

SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL FLUJO RADIAL TRIFÁSICO PETRÓLEO-GAS-AGUA HACIA UN POZO

Sebastián Regis, Gabriela Savioli, María de los Angeles Morelli, Susana Bidner

Laboratorio de Ingeniería de Reservorios - Facultad de Ingeniería - UBA
Pabellón Industrias, Ciudad Universitaria, 1428, Buenos Aires, Argentina
Tel: 4784-8085 / Fax: 4780-0145 /

e-mail: gsavioli@di.fcen.uba.ar, morelli@di.fcen.uba.ar

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es presentar el simulador FTR que modela el flujo radial, trifásico (gas, petróleo y agua) hacia un pozo productor. Los simuladores convencionales de reservorios no son adecuados para representar el comportamiento de un solo pozo. En ellos, los pozos se consideran como términos fuente o sumidero puntuales en las ecuaciones y se modelan usando fuertes hipótesis simplificatorias. Por eso la necesidad de un simulador específico de pozo como FTR, capaz de representar en forma precisa las condiciones de operación del pozo como condiciones de contorno. FTR refina el análisis de presiones y saturaciones en las cercanías del pozo mediante una grilla radial con una distribución logarítmica de los incrementos espaciales. Además FTR es más sencillo y requiere menos datos que un simulador convencional. Con el objeto de chequear el comportamiento de FTR se lo aplica en dos casos: (1) para flujo monofásico de petróleo reproduce la solución analítica y (2) para flujo bifásico petróleo-gas sus resultados son una muy buena aproximación de los obtenidos por el simulador black-oil BOAST.

ABSTRACT

The aim of this work is to introduce FTR: a radial, three-phase (gas-oil and water) numerical simulator of flow towards a producer well. Conventional reservoir simulators do not represent the behavior of a single well adequately. Wells are considered as source or sink terms in the equations, and represented using strong simplifications. Hence the need of single well simulators, such as FTR, that provide greater accuracy in the simulation of a single well by means of representing its operation conditions as boundary conditions. FTR refines the analysis of pressure and saturation as the flow approaches the well by means of a radial grid with logarithmic spatial increments. In addition FTR is simpler and requires less data than a conventional simulator. In order to test the performance of FTR, two cases are considered: (1) for single-phase oil flow, FTR's results reproduce the analytic solution and (2) for oil-gas flow, FTR's results are an adequate approximation to those obtained with the black-oil BOAST simulator.

INTRODUCCIÓN

El modelado del flujo trifásico hacia un pozo productor es un área de trabajo muy poco explorada. Por contraste, hay mucha experiencia en la simulación trifásica-tridimensional de yacimientos [1-3]. Los simuladores numéricos se basan en modelos matemáticos que surgen de combinar las ecuaciones de Darcy para cada fase, las ecuaciones de continuidad para cada componente y las ecuaciones de estado [4]. Para petróleos negros, se introducen ecuaciones de estado simplificadas y empíricas basadas en parámetros PVT. Así se plantean los simuladores black-oil [5] como BOAST (Black Oil Applied Simulation Tool [1]), donde los pozos se consideran como términos fuente o sumidero en las ecuaciones. Se los representa aplicando ecuaciones monofásicas con propiedades de la roca constantes, a las que se agregan parámetros para tener en cuenta el flujo multifásico. Dichos parámetros se obtienen ajustando mediciones de producción o de ensayos de pozos [6] y deben ser provistos por el usuario.

Nuestro interés radica en simular solamente un pozo. 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 sin recurrir a las simplificaciones mencionadas. Para implementar el simulador FTR [7] se resuelve el sistema de ecuaciones del flujo trifásico radial aplicando diferencias finitas con la técnica implícita en presiones y

explícita en saturaciones, IMPES [1,4]. En este trabajo, se simula la producción fijando el caudal de petróleo standard en el pozo a diferencia de la condición sobre el caudal total implementada en [7]. 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 monofásicos [8-10], que por debajo de la presión de burbuja se usan con la aproximación de Martín [8]. La aplicación del simulador FTR de flujo multifásico permitiría obviar esta aproximación.

TEORÍA

Para simular el flujo trifásico hacia un pozo productor se adopta el modelo Black Oil, aplicable a petróleos de baja volatilidad. Este modelo se usa para simular la recuperación primaria de los crudos pesados y la recuperación secundaria de cualquier tipo de crudo. Supone que existen tres fases: oleosa (o), gaseosa (g) y acuosa (w). 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. El tercer componente es el agua (W), que sólo está en la fase acuosa. El componente gas se solubiliza en las fases oleosa y acuosa, pero el componente petróleo no se vaporiza en la fase gaseosa. La proporción de componente gas en las fases oleosa y acuosa se estima usando los parámetros PVT: los factores de volumen B_o , B_g , B_w y la solubilidad del gas en el petróleo, R_{so} y en el agua, R_{sw} . 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) [1,4].

Modelo físico-matemático del flujo trifásico radial hacia un pozo

Se supone un reservorio cilíndrico de espesor h y radio externo r_e , con un único pozo de radio r_w situado en el eje del mismo. Las propiedades del reservorio son axisimétricas e independientes de la profundidad y se desprecia los efectos gravitatorios. Así se obtiene un modelo unidimensional en r [7],

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rk \left(\frac{k_{rg}}{B_g \mu_g} \frac{\partial p_g}{\partial r} + \frac{R_{so} k_{ro}}{B_o \mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial r} + \frac{R_{sw} k_{rw}}{B_w \mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial r} \right) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad (1)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rk \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rk \frac{k_{rw}}{B_w \mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (2-3)$$

Además, la suma de las saturaciones de las fases es uno y se consideran las presiones capilares,

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad p_{cow}(S_w) = p_o - p_w \quad p_{cgo}(S_g) = p_g - p_o \quad (4-5-6)$$

Las condiciones iniciales establecen presiones y saturaciones constantes al comienzo de la explotación

$$p_o(r, t=0) = p_{oin} \quad S_o(r, t=0) = S_{oin} \quad S_w(r, t=0) = S_{win} \quad \forall r \quad (7-8-9)$$

Las condiciones de contorno se eligen para representar las condiciones de operación. Ellas son:

- en el pozo productor ($r=r_w$) caudal de extracción de petróleo conocido; aplicando Darcy

$$Q_o^{SC} = 2\pi r h k \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial r} \Big|_{r=r_w} \quad (10)$$

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

$$Q_j^{SC} = 2\pi r h k \frac{k_{rj}}{\mu_j B_j} \frac{\partial p_j}{\partial r} \Big|_{r=r_e} = 0 \quad j = g, o, w \quad (11)$$

El sistema (1)-(11) se resuelve numéricamente con el método IMPES (Implicito en Presiones y Explícito en Saturaciones - [4]). La idea principal de este método es obtener una ecuación en la presión de la fase oleosa, p_o [7]. Para ello se combinan las ecuaciones (1,2,3) de la forma:

$$B_g^*(1) + (B_o - R_{so} B_g)^*(2) + (B_w - R_{sw} B_g)^*(3), \quad (12)$$

y se reemplazan p_w y p_g en función de p_o y de las presiones capilares. Se desarrollan las derivadas temporales del miembro derecho de la ecuación resultante. Teniendo en cuenta que los parámetros PVT B_g , B_o , B_w , R_{so} , R_{sw} y la porosidad ϕ son funciones conocidas de la presión (las mediciones se realizan en laboratorio), la ecuación en presión resulta [7],

$$\begin{aligned} & (B_o - R_{so} B_g) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_o \frac{\partial p_o}{\partial r} \right) + (B_w - R_{sw} B_g) \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \lambda_w \left(\frac{\partial p_o}{\partial r} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial r} \right) \right] + \\ & + B_g \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r (\lambda_g + R_{so} \lambda_o + R_{sw} \lambda_w) \frac{\partial p_o}{\partial r} + r \lambda_g \frac{\partial p_{cgo}}{\partial r} - r R_{sw} \lambda_w \frac{\partial p_{cow}}{\partial r} \right] = \\ & = \left[\underbrace{\frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp_o}}_{c_r} + \underbrace{\left(\frac{B_g}{B_o} \frac{dR_{so}}{dp_o} - \frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dp_o} \right)}_{c_o} S_o + \underbrace{\left(\frac{B_g}{B_w} \frac{dR_{sw}}{dp_o} - \frac{1}{B_w} \frac{dB_w}{dp_o} \right)}_{c_w} S_w - \frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dp_o} S_g \right] \phi \frac{\partial p_o}{\partial t} = \phi c_t \frac{\partial p_o}{\partial t} \end{aligned} \quad (13)$$

donde se definen las movilidades $\lambda_j = (k k_{rj} / B_j \mu_j)$ $j = g, o, w$ y la compresibilidad total, $c_t = c_r + c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g$.

Se calcula p_o de la ecuación (13), aplicando un esquema implícito. Con el objeto de obtener mayor densidad de puntos en las proximidades del pozo productor (donde se requiere un estudio más detallado) usando una grilla regular, se dimensionaliza la coordenada radial con una transformación logarítmica

$$x = \ln r / r_w \quad \Rightarrow \quad r = r_w e^x \quad (14)$$

Así, las derivadas radiales en las ecuaciones diferenciales (2), (3) y (13) resultan,

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r k \frac{k_{rj}}{B_j \mu_j} \frac{\partial p_j}{\partial r} \right) = \frac{1}{r_w^2} e^{-2x} \frac{\partial}{\partial x} \left(k \frac{k_{rj}}{B_j \mu_j} \frac{\partial p_j}{\partial x} \right) \quad j = g, o, w \quad (15)$$

Modelo numérico del flujo trifásico radial hacia un pozo

Discretizando la ecuación (13) con una grilla equiespaciada de bloques centrados $x_i = (i - 0.5)\Delta x$,

$i = 1, \dots, N$ y llamando $\gamma = (\Delta x \cdot r_w)^2 / \Delta t$, se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} & (B_{o,i} - R_{so,i} B_{g,i}) \frac{e^{-2x_i}}{\gamma} \left[\lambda_{o,i+\frac{1}{2}} (p_{o,i+1}^{n+1} - p_{o,i}^{n+1}) - \lambda_{o,i-\frac{1}{2}} (p_{o,i}^{n+1} - p_{o,i-1}^{n+1}) \right] + (B_{w,i} - R_{sw,i} B_{g,i}) \left\{ \frac{e^{-2x_i}}{\gamma} \left[\lambda_{w,i+\frac{1}{2}} (p_{o,i+1}^{n+1} - p_{o,i}^{n+1}) - \right. \right. \\ & \left. \left. - \lambda_{w,i-\frac{1}{2}} (p_{o,i}^{n+1} - p_{o,i-1}^{n+1}) \right] - \frac{e^{-2x_i}}{\gamma} \left[\lambda_{w,i+\frac{1}{2}} (p_{cow,i+1} - p_{cow,i}) - \lambda_{w,i-\frac{1}{2}} (p_{cow,i} - p_{cow,i-1}) \right] \right\} + \\ & + B_{g,i} \left\{ \frac{e^{-2x_i}}{\gamma} \left(\lambda_{g,i+\frac{1}{2}} + R_{so,i+\frac{1}{2}} \lambda_{o,i+\frac{1}{2}} + R_{sw,i+\frac{1}{2}} \lambda_{w,i+\frac{1}{2}} \right) (p_{o,i+1}^{n+1} - p_{o,i}^{n+1}) - \frac{e^{-2x_i}}{\gamma} \left(\lambda_{g,i-\frac{1}{2}} + R_{so,i-\frac{1}{2}} \lambda_{o,i-\frac{1}{2}} + R_{sw,i-\frac{1}{2}} \lambda_{w,i-\frac{1}{2}} \right) (p_{o,i}^{n+1} - p_{o,i-1}^{n+1}) \right\} + \\ & + \frac{e^{-2x_i}}{\gamma} \left[\lambda_{g,i+\frac{1}{2}} (p_{cgo,i+1} - p_{cgo,i}) - \lambda_{g,i-\frac{1}{2}} (p_{cgo,i} - p_{cgo,i-1}) \right] - \\ & - \frac{e^{-2x_i}}{\gamma} \left[R_{sw,i+\frac{1}{2}} \lambda_{w,i+\frac{1}{2}} (p_{cow,i+1} - p_{cow,i}) - R_{sw,i-\frac{1}{2}} \lambda_{w,i-\frac{1}{2}} (p_{cow,i} - p_{cow,i-1}) \right] \} = \phi_i c_{t,i} (p_{o,i}^{n+1} - p_{o,i}^n) \quad i = 1, \dots, N \end{aligned} \quad (16)$$

En los puntos de la grilla $i=1$ e $i=N$ se agrega la discretización de las condiciones de contorno.

Para obtener los coeficientes de las ecuaciones, se deben estimar los parámetros PVT, las viscosidades y las permeabilidades relativas en los puntos intermedios $i \pm \frac{1}{2}$. Las permeabilidades relativas, que dependen de las saturaciones de las fases, se evalúan un punto "upstream", siguiendo la dirección del flujo. En cambio, se aplica un promedio aritmético para aproximar las propiedades que dependen exclusivamente de la presión: parámetros PVT y viscosidades.

El método IMPES se basa en linealizar el sistema no lineal resultante de las ecuaciones (16) evaluando las movilidades, presiones capilares y parámetros PVT en las saturaciones y presiones correspondientes al tiempo anterior, t^n . Así, las presiones p_o^{n+1} en cada nuevo paso de tiempo t^{n+1} , se obtienen resolviendo un sistema lineal de ecuaciones triagonal por el algoritmo de Thomas.

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 (2) y (3), también evaluando las movilidades en el tiempo t^n :

$$S_{o,i}^{n+1} = S_{o,i}^n \frac{B_{o,i}^{n+1} \phi_i^n}{B_{o,i}^n \phi_i^{n+1}} + \frac{B_{o,i}^{n+1} \Delta t}{\phi_i^{n+1} \Delta x^2} \frac{e^{-2x_i}}{r_w^2} \left[\lambda_{o,i+\frac{1}{2}}^n (p_{o,i+1}^{n+1} - p_{o,i}^{n+1}) - \lambda_{o,i-\frac{1}{2}}^n (p_{o,i}^{n+1} - p_{o,i-1}^{n+1}) \right] \quad (17)$$

$$S_{w,i}^{n+1} = S_{w,i}^n \frac{B_{w,i}^{n+1} \phi_i^n}{B_{w,i}^n \phi_i^{n+1}} + \frac{B_{w,i}^{n+1} \Delta t}{\phi_i^{n+1} \Delta x^2} \frac{e^{-2x_i}}{r_w^2} \left\{ \lambda_{w,i+\frac{1}{2}}^n (p_{o,i+1}^{n+1} - p_{o,i}^{n+1}) - \lambda_{w,i-\frac{1}{2}}^n (p_{o,i}^{n+1} - p_{o,i-1}^{n+1}) - \left[\lambda_{w,i+\frac{1}{2}}^n (p_{cow,i+1}^n - p_{cow,i}^n) - \lambda_{w,i-\frac{1}{2}}^n (p_{cow,i}^n - p_{cow,i-1}^n) \right] \right\} \quad (18)$$

Finalmente, la saturación de gas y las presiones de gas y de agua en el nuevo tiempo se obtienen de las ecuaciones algebraicas (4-5-6), evaluando las presiones capilares en las saturaciones del nuevo paso de tiempo, S_o^{n+1} y S_w^{n+1} .

VERIFICACIÓN DEL SIMULADOR FTR

Con el objeto de verificar el simulador desarrollado, se comparan sus resultados con los de la solución analítica correspondiente al flujo monofásico de petróleo [11] y con los obtenidos por un simulador convencional black-oil denominado BOAST. Este es un simulador trifásico tridimensional en coordenadas cartesianas [1]. Para simular el flujo hacia un único pozo, se elige una grilla cuadrada bidimensional con un número impar de celdas y el pozo ubicado en el centro.

Se analiza el flujo bifásico petróleo-gas hacia un pozo productor para un conjunto de datos típicos que se muestra en la Tabla I. Estos datos fueron tomados de [12] y pueden verse con detalle en [7]. Las presiones capilares y la compresibilidad de la formación se consideran nulas. El pozo se abre a producción a caudal de petróleo standard constante y se parte de una presión inicial mayor a la presión de burbuja. Mientras la presión esté por encima de la presión de burbuja, sólo fluye petróleo monofásico y se puede comparar el comportamiento de ambos simuladores con la solución analítica.

Tabla I - Propiedades de los fluidos y características del reservorio			
Espesor de la capa productiva	$h = 30 \text{ ft} = 9.144 \text{ m}$	Saturación de gas crítica	$S_{gc} = 0.01$
Radio externo de drenaje	$r_e = 767.29 \text{ ft} = 233.87 \text{ m}$	Presión inicial	$p_{oIN} = 4500 \text{ psia} = 31.02 \text{ MPa}$
Radio del pozo	$r_w = 0.328 \text{ ft} = 0.1 \text{ m}$	Porosidad	$\phi = 0.3$
Saturación inicial de petróleo	$S_{oIN} = 0.88$	Permeabilidad absoluta	$k = 100 \text{ mD} = 9.8 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2$
Saturación residual de petróleo	$S_{or} = 0.4$	Presión de burbuja	$p_b = 4014.7 \text{ psia} = 27.67 \text{ MPa}$
Saturación de agua connata	$S_{wc} = S_{wIN} = 0.12$	Caudal de petróleo	$Q_o = 300 \text{ STB/d} = 0.0005 \text{ m}^3/\text{s}$

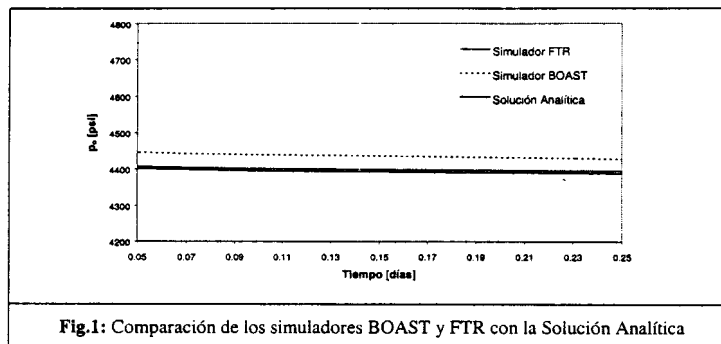
Flujo Monofásico de Petróleo-Comparación con la solución Analítica y con BOAST

En la Fig. 1 se comparan la solución analítica del flujo monofásico de petróleo con los resultados de los dos simuladores para presiones mayores a la presión de burbuja. Se puede observar que las presiones calculadas por FTR y por la solución analítica son casi coincidentes, con un error relativo máximo de 0.0035. Por su parte BOAST calcula valores mayores de presión, dando una aproximación más pobre de la solución analítica. Se debe notar que en BOAST la celda que contiene el pozo tiene el mismo tamaño que las demás, mientras que FTR utiliza una grilla equiespaciada en $\ln r$ aumentando la precisión de los cálculos alrededor del pozo.

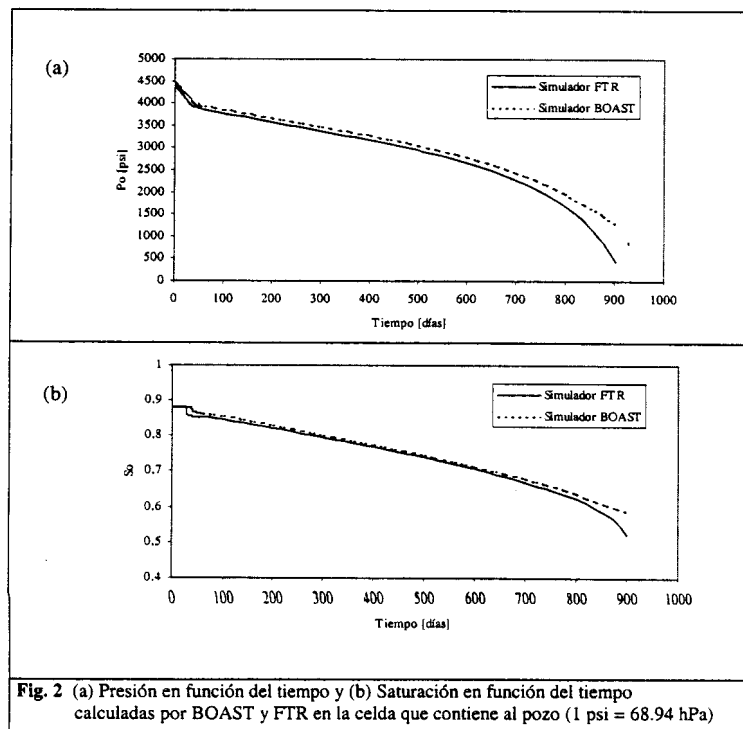
Flujo Bifásico Gas-Petróleo - Comparación con el simulador BOAST

En la Fig. 2 se comparan las presiones y 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 nuevamente BOAST presiones mayores a las del simulador FTR (Fig. 2(a)). El cambio de pendiente en las curvas de presión se alcanza cuando el gas comienza a ser móvil, es decir cuando el valor de la permeabilidad relativa al gas, k_{rg} , comienza a influir en los cálculos. En FTR esto ocurre cuando la saturación de petróleo toma el valor 0.855. Como se observa en la Fig. 2(b), el simulador

FTR alcanza ese valor de saturación a los 33 días, mientras que en BOAST k_{rg} comienza a ser importante a los 50 días.



Los valores de saturación de petróleo en el bloque que contiene al pozo obtenidos por FTR también son menores que los del BOAST (Fig.2 (b)). Mientras la presión es mayor a la de burbuja, la saturación de petróleo se mantiene constante en su valor inicial de 0.88. Luego cae bruscamente hasta que el gas comienza a ser móvil. 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.



CONCLUSIONES Y APLICACIONES

El principal aporte de este trabajo es el diseño, implementación y verificación del simulador FTR que adapta el modelo black-oil para simular el flujo radial trifásico (gas, petróleo, agua) hacia un pozo. Las conclusiones son:

- FTR presenta ventajas sobre los simuladores convencionales de reservorios como BOAST:
 - a) las condiciones de operación en el pozo se modelan en forma realista como condiciones de contorno sin recurrir a hipótesis simplificatorias ni contar con mediciones adicionales.
 - b) la grilla radial logarítmica permite simular con mayor precisión el comportamiento del flujo, ya que las celdas tienen menores dimensiones a medida que se acercan al pozo productor.
 - c) es más simple y requiere menos datos
- La presiones obtenidas por el simulador FTR por encima de la presión de burbuja coinciden con las de 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 se aproximan a los del BOAST.

El simulador aquí presentado se puede utilizar para evaluar los pronósticos de producción de petróleo, gas y agua en el pozo. También se puede aplicar en el análisis de los ensayos transitorios de presión en pozos, constituyendo un importante avance sobre los modelos monofásicos tradicionales de interpretación de ensayos.

Agradecimientos: este trabajo fue realizado con subsidios de la UBA y de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica. M. Bidner y G. Savioli son miembros de la Carrera del Investigador y M. Morelli es miembro de la Carrera del Personal de Apoyo del CONICET.

REFERENCIAS

- [1] Franchi, J. R.; Harpole, K. J. and Bujnowski, S. W., *BOAST- A Three-Dimensional, Three-Phase Black Oil Applied Simulation Tool*. U.S. Department of Energy Report DOE/BC/10033-3, two volumes, 1982.
- [2] Lee, S.; Durlofsky, L, Lough, M. and Chen, W., *Finite Difference Simulation of Geologically Complex Reservoirs With Tensor Permeabilities*, Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering, Vol.1(6), 1998, págs. 567-574.
- [3] Coats, K.; Thomas, L. and Pierson, R., *Compositional and Black Oil Reservoir Simulation*, Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 1(4), 1998, págs. 372-379.
- [4] Aziz, K. and Settari, A., *Petroleum Reservoir Simulation*, Elsevier Applied Science Publishers, Great Britain, 1985.
- [5] Bidner M. S. y Gabbanelli S. C., *Simulación Numérica de procesos convencionales de recuperación de petróleo. Una revisión*. Latin American Journal of Heat and Mass Transfer, Vol. 10, 1986, págs. 131-154.
- [6] Heins, A. V., *Modelos Mejorados de Predicción de Recuperación Primaria de petróleo y Gas*. Tesis de Grado de Ingeniería Química. Facultad de Ingeniería, UBA, 1999.
- [7] Regis, S. P., *Desarrollo y aplicaciones de un simulador del flujo trifásico hacia un pozo de petróleo*. Tesis de Grado de Ingeniería Química. Facultad de Ingeniería, UBA, 1999.
- [8] Horne, R., *Modern Well Test Analysis-A Computer Aided Approach*. Petroway, Inc. Palo Alto, CA, USA, 1990.
- [9] Savioli, G. B. y Bidner, M. S., *Aplicación del método inverso al análisis de ensayos de pozos petrolíferos*, Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño en Ingeniería, Vol. 10(1), 1994, págs. 3-21.
- [10] Savioli, G. B.; Jacovkis, P. M. and Bidner, M. S., *Stability Analysis and Numerical Simulation of 1-D and 2-D Radial Flow Towards an Oil Well*. Computers & Mathematics with Applications, Vol.33(3), 1997, págs. 121-135.
- [11] Savioli, G. B.; Goldschmit M. B. y Bidner M. S., *Discusión sobre las soluciones analíticas y numéricas de la ecuación radial de difusividad que representa el flujo en medios porosos*. Revista Brasileira de Engenharia, Vol.5 (2), 1988, págs. 65-79.
- [12] Odeh, A.S., *Comparison of Solutions to a Three-Dimensional Black-Oil Reservoir Simulation Problem*. Journal of Petroleum Technology, Vol.33, 1981, págs. 13-25.