

# SIMULADOR PARA UN YACIMIENTO DE GAS BASADO EN UNA SOLUCIÓN NUMÉRICA EXPLÍCITA

Brayan E. de León-Jasso<sup>1</sup>, Carlos G. Aguilar-Madera<sup>\*1</sup>, Octavio Cazarez-Candia<sup>2</sup>,  
E.C. Herrera-Hernández<sup>3</sup> & G. Espinosa-Paredes<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ciencias de la Tierra, Ex Hacienda de Guadalupe, C.P. 67700, Linares, México

<sup>2</sup> Instituto Mexicano del Petróleo, Eje Central Lázaro Cárdenas 152, San Bartolo Atepehuacan, C.P.07730, Gustavo A. Madero, Ciudad de México, México

<sup>3</sup> Universidad Autónoma de San Luis Potosí, Facultad de Ciencias Químicas, Av. Dr. Manuel Nava 6, C.P. 78210, San Luis Potosí, México

<sup>4</sup> Universidad Autónoma Metropolitana-Iztapalapa, División de Ciencias Básicas e Ingenierías, Av. Ferrocarril San Rafael Atlixco 186, Col. Leyes de Reforma 1ª Sección, C.P. 09310, Iztapalapa, Ciudad de México

\* [carlos.aguilarmd@uanl.edu.mx](mailto:carlos.aguilarmd@uanl.edu.mx)

## Resumen

En este trabajo se presenta las ecuaciones fundamentales para desarrollar un simulador de yacimiento de gas acoplado a un pozo productor. El simulador se construye utilizando la ecuación gobernante para el pozo en estado estacionario, la cual está acoplada a la ecuación de flujo del yacimiento escrita en forma explícita. La ecuación del pozo se resuelve numéricamente utilizando un esquema de diferencias finitas hacia adelante, mientras que se usa un esquema iterativo para la ecuación explícita del yacimiento con el fin de encontrar la presión en cada bloque numérico a cada paso de tiempo. El simulador depende del tamaño del paso de tiempo para obtener soluciones numéricas estables y consistentes, por lo que el número de bloques para discretizar el yacimiento es reducido. A pesar de esta restricción, el simulador es de utilidad para estimar reservas y el influjo al pozo, realizar la interpretación de pruebas de presión y análisis nodal, etc. El simulador se aplicó en un caso base, donde se determinó las presiones a lo largo del pozo, en fondo de pozo, y en el yacimiento.

## Palabras clave

Formulación explícita, yacimiento de gas, modelo del pozo, modelo acoplado

## Abstract

This paper presents the fundamental equations for developing a gas reservoir simulator coupled to a producing well. The simulator is constructed using the governing equation for the steady state well, coupled to the reservoir flow equation written in explicit form. The well equation is solved numerically using a forward finite difference scheme. In contrast, an iterative procedure is

---

de León-Jasso, B.E., Aguilar-Madera, C.G., Cazarez-Candia, O., Herrera-Hernández, E.C. & Espinosa-Paredes, G. (2023): Simulador para un yacimiento de gas basado en una solución numérica explícita. – en: Montalvo Arrieta, J.C., Ramírez Fernández, J.A., Aguilar-Madera, C.G., Jenchen, U., Salinas Jasso, J.A., Velasco-Tapia, F. & Navarro-de León, I. (eds.): Número especial en conmemoración del 90° Aniversario de la Universidad Autónoma de Nuevo León y del 40° Aniversario de la Facultad de Ciencias de la Tierra. – Actas de la Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL, Linares, **9** (2023): 25-31.

used for the exact reservoir equation to find the pressure in each numerical block at each time step. The simulator depends on the time step size to obtain stable and consistent numerical solutions, so the number of blocks to discretize the reservoir is small. Despite this restriction, the simulator helps estimate reserves and inflow to the well, performing pressure test interpretation and nodal analysis, etc. The simulator was applied in a base case, where the pressures along the wellbore, downhole, and reservoir were determined.

## Keywords

Explicit formulation, gas reservoir, well model, coupled model

## Nomenclatura

### Letras romanas

$A_x$	Área de flujo en la dirección $x$ , $ft^2$
$A_y$	Área de flujo en la dirección $y$ , $ft^2$
$B_g$	Factor de formación de volumen del gas, bbl/scf
$d$	Diámetro del pozo, in
$f$	Factor de fricción, l
$g$	Aceleración gravitacional, $ft^2/s$
$g_c$	Factor de conversión en el sistema inglés, $32.174 lb_m ft / (lb_f s^2)$
$G_w$	Factor geométrico del pozo, bbl cP / (psi d)
$h$	Altura del bloque, ft
$i$	Índice para ubicar los bloques en la dirección $x$
$j$	Índice para ubicar los bloques en la dirección $y$
$k$	Índice para ubicar los nodos computacionales en el pozo
$k_H$	Permeabilidad horizontal efectiva, mD
$k_x$	Permeabilidad en la dirección $x$ , mD
$k_y$	Permeabilidad en la dirección $y$ , mD
$L$	Longitud del pozo, ft
$n$	Nivel de tiempo
$N_{Re}$	Número de Reynolds, l
$p$	Presión en el pozo, psi
$p_g$	Presión del gas en el yacimiento, psi
$p_{wf}$	Presión de fondo de pozo, psi
$q_g$	Producción del pozo en el modelo del pozo, Mscf/d

$q_{sc}$	Producción del pozo en el modelo del yacimiento, scf/d
$r_{eq}$	Radio equivalente en el bloque con pozo, ft
$r_w$	Radio del pozo, ft
$s$	Factor de daño del pozo, l
$S_g$	Saturación del gas, l
$T$	Temperatura, °R
$T_{gx}$	Transmisibilidad del gas en la dirección $x$ , mD ft scf / (cP bbl)
$T_{gy}$	Transmisibilidad del gas en la dirección $y$ , mD ft scf / (cP bbl)
$V_b$	Volumen del bloque, $ft^3$
$z$	Compresibilidad del gas, l

### Letras griegas

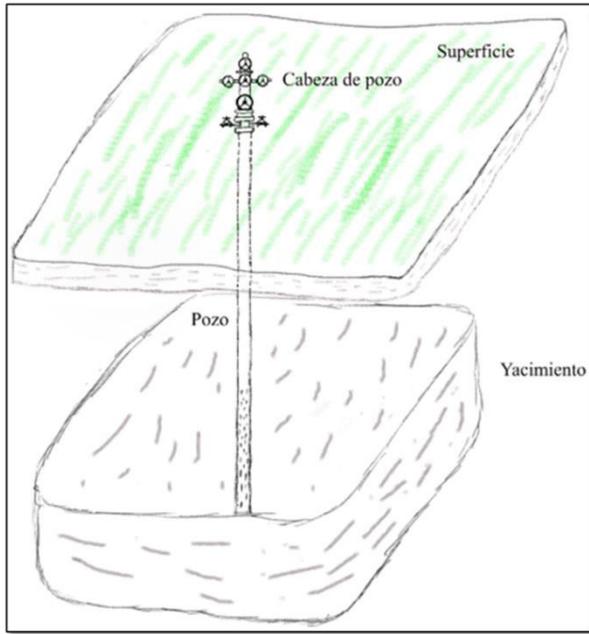
$\alpha_c$	Factor de unidades
$\beta_c$	Factor de unidades
$\Delta t$	Tamaño del paso de tiempo, d
$\Delta x$	Tamaño del bloque en la dirección $x$ , ft
$\Delta y$	Tamaño del bloque en la dirección $y$ , ft
$\varepsilon$	Rugosidad absoluta de la tubería, in
$\phi$	Porosidad, l
$\gamma_g$	Gravedad específica del gas
$\mu_g$	Viscosidad del gas, cP
$\nu$	Nivel de iteración
$\theta$	Ángulo de desviación del pozo con respecto al eje vertical, rad

## Introducción

En la actualidad existen varios simuladores comerciales para yacimientos, pozo e instalaciones superficiales, enfocados a satisfacer las necesidades ingenieriles de la industria petrolera. La mayoría de ellos están basados en esquemas numéricos robustos y cuya arquitectura es capaz de manejar problemas extremadamente complejos como características heterogéneas de yacimientos y el flujo simultáneo de varios fluidos y componentes químicos, etc. El costo de la licencia de tales softwares es alto, por lo que no es fácil adquirirlos en centros educativos, por estudiantes ni por recién egresados.

Derivado de ello, surge la necesidad de desarrollar códigos propios que puedan ser aplicados para la estimación de flujos y reservas en yacimientos, utilizando metodologías de fácil implementación en códigos de computadora y que puedan eventualmente ser extendidos a escenarios de simulación más complejos. De igual forma, los códigos propios son de utilidad para entrenar a estudiantes con el fin de que conozcan los fundamentos matemáticos, métodos numéricos, y la física involucrada detrás de cada software especializado disponible en el mercado. Así, en este trabajo se presenta la teoría básica para simular un yacimiento de gas acoplado al pozo. El simulador desarrollado es simple e incluye un esquema explícito para resolver la ecuación de flujo en el yacimiento y una ecuación en

estado estacionario para el pozo. Tales características son de fácil asimilación por estudiantes, además, su aplicación puede ser muy diversa y útil en casos como, por ejemplo: interpretación de pruebas de presión, estimación del influjo al pozo, análisis nodal, estimación del daño en el pozo, entre otros.



**Figura 1: Sistema de un yacimiento con un pozo vertical.**

El problema bajo análisis consiste en un yacimiento el cual contiene un pozo productor. Como se muestra en la Figura 1, se tiene un pozo productor cuyo dato conocido en superficie puede ser la producción de gas a condiciones estándar, o la presión en la cabeza de pozo. La trayectoria del pozo puede ser vertical o desviada, y termina en la zona impregnada de hidrocarburo de la roca yacimiento. El pozo está conectado con el yacimiento justamente a través de lo que se conoce como presión de fondo de pozo. La presión de fondo de pozo es *fluyente* si el pozo está produciendo, o presión de fondo *estática* si el pozo está cerrado. Estos escenarios son distintos en la práctica, pero ambos pueden simularse sin problema con la teoría presentada en este trabajo. En las últimas secciones de este documento se presentan los datos para simular un caso básico con el fin de verificar la coherencia física de los resultados numéricos. En esta primera etapa solamente se presenta el modelo matemático completo junto con el esquema de solución numérica. En futuros trabajos se compararán los resultados del simulador con datos de campo reales, con la finalidad de evaluar las predicciones numéricas y las capacidades físicas de la teoría.

## Fundamentos matemáticos

### Ecuación de flujo para el yacimiento

La ecuación fundamental para simular un yacimiento de gas es (Abou-Kassem et al., 2006):

$$T_{g_{x_{i-1/2,j}}}^n (p_{g_{i-1,j}}^n - p_{g_{i,j}}^n) + T_{g_{x_{i+1/2,j}}}^n (p_{g_{i+1,j}}^n - p_{g_{i,j}}^n) + T_{g_{y_{i,j-1/2}}}^n (p_{g_{i,j-1}}^n - p_{g_{i,j}}^n) + T_{g_{y_{i,j+1/2}}}^n (p_{g_{i,j+1}}^n - p_{g_{i,j}}^n) + q_{sc,i,j}^n = \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \left[ \left( \frac{\phi S_g}{B_g} \right)_{i,j}^{n+1} - \left( \frac{\phi S_g}{B_g} \right)_{i,j}^n \right] \quad (1)$$

Esta ecuación está escrita en forma explícita (los términos del lado izquierdo del signo igual se encuentran evaluados al nivel de tiempo  $n$ ) para un yacimiento horizontal que puede simularse en dos dimensiones (2D), y en donde  $i$  es el índice que localiza a los bloques del yacimiento en la dirección  $x$ , mientras que el índice  $j$  localiza los bloques en la dirección  $y$ ,  $p_g$  representa la presión del gas,  $q_{sc}$  la producción del pozo,  $V_b$  el volumen del bloque,  $\phi$  la porosidad,  $S_g$  la saturación de gas,  $t$  es el tiempo,  $B_g$  es el factor de formación de volumen del gas,  $\alpha_c$  es un factor de unidades ( $\alpha_c = 5.614583$ ), y  $T_{g_x}$  es la transmisibilidad de la fase gaseosa en la dirección

$$T_{g_x} = \frac{\beta_c k_x A_x}{\mu_g B_g \Delta x} \quad (2)$$

En esta ecuación  $\beta_c$  es un factor de unidades ( $\beta_c = 0.001127$ ),  $k_x$  es la permeabilidad en la dirección  $x$ ,  $A_x$  es el área de flujo en la dirección  $x$ ,  $\mu_g$  es la viscosidad del gas, y  $\Delta x$  es la distancia entre los centroides de bloques vecinos. La definición análoga para la transmisibilidad del gas en la dirección  $y$  es:

$$T_{g_y} = \frac{\beta_c k_y A_y}{\mu_g B_g \Delta y} \quad (3)$$

Donde  $k_y$  ahora representa la permeabilidad en la dirección  $y$ ,  $A_y$  es el área de flujo en la dirección  $y$ , y  $\Delta y$  es la distancia entre bloques en la dirección  $y$ .

El modelo del yacimiento incluye la siguiente ecuación para relacionar la presión del bloque que contiene al pozo con la presión de fondo de pozo  $p_{wf}$  (Peaceman, 1983):

$$q_{sc,i,j} = -\frac{G_w}{B_g \mu_g} (p_{g_{i,j}} - p_{wf}) \quad (4)$$

Donde  $G_w$  es el factor geométrico del pozo definido como:

$$G_w = \frac{2\pi\beta_c k_H h}{\ln\left(\frac{r_{eq}}{r_w}\right) + s} \quad (5)$$

En esta ecuación  $r_w$  es el radio del pozo,  $s$  es el factor de daño del pozo, y  $h$  representa la longitud del pozo con terminación en el pozo que lo contiene. Además,  $k_H$  representa la permeabilidad horizontal estimada como:

$$k_H = \sqrt{k_x k_y} \quad (6)$$

El radio equivalente  $r_{eq}$  se calcula como:

$$r_{eq} = 0.28 \frac{\sqrt{(k_y/k_x)^{0.5} (\Delta x)^2 + (k_x/k_y)^{0.5} (\Delta y)^2}}{(k_y/k_x)^{0.25} + (k_x/k_y)^{0.25}} \quad (7)$$

La figura 2 muestra la discretización espacial del yacimiento acoplado con el pozo.

### Ecuación de flujo para el pozo

Para el pozo la ecuación fundamental surge del balance de energía aplicada al gas, la cual es (Lee & Wattenbarger, 1996):

$$\frac{53.34Tz}{\gamma_g} \frac{dp}{p} + \frac{g}{g_c} \cos \theta dL + \frac{6.67 \times 10^{-4} f \left(\frac{Tz}{p}\right)^2 (q_g)^2 dL}{d^5} = 0 \quad (8)$$

En esta ecuación se ha despreciado la pérdida de energía por fenómenos cinéticos, y se ha asumido como condición estándar 14.65 psi y 520 °R. Además,  $\gamma_g$  es la gravedad específica del gas hidrocarburo,  $T$  es la temperatura en el pozo en °R,  $z$  es el factor de compresibilidad de los gases,  $p$  es la presión en el pozo en psi,  $g$  es la aceleración gravitacional en ft/s<sup>2</sup>,  $g_c$  es el factor para convertir unidades de lb<sub>f</sub> a lb<sub>m</sub>,  $L$  se refiere a la longitud del pozo en ft (cabe señalar que el pozo puede ser vertical o desviado, lo cual se modela a través del ángulo  $\theta$ , y  $L$  aumenta hacia la dirección al yacimiento),  $\theta$  es el ángulo del pozo con respecto al eje vertical,  $d$  es el diámetro del pozo en in, y  $q_g$  es la producción del pozo a condición estándar en unidades de Mscf/d. El factor de fricción dentro del pozo,  $f$ , se calcula como sigue:

$$\text{Para número de Reynolds } N_{Re} \leq 2000, f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (9)$$

Para  $2000 < N_{Re} < 4000$  (Colebrook, 1939),

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left( \frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} \sqrt{f}} \right) \quad (10)$$

Para  $N_{Re} \gg 4000$  (Nikuradse, 1940),

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left( \frac{2\varepsilon}{d} \right) \quad (11)$$

En estas ecuaciones  $\varepsilon$  es la rugosidad interna de la tubería, mientras que el número de Reynolds se calcula como:

$$N_{Re} = \frac{20\gamma_g q_g}{\mu_g d} \quad (12)$$

### Metodología de solución

La ecuación de flujo en el pozo, Ecuación Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden., se resolvió con un esquema de diferencias finitas hacia adelante debido a que la secuencia de solución involucra primero resolver el modelo del yacimiento, y a partir de esto encontrar la presión de fondo de pozo. Una vez estimada la presión en el fondo de pozo, se calcula la presión en el nodo superior adyacente en el pozo de forma iterativa hasta encontrar la presión en el primer nodo en la superficie, lo cual correspondería a encontrar la presión en la cabeza de pozo. De esta forma, utilizando la aproximación en diferencias finitas hacia adelante se tiene:

$$dL \approx \Delta L \quad (13)$$

la Ecuación Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. se escribe como,

$$P_k = P_{k+1} + \frac{\left[ \frac{g}{g_c} \cos \theta \Delta L + \frac{6.67 \times 10^{-4} f \left(\frac{Tz}{p}\right)^2 (q_g)^2 \Delta L}{d^5} \right]}{\frac{53.34Tz}{\gamma_g}} \quad (14)$$

El factor de compresibilidad  $z$  se calculó usando el dato conocido del factor de formación de volumen  $B_g$  mediante la siguiente expresión:

$$z = \frac{B_g p}{0.0282T} \quad (15)$$

En esta ecuación  $B_g$  está en unidades de ft<sup>3</sup>/scf, la presión en psi, y la temperatura en °R.

Para resolver el modelo matemático del yacimiento la ecuación gobernante se plantea en forma residual, es decir,

$$R_{i,j} = T_{g_{i-1/2,j}}^n (p_{g_{i-1,j}}^n - p_{g_{i,j}}^n) + T_{g_{i+1/2,j}}^n (p_{g_{i+1,j}}^n - p_{g_{i,j}}^n) + T_{g_{y_{i,j-1/2}}^n (p_{g_{i,j-1}}^n - p_{g_{i,j}}^n) + T_{g_{y_{i,j+1/2}}^n (p_{g_{i,j+1}}^n - p_{g_{i,j}}^n) + q_{sc_{i,j}}^n - \frac{V_{b_i}}{\alpha_c \Delta t} \left[ \left( \frac{\phi S_g}{B_g} \right)_{i,j}^{n+1} - \left( \frac{\phi S_g}{B_g} \right)_{i,j}^n \right] = 0 \quad (16)$$

En esta ecuación la incógnita es la presión al nivel de tiempo  $n+1$ ,  $p_{g_{i,j}}^{n+1}$ , la cual se necesita para el cálculo de la porosidad y el factor de formación de volumen al tiempo  $n+1$ , es decir:

$$f(p_{g_{i,j}}^{n+1}) = \left( \frac{\phi}{B_g} \right)_{i,j}^{n+1} \quad (17)$$

De esta forma, la presión incógnita se encuentra mediante un método iterativo basado en el gradiente de Newton como sigue,

$$p_{g_{i,j}}^{n+1}|^{v+1} = p_{g_{i,j}}^{n+1}|^v - \frac{R_{i,j}}{\frac{dR_{i,j}}{dp_{g_{i,j}}^{n+1}}} \quad (18)$$

Aquí  $v$  indica el nivel de iteración. Las iteraciones se detienen en el código cuando el valor absoluto del residuo en el bloque,  $R_{i,j}$ , es menor a la tolerancia,  $tol = 1 \times 10^{-6}$ . Aplicación a un case base

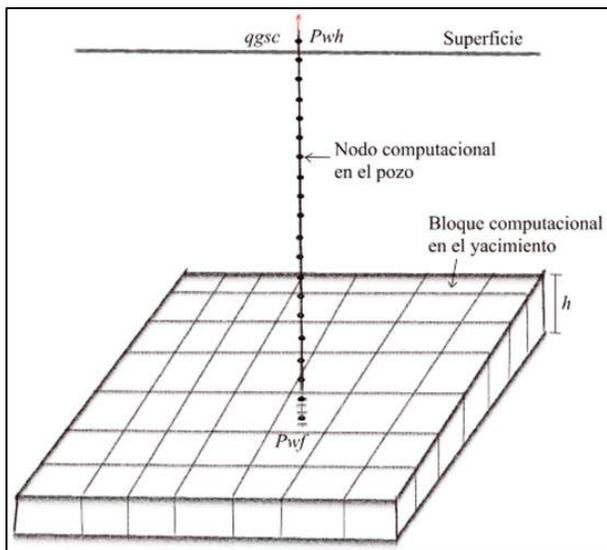


Figura 2: Discretización espacial del yacimiento acoplado con el pozo.

Para ejemplificar la aplicación del simulador yacimiento-pozo se seleccionó un case base el cual se resolvió numéricamente con un código elaborado en el lenguaje Octave.

Los diferentes datos del yacimiento y del pozo se presentan en la Tabla 1, mientras que los datos PVT del gas hidrocarburo a simular se colectan en la Tabla 2.

Tabla 1: Datos del caso base.

Parámetro	Dimensión
Permeabilidad horizontal	0.1 mD
Porosidad	0.13
Compresibilidad de la roca	$1 \times 10^{-6}$ /psi
Espesor del yacimiento	30 ft
Dimensión del yacimiento	1050x1050 ft
Longitud del pozo	6818 ft
Ángulo del pozo con respecto al eje vertical	0 rad
Rugosidad de la tubería	0.0023 in
Diámetro interno del pozo	2.441 in
Saturación de agua congénita	0.15
Presión del yacimiento	4000 psi
Gravedad específica del gas en superficie	0.65
Temperatura en la cabeza de pozo	118 °F
Presión en la cabeza de pozo	2175 psi
Temperatura del yacimiento	216 °F
Presión pseudocrítica del gas	667 psi
Temperatura pseudocrítica del gas	366 °R
Tiempo de simulación	180 d
Producción del pozo	100000 scf/d

El modelo computacional del yacimiento se construyó con 81 bloques totales de igual tamaño (arreglo de  $9 \times 9$  bloques), y cuyo bloque del centro contiene al pozo vertical. El pozo se simuló con un esquema de 20 nodos computacionales. Para simular los 180 d se utilizaron intervalos de tiempo de 1.89 d aproximadamente, lo cual es suficiente para obtener soluciones estables y consistentes.

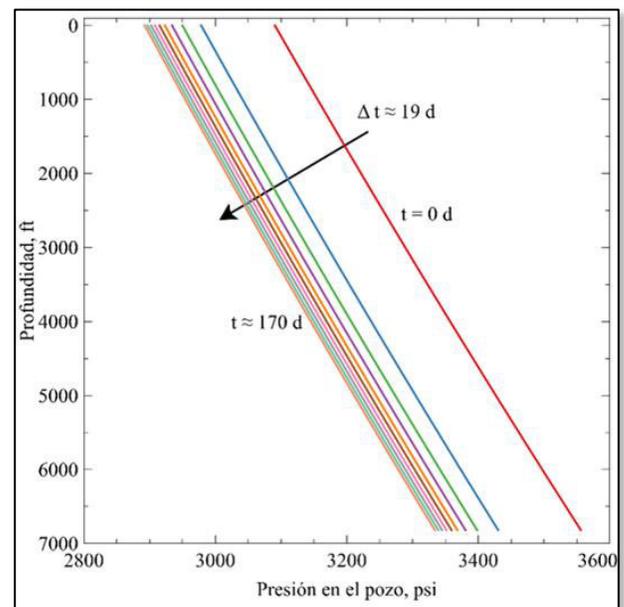
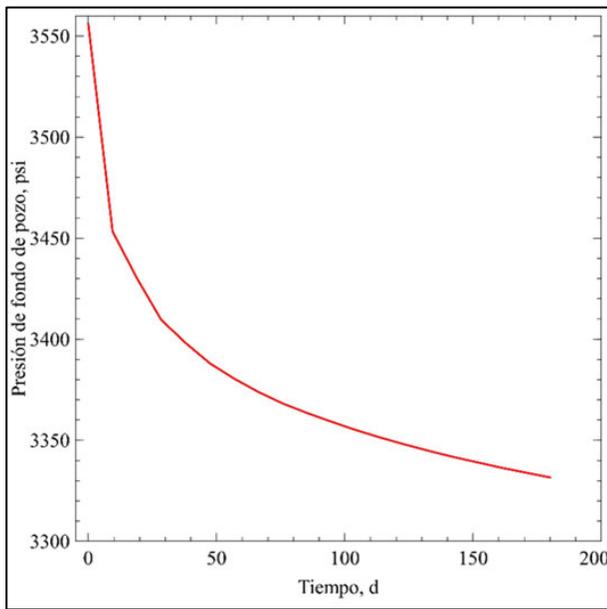


Figura 3: Evolución de la presión en el pozo.

**Tabla 2: Datos PVT para el caso base (extraído de Abou-Kassem et al., 2006: pag. 269).**

P, psi	B <sub>g</sub> , bbl/scf	μ <sub>g</sub> , cP
215.0	0.016654	0.0126
415.0	0.008141	0.0129
615.0	0.005371	0.0132
815.0	0.003956	0.0135
1015.0	0.003114	0.0138
1215.0	0.002544	0.0143
1415.0	0.002149	0.0147
1615.0	0.001857	0.0152
1815.0	0.001630	0.0156
2015.0	0.001459	0.0161
2215.0	0.001318	0.0167
2415.0	0.001201	0.0173
2615.0	0.001109	0.0180
2815.0	0.001032	0.0186
3015.0	0.000972	0.0192
3215.0	0.000922	0.0198
3415.0	0.000878	0.0204
3615.0	0.000840	0.0211
3815.0	0.000808	0.0217
4015.0	0.000779	0.0223

En el caso que se analiza se tienen fronteras sellantes en los alrededores del yacimiento, y por lo tanto el régimen que se obtiene después de cierto tiempo es *pseudo-estacionario*. Esto se puede apreciar cuando se grafica solamente la presión en el fondo de pozo (último nodo computacional del pozo, véase Figura 4), donde, prácticamente después de 100 días, se tiene un decaimiento de la presión a razón constante.

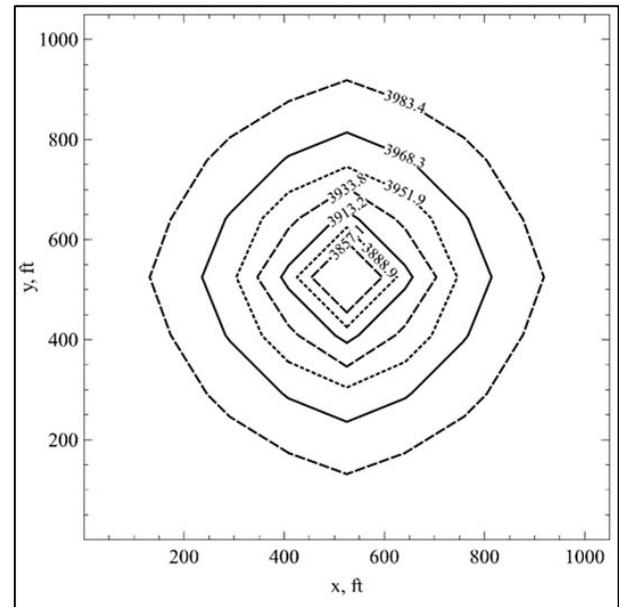


**Figura 4: Evolución de la presión en el fondo de pozo.**

El primer resultado que se presenta es el perfil de presión en el pozo. Como se muestra en la Figura 3, el perfil prácticamente es lineal y la presión disminuye de forma asintótica conforme avanza el tiempo. El perfil lineal indica que los fenómenos de fricción no son importantes para esas

condiciones de flujo y tamaño de tubería, y por lo tanto el cambio de presión está dominado principalmente por el campo gravitacional. El perfil asintótico de presión dentro del pozo es un indicativo de que el campo de presiones en el yacimiento está alcanzando un régimen de flujo relacionado con los tipos de frontera que se tienen.

En la Figura 5 se presenta el perfil de presión en el yacimiento. Como se esperaba, se forman patrones de flujo radial y eventualmente la perturbación de la presión originada por el pozo alcanza las fronteras del yacimiento. Se menciona que las curvas de nivel de la Figura 5 no son completamente circulares debido a que solo se utilizaron 9 bloques en cada una de las direcciones. Para obtener curvas más suavizadas es necesario incrementar el número de bloques del yacimiento, pero esto requerirá disminuir el tamaño de paso temporal debido al esquema explícito que se está utilizando en el modelo del yacimiento.



**Figura 5: Campo de presiones en el yacimiento después de 180 días de simulación.**

## Conclusiones

En este trabajo se presentó un modelo matemático simplificado para simular la producción de un yacimiento de gas. El modelo se compone de la ecuación de flujo en el pozo escrita en forma estacionaria, la cual se encuentra acoplada a la solución de la ecuación de flujo para el yacimiento. El modelo del yacimiento consiste en la ecuación de flujo escrita en forma explícita, la cual, si bien tiene el inconveniente de requerir tamaños de paso temporal pequeños, su implementación en un código de computadora es muy fácil en comparación con otras metodologías basadas en esquemas implícitos. El modelo

matemático yacimiento-pozo se aplicó para estimar las presiones en el pozo, fondo de pozo, y en el yacimiento, en un problema de gas hidrocarburo. La simplicidad y versatilidad del simulador permitirá extender los casos de aplicación a escenarios más complejos de producción, y cuyas ventajas se tengan principalmente en la rápida implementación en códigos de computadoras.

## **Referencias**

- Abou-Kassem, J.H., Farouq-Ali, S.M. & Rafiq-Islam, M. (2006): Petroleum reservoir simulation. A basic approach. (1ª ed.). – Gulf Publishing Company, Houston, USA.
- Colebrook, C.F. (1939): Turbulent flow in pipes with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws. – Journal of the Institution of Civil Engineers, **11**: 133-156.
- Lee, J. & Wattenbarger, R.A. 1996. Gas reservoir engineering. (1ª ed.). – SPE Textbook Series: **5**; Richardson, USA.
- Nikuradse, J. (1940): VDI Forschungsheft 361. – Pet. Eng., **11**: 164 p.
- Peaceman, D.W. (1983): Interpretation of wellblock pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare gridblocks and anisotropic permeability. – SPE Journal, **23**: 531-534.