

## **PRODUCCIÓN DE MÚLTIPLES POZOS EN YACIMIENTOS RECTANGULARES NATURALMENTE FRACTURADOS CON ENTRADAS A PRODUCCIÓN A DIFERENTES TIEMPOS**

Production of multiple wells in a naturally fractured rectangular reservoir with different starting production times

Marco Antonio ÁVALOS MILLA\* y Rodolfo Gabriel CAMACHO VELÁZQUEZ

Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.

\*Autor para correspondencia: marco.avalos.m@outlook.com

*(Recibido: febrero 2021; aceptado: marzo 2022)*

Palabras clave: doble-porosidad, triple-porosidad, YNF, solución analítica

### **RESUMEN**

En este trabajo se presentan por primera vez dos soluciones analíticas para predecir el perfil de producción de múltiples pozos trabajando a diferentes presiones de fondo constantes, que inician su producción a diferentes tiempos en yacimientos naturalmente fracturados rectangulares con fronteras cerradas al flujo y espesor constante; una para doble porosidad (matriz y fracturas) y la segunda para yacimientos de triple porosidad (matriz, fracturas y cavidades de disolución-vúgulos), ambos con una permeabilidad. Para el caso de doble porosidad, la red de fracturas es la que conduce los fluidos hacia los pozos productores, y en el caso de triple-porosidad, la red de fracturas o la de vúgulos conduce los fluidos hacia el/los pozos. Se presentan, además, sus inversiones analíticas del espacio de Laplace al espacio real, aproximadas para tiempos grandes. Las soluciones analíticas fueron invertidas del espacio de Laplace utilizando aproximaciones a tiempos largos, las cuales fueron validadas comparando los resultados con simuladores numéricos. De la misma manera se presentan los resultados de variar los coeficientes de flujo interporoso y las relaciones de almacenamiento de fluidos, observándose comportamientos específicos para cada tipo de yacimiento. Por último, se presenta un contraste en el que se comparan los resultados de un medio poroso homogéneo ( $1-\phi$ ), con la variedad de resultados que se pueden obtener si se considera que el yacimiento es de doble porosidad ( $2-\phi$ ) o de triple porosidad ( $3-\phi$ ). Los modelos propuestos son útiles para predecir el comportamiento de múltiples pozos produciendo de yacimientos naturalmente fracturados con doble porosidad ( $2-\phi$ ) y triple porosidad ( $3-\phi$ ), así como para realizar análisis económicos de diferentes esquemas de desarrollo de campos cuando la información disponible no justifica el uso de simuladores numéricos.

Key words: double-porosity, triple-porosity, NFR, analytical solution

### **ABSTRACT**

This document presents, for the first time two analytical solutions to predict production profiles of multiple wells producing with different constant bottom-hole pressures starting their productions at different times in a naturally fractured rectangular reservoir with close boundaries and constant thickness. One solution is for the case of double-porosity

(matrix and fractures) and another for triple-porosity (matrix, fractures, and dissolution cavities or vugs) reservoirs. The analytical solutions are inverted from the Laplace space using long-time approximations, which are validated with numerical simulation results. This paper presents results for different inter-porosity flow coefficients, matrix-fractures for 2- $\phi$  systems and three coefficients: matrix-fractures, matrix-vugs, and vugs-fractures for the 3- $\phi$ . Also, it is shown the results sensitivity to the storability ratios, for the fracture network for 2- $\phi$  systems, and for the fracture and vugs networks for 3- $\phi$  reservoirs. Lastly, a contrast between the results with a traditional single-porosity (1- $\phi$ ) homogeneous reservoir are compared with those corresponding to 2- $\phi$  and 3- $\phi$ , showing the complexity that is captured with the proposed new models, which are more appropriate to predict the behavior of multiple wells producing from naturally fractured reservoirs with 2- $\phi$  and 3- $\phi$ . It is suggested that these analytical models are useful to make economic analysis with multiple wells considering different development schemes when the available information does not justify the use of numerical simulator.

## INTRODUCCIÓN

La predicción del comportamiento de producción de los pozos que comprende un campo petrolero es un paso muy importante en la caracterización y administración integral del mismo. Cuando un sistema con determinadas características se analiza con modelos que no corresponden a sus propiedades, los resultados que se obtienen y las decisiones que se puedan tomar en función de dicha información pueden resultar erróneas. En México los principales yacimientos productores son carbonatos naturalmente fracturados (YNF) y en todos ellos se tienen múltiples pozos. Por ello es necesario generar modelos que sean capaces de considerar características propias de doble porosidad (2- $\phi$ ) y/o triple porosidad (3- $\phi$ ), y que incluyan consideraciones que se acerquen cada vez más a la realidad geológica.

El objetivo de este trabajo es, por lo tanto, ofrecer un modelo analítico de doble porosidad (2- $\phi$ ) y triple porosidad (3- $\phi$ ) sencillo y de fácil funcionamiento que permita obtener mejores predicciones de producción y planear de manera más eficiente el desarrollo de los campos petroleros. Adicionalmente, se pretende que este desarrollo sirva como base para futuras investigaciones relacionadas con la caracterización de yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados, tales como los existentes en México.

En 1963 se desarrolló un modelo idealizado con el propósito de estudiar las características del comportamiento de un sistema naturalmente fracturado (Warren y Root 1963). Como resultado de este estudio se concluyó, entre otras cosas, que dos parámetros son suficientes para caracterizar la desviación del comportamiento de un medio con doble porosidad (2- $\phi$ ) respecto a un medio homogéneo de porosidad constante. Estos dos parámetros son el coeficiente de

flujo interporoso entre la matriz y la red de fracturas, y la relación de almacenamiento de los fluidos en la red de fracturas, los cuales están definidos por las siguientes expresiones:

$$\lambda = \frac{\alpha k_m r_w^2}{\bar{k}_f} \quad (1)$$

$$\omega = \frac{(\phi c_t)_f}{(\phi c_t)_f + (\phi c_t)_m} \quad (2)$$

donde los subíndices  $m$  y  $f$  indican que la propiedad en cuestión pertenece al medio primario (matriz) o secundario (fracturas), respectivamente y, además:

- $\alpha$  Parámetro relacionado con el tamaño de los bloques de matriz.
- $r_w$  Radio del pozo.
- $k$  Permeabilidad del medio primario o secundario.
- $\bar{k}$  Permeabilidad efectiva.
- $\phi$  Porosidad del medio primario o secundario
- $c_t$  Compresibilidad total del sistema.

A pesar de su simplicidad y antigüedad, este modelo continúa siendo muy utilizado para el desarrollo de yacimientos tanto en México como en gran parte del mundo.

## MATERIALES Y MÉTODOS

### Modelos de declinación de la producción para múltiples pozos produciendo a presión de fondo constante

En 1993, Rodríguez y Cinco Ley presentaron una solución analítica para múltiples pozos produciendo

cada uno a diferentes niveles de presión de fondo constante. En dicha solución se considera que todos los pozos inician su producción al mismo tiempo.

En 1996, Camacho Velázquez et al. publicaron una solución analítica para determinar la posición óptima de diversos pozos que producen a presión de fondo constante, cuando estos inician su producción a diferentes tiempos en un sistema rectangular con fronteras cerradas. Esta solución analítica desarrollada para un sistema homogéneo de una sola porosidad (1- $\phi$ ) se utiliza en este trabajo como punto de partida para describir y predecir el comportamiento de un sistema fracturado con doble porosidad (2- $\phi$ ) y de un sistema fracturado vugular con triple porosidad (3- $\phi$ ).

### Modelo analítico para doble porosidad (2- $\phi$ )

En el presente trabajo se considera al igual que en las referencias mencionadas anteriormente, un sistema rectangular con espesor constante y fronteras cerradas al flujo. Dicho sistema es explotado mediante  $n$  pozos productores a diferentes niveles de presión de fondo constante.

Usando la transformada de Laplace y siguiendo un procedimiento de aproximación analítica (Camacho et al. 1996), se obtuvo la siguiente solución para múltiples pozos de acuerdo con el planteamiento antes descrito, los cuales inician su producción a diferentes tiempos:

$$\bar{p}_D(x_D, y_D) = -2\pi \sum_{j=1}^{n_w} G(x_D, y_D, x_{Dj}, y_{Dj}) \exp[-st_{Dj}] \bar{q}_{wDj} \quad (3)$$

La solución para los gastos de cada pozo en el espacio de Laplace, solución que se obtiene mediante el mismo procedimiento utilizado por Camacho et al. en 1996, y análoga a la ecuación (13) de la misma referencia, se establece en la siguiente forma:

$$\bar{q}_{wDj} \exp[-st_{Dj}] = \frac{1}{2\pi s} \left\{ \sum_{i=1}^{n_{wj}} [(-1)^{i+j} (p_{Di} + \exp[-st_{Di}] \{p_{wDi} - p_{Di}\}) \left( \frac{\sum_{k=1}^{n_{wj}-1} (m_{ij})_k}{\sum_{k=1}^{n_{wj}-1} |\gamma|_k} + \frac{sf(s)|\gamma|}{\sum_{k=1}^{n_{wj}-1} |\gamma|_k} \right) \right\} \quad (4)$$

$$\left\{ 1 + \frac{sf(s)|\gamma|}{\sum_{k=1}^{n_{wj}-1} |\gamma|_k} \right\} \left\{ \right\}$$

De donde  $n_{wj}$  es igual al número de pozos produciendo al tiempo  $t_{Dj}$ ,  $\gamma = \beta - \alpha_{ij}$ ,  $|\gamma|_k$  es el determinante de la matriz formada por los elementos  $\gamma_{ij}$  en la que la fila  $k$  está compuesta por unos,  $m_{ij}$  es el menor del elemento  $\gamma_{ij}$  perteneciente a la matriz  $\gamma$ ,  $(m_{ij})_k$  es obtenida reemplazando los elementos de la fila  $k$  de la matriz  $m_{ij}$  por unos,  $p_{Di} = p_D(x_{Di}, y_{Di}, t_{Di})$  y, además:

$$f(s) = \frac{\omega(1-\omega)s + \lambda}{(1-\omega)s + \lambda} \quad (5)$$

$\bar{q}_{wDj}$  Gasto adimensional del pozo  $j$  en el espacio de Laplace.

$s$  Variable de Laplace.

$t_{Dj}$  basado en el área de drene en el que el pozo  $j$  comienza su producción.

Asimismo, mediante un proceso algebraico a través del cual la solución para los gastos de cada pozo en el espacio de Laplace se llevó a una forma en la que fuera posible invertirla analíticamente y con apoyo de la función escalón unitaria, se obtuvo la transformada inversa de la ecuación (4), la cual está dada por:

$$q_{wDj}(t_D - t_{Dj}) H(t_D - t_{Dj}) = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^{n_{wj}} (-1)^{i+j} \quad (6)$$

$$\left\{ \frac{p_{Di} \tilde{A}}{\omega |\gamma|} \left( \frac{\exp[-at_D] - \exp[-bt_D]}{b-a} \right) + \frac{p_{Di} \tilde{A} \lambda_A}{\omega(1-\omega) |\gamma|} \left( \frac{b \exp[-at_D] - a \exp[-bt_D] - (a-b)}{(a-b)ba} \right) + \frac{p_{Di} m_{ij}}{|\gamma|} \left( \frac{a \exp[-at_D] - b \exp[-bt_D]}{a-b} \right) + \frac{(p_{wDi} - p_{Di}) \tilde{A}}{\omega |\gamma|} \right\}$$

$$\begin{aligned}
& \left( \frac{\exp[-a(t_D - t_{Di})] - \exp[-b(t_D - t_{Di})]}{b - a} \right) \\
& H(t_D - t_{Di}) + \frac{p_{Di} m_{ij} \lambda_A}{\omega(1 - \omega) |\gamma|} \\
& + \frac{(p_{wDi} - p_{Di}) \tilde{A} \lambda_A}{\omega(1 - \omega) |\gamma|} \\
& \left( \frac{b \exp[-a(t_D - t_{Di})] - a \exp[-b(t_D - t_{Di})] + (a - b)}{(a - b) b a} \right) \\
& \times H(t_D - t_{Di}) \\
& + \frac{(p_{wDi} - p_{Di}) m_{ij}}{|\gamma|} H(t_D - t_{Di}) \\
& \left( \frac{a \exp[-a(t_D - t_{Di})] - b \exp[-b(t_D - t_{Di})]}{a - b} \right) \\
& + \frac{(p_{wDi} - p_{Di}) m_{ij} \lambda_A}{\omega(1 - \omega) |\gamma|} H(t_D - t_{Di}) \\
& \left. \left( \frac{\exp[-a(t_D - t_{Di})] - \exp[-b(t_D - t_{Di})]}{b - a} \right) \right\}
\end{aligned}$$

### Modelo analítico para triple porosidad (3- $\phi$ )

Partiendo del modelo equivalente a la ecuación (4) pero adecuado para triple porosidad (3- $\phi$ ), y siguiendo un procedimiento similar al del modelo de doble porosidad (2- $\phi$ ) para invertir dicha ecuación analíticamente, despreciando exponentes de  $s$  (en la multiplicación de polinomios) mayores o iguales a 3, simplificando términos mediante ajustes algebraicos e invirtiendo término a término, se obtuvo el modelo analítico para los gastos de cada pozo en el espacio real:

$$q_{wDj}(t_D - t_{Dj}) H(t_D - t_{Dj}) \approx \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^{n_{wj}} (-1)^{i+j} \quad (7)$$

$$\left\{ \frac{p_{Di} \tilde{A} b_5}{\theta_2} \left[ \frac{b_1}{b_5} + \left[ a^2 - a \frac{b_4}{b_5} + \frac{b_1}{b_5} \right] \right. \right.$$

$$\begin{aligned}
& \times \exp[-at_D] - \\
& \left. \left[ \frac{b^2 - b \frac{b_4}{b_5} + \frac{b_1}{b_5}}{b(a - b)} \right] \exp[-bt_D] \right\} \\
& + \frac{p_{Di} m_{ij} d_2}{\tilde{c}_2} \left\{ \left[ \frac{u_1 - \tilde{d}_0}{u_1 - u_2} \right] \exp[-u_1 t_D] - \right. \\
& \left. \left[ \frac{u_2 - \tilde{d}_0}{u_1 - u_2} \right] \exp[-u_2 t_D] \right\} \\
& + \frac{(p_{wDi} - p_{Di}) \tilde{A} b_5}{\theta_2} \left\{ \frac{b_1}{b_5} + \frac{1}{ab} \right. \\
& \left. \left[ a^2 - a \frac{b_4}{b_5} + \frac{b_1}{b_5} \right] \exp[-a(t_D - t_{Di})] \right. \\
& \left. - \left[ \frac{b^2 - b \frac{b_4}{b_5} + \frac{b_1}{b_5}}{b(a - b)} \right] \right. \\
& \left. \exp[-b(t_D - t_{Di})] \right\} H(t_D - t_{Di}) \\
& + \frac{(p_{wDi} - p_{Di}) m_{ij} d_2}{\tilde{c}_2} \left\{ \left[ \frac{u_1 - \tilde{d}_0}{u_1 - u_2} \right] \right. \\
& \exp[-u_1(t_D - t_{Di})] \\
& \left. - \left[ \frac{u_2 - \tilde{d}_0}{u_1 - u_2} \right] \exp \right. \\
& \left. \left[ -u_2(t_D - t_{Di}) \right] \right\} H(t_D - t_{Di}) \left. \right\}
\end{aligned}$$

## RESULTADOS

Los resultados obtenidos mediante las soluciones analíticas para doble porosidad (2- $\phi$ ) y triple porosidad (3- $\phi$ ), así como los obtenidos mediante los simuladores numéricos comerciales, son comparados a continuación. Para estos casos de estudio

se utiliza por supuesto una geometría del yacimiento rectangular, con fronteras cerradas y los parámetros del yacimiento y pozo mostradas en el **cuadro I**.

**CUADRO I. PARÁMETROS GENERALES UTILIZADOS EN LOS CASOS DE ESTUDIO.**

Parámetro	Valor
Dimensiones del yacimiento, ft:	$x_e = 14\,000, y_e = 7\,000$
Radio del pozo, ft:	0.25
Presión inicial, psia:	3000
Porosidad de matriz, fracción:	0.15
Permeabilidad de las fracturas, mD:	100
Espesor del yacimiento, ft:	100
$(\phi c)_T$ , psia <sup>-1</sup> :	2.8E - 6
Factor de volumen de la formación:	1.558
viscosidad del aceite, cp:	0.5364

**Validación del modelo para doble porosidad (2- $\phi$ )-una permeabilidad**

En la **figura 1** se aprecia la distribución geométrica de tres pozos en el modelo del yacimiento. En la **figura 2** se comparan los resultados obtenidos numéricamente mediante el simulador, y los obtenidos mediante la solución analítica obtenida para doble porosidad (2- $\phi$ ), dada por la ecuación (6), en el mismo arreglo de tres pozos. En esta se observa que los resultados se ajustan de manera muy aceptable para el intervalo de tiempo mostrado y para la ubicación y las propiedades del sistema roca-fluidos mostrados en el **cuadro II**. Para propósitos de comparación también se muestra la solución analítica para una porosidad (1- $\phi$ ).

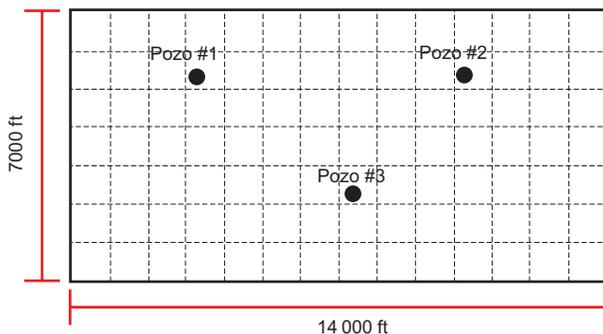


Fig.1. Modelo geométrico del yacimiento y ubicación de los pozos, validación del modelo para doble porosidad (2- $\phi$ ).

**Validación del modelo para triple porosidad (3- $\phi$ )-una permeabilidad**

Dado que no se cuenta en la actualidad en el mercado con un simulador numérico que use triple porosidad (3- $\phi$ ) para validar el modelo desarrollado en este trabajo para yacimientos con triple porosidad (3- $\phi$ ) y la solución analítica dada por la ecuación (7), se fijó  $\omega_v = 0$  y  $\lambda_{vf} = 0$  y se compararon los resultados con los obtenidos por la solución de doble porosidad (2- $\phi$ ) validada anteriormente. Considerando en ambos casos las mismas condiciones geométricas del sistema, de localización de los pozos, mecanismos de producción, propiedades del sistema roca-fluidos, etc. Esta consideración da por hecho de acuerdo con la definición de estos conceptos, que no existe hidrocarburo almacenado en los vóculos, y que tampoco existe transferencia de fluidos entre los vóculos y la fractura, la cual conduce los fluidos del yacimiento al pozo, lo que conceptualmente convierte al sistema de triple porosidad (3- $\phi$ ) en uno de doble porosidad (2- $\phi$ ).

En la **figura 3** se comparan los resultados obtenidos analíticamente con el modelo de doble porosidad (2- $\phi$ ) y los obtenidos mediante la solución analítica dada por la ecuación (7) correspondiente al modelo de triple porosidad (3- $\phi$ ), en un arreglo de tres pozos con las simplificaciones expresadas anteriormente. En ella se observan que los resultados se ajustan totalmente, para el intervalo de tiempo mostrado, ubicación y las propiedades del sistema roca fluidos mostrados en el **cuadro III** y **figura 4**. Para propósitos de comparación se incluye la solución analítica para una porosidad (1- $\phi$ ).

**DISCUSIÓN**

**Variación de coeficientes de flujo interporoso y relación de almacenamiento de fluidos**

Los siguientes casos de estudios utilizaron los parámetros del yacimiento y pozo mostrados en el **cuadro IV**. Además, se consideró sólo un pozo en existencia, ubicado en el centro del yacimiento.

**Doble porosidad (2- $\phi$ )**

La **figura 5** muestra, en variables adimensionales, los resultados de modificar el valor del coeficiente de flujo interporoso al fijar el valor de la relación de almacenamiento de fluidos  $\omega = 0.1$  así como los demás parámetros involucrados. Se aprecia cómo la respuesta concuerda con el comportamiento físico esperado, es decir, ya que al aumentar el valor del coeficiente de flujo interporoso la matriz aporta

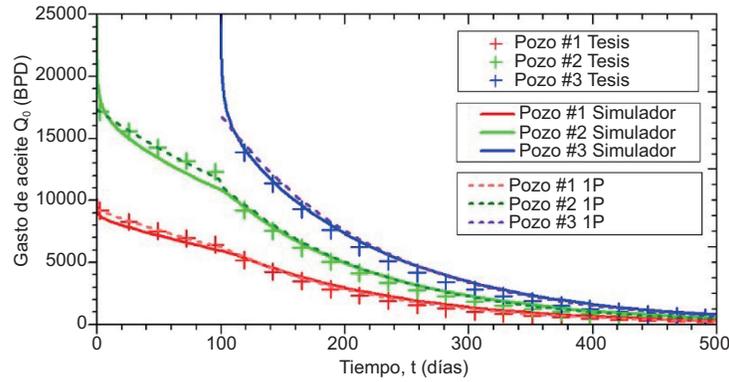


Fig. 2. Comparación de resultados entre simulador numérico y solución analítica para doble porosidad (2- $\phi$ ). También se muestra la solución analítica para una porosidad (1- $\phi$ ).

**CUADRO II. PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS Y UBICACIÓN DE LOS POZOS EN LA VALIDACIÓN DEL MODELO DE DOBLE POROSIDAD (2- $\phi$ ).**

	Pozo #1	Pozo #2	Pozo #3
Ubicación en x, ft:	3266	10 266	7466
Ubicación en y, ft:	5133	5133	2233
Tiempo de inicio de producción, días:	0	0	100
Radio del pozo, ft:	0.25	0.25	0.25
$p_{wf}$ , psia:	1000	1000	1000
Daño en la formación, adim:	10	0	-3
Coefficiente de flujo interporoso, $\lambda$ :		1.0E-3	
Relación de almacenamiento de fluidos, $\omega$ :		0.1	

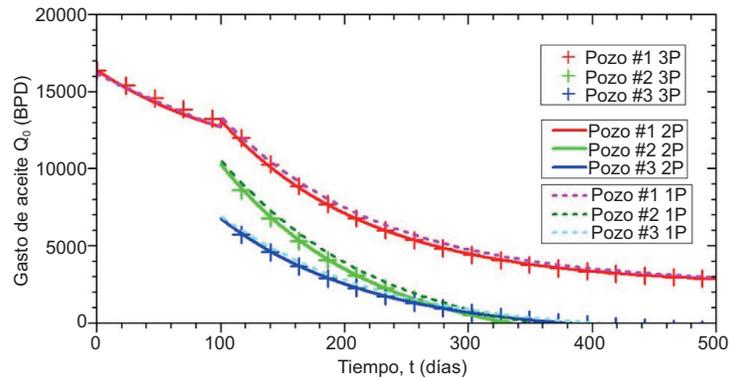


Fig. 3. Ajuste de caso de doble porosidad (2- $\phi$ ) en modelo de triple porosidad (3- $\phi$ ). También se muestra la solución analítica para una porosidad (1- $\phi$ ).

**CUADRO III. PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS Y UBICACIÓN DE LOS POZOS PARA LA REDUCCIÓN DEL SISTEMA DE TRIPLE POROSIDAD (3- $\phi$ ) A DOBLE POROSIDAD (2- $\phi$ ).**

	Pozo #1	Pozo #2	Pozo #3
Ubicación en x, ft:	3000	7000	11 000
Ubicación en y, ft:	3500	3500	3500
Tiempo de inicio de producción, días:	0	100	100
Radio del pozo, ft:	0.25	0.25	0.25
$p_{wf}$ , psia:	1,000	1,500	1,500
Daño en la formación, adim:	0	-1	5
$\lambda_{mf}$ :		1.0E-2	
$\lambda_{mv}$ :		1.0E-4	
$\lambda_{vf}$ :		0	
$\omega_f$ :		0.1	
$\omega_v$ :		0	

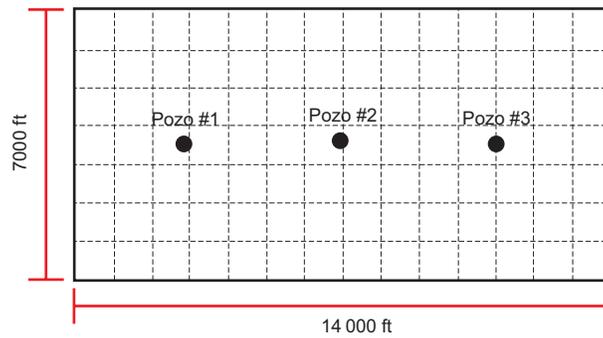


Fig. 4. Modelo geométrico del yacimiento y ubicación de los pozos, validación del modelo de triple porosidad (3- $\phi$ ).

**CUADRO IV. PARÁMETROS GENERALES UTILIZADOS EN ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN  $\lambda$  Y  $\omega$ .**

Parámetro	Valor
Dimensiones del yacimiento, ft:	$x_e = 400, y_e = 400$
Radio del pozo, ft:	0.25
Presión inicial, psia:	3,000
Porosidad de matriz, fracción:	0.15
Permeabilidad de las fracturas, mD:	100
Espesor del yacimiento, ft:	100
$(\phi c)_T$ , :	2.8E - 6
Factor de volumen de la formación:	1.558
Viscosidad del aceite, cp:	0.5364

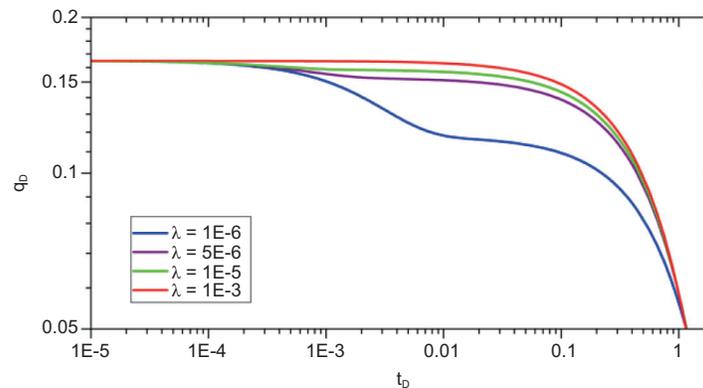


Fig. 5. Efecto de la variación del valor de  $\lambda$ , doble porosidad (2- $\phi$ ).

fluidos a la fractura con mayor facilidad o a una mayor tasa, la declinación de la producción debida al agotamiento del fluido en las fracturas se hace de manera más suave y menos drástica.

**Triple porosidad (3- $\phi$ )**

Para estos casos, se fijaron cuatro de los cinco parámetros involucrados con triple porosidad (3- $\phi$ ) ( $\lambda_{mf}$ ,  $\lambda_{mv}$ ,  $\lambda_{vf}$ ,  $\omega_f$ ,  $\omega_v$ ) y se varió entre un determinado rango el valor del parámetro restante.

Como primer caso se varió el valor del coeficiente de flujo interporoso entre la matriz y la fractura,  $\lambda_{mf}$ , y los demás fueron fijados en  $\lambda_{mf} = 1.0E - 06$ ,  $\lambda_{vf} = 1.0E - 05$ ,  $\omega_f = 1.0E - 03$  y  $\omega_v = 1.0E - 03$ . Los resultados se observan en la **figura 6**, en la cual se aprecia, al igual que en el caso de doble porosidad (2- $\phi$ ), que conforme aumenta el valor del  $\lambda_{mf}$  la declinación de la producción debida al agotamiento del fluido en las fracturas se hace de manera más suave y menos drástica.

Como segundo caso se varió el valor de la relación de almacenamiento de fluidos entre la fractura y todo el sistema,  $\omega_f$ , y los demás parámetros fueron fijados como en los casos anteriores. En este ejemplo, de manera similar a la del modelo de doble porosidad (2- $\phi$ ), se observa que al aumentar el valor de la relación de almacenamiento de fluidos de las fracturas, la declinación de la producción debida al agotamiento del fluido en las fracturas tarda más en llegar, pues al almacenar la fractura más fluido, se tarda más tiempo en producirlos. Esto se aprecia en la **figura 7**.

**Contraste entre el modelo tradicional versus los modelos propuestos**

Caracterizar y entender a los yacimientos es vital desde su descubrimiento hasta más allá de su abandono. Predecir su comportamiento a través del tiempo permite administrar todos los recursos de una mejor manera y maximizar las ganancias que se puedan obtener. Es por ello que conforme mejor se pronostique

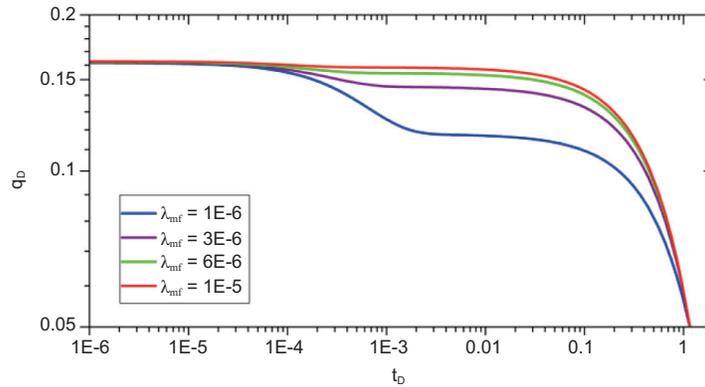


Fig. 6. Efecto de la variación del valor de  $\lambda_{mf}$ , triple porosidad (3- $\phi$ ).

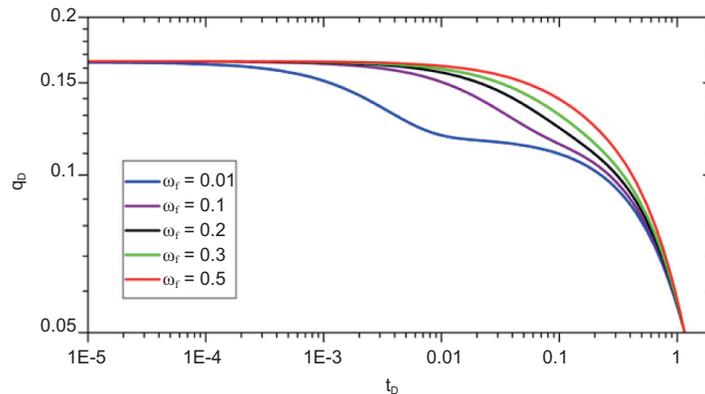


Fig. 7. Efecto de la variación del valor de  $\omega_f$ , triple porosidad (3- $\phi$ ).

su producción y declinación a futuro, tanto a tiempos cortos como largos, es posible planear de una manera más integral la manera en que se explotará en cada etapa de su vida productiva.

Al involucrar más parámetros en la descripción de un yacimiento, se tiene una mejor descripción de éste y por ende una predicción más acertada de lo que será su comportamiento en función del tiempo. A continuación, se muestran con sencillos ejemplos las diferencias de administrar los yacimientos naturalmente fracturados bajo el concepto de una porosidad (medio poroso homogéneo, 1- $\phi$ ) comparado con los modelos desarrollados en este trabajo.

**Medio poroso homogéneo (1- $\phi$ ) vs doble porosidad (2- $\phi$ )**

En el siguiente caso de estudio se utilizaron los parámetros del yacimiento y pozo mostrados en el cuadro IV. Además, se consideró también sólo un pozo en existencia, ubicado en el centro del yacimiento. En este caso se compararon los resultados obtenidos mediante el análisis de un caso particular de un medio poroso homogéneo (1- $\phi$ ), con los que el modelo de doble porosidad (2- $\phi$ ) tiene la capacidad de generar a partir de las mismas condiciones.

En la figura 8 se muestra la diferencia entre el modelo tradicional y el de doble porosidad mediante la curva continua del perfil de producción de un yacimiento tradicional que involucra una porosidad. Por otro lado, se indican, para esas mismas condiciones de presión inicial, porosidad, permeabilidad efectiva, compresibilidad del fluido, compresibilidad de la formación, viscosidad del aceite, factor de volumen de la formación, dimensiones del yacimiento, ubicación y radio del pozo, etc., mediante las curvas discontinuas, los perfiles de producción que se pueden derivar

al considerar un sistema de doble porosidad (2- $\phi$ ). Como se observa, conforme el valor de la relación de almacenamiento de fluido se hace más grande, es decir tiende a 1, el modelo de doble porosidad (2- $\phi$ ) se aproxima más al resultado único de un medio poroso homogéneo (1- $\phi$ ), debido a que se considera que todo el fluido está almacenado en el medio en el que se conduce, en este caso, las fracturas.

**Doble porosidad (2- $\phi$ ) vs triple porosidad (3- $\phi$ )**

En los siguientes casos de estudio se utilizaron los parámetros del yacimiento y pozo mostrados en el cuadro IV. Además, se consideró también sólo un pozo en existencia, ubicado en el centro del yacimiento. En dichos casos se compararon los resultados obtenidos mediante el análisis de un caso particular de doble porosidad (2- $\phi$ ), con los que el modelo de triple porosidad (3- $\phi$ ) tiene la capacidad de generar a partir de las mismas condiciones. Para el modelo de doble porosidad (2- $\phi$ ) se utilizó un valor de coeficiente de flujo interporoso  $\lambda = 1.0E - 6$  y un valor para la relación de almacenamiento de fluidos de  $\omega = 0.01$ .

**Caso de estudio 1**

La primera comparación se llevó a cabo entre las condiciones de doble porosidad (2- $\phi$ ) definidas y los resultados de variar en el modelo analítico triple porosidad (3- $\phi$ ), el valor del coeficiente de flujo interporoso entre los vóculos y las fracturas ( $\lambda_{vf}$ ) en un rango determinado, fijando  $\lambda_{mf} = 1.0E - 6$ ,  $\lambda_{mv} = 1.0E - 6$ ,  $\omega_f = 0.01$  y  $\omega_v = 0.5$ . Como resultado se observa en la figura 9 que, en ningún caso, los resultados de ambos modelos son iguales, ni siquiera cuando se hace cero el valor del coeficiente de flujo interporoso entre los vóculos y la fractura.

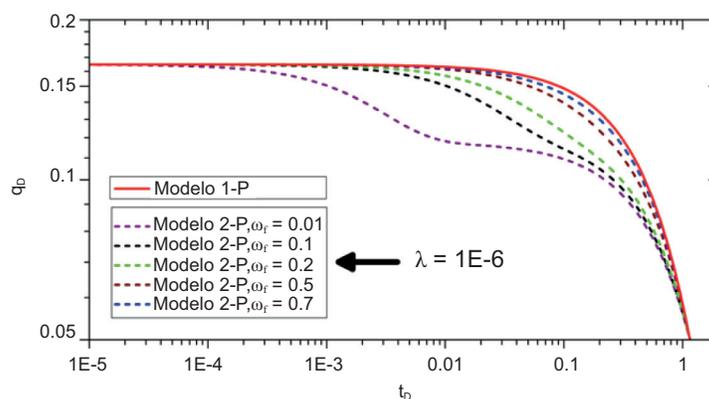


Fig. 8. Diferencia entre modelo tradicional (medio poroso homogéneo, 1- $\phi$ ) y modelo de doble porosidad (2- $\phi$ ).

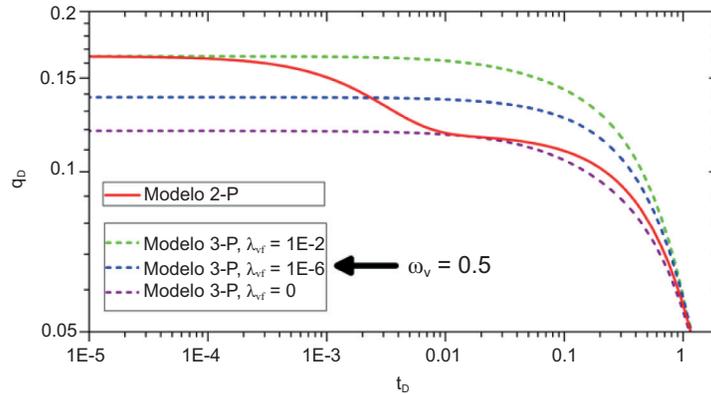


Fig. 9. Diferencia entre modelo de doble porosidad (2- $\phi$ ) y modelo de triple porosidad (3- $\phi$ ), Caso 1.

Al llevar a cabo el análisis anterior mediante los cuatro casos, en los que elegimos un caso particular de condiciones para doble porosidad (2- $\phi$ ) y lo analizamos como un yacimiento de triple porosidad (3- $\phi$ ), se encuentra que muchos otros perfiles de producción diferentes se pueden generar por el hecho de considerar transferencia de fluidos entre la matriz, los vórgulos y las fracturas, así como hidrocarburo almacenados en los vórgulos. Esto quiere decir que considerar un yacimiento con doble porosidad (2- $\phi$ ) si su comportamiento corresponde a un modelo de triple porosidad (3- $\phi$ ), genera una alta probabilidad de obtener proyecciones erróneas; por lo tanto, considerar y analizar un yacimiento de triple porosidad (3- $\phi$ ) como si fuese de una, eleva exponencialmente las probabilidades de generar resultados incorrectos, lo cual provoca un gran impacto en el desarrollo integral de un campo petrolero.

## CONCLUSIONES

Con base en los resultados presentados en este trabajo se enuncian las siguientes conclusiones:

1. Las soluciones obtenidas en el espacio de Laplace, así como sus inversiones analíticas aproximadas dadas por las ecuaciones (6) y (7), describen adecuadamente el comportamiento de yacimientos de doble porosidad (2- $\phi$ ) o triple porosidad (3- $\phi$ ), con las características especificadas en este trabajo, es decir, geometría rectangular del medio poroso, fronteras cerradas al flujo, pozos produciendo a presión de fondo constante e iniciado su producción a diferentes tiempos, entre otras.

2. Para el caso de doble porosidad (2- $\phi$ ), la disminución del valor del coeficiente de flujo interporoso ( $\lambda$ ) provoca una reducción abrupta de producción, a partir de que el fluido almacenado inicialmente en las fracturas se termina. Asimismo, el efecto de  $\omega$  es retardar la caída de producción debida también al agotamiento del fluido existente inicialmente en las fracturas, es decir, conforme  $\omega$  aumenta su valor, la caída de presión se retrasa.
3. Para triple porosidad (3- $\phi$ ), el efecto de  $\lambda$  y  $\omega$  es similar, sólo que sus efectos pueden ser combinados e intensificar o bien neutralizar cambios en el perfil de producción. Esto ocurre, por ejemplo, cuando el valor de algún coeficiente de flujo interporoso es tan elevado que variar el valor de las relaciones de almacenamiento de fluidos pierde su impacto por la rapidez con las que estos fluidos son transferidos entre matriz, vórgulos y fracturas.
4. Se recomienda que los modelos propuestos en este trabajo continúen mejorándose, con el fin de que ofrezcan mayor utilidad. Algunos ejemplos de mejora son incluir la heterogeneidad en el yacimiento, flujo de más de una fase o bien la incorporación de un optimizador que permita analizar el impacto económico de incluir “n” pozos en un tiempo determinado, etc.

## NOMENCLATURA

$\lambda = \lambda_{mf}$  = Coeficiente de flujo interporoso entre matriz y fractura, adim.  
 $\lambda_{mv}$  = Coeficiente de flujo interporoso entre matriz y vórgulos, adim.

$\lambda_{vf}$  = Coeficiente de flujo interporoso entre matriz y fractura, adim.

$\alpha$  = Parámetro geométrico para región heterogénea,  $1/\text{pie}^2$ .

$k_m = k_1$  = Permeabilidad del medio primario, mD.

$\bar{k}_f = \bar{k}_2$  = Permeabilidad efectiva del medio secundario, mD.

$\omega = \omega_f$  = Relación de almacenamiento de fluidos en la fractura, adim.

$\omega_v$  = Relación de almacenamiento de fluidos en los vugulos, adim.

$\phi$  = Porosidad, adim.

$c$  = Compresibilidad del sistema,  $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$ .

$p$  = Presión,  $(\text{lb}/\text{pg}^2)$ .

$p_D$  = Presión adimensional.

$\bar{p}_D$  = Presión adimensional en el espacio de Laplace.

$p_i$  = Presión inicial, psi.

$p_{wDj}$  = Presión adimensional en el pozo j.

$t$  = Tiempo, hora, día.

$t_D$  = Tiempo adimensional

$t_{DA}$  = Tiempo adimensional basado en el área del yacimiento.

$q_{wD}$  = Gasto adimensional.

$q_{wDj}$  = Gasto adimensional del pozo j.

$\bar{q}_{wDj}$  = Gasto adimensional del pozo j en el espacio de Laplace.

$r_w$  = Radio del pozo, pie.

$s$  = Parámetro del espacio de Laplace.

$S_j$  = Factor de daño del pozo j.

## REFERENCIAS

- Camacho-V. R., Rodríguez F., Galindo A. y Prats, M. (1996). Optimum position for wells producing at constant wellbore pressure. *SPE Journal* 1, 115-158. <https://doi.org/10.2118/28715-PA>
- Camacho-V. R., Vásquez-C. M., Castrejón-A. R. y Arana-O. V. (2005). Pressure-transient and decline-curve behavior in naturally fractured vuggy carbonate reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 8, 95-112. <https://doi.org/10.2118/77689-PA>
- Warren J. y Root P. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. *SPE Journal* 3, 245-255. <https://doi.org/10.2118/426-PA>
- Rodríguez F. y Cinco-Ley H. (1993). A new model for production decline. Simposio de Operaciones de Producción, Oklahoma, OK, 21 al 23 de marzo de 1993. <https://doi.org/10.2118/25480-MS>