

Análisis de la derivada de presión en yacimientos con tope y base abiertos al flujo

Freddy Humberto Escobar M*, Yonatan Camilo Cruz C, Mayra Alejandra Ruiz J.

Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana. Neiva.

*E-mail: fescobar@usco.edu.co

Resumen

En este artículo se implementa la técnica de síntesis directa de Tiab (TDS) con el propósito de caracterizar un yacimiento con tope y base abiertos al flujo, en el cual se encuentra un pozo completado parcial o completamente. Para el desarrollo de dicho propósito se hace uso de un programa comercial, a través del cual se simulan pruebas de declinación de presión en un yacimiento bajo las condiciones anteriormente mencionadas. Durante las pruebas simuladas se varían diversos parámetros como lo son: la anisotropía, la penetración, el espesor de la zona de interés y la distancia a las fronteras del intervalo completado. A partir de los resultados arrojados por el software comercial e implementando la técnica de síntesis directa de Tiab, se identifican regiones características sobre la derivada de presión para posteriormente determinar correlaciones que permiten realizar cálculos de anisotropía y así lograr, en cierta medida, la caracterización del yacimiento. Las expresiones desarrolladas se probaron satisfactoriamente con ejemplos simulados.

Palabras clave: síntesis directa de Tiab, derivada de presión, penetración parcial, anisotropía.

Analysis of Pressure Derivate Data for Reservoirs with Top and Base Open to the Flow

Abstract

In this paper the Tiab's Direct Synthesis (TDS) Technique is implemented with the purpose of characterizing a reservoir with a top and base open to flow, in which a well is partially or completely completed. In order to do so, it was necessary to use a commercial software that allowed to simulate different pressure tests in a reservoir under the previously mentioned conditions, thus modifying various parameters such as anisotropy, penetration and thickness of the area of interest. From the results obtained by the software and the implementation of Tiab's Direct Synthesis Technique, different equations are determined that allow to identify characteristic points on the pressure derivative curve for this type of reservoirs; and thus, achieving the appropriate characterization of them. The developed equations were successfully tested with synthetic examples.

Keywords: Tiab's Direct Synthesis Technique, pressure derivative, partial penetration, anisotropy.

1. Introducción

Las pruebas de presión son una herramienta útil al momento de caracterizar un yacimiento (Earlougher, 1977), Buhidma y Raghavan (1980), estudiaron los efectos de la penetración parcial en pozos perforados en yacimientos con frontera inferior abierta al flujo, los objetivos de su estudio se centraron en determinar las permeabilidades horizontal y vertical en este tipo de yacimientos, estudiar la interacción entre fronteras laterales cerradas y la base abierta al flujo, y determinar las formas características en las curvas de restauración y declinación de presión que resultan en este tipo de yacimientos. Streltsova (1981), estudió los efectos del

almacenamiento en pozos parcialmente completados en yacimientos con capa de gas y desarrolló un método que permitió analizar el almacenamiento en pruebas de restauración de presión. Moncada et al. (2005), mediante la aplicación de la síntesis directa de Tiab (1993), determinaron una serie de expresiones que permitieron calcular parámetros como almacenamiento, permeabilidad esférica o hemisférica, permeabilidad horizontal, permeabilidad vertical y daño esférico o hemisférico, en pozos verticales de aceite y gas perforados parcialmente en yacimientos con fronteras cerradas. Escobar, Ghisays-Ruiz, y Srivastava (2015) Escobar, Ghisays-Ruiz, y Hernandez (2017) caracterizaron el régimen de flujo de estabilización

Cita: Escobar M., F., Cruz C., Y. C. y Ruiz J., M. A. (2020). Análisis de la derivada de presión en yacimientos con tope y base abiertos al flujo. *Revista Fuentes: El reventón energético*, vol 18(1), 7-16.



esférica que ocurre cuando el tope o la base constituyen una frontera abierta. Ellos extendieron la técnica TDS para determinar los parámetros del yacimiento. Como caso específico, esta investigación aplicó la técnica de síntesis directa de Tiab (1993), a través de la cual se determinaron una serie de expresiones que permitieron realizar cálculos de anisotropía en un yacimiento circular infinito con tope y base abiertos al flujo.

2. Antecedentes

Durante una prueba de pozo, se crea un estado transitorio de presión por un cambio temporal en la tasa de producción. La respuesta de presión es usualmente monitoreada durante un periodo de tiempo relativamente corto comparado a la vida del yacimiento, dependiente de los objetivos de la prueba (Bourdet, 2002). El comportamiento de la presión es gobernado por un modelo matemático que representa el mecanismo del yacimiento como se presenta en la Figura 1.

Los estados transitorios de presión, tales como restauración, declinación de presión, inyección, abatimiento e interferencia, son una parte importante de la ingeniería de yacimientos y de producción. Éstos incluyen: generar y medir variaciones de presión respecto al tiempo en pozos, y subsecuentemente, estimar propiedades del pozo, de la roca y el fluido (Earlougher, 1977).

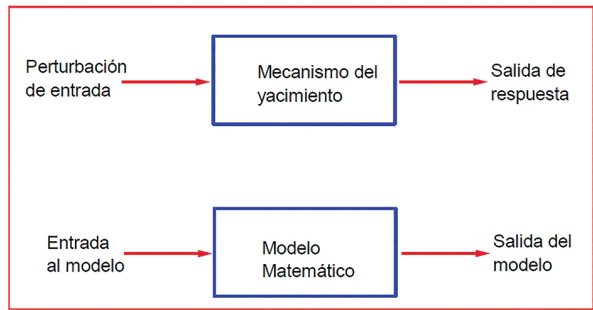


Figura 1. Comparación gráfica de respuesta de modelo matemático y modelo real, Escobar (2019)

Por su parte, los yacimientos con tope y base abiertos al flujo son aquellos yacimientos que se encuentran afectados por la presencia de una capa de gas en el tope y un acuífero activo en la base, cuyos principales efectos se ven reflejados como un soporte de presión en los contactos gas-aceite y agua-aceite del yacimiento a medida que éste está siendo producido.

Uno de los principales efectos de la presencia de fronteras de presión constante se ve reflejado en el aplanamiento del gráfico de la derivada de presión, tal

como se ve en la Figura 2; en donde se presentan tres casos: fronteras abiertas o de presión constante (capa de gas y acuífero activo) y fronteras mixtas (capa de gas o acuífero activo) se ve claramente como la curva de presión se aplanan, mientras que para el caso en el que se tiene fronteras cerradas (sin presencia de capa de gas ni acuífero activo) la curva de presión experimenta el efecto de aplanamiento propio del flujo radial.

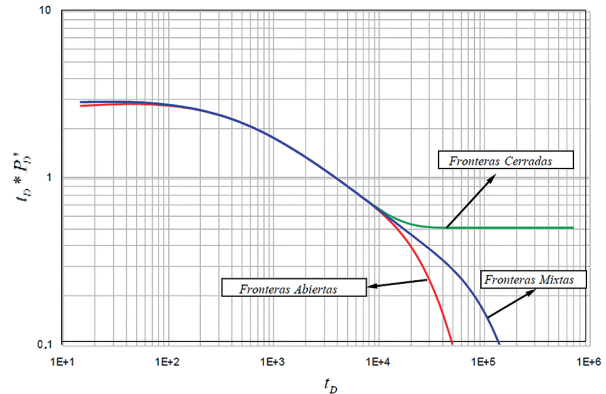


Figura 2. Curvas de derivada de presión adimensional para yacimientos con fronteras cerradas, fronteras abiertas y fronteras mixtas (una frontera abierta y una frontera cerrada)

3. Método de síntesis directa de Tiab (TDS) para pozos verticales completados parcialmente en yacimientos con tope y base abiertos al flujo

Para el desarrollo de la metodología se hizo necesario tener en cuenta los siguientes parámetros adimensionales:

Tiempo dimensional

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_i r_w^2} \tag{1}$$

Presión adimensional

$$P_D = \frac{kh}{141.2q\mu\beta} \Delta P \tag{2}$$

Derivada de presión adimensional

$$t_D * P_D' = \frac{kh}{141.2q\mu\beta} (t^* \Delta P') \tag{3}$$

Para desarrollar expresiones matemáticas a través de las cuales se pueda caracterizar un yacimiento radial infinito con tope y base abiertos al flujo en el cual se ha perforado un pozo que se ha completado de manera parcial, se hizo

uso de un programa comercial para obtener datos de tiempo, presión y derivada de presión para una prueba de declinación de presión. Los parámetros que se variaron para la aplicación del método TDS (Tiab, 1993), son: anisotropía, penetración, distancia a la frontera más cercana, espesor de la zona de interés y radio del pozo.

3.1 Expresiones matemáticas propuestas para cada estado

Los procedimientos expuestos por Escobar, Bonilla y Hernández (2018) y Escobar et al. (2018) se usaron en el estudio para el desarrollo de las expresiones de la metodología TDS, ya que es necesario unificar el comportamiento de las curvas. Por ejemplo, la Figura 3 muestra como a medida que disminuye la anisotropía, se favorecen las componentes del flujo horizontal debido a que la magnitud de la permeabilidad horizontal es mayor en comparación a la magnitud de la permeabilidad vertical; de igual manera, las caídas de presión se ven afectadas por el cambio en la magnitud de la anisotropía. Las caídas de presión aumentan a medida que la magnitud de la anisotropía disminuye o a medida que la magnitud de la permeabilidad horizontal se hace más grande que la magnitud de la permeabilidad vertical; en cuanto a la función de derivada de presión, se observa que para magnitudes pequeñas de anisotropía ($A=0.001$) se genera una prolongación del flujo radial (pendiente 0) y a la vez esto genera que el tiempo en el que aparece el flujo esférico (pendiente -0.5) y el estado estable (pendiente -1) sea mayor en comparación a anisotropías grandes ($A=1$).

Se requiere un comportamiento único para los tres sistemas con el fin de obtener los puntos característicos que se utilizarán para el desarrollo de las ecuaciones de interpretación. Para la unificación del comportamiento, el tiempo adimensional se divide por la anisotropía elevada a un exponente n desconocido que puede afectar el comportamiento unificado, A^n . Para hallar el valor de n se hace uso de la curva de derivada de presión con $A = 1$; en tal caso, n no tiene impacto en la curva de derivada de presión ya que una división por la unidad no causa ninguna alteración en el resultado. Se elige un punto arbitrario situado al mismo valor de derivada para $A = 1$ y A diferente de 1. Con esta analogía se obtiene que $n=1$, luego la resultante unificación se muestra en la Figura 4. De esta forma se desarrollan la mayoría de las expresiones que se presentarán más adelante.

Se realizaron diferentes corridas de pruebas de declinación de presión con el programa comercial donde se obtuvieron gráficas log-log de presión y derivada

de presión variando los parámetros de anisotropía, penetración, distancia a la frontera más cercana, espesor de la zona de interés y radio del pozo, considerando un yacimiento circular infinito con tope y base abiertos al flujo. No se tuvo en cuenta almacenamiento ni daño a la formación. Para emplear la metodología TDS, Tiab (1993), los datos se dividieron en dos partes: (a) para relaciones de penetración menores al 50%; y (b) para relaciones de penetración mayores al 50%. A partir de esto, se logró determinar correlaciones a través de las cuales fue posible determinar el valor de anisotropía en un yacimiento con tope y base abiertos al flujo.

3.2 Regiones características

3.2.1 Estado estable y relación de penetración parcial menor al 50%

Mediante la extensión de la síntesis directa de Tiab se obtuvo la siguiente correlación:

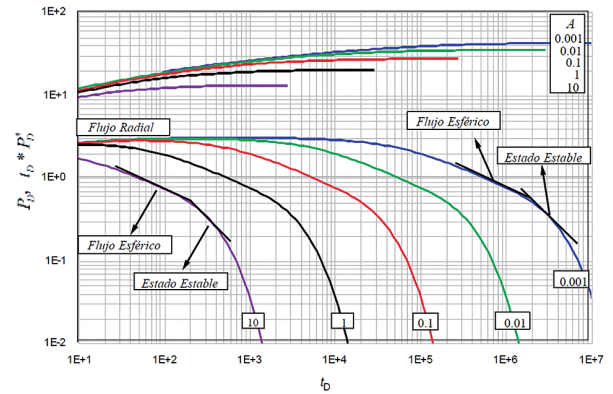


Figura 3. Efecto de la anisotropía en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente

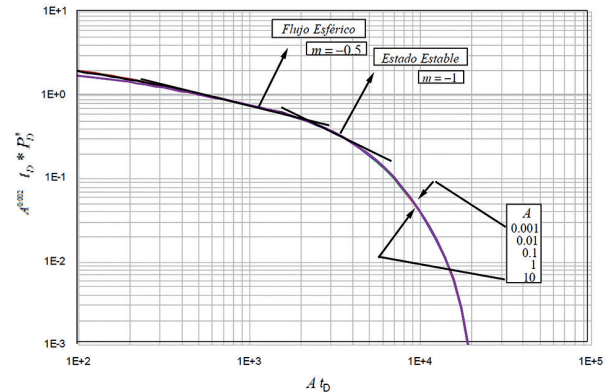


Figura 4. Técnica TDS para variaciones de anisotropía en yacimientos con tope y base abiertos al flujo y completados parcialmente

$$b^d A^{0.002} (t_D * P_D)_{E,E} = (Ah^{-2} r_w^2 b^c (t_D)_{E,E})^{-1} B \quad (4)$$

Donde:

$$B = -0.0543z^2 + 0.0884z - 0.0026 \quad (5)$$

$$c = -2.3018z^2 + 2.1257z - 0.4891 \quad (6)$$

$$d = -2.2798z^2 + 2.2795z - 0.7057 \quad (7)$$

Reordenando la Ecuación 4, se obtuvo una correlación para el cálculo de la anisotropía en términos adimensionales

$$A = \left(\frac{B}{(t * \Delta P')_{E.E} b^c * (t_D)_{E.E} r_w^2 h^{-2} b^d} \right)^{1/1.002} \quad (8)$$

Convirtiendo los términos adimensionales de la Ecuación 8 en términos dimensionales con ayuda de las Ecuaciones 2 y 3 se obtuvo:

$$A^{1.002} * k_h^2 = \frac{141.2B\phi q_c \mu^2 \beta h}{0.0002637(t)_{E.E} (t * \Delta P')_{E.E} b^{c+d}} \quad (9)$$

3.2.2 Estado estable y relación de penetración parcial mayor al 50%

Para este caso, la expresión obtenida fue:

$$b^{0.92} * A^{0.002} * (t_D * P_D)_{E.E} = (A * h^{-2} r_w^2 b^{0.034} (t_D)_{E.E})^{-1} B \quad (10)$$

Donde:

$$B = 13.223z^4 - 21.408z^3 + 12.734z^2 - 3.2673z - 0.3156 \quad (11)$$

Reordenando la Ecuación 10, se obtuvo una expresión matemática en términos adimensionales para el cálculo de la Anisotropía

$$A = \left(\frac{B}{(t * \Delta P')_{E.E} b^{0.954} (t_D)_{E.E} r_w^2 h^{-2}} \right)^{1/1.002} \quad (12)$$

Convirtiendo los términos adimensionales de la Ecuación 12 en términos dimensionales con ayuda de las Ecuaciones 2 y 3 se obtuvo

$$A^{1.002} k_h^2 = \frac{141.2B\phi q_c \mu^2 \beta h}{0.0002637(t)_{E.E} (t * \Delta P')_{E.E} b^{0.954}} \quad (13)$$

3.2.3 flujo esférico y relación de penetración parcial menor al 50%

Para este caso, la correlación desarrollada fue:

$$(N\pi e)^{b^d} A^{0.002} (t_D * P_D)_{F.E} = (A h^{-2} r_w^2 b^{-0.2} (t_D)_{F.E})^{-0.5} B \quad (14)$$

Donde

$$B = -0.0543z^2 + 0.0884z - 0.0026 \quad (15)$$

$$d = 41.958z^4 + 104.49z^3 - 52.38z^2 - 5.6797z + 0.9333 \quad (16)$$

$$N = 0.0795z^{-1.867} \quad (17)$$

Reordenando la Ecuación 14, se obtuvo una expresión matemática en términos adimensionales para el cálculo de la Anisotropía:

$$A = \left(\frac{B}{(N\pi e)^{b^d} (t_D * P_D)_{F.E} b^{-0.1} (t_D)_{F.E} r_w^{0.5} h^{-1}} \right)^{1/0.502} \quad (18)$$

Convirtiendo los términos adimensionales de la Ecuación 18 en términos dimensionales con ayuda de las Ecuaciones 2 y 3 se obtuvo:

$$A^{0.502} * k_h^{1.5} = \frac{141.2B\phi^{0.5} q_c^{0.5} \mu^{1.5} b^{0.1} \beta}{0.0002637^{0.5} (t^{0.5})_{F.E} (N\pi e)^{b^d} (t * \Delta P')_{E.E}} \quad (19)$$

3.2.4 Flujo esférico, penetración parcial mayor al 50%

La correlación desarrollada aquí es:

$$b^{0.92} A^{0.002} (t_D * P_D)_{F.E} = (A h^{-2} r_w^2 b^{0.034} (t_D)_{F.E})^{-0.5} B \quad (20)$$

Dónde:

$$B = 7.6981z^4 + 12.717z^3 - 7.4505z^2 - 1.7479z + 0.1799 \quad (21)$$

Reordenando la Ecuación 20, se obtuvo una expresión matemática en términos adimensionales para el cálculo de la Anisotropía:

$$A = \left(\frac{B}{(t * \Delta P')_{F.E} b^{0.937} (t_D)_{E.E} r_w h^{-1}} \right)^{1/502} \quad (22)$$

Convirtiendo los términos adimensionales de la Ecuación 22 en términos dimensionales con ayuda de las Ecuaciones 2 y 3 se obtuvo:

$$A^{0.502} k_h^{1.5} = \frac{141.2B\phi^{0.5} q_c^{0.5} \mu^{1.5} \beta}{0.0002637^{0.5} (t^{0.5})_{E.E} (t * \Delta P')_{E.E} b^{0.937}} \quad (23)$$

3.2.5 Flujo radial

Para el caso en el que sea posible identificar el flujo radial, se utiliza la siguiente relación matemática para determinar la permeabilidad horizontal:

$$k_h = \frac{70.6q\mu\beta}{h(t * \Delta P')_r} \quad (24)$$

Una vez determinada la permeabilidad horizontal es posible determinar la permeabilidad vertical mediante las siguientes expresiones:

$$A = \frac{k_v}{k_h} \quad (25)$$

Despejando la permeabilidad vertical de la Ecuación 24,

$$k_v = Ak_h \quad (26)$$

3.2.6 Cálculo de permeabilidad vertical k_v para relación de penetración menor al 50%

Para realizar el cálculo de la permeabilidad vertical k_v , se hace uso de las Ecuaciones 9 y 19, y se divide la Ecuación 9 entre la 19 de la siguiente manera:

$$\frac{A^{1.002} k_h^2}{A^{1.002} k_h^{1.5}} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \quad (27)$$

$$* \frac{B_{E.E} \varnothing^{0.5} \mu^{0.5} b^{-0.1} h (N\pi e)^{b^f} (t^{0.5})_{E.E} (t^* \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E} (t)_{E.E} (t^* \Delta P)_{E.E} b^{c+d}}$$

$$A^{0.5} k_h^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \quad (28)$$

$$\frac{B_{E.E} \varnothing^{0.5} \mu^{0.5} b^{-0.1} h (N\pi e)^{b^f} (t^{0.5})_{E.E} (t^* \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E} (t)_{E.E} (t^* \Delta P)_{E.E} b^{c+d}}$$

Convirtiendo anisotropía en términos de permeabilidades se tiene que:

$$\left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{0.5} k_h^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \quad (29)$$

$$* \frac{B_{E.E} \varnothing^{0.5} \mu^{0.5} b^{-0.1} h (N\pi e)^{b^f} (t^{0.5})_{E.E} (t^* \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E} (t)_{E.E} (t^* \Delta P)_{E.E} b^{c+d}}$$

$$k_v^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \quad (30)$$

$$\frac{B_{E.E} \varnothing^{0.5} \mu^{0.5} b^{-0.1} h (N\pi e)^{b^f} (t^{0.5})_{E.E} (t^* \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E} (t)_{E.E} (t^* \Delta P)_{E.E} b^{c+d}}$$

3.2.6 Cálculo de permeabilidad vertical k_v para relación de penetración mayor al 50%

Para realizar el cálculo de la permeabilidad vertical k_v , se usan de las Ecuaciones 13 y 23, para ello, se divide la Ecuación 9 entre la Ecuación 19 de la siguiente manera

$$\frac{A^{1.002} k_h^2}{A^{0.502} k_h^{1.5}} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \quad (31)$$

$$\frac{B_{E.E} \varnothing_{E.E} \mu^{0.5} b^{0.5} h^* (t^{0.5})_{E.E} (t^* \Delta P')_{F.E}}{B_{F.E} (t)_{E.E} (t^* \Delta P)_{E.E} b^{0.017}} = \frac{1}{0.0002637^{0.5}} \quad (32)$$

$$\frac{B_{E.E} \varnothing^{0.5} \mu^{0.5} b^{0.5} h (t^{0.5})_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E}}{B_{F.E} (t)_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E} b^{0.017}} = \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{0.5} k_h^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \quad (33)$$

$$\frac{B_{E.E} \varnothing^{0.5} \mu^{0.5} b^{0.5} h (t^{0.5})_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E}}{B^{F.E} (t)^{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E} b^{0.017}} = \frac{1}{0.0002637^{0.5}} \quad (34)$$

$$k_v^{0.5} = \left(\frac{1}{0.0002637^{0.5}} \right) \quad (34)$$

$$\frac{B_{E.E} \varnothing^{0.5} \mu^{0.5} b^{0.5} h (t^{0.5})_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E}}{B_{F.E} (t)_{E.E} (t^* \Delta P')_{E.E} b^{0.017}}$$

4. Ejemplos

4.1. Ejemplo 1

La Figura 5 presenta datos sintéticos de presión y derivada de presión para un pozo vertical completado parcialmente, sin tener en cuenta el almacenamiento y el daño a la formación. Determinar la anisotropía del yacimiento usando la información suministrada a continuación:

Datos

$q = 1750$ BPD	$\varnothing = 0.5$	$\beta = 1.7$ B/STB
$\mu = 120$ Cp	$r_w = 0.5$ in	$h_w = 15$ ft
$ct = 5 \times 10^{-6}$ psi ⁻¹	$h = 100$ ft	$Z_w = 50$ ft

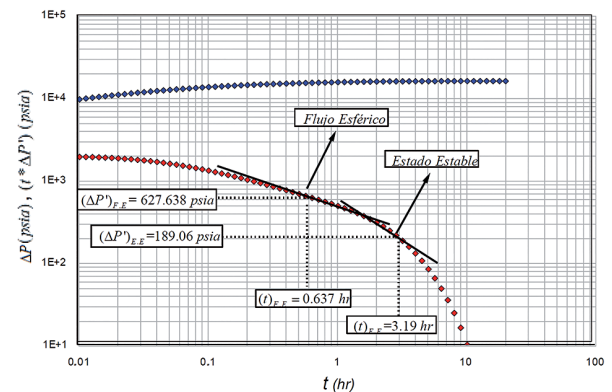


Figura 5. Gráfica log – log presión y derivada de presión versus tiempo, ejemplo 1

En la Figura 5 se identifican las regiones de interés, flujo esférico y estado estable, y en ella los siguientes puntos:

$$(t*\Delta P')_{F.E} = 627.64, (t)_{F.E} = 0.637hr$$

$$(t*\Delta P')_{E.E} = 189.06psia, (t)_{F.E} = 3.19hr$$

Debido a que la relación de penetración parcial (*b*) es menor al 50% hacemos uso de las Ecuaciones 9 y 19 para puntos sobre el estado estable y sobre el flujo esférico respectivamente.

Tomando un punto sobre el estado estable, hallamos el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana (*z*)

$$z = \frac{z_w}{h}$$

$$z = \frac{50ft}{100ft} = 0.5$$

Se determina el valor de penetración parcial (*b*)

$$b = \frac{h_w}{h}$$

$$z = \frac{15ft}{100ft} = 0.15$$

Utilizando el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana (*z*) realizamos los cálculos de parámetros de ajuste (*B*, *c* y *d*) obtenidos con el método *TDS*, con ayuda de las Ecuaciones 5, 6 y 7 respectivamente.

Cálculo de parámetro de ajuste *B*

$$B = -0.0543z^2 + 0.0884z - 0.0026$$

$$B = -0.0543(0.5)^2 + 0.0884(0.5) - 0.002$$

$$B = 0.0280$$

Cálculo de parámetro de ajuste *c*

$$c = -2.3018z^2 + 2.1257z - 0.4891$$

$$c = -2.3018(0.5)^2 + 2.1257(0.5) - 0.4891$$

$$c = 0.017$$

Cálculo de parámetro de ajuste *d*

$$d = -2.2798z^2 + 2.2795z - 0.7057$$

$$d = -2.2798(0.5)^2 + 2.2795(0.5) - 0.7057$$

$$d = 0.1204$$

Tomando los parámetros de entrada, el punto identificado sobre el estado estable y reemplazándolos en la Ecuación 9 tenemos que:

$$\frac{A^{1.002}k_h^2}{0.0002637(3.19)_{E.E}(189.06)_{E.E}0.15^{(-0.0017+0.1204)}} = \frac{141.2(0.0280)(0.5)(1750)(5 \times 10^{-6})12021.7100}{0.0002637(3.19)_{E.E}(189.06)_{E.E}0.15^{(-0.0017+0.1204)}}$$

$$A^{1.002} * k_h^2 = 333487.6$$

En caso de que sea posible identificar el flujo radial temprano en la curva de derivada de presión se calcula la permeabilidad horizontal con la Ecuación 24,

$$k_h = 654mD$$

Reemplazando en el resultado anterior se tiene que:

$$A^{1.002} * k_h^2 = 333487.6$$

$$A^{1.002} * (654)^2 = 333487.6$$

$$A = 0.78$$

Con la Ecuación 26 se halla la permeabilidad vertical,

$$k_v = Ak_h$$

$$k_v = 0.78 * 654 = 512mD$$

Comparación de resultados:

$$A_{Real} = 0.764526$$

$$A_{Calculada} = 0.78$$

$$k_{vReal} = 500mD$$

$$k_{vCalculada} = 500mD$$

El porcentaje de error para los resultados obtenidos es del 2%.

Tomando el punto sobre el flujo esférico se tiene:

Utilizando el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana (z) se realizaron los cálculos de los parámetros de ajuste B , d y N con ayuda de las Ecuaciones 15, 16 y 17 respectivamente.

Cálculo de parámetro de ajuste B

$$B = 1.3637z^2 + 0.9519z - 0.3413$$

$$B = 1.3637(0.5)^2 + 0.9519(0.5) - 0.3413$$

$$B = 0.2063$$

Cálculo de parámetro de ajuste d

$$d = 41.958z^4 + 104.49z^3 - 52.38z^2 - 5.6797z + 0.9333$$

$$d = 41.958(0.5)^4 + 104.49(0.5)^3 - 52.38(0.5)^2 - 5.6797(0.5) + 0.9333$$

$$d = 0.755$$

Cálculo de parámetro de ajuste N

$$N = 0.0795(0.5)^{-1.867}$$

$$N = 0.29$$

Tomando los parámetros de entrada y el punto identificado sobre el estado estable y reemplazándolos en la Ecuación 19 se tiene que:

$$A^{0.502} * k_h^{1.5} = \frac{141.2(0.2063)(0.5^{0.5})(1750)(5 \times 10^{-6})^{0.5}(120^{1.5})(1.7)(0.15^{0.1})}{0.0002637(0.637)(0.29\pi e)^{0.15^{0.755}}(627.64)}$$

$$A^{0.502} * k_h^{1.5} = 14750.46$$

En caso de que sea posible identificar el flujo radial temprano en la curva de derivada de presión se calcula la permeabilidad horizontal con la Ecuación 24,

$$k_h = 654mD$$

Reemplazando en el resultado anterior tenemos que:

$$A^{0.502} * k_h^{1.5} = 14750.46$$

$$A^{0.502} * (654)^{1.5} = 14750.46$$

$$A = 0.7786$$

Con la Ecuación 26 determinamos la permeabilidad vertical.

$$k_v = A * k_h$$

$$k_v = 0.7786 * 654 = 509.2mD$$

Comparación de resultados:

$$A_{Real} = 0.764526$$

$$A_{Calculada} = 0.7786$$

$$k_{vReal} = 500mD$$

$$k_{vCalculada} = 509.2mD$$

El porcentaje de error para los resultados obtenidos es de 1.8 %.

4.2. Ejemplo 2

Se simuló una prueba de presión para un pozo vertical completado parcialmente, sin tener en cuenta el almacenamiento y el daño a la formación. Los datos de presión y derivada de presión contra tiempo se reportan en la Figura 6.

Datos

$q = 1000 \text{ BPD}$	$\varnothing = 0.1$	$\beta = 1.2 \text{ B/STB}$
$\mu = 1 \text{ cp}$	$r_w = 0.35 \text{ in}$	$h_w = 225 \text{ ft}$
$ct = 3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$	$h = 250 \text{ ft}$	$Z_w = 125 \text{ ft}$

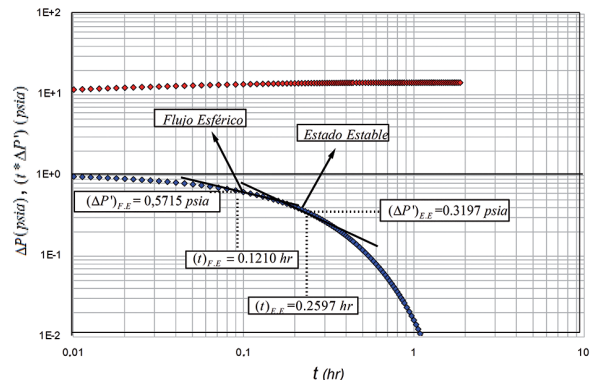


Figura 6. Gráfica log – log presión y derivada de presión versus tiempo, ejemplo 2

En la Figura 5 se identificaron las regiones de interés, flujo esférico y estado estable, y en ella los siguientes puntos:

$$(t*\Delta P)_{FE} = 0.571psia, (t)_{FE} = 0.121hr$$

$$(t*\Delta P)_{EE} = 0.3208psia, (t)_{FE} = 0.259hr$$

Debido a que la relación de penetración, b , es mayor al 50% se usan las Ecuaciones 13 y 23 para puntos sobre el estado estable y sobre el flujo esférico respectivamente.

Conocido el punto sobre el estado estable, se halla el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana (z)

$$z = \frac{z_w}{h}$$

$$z = \frac{125ft}{250ft} = 0.5$$

Se halla el valor de la relación de penetración (b)

$$b = \frac{h_w}{h}$$

$$b = \frac{225ft}{250ft} = 0.9$$

Utilizando el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana (z) se realizan los cálculos del parámetro de ajuste B , con ayuda de la Ecuación 11

$$B = 13.223z^4 - 21.408z^3 + 12.734z^2 - 3.2673z - 0.3156$$

$$B = 13.223 * (0.5)^4 - 21.408 * (0.5)^3 + 12.734 * (0.5)^2 - 3.2673*(0.5) - 0.3156$$

$$B = 0.01580$$

Tomando los parámetros de entrada y el punto identificado sobre el estado estable y reemplazándolos en la Ecuación 13 se tiene que:

$$A^{1.002} * k_h^2 = \frac{141.2(0.01580)(0.1)(1000)(3x10^{-6}) * 1.2^2 (250)}{0.0002637(0.259)(0.3208)(0.9)^{0.954}}$$

$$A^{1.002} * k_h^2 = 10131.415$$

En caso de que sea posible identificar el flujo radial temprano en la curva de derivada de presión se calcula la permeabilidad horizontal con la Ecuación 24

$$k_h = 340.5mD$$

Reemplazando en el resultado anterior se halla que:

$$A^{1.002} * 340.5^2 = 10131.415$$

$$A = 0.08798$$

Con la Ecuación 26 se determina la permeabilidad vertical

$$k_v = A * k_h$$

$$k_v = (0.08738) * (340.5) = 29.754mD$$

Comparación de resultados:

$$A_{Real} = 0.8571$$

$$A_{Calculada} = 0.08738$$

El porcentaje de error para los resultados obtenidos es del 1.9 %.

Tomando el punto sobre el flujo esférico y utilizando el valor de la relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana (z) realizamos los cálculos del parámetro de ajuste B , utilizando la Ecuación 21

$$B = 7.6981z^4 + 12.717z^3 + 7.4505z^2 - 1.7479z + 0.1799$$

$$B = 7.6981 * (0.5)^4 + 12.717 * (0.5)^3 + 7.4505 * (0.5)^2 - 1.7479 * (0.5) + 0.1799$$

$$B = 0.060081$$

Tomando los parámetros de entrada y el punto identificado sobre el flujo esférico y reemplazándolos en la Ecuación 23 se tiene que:

$$A^{0.502} k_h^{1.5} = \frac{141.2(0.060081)(0.1)^{0.5}(1000)(3x10^{-6})^{0.5}(1.2)}{0.0002637^{0.5}(0.121)^{0.5}(0.259)(0.9)^{0.937}}$$

$$A^{0.502} * k_h^{1.5} = 1909.711$$

En caso de que sea posible identificar el flujo radial temprano en la curva de derivada de presión se calcula la permeabilidad horizontal con la Ecuación 24,

$$k_h = 340.5mD$$

Reemplazando en el resultado anterior tenemos que:

$$A^{0.502} * (340.5)^{1.5} = 1909.711$$

$$A = 0.083$$

Con la Ecuación 26 se determina la permeabilidad vertical,

$$k_v = A * k_h$$

$$k_v = 0.083 * 340.5 = 28.26mD$$

Comparación de resultados:

$$A_{Real} = 0.08571$$

$$A_{Calculada} = 0.083$$

El porcentaje de error para los resultados obtenidos es del 3 %.

Conclusiones

- A través de la aplicación de la síntesis directa de Tiab se desarrollaron correlaciones que permiten calcular la anisotropía para un yacimiento circular infinito con tope y base abiertos al flujo en el que se ha perforado un pozo vertical y se ha completado parcialmente.
- Las regiones características que se identificaron en la derivada de presión para realizar el ajuste de las ecuaciones corresponden al flujo esférico y al estado estable. Sobre estas regiones se aplicó la metodología *TDS*.
- Los factores determinantes para la aplicación metodología *TDS* fueron: la penetración parcial b , la distancia desde el intervalo cañoneado o abierto al flujo hasta la frontera más cercana z , la anisotropía A , el radio del pozo r_w y el espesor de la formación h .
- Los cálculos realizados para cada régimen de flujo arrojaron un error menor al 7%, por lo tanto, se concluye que dichas ecuaciones tienen un grado aceptable de confiabilidad

Referencias

- Abbaszadeh, Maghsood y Hegeman, Peter. Pressure Transient Analysis for a Slanted Well in a Reservoir with Vertical Pressure
- Support. Society of Petroleum Engineer, Inc. Septiembre, 1990. Vol. 2, p. 2-18. DOI: 10.2118/19045-PA.
- Buhidma, Ismail y Raghavan, Rajagopal. Transient Pressure Behavior of Partially Penetrating Wells Subject to Bottomwater Drive. JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Vol. 32, p.1261.1980. DOI: 10.2118/8143-PA.
- Bourdet, Dominique. Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. (Handbook of petroleum exploration and production). Amsterdam, The Netherlands, Series Editor Jhon Cubitt. Vol. 3, p. 426. 2002.
- Earlougher, Robert. Advances in Well Test Analysis. American I. Dallas, Texas, United States of America. 1977. Vol. 5, p.264.
- Escobar, Freddy H., Ghisays-Ruiz, Alfredo and SRIVASTAVA, Priyank. Characterization of the spherical stabilization flow regime by transient pressure analysis. Journal of Engineering and Applied Sciences. Vol. 10. Num. 14. p. 5815-5822. August 2015.
- Escobar, Freddy H., Ghisays-Ruiz, Alfredo and Hernandez, Claudia M. "Characterization of the Spherical Stabilization Flow Regime by Transient Pressure Analysis". Artículo TEC_100. XVII Congreso Colombiano del Petróleo y Gas 2017. Oct. 18-20, 2017. Bogotá.
- Escobar, Freddy H., Bonilla, Luis F. and Hernández, Claudia M. A practical calculation of the distance to a discontinuity in anisotropic systems from well test interpretation. DYNA ISSN 0012-7353, 85(207), pp. 65-73, Octubre - Diciembre, 2018.
- Escobar, Freddy H., Zhao, Yu-Long, Urazan, Carolina and Trujillo, Cristian, M. Pressure and Pressure Derivative Interpretation for Horizontal Wells in Compressible Formations. Journal of Geophysics and Engineering. Vol. 15. pp. 1551-1560. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-2140/aaadc9>. 2018.
- Escobar, Freddy H. 2019. Novel, Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation Analysis. Intech | Open Mind, England. 278p. DOI: <http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.81078>. 2019.
- Horne, Roland. Modern Well Test Analysis, A Computer-Aided Approach. Fourth Printed. Petroway, Inc. Palo Alto, CA, United States of America.1990, p.197.
- Houze, Olivier; Viturat, Didier y Fjaere, Ole. (2017) Dynamic Data Analysis (DDA). Kappa. 2017.
- Streltsova, Adams. Pressure Drawdown in A Well With

Limited Flow Entry. Society of Petroleum Engineer, Inc. Noviembre, 1979, p.1469–1476. DOI: <https://doi.org/10.2118/7486-PA>.

Streltsova, Adams. Pressure Transient Analysis for After Flow-Dominated Wells Producing from a Reservoir with A Gas Cap. Society of Petroleum Engineer, Inc. Abril, 1981, p. 745 – 747. DOI: <https://doi.org/10.2118/7979-PA>.

Steward, George. Constant-pressure boundaries. En: Well Test Design and Analysis. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation. 2011, p. 439-474.

Tiab, D. Analysis of pressure and pressure derivatives without type-curve matching: I-skin and wellbore storage. Society of Petroleum Engineer, Inc. Oklahoma City. March, 1993. DOI:10.2118/25426-MS.

d	Parámetro de ajuste técnica <i>TDS</i>
f	Parámetro de ajuste técnica <i>TDS</i>
h	Espesor de la zona de interés [ft]
h_w	Intervalo abierto al flujo [ft]
k_h	Permeabilidad horizontal [mD]
k_v	Permeabilidad vertical [md]
N	Parámetros de ajuste método <i>TDS</i>
P	Presión, psi
$t^*\Delta P$	Derivada de presión
$(t^*\Delta P')_{FE}$	Derivada de presión Flujo Esférico <i>psia</i>
$(t^*\Delta P')_{EE}$	Derivada de presión Estado Estable <i>psia</i>
t	Tiempo <i>hr</i>
t_D	Tiempo adimensional
$(t)_{EE}$	Tiempo Estado Estable <i>hr</i>
$(t)_{FE}$	Tiempo Flujo Esférico <i>hr</i>
r	Radio del pozo [ft]
z	Relación de distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana $\left(\frac{zW}{h}\right)$
Z_W	Distancia desde el centro de los perforados a la capa más cercana [ft]
q	Caudal <i>bbl/d</i>
\emptyset	Porosidad, fracción
μ	Viscosidad del aceite, cp.

Nomenclatura

A	Anisotropía
β	Factor volumétrico bbl/STB
b	Relación de penetración [hw/h]
BEE	Parámetros de ajuste método <i>TDS</i> Estado Estable
BFE	Parámetros de ajuste método <i>TDS</i> en Flujo Esférico
c	Parámetro de ajuste técnica <i>TDS</i>
c_i	Compresibilidad total de la formación [psi ⁻¹]

Recepción: 14 de julio de 2019
Aceptación: 10 de febrero de 2020