

VARIACIONES EN LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO PARA DIFERENTES SATURACIONES INICIALES DE AGUA Y GAS

Álvaro Bugari, J@R Consultora, abugari@jarconsultora.com.ar

Palabras claves

Flujo fraccional. Avance frontal. Saturación inicial de agua móvil. Saturación de gas al comienzo de la secundaria. Buckley y Leverett.

Resumen

Si bien las ecuaciones de avance frontal y flujo fraccional en sí mismas son independientes de las condiciones iniciales de saturación de agua y gas, la forma en que se aplican no debería serlo.

Las variantes cubren el espectro desde pequeñas modificaciones en las coordenadas iniciales en la curva de flujo fraccional, para saturaciones de agua levemente superiores a la irreducible (situación común en los reservorios) hasta modificaciones de magnitud y complejidad mucho mayores.

El resultado de todas las posibles combinaciones puede conducir a perfiles de saturación en los bancos de agua, petróleo y zona virgen muy diferentes a los usuales, pudiendo encontrarse, por ejemplo, casos con dos frentes de agua y casos con ninguno.

Si bien la totalidad de condiciones iniciales es infinita, considerando un medio homogéneo y saturaciones originales uniformes en todo el medio poroso, las mismas pueden resumirse en 6 casos:

- | | | |
|---|---|------------------------|
| 1. Saturación de agua = saturación de agua irreducible | & | saturación de gas = 0. |
| 2. Saturación de agua > saturación de agua irreducible | & | saturación de gas = 0. |
| 3. Saturación de agua > saturación de agua de inflexión | & | saturación de gas = 0. |
| 4. Saturación de agua = saturación de agua irreducible | & | saturación de gas > 0. |
| 5. Saturación de agua > saturación de agua irreducible | & | saturación de gas > 0. |
| 6. Saturación de agua > saturación de agua de inflexión | & | saturación de gas > 0. |

siendo la saturación de agua de inflexión el punto en el que la curva de flujo fraccional cambia de cóncava a convexa (en caso de no ser completamente una u otra).

Este trabajo presenta una forma consistente de analizar las ecuaciones de avance frontal y flujo fraccional, modelando perfiles de saturación y producción de petróleo, agua y gas no existentes habitualmente en la literatura.

Abstract

Although the fractional flow and frontal advance equations don't themselves change with different water and gas initial saturations, the way in which we use them should.

Ranging from small modifications to the initial coordinate in the fractional flow curve, for a connate water saturation slightly higher than irreducible water saturation (which is common knowledge in our industry), to much larger and complex variations considering much higher initial water saturations mixed with initial free gas in the pore volume.

All possible combinations will yield significantly different water, oil and gas saturation profiles within the water bank, the oil bank and the virgin zone. Some will form two flood fronts, some none at all.

To explain all possible combinations (considering a homogenous medium and uniform original saturations), six different sets of initial parameters were chosen:

1. Water saturation = irreducible S_w & gas saturation = 0.
2. Water saturation > irreducible S_w & gas saturation = 0.
3. Water saturation > inflexion S_w & gas saturation = 0.
4. Water saturation = irreducible S_w & gas saturation > 0.
5. Water saturation > irreducible S_w & gas saturation > 0.
6. Water saturation > inflexion S_w & gas saturation > 0.

being the inflexion water saturation the point beyond which the fractional flow curve switches from concave to convex.

This paper proposes a consistent way to analyze both the fractional flow and the frontal advance equations under these different conditions; model new water, oil and gas saturation profiles (when needed) and calculate the real oil and water productions, by taking into the account the previously mentioned new initial saturation sets.

Introducción

Las ecuaciones de Flujo Fraccional (Leverett - 1941) y Avance Frontal (Buckley & Leverett - 1942) son ampliamente conocidas en la industria y sentaron las bases de la gran mayoría de los desarrollos analíticos posteriores, utilizados para la confección de pronósticos de producción por recuperación secundaria en flujo difuso (Craig, Caudle, Higgins & Leighton, entre otros). Pero, salvo en raras excepciones, estos modelos parten de las premisas de saturación de agua al inicio de la secundaria (S_{wi}) igual a la saturación de agua irreductible (S_{wirr}) y saturación de gas inicial (S_{gi}) nula.

- Flujo fraccional: $f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \cdot \mu_w}{k_{rw} \cdot \mu_o}}$ (asumiendo efectos capilares y gravitatorios nulos) (1)

- Avance frontal: $u_{sw} = \frac{W_i}{A \cdot \phi} \cdot f'_{sw}$ (2)

En su libro de 1971, Craig menciona el caso en que $S_{wi} > S_{wirr}$, pero no entra en detalle. Luego, en su método de pronóstico, confeccionado en conjunto con Geffen y Morse, presenta el desarrollo matemático para modelar el flujo existiendo gas original en el sistema.

Posteriormente, en 1980, Borgia & Vitali postularon modificaciones en la forma de trabajar con las curvas de flujo fraccional para algunos sets de condiciones iniciales, pero no modelaron, analíticamente, avances ni producciones.

Para poder hacerlo sin problemas es necesaria una forma consistente de resolver cualquier combinación de condiciones iniciales. Si bien esto presentaría infinitas variantes, estas pueden agruparse en seis casos según su mecanismo de resolución.

Desarrollo Analítico

Como se expresó anteriormente, la saturación de agua en el punto de inflexión (Sw_{INF}) es el valor de saturación en el cual la curva de flujo fraccional (f_w vs Sw) cambia de cóncava a convexa. Si bien esto no siempre ocurre, dado que la curva puede ser completamente cóncava o convexa, esas situaciones se considerarán como casos particulares del comportamiento general mixto.

Se agruparán entonces cualquier combinación de condiciones iniciales de la siguiente forma:

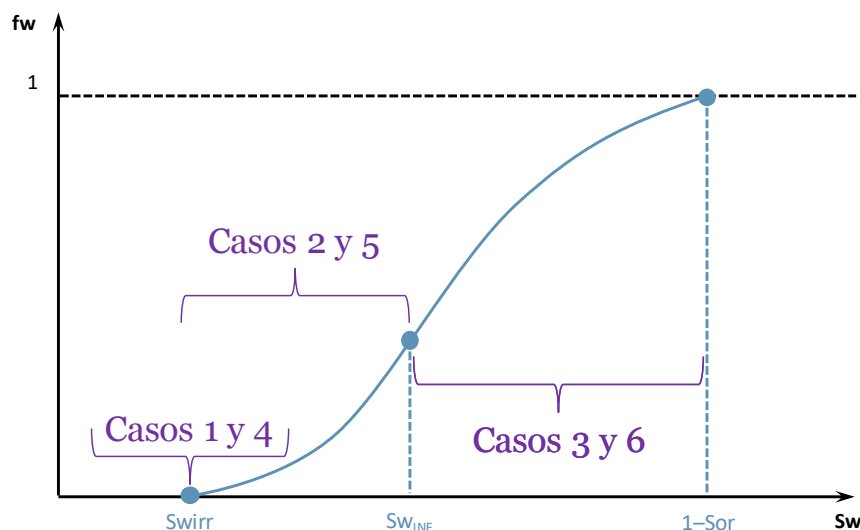


Figura 1 – Distribución de casos para diferentes Sw_i sobre una curva de flujo fraccional

Caso 1: $Sw_i = Sw_{irr}$ y $S_{gi} = 0$

El primer caso es la forma más habitual en la que se trabaja con la curva de flujo fraccional. No difiere de la existente en la bibliografía conocida y se presenta para asentar las hipótesis de flujo difuso y la base matemática que se utilizará en los casos siguientes.

En primer lugar, el modelo de Buckley y Leverett es unidimensional, es decir que el flujo se mueve en una única dirección y que cualquier porción de reservorio perpendicular a la dirección del flujo tendrá una única saturación de agua (Sw) y estará siendo atravesada por un caudal de líquido con una única fracción de agua (f_w).

Otras hipótesis del modelo son la incompresibilidad de los líquidos (agua y petróleo) y la movilidad infinita del gas (que en este caso no existe, pero que sí estará presente en casos posteriores).

Bajo estas condiciones iniciales, la saturación de agua en el frente del banco de agua (Sw_f) queda definida por el punto de contacto entre la curva de flujo fraccional y la tangente a la misma trazada desde el punto $(Sw_i; 0)$ hacia la región de mayores saturaciones de agua. Por su parte, extrapolando dicha tangente hasta el valor $f_w = 1$, se halla la saturación de agua promedio en el banco de agua ($\bar{Sw}$).

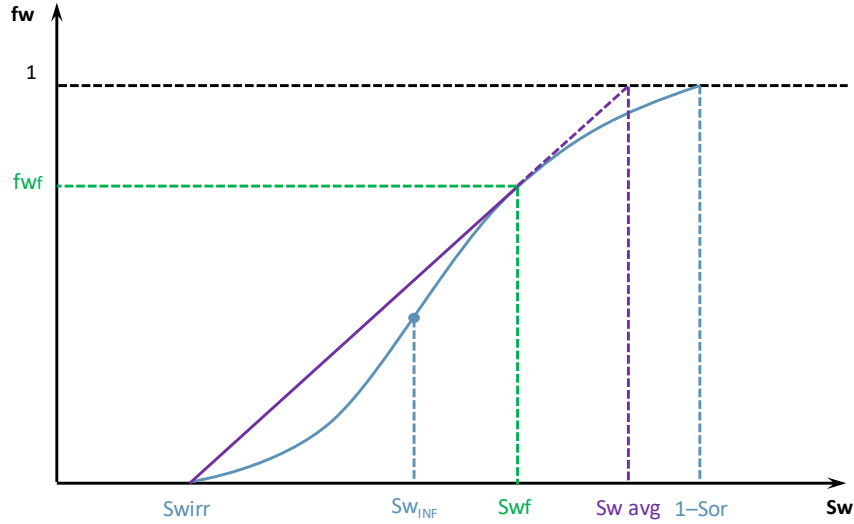


Figura 2 – Curva de flujo fraccional – Caso 1

El perfil de saturación respecto de la distancia al pozo inyector, se modela entonces con la ecuación de avance frontal. Para este caso y para un volumen de agua inyectado (W_i) genérico previo al breakthrough (BT) se verá de la siguiente forma:

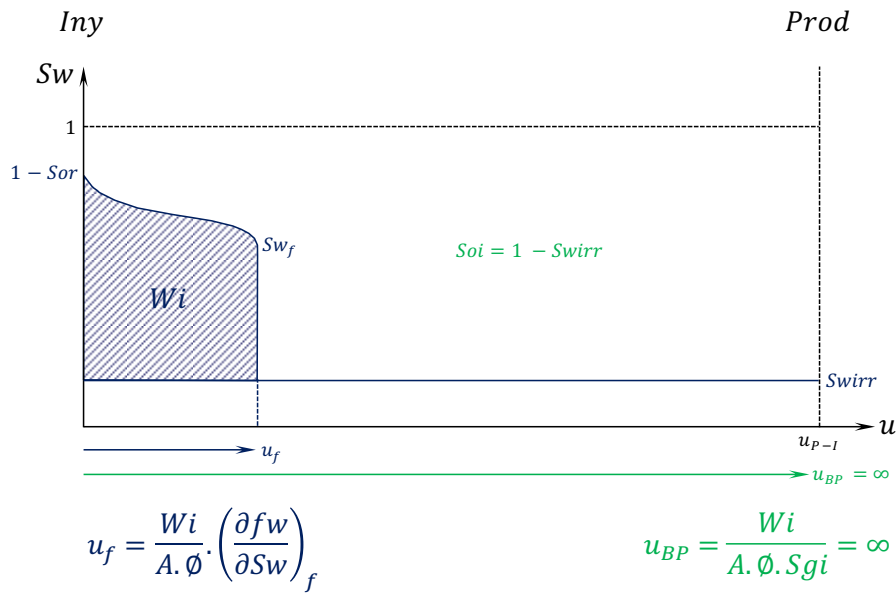


Figura 3 – Perfil de saturaciones vs distancia – Caso 1

Donde u_f es la distancia desde el pozo inyector hasta el frente de agua o, lo que es igual, el largo del banco de agua. La distancia desde el pozo inyector hasta el fin del banco de petróleo (u_{BP}), equivalente a la suma de las longitudes del banco de agua y de petróleo, se calcula, en todos los casos, con la fórmula:

$$u_{BP} = \frac{W_i}{A \cdot \phi \cdot S_{gi}} \quad (3)$$

lo que equivale a asumir que se ha redissuelto o desplazado hacia la zona virgen todo el gas existente inicialmente en los dos bancos

En este caso la longitud del banco resulta infinita (cosa lógica al no haber gas presente) pero de haber gas dependerá, entre otras variables, de la saturación de gas inicial. En este caso, al no haber gas, el pulso de presión, y por lo tanto la respuesta en el pozo productor, serán instantáneos, habida cuenta de haberse postulado la incompresibilidad de los líquidos.

Craig, en su método de pronóstico, incorpora una S_{gi} (aún con $S_{wi} = S_{wirr}$) que trae como consecuencia la carencia de respuesta hasta el llenado.

La producción de agua en fondo será nula hasta el BT y posteriormente se producirá lo que la curva de f_w indique. La acumulada de petróleo en fondo, en todo momento, será igual al espacio poral invadido por el banco de agua multiplicado por el incremento de saturación: $\bar{S}_w - S_{wirr}$. En otras palabras, la producción acumulada de petróleo en fondo será igual al incremento de agua en subsuelo, menos el agua necesaria para el llenado, que en este caso es nula.

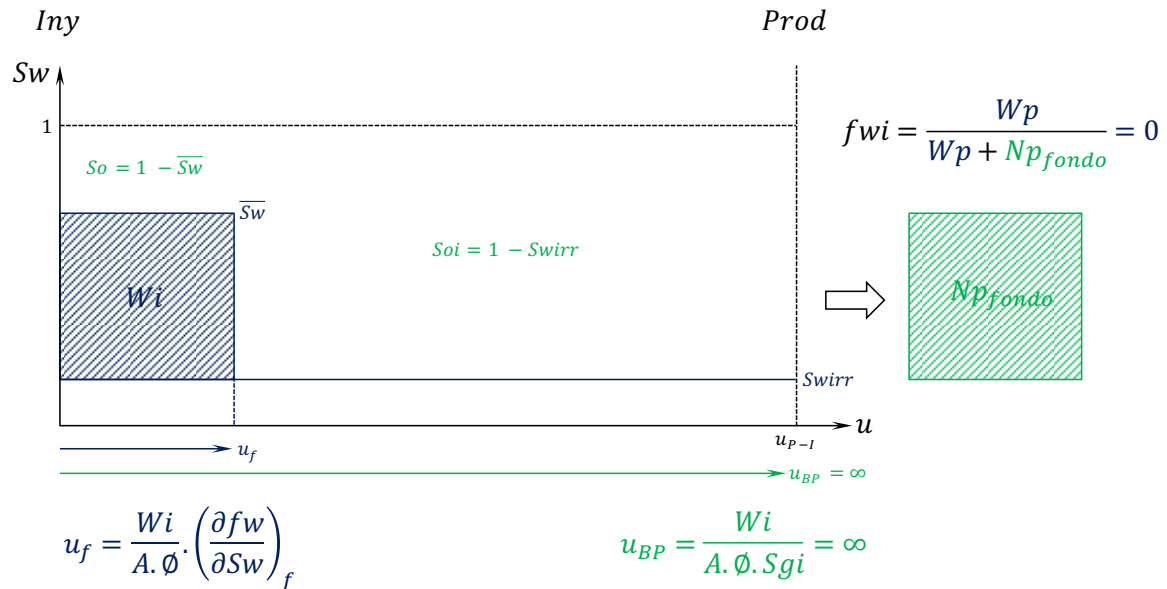


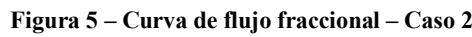
Figura 4 – Perfil de saturaciones vs distancia simplificado – Caso 1

El perfil completo de saturación que comprende el intervalo de S_w desde S_{wf} hasta $1 - S_{or}$ puede reemplazarse por un único valor de saturación $\bar{S}_w$ que contiene el mismo volumen de agua inyectada W_i .

Las fórmulas para todos los cálculos se presentan en el Anexo I.

Caso 2: $S_{w_{INF}} > S_{wi} > S_{wirr}$ y $S_{gi} = 0$

Este caso está presentado en el libro de Craig únicamente para estudiar la relación entre las movilidades de cada fluido explicando, correctamente, que pueden existir condiciones de saturación para las cuales un fluido resulta más móvil que el otro pero que, a diferente saturación (con fluidos y roca idénticos) el que era menos móvil puede convertirse en el más móvil. La diferencia entre estas dos condiciones se corresponde con la posibilidad o no de trazar una recta tangente a la curva de f_w .



The graph illustrates the relationship between dimensionless velocity u and dimensionless water saturation Sw . The y-axis represents Sw from 0 to 1, and the x-axis represents u from 0 to ∞ . A blue curve shows the water saturation profile, starting at $1 - Sor$ and decreasing to Sw_f at u_f . The area under this curve is shaded blue and labeled Wi . A horizontal line at $Sw = Sw_f$ extends from u_f to u_{p-l} . A horizontal line at $Sw = Sw_{irr}$ extends from u_{p-l} to ∞ . A green curve shows the oil saturation profile, starting at $Sw = 0$ and increasing to $1 - Sor$ at u_{p-l} . The area under this curve is shaded green and labeled Sgi . The equation $Sw_i = 1 - Sgi$ is written in green. The equation $u_f = \frac{Wi}{A \cdot \phi \cdot \left(\frac{\partial Sw}{\partial x}\right)_f}$ is written in blue. The equation $u_{BP} = \frac{Wi}{A \cdot \phi \cdot Sgi} = \infty$ is written in green.

Como comprobación adicional, para cualquier momento dado previo al BT, el porcentaje de agua producida en fondo debería ser igual a f_{wi} , y esta combinación de fracciones de W_i es la única que satisfaría también la igualdad: $f_{wi} = W_p / (W_p + N_{p_{fondo}})$.

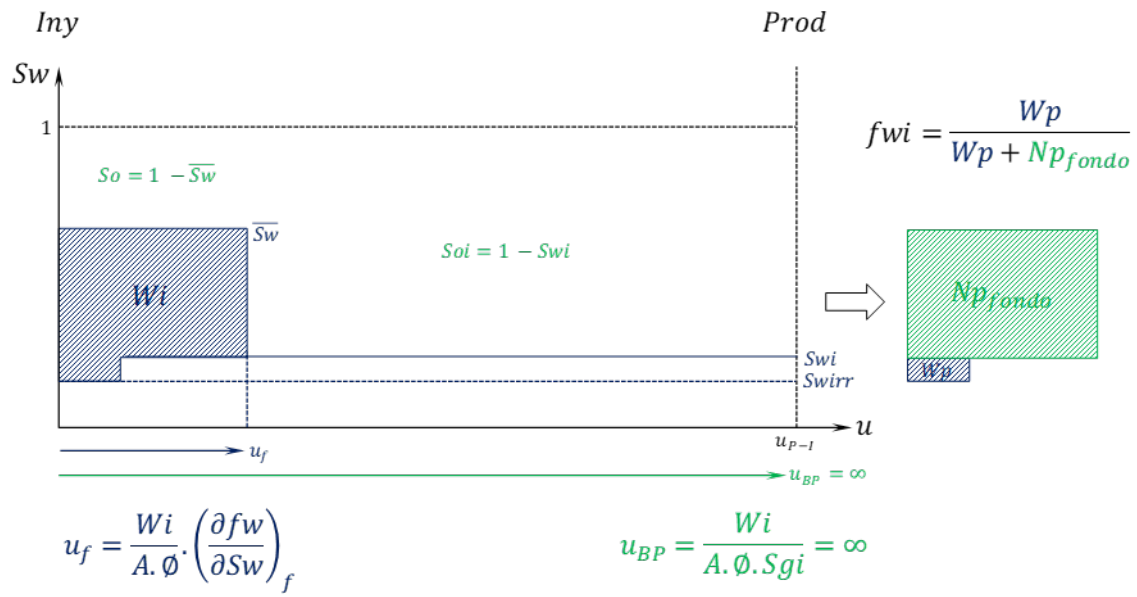


Figura 7 – Perfil de saturaciones vs distancia simplificado – Caso 2

Caso 3: $S_w > S_{w_{INF}}$ y $S_{gi} = 0$

Si, en cambio, la saturación inicial de agua es tal que se ubica a la derecha del punto de inflexión, la única tangente posible, desde ese valor hasta la curva de fw, será la que parte de ese punto.

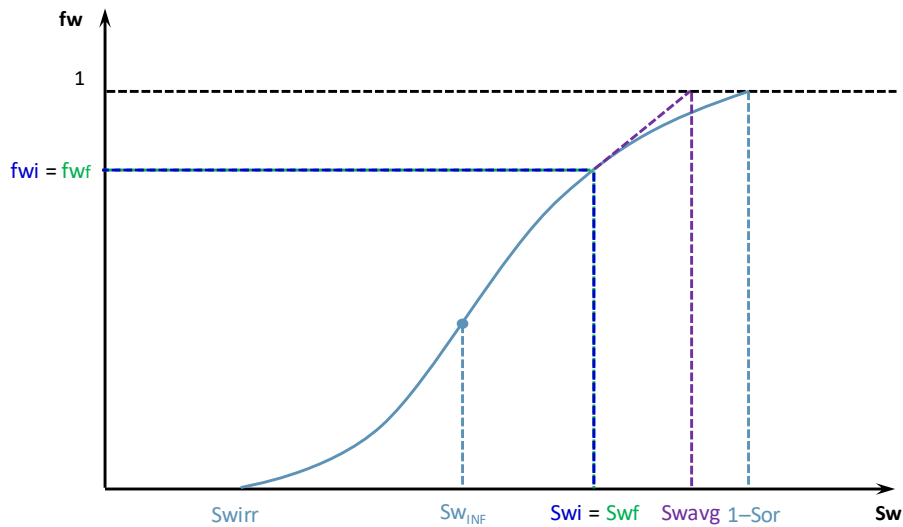


Figura 8 – Curva de flujo fraccional – Caso 3

Que la saturación del frente sea igual a la inicial y que todos los valores de Sw hasta $1 - S_{or}$ posean un valor de la derivada de fw (f'_w) diferente implica que, en este caso, no existirá un frente de avance, sino que las saturaciones se ordenarán de forma continua, formando una “cuña” de saturaciones.

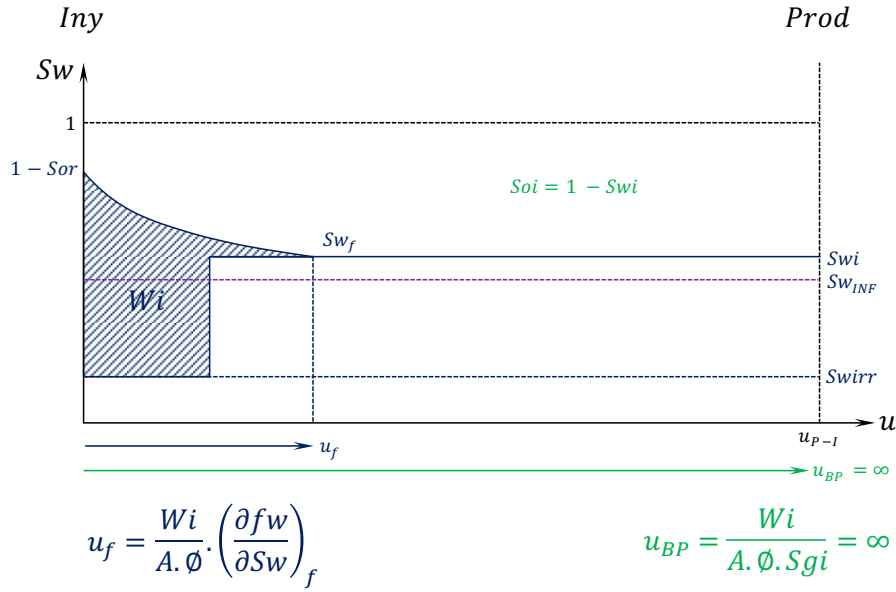


Figura 9 – Perfil de saturaciones vs distancia – Caso 3

La producción, partiendo de estas condiciones iniciales tendrá un corte de agua constante hasta el momento del BT y luego un incremento gradual a partir del BT, sin discontinuidades, a diferencia de los casos anteriores en que la irrupción del frente ocasionaba un incremento instantáneo y discontinuo del porcentaje de agua en el BT, denominado “shock”.

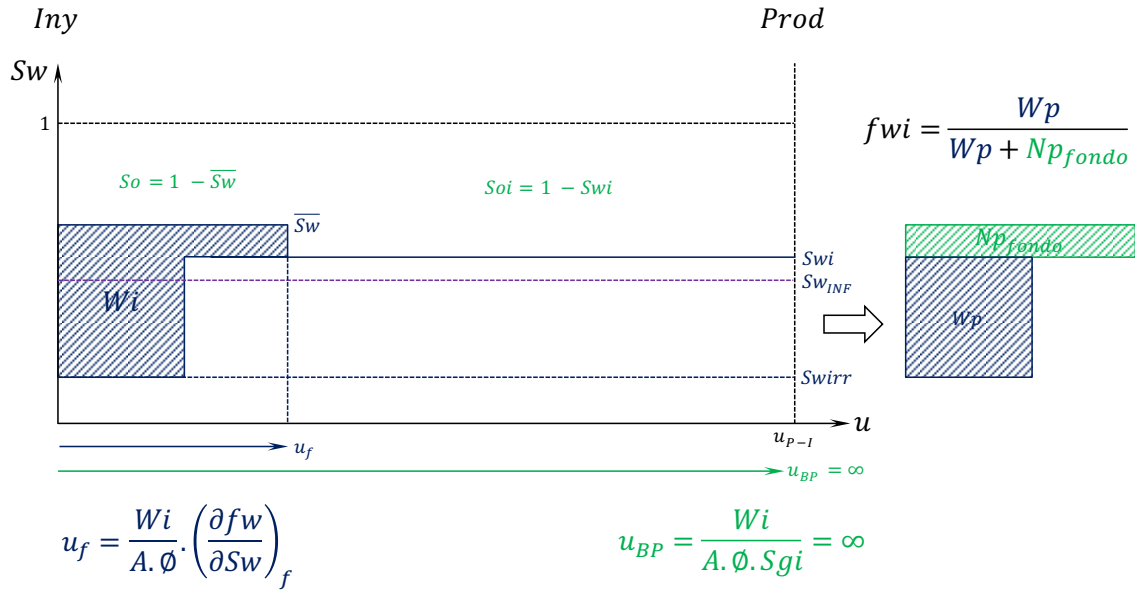


Figura 10 – Perfil de saturaciones vs distancia simplificado – Caso 3

Como en el caso anterior, existirá también una porción de agua inyectada que desplaza agua de reservorio. Deberá ésta cumplir nuevamente la doble condición de que, sumada al agua que “empuja” petróleo (calculada independientemente) se corresponda con el agua total inyectada y que la relación caudal de agua / caudal total en fondo sea fwi.

Caso 4: $Sw_i = Sw_{irr}$ y $S_{gi} > 0$

El caso 4 se comporta de igual forma que el primero, con una excepción, la existencia de gas libre original, lo que ocasiona una demora en la respuesta a la inyección, por parte del pozo productor. Este gas libre va desapareciendo en los alrededores del pozo productor a medida que se inyecta agua, ya sea por ser desplazado a la zona virgen (hipótesis de movilidad infinita), por redisolverse

en el petróleo o por quedar atrapado en la zona de los bancos, siendo en este caso su volumen despreciable (las tres asunciones son de alguna manera imperfectas pero funcionales para este análisis). El volumen de gas que "desaparece" es igual al agua inyectada pudiéndose plantear la siguiente ecuación $W_i = V.P.S_{gi}$, siendo VP el volumen poral de la zona llenada, es decir sin gas. El momento en el cual el gas desaparece del volumen poral completo se conoce como "llenado" o "fill-up" (FU) por su nombre en inglés.

La casi totalidad de los modelos de desplazamiento por agua (trifásicos) incorporan la fase gaseosa de esta manera, lo que requiere asunciones adicionales como ser la homogeneidad del reservorio, hipótesis que se mantiene en este análisis.

De esta manera, exceptuando la introducción de una zona virgen para valores de W_i menores al agua inyectada al llenado (W_{iFU}), el comportamiento y la relación entre los bancos de agua y petróleo será idéntica a la del Caso 1.

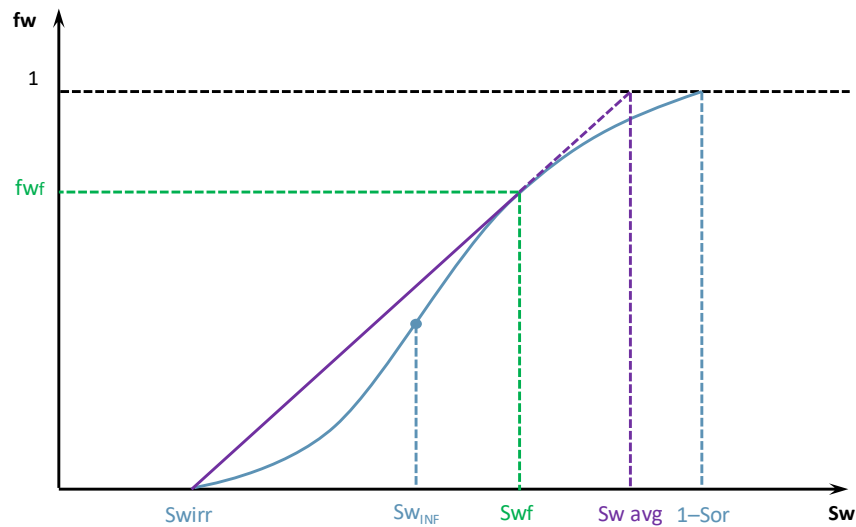


Figura 11 – Curva de flujo fraccional – Caso 4

Las saturaciones de frente y promedio no se ven modificadas.

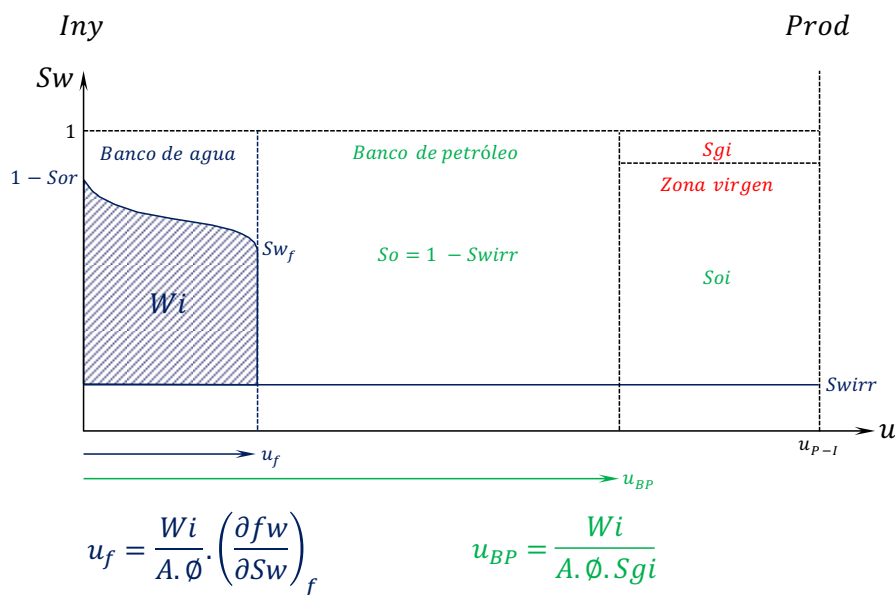


Figura 12 – Perfil de saturaciones vs distancia – Caso 4

Nótese que, a diferencia de lo que ocurría en los primeros tres casos (distancia desde el inyector hasta el frente del banco de petróleo infinita) al ser ahora la S_{gi} no nula, la distancia hasta el fin del banco de petróleo tiene un valor finito y el agua inyectada en cualquier momento previo al fill-up ($W_i = A \cdot \phi \cdot u_{BP} \cdot S_{gi}$) resulta igual al volumen de gas eliminado de los bancos de agua y petróleo.

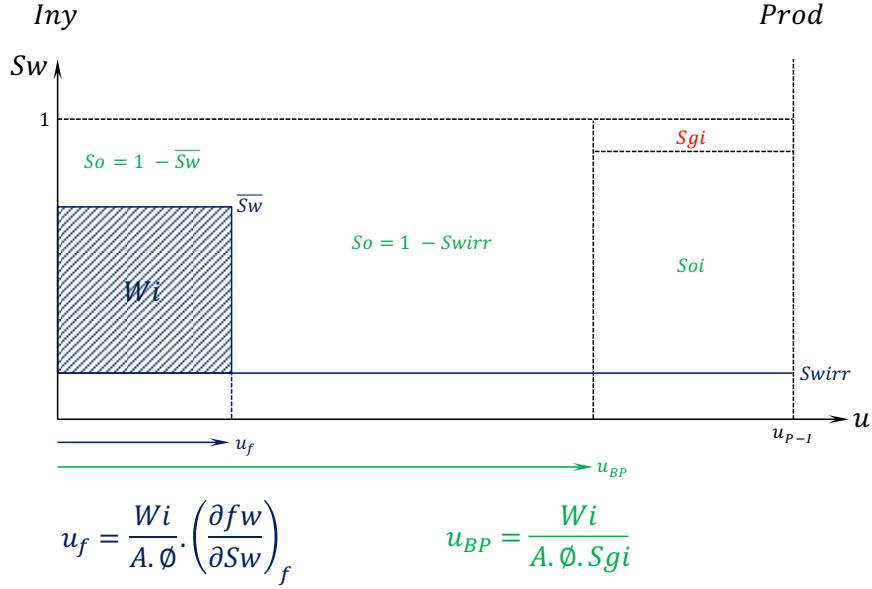


Figura 13 – Perfil de saturaciones vs distancia simplificado – Caso 4

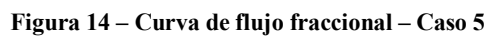
Caso 5: $Sw_{INF} > Sw_i > Sw_{irr}$ y $S_{gi} > 0$

Este es el primer caso en que existe saturación de agua inicial móvil en simultáneo con saturación de gas no nula. Por tal motivo, se deberá introducir un modelo adicional para su resolución. El motivo físico es el siguiente: en el Caso 4, el único fluido móvil en el banco de petróleo era justamente el petróleo, pero ahora la condición original de la porción de reservorio que luego se convertirá en el banco de petróleo, es trifásica. Esto significa que, al desaparecer el gas del banco de petróleo, como consecuencia del efecto de fill-up, los dos fluidos móviles restantes competirán por ocupar el espacio por él liberado.

Para resolver esta situación Borgia & Vitali aplicaron la ecuación de Hugoniot para modelar el movimiento de un pulso en un medio multifásico discontinuo. Trabajando en conjunto entre este modelo y la ecuación de avance frontal clásica de Buckley y Leverett, arribaron a la conclusión de que el flujo fraccional en el banco de petróleo (f_{wBP}) y la saturación en el banco de petróleo (Sw_{BP}) no son las originales, sino que cumplen con la siguiente función:

$$\frac{1}{S_{gi}} = \frac{f_{wBP}}{Sw_{BP} - Sw_i} \quad (4)$$

cuya representación en el análisis de la curva de flujo fraccional es la siguiente:



The graph illustrates the water saturation profile Sw as a function of the dimensionless distance u . The vertical axis represents Sw from 0 to 1, and the horizontal axis represents u from 0 to u_{p-1} . The profile is divided into two main sections: 'Iny' (Injection) and 'Prod' (Production). In the 'Iny' section, the saturation is constant at Sw_{irr} until u_f , then increases to Sw_f . The area under this curve is shaded and labeled Wi . In the 'Prod' section, the saturation is constant at Sw_{BP} until u_{BP} , then increases to Sw_i . The area under this curve is labeled So_i . The total saturation is $So = 1 - Sw_{BP}$. The total dimensionless distance is u_{p-1} . The dimensionless distance u_f is labeled u_f on the x-axis. The dimensionless distance u_{BP} is labeled u_{BP} on the x-axis. The dimensionless distance u_{p-1} is labeled u_{p-1} on the x-axis. The dimensionless distance u is labeled u on the x-axis.

$$u_f = \frac{Wi}{A \cdot \phi} \cdot \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_f$$

$$u_{BP} = \frac{Wi}{A \cdot \phi \cdot S_{gi}}$$

De forma similar que en el Caso 2, donde una Sw mayor a la irreducible conducía a valores de Sw_f y $\overline{Sw}$ menores que los del Caso 1, en el Caso 5 se obtienen valores menores que en el Caso 2, ya que la saturación de agua del banco de petróleo (que es empujada por el banco de agua) es mayor. Esta situación se presenta debido a que el punto desde el cual se traza la tangente se encuentra forzosamente a la derecha del punto inicial del Caso 2.

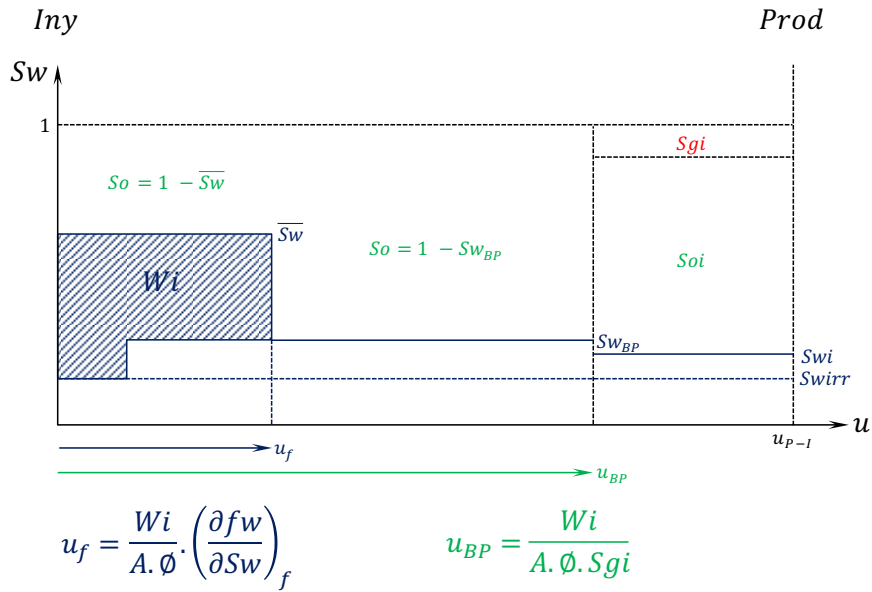


Figura 16 – Perfil de saturaciones vs distancia simplificado – Caso 5

Cuando se alcanza el FU el Caso 5 se convierte en un Caso 2 con una Sw_{BP} conocida y el valor de fw_{BP} correspondiente, pudiendo hacerse, en ese momento, las comprobaciones de los volúmenes de agua inyectados y de f_{wi} . Pero previo a ese momento, se puede hacer un chequeo adicional, también válido para el Caso 6: si hasta el FU, instante en que desaparece la última burbuja de gas, la zona virgen se halla en condiciones iniciales y no hay producción de ningún fluido, entonces la cantidad de agua inicial en el reservorio debe permanecer constante, aunque haya modificado su distribución. Esta comprobación se presenta en el Anexo II.

Caso 6: $Sw > Sw_{INF}$ y $S_{gi} > 0$

El Caso 6 es la generalización, para cualquier volumen de gas inicial, del Caso 3. Aplicando la ecuación de Hugoniot, se halla el valor de Sw_{BP} para los valores de Sw_i y S_{gi} conocidos:

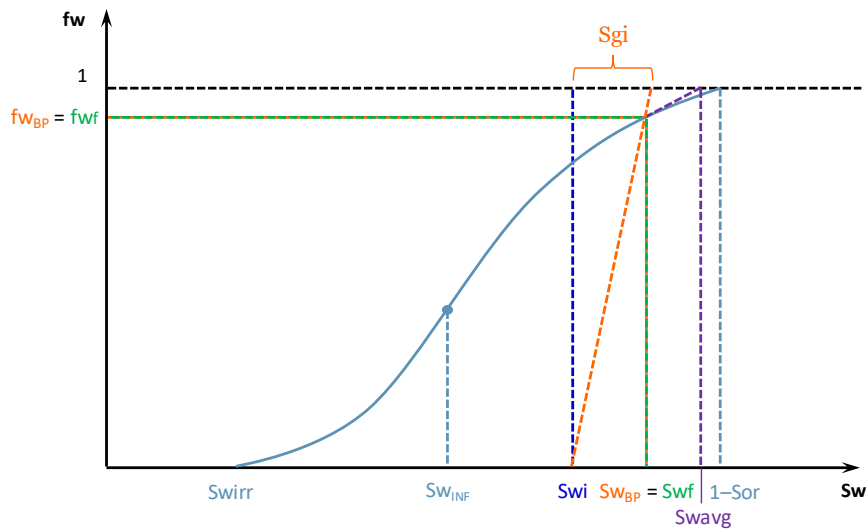


Figura 17 – Curva de flujo fraccional – Caso 6

Dado que, como en el Caso 3, la única tangente posible, desde el punto $(Sw_{BP}; fw_{BP})$ es la que parte de ese punto, nuevamente no habrá “shock” entre los bancos de petróleo y agua, sino que se

formará una cuña. Por el contrario, si habrá discontinuidad entre el banco de petróleo y la zona virgen.

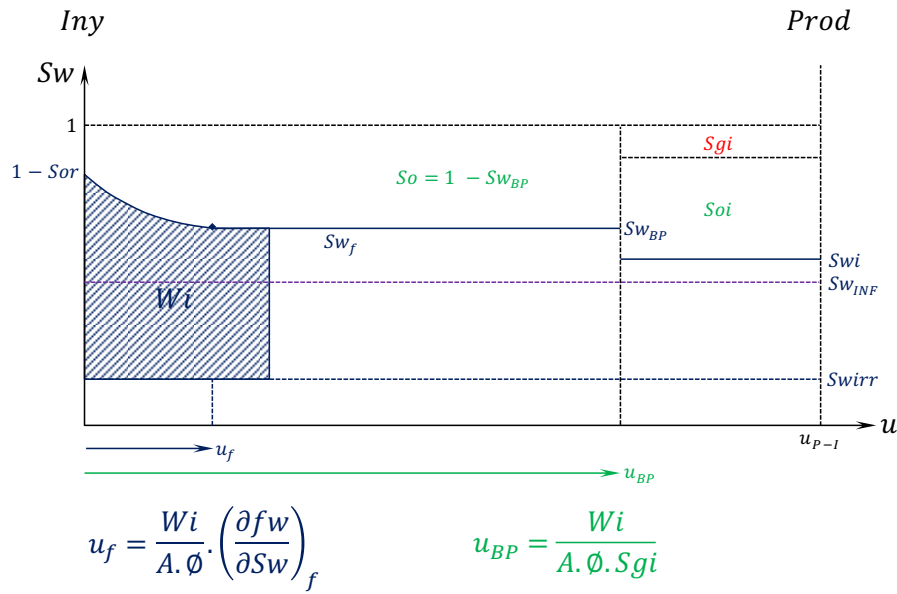


Figura 18 – Perfil de saturaciones vs distancia – Caso 6

La punta de la cuña será el valor calculado como la distancia entre el pozo inyector y el frente del banco de agua u_f y la distancia entre el inyector y el frente del “agua inyectada que empuja agua de reservorio” ($u_{A_{agua}}$) podrá estar por delante o por detrás del mismo (en este ejemplo se lo grafico por delante del frente de avance).

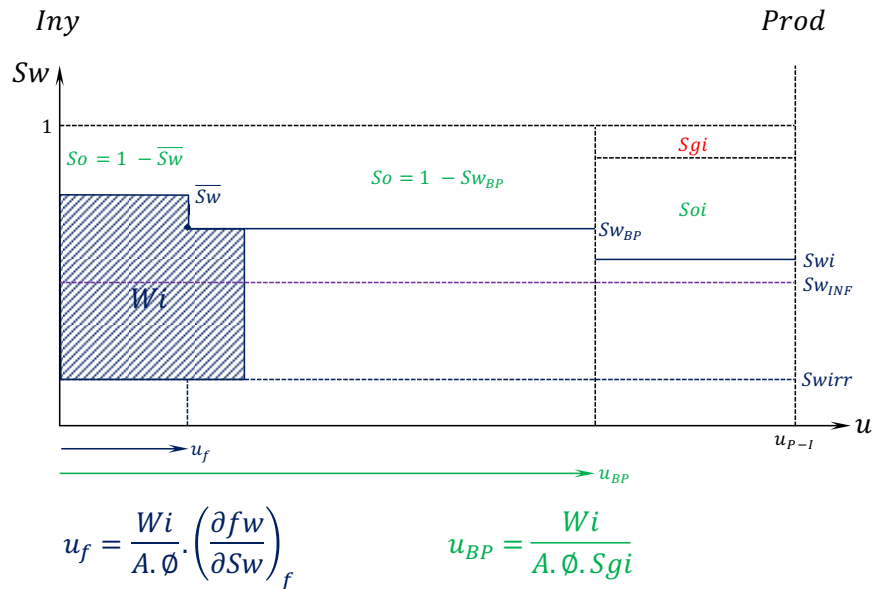


Figura 19 – Perfil de saturaciones vs distancia simplificado – Caso 6

Nota 1: Para estos desarrollos se ha asumido movilidad del agua de inyección igual a la movilidad del agua de formación

Nota 2: El modelo de flujo difuso permite considerar valores de f' terminales mayores a cero y, por lo tanto, obtener planos móviles de saturación de agua $Sw = 1 - Sor$, ya que al ser la derivada

positiva la velocidad toma un valor finito en la ecuación de avance frontal. Esto no ocasiona problemas en el método (ni en el original ni en el presentado en este artículo), pero vuelve más engorrosos los cálculos.

Metodología de Trabajo Recomendada

La forma correcta de operar, para cualquiera de los casos, es la siguiente:

- Se construye la curva de flujo fraccional. De existir efectos gravitatorios como consecuencia de gran buzamiento o diferencia entre las densidades de los fluidos, se los introduce.
- Se señala, de existir, el punto de inflexión de f_w y se estima SW_{INF} .
- Se ubica el punto $(S_{wi}; 0)$ que será la saturación de agua en la zona virgen.
- Se traza un gradiente desde ese punto con pendiente positiva $1/S_{gi}$ hasta cortar la curva de f_w . Si la recta gradiente y la curva de flujo fraccional no se tocan, habrá que revisar los datos, pues tal situación no es posible, salvo que no exista petróleo móvil. Cabe recordar que la máxima saturación de gas posible es $S_{gi} = 1 - S_{wi} - S_{or}$.
- En la intersección entre $1/S_{gi}$ y la curva de f_w se hallan los valores de SW_{BP} y f_{wBP} , que serán la condición del banco de petróleo.
- Desde ese punto se traza la tangente a la curva de f_w y se hallan los valores de SW_f y f_{wf} . Si ese punto se encuentra en la porción convexa de la curva, se tendrá $SW_{BP} = SW_f$ y $f_{wBP} = f_{wf}$. Nota: existen casos híbridos entre los Casos 5 y 6 en los que $S_{wi} < SW_{INF}$ pero que por existir gas inicial tienen $SW_{BP} > SW_{INF}$. En estas circunstancias el comportamiento resultante será el de un Caso 6, ya que SW_{BP} caerá en la zona convexa de la curva de f_w y será igual a SW_f , no pudiendo trazarse otra tangente que la que parte del punto $(SW_{BP}; f_{wBP})$.
- Con la extrapolación de dicha tangente hasta el valor de $f_w = 1$ se halla $\overline{SW}$.
- Luego se procede de la forma habitual para el modelo de flujo difuso, con la excepción de que las acumuladas de cada fluido se verán modificadas en función de las condiciones de los bancos de petróleo y agua.

Ejemplo Numérico

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los seis casos considerando las siguientes condiciones iniciales:

Casos	Swi	Sgi
1	0,20	-
2	0,34	-
3	0,50	-
4	0,20	0,17
5	0,34	0,17
6	0,50	0,17

VP = 500 m³ // POIS fondo = 400 m³

Swirr = 0,20 // Sor = 0,10

* por simplicidad se trabajó con los valores de petróleo original, Np y POIS en condiciones de fondo. Este hecho no afecta los resultados ni las conclusiones.

Para $W_i = 50\text{m}^3$:

Cuando la inyección acumulada es igual a 50m³ los bancos de petróleo y agua de los primeros tres casos son los siguientes:

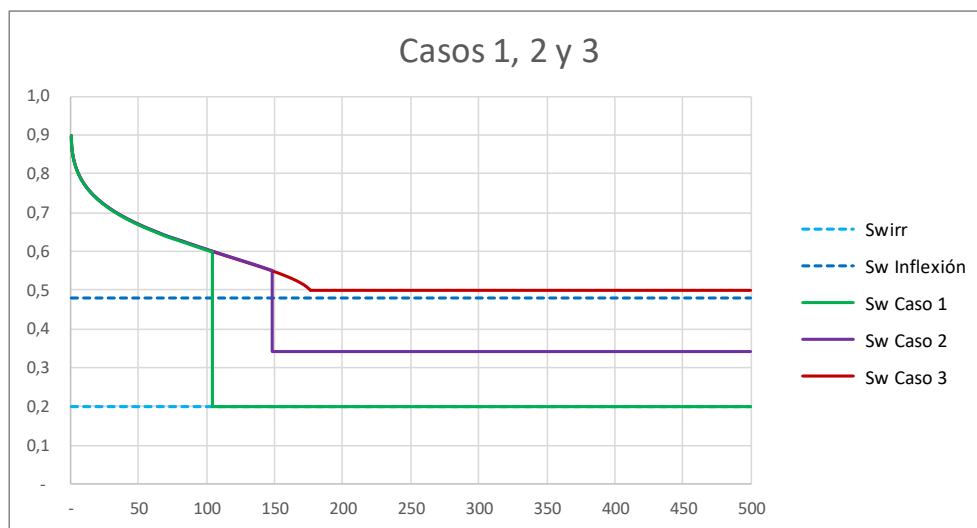


Figura 20 – Perfil de saturaciones vs distancia – Ejemplo Numérico: Casos 1, 2 y 3

Cuando la inyección acumulada es igual a 50m³ los bancos de petróleo, agua y la zona virgen de los Casos 4, 5 y 6 son los siguientes (nótese que la zona virgen coincide en los tres casos, ya que u_{BP} depende de la saturación de gas inicial pero no de la de agua):

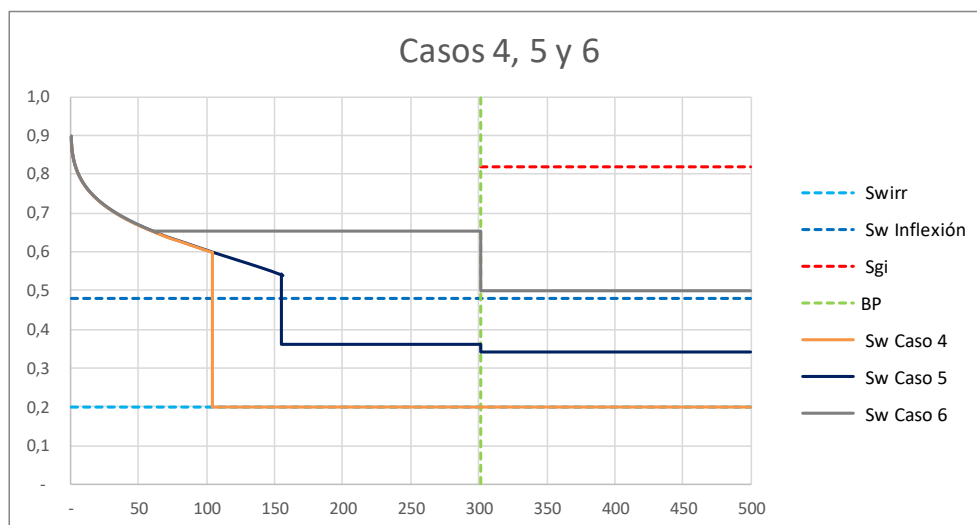


Figura 21 – Perfil de saturaciones vs distancia – Ejemplo Numérico: Casos 4, 5 y 6

Para $W_i = W_{iBT}$:

Al momento del breakthrough no existen adentro del reservorio condiciones asociadas al banco de petróleo o zona virgen (continuando con la hipótesis de flujo unidimensional, desplazamiento lineal y medio homogéneo). Los momentos en que cada caso alcanza el BT son diferentes (con la excepción de los casos 1 y 4). Los volúmenes de W_{iBT} , en este ejemplo, para los casos 1, 2 y 3 son 240, 169 y 142 m³ respectivamente.

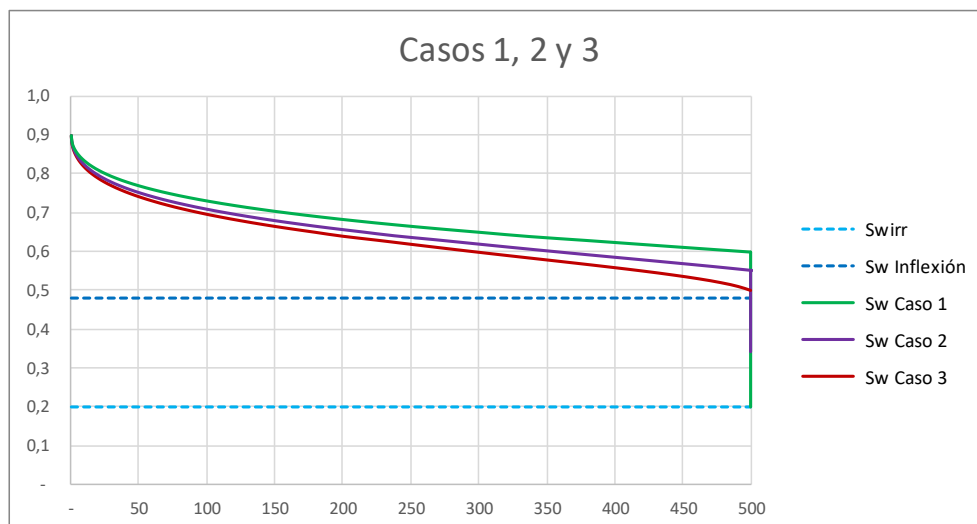


Figura 22 – Perfil de saturaciones vs distancia – Ejemplo Numérico: Casos 1, 2 y 3

Los volúmenes de W_{iBT} para los casos 4, 5 y 6 son 240, 162 y 408 m³ respectivamente:

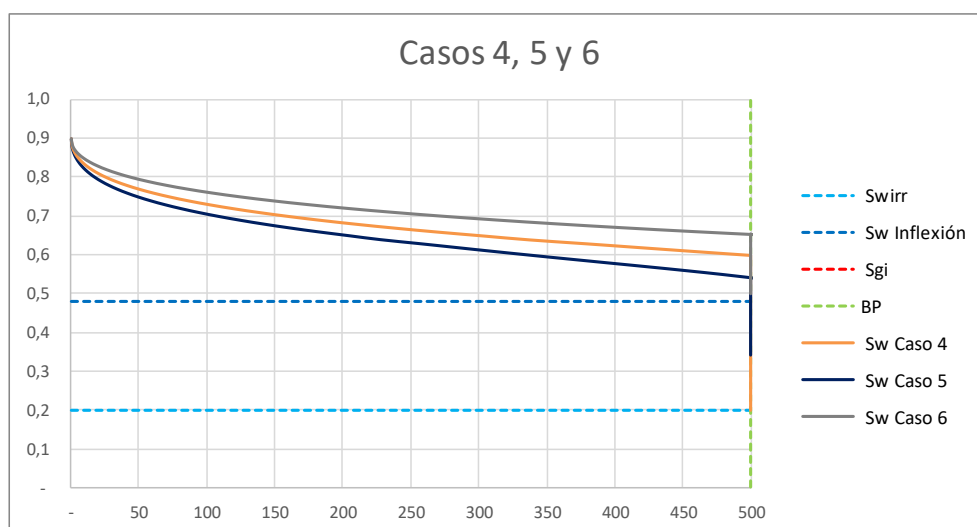


Figura 23 – Perfil de saturaciones vs distancia – Ejemplo Numérico: Casos 4, 5 y 6

El Caso 6 requiere un volumen de agua importante porque al ser el valor de Sw_f tan elevado y por ende f_f pequeña, la velocidad de avance del plano de saturación del frente se torna muy lenta. En otras palabras, el agua que empuja petróleo va a una velocidad muy baja, muy inferior a la del agua que empuja agua.

Comparación de resultados a fin de vida útil:

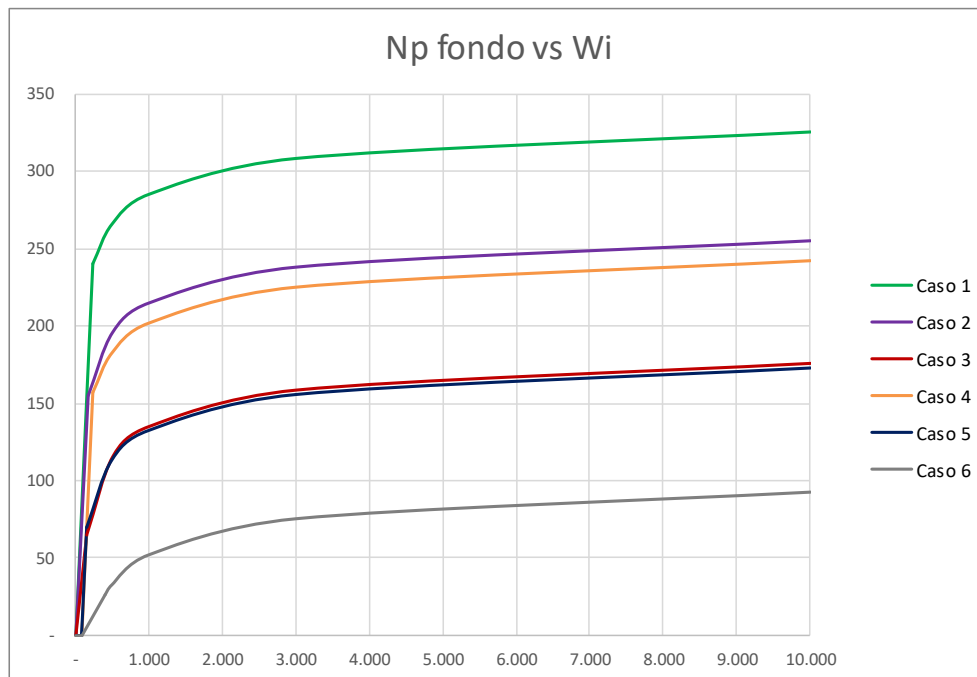


Figura 24 – Acumulada de petróleo vs inyección acumulada – Ejemplo Numérico

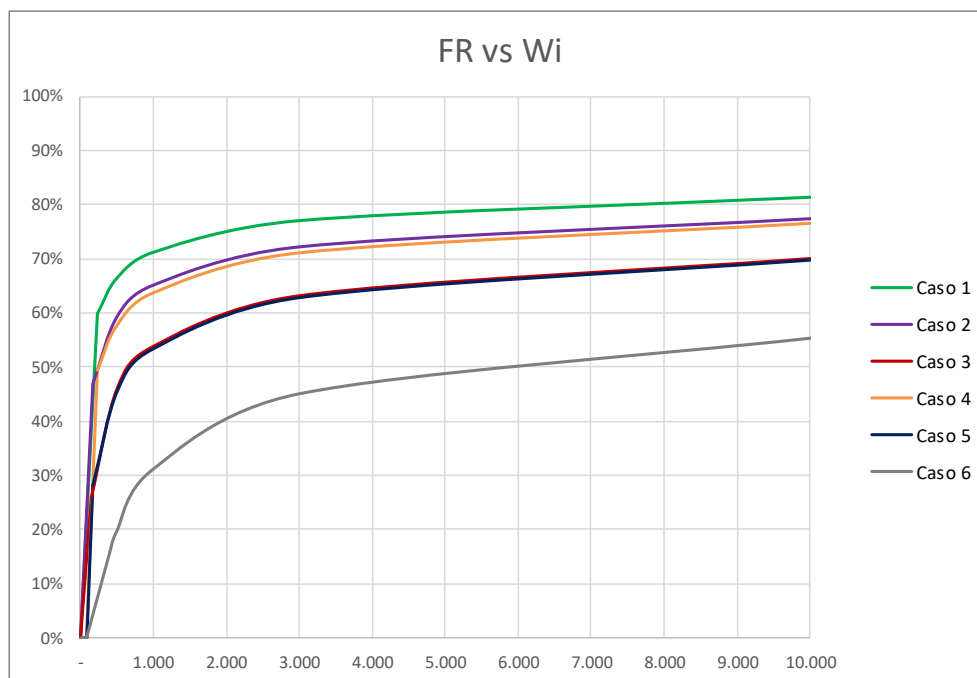


Figura 25 – Factor de recuperación de petróleo vs inyección acumulada – Ejemplo Numérico

Se desprende del análisis de los gráficos que las acumuladas disminuyen cuando las saturaciones iniciales de agua o gas aumentan, lo cual es lógico ya que hay un menor volumen de petróleo inicial. Pero también lo hacen los factores de recuperación, indicando que incluso el desplazamiento, de esas menores cantidades de petróleo, se vuelve más ineficiente.

Comparación de resultados: $W_i = 3 \text{ VPI}$

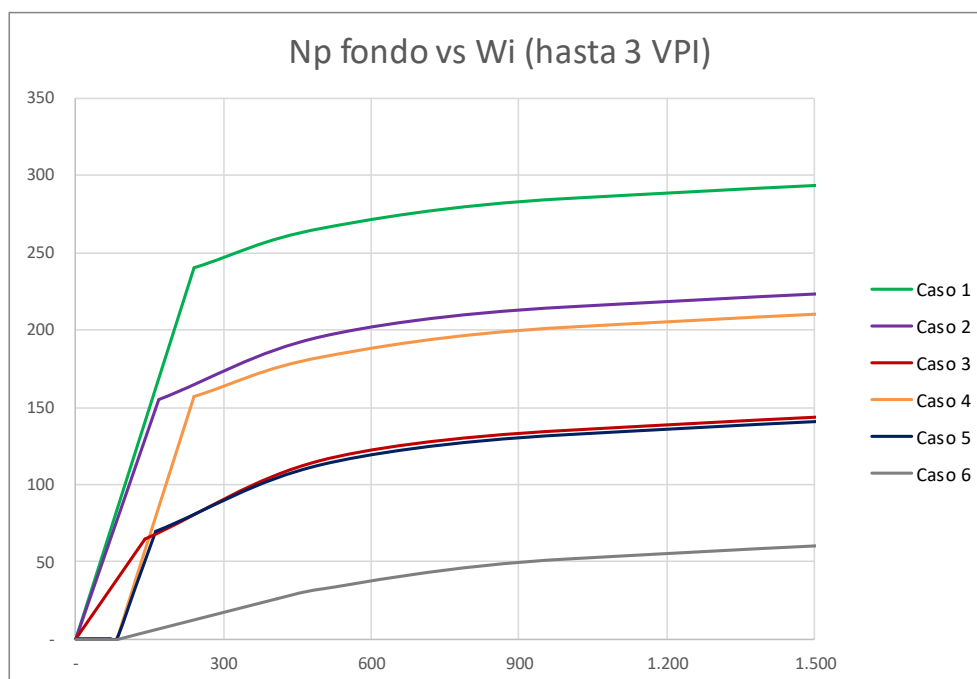


Figura 26 – Acumulada de petróleo vs inyección acumulada – Ejemplo Numérico

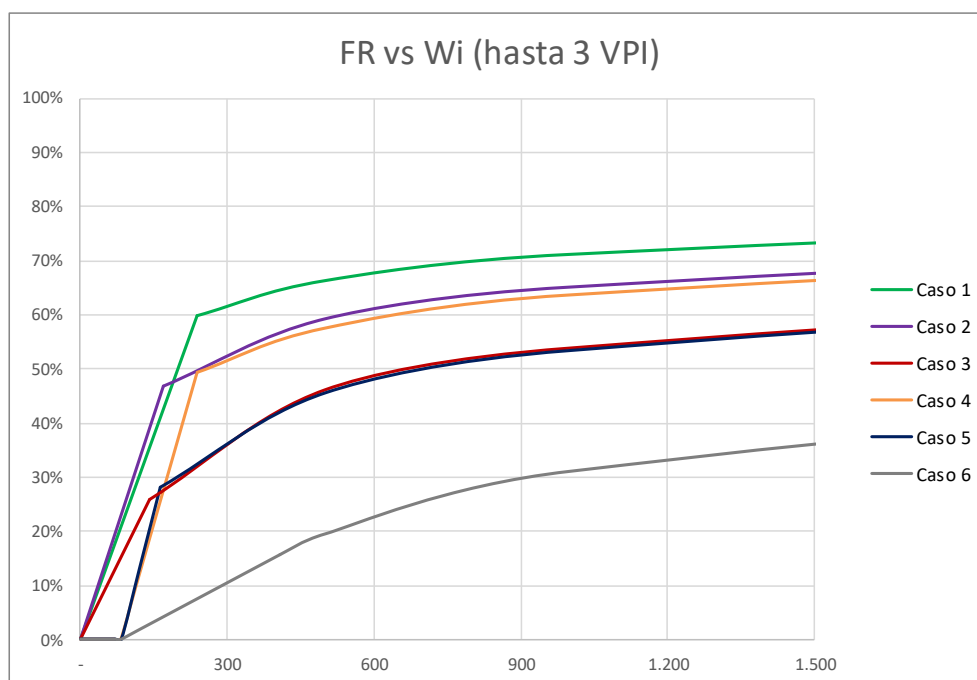


Figura 27 – Factor de recuperación de petróleo vs inyección acumulada – Ejemplo Numérico

Si el análisis se efectúa sobre las mismas variables, pero para tres volúmenes porales inyectados, la dispersión es aún mayor, siendo los factores de recuperación máximo y mínimo, correspondientes a los casos 1 y 6, 83% y 58%, respectivamente; es decir una diferencia de 25%. Recuerdese que, por tratarse de un modelo unidimensional, se asume tácitamente que las eficiencias areal y vertical son completas, razón que explica los factores de recuperación tan elevados.

Conclusiones

- La existencia de agua inicial móvil y/o gas inicial no nulo ocasionará ineficiencias en el desplazamiento que, de no ser cuidadosamente consideradas provocarán una sobreestimación en la producción pronosticada.
- Se presenta una metodología para el análisis de estas situaciones y un ejemplo de aplicación de esta.
- Se analizan los seis casos posibles para un sistema homogéneo, postulando flujo difuso.
- El análisis de la ecuación (4) permite concluir que los Casos 1, 2 y 3 son situaciones particulares de los Casos 4, 5 y 6 en donde $S_{gi} = 0$, razón por la cual Sw_{BP} debe ser forzosamente igual a Sw_i .

Nomenclatura

A = área transversal de flujo

BT = irrupción de agua inyectada en el pozo productor, breakthrough

FR = factor de recuperación de petróleo respecto del original

FU = llenado, fill-up, reemplazo del volumen de gas inicial por agua inyectada

fw = flujo fraccional (fracción de agua móvil sobre el líquido total móvil en condiciones de fondo)

fwi = flujo fraccional inicial

fw_f = flujo fraccional en el frente del banco de agua

fw_{BP} = flujo fraccional del banco de petróleo

f' = derivada de la curva de flujo fraccional respecto de la saturación de agua

f'_f = derivada de la curva de flujo fraccional en el frente del banco de agua

k_o = permeabilidad efectiva de la roca al petróleo

k_w = permeabilidad efectiva de la roca al agua

μ_o = viscosidad del petróleo en condiciones de fondo

μ_w = viscosidad del agua en condiciones de fondo

N_p = producción acumulada de petróleo

$\emptyset$ = porosidad de la roca

Sw = saturación de agua

Sw_{INF} = saturación de agua en el punto de inflexión de la curva de flujo fraccional

Sw_i = saturación de agua inicial

Sw_f = saturación de agua en el frente del banco de agua

Sw_{BP} = saturación de agua en el banco de petróleo

$\overline{Sw}$ = saturación de agua promedio en el banco de agua

So = saturación de petróleo

Sor = saturación de petróleo residual

Sg = saturación de gas

S_{gi} = saturación de gas inicial

u_x = distancia desde el inyector hasta un punto determinado (x) del reservorio

u_{BP} = distancia desde el inyector hasta el frente del banco de petróleo

u_f = distancia desde el inyector hasta el frente del banco de agua

u_{Agua} = distancia desde el inyector hasta el frente del "agua inyectada que empuja agua de reservorio"

$u_{Iny-Prod}$ = distancia desde el pozo inyector hasta el pozo productor

VP = volumen poral

VP = volúmenes porales inyectados

W_i = volumen de agua inyectada

W_{FU} = volumen de agua inyectada al momento del llenado o fill-up

W_{BT} = volumen de agua inyectada al momento de la irrupción o breakthrough

Referencias

- Leverett, M. C. (1941, December 1). Capillary Behavior in Porous Solids. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/941152-G
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942, December 1). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/942107-G
- Craig, Jr. F. F., (1971). The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. ISBN 0-89520-202-6.
- Borgia, G. C., & Vitali, D. (1980, March 10). Calculation of waterflood saturation profiles made easier. Oil & Gas Journal Mar. 10, 1980.

Breve C.V. de Álvaro Bugari

Título: Ingeniero en Petróleo (ITBA) Máster en Evaluación de Proyectos (ITBA-UCEMA)
J@R Consultora (Ingeniero de Reservorios Senior).

ANEXO I – RESUMEN DE FÓRMULAS

u_{BP} :

Antes del fill-up:

$$u_{BP} = \frac{W_i}{A \cdot \emptyset \cdot S_{gi}}$$

recordando que si $S_{gi} = 0$, entonces $U_{BP} \rightarrow \infty$. A fines prácticos, puede considerarse $U_{BP} = U_{Iny-Prod}$ para los Casos 1, 2 y 3 desde el comienzo.

En el FU y posterior a él

$$u_{BP} = \frac{W_{i_{FU}}}{A \cdot \emptyset \cdot S_{gi}} = u_{Iny-Prod}$$

siendo $W_{i_{FU}} = 0$ para los Casos 1, 2 y 3.

u_f :

Antes del fill-up:

$$u_f = \frac{W_i}{A \cdot \emptyset} \cdot \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_f = \frac{W_i}{A \cdot \emptyset} \cdot f'_f$$

recordando que para los Casos 1, 2 y 3 no existen momentos “antes del fill-up”.

En el fill-up:

$$u_{f_{FU}} = \frac{W_{i_{FU}}}{A \cdot \emptyset} \cdot \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_f = \frac{W_{i_{FU}}}{A \cdot \emptyset} \cdot f'_f$$

de nuevo, recordando que para los Casos 1, 2 y 3, $W_{i_{FU}} = 0$.

Entre el fill-up y el breakthrough:

$$u_f = \frac{W_i}{A \cdot \emptyset} \cdot \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_f = \frac{W_i}{A \cdot \emptyset} \cdot f'_f$$

En el breakthrough:

$$u_{f_{BT}} = u_{Iny-Prod} = \frac{W_{i_{BT}}}{A \cdot \emptyset} \cdot \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_f = \frac{W_{i_{BT}}}{A \cdot \emptyset} \cdot f'_f = cte$$

Posterior al breakthrough:

$$u_{Iny-Prod} = \frac{Wi}{A \cdot \emptyset} \cdot \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{Prod} = \frac{Wi}{A \cdot \emptyset} \cdot f'_{Prod} = cte$$

sabiendo que para que la distancia permanezca constante, incrementos en Wi causarían forzosamente disminuciones complementarias en f' .

u_{Agua} :

Es independiente de momentos como el fill-up o el breakthrough, pero puede calcularse su valor en ellos utilizando en la fórmula los valores correspondientes

$$u_{Agua} = \frac{Wi}{A \cdot \emptyset \cdot (Sw_{BP} - Swirr)} - u_f \frac{(\overline{Sw} - Sw_{BP})}{(Sw_{BP} - Swirr)}$$

La única precaución a tener es en los Casos 1 y 4, en donde $Sw_{BP} = Swirr$ y la fórmula se convierte en $\infty - \infty$. En estos casos, para salvar la indeterminación se fuerza $u_{Agua} = 0$.

Wi :

Antes del fill-up:

$$Wi = u_f \cdot A \cdot \emptyset \cdot (\overline{Sw} - Sw_{BP}) + u_{Agua} \cdot A \cdot \emptyset \cdot (Sw_{BP} - Swirr)$$

recordando que para los Casos 1 y 4, $u_{Agua} = 0$ y que para los Casos 1, 2, 3 y 4 $Sw_{BP} = Swi$.

En el fill-up:

$$Wi_{FU} = VP \cdot Sgi = u_{Iny-Prod} \cdot A \cdot \emptyset \cdot Sgi$$

misma aclaración que antes.

Entre el fill-up y el breakthrough:

$$Wi = u_f \cdot A \cdot \emptyset \cdot (\overline{Sw} - Sw_{BP}) + u_{Agua} \cdot A \cdot \emptyset \cdot (Sw_{BP} - Swirr)$$

misma aclaración que antes.

En el breakthrough:

$$Wi_{BT} = u_{Iny-Prod} \cdot A \cdot \emptyset \cdot (\overline{Sw} - Sw_{BP}) + u_{Agua_{BT}} \cdot A \cdot \emptyset \cdot (Sw_{BP} - Swirr)$$

misma aclaración que antes.

Fórmula general para cualquier momento desde el inicio hasta el abandono:

$$Wi = \frac{u_{sw} \cdot A \cdot \emptyset}{\left(\frac{\partial fw}{\partial Sw}\right)_{Sw}} = \frac{u_{sw} \cdot A \cdot \emptyset}{f'_{Sw}}$$

esta ecuación es válida en todo momento, siempre y cuando se utilice con cuidado. La distancia entre el inyector y un plano cualquiera de saturación aumentará en función del agua inyectada hasta alcanzar el pozo productor, luego será constante e igual a $u_{Iny-Prod}$.

Si, en cambio, se estudia el pozo productor (posterior al breakthrough) el valor de u permanecerá constante y f' en el productor disminuirá cuando Wi aumente.

Np (en condiciones de fondo):

Antes de y en el fill-up:

$$Np = 0$$

recordando que para los Casos 1, 2 y 3, $Wi_{FU} = 0$.

Posterior al fill-up:

$$Np = A \cdot \emptyset \cdot \left(u_f \cdot (\overline{Sw} - Sw_{BP}) - u_{f_{FU}} \cdot (\overline{Sw}_{FU} - Sw_{BP}) \right)$$

siendo el primer término la porción de Wi que desplaza petróleo y el segundo el Wi que no desplazó petróleo por haber estado produciendo el fill-up.

Wp:

Desde el inicio hasta el abandono:

$$Wp = (Wi - Wi_{FU}) - Np \cdot Bo$$

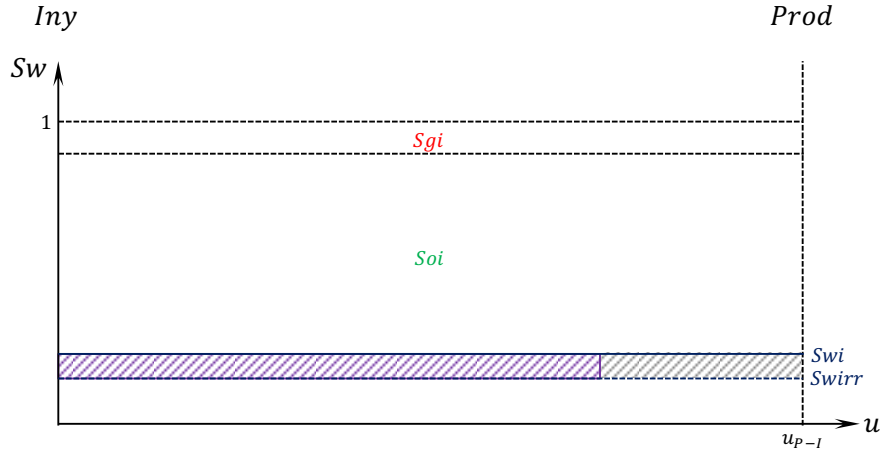
pudiendo verificarse que

$$fw_{BP} = \frac{Wp}{Wp + Np \cdot Bo}$$

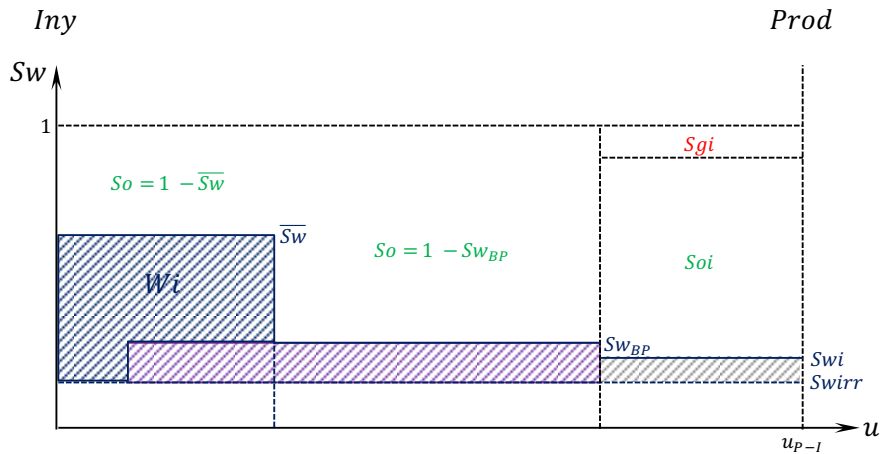
siendo $fw_{BP} = 0$ para los Casos 1 y 4 y $fw_{BP} = fwi$ para los casos 2 y 3.

ANEXO II – COMPROBACIÓN DE AGUA ORIGINAL

En las figuras siguientes puede verse que tanto en la situación inicial como en un momento cualquiera previo al FU existe una porción del reservorio (rectángulo gris) en condiciones originales.



Cantidad de agua móvil inicial – Caso 5



Cantidad de agua móvil pre FU – Caso 5

La otra fracción (rectángulo violeta) corresponde al agua móvil originalmente en el reservorio que cambió su distribución como consecuencia de la inyección de agua. Si esta agua no se ha producido, entonces ambas figuras deberían representar el mismo volumen.

Situación inicial:

$$Volumen = u_{BP} \cdot A \cdot \Phi \cdot (Sw_i - Sw_{irr})$$

Momento futuro previo al FU:

$$Volumen = (u_{BP} - u_{Agua}) \cdot A \cdot \Phi \cdot (Sw_{BP} - Sw_{irr})$$

A efectos de comprobar que todos los cálculos se realizaron correctamente, se deberá que verificar que estos volúmenes sean iguales.

ANEXO III – INPUTS Y RESULTADOS DEL EJEMPLO PRESENTADO

Datos de entrada:

Geometría del reservorio, propiedades de los fluidos y condiciones iniciales propuestas:

Ea =	1
Ev =	1
μ_w =	0,75 cp
μ_o =	3,01 cp
Swirr =	0,20
Area transversal (A.Ø) =	1 m ²
Distancia Iny - Prod =	500 m
Sor =	0,10

Casos	Swi	Sgi
1	0,20	-
2	0,34	-
3	0,50	-
4	0,20	0,17
5	0,34	0,17
6	0,50	0,17

Curvas de permeabilidad relativa y flujo fraccional

Sw	Kro	Krw	fw
0,20	1,0000	-	-
0,21	0,9578	0,0001	0,0003
0,22	0,9167	0,0002	0,0011
0,23	0,8769	0,0006	0,0025
0,24	0,8382	0,0010	0,0047
0,25	0,8007	0,0015	0,0076
0,26	0,7643	0,0022	0,0115
0,27	0,7290	0,0030	0,0163
0,28	0,6948	0,0039	0,0222
0,29	0,6618	0,0050	0,0292
0,30	0,6297	0,0061	0,0376
0,31	0,5988	0,0074	0,0473
0,32	0,5688	0,0088	0,0586
0,33	0,5399	0,0103	0,0715
0,34	0,5120	0,0120	0,0861
0,35	0,4851	0,0138	0,1024
0,36	0,4591	0,0157	0,1206
0,37	0,4340	0,0177	0,1407
0,38	0,4099	0,0198	0,1628
0,39	0,3867	0,0221	0,1867
0,40	0,3644	0,0245	0,2126
0,41	0,3430	0,0270	0,2403
0,42	0,3224	0,0296	0,2697
0,43	0,3027	0,0324	0,3006
0,44	0,2838	0,0353	0,3330
0,45	0,2657	0,0383	0,3665
0,46	0,2483	0,0414	0,4010
0,47	0,2318	0,0446	0,4362
0,48	0,2160	0,0480	0,4717
0,49	0,2009	0,0515	0,5073
0,50	0,1866	0,0551	0,5426
0,51	0,1729	0,0588	0,5775
0,52	0,1600	0,0627	0,6116
0,53	0,1477	0,0667	0,6446
0,54	0,1360	0,0708	0,6764

0,55	0,1250	0,0750	0,7068
0,56	0,1146	0,0793	0,7356
0,57	0,1048	0,0838	0,7627
0,58	0,0955	0,0884	0,7880
0,59	0,0869	0,0931	0,8116
0,60	0,0787	0,0980	0,8333
0,61	0,0711	0,1029	0,8533
0,62	0,0640	0,1080	0,8715
0,63	0,0574	0,1132	0,8880
0,64	0,0512	0,1185	0,9028
0,65	0,0456	0,1240	0,9162
0,66	0,0403	0,1296	0,9281
0,67	0,0355	0,1352	0,9387
0,68	0,0310	0,1411	0,9481
0,69	0,0270	0,1470	0,9563
0,70	0,0233	0,1531	0,9635
0,71	0,0200	0,1592	0,9697
0,72	0,0170	0,1656	0,9751
0,73	0,0143	0,1720	0,9797
0,74	0,0119	0,1785	0,9836
0,75	0,0098	0,1852	0,9869
0,76	0,0080	0,1920	0,9897
0,77	0,0064	0,1989	0,9920
0,78	0,0050	0,2060	0,9939
0,79	0,0039	0,2131	0,9955
0,80	0,0029	0,2204	0,9967
0,81	0,0021	0,2278	0,9977
0,82	0,0015	0,2353	0,9984
0,83	0,0010	0,2430	0,9990
0,84	0,0006	0,2508	0,9994
0,85	0,0004	0,2587	0,9996
0,86	0,0002	0,2667	0,9998
0,87	0,0001	0,2748	0,9999
0,88	0,0000	0,2831	1,0000
0,89	0,0000	0,2915	1,0000
0,90	-	0,3000	1,0000

Resultados para $W_i = 50\text{m}^3$:

Saturaciones y valores de flujo fraccional en fracción y volúmenes en m^3 :

Sw	Swirr	Sgi	Swi	SwBP	fwBP	SwINF	Swfrente	Swavg	1-Sor
Caso 1	0,20	-	0,20	0,20	-	0,48	0,60	0,680	0,90
Caso 2	0,20	-	0,34	0,34	0,09	0,48	0,55	0,649	0,90
Caso 3	0,20	-	0,50	0,50	0,54	0,48	0,50	0,630	0,90
Caso 4	0,20	0,17	0,20	0,20	-	0,48	0,60	0,680	0,90
Caso 5	0,20	0,17	0,34	0,36	0,12	0,48	0,54	0,645	0,90
Caso 6	0,20	0,17	0,50	0,65	0,92	0,48	0,65	0,719	0,90

Distancia	Wi	Utot	U BP	fw frente	f' frente	Ufrente	Wi Fill Up	Np.Bo	Wp
Caso 1	50,00	500,00	500,00	0,833	2,08	104,15	-	50,00	-
Caso 2	50,00	500,00	500,00	0,708	2,96	147,83	-	45,70	4,30
Caso 3	50,00	500,00	500,00	0,543	3,52	175,93	-	22,87	27,13
Caso 4	50,00	500,00	301,20	0,833	2,08	104,15	83,00	-	-
Caso 5	50,00	500,00	301,20	0,682	3,09	154,44	83,00	-	-
Caso 6	50,00	500,00	301,20	0,919	1,23	61,32	83,00	-	-

Volúmenes en m^3 y factores de recuperación en porcentaje:

Caso 1					Caso 2				
Wi m3	Np.Bo m3	Wp m3	FR %	FR movil %	Wi m3	Np.Bo m3	Wp m3	FR %	FR movil %
-	-	-	0%	0%	-	-	-	0%	0%
50	-	50	0%	0%	50	-	46	0%	0%
70	70	-	17%	20%	70	64	6	19%	23%
83	83	-	21%	24%	83	76	7	23%	27%
120	120	-	30%	34%	120	110	10	33%	39%
240	240	-	60%	69%	169	155	15	47%	55%
500	266	234	66%	76%	500	196	304	59%	70%
1.000	285	715	71%	81%	1.000	215	785	65%	77%
3.000	308	2.692	77%	88%	3.000	238	2.762	72%	85%
10.000	325	9.675	81%	93%	10.000	255	9.745	77%	91%

Caso 3					Caso 4				
Wi m3	Np.Bo m3	Wp m3	FR %	FR movil %	Wi m3	Np.Bo m3	Wp m3	FR %	FR movil %
-	-	-	0%	0%	-	-	-	0%	0%
50	-	23	0%	0%	50	83	-	26%	31%
70	32	38	13%	16%	70	-	-	0%	0%
83	38	45	15%	19%	83	-	-	0%	0%
120	55	65	22%	27%	120	37	-	12%	14%
142	65	77	26%	33%	240	157	-	50%	59%
500	116	384	46%	58%	500	183	234	58%	68%
1.000	135	865	54%	67%	1.000	202	715	64%	76%
3.000	158	2.842	63%	79%	3.000	225	2.692	71%	84%
10.000	175	9.825	70%	88%	10.000	242	9.675	76%	91%

Caso 5					Caso 6				
Wi m3	Np.Bo m3	Wp m3	FR %	FR movil %	Wi m3	Np.Bo m3	Wp m3	FR %	FR movil %
-	-	-	0%	0%	-	-	-	0%	0%
50	83	-	34%	42%	50	83	-	50%	71%
70	-	-	0%	0%	70	-	-	0%	0%
83	-	-	0%	0%	83	-	-	0%	0%
120	33	4	13%	17%	120	3	34	2%	3%
162	69	10	28%	35%	408	26	298	16%	22%
500	113	304	46%	57%	500	33	384	20%	28%
1.000	132	785	53%	67%	1.000	52	865	31%	44%
3.000	155	2.762	63%	79%	3.000	75	2.842	45%	64%
10.000	172	9.745	70%	88%	10.000	92	9.825	55%	79%