

## Comportamiento de la presión en pozos de yacimientos naturalmente fracturados con efectos de fronteras, mediante pozos imagen

*Ricardo Posadas Mondragón*  
***Pemex Exploración y Producción.***  
***Subdirección de Producción Región Marina Noreste,***  
***Activo de Producción Cantarell.***

*Fernando Samaniego Verduzco*  
***Facultad de Ingeniería, UNAM***

Información del artículo: Recibido: abril de 2015-aceptado: mayo de 2015

### Resumen

Evaluar el comportamiento de presión en un pozo que se encuentra produciendo ante una frontera, puede ser de gran utilidad para comprender el comportamiento dinámico. El caso más simple del comportamiento de presión de un pozo es la idealización de un yacimiento infinito, lo cual estrictamente no existe, sin embargo, este comportamiento se da en cierto periodo de tiempo donde las fronteras aún no se manifiestan. Bajo el principio anterior y aplicando superposición en espacio y tiempo, se puede evaluar el comportamiento de presión de un pozo que produzca ante cualquier tipo de frontera: una falla, dos fallas paralelas, dos fallas intersecantes, tres fallas en forma de “U” y el caso más complejo cuatro fallas formando una compartimentalización.

Cuando no existen efectos de almacenamiento en el pozo, el método de pozos imagen se centra en la evaluación de la integral exponencial, por lo cual en el presente trabajo se desarrolló una ecuación para su evaluación mediante una sumatoria finita al establecer el número de elementos requeridos de la sumatoria. Cuando existen efectos de almacenamiento, se requiere plantear la solución en el espacio de Laplace, invirtiendo numéricamente la solución al espacio real del tiempo.

En este trabajo se muestran las soluciones en el espacio de Laplace para un pozo produciendo a gasto constante con daño y almacenamiento variable en un yacimiento naturalmente fracturado, para cada uno de los tipos de fronteras arriba mencionadas para los casos en los cuales pueden ser sellantes o presión constante y en el caso de dos o más fallas cualquier combinación de éstas.

Adicionalmente para el caso de una frontera a presión constante representando la presencia de un acuífero o casquete, se presenta una nueva solución para evaluar las pruebas de presión ante esta condición con efectos de conificación, ya que Al-Khalifa y Odeh, (1989) y Chen et.al, (1996), establecen que el comportamiento de la presión se desvía de la idealización al considerar el acuífero como un plano.

Finalmente se validan cada una de las soluciones presentadas, mediante pruebas de presión de campo llevadas a cabo en diferentes pozos del Campo Cantarell.

**Palabras clave:** Yacimientos naturalmente fracturados, fronteras, conificación, pozos imagen.

## Transient pressure behavior for naturally fractured reservoir with boundary effects, using image wells

### Abstract

The transient pressure behavior for a well behaving under the outer with boundary effect, help to understand its dynamic behavior.

Applying superposition in space and time, the mathematical solution for the transient pressure behavior for any exterior boundary could be developed: single fault, two parallel faults, two intersecting faults, three faults “U” shape and four faults that resemble a closed boundary.

If the wellbore storage effect is negligible, the image wells method is easy to apply and the problem is focus on the evaluation of the exponential integral. In fact, in previous paper we shown a new solution to evaluate the exponential integral using a finite sum.

When the wellbore storage is present, the mathematical solution, is in Laplace space and numerical inversion to real time domain using Stehfest (1970) Algorithm is required.

In this paper, we show the different solutions in Laplace space for a well producing at constant rate considering the skin effect and changing wellbore storage effect for Naturally Fractured Reservoir, for any boundary, including sealing faults or constant pressure faults and its combinations.

In addition, for the constant pressure boundary like an aquifer or gas cap, we derive a new mathematical solution to evaluate a well test considering the coning effect. Previously Al-Khalifa and Odeh (1989) and Chen et.al (1996) established that the transient pressure behavior under a coning is different from the case of a static aquifer.

Finally, we validated the mathematical solutions through pressure transient analysis for different wells in the Cantarell Field.

**Keywords:** Naturally fractured reservoir, boundaries, coning effect, image wells.

### Introducción

A través de la solución de la ecuación de difusión, se puede determinar el comportamiento de presión de un pozo que produce a gasto constante en un yacimiento infinito, aunque esta condición es una idealización, es muy útil para evaluar el periodo de flujo del pozo antes de que se manifieste alguna frontera en el yacimiento. Resulta evidente que una vez que se manifiesta alguna frontera del yacimiento en el pozo o que la onda de presión ha alcanzado una o varias fronteras, el comportamiento transitorio de presión se desvía del comportamiento radial infinito, definiendo una geometría de flujo diferente, dependiendo de la o las fronteras presentes. Las diferentes

fronteras comunes que pueden existir y sus geometrías de flujo esperadas, considerando fallas sellantes son:

- a) Una falla, (flujo radial en 180°)
- b) Dos fallas paralelas, (flujo lineal en dos direcciones)
- c) Dos fallas intersectantes, (flujo pseudoradial en función del ángulo de intersección)
- d) Tres fallas en forma de “U”, (flujo lineal en una dirección para tiempos largos)
- e) Cuatro fallas formando una compartimentalización, (flujo pseudo-estacionario)

Cualquiera que sea la frontera, una de las técnicas más simples para evaluar las fronteras del yacimiento es la de pozos imagen, que consiste en modelar una falla mediante un pozo espejo que se encuentra produciendo al mismo gasto del pozo en estudio, pero alejado el doble de distancia a la falla. Aunque el principio de la técnica de pozos imagen para el caso de una falla es simple, para el caso complejo de una compartimentalización, la técnica de generación de los pozos imagen requeridos para modelar la frontera formada por cuatro fallas, puede resultar compleja, sobre todo cuando se combinan fallas sellantes y de presión constante.

Se obtienen las soluciones para yacimientos naturalmente fracturados, considerando pozo produciendo a gasto constante con daño y almacenamiento variable, lo que obliga a obtener las soluciones en el espacio de Laplace y realizar su inversión numérica al espacio del tiempo real mediante el algoritmo de inversión de Stehfest, (1970).

Se presenta el comportamiento del caso de un acuífero modelado como una falla a presión constante pero

considerando el efecto de conificación, estableciendo una solución analítica, validando los resultados mediante la construcción de un modelo de simulación numérica en tres dimensiones, dos fases y además, con resultados previos obtenidos por Al-Khalifa y Odeh (1989) y Chen et al., (1996).

Cada una de las fronteras estudiadas se validó con información de pruebas de presión obtenidas en pozos del Activo de Producción Cantarell.

## Desarrollo del tema

La solución para un yacimiento naturalmente fracturado se representa como un sistema de doble porosidad y una permeabilidad (flujo a través de las fracturas), establecido por Warren y Root (1963). El problema queda definido por una ecuación de difusión para las fracturas y otra para la matriz, con sus condiciones iniciales y de frontera respectivas. Estas ecuaciones en variables adimensionales son las siguientes:

Fracturas:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} \right) + \lambda (p_{Dm} - p_{Df}) = \omega \frac{\partial p_{Df}}{\partial t_D} \quad (1)$$

Para la matriz:

$$-\lambda (p_{Dm} - p_{Df}) = (1 - \omega) \frac{\partial p_{Dm}}{\partial t_D} \quad (2)$$

Cuya solución considerando daño y almacenamiento en el espacio de Laplace para un flujo pseudoestacionario matriz-fractura, establecida por Mavor y Cinco-Ley (1979) es la Ec.3:

$$\bar{p}_{wD}(s) = \frac{K_0(\sqrt{sf}(s)) + S\sqrt{sf}(s)K_1(\sqrt{sf}(s))}{s \left[ C_D s \left[ K_0(\sqrt{sf}(s)) + S\sqrt{sf}(s)K_1(\sqrt{sf}(s)) \right] + \sqrt{sf}(s)K_1(\sqrt{sf}(s)) \right]} \quad (3)$$

Donde  $f(s)$  es la función de transferencia matriz fractura,  $S$  es el daño del pozo,  $C_D$  es el almacenamiento del pozo y  $s$  es la variable de transformación de Laplace.

$$f(s) = \frac{\lambda + \omega s(1 - \omega)}{\lambda + s(1 - \omega)} \quad (4)$$

## Solución para pozos con fronteras en yacimientos naturalmente fracturados

En el presente trabajo se muestra la solución en el espacio de Laplace para un pozo produciendo a gasto constante con daño y almacenamiento en un YNF ante una falla sellante, aplicando el principio de superposición en espacio, Ec.5.

$$\bar{p}_{wD}(s) = \frac{K_0(\sqrt{sf(s)}) + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})}{s[C_D s [K_0(\sqrt{sf(s)}) + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})] + \sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})]} + \frac{K_0(r_{Di}\sqrt{sf(s)})}{s\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})} \quad (5)$$

Donde  $r_{Di}$  es la distancia adimensional del pozo imagen.

Si se incluyen los efectos de almacenamiento variable de acuerdo a Fair (1981) y Hegeman, P. (1993), se obtiene la Ec.6.

$$\bar{p}_{wD}(s) = \frac{K_0(\sqrt{sf(s)}) + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})}{s[C_D s [K_0(\sqrt{sf(s)}) + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})] + \sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})]} [1 + s^2 C_D \mathfrak{Z}(p_{\phi D})] + \frac{K_0(r_{Di}\sqrt{sf(s)})}{s\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})} \quad (6)$$

Donde:

$$\text{Fair: } p_{\phi D} = C_{\phi D} \left( 1 - e^{-\frac{t_D}{\alpha_D}} \right) \Rightarrow \mathfrak{Z}(p_{\phi D}) = \frac{C_{\phi D}}{s} - \frac{C_{\phi D}}{s + \frac{1}{\alpha_D}}$$

$$\text{Hegeman: } p_{\phi D} = C_{\phi D} \operatorname{erfc} \left( \frac{t_D}{\alpha_D} \right) \Rightarrow \mathfrak{Z}(p_{\phi D}) = \frac{C_{\phi D}}{s} e^{\left(\frac{\alpha_D s}{2}\right)^2} \operatorname{erfc} \left( \frac{\alpha_D s}{2} \right)$$

De forma generalizada para cualquier tipo de frontera: falla sellante, falla a presión constante, dos fallas paralelas, dos fallas intersecantes en cualquier ángulo, tres fallas en forma de "U" y cuatro fallas formando una compartimentalización se establece en el presente trabajo la solución mostrada en la Ec.7 aplicando principio de superposición en espacio.

$$\bar{p}_{wD}(s) = \frac{K_0(\sqrt{sf(s)}) + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})}{s[C_D s [K_0(\sqrt{sf(s)}) + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})] + \sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})]} [1 + s^2 C_D \mathfrak{Z}(p_{\phi D})] + \sum_{i=1}^n (\text{signo})_i \frac{K_0(r_{Di}\sqrt{sf(s)})}{s\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})} \quad (7)$$

Donde  $n$  es el número de pozos imagen requeridos para modelar cada falla y  $(\text{signo})_i$  es el signo positivo o negativo que adquiere el pozo imagen al momento de ser generado respecto a una falla sellante o de presión constante.

La forma de generar los pozos imagen dependiendo del número y forma de las fallas presentes se describe a continuación:

**Pozos imagen para una falla:**

Se genera un único pozo alejado el doble de distancia a la falla, mostrado en la **Figura 1**.

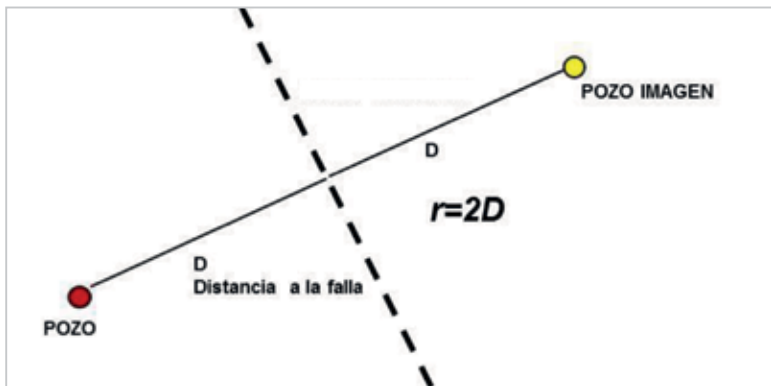


Figura 1. Generación de pozos imagen para una falla.

**Pozos imagen para dos fallas paralelas:**

A continuación se describirá la forma de generar los pozos imagen necesarios para analizar la frontera de fallas paralelas. En la **Figura 2** se muestra el pozo (verde) entre dos fallas paralelas, falla 1 (rojo) y falla 2 (negro). El pozo

imagen 1 se genera respecto a la falla 1, el pozo imagen 2 respecto a la falla 2. Posteriormente el pozo imagen 3 se genera con el pozo imagen 1 y la falla 2, el pozo imagen 4 se genera con el pozo imagen 2 y la falla 1, y así sucesivamente se generan el resto de los pozos imagen.

El número de los pozos imagen depende de la duración de la prueba y obedece a la respuesta de presión que tendría el pozo en un medio infinito, (sin la presencia de las fallas), lo cual se cumple para cuando:

$$r_D < 2\sqrt{t_D} \tag{8}$$

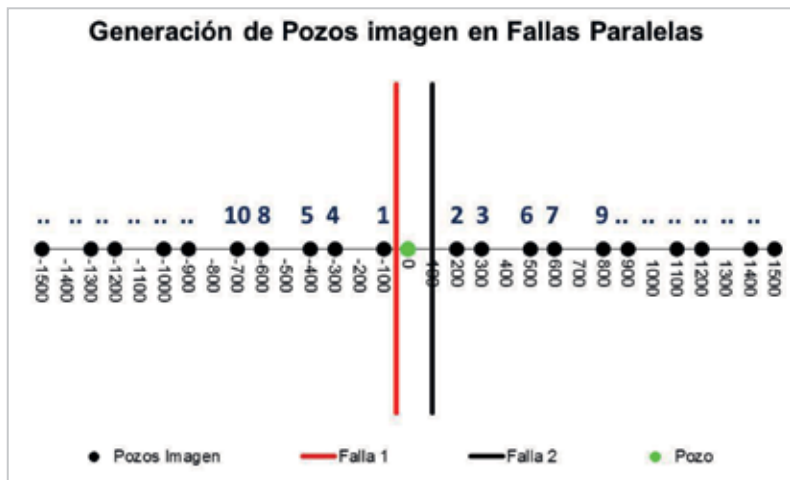


Figura 2. Generación de pozos imagen para dos fallas paralelas.

**Pozos imagen para dos fallas intersectantes:**

De forma similar a las fallas paralelas se generan los pozos imagen, con la diferencia de que los pozos imagen son perpendiculares a las fallas, lo cual se muestra en la **Figura 3**.



**Figura 3.** Generación de pozos imagen para dos fallas intersectantes.

**Pozos imagen para tres fallas en forma de "U":**

En la **Figura 4** se muestra la generación de pozos imagen para tres fallas en forma de "U", al igual que las fallas paralelas con una línea adicional de pozos imagen.



**Figura 4.** Generación de pozos imagen para tres fallas en forma de "U".

### Pozos imagen para cuatro fallas:

Es el caso más complejo, mostrado en la **Figura 5**, siendo una combinación de dos sistemas de fallas paralelas.



**Figura 5.** Generación de pozos imagen para cuatro fallas.

### Comportamiento de presión ante acuíferos/casquetes con efecto de conificación

En este trabajo se muestra el desarrollo de una nueva ecuación para determinar el comportamiento de presión en pozos con frontera a presión constante, (acuífero/casquete) considerando efectos de conificación.

Este nuevo desarrollo tiene su origen al tomar en cuenta que Al-Khalifa y Odeh, (1989), establecieron que en un pozo que se encuentra ante un acuífero o casquete con efectos de conificación, su comportamiento de la presión difiere del comportamiento idealizado de una frontera a presión constante donde su derivada queda representada por una pendiente  $m = -1$ , durante todo el tiempo del efecto de la frontera, lo anterior al considerar que la interfase es un plano.

Esto difiere de la condición real en los pozos, ya que por efectos de explotación del pozo se generan efectos de conificación, (alteración del plano de interfase de los fluidos).

En el presente trabajo se obtiene una propuesta de solución analítica a la condición descrita por Al-Khalifa y Odeh

(1989), y de igual forma se validan los resultados a través de la construcción de un simulador numérico de dos fases.

Chen et al., (1996), presentaron un análisis con el mismo enfoque que Al-Khalifa y Odeh, (1989) para yacimientos de gas. El modelo analítico generado en este trabajo, también logra reproducir los resultados presentados por Chen et al., (1996).

En la **Figura 6** se muestra el efecto de conificación de un pozo, donde se puede observar que la superficie del cono puede ser representada con gran aproximación por una superficie circular, cuyo radio va cambiando en relación a la altura del cono. Con lo anterior se puede establecer que dicho efecto de conificación puede ser representado por el efecto de un pozo imagen produciendo en un sistema cerrado.

Al considerar lo anterior y aplicar el principio de superposición se puede obtener la solución mostrada en la Ec.9, donde es la altura adimensional del cono y es la distancia adimensional al contacto agua-aceite.

$$\bar{p}_{wD}(s) = \frac{K_0(\sqrt{sf(s)}) + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})}{s\left[\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)}) + C_D s K_0(\sqrt{sf(s)}) + s\sqrt{sf(s)}C_D S K_1(\sqrt{sf(s)})\right]} \left[1 + s^2 C_D \mathfrak{Z}(p_{\phi D})\right] - \frac{K_0(2r_D\sqrt{sf(s)})}{s\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})} + \left[\sum_{i=1}^n \frac{K_0(r_{Di}\sqrt{sf(s)})}{s\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})}\right] \frac{K_0\left(\left(1 - x_D + \frac{L_D}{2x_D}\right)\sqrt{sf(s)}\right)}{K_0(\sqrt{sf(s)})} \tag{9}$$

$$x_D = \frac{h_c}{L} \tag{10}$$

$$L_D = \frac{L}{r_w} \tag{11}$$

La **Figura 7** muestra la solución de la Ec.9 realizando inversión numérica de Laplace mediante el algoritmo de Stehfest (1970), para diferentes valores de altura adimensional del cono. Donde se puede observar que para un valor muy

pequeño se obtiene la solución para una frontera a presión constante con pendiente en la derivada durante todo el tiempo de la prueba.

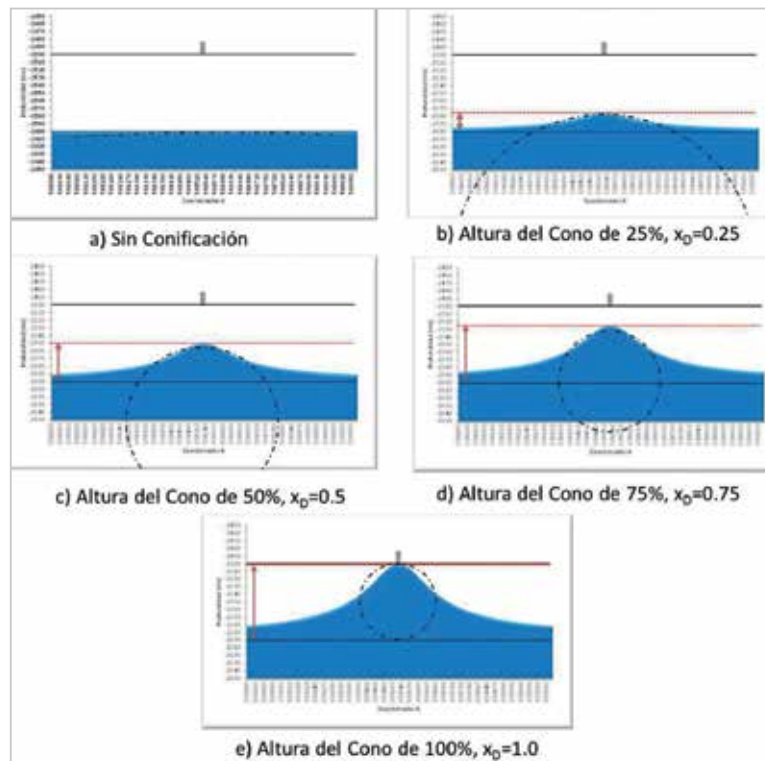


Figura 6. Efecto de conificación de un pozo.



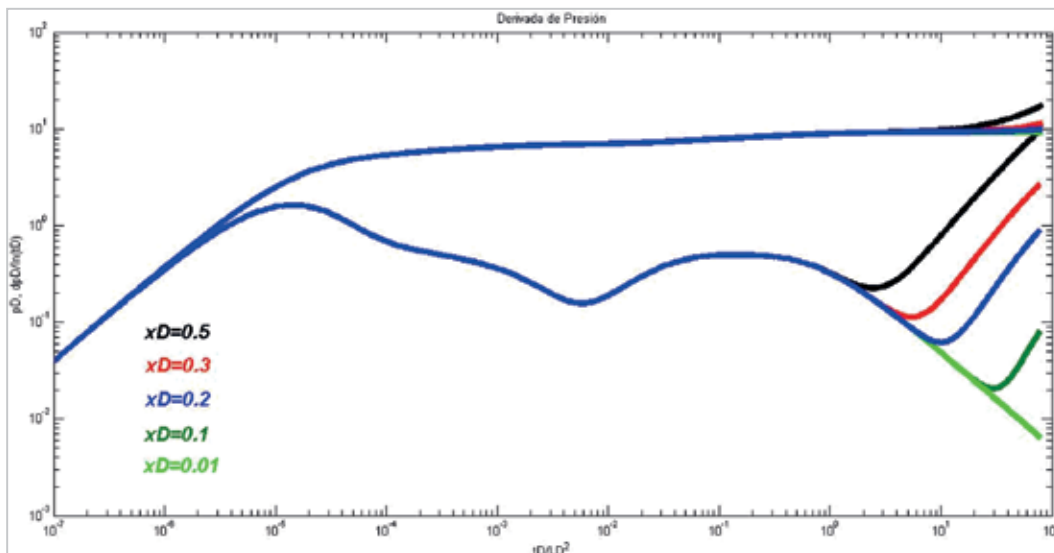


Figura 7. Sensibilidad a la altura adimensional del cono.

## Resultados

Con la finalidad de validar los resultados y la aplicación de las ecuaciones obtenidas; Ec.7 y Ec.9. Se llevaron a cabo interpretaciones de diferentes pruebas de presión-producción en pozos del Activo de Producción Cantarell.

### Validación de solución para un pozo ante una falla sellante

En la **Figura 8** se muestra la interpretación del pozo A en el cual durante una prueba de presión se observó un comportamiento característico de la presencia de una falla sellante, ya que el valor de su derivada en el primer periodo de flujo radial es la mitad del valor del segundo periodo de flujo radial. Y en la **Figura 9** al realizar inversión numérica de Laplace mediante el algoritmo de Stehfest (1970) a la Ec.7 se obtiene la interpretación de la prueba de presión del pozo A con los resultados indicados en la **Figura 9**.

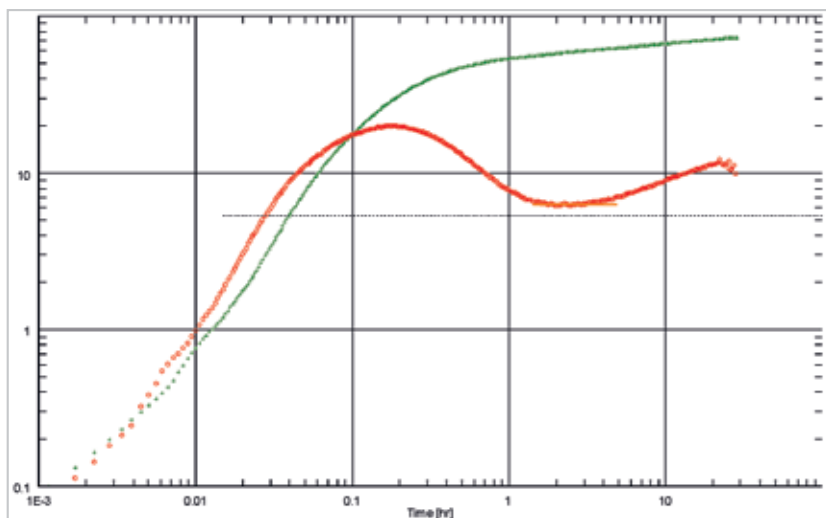
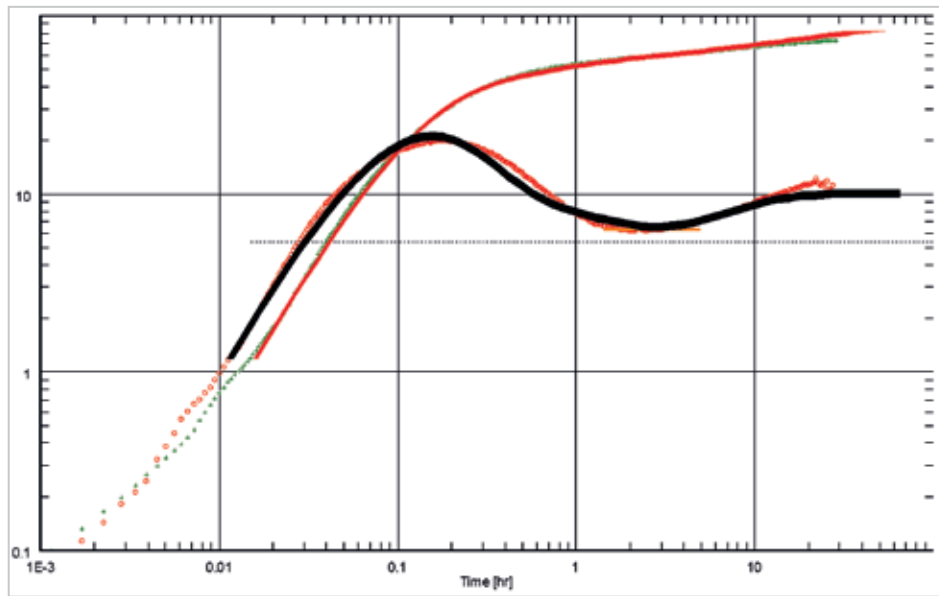


Figura 8. Prueba de presión del pozo A.

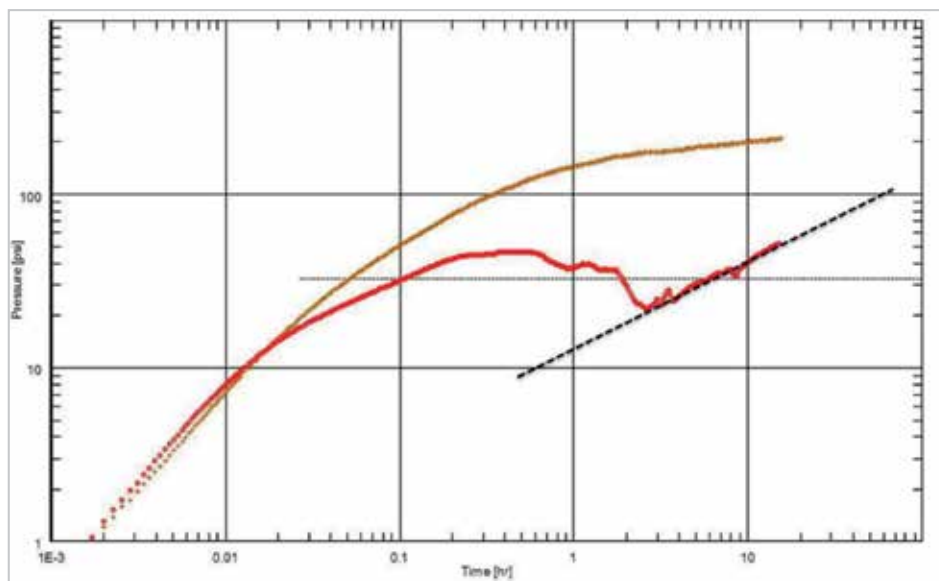


**Figura 9.** Interpretación de prueba de presión del pozo A. Resultados:  
 $k=328mD, S=-4.1, C=0.695bl/psi, D=876ft, \omega=0.4, \lambda=1 \times 10^{-8}, CA/C=5291$ .

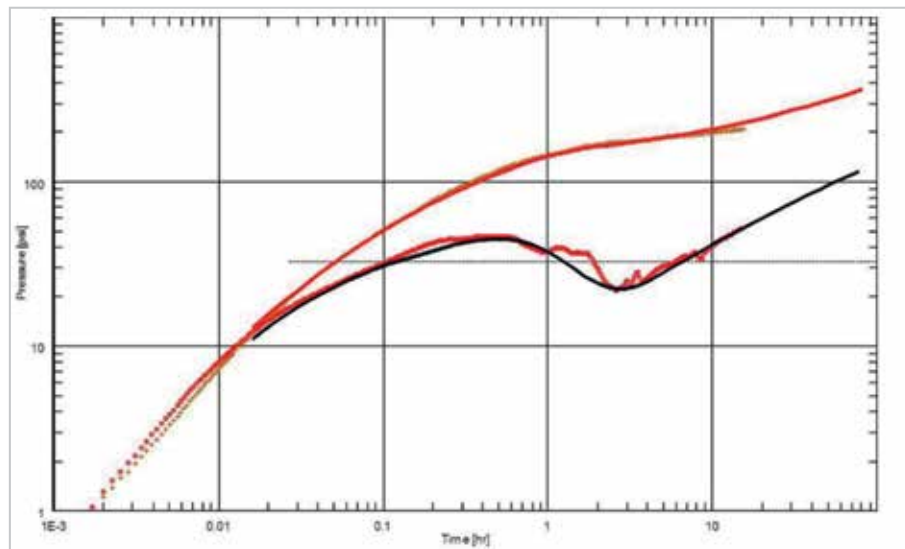
#### **Validación de solución para un pozo ante dos fallas paralelas**

En la prueba de presión del pozo B, **Figura 10** se muestra un comportamiento característico para dos fallas sellantes, teniendo un flujo lineal en dos direcciones definido por una pendiente de la función derivada de  $m=1/2$ .

Utilizando la solución de la Ec.7 realizando inversión numérica por Stehfest (1970), se obtiene el ajuste mostrado en la **Figura 11**.



**Figura 10.** Prueba de presión del pozo B.

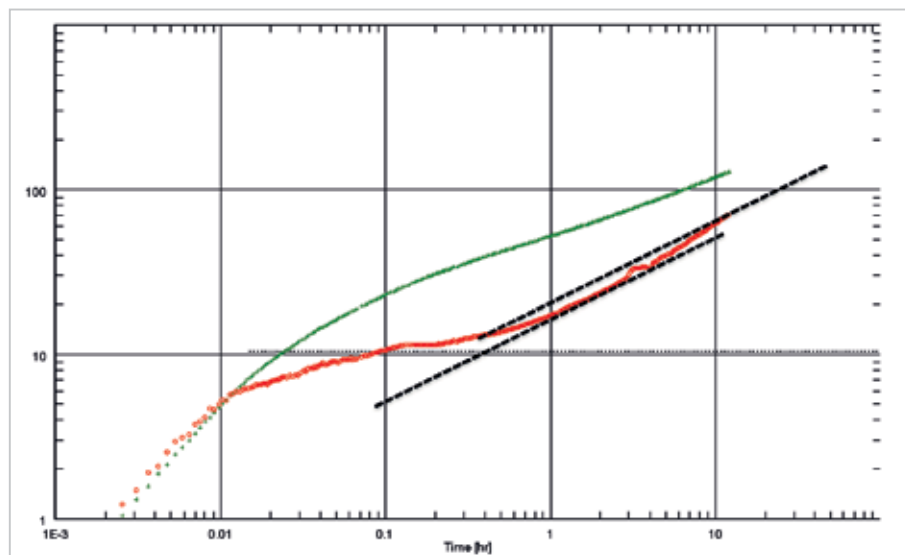


**Figura 11.** Interpretación de prueba de presión del pozo B. Resultados:  
 $k=10.5mD, S=-2.6, C=0.692bl/psi, D=197ft, D2=197ft, \omega=0.3, \lambda=3 \times 10^{-6}, C_d/C=1.9.$

#### **Validación de solución para un pozo ante una frontera en forma de "U"**

En la prueba de presión del pozo C, **Figura 12**, se muestra un comportamiento característico de un efecto de tres fallas sellantes en forma de "U", ya que la función derivada muestra dos periodos de flujo lineal, uno en dos direcciones y otro en una sola dirección cuando la tercer frontera se manifiesta.

Para interpretar la prueba de presión se utilizará la solución generalizada de un pozo ante tres fallas sellantes en forma de "U" Ec.7 mediante el algoritmo de inversión numérica de Stehfest (1970), donde los resultados se muestran en la **Figura 13**.



**Figura 12.** Prueba de presión del pozo C.

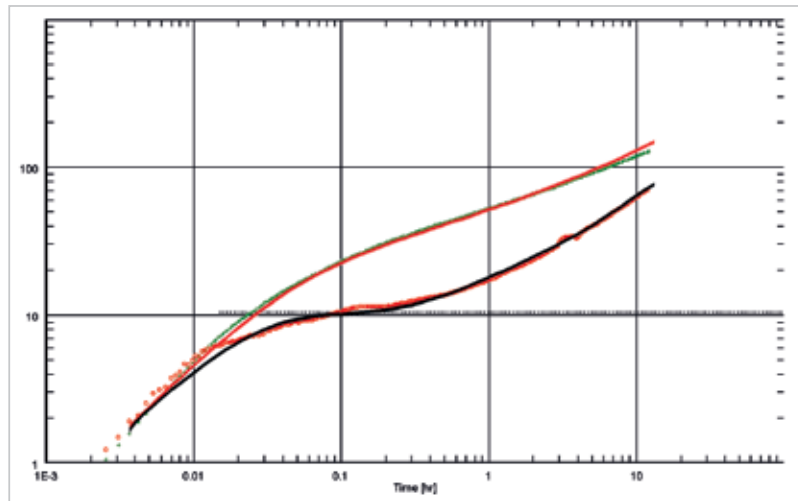


Figura 13. Interpretación de prueba de presión del pozo C. Resultados.

$k=269\text{mD}, S=-3, C=0.1052\text{bl/psi}, D_1=124\text{ft}, D_2=124\text{ft}, D_3=885\text{ft}, \omega=025, \lambda=5 \times 10^{-5}, C/C=1.12.$

**Validación de solución para un pozo ante una falla a presión constante con conificación**

Con la finalidad de validar la solución analítica obtenida, Ec.9, para evaluar pruebas de presión en pozos que se encuentran ante una frontera de presión constante generada por un acuífero o casquete, con efectos de conificación. Chen et al., (1996), mostraron la respuesta de presión obtenida por simulación numérica para un pozo que se encuentra cercano a un casquete con efecto de conificación, lo cual se presenta en la Figura 14, donde se

observa un valle característico por efecto de la conificación de fluidos, seguido de un comportamiento similar a un flujo pseudoestacionario,  $m=1$ , lo cual no debe confundirse con un efecto de frontera cerrada, ya que se ha observado que es efecto de la conificación de los fluidos.

Aplicando inversión numérica de Laplace mediante el algoritmo de Stehfest (1970) a la Ec.9 se logra reproducir la respuesta que obtuvieron Chen et al. (1996) con un excelente ajuste de las variables adimensionales de  $P_D$  y  $t_D$ , lo cual se muestra en la Figura 15 indicando los valores adimensionales para su reproducción.

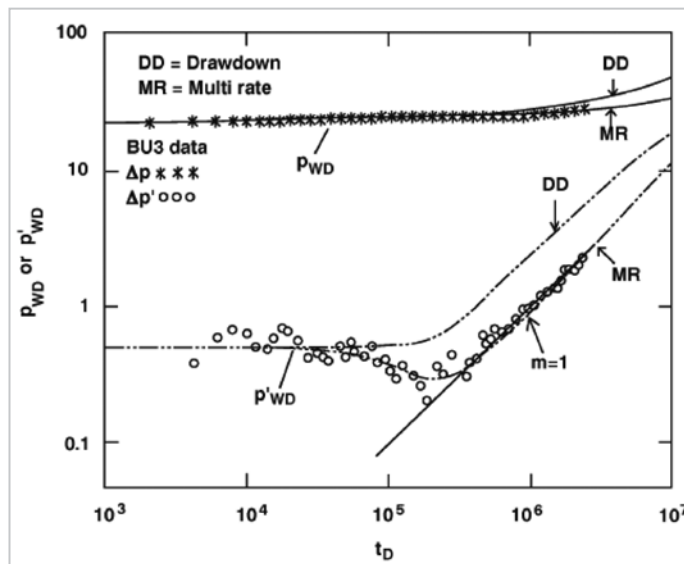


Figura 14. Simulación numérica del efecto de conificación Chen, et al., (1996).

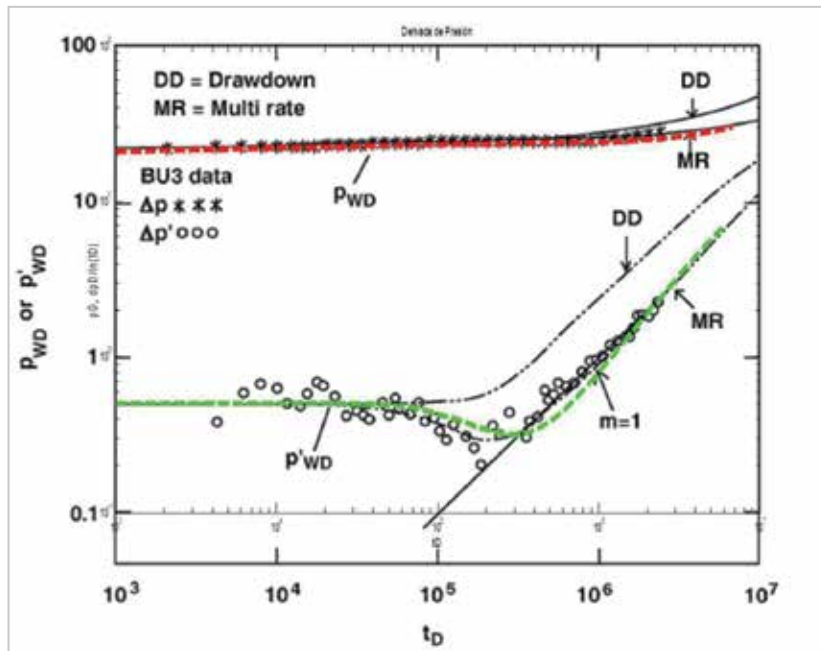


Figura 15. Ajuste de conificación simulada por Chen et al., (1996) mediante modelo analítico propuesto.

$$L_p=400, x_p=0.65, S=18, C_p=0.1 \omega=1, C_d/C_p=1$$

Al-Khalifa y Odeh (1989), mediante simulación numérica, obtuvieron la respuesta de presión en el pozo indicando que de acuerdo al comportamiento de presión se tendría un periodo de flujo pseudoradial por el efecto de la conificación, indicado en la Figura 16.

Sin embargo, como parte de este trabajo se analizaron los datos con la gráfica de diagnóstico de la función derivada,

Figura 17, donde se puede observar que la conclusión establecida por Al-Khalifa y Odeh (1989), cambia totalmente, ya que los datos alineados a una línea recta no representan un flujo radial, sino un efecto de la conificación de los fluidos. Lo anterior es mostrado en la Figura 17, demostrando de esta forma que la respuesta obtenida a través de simulación numérica por Al-Khalifa y Odeh (1989), es debido al efecto de conificación.

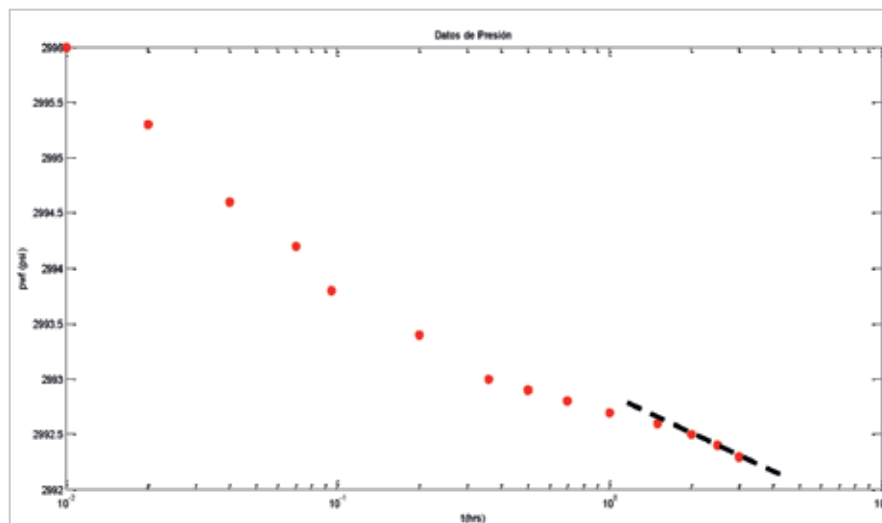


Figura 16. Simulación numérica del efecto de conificación Al-Khalifa y Odeh, (1989).

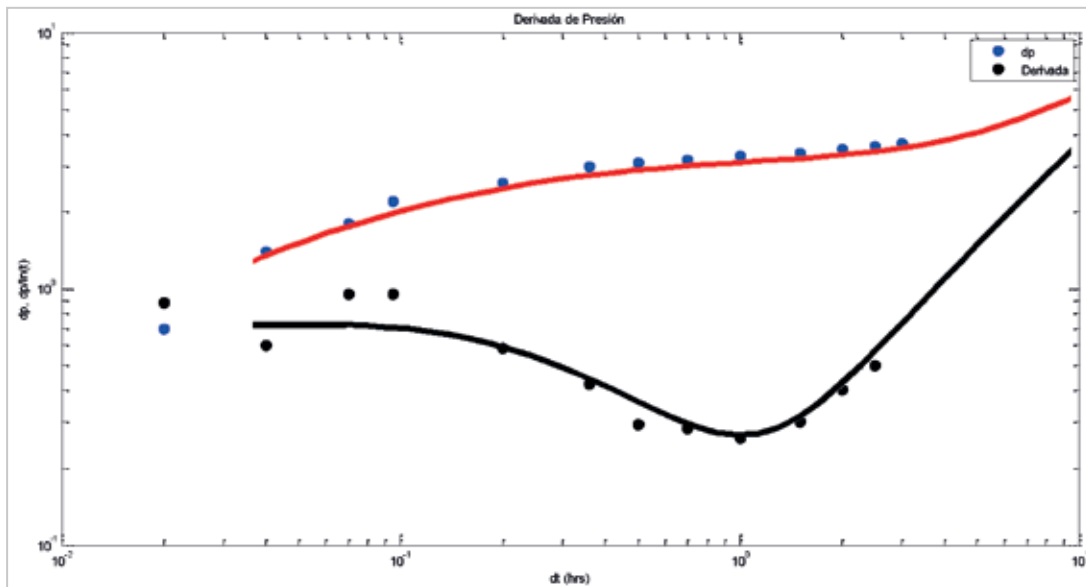


Figura 17. Ajuste de conificación simulada por Al-Khalifa y Odeh (1989) por el modelo analítico propuesto:  
 $L_D=100x_D=0.4S=-3, C_D=10 \omega=1, C_a/C_D=1$

## Conclusiones

En el presente trabajo se presentan las diferentes soluciones para un pozo produciendo a gasto constante, considerando daño y almacenamiento variable en un yacimiento naturalmente fracturado, con flujo pseudoestacionario matriz-fractura, considerando los diferentes tipos de frontera que se pueden tener. Estas soluciones están planteadas en el espacio de Laplace, debido a la consideración del efecto de almacenamiento, las cuales se invierten numéricamente al espacio del tiempo mediante el algoritmo de Stehfest (1970).

También se incluyen los efectos de almacenamiento variable causados por la redistribución de las fases en pozos produciendo con bombeo neumático, por lo cual también se incluyen en las soluciones estos efectos desarrollados por Fair (1981) y Hegeman, P. (1993).

También se abordó el comportamiento del caso de un acuífero/casquete, modelado como una falla a presión constante, pero considerando el efecto de conificación, estableciendo una solución analítica, validando la solución con resultados previos obtenidos por Al-Khalifa y Odeh (1989) y Chen et al. (1996).

## Nomenclatura

$\alpha_D$	Tiempo adimensional del inicio de desviación del almacenamiento, [adim]
$P_{Df}$	Presión adimensional de las fracturas en el espacio de Laplace, [adim]
$P_{Dn}$	Presión adimensional de la matriz en el espacio de Laplace, [adim]
$P_{wD}$	Presión adimensional en el pozo en el espacio de Laplace, [adim]
$\lambda$	Parámetro de flujo interporoso matriz-fractura, [adim]
$\omega$	Coefficiente de capacidad de almacenamiento de las fracturas, [adim]
$C$	Almacenamiento del pozo, [bls/psi]
$C_a$	Almacenamiento aparente, [bls/psi]
$C_D$	Almacenamiento adimensional, [adim]
$C_{\phi D}$	Función del valor de almacenamiento inicial y final, [adim]

$D$	Distancia a la falla, [ft]
$f(s)$	Función de transferencia matriz fractura en el espacio de Laplace, [adim]
$h_c$	Altura del cono, [ft]
$i$	$i$ -esimo pozo
$k$	Permeabilidad, [md]
$K_v$	Función Bessel modificada de segunda clase de orden $v$
$L_D$	Distancia adimensional a la falla, [adim]
$n$	Número de pozos imagen
$p$	Presión, [psi]
$p_{\phi D}$	Función adimensional del almacenamiento variable, [adim]
$P_{Df}$	Presión adimensional de las fracturas, [adim]
$P_{Dm}$	Presión adimensional de la matriz, [adim]
$r_w$	Radio del pozo, [ft]
$r_{Di}$	Distancia adimensional del pozo imagen " $i$ ", [adim]
$S$	Daño, [adim]
$s$	Variable de transformación al espacio de Laplace
$t$	Tiempo, [hrs]
$t_D$	Tiempo adimensional, [adim]
$x_D$	Altura adimensional del cono, [adim]

## Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo a Pemex y a la UNAM por las facilidades prestadas para la realización de este trabajo.

## Referencias

- Abramowitz, M. y Stegun, I. 1970. *Handbook of Mathematical Functions*. New York: Dover Publications.
- Al-Khalifa, A.J. y Odeh, A.S. 1989. Well Test Analysis in Oil Reservoirs with Gas Caps and/or Water Aquifers. Presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 8-11. SPE-19842-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/19842-MS>.
- Bourdet, D. 2002. *Well Test Analysis: The Use of Advances Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier.
- Chen, C.C., Chu, W.-C. y Sadighi, S. 1996. Pressure-Transient Testing of Gas Reservoirs with Edge-Waterdrive. *SPE Form Eval* **11** (4): 251-256. SPE-28381-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/28381-PA>.
- Fair Jr., W.B. 1981. Pressure Buildup Analysis With Wellbore Phase Redistribution. *SPE J.* **21** (2): 259-270. SPE-8206-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/8206-PA>.
- Ferris, J.G., Knowles, D.B., Brown, R.H. et al. 1962. *Theory of Aquifer Test*. Denver, Colorado: US Geological Survey, (Water-Supply Paper 1536-E). [http://pubs.usgs.gov/wsp/wsp1536-E/pdf/wsp\\_1536-E.pdf](http://pubs.usgs.gov/wsp/wsp1536-E/pdf/wsp_1536-E.pdf) (Fecha de acceso 10 de marzo de 2014).
- Hegeman, P.S., Hallford, D.L. y Joseph, J.A. 1993. Well Test Analysis with Changing Wellbore Storage. *SPE Form Eval* **8** (3): 201-207. SPE-21829-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/21829-PA>.
- Matthews, C.S. y Russell, D.G. 1967. *Pressure Buildup and Flow Tests in Well*, Vol. 1. Richardson, Texas: Monograph Series SPE.
- Mavor, M. y Cinco-Ley, H. 1979. Transient Pressure Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. Presentado en SPE California Regional Meeting, Ventura, California, abril 18-20. SPE-7977-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/7977-MS>.
- Stehfest, H. 1970. Algorithm 368: Numerical Inversion of Laplace Transforms [D5]. *Magazine Communications of the ACM* **13** (1): 47-49. <http://dx.doi.org/10.1145/361953.361969>.
- Warren, J.E. y Root, P.J. 1963. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE J.* **3** (3): 245-255. SPE-426-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/426-PA>.

## Semblanza de los autores

### **Ricardo Posadas Mondragón**

Egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 2004 habiendo obtenido el título de Ingeniero Petrolero con Mención Honorífica. Inicialmente se desempeñó en la compañía Halliburton en el área de DST. Del año 2005 a la fecha se desempeña en el área de Productividad de pozos y sistemas artificiales de producción, en el activo de producción Cantarell. Actualmente se encuentra realizando estudios de Maestría en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

### **Fernando Samaniego Verduzco**

Ingeniero Petrolero y Maestro en Ingeniería Petrolera por parte de la UNAM, y Doctor en Ingeniería Petrolera por la Universidad de Stanford. Su vida profesional se ha centrado en la solución de problemas relacionados a las diversas áreas de la explotación de petróleo en México. Actualmente labora en la UNAM como profesor titular de la División de Posgrado de la Facultad de Ingeniería.