

FLUJO BIFÁSICO PETRÓLEO-GAS HACIA UN POZO PRODUCTOR

Sebastián P. Regis, Gabriela B. Savioli, M. Susana Bidner

Laboratorio de Ingeniería de Reservorios - Facultad de Ingeniería - UBA
Pabellón Industrias, Ciudad Universitaria, 1428, Buenos Aires, Argentina

RESUMEN

Se desarrolla un simulador del flujo trifásico radial (gas, petróleo y agua) hacia un pozo a través de un medio poroso. Este modelo de pozo se denomina FTR. Surge de combinar las ecuaciones de Darcy para cada fase, las ecuaciones de continuidad para cada componente y ecuaciones de estado empíricas basadas en la medición de parámetros PVT. El sistema de ecuaciones diferenciales parciales no lineales resultante es análogo al sistema del tradicional modelo black-oil en el que se fundamentan los simuladores comerciales. En este trabajo, para testear el modelo de pozo FTR se utiliza el simulador black-oil BOAST.

La diferencia principal entre nuestro simulador de pozo y el simulador BOAST reside en el tratamiento de los pozos. En el BOAST, los pozos se consideran como sumideros puntuales en las ecuaciones y se los modela con ecuaciones monofásicas simplificadas. Por el contrario, en nuestro simulador, las condiciones de operación en el pozo se modelan en forma realista como condiciones de contorno sin recurrir a las simplificaciones mencionadas. Otra diferencia es que el FTR tiene una grilla radial logarítmica, logrando una mayor precisión en las cercanías del pozo productor, en contraste con el BOAST, cuya grilla es rectangular.

El simulador FTR verifica la solución analítica del flujo monofásico de petróleo. Para un conjunto de datos típicos descriptos en la bibliografía, se realiza una simulación del flujo bifásico petróleo-gas, obteniéndose una muy buena aproximación a los resultados del BOAST.

El simulador FTR es ventajoso respecto del BOAST cuando se desea simular sólo un pozo. Es más sencillo y necesita menos datos. Se lo aplica para analizar el comportamiento del flujo hacia un pozo en un caso no convencional, porque la extracción se realiza con una bomba multifásica, cuya tecnología es de reciente aplicación.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la simulación numérica es considerada una poderosa aliada para encontrar la alternativa óptima de explotación de un yacimiento. Los simuladores numéricos se basan en modelos matemáticos de los procesos físicos que ocurren en el reservorio, que, principalmente, consisten en flujo de fluidos y transferencia de masa (Peaceman, 1977). Para modelar el flujo hacia un pozo de petróleo se combina la ecuación de conservación de masa con la ecuación empírica de Darcy que describe el movimiento de un fluido a través de un medio poroso (Aziz and Settari, 1985). Para lograr un modelo matemático completo que represente al reservorio real, además de las ecuaciones gobernantes, se deberá incluir una ecuación de estado (modelo termodinámico) y una descripción del reservorio (modelo geológico). Además, se deberá especificar un conjunto de condiciones iniciales y un conjunto de condiciones de contorno que describan el flujo de fluidos que entra y sale del sistema (Chierici, 1985; Ewing, 1983).

Cuando las ecuaciones de estado incluidas en el simulador se basan en principios termodinámicos, es posible describir las composiciones de las fases líquida y gaseosa, así como su variación con la presión. Esto da origen a los simuladores composicionales (Coats, 1980; Coats et al, 1998) necesarios para describir la explotación de petróleos volátiles, de gas y condensado, y de procesos de recuperación asistida con solventes. Los simuladores composicionales utilizan como datos los coeficientes de partición de los hidrocarburos entre las fases a las presiones del reservorio, mediciones de laboratorio que no siempre están disponibles.

Para petróleos negros, que constituyen la mayoría de los reservorios, se introducen ecuaciones de estado simplificadas y empíricas basadas en parámetros PVT. Esto da origen a los simuladores black-oil (Franchi et al, 1982; Bidner y Gabanelli, 1986) aplicados para representar procesos de recuperación primaria y secundaria. La versión de dominio público de estos simuladores es el BOAST (Black Oil Applied Simulation Tool - Franchi et al, 1982).

Hay mucha experiencia en la simulación trifásica tridimensional de yacimientos de petróleo negro (Franchi et al, 1982; Lee et al, 1998; Coats et al, 1998). En estos simuladores black-oil, los pozos se consideran como términos fuente o sumidero puntuales en las ecuaciones. Para modelarlos se recurre a ecuaciones monofásicas con propiedades constantes, basadas en fuertes hipótesis simplificatorias. A fin de obtener resultados más cercanos a la realidad, a dichos modelos de pozo simplificados se les agregan parámetros que debe proveer el usuario y que se obtienen ajustando mediciones de producción o curvas IPR (Heins, 1999).

Nuestro interés radica en simular no todo el yacimiento sino solamente un pozo. Se describe acá el flujo trifásico, tipo black-oil, hacia un pozo. Cuando se simula el flujo hacia un pozo conviene trabajar en coordenadas cilíndricas. En este caso se ha supuesto simetría axial planteándose un modelo radial. Las condiciones de operación (flujo en el pozo productor) y la comunicación con el resto del reservorio (flujo a través de la frontera externa) se modelan en forma flexible, planteando condiciones de contorno adecuadas. En particular, la condición de contorno en el pozo considera caudal de extracción conocido. Así, no es necesario recurrir a las hipótesis simplificatorias del BOAST.

Las ecuaciones que gobiernan el flujo trifásico radial fueron resueltas aplicando el método de diferencias finitas con la técnica implícita en presiones y explícita en saturaciones, IMPES (Aziz and Settari, 1985; Thomas, 1982). La técnica se implementa en un programa en dos versiones, FORTRAN (DOS) y Visual Basic (Windows). Este programa constituye el simulador de Flujo Trifásico Radial FTR (Regis, 1999). La solución del simulador FTR por encima de la presión de burbuja satisface la solución analítica para el flujo monofásico de petróleo (Savioli et al, 1988). Además, para un conjunto de datos de reservorio obtenidos de la bibliografía (Odeh, 1981) los resultados obtenidos aplicando el simulador FTR para flujo bifásico petróleo-gas aproximan los resultados del simulador BOAST (Franchi et al, 1982).

El simulador FTR se puede aplicar en la determinación de la productividad del pozo y la predicción de su comportamiento futuro, bajo distintas condiciones de operación. También se podría utilizar en la interpretación de ensayos de pozos sustituyendo a los modelos tradicionales. En efecto, los modelos tradicionales son monofásicos (Horne, 1990; Savioli, 1996; Savioli y Bidner, 1994; Savioli et al, 1997). Para aplicarlos por debajo de la presión de burbuja, se recurre a la aproximación de Martin, 1959. La aplicación del simulador FTR permite obviar esta aproximación, pues modela el flujo trifásico.

En este trabajo se aplica el simulador FTR a la predicción de la producción de hidrocarburos en un flujo bifásico petróleo-gas. Se eligió un ejemplo no convencional, pues la extracción de los fluidos se realiza con una bomba multifásica (He Tong et al, 1996; Jaggernauth et al, 1996; Oxley and Shoup, 1994). El principal propósito de la bomba multifásica es transferir petróleo, gas y agua a una planta procesadora sin necesidad de separación previa de las fases. Este bombeo es una novedosa solución técnico-económica para el desarrollo de algunos yacimientos. En operaciones *offshore*, permite reducir las instalaciones de superficie pues elimina la necesidad de las cañerías para cada fase y de los separadores. También, se aplica a yacimientos depresionados pues utiliza la energía del gas. Con la ventaja adicional de incrementar la productividad y disminuir la contrapresión en la cabeza del pozo.

Como ejemplo de aplicación del FTR, se presenta un análisis del comportamiento del flujo petróleo-gas en el reservorio cuando la extracción se realiza con una bomba multifásica a caudal de extracción total constante.

TEORÍA

Modelo matemático del flujo trifásico radial

Para simular el flujo trifásico hacia un pozo productor se adapta el modelo Black Oil a una dimensión en la coordenada radial.

El modelo Black Oil es aplicable a petróleos de baja volatilidad, compuestos principalmente por metano y componentes pesados. Se usa para simular la recuperación primaria de los crudos pesados y la recuperación secundaria de cualquier tipo de crudo. Este modelo supone que no hay transferencia de masa entre la fase acuosa (w) y las otras dos fases: oleosa (o) y gaseosa (g). Además supone que en el sistema hidrocarbonado petróleo-gas existen dos componentes: el componente petróleo (O), que se define como el líquido residual a presión atmosférica después de una vaporización diferencial, y el componente gas (G), fluido liberado en esa vaporización. La transferencia de masa entre la fase oleosa y la fase gaseosa es unidireccional, el componente gas se solubiliza en la fase oleosa pero el componente petróleo no se vaporiza en la fase gaseosa. La proporción de componente gas en la fase oleosa se estima usando los parámetros PVT medidos en laboratorio: los factores de volumen B_o y B_g y la solubilidad del gas en el petróleo, R_{so} .

Bajo estas hipótesis, las ecuaciones diferenciales del modelo Black Oil se obtienen combinando la ecuación de conservación de masa para cada componente (G, O, W) con la ecuación empírica de movimiento de Darcy para cada fase (g, o, w) (Aziz and Settari, 1985; Thomas, 1982). Así resultan:

- para el componente gas

$$\nabla \cdot \left[k \frac{k_{rg}}{B_g m_g} (\nabla p_g - r_g g \nabla D) + k \frac{R_{so} k_{ro}}{B_o m_o} (\nabla p_o - r_o g \nabla D) \right] + \frac{q_G}{r_{GS}} = \frac{\eta}{\eta_t} \left[f \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} \right) \right] \quad (1)$$

- para el componente petróleo

$$\nabla \cdot \left[k \frac{k_{ro}}{B_o m_o} (\nabla p_o - r_o g \nabla D) \right] + \frac{q_o}{r_{OS}} = \frac{\eta}{\eta_t} \left(\frac{f S_o}{B_o} \right) \quad (2)$$

- para el componente agua

$$\nabla \cdot \left[k \frac{k_{rw}}{B_w m_w} (\nabla p_w - r_w g \nabla D) \right] + \frac{q_w}{r_{WS}} = \frac{\eta}{\eta_t} \left(\frac{f S_w}{B_w} \right) \quad (3)$$

Completan el modelo las ecuaciones algebraicas de saturaciones y presiones capilares,

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad p_{cow} = p_o - p_w \quad p_{cgo} = p_g - p_o \quad (4)$$

En este trabajo se estudia el caso particular de flujo trifásico hacia un pozo productor. Por lo tanto, como modelo geológico-geométrico, se va a suponer un reservorio cilíndrico con un único pozo situado en el eje del mismo, como lo muestra la Fig.1, donde h representa el espesor de la capa productiva, r_w el radio del pozo y r_e el radio máximo que el pozo es capaz de drenar. Por lo tanto se utilizan coordenadas cilíndricas. Si se supone que todas las propiedades del reservorio son axisimétricas e independientes de la profundidad y los efectos gravitatorios son despreciables, la única coordenada relevante es la coordenada radial y se obtiene un modelo unidimensional en r .

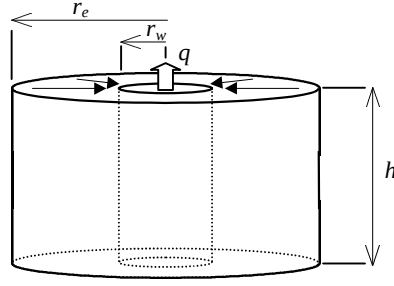


Fig. 1: Flujo horizontal en dirección radial hacia un pozo de petróleo.

Las ecuaciones diferenciales resultantes de (1)-(3) en la coordenada radial son las siguientes,

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r k_r \frac{k_{rg}}{B_g m_g} \frac{\partial p_g}{\partial r} + r k_r R_{so} \frac{k_{ro}}{B_o m_o} \frac{\partial p_o}{\partial r} + r k_r R_{sw} \frac{k_{rw}}{B_w m_w} \frac{\partial p_w}{\partial r} \right) + \frac{q_G}{r_{GS}} = \frac{\partial}{\partial t} \left[f \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad (5)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r k_r \frac{k_{ro}}{B_o m_o} \frac{\partial p_o}{\partial r} \right) + \frac{q_O}{r_{OS}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{f S_o}{B_o} \right) \quad (6)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r k_r \frac{k_{rw}}{B_w m_w} \frac{\partial p_w}{\partial r} \right) + \frac{q_W}{r_{WS}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{f S_w}{B_w} \right) \quad (7)$$

donde k_r es la permeabilidad absoluta en la dirección radial. Cabe destacar que en este modelo hemos considerado también la solubilidad del gas en el agua, R_{sw} .

Las ecuaciones diferenciales (5), (6) y (7) junto con las ecuaciones de saturaciones y de presiones capilares (4) conforman un sistema a resolver de 6 ecuaciones con 6 incógnitas: p_o , p_g , p_w , S_o , S_g y S_w . Para hacerlo es necesario especificar condiciones iniciales y de contorno apropiadas. Es interesante notar que este caso unidimensional de flujo hacia un pozo origina condiciones de borde particulares, ya que en el borde interno ($r=r_w$) se encuentra el pozo productor y en el borde externo ($r=r_e$) está el radio máximo que el pozo es capaz de drenar. En cambio, en el caso general los contornos están determinados por los límites del reservorio y los pozos se trabajan como término fuente o sumidero. Aquí, los caudales q_i ($i=G, O, W$) se consideran no nulos solamente en el pozo productor ($r=r_w$), con lo cual se anulan los términos fuente o sumidero en las ecuaciones diferenciales de flujo (Savioli et al, 1997).

Condiciones iniciales

Se supone que las presiones y saturaciones son constantes al comienzo de la explotación,

$$p_o(r, t=0) = p_{oIN} \quad \forall r \quad (8)$$

$$S_o(r, t=0) = S_{oIN}, \quad S_w(r, t=0) = S_{wIN} \quad \forall r \quad (9)$$

Las presiones de las fases acuosa y gaseosa se obtienen a partir de la presión de la fase oleosa y las presiones capilares que son función de la saturación (4).

Condiciones de contorno

Las condiciones de contorno se eligen de tal modo que representen las condiciones de operación. En el pozo productor se considera caudal total de extracción conocido en condiciones de reservorio y en la frontera externa se supone caudal nulo. Entonces,

- en el pozo productor ($r=r_w$) aplicando la ecuación de Darcy se obtiene la ecuación:

$$Q_t^{RC} = Q_o^{RC} + Q_g^{RC} + Q_w^{RC} = 2prh \left(k_r \frac{k_{ro}}{m_o} \frac{\partial p_o}{\partial r} \Big|_{r=r_w} + k_r \frac{k_{rg}}{m_g} \frac{\partial p_g}{\partial r} \Big|_{r=r_w} + k_r \frac{k_{rw}}{m_w} \frac{\partial p_w}{\partial r} \Big|_{r=r_w} \right) \quad (10)$$

Introduciendo las presiones capilares,

$$Q_t^{RC} = 2prh k_r \left[\left(\frac{k_{ro}}{m_o} + \frac{k_{rg}}{m_g} + \frac{k_{rw}}{m_w} \right) \frac{\partial p_o}{\partial r} \Big|_{r=r_w} + \frac{k_{rg}}{m_g} \frac{\partial p_{cgo}}{\partial r} \Big|_{r=r_w} - \frac{k_{rw}}{m_w} \frac{\partial p_{cow}}{\partial r} \Big|_{r=r_w} \right] \quad (11)$$

- en el borde externo ($r=r_e$) se impone la condición de flujo nulo para cada una de las fases:

$$2prh k_r \frac{k_{rj}}{m_j} \frac{\partial p_j}{\partial r} \Big|_{r=r_e} = 0 \quad j = g, o, w \quad (12)$$

Entonces, el sistema de ecuaciones (4)-(7) con condiciones iniciales (8)-(9) y de contorno (11)-(12) se resuelve numéricamente con el método IMPES (IMplicito en Presiones y Explicito en Saturaciones - Aziz and Settari, 1985; Thomas, 1982), que se describe en el Apéndice.

La resolución numérica se implementó en el programa FTR (Flujo Trifásico Radial) realizado en dos versiones, una versión en FORTRAN que corre bajo DOS y una versión para Windows programada en Visual Basic (Regis, 1999).

APLICACIONES

Se muestran primero los datos utilizados en las aplicaciones de flujo bifásico petróleo-gas y posteriormente el análisis de resultados. Este análisis se divide a su vez en dos partes. En una primera parte se comparan los resultados obtenidos aplicando el simulador FTR con la solución analítica para flujo monofásico y con los resultados del simulador BOAST para flujo bifásico. En una segunda parte se describe con detalle el comportamiento del flujo petróleo-gas analizando las curvas obtenidas con el simulador FTR.

Datos para flujo bifásico petróleo-gas

El simulador desarrollado se aplica para analizar el flujo bifásico petróleo-gas hacia un pozo productor para un conjunto de datos típicos que se muestra en la Tabla 1. Se considera que el pozo está ubicado en el centro de un reservorio cilíndrico de espesor constante, partiendo de una presión inicial mayor a la presión de burbuja. El pozo se abre a producción a caudal total constante. El agua no es móvil, la saturación de agua es igual a la saturación connata durante la explotación. Los parámetros PVT (B_o , R_{so} , B_g) y las viscosidades (m_o , m_g) del petróleo y del gas pueden verse en las Figs.2a-2e. Los datos fueron tomados de Odeh, 1981. Las permeabilidades relativas al gas y al petróleo fueron calculadas con las correlaciones de Fariña y Quintela, 1995, aplicando los programas de Savioli, 1997-a. A las curvas obtenidas, se les ajustó un modelo potencial aplicando

también los programas de Savioli, 1997-b. Las permeabilidades relativas al gas y al petróleo se encuentran graficadas en la Fig.2f en función de la saturación de petróleo. Las presiones capilares y la compresibilidad de la formación se consideran nulas.

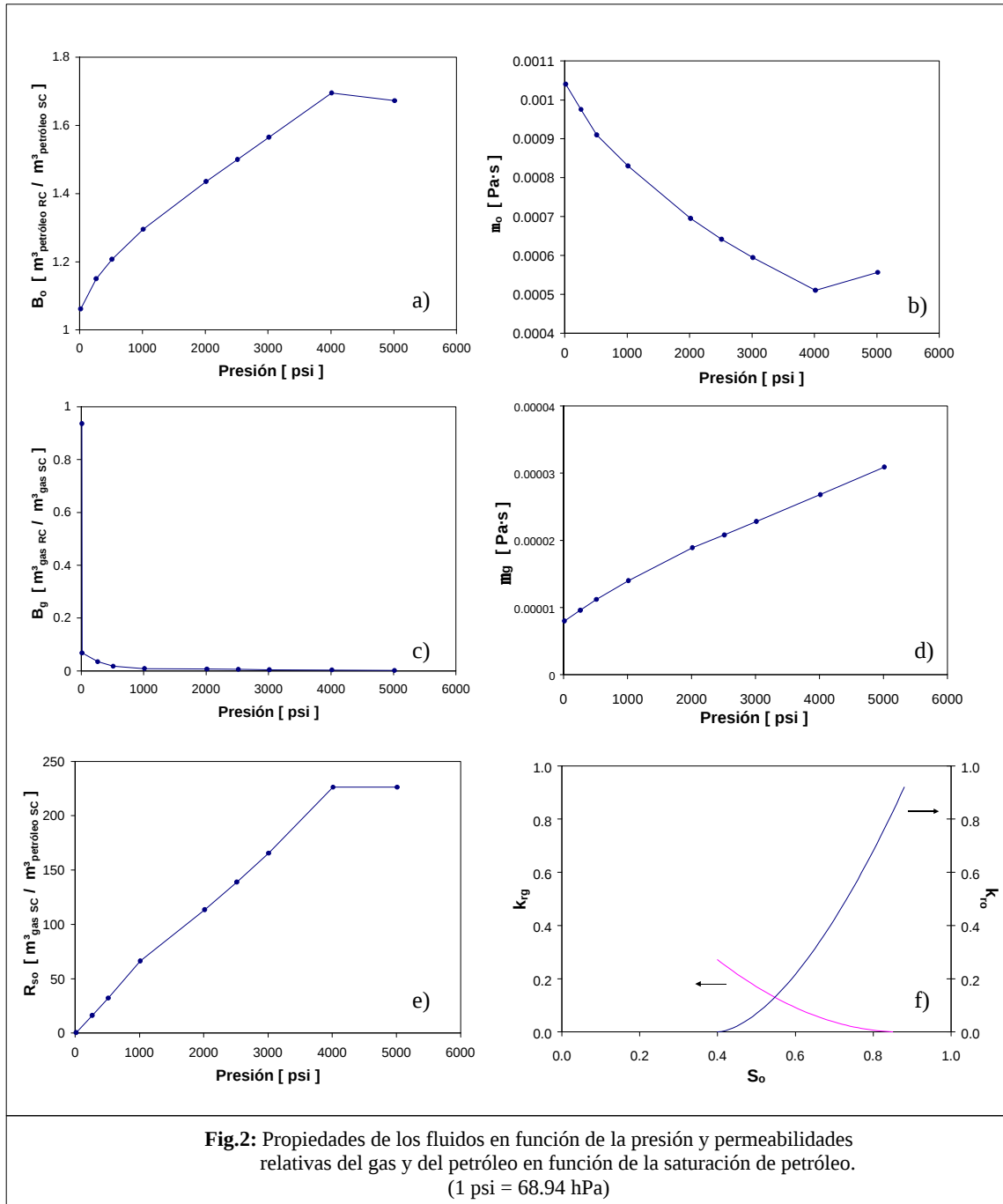


Tabla 1 - Propiedades de los fluidos y características del reservorio	
Espesor de la capa productiva	$h = 30 \text{ ft} = 9.144 \text{ m}$
Radio externo de drenaje	$r_e = 767.29 \text{ ft} = 233.87 \text{ m}$
Radio del pozo	$r_w = 0.328 \text{ ft} = 0.1 \text{ m}$
Saturación inicial de petróleo	$S_{oi} = 0.88$
Saturación residual de petróleo	$S_{or} = 0.4$
Saturación de agua connata	$S_{wc} = 0.12$
Saturación de gas crítica	$S_{gc} = 0.01$
Presión inicial del reservorio	$p_{IN} = 4500 \text{ psia} = 31.02 \text{ MPa}$
Porosidad	$f = 0.3$
Permeabilidad absoluta	$k_r = 100 \text{ mD} = 9.8 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2$
Presión de burbuja	$p_b = 4014.7 \text{ psia} = 27.67 \text{ MPa}$
Caudal total de extracción	$Q_t = 600 \text{ bbl/d} = 0.0011 \text{ m}^3/\text{s}$
Densidad del agua	$m_w = 0.5 \text{ cP} = 0.0005 \text{ Pa}\cdot\text{s}$

Comparación con la solución analítica del flujo monofásico de petróleo

El objetivo de este análisis es testear el simulador con la solución analítica del flujo monofásico de petróleo (Savioli et al, 1988). En la Fig.3 se compara la presión en el pozo en función del tiempo de producción utilizando los datos que se encuentran en la Tabla 2. Se puede observar que las soluciones son prácticamente coincidentes, con lo que se verifica la validez del simulador trifásico FTR al aplicarlo al flujo monofásico de petróleo.

Tabla 2 – Propiedades del petróleo y características del reservorio	
Viscosidad del petróleo	$m_o = 0.003 \text{ Pa}\cdot\text{s}$
Compresibilidad del petróleo	$c_o = 1.19 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$
Porosidad	$f = 0.18$
Permeabilidad absoluta	$k_r = 9.8 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2$
Espesor de la capa productiva	$h = 10.67 \text{ m}$
Caudal de extracción	$Q_o = 3.95 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$
Presión inicial del reservorio	$p_{IN} = 20 \text{ MPa}$
Radio del pozo	$r_w = 0.084 \text{ m}$
Radio externo de drenaje	$r_e = 168 \text{ m}$

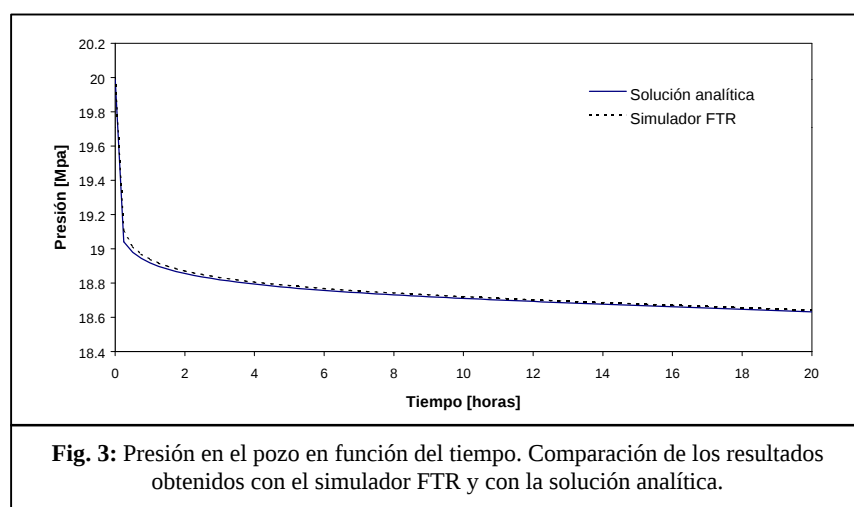


Fig. 3: Presión en el pozo en función del tiempo. Comparación de los resultados obtenidos con el simulador FTR y con la solución analítica.

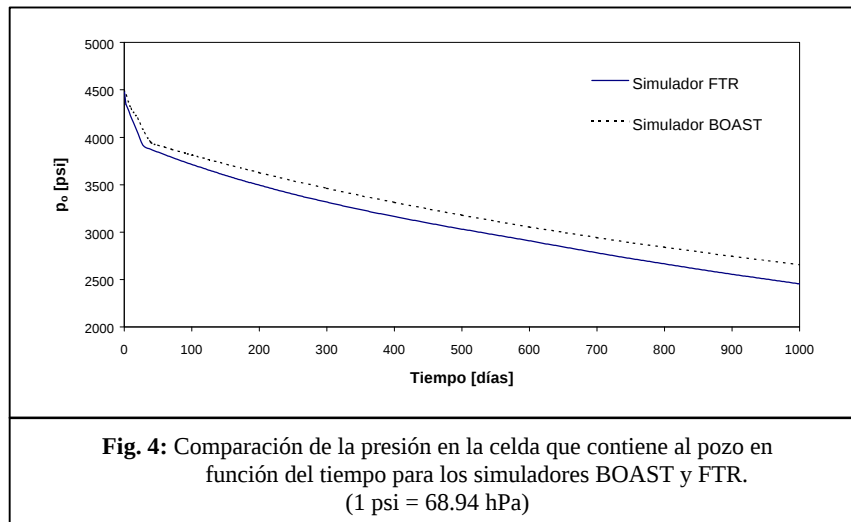
Comparación con el simulador BOAST

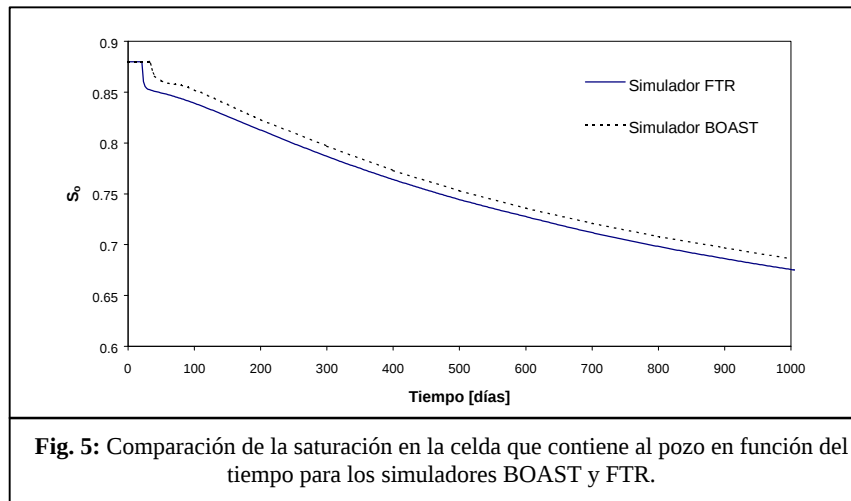
El simulador BOAST (Black Oil Applied Simulation Tool) es un simulador trifásico tridimensional en coordenadas cartesianas (Franchi et al, 1982). Para simular el flujo hacia un único pozo, se elige una grilla cuadrada bidimensional con un número de celdas impar y el pozo ubicado en el centro. Las dimensiones de la grilla se eligen de manera que el pozo tenga un área de drenaje igual que el modelo trifásico radial.

En las Figs. 4 y 5 se comparan las presiones y las saturaciones de petróleo en el bloque que contiene al pozo obtenidas con los simuladores BOAST y FTR. Se puede observar que los resultados son semejantes, dando el BOAST presiones superiores a las del simulador FTR. El cambio de pendiente en las curvas de presión se alcanza cuando el gas comienza a ser móvil. En teoría, esto sucede cuando la saturación del gas es mayor a la crítica, $S_g > 0.01$, ya que la permeabilidad relativa al gas, k_{rg} , toma un valor no nulo. Sin embargo, su valor es despreciable y todavía no influye en los cálculos. Recién cuando S_g alcanza el valor 0.027 , $k_{rg} = 4 \times 10^{-4}$ y la movilidad del gas comienza a influir en el simulador. Como se observa en la Fig.5, el simulador FTR alcanza la saturación $S_g = 0.027$ a los 29 días, mientras que el BOAST alcanza esa misma saturación a los 40 días. Se observa que la curva de presión (Fig.4) cambia su pendiente, indicando que el movimiento del gas libre en el reservorio comienza a ser importante.

Una diferencia importante entre los simuladores es que el BOAST utiliza una grilla cartesiana equiespaciada. Así, la celda que contiene al pozo tiene el mismo tamaño que las demás celdas. En cambio, el simulador específico de pozo FTR utiliza una grilla equiespaciada en $\ln r$, es decir que la celda que contiene al pozo tiene menores dimensiones, dando una aproximación mucho más precisa de la presión dinámica de fondo. Por eso la presión calculada por el simulador FTR es menor y alcanza más rápidamente el valor en que se empieza a liberar gas.

Un comportamiento similar se observa con la saturación de petróleo en el bloque que contiene al pozo (Fig.5). Los valores obtenidos con el FTR son menores que los del BOAST. Cuando se alcanza la presión de burbuja ($t = 23$ días), la saturación de petróleo cae bruscamente hasta que el gas comienza a ser móvil ($t = 29$ días). A partir de allí, la saturación decrece suavemente. En el BOAST se da el mismo comportamiento, pero atenuado, ya que se está representando una saturación promedio de un bloque mayor.





Se comparó también la solución analítica del flujo monofásico de petróleo con los resultados de los dos simuladores para presiones mayores a la presión de burbuja. Se pudo observar que la solución analítica para flujo monofásico se aproxima mucho más a la solución obtenida por el simulador FTR que a la solución del BOAST (Regis, 1999).

Análisis del comportamiento del flujo bifásico petróleo-gas

El análisis del comportamiento del flujo se realiza a partir de los resultados obtenidos con el simulador FTR.

Saturación de petróleo en función del tiempo para distintos radios

En la Fig.6. se representa la saturación de petróleo en función del tiempo para los radios del pozo y $r = 0.53m, 3.34m, 21.2m, 194.4m$. Se puede observar que, mientras la presión en el pozo esté por encima de la presión de burbuja, la saturación de petróleo quedará constante e igual a la saturación de petróleo inicial ($S_o=0.88$). En el momento en que se alcanza la presión de burbuja, el gas disuelto en el petróleo comienza a liberarse y se produce un descenso brusco de la saturación de petróleo. Cuando la movilidad del gas comienza a ser importante aparece un cambio de pendiente en la curva y S_o decrece más suavemente. A medida que nos alejamos del pozo productor, más tiempo se mantiene S_o constante, pues se tarda más en alcanzar la presión de burbuja. Por otra parte, más rápidamente se moviliza el gas hacia la celda contigua, suavizando la forma de las curvas de saturación.

Presión de petróleo en función del tiempo para distintos radios

En la Fig.7 se representa la presión de petróleo en función del tiempo para los radios del pozo y $r = 0.53m, 3.34m, 21.2m, 194.4m$. Se observa un cambio brusco en la pendiente del gráfico de la presión en función del tiempo, este cambio de pendiente se produce nuevamente en el momento en que el gas comienza a ser móvil. A medida que aumenta el radio se obtiene la misma forma en las curvas de presión, pero los valores de presión resultan mayores.

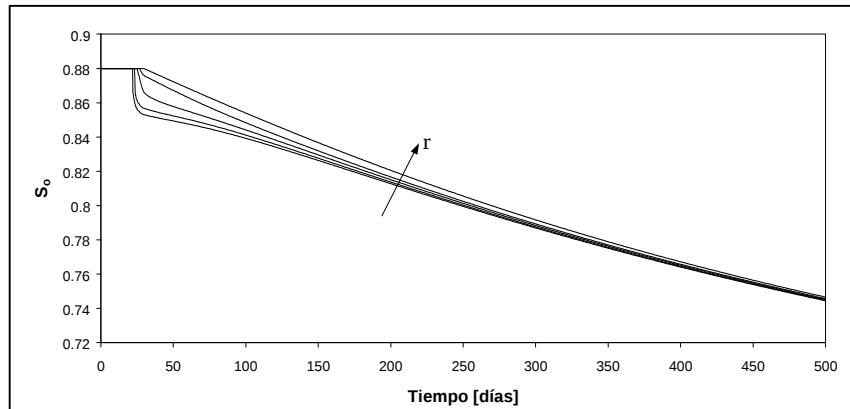


Fig. 6: Saturación de petróleo en función del tiempo para distintos radios.

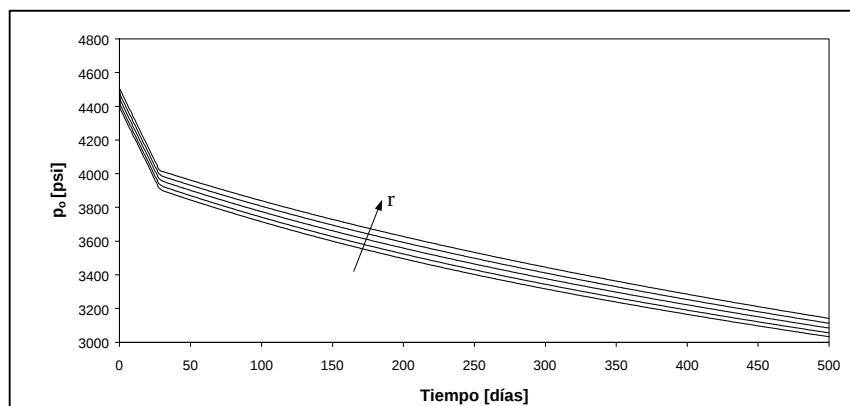
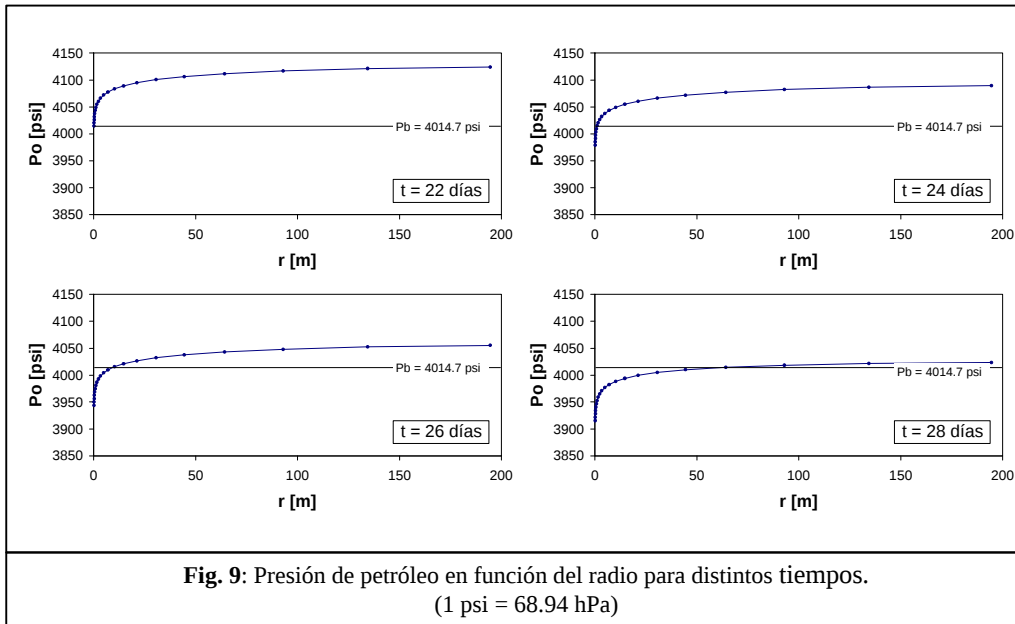
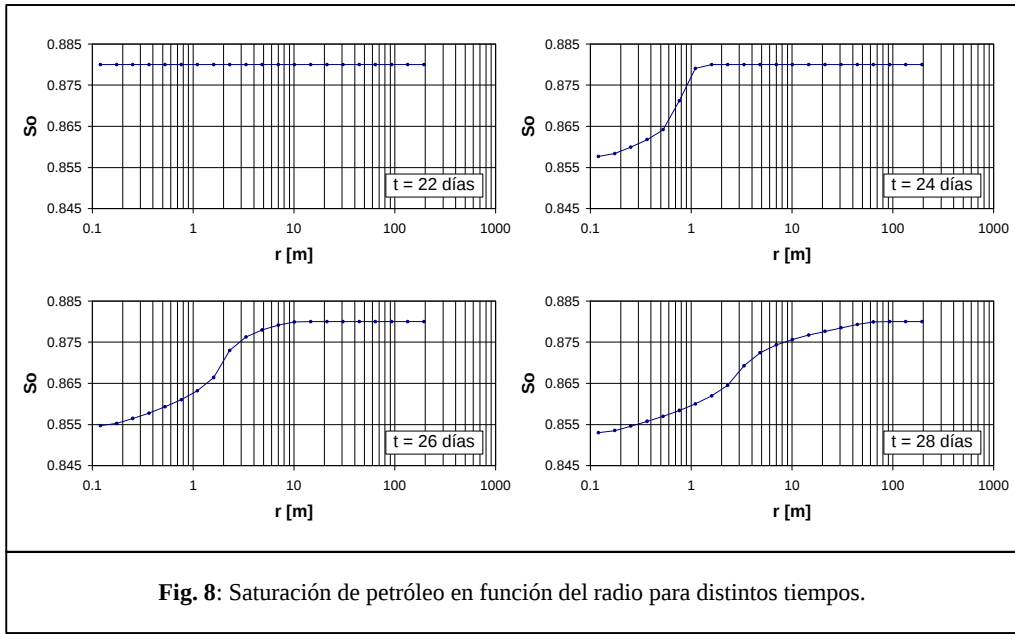


Fig. 7: Presión de petróleo en función del tiempo para distintos radios.
(1 psi = 68.94 hPa)

Saturación de petróleo en función del radio

En la Fig.8 se muestra el perfil de saturaciones de petróleo en función del radio para diferentes tiempos, mientras que en la Fig.9 se grafica la presión en función del radio para los mismos tiempos. El gráfico de saturación en función del radio es semilogarítmico para poder apreciar mejor los cambios en las celdas cercanas al pozo. A medida que se alejan del pozo tanto la saturación como la presión de petróleo aumentan.

Para $t=22$ días se puede ver que todas las celdas se encuentran a una presión mayor que la presión de burbuja, $p_b=4014.7$ psi = 27.67 MPa, por lo que no existe gas libre en el reservorio y, en consecuencia, la saturación de petróleo es constante e igual a la saturación inicial, $S_o=0.88$. A $t=24$ días, la presión es menor que la de burbuja en las celdas más cercanas al pozo, lo que produce la disminución de la saturación de petróleo en dichas celdas al aumentar la saturación de gas. A medida que pasa el tiempo, más celdas tendrán una presión menor que la presión de burbuja, desde la presión más baja en el pozo hasta la presión más alta en el radio externo de drenaje. A tiempos mayores, en todas las celdas la presión será menor que la de burbuja y la saturación comenzará a descender.



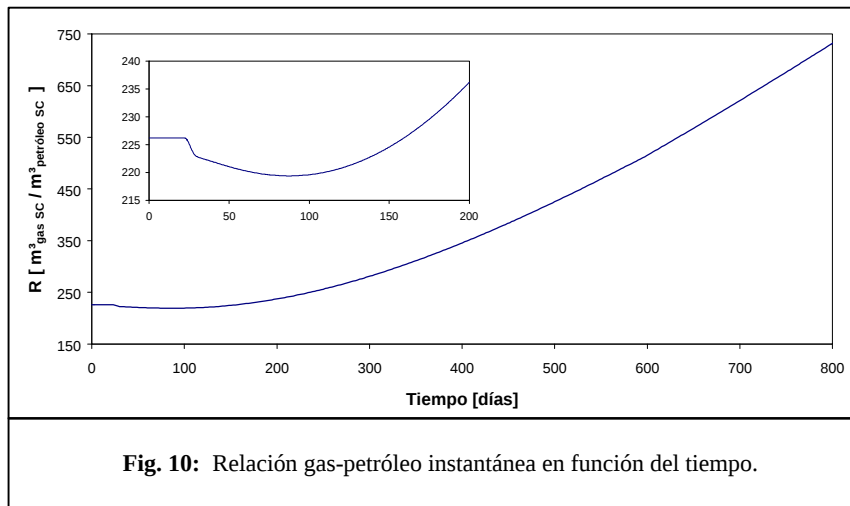
Relación gas-petróleo instantánea en función del tiempo

La relación gas-petróleo instantánea, R , es el cociente entre el caudal de gas y el caudal de petróleo producidos en superficie, medidos en condiciones estándar (Peaceman, 1977),

$$R = \frac{Q_g^{SC}}{Q_o^{SC}} = R_{so} + \frac{Q_g^{RC}}{B_g} \frac{B_o}{Q_o^{RC}} = R_{so} + \frac{k_{rg}}{m_g} \frac{m_o}{k_{ro}} \frac{B_o}{B_g} \quad (13)$$

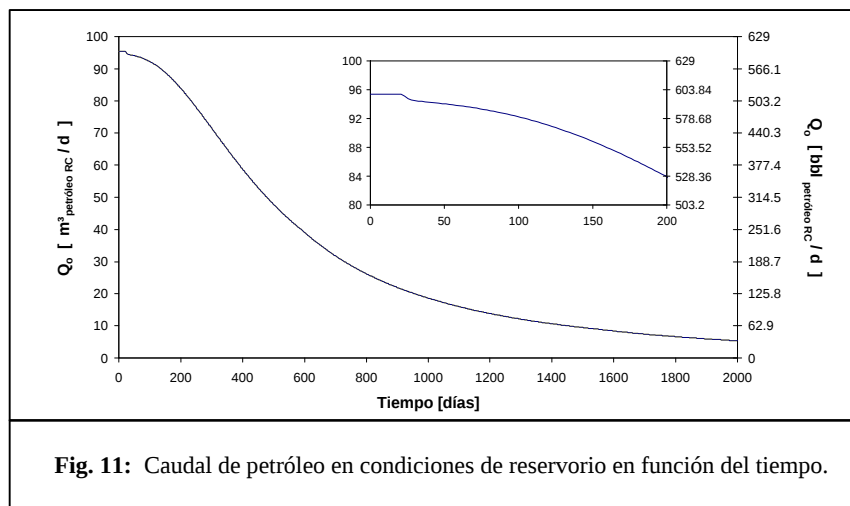
En la Fig.10 se muestra la evolución de R en el tiempo. Mientras la presión de petróleo es mayor que la presión de burbuja, la relación gas-petróleo instantánea es constante e igual a la relación gas-petróleo disuelta inicial, R_{so} . Cuando la presión en el pozo es menor que la presión de burbuja, la

relación gas-petróleo disuelta que es función de la presión empieza a bajar (Fig.2e). Entonces, mientras la saturación de gas no supere la crítica ($k_{rg}=0$), R disminuye. Una vez que el gas comienza a ser móvil, el segundo término de la ecuación (13) comienza a aumentar gradualmente. El caudal de gas es función de la permeabilidad relativa al gas, k_{rg} , que aumenta en forma potencial con la saturación de gas. Recién cuando $k_{rg}=0.00107$ ($t=87.5$ días) los dos términos se hacen comparables, y la relación gas-petróleo instantánea comienza a aumentar. A partir de allí, R aumentará continuamente hasta que el reservorio se ‘desinfle’, ya que el factor de volumen del gas aumenta lo suficiente como para hacer despreciable el segundo término de la ecuación (13). Esto ocurrirá a tiempos mayores a los que aparecen en la Fig.10.

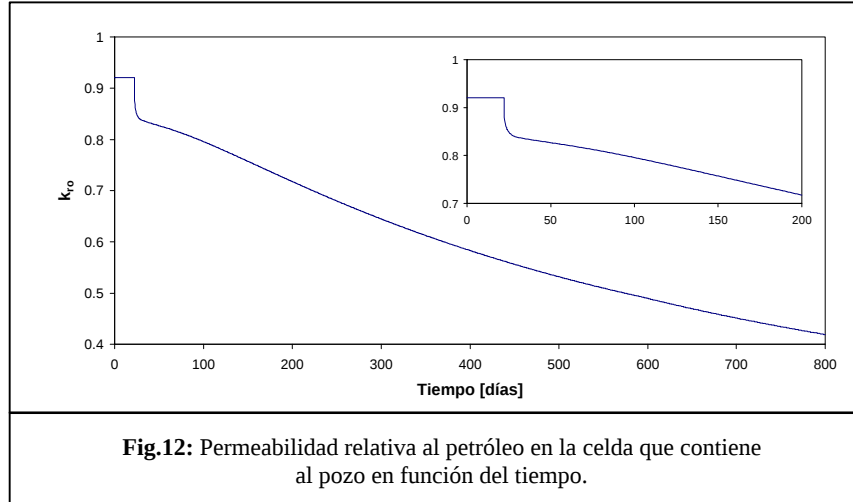


Caudal de petróleo en condiciones de reservorio en función del tiempo

En un principio, cuando todavía no se está produciendo gas en el reservorio ($t < 29$ días), el caudal de petróleo en reservorio es igual al caudal total ($600 \text{ bbl/d} = 0.0011 \text{ m}^3/\text{s}$). Luego comienza a disminuir, como se ve en la Fig.11.



El comportamiento del caudal de petróleo en condiciones de reservorio está determinado por la evolución en el tiempo de la permeabilidad relativa al petróleo, k_{ro} (Fig.12). Como la permeabilidad relativa al petróleo es función de la saturación de ese fluido (Fig.2f), su evolución depende de S_o en el tiempo (Fig.6). Mientras S_o es constante ($S_o=0.88$), k_{ro} se mantiene constante en su máximo ($k_{ro}^*=0.92$). Luego, cuando la presión cae por debajo de la de burbuja ($t=23$ días), experimenta un descenso abrupto. Finalmente, cuando el gas comienza a ser móvil ($t=29$ días) la permeabilidad relativa al petróleo desciende suavemente. Los cambios abruptos se ven atenuados en el gráfico de Q_o^{RC} , Fig.11.

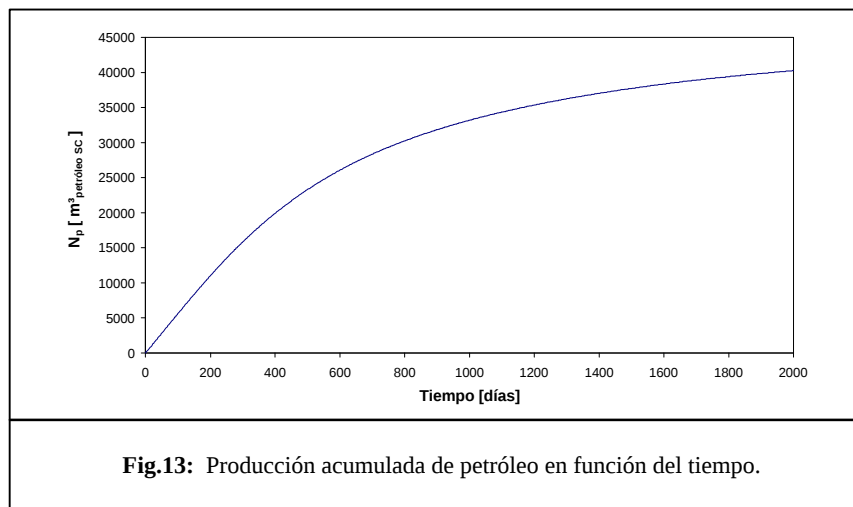


Producción acumulada de petróleo en función del tiempo

El volumen de petróleo producido acumulado en condiciones estándar, N_p , se calcula como:

$$N_p(t) = \int_0^t Q_o^{SC}(t) dt \quad (14)$$

N_p aumenta linealmente al comienzo de la explotación (cuando el caudal de petróleo en condiciones estándar es aproximadamente constante). Una vez que el gas en reservorio se hace móvil, aumenta cada vez menos debido a la disminución del caudal de petróleo producido en el reservorio. Este comportamiento se observa en la Fig.13.



Se define el factor de recuperación como el volumen de petróleo producido acumulado sobre el petróleo original ‘in situ’,

$$F_r = \frac{N_p}{N} \quad (15)$$

donde el petróleo original ‘in situ’, N , se calcula como,

$$N = \frac{Vf(1 - S_{wc})}{B_{oIN}} = 246000 \text{ m}^3 \quad (16)$$

siendo $V = \pi r_e^2 h$ el volumen del reservorio y B_{oIN} el factor de volumen del petróleo correspondiente a la presión inicial p_{oIN} . Entonces el factor de recuperación alcanzado a los 2000 días ($N_p = 40243 \text{ m}^3$, Fig.13) es 16.36 %.

CONCLUSIONES

El principal aporte de este trabajo es el diseño e implementación del simulador FTR que adapta el modelo black-oil para simular el flujo radial trifásico (gas, petróleo, agua) hacia un pozo. Las ecuaciones que rigen el flujo fueron resueltas aplicando el método de diferencias finitas con la técnica IMPES. El simulador FTR fue implementado en FORTRAN (DOS) y en Visual Basic (Windows).

Las conclusiones son:

- La principal ventaja del simulador FTR sobre el simulador BOAST, reside en el tratamiento de los pozos. En el BOAST, los pozos se consideran como términos fuente o sumidero puntuales en las ecuaciones. Para poder modelarlos teóricamente se considera flujo monofásico, dando resultados alejados de la realidad. Para tener en cuenta el flujo trifásico, se debe introducir un parámetro que se obtiene ajustando mediciones de producción o curvas IPR. En cambio, en el simulador FTR, las condiciones de operación en el pozo se modelan como condiciones de contorno. Por eso tiene en cuenta el flujo trifásico sin necesidad de contar con las mediciones nombradas.
- Una ventaja adicional es que el simulador FTR utiliza una grilla radial logarítmica, mientras que BOAST utiliza una grilla rectangular. Por eso, FTR simula con mayor precisión el comportamiento del flujo en las cercanías del pozo productor.
- La solución del simulador FTR por encima de la presión de burbuja satisface la solución analítica para el flujo monofásico de petróleo.
- Para un conjunto de datos típicos de reservorio tomados de la bibliografía, los resultados obtenidos aplicando el simulador FTR aproximan los resultados del simulador BOAST, teniendo en cuenta las limitaciones de BOAST en el tratamiento de los pozos.
- Se aplica el simulador FTR para analizar el comportamiento del flujo petróleo-gas en el reservorio cuando la extracción se realiza con una bomba multifásica a caudal de extracción total constante. Se estudian principalmente las curvas de presiones y saturaciones en las cercanías del pozo productor, donde dichos valores se modifican más velozmente. La producción acumulada de petróleo, la relación instantánea gas-petróleo, el factor de recuperación y demás resultados de la simulación se comportan en forma coherente para la condición de operación de caudal total de extracción constante.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue realizado con subsidios de la Universidad de Buenos Aires y de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica. M. S. Bidner y G. B. Savioli son miembros de la Carrera del Investigador del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).

NOMENCLATURA

Símbolo	Definición	Dimensión
B	factor de volumen	
c	compresibilidad	Lt^2/M
c_r	compresibilidad de la formación	Lt^2/M
D	profundidad	L
F_R	factor de recuperación	
h	espesor de la formación	L
k	permeabilidad absoluta	L^2
k_r	permeabilidad absoluta radial	L^2
k_{rg}	permeabilidad relativa al gas	
k_{ro}	permeabilidad relativa al petróleo	
k_{rw}	permeabilidad relativa al agua	
N	petróleo original 'in situ'	L^3
N_p	producción acumulada de petróleo en condiciones estándar	L^3
p_{cgo}	presión capilar gas-petróleo	M/Lt^2
p_{cow}	presión capilar agua-petróleo	M/Lt^2
p	presión	M/Lt^2
q	caudal másico por unidad de volumen	M/L^3t
Q^{RC}	caudal en condiciones de reservorio	L^3/t
Q^{SC}	caudal en condiciones estándar	L^3/t
R	relación gas-petróleo instantánea	
r_e	radio máximo de drenaje	L
R_{so}	relación gas-petróleo disuelta	
R_{sw}	solubilidad del gas en el agua	
r_w	radio del pozo	L
S	saturación	
S_{gc}	saturación de gas crítica	
S_{or}	saturación residual de petróleo	
S_{wc}	saturación de agua connata	
V	volumen del reservorio	L^3

Letras griegas

m	viscosidad del gas	M/Lt
f	porosidad	
r	densidad	M/L^3
r_{GS}	densidad del gas en condiciones estándar	M/L^3
r_{OS}	densidad del petróleo en condiciones estándar	M/L^3
r_{WS}	densidad del agua en condiciones estándar	M/L^3

Subíndices

g	fase gaseosa
G	componente gas
IN	correspondiente al tiempo inicial
o	fase oleosa
O	componente petróleo
t	total
w	fase acuosa
W	componente agua

BIBLIOGRAFIA

- Aziz, K. and Setttari, A., 1985. *Petroleum Reservoir Simulation*, Elsevier Applied Science Publishers, Great Britain.
- Bidner M. S. y Gabbanelli S. C., 1986. "Simulación Numérica de procesos convencionales de recuperación de petróleo. Una revisión". *Latin American Journal of Heat and Mass Transfer* , 10, 131-154.
- Chierici, G., 1985. "Petroleum Reservoir Engineering in the year 2000". *Energy Exploration & Exploitation*, 3, 173-193.
- Coats, K., 1980. "An Equation of State Compositional Model", *Trans. AIME* 269, 363-376.
- Coats, K., Thomas, L. and Pierson, R., 1998. "Compositional and Black Oil Reservoir Simulation", *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering*, 1(4), 372-379.
- Ewing, R., 1983. "Problems Arising in the Modeling of Processes for Hydrocarbon Recovery", in *The Mathematics of Reservoir Simulation*, SIAM Series: Frontiers in Applied Mathematics.
- Fariña, J. y Quintela, H., 1995. "Análisis y Sistematización de Curvas Experimentales de Permeabilidad Relativa". Trabajo ganador del concurso organizado por SPE-Sección Argentina.
- Franchi, J. R.; Harpole, K. J. and Bujnowski, S. W., 1982. *BOAST- A Three-Dimensional, Three-Phase Black Oil Applied Simulation Tool*. U.S. Department of Energy Report DOE/BC/10033-3, two volumes.
- He Tong , Huang Jian-Zhong and Wang Yong, 1996. "A Multiphase Pumping Application in a Blocked Chinese Oilfield". *Oil and Gas – European Magazine*, 3, 16-19.
- Heins, A. V., 1999. *Modelos Mejorados de Predicción de Recuperación Primaria de petróleo y Gas*. Tesis de Grado de Ingeniería Química. Facultad de Ingeniería, UBA.
- Horne, R., 1990. *Modern Well Test Analysis-A Computer Aided Approach*. Petroway, Inc. Palo Alto, CA, USA.
- Jaggernauth, A. J., Brandt, J. U., Müller Link, 1996. "Offshore Multiphase Pumping Technology". *Society of Petroleum Engineers*. Paper N° 35553. Proceedings of the SPE/NPF European Production Operations Conference, Norway, April 16-17.
- Lee, S., Durlafsky, L., Lough, M. and Chen, W., 1998. "Finite Difference Simulation of Geologically Complex Reservoirs With Tensor Permeabilities", *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering*, 1(6), 567-574.
- Martin, J. C., 1959. "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analyses". *Trans. AIME* 216, 309-311.
- Odeh, A.S., 1981. "Comparison of Solutions to a Three-Dimensional Black-Oil Reservoir Simulation Problem". *Journal of Petroleum Technology*, 33, 13-25.
- Oxley K. C., Shoup G. J., 1994. "A Multiphase Application in a low-pressure Outfield Fluid-Gathering System in West Texas". *Society of Petroleum Engineers* Paper N° 27995. Proceedings of the Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, August 29-31.
- Peaceman, D., 1977. *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*. Elsevier, New York.
- Regis, S. P., 1999. *Desarrollo y aplicaciones de un simulador del flujo trifásico hacia un pozo de petróleo*. Tesis de Grado de Ingeniería Química. Facultad de Ingeniería, UBA.
- Savioli, G. B., 1996. *Modelos Matemáticos en Ingeniería de Reservorios*. Tesis de Doctorado, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires.
- Savioli, G. B., 1997-a. "CORPERM: Una Herramienta para la Obtención de Curvas de Permeabilidades Relativas de Sistemas Bifásicos". Programa y manual del usuario. Publicados por el Laboratorio de Ingeniería de Reservorios, Universidad de Buenos Aires.

Savioli, G. B., 1997-b. "KRAJUST Una Herramienta para Ajustar Curvas de Permeabilidades Relativas mediante Modelos Potenciales". Programa y manual del usuario. Publicados por el Laboratorio de Ingeniería de Reservorios, Universidad de Buenos Aires.

Savioli, G. B. y Bidner, M. S., 1994. "Aplicación del método inverso al análisis de ensayos de pozos petrolíferos", *Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño en Ingeniería*, 10(1), 3-21.

Savioli, G. B., Goldschmit M. B. y Bidner M. S., 1988. "Discusión sobre las soluciones analíticas y numéricas de la ecuación radial de difusividad que representa el flujo en medios porosos". *Revista Brasileira de Engenharia*, 5 (2) , 65-79.

Savioli, G. B.; Jacovkis, P. M. and Bidner, M. S., 1997. "Stability Analysis and Numerical Simulation of 1-D and 2-D Radial Flow Towards an Oil Well". *Computers & Mathematics with Applications*, 33(3), 121-135.

Thomas, G. W., 1982. *Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation*. International Human Resources Development Corporation, Boston, USA.

APÉNDICE: Resolución del sistema de ecuaciones diferenciales por el método IMPES

La idea principal del método IMPES es obtener una sola ecuación en presión combinando las tres ecuaciones diferenciales de flujo (5)-(7) y las ecuaciones algebraicas de saturaciones y presiones capilares (4). Entonces, el método comienza resolviendo dicha ecuación en presión, linealizándola y aplicando un esquema implícito. Para linealizar las ecuaciones se considera que las presiones capilares y las permeabilidades relativas no cambian en un paso de tiempo. Después de calcular la presión implícitamente para el nuevo paso de tiempo, se calculan las saturaciones explícitamente.

Comencemos describiendo la combinación de ecuaciones para lograr una sola ecuación en presión. En este trabajo se adaptó al caso unidimensional el procedimiento descrito en Franchi et al, 1982, que elige la presión en la fase oleosa. Para obtener la ecuación en presión de petróleo, el primer paso es reemplazar las ecuaciones de presiones capilares en las ecuaciones para el componente agua (7) y el componente gas (5). Se ejemplifica el procedimiento con la ecuación del componente agua:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r k_r \frac{k_{rw}}{B_w m_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial r} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial r} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{f S_w}{B_w} \right) \quad (A-1)$$

En un segundo paso, se desarrolla el miembro derecho de las ecuaciones diferenciales, tratando de obtener una expresión en la que aparezcan solamente las derivadas temporales de la presión y de las saturaciones. Para ello se debe tener en cuenta que los parámetros PVT; B_g , B_o , B_w , R_{so} , R_{sw} y la porosidad f son funciones conocidas de la presión (las mediciones se realizan en laboratorio). Nuevamente, se ejemplifica con el miembro derecho de la ecuación (A-1).

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{f S_w}{B_w} \right) = \frac{f}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \left(\frac{S_w}{B_w} \frac{df}{dp_o} - \frac{S_w}{B_w^2} f \frac{dB_w}{dp_o} \right) \frac{\partial p_o}{\partial t} \quad (A-2)$$

En la ecuación (A-2) logramos una expresión en la que aparecen las derivadas temporales de la presión de petróleo y de la saturación de agua. Lo mismo sucede con las ecuaciones correspondientes a los componentes petróleo y gas.

El tercer paso del método IMPES es deshacerse de las derivadas temporales de las saturaciones. Para lograrlo, se combinan las ecuaciones del modelo Black Oil de la siguiente forma: se multiplica la ecuación del componente petróleo por el término $(B_o - R_{so} B_g)$, la del componente agua por el término $(B_w - R_{sw} B_g)$, y la del componente gas por B_g . Sumando, reordenando y cancelando los términos correspondientes, el miembro derecho de la ecuación en presión resulta (Regis, 1999),

$$\begin{aligned}
& \frac{\mathbb{I}}{\mathbb{I} t} \left(\frac{f S_o}{B_o} \right) (B_o - R_{so} B_g) + \frac{\mathbb{I}}{\mathbb{I} t} \left(\frac{f S_w}{B_w} \right) (B_w - R_{sw} B_g) + \frac{\mathbb{I}}{\mathbb{I} t} \left[f \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] B_g = \\
& = \underbrace{\left[\frac{1}{f} \frac{df}{dp_o} \right]}_{c_r} + \underbrace{\left(\frac{B_g}{B_o} \frac{dR_{so}}{dp_o} - \frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dp_o} \right) S_o}_{c_o} + \underbrace{\left(\frac{B_g}{B_w} \frac{dR_{sw}}{dp_o} - \frac{1}{B_w} \frac{dB_w}{dp_o} \right) S_w}_{c_w} - \underbrace{\frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dp_o} S_g}_{c_g} \left[f \frac{\mathbb{I} p_o}{\mathbb{I} t} = f c_t \frac{\mathbb{I} p_o}{\mathbb{I} t} \right] \quad (A-3)
\end{aligned}$$

donde se define la compresibilidad total, c_t , como,

$$c_t = c_r + c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g, \quad (A-4)$$

siendo c_r la compresibilidad de la formación y c_o , c_w y c_g las compresibilidades del petróleo, agua y gas, respectivamente.

Notemos que en la ecuación (A-3) ya no aparecen derivadas temporales de las saturaciones.

Con este procedimiento, el método IMPES obtiene la siguiente ecuación en presión de petróleo:

$$\begin{aligned}
& (B_o - R_{so} B_g) \frac{1}{r} \frac{\mathbb{I}}{\mathbb{I} r} \left(rk_r \frac{k_{ro}}{B_o m_o} \frac{\mathbb{I} p_o}{\mathbb{I} r} \right) + (B_w - R_{sw} B_g) \frac{1}{r} \frac{\mathbb{I}}{\mathbb{I} r} \left[rk_r \frac{k_{rw}}{B_w m_w} \left(\frac{\mathbb{I} p_o}{\mathbb{I} r} - \frac{\mathbb{I} p_{cow}}{\mathbb{I} r} \right) \right] + \\
& + B_g \frac{1}{r} \frac{\mathbb{I}}{\mathbb{I} r} \left[rk_r \left(\frac{k_{rg}}{B_g m_g} + R_{so} \frac{k_{ro}}{B_o m_o} + R_{sw} \frac{k_{rw}}{B_w m_w} \right) \frac{\mathbb{I} p_o}{\mathbb{I} r} + rk_r \frac{k_{rg}}{B_g m_g} \frac{\mathbb{I} p_{cgo}}{\mathbb{I} r} - rk_r R_{sw} \frac{k_{rw}}{B_w m_w} \frac{\mathbb{I} p_{cow}}{\mathbb{I} r} \right] = \\
& = f c_t \frac{\mathbb{I} p_o}{\mathbb{I} t} \quad (A-5)
\end{aligned}$$

Así, para resolver el sistema (4)-(7), se comienza calculando implícitamente p_o de la ecuación (A-5). En cada nuevo tiempo, t^{n+1} , la ecuación se linealiza evaluando las permeabilidades relativas, presiones capilares y parámetros PVT en las saturaciones y presiones correspondientes al tiempo anterior, t^n .

Con las presiones calculadas, p_o^{n+1} , se calculan las saturaciones de petróleo y de agua S_o^{n+1} y S_w^{n+1} en forma explícita de las ecuaciones siguientes, también evaluando las propiedades en el tiempo t^n :

$$\frac{1}{r} \frac{\mathbb{I}}{\mathbb{I} r} \left(rk_r \frac{k_{ro}}{B_o m_o} \frac{\mathbb{I} p_o}{\mathbb{I} r} \right) = \frac{\mathbb{I}}{\mathbb{I} t} \left(\frac{f S_o}{B_o} \right) \quad (A-6)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\mathbb{I}}{\mathbb{I} r} \left[rk_r \frac{k_{rw}}{B_w m_w} \left(\frac{\mathbb{I} p_o}{\mathbb{I} r} - \frac{\mathbb{I} p_{cow}}{\mathbb{I} r} \right) \right] = \frac{\mathbb{I}}{\mathbb{I} t} \left(\frac{f S_w}{B_w} \right) \quad (A-7)$$

Finalmente, la saturación de gas y las presiones de gas y de agua en el nuevo tiempo se obtienen de las ecuaciones algebraicas (4), evaluando las presiones capilares en las saturaciones del nuevo paso de tiempo.

Para resolver numéricamente las ecuaciones diferenciales (A-5), (A-6) y (A-7) se aplican diferencias finitas; un esquema implícito para la ecuación en presión (A-5) y esquemas explícitos para las ecuaciones (A-6) y (A-7). Se utilizan diferencias finitas centradas para las discretización de las derivadas espaciales y atrasadas para las derivadas temporales. Para obtener una mayor densidad de puntos de discretización en las cercanías del pozo productor, donde se producen los cambios más bruscos, se adimensionaliza la coordenada radial con una transformación logarítmica. Los detalles pueden consultarse en la tesis de Regis, 1999.

Sebastián Pablo Regis

Es Ingeniero Químico de la Universidad de Buenos Aires (1999). Se graduó con una tesis de grado en el área de simulación numérica de reservorios. Es ayudante de cátedra en el Departamento de Ingeniería Química de la Facultad de Ingeniería, UBA. Obtuvo una beca de investigación para estudiantes otorgada por la Secretaría de Ciencia y Técnica de la Universidad de Buenos Aires. A través del IASTE, realizó trabajos de investigación en el exterior (Tetra Pak R&D, Suecia). Es integrante de la Comisión Directiva del Capítulo estudiantil del SPE-UBA.

Gabriela Beatriz Savioli

Es Licenciada y Doctora (1996) en Ciencias Matemáticas de la Universidad de Buenos Aires. Su área de trabajo es la simulación numérica de reservorios petrolíferos, área en la que cuenta con muchas publicaciones. Ha sido investigadora visitante en la Universidad de Texas en Austin. Ha colaborado en el dictado de cursos de capacitación para profesionales de empresas petroleras, siendo responsable de la parte numérica de los mismos. Actualmente se desempeña como Profesora Adjunta en el Laboratorio de Ingeniería de Reservorios de la Universidad de Buenos Aires, a cargo de la materia Simulación Numérica de Reservorios y como Investigadora del CONICET.

Mirtha Susana Bidner

Es Ingeniera Química de la Universidad Nacional de La Plata y Magister en Ingeniería Química (1972). Ha sido Profesora Visitante en las Universidades de Minnesota y de Texas en Austin (USA); en el Imperial College (Londres) y en Trondheim (Noruega). Es autora de numerosas publicaciones técnicas y de varios estudios y evaluaciones de reservorios petrolíferos para YPF, Pérez Companc, Bidas y otras compañías. Ha dictado cursos de capacitación para profesionales de empresas petroleras en el país y en el extranjero. Fue Presidente de la Sección Argentina del SPE y de dos comisiones del SPE International: *C. K. Ferguson Medal Award Committee* y *Distinguished Achievement Award for Petroleum Engineering Faculty Committee*. Es Investigadora Principal del CONICET, Profesora Titular y Directora del Laboratorio de Ingeniería de Reservorios de la UBA.