

Las pruebas transitorias de presión en pozos geotérmicos

Marco A. Torres Rodríguez

Consultor en ingeniería de yacimientos geotérmicos, correo: matr1953@gmail.com

RESUMEN

Las pruebas transitorias de presión tienen sus orígenes en 1935 con el trabajo de Charles Vernon Theis sobre la recuperación del nivel dinámico durante pruebas de bombeo en pozos de agua. Posteriormente, en 1937, Muskat desarrolla un método para el cálculo de la presión media de yacimiento en el área de drene de pozos petroleros. En 1949, Van Everdingen y Hurst proponen el primer método para el análisis de pruebas transitorias de presión en pozos petroleros utilizando curvas tipo. En 1951, Horner propone un método para el análisis de pruebas de incremento de presión a partir del gráfico del logaritmo del tiempo de Horner vs. Presión de Fondo. En los años 50 se empezaron a aplicar las técnicas de pozos de agua en algunos proyectos geotérmicos exploratorios y en los años 60 se comienzan a utilizar las técnicas petroleras en el análisis de pruebas transitorias de presión en pozos geotérmicos (Grant et al., 1982).

Las pruebas de presión en pozos geotérmicos aportan información valiosa como la presión media de yacimiento en el área de drene, la permeabilidad de la formación productora, el factor de daño en la cara de la formación, la eficiencia de flujo debido al daño, la efectividad de los trabajos de estimulación de la formación productora, conectividad entre pozos, radio de drene (influencia), índice de productividad, y heterogeneidades del yacimiento. En la práctica, esta información permite ubicar futuros pozos en el campo, determinar si la intervención de un pozo fue exitosa o si el pozo es candidato para una intervención, comprender el mecanismo de producción del pozo y establecer las estrategias de explotación de los pozos.

Las pruebas transitorias de presión son una herramienta de gran utilidad para entender la forma como se lleva a cabo el mecanismo del flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo. Se presentan tres casos de pruebas transitorias de presión en pozos geotérmicos, que se analizan utilizando diferentes modelos y se calcula la permeabilidad (k), el factor de daño (S) y la eficiencia de flujo ocasionada por este daño (η_s), daño en la cara de la fractura (S_f), longitud media de la fractura (X_f), índice de inyectividad ($I.I.$), distancia a la falla (heterogeneidad), parámetro de almacenaje (ω) y parámetro de transmisividad (λ).

Palabras clave: Permeabilidad, factor de daño, inyectividad, radio de drene, transmisividad.

Pressure transient testing in geothermal wells

ABSTRACT

Pressure transient testing have their origin in 1935 with the work of Charles Vernon Theis on the recovery of the dynamic level during pumping tests in water wells. Subsequently, in 1937, Muskat developed a method for the calculation of average reservoir pressure in the drainage area in oil wells. In 1949, Van Everdingen and Hurst proposed the first method for the analysis of transient pressure tests using type curves. In 1951, Horner proposed a method for the analysis of buildup pressure transient tests with the semi-log graph: Horner's logarithm of time vs. bottomhole pressure. In the fifties water wells techniques were applied in some exploratory geothermal projects. In the sixties, oil-well techniques were systematically applied in the analysis of transient pressure tests in geothermal wells (Grant et al., 1982).

Pressure transient tests in geothermal wells provide valuable information such as average reservoir pressure in the area of drainage, permeability of the formation, the skin factor on the face of the formation (damage), flow efficiency due to skin factor (damage), effectiveness of the works of stimulation on the production formation, connectivity between wells, drainage radius (influence), productivity index, and reservoir heterogeneities. In practice, this information allows to locate future wells in the field, determine whether the intervention of a well was successful, or the well is a candidate for an intervention, understand the mechanism of production of the well, and establish the strategies of exploitation of the wells.

Transient pressure tests are a useful tool for understanding the mechanism of flow of the reservoir fluids to the well. Three cases of transient pressure tests in geothermal wells are presented. They are analyzed using different models of reservoir. It is calculated the permeability (k), the skin factor (S) and the flow efficiency caused by this damage (η_s), skin factor in the face of the fracture (S_f), mean fracture length (X_f), injectivity index (I.I.), distance to fault (heterogeneity), storage parameter (ω), and transmissivity parameter (λ).

Keywords: Permeability, skin factor, injectivity, drainage radius, transmissivity.

ANTECEDENTES

Las pruebas transitorias de presión tienen sus orígenes en 1935 con el trabajo de Charles Vernon Theis, sobre la recuperación del nivel dinámico durante las pruebas de bombeo en pozos de agua (Theis, 1935), sentando las bases para la aplicación de la hidráulica de pozos en la evaluación de acuíferos.

Posteriormente, en 1937 Muskat (1937) propuso un método para el cálculo de la presión media de yacimiento en el área de drene de pozos petroleros. En 1949, Van Everdingen y Hurst desarrollaron una solución para el flujo radial de fluidos con baja compresibilidad constante utilizando la transformada de Laplace. En 1950, Miller, Dyes y Hutchinson desarrollaron un método basado en las soluciones de van Everdingen, para el tratamiento del comportamiento de la presión en pozos de aceite considerando los efectos de la compresibilidad y propusieron un método para el análisis de la presión con flujo multifásico (Miller et al., 1950). En 1951, Horner desarrolló un método para el análisis de pruebas de incremento de presión, introduciendo el gráfico semilog $\log \left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t} \right)$ vs p_{ws} cuya relación es lineal. En 1953, Van Everdingen y Hurst presentaron estudios sobre el factor de daño y su influencia en la productividad de pozos (Van Everdingen, 1953; Hurst 1953). En 1970, Agarwal, Al-Hussainy y Ramey introdujeron las curvas tipo para el caso de un pozo en un sistema infinito, almacenaje en el pozo y daño, para aplicarse en el análisis de pruebas de incremento de presión.

En 1980, Bourdet y Gringarten presentan nuevas curvas tipo para yacimientos fracturados. Debido al problema de unicidad entonces existente, es decir que los datos podían ajustarse a diferentes curvas tipo, Bourdet y Pirard introdujeron en 1983 curvas tipo en donde se incluía el concepto de la derivada de la presión proporcionando así mayor confiabilidad a los resultados (Bourdet et al., 1983, 1989). En 1984, Wong presenta curvas tipo usando el concepto de la derivada de la presión para pozos con fractura de conductividad finita, almacenaje y daño bajo condiciones de flujo bilineal (Wong et al., 1984). A partir de los años 90 comienza a desarrollarse software en el que se incluyen los métodos anteriormente citados y otros más con diferentes condiciones en el pozo, lo cual reduce considerablemente el tiempo de procesamiento de los datos permitiendo que el ingeniero analista se enfoque en el diagnóstico, análisis e interpretación de la prueba (Tabla 1).

Tabla 1. Desarrollo de los métodos para el análisis de pruebas transitorias de presión.

PERÍODO	MÉTODO	CARACTERÍSTICAS
1935	Análisis de recuperación del nivel dinámico (Theis)	Acuíferos
1937 - 1949	Presión estática, primeras curvas tipo	yacimientos homogéneos
1950 - 1970	Línea recta semilog (Horner, MDH), Factor de daño, S, (Van Everdingen-Hurst), Pseudopresión, m(p), (Al-hussainy-Ramey-Crawford)	yacimientos homogéneos, flujo multifásico, presencia de gases
1970 - 1980	Curvas tipo (Ramey, Earlougher-Kersch)	Efectos del pozo y sus vecindades
1980 - 1984	Curvas tipo con parámetros (Bourdet, Gringarten, Cinco-Ley)	Yacimientos naturalmente fracturados, doble porosidad
1984 - 1990	Derivada de la presión (Bourdet, Gringarten, Cinco-Ley)	Yacimiento heterogéneo (flujo lineal, bilineal, radial, esférico)
1990 -	Análisis con computadora: Pansystem, Saphir. (Horne)	Combinación de métodos

A partir de los años 50 se empezaron a aplicar las técnicas de pozos de hidrología en algunos proyectos geotérmicos exploratorios, y en los años 60 se comenzaron a utilizar algunas de las técnicas petroleras en el análisis de pruebas transitorias de presión en pozos geotérmicos (Grant et al., 1982).

PRUEBAS TRANSITORIAS DE PRESIÓN

El objetivo de las pruebas transitorias de presión es describir y evaluar el yacimiento para su mejor manejo y control (Horne, 1995). Consisten en el análisis del flujo de fluidos a través de la roca a partir de provocar un impulso en el pozo mediante la variación del gasto inyectado o producido y midiendo los cambios de la presión en el fondo del pozo. Estas pruebas son la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del yacimiento.

Las propiedades del yacimiento que se pueden conocer son las siguientes: su presión media (\bar{P}_y), la permeabilidad de la formación productora (k), la permeabilidad de fractura (k_f), el factor de daño en la cara de la formación (S), la eficiencia de flujo debido al daño (η_s), la efectividad de los trabajos de estimulación de la formación productora, la conectividad entre pozos, el radio de drene o de influencia (r_e), el índice de productividad (J), y las heterogeneidades del yacimiento. Esta información permite ubicar los pozos en el campo a suficiente distancia entre ellos para evitar cualquier interferencia entre sus radios de drene, determinar si el pozo es candidato para una intervención de limpieza o estimulación, y evaluar si la intervención del pozo fue exitosa. Estos datos, combinados con los datos de las pruebas de producción y de geoquímica, son útiles para entender el mecanismo de producción del sistema yacimiento-pozo y en consecuencia para establecer la estrategia de explotación de cada pozo y del campo en su conjunto.

El análisis moderno de pruebas de presión está basado en el concepto de la derivada de la presión, que consiste en identificar las pendientes que van desarrollándose durante la prueba y que están asociadas a las geometrías de flujo que ocurren de la formación hacia el pozo (Fig.1; todas las figuras al final del texto). Es decir, dependiendo de la pendiente que adquieran los datos de la derivada será la geometría de flujo que se desarrolla durante la prueba, y con base en ello se selecciona el modelo de interpretación.

Las geometrías de flujo que pueden presentarse son: flujo lineal, cuando sólo la fractura aporta al pozo, y en este caso la derivada muestra una pendiente de $\frac{1}{2}$; flujo bilineal, cuando la matriz aporta a la fractura y ésta al pozo y la pendiente es de $\frac{1}{4}$; flujo esférico, cuando el flujo proviene de todas direcciones (X, Y, Z) y la pendiente es de $-\frac{1}{2}$; flujo radial o pseudo-radial, cuando el flujo llega en forma radial (eje X) a la matriz-fractura-pozo y la pendiente es cero. Si en los inicios de la prueba se observa

una pendiente igual a 1, esta corresponde al efecto de almacenaje del pozo y por tanto no aporta información sobre el yacimiento.

Después de transcurrido el flujo radial, conforme se incrementa el tiempo de la prueba pueden aparecer efectos de frontera y heterogeneidades (yacimientos cerrados por todos sus lados, fallas actuando como barreras impermeables, frontera con recarga) y la derivada de la presión adquiere una pendiente de 1 o mayor según sea el efecto de frontera. Para realizar el diagnóstico del flujo, es decir para identificar las geometrías de flujo, los datos de presión se grafican en escala doble logarítmica (Fig. 2) como el cambio de la presión (ΔP) y la derivada del cambio de la presión $\left(t \frac{d\Delta P}{dt}\right)$, contra el tiempo transcurrido (t). En este gráfico se observa que en el inicio la presión y su derivada coinciden, exhibiendo una recta con pendiente unitaria ($m = 1$), lo que indica que los datos están dominados por los efectos de almacenaje del pozo. Después, la derivada se separa de la presión llegando a presentar una forma curva pronunciada (joroba). Mientras más grande es la joroba más daño hay en la formación y conforme se reduce llega a la zona de cero daño, mientras que hacia abajo el daño es negativo indicando que se tiene un pozo estimulado.

A partir del punto donde se separan la presión y la derivada, se considera que el almacenaje del pozo deja de dominar los datos y entra en la zona de transición. En esta región es posible que se desarrollen flujos de tipo lineal, bilineal y esférico. Después, todas las derivadas se unen en una recta con pendiente cero que corresponde a la geometría de flujo radial. Por último, la derivada puede exhibir una recta con pendiente igual a uno o mayor indicando que los datos están afectados por la presencia de alguna frontera o heterogeneidad (efectos de frontera). Una vez realizado el diagnóstico e identificado los regímenes de flujo, se selecciona el modelo de interpretación para obtener las propiedades de la formación productora.

A continuación se presentan tres casos de campo en pozos geotérmicos. En cada uno el diagnóstico es diferente por lo que el análisis se realiza utilizando, para cada uno, diferentes modelos de interpretación.

EJEMPLOS DE CAMPO

Prueba 1. Yacimiento homogéneo radial actuando infinitamente

Se trata de una prueba de incremento de presión realizada en un pozo terminado a la profundidad de 1900 m con muy baja producción de mezcla de 5.5 t/h ($X=90\%$). A condiciones de yacimiento en la zona de producción, $P=75$ bar y $T=280^\circ\text{C}$, el fluido se ubica en la región de líquido sub-enfriado con una entalpía de $h_L=1236$ kJ/kg. Esta diferencia de entalpías indica que el fluido vaporiza en la formación. Por ello, se requiere conocer si la baja producción y la diferencia de entalpías se deben a la permeabilidad y/o al factor de daño, para así estar en condiciones de evaluar la factibilidad de recuperarlo como pozo comercial.

El intervalo productor tiene un espesor de 400 m (1500 a 1900 m de profundidad). La presión y temperatura promedio en la zona de producción es 75 bar y 280°C , respectivamente. La porosidad de la roca (una andesita) es 0.08. El pozo estuvo produciendo en condiciones estabilizadas durante 48 horas, después se cerró y se registraron cambios de la presión en el intervalo productor durante 42 horas. En la Figura 3 se muestra el diagnóstico de la prueba. La derivada de la presión muestra alta dispersión debido al instrumento de medición del tipo mecánico utilizado, por lo que fue necesario suavizarlos.

En el inicio de la prueba, los datos están dominados por efectos de almacenaje del pozo (pendiente

unitaria). Después de terminar esos efectos ($t=2$ horas) se desarrolla la zona de transición sin desarrollarse alguna otra geometría de flujo (lineal, bilineal o radial). A pesar de que la duración de la prueba fue de 42 horas, los datos continúan declinando sin estabilizar, lo que indica que se trata de un pozo con muy baja permeabilidad. Debido a que no se identifica ninguna geometría de flujo, el análisis se realiza mediante la técnica de ajuste con curvas tipo, aplicando el modelo de interpretación de yacimiento homogéneo radial actuando infinitamente. Después de realizar el ajuste se procede a simular la prueba con los valores de permeabilidad, almacenaje y daño obtenidos en el análisis. En la Figura 4 se muestran en escala doble logarítmica los datos del cambio de la presión y de la derivada de la presión junto con las curvas resultantes de la simulación de la prueba. En la Tabla 2 se muestran los resultados. La permeabilidad es muy baja y el daño es también bajo por lo que se puede considerar que se trata de un pozo sin daño.

Tabla 2. Resultados del análisis de la prueba 1.

PARÁMETRO	UNIDADES	SIMULACIÓN
Permeabilidad (k)	md	0.09
Conductividad de la formación (kh)	md-m	36
Coeficiente de almacenaje (Cs)	$m^3/kg/cm^2$	0.6
Factor de daño (S)	Adimensional	1.6

La baja permeabilidad provoca altas caídas de presión en el trayecto formación-pozo ($\Delta P=61$ kg/cm²). A condiciones de yacimiento se requiere una $\Delta P=10$ kg/cm² para que alcance la región de dos fases. Como la permeabilidad relativa del vapor en el yacimiento es mayor que la del líquido, se mueve más rápido la fase vapor llegando a la superficie con el 90% de calidad. Asimismo, la permeabilidad es la causa de la baja producción. No es factible intentar intervenir el pozo para eliminar el daño (que no existe). La posible solución sería estimular la formación siempre y cuando exista alguna estructura con alta permeabilidad para conectarse con ella.

Prueba 2. Fractura vertical de conductividad infinita con presencia de fallas intersectando a 90°

Se trata de una prueba de inyección-recuperación realizada durante los trabajos de terminación de un pozo con una profundidad total de 3451 m. El intervalo permeable tiene un espesor de 250 m (3050 a 3300 m de profundidad). La presión y temperatura promedio en la zona de producción es 270 bar y 250°C, respectivamente. La porosidad de la roca (una granodiorita) es 0.12. La prueba duró 20 horas, inyectando primero en dos etapas, con dos gastos diferentes, con duración de 3 horas cada una. Posteriormente, la recuperación fue de 14 horas. Los instrumentos de medición se colocaron 250 m arriba de la zona permeable. Para el análisis se seleccionó la etapa de recuperación por ser la que tiene mayor duración. En la Figura 5 se muestra el diagnóstico en escala doble logarítmica.

En el inicio, los datos están afectados por el almacenaje del pozo. Estos efectos cesan alrededor de $t=0.2$ horas. Posteriormente adquiere la tendencia característica de fractura de conductividad infinita con pendiente $m=1/2$. A partir del tiempo equivalente a 2.8 horas se nota un incremento de la pendiente, sugiriendo la presencia de efectos de frontera. El análisis se realiza mediante la técnica de curvas tipo seleccionando como modelo de interpretación el de fractura vertical de conductividad infinita con presencia de fallas intersectando a 90°.

En la Figura 6 se muestran, en escala doble logarítmica, los resultados del ajuste y la simulación de la prueba. En la Tabla 3 se presentan los resultados del análisis.

Tabla 3. Resultados del análisis de la prueba 2.

PARAMETRO	UNIDADES	AJUSTE	SIMULACIÓN
Permeabilidad (k)	md	0.6897	0.664
Conductividad de la formación (kh)	md-m	172.42	166
Coeficiente de almacenaje (Cs)	m ³ /kg/cm ²	1.494	2.1
Factor de daño pseudo-radial (Spr)	Adimensional	-3.0056	-2.99
Factor de daño en fractura (Sf)	Adimensional	0.1	0.1
Longitud de fractura (Xf)	m	9.639	9.49
Distancia a las fallas (L1, L2)	m	15.9974	18, 18

Se trata de un pozo con baja permeabilidad. El factor de daño pseudo-radial se refiere al daño global matriz-fractura y al ser negativo indica que hay estimulación, lo que concuerda con los trabajos de estimulación que se realizaron antes de efectuar la prueba. El factor de daño en la fractura es prácticamente nulo, lo que indica que no hay restricción del flujo en la interacción matriz-fractura. La distancia del pozo a las fallas es de 18 m. Estas fallas o barreras son interpretadas como una o varias estructuras con propiedades diferentes a las de la roca circunvecina al pozo.

Prueba 3. Yacimiento de doble porosidad con almacenaje y frontera con falla simple

Se trata de una prueba de incremento de presión en un pozo con una profundidad total de 1406 m y con alta producción, de 270 t/h de mezcla ($x=37\%$) y entalpía de $h_M=1056$ kJ/kg. A las condiciones de yacimiento en el intervalo productor, $P=45$ bara y $T=244^\circ\text{C}$, el fluido se ubica en la región de líquido sub-enfriado con entalpía de $h_L=1054$ kJ/kg. Las entalpías en superficie y en el yacimiento son iguales, por lo que se trata de un yacimiento de líquido dominante. El intervalo permeable tiene un espesor de 250 m. La presión y temperatura promedio en la zona de producción es 45 bara y 244°C , respectivamente. La porosidad de la roca (andesita) es 0.15. El pozo estuvo produciendo en condiciones estables durante 320.89 horas y después se cerró midiéndose los cambios de la presión durante 2 horas. Se utilizaron instrumentos de medición electrónicos.

En la Figura 7 se muestra el gráfico de diagnóstico en escala doble logarítmica. En los tiempos tempranos los efectos de almacenaje del pozo dominan los datos. La derivada llega a un mínimo en 0.1 h y posteriormente se alcanza el flujo radial, característico de comportamiento de doble porosidad, para después empezar a incrementarse la pendiente (efectos de frontera). El análisis se realiza mediante la técnica de curvas tipo seleccionando dos modelos de interpretación: yacimiento de doble porosidad con almacenaje en el pozo y frontera con falla simple sin flujo (barrera impermeable). En la Figura 8 se muestran, en escala doble logarítmica, los resultados del ajuste y la simulación de la prueba. En la Tabla 4 se resumen los resultados del análisis.

Tabla 4. Resultados del análisis de la prueba 3.

PARÁMETRO	UNIDADES	SIMULACIÓN
Permeabilidad (k)	md	450
Conductividad de la formación (kh)	md-m	112500
Coeficiente de almacenaje del pozo (Cs)	m ³ /kg/cm ²	0.9
Factor de daño (S)	Adimensional	7
Distancia a la falla (SIN FLUJO)	m	300
ω (parámetro de almacenaje)	Adimensional	0.09

λ (parámetro de transmisividad)	Adimensional	1E-6
Índice de Productividad	t/h/bara	70 (transitorio) 53 (datos prueba)
Duración de la prueba	horas	2

La formación productora exhibe un alto valor de permeabilidad, así como un valor alto del índice de productividad, lo que concuerda con la alta producción del pozo. El daño es bajo, puede considerarse como pozo sin daño. Los valores de ω y λ indican que las reservas de fluido se encuentran principalmente en la matriz y que hay una interacción rápida entre matriz-fractura (Valdés, 2010). El parámetro de almacenaje ω , es la relación entre el almacenaje secundario (fractura) y el almacenaje del sistema total (matriz + fractura).

$$\omega = \frac{\phi_f C_{tf}}{\phi_f C_{tf} + \phi_m C_{tm}}$$

Si $\omega=1$, las reservas están en las fracturas. Si es menor, las reservas se encuentran en la matriz. El parámetro de transmisividad λ , es la relación entre la permeabilidad de la matriz y de la fractura.

$$\lambda = \alpha \frac{k_m}{k_f} r_w^2$$

λ oscila entre 10^{-3} y 10^{-10} . Si $\lambda > 10^{-3}$, el sistema se comportaría como si fuera homogéneo, mientras más pequeño más heterogéneo (Horne, 1995). La barrera impermeable (modelo de frontera de falla simple sin flujo) a 300 m, es interpretada como una estructura con propiedades petrofísicas diferentes a las de las cercanías del pozo.

CONCLUSIONES

El principal propósito de este artículo es presentar el potencial que tienen las pruebas transitorias de presión como herramienta para entender el mecanismo de producción de los pozos y lograr diagnosticar con alto grado de confiabilidad su comportamiento, estableciendo los criterios para su operación y posibles intervenciones, ya sea para recuperar sus condiciones originales o para mejorarlas.

Se presentaron tres casos diferentes en los que se aplicaron distintos modelos de interpretación, obteniendo diferentes propiedades de la formación productora:

- Yacimiento homogéneo radial actuando infinitamente.
- Fractura vertical de conductividad infinita con presencia de fallas intersectando a 90°.
- Yacimiento de doble porosidad con almacenaje y frontera con falla simple.

La correcta identificación de las diferentes respuestas de los datos y de las geometrías de flujo es la clave para una interpretación confiable de una prueba de presión. La técnica de la derivada de la presión es altamente sensible a la calidad y cantidad de los datos. Las pruebas 1 y 2 fueron realizadas utilizando instrumentos mecánicos de medición de la presión, y al calcular la derivada de la presión se obtuvo mucha dispersión debiendo aplicar métodos de suavización. En cambio, en la prueba 3 se utilizó un instrumento de medición electrónico, el cual registra datos cada segundo, lo que repercutió en menor dispersión de datos al calcular la derivada.

Los resultados del análisis de las pruebas de presión deben ser enriquecidos con información de pruebas de producción de los pozos, de geología, geofísica y geoquímica para lograr una descripción del yacimiento lo más próxima a la realidad.

NOMENCLATURA

\bar{P}_y	Presión media de yacimiento (bar)
p_{ws}	Presión de fondo estática (bar)
Δt	Tiempo transcurrido de la prueba (h)
k	Permeabilidad (md)
k_f	Permeabilidad de fractura (md)
S	Daño (adimensional)
η_s	Eficiencia de flujo debido al daño (adimensional)
r_e	Radio de drene (m)
J	Índice de productividad (t/h/bar)
m	Pendiente (bar/ciclo)
ΔP	Cambio de la presión (bar)
$t \frac{d\Delta P}{dt}$	Derivada de la presión (bar/h)
t	Tiempo (h)
Φ	Porosidad (fracción)
ω	Parámetro de almacenaje (adimensional)
λ	Parámetro de transmisividad (adimensional)
C_t	Compresibilidad total del sistema (atm^{-1})
f	Fractura
m	Matriz
r_w^2	Radio del pozo (m)
α	Factor dependiente del flujo matriz-fractura

REFERENCIAS

- Agarwal, R.G., Al-Hussainy, R., and Ramey Jr., H.J., 1970. An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow; Analytical treatment. *Trans. AIME* 249, pp. 279-290.
- Bourdet, D., Whittle, T.M., Douglas, A.A., and Pirard, Y-M. 1983. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World Oil*, pp. 95-106.
- Bourdet, D., Ayoub, J.A., and Pirard Y-M., 1989. Use of pressure derivative in well test interpretation. *SPE Formation Evaluation*, pp. 293-302.
- Grant, M.A., Donaldson, I.G., and Bixley, P.F., 1982. Geothermal reservoir engineering. Academic Press, University of Michigan, 369 p.
- Horne, R.N., 1995. Modern well test analysis: A computer-aided approach. Petroway, Inc.
- Hurst, W., 1953. Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a wellbore. *Petroleum Engineering*, B-6 through B-16.
- Miller, C.C., Dyes, A.B., and Hutchinson Jr., C.A., 1950. The estimation of permeability and reservoir

- pressure from bottom hole pressure build-up characteristics. *Trans. AIME* 189, pp. 91-104.
- Muskat, M., 1937. Use of data on the build-up of bottom-hole pressures. *Trans. AIME* 123, pp. 44-48.
- Theis, C.V., 1935. The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using ground-water storage. *Trans. American Geophysical Union*, pp. 519-524.
- Valdés-Pérez, A.R., 2010. Modelo de flujo bilineal con transferencia interporosa transitoria. Tesis Profesional, UNAM, Inédita.
- Van Everdingen, A.F., 1953. The skin effect and its influence on the productive capacity of a well. *Trans. AIME* 198, pp. 171-176.
- Van Everdingen, A.F., and Hurst, W., 1949. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. *Trans. AIME* 186, pp. 305-324.
- Wong, D.W., Harrington, A.G., and Cinco-Ley, H., 1984. Application of the pressure derivative function in the pressure transient testing of fractured wells. *Trans. 59th Annual Fall Technical Conference and Exhibition*, Houston, TX, September 16-19, 1984.

FIGURAS EN LAS PÁGINAS SIGUIENTES

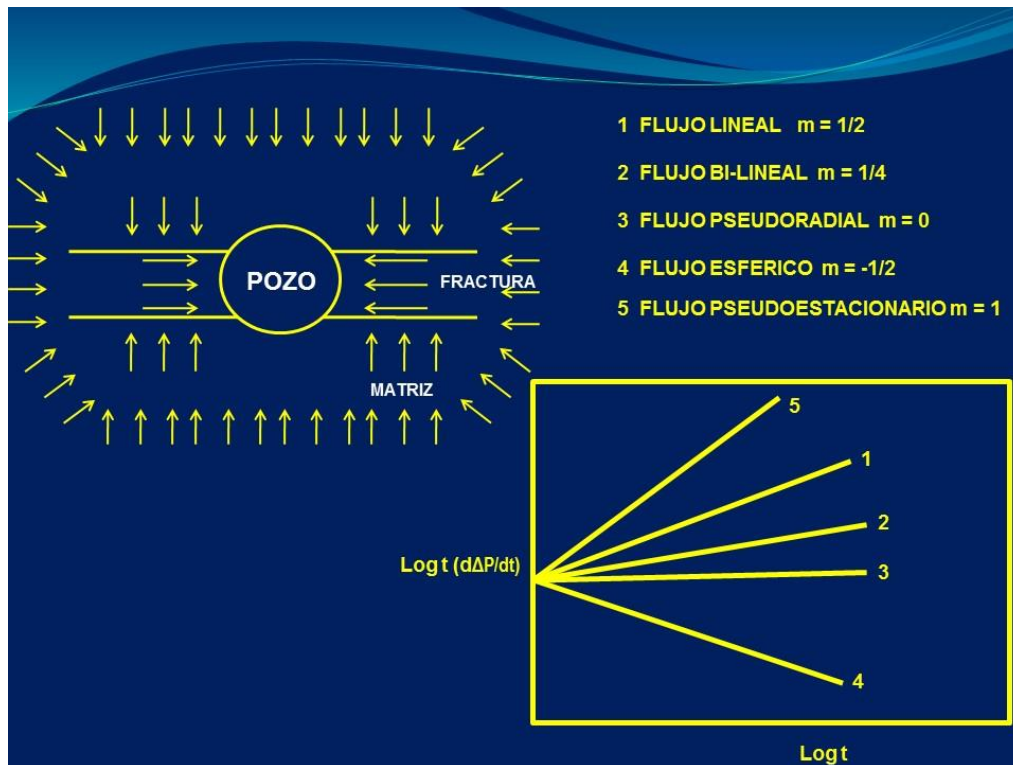


Fig. 1. Geometrías de flujo desarrolladas con la derivada de la presión.

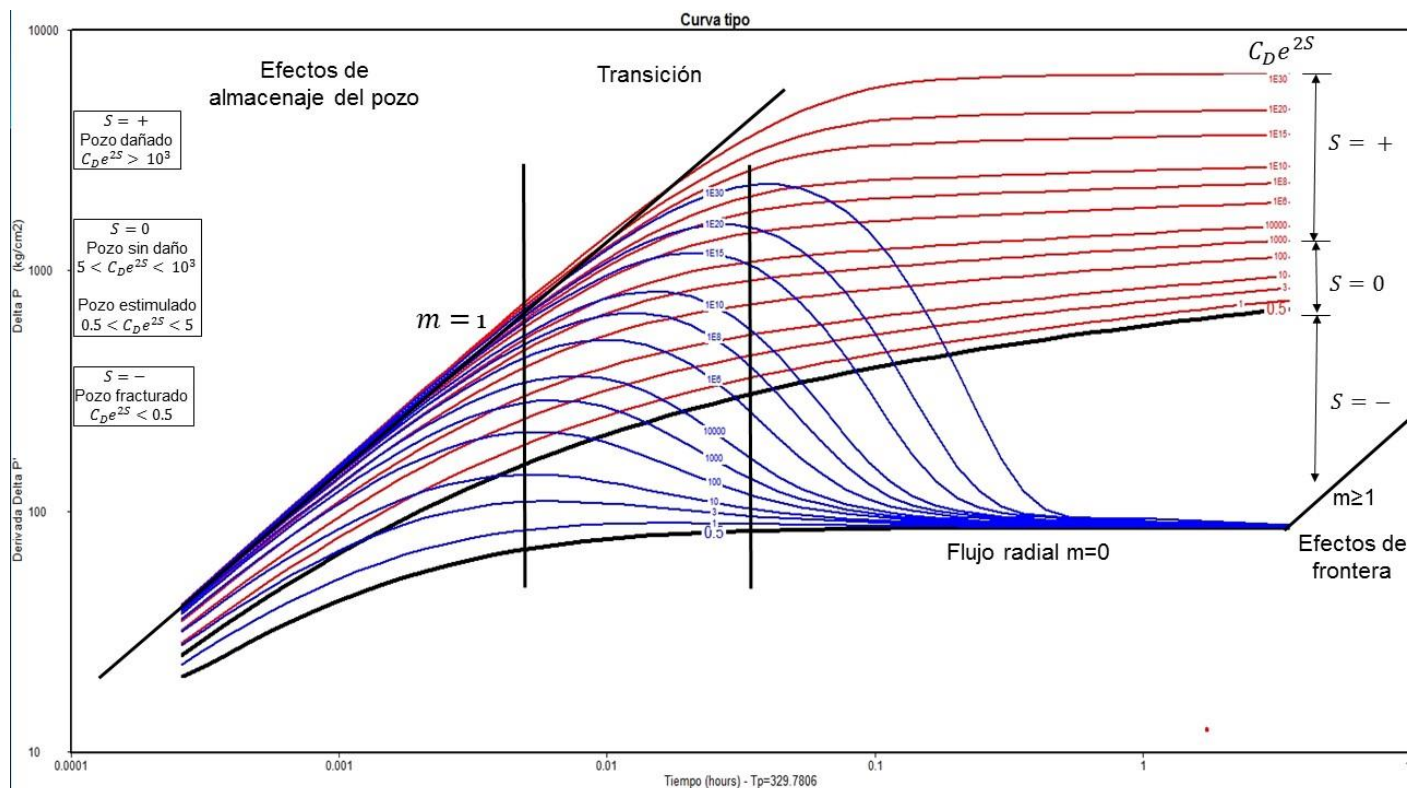


Fig. 2. Gráfico doble logarítmico para el diagnóstico de los datos de presión.

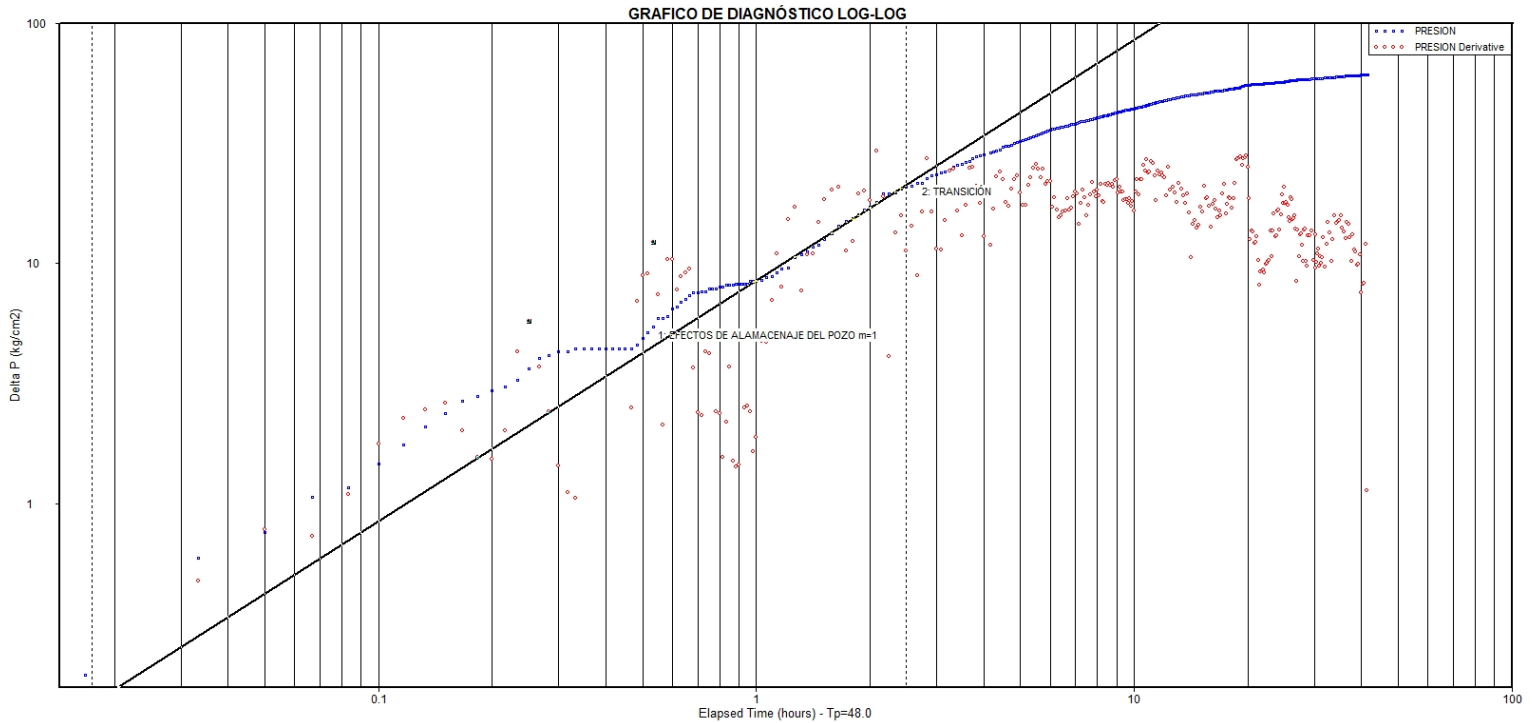


Fig. 3. Gráfico log-log para el diagnóstico de los datos de la Prueba 1.

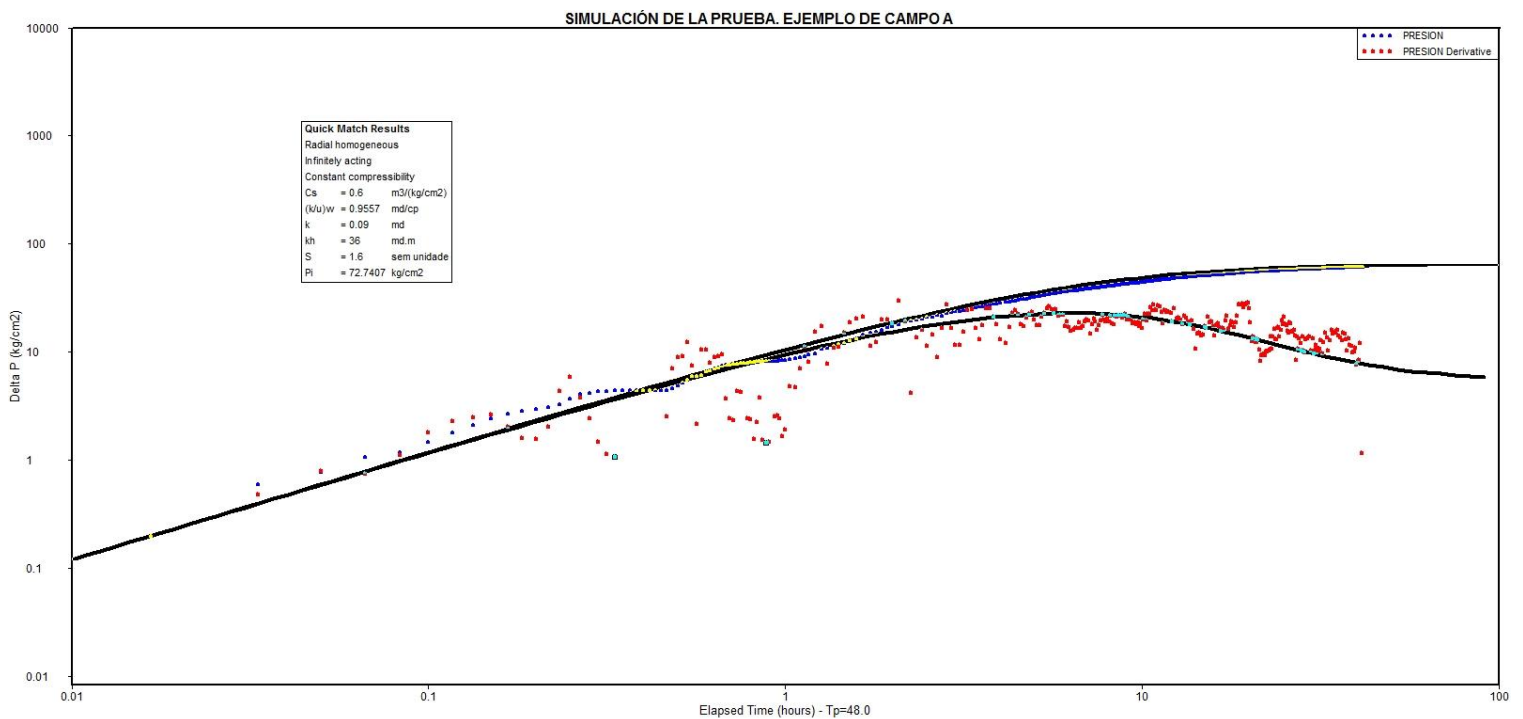


Fig. 4. Simulación de la Prueba 1.

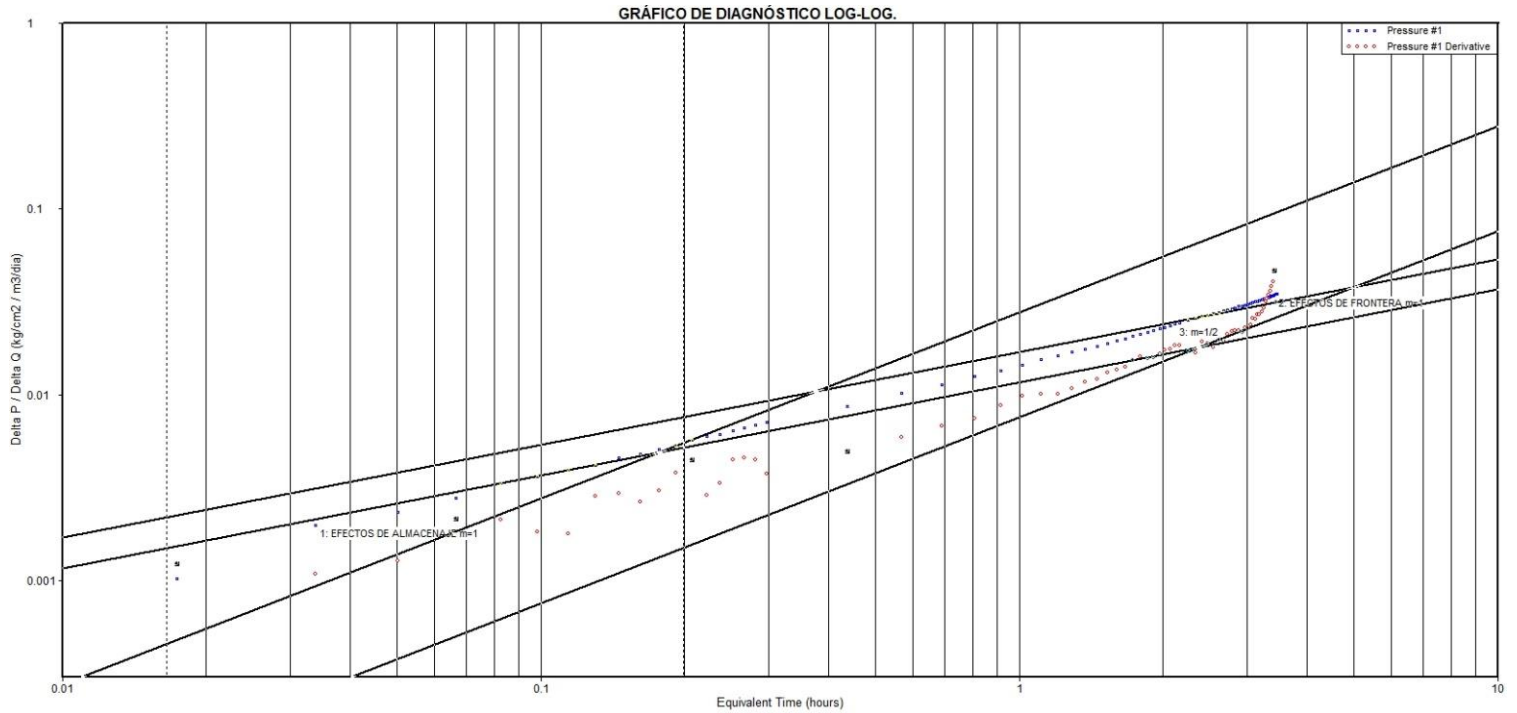


Fig. 5. Gráfico log-log para el diagnóstico de los datos de la Prueba 2.

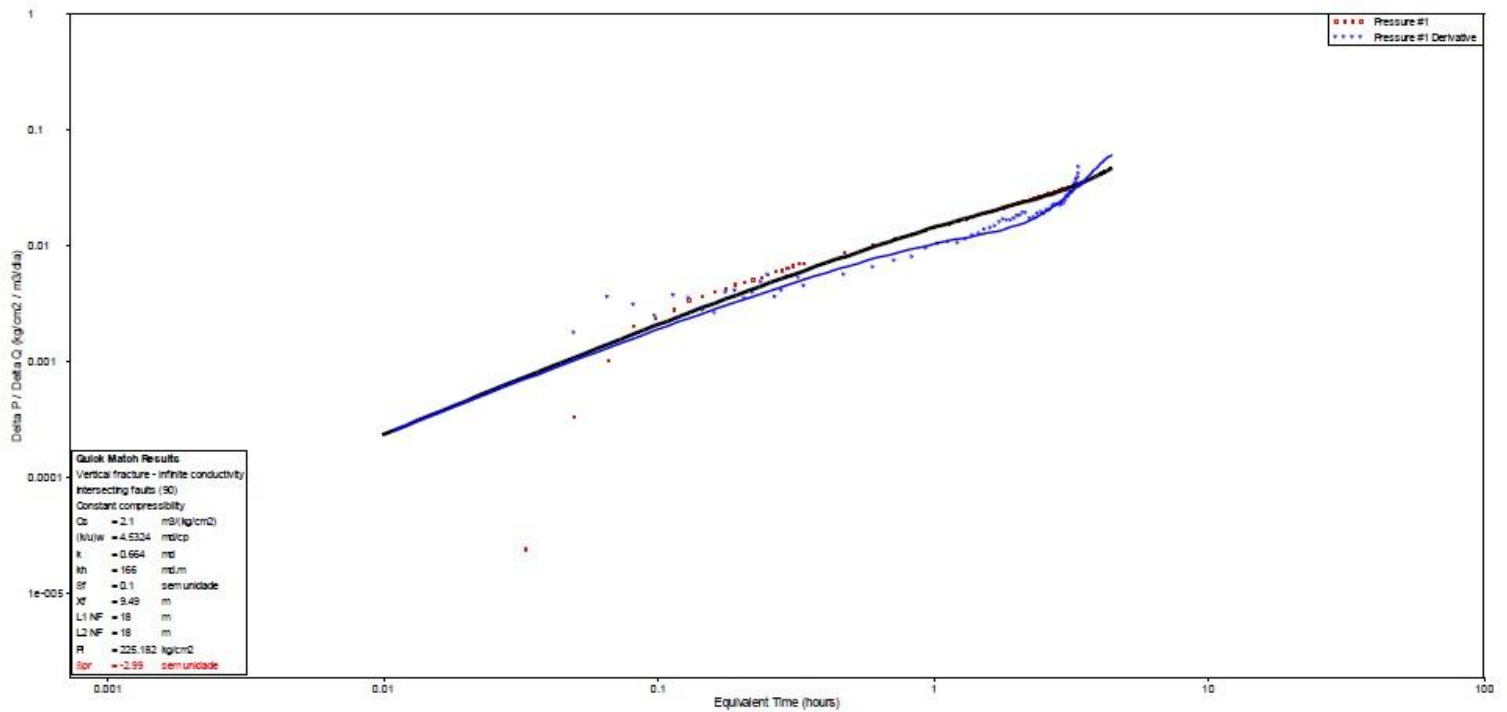


Fig. 6. Simulación de la Prueba 2.

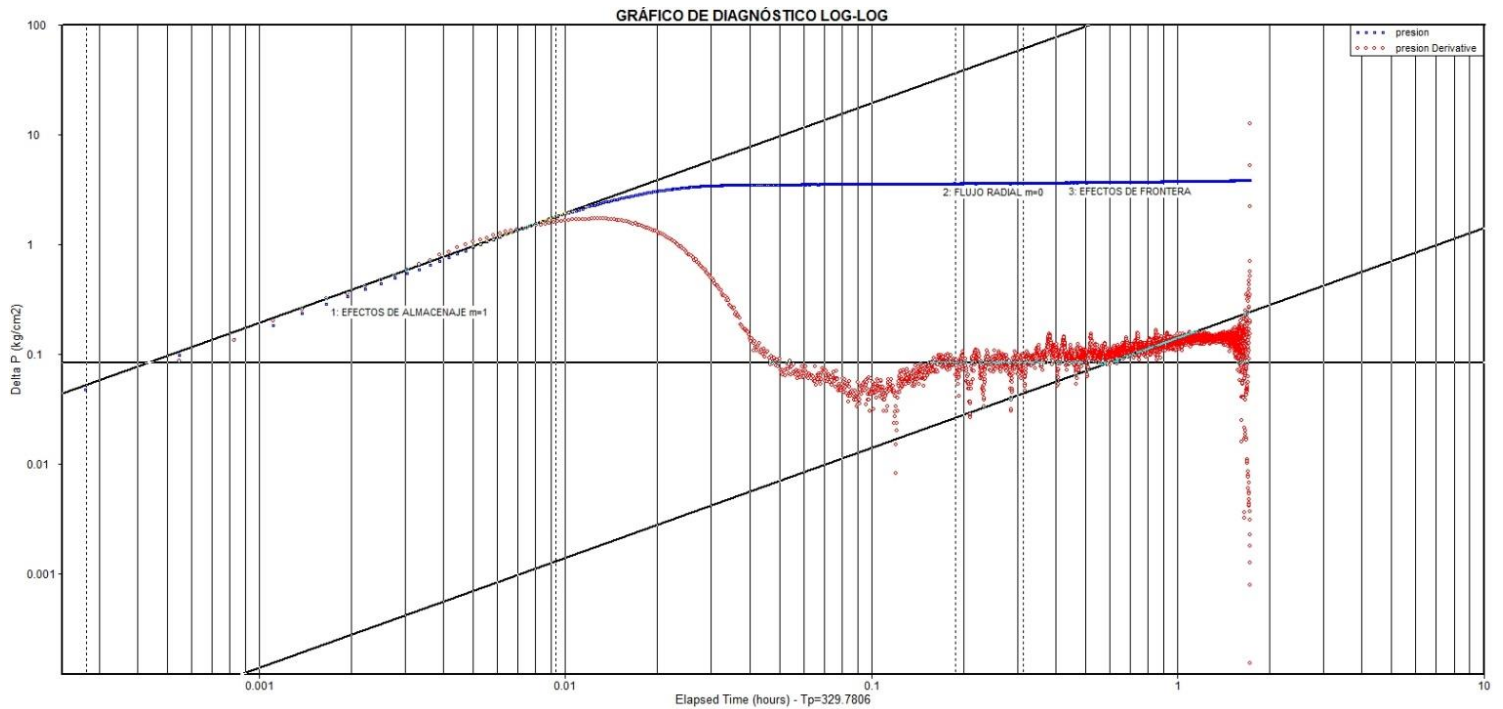


Fig. 7. Gráfico log-log para el diagnóstico de los datos de la Prueba 3.

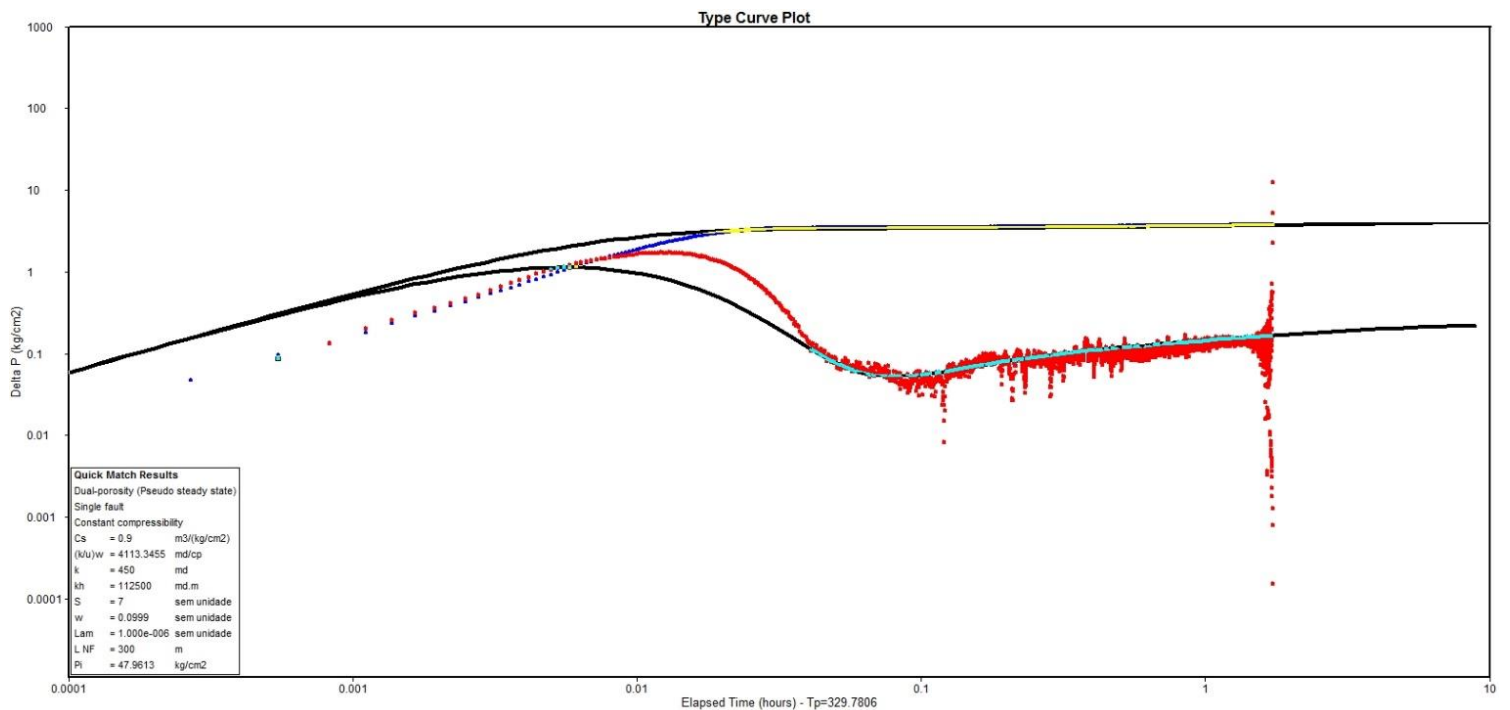


Fig. 8. Simulación de la Prueba 3.