

TÉCNICA TDS PARA POZOS HORIZONTALES MULTIFRACTURADOS EN YACIMIENTOS DE LUTITAS GASÍFERAS

TDS TECHNIQUE FOR HORIZONTAL MULTIFRACTURED WELLS IN GAS SHALE RESERVOIRS

Freddy Humberto Escobar*

Yu-Long Zhao**

Viviana Andrea Ávila***

Óscar Javier Santa****

Recibido: 13 de diciembre de 2017

Aceptado: 23 de abril de 2018

Resumen

Con el desarrollo de nuevas tecnologías los yacimientos no convencionales se han vuelto económicamente viables, especialmente los yacimientos de gas lutitas, los cuales han revolucionado el sector energético mundial. Este tipo de yacimientos almacena gas natural o crudo en fracturas o en la matriz de las rocas, en las que es necesario la utilización de pozos horizontales multifracturados para la extracción. La literatura actual presenta la metodología técnica de síntesis directa de Tiab (TDS) para caracterizar este tipo de yacimientos; sin embargo, estos estudios no tienen en cuenta la capacidad de adsorción y desorción que presenta la matriz. Esta investigación analiza la respuesta de presión y su derivada para un pozo horizontal multifracturado obtenido a partir de un simulador analítico, que se fundamentó de un modelo matemático propuesto en 2012, en el que se incluye la adsorción y desorción de la lutita. La respuesta de presión arrojada por el simulador está gobernada por cinco parámetros: coeficiente de flujo interporoso adimensional (λ), relación adimensional de almacenaje (ω), coeficiente de adsorción y desorción (σ), longitud de fractura (x_f) y número de fracturas (M). Se realizan diferentes análisis de presiones, variando diferentes parámetros, en los que se identifican puntos y líneas característicos que permiten obtener ecuaciones para el cálculo de λ , ω y x_f . Finalmente, se amplía la metodología TDS y se verifica con ejemplos sintéticos.

Palabras claves: pozos horizontales multifracturados, lutitas de gas, adsorción, desorción, yacimientos de roca generadora.

* Ph.D. en Ingeniería de Petróleos. Profesor titular, grupo de investigación Geosciences, Infraestructure, Productivity, Environment (GIPE), Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4901-6057>. fescobar@usco.edu.co

** Ph.D. en Ingeniería de Petróleos. Investigador del laboratorio "Key" Estatal de Geología y Explotación de Yacimientos de Petróleo y Gas, Chengdu, China. 373104686@qq.com

*** Ingeniera de petróleo. Investigadora grupo de investigación Geosciences, Infraestructure, Productivity, Environment (GIPE), Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. nana.xd.30@hotmail.com

**** Ingeniero de petróleo. Investigador grupo de investigación Geosciences, Infraestructure, Productivity, Environment (GIPE), Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. oscar-milan@hotmail.com

Abstract

With the development of new technologies, unconventional deposits have become economically viable, especially shale gas deposits, which have revolutionized the global energy sector. This type of deposits stores natural gas or crude oil, in fractures or in the matrix of the rock and it is necessary to use multi-fractured horizontal wells for their extraction. The current literature presents the TDS methodology to characterize this type of deposits without taking into account the capacity of adsorption and desorption that the matrix presents, therefore, in this investigation the pressure response and its derivative for a horizontal multi-fractured horizontal well obtained from an analytical simulator, which was based on a mathematical model proposed in 2012, which included the adsorption and desorption of the shale are analyzed. The pressure response of the simulator is governed by the following parameters: the dimensionless interporosity flow coefficient (λ), the dimensionless storativity ratio (ω), the adsorption and desorption coefficient (σ), the fracture length (x_f) and the number of fractures (M). Different pressure analyzes are made, varying different parameters, where points and characteristic lines are identified that allow obtaining equations for the calculation of λ , ω and x_f . Finally, the TDS methodology (Tiab's Direct Synthesis Technique) is extended and verified with synthetic examples.

Keywords: horizontal multi-fractured well, gas shale, adsorption, desorption, unconventional shale reservoirs.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de lutitas en las últimas décadas han sido ampliamente explotados y desarrollados alrededor del mundo. Las técnicas de perforación y fracturamiento hidráulico de estos yacimientos están avanzando para afrontar nuevos retos y hacer de estas formaciones de ultra baja permeabilidad proyectos exitosos y económicamente viables. Es por esto que los métodos de análisis de pruebas de presión también están en constante evolución.

Crosby, Rahman, Rahman y Rahman (2002) presentaron los resultados de pruebas de presión derivados de un estudio analítico y experimental de la iniciación de fracturas transversales desde pozos horizontales. Wan y Aziz (2002) describieron una nueva solución semianalítica para pozos horizontales multifracturados con fracturas alternadas en cualquier ángulo horizontal al pozo o parcialmente penetradas. Wei y Economides (2005) estudiaron el efecto de la turbulencia sobre un pozo horizontal en un yacimiento de gas y aceite con fracturas transversales. Brown, Ozkan, Raghavan y Kazemi (2009) presentaron una solución analítica de flujo trilineal para simular la presión y el comportamiento de producción en pozos horizontales fracturados.

Se han realizado estudios sobre los regímenes de flujo que rodean un sistema de un pozo horizontal multifracturado (véase, por ejemplo, Restrepo [2008] o Belyadi, Aminian, Ameri y Boston [2010]). Estas investigaciones solo analizan los yacimientos convencionales; no obstante, algunos autores han trabajado con yacimientos no convencionales de lutita. Cheng (2011) empleó un simulador numérico para investigar las características del análisis de presión bajo un número de factores y mecanismos de flujo, como la permeabilidad de la matriz, la conductividad de las fracturas hidráulicas, el espaciado de las etapas de fracturamiento y desorción del gas, etc. Abdulal, Samandarli y Wattenbarger (2011) desarrollaron curvas tipo para análisis de datos de producción de pozos en lutitas usando un modelo de doble porosidad. Wang y Liu (2011) presentaron una

simplificación del modelo de doble porosidad para evaluar rápidamente la efectividad de un tratamiento simulado y entender el mecanismo de producción de lutitas productoras de aceite.

Los estudios mencionados sobre pozos horizontales multifracturados no tuvieron en cuenta las características de desorción y adsorción de la matriz de la lutita. Es por esto que Zhao, Zhang, y Wu (2012) desarrollaron un modelo matemático para pozos horizontales multifracturados teniendo en cuenta esas propiedades. La importancia de caracterizar estos yacimientos no convencionales, considerando la situación actual de la industria, radica en que ofrece un mejor estudio de los mismos en la medida en que tiene en cuenta tres parámetros: coeficiente de flujo interporoso adimensional (λ), relación adimensional de almacenaje (ω) y coeficiente de adsorción y desorción (σ); factores que afectan principalmente los regímenes de flujo de pruebas de presión en estado transitorio aplicadas a pozos horizontales multifracturados en yacimientos de lutitas gasíferas.

MODELO MATEMÁTICO

El modelo matemático establecido por Zhao et ál. (2012) tuvo en cuenta factores como fronteras impermeables inferiores y superiores y fracturas transversales infinitamente conductivas perpendiculares al pozo, las cuales contienen M fracturas divididas simétricamente en N elementos. El medio es dual poroso con bloques de matriz esféricos de radio Rm . El flujo de fluido entre el yacimiento y las secciones del pozo es despreciable con respecto al plano de la fractura. El flujo en los bloques de la matriz es insignificante.

La ecuación matemática 1 describe la respuesta de presión de un pozo horizontal multifracturado en yacimientos de lutita gasífera con consideración de la adsorción y desorción del gas:

$$\bar{m}_{wD} = \frac{z\bar{m}_{wDN} + S}{z + C_D S z^2 (z\bar{m}_{wDN} + S)} \quad (1)$$

Donde \bar{m}_{wDN} es la respuesta de presión cuando $C_D = 0$ y $S = 0$, y su derivada:

$$\bar{m}_{wD}' = z(\bar{m}_{wD}) \quad (2)$$

Se definen los siguientes parámetros adimensionales:

$$C_D = 0.8935C / \phi c_t h L_w^2 \quad (3)$$

$$m(P)_D = \frac{k_{fh} h [m(P_1) - m(P)]}{1422.52 q_{sc} T} \quad (4)$$

$$t_D * m(P)'_D = \frac{k_{fh} h [m(P_1)' - m(P)']}{1422.52 q_{sc} T} \quad (5)$$

$$t_D = \frac{0.000263k_{fh}t}{\phi(\mu c_t)_i L_w^2} \tag{6}$$

$$\sigma = \frac{V_L m_L(p_L)}{[m_L(p_f) + m(p_f)][m_L(p_f) + m(p_{fi})]} \tag{7}$$

CARACTERÍSTICAS DE LA DERIVADA DE LA PRESIÓN Y REGÍMENES DE FLUJO

La forma de la curva de la derivada de la presión está influenciada primordialmente por los cinco parámetros: coeficiente de flujo interporoso adimensional (λ), relación adimensional de almacenaje (ω), coeficiente de adsorción y desorción (σ), longitud de fractura (x_f) y número de fracturas (M). La curva de la derivada presenta cinco estados de flujo, así como se observa en la figura 1.

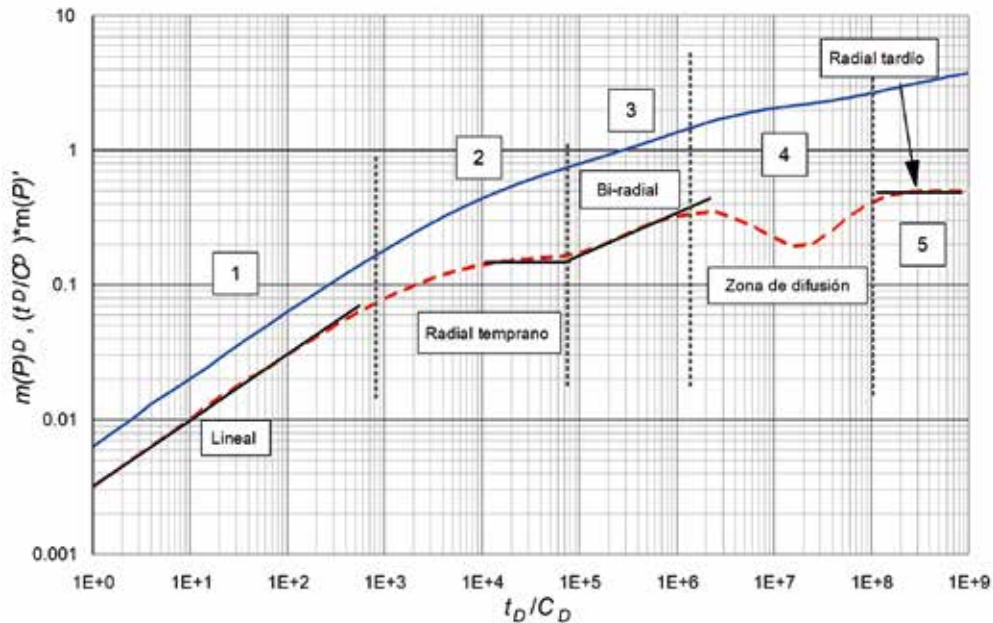


Figura 1. Prueba de presión típica de un pozo horizontal multifracturado en un yacimiento de lutita.

La figura 1 presenta la respuesta de la presión y la derivada de la presión para un pozo horizontal multifracturado de lutitas, que se calcula con el modelo de doble porosidad propuesto por Zhao et ál. (2012). En la zona 1 se observa un flujo lineal temprano característico por una línea de pendiente de 0.5 presente tanto en la presión como en la derivada. Durante este primer flujo lineal, cada fractura está produciendo independientemente de las otras con el flujo de gas perpendicular al plano de fractura. En este periodo de flujo, el gas adsorbido sobre la matriz de la lutita aún no inicia su proceso de desorción debido a que la caída de presión no es lo suficientemente alta para alcanzar la presión crítica; proceso que es seguido por un radial temprano en la zona 2, característico por una línea horizontal en la derivada de la presión, en el que se observa un flujo

de geometría radial alrededor de cada fractura. Este flujo ocurrirá si el espaciamento entre las fracturas es grande (comparado con la longitud de fractura media); luego, si se observa este flujo se podrá obtener el valor del número de fracturas debido a que el valor de corte sobre el eje Y es igual a $1/(2n)$ (n es el número de fracturas). En este flujo aún no hay intercomunicación entre las fracturas. La posibilidad de observar este periodo dependerá principalmente de la longitud de fractura y el espaciamento.

En la zona 3 se aprecia un periodo de flujo birradial que se caracteriza por una línea de pendiente de 0.36 en la curva de la derivada de presión. En este periodo las fracturas interactúan y el flujo se vuelve perpendicular al plano vertical que contiene el pozo horizontal. Luego se aprecia el periodo de flujo de difusión en la zona 4, el cual es causado por el mecanismo de desorción y difusión en la matriz de la lutita hacia las fracturas naturales, identificado por una depresión en los valores de la derivada. Con el incremento en la producción del yacimiento, la presión disminuirá continuamente. Cuando la caída de presión entre la matriz y la fractura alcance la presión de desorción (presión crítica), el gas adsorbido sobre la superficie de la matriz iniciará su proceso de desorción y fluirá hacia las fracturas naturales como gas libre.

Por último, en la zona 5 se observa el flujo radial tardío, caracterizado por una línea horizontal en la derivada de presión. Durante este periodo, el flujo es dominado a través de los elementos más externos y el patrón de flujo es similar al desempeño de un pozo verticalmente fracturado en tiempo tardío.

Efectos de la longitud de fractura (x_f) y el número de fracturas (M)

En las dos primeras zonas, los flujos lineal y radial temprano se ven afectados por x_f y M . A medida que ambos parámetros se incrementan, el flujo radial temprano se ve enmascarado por el flujo lineal y el flujo birradial. Este comportamiento se puede apreciar en las figuras 2 y 3.

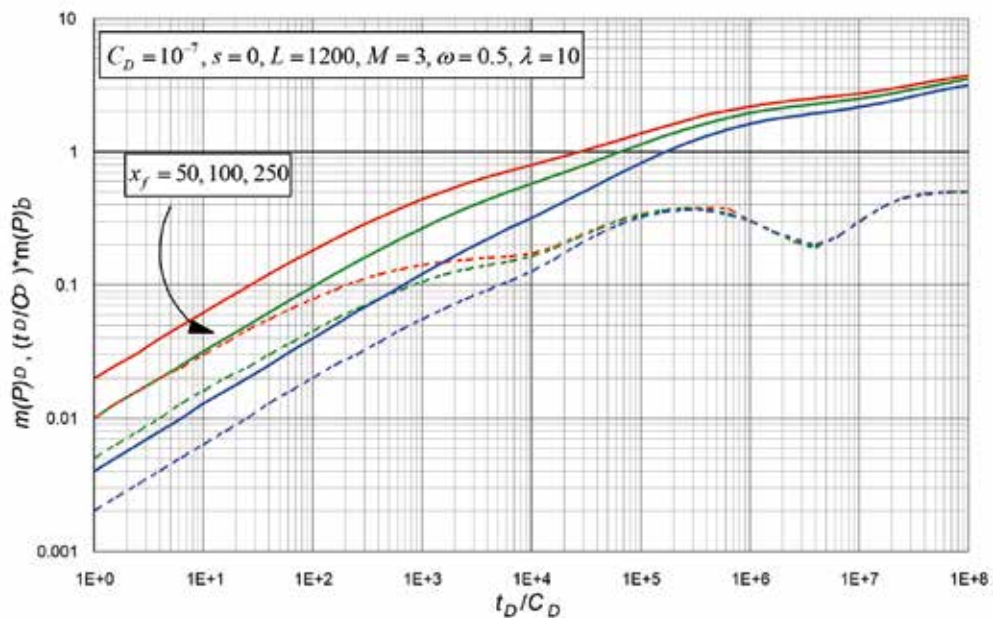


Figura 2. Efecto de la longitud de fractura (x_f).

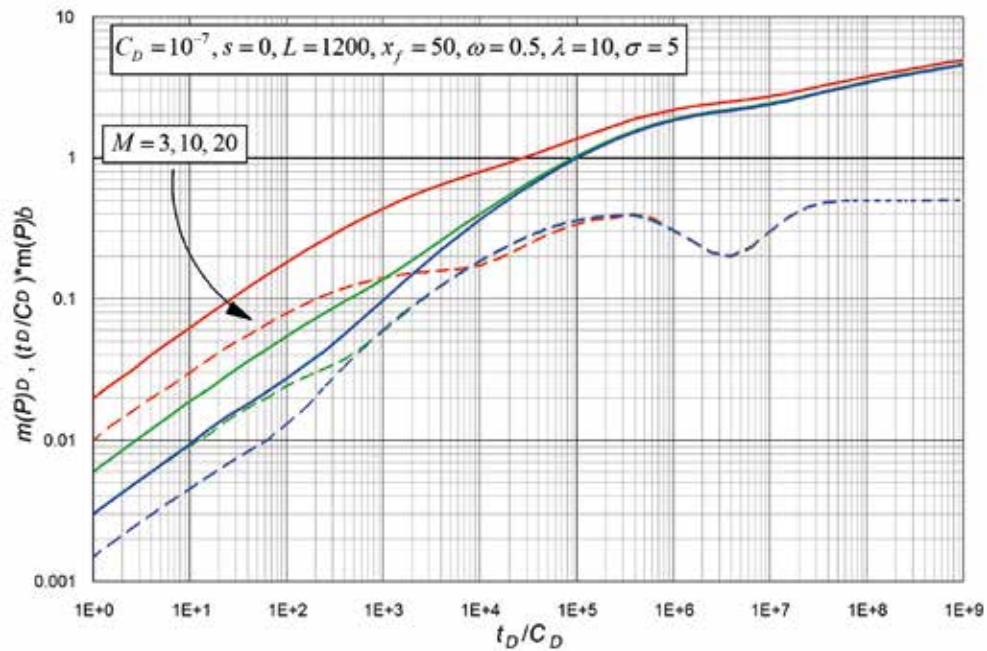


Figura 3. Efecto del número de fracturas (M).

Efecto del coeficiente de flujo interporoso adimensional (λ) y el coeficiente de adsorción y desorción (σ)

En la figura 4 se observa el comportamiento de σ , el cual afecta el tiempo inicial del flujo de difusión. A mayor valor de σ , más temprano y más larga llega la transición del flujo y la depresión es más profunda. Este comportamiento se debe a que σ refleja la capacidad de suplencia del gas desde la matriz hasta las fracturas.

Al igual que σ , λ afecta el flujo de difusión e influye en la duración del flujo birradial. A medida que λ aumenta, la desorción del gas y el flujo de difusión ocurren en tiempos más tardíos y la duración del flujo birradial aumenta, así como se observa en la figura 5.

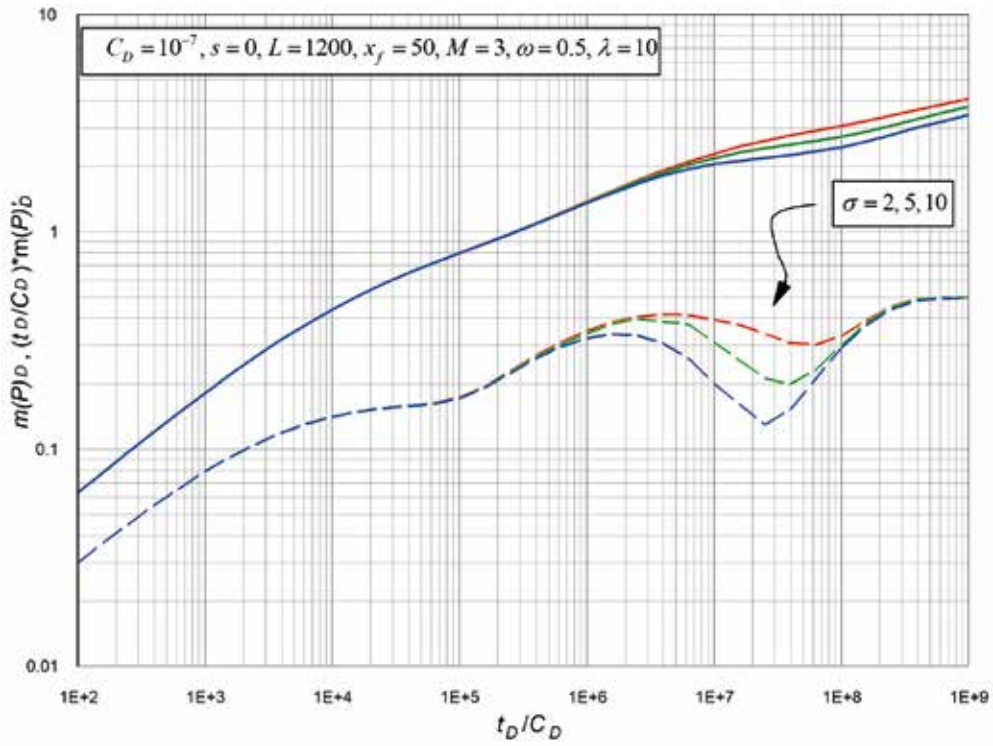


Figura 4. Efecto del coeficiente de adsorción y desorción (σ).

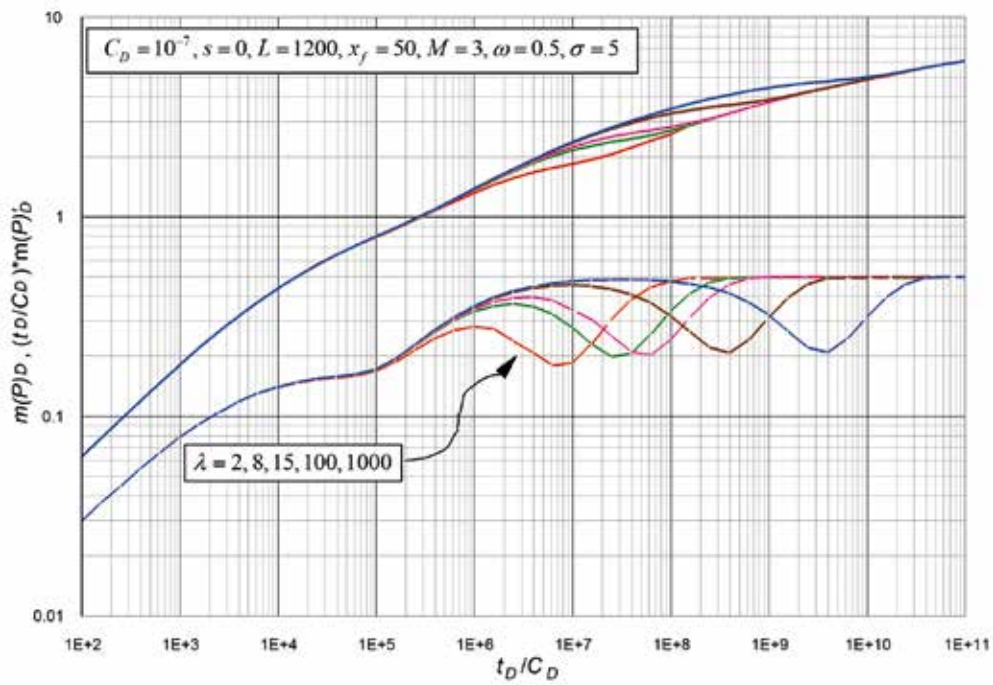


Figura 5. Efecto del coeficiente de flujo interporoso adimensional (λ).

Efecto de la relación adimensional de almacenaje (ω)

El comportamiento de ω se puede observar en la figura 6. Este parámetro no solo determina la duración y la profundidad de la depresión en el flujo de difusión, sino que también influye en los regímenes de flujo iniciales. Mientras más pequeño sea ω , más profunda es la depresión y más temprano ocurre el flujo de difusión.

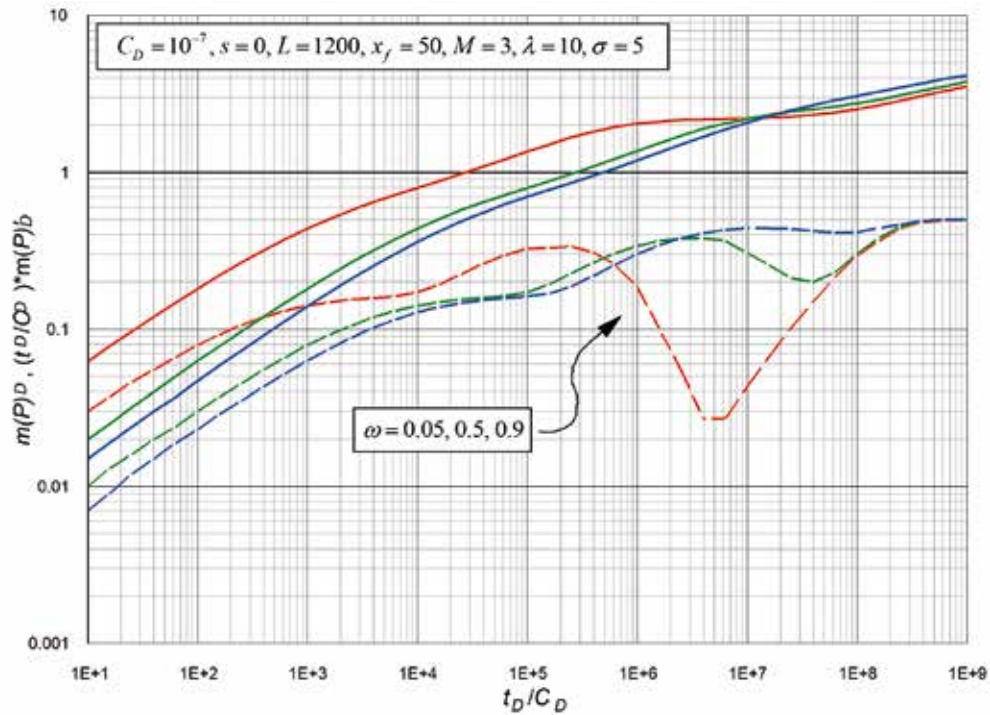


Figura 6. Efecto de la relación adimensional de almacenaje (ω).

TÉCNICA TDS PARA POZOS HORIZONTALES MULTIFRACTURADOS EN YACIMIENTOS DE LUTITAS GASÍFERAS

Para la generación de expresiones que describan el comportamiento de este tipo de yacimientos se procedió a normalizar los valores de la derivada de presión adimensional, buscando con esto construir ecuaciones gobernantes durante los regímenes de flujo presentados en la derivada.

Coefficiente de flujo interporoso adimensional (λ)

Se desarrollaron dos ecuaciones que rigen el comportamiento de la derivada de presión adimensional con respecto al tiempo adimensional durante los tiempos tardíos del flujo de difusión para la determinación de λ (su utilización depende de la duración del flujo birradial).

$$\log \frac{t_D / C_D}{1.205^\lambda 1.04^\sigma} = a + b \log [t_D * m(P)'_D] + \frac{c}{\log [t_D * m(P)'_D]^2} \quad (8)$$

Donde $a = 7.406405$, $b = 0.96750801$ y $c = 0.061408606$.

Introduciendo las variables adimensionales (ecuación 3, 5 y 6) en la ecuación 8 y solucionando para λ :

$$\lambda = \frac{1}{\log 1.205} \left[\log \left(\frac{(2.950985 \times 10^{-4}) h k_{fh} t_{edf}}{\mu_g C} \right) - \sigma \log 1.04 - a - b \log \left[\frac{k_{fh} h [t^* \Delta m(P)]'_{edf}}{1422.52 q_{sc} T} \right] - \frac{c}{\log \left[\frac{k_{fh} h [t^* \Delta m(P)]'_{edf}}{1422.52 q_{sc} T} \right]} \right] \quad (9)$$

La ecuación 9 se utiliza cuando la duración del flujo birradial es menor a medio ciclo sobre el eje del tiempo. El rango de aplicabilidad es $1 > \lambda \leq 10$.

$$\frac{\lambda \ln(1.2)}{t_D / C_D} = a + b [t_D^* m(P)'_D]^2 \ln [t_D^* m(P)'_D] + c \ln [t_D^* m(P)'_D] \quad (10)$$

Donde $a = -2.2821811 \times 10^{-7}$, $b = -8.0442124 \times 10^{-7}$ y $c = -1.3233401 \times 10^{-7}$.

Introduciendo las variables adimensionales (ecuación 3, 5 y 6) en la ecuación 10 y solucionando para λ :

$$\lambda = \frac{(1.618742 \times 10^{-3}) h k_{fh} t_{edf}}{\mu_g C} \left\{ a + \ln \left(\frac{k_{fh} h [t^* \Delta m(P)]'_{edf}}{1422.52 q_{sc} T} \right) * \left[b \left(\frac{k_{fh} h [t^* \Delta m(P)]'_{edf}}{1422.52 q_{sc} T} \right)^2 + c \right] \right\} \quad (11)$$

La ecuación 11 se utiliza cuando la duración del flujo birradial es mayor o igual a medio ciclo sobre el eje del tiempo. El rango de aplicabilidad es de $8 > \lambda \leq 1000$.

Relación adimensional de almacenaje (ω)

Se realizaron dos ecuaciones que rigen el comportamiento de la derivada de presión adimensional con respecto al tiempo adimensional durante el mínimo en el flujo de difusión para la determinación de ω (su utilización depende del valor de σ).

$$\frac{(t_{Dmin} / C_D) \sigma^{0.6}}{\lambda \omega^{0.8}} = 1.63 \times 10^7 \quad (12)$$

Introduciendo las variables adimensionales (ecuación 3, 5 y 6) en la ecuación 12 y solucionando para ω :

$$\omega = \left[\frac{(1.8104201 \times 10^{-11}) h k_{fh} t_{\min} \sigma^{0.6}}{\lambda \mu_g C} \right]^{5/4} \quad (13)$$

El rango de aplicabilidad de la ecuación 13 es $1 > \sigma \leq 5$.

$$\frac{(t_{D\min} / C_D) \sigma^{0.4}}{\lambda \omega^{0.6}} = 1.98 \times 10^7 (t_D * m(P)'_D)_{\min}^{0.3318} \quad (14)$$

Introduciendo las variables adimensionales (ecuación 3, 5 y 6) en la ecuación 14 y solucionando para ω :

$$\omega = \left[\left(\frac{1422.52 q_{sc} T}{h k_{fh} [t * \Delta m(P)']_{\min}} \right)^{0.3318} \frac{(1.490563 \times 10^{-11}) h k_{fh} t_{\min} \sigma^{0.4}}{\lambda \mu_g C} \right]^{5/3} \quad (15)$$

El rango de aplicabilidad de la ecuación 15 es $5 > \sigma \leq 10$.

Se realizó un tercer ajuste para corroborar ω , utilizando el flujo birradial (pendiente 0.36). La ecuación gobernante del flujo birradial es:

$$t_D * m(P)'_D = 0.00162 \left(\frac{(t_D / C_D) x_f^a}{0.7 \omega^{1.1}} \right)^{0.36} \quad (16)$$

Igualando con el flujo radial tardío (pendiente 0):

$$0.5 = 0.00162 \left(\frac{(t_D / C_D) x_f^a}{0.7 \omega^{1.1}} \right) \quad (17)$$

Donde:

$$a = 1 - \frac{0.3048 x_f}{(0.3048 x_f) + 5}$$

Reemplazando las ecuaciones 3 y 6 en la ecuación 17 y resolviendo para ω :

$$\omega = 4.4181 \times 10^{-10} \left[\frac{0.3048 x_f^a k_{fh} h t_{BR2 Ri}}{C \mu_g} \right]^{0.909} \quad (18)$$

ω se corrobora con la ecuación 18 utilizando el tiempo de intersección entre el flujo birradial y el flujo radial tardío.

Longitud de fractura (x_f)

Para el caso de la longitud de fractura se establecieron dos ecuaciones para la obtención de la longitud de fractura: la primera con el valor de tiempo sobre el flujo lineal y la derivada de presión y la segunda con la intercepción de la prolongación del flujo lineal de pendiente de 0.5 con el radial tardío.

$$t_D * m(P)'_D = 0.3366 \left(\frac{t_D / C_D}{\omega x_f^2 M^2} \right)^{0.5} \quad (19)$$

Reemplazando las ecuaciones 3, 5 y 6 en la ecuación 19 y despejando para x_f :

$$x_f = \frac{q_{sc} T}{[t * \Delta m(P)]'_L M} \left(\frac{728.2529 t_L}{\omega \mu_g k_{fh} h C} \right)^{0.5} \quad (20)$$

La ecuación 20 se utiliza leyendo el tiempo sobre el flujo lineal temprano y su respectivo valor de la derivada.

$$0.5 = 0.3366 \left(\frac{t_D / C_D}{\omega x_f^2 M^2} \right)^{0.5} \quad (21)$$

Reemplazando las ecuaciones 3 y 6 en la ecuación 21 y resolviendo para x_f :

$$x_f \left(\frac{1.439546 \times 10^{-3}}{\omega \mu_g C M^2} \right)^{0.5} \quad (22)$$

La ecuación 22 se utiliza con el intercepto de la prolongación del flujo lineal temprano con el radial tardío.

APLICACIONES

Ejemplo sintético 1

Se generó una prueba de presión para un pozo horizontal de gas en una formación de lutita. Se obtuvieron datos de tiempo, presión y derivada de presión adimensional considerando que $\sigma = 3$, $\omega = 0.15$ y $\lambda = 105$. Se tomaron los siguientes datos de propiedades del fluido y del yacimiento de acuerdo con Sun y Schechter (2017):

$q = 1.067$ MMSCF	$\mu_g = 0.0296$ cp	$k_{fh} = 1.2$ md
$\phi = 0.01$	$C = 1.14 \times 10^{-4}$ bbl/psi	$z = 0.9733$
$C_g = 1 \times 10^{-4}$ psi ⁻¹	$L_w = 3937$ ft	$T = 600$ R
$h = 65.62$ ft	$r_w = 0.35$ ft	$x_f = 820$ ft

Determinar la permeabilidad efectiva del sistema de fractura, coeficiente de flujo interporoso, relación adimensional de almacenaje y longitud de fractura.

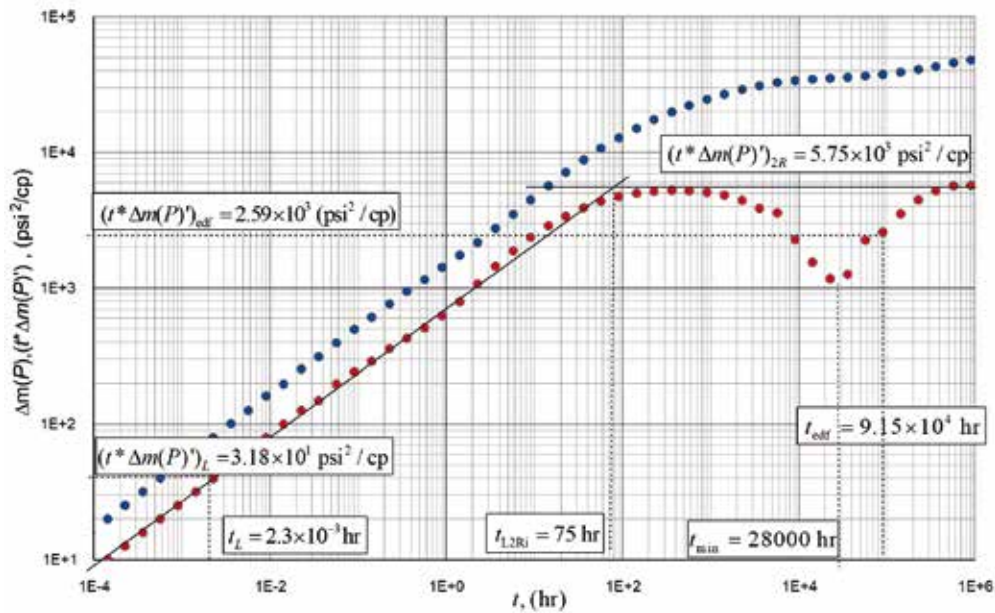


Figura 7. Gráfica en escala logarítmica de la prueba de presión para el ejemplo 1.

Solución

Con los datos de la derivada de presión y con las propiedades roca-fluido podemos obtener k_{fh} por medio de la ecuación 5 en el flujo radial. Los datos graficados se pueden observar en la figura 7. De allí se tomó el valor de $(t^*\Delta P)_r = 5.75 \times 10^3 \text{ psi}^2/\text{cp}$. Reemplazando dichos valores en la ecuación 5 se obtiene:

$$k_{fh} = 711.26 \frac{(1.067)(600)}{(65.62)(5.75 \times 10^3)} 1.21 \text{ md}$$

Para calcular el coeficiente de flujo interporoso se trazó una línea con pendiente de 0.36 del flujo birradial, se corroboró la duración del mismo (que fue de más de medio ciclo) y se procedió a calcular λ con la ecuación 11. Los valores e interés para el cálculo leídos de la figura 7 son:

$$(t^*\Delta m(P))'_{edf} = 2.59 \times 10^3 \text{ psi}^2/\text{cp} \text{ y } t_{edf} = 9.15 \times 10^4 \text{ hr}$$

$$\lambda = \frac{(1.618742 \times 10^{-3})(65.62)(1.21)(9.15 \times 10^4)}{(0.0296)(1.14 \times 10^{-4})} \left\{ (-2.2821811 \times 10^{-7}) + \ln \left(\frac{(1.21)(65.62)(2.59 \times 10^{-3})}{1422.52(1.067)(600)} \right) \right\}^* \\ (-8.0442124 \times 10^7) \left(\frac{(1.21)(65.62)(2.59 \times 10^3)}{1422.52(1.067)(600)} \right)^2 + (-1.3233401 \times 10^7) \left. \right\} = 103.89$$

Como se tiene un $\sigma = 3$, se calcula ω con la ecuación 13. Un valor de $t_{min} = 28000$ hr se lee en la figura 7. Luego:

$$\omega = \left[\frac{(1.8104201 \times 10^{-11})(65.62)(1.21)(28000)(3)^{0.6}}{(103.89)(0.0296)(1.14 \times 10^{-4})} \right]^{5/4} = 0.1521$$

Calculando x_f con la ecuación 20. Los puntos de lectura son: $(t^* \Delta m(P))_L = 3.18$ psi²/cp y $t_L = 2.3 \times 10^{-3}$ hr

$$x_f = \frac{(1.067)(600)}{(3.18 \times 10^1)5} \left(\frac{728.2529(2.3 \times 10^{-3})}{(0.1521)(0.0296)(1.21)(65.62)(1.14 \times 10^{-4})} \right)^{0.5} = 818.34 \text{ ft}$$

Calculando x_f con la ecuación 22, usando el punto característico $t_{L2Ri} = 75$ hr, que se toma de la figura 6:

$$x_f = \left(\frac{(1.439546 \times 10^{-3})(65.62)(1.21)(75)}{(0.1521)(0.0296)(1.14 \times 10^{-4})(5)^2} \right)^{0.5} = 818.34 \text{ ft}$$

Corroborando el resultado de ω con la ecuación 18:

$$a = 1 - \frac{0.3048(818.34)}{(0.3048 * 818.34) + 5} = 0.0197$$

$$\omega = 4.4181 \times 10^{-10} \left[\frac{0.3048(818.34)^{0.0197} (1.21)(65.62)(102)}{(1.14 \times 10^{-4})(0.0296)} \right]^{0.909} = 0.16$$

Tabla 1. Comparación de valores de entrada y los valores calculados del ejemplo 1

Parámetro	Entrada	Calculado	Error (%)
k , mD	1.2	1.21	0.83
λ	105	103.89	1.06
ω	0.15	0.1521	1.4
ω ecuación 18	0.15	0.16	6.6
x_p , ft ecuación 20	820	818.34	0.20
x_p , ft ecuación 22	820	816.85	0.38

Ejemplo sintético 2

Se simuló una prueba de presión para un pozo horizontal de gas en una formación de lutita com. Se obtuvieron datos de tiempo, presión y derivada de presión adimensional considerando un $\sigma = 5$, $\omega = 0.55$ y $\lambda = 9$. Se tomaron los siguientes datos de propiedades del fluido y del yacimiento de Kim y Lee (2015):

$q = 1.4$ MMSCF	$\mu = 0.003$ cp	$k_{fh} = 1.81$ md
$\phi = 0.012$	$C = 2.028 \times 10^{-4}$ bbl/psi	$Z = 0.9733$
$c_g = 1.076 \times 10^{-4}$ psi ⁻¹	$L_w = 3927$ ft	$T = 630$ R
$h = 91$ ft	$r_w = 0.35$ ft	$xf = 196.85$

Aplicando las ecuaciones correspondientes y realizando el mismo procedimiento descrito en el ejemplo anterior obtenemos los siguientes resultados (ver tabla 2).

Tabla 2. Comparación de datos de entrada con los valores calculados del ejercicio 2

Parámetro	Ingresado	Calculado	Error (%)
k , mD	1.81	1.81	0
λ ecuación 11	9	9.48	5.33
λ ecuación 9	9	9.55	6.11
ω	0.55	0.535	2.72
x_p , ft ecuación 22	196.85	197.11	0.13

La prueba de presión graficada y los datos leídos se pueden apreciar en la figura 8.

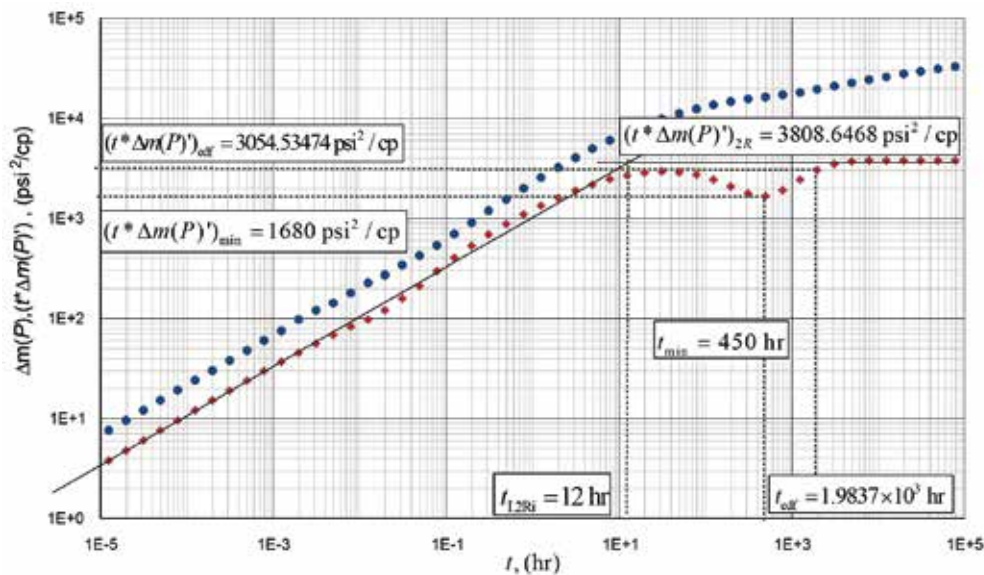


Figura 8. Gráfica en escala logarítmica de la prueba de presión para el ejemplo 2.

DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos presentan un porcentaje de error que está entre 0 y 5 %, lo que permite tener una noción aproximada de los parámetros del yacimiento. El resultado depende en gran medida de la selección de los puntos más representativos de cada régimen de flujo y de la experticia del ingeniero intérprete de la prueba.

CONCLUSIÓN

Se desarrolla y presenta una metodología para interpretar pruebas de presión en pozos horizontales de gas en formaciones de gas lutita en esta pseudoestable, considerando el efecto de adsorción-desorción de la matriz. A través de esta metodología se pueden hallar parámetros como: permeabilidad equivalente del sistema de fracturas, longitud de fractura, coeficiente de adsorción y desorción, coeficiente de flujo interporoso adimensional, relación adimensional de almacenaje. Las expresiones desarrolladas se verificaron satisfactoriamente con ejemplos simulados, en los que se halló que la mayor desviación fue del 5 %.

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

Nomenclatura

c_g	Compresibilidad del gas, 1/psi
C	Almacenamiento del pozo, bbl/psi
C_D	Coeficiente de almacenamiento adimensional
c_t	Compresibilidad total, 1/psi
h	Espesor de la formación, ft
k_{jh}	Permeabilidad efectiva horizontal, md
L_w	Longitud del pozo, ft
M	Número de fracturas
M	Pendiente de la curva de derivada de presión
$m(P)$	Pseudopresión, psi^2/cp
$m(P)_D$	Pseudopresión adimensional
N	Número de elementos discretizados en cada fractura
P	Presión, psi
P	Presión, psia
P_D	Presión adimensional
P_D'	Derivada de presión adimensional aritmética
P_L	Presión de Langmuir, psia
P_{wf}	Presión de fondo fluuyente, psi
P_{ws}	Presión de fondo estática, psi
q	Rata de flujo de gas, MMSCF
R	Constante universal de los gases, $\text{psi ft}^3/\text{Mol oR}$
r	Radio, ft
r_D	Radio adimensional

r_e	Radio de drenaje, ft
r_{eD}	Radio de drene adimensional
r_w	Radio del pozo, ft
S	Daño (skin factor)
T	Temperatura, °R
t	Tiempo, hr
$t^*\Delta m(P)'$	Derivada pseudopresión basada en tiempo real, psi ² /cp
$t^*\Delta P'$	Derivada de presión semilog, psi
t_D	Tiempo adimensional
$t_D^*\Delta m(P)'D$	Derivada pseudopresión adimensional
$t_D^*P_D'$	Derivada de presión semilog adimensional
V_{ads}	Volumen de gas que puede ser absorbido por unida de masa de roca, scf/gr
V_L	Volumen de Langmuir, máximo volumen de gas que puede ser absorbido scf
x, y, z	Coordenadas
x_f	Longitud de fractura, ft
Z	Factor de compresibilidad del gas
Z_w	Distancia del límite inferior al pozo, ft
Z_{wD}	Distancia adimensional del límite inferior al pozo

Símbolos griegos

ϕ	Porosidad, fracción
ρ	Densidad, lbm/ft ³
Δ	Cambio
λ	Parámetro de flujo interporoso
μ_g	Viscosidad del gas, cp
$\sigma\omega$	Coefficiente de adsorción y desorción
ω	Relación de almacenamiento adimensional

Sufijos

BR	Flujo birradial
$BR2Ri$	Intercepto entre flujo birradial y radial tardío
D	Adimensional
edf	Parte final de la zona de difusión
F	Fractura
I	intercepto
L	Lineal
LRi	Intercepto entre flujo lineal y radial tardío
max	Máximo
min	Mínimo

Pr	Flujo pseudoradial
p_{ss}	Estado pseudoestable
R	Radial
Sc	Condiciones estándar
W	Pozo

REFERENCIAS

- Abdul, H., Samandarli, O., y Wattenbarger, B. (2011, 1 de enero). New type curves for lutita gas wells with dual porosity model. En Society of Petroleum Engineers, *Canadian Unconventional Resources Conference*. Conferencia llevada a cabo en Alberta, Canadá. doi:10.2118/149367-MS
- Belyadi, A., Aminian, K., Ameri, S., y Boston, A.. (2010, 1 de enero). Performance of the hydraulically fractured horizontal wells in low permeability formation. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Eastern Regional Meeting*. Conferencia llevada a cabo en Virginia, EE. UU. doi:10.2118/139082-MS
- Brown, M., Ozkan, E., Raghavan, R., y Kazemi, H. (2009, 1 de enero). Practical solutions for pressure transient responses of fractured horizontal wells in unconventional reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Conferencia llevada a cabo en Nueva Orleans, EE. UU. doi: 10.2118/125043-MS
- Cheng, Y. (2011, 1 de enero). Pressure transient characteristics of hydraulically fractured horizontal lutita gas wells. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Eastern Regional Meeting*. Conferencia llevada a cabo en Ohio, EE. UU. doi:10.2118/149311-MS
- Crosby, D., Rahman, M., Rahman, M., y Rahman, S. (2002). Single and multiple transverse fracture initiation from horizontal wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 35(3-4), 191-204.. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(02\)00243-7](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00243-7)
- Kim, T., y Lee, K.. (2015). Pressure-transient characteristics of hydraulically fractured horizontal wells in shale-gas reservoirs with natural - and rejuvenated-fracture networks. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(4), 245-258. doi:10.2118/176027-PA
- Restrepo, D. (2008). *Pressure behavior of a system containing multiple vertical fractures* (disertación doctoral). University of Oklahoma, Oklahoma, EE. UU.
- Sun, J., y Schechter, D. (2018). Pressure-transient characteristics of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs with construction of data-constrained discrete-fracture network. *SPE Production & Operations*, 33(1), 21-31. doi:10.2118/184060-PA
- Wan, J., y Aziz, K. (2002). Semi-analytical well model of horizontal wells with multiple hydraulic fractures. *SPE Journal*, 7(04), 437-445. doi:10.2118/81190-PA.
- Wang, J., y Liu, Y. (2011, 1 de enero). Well performance modeling of eagle ford lutita oil reservoirs. En Society of Petroleum Engineers, *North American Unconventional Gas Conference and Exhibition*. Conferencia llevada a cabo en The Woodlands, Texas, EE. UU. doi:10.2118/144427-MS

- Wei, Y., y Economides, M. (2005, 1 de enero). Transverse hydraulic fractures from a horizontal well. En Society of Petroleum Engineers, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Conferencia llevada a cabo en Dallas, Texas, EE. UU. doi:10.2118/94671-MS.
- Zhao, Y., Zhang, L., Zhao, J., Hu, S., y Zhang, B. (2015). Transient pressure analysis of horizontal well in low permeability oil reservoir. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 10(1), 23-38.
- Zhao, Y., Zhang, L., Wu, F. (2012). Pressure Transient Analysis for multi-fractured horizontal well in lutita gas reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 90-91, 31-38. doi.org/10.1016/j.petrol.2012.04.006