

Análisis de las pruebas transitorias de presión para caracterizar sistemas geotérmicos

Víctor Manuel Monrroy Mar¹, Dominic Ángel Becerra Serrato¹, Alfonso Aragón Aguilar¹,
Georgina Izquierdo Montalvo¹, Javier Ballinas Navarro²

¹Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, Reforma 113, Colonia Palmira, C.P. 62490, Cuernavaca, Morelos, México. Correo: victormonrroy@outlook.es ²HYGT Chemical de México, Reynosa, Tams.

RESUMEN

Una de las herramientas indirectas más utilizadas para determinar parámetros y características de un yacimiento son las pruebas transitorias de presión, a través de las cuales es posible determinar parámetros petrofísicos como porosidad, permeabilidad, efecto de daño, radios de drenado, condiciones de flujo o existencia de barreras impermeables. Las pruebas transitorias de presión existentes (sean *build-up test*, *drawdown test*, *falloff*, *pulse*, *interference*, etc.) son la respuesta a la perturbación generada por la producción o inyección de fluidos en el yacimiento. En este trabajo se analiza el comportamiento de dicha perturbación partiendo de la ecuación de difusión: $\nabla^2 P = \frac{\theta \mu C t}{k} \frac{\delta P}{\delta t}$. Se considera la ecuación de movimiento (Ecuación de Darcy), la ecuación de continuidad (conservación de la masa) y la ecuación de estado, pues son estos los parámetros que determinan la manera en la que se comportará la onda de presión viajando en el yacimiento. Cabe mencionar que las técnicas de interpretación de las pruebas transitorias de presión se aplican de acuerdo al tipo de yacimiento que se está analizando, así como al periodo de tiempo en el que se realizó la prueba. Entre los métodos resaltan el de MDH, Horner, Agarwal-Ramey-Al Hussainy, Earlougher, Bourdet-Gringarten, entre otros. La aplicación práctica más relevante del análisis e interpretación de las pruebas de presión está en el conocimiento para el diseño y desarrollo de un campo geotérmico con el fin de explotar su potencial al máximo.

Palabras clave: Ingeniería de yacimientos, ecuación de difusión, técnicas de interpretación, tipos de pruebas transitorias.

Analysis of pressure transient tests to characterize geothermal systems

ABSTRACT

One of the indirect tools most used for determining parameters and characteristics in a reservoir are the pressure transient tests. Through these is possible know parameters like porosity, permeability, skin effect, well radius, flow conditions or existence of impermeable barriers. These tests (*build-up*, *drawdown*, *falloff*, *pulse*, *interference*, etc.) are the answer to the disturbance generate by production or injection of fluids in the reservoir. In this work the behavior analysis of this disturbance is analyzed, departing from the diffusivity equation: $\nabla^2 P = \frac{\theta \mu C t}{k} \frac{\delta P}{\delta t}$. The parameters to take into account are the movement equation (Darcy equation), the mass conservation law (continuity equation) and the state equation, because these parameters influence the way that the pressure wave will move inside the reservoir. It should be mentioned that the interpretation techniques for the pressure transient tests are applied according to the kind of reservoir under analysis as well as the time period in which the tests were carried out. Among the methods are MDH, Horner, Agarwal-Ramey-Al Hussainy, Earlougher, Bourdet-Gringarten, and others. The most relevant practical application of well tests analysis and interpretation is the knowledge for design and development of a geothermal field in order to fully exploit its potential.

Keywords: Reservoir engineering, diffusivity equation, interpretation techniques, types of pressure transient tests.

INTRODUCCIÓN

La energía geotérmica es una de las principales fuentes en desarrollo en México, debido al importante potencial del país. Actualmente la capacidad geotermoeléctrica instalada es de poco más de 1,000 MW, lo cual solo representa menos de la mitad de los poco más de 2300 MW que se estiman como el potencial total para recursos geotérmicos de tipo hidrotermal (Gutiérrez-Negrín, 2012).

Para una correcta explotación de los yacimientos geotérmicos del país es necesario conocerlos a detalle y estudiarlos para poder predecir su comportamiento, para lo cual se requieren análisis multidisciplinarios con la finalidad de controlar la declinación de los campos debido al enfriamiento de los yacimientos, creando una mayor eficiencia y seguridad en los diseños de explotación.

Este trabajo tiene como presenta uno de los mecanismos utilizados en la caracterización de los yacimientos geotérmicos, que son las pruebas transitorias de presión. Es verdad que la caracterización a través de pruebas transitorias de presión puede llegar a tener cierto grado de incertidumbre, debido a la calidad de los datos obtenidos a través de las mismas. Pero son sin duda más confiables que métodos indirectos de tipo geofísico. La interpretación de las pruebas de presión, además de caracterizar el medio rocoso (porosidad, permeabilidad, factor de daño), puede determinar las condiciones de flujo y delimitar la extensión del yacimiento así como la conductividad hidráulica del mismo.

En conjunto con las pruebas transitorias de presión, el uso de registros de pozo, sean geofísicos, de temperatura y/o de presión, así como con el análisis del historial de producción, contribuye a mejorar en el proceso de explotación de los campos.

MATERIALES Y MÉTODOS

Partiendo de los datos obtenidos en algunas pruebas de presión, se aplicaron varias metodologías de análisis. Para este ejercicio se tomaron en cuenta las pruebas corridas en los pozos H-40, H-41, H-43, H-44 y H-45 del campo geotérmico de Los Humeros, publicadas por Sánchez Luviano et al. (2015).

El primer método utilizado fue el denominado MDH. Como diagnóstico inicial del comportamiento general de la prueba se construyó una gráfica de tiempo vs p_{wf} en coordenadas cartesianas, la cual sirve para comprobar que el comportamiento de la prueba es analizable (Figura 1). Para ello, se busca eliminar los valores de la gráfica que se encuentren perturbados por el comportamiento de almacenamiento, por lo que se grafican los datos iniciales de p_{ws} vs tiempo para ubicar en qué punto del gráfico comienza el incremento y así partir de estos datos. En este caso, $\Delta T = 0.007$ (Figura 2).

Si la gráfica resulta normal (Figura 1), entonces se procede a aplicar el método de análisis, para lo cual se emplea una gráfica semilog con los datos de presión (psi), tiempo (horas), gasto (bpd), radio del pozo (ft), factor volumétrico (B), espesor (ft), viscosidad (cp), compresibilidad (psi^{-1}). En cada variable se deben realizar las conversiones correspondientes para la aplicación de las ecuaciones.

La compresibilidad (c) se calculó a partir de la información obtenida de núcleos de ciertos pozos, realizando correlaciones con pozos vecinos que correspondieran al mismo estrato donde se había

corrido la prueba, y verificando que los pozos correlacionados se encontraran dentro del mismo bloque, sin ninguna falla entre ellos.

Los parámetros obtenidos con este método son la permeabilidad (k), en milidarcys, y el factor de daño (S), que es adimensional (Escobar, 2003). Debido a falta de información sobre espesores (h) de los intervalos productores, se calcularon permeabilidades (k) y daños (s) para espesores de h=1 m y h=10 m. Debido a que no se cuenta con información sobre la porosidad (ϕ), y ya que esta es una variable necesaria para calcular el daño, dicha variable se calculó con el método de curvas tipo, para obtener dos valores de porosidad correspondientes a 1 m y 10 m de espesor.

Con los datos de tiempo y p_{ws} , se calculó Δp , ΔT y $\Delta p'$ a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\Delta p = \Delta p_1 - \Delta p_0$$

En la que Δp_0 permanece constante (ej. $\Delta p_0 = 5040.25$).

$$\Delta t = \Delta t_1 - \Delta t_0$$

Permaneciendo Δt como constante (ej. $\Delta t_0 = 0.007$).

Por su parte, la ecuación para $\Delta p'$ es la siguiente:

$$\Delta p' = \left[\frac{\left[\frac{[\Delta p_i - \Delta p_{i-1}]}{[\Delta T_i - \Delta T_{i-1}]} (\Delta T_{i+1} - \Delta T_i) \right] + \left[\frac{[\Delta p_{i+1} - \Delta p_i]}{[\Delta T_{i+1} - \Delta T_i]} (\Delta T_i - \Delta T_{i-1}) \right]}{(\Delta T_i - \Delta T_{i-1}) + (\Delta T_{i+1} - \Delta T_i)} \right] \Delta T_i$$

Aplicando esta ecuación se obtienen los datos que se reportan más adelante, en la Tabla 1.

A partir de los datos de la Tabla 1, se realizó un gráfico Log-Log de la primera derivada vs tiempo y con presión vs tiempo, con el fin de localizar en la derivada una pendiente igual a 0, la cual indica el comportamiento de flujo radial de la prueba (Figura 3). Se marcaron los puntos correspondientes a este flujo radial para utilizarlos después en la gráfica semilog e identificar dónde se trazará la pendiente (Figura 4).

Como último paso, se creó el gráfico semilog (considerando el tiempo en el eje 'x' en escala logarítmica y la presión en el eje 'y' en escala cartesiana). Sobre la línea creada a partir de todos los datos de P vs T, se trazó una nueva serie pero sólo considerando los puntos que simbolizan el flujo radial (resaltados en color amarillo en la Tabla 1). Se insertó una línea de tendencia logarítmica que corresponde a los puntos de flujo radial, y se calculó la pendiente con la siguiente ecuación, tomando como X_1 y X_2 ciclos continuos (en este caso, $X_1 = 0.01$ y $X_2 = 0.1$):

X_1	0.01	X_2	0.1
Y_1	4950	Y_2	5630

$$m = \frac{Y_2 - Y_1}{\text{LOG}(X_2) - \text{LOG}(X_1)}$$

Tiempo (horas)	Δt (horas)	Pws (psi)	Δp (lb/pg ²)	$\Delta p'$ (lb/pg ²)
0,00700	0	5040,25	0,00000	-
0,00833	0,00133	5044,90	4,65000	-
0,00967	0,00267	5049,30	9,05000	1,21E+01
0,01117	0,00417	5058,20	17,95000	2,70E+01
0,01250	0,00550	5067,50	27,25000	3,77E+01
0,01383	0,00683	5076,50	36,25000	4,37E+01
0,01533	0,00833	5085,50	45,25000	6,99E+01
0,01667	0,00967	5099,50	59,25000	1,34E+02
0,01800	0,01100	5122,50	82,25000	1,76E+02
0,01950	0,01250	5144,30	104,05000	1,41E+02
0,02083	0,01383	5155,50	115,25000	2,10E+02
0,02217	0,01517	5184,70	144,45000	2,64E+02
0,02367	0,01667	5203,20	162,95000	2,09E+02
0,02500	0,01800	5220,20	179,95000	2,22E+02
0,02633	0,01933	5236,10	195,85000	2,11E+02
0,02783	0,02083	5250,80	210,55000	2,05E+02
0,02917	0,02217	5264,00	223,75000	2,12E+02
0,03050	0,02350	5276,30	236,05000	1,97E+02
0,03200	0,02500	5287,40	247,15000	1,86E+02
0,03333	0,02633	5297,40	257,15000	1,88E+02
0,03467	0,02767	5306,40	266,15000	1,68E+02
0,03617	0,02917	5314,40	274,15000	1,55E+02
0,03750	0,03050	5321,50	281,25000	1,52E+02
0,03883	0,03183	5327,70	287,45000	1,34E+02
0,04033	0,03333	5333,30	293,05000	1,22E+02
0,04167	0,03467	5338,10	297,85000	1,16E+02
0,04583	0,03883	5348,80	308,55000	8,43E+01
0,05000	0,04300	5356,20	315,95000	6,35E+01
0,05417	0,04717	5361,10	320,85000	4,81E+01
0,05833	0,05133	5364,70	324,45000	3,94E+01
0,06250	0,05550	5367,50	327,25000	3,33E+01

Tabla 1. Obtención de la $\Delta P'$. Los datos resaltados en amarillo corresponden al flujo radial.

Una vez calculada la pendiente, se utilizan las fórmulas correspondientes para el cálculo de permeabilidad y daño.

La ecuación para determinar el valor de permeabilidad es:

$$k = \frac{162,6q\mu B}{mh}$$

La ecuación para determinar el valor de daño es:

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1h} - p_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

A continuación se aplicó este procedimiento al ejemplo real del pozo H-40 del campo de Los Humeros, a partir de los datos publicados por Sánchez Luviano et al. (2015). Con los datos obtenidos de las pruebas se verificó que la prueba es analizable (Figura 5). Posteriormente mediante un gráfico se muestra la serie de presión y la de la primera derivada donde se identificó el flujo radial con la tendencia de los puntos graficados (Figura 6). Finalmente se obtuvo la pendiente con los puntos del flujo radial para así obtener los parámetros que caracterizan una formación litológica (Figura 7).

RESULTADOS

En el caso del pozo H-41, ubicado en el mismo campo de Los Humeros, sólo se podría obtener un valor aproximado de la permeabilidad, pues al tratarse de una prueba *falloff* (recuperación de presión después de inyección) no es posible aplicar el resto de los métodos (Earlougher, 1977). Sin embargo es importante mencionar que en este pozo se realizaron tres pruebas similares a diferentes profundidades y aplicando diferentes gastos de inyección, por lo que fue necesario considerar cada prueba de manera independiente y se obtuvieron así diferentes valores de permeabilidad en función del gasto utilizado (Figura 8).

La discrepancia en los resultados de permeabilidad en esas pruebas realizadas en el mismo pozo H-41 es grande, ya que oscilan entre 14 y 20 Darcy. Considerando que los datos del resto de los pozos no resultaron analizables, no puede concluirse gran cosa. Pero si se contara con información de la mayoría de los pozos de un mismo campo, su caracterización sería factible aunque esta discrepancia siguiera existiendo, ya que se podría correlacionar los resultados, ver su tendencia y finalmente establecer un rango de parámetros.

Obtener los parámetros deseados para la caracterización de un yacimiento a través de las pruebas de presión requiere una gran calidad en los datos de la prueba y que esta se acople a las necesidades de cada método de análisis. Al ser un método de análisis completamente gráfico, existe la posibilidad de que dos intérpretes diferentes estén en desacuerdo acerca la zona que se definirá como flujo radial. Por ello debe conocerse bien la teoría que fundamenta el análisis.

A continuación se incluye el ejemplo de un pozo donde se pudieron aplicar todos los métodos, sólo con fines ilustrativos. En este caso, después de verificar que la prueba es analizable y de obtener los datos para la primera derivada de la presión se obtuvo el gráfico que se presentan en la Figura 9. A continuación se determinó la zona de flujo radial y se obtuvo la pendiente para comenzar a obtener los datos de permeabilidad (Figura 10).

En este caso fue posible utilizar el método de Horner, que es muy similar, con la diferencia de que en el gráfico semilog es necesario obtener un parámetro diferente, el tiempo de Horner:

$$\text{Tiempo de Horner} = \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$$

Utilizando el tiempo de Horner en el gráfico se obtiene una nueva pendiente, cuyo valor se utilizará en las fórmulas correspondientes al método de Horner (Figura 11).

$$k = \frac{162.6 Q_o \mu B_o}{m h}$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1h} - p_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$\Delta P_s = 0.87 m s$$

Existe también el método de análisis de curvas tipo, donde el objetivo es trasponer la curva de presión del gráfico log-log sobre las curvas tipo establecidas, de tal manera que la tendencia de los puntos coincida (Figura 12) y con ello se aplican las fórmulas correspondientes:

$$k = 141.2 \frac{q \mu B}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)$$

$$\phi = \frac{0.0002637 k}{\mu C_t r_w^2} \left(\frac{\Delta t}{t_D} \right)$$

Al aplicar más de un método de análisis es posible corroborar la precisión de los resultados, ya que estos se pueden comparar y en su caso establecer el rango de los parámetros en un campo específico.

Dentro de los métodos comentados, se observa que uno de ellos es totalmente de apreciación gráfica (curvas tipo), por lo que generalmente arroja en valores poco precisos. Sin embargo, resulta sumamente útil para tener una primera referencia de los valores reales, los cuales se aproximan más a los obtenidos por los métodos MDH y de Horner.

CONCLUSIÓN

Las pruebas transitorias de presión son una manera práctica y sencilla para obtener las propiedades de la formación. Aunque en este ejercicio se pudo caracterizar el campo de Los Humeros por falta de información, aplicando las técnicas de análisis aquí presentadas es posible obtener las características de todo el campo.

REFERENCIAS

- Earlougher, R.C., 1977. *Advances in well test analysis*. Society of Petroleum Engineers. Nueva York.
- Escobar, F.H., 2003. Análisis moderno de presiones de pozos. Neiva, Colombia. Inédito.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., 2012. Update of the geothermal electric potential in Mexico. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 36, pp. 671-677.
- Sánchez Luviano, M., et al., 2015. Thermal stimulation to improve the permeability of geo-thermal wells in Los Humeros Geothermal Field, Mexico. *Proceedings the World Geothermal Congress*, Melbourne, Australia.

FIGURAS EN LAS PÁGINAS SIGUIENTES

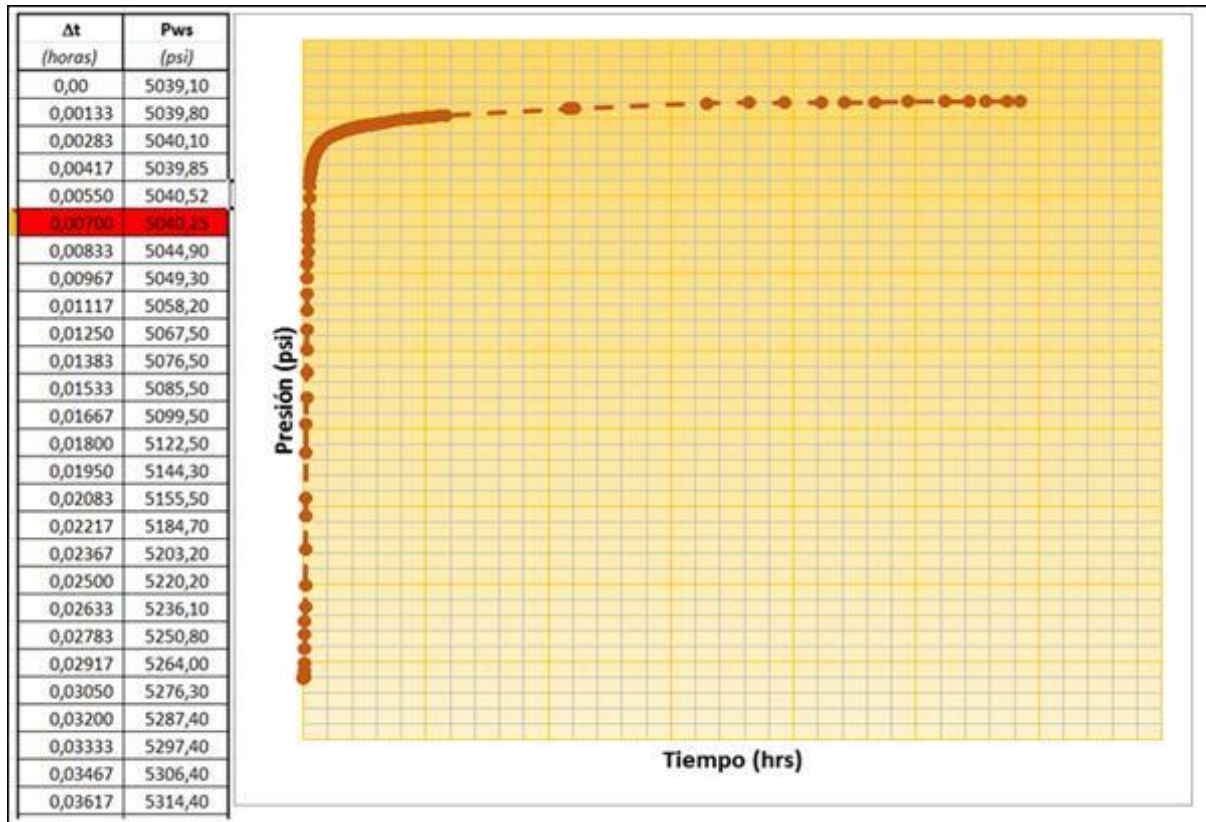


Figura 1. Gráfico cartesiano.



Figura 2. Identificación del fin del almacenamiento.

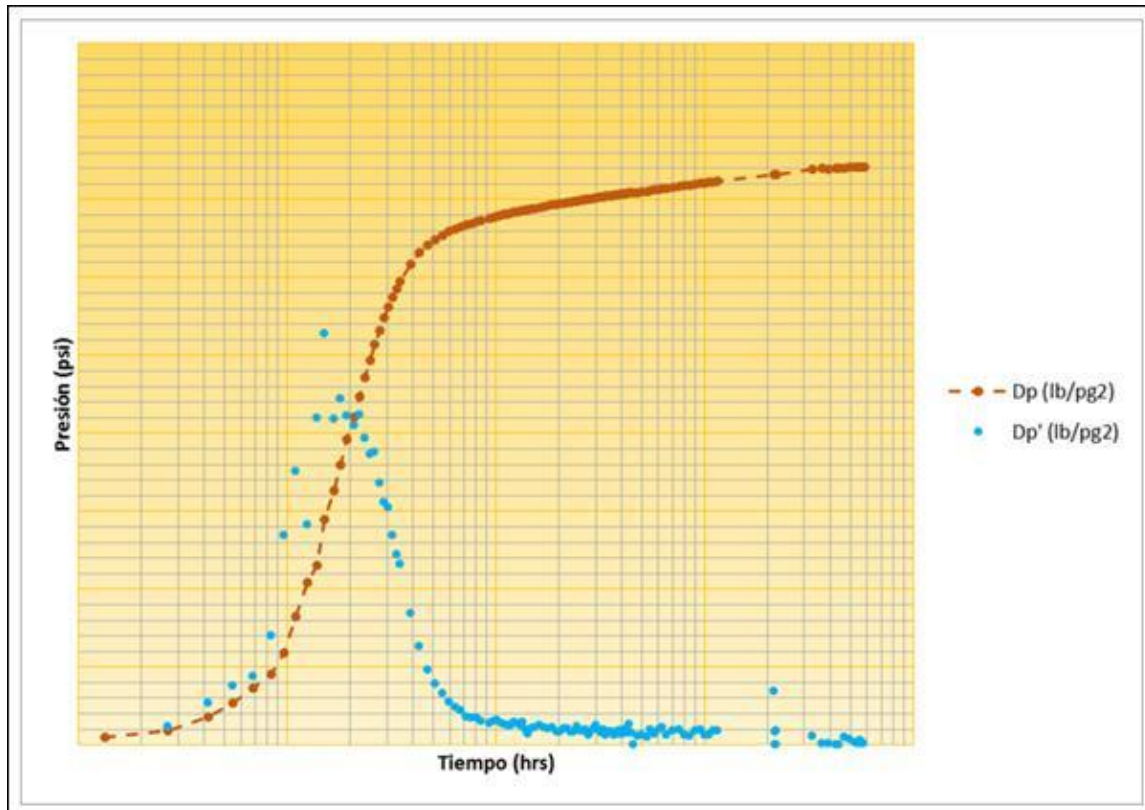


Figura 3. Log-Log ($\Delta p'$ vs T) y (P vs T). Identificación de flujo radial ($m=0$).

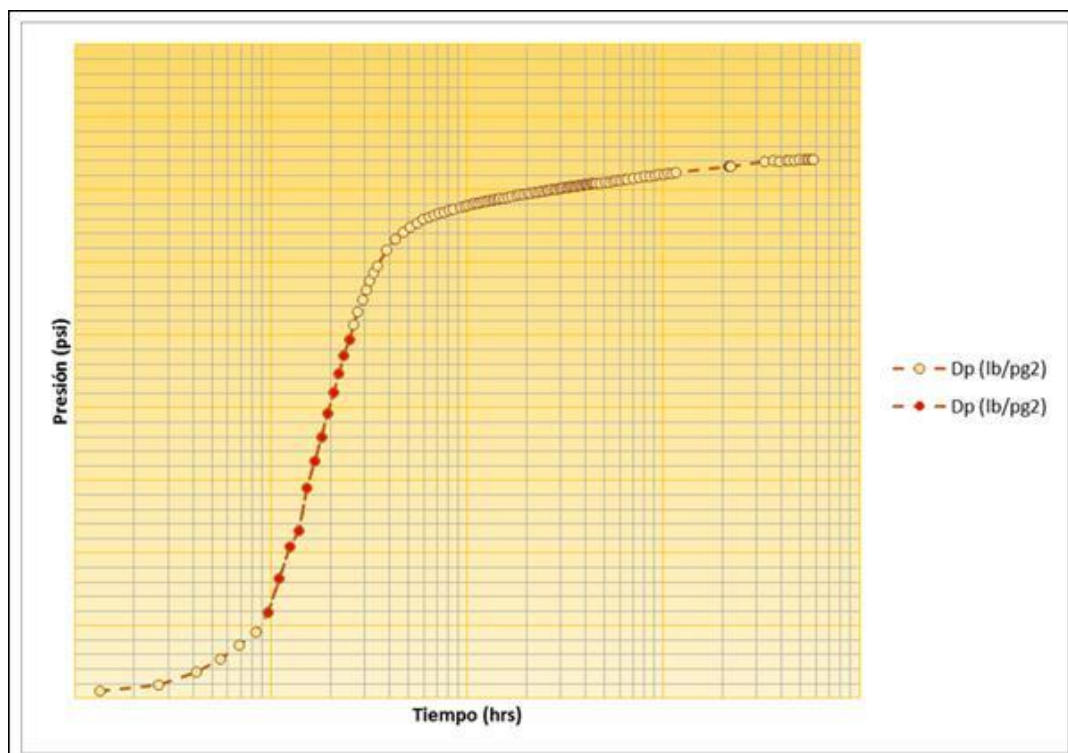


Figura 4. Estimación de la pendiente con zona de flujo radial.



Figura 5. Comprobación de que la prueba es analizable.

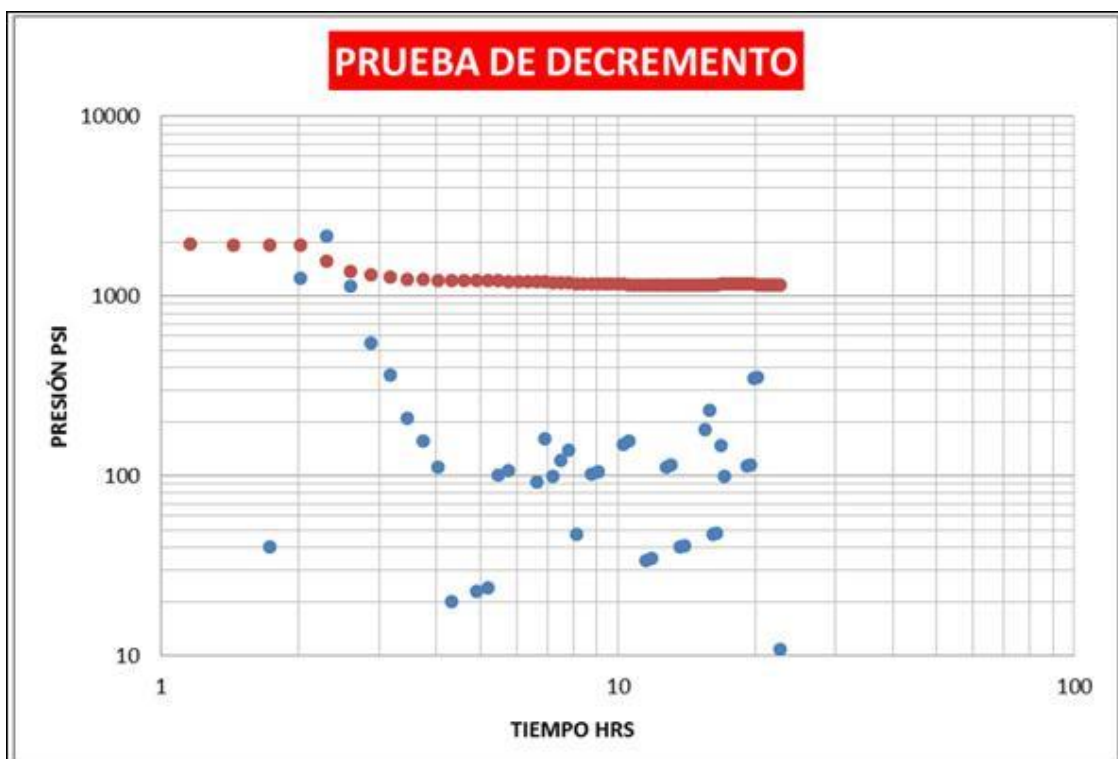


Figura 6. Gráfico log-log de la presión y su derivada.



Figura 7. Zona de flujo radial para obtener pendiente. $Q=9220$ bpd @ 902 m.

Prueba 1					
CÁLCULO PENDIENTE (m)			CÁLCULO K		
x1	0.1		k 1m	984.93319	md
y1	2260		k 10 m	98.493319	md
x2	1				
y2	1790				
m	470		1m	3.28	ft
			10m	32.8	ft
Prueba 2					
CÁLCULO PENDIENTE (m)			CÁLCULO K		
x1	10		k 1m	2432.241	md
y1	1260		k 10 m	243.2241	md
x2	100				
y2	1000				
m	260		1m	3.28	ft
			10m	32.8	ft
Prueba 3					
CÁLCULO PENDIENTE (m)			CÁLCULO K		
x1	1		k 1m	3065.686	md
y1	1320		k 10 m	306.5686	md
x2	10				
y2	1169				
m	151		1m	3.28	ft
			10m	32.8	ft

Figura 8. Resultados del pozo H-40, Los Humeros.

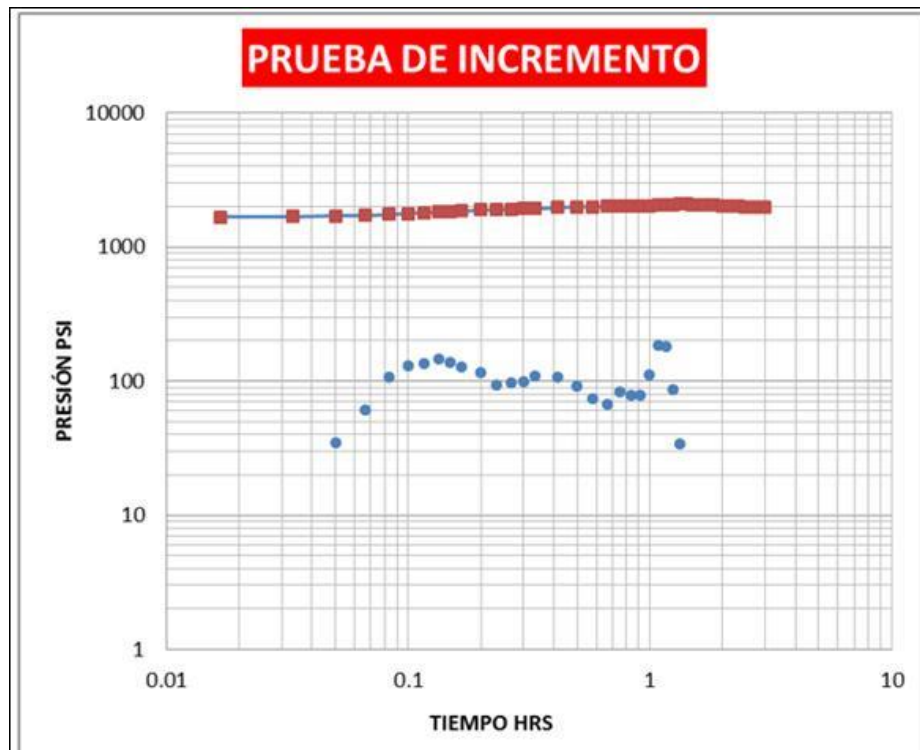


Figura 9. Prueba de incremento de presión.

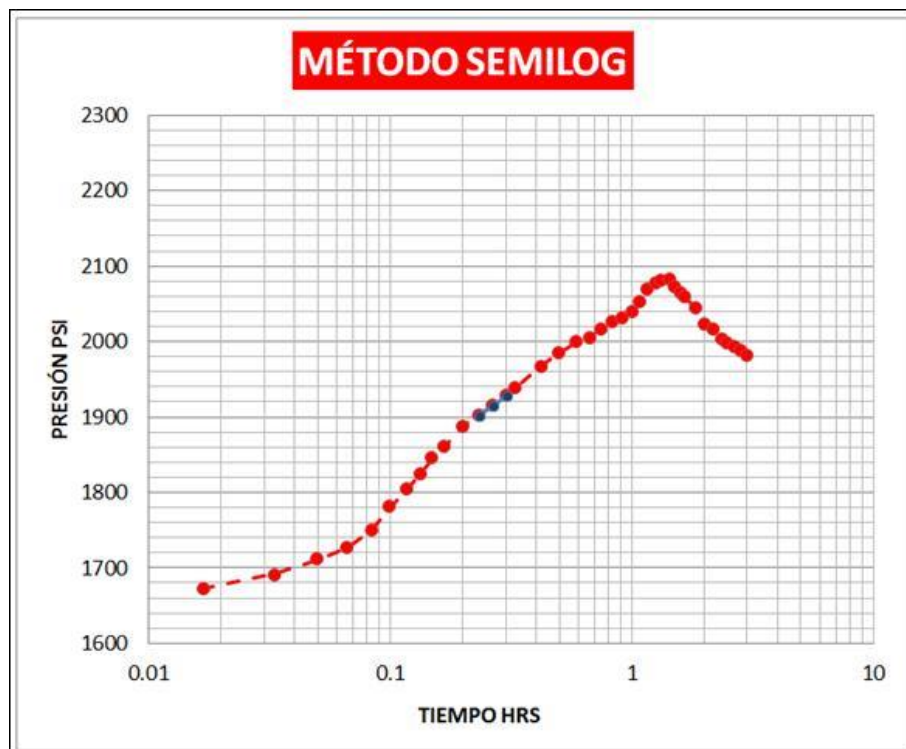


Figura 10. Zona para obtener pendiente.

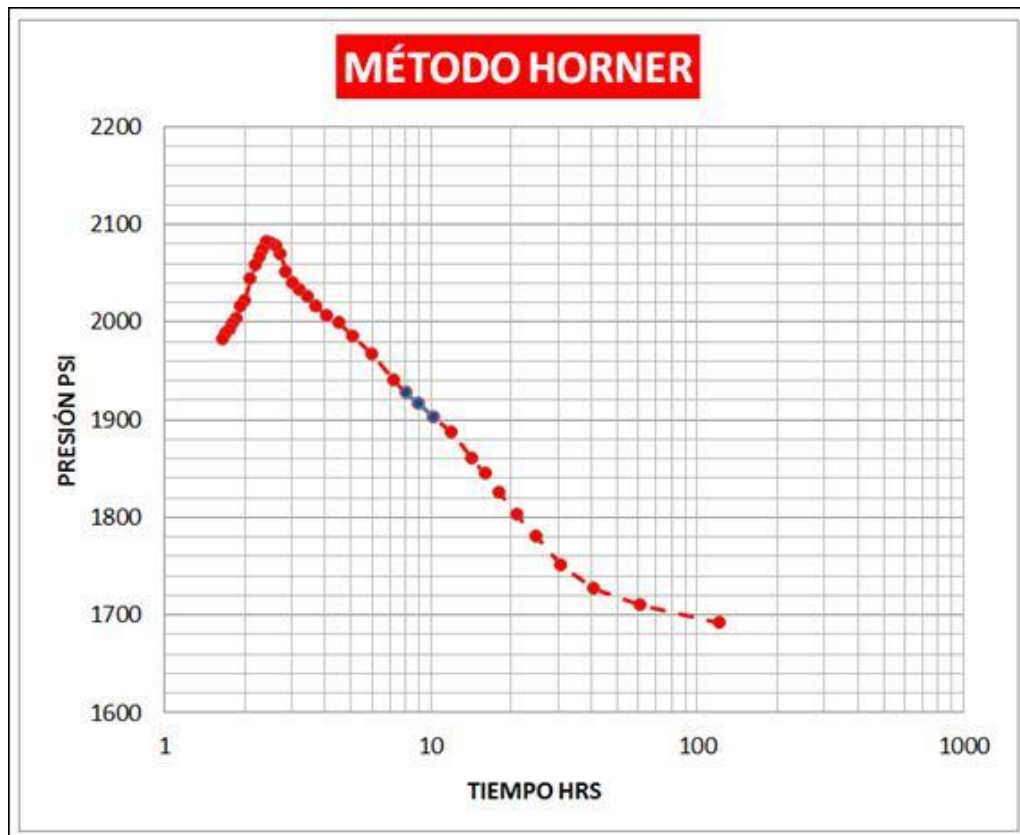


Figura 11. Método de Horner.

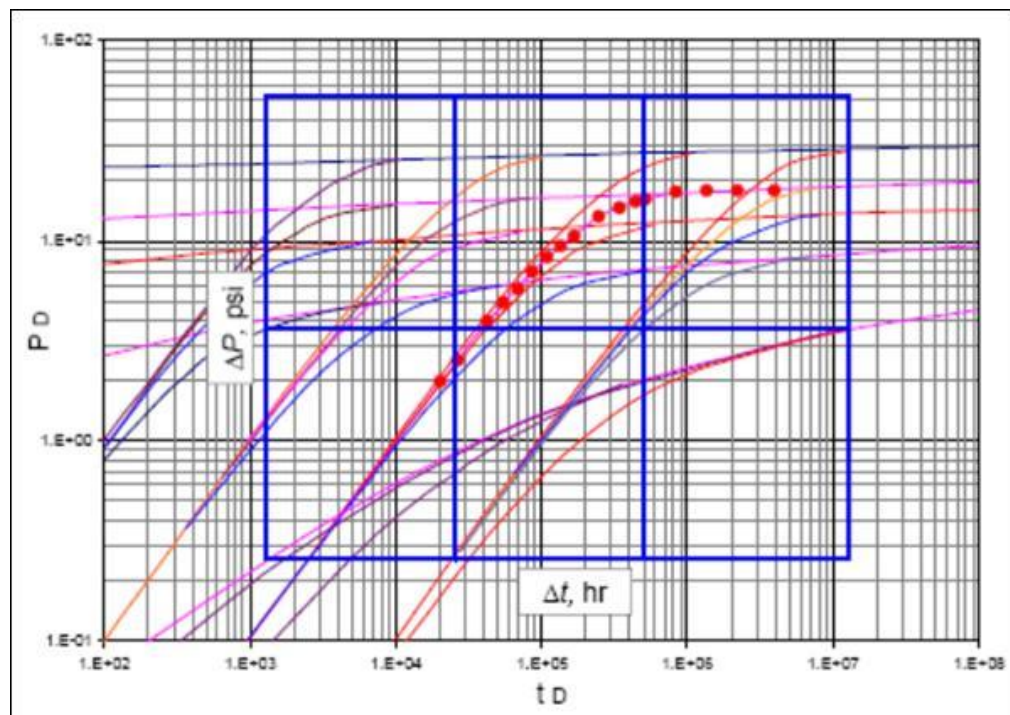


Figura 12. Curvas tipo.