

Comportamiento de producción de pozos múltiples, en yacimientos de una porosidad rectangulares heterogéneos y anisotrópicos

Oscar Candia Gutiérrez

PEMEX

Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez

UNAM

Oscar Osorio Peralta

UNAM

Artículo recibido en enero de 2019 y aceptado en marzo de 2019

Resumen

La mayoría de los yacimientos producen de pozos múltiples, por lo que se requiere estudiar el comportamiento de la producción de hidrocarburos de pozos múltiples con diferentes tiempos de producción. En muchas ocasiones se considera, que los yacimientos son homogéneos e isotrópicos, cuando en la realidad casi siempre son heterogéneos y anisotrópicos, por lo que es importante determinar la heterogeneidad y el nivel de anisotropía presentes en el yacimiento, para optimizar costos de producción e incrementar el factor de recuperación.

El análisis de la curva de declinación es un método tradicional de predicción que se utiliza hoy en día. En la mayoría de los casos, con excepción de la declinación exponencial, las curvas de declinación tienen una base puramente empírica y fueron desarrolladas para un solo pozo productor, cuando casi siempre se tienen múltiples pozos.

En este trabajo se desarrolló un modelo analítico en dos dimensiones que simula el comportamiento de pozos múltiples produciendo aceite bajosaturado de yacimientos de una porosidad rectangulares heterogéneos y anisotrópicos. La solución analítica se obtuvo a través de la combinación de los métodos de la transformada de Laplace, separación de variables, funciones de Green y polinomios de Legendre.

La solución analítica obtenida tiene la ventaja de ser más rápida que la solución numérica, lo cual es relevante cuando se quiere usar la solución en un proceso de optimización, como el problema para determinar la posición óptima de los pozos, produciendo a diferentes tiempos, presiones y daño; para así, maximizar la producción y optimizar los recursos.

Palabras clave: Anisotrópico, heterogéneo, yacimiento fracturado, pozos múltiples, solución analítica.

Multiple well production behavior, in single-porosity rectangular heterogeneous and anisotropic reservoirs

Abstract

Most of the reservoirs produce from multiple wells, so it is necessary to study the behavior of the production of hydrocarbons from multiple wells with different production times. In many cases it is considered that the reservoirs are homogeneous and isotropic, when in reality they are almost always heterogeneous and anisotropic, so it is important to determine the heterogeneity and the level of anisotropy present in the reservoir, to optimize production costs and increase the recovery factor.

Decline curve analysis is a traditional method of prediction that is used today. In most cases, except for the exponential decline, declination curves have a purely empirical basis and were developed for a single producing well, when there are almost always multiple wells.

In this work, an analytical model was developed in two dimensions that simulates the behavior of multiple wells producing under-saturated oil from a single-porosity rectangular heterogeneous and anisotropic reservoir. The analytical solution was obtained through the combination of the methods of the Laplace transform, separation of variables, Green functions and Legendre polynomials.

The analytical solution obtained has the advantage of being faster than the numerical solution, which is relevant when somebody wants to use the solution in an optimization process, as the problem to determine the optimal position of the wells, producing at different times, wellbore pressures and skin factors; in order to maximize production and optimize resources.

Keywords: Anisotropic, heterogeneous, fractured reservoir, multiple wells, analytical solution.

Introducción

En la ingeniería de yacimientos, el objetivo principal es la optimización de la producción del yacimiento, buscando obtener la recuperación de hidrocarburos máxima. El análisis de datos de producción proporciona parámetros clave para una serie de cálculos de ingeniería de yacimientos, tales como estimación de reservas, cálculos de comportamiento del flujo y pronóstico de producción de pozos.

Las curvas de declinación de producción son muy empleadas por los ingenieros de yacimientos, para predecir el comportamiento futuro de los pozos. Esto representa una de las herramientas más importantes para estudiar el comportamiento del pozo, así como para calcular el factor de recuperación y evaluaciones económicas futuras. Arps (1945) desarrolló el modelo de análisis de la curva de declinación que se ha usado con frecuencia para modelos exponenciales, hiperbólicos y armónicos, de los cuales el único con una base teórica es el modelo exponencial.

Partiendo de las ecuaciones diferenciales de flujo multifásico y usando principios básicos, Camacho y Raghavan (1989, 1991) establecieron las condiciones físicas para que los modelos exponenciales, hiperbólicos y armónicos se presenten en yacimientos con empuje de gas en solución.

La producción de petróleo de un pozo disminuye desde el comienzo de la producción de petróleo a medida que decrece la presión. Según los datos estadísticos, los gastos de producción de la mayoría de los pozos comienzan a disminuir en sólo algunos meses, después de ponerse a producción. En algunos casos es posible predecir en

forma aproximada la producción de un pozo con modelos tradicionales de declinación, propuestos en la literatura cuando las heterogeneidades presentes en el yacimiento, el cambio de las propiedades de flujo multifásico, o la interferencia de pozos vecinos no influyen de manera importante en el comportamiento de producción.

Rodríguez y Cinco (1993) desarrollaron un modelo para la declinación de la producción en un sistema de pozos múltiples con fronteras cerradas. Los supuestos principales en su modelo son la condición de flujo a tiempos grandes y que todos los pozos del yacimiento producen a una presión de fondo constante.

Camacho et al. (1994) utilizaron un modelo similar al modelo Rodríguez y Cinco (1993), pero consideraron que los pozos entrarán a producción a diferentes tiempos, y que la presión de fondo de cada pozo es constante. Se analiza el flujo de los pozos a tiempos grandes. También este trabajo presenta soluciones analíticas para los casos en que los pozos se estimulan a diferentes tiempos, y para cuando los valores de presión de fondo son funciones de tiempo para cada pozo.

Lu y Tiab (2008) presentaron ecuaciones de productividad para un sistema de pozos múltiples verticales, para el estado estacionario y pseudoestacionario en un yacimiento circular o rectangular anisotrópico. La ecuación de productividad propuesta para los pozos múltiples es una herramienta simple y rápida para evaluar el comportamiento en estado estacionario y pseudo-estacionario de los pozos perforados. La condición de frontera exterior del yacimiento, la permeabilidad horizontal y el factor de daño tienen efectos importantes en la productividad de un pozo y en la productividad total del sistema de pozos múltiples.

Owayed, Lu y Tiab (2013) presentaron ecuaciones analíticas para obtener la productividad en estado estacionario, de un sistema de pozos múltiples en yacimientos rectangulares homogéneos-anisotrópicos, usando diferentes fronteras laterales. Concluyeron que, para un yacimiento determinado, si los pozos se ubican simétricamente con respecto al mismo tipo de frontera lateral, entonces sus índices de productividad serán idénticos. Como es de esperarse, para un sistema determinado de pozos múltiples, cuando el número de fronteras a presión constante aumenta, el índice de productividad se incrementa.

Las referencias anteriores consideran yacimientos homogéneos y la mayoría que la formación es isotrópica. El propósito de este trabajo es obtener un modelo analítico que simule el comportamiento de la producción de pozos múltiples, en yacimientos rectangulares heterogéneos-anisotrópicos, con una sola porosidad constante, para petróleo negro bajosaturado.

Este trabajo presenta una solución analítica para pronosticar el comportamiento de la producción de pozos múltiples para el caso de un yacimiento rectangular cerrado en dos dimensiones (x,y) , donde los pozos comienzan a producir a diferentes tiempos en que se tienen diferentes presiones constantes de fondo del pozo. En el yacimiento

se presenta una distribución de permeabilidades en la dirección x , y una permeabilidad constante en la dirección y , es decir, un yacimiento heterogéneo y anisotrópico. Este desarrollo permite determinar la posición óptima de varios pozos, produciendo a diferentes tiempos, presiones y daños; el yacimiento presenta fronteras cerradas al flujo; la posición óptima considerada corresponde a la maximización de la producción acumulada, aunque también puede usarse para optimizar el número de pozos. Las soluciones analíticas fueron programadas con el lenguaje de programación Fortran.

Planteamiento y solución analítica

Los pozos se representaron por medio de una línea fuente, arbitrariamente situados en el dominio del yacimiento; el daño de cada pozo se considera en el desarrollo de este artículo. La solución se obtuvo a través de la combinación de los métodos de la transformada de Laplace, separación de variables, funciones de Green y polinomios de Legendre.

La geometría del yacimiento rectangular y las condiciones de frontera cerradas al flujo son iguales a las consideradas con Rodríguez et al. (1993) y Camacho et al. (1994), **Figura 1**.

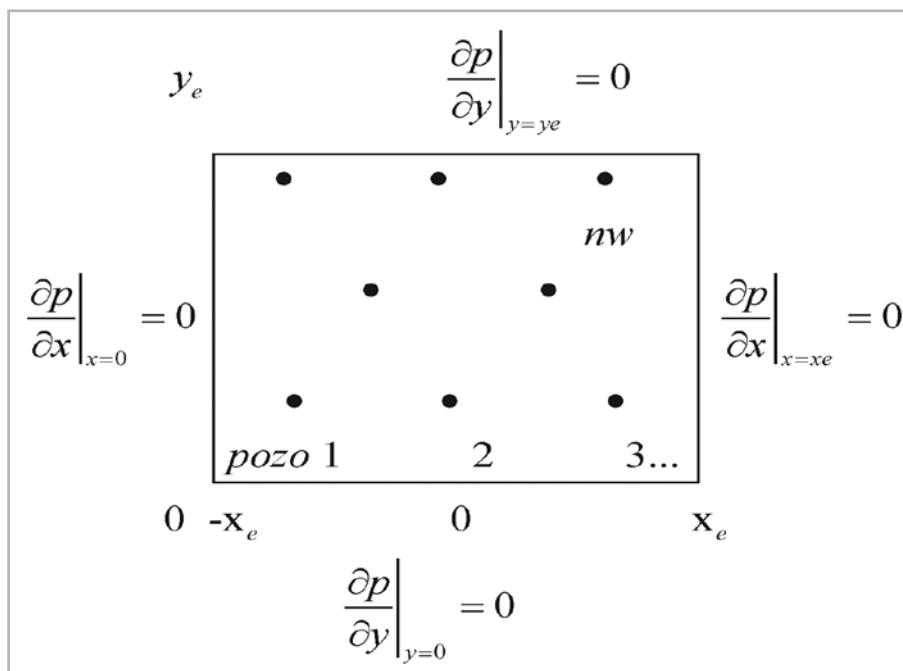


Figura 1. Sistema yacimiento-pozos.

El desarrollo y solución es similar al planteado por Camacho et. al. (1994), pero se considera un tipo de heterogeneidad en la permeabilidad horizontal, implicando anisotropía.

Se utilizaron las variables adimensionales siguientes:

Presión adimensional

$$p_D(x_D, y_D, t_D) = \frac{p_i - p(x, y, t)}{p_i - p_{wref}}$$

Gasto adimensional

$$q_{wDj}(t_D) = \frac{\mu q_{wj}(t) B}{141.2 kh (p_i - p_{wref})}$$

Tiempo adimensional

$$t_D = \frac{0.006329 kt}{\phi \mu c_i A}$$

Coordenadas adimensionales

$$x_D = \frac{x}{x_E}$$

$$y_D = \frac{y}{y_E}$$

donde:

$$x_E = y_E$$

El yacimiento es un paralelepípedo rectangular 2×1 , donde la permeabilidad en la dirección horizontal x , varía con respecto a la posición, siendo mayor en el centro del rectángulo y constante en la dirección y . La distribución de permeabilidad adimensional

en la dirección x se obtiene usando la siguiente ecuación:

$$\hat{k}_x = \frac{k_x}{k_{x,max}} = 1 - x_D^2$$

La permeabilidad de referencia, $k=k_{ref}$, es la permeabilidad máxima en la dirección x , $k_{x,max}$, que está ubicada sobre el eje del anticlinal, que se encuentra en $x=0$.

Desde luego se podría usar cualquier otra distribución de permeabilidad en la dirección x , pero el uso de la ecuación anterior permite usar los polinomios de Legendre como funciones características del problema. Aunque este tipo de heterogeneidad es específica, permite ilustrar la importancia

de determinar la heterogeneidad y anisotropía presente en el yacimiento para el apropiado desarrollo de éste.

Esta situación es similar a la que se puede presentar en un anticlinal, con la permeabilidad máxima en el eje del anticlinal, en el centro del yacimiento ($x=0$). Desde luego en este trabajo se considera una proyección del anticlinal en un plano horizontal, ya que no incluye la coordenada vertical, **Figura 2.**

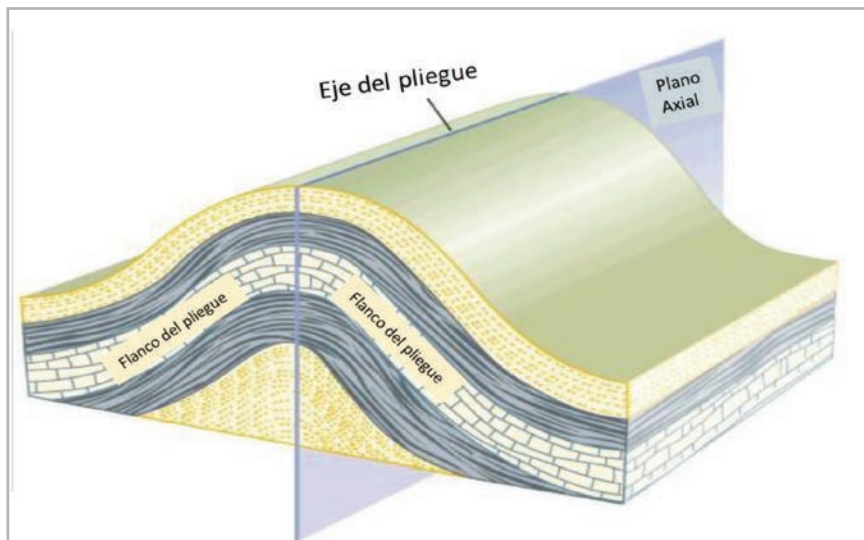


Figura 2. Anticlinal.

La ecuación diferencial parcial que satisface el problema de flujo en yacimiento heterogéneo y anisotrópico, está dada por:

$$\frac{k_x}{k_{ref}} \frac{\partial^2 \bar{p}_D}{\partial x_D^2} + \frac{k_x'}{k_{ref}} \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial x_D} + \frac{k_y}{k_{ref}} \frac{\partial^2 \bar{p}_D}{\partial y_D^2} + \frac{k_y'}{k_{ref}} \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial y_D} + 2\pi \sum_{j=1}^{nw} \bar{q}_{wDj} \delta(x_D - x_{Dj}; y_D - y_{Dj}) = s \bar{p}_D$$

Teniendo la función de Green (ver Apéndice A),

$$G(\zeta, \eta; X_D, Y_D) =$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{n=0}^{\infty} \left[-\left(\frac{2n+1}{2}\right) \frac{P_n(X_D) \cosh \mu_n (1 - Y_D)}{\mu_n \operatorname{senh} \mu_n \hat{k}_\eta} \cosh \mu_n \eta \right] P_n(\zeta); \\ \quad 0 \leq \eta < Y_D \\ \sum_{n=0}^{\infty} \left[-\left(\frac{2n+1}{2}\right) \frac{\cosh \mu_n}{\operatorname{senh} \mu_n} \cosh \mu_n \eta + \left(\frac{2n+1}{2}\right) \operatorname{senh} \mu_n \eta \right] \frac{\cosh \mu_n Y_D}{\mu_n \hat{k}_\eta} P_n(X_D) P_n(\zeta); \\ \quad Y_D < \eta \leq 1 \end{array} \right.$$

con:

$$\mu_n = \sqrt{\frac{\lambda_n + s}{\hat{k}_\eta}} = \sqrt{\frac{n(n+1) + s}{\hat{k}_\eta}}$$

Donde $P_n(x)$ son los polinomios de Legendre

Teniendo G, se puede encontrar $\bar{P}_n(X_D, Y_D)$

$$\begin{aligned} \bar{P}_n(X_D, Y_D) &= -\int_{-1}^1 \int_{-1}^1 G(\zeta, \eta; X_D, Y_D) 2\pi \sum_{j=1}^{nw} \bar{q}_{wDj} \delta(X_D - X_{Dj}; Y_D - Y_{Dj}) d_\zeta d_\eta \\ &= -2\pi \sum_{j=1}^{nw} G(X_{Dj}, Y_{Dj}; X_D, Y_D) \bar{q}_{wDj} \end{aligned}$$

Para un yacimiento produciendo de múltiples pozos, con daño y a presión constante, la presión adimensional en la posición del pozo i está dada por:

$$P_{D_i}(X_{D_i}, Y_{D_i}, t_D) = P_{wD_i} - S_i q_{wD_i}(t_D) ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, nw$$

donde S_i es el daño mecánico del pozo i , P_{wD_i} es la presión adimensional del pozo i , q_{wD_i} es el gasto de producción adimensional del pozo i , y nw es el número de pozos. En el espacio de Laplace:

$$\bar{P}_n(X_D, Y_D) = \frac{P_{wD_i}}{s} - S_i \bar{q}_{wD_i}$$

Tomando en cuenta el planteamiento mostrado por Camacho et al. (1994), para pozos que producen a diferentes tiempos se tiene:

$$\bar{P}_n(X_D, Y_D) = -2\pi \sum_{j=1}^{nw} G(X_{D_j}, Y_{D_j}; X_D, Y_D) \bar{q}_{wD_j} e^{-s t_{D_j}}$$

Llegando a la solución:

$$\bar{q}_{wD_j} = -\frac{1}{2\pi s} \sum_{j=1}^{nw} (-1)^{i+j} \frac{M_{ij}}{|F|} \left\{ P_{D_i}(X_{D_i}, Y_{D_i}, \bar{t}_{D_i}) (1 - e^{-s t_{D_i}}) + p_{wD_i} e^{-s t_{D_i}} \right\}, \quad j = 1, \dots, nw$$

Donde M_{ij} es el menor de F_{ij} , de la matriz F , de orden nw , teniendo elementos F_{ij} y $|F|$ y es el determinante de F .

La aproximación de la función de Green a tiempos grandes está dada por:

$$\lim_{s \rightarrow 0} G(X_{D_i}, Y_{D_i}; X_{D_j}, Y_{D_j}; s) = -\frac{1}{2s} - \beta(X_{D_i}, Y_{D_i}; X_{D_j}, Y_{D_j})$$

Donde:

$$\tilde{\beta}(X_{Di}, Y_{Di}, X_{Dj}, Y_{Dj}) = \tilde{\beta}(X_{Di}, Y_{Di}, X_{Dj}, Y_{Dj}) + \frac{1}{2\hat{k}_\eta} \left[\frac{1}{3} + \frac{1}{2} (Y_{Di}^2 + Y_{Dj}^2) - \tilde{Y} \right]$$

Para los rangos de:

$$\tilde{Y} = Y_{Di} \quad \text{si} : 0 \leq Y_{Dj} < Y_{Di}$$

$$\tilde{Y} = Y_{Dj} \quad \text{si} : Y_{Di} \leq Y_{Dj} < 1$$

La aproximación de la función $\beta(X_{Di}, Y_{Di}, X_{Dj}, Y_{Dj})$ que aparece en las funciones de Green a tiempos grandes se presenta en el Apéndice B.

Resultados

En la **Tabla 1** se muestran los datos de entrada a la solución analítica, considerados, para estudiar el comportamiento de producción de pozos múltiples.

Datos de entrada	
Dimensiones del yacimiento en x_e , ft	14000
Dimensiones del yacimiento en y_e , ft	7000
Radio del pozo, ft	0.25
Presión Inicial, psi	3000
Porosidad, fracción	0.15
Permeabilidad máxima, en la dirección x , md	100
Permeabilidad en la dirección y , md	34
Espesor del yacimiento, ft	100
Compresibilidad del petróleo, psi^{-1}	0.00002
Factor de volumen de formación	1.558
Viscosidad del petróleo, cp	0.5364

Tabla 1. Datos de entrada para el modelo analítico.

Como ya se mencionó anteriormente, los pozos inician a producir a diferentes tiempos, permitiendo la existencia de una interferencia entre pozos al tiempo en que pozos nuevos entran a producir, esto se ve reflejado en la producción de petróleo, y desde luego va a depender de la posición donde se ubiquen los pozos viejos y nuevos. La solución analítica anterior nos permite predecir el comportamiento de los pozos productores, para un mejor desarrollo del campo,

buscando disminuir la interferencia de pozos y aumentar la máxima recuperación de hidrocarburos.

La validación de la solución analítica se realizó mediante la comparación de los resultados con el simulador numérico Eclipse. El simulador numérico de yacimientos tiene un modelo de pozo, donde el término T_{wi} es el factor de transmisibilidad de cada conexión del pozo con la malla

de simulación, que representa el modelo de yacimiento, y depende de la geometría, propiedades de la celda y las características del pozo, como lo es el radio del pozo y el daño que tiene la conexión.

El primer ejemplo considera una variación de la permeabilidad en la dirección x de $[0:100 \text{ md}]$, y la permeabilidad en la dirección y , es un promedio armónico de estas permeabilidades en la dirección x , es decir 34 md . La distribución de permeabilidad en la dirección x , permite

tener un medio heterogéneo-anisotrópico. En la **Figura 3** se muestra la distribución de permeabilidades en la dirección X , y la posición de los tres pozos considerados en este caso, **Tabla 2**. Considerando este medio, los primeros dos pozos entran al tiempo 0 y otro pozo entra a producción al tiempo 200 días, se utilizó una $N=20$ en la sumatoria, (ver **Apéndice B**) de la solución analítica, lo que hace que converja la solución, como se muestra en la **Figura 4**, mostrándose que la solución analítica se aproxima a la solución numérica, lo que permite validar la solución analítica.

	Posición (ft)		Daño	P_{wf} (psi)	Tiempo entrada (días)	Tiempo operación (días)
	x	y				
Pozo 1	-1000	6000	0	1500	0	500
Pozo 2	6000	3000	2	1800	0	500
Pozo 3	-800	5400	1	1000	200	500

Tabla 2. Datos de entrada para tres pozos productores.

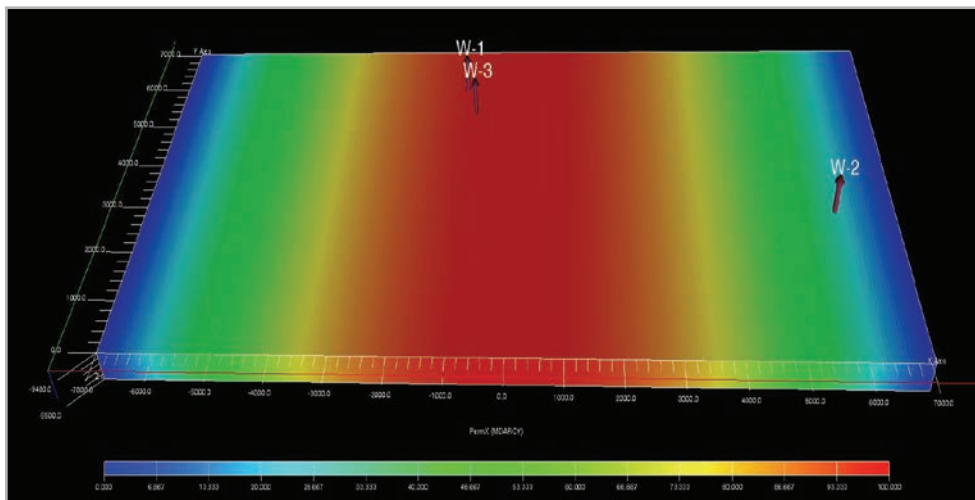


Figura 3. Mapa de distribución de permeabilidades $[0:100 \text{ md}]$ en la dirección x , del medio heterogéneo-anisotrópico.

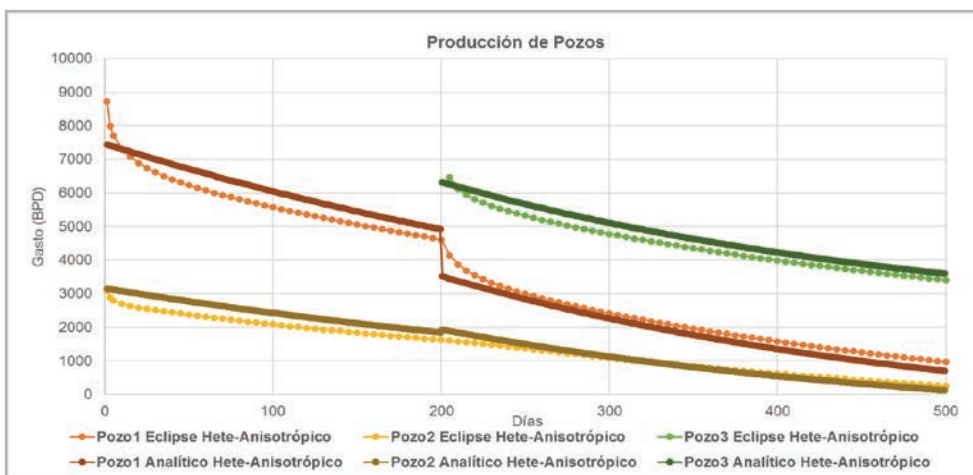


Figura 4. Gráfica del medio heterogéneo-anisotrópico, tres pozos produciendo, a diferentes tiempos, $N=20$, comparando el modelo analítico con el simulador numérico.

Se realizó y comparó la evaluación económica para tres tipos medios porosos, medio homogéneo-isotrópico, medio homogéneo-anisotrópico y medio heterogéneo-anisotrópico, con tres pozos produciendo durante 500 días,

considerando las premisas que maneja PEMEX, utilizando los datos antes de impuestos y después de impuestos, como se muestra en la **Tabla 3**.

Medio Homogéneo-Isotrópico				Medio Homogéneo-Anisotrópico				Medio Heterogéneo-Anisotrópico			
Pozo	1	2	3	Pozo	1	2	3	Pozo	1	2	3
N_p (MMbbls)	1.23	2.27	0.88	N_p (MMbbls)	1.9	0.78	1.55	N_p (MMbbls)	1.77	0.75	1.42
Antes de impuestos @2018				Antes de impuestos @2018				Antes de impuestos @2018			
VPN (MM pesos)	414.70	1108.88	134.71	VPN (MM pesos)	930.02	77.96	627.74	VPN (MM pesos)	824.04	54.06	532.14
VPI (MM pesos)	244.38	244.38	244.38	VPI (MM pesos)	244.38	244.38	244.38	VPI (MM pesos)	244.38	244.38	244.38
VPN/VPI (peso/peso)	1.70	4.54	0.55	VPN/VPI (peso/peso)	3.81	0.32	2.57	VPN/VPI (peso/peso)	3.37	0.22	2.18
TIR (%)	152.50%	190.96%	41.75%	TIR (%)	371.19%	40.82%	169.68%	TIR (%)	318.88%	29.97%	143.72%
Después de impuestos @ 2018				Después de impuestos @ 2018				Después de impuestos @ 2018			
VPN (MM pesos)	99.53	266.13	32.33	VPN (MM pesos)	223.20	18.71	150.66	VPN (MM pesos)	197.77	12.97	127.71
VPI (MM pesos)	244.38	244.38	244.38	VPI (MM pesos)	244.38	244.38	244.38	VPI (MM pesos)	244.38	244.38	244.38
VPN/VPI (peso/peso)	0.41	1.09	0.13	VPN/VPI (peso/peso)	0.91	0.08	0.62	VPN/VPI (peso/peso)	0.81	0.05	0.52
TIR (%)	-27.01%	23.67%	-39.72%	TIR (%)	17.35%	-63.55%	-5.49%	TIR (%)	7.54%	-61.94%	-12.10%

Tabla 3. Evaluación económica.

En el medio homogéneo-anisotrópico se observa que el pozo 1 y el pozo 3 son los más rentables, debido a que se ubican en las mejores zonas del yacimiento, en donde hay buena calidad de la roca, lo que no tiene el pozo 2. Comparando el medio homogéneo-isotrópico contra los medios

homogéneo-anisotrópico y heterogéneo-anisotrópico, se observa que existe una gran diferencia en la rentabilidad y estimación de reservas en el medio homogéneo-isotrópico comparado con los demás medios, **Figura 5**.

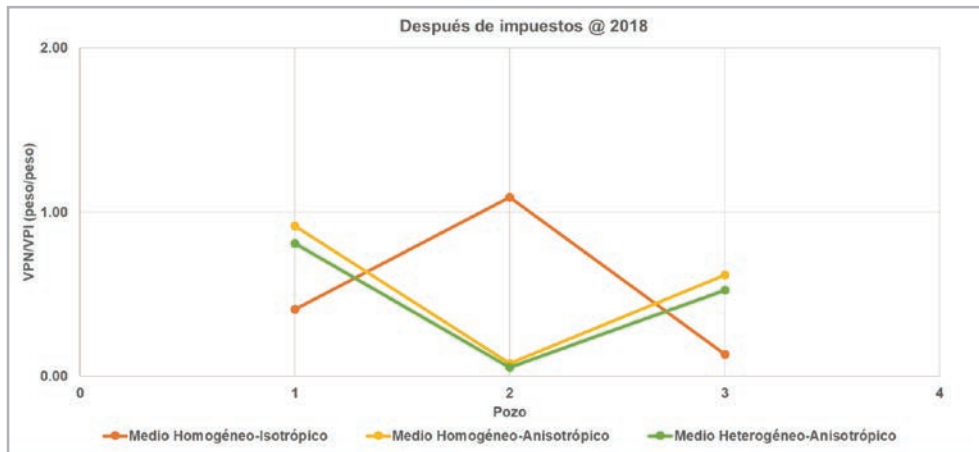


Figura 5. Comparación de la eficiencia de inversión de los tres medios porosos. Medio Homogéneo-Isotrópico ($k_x = k_y = 34$ md), Medio Homogéneo-Anisotrópico ($k_x = 34$ md; $k_y = 50$ md) y Medio Heterogéneo-Anisotrópico ($k_x = 34$ md; $k_y = [0:100$ md]).

Un segundo ejemplo, considera una variación de la permeabilidad en la dirección x de $[0:100$ md], y la permeabilidad en la dirección y , es un promedio armónico de estas permeabilidades en la dirección x , es decir 34 md. La distribución de permeabilidad en la dirección x , nos

permite tener un medio heterogéneo-anisotrópico, **Figura 6**. Hay tres pozos productores, donde los dos primeros pozos entran a producir al tiempo cero y el tercer pozo entra a producir al tiempo 300 días, **Tabla 4**.

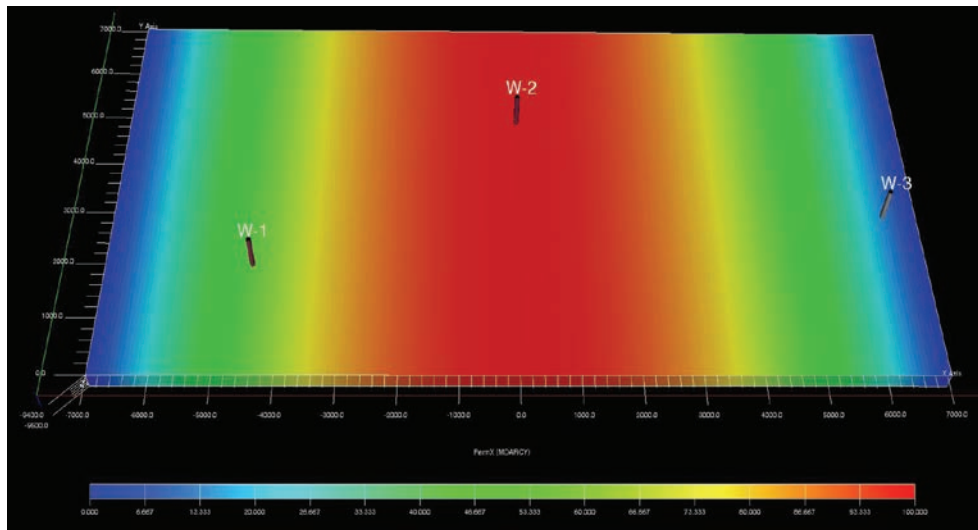


Figura 6. Mapa de distribución de permeabilidades $[0:100$ md] en la dirección x , del medio heterogéneo-anisotrópico.

	Posición (ft)		Daño	Pwf (psi)	Tiempo entrada (días)	Tiempo operación (días)
	X	Y				
Pozo 1	-4500	2000	1	1300	0	500
Pozo 2	50	5000	0	1500	0	500
Pozo 3	6500	3000	1	2000	300	500

Tabla 4. Datos de entrada para tres pozos productores.

En la **Figura 7** se muestra que el pozo 2 tiene una mejor producción de petróleo en comparación con los pozos 1 y 3, esto se debe a que el pozo 2 se encuentra en la mejor zona

del yacimiento en cuanto a las propiedades petrofísicas del yacimiento, mientras que el pozo 3 se encuentra en la zona del yacimiento de mala calidad de la roca.

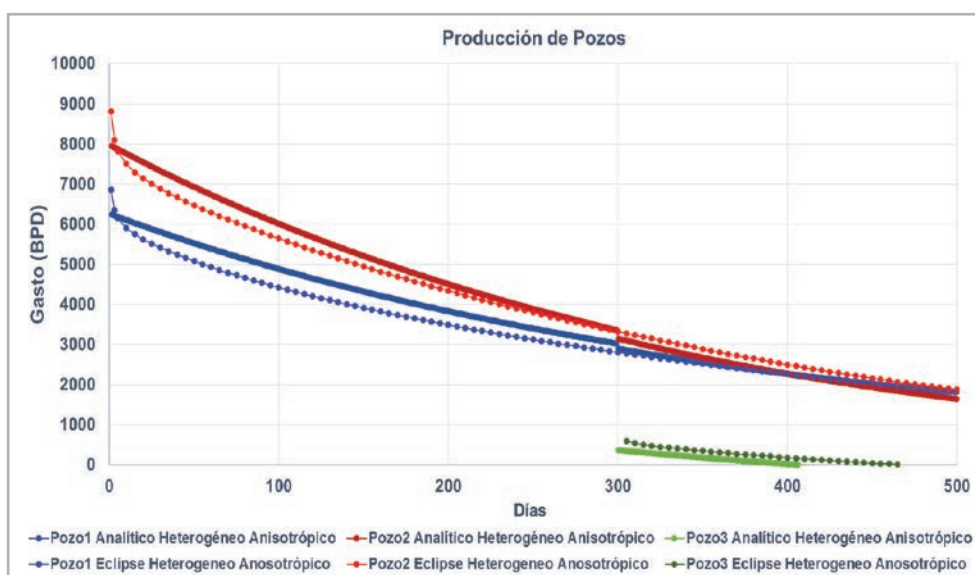


Figura 7. Gráfica del medio heterogéneo-anisotrópico, tres pozos produciendo, a diferentes tiempos, $N=20$, comparando el modelo analítico con el simulador numérico.

Conclusiones

La solución analítica considera pozos iniciando a producir a diferentes tiempos, considerando la presencia de daños y presiones de fondo constantes, en un yacimiento de una sola porosidad rectangular heterogéneo y anisotrópico.

Las sumas infinitas que están presentes en la solución, se expresan en una forma condensada, como se muestra en el Apéndice, considerando valores de N en la sumatorias menores a 50 que converja la solución, esto permite reducir el tiempo de cómputo, cuando se use esta solución con un algoritmo de optimización para aumentar la rapidez en la obtención de la solución óptima.

La solución analítica se obtuvo a través de la combinación de los métodos de la transformada de Laplace, separación de variables, funciones de Green y polinomios de Legendre.

La producción de petróleo dependerá de dónde se perforen los pozos en el yacimiento, identificando las mejores propiedades petrofísicas y de la caracterización dinámica del yacimiento, evitando la interferencia entre pozos vecinos.

El daño o estimulación que tiene cada pozo afecta al comportamiento de la producción de todo el sistema de pozos múltiples del yacimiento.

El impacto económico al presentarse heterogeneidad y anisotropía en el yacimiento permite ubicar los pozos en las mejores zonas de éste, siendo los pozos 1 y 3 los más rentables. Comparando la eficiencia de inversión de los tres medios, es más probable que se presente en la vida real el medio heterogéneo-anisotrópico, que los medios homogéneo-isotrópico y homogéneo-anisotrópico, ya que estos últimos sobreestiman las reservas.

El acoplamiento del modelo analítico con un optimizador permite determinar la posición y número óptimo de pozos de relleno, desde el punto de vista técnico-económico, de manera más ágil que usar un simulador numérico, sin los problemas de determinar el tamaño y orientación de celdas apropiadas.

Nomenclatura

A	Área del yacimiento, ft^2
G	Función de Green
k_x	Permeabilidad en la dirección x , L^2
\hat{k}_x	Distribución de la permeabilidad adimensional en la dirección x
k_y	Permeabilidad en la dirección y , L^2
k_{ref}	Permeabilidad de referencia, L^2

nw	Número de pozos
P_i	Presión inicial, [psi]
P_n	Polinomios de Legendre
P_{wDj}	Presión adimensional del pozo j
q_{wj}	Gasto de producción del pozo j , [bpd]
q_{wDj}	Gasto de producción adimensional del pozo j
r_w	Radio del pozo, [ft]
S	Parámetro del espacio de Laplace
S_j	Factor de daño del pozo j
t	Tiempo, horas, días
t_D	Tiempo adimensional
(x,y)	Sistema de coordenadas, [ft]
x_e	Longitud del yacimiento en x , [ft]
x_{eD}	Longitud adimensional del yacimiento en x
y_e	Longitud del yacimiento en y , [ft]
y_{eD}	Longitud adimensional del yacimiento en y
μ	Viscosidad del fluido, [cp]
ϕ	Porosidad
h	Espesor, [ft]

Apéndice A

Usando la ecuación diferencial parcial en el espacio de Laplace, e integrando por partes como se muestra en los apuntes de matemáticas aplicadas, Camacho-V. (2016), se obtiene:

$$\iint_R GL\bar{p}_D d\sigma = \int_c (M_i + N_j) \cdot nds + \iint_R \bar{p}_D L * G d\sigma$$

Donde:

$$L * G = \left(\frac{k_x}{k_{ref}} G \right)_{\zeta\zeta} + \left(\frac{k_y}{k_{ref}} G \right)_{\eta\eta} - \left(\frac{k'_x}{k_{ref}} G \right)_{\zeta} - \left(\frac{k'_y}{k_{ref}} G \right)_{\eta} - sG = \frac{\partial}{\partial \zeta} \left(\frac{k_x}{k_{ref}} \frac{\partial G}{\partial \zeta} \right) + \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\frac{k_y}{k_{ref}} \frac{\partial G}{\partial \eta} \right) - sG$$

$$M = \frac{k_x}{k_{ref}} G \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial \zeta} - \bar{p}_D \left(\frac{k_x}{k_{ref}} G \right)_{\zeta} + \frac{k'_x}{k_{ref}} \bar{p}_D G$$

$$N = \frac{k_y}{k_{ref}} G \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial \eta} - \bar{p}_D \left(\frac{k_y}{k_{ref}} G \right)_{\eta} + \frac{k'_y}{k_{ref}} \bar{p}_D G$$

Se tiene:

$$\int_c (M_i + N_j) \cdot nds = \int_c \left\{ \left[\frac{k_\zeta}{k_{ref}} G \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial \zeta} - \bar{p}_D \left(\frac{k_\zeta}{k_{ref}} G \right)_{\zeta} + \frac{k'_\zeta}{k_{ref}} \bar{p}_D G \right] i + \left[\frac{k_\eta}{k_{ref}} G \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial \eta} - \bar{p}_D \left(\frac{k_\eta}{k_{ref}} G \right)_{\eta} + \frac{k'_\eta}{k_{ref}} \bar{p}_D G \right] j \right\} \cdot nds$$

$$\int_c (M_i + N_j) \cdot nds = - \int_0^{x_{eD}} \left(\frac{k_\eta}{k_{ref}} G \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial \eta} - \bar{p}_D \left(\frac{k_\eta}{k_{ref}} G \right)_{\eta} + \frac{k'_\eta}{k_{ref}} \bar{p}_D G \right)_{\eta=0} d\zeta$$

$$+ \int_0^{y_{eD}} \left(\frac{k_\zeta}{k_{ref}} G \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial \zeta} - \bar{p}_D \left(\frac{k_\zeta}{k_{ref}} G \right)_{\zeta} + \frac{k'_\zeta}{k_{ref}} \bar{p}_D G \right)_{\zeta=-x_{eD}} d\eta$$

$$+ \int_0^{x_{eD}} \left(\frac{k_\eta}{k_{ref}} G \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial \eta} - \bar{p}_D \left(\frac{k_\eta}{k_{ref}} G \right)_{\eta} + \frac{k'_\eta}{k_{ref}} \bar{p}_D G \right)_{\eta=y_{eD}} d\zeta$$

$$- \int_0^{y_{eD}} \left(\frac{k_\zeta}{k_{ref}} G \frac{\partial \bar{p}_D}{\partial \zeta} - \bar{p}_D \left(\frac{k_\zeta}{k_{ref}} G \right)_{\zeta} + \frac{k'_\zeta}{k_{ref}} \bar{p}_D G \right)_{\zeta=-x_{eD}} d\eta$$

$$\therefore \hat{k}_\eta \frac{\partial G}{\partial \eta} \Big|_{\eta=0} = \hat{k}_\zeta \frac{\partial G}{\partial \zeta} \Big|_{\zeta=x_{eD}} = \hat{k}_\eta \frac{\partial G}{\partial \eta} \Big|_{\eta=y_{eD}} = \hat{k}_\zeta \frac{\partial G}{\partial \zeta} \Big|_{\zeta=-x_{eD}} = 0$$

Con $\hat{k}_\eta = \frac{k_\eta}{k_{ref}}$; $\hat{k}_\zeta = \frac{k_\zeta}{k_{ref}}$; $y: X_{eD} = Y_{eD} = 1$

La ecuación diferencial adjunta es:

$$\frac{\partial}{\partial \zeta} \left(\frac{k_\zeta}{k_{ref}} \frac{\partial G}{\partial \zeta} \right) + \frac{\partial}{\partial \eta} \left(\frac{k_\eta}{k_{ref}} \frac{\partial G}{\partial \eta} \right) - sG = \delta(\zeta - x_D; \eta - y_D)$$

Usando separación de variables, $G = X(\zeta) Y(\eta)$, el problema homogéneo es:

$$Y \frac{d}{d\zeta} \left(\frac{k_\zeta}{k_{ref}} X' \right) + X \frac{d}{d\eta} \left(\frac{k_\eta}{k_{ref}} Y' \right) - sXY = 0$$

Dividiendo por XY e igualando a una constante de separación:

$$\frac{1}{X} \frac{d}{d\zeta} \left(\frac{k_\zeta}{k_{ref}} X' \right) = -\frac{1}{Y} \frac{d}{d\eta} \left(\frac{k_\eta}{k_{ref}} Y' \right) + s = -\lambda$$

$$\therefore \frac{d}{d\zeta} \left(\frac{k_\zeta}{k_{ref}} X' \right) + X(\lambda) = 0$$

$$\frac{d}{d\eta} \left(\frac{k_\eta}{k_{ref}} Y' \right) + Y(-\lambda - s) = 0$$

Si se consideran:

$$\hat{k}_\zeta = 1 - \zeta^2$$

donde $-1 \leq \zeta \leq 1$

$$\hat{k}_\zeta = -2\zeta$$

Efectivamente:

$$\alpha_n = \lambda_n = n(n+1), \quad n = 0, 1, 2, \dots$$

$$(1 - \zeta^2) X'' - 2\zeta X' + \alpha_n X = 0$$

La solución está dada por:

$$x_n(\zeta) = C_1 P_n(\zeta) + C_2 Q_n(\zeta)$$

Donde P_n serán Polinomios de grado "n", llamados Polinomios de Legendre, Q_n son Funciones de Legendre de segunda clase,

$$Q_n(\zeta) = P_n(\zeta) \int \frac{d\zeta}{(1 - \zeta^2) P_n^2(\zeta)}, \quad n = 0, 1, 2, \dots$$

Con $a_n = n(n+1)$, $n = 0, 1, 2, \dots$

$$\therefore \lambda_n = n(n+1) = a_n$$

$$P_n = \frac{1}{2^n} \sum_{k=0}^m \frac{(-1)^k}{k!} \frac{(2n-2k)!}{(n-2k)! (n-k)!} \zeta^{n-2k}$$

$$m = \begin{cases} \frac{n}{2} & , n \text{ par} \\ \frac{n-1}{2} & , n \text{ impar} \end{cases}$$

$$\therefore P_0(\zeta) = 1; P_1(\zeta) = \zeta; P_2(\zeta) = \frac{1}{2}(-1 + 3\zeta^2)$$

Apéndice B

Siguiendo un procedimiento similar al mostrado en las referencias [2] y [3], la aproximación de la función $\beta(x_{Di}, y_{Di}; x_{Dj}, y_{Dj})$ que aparece en las funciones de Green a tiempos grandes es como sigue:

Para $0 \leq y_{Dj} < y_{Di}$:

$$u = y_{Di} - y_{Dj}$$

$$v = y_{Di} - y_{Dj}$$

$$\theta = \cos^{-1} x_{Di}$$

$$\varphi = \cos^{-1} x_{Dj}$$

$$\beta(x_{Di}, y_{Di}; x_{Dj}, y_{Dj}) = \sum_{n=1}^N \left\{ \left(\frac{2n+1}{2} \right) \frac{P_n(x_{Di})}{k_\eta} * \left[\cosh \left[\sqrt{\frac{n(n+1)}{k_\eta}} Y_{Di} \right] \coth \left[\sqrt{\frac{n(n+1)}{k_\eta}} \right] - \operatorname{senh} \left[\sqrt{\frac{n(n+1)}{k_\eta}} Y_{Di} \right] \right] * \cosh \left[\sqrt{\frac{n(n+1)}{k_\eta}} Y_{Dj} \right] \frac{P_n(x_{Dj})}{\sqrt{\frac{n(n+1)}{k_\eta}}} - \frac{\sqrt{k_\eta}}{k_\eta} \frac{1}{\pi} \sqrt{\frac{1}{\operatorname{sen}\theta \operatorname{sen}\varphi}} \frac{\left(e^{-\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}} + e^{-\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}} \right)}{n} * \cos \left[\left(n + \frac{1}{2} \right) \theta - \frac{\pi}{4} \right] \cos \left[\left(n + \frac{1}{2} \right) \varphi - \frac{\pi}{4} \right] \right\}$$

$$\begin{aligned}
 & + \frac{\sqrt{k_\eta}}{k_\eta} \frac{\cos^2 \frac{\pi}{4}}{\pi} \sqrt{\frac{1}{\text{sen}(\theta)\text{sen}(\varphi)}} \left\{ w_1 v_1 \ln \left(\frac{1}{\sqrt{1 - 2 \left(\frac{1}{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}} \right) \cos(\theta + \varphi) + \frac{1}{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right)} \right. \\
 & + \frac{(w_1 v_1 + u_1 u_2)}{4} \ln \left(\frac{\text{sen}^2 \left(\frac{\theta + \varphi}{2} \right) + \text{sen} h^2 \left(\frac{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}{2} \right)}{\text{sen}^2 \left(\frac{\theta - \varphi}{2} \right) + \text{sen} h^2 \left(\frac{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}{2} \right)} \right) \\
 & + \frac{w_1 u_2 + u_1 v_1}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\theta + \varphi)}{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}}{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] + \frac{w_1 u_2}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\varphi - \theta)}{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}}{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] \\
 & + \frac{u_1 v_1}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\theta - \varphi)}{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}}{e^{\frac{u}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] + w_1 v_1 \ln \left(\frac{1}{\sqrt{1 - 2 \left(\frac{1}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}} \right) \cos(\theta + \varphi) + \frac{1}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right)} \\
 & + \frac{(w_1 v_1 + u_1 u_2)}{4} \ln \left(\frac{\text{sen}^2 \left(\frac{\theta + \varphi}{2} \right) + \text{sen} h^2 \left(\frac{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}{2} \right)}{\text{sen}^2 \left(\frac{\theta - \varphi}{2} \right) + \text{sen} h^2 \left(\frac{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}{2} \right)} \right) + \frac{(w_1 u_2 + u_1 v_1)}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\theta + \varphi)}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] \\
 & + \frac{w_1 u_2}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\varphi - \theta)}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] + \frac{u_1 v_1}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\theta - \varphi)}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] \left. \right\}
 \end{aligned}$$

Por otro lado, para: $y_{Di} < y_{Dj} \leq l$, se tiene:

$$w = y_{Dj} - y_{Di}$$

$$\beta(x_{Di}, y_{Di}; x_{Dj}, y_{Dj}) = \sum_{n=1}^N \left\{ \left(\frac{2n+1}{2} \right) \left(\frac{P_n(x_{Di})}{k_\eta} \frac{P_n(x_{Dj})}{\sqrt{n(n+1)k_\eta}} \right) \right.$$

$$\left[\cosh \left(\sqrt{\frac{n(n+1)}{k_\eta}} y_{Dj} \right) \coth \left(\sqrt{\frac{n(n+1)}{k_\eta}} \right) - \operatorname{senh} \left(\sqrt{\frac{n(n+1)}{k_\eta}} y_{Dj} \right) \right] \cosh \left(\sqrt{\frac{n(n+1)}{k_\eta}} y_{Di} \right)$$

$$- \frac{\sqrt{k_\eta}}{k_\eta} \frac{1}{\pi} \sqrt{\frac{1}{\operatorname{sen}(\theta) \operatorname{sen}(\varphi)}} \left(\frac{e^{-n \frac{w}{\sqrt{k_\eta}}} + e^{-n \frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}{n} \right) \cos \left[\left(n + \frac{1}{2} \right) \theta - \frac{\pi}{4} \right] \cos \left[\left(n + \frac{1}{2} \right) \varphi - \frac{\pi}{4} \right] \left. \right\}$$

$$+ \frac{\sqrt{k_\eta}}{k_\eta} \frac{\cos^2 \frac{\pi}{4}}{\pi} \sqrt{\frac{1}{\operatorname{sen}(\theta) \operatorname{sen}(\varphi)}} \left\{ w_1 v_1 \ln \left(\frac{1}{\sqrt{1 - 2 \left(\frac{1}{e^{\frac{w}{\sqrt{k_\eta}}}} \right) \cos(\theta + \varphi) + \frac{1}{e^{\frac{w}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right)} \right.$$

$$\left. + \frac{(w_1 v_1 + u_1 u_2)}{4} \ln \left(\frac{\operatorname{sen}^2 \left(\frac{\theta + \varphi}{2} \right) + \operatorname{senh}^2 \left(\frac{\frac{w}{\sqrt{k_\eta}}}{2} \right)}{\operatorname{sen}^2 \left(\frac{\theta - \varphi}{2} \right) + \operatorname{senh}^2 \left(\frac{\frac{w}{\sqrt{k_\eta}}}{2} \right)} \right) \right.$$

$$\begin{aligned}
 & + \frac{w_1 u_2 + u_1 v_1}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\theta + \varphi)}{e^{\frac{w}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{\cos(\theta + \varphi)}{e^{\frac{w}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] + \frac{w_1 u_2}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\varphi - \theta)}{e^{\frac{w}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{\cos(\varphi - \theta)}{e^{\frac{w}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] \\
 & + \frac{u_1 v_1}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\theta - \varphi)}{e^{\frac{w}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{\cos(\theta - \varphi)}{e^{\frac{w}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] + w_1 v_1 \ln \left(\frac{1}{\sqrt{1 - 2 \left(\frac{1}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}} \right) \cos(\theta + \varphi) + \frac{1}{e^{2 \frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right)} \\
 & + \frac{(w_1 v_1 + u_1 u_2)}{4} \ln \left(\frac{\text{sen}^2 \left(\frac{\theta + \varphi}{2} \right) + \text{senh}^2 \left(\frac{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}{2} \right)}{\text{sen}^2 \left(\frac{\theta - \varphi}{2} \right) + \text{senh}^2 \left(\frac{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}{2} \right)} \right) + \frac{(w_1 u_2 + u_1 v_1)}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\theta + \varphi)}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{\cos(\theta + \varphi)}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] \\
 & + \frac{w_1 u_2}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\varphi - \theta)}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{\cos(\varphi - \theta)}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right] + \frac{u_1 v_1}{2} \left[\arctan \left(\frac{\frac{\text{sen}(\theta - \varphi)}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}}{1 - \frac{\cos(\theta - \varphi)}{e^{\frac{v}{\sqrt{k_\eta}}}}} \right) \right]
 \end{aligned}$$

Referencias

[1] Arps, J. J. 1945. Analysis of Decline Curves. *Trans., AIME* **160** (1): 228-247. SPE-945228-G. <https://doi.org/10.2118/945228-G>.

[2] Camacho-V., R. G. y Raghavan, R. 1989. Boundary-Dominated Flow in Solution Gas-Drive Reservoirs. *SPE Res Eng* **4** (04): 503-512. SPE-18562-PA. <https://doi.org/10.2118/18562-PA>.

[3] Camacho-V., R. G. y Raghavan, R. 1991. Some Theoretical Results Useful in Analyzing the Well Performance under Solution-Gas Drive. *SPE Form Eval* **6** (02): 190-198. SPE-16580-PA. <https://doi.org/10.2118/16580-PA>.

[4] Rodríguez, F. y Cinco-Ley, H. 1993. A New Model for Production Decline. Artículo presentado en Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, marzo 21-23. SPE 25480-MS. <https://dx.doi.org/10.2118/25480-MS>.

[5] Camacho-Velázquez, R. G., Rodríguez, F., Galindo-Nava, A. et al. 1996. Optimum Position for Wells Producing at Constant Wellbore Pressure. *SPE J.* **1** (2): 155-168. SPE-28715-PA. <https://dx.doi.org/10.2118/28715-PA>.

[6] Lu, J. y Tiab, D., 2008. Productivity Equations For Multiple Wells System in Anisotropic Reservoirs. Artículo presentado en The Canadian International Petroleum Conference/SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canadá, junio

17-19. PETSOC-2008-099. <https://doi.org/10.2118/2008-099>.

[7] Owayed, J. F., Lu, J. y Tiab, D., 2013. Multiple-wells System Productivity Equations in a Rectangular Reservoir. *J Eng Res* 1 (3): 235-260.

[8] Candia Gutiérrez, O. 2017. *Comportamiento de Producción de Pozos Múltiples, en Yacimientos Rectangulares Heterogéneos y Anisotrópicos con una Porosidad*. Tesis de

Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Ciudad de México.

[9] Camacho-V., R. 2016. *Apuntes de Matemáticas Aplicadas*. Ciudad Universitaria, CDMX: UNAM, Posgrado de Ingeniería en Exporación y Explotación en Recursos Naturales.

[10] Eclipse Reservoir Engineering Software. 2018. Schlumberger.

Semblanza de los autores

Oscar Candia Gutiérrez

Experiencia de 11 años en el área de yacimientos, estudió la Licenciatura de Ingeniero Petrolero, (2007) y Maestría en Ingeniería Petrolera, Yacimientos (2017), ambas en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), participó en el Proyecto de Explotación Complejo Antonio J. Bermúdez y actualmente en la Gerencia de Yacimientos de Desarrollo de Campos, en Pemex. Durante este tiempo ha realizado análisis e interpretación de datos de presión-producción, curvas de declinación, balance de materia, análisis e interpretación de pruebas de presión, reparaciones de pozos y estudios integrales de explotación.

Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez

Experiencia de más de 30 años en actividades de investigación y desarrollo tecnológico de producción de hidrocarburos, docencia en posgrado de ingeniería y aplicaciones de tecnología en campo. Autor y coautor de más de 140 documentos técnicos en ingeniería petrolera, la mayoría publicados en revistas de la SPE. Sus actividades de investigación y docencia se han realizado en la Universidad de Tulsa, Instituto Mexicano del Petróleo, UNAM, y PEMEX, donde trabajó de 1991-2016. Ha dirigido tesis de licenciatura y más de 37 tesis de posgrado. Actualmente, es profesor de la UNAM y consultor independiente de Ingeniería de Yacimientos.

Oscar Osorio Peralta

Ingeniero Petrolero con especialidad en Simulación de Yacimientos. Como consultor ha participado en varios estudios de ingeniería, de yacimientos naturalmente fracturados y arenas; en yacimientos de gas y condensado, de gas seco, de aceite ligero, de aceite pesado y de aceite extrapesado; en proyectos de recuperación secundaria y mejorada en diferentes campos en México. En otros rubros, ha tenido las posiciones de Gerente de Desarrollo de Negocios en el Área de Ingeniería de Yacimientos y Gerente de Operaciones en la compañía Schlumberger. Como académico es profesor en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.