

Análisis de datos de producción y condiciones termodinámicas del fluido de alimentación de pozos de Los Humeros, Pue.

**Víctor Manuel Arellano Gómez¹, Alfonso Aragón Aguilar¹, Rosa María Barragán Reyes¹,
Magaly Flores Armenta², Miguel Ramírez Montes² y Rigoberto Tovar Aguado³**

¹*Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia, Reforma 113, Col. Palmira, 62490 Cuernavaca, Morelos, México.* ²*Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Morelia, Michoacán, México.* ³*CFE, Residencia Los Humeros, Campamento Maztloya. Correo: vag@ie.org.mx.*

Resumen

Se realizó un análisis de los datos de producción de 22 pozos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., México, con objeto de estimar las condiciones termodinámicas (presión y entalpía) de sus fluidos de alimentación y su evolución en el tiempo como respuesta a la explotación. Las condiciones a fondo de pozo se obtuvieron al simular las historias de producción de los pozos mediante el simulador numérico WELLSIM. La temperatura de fondo se estimó mediante el método de equilibrio gaseoso FT-HSH2 ya que fue el que proporcionó las menores diferencias con respecto a las temperaturas máximas medidas bajo condiciones estáticas. Para estimar las velocidades de cambio de las variables termodinámicas a fondo de pozo, presión y entalpía, se utilizaron los modelos lineal y armónico. Los resultados globales indican tasas promedio de disminución de la presión de entre 0.92 y 1.03 bar/año, según los modelos lineal y armónico; aumentos de la entalpía de entre 9.4 y 10.3 kJ/kg/año, según los modelos lineal y armónico y un incremento en la temperatura de aproximadamente 1.2° C/año mediante el modelo lineal. Las tasas de cambio se consideran bastante moderadas y se deben en buena medida a la recarga del yacimiento profundo. Los pozos que muestran las mayores declinaciones en la presión son el H-35, el H-1 y el H-1D; entre los pozos que muestran los mayores incrementos de entalpía están el H-1D, el H-3D y el H-19D. La mayoría de los pozos muestran un incremento en la temperatura aunque en los pozos H-16R y H-36 se nota una disminución debido a algún daño mecánico o a una mala comunicación con el yacimiento profundo.

Palabras clave: Los Humeros, monitoreo de yacimientos, condiciones termodinámicas, simulación de pozos.

Analysis of production data and fluid thermodynamic conditions in wells of Los Humeros, Pue.

Abstract

Production data from 22 wells of the Los Humeros, Puebla, Mexico, geothermal field were analyzed to estimate the thermodynamic conditions (pressure and enthalpy) of the bottom fluids entering the wells, and the changes occurred in these conditions as a result of exploitation. The bottom-well conditions were obtained by simulating the production histories of the wells by using the WELLSIM numerical simulator. The reservoir temperature was estimated by the FT-HSH2 gas equilibrium method, which provided values that match well with measured temperatures in wells under static conditions. To estimate the rates of change of the well bottom thermodynamic variables pressure and enthalpy, the linear and the harmonic methods were used. According to these models, overall results indicated pressure decline rates of between 0.92 (linear method) and 1.03 bar/year (harmonic method), average

enthalpy increases of between 9.4 (linear) and 10.3 (harmonic) kJ/kg/year, and a temperature increase of about 1.2° C/year (linear method). These rates of change in parameters were considered moderate which is likely due to the occurrence of recharge from the deeper reservoir. The wells showing higher pressure declines were H-35, H-1 and H-1D while among the wells showing higher enthalpy increases were H-1D, H-3D and H-19D. Most of the wells showed temperature increases, although in wells H-16R and H-36 a decrease in temperature was noticed which is probably due to mechanical damage in the wells or to a weak communication with the deeper reservoir.

Keywords: Los Humeros, reservoir monitoring, thermodynamic conditions, well simulation.

Introducción

El campo geotérmico de Los Humeros, localizado en el estado de Puebla, México, (Figura 1) ha sido explotado comercialmente desde 1991 y actualmente cuenta con una capacidad instalada de 40 MW (Flores, 2007). En el campo se han perforado más de 40 pozos de los cuales 18 son productores, 4 son reinyectores y el resto son pozos exploratorios o de monitoreo, (López, 2006). Desde la etapa de exploración, la Comisión Federal de Electricidad ha realizado el monitoreo de la producción en los pozos, que consiste en efectuar mediciones a condiciones de cabezal (gastos, presión y entalpía) a diferentes condiciones de operación con el objeto de contar con información básica y confiable para realizar estudios de ingeniería de yacimientos, que faciliten la toma de decisiones durante la explotación del recurso.

A partir de los datos de producción es posible estimar las condiciones termodinámicas de los fluidos alimentadores mediante la simulación de flujo de calor y fluidos en los pozos. Esta información aunada a mediciones de fondo complementa el proceso de caracterización del yacimiento y ayuda a identificar problemáticas a futuro, como podría ser una declinación temprana de la producción que impactaría la productividad del campo.

El campo de Los Humeros es un sistema complejo en el que algunos pozos reciben fluidos de al menos dos yacimientos o estratos productores de diferentes características termodinámicas (Torres, 1995; Quijano y Torres, 1995; Arellano et al., 1998; Arellano et al., 2003). En general los pozos producen descargas de alta entalpía con mínima cantidad de fase líquida y con excepción del pozo H-1 (H-1D, desde 1995) el líquido tiene características de un condensado. El objetivo de este trabajo es investigar las condiciones termodinámicas de los fluidos de fondo de pozo y su variación en el tiempo, mediante la simulación de flujo de calor y fluidos en pozos geotérmicos a partir de historiales de datos de producción, así como estimar las tasas globales de declinación o incremento de estas variables como respuesta a la explotación. Este trabajo se realizó en 22 pozos del campo (H-1, 1D, 3D, 6, 7, 8, 9, 11D, 12, 15D, 16R, 17D, 19, 20, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36 y 37).

Metodología

En primer término se realizó el estudio de los datos de gastos máscos producidos por los pozos, se calculó la producción total y anual tanto de líquido como de vapor y se calcularon las velocidades de cambio anuales. Asimismo, se estudiaron los historiales de gastos reinyectados en el tiempo. La Figura 2 presenta el mapa de localización de pozos, en donde se indican los pozos estudiados.

Para obtener la presión y la entalpía a fondo de pozo, se simuló el flujo de fluidos y calor en los pozos mediante el simulador WELLSIM (Gunn y Freeston, 1991), tomando como datos de entrada las historias de producción y la geometría de los pozos. WELLSIM es un simulador de pozos geotérmicos en diferencias finitas, que considera flujo multifásico unidimensional y estado estacionario y es útil en la simulación de pozos verticales o desviados de diámetro variable. Este simulador ha sido ampliamente validado contra datos de campo (Calum, 1992; 1993; Molina et al., 1998). La temperatura de yacimiento se estimó por medio del método FT-HSH2 (Siega et al., 1999) ya que este método proporcionó las diferencias menores con respecto a las temperaturas máximas medidas en condiciones estáticas (Arellano et al., 2006).

Las velocidades de cambio de las variables de producción y de las condiciones termodinámicas de los fluidos de fondo, se obtuvieron empleando dos modelos: a) el modelo lineal que consiste básicamente en un ajuste de las variables por el método de mínimos cuadrados y b) el modelo de declinación armónica, (Sanyal et al., 2000; Waldo, 2004) que suaviza los cambios en la producción por efecto de los cambios en el diámetro del orificio de producción. Una limitación del modelo lineal es que puede no reflejar la declinación real ya que no corrige los cambios en la producción debidos a los cambios en el diámetro del orificio. Este efecto se minimiza en los pozos que cuentan con historias de producción largas, suponiendo que la tendencia general podría absorber los efectos de los citados cambios. Las velocidades de cambio obtenidas permiten identificar procesos físicos del yacimiento como respuesta a la explotación y proporcionan elementos de decisión para establecer políticas de explotación.

Resultados y discusión

Fluidos producidos

En el campo Los Humeros hasta junio de 2006 la producción total de los pozos fue de 88,150,732 ton de fluidos, de los cuales 82.1 % fue vapor y 17.9 % líquido. En la Figura 3 se muestra la producción total anual de líquido, vapor y mezcla, así como el fluido reinyectado al yacimiento. Como puede verse a partir de 1982, la tendencia ha sido de aumento en la extracción de fluidos del campo, con valores máximos de casi seis millones de toneladas de fluidos al año. La producción total de fluidos de los principales pozos del campo se muestra en la Figura 4. En la figura se observa que los pozos con mayor producción son el H-9, H-7 y H-12. Estos pozos son los que muestran la mayor producción de vapor. En general, se encontró que los ocho pozos que muestran la mayor producción de vapor (H-9, H-12, H-7, H-20, H-35, H-31, H-32, H-6 H-15D y H-37), se localizan al oeste de las fallas Humeros y Maztaloya. En contraste, los mayores productores de líquido son los pozos H-1, H-1D y H-6.

Las velocidades de cambio en la producción de los pozos, según el modelo de declinación armónica, se muestran en la Figura 5. Los pozos que muestran la mayor disminución en la producción de líquido son el H-1, el H-1D y el H-19D; el pozo H-37D es el único pozo que muestra un incremento significativo en su producción de líquido (0.24 t/h/año, según el modelo armónico). La mayoría de los pozos muestra un comportamiento bastante estable. Los pozos que presentan la mayor disminución en la producción de vapor son el H-1, el H-9, y el H-33. Entre los pozos que muestran un incremento en la producción de vapor se encuentran el H-1D, H-20 y H-6.

Presión, entalpía y temperatura de fondo

Los resultados promedio anuales de la presión y la entalpía de fondo para cada pozo se procesaron en diagramas presión-entalpía para estudiar los cambios en el tiempo e integrar esta información con otras líneas de evidencia en la búsqueda de los procesos de yacimiento responsables de los cambios, (Arellano et al., 2006). Como ejemplo, en la Figura 6 se muestra la evolución de estas variables en el pozo H-1. En esta figura puede verse que entre 1982 y 1993 la presión disminuye y la entalpía se incrementa. Esta tendencia indica que las condiciones termodinámicas en el fondo del pozo evolucionaron de un proceso de ebullición local a un proceso de ebullición moderado. El simulador de pozos estimó un incremento en la fracción de vapor en el fluido de alimentación del 5 al 35 % de 1982 a 1993. Esto indica que en general el pozo se mueve sobre una línea de ebullición con ganancia de vapor.

En la Figura 7 se presentan las velocidades de cambio de la presión de fondo en los pozos, estimada con el modelo armónico. Los pozos que muestran las mayores disminuciones en la presión de fondo de pozo son el H-1, H-1D y H-35, mientras que en un número significativo de pozos se muestra cierto incremento de presión, entre estos se encuentran el H-6, H-15D y H-32. En la Figura 8 se muestra el comportamiento de la presión promedio de fondo de los pozos estudiados. Como puede verse la presión disminuye rápidamente de 1982 a 1994; posteriormente se estabiliza entre 1995 y 2000 y finalmente se incrementa del 2001 al 2005. El incremento de la presión está afectado tanto por los cambios de orificio de producción como por la llegada de fluidos a los pozos.

En la Figura 9 se presentan las velocidades de cambio de la entalpía de fondo en los pozos estimadas con el modelo armónico. Los pozos que presentan el mayor incremento en la entalpía de fondo son: H-1D, H-3D, y H-19D mientras que los pozos H-16R (reparado) y H-37D muestran una disminución. En la Figura 10 se muestra el comportamiento de la entalpía promedio a condiciones de fondo de los pozos estudiados, en ésta se observa un rápido incremento de 1982 a 1986 y posteriormente se nota un ligero incremento, con un promedio de 2500 kJ/kg.

En la Figura 11 se muestran las velocidades de cambio de la temperatura de yacimiento (según el modelo lineal) en los pozos obtenidas mediante el método de equilibrio gaseoso FT-HSH2. Este método considera varios equilibrios de reacciones gaseosas asumiendo que el buffer mineral pirita-magnetita-hematita es el que controla la concentración de H_2S en los fluidos. Este método se considera adecuado cuando las descargas de los pozos contienen una apreciable cantidad de gases no condensables (D'Amore, 1998) como en el caso de Los Humeros. Los resultados de temperatura obtenidos por este método fueron los más cercanos a las temperaturas medidas en pozos a condiciones estáticas. En general en el campo se observa un incremento de temperatura a una velocidad de 1.2 °C/año. Esto probablemente se debe al ascenso de fluidos profundos y calientes que se mezclan con los fluidos del yacimiento superior, (Arellano et al., 2006) sin embargo, también se observa que algunos pozos muestran disminuciones de entalpía, (H-16R y H-36) lo que puede deberse a algún daño mecánico. Por otra parte, hay algunos pozos (H-33, H-34 y H-37) que probablemente no se encuentran bien conectados al yacimiento profundo, en los que el proceso de ebullición ha provocado algún enfriamiento.

En resumen, las velocidades de cambio promedio de la presión están entre -0.92 y -1.03 bar/año, las de la entalpía entre 9.4 y 10.3 (kJ/kg)/año según los modelos lineal y armónico respectivamente y el incremento global de la temperatura es de aproximadamente 1.2° C/año. Estas velocidades de cambio

son bastante moderadas y como se ha mencionado, lo más probable es que se deben al ingreso de fluidos más calientes desde el yacimiento más profundo.

Conclusiones

Se realizó el estudio de datos de producción de 22 pozos del campo geotérmico de Los Humeros para investigar las velocidades de cambio promedio de la producción másica así como de las condiciones termodinámicas (presión y entalpía) de fondo y temperatura de yacimiento estimadas con los modelos lineal y armónico para todos los pozos del campo. Las variables de fondo se obtuvieron mediante el uso del simulador de flujo de fluidos y calor en pozos WELLSIM y la temperatura de yacimiento se estimó mediante el método de equilibrio gaseoso FT-HSH2. Los resultados de los modelos lineal y armónico fueron muy parecidos entre sí. Las velocidades de cambio en las variables estudiadas fueron consideradas bajas por lo que puede inferirse que la explotación no ha causado un efecto negativo en el yacimiento. Se identificaron los pozos con mayores declinaciones en su producción así como los pozos que presentaron incremento.

La interpretación integrada de los resultados del análisis de datos de producción con resultados de otras líneas de investigación ayudó a identificar los principales procesos de yacimiento como respuesta a la explotación. En general, las velocidades de cambio de la presión y la entalpía de fondo así como de la temperatura del yacimiento se consideraron bastante moderadas y se deben en buena medida a la recarga del yacimiento profundo.

El análisis de datos de producción y la estimación de las condiciones termodinámicas de fondo de pozo debe ser un trabajo continuo para asegurar la longevidad del yacimiento de Los Humeros.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos por el permiso para la publicación de este trabajo. Los resultados son parte del proyecto “Respuesta del yacimiento de Los Humeros a la explotación” desarrollado conjuntamente por CFE-IIE en 2006.

Referencias

- Arellano, V.M., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, D. Nieva, E. Portugal e I. Torres, 1998. Desarrollo de un modelo básico actualizado del yacimiento de Los Humeros, Puebla. Informe IIE/11/11459/I01/F para la Comisión Federal de Electricidad, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Temixco, Mor., 450 p. Inédito.
- Arellano, V.M., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, and D. Nieva, 2003. An updated conceptual model for the Los Humeros geothermal reservoir. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*. Vol. 124, pp. 67-88.
- Arellano, V.M., R.M. Barragán, A. Aragón, K.M. Aguilar, and P. García, 2006. Respuesta del yacimiento de Los Humeros a la explotación. Informe IIE/11/13121 para la Comisión Federal

de Electricidad, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Mor., Mexico, 560 p. Inédito.

Calum, G., 1992. Principles for wellbore simulator validation and calibration using matching analysis. *Geothermics*, Vol. 21 (3), pp. 341 – 376.

Calum, G. (1993). Toward integrating geothermal reservoir and wellbore simulator, TETRAD and WELLSIM. *Proceeding of the 15th New Zealand Geothermal Workshop*, Auckland N. Z., pp. 127– 133.

Flores, M., 2007. Comunicación personal.

Gunn, C., and D. Freeston, 1991. Applicability of geothermal inflow performance and quadratic drawdown relationships to wellbore output curve prediction. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 15, pp. 471-475.

López, O., 2006. Actualización del modelo geoquímico de Los Humeros, Pue., México. *Geotermia, Rev. Mex. Geoenergía*, Vol. 19 (1), pp. 23-32.

Molina, P. O., R.C.M. Malate, B.C. Buñing, D.M., Yglopaz, J.J.C. Austria, and A.M., Lacanilao, 1998. Productivity analysis and optimization of well SK-2D Mindanao I Geothermal Project, Philippines. *Proceedings Twenty-third Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, California, pp. 368 – 374.

Quijano, J.L., and M. Torres, 1995. The Los Humeros geothermal reservoir, a case of very high temperature system. *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Florencia Italia, Vol. 3, pp. 1569-1573.

Siege, F.L., N.D. Salonga and F. D'Amore (1999). Gas equilibria controlling H₂S in different Philippine geothermal fields. *Proceedings of the 20th Annual PNOC-EDC Geothermal Conference*, Manila, Filipinas, pp. 29-35.

Sanyal, S. K., S.J. Butler, P.J. Brown, K. Goyal, and T. Box, 2000. An investigation of productivity and pressure decline trends in geothermal steam reservoirs. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu, Tohoku, Japan, pp. 873-877.

Torres, M. A., 1995. Characterization of the reservoir of the Los Humeros, Mexico geothermal field. *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Florencia, Italia, Vol. 3, pp. 1561-1567.

Waldo Z., R., 2004. Propuesta de aplicación en campos geotérmicos de México de un nuevo método de análisis de curvas de declinación. Reporte interno de CFE, 23 p. Inédito

(Figuras en las páginas siguientes.)

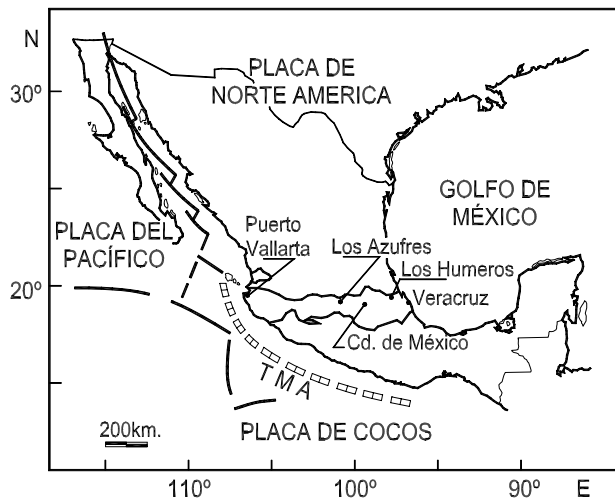


Figura 1. Localización del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla.

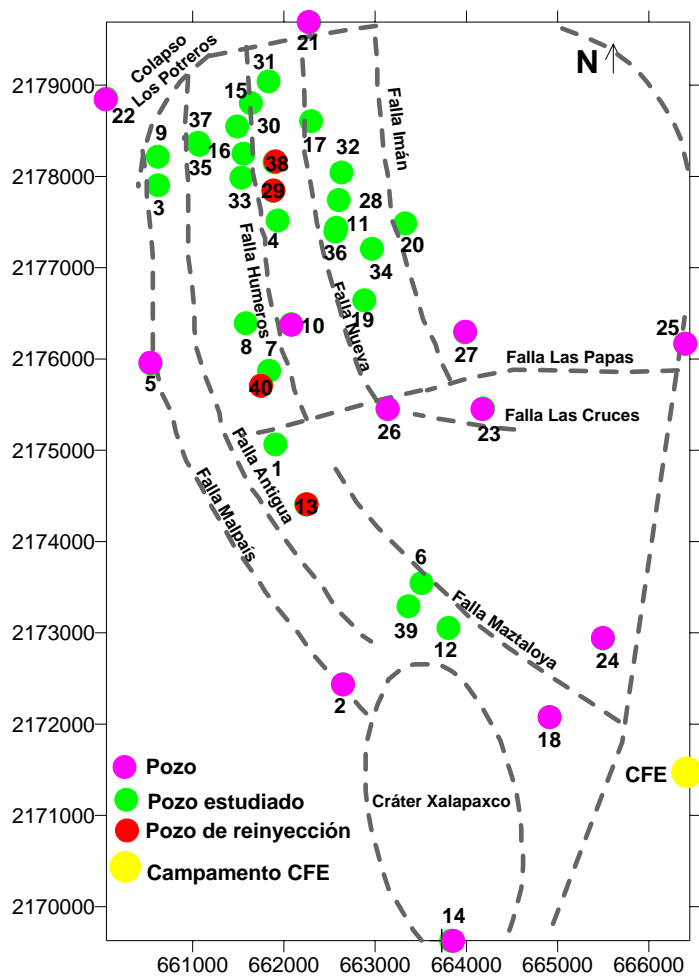


Figura 2. Mapa de localización de pozos en el campo geotérmico de Los Humeros.

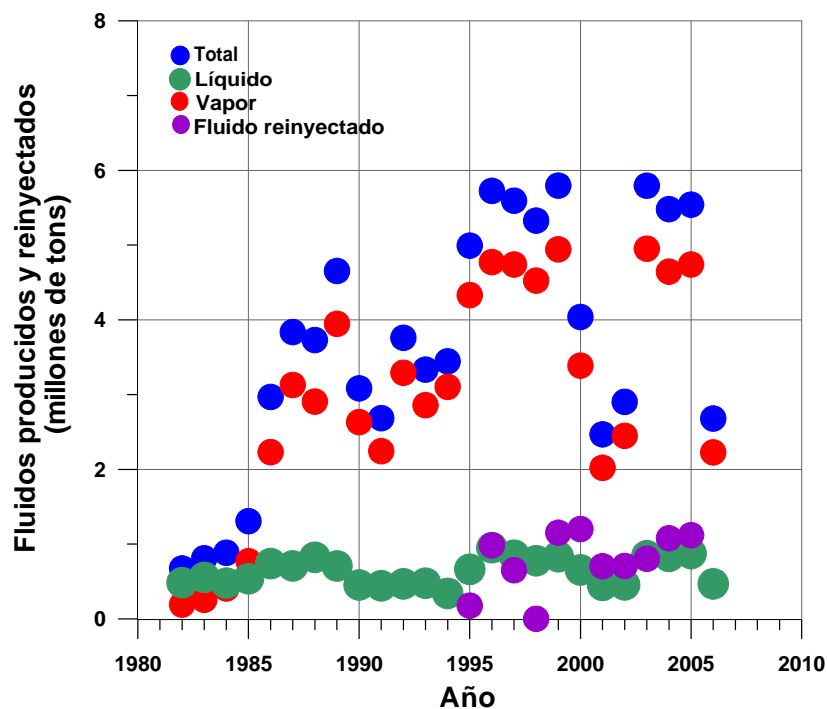


Figura 3. Producción total anual de líquido, vapor y mezcla de pozos del campo geotérmico de Los Humeros y fluido reinyectado al yacimiento.

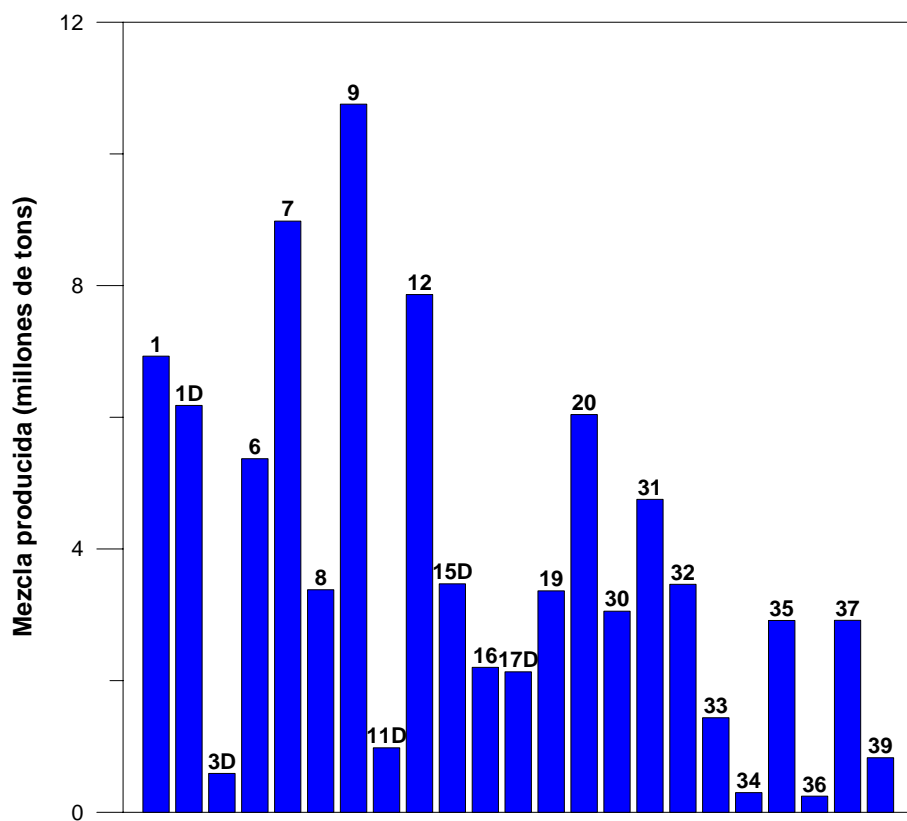


Figura 4. Producción total de fluidos de los principales pozos del campo geotérmico de Los Humeros.

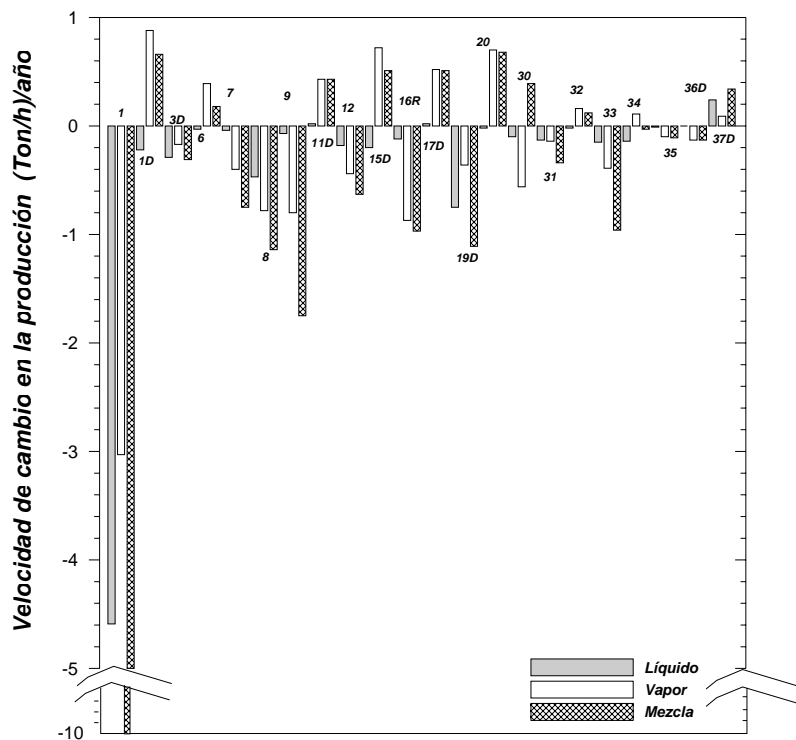


Figura 5. Velocidades de cambio en la producción de los pozos del campo geotérmico de Los Hornos, según el modelo de declinación armónica.

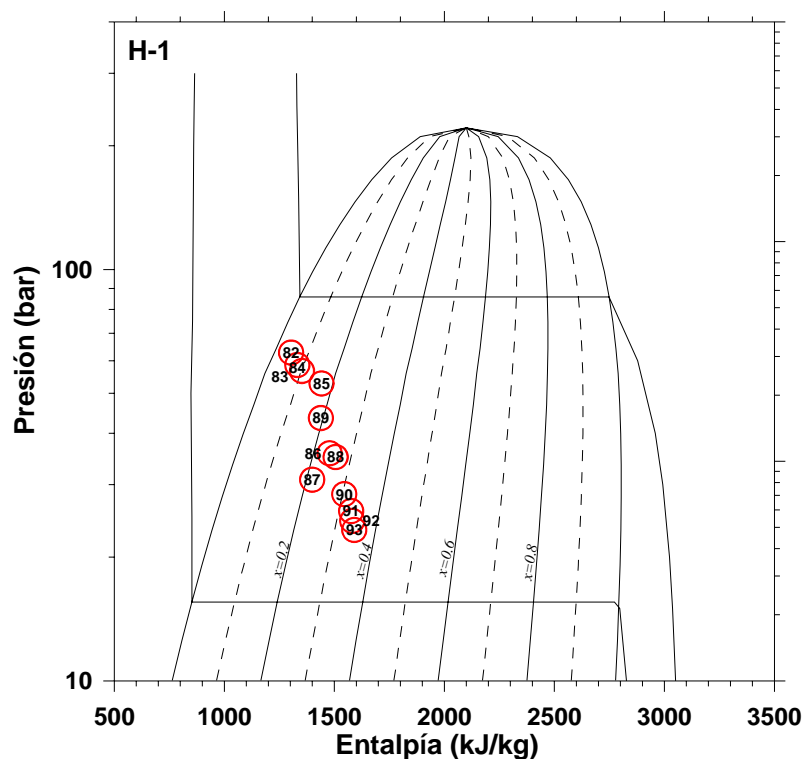


Figura 6. Evolución en el tiempo de la presión y la entalpía de fondo en el pozo H-1.

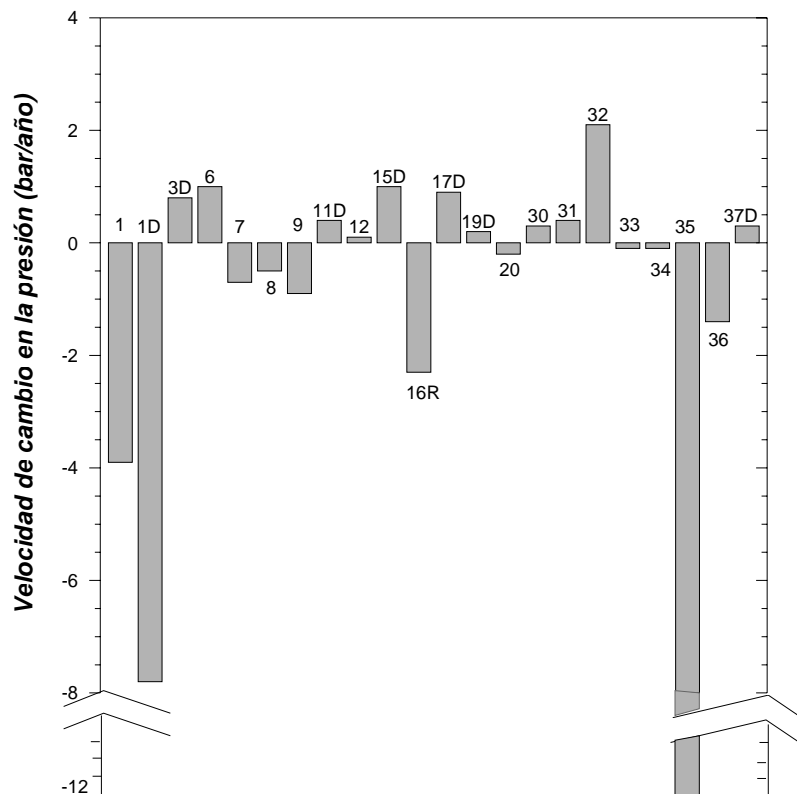


Figura 7. Velocidades de cambio de la presión de fondo en los pozos del campo geotérmico de Los Humeros estimadas con el modelo armónico.

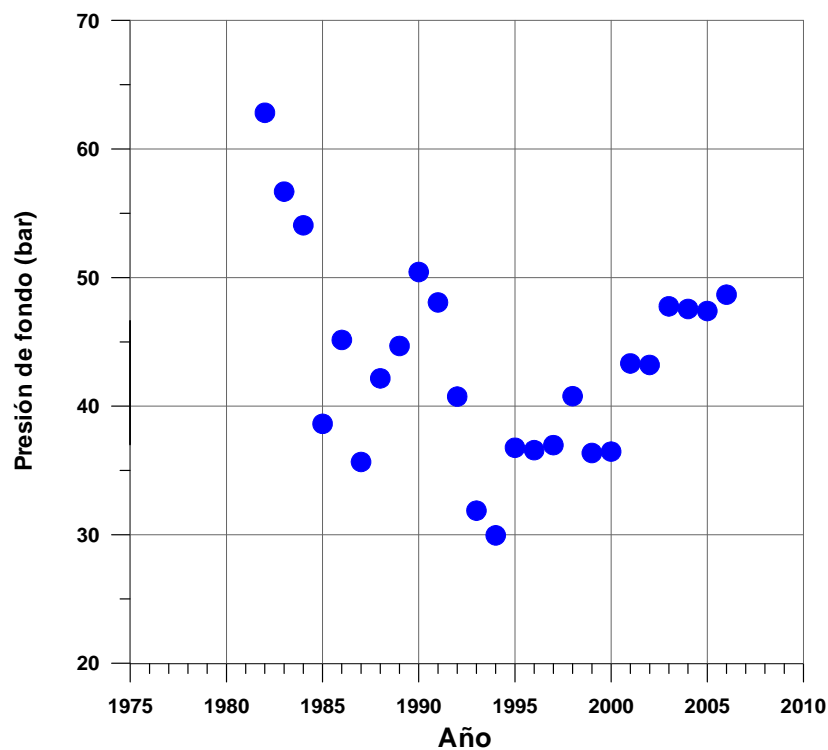


Figura 8. Comportamiento de la presión promedio a fondo de pozo obtenida de los pozos estudiados.

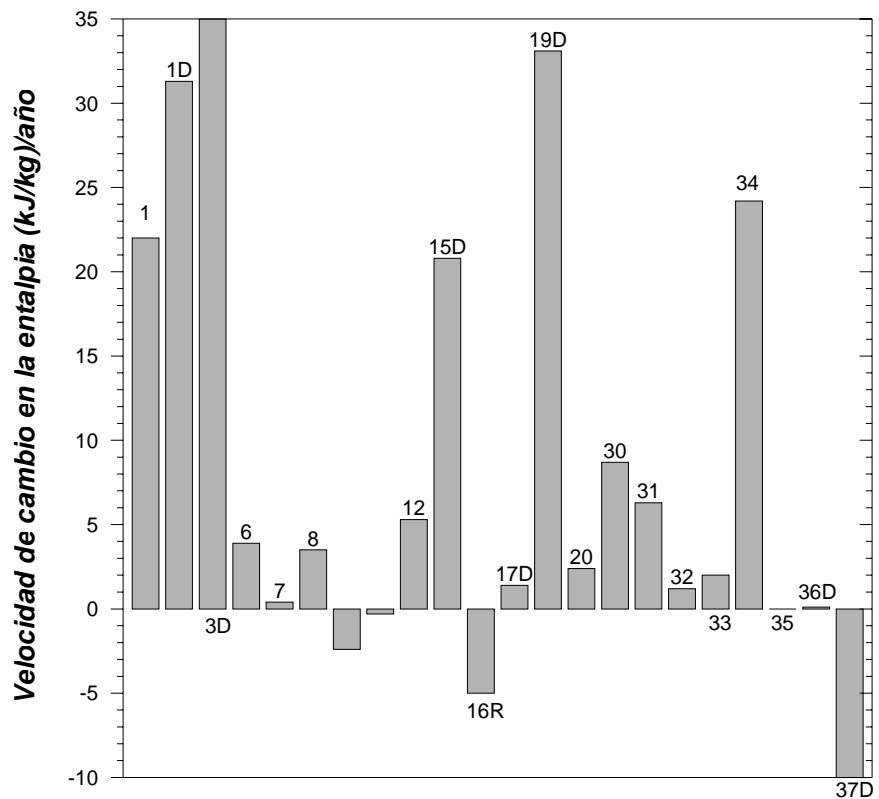


Figura 9. Velocidades de cambio de la entalpía de fondo en los pozos estimadas con el modelo armónico.

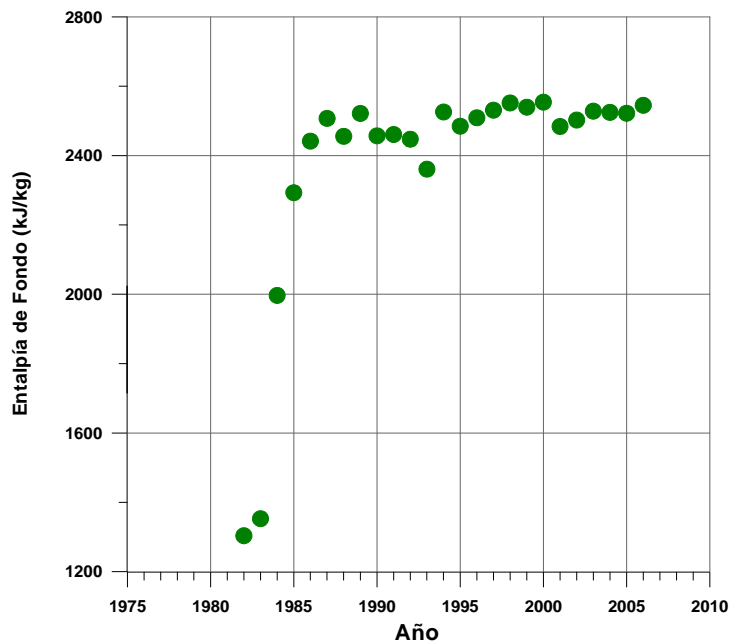


Figura 10. Comportamiento de la entalpía promedio a fondo de pozo obtenida de los pozos estudiados.

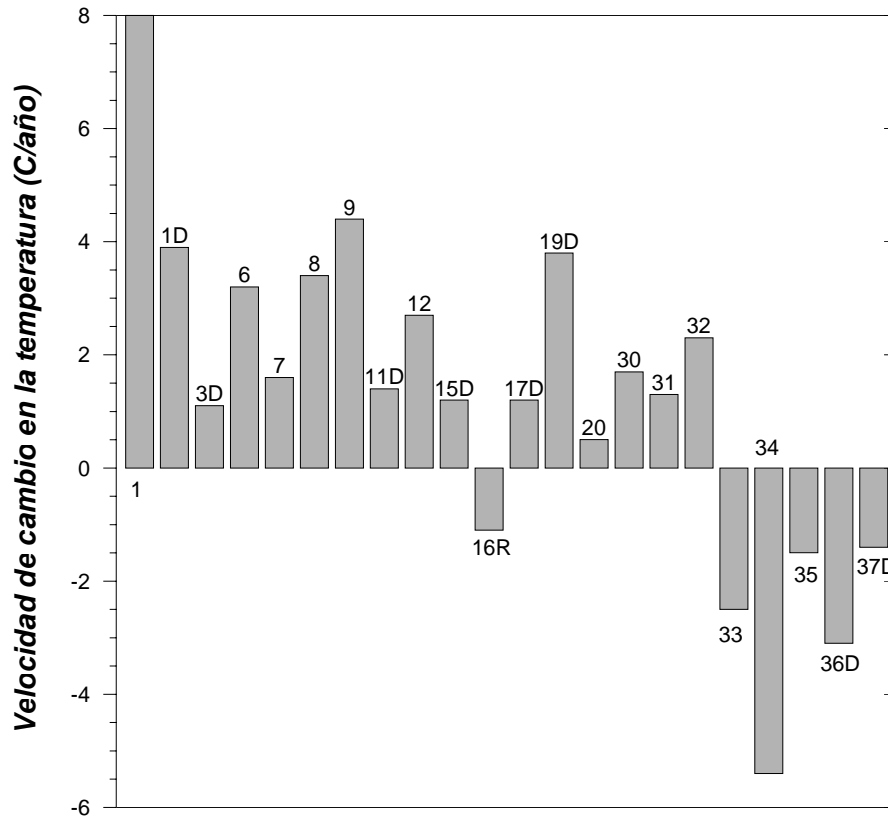


Figura 11. Velocidades de cambio de la temperatura de yacimiento (FT-HSH2) en los pozos, obtenidas por el modelo lineal.