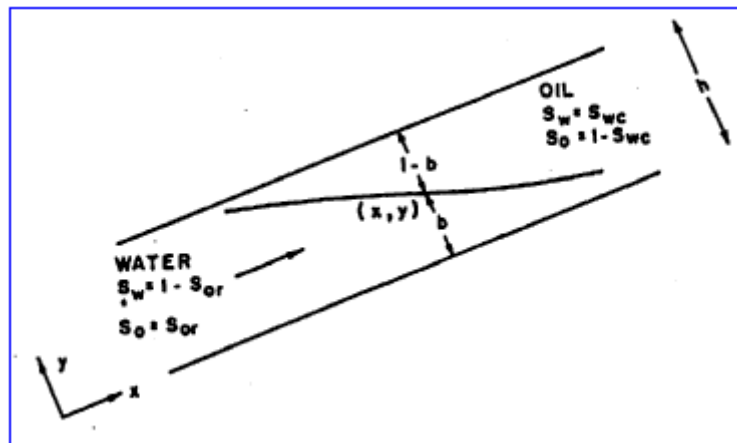


Fig 3: Desplazamiento segregado de petróleo por agua

Si consideramos un punto cualquiera x en un desplazamiento lineal, y definiendo b como el espesor fraccional de agua, tal que $b=y/h$, el promedio de saturación de agua respecto al espesor en el punto x es

$$S_{wmed} = b(1 - S_{or}) + (1 - b)S_{wc}$$

el cual se resuelve para obtener el valor de b

$$b = \frac{S_{wmed} - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \dots (7)$$

y teniendo en cuenta que S_{or} y S_{wc} son constantes se deduce que b es $f(S_{wmed})$. De igual manera se puede definir una permeabilidad al agua promedio respecto al espesor de la capa como

$$k_{rwmed}(S_{wmed}) = bk_{rw}(S_w = 1 - S_{or}) + (1 - b)k_{rw}(S_w = S_{wc})$$

pero como $k_{rw}(S_w = S_{wc}) = 0$ y $k_{rw}(S_w = 1 - S_{or}) = k'_{rw}$ la ecuación anterior se reduce a

$$k_{rwmed} = bk'_{rw}$$

siendo k'_{rw} el punto final de la permeabilidad relativa al agua.

El mismo razonamiento puede utilizarse para el petróleo obteniéndose

$$k_{romed} = (1 - b)k'_{ro}$$

Sustituyendo estos resultados en (7) se obtiene

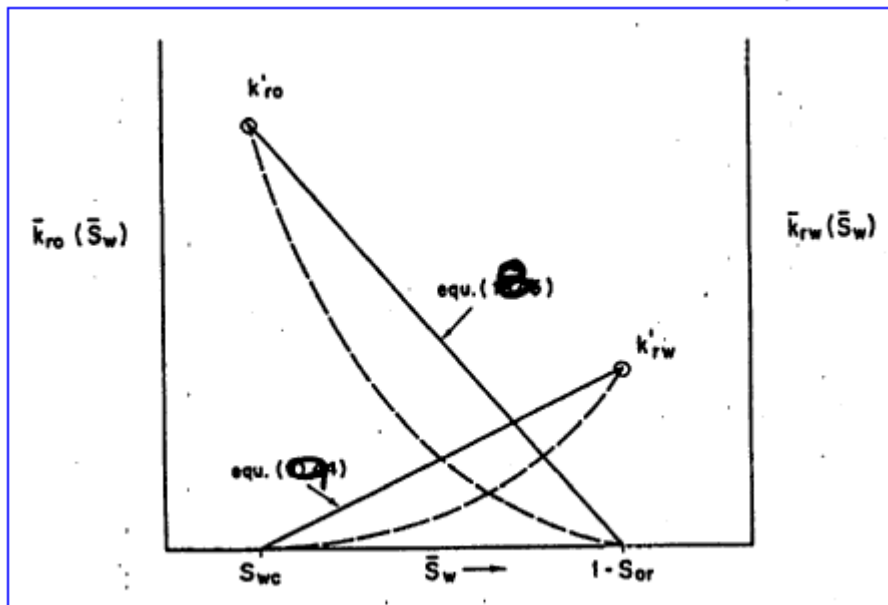
$$k_{rwmed}(S_{wmed}) = \left(\frac{S_{wmed} - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right) k'_{rw} \dots (8)$$

y

$$k_{romed}(S_{wmed}) = \left(\frac{1 - S_{or} - S_{wmed}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right) k'_{ro} \dots (9)$$

donde (8) y (9) indican que las permeabilidades relativas promediadas según el espesor son funciones lineales de la saturación de agua promedio según dicho espesor como se muestra con línea de puntos en la figura 4.

Fig.4: Permeabilidades relativas lineales promedio para describir



el flujo segregado en un reservorio homogéneo

Se debe recordar que las permeabilidades relativas medidas en laboratorio a partir de testigos o coronas se hacen bajo el supuesto de flujo difuso y por lo tanto representan puntos de permeabilidad relativa en el reservorio.. Por lo tanto sólo pueden usarse en los cálculos de desplazamiento si la saturación de agua es la misma en todos los puntos del espesor del reservorio. **En este único caso las permeabilidades relativas son iguales a las promediadas según el espesor.** En cambio, las funciones lineales calculadas con (8) y (9), deducidas para convertir un flujo bidimensional en unidimensional, pueden usarse con la teoría de B-L, ya que la misma sólo requiere la conservación de masa, no importándole a ella si el agua está uniformemente distribuída respecto al espesor o segregada.

La curva de flujo fraccional se grafica usando las permeabilidades relativas lineales y luego se aplica el método de Welge explicado en el capítulo anterior. En este caso f_w no presenta punto de inflexión al no existir un frente para flujo segregado y por lo tanto todos los puntos de la curva se utilizan para el cálculo de recuperación luego del breakthrough.

El hecho que las permeabilidades relativas sean lineales para el flujo segregado, permite la deducción de ecuaciones sencillas para los cálculos de recuperación de petróleo en función del agua inyectada.

Reservorio horizontal

Se presenta la deducción para un reservorio horizontal con desplazamiento inestable y $M > 1$.

Para el petróleo la ecuación que representa el flujo bajo condiciones segregadas es

$$q_o = - \frac{(1-b)kk'_{ro}A}{\mu_o} \frac{\partial p_o^o}{\partial x} \dots (10)$$

y

$$q_w = - \frac{bkk'_{rw}A}{\mu_w} \frac{\partial p_w^o}{\partial x} \dots (11)$$

donde A es el área transversal a la dirección de flujo y p_o^o y p_w^o son las presiones de petróleo y agua referidas al centro del reservorio como se muestra en la figura 5.

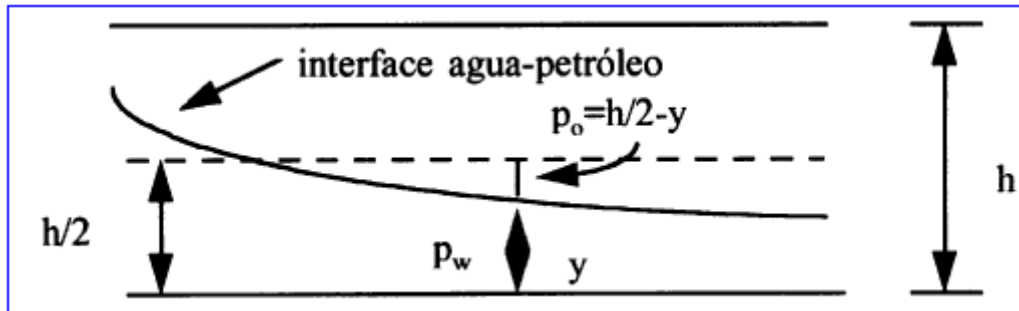


Fig.5: Presiones en las fases agua y petróleo en la interfase (desplazamiento segregado inestable en un reservorio horizontal)

De la figura 5 puede escribirse

$$p_o^o[atm] = p_o - \left(\frac{h}{2} - y\right) \frac{\rho_o g}{1.0133 * 10^6}$$

y

$$p_w^o[atm] = p_w - \left(\frac{h}{2} - y\right) \frac{\rho_w g}{1.0133 * 10^6}$$

donde y es el espesor de agua en el punto de estudio tal que $y=bh$, y como las presiones en la interfase son iguales, $p_o = p_w$ en flujo segregado, la diferencia del gradiente será

$$\frac{\partial p_o^o}{\partial x} - \frac{\partial p_w^o}{\partial x} = - \frac{\Delta \rho g}{1.0133 * 10^6} \frac{dy}{dx}$$

Para desplazamientos horizontales e inestables generalmente se considera que la inclinación de la interfase, dy/dx , es pequeña y por lo tanto el gradiente de la diferencia de fases puede despreciarse, por lo tanto la curva de f_w es

$$f_w = \frac{\frac{\mu_o}{k'_{ro}} \frac{k'_{rw}}{\mu_w}}{\frac{1-b}{b} + \frac{\mu_o}{k'_{ro}} \frac{k'_{rw}}{\mu_w}}$$

o lo que es lo mismo

$$f_w = \frac{Mb}{1 + (M - 1)b}$$

donde M es la relación de movilidades tomadas en los puntos finales.

Hasta el momento del breakthrough el cálculo de la recuperación de petróleo es simplemente igual a la acumulada de agua inyectada. Luego del breakthrough, y definiendo a b_e como el espesor fraccional de agua en el productor, el flujo fraccional para un pozo que está punzado en todo el espesor es

$$f_{we} = \frac{Mb_e}{1 + (M - 1)b_e} \dots (12)$$

o

$$\frac{1}{W_{id}} = \frac{df_{we}}{dS_{wemed}}$$

y usando (7) para la saturación de agua promediada en el espesor S_{wemed}

$$\frac{1}{W_{id}} = \frac{df_{we}}{dS_{wemed}} = \frac{df_{we}}{db_e} \frac{db_e}{dS_{wemed}} = \frac{df_{we}}{db_e} \frac{1}{(1 - S_{or} - S_{wc})}$$

o

$$\frac{df_{we}}{db_e} = \frac{1 - S_{or} - S_{wc}}{W_{id}} = \frac{1}{W_{id}}$$

donde W_{id} es el agua acumulada durante la inyección expresada como volúmenes de petróleo móviles, siendo

$$1MOV = PV(1 - S_{or} - S_{wc})$$

Diferenciando (12) se obtiene

$$b_e = \frac{1}{M - 1} (\sqrt{W_{id}M} - 1) \dots (13)$$

y reemplazando b_e en (12)

$$f_{we} = \frac{M}{M - 1} \left(1 - \frac{1}{\sqrt{W_{id}M}} \right) \dots (14)$$

Y la recuperación de petróleo expresada como MOV

$$N_{pD} = \frac{S_{wemed} - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} + (1 - f_{we})W_{id}$$

o

$$N_{pD} = b_e + (1 - f_{we})W_{iD}$$

y usando (13) y (14) para reemplazar b_e y f_{we} se obtiene

$$N_{pD} = \frac{1}{M-1} \left(2\sqrt{W_{iD}M} - W_{iD} - 1 \right) \dots (15)$$

Se debe recordar que (15) sólo puede aplicarse para reservorios horizontales, desplazamiento segregado y flujo inestable ($M > 1$)

En el momento del breakthrough, $N_{pD} = W_{iD}$ por lo que

$$N_{pD_{bt}} = \frac{1}{M} \dots (16)$$

que para el caso límite de $M=1$, el desplazamiento es tipo pistón, estable y $N_{pD_{bt}} = 1$.

De igual manera, cuando toda la cantidad de petróleo se haya recuperado, $N_{pD} = 1$ (MOV) y por lo tanto reemplazando en (15)

$$W_{iD_{max}} = M \dots (17)$$

donde (16) y (17) muestran claramente la importancia de M bajo condiciones de desplazamiento segregado.

Reservorio con buzamiento y flujo inestable ($G < M-1$)

La ecuación equivalente a (12) es

$$f_{we} = \frac{Mb_e - b_e(1-b_e)G}{1 + (M-1)b_e}$$

y la ecuación equivalente a (15)

$$N_{pD} = \frac{1}{M-1} \left(2\sqrt{W_{iD}M \left(1 - \frac{G}{M-1} \right) \left(1 - \frac{W_{iD}G}{M-1} \right)} - W_{iD} \left(1 - \frac{M+1}{M-1}G \right) - 1 \right) \dots (18)$$

donde para $G=0$ se reduce a (15) y para la condición de breakthrough $N_{pD} = W_{iD}$

$$N_{pD_{bt}} = \frac{1}{M-G} \dots (19)$$

y la recuperación máxima $N_{pD} = 1$ (MOV)

$$W_{iD_{max}} = \frac{M}{G+1} \dots (20)$$

Desplazamiento por gas hacia abajo

La figura 6 muestra que el gas tiende a sobrepasar al petróleo causando un breakthrough prematuro en el pozo aguas abajo. Para un desplazamiento estable el ángulo de inclinación en la interfase gas-petróleo se mantiene constante.

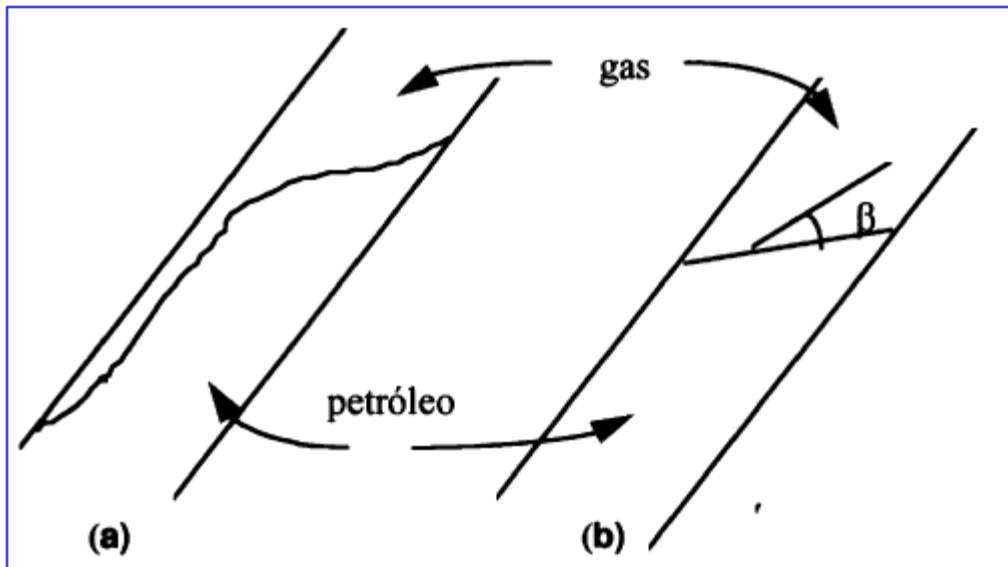


Fig.6: Desplazamiento segregado (a) Inestable; (b) Estable

La condición de desplazamiento estable se verifica para $G > M-1$ donde el caudal crítico se calcula con

$$q_{crit} = \frac{kk'_{rg} \Delta \rho g \sin \theta}{1.0133 * 10^6 \mu_g (M - 1)}$$

en donde para gas desplazando petróleo $\Delta \rho = \rho_o - \rho_g$

$$G = \frac{kk'_{rg} A \Delta \rho g \sin \theta}{1.0133 * 10^6 \mu_g (M - 1)} = \frac{q_{crit}}{q_t} (M - 1) \dots (21)$$

donde

$$M = \frac{k'_{rg} / \mu_g}{k'_{ro} / \mu_o}$$

y teniendo en cuenta que μ_g es muy pequeño comparado con μ_o la relación de movilidades para el desplazamiento es grande y la condición de estabilidad incondicional ($M \leq 1$) no se satisface nunca. Por lo tanto la estabilidad depende del valor de G y por lo tanto del ángulo de buzamiento.

Capítulo 2-b (estudiar)

Efecto de la zona de transición capilar en los cálculos de desplazamiento

Si definimos como h el espesor del reservorio y H el espesor de la zona de transición capilar, la distribución de la saturación de agua puede aproximarse como uniforme o segregada dependiendo de

- $H \gg h$ =====> uniforme
- $H \ll h$ =====> segregado

Si el reservorio es muy delgado en comparación con la zona de transición capilar la saturación del frente de agua que avanza aparecerá como uniformemente distribuida respecto al espesor. En cambio, si la zona de transición es despreciable comparado con el del reservorio aparecerá que el petróleo y el agua están segregados. En este caso las permeabilidades relativas lineales pueden usarse para describir tal desplazamiento.

Se describe a continuación el desplazamiento de petróleo cuando $h \approx H$.

El presente análisis está tomado del libro de Dake^{1a}, aunque un análisis similar se encuentra en el capítulo 5 del libro de Willhite² donde se remite al lector para otros ejemplos

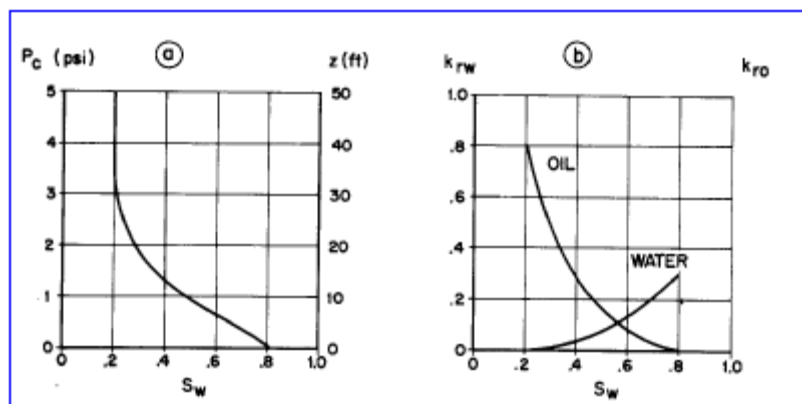


Fig.1: (a) Curva de presión capilar; (b) Curvas de permeabilidades relativas para el ejemplo

La figura 1 (a) muestra una curva de presión capilar donde la zona de transición es de aproximadamente 3 psi. Tomando en cuenta valores típicos de $\gamma_w=1.04$ y $\gamma_o=0.81$ y recordando que

$$dP_c = 0.4335\Delta\gamma dz$$

se obtiene la siguiente relación

$$dP_c = 0.4335(1.04 - 0.81)dz = 0.1dz... (1)$$

por lo tanto para $dP_c = 3$ psi la zona de transición equivale a 30 ft, si el espesor total del reservorio es 40 ft el desplazamiento, en consecuencia, no es ni segregado ni difuso.

^a Todos los gráficos y tablas fueron tomados del capítulo 10 pag.390 y ss del citado libro de Dake

En estas condiciones deben generarse permeabilidades relativas promediadas, las cuales son funciones de los espesores promediados de la saturación de agua, para luego usarse en los cálculos de recuperación de petróleo.

La figura 2 muestra como se obtiene el resultado graficamente. Esta figura representa la distribución de agua en función del espesor. Para el caso de la máxima saturación de agua $S_w = 1 - S_{or}$, $P_c = 0$, y se asume que se ubica en la base del reservorio, por encima de la misma saturación de agua se distribuye en función de la curva de presión capilar.

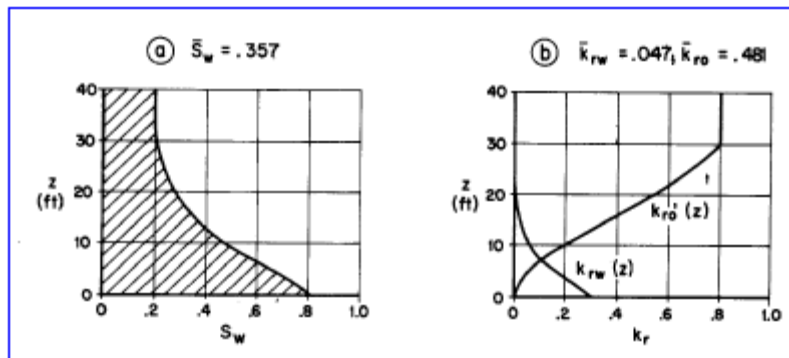


Fig.2: (a) Distribución de S_w en función del espesor
 (b) Distribución de la permeabilidad relativa respecto al espesor cuando $S_w = 1 - S_{or}$ ($P_c = 0$ en la base de la formación)

Para un reservorio homogéneo, la saturación de agua promediada en función del espesor se calcula con

$$S_{wmed} = \frac{\int_0^h S_w(z) dz}{h} \dots (2)$$

que graficamente es el área marcada en la figura 2 (a) y luego se la divide por el espesor h . En este ejemplo $S_{wmed} = 0.357$.

Las permeabilidades relativas mostradas en la fig.1 (b) representan permeabilidades puntuales en el reservorio y son dependientes de la saturación de agua en el punto en estudio. Teniendo en cuenta que existe una distribución de saturaciones de aguas según la figura 2(a), existirá una una distribución de permeabilidades relativas respecto al espesor tanto para el petróleo como el agua. Esta distribución se obtiene seleccionando un punto del reservorio, leyendo su saturación de la figura 2 (a) y luego viendo cual es su permeabilidad relativa en la figura 1 (b). Esta distribución de permeabilidades se muestra en la tabla 1 y se grafican en la figura .

TABLA 1

z (ft)	Sw (fig 2 a)	krw (fig.2 b)	kro (fig 2 b)
0	.800	.300	0
5	.650	.170	.055
10	.470	.060	.195
15	.375	.020	.370
20	.275	.006	.540
25	.225	.002	.690
30	.200	0	.800
40	.200	0	.800

Matemáticamente las permeabilidades relativas promediadas con el espesor se calculan con

$$k_{rwmed}(S_{wmed}) = \frac{\int_0^h k_{rw}(S_w(z))dz}{h} \dots(3)$$

y

$$k_{romed}(S_{omed}) = \frac{\int_0^h k_{ro}(S_w(z))dz}{h} \dots(4)$$

Graficamente estos valores pueden obtenerse midiendo el área a la izquierda de cada curva en la figura 2 (b) y dividiendo por el espesor total del reservorio. Para la distribución inicial de saturaciones en este ejemplo $k_{rwmed}(S_{wmed})=0.047$ y $k_{romed}(S_{omed})=0.481$

Todo este trabajo ha permitido obtener un valor de la S_{wmed} , y los correspondiente valores promediados en el espesor de las permeabilidades relativas $k_{rwmed}(S_{wmed})$, y $k_{romed}(S_{omed})$. Estos tres valores son sólo válidos para la condición inicial de máxima saturación de agua en la base del reservorio en el punto bajo estudio.

El paso siguiente es generar curvas de permeabilidades relativas promedio a planos arbitrarios de saturación máxima $S_w = 1 - S_{or}$ y recalculando las nuevas saturaciones de agua promediadas en el espesor y sus correspondientes permeabilidades relativas.

La figura 3 muestra este proceso de cálculo en donde las saturaciones máximas se van elevando en incrementos de 10 ft. Físicamente esto corresponde a una serie de distribuciones de saturaciones que se observan en un punto fijo del reservorio a medida que el frente pasa por el mismo. La principal suposición que se hace es que se satisface la condición de equilibrio vertical, es decir, que el agua y el petróleo se distribuyen instantáneamente de acuerdo a las curvas de presión capilar.

En la figura 3 para cada plano S_w se graficaron también la distribución de permeabilidades relativas y en cada caso S_{wmed} , $k_{rwmed}(S_{wmed})$, y $k_{romed}(S_{omed})$ se han calculado por integración gráfica. Los valores se presentan en la tabla 2 y se graficaron en la figura 4.

Debemos recordar que $k_{rwmed}(S_{wmed})$, y $k_{romed}(S_{omed})$ son permeabilidades relativas promediadas en el espesor y se las conoce también como "**pseudopermeabilidades**".

TABLA 2

S_{wmed}	$k_{rwmed}(S_{wmed})$	$k_{romed}(S_{omed})$	P°_c (psi)
.20 (S_{wc})	0	.8	5.0
.357	.047	.481	2.0
.504	.103	.280	1.0
.648	.203	.120	0
.756	.269	.025	-1.0
.800	.300	0	-2.0

Estas curvas son intermedias entre las curvas difusas ($H \gg h$) y las relaciones lineales propias del flujo segregado ($H \ll h$). Usando estas pseudocurvas se produce la reducción de la descripción del desplazamiento de un sistema bidimensional a uno unidimensional a lo largo de la línea central del reservorio. De esta manera puede aplicarse la teoría de B-L graficando la curva del flujo fraccional y luego aplicando la solución de Welge.

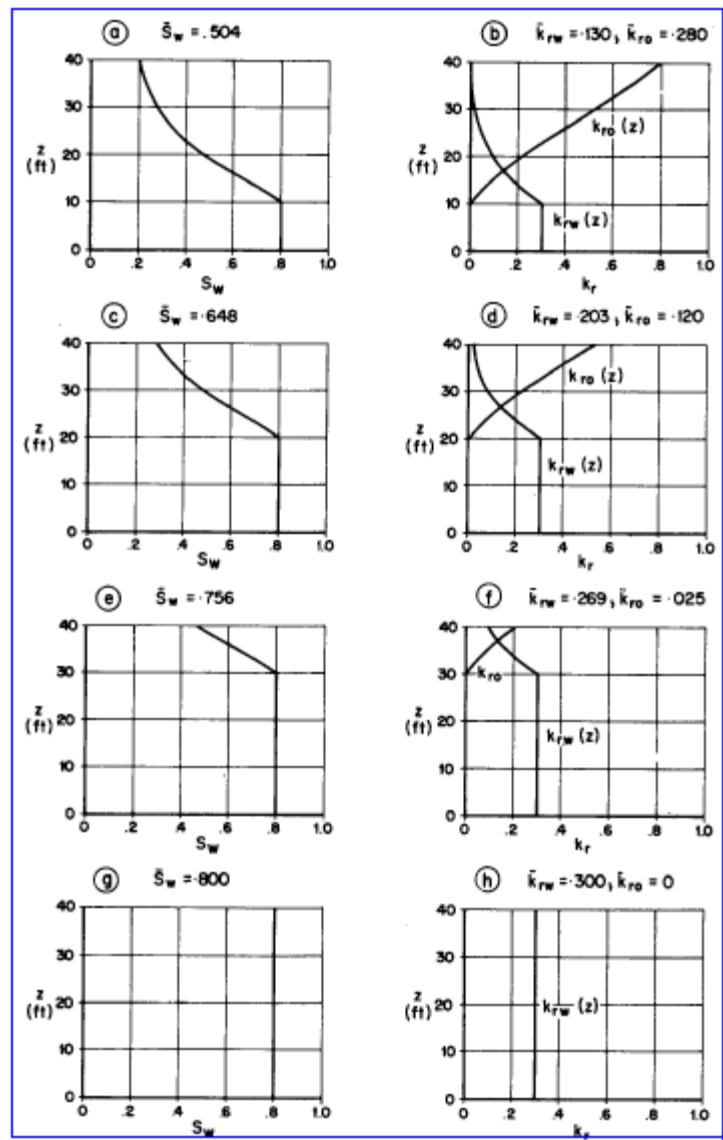


Fig.3: Distribuciones de la saturación de agua y permeabilidades relativas en función del espesor para planos de saturación $S_w = 1-S_{or}$ a medida que este plano se eleva en incrementos de 10ft en el espesor del reservorio

La técnica gráfica puede reemplazarse por la evaluación numérica de las ecuaciones (3) y (4) para los diferentes planos de saturaciones de agua.

En la tabla 2 se incluye P°_c , definida como **pseudo presión capilar**, siendo igual a la diferencia entre las fases agua-petróleo en el centro del reservorio, y la relación entre ella y la saturación media en el espesor se conoce como curva de pseudo presión capilar (figura 5).

Sean P_w y P_o las presiones de agua y petróleo en cualquier punto de un reservorio horizontal a una elevación z por encima de la base. Si P°_o y P°_w son las presiones referidas a la línea central del reservorio, luego si el reservorio tiene un espesor total h , la relación entre P_o, P°_o, P_w y P°_w bajo condiciones de equilibrio hidrostático son:

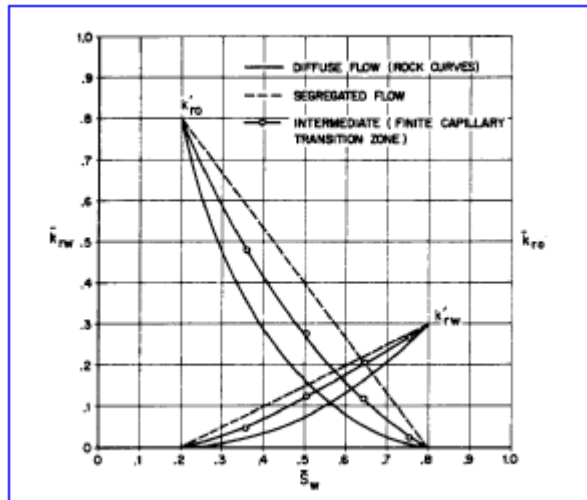


Fig 4: Curvas de permeabilidades relativas promedio para un reservorio homogéneo cuando el flujo es difuso, segregado e intermedio cuando la zona de transición capilar es comparable con el espesor del reservorio

$$p_o^o = p_o - \left(\frac{h}{2} - z\right) \frac{\rho_o g}{1.0133 * 10^6}$$

y

$$p_w^o = p_w - \left(\frac{h}{2} - z\right) \frac{\rho_w g}{1.0133 * 10^6}$$

restando ambas ecuaciones y usando unidades de campo se obtiene

$$p_o^o - p_w^o = p_c^o [psi] = p_c + 0.4335 \Delta \gamma \left(\frac{h}{2} - z\right) \dots (5)$$

Es conveniente elegir z coincidiendo con el plano de saturación de agua máxima en el reservorio, es decir ,

$S_w = 1 - S_{or}$, para $z = z_{1-S_{or}}$ donde $P_c = 0$ y (5) se reduce a

$$p_c^o = 0.4335 \Delta \gamma \left(\frac{h}{2} - z_{1-S_{or}}\right) \dots (6)$$

para $\Delta \gamma = 0.230$ y $h = 40$ ft, (6) se reduce a

$$p_c^o = 0.1(20 - z_{1-S_{or}}) \dots (7)$$

De (7) puede verse que la pseudo presión capilar variará entre 2 y -2 psi mientras z varía entre 0 y 40 ft como lo muestra la figura 8.

Los valores de P_c^o como función de S_{wmed} están en la tabla 2. En particular, el máximo valor de P_c^o es para $S_{wmed} = S_{wc} = 0.2$, la saturación de agua connata.

Usando la combinación de permeabilidades relativas promediadas y pseudo presiones capilares la ecuación de flujo fraccional unidimensional , representando el promedio de flujo a lo largo del centro del reservorio en forma análoga a lo ya visto en capítulos anteriores, con la única

diferencia que las permeabilidades dadas en el laboratorio se deben reemplazar por las permeabilidades promediadas y el gradiente capilar dP_c/dx por dP_c^o/dx .

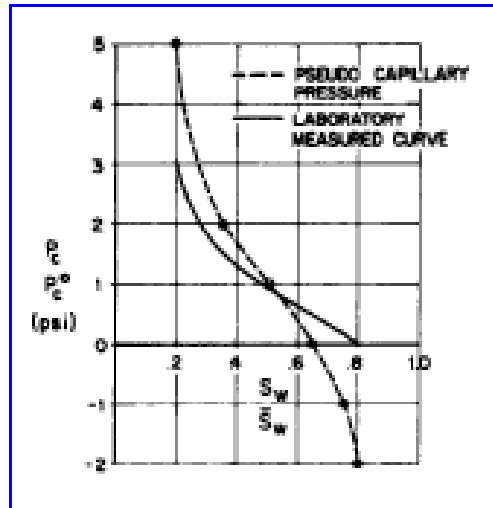
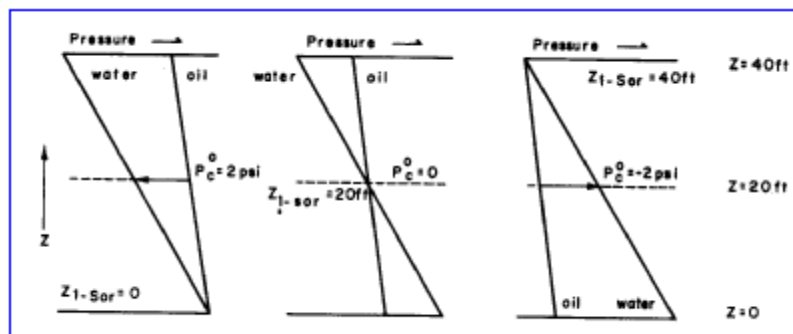


Fig.5: Curvas de presión y pseudo presión capilar

De igual manera que en los capítulos anteriores despreciamos el gradiente capilar, lo mismo puede hacerse con el gradiente de la pseudo presión capilar cuando se grafica el flujo fraccional para realizar los cálculos de recuperación de petróleo. Sin embargo debe tenerse presente que la relación entre la saturación y la pseudo presión capilar juegan un importante rol cuando se realiza una simulación numérica.

Fig.6 : Variación de la pseudo presión capilar a medida que se



eleva el plano de máxima saturación

El mismo análisis presentado aquí puede hacerse para un reservorio inclinado pero reemplazando la proporcionalidad entre la $dP_c \propto dz$ por

$$dP_c \propto \cos \theta dy$$

donde z se mide verticalmente en la dirección del flujo e y en la dirección normal al buzamiento desde la base del reservorio.

Bibliografía

Dake, L.P.: *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier 1978
 Willhite G.P.: *Waterflooding*, SPE textbook Series, 1986