

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA A PARÁMETROS CLAVE DE RESERVORIO Y OPERACIONALES UTILIZANDO UN MODELO DE SIMULACIÓN DE POZO

Gabriel Zamonsky*, Pablo E. Lacentre+*, Axel E. Larreteguy*

* Universidad Argentina de la Empresa.
Lima 717, C1073AAO, Buenos Aires, Argentina
e-mail: gzamonsky@uade.edu.ar,

+ Repsol YPF
Esmeralda 255, C1035ABE, Buenos Aires, Argentina

Palabras Clave: Conificación, Corte de Agua, Simulación de Reservorios

Resumen. El objetivo del presente estudio es determinar el comportamiento de la producción de agua en un pozo de petróleo bajo diferentes condiciones de operación y en función de las diferentes variables petrofísicas que caracterizan un reservorio de petróleo. El análisis comprende tanto casos en los que se produce por debajo del caudal crítico como casos en los que se alcanza la inestabilidad del cono de agua y el caudal de producción es mayor que el crítico.

Se pueden encontrar en la bibliografía varias relaciones que permiten estimar el caudal crítico de producción, correspondiente al límite de estabilidad del cono de agua, en condiciones particulares. Existen pocos trabajos publicados en relación con el estudio de la producción de agua al apartarse de dichas condiciones. El objetivo de este trabajo fue intentar determinar relaciones generales para el corte de agua y el tiempo de llegada del breakthrough para un amplio rango de valores de las variables petrofísicas y operativas del reservorio, sin limitarse al caso puntual del límite de estabilidad del cono de agua.

Se construyó un modelo de simulación en geometría radial consistente en una capa de petróleo negro sobre otra de agua con un pozo productor central. El modelo es lo suficientemente simple como para permitir la simulación de los miles de casos que se requieren para realizar el análisis de sensibilidad. Se tomaron rangos de variación para seis parámetros seleccionados; para el resto de las variables involucradas se utilizaron valores razonablemente promediados.

Los resultados obtenidos en la serie de simulaciones permitieron por un lado obtener relaciones para la predicción del tiempo de breakthrough, y por otro realizar un análisis crítico de las relaciones actualmente disponibles para el estudio de la producción de agua.

1 INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas que se presenta en la explotación de un reservorio de hidrocarburo es la producción de agua asociada al mismo. Estudiaremos en este trabajo el caso de un reservorio de petróleo. Una práctica común es realizar los punzados en los pozos productores a una distancia segura sobre el contacto agua-petróleo. Si la distancia no es muy grande se genera un gradiente vertical del potencial de fluido, con un máximo en el eje del pozo, que produce una deformación en forma de cono de la superficie de contacto. Este efecto es conocido como conificación de agua. Un efecto similar se produce con el contacto gas-petróleo para el caso de reservorios con casquete de gas.

Entre los efectos adversos de la presencia de conificación de agua se pueden destacar los siguientes:

- Disminución del caudal de petróleo
- Si el punzado se realiza lejos del contacto agua-petróleo, puede quedar mucho petróleo sin drenar. Si se realiza cerca del WOC, se tiene una mayor producción de agua.
- Aumenta el costo de las instalaciones de superficie. Se obtiene un mayor volumen de agua contaminada que debe ser reinyectado en algún acuífero, lo que implica la perforación de pozos sumideros, la compra de equipo de compresión para la inyección del agua y su tratamiento en plantas depuradoras.
- Si el peso del agua no permite que se pueda levantar la columna, se necesita la instalación de bombas.

Cuando en un pozo se requiere producir petróleo por encima del caudal crítico, es necesario realizar una evaluación de (1) el tiempo en el cual el cono alcanza el extremo inferior del intervalo punzado y por lo tanto comienza la producción de agua (tiempo de breakthrough) y (2) la evolución del corte de agua a partir del tiempo de breakthrough.

Existen dos trabajos publicados en relación con la determinación del tiempo de breakthrough, uno de Sobocinski y Cornelius^[1] y otro de Bournazel y Jeanson^[2]. En ambos trabajos utilizan las siguientes formas adimensionales para la altura del cono y el tiempo:

$$H_{D,v} = \frac{2\pi g h_0^2 (\rho_w - \rho_o) k_r}{q_o B_{of} \mu_o} h_{D,v} \quad ; \quad h_{D,v} = \frac{h_v}{h_o} \quad (1)$$

$$t_D = \frac{g (\rho_w - \rho_o) k_v (1 + M_{wo}^\alpha)}{2 \mu_o \phi h_o} t \quad (2)$$

donde

h_o	espesor de la capa de petróleo
h_v	altura del cono (desde el contacto agua-petróleo)
ρ_w, ρ_o	densidades del agua y del petróleo
k_r, k_v	componentes de la permeabilidad absoluta en dirección radial y vertical
q_o	caudal producido de petróleo
B_{of}	factor de volumen del petróleo
μ_o	viscosidad del petróleo
μ_w	viscosidad del agua
ϕ	porosidad de la roca
$M_{wo} = \frac{\mu_o k_{rw,or}}{\mu_w k_{ro,iw}}$	relación de movilidades extremas ("end point mobility ratio")
$k_{rw,or}$	permeabilidad relativa del agua con el petróleo en su saturación residual
$k_{ro,iw}$	permeabilidad relativa del petróleo con el agua en su saturación irreducible
g	aceleración de la gravedad
α	0.5 para $M_{wo} \leq 1$ y 0.6 para $M_{wo} \geq 1$ (Sobocinski-Cornelius ^{[1][5]})
α	0.7 para $0.14 \leq M_{wo} \leq 7.3$ (Bournazel-Jeanson) ^{[2][5]}

Mediante un dispositivo experimental, Sobocinski y Cornelius obtuvieron la siguiente relación entre el tiempo de breakthrough y la altura del cono adimensional:

$$(t_D)_{BT}^{SC} = \frac{(H_{D,v})_{BT}}{4} \cdot \frac{16 + 7(H_{D,v})_{BT} - 3(H_{D,v})_{BT}^2}{7 - 2(H_{D,v})_{BT}} \quad (3)$$

Luego de la publicación anterior, Bournazel y Jeanson obtuvieron mediante un estudio experimental otra relación entre el tiempo de breakthrough y la altura del cono (utilizando las mismas variables adimensionales que Sobocinski y Cornelius):

$$(t_D)_{BT}^{BJ} = \frac{(H_{D,v})_{BT}}{3 - 0.7(H_{D,v})_{BT}} \quad (4)$$

Los tiempos estimados con la correlación de Bournazel y Jeanson son menores que los estimados por Sobocinsky y Cornelius; de 40 a 50% menores para valores de $H_{D,v}$ entre 0.1 y 3^[5].

En cuanto al estudio del comportamiento del corte de agua en función del tiempo, Kuo y DesBrisay^[3] desarrollaron una correlación a partir de una simulación numérica. Partiendo de un caso de referencia con valores prefijados de las variables, realizaron algunos cálculos de sensibilidad variando de a una algunas de las variables involucradas en el problema, obteniendo la siguiente expresión para el corte de agua:

$$\begin{aligned}
 WC = 0 & \quad \text{para } \frac{t}{t_{BT}} < 0.56 \\
 \left[\frac{WC}{(WC)_{lim}} \right]_t &= 0.94 \log \left(\frac{t}{t_{BT}} \right) + 0.24 \quad \text{para } 0.56 \leq \frac{t}{t_{BT}} \leq 5.7 \\
 \left[\frac{WC}{(WC)_{lim}} \right]_t &= 1.0 \quad \text{para } \frac{t}{t_{BT}} > 5.7
 \end{aligned} \tag{5}$$

El objetivo general de este trabajo es el estudio del comportamiento, bajo distintas condiciones de operación, de la producción de agua en función de los parámetros del reservorio, teniendo en cuenta la conificación de agua.

Para ello se construyó un modelo de simulación para un reservorio consistente en una capa de petróleo líquido sobre una de agua, con un pozo productor central. Se realizó una selección de los parámetros que pueden tener más incidencia en el comportamiento del corte de agua y, para ellos, se consideraron los rangos posibles de valores. Para cada una de las combinaciones definidas de dichos parámetros, se realizaron cálculos de simulación con el programa Eclipse[®], obteniéndose la producción de agua en el pozo central en función del tiempo de operación del pozo.

De estos cálculos se obtuvo una base de datos de corte de agua en función de los parámetros del reservorio que permite realizar un análisis del mencionado comportamiento de la producción de agua en diferentes situaciones de operación.

El conocimiento del corte de agua bajo diferentes condiciones es un factor de fundamental importancia para la optimización de la producción de petróleo en un reservorio.

2 MODELO DE SIMULACIÓN

Para realizar el estudio de conificación de agua, se construyó un modelo en geometría cilíndrica (r-z) consistente en una capa de petróleo sobre una de agua, con un pozo productor de petróleo en el centro (figura 1).

Con el fin de mantener la presión aproximadamente constante durante todo el período de tiempo considerado en la simulación, se incluyeron en el modelo dos pozos inyectoras, uno de petróleo y otro de agua, encargados de reinyectar en el sistema los fluidos producidos en el pozo central. Estos pozos inyectoras se ubicaron lejos del pozo central para que no produzcan ninguna perturbación en la zona donde se produce la conificación de agua.

El modelo no incluye la presencia de gas, por lo que la presión en el reservorio se mantiene en todo momento por encima de la presión de burbuja; la temperatura en el reservorio también se mantiene constante.

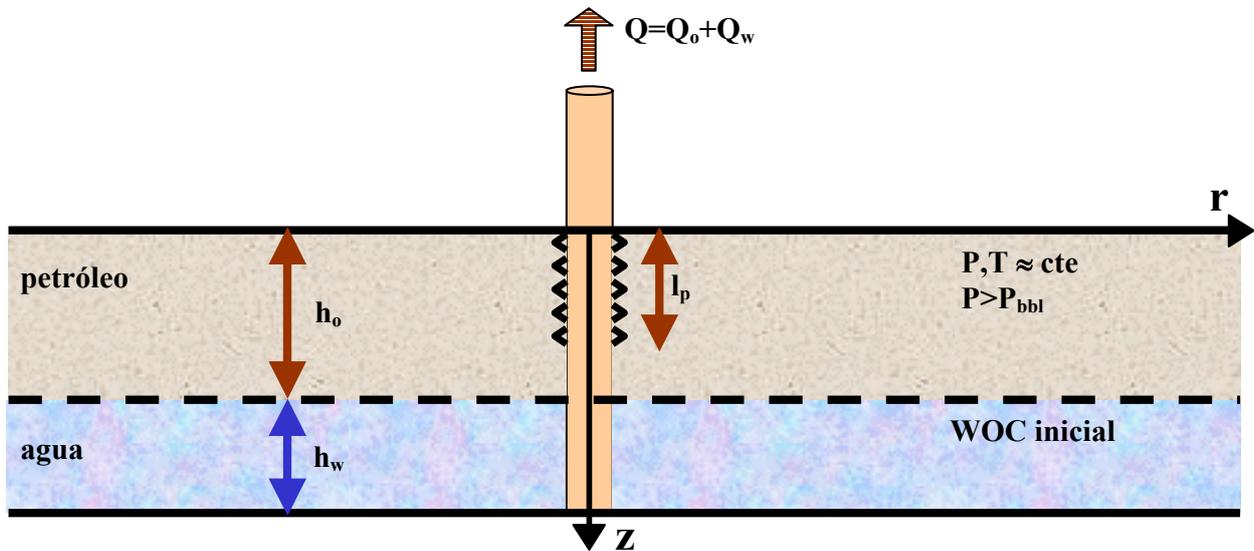


Figura 1. Modelo utilizado para el estudio de conificación de agua.

Los punzados en el pozo productor de petróleo comienzan en la parte superior de la capa de petróleo.

La cantidad de variables involucradas en el estudio es grande. Por un lado están las variables petrofísicas que caracterizan el reservorio, como por ejemplo la permeabilidad, la porosidad, etc. Por otro lado están las asociadas con las condiciones de operación, como ser el caudal de producción de petróleo, la longitud del punzado, etc. También están las variables que describen la estructura del reservorio, como ser los espesores de las capas de petróleo y agua, la presión y la temperatura. El tipo de petróleo también puede variar, lo que se traduce en cambio en el factor de volumen B_o , gas disuelto R_s , permeabilidades relativas k_{ro} , etc.

En la práctica, no es posible analizar la variación del corte de agua en función de todas estas variables, ya que esto implicaría una enorme cantidad de simulaciones. Por ejemplo, si se eligen 15 variables independientes y se toman 30 valores de cada una para cubrir los rangos posibles de variación de las mismas, resulta un total de 1.43×10^{22} casos. Teniendo en cuenta que el tiempo de CPU promedio de ejecución del simulador para un caso es de 10 segundos, resulta un tiempo total de aproximadamente 4.5×10^{15} años !!. Por lo tanto el número de variables a utilizar tuvo que limitarse al mínimo indispensable como para describir un proceso de conificación.

En nuestro estudio se consideraron solo 6 variables independientes con los siguientes rangos de variación, que consideramos cubren el comportamiento típico de los reservorios de petróleo negro:

- Caudal de Petróleo (Q_o): 10, 50, 100, 150, 300 m^3/d
- Porosidad (ϕ): 0.08, 0.15, 0.20, 0.30, 0.40

- Permeabilidad absoluta (k_r, k_v)
 k_r : 10, 50, 100, 500, 1000 mD
 k_v/k_r : 0.05, 0.1, 0.3, 0.7, 1.0
- Porcentaje punzado (l_p/h_o): 0.21, 0.38, 0.59, 0.79, 0.97
- Saturación de Agua Irreducible (S_{iw}): 0.05, 0.1, 0.2, 0.3, 0.4

El caudal de producción de petróleo y la longitud de punzado son las variables que se necesitan para definir la forma en la que se va a operar el pozo, por lo que se incluyeron en este primer grupo de variables. También se incluyeron en este grupo la porosidad de la roca, la permeabilidad absoluta (componente radial y relación vertical/radial) y las permeabilidades relativas.

Para las permeabilidades relativas se utilizó el siguiente modelo teórico^[4]:

$$k_{rw} = \left[\frac{S_w - S_{iw}}{1 - S_{iw}} \right]^4$$

$$k_{ro} = (S_{OF}^*)^3 (2 - S_{OF}^*) \quad (6)$$

$$\text{con } S_{OF}^* = \frac{1}{2} \left\{ \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{iw}} + \frac{(S_o^2 + 2S_o S_{or} - 3S_{or}^2)^{1/2}}{1 - S_{iw}} \right\}$$

donde:

S_{iw} = saturación de agua irreducible

S_{or} = saturación de petróleo residual

Podemos hacer la hipótesis adicional de que $S_{wi} = S_{or}$ ya que ambos valores no suelen diferir demasiado (salvo cuando la mojabilidad de la roca es un factor dominante), por lo que la única variable independiente resultante es S_{iw} .

Otras variables aún necesarias para caracterizar el sistema fueron fijadas considerando valores promedios en reservorios de petróleo^[6] por lo que se mencionó anteriormente:

- Presión (150 bar). Esta presión asegura que en todo el modelo se está por encima de la presión de burbuja .
- Temperatura (60°)
- Espesor de la capa de petróleo (30m)
- Espesor de la capa de agua (30m). Como era de esperar, no se encontró ninguna variación en los resultados al variar este espesor.
- Factor de volumen del petróleo (B_o)
- Viscosidad del agua: 0.5 cP
- Viscosidad del petróleo: 7.2 cP
- Densidad del agua: 1 g/cm³

- Densidad del petróleo: 0.8 g/cm³
- Diámetro del 'casing': 0.178 m (7")

Estos valores describen el tipo de fluidos que en promedio suelen encontrarse en un reservorio de petróleo negro^a pero no se hicieron estudios acerca de la sensibilidad del modelo a las variaciones de los mismos. Es recomendable realizar este estudio en el futuro para estar seguro de que no hay que incluir alguna de estas variables dentro del conjunto que sí se varía.

Con estas características se construyó un modelo de simulación tipo black oil basado en el software ECLIPSE 100[®]. Este programa es un simulador de reservorios de petróleo (black oil) con una amplia capacidad de configuración, que permite simular la mayoría de las operaciones que se realizan en un yacimiento de petróleo. El movimiento de los fluidos se determina basándose en la ecuación de continuidad y la ley de Darcy.

La ecuación de continuidad para cada fase k se escribe así^[8]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_k \phi S_k) + \nabla \cdot (\rho_k \bar{v}_k) = -q_k \quad (7)$$

donde la velocidad superficial de la fase k (\bar{v}_k) se define como:

$$\bar{v}_k = \phi S_k \bar{u}_k \quad (8)$$

siendo \bar{u}_k la velocidad poral de la fase k, ρ_k la densidad, q_k la fuente de masa por unidad de volumen, S_k la fracción de volumen que ocupa cada fase y ϕ la porosidad de la roca.

La ecuación de Darcy para flujo multifásico es la siguiente^[8]:

$$\bar{v}_f = -\frac{k k_{rf}}{\mu_f} (\nabla p_f + \rho_f \bar{g}) \quad (9)$$

donde f corresponde al tipo de fluido (petróleo, gas o agua), \bar{v}_f es la velocidad del fluido, k_{rf} es la permeabilidad relativa al fluido f (que es tomada como un escalar en el simulador), k es la permeabilidad absoluta, p_f es la presión y \bar{g} es la aceleración de la gravedad.

El programa resuelve las ecuaciones anteriores utilizando un método implícito de diferencias finitas^[7].

Los tiempos de corrida son de aproximadamente 8 segundos por caso. Se realizaron diversos estudios de sensibilidad destinados a optimizar la discretización espacial y temporal de forma

^a Estas hipótesis pueden no ser correctas para petróleos volátiles, gas-condensado y petróleos pesados

tal de obtener una buena convergencia en tiempos de CPU razonablemente bajos. Al aumentar la discretización se obtiene una mejor convergencia pero con un aumento de los tiempos de CPU.

- Malla Espacial
En dirección r , se utilizó una malla más fina en los alrededores del pozo productor de petróleo central.
En dirección z se representó en forma más detallada la zona cercana al contacto agua-petróleo, especialmente en la zona de petróleo.
- Discretización temporal.
Se compararon diferentes discretizaciones en tiempo, de forma tal de obtener una buena convergencia en tiempos de CPU razonables. Se utilizaron pasos temporales de 5 días en los primeros dos meses y de un mes en el lapso restante.

En la figura 2 se presenta el modelo utilizado. Los pozos reinyectores de petróleo y agua se ubican en la última celda de la grilla en dirección radial.

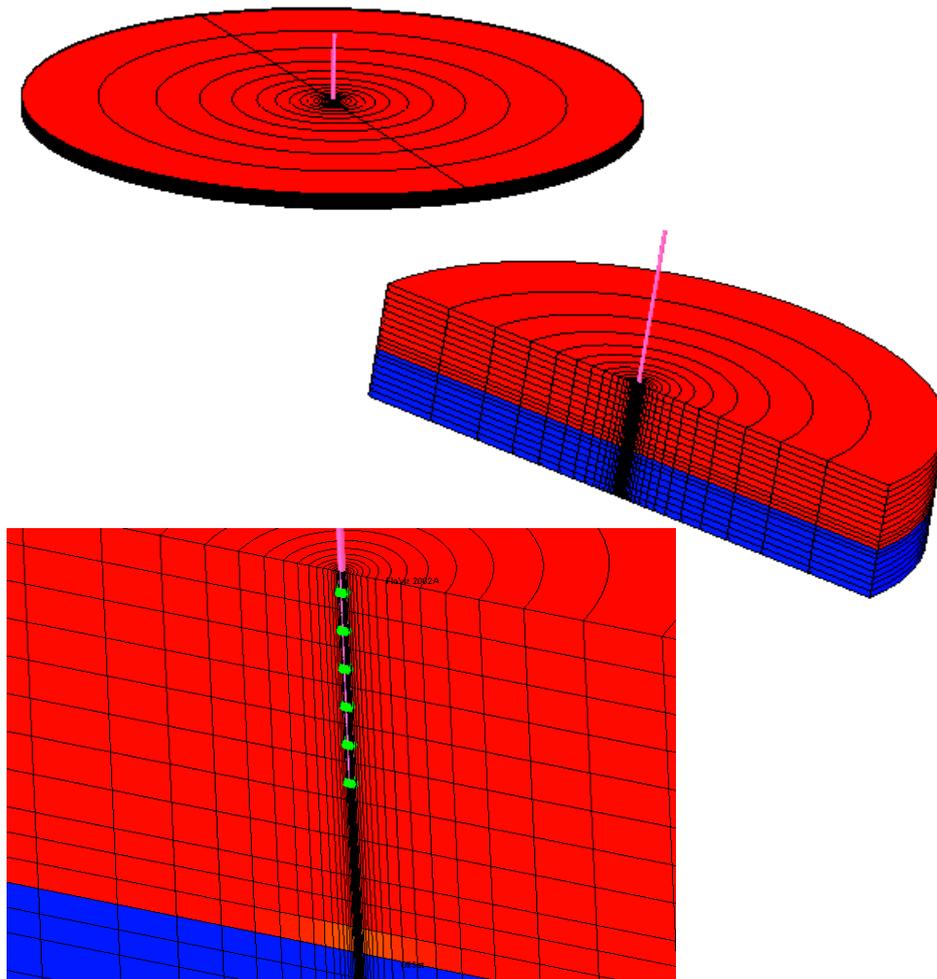


Figura 2. Modelo utilizado (Eclipse[®])

La variable que utilizamos para caracterizar la producción de agua en función del tiempo es el corte de agua (WWCT), es decir, el porcentaje de agua producida respecto a la producción total de fluidos.

Las curvas de corte de agua en función del tiempo tienen la forma general que se muestra en la figura 3.

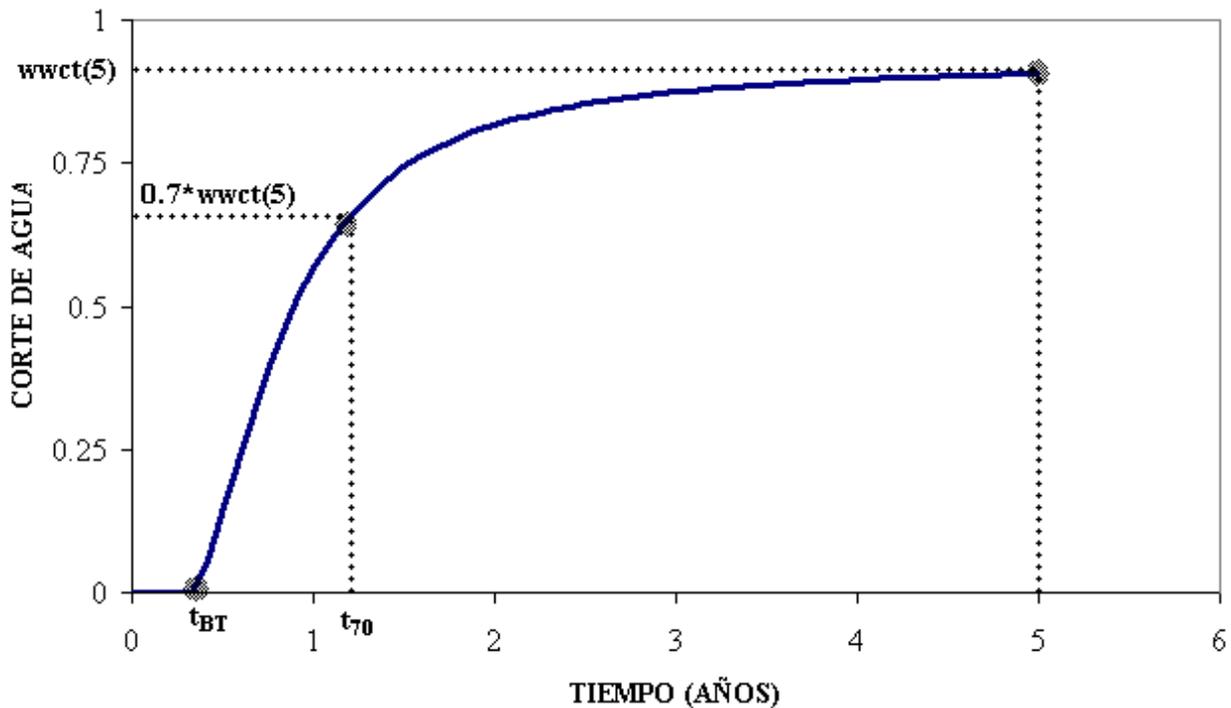


Figura 3. Corte de agua en función del tiempo.

Estas curvas las caracterizamos mediante tres parámetros:

- (1) Tiempo de breakthrough (t_{BT}).
- (2) Valor del corte de agua a los 5 años de producción. Consideramos que este tiempo es suficiente para la recirculación de varios volúmenes porales y consecuente llegada del breakthrough.
- (3) Tiempo en que se alcanza el 70% del corte de agua a los 5 años, es decir:

$t_F = 5$ años:	$wwct(t_F)$
t_{70} :	$wwct(t_C) = 0.70 * wwct(t_F)$

Para realizar las simulaciones, se utilizó el programa Eclipse[®], instalado sobre un sistema operativo Linux.

Para la ejecución en forma automática de la serie de 15625 casos necesarios para la

realización del presente estudio, se escribió un script de unix con la siguiente funcionalidad:

1. Se construye un archivo base de entrada al simulador, que contiene claves en las posiciones donde deben ir los valores de los parámetros a modificar.
2. Para cada uno de los casos, el script sustituye los valores correspondientes de las variables en el archivo base de entrada, generando un nuevo archivo de entrada particular para el caso correspondiente.
3. Se ejecuta el simulador con el archivo de entrada generado.
4. Se procesa la salida del programa, extrayendo de la misma todos los valores de interés y almacenándolos en un archivo de texto.
5. Se eliminan todos los archivos generados por el simulador que ya no son necesarios. Este paso es indispensable para evitar la utilización de un enorme espacio de almacenamiento.
6. Se repite el proceso desde el paso 2 para todos los casos.

El archivo de texto que contiene los resultados de todas las simulaciones es posteriormente procesado utilizando el programa Matlab[®].

3 RESULTADOS DEL ESTUDIO

Se obtuvo el corte de agua en función del tiempo para cada una de las 15625 combinaciones de valores de parámetros definidas. Se descartaron los casos en los que las condiciones del reservorio no permiten producir petróleo durante 5 años al caudal constante predeterminado y, con los casos resultantes se generó una base de datos que contiene el tiempo de breakthrough t_{BT} , el corte de agua máximo $wwct_5$ (5 años) y el tiempo en alcanzar el 70% del corte de agua máximo t_{70} en función de los parámetros operacionales y del reservorio.

En la figura 4 se muestra el corte de agua (normalizado al corte de agua máximo en cada caso, $wwct_5$) en función del tiempo (normalizado al tiempo de breakthrough, t_{BT}), para cuatro casos seleccionados.

Si definimos t_{max} como el tiempo en que se llega a un porcentaje fijo de la producción máxima de agua (por ejemplo $0.99*wwct_5$), se puede observar que en los casos presentados t_{max} varía entre aproximadamente $10*t_{BT}$ y $100*t_{BT}$.

Se puede observar claramente que, haciendo variar las diferentes variables simultáneamente, no es posible caracterizar el corte de agua en función del tiempo con una sola curva. En el trabajo de Kuo y DesBrissay^[3] logran una única correlación debido a que realizan el análisis partiendo de un caso de referencia y haciendo variar los parámetros de a uno por vez. Por otra parte, al adimensionalizar el tiempo se lo divide por el tiempo de breakthrough calculado por

otra aproximación, la de Bournazel y Jeanson^[2], por lo que la curva resultante tiene un corte de agua mayor que cero para un tiempo igual al de breakthrough.

Una metodología para obtener una descripción completa del comportamiento del corte de agua en función del tiempo consistiría en obtener correlaciones, en función de los parámetros operacionales y del reservorio, para (1) el tiempo de breakthrough, (2) el tiempo en alcanzar el corte de agua máximo y (3) el corte de agua máximo.

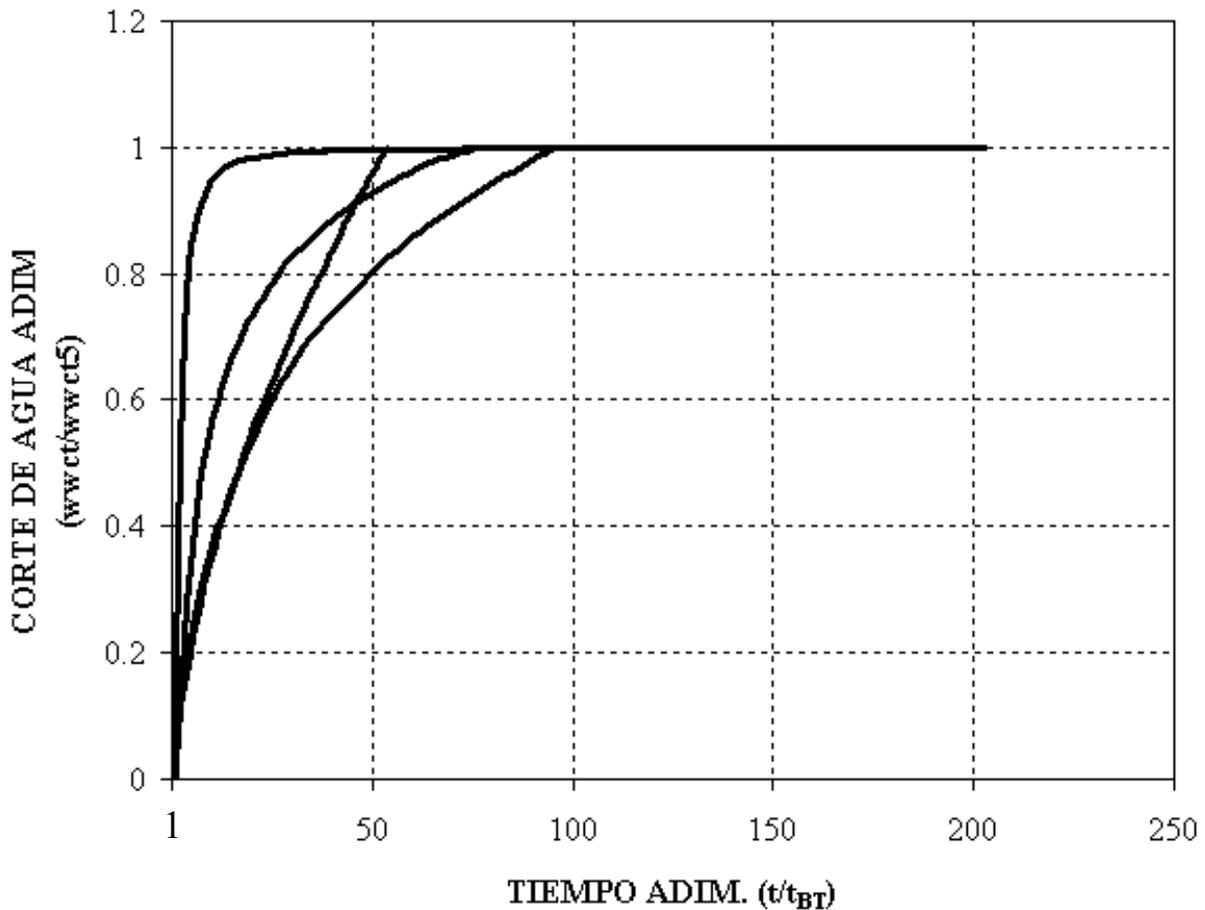


Figura 4. Corte de agua en función del tiempo para cuatro casos seleccionados.

Para la altura adimensional desde el contacto agua-petróleo hasta el extremo inferior del intervalo punzado utilizamos la fórmula (1), mientras que para el tiempo de breakthrough adimensional utilizamos la siguiente fórmula:

$$t_D = \frac{g(\rho_w - \rho_o)k_v(1 + M_{wo}^\alpha)}{2\mu_o \phi h_o} \left(\frac{1 + S_{iw}}{\beta - S_{iw}} \right)^\gamma t_{BT} \quad (10)$$

donde

$$\begin{aligned}\alpha &= 0.6 \\ \beta &= 0.64 \\ \gamma &= 1.43\end{aligned}$$

Notar que la definición de la altura adimensional es la misma que fue utilizada en las estimaciones de tiempo de breakthrough de Sobocinsky-Cornelius y Bournazel-Jeanson.

En cuanto al tiempo adimensional, se agrega el término $\left(\frac{1+S_{iw}}{\beta-S_{iw}}\right)^\gamma$ y se elige utilizar $\alpha = 0.6$

para el término con la relación de movilidades. En nuestro estudio se incluyó la saturación irreducible de agua como uno de los parámetros a variar para estudiar el comportamiento de la producción de agua. Se encontró que con la inclusión de este término en S_{iw} , que no surge de principios físicos, en la altura unidimensional se obtiene una única curva para el tiempo de breakthrough adimensional.

En la figura 5 se presenta la variación del tiempo de breakthrough adimensional en función de la altura adimensional desde el contacto inicial agua-petróleo hasta la base del punzado obtenida a partir de todos los resultados de las simulaciones realizadas (considerando obviamente todos los casos en que hay producción no nula de agua, $wwct_5 > 0$).

Además de los puntos simulados, se pueden observar en esta figura ajustes con polinomios de cuarto orden, que parecen describir muy bien la dependencia entre ambas variables. No se han hecho esfuerzos en este trabajo, sin embargo, en modelar esta dependencia funcional, debido a lo siguiente. Como el conjunto de los valores de los parámetros de simulación se eligieron con el criterio de tratar de cubrir los rangos posibles de variación de algunas variables dejando otras constantes razonablemente promediadas, y no sabiendo a priori con qué tipo de correlación nos podíamos encontrar, la gran mayoría de los puntos corresponden a valores de $H_{D,v}$ menores que 2 y no se encuentran uniformemente distribuidos, con lo que hay pocos puntos como para realizar un ajuste confiable a valores grandes de $H_{D,v}$. En futuros trabajos se deberá ampliar el conjunto de puntos para poder analizar en detalle la dependencia funcional para alturas adimensionales mayores.

En la misma figura se muestra un sector ampliado correspondiente a alturas de punzados adimensionales menores que 1. Los puntos que se encuentran fuera de esta región ampliada corresponden a permeabilidades de 500md y 1000md, ya que con los parámetros y los rangos de variación de los mismos que fueron seleccionados, no se lograron para permeabilidades más bajas puntos correspondientes a alturas adimensionales mayores que 1. Por lo tanto, el ajuste que se presenta a continuación es válido para permeabilidades de hasta 100 md.

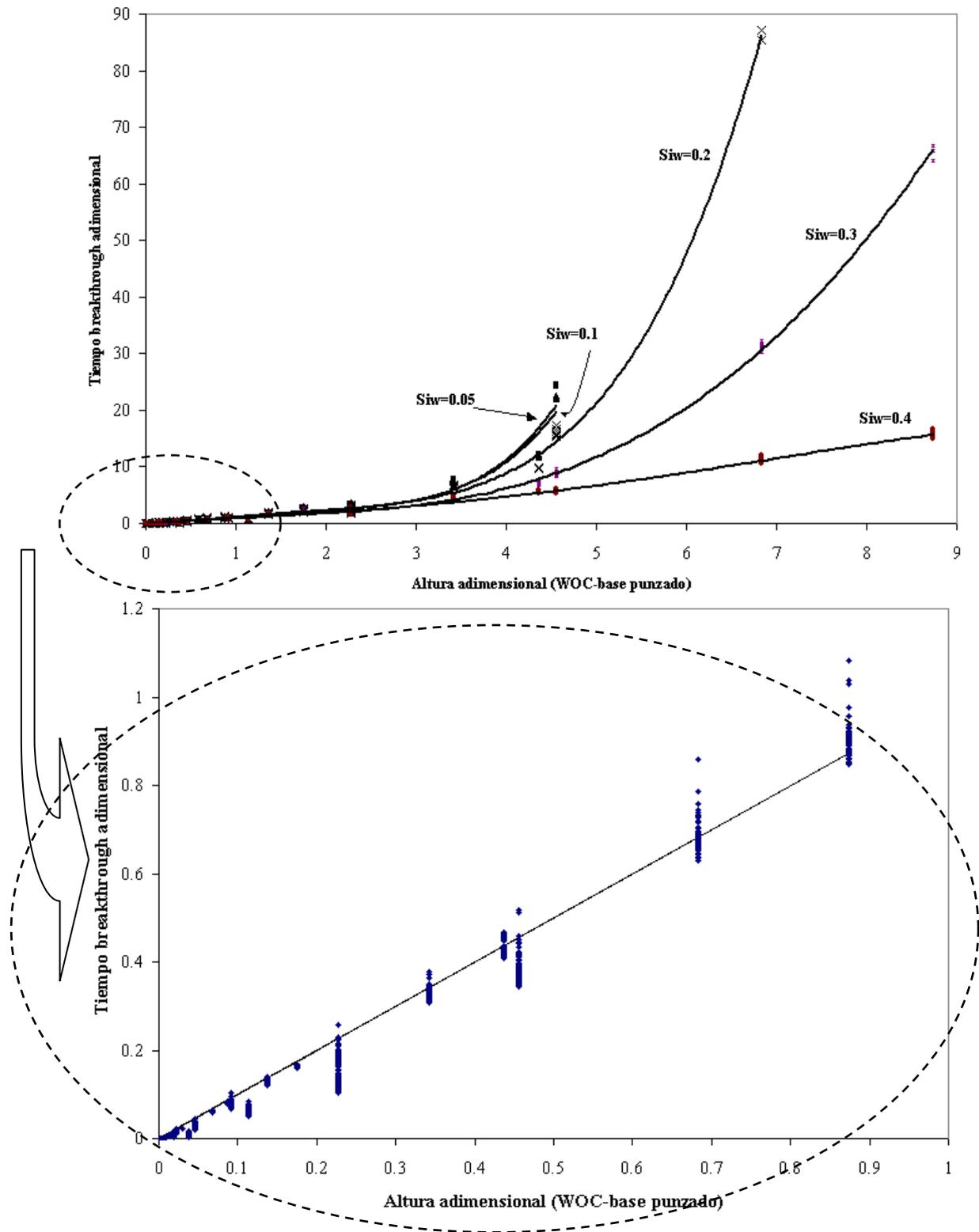


Figura 5. Tiempo de breakthrough adimensional vs. altura adimensional desde el contacto agua-petr3leo hasta la base del intervalo punzado: todos los puntos y detalle para alturas adimensionales menores que 1.

Con la elección de los parámetros de ajuste $\alpha = 0.6$, $\beta = 0.64$ y $\gamma = 1.43$, resulta la siguiente relación entre el tiempo de breakthrough adimensional t_D y la altura de punzado adimensional $H_{D,v}$:

$$t_D = H_{D,v} \quad \left\{ \begin{array}{l} H_{D,v} < 1 \\ k_r \leq 100\text{md} \end{array} \right. \quad (11)$$

Como verificación, y con el objeto de comparar nuestros resultados con los de Bournazel-Jeanson, comprobamos que aquella correlación da resultados similares a la nuestra para un valor de S_{iw} apenas superior a 0.1. Esto parece indicar que esa fue la saturación irreducible en el experimento que ellos utilizaron para encontrar su correlación.

La correlación que proponemos en la Ec.(11), entonces, es más general que la de Bournazel-Jeanson, ya que incluye la dependencia adicional con la saturación de agua irreducible, a través del agregado del coeficiente $\left(\frac{1+S_{iw}}{\beta-S_{iw}} \right)^\gamma$ en la adimensionalización temporal.

4 CONCLUSIONES

Se presenta una metodología para el estudio de mecanismos de conificación de agua basada en simulación numérica para una geometría simple de reservorio y sin la presencia de gas. La inclusión de gas en este tipo de estudio también es posible pero requeriría de mucho mayor poder computacional debido a la cantidad de variables que habría que incluir.

Ha sido generada una base de datos de corte de agua en función del tiempo para un rango amplio de parámetros del reservorio y operacionales que permite estudiar diferentes aspectos de la producción de agua en presencia de conificación.

Se encontraron inconsistencias importantes en correlaciones disponibles en la literatura para la predicción de la producción de agua en pozos de petróleo. Se presenta aquí una nueva correlación que permite la estimación del tiempo de breakthrough, obtenida usando una mayor cantidad de datos y con un rango de variación más amplio de los parámetros característicos.

En el futuro se prevé completar el estudio del comportamiento del corte de agua buscando correlaciones para el corte de agua máximo y el tiempo en llegar a ese máximo, del tipo de la encontrada para el tiempo de breakthrough.

5 AGRADECIMIENTOS

La utilización en el presente trabajo del programa de simulación de reservorios de

hidrocarburos Eclipse® fue posible gracias a la cesión de una licencia académica por parte de Schlumberger-Geoquest.

6 REFERENCIAS

- [1] Sobocinski, D.P and Cornelius, A.J.: " A Correlation for Predicting Water Coning Time", Journal of Petroleum Technology (May 1965) 594-600. Paper SPE 894.
- [2] Bournazel, C. and Jeanson, B: "Fast Water-Coning Evaluation Method" (1971). Paper SPE 3628.
- [3] Kuo, M.C.T and DesBrisay, C.L.; "A Simplified Method for Water Coning Predictions". Paper SPE 12067 presented at the 1983 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco.
- [4] "Principles of Petroleum Reservoir Engineering". Chierichi, G.L. (1994) Springer-Verlag
- [5] "Applied Reservoir Engineering". Smith, C.R., Tracy, G.W. and Farrar, R.L. (1992) Oil & Gas Consultants International Publications.
- [6] "Petroleum Engineering Handbook". H.B. Bradley, SPE (1987).
- [7] "Eclipse Technical Description", Manuals 2002A, 2002.
- [8] "Simulación de Reservorios Aplicada". - Notas del curso dictado en UADE del 13 al 17 de mayo de 2002. P. Carrica, F. Nissero.