

INFLUENCIA DEL MODELO DE POZO EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESERVORIOS

Andrea V. Heins*, Gabriela B. Savioli y M. Susana Bidner

Laboratorio de Ingeniería de Reservorios - Facultad de Ingeniería - UBA

*actualmente en Repsol-YPF S.A.

RESUMEN

En los simuladores numéricos de reservorios, los pozos se tratan como sumideros puntuales. El BOAST (Black-Oil Applied Simulation Tool) modela el pozo aplicando una integración aproximada de la ecuación de Darcy. Este modelo tiene un parámetro ajustable: *PID* (índice de productividad diferencial), que se calcula: (1) mediante la aproximación teórica de Peaceman, (2) con un ensayo IPR y (3) ajustando mediciones de producción.

En este trabajo se comparan los resultados de BOAST con un simulador de pozo propio que no depende de un parámetro ajustable. De la comparación, se concluye que el mejor modo de calcular *PID* es ajustando mediciones de producción. Para pozos nuevos, se podrían utilizar los datos de un ensayo IPR. Si éste no estuviera disponible, hay que recurrir a la aproximación teórica de Peaceman. Hemos encontrado que dicha aproximación sobrepredice *PID* y, en consecuencia, el caudal de producción. Por eso, proponemos dos nuevas aproximaciones que acercan los resultados teóricos a los reales. Además, cualquiera sea el método utilizado para calcular *PID*, las predicciones serán mejores cuanto más cercana sea la presión dinámica de fondo a la presión media del reservorio en el área de drenaje del pozo.

INTRODUCCION

Los simuladores numéricos de reservorios se utilizan regularmente para predecir las producciones de gas y de petróleo (Breitenbach, 1991). El simulador más difundido, se basa en el modelo "Black Oil". Es aplicable a procesos de recuperación primaria (de petróleo negro, no volátil) y de recuperación secundaria (inundación con agua o gas).

Este simulador divide al reservorio en un conjunto de bloques contiguos. En cada bloque se aplica la ecuación de conservación de la masa, la ecuación de Darcy y ecuaciones de estado empíricas que estiman la proporción de "gas disuelto" en el petróleo con los parámetros PVT (medidos en el laboratorio). Así puede tener en cuenta la heterogeneidad y la geometría del reservorio, ubicar los pozos en los bloques y analizar el movimiento de los fluidos entre bloques (Thomas, 1982; Aziz and Settari, 1985; Bidner y Gabbanelli, 1986). Para implementar el modelo Black-Oil utilizamos el simulador BOAST (Black Oil Applied Simulation Tool) (Franchi *et al*, 1982; Stapp and Allison, 1989).

El "talón de Aquiles" del simulador BOAST es la representación de los pozos presentes en el reservorio. En efecto, los pozos aparecen como términos fuente o sumidero que deben estimarse con un modelo independiente del sistema de ecuaciones del BOAST. Por eso, para cada pozo, se aplica una ecuación constitutiva empírica que se deriva de la ecuación de Darcy y que presenta un parámetro ajustable denominado *PID*. Si se contara con mediciones de caudal de producción, o al menos, con un ensayo IPR del pozo se podría hallar *PID* de un modo independiente. Cuando no hay mediciones, BOAST aplica la aproximación teórica de Peaceman, 1978.

La aproximación de Peaceman, se basa en la integración de la ecuación de Darcy considerando flujo monofásico de petróleo. La hipótesis de flujo monofásico le permite a Peaceman suponer constante la permeabilidad relativa al petróleo, lo que simplifica la integración. Pero el resultado es correcto si ambas, la presión media en los alrededores del pozo y la presión dinámica de fondo, son mayores que la presión de burbuja. Y esto casi nunca es así.

Por lo antedicho, en la tesis de Heins (1999) se investigó la posibilidad de aplicar un modelo de pozo basado en la integración de Darcy pero para flujo bifásico petróleo-gas. En ese caso, la permeabilidad relativa al petróleo varía con la saturación; y ésta depende de la presión. Presión y

saturación son variables en el tiempo. Habría que estimarlas de un modo teórico e independiente del sistema de ecuaciones del BOAST. Heins recurrió a un balance de materia macroscópico aplicado al volumen de drenaje del pozo. Esta idea se plasmó en un simulador denominado BALT (Balance de Materia Temporal). BALT se utiliza como referencia para evaluar la "performance" de los modelos de pozo del BOAST.

Entonces, en este trabajo se muestra que la aproximación de Peaceman proporciona valores del caudal de producción mucho mayores que los reales, se discuten sus causas y se proponen aproximaciones teóricas alternativas que se acercan a la realidad.

Con este objetivo, se utiliza un conjunto de datos típicos de reservorios de la Patagonia. El mecanismo de drenaje principal se debe al gas disuelto en el petróleo. Las propiedades PVT de los fluidos se obtuvieron de las correlaciones internacionales más modernas (Bidner, 1998; Horne, 1990). Las curvas de permeabilidades relativas se estimaron aplicando correlaciones basadas en reservorios argentinos (Fariña y Quintela, 1995).

MODELOS DE POZO

La ecuación de Darcy. Necesidad de su acoplamiento con el balance de materiales.

La ecuación de Darcy para el flujo monofásico de un fluido cualquiera es

$$q = A \frac{k}{\mu B} \frac{\partial p}{\partial l} \quad (1)$$

donde A es el área transversal al flujo y l la dirección del mismo, k la permeabilidad absoluta, μ la viscosidad y B el factor de volumen del fluido. Aplicada al flujo radial de petróleo hacia un pozo productor se transforma en,

$$q_o = 2 \pi r h \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (2)$$

siendo h el espesor de la capa productiva, k_o la permeabilidad efectiva al petróleo, μ_o su viscosidad y B_o el factor de volumen del petróleo. El caudal de petróleo se mide en condiciones de superficie, por eso está afectado por B_o .

Para estado pseudoestacionario y flujo monofásico la Ec.2 se integra entre el radio del pozo y el radio de drenaje, considerando flujo nulo en la frontera externa ($\partial p / \partial r = 0$ en $r = r_e$) y caudal de producción, q_o , constante. La suposición de caudal de producción constante produce que la declinación de la presión, $\partial p / \partial t$, sea constante en el tiempo y en el espacio. Con estas hipótesis, de la Ec.2 se deduce (Dake, 1978),

$$q_o = \frac{2 \pi h}{\left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} \right)} \frac{k_o}{\mu_o B_o} \cdot (p_e - p_{wf}) \quad (3)$$

Esta ecuación también es válida para cualquier radio intermedio, r , $r_w \leq r \leq r_e$, reemplazando r_e por r y p_e por $p(r)$.

Uno de los problemas en la aplicación de la Ec.3 es que la presión en el radio de drenaje, p_e , no puede ser medida. Para solucionar esto, se la resuelve para la presión media en todo el área de drenaje $\bar{p}$ (Dake, 1978),

$$q_o = \frac{2 \pi h}{\left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)} \frac{k_o}{\mu_o B_o} \cdot (\bar{p} - p_{wf}) \quad (4)$$

Hay que destacar que en la resolución de la Ec.3 se supuso que $(k_o / \mu_o B_o)$ era constante con la presión, aproximación que sólo puede realizarse cuando se está por encima del punto de burbuja. Para flujo bifásico, la permeabilidad efectiva, la viscosidad y el factor de volumen del petróleo, cambian sensiblemente al avanzar la producción, es decir, al disminuir la presión. Teniendo en cuenta esto, y bajo la hipótesis de estado pseudo-estacionario, se obtiene la siguiente aproximación (Dake, 1978),

$$q_o = \frac{2\pi h}{\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right)} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dp \quad (5)$$

La permeabilidad efectiva al petróleo es igual al producto entre la permeabilidad absoluta y la permeabilidad relativa al petróleo. Como la permeabilidad absoluta es una propiedad de la roca, se puede considerar constante y sacar fuera de la integral,

$$q_o = \frac{2\pi h k}{\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right)} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp \quad (6)$$

El integrando $(k_{ro} / \mu_o B_o)$ depende indirectamente de la presión. Si bien μ_o y B_o dependen directamente de la presión (dependencia conocida a partir de mediciones de laboratorio), la permeabilidad relativa al petróleo depende de la saturación de petróleo y ésta depende de la presión. En consecuencia, para aplicar la Ec. 6 hay que conocer la variación de la saturación de petróleo con la presión.

El BOAST no suministra dicha variación pues, justamente, necesita fijar el modelo de pozo para resolver su sistema de ecuaciones. Este punto se aclarará más adelante.

Pero el balance macroscópico de materia sí permite conocer la variación de la saturación del petróleo con la presión de un modo independiente de la Ec. 6. A esto nos referimos a continuación.

Nuestro Simulador BALT

En este trabajo se estudian reservorios que producen por energía del gas disuelto. Entonces, se propone utilizar como modelo de pozo la ecuación de Darcy integrada considerando flujo bifásico (petróleo-gas) radial hacia un pozo y estado pseudo-estacionario (Ec. 6). Con ese fin se resuelve primero el balance de materia.

En un reservorio cuyo principal mecanismo de drenaje provenga del gas en solución, la resolución del balance de materia tiene problemas de convergencia. Esto ha dado origen a distintas técnicas iterativas. Tracy (1955) propuso un método que acelera y asegura la convergencia. Heins (1999), desarrolló un simulador de pozo acoplado el balance de materia (método de Tracy) y la Ec. 6. Este simulador, que se aplicará en lo que sigue, se denomina BALT.

En cada etapa de presión, BALT considera un estado pseudo-estacionario (Ec. 6), donde la presión media y las saturaciones de las fases son uniformes en los alrededores del pozo. Pero en el conjunto de las etapas el estado es transitorio.

Una descripción más detallada del método de Tracy y el programa BALT puede encontrarse en la tesis de Heins (1999).

El modelo de pozo en BOAST. El parámetro PID.

El simulador BOAST resuelve numéricamente el modelo Black - Oil por el método de diferencias finitas (Franchi *et al*, 1982). BOAST aproxima el sistema de ecuaciones diferenciales parciales no lineales (cuyas incógnitas son las presiones y saturaciones) mediante el método IMPES (Implícito en Presiones y Explícito en Saturaciones) (Peaceman, 1977).

El modelo Black-Oil surge combinando la ecuación de conservación de la masa para cada componente, la ecuación empírica de movimiento de Darcy para cada fase y ecuaciones de estado empíricas que necesitan de los parámetros PVT (Aziz and Settari, 1985; Bidner y Gabbanelli, 1986). Se aplica a petróleos de baja volatilidad, compuestos principalmente por metano y componentes pesados. Con este modelo se puede simular la recuperación primaria de los crudos intermedios y pesados y la recuperación secundaria de cualquier tipo de crudo.

Las hipótesis del modelo “Black-Oil” son:

- Hay tres fases, *gaseosa*, *oleosa*, *acuosa* y tres dimensiones.
- No hay transferencia de masa entre la fase acuosa y las otras dos.
- En el sistema gas-petróleo existen dos componentes: (1) *componente petróleo*, líquido residual a presión atmosférica después de una vaporización diferencial, y (2) *componente gas*, fluido remanente.
- La transferencia de masa entre las fases oleosa y gaseosa es unidireccional: la componente gas se solubiliza en la fase oleosa pero la componente petróleo no se vaporiza en la fase gaseosa.

Las condiciones iniciales están dadas por la distribución de presiones y saturaciones cuando comienza la explotación del yacimiento. Las condiciones de contorno son de flujo nulo en las fronteras externas del reservorio. Los pozos inyectores y productores se consideran como términos fuente o sumidero en las ecuaciones de conservación de la masa.

Hay dos métodos para representar un pozo en un simulador: especificando la presión de fluencia o el caudal de producción o inyección.

En este caso se quiere representar un pozo productor de petróleo y se especificará la presión de fluencia. Entonces, el caudal de producción de petróleo está dado por la siguiente ecuación, (Franchi *et al.*, 1982),

$$q_o = PID \cdot \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \right) \cdot (p^* - p_{wf}) \quad (7)$$

donde p^* es la presión de petróleo en el bloque al que pertenece el pozo.

Una vez obtenida la producción de petróleo con la Ec.7, el caudal de gas se calcula como,

$$q_g = \frac{k_{rg}/B_g \mu_g}{k_{ro}/B_o \mu_o} q_o + R_s q_o \quad (8)$$

Hay tres modos de determinar el parámetro PID . El primero es teórico y fue propuesto por Peaceman (1978), para evaluarlo sólo se necesitan datos de laboratorio. El segundo, está basado en mediciones del índice de productividad en campo (Franchi *et al.*, 1982). Por último, hay un método empírico basado en mediciones de producción (Franchi *et al.*, 1982). En las secciones siguientes se describirán los tres métodos, y se mostrarán y analizarán los resultados obtenidos al aplicarlos.

Aproximación teórica del PID

Generalmente, cuando se modela un reservorio mediante métodos numéricos, ocurre que las dimensiones del bloque que contiene el pozo son mucho mayores que el radio de dicho pozo. Debido a esto, la presión calculada para ese bloque difiere de la presión dinámica de fondo del pozo, p_{wf} . Entonces, en el bloque donde está ubicado el pozo, la presión es función del radio (Figuras 1 y 2).

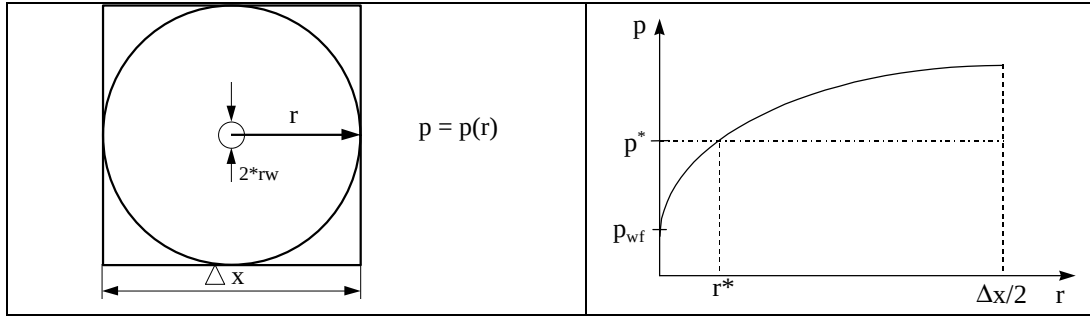


Figura 1 - Geometría del bloque que contiene al pozo

Figura 2 - Distribución de presiones en función del radio, en el bloque que contiene al pozo, mostrando la presión media del bloque p^* .

Para la determinación del caudal de petróleo Peaceman (1978) se basa en la ecuación de Darcy integrada para estado pseudoestacionario y flujo monofásico (Ec.3), argumentando que gran parte de los fenómenos transitorios cerca del pozo pueden ser bien aproximados por el comportamiento del estado pseudoestacionario.

Peaceman supone que la presión media en el bloque al que pertenece el pozo, p^* , debe corresponderse con la presión en un radio particular del bloque r^* (Fig. 2). Teniendo en cuenta que $k_o = k \cdot k_{ro}$ y reordenando, la Ec.3 se transforma en

$$q_o = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\left(\ln\left(\frac{r^*}{r_w}\right) - \frac{1}{2} \right)} \cdot \frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} (p^* - p_{wf}) \quad (9)$$

La Ec.9 es válida para flujo monofásico y $(k_{ro} / \mu_o B_o)$ constantes. Peaceman demostró que $r^* \cong 0,2 \cdot \Delta x$, donde Δx es la dimensión horizontal del bloque, que se supone cuadrado ($\Delta x = \Delta y$). Este valor de r^* es válido tanto para estado estacionario como para no estacionario.

Si se compara la Ec.7 con la Ec.9, resulta entonces que PID es,

$$PID = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\left(\ln\left(\frac{0,2 \cdot \Delta x}{r_w}\right) - \frac{1}{2} \right)} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\ln\left(\frac{0,121 \cdot \Delta x}{r_w}\right)} \quad (10)$$

Para un bloque rectangular, la Ec.10 se transforma en,

$$PID = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\ln\left(\frac{0,121 \cdot \Delta L}{r_w}\right)} \quad (11)$$

donde $\Delta L = \sqrt{\Delta x \cdot \Delta y}$.

Determinación del PID a partir de un ensayo IPR

El valor del *PID* se puede estimar a partir de datos de un ensayo IPR medidos en el campo: caudal de producción, presión media y presión dinámica de fondo. Con esos datos se calcula el índice de productividad “observado” ,

$$PI_{obs} = \frac{q_{obs}}{\Delta p_{obs}} \quad (12)$$

donde,

$\Rightarrow PI_{obs}$ es el índice de productividad obtenido de las mediciones.

$\Rightarrow q_{obs}$ es el caudal medido.

$\Rightarrow \Delta p_{obs} = (\bar{p} - p_{wf})$ medido.

$\Rightarrow \bar{p}$ es la presión media en *todo* el área de drenaje del pozo

Es posible relacionar PI_{obs} con el valor de *PID* con que se debe alimentar el simulador. La Ec.4 es la ecuación de Darcy para estado pseudoestacionario, en términos de la presión media en el área de drenaje.

Combinando la Ec.12 con la Ec.4 y reordenando,

$$PI_{obs} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\ln\left(\frac{0,472 \cdot r_e}{r_w}\right)} \cdot \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o}\right) \quad (13)$$

Comparando la Ec.11 con la Ec.13 se puede calcular *PID* a partir de las mediciones realizadas,

$$PID = PI_{obs} \cdot \frac{\ln\left(\frac{0,472 \cdot r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{0,121 \cdot \Delta L}{r_w}\right)} \cdot \left(\frac{\mu_o \cdot B_o}{k_{ro}}\right) \quad (14)$$

El valor del caudal de petróleo obtenido usando el *PID* de la Ec.14 (con datos de un ensayo IPR) difiere del calculado con la Ec.11 (aproximación teórica). Esta diferencia es más pronunciada cuando el flujo es bifásico y cuanto mayor es la diferencia $(\bar{p} - p_{wf})$. Esto se debe, fundamentalmente, a que la Ec.11 se obtuvo de la Ec.9, y para la deducción de esta última se tuvo como hipótesis flujo monofásico, es decir $(k_{ro} / \mu_o B_o)$ aproximadamente constante con la presión. Cuando el flujo es bifásico, esta hipótesis está lejos de ser cierta.

Determinación del PID a partir de mediciones de producción

Existe otra forma de estimar el *PID* que es empírica y se aplica cuando se dispone de mediciones de producción.

Antes de comenzar la explotación del reservorio se podrá correr el simulador numérico con un valor del *PID* calculado según la aproximación teórica, o si se dispone de los datos, a partir de un ensayo IPR. Una vez comenzada la explotación, se tendrán valores de caudales de petróleo producidos en función del tiempo. Estos valores se podrán comparar con los calculados por el simulador. Si las predicciones realizadas por el simulador para los primeros tiempos se ajustan a las mediciones de campo, no habría problemas. Puede pasar que los resultados del simulador no coincidan con las mediciones reales, en este caso el valor del *PID* se irá variando hasta que los valores de caudal de petróleo en función del tiempo obtenidos por el simulador se asemejen a los valores medidos. Una

vez “ajustado” el valor del *PID* adecuado para el caso en estudio, se podrá continuar con la simulación realizando predicciones para tiempos futuros.

Más adelante se analizarán las diferencias que se obtienen con los tres modelos de pozo.

Errores en la estimación del caudal para $p_{wf} \ll \bar{p}$ y flujo bifásico

En la sección anterior se vio que para calcular el caudal de petróleo cuando el flujo es bifásico hay que integrar $(k_{ro} / \mu_o B_o)$ respecto de la presión (Ec.6), donde la integral es el área bajo la curva de la Figura 3, entre la presión media y la presión dinámica de fondo.

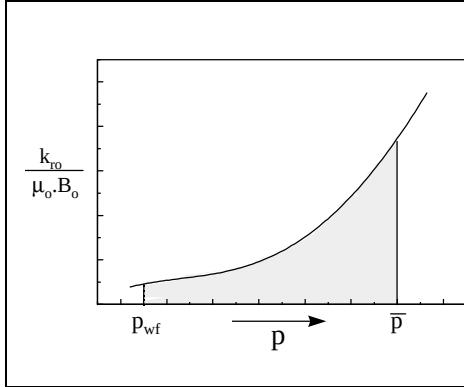


Figura 3 - Variación de $(k_{ro} / \mu_o B_o)$ con la presión media

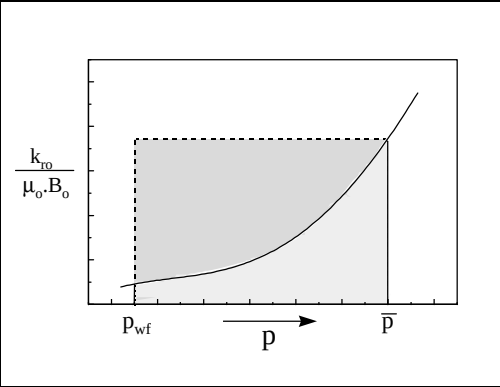


Figura 4 - Comparación del área bajo la curva y el área del rectángulo de base $(\bar{p} - p_{wf})$ y de altura igual al valor de $(k_{ro} / \mu_o B_o)$ para la presión $\bar{p}$.

La dificultad que se presenta en la aplicación de la Ec. 6 es que para resolver la integral hay que conocer *a priori* como varía la saturación de petróleo con la presión media. La variación de la saturación de petróleo con la presión depende de cada caso en particular y se obtiene de resolver el balance de materia.

Entonces, el error cometido en el cálculo del caudal, cuando se utiliza una ecuación que supone flujo monofásico (Ec.9) se podría “cuantificar” mediante la diferencia entre el área bajo la curva de $(k_{ro} / \mu_o B_o)$ vs p y el área del rectángulo de base $(\bar{p} - p_{wf})$ y de altura igual al valor de $(k_{ro} / \mu_o B_o)$ para la presión $\bar{p}$. Esta diferencia se hace mayor cuanto mayor es $(\bar{p} - p_{wf})$, es decir, cuanto menor es la presión dinámica de fondo para una dada presión media (Figura 4).

Debido a todo lo expuesto, cuando el flujo es bifásico, el cálculo del caudal a partir de la aproximación teórica de Peaceman (Ec.11) no es muy confiable.

Proponemos dos aproximaciones teóricas que mejoran este problema:

- 1) La más simple consiste en asimilar el área bajo la curva (Fig. 4) a un triángulo. De las Ecs. 9 y 10 se deduce que esto implica sencillamente dividir por la mitad el *PID* propuesto por Peaceman.
- 2) La más compleja, es evaluar el caudal de producción q_o con la Ec. 6 acoplándola con el balance de materia, como se hizo en BALT. Es decir, aplicando el programa BALT se pueden simular datos de ensayos IPR ($q_o(\Delta p_o)$) o mediciones de producción ($q_o(t)$) que son independientes del sistema de ecuaciones del BOAST. Así, usando la misma metodología descrita para datos de campo, se obtiene una estimación de *PID* basada sólo en datos de laboratorio. Este valor de *PID* resulta más confiable que la aproximación teórica de Peaceman, ya que se calcula a partir de un modelo de pozo que contempla el flujo bifásico.

DATOS UTILIZADOS

Los datos del reservorio y las propiedades físicas de los fluidos se muestran en las Tablas 1 y 2.

Las propiedades de los fluidos fueron estimadas con correlaciones estadísticas (Horne, 1990; Bidner, 1998, Savioli, 1997a) basadas en mediciones realizadas en petróleos de todo el mundo. Los datos que alimentan dichas correlaciones se muestran en la Tabla 1. Las propiedades físicas de los fluidos resultantes son: B_o , factor de volumen de petróleo, μ_o , viscosidad del petróleo, R_s , relación gas - petróleo disuelta, B_g , factor de volumen del gas y μ_g , viscosidad del gas

Las permeabilidades relativas utilizadas se obtuvieron a partir de las correlaciones de Fariña y Quintela (1995) y fueron calculadas con programas de Savioli (1997b). Se muestran en la Figura 5.

La geometría del reservorio y las propiedades de la roca se muestran en la Tabla 2. Para aplicar la ecuación de Darcy el reservorio se considera cilíndrico, con un único pozo en el centro de la estructura. El espesor de la capa productiva es constante. El simulador BOAST idealiza la geometría del reservorio como una grilla rectangular, donde hay que ingresarle como dato la cantidad y la medida de los bloques en cada dimensión (x,y,z). Se buscó la grilla cuadrada, de igual espesor que el cilindro, capaz de alojar el mismo volumen. La grilla elegida tiene 9x9x1 bloques en las direcciones x, y, z respectivamente, y sus dimensiones se especifican en la Tabla 2. La roca tiene permeabilidad horizontal y porosidad constantes. El reservorio produce gracias a la energía proporcionada por el gas disuelto en el petróleo.

<i>Tabla 1 - Propiedades de los fluidos</i>	
Presión de burbuja	$p_b = 3666 \text{ psia} = 252761,8 \text{ hPa}$
Densidad específica del gas	$\gamma_g = 0,71$
Densidad API del petróleo	$^\circ API = 27$
Densidad del agua	$\rho_w = 62,368 \text{ lb/ft}^3 = 999 \text{ kg/m}^3$

<i>Tabla 2 - Características del reservorio</i>	
Volumen de petróleo <i>in situ</i>	$N = 1,8617 \cdot 10^6 \text{ STB} = 2,96 \cdot 10^5 \text{ m}^3$
Relación entre los volúmenes originales de gas y petróleo	$m = 0$
Saturación de agua connata (inicial)	$S_{wc} = S_{wi} = 0,30$
Saturación residual de petróleo	$S_{or} = 0,30$
Saturación inicial de petróleo	$S_{oi} = 0,70$
Saturación inicial de gas	$S_{gi} = 0$
Presión inicial del reservorio	$p_i = 3666 \text{ psia} = 252761,8 \text{ hPa}$
Temperatura del reservorio	$T_R = 173^\circ\text{F} = 78,33^\circ\text{C}$
Compresibilidad de la formación	$c_f = 5,8 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1} = 8,41 \cdot 10^{-8} \text{ hPa}^{-1}$
Espesor de la capa productiva	$h = 80,053 \text{ ft} = 24,4 \text{ m}$
Profundidad del tope de la estructura	$z_t = 7291,97 \text{ ft} = 2222,59 \text{ m}$
Radio de la zona de drenaje	$r_e = 721,82 \text{ ft} = 220 \text{ m}$
Radio del pozo	$r_w = 0,722 \text{ ft} = 0,22 \text{ m}$
Porosidad	$\phi = 15 \%$
Permeabilidad absoluta	$k = 100 \text{ mD} = 9,869 \times 10^{-14} \text{ m}^2$
Dimensiones horizontales de la grilla	$\Delta x = \Delta y = 142,155 \text{ ft} = 43,32 \text{ m}$
Dimensión vertical de la grilla	$\Delta z = 80,053 \text{ ft} = 24,4 \text{ m}$

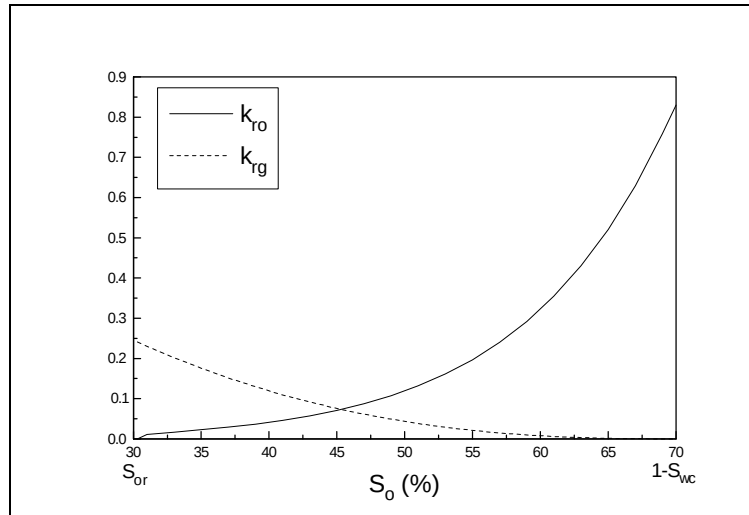


Figura 5 - Permeabilidades Relativas.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analiza el comportamiento de BOAST con las distintas estimaciones del parámetro PID. A tal fin, en las Figs. 6, 7 y 8, se muestran las curvas de caudal de petróleo en función del tiempo obtenidas con BALT y con BOAST. Ambas se calcularon para dos presiones dinámicas de fondo diferentes, una (2400 psia) cercana a la presión inicial (3666 psia) y otra muy baja (100 psia). De esta manera se podrá analizar, además, la influencia de la p_{wf} en los modelos de predicción.

El simulador BOAST se corrió con tres valores de PID diferentes para cada p_{wf} , calculados con los tres métodos antes descriptos. En todos los casos, además, se fijó una restricción máxima para el caudal de petróleo, porque los valores de los primeros dos o tres días calculados por BOAST son muy altos comparados con los de los días sucesivos y con los calculados por BALT. Como valor de caudal máximo se tomó el caudal inicial obtenido con BALT en cada caso:

Tabla 3 - Valores de caudal máximo para cada p_{wf}	
p_{wf} (psia)	q_{omax} (STB/d)
2400	4083.78
100	5674.4

(1 psia = 68,94 hPa ; 1 STB = 0,159 m³)

Cálculo del PID con la aproximación teórica

Utilizando la Ec.11 y reemplazando los datos del reservorio estudiado, se obtiene $PID=17,9$ [mD.ft]. Este valor es independiente de la p_{wf} utilizada (Ec.11).

Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 6:

- Los gráficos de q_o vs. t obtenidos con ambos simuladores difieren entre sí.
- Las diferencias son mayores en la Figura 6 b), cuando la presión dinámica de fondo es muy baja respecto de la presión media inicial del reservorio. Esto se debe a que la ecuación utilizada por BOAST para estimar el caudal de petróleo supone flujo monofásico, aproximación muy poco precisa cuando $p_{wf} \ll \bar{p}$.
- Tanto en la Figura 6 a) como en la b), la curva correspondiente a BOAST presenta un escalón en los primeros días. Esto se debe a que se le fijó un límite de caudal máximo.

Cálculo del *PID* a partir de datos de un ensayo IPR

Si se dispone de datos de un ensayo IPR (caudal de producción, presión media y presión dinámica de fondo, en un instante determinado) se puede estimar el *PID* con la Ec.14.

Teniendo en cuenta que $\Delta p_{obs} = (\bar{p} - p_{wf})$, el valor del *PID* calculado en este caso dependerá de la presión dinámica de fondo con que se esté operando el pozo.

Para los datos del reservorio estudiado,

$$PID = \frac{q_{obs}}{\Delta p_{obs}} \cdot 3,66 = [\text{mD.ft}] \quad (15)$$

donde el 3,66 sale de reemplazar los datos en la Ec.14 y convertirlos a unidades de campo inglesas. Como datos de ensayo se tomarán la presión media inicial (3666 psia), la presión dinámica de fondo de cada caso (2400 y 100 psia, respectivamente) y el caudal de petróleo calculado con BALT para dichas condiciones de presión. Los valores de caudales obtenidos con BALT y los del *PID* calculado se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4 - Datos del ensayo IPR y valores del <i>PID</i> calculado				
Caso	$\bar{p}$ (psia)	p_{wf} (psia)	q_o (STB/d)	<i>PID</i> (mD.ft)
1	3666	2400	4083,78	11,8
2	3666	100	5674,4	5,82

$$(1 \text{ psia} = 68,94 \text{ hPa} ; 1 \text{ STB} = 0,159 \text{ m}^3 ; 1 \text{ mD.ft} = 3 \times 10^{-16} \text{ m}^3)$$

En la Figura 7 se muestran los resultados obtenidos con BALT y BOAST y con los valores de *PID* de la Tabla 4.

- Las curvas se asemejan más entre sí que en el caso anterior (con la aproximación teórica del *PID*).
- Para menor presión dinámica de fondo ($p_{wf} = 100$ psia), las curvas de BALT y BOAST difieren un poco más que para $p_{wf} = 2400$ psia.
- El escalón inicial de la curva de BOAST que aparecía en la Figura 6 ha disminuido.
- Nótese que la aproximación simple de dividir por la mitad el *PID* teórico de Peaceman arroja un valor de 9 mD.ft, intermedio a los estimados a partir de los ensayos IPR (Tabla 4).
- Si bien se han mejorado los resultados respecto de los anteriores, se tratarán de mejorar aún más ajustando las mediciones de producción para calcular el *PID*.

Cálculo del *PID* a partir de mediciones de producción

Si se dispone de datos de historia de producción (caudales en función del tiempo), y lo que se quiere es predecir el comportamiento futuro de un reservorio, se pueden utilizar esos datos para estimar el valor del *PID*.

Los valores obtenidos de *PID*, utilizando diez valores de caudal de petróleo en función del tiempo obtenidos por BALT, se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5 - Valores del <i>PID</i> ajustados		
Caso	p_{wf} (psia)	<i>PID</i> (mD.ft)
1	2400	9
2	100	3,5

$$(1 \text{ psia} = 68,94 \text{ hPa} ; 1 \text{ mD.ft} = 3 \times 10^{-16} \text{ m}^3)$$

Los resultados obtenidos con BALT y BOAST se muestran en la Figura 8.

- Las dos curvas se asemejan notablemente, mucho más que en los dos casos anteriores.
- Para la presión dinámica de fondo más baja existe una pequeña diferencia entre las curvas. Pero para la p_{wf} más alta, las curvas de BALT y BOAST prácticamente se confunden.
- El escalón inicial de la curva de BOAST desapareció por completo, esto se debe a que los valores iniciales de caudal ya no exceden el límite de caudal máximo fijado.
- La aproximación teórica de Peaceman dio $PID= 17,9$ mD.ft. Las mediciones de producción dan valores de PID mucho menores (Tabla 5). Para $p_{wf}= 2400$ psi, el valor estimado de PID coincide con la mitad del teórico de Peaceman. En cambio, para la p_{wf} menor se necesitaría reducirlo aún más.

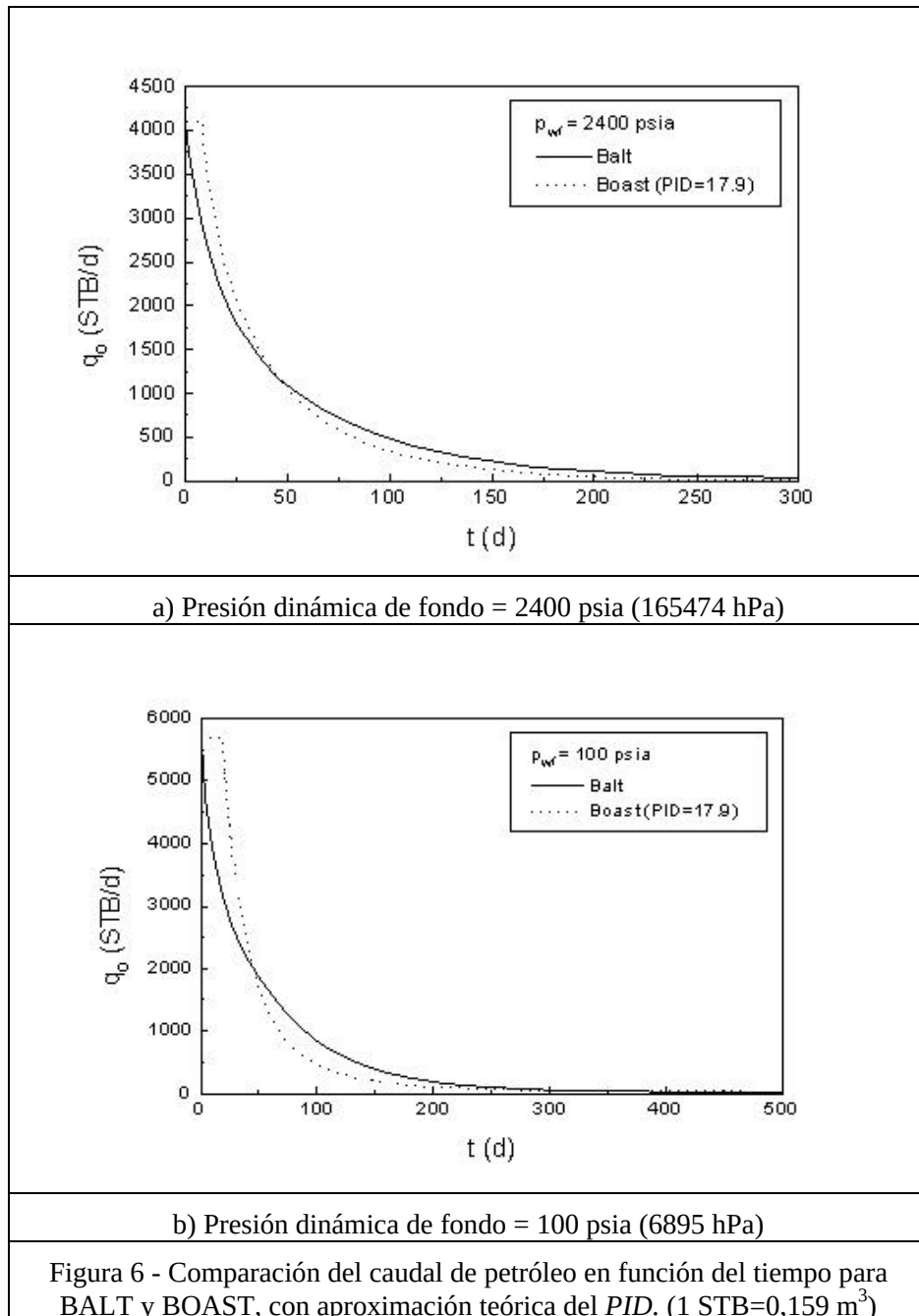
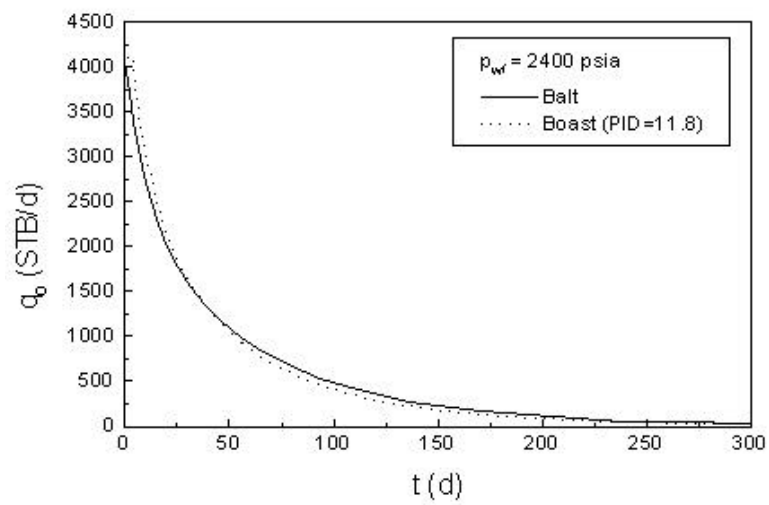
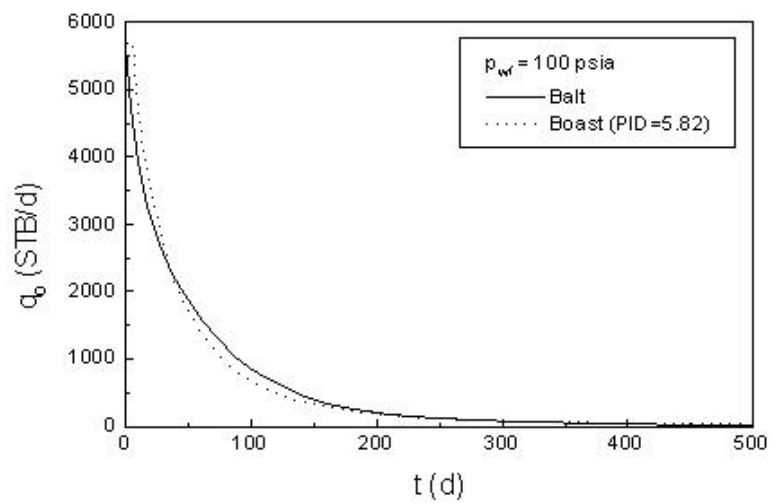


Figura 6 - Comparación del caudal de petróleo en función del tiempo para BALT y BOAST, con aproximación teórica del PID . (1 STB=0,159 m³)

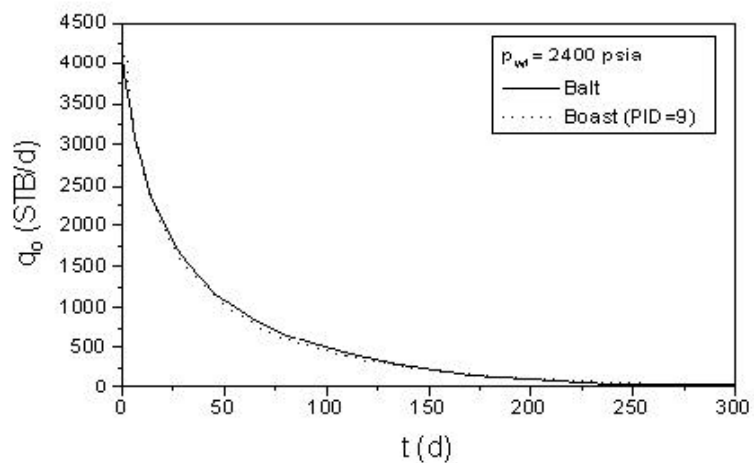


a) Presión dinámica de fondo = 2400 psia (165474 hPa)

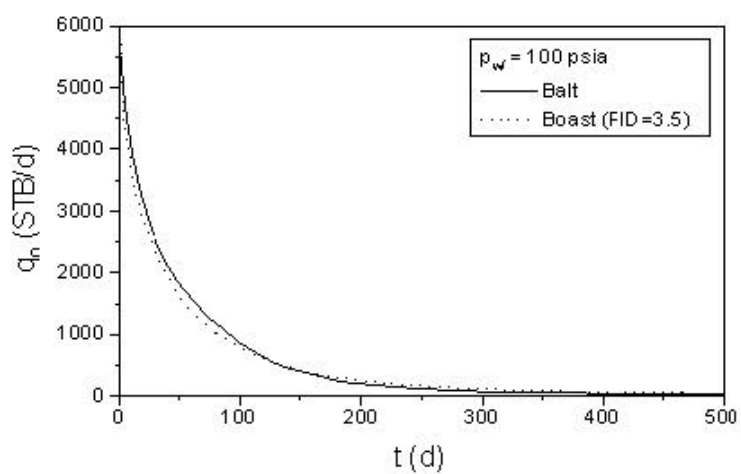


b) Presión dinámica de fondo = 100 psia (6895 hPa)

Figura 7 - Comparación del caudal de petróleo en función del tiempo para BALT y BOAST, con determinación del *PID* a partir de datos de ensayo IPR..
(1 STB=0,159 m³)



a) Presión dinámica de fondo = 2400 psia (165474 hPa)



b) Presión dinámica de fondo = 100 psia (6895 hPa)

Figura 8 - Comparación del caudal de petróleo en función del tiempo para BALT y BOAST, con determinación del *PID* a partir de datos de producción..
(1 STB=0,159 m³)

CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó la expresión matemática utilizada en el simulador BOAST (Franchi *et al.*, 1982) para representar los pozos. Esta expresión posee un parámetro ajustable: *PID*. Se aplicaron tres métodos diferentes para calcularlo: mediante la aproximación teórica de Peaceman, a partir de un ensayo IPR y utilizando mediciones de producción. Se compararon los resultados con los de un simulador propio (BALT) que acopla para cada etapa de presión el balance de materia con la ecuación de Darcy para flujo bifásico gas-petróleo y estado pseudo-estacionario. Se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- El mejor modo de calcular el *PID* es a partir de mediciones de producción o “History Matching”.
- Si no hubiera mediciones de campo, se podrían utilizar los datos de un ensayo IPR o, si tampoco éstos estuvieran disponibles, alguna aproximación teórica.
- La aproximación teórica de Peaceman sobrepredice en mucho el *PID*. Por eso hemos propuesto dos nuevas aproximaciones teóricas alternativas para mejorarla. La primera es simplemente asumir un *PID* igual a la mitad del calculado por Peaceman. La segunda y más correcta es estimar el *PID* a partir de ensayos IPR o datos de producción simulados por BALT.
- Una vez que se posean datos reales de producción se puede ir ajustando la simulación mediante el valor del *PID*, de manera tal que las predicciones realizadas por el simulador para los primeros tiempos de explotación coincidan con los datos medidos. Cuantos más datos reales haya disponibles al momento de calcular el *PID*, más acertada serán las predicciones futuras realizadas por el simulador.
- Cualquiera sea el método utilizado para calcular el *PID*, las predicciones serán mejores cuanto más cercana a la presión media sea la presión dinámica de fondo.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue realizado con subsidios a la investigación 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

<i>Símbolo</i>	<i>Definición</i>	<i>Dimensiones</i>
<i>A</i>	área transversal	L^2
<i>API</i>	gravedad API del petróleo	
<i>B</i>	factor de volumen, volumen en condiciones de reservorio / volumen en condiciones estándar	
<i>B_g</i>	factor de volumen del gas	
<i>B_o</i>	factor de volumen del petróleo	
<i>c_f</i>	compresibilidad de la formación	Lt^2/m
<i>h</i>	espesor de la formación	L
<i>k</i>	permeabilidad absoluta	L^2
<i>k_o</i>	permeabilidad efectiva al petróleo	L^2
<i>k_r</i>	permeabilidad relativa	
<i>k_{rg}</i>	permeabilidad relativa al gas	
<i>k_{ro}</i>	permeabilidad relativa al petróleo	
<i>l</i>	longitud en la dirección del flujo	L
<i>N</i>	volumen de petróleo originalmente “in situ”, medido en SC	L^3
<i>p</i>	presión	m/Lt^2
$\bar{p}$	presión media	m/Lt^2
<i>p_b</i>	presión de burbuja	m/Lt^2

p_e	presión en el radio de drenaje de un pozo	m/Lt ²
p_{wf}	presión dinámica de fondo	m/Lt ²
PI	índice de productividad	L ⁴ t/m
PID	índice de productividad diferencial	L ³
Δp	caída de presión	m/Lt ²
q	caudal de producción	L ³ /t
q_o	caudal de producción de petróleo	L ³ /t
q_{omax}	caudal máximo de producción de petróleo	L ³ /t
r	distancia radial	L
r_e	radio de drenaje	L
r_w	radio del pozo	L
R	relación gas petróleo producida instantánea	
R_s	relación gas petróleo disuelta	
S_g	saturación de gas	
S_o	saturación de petróleo	
S_{wc}	saturación de agua connata	
t	tiempo	t
T_R	temperatura del reservorio	T
Δx	dimensión de la grilla en la coordenada x	L
Δy	dimensión de la grilla en la coordenada y	L
Δz	dimensión de la grilla en la coordenada z	L
z	distancia vertical	L
z_t	profundidad del tope de la estructura	L

Letras griegas

γ_g	densidad del gas relativa al aire en SC	
μ	viscosidad	m/Lt
μ_o	viscosidad del petróleo	m/Lt
ρ_o	densidad de la fase oleosa	m/L ³
ρ_w	densidad de la fase acuosa	m/L ³
ϕ	porosidad	

BIBLIOGRAFÍA

- Aziz, D. and Settari, A.: "Petroleum Reservoir Simulation", Elsevier Applied Science Publishers (1985).
- Bidner, M. S. y Gabbanelli, S. C., "Simulación Numérica de Procesos Convencionales de Recuperación de Petróleo. Una Revisión", (1986) Rev. Latinoam. Transf. Cal. Mat., Vol. 10, pp. 131-154.
- Bidner, M. S.: (1998) "Propiedades de la Roca, el fluido y el flujo en Reservorios", Apuntes de clase, Laboratorio de Ingeniería de Reservorios, Universidad de Buenos Aires.
- Breitenbach, E. A. "Reservoir Simulation: State of the Art." J. Pet. Tech, 1033-1036 (Sept. 1991).
- Dake, L. P., "Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier (1978).
- Fariña, J. y Quintela, H., "Análisis y Sistematización de Curvas Experimentales de Permeabilidad Relativa". Trabajo ganador del concurso organizado por SPE-Sección Argentina (1995).

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).

Heins, A. V. : "Modelos Mejorados de Predicción de Recuperación Primaria de Petróleo y Gas", Tesis de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires (1999).

Horne, R. N. "Modern Well Test Analysis," Petroway, Inc. (1990).

Peaceman, D. W.; "Interpretation of Well - Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation", SPE Journal, (1978), 183 - 194.

Peaceman, D.W.: "Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation", Elsevier Scientific Publishing Company (1977).

Savioli, G. B. : "PVT : Una Herramienta para el Cálculo de Correlaciones Estadísticas de las Propiedades de los Fluidos y la Roca". Programa y manual del usuario. Publicados por el Laboratorio de Ingeniería de Reservorios, Universidad de Buenos Aires (1997-a)

Savioli, G. B. : "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 (1997-b)

Stapp, L. G. and Allison, E. C.; "Handbook for Personal Computer Version of BOAST II: A Three-Dimensional, Three-Phase Black Oil Applied Simulation Tool". U.S. Department of Energy, Assistant Secretary for Fossil Energy (1989).

Thomas, G. W.: "Principles of Hydrocarbons Reservoir Simulation", International Human Resources Development Corporation, Boston (1982).

Tracy, G.W. "Simplified Form of the Material Balance Equation". Trans. AIME, 204 (1955), 243.

Andrea Viviana Heins

Es Ingeniera Química de la Universidad de Buenos Aires (1999). Se graduó con una tesis de grado en el tema: "Modelos Mejorados de Recuperación Primaria de Petróleo y Gas". Es ayudante de cátedra en el Departamento de Ingeniería Química de la Facultad de Ingeniería de la UBA.

Fue integrante de la Comisión Directiva del Capítulo Estudiantil del SPE-UBA. Ganadora de premios en los Concursos de Trabajos Estudiantiles para No Graduados del SPE realizados en Bariloche (1997) y Buenos Aires (1999). Actualmente es Ingeniera de Repsol-YPF, en el Centro de Tecnología Aplicada.

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.