

Fracturamiento térmico del pozo H-40 del campo geotérmico de Los Humeros, Pue.

Magaly Flores Armenta¹ y Rigoberto Tovar Aguado²

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. ¹Departamento de Ingeniería de Yacimientos. ²Residencia de Los Humeros. Correo: magaly.flores@cfe.gob.mx

Resumen

El pozo H-40 se perforó con objetivos de producción en 1997. Sin embargo, el pozo resultó incapaz de mantenerse fluyendo. Después de un periodo de monitoreo se evaluó su capacidad de aceptación para tratar de utilizarlo como pozo inyector, observándose que no aceptaba más de 5 toneladas por hora (t/h) de fluido. Por lo tanto, se decidió estimularlo mediante fracturamiento térmico con tres pruebas que se realizaron en octubre de 2005, lográndose que el pozo llegara a aceptar hasta 110 t/h, lo que permitirá que el pozo pueda ser usado como inyector.

Palabras clave: Los Humeros, fracturamiento térmico, pruebas de inyección, estimulación de pozos.

Thermal fracturing of the well H-40, Los Humeros, Pue., geothermal field

Abstract

Well H-40 was drilled for production in 1997, but the well was not able to sustain flow. After it was monitored to assess its injection capacity, the well was changed to an injection well, but the well did not accept more than 5 tons of fluid per hour (t/h). The well was stimulated by thermal fracturing in three tests made in October 2005. As a result, the well can accept up to 110t/h and can be used as an injection well.

Keywords: Los Humeros, thermal fracturing, injection tests, well stimulation.

1. Introducción

El pozo H-40 está localizado en la parte central del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., a una altitud de 2795 msnm. Se perforó en 1997 con objetivos de producción.

Es un pozo direccional cuya profundidad programada originalmente era de 2250 m. Sin embargo, se presentaron problemas de atrapamiento de la sarta de perforación a los 2226 m, quedándose un pescado cuya boca se encuentra a los 2128 m. Por lo tanto, se decidió terminar el pozo a esa profundidad, colgándose el liner ranurado entre los 1600 y los 2127 m de profundidad. Su croquis de terminación, diámetros de agujero y tuberías de revestimiento se presentan en la Figura 1.

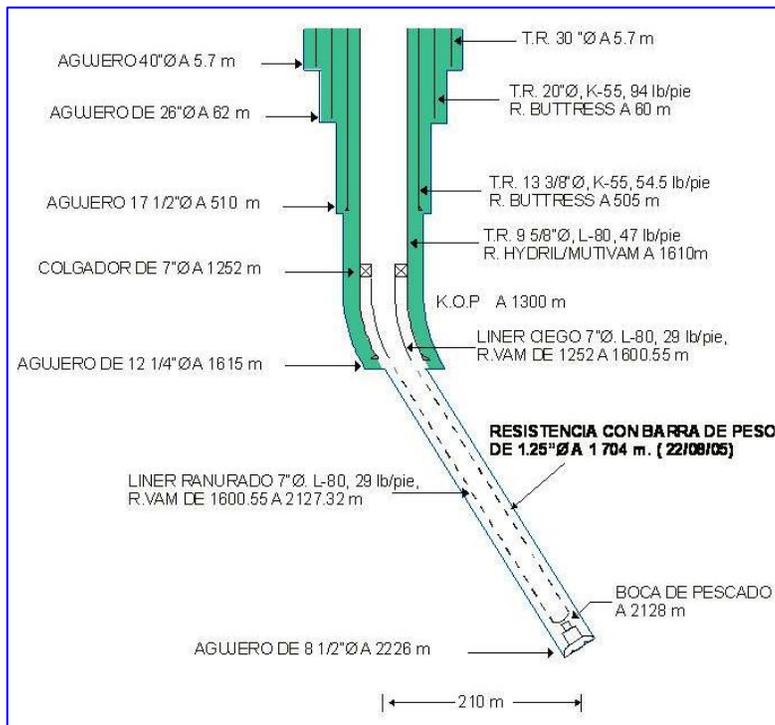


Fig. 1. Croquis de terminación del pozo H-40

orificios, pero sólo por periodos cortos, dejando de fluir después.

Debido a que no se presentaron condiciones favorables de producción, en enero de 1999 se instaló una cámara para monitorear la presión del yacimiento, la cual quedó a 1700 m de profundidad. La cámara se mantuvo hasta febrero de 2001, encontrándose la presión del yacimiento entre 1300 y 1260 psia, mientras que la presión de cabezal estuvo entre 5 y 6 psig durante ese periodo.

Una vez que se retiró la cámara de monitoreo, el pozo quedó abierto por línea de 1/2", fluyendo a través de ella una muy pequeña columna de vapor. Se decidió entonces intentar el fracturamiento térmico.

2. Fracturamiento térmico

El programa de fracturamiento térmico se elaboró de acuerdo a los procedimientos utilizados en el campo geotérmico de Krafla, Islandia (Palsson, 2004) y en el de Bouillante, Francia (Sanjuán *et al.*, 2000). En términos generales, el procedimiento consiste en inyectar durante tres horas el gasto que acepte el pozo, de preferencia mediante bombeo con presiones de cabezal de entre 10 y 20 bar. Al término de ese tiempo se suspende la inyección, se cierra el pozo y se espera 8 horas con el pozo en reposo. Se repite la secuencia anterior durante tres días, monitoreando continuamente la inyectividad en el pozo (Flores, 2004).

Siguiendo un procedimiento similar al mencionado, el 13 de julio de 2005 se inició la inyección de fluido geotérmico por gravedad con un gasto inicial de 5 t/h, el cual se fue incrementando poco a poco observando derrames en cada incremento de gasto. El 17 de julio se realizó la primera etapa de recuperación del pozo, suspendiéndose la inyección durante 72 horas y monitoreando la presión a 1700 m de profundidad. Del 20 al 25 de julio se reinició la etapa de inyección con un máximo de 35 t/h y se suspendió para recuperación térmica el 27 de julio. Se realizaron pruebas similares del 7 al 10 de octubre, del 12 al 13 y del 17 al 18 de octubre de 2005. Al finalizar el tratamiento de estimulación térmica, el pozo alcanzó una aceptación de hasta

La columna litológica atravesada por el pozo se presenta en la Figura 3, donde también se pueden ver los registros de temperatura corridos durante la perforación. Mediante ellos se identificaron tres zonas con probable aporte de fluidos: la primera de 1610 a 1720 m, la segunda de 1770 a 1870 m y la tercera de 1960 a 2120 m. Además se identificaron pérdidas de circulación desde 10 hasta 26 m³/h a partir de los 1639 m de profundidad (Fig. 2).

Los resultados que se obtuvieron durante la perforación sugerían que el pozo sería un buen productor. Sin embargo, durante la etapa de calentamiento el pozo no manifestó presión en el cabezal y, de acuerdo a los registros de presión y temperatura, el fluido se encontraba lejos de las condiciones de saturación. Por ello se intentó inducir la producción mediante la inyección de aire con aproximadamente 800 psig de presión; eso permitía el flujo del pozo por diferentes

110 t/h, que fue la cantidad máxima con la que pudo probarse debido a la capacidad de la línea usada durante la prueba.

Durante los trabajos de fracturamiento térmico se realizaron tres pruebas transitorias de presión a fin de evaluar el producto de la permeabilidad por el espesor (kh) y el factor de daño del pozo, a medida que se iban desarrollando esos trabajos. En todas las pruebas la profundidad de monitoreo fue 1700 m.

3. Pruebas transitorias de presión

La primera prueba se efectuó del 7 al 10 de octubre de 2005. En esta prueba el pozo aceptaba un flujo máximo de 60 t/h y se mantuvo este ritmo de inyección durante 50 minutos, aproximadamente, para monitorear el comportamiento de la presión al suspender la inyección (prueba de recuperación) durante 72 horas.

La Figura 3 muestra el comportamiento de la presión de fondo durante la prueba. Se observa que al inyectar 60 t/h de fluido geotérmico la presión se incrementa a 130 bar y al liberarla se tiene una caída de presión de 40 bar. Los datos obtenidos fueron analizados con técnicas estándar para pruebas de presión utilizando el software comercial Pansystem™.

La etapa de diagnóstico de la prueba utilizó la técnica de la derivada para la identificación de la zona de flujo radial. La zona de flujo radial se analizó con la técnica semilogarítmica (Fig. 4) y posteriormente se confirmaron los resultados obtenidos mediante la técnica de ajuste de curvas tipo (Fig. 5) y mediante la simulación numérica de la prueba (Fig. 6). El producto kh obtenido resulta ser de 1.2 Dm y el factor de daño de 1.23.

La segunda prueba se efectuó del 12 al 13 de octubre de 2005. Ya para esta prueba el pozo incrementó su aceptación a 83.4 t/h de fluido geotérmico. Se mantuvo este ritmo de inyección durante 6 horas antes de suspender el gasto y se continuó el monitoreo de la recuperación de la presión durante 25 horas adicionales. La Figura 7 muestra el comportamiento de la presión de fondo durante la prueba.

En esta segunda prueba la presión durante la etapa de inyección llegó a un máximo de 130 bar que fue disminuyendo a 120 bar hacia el final de la inyección sin modificación del gasto. Al suspender la inyección se observó una caída de presión de 40 bar. Para esta prueba el producto kh resultó de 3.5 Dm y el factor de daño de 6.8.

Finalmente, se llevó a cabo una tercera prueba entre el 17 y 18 de octubre de 2005. En esta ocasión el pozo aceptó un flujo promedio máximo de 108 t/h de fluido geotérmico. Se mantuvo este ritmo de inyección

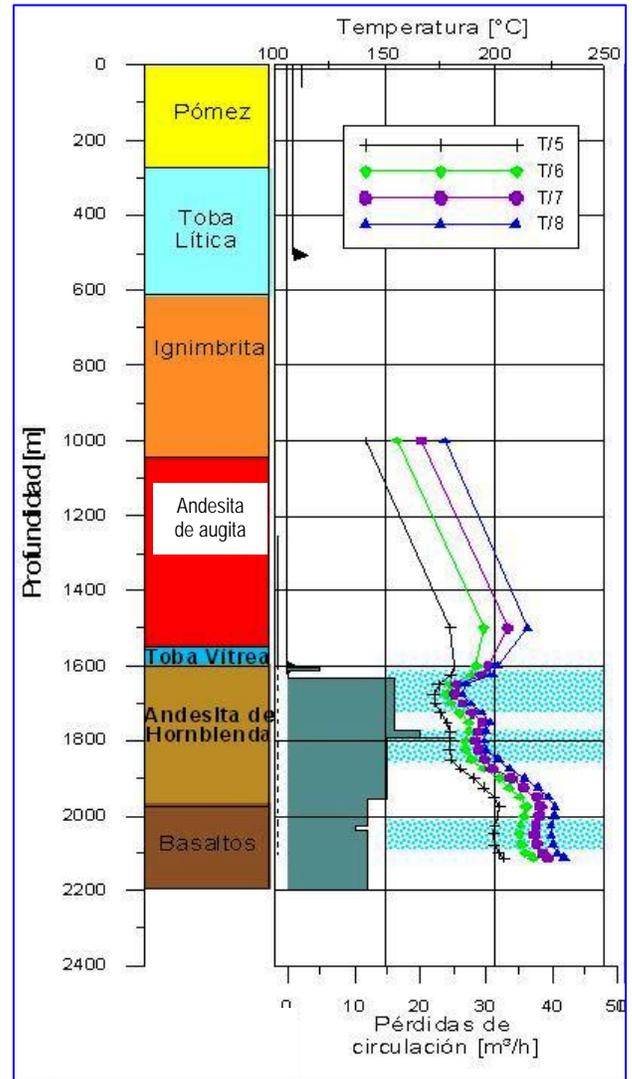


Fig. 2. Columna litológica, registros de temperatura y pérdidas de circulación durante la perforación del pozo H-40

durante 4 horas antes de suspender el gasto y se continuó el monitoreo de la recuperación de la presión durante 24 horas adicionales. La Figura 8 muestra el comportamiento de la presión de fondo durante la prueba.

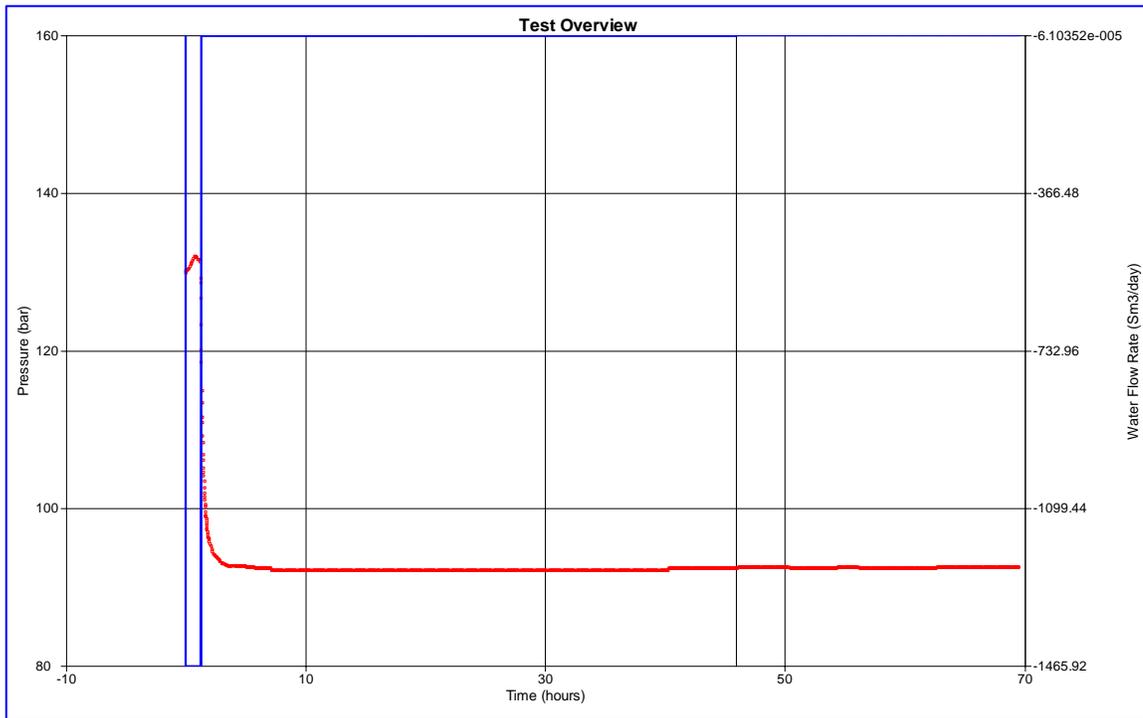


Fig. 3. Primera prueba transitoria de presión

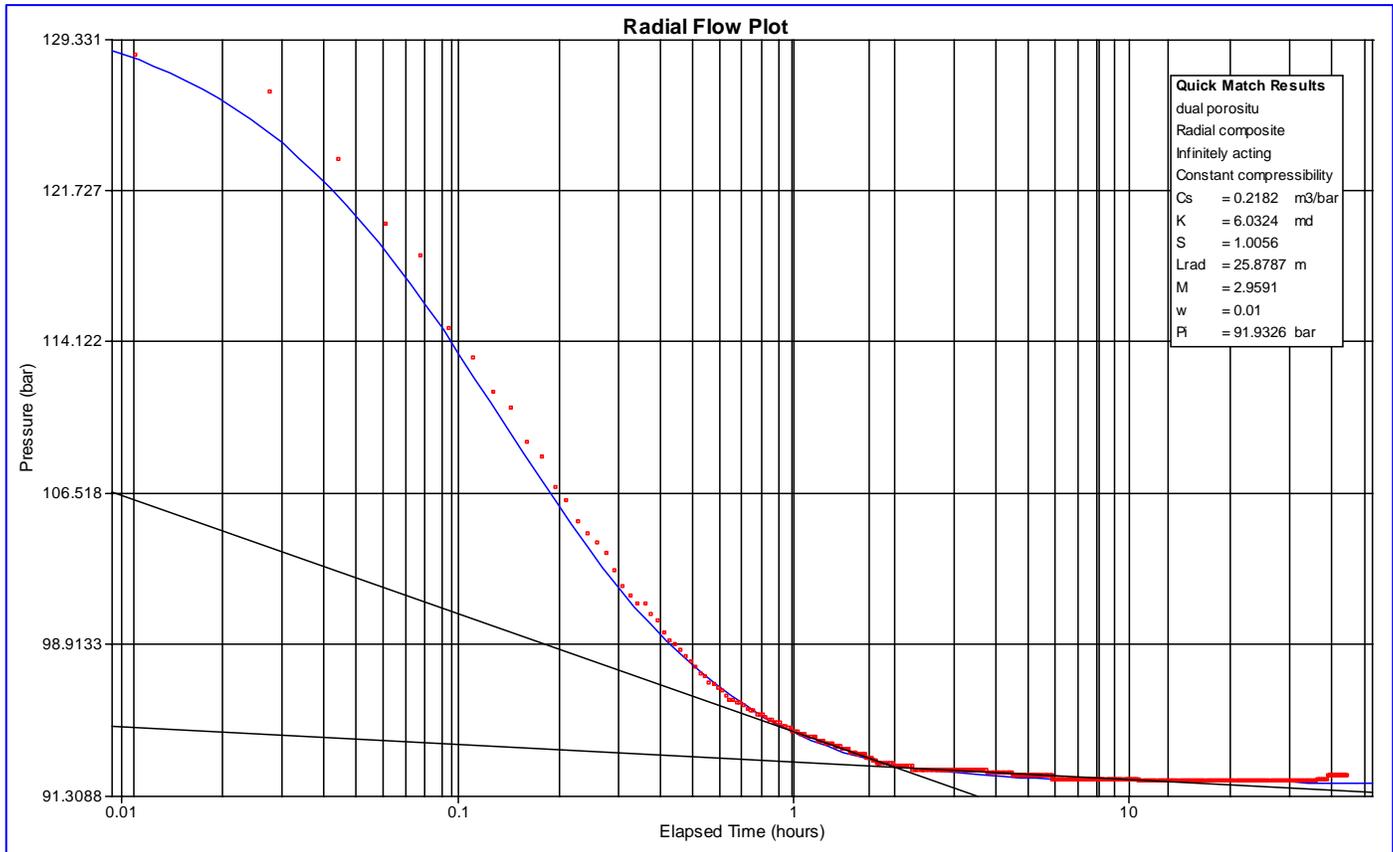


Fig. 4. Análisis del flujo radial en la primera prueba transitoria de presión

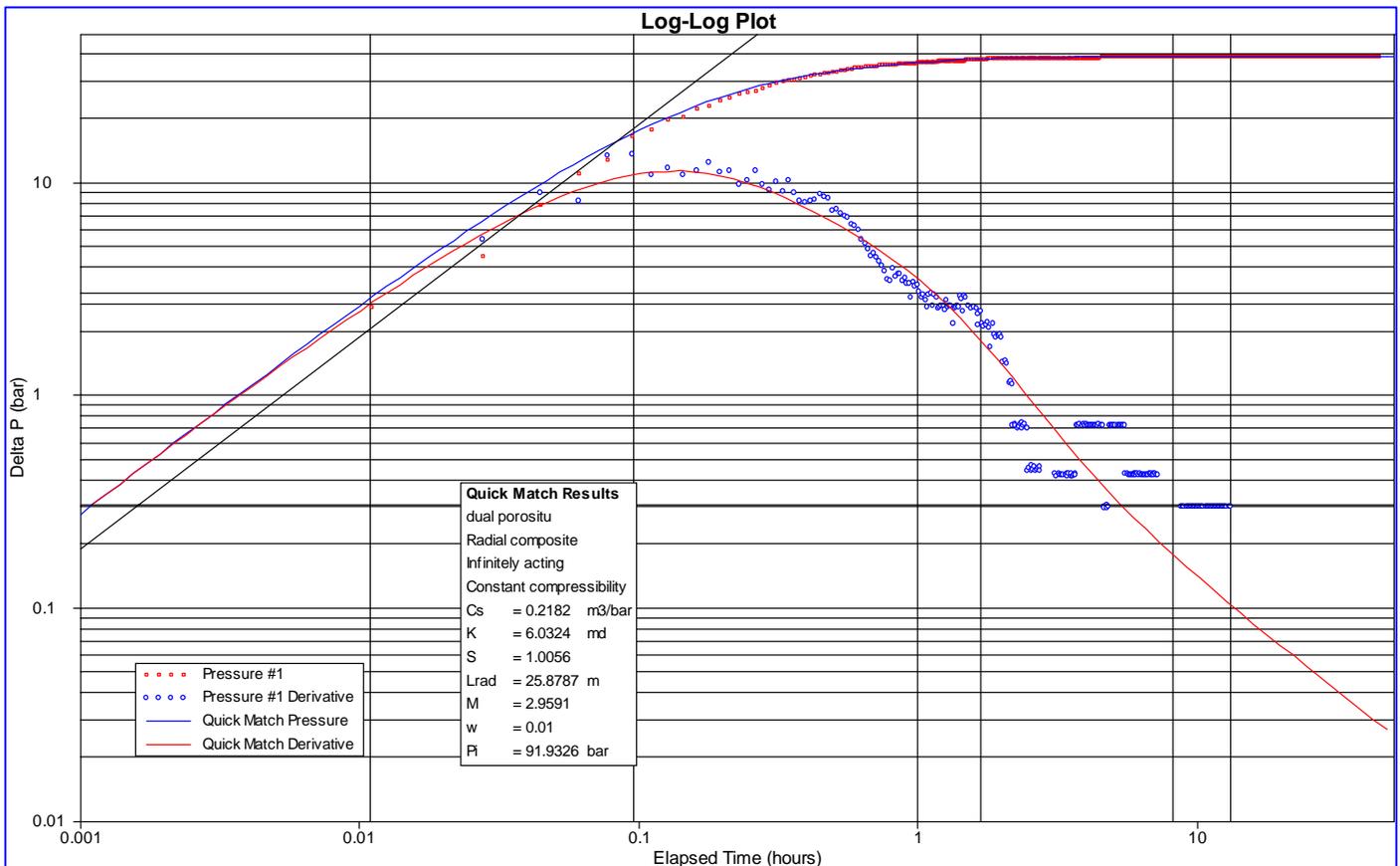
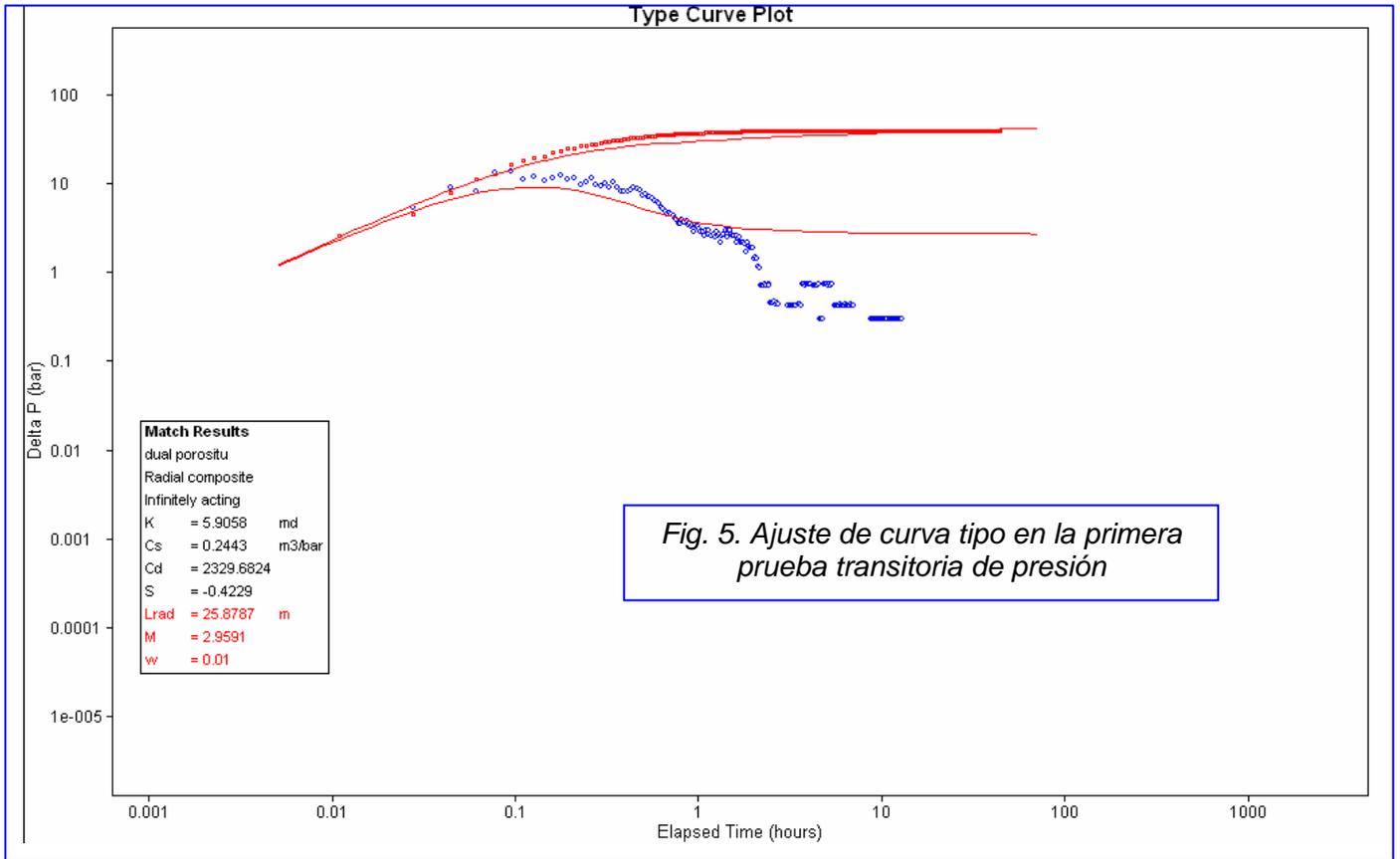


Fig. 6. Simulación numérica de la primera prueba

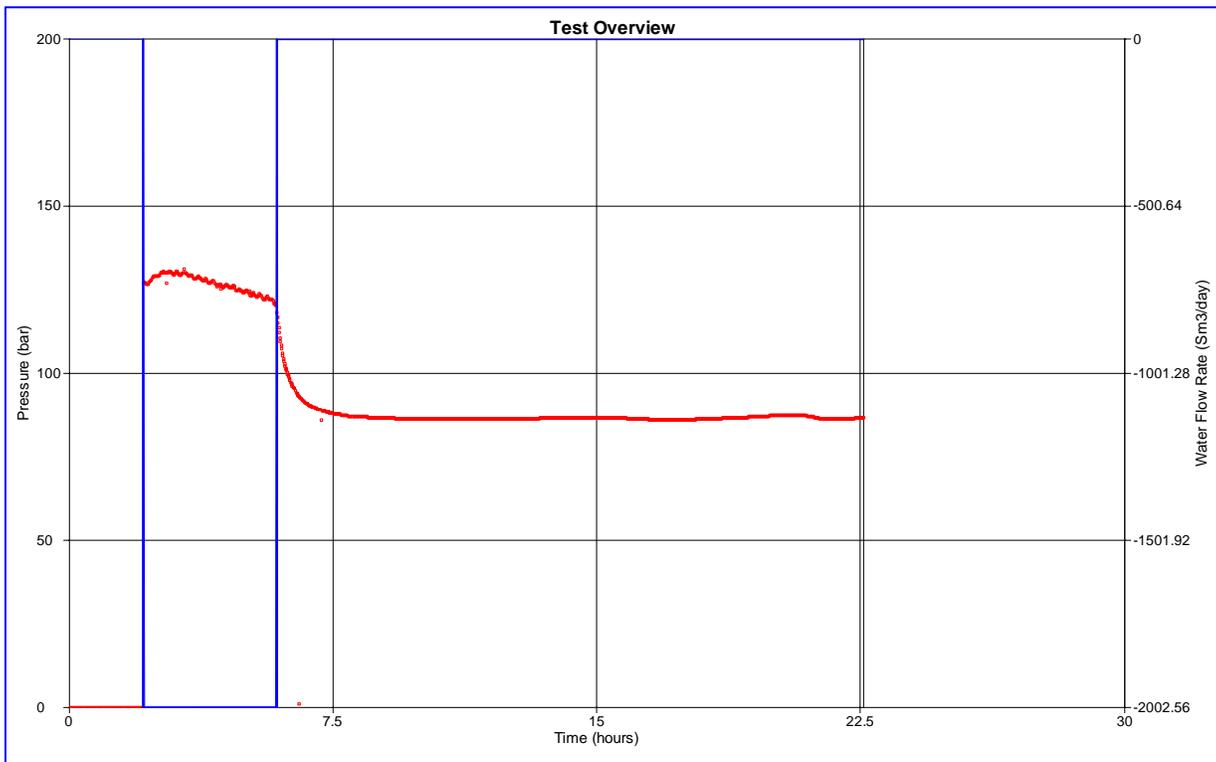


Fig. 7. Segunda prueba transitoria de presión

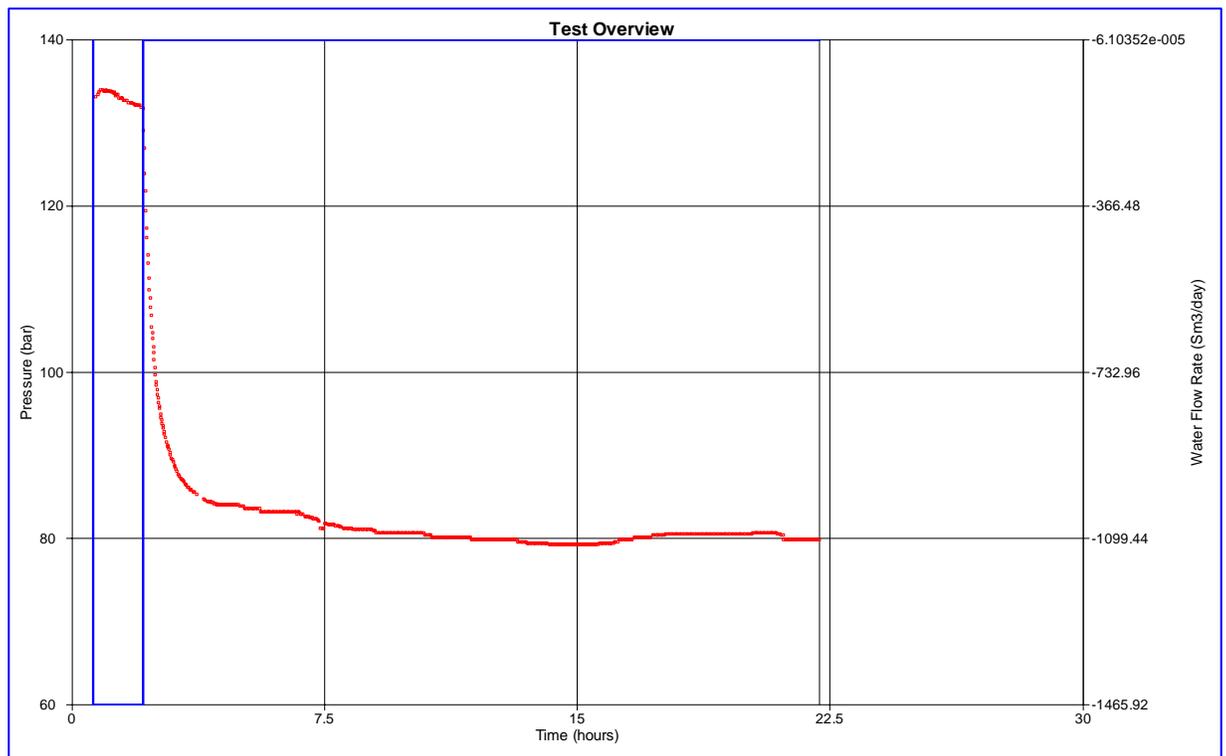


Fig. 8. Tercera prueba transitoria de presión

En esta tercera prueba la presión durante la etapa de inyección llegó a un máximo de 132 bar. Al suspender la inyección se observó una caída de presión de 55 bar. El producto kh resultó de 7.6 y la derivada muestra la “firma” característica de un yacimiento fracturado o de doble porosidad, que no se había manifestado en las primeras etapas de la prueba (Fig. 9).

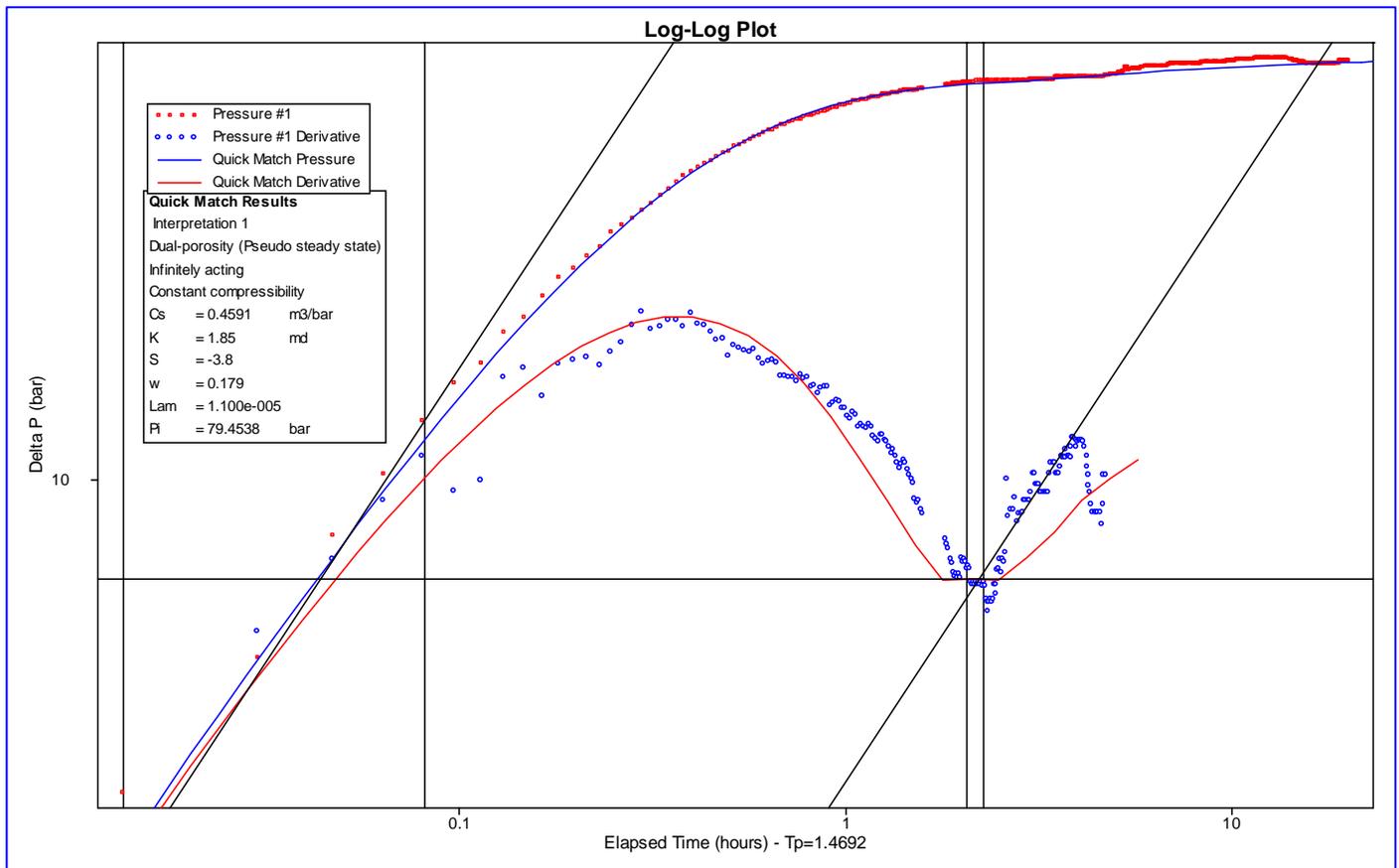


Fig. 9. Simulación numérica de la tercera prueba transitoria de presión

4. Discusión de resultados

El comportamiento típico de una prueba de inyectividad es que mientras mayor sea el gasto inyectado mayor es la presión que se registra a la profundidad de la prueba, y al suspender la inyección en todos los casos se alcanza la misma presión después de un tiempo de reposo que permita que se equilibre la presión del yacimiento con la presión del pozo. Cuando se provoca un fracturamiento en las rocas de la formación ese comportamiento es diferente. A medida que se fractura la roca se van obteniendo presiones diferentes, si las nuevas fracturas se comunican hacia una fractura mayor conectada con el yacimiento principal, hasta alcanzar la presión típica del yacimiento.

Cuando se inició el tratamiento de fracturamiento térmico, el pozo H-40 no aceptaba más de 5 t/h de fluido geotérmico y comenzaba a derramarse en superficie. Al continuar con el tratamiento, la capacidad de aceptación del pozo se incrementó gradualmente hasta alcanzar las 110 t/h de fluido geotérmico. Al inicio del tratamiento, el pozo no manifestaba temperatura en el cabezal. Al finalizar, el cabezal mostraba cierto calentamiento.

La Figura 10 muestra el comportamiento de la presión de yacimiento medida a 1700 m de profundidad en el pozo H-40 durante las tres pruebas efectuadas. En ella se observa con relativa facilidad cómo fue disminuyendo la presión estática del pozo a medida que este comenzó a aceptar más flujo. Esto es un indicio de que con el tratamiento fueron abriéndose conductos que comunicaron a los fluidos inyectados con el yacimiento originalmente “menos conectado”.

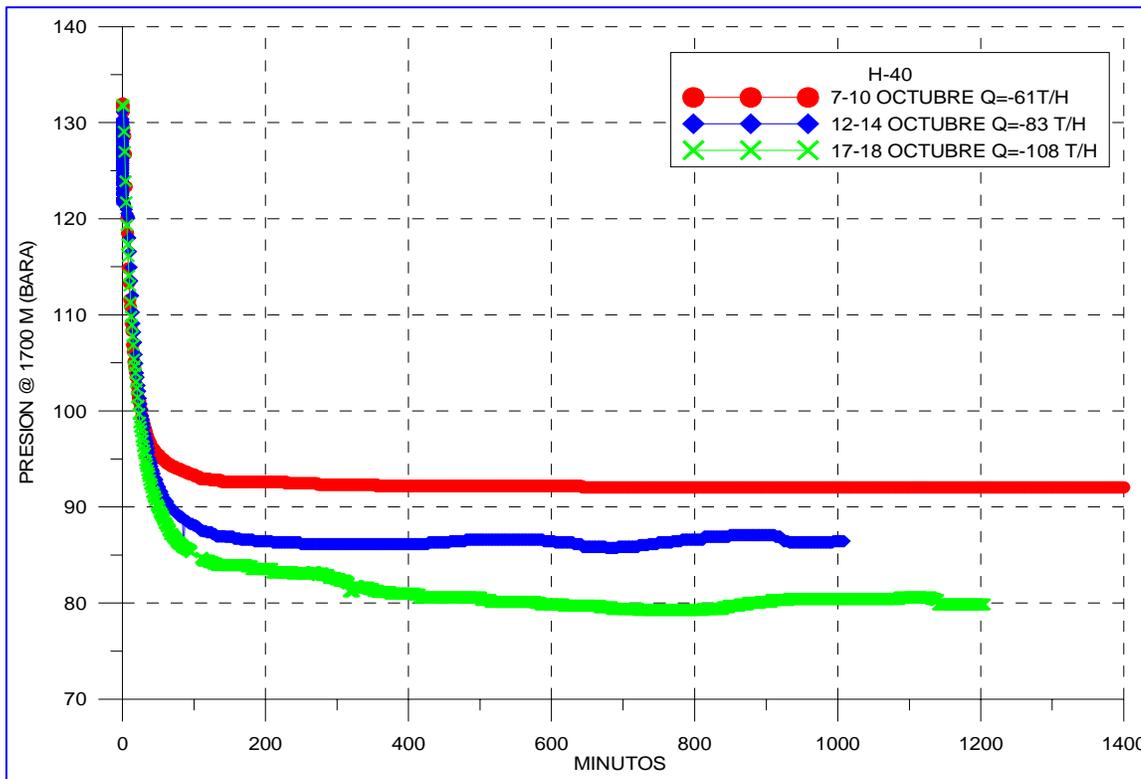


Fig. 10.
Comportamiento
de la presión de
yacimiento en
las tres pruebas
transitorias

Los principales datos y resultados de las tres pruebas de mencionadas anteriormente se presentan en la Tabla 1.

Fecha	Gasto inyectado (t/h)	Nivel Estático (m)	kh (mD-m)	Factor de Daño	Radio de Inv. (m)	Modelo
7-10/X/05	61	780	1224	1.23	433	Radial Compuesto
12-14/X/05	83	837	3545	6.8	450	Radial Homogéneo
17-18/X/05	108	902	396	-3.41	165	Doble Porosidad

Tabla 1. Datos y resultados de las tres pruebas transitorias de presión realizadas en el pozo H-40

Como se observa, el nivel estático del pozo fue variando de 780 m, a 837 m y a 902 m de profundidad. Es decir, a consecuencia del tratamiento de estimulación el nivel estático del pozo disminuyó 122 metros. Es importante mencionar que el nivel estático en los pozos productores de Los Humeros es muy variable y se localiza entre 200 y 600 m de profundidad, dependiendo de la zona. En el caso del pozo H-40, el último registro de presión indica que el nivel estático antes de estas pruebas se localizaba a 400 m de profundidad (P/17 del 21 de enero 2001). Las presiones registradas durante las etapas de recuperación de las pruebas de fracturamiento térmico, que son mucho menores que la presión estática registrada antes de las mismas, indican que el pozo se comunicó con otro sector del yacimiento o bien que el pozo se estimuló durante estas pruebas.

Es conveniente resaltar que el valor de kh obtenido en la tercera prueba es menor que en las dos primeras pruebas (Tabla 1). Esto se debe a que en un modelo de doble porosidad se obtienen dos valores de permeabilidad: uno para la fractura y otro para la matriz y se obtienen además los parámetros que correlacionan el flujo entre ambos (w y l). El valor aquí obtenido corresponde a la permeabilidad de la fractura y no es válido compararlo con el kh obtenido en las pruebas previas.

Posteriormente a las pruebas de fracturamiento térmico, el pozo se puso en etapa de calentamiento, sin que a la fecha se manifieste presión de cabezal. Sin embargo, si el pozo no logra inducirse para utilizarse como pozo productor, se empleará como pozo inyector para aprovechar el incremento logrado en su capacidad de aceptación de fluido.

5. Conclusiones

El tratamiento de estimulación por medio de fracturamiento térmico realizado entre los meses de julio y octubre de 2005 en el pozo H-40 muestra resultados positivos. Al incrementarse el gasto inyectado pudo observarse la disminución de la presión estática en el pozo. Esto sugiere que con el tratamiento fueron “abriéndose” conductos que comunicaron los fluidos inyectados con el yacimiento originalmente “menos conectado”. Lo anterior se corroboró mediante el análisis de las pruebas transitorias de presión, que muestran una mejoría en términos generales en la transmisibilidad de la formación y en el factor de daño del pozo.

Aunque por el momento el pozo no ha alcanzado condiciones de cabezal que permitan evaluarlo como pozo productor, en lo inmediato el tratamiento permitió aumentar la capacidad de inyección de 5 a cuando menos 110 t/h.

Referencias

Flores Armenta, M. (2004) Stimulation of Geothermal Wells. Tesis de maestría en Ingeniería Petrolera. Heriot Watt University, Scotland. Inédito.

Palsson, B. (2004) Comunicación personal.

Sanjuán, B., E. Lasne, and M. Branco (2000). Bouillante Geothermal Field (Guadalupe West Indies): Geochemical Monitoring During Thermal Stimulation Operation. *Proceedings of the 25th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University.