

ANÁLISIS DE PRESIÓN Y DERIVADA DE PRESIÓN SIN CURVAS TIPO PARA UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO DE DOS CAPAS

Kittiphong Jongkittinarukorn¹, Djebbar Tiab², Freddy H. Escobar³

RESUMEN

Este artículo presenta tres aplicaciones diferentes para interpretar pruebas de presión en pozos horizontales eliminando el uso de las curvas tipo excluyendo efectos de almacenamiento y daño. Esta metodología, primero introducida por Tiab¹ en 1993, fue extendida Jongkittinarukorn² para proporcionar una herramienta de pruebas de presión para (a) pozo horizontal en un yacimiento de dos capas con flujo cruzado, (b) pozo horizontal interceptando un yacimiento de dos capas, y c) Pozo horizontal ondulando en un yacimiento de dos capas.

Palabras Clave: Técnica TDS, flujo radial, flujo lineal, estado pseudoestable, pozo ondulado

ABSTRACT

This paper presents three cases of the so-called Direct Synthesis Technique developed to interpret pressure transient data without type-curve matching in horizontal wells excluding the effects of wellbore storage and skin. This technique, first introduced by Tiab¹, is now applied by Jongkittinarukorn² to provide an pressure-transient interpretation tool for i) a horizontal well in a two-layer reservoir with cross flow, ii) a horizontal well intersecting a two-layer reservoir, and iii) a snake-shape horizontal well in a two-layer reservoirs.

Keywords

TDS technique, radial flow, linear flow, pseudosteady state, snake-shaped well

¹PTT Exploration and Production Public Company Limited. 555 Vibhavadi-Rangsit Rd., Chatuchak, Bangkok 10900 Thailand

²School of Petroleum and Geological Engineering, The University of Oklahoma, T301 Sarkeys Energy Center, 100 E. Boyd St., Norman, Ok 73019, USA

³Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Av. Pastrana – Cra. 1ª. Neiva-Huila, Colombia

INTRODUCCIÓN

La interpretación de pruebas de presión en pozos horizontales es más difícil de realizar que en pozos verticales debido a la geometría del pozo, a la heterogeneidad del medio y a la variedad de regímenes de flujo. Kuchuk and Habashy³ resolvieron la ecuación de difusividad para sistemas multicapas (3D) para estudiar el comportamiento de la presión en pozos horizontales. Para mayor precisión y evitar efectos de orientación de la malla, Jongkittinarukorn² usó el método de elementos de frontera, MEF, para diferentes condiciones de frontera y configuraciones de pozo. Además, extendió la *Tiab's Direct Synthesis Technique* a ocho casos diferentes, tres de los cuales se presentan en este artículo. Se presentan ejemplos típicos y procedimientos paso a paso para validar su aplicación. Otras aplicaciones del MEF a pozos horizontales fueron hechas por Koh y Tiab (1993) y Jongkittinarukorn y colaboradores (2004) entre otras. Finalmente, Kittiphong (1998) y Jongkittinarukorn (2004) presentan un análisis del comportamiento de la presión y la derivada de presión en estos sistemas.

Caso 1: Pozo Horizontal en un Yacimiento Bi-Capas con Flujo Cruzado

El modelo de yacimiento considera el pozo centrado en la capa superior. Las capas poseen espesor igual y constante. La presión y su derivada presentan varios puntos característicos y porciones rectas:

- 1) Durante el primer flujo radial, la caída de presión y su derivada en unidades de campos se expresan respectivamente mediante:

$$\Delta P = \frac{162.6qBu}{\sqrt{k_{x,1}k_{z,1}}L_w} \left[\log \left(\frac{\sqrt{k_{x,1}k_{z,1}}t}{\phi\mu c_f r_w^2} \right) - 3.23 + 0.868s \right] \quad (1.1)$$

$$t^* \Delta P' = \frac{70.6qB\mu}{\sqrt{k_{x,1}k_{z,1}}L_w} \quad (1.2)$$

La derivada puede emplearse para estimar la permeabilidad radial ($k_{x,1}k_{z,1}$)^{0.5} de la Ec. (1.2). De la Ec. 1.1, gráfico semilog, se obtiene una recta de cuya pendiente se tiene:

$$\frac{\sqrt{k_{x,1}k_{z,1}}162.6qB\mu}{m_1L_w} \quad (1.3)$$

El daño mecánico se calcula de:

$$s = 1.151 \left[\left(\frac{P_i - P_{1hr}}{m_1} \right) - \log \left(\frac{\sqrt{k_{x,1}k_{z,1}}}{\phi\mu c_f r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (1.4)$$

- 2) Durante el segundo flujo radial, la relación entre la derivada y la permeabilidad es:

$$t_D^* P_D' = -0.0327x^5 + 0.204x^4 - 0.387x^3 + 0.011x^2 + 0.711x + 0.5 = \frac{k_{x,1}L_w(t^* \Delta P')}{141.2qB\mu} \quad (1.5)$$

donde $x = \log(k_{x,1}/k_{x,2})$. Una vez se conoce la permeabilidad en la dirección x en la capa superior, la Ec. 1.5 se usa para hallar $k_{x,2}$.

- 3) Durante el periodo pseudoestable, la presión adimensional y la derivada están dadas por:

$$P_D \frac{L_y}{L_w} \sqrt{\frac{k_{z,1}}{k_{x,1}}} = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.246A}{C_A r_{wh}^2} \right) + \frac{L_y}{L_w} s + s_{pi} \quad (1.6)$$

$$t_D^* P_D' = \frac{2\pi r_w^2 L_w}{A L_y} t_D \quad (1.7)$$

Donde:

$$t_{DA} = \frac{0.0002637 \sqrt{k_{x,1}k_{z,1}}}{\phi\mu c_f A} t \quad (1.8)$$

$$A = L_x L_z \quad (1.9)$$

$$r_{wh} = \frac{1}{2} \left[\sqrt[4]{\frac{k_z}{k_x}} + \sqrt[4]{\frac{k_x}{k_z}} \right] r_w \quad (1.10)$$

$$r = \sqrt{\frac{kt}{948\phi\mu c_i}} \quad (1.15)$$

Las Ecs. (1.8) y (1.9) expresadas en unidades de campo;

$$\Delta P = \frac{0.234qB}{\phi c_i L_x L_y L_z} t + \frac{141.2qB\mu}{\sqrt{k_{x1}k_{z1}}L_y} \left\{ \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.246A}{C_A r_{wh}^2} \right) + \frac{L_y}{L_w} s + s_{pr} \right\} \quad (1.11)$$

$$t^* \Delta P^i = \frac{0.234qB}{\phi c_i L_x L_y L_z} t \quad (1.12)$$

Un gráfico cartesiano de ΔP vs. tiempo da una línea recta de pendiente que corresponde al primer término de la derecha de la Ec. 1.11 e intercepto que corresponde al segundo término de la misma expresión. De esta pendiente se puede determinar el volumen del yacimiento ($L_x L_y L_z$).

4) La caída de presión promedio durante flujo pseudoestable es:

$$(\bar{P} - P_{wf}) = \frac{141.2qB\mu}{\sqrt{k_{x1}k_{z1}}L_y} \left\{ \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.246A}{C_A r_{wh}^2} \right) + \frac{L_y}{L_w} s + s_{pr} \right\} \quad (1.13)$$

De donde es fácil despejar la presión promedio del yacimiento se tiene:

5) El índice de productividad, unidades de campo, se calcula de:

$$J = \frac{q}{(\bar{P} - P_{wf})} = \frac{0.00708 \sqrt{k_{x1}k_{z1}} L_y}{B\mu \left\{ \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.246A}{C_A r_{wh}^2} \right) + \frac{L_y}{L_w} s + s_{pr} \right\}} \quad (1.14)$$

6) La permeabilidad direccional puede obtenerse de la desviación de la derivada. El radio de investigación está dado por:

El proceso paso a paso para calcular los parámetros del yacimiento es:

Paso 1: Construya gráfico de derivada, semilog y cartesiano. Use la Ec. (1.2) para hallar $(k_{x1}k_{z1})^{1/2}$. También, puede usar la Ec. (1.3) usando el gráfico semilog.

Paso 2: Identifique el estado pseudoestable y halle la pendiente en el gráfico cartesiano. Use la Ec. (1.11) para hallar el volumen bruto del yacimiento.

Paso 3: Calcule la presión promedio usando la Ec. (1.13) y el intercepto de la línea mencionada en el paso 2.

Paso 4: Calcule el índice de productividad con la Ec. (1.14).

Paso 5: Utilice la derivada para hallar la desviación de la línea de tendencia. Use la Ec. (1.15) para hallar permeabilidad.

Paso 6: Determine k_{x1} con la permeabilidad del paso 1 y la otra permeabilidad del paso 5.

Paso 7: Identifique el Segundo flujo radial. Resuelva la Ec. Ec. (1.5) para hallar (k_{x1}/k_{x2}) . Calcule k_{x2} mediante $k_{x2} = k_{x1}/R_k$.

Ejemplo. Un pozo horizontal se halla 5 ft por debajo del tope y a 5 ft de la interfase. Los datos de presión se dan en las Figs. 1.1, y 1.2. Para esta prueba sintética otra información relevante es:

$$\begin{aligned} L_w &= 100 \text{ ft.} & q &= 50 \text{ stb/d} \\ B &= 1.2 \text{ rb/stb} \\ \mu &= 1.0 \text{ cp.} & \phi &= 20\% \\ r_w &= 0.5 \text{ ft} \end{aligned}$$

Solución: Durante el primer flujo radial la derivada es 1.34 psi, Fig. 1.1, usando la Ec. 1.2 se tiene $(k_{x1}k_{z1})^{1/2} = 31.61$ md. Del gráfico semilog, Fig. 1.2, la pendiente es 3 psi/ciclo. De la Ec. 1.3 se tiene $(k_{x1}k_{z1})^{1/2} = 32.52$ md. Durante estado pseudoestable la pendiente e intercepto son 0.05 psi/ciclo y 14.1 psi. De modo que usando

la pendiente de la Ec. 1.11 se obtiene $L_x L_y L_z = 0.94 \times 10^8 \text{ ft}^3$. Del intercepto resulta una presión promedio = $P_{wf} + 14.1 \text{ psi}$. Usando la Ec. 1.15, $J = 3.55 \text{ stb/d/psi}$. De la Fig. 1.3, la presión se desvía a las 0.007 hr. De la Ec. 1.15 y teniendo $r = 5 \text{ ft}$ se halla $k_{x,1}$ de 10.16 md. También, $k_{x,1} = 98.4 \text{ md}$. Con el Segundo flujo radial y la Ec. 1.5 se halla $k_{x,2} = 10.07 \text{ md}$.

Caso 2: Pozo Horizontal Interceptando un Yacimiento Bi-Capas

El modelo de yacimiento no presenta flujo cruzado. El pozo se inclina un ángulo θ con respecto al plano horizontal y penetra igualmente ambas capas. Las "huellas digitales" son ahora:

- 1) Durante el primer flujo radial, la derivada puede expresarse como:

$$t_D^* P_D' = c_1 R_k^5 - c_2 R_k^4 + c_3 R_k^3 - c_4 R_k^2 + c_5 R_k + c_6 = \frac{k_{x,1} L_y (t^* \Delta P)}{141.2 q B \mu} \quad (2.1)$$

donde, para $0^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$,

$$c_1 = 7.234 \times 10^{-12} \theta^2 - 1.232 \times 10^{-9} \theta + 7.740 \times 10^{-8} \quad (2.2a)$$

$$c_2 = 2.140 \times 10^{-9} \theta^2 - 2.496 \times 10^{-7} \theta + 1.237 \times 10^{-6} \quad (2.2b)$$

$$c_3 = 8.044 \times 10^{-8} \theta^2 - 1.316 \times 10^{-5} \theta + 7.646 \times 10^{-4} \quad (2.2c)$$

$$c_4 = -2.596 \times 10^{-6} \theta^2 + 4.137 \times 10^{-4} \theta - 2.284 \times 10^{-2} \quad (2.2d)$$

$$c_5 = 4.091 \times 10^{-5} \theta^2 - 6.339 \times 10^{-3} \theta + 3.312 \times 10^{-1} \quad (2.2e)$$

$$c_6 = 1.734 \times 10^{-4} \theta^2 - 2.498 \times 10^{-2} \theta + 1.258 \times 10^0 \quad (2.2f)$$

- 2) Durante el segundo flujo radial, al derivada se expresa por:

$$t_D^* P_D' = c_1 R_k^5 - c_2 R_k^4 + c_3 R_k^3 - c_4 R_k^2 + c_5 R_k + c_6 \quad (2.3)$$

donde, para $0^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$,

$$c_1 = 1.829 \times 10^{-12} \theta^2 - 2.692 \times 10^{-10} \theta + 3.191 \times 10^{-8} \quad (2.4a)$$

$$c_2 = -3.008 \times 10^{-10} \theta^2 + 4.303 \times 10^{-8} \theta - 4.981 \times 10^{-6} \quad (2.4b)$$

$$c_3 = 1.944 \times 10^{-8} \theta^2 - 2.689 \times 10^{-6} \theta + 3.001 \times 10^{-4} \quad (2.4c)$$

$$c_4 = -5.910 \times 10^{-7} \theta^2 + 7.956 \times 10^{-5} \theta - 8.695 \times 10^{-3} \quad (2.4d)$$

$$c_5 = 8.385 \times 10^{-6} \theta^2 - 1.113 \times 10^{-3} \theta + 1.224 \times 10^{-1} \quad (2.4e)$$

$$c_6 = 4.262 \times 10^{-6} \theta^2 - 4.687 \times 10^{-4} \theta + 4.236 \times 10^{-1} \quad (2.4f)$$

- 3) Durante la transición entre el periodo pseudoestable existe una recta de pendiente 0.8 cuya longitud (L_{pss}) es función de R_k .

Esta relación que sirve para hallar R_k está dada por:

$$L_{pss} = 1.451 \times 10^{-9} R_k^5 - 3.992 \times 10^{-7} R_k^4 + 4.054 \times 10^{-5} R_k^3 - 0.00190 R_k^2 + 0.0531 R_k - 0.0512 \quad (2.5)$$

- 4) Durante el estado pseudoestable la presión adimensional está dada por:

$$P_D \sqrt{\frac{k_y}{k_x}} = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.246A}{C_A r_w^2} \right) + s \quad (2.6)$$

donde:

$$t_{DA} = \frac{0.0002637 \sqrt{k_{x,1} k_{y,1}}}{\phi \mu c_A A} t \quad (2.7)$$

$$A = L_x L_y \quad (2.8)$$

La Ec. (2.6) en unidades de campo es:

$$\Delta P = \frac{0.234 q B}{\phi c_L L_x L_y L_z} t + \frac{141.2 q B \mu}{\sqrt{k_{x,1} k_{y,1}} L_z} \left\{ \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.246A}{C_A r_w^2} \right) + s \right\} \quad (2.9)$$

Un gráfico cartesiano de ΔP versus tiempo da una línea recta cuya pendiente (para hallar volumen, $L_x L_y L_z$) y corte son:

$$m_{pss} = \frac{0.234 q B}{\phi c_L L_x L_y L_z} \quad (2.10)$$

$$I_{pss} = \frac{141.2 q B \mu}{\sqrt{k_{x,1} k_{y,1}} L_z} \left\{ \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.246A}{C_A r_w^2} \right) + s \right\} \quad (2.11)$$

- 5) La presión promedio durante estado pseudoestable está dada por:

$$(\bar{P} - P_{wf}) = I_{pss} = \frac{141.2 q B \mu}{\sqrt{k_{x,1} k_{y,1}} L_z} \left\{ \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.246A}{C_A r_w^2} \right) + s \right\} \quad (2.12)$$

- 6) EL índice de productividad es:

$$J = \frac{q}{(\bar{P} - P_{wf})} = \frac{0.00708 \sqrt{k_{x,1} k_{r,1} L_z}}{B\mu \left\{ \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.246A}{C_{Jr_w^2}} \right) + s \right\}} \quad (2.13)$$

- 7) La desviación de la derivada puede usarse para estimar la permeabilidad direccional o la distancia del pozo a la frontera o interfase. El radio de investigación se expresa por la Ec. 1.15.

El procedimiento paso a paso para estimar los parámetros del yacimiento es:

Paso 1: Construya los mismos gráficos del caso 1. Identifique el periodo de transición antes del estado pseudoestable. Calcule la longitud de la porción recta (L_{pps}) durante este periodo. Use la Ec. (2.5) para determinar R_k .

Paso 2: Identifique el primer flujo radial. Con la Ec. (2.1) halle $k_{x,1}$.

Paso 3: Halle $k_{x,2}$ por medio de $k_{x,2} = k_{x,1}/R_k$

Paso 4: Del gráfico cartesiano determine la pendiente (m) y el corte (I_{pw}).

Paso 5: De la pendiente halle el volumen del yacimiento usando la Ec. 2.10.

Paso 6: Halle la presión promedia con la Ec. (2.13).

Paso 7: Calcule J con la Ec. 2.13.

Paso 8: De la derivada, identifique el tiempo de su desviación y use la Ec. 1.15 para hallar la distancia del pozo a la frontera o a la interfase.

Ejemplo

Esta prueba simulada es para un pozo en el centro de un yacimiento. Los datos de presión se dan en las Figs. 2.1 y 2.2. otros datos son:

$$\begin{array}{ll} L_w = 100 \text{ ft.} & q = 40 \text{ stb/d} \\ B = 1.1 \text{ rb/stb} & \mu = 1 \text{ cp} \\ \varphi = 0.1 & c_t = 0.00001 \text{ psi}^{-1} s = 0 \\ r_w = 0.5 \text{ ft} & k_{x,1} = 10 \text{ md} \\ k_{x,2} = 0.25 \text{ md} & k_{y,1} = 10 \text{ md} \\ k_{y,2} = 0.25 \text{ md} & k_{z,1} = 1 \text{ md} \\ k_{z,2} = 0.025 \text{ md} & \varphi_1 = 0.1 \\ \varphi_2 = 0.1 & \end{array}$$

Solución: Durante la transición antes del estado pseudoestable existe una recta con pendiente de 0.8. Su longitud $L_{pps} = 0.59$. De la Ec. 2.5, $R_k = 40.0$. Durante el primer flujo radial para $\theta = 90^\circ$, y usando la Ec. 2.1 resulta $k_{x,1} = 10.47$ md. Luego, $k_{x,2} = 10.47/40 = 0.261$ md. Del gráfico cartesiano de la Fig. 2.2, estado pseudoestable, la pendiente es 0.09 ay el corte es 69. De la Ec. 2.10 se tiene $L_x L_y L_z = 1.06 \times 10^8 \text{ ft}^3$. De la Ec. 2.13 resulta una presión promedia $= P_{wf} + 69$ psi, y de la 2.14, $J = 40/69 = 0.58 \text{ stb/d/psi}$. En la Fig. 2.3, la derivada se desvía a $t = 21$ hr. Luego, con la Ec. 1.15, la distancia del pozo a la frontera es 481.6 ft.

Caso 3: Pozo Ondulante en un Yacimiento Bi-Capas

La configuración del pozo se da en la Fig. 1. Las principales características son:

- 1) Durante el primer flujo radial la derivada de presión se expresa mediante dos casos:

Caso A,

$$\begin{aligned} t_D * P_D' &= -0.1073x^5 + 0.697x^4 - 1.599x^3 + \\ 1.308x^2 + 0.236x + 0.865 &= \frac{k_{x,1} L_w (t * \Delta P')}{141.2qB\mu} \end{aligned} \quad (3.1)$$

$$\text{donde } x = \log(k_{x,1}/k_{x,2}) = \log(R_k) \quad (3.2)$$

Caso B,

$$\begin{aligned} t_D * P_D' &= -0.2184x^5 + 1.3764x^4 - 3.097x^3 + \\ + 2.5777x^2 + 0.2973x + 0.8649 & \end{aligned} \quad (3.3)$$

- 2) Durante el segundo flujo radial, la magnitud de la derivada, solo para el caso B, se expresa por:

$$t_D * P_D' = -0.1455x^2 + 0.9126x + 1.2667 \quad (3.4)$$

- 3) Durante el periodo de transición antes del estado pseudoestable existe una línea de pendiente 0.8. Su longitud es útil para hallar

R_k mediante:

$$L_{ppss} = 1.451 \times 10^{-9} R_k^5 - 3.992 \times 10^{-7} R_k^4 + 4.054 \times 10^{-5} R_k^3 - 0.00190 R_k^2 + 0.0531 R_k - 0.0512 \quad (3.5)$$

- 4) Durante el estado pseudoestable, la presión adimensional está dada por:

$$P_D \frac{L_z}{L_w} = 2\pi t_{DA} + I_{ps} \quad (3.6)$$

donde I_{ps} es una constante que depende de la configuración del pozo, localización del pozo y forma del yacimiento. La anterior ecuación en unidades de campo se convierte en:

$$\Delta P = \frac{0.234 q B \mu}{\phi \mu c_i L_x L_y L_z} t + \frac{141.2 q B \mu}{k_x L_z} I_{ps} \quad (3.7)$$

- 5) La presión promedia durante estado pseudoestable puede expresarse como:

$$(\bar{P} - P_{wf}) = \frac{141.2 q B \mu}{k_x L_z} I_{ps} \quad (3.8)$$

- 6) J se calcula de:

$$J = \frac{q}{(\bar{P} - P_{wf})} = \frac{0.00708 k_x L_z}{q B \mu I_{ps}} \quad (3.9)$$

El tiempo de desviación de la derivada sirve para estimar la permeabilidad direccional de la Ec. 1.15. El procedimiento paso a paso para hallar los parámetros del yacimiento es:

Paso 1: Haga los mismos gráficos del caso 1. Identifique la transición antes del estado pseudoestable. Determine la longitud de la recta de pendiente 0.8. Halle R_k de la Ec. (3.5).

Paso 2: Identifique el primer flujo radial. Use la Ec. (3.1) y R_k del paso 1 para hallar las permeabilidades en la dirección x para ambas capas.

Paso 3: Identifique el periodo de estado pseudoestable. En el gráfico cartesiano, Fig. 3.4,

trace un recta. Halle su pendiente y corte. Determine el volumen del yacimiento con la Ec. (3.7).

Paso 4: Calcule la presión promedia del yacimiento con la Ec. (3.8).

Paso 5: Use la Ec. (3.9) para determinar J .

Paso 6: Calcule la distancia del pozo a la frontera con la Ec. 1.15.

Ejemplo

Los datos de producción se dan en las Figs. 3.1 y 3.2 para este ejemplo sintético. Los parámetros del pozo, fluido y yacimiento se dan a continuación:

$$\begin{aligned} L_w &= 272 \text{ ft} & q &= 50 \text{ stb/d} \\ B &= 1.2 \text{ rb/stb} & \mu &= 1 \text{ cp} \\ \varphi &= 0.1 & c_i &= 0.00002 \text{ psi}^{-1} \\ r_w &= 0.5 \text{ ft} \end{aligned}$$

Solución: Durante la transición antes del estado pseudoestable existe una línea de pendiente 0.8 cuya longitud $L_{ppss} = 1.097$, de allí $R_k = 68$. Durante el primer flujo radial, la derivada es dada por la Ec. (3.1). The allí resulta $k_{x,1} = 104.1$ md. De la Ec. 1.19 $k_{x,2} = 104.1/68 = 1.53$ md. Durante el estado pseudoestable, existe una recta expresada por la Ec. 3.7. De la Fig. 3.4, la pendiente y corte son 0.0703 psi/ciclo y 6.2 psi, respectivamente. De la pendiente $L_x L_y L_z = 99.86 \times 10^6 \text{ ft}^2$ y del intercepto, Ec. 3.8, la presión promedia es $P_{wf} + 6.2$. De la Ec. 3.9, $J = 50/6.2 = 8.06 \text{ stb/d/psi}$. De la Fig. 3.3 la derivada se desvía a las 0.12 hr. Luego la distancia del pozo a la frontera más cercana resulta de 25.16 ft, usando la Ec. 1.15.

CONCLUSIÓN

La Tiab's Direct Synthesis Technique es ahora mejorada para la interpretación de pruebas de presión en pozos horizontales con dos capas. Se identificaron diversas características únicas y líneas en el gráfico de la derivada. Se propusieron tres procedimientos paso a paso con sus respectivos ejemplos para tres diferentes configuraciones de pozo.

NOMENCLATURA

A	=	área del yacimiento, ft ²
B	=	factor volumétrico de formación del crudo, rb/stb
C_A	=	factor de forma del yacimiento
c_t	=	compresibilidad total, psi ⁻¹
J	=	índice de productividad, stb/d/psi
k_x	=	permeabilidad en x , md
$k_{x,1}$	=	permeabilidad en x , capa #1, md
k_y	=	permeabilidad en y , md
k_z	=	permeabilidad en z , md
L_x	=	longitud del yacimiento en x , ft
L_y	=	longitud del yacimiento en y , ft
L_w	=	longitud del pozo, ft
L_z	=	longitud del yacimiento en z , ft
P	=	presión, psi
P_D	=	presión adimensional
P_D^i	=	Producto de la derivada de presión y el tiempo adimensional
P_{mf}	=	presión de fondo fluente, psi
q	=	rata de flujo, bpd
r	=	distancia desde el pozo, ft
r_D	=	radio adimensional
r_w	=	radio del pozo
R_k	=	relación de permeabilidad
s	=	factor de daño mecánico
s_{pt}	=	factor de daño causado por penetración parcial
t	=	tiempo, hrs
t_D	=	tiempo adimensional
x	=	distancia a lo largo de la dirección x , ft
y	=	distancia a lo largo de la dirección y , ft
z	=	distancia a lo largo de la dirección z , ft
φ	=	porosidad, fracción
φ_1	=	porosidad de la capa 1, fracción
ΔP	=	caída de presión, psi
φ	=	porosidad, fracción
φ_1	=	porosidad de la capa #1, fracción
μ	=	viscosidad, cp
θ	=	ángulo alrededor del pozo, grados

REFERENCIAS

TIAB, D. "Analysis of Pressure and Pressure Derivatives Without Type-Curve Matching – I. Skin and Wellbore Storage," Artículo SPE 25426, Proceedings, Prod. Oper. Symp., Oklahoma City, OK., March 31-23, 1993.

JONGKITTINARUKORN, K., "Interpretation of Horizontal Well Performance in Multi-Layer Reservoirs by the Boundary Element Method," Ph.D. Dissertation, The University of Oklahoma, 1998.

KUCHUK, FJ. and SHABASHY: "Pressure Behavior of Horizontal Wells in Multilayer Reservoirs With Crossflow," SPEFE (March 1996), 55-64.

KOH, L.S. and TIAB, D.: "A Boundary-Element Algorithm for Modeling 3D Horizontal Well Problems Using 2D Grids," SPE 26228 presented at the SPE Petroleum Computer Conference held in New Orleans, Louisiana, (1993)

KITTIPHONG, J., TIAB, D., and ESCOBAR, F. H. "Interpretation of Horizontal Well Performance in Complicated Systems by the Boundary Element Method," SPE 50437, Proceedings, SPE International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada. Nov. 1 - 4, 1998.

JONGKITTINARUKORN, K., TIAB, D. y ESCOBAR, F.H. "Comportamiento de la Presión de un Pozo Horizontal en un Yacimiento de dos Capas". Boletín Estadístico Mensual del ACIPET. No. 6, Año 36, ISSN 0122 5758. Junio 2004. Formato Disco Compacto.

Recibido: 6 de Junio de 2006

Aceptado: 14 de Diciembre de 2006