

Ensayos de pozos horizontales

Ensayos de pozos horizontales

Procedimiento de análisis

Es mucho más difícil interpretar ensayos de pozos horizontales, que su contrapartida en pozos verticales, debido a que la geometría de flujo es tridimensional. Además se debe considerar varios regímenes de flujo, un efecto de wellbore storage más significativo y generalmente un efecto de penetración parcial.

En los casos de pozos horizontales, no solo es importante el espesor vertical de la capa en estudio, sino también la dimensión horizontal del reservorio y la posición relativa con el wellbore horizontal.

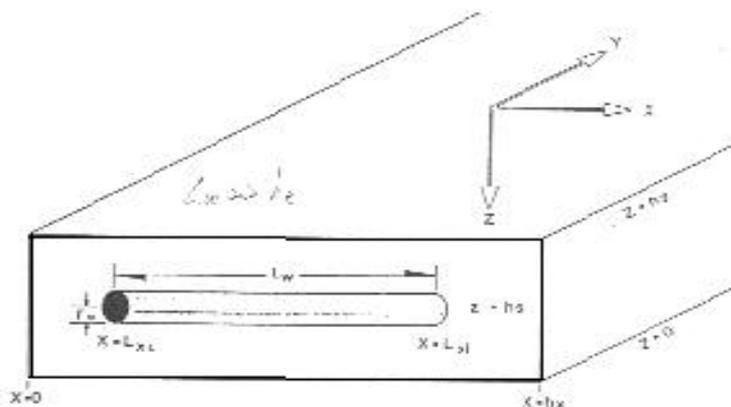
Para evaluar datos de transientes de presión, se sugiere tres pasos necesarios:

El primer paso requiere identificar correctamente a qué tipo de flujo pertenece el dato en cuestión. Básicamente se dan cuatro regímenes de flujo, los cuales para un caso particular, pueden o no existir, o pueden aparecer enmascarados por efecto de wellbore storage, efectos de límites o de transición.

El segundo paso es aplicar el correcto procedimiento analítico y gráfico al dato evaluado, ya que cada flujo, tiene sus propias ecuaciones que lo describen.

El tercer paso, es evaluar la singularidad y sensibilidad de las soluciones, debido a que rara vez caemos en una única respuesta, necesitando la ayuda de un computador para resolver numéricamente.

Modelo de pozo a analizar



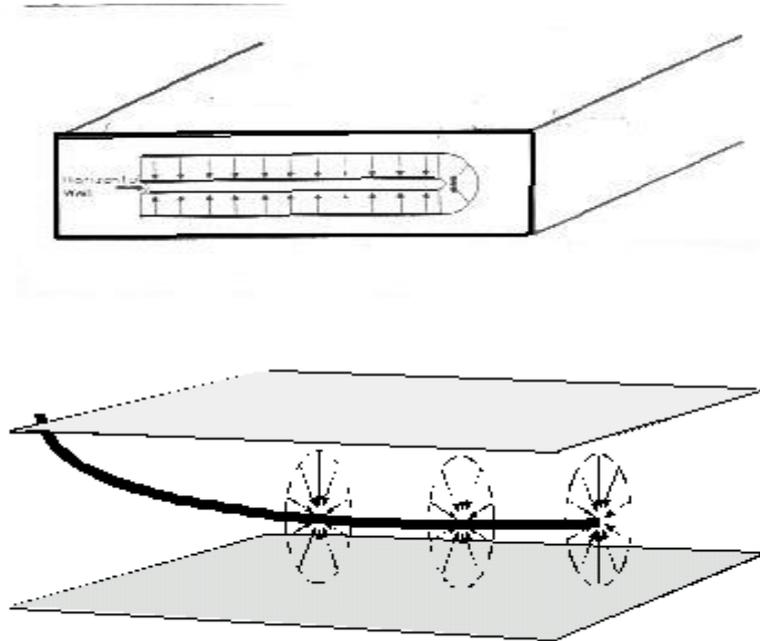
El modelo físico consiste de un pozo horizontal, de radio r_w , de conductividad infinita, y de longitud horizontal L . Los espesores definidos como uniformes en las diferentes direcciones son h_x , h_y y h_z respectivamente. Las propiedades de los fluidos se consideran independiente de la presión y el efecto de la gravedad es despreciado. Se asume a su vez que L es mucho mayor que el espesor de la formación h_z . La presión del reservorio previo a la producción es de p_i y el pozo produce a caudal constante.

Regímenes de flujo

Hay cuatro regímenes de flujo primario que son teóricamente posible con un buildup o con un drawdown. En muchos casos estos modelos o patterns de flujo serán

distorsionados por efectos de heterogeneidad del reservorio, wellbore storage o de límites.

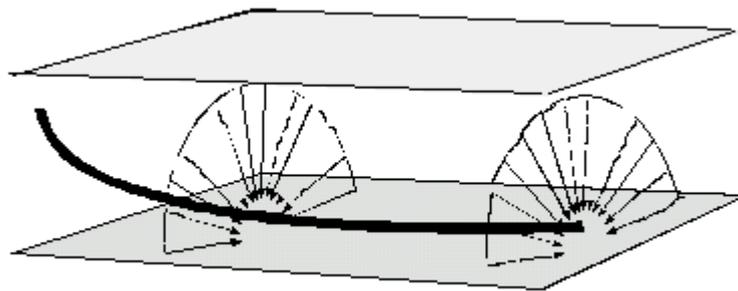
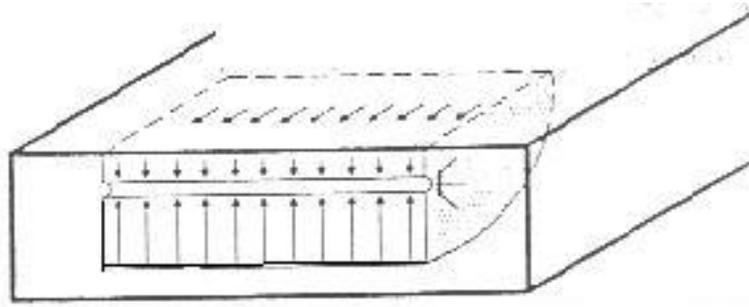
Mientras el pozo horizontal produce, el transiente de presión se moverá perpendicular al wellbore, como lo muestra la figura, estabilizándose un flujo radial. Se puede ver que este comportamiento es muy similar a un pozo vertical ubicado en un ambiente de acción infinita. La duración de este régimen es muy corta a menos que el espesor del reservorio sea largo o la permeabilidad vertical sea muy baja.



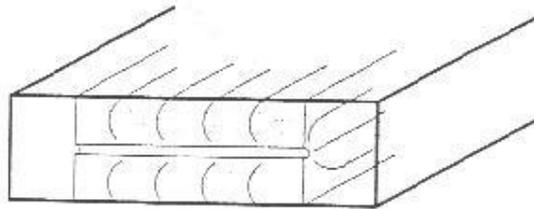
El periodo de este flujo llamado flujo radial early time, termina aproximadamente:

$$t_{erfl} = \frac{190h_s^{2.095} r_w^{-0.095} \phi\mu c_t}{k_z}$$

Una vez que el limite más cercano es contactado por el transiente de presión, el pattern de flujo que se estabiliza es el hemicilíndrico. Este tipo de flujo solo es significativo cuando el pozo está cerca de un límite impermeable.



En la mayoría de los casos el largo horizontal del pozo es mucho mayor que el espesor del reservorio. Cuando este es el caso, se estabilizará un régimen de flujo lineal una vez que el transiente ha alcanzado tanto el límite superior como el inferior de la capa.



Este es el segundo régimen de flujo primario, cuya duración efectiva está directamente relacionada con el ataque de los efecto de límite.

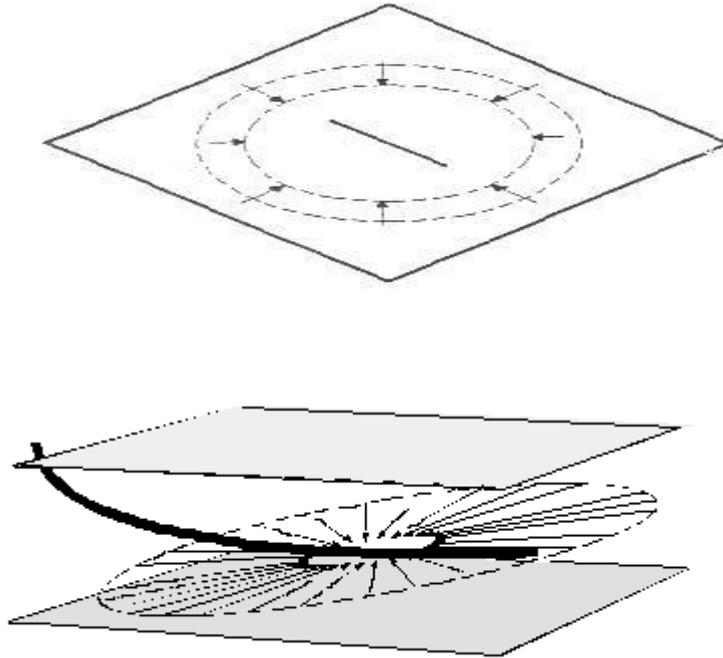
Se estima su duración:

$$t_{el\text{fl}} = \frac{20.8\phi\mu c_t L_w^2}{k_x}$$

Si el largo horizontal del pozo no es mucho mayor que el espesor de la formación, este régimen de flujo no se desarrollará. Y esto se refleja en las ecuaciones de la manera siguiente:

Si $t_{eff} < t_{erfl}$, estaría significando que el largo del pozo horizontal, no se compara con el espesor de la formación.

Si no hay presente una fuente de presión constante, como una acuífera activa, o un efecto de gas – cap, y los límites para el flujo horizontal están a un distancia razonable, el flujo hacia el wellbore se comporta en forma radial, después de un tiempo suficientemente largo.



Este flujo radial late time, comienza aproximadamente al tiempo t_{brf2}

$$t_{brf2} = \frac{1.230 L_w^2 \phi \mu c_t}{k_x}$$

y si el reservorio es de extensión finita:

$$t_{brf2b} = \frac{(L_{xl} + L_{xd})^{2.095} L_w^{-0.095} \phi \mu c_t}{k_x}$$

Si el tiempo estimado $t_{brf2b} < t_{brf2}$, esto puede implicar que el reservorio es más pequeño que lo anticipado, y el periodo de flujo radial no se desarrollará

En un reservorio semi-infinito, una vez que los límites paralelos han sido contactados, se desarrollará un régimen de flujo lineal.



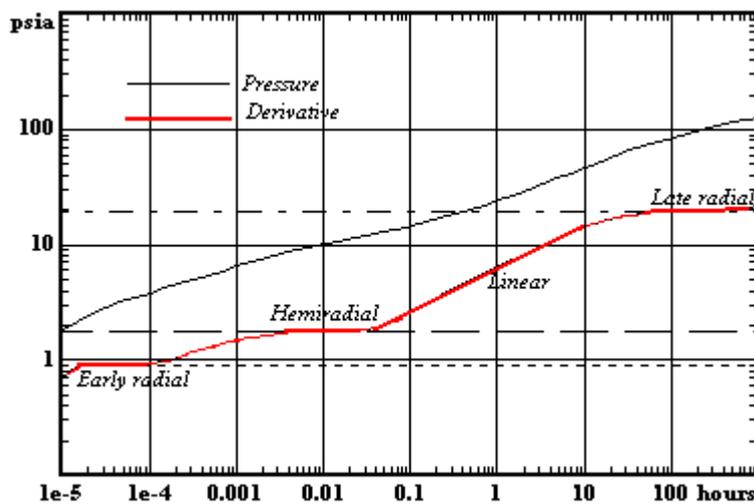
El régimen de estado estacionario debería estabilizarse luego, si el pozo continúa con el drawdown, pero esto no es considerado común, porque este solo se desarrollará cuando exista una fuente de presión constante (acuífera activa o gas – cap)

A modo de resumen se puede citar que hay cuatro tipos de regímenes de flujo, que teóricamente pueden desarrollarse cuando el pozo horizontal se los somete a un drawdown o un builtup.

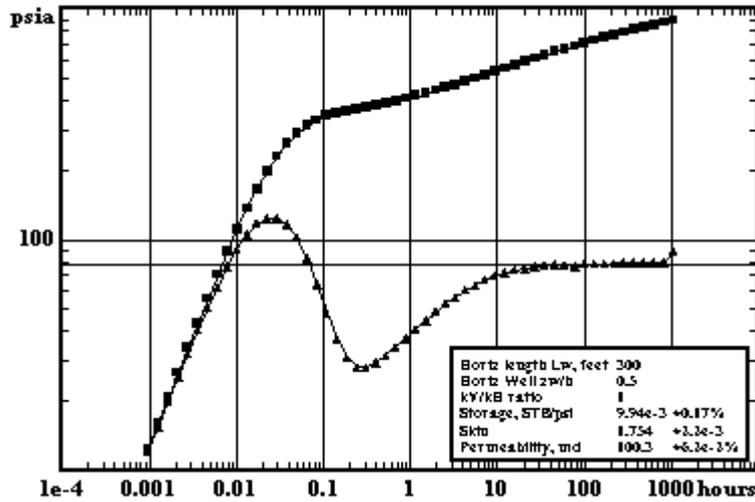
En orden cronológico son:

- Early time ----- flujo radial
- Intermediate time ----- flujo lineal
- Late time ----- flujo radial
- Late time ----- flujo lineal en estado pseudo estacionario

El siguiente gráfico muestra el caso que se desarrolle un flujo hemicilíndrico o también llamado hemirradial.



En este caso el gráfico muestra un ejemplo de campo, donde aparecen los cuatro flujos teóricos explicados anteriormente.



Funciones de la respuesta de la presión

Es importante estimar el tiempo relacionado con cada tipo de flujo, debido a que cada tipo de flujo corresponde a un comportamiento particular del pozo horizontal, y si descripción analítica es particular para cada régimen de flujo. El problema se establece que en algunos reservorios, ciertos parámetros pueden solo estimarse para solo algunos de estos régimen de flujo. Goode y Thambynayagam desarrollaron respuestas matemáticas generales de funciones de presión para drawdown y buildup para los pozos horizontales.

En el caso de que el ensayo sea un drawdown, las funciones toman las siguientes formas:

Solución general:

$$p_i - p_{wf} = \frac{282.4q\mu B_o r_w'}{h_x h_z k_y} \left[\sqrt{\pi t_D} + \frac{h_x^2}{\pi^2 v_x} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cdot \text{erf}(v_x \pi n \sqrt{t_D}) \Xi_n^2 + \frac{h_x h_x}{L_w v_z \pi} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m} \cdot \left\{ \text{erf}(v_z \pi m \sqrt{t_D}) \Xi_m \cdot \cos(m\pi z_e) + \frac{h_z h_x \sqrt{\frac{k_y}{k_z}}}{2r_w' L_w} S_m \right\} \right]$$

donde:

$$\Xi_n = \frac{1}{nL_w} \left[\text{sen}\left(\frac{n\pi L_{xl}}{h_x}\right) - \text{sen}\left(\frac{n\pi L_{xd}}{h_x}\right) \right]$$

$$\Xi_m = \frac{1}{4mr_w'} \left\{ \text{sen}\left[\frac{m\pi}{h_z} (h_s + 2r_w')\right] - \text{sen}\left[\frac{m\pi}{h_z} (h_s - 2r_w')\right] \right\}$$

$$z_e = \frac{1}{h_z} (h_s + 1.47r_w')$$

$$t_D = \frac{0.000264k_y t}{\phi\mu c_t r_w'^2}$$

$$V_x = \frac{r'_w}{h_x} \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} \quad V_z = \frac{r'_w}{h_z} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}}$$

$$L_w = (L_{xl} - L_{xd})$$

$$r'_w = r_w \left(\frac{k_z}{k_y}\right)^{1/4}$$

Para el flujo radial early time es:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6q\mu B_o}{\sqrt{k_z k_y L_w}} \text{Log} \left[\left(\frac{\sqrt{k_y k_z t}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.227 + 0.868 S_m \right]$$

Para el flujo lineal de intermediate time:

$$P_i - P_{wf} = \frac{8.128qB_o}{L_w h_z} \sqrt{\frac{\mu t}{k_y \phi c_t}} + \frac{141.2q\mu B_o}{L_w \sqrt{k_y k_z}} (s_z + s_m)$$

Para el flujo radial de late time:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6qB_o}{\sqrt{k_x k_y h_z}} \left[\text{Log} \left(\frac{k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) - 2.023 \right] + \frac{141.2q\mu B_o}{L_w \sqrt{k_y k_z}} (s_z + s_m)$$

Para flujo pseudo estacionario (late time)

$$P_i - P_{wf} = \frac{8.128qB_o}{h_x h_z} \sqrt{\frac{\mu t}{k_y \phi c_t}} + \frac{141.2q\mu B_o}{L_w \sqrt{k_y k_z}} (s_x + s_z + s_m)$$

Para el caso de un ensayo de buildup, las ecuaciones son:

Flujo radial de early time:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6q\mu B_o}{\sqrt{k_z k_y L_w}} \left[\log \left(\frac{t_o + \Delta t}{\Delta t} \right) + \lambda 1 \right] \text{ donde}$$

$$\lambda 1 = \frac{L_w}{h_z} \sqrt{\frac{k_{zz}}{k_x}} \left[\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) - 2.023 \right] - \log t$$

Flujo lineal intermediate time:

$$P_i - P_{wf} = \frac{8.128qB_o}{h_z L_w} \sqrt{\frac{\mu \Delta t}{k_y \phi c_t}} + \lambda 3$$

$$\text{donde } \lambda 3 = \frac{162.6qB_o}{h_z \sqrt{k_x k_y}} \left[\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) - 2.023 \right]$$

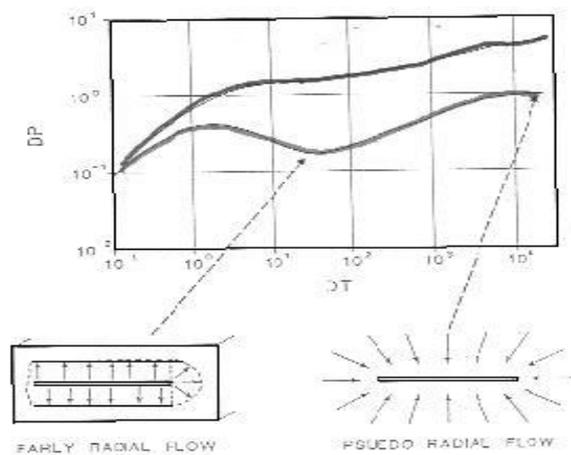
Flujo radial late time:

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6q\mu B_o}{\sqrt{k_x k_y h_z}} \left[\log\left(\frac{t_o + \Delta t}{\Delta t}\right) \right]$$

Para el caso de un ensayo de buildup, existen dos modelos de reservorios diferentes. El primer modelo es para un reservorio de acción infinita durante el curso de todo el ensayo, que son las ecuaciones descritas anteriormente, el segundo modelo corresponde a un transiente que ha alcanzado los límites del reservorio; en este modelo se le suma el estado pseudo estacionario que se llegaría si el ensayo fuera lo suficientemente largo. (dichas funciones no aparecen en este texto)

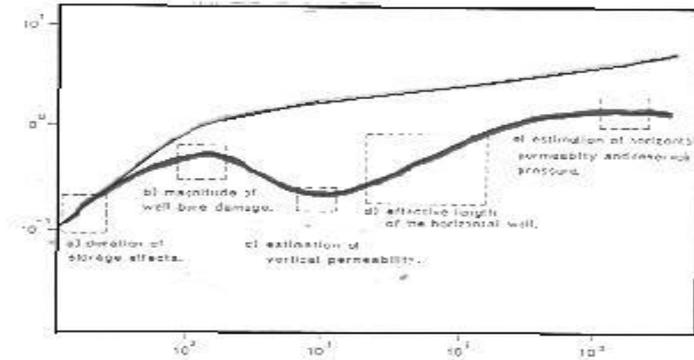
Características del transiente de presión

La experiencia de los ensayos realizados, sugiere que las mejores interpretaciones se basan en el uso de representaciones de datos de presión en gráficos log-log en conjunto con la curva derivativa. Estas representaciones proveen la mejor distinción entre los distintos tipos de flujo.



La figura muestra el carácter de un gráfico log-log en relación con los flujos radiales early times y late time (pseudo radial) respectivamente, bajo condiciones ideales.

En el siguiente gráfico, se observan los efectos de almacenaje (storage effect) y de daño de la zona del wellbore, los cuales están asociados con pendiente cero en la derivativa, es decir una flexión de máximo o mínimo. El periodo de flujo lineal de intermediate time, teóricamente está representado por una línea recta de pendiente constante entre las flexiones que aparecen en los flujos radiales.



Se puede ver que en forma teórica, cada uno de los flujos aparecen bien detallados en un gráfico log-log, ofreciendo la oportunidad de estimar parámetros particulares del reservorio.

Efecto de almacenaje (wellbore storage effect)

Generalmente hay un volumen de almacenaje substancial asociado con el wellbore horizontal el cual puede llevar a serias consecuencias en la efectividad del análisis del ensayo. Hay que tener en cuenta que el efecto de wellbore storage en un pozo horizontal es más grande que en un pozo vertical que produce en la misma formación.

En el paper publicado por Daviau et al. (1985), mostró que la primera línea asociada con el flujo radial de early time, en un gráfico semi-log, desaparece debido a los efectos de wellbore storage.

Daño (skin effect)

Matemáticamente, hay tres componentes del skin, inherentes a las soluciones de Goode y Thambynayagam.

Hay una componente mecánica del skin, S_m , que resulta de la perforación y terminación del pozo.

La segunda componente, S_z , se refiere a un pseudo daño, que se relaciona con los efectos de perforación parcial en la dirección vertical. La magnitud de este daño es función directa del espesor del reservorio y de la localización geométrica del pozo horizontal en el plano vertical.

Por lo general este pseudo daño no aparece durante el flujo radial de early times.

La tercera componente, S_x , es también un pseudo daño, causado por efectos de penetración parcial, pero en este caso en la dirección x, es decir en la dirección paralela al wellbore. Solo se presenta durante el periodo de flujo lineal de late time.

Bibliografía

Aguilera R., Cordell G.M., Nicholl G.W. "Horizontal Wells"

Joshi S.D. "Horizontal well technology"

Dogru, A.H., and Seinfeld, J.H.: "Design of Well Tests to Determine the Properties of Stratified Reservoirs", paper SPE 7694 presented at the 1979 SPE Symposium on Reservoir Simulation, Denver, CO, Feb. 1-2 (1979).

Domzalski, S., and Yver, J.: "Horizontal Well Testing in the Gulf of Guinea", Oil Field Review, (April 1992), 42-48.

Kuchuk, F.J.: "Well Testing and Interpretation for Horizontal Wells", J. Pet. Tech., (Jan. 1995), 36-41.

Kuchuk, F.J., Goode, P.A., Brice, B.W., Sherrard, D.W., and Thambynayagam, M.: "Pressure Transient Analysis for Horizontal Wells", J. Pet. Tech., (Aug. 1990), 974-984; Trans., AIME, 289.

Kuchuk, F.J., Karakas, M., and Ayestaran, L.: "Well Testing and Analysis Techniques for Layered Reservoirs", SPE Formation Evaluation, (Aug. 1986), 342-354.

Prijambodo, R., Raghavan, R., and Reynolds, A.C.: "Well Test Analysis for Wells Producing Layered Reservoirs with Crossflow", Soc. Pet. Eng. J., (June 1985), 380-396.

Roland N. Horne "Modern Well Test Analysis" 1995, Petroway, Inc.