

Cambios químicos en fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Humeros: Evidencia de recarga profunda

Rosa María Barragán Reyes¹, Víctor Manuel Arellano Gómez¹, Magaly Flores Armenta² y
Rigoberto Tovar Aguado³

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia, Reforma 113, Col. Palmira, 62490 Cuernavaca, Morelos, México, rmb@iie.org.mx. ²Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctrico, Morelia, Michoacán, México. ³CFE, Residencia Los Humeros, Campamento Maztaloya.

Resumen

Se realizó un estudio de los cambios químicos ocurridos en fluidos (líquido y vapor) de veinte pozos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. (Méjico), con objeto de investigar la ocurrencia de procesos del yacimiento relacionados con la explotación. La mayoría de los pozos (excepto el pozo H-1) se caracterizan por producir descargas de alta entalpía con escasa producción de líquido, por lo que en este campo la geoquímica de gases juega un papel importante. El estudio de la fase líquida incluyó la clasificación de los fluidos, la identificación del grado de equilibrio agua-roca y la estimación de la temperatura del yacimiento. El estudio de los cambios en la composición gaseosa a través del tiempo se realizó considerando el equilibrio de la reacción de Fischer-Tropsch (FT) y el equilibrio combinado pirita-hematita-magnetita (HSH2), como el *buffer* que controla la concentración de H₂S en los fluidos. Las tendencias de los datos de 1987-1995 y 2000-2005 (en la mayoría de los pozos) indican la ocurrencia de recarga de fluidos más profundos hallándose temperaturas máximas en 1994-95 y en 2005. En el pozo H-1 la estimación de temperatura en 1994 fue de 305° C, mientras que en el H-7, en 1995, fue de 338° C. Las estimaciones de temperatura según datos de 2005 fueron: 333° C en el pozo H-1D y 350° C en el H-7. Los resultados se atribuyen al ingreso de fluidos más profundos debido al incremento general en permeabilidad secundaria, relacionada con el aumento de sismicidad en la región. Al mismo tiempo, se encontró la presencia de retornos de re-inyección en fase vapor, en las descargas de los pozos durante 1995-2000, a través de las tendencias en el diagrama FT-HSH2.

Palabras clave: Los Humeros, fluidos geotérmicos, monitoreo de yacimientos, composición química, líquido y vapor.

Chemical changes in well fluids from the Los Humeros geothermal field: Evidences for deep recharge

Abstract

A study on chemical changes over time of fluids (water and steam) from twenty wells of the Los Humeros (Mexico) geothermal field was developed, in order to correlate such changes to physical processes occurring at reservoir due to exploitation. Most wells (out of well H-1) produce high enthalpy fluids with almost no liquid, and then gas geochemistry is important in this field. Liquid phase studies included fluid classification, determination of water-rock equilibrium state, and estimation of the reservoir temperature. Changes in gas composition through time were studied considering the Fischer-Tropsch (FT) reaction and the combined balance pyrite-hematite-magnetite (HSH2) as the buffer that controls the H₂S fluid concentration. Tendencies of 1987-1995 and 2000-2005 data in most

wells indicate the presence of deeper fluids recharge with maximum temperatures in 1994-95 and 2005. The estimated temperature in well H-1 in 1994 was 305° C, while in well H-7 was 338° C in 1995. Temperature estimations from 2005 data were 222° C in well H-1D and 350° C in well H-7. These results are considered to be caused by the entrance of deeper fluids due to the increase of secondary permeability, which in turn is related to the seismicity increase in the zone. At the same time, re-injection returns in steam phase were identified in the discharges of wells during 1995-2000, by means of FT-HSH2 diagram tendencies.

Keywords: Los Humeros, geothermal fluids, reservoir monitoring, chemical composition, liquid, steam.

Introducción

El campo geotérmico de Los Humeros se localiza en la porción este del Eje Neovolcánico Mexicano en el estado de Puebla (19° 40' latitud N, 97° 25' longitud W) a una elevación aproximada de 3000 m sobre el nivel del mar (Figura 1). La capacidad instalada del campo es de 35 MWe (Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2005). Este sistema volcánico cuenta con varias estructuras geológicas, la más importante es la Caldera Los Humeros de aproximadamente 16 km de diámetro, en la cual se localiza el Colapso Los Potreros con un diámetro aproximado de 7 km. Otras estructuras más pequeñas han sido reconocidas, como el Colapso Central y el Colapso Xalapazco así como sistemas de fallas tales como la Falla Maztaloya y la Falla Los Humeros. Las fallas más importantes (Figura 2) se orientan preferentemente en dirección NW-SE y dentro de la caldera el sistema de fallas más importante para el transporte de fluidos geotérmicos tiene dirección N-S (Campos y Garduño, 1987).

El análisis de datos geoquímicos y de ingeniería de yacimientos correspondientes al estado natural y su interpretación evidenciaron la existencia de dos yacimientos, (Arellano et al., 2003). El más somero está dominado por líquido a una temperatura entre 300 y 330°C y pH neutro mientras que el más profundo es de tipo convectivo, “heat pipe”, de relativamente baja saturación de líquido a una temperatura entre 300 y 400°C. Los perfiles de oxígeno-18 y de CO₂ en el estado natural también evidenciaron este proceso convectivo en el que existe ascenso de vapor del yacimiento y reflujo de condensado.

La mayoría de pozos en Los Humeros (ver localización en Figura 2) produce fluidos de alta entalpía (las entalpías de cabezal son características de fase vapor a las condiciones de separación) sólo el pozo H-1 produce del yacimiento superior, fluido bifásico con alta fracción de líquido (~ 0.73). Las características químicas de la fase líquida producida por los pozos de Los Humeros se han definido como de baja salinidad, pH casi neutro, de tipo mixto, bicarbonatado, sulfatado o clorurado. El agua producida por los pozos de Los Humeros se encuentra parcialmente equilibrada con respecto a su composición relativa Na-K-Mg, sin embargo, algunas veces el agua se encuentra en equilibrio, indicando temperaturas de yacimiento del orden de 240-280°C. Las variaciones en la composición química del agua producida en el campo se deben a que los pozos producen mezcla de fluidos de ambos yacimientos, dependiendo de las condiciones de operación de los pozos, (Barragán et al., 1988; 1989). Debido a la naturaleza de las descargas de los pozos en el campo de Los Humeros, los datos de la fase vapor y gases proveen información más confiable del yacimiento.

El objetivo de este trabajo es estudiar las historias químicas de los fluidos producidos (1987-2005) en dos pozos representativos del campo geotérmico de Los Humeros para investigar los procesos de yacimiento ocurridos debido a la explotación.

Metodología

El estudio de los cambios en la fase líquida se realizó mediante la clasificación del agua producida (Giggenbach, 1992), la estimación del grado de equilibrio Na-K-Mg del agua con la roca y la estimación de las temperaturas de yacimiento, (Giggenbach, 1988).

El estudio de los cambios en la fase gaseosa se realizó considerando el equilibrio de la reacción de Fischer-Tropsch (FT) ($\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} = 4\text{H}_2 + \text{CO}_2$) junto con el equilibrio combinado pirita-magnetita-hematita (HSH2) ($1.25\text{ H}_2 + 1.5\text{ FeS}_2 + 0.75\text{ Fe}_2\text{O}_3 + 1.75\text{ H}_2\text{O} = 3\text{H}_2\text{S} + \text{Fe}_3\text{O}_4$) (D'Amore, 1988; Siega et al., 1999). Esta paragénesis mineral (pirita-magnetita-hematita) parece ser la que controla la concentración de H_2S en los fluidos de Los Humeros. Este buffer considera condiciones más oxidantes en el yacimiento con respecto al buffer pirita-magnetita (D'Amore, 1992); e implica una alta concentración de H_2S y relativamente bajas concentraciones de H_2 y de NH_3 en los fluidos. El buffer pirita-magnetita es más adecuado en yacimientos con menores aportaciones magmáticas.

Los parámetros FT y HSH2 se calculan a partir de la composición química de los fluidos de acuerdo con las siguientes expresiones (D'Amore, 1998), donde las concentraciones de las especies se refieren a la descarga total:

$$\begin{aligned} \text{FT} &= 4 \log (\text{H}_2/\text{H}_2\text{O}) + \log (\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}) - \log (\text{CH}_4/\text{H}_2\text{O}) \\ \text{HSH2} &= 3 \log (\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2\text{O}) - 5/4 \log (\text{H}_2/\text{H}_2\text{O}) \end{aligned}$$

Los resultados se grafican en una malla de referencia FT-HSH2 para estimar la temperatura de yacimiento y su fracción de vapor.

Las tendencias encontradas en las mallas de solución FT-HSH2 se interpretan tomando las siguientes guías dadas por D'Amore and Truesdell, (1995); donde T es la temperatura del yacimiento y y es la fracción de vapor o también denominado “exceso de vapor”.

- (a) Incremento de T, disminución de y: contribución de un fluido más caliente desde una fuente más profunda con alta saturación de líquido.
- (b) Incremento de T, incremento de y: aparente incremento en T y y debido a una fuente lateral de vapor, con prácticamente cero saturación de líquido y con una marcada acumulación de gas.
- (c) Disminución de T, disminución de y: arribo de una fuente local de agua de menor temperatura sin contenido de gas como en el caso de fluidos de reinyección o recarga meteórica.
- (d) Disminución de T, incremento de y: causado por recarga de fluidos periféricos ricos en gas (como retornos de fluidos de reinyección en fase vapor/aire) ó precipitación de sulfuros causada por sobreproducción con bloqueo de fracturas importantes.

El método FT-HSH2 tiene limitaciones cuando la fase gaseosa producida por el pozo se origina de diferentes fuentes. Si existe una zona más caliente en el yacimiento, rica en CO_2 y en especies gaseosas reactivas, localizada debajo del yacimiento en explotación y aporta una fracción importante del gas total producido, podría darse una sobre-estimación tanto de la temperatura de yacimiento como de la fracción de vapor de yacimiento (D'Amore, 1998). Este parece ser el caso de Los Humeros, sin

embargo, las estimaciones de temperatura de yacimiento obtenidas con el método FT-HSH2 son muy parecidas a las temperaturas medidas en condiciones estáticas de los pozos (Arellano et al., 2006). En Los Humeros se han registrado temperaturas muy altas ($>400^{\circ}\text{C}$), (Truesdell et al., 1991; Quijano y Torres, 1995).

Condiciones del yacimiento en estado natural

La Figura 3 muestra un diagrama característico FT-HSH2 y resultados de datos de gases colectados en 1987 (Barragán et al., 1988; Arellano et al., 2003). Como puede verse, la localización del pozo H-1 en el diagrama indica que no hay exceso de vapor de yacimiento en el fluido de alimentación del pozo y una temperatura de yacimiento de 278°C la cual es muy parecida a resultados de estimaciones basadas en geotermómetros de fase líquida. En contraste, el pozo H-23 que es más profundo (2620 m) parece estar alimentado en el fondo por un fluido con una saturación de líquido muy pequeña y una temperatura de $\sim 320^{\circ}\text{C}$. El pozo H-23 tuvo una historia corta de producción, se perforó en 1987 y se cerró en 1988. Sin considerar los datos del pozo H-16 (que será discutido más a detalle) en el diagrama, todos los demás puntos muestran una tendencia lineal (coeficiente de correlación 0.82) que sugiere un proceso de mezcla entre dos componentes, siendo probablemente los fluidos de los pozos H-1 y H-23. Por tanto, las composiciones gaseosas probablemente resultan de la mezcla en diferentes proporciones de los dos fluidos. Por otra parte, los datos del pozo H-16 según la muestra colectada en 1987 parece respetar la tendencia general de mezcla aunque indica una temperatura mayor ($>330^{\circ}\text{C}$) y un exceso de vapor de yacimiento moderado (20%).

El pozo H-16 se perforó inicialmente a una profundidad de 2048 m y producía fluidos de los dos yacimientos dependiendo de sus condiciones de operación. En 1988 el pozo fue cementado en su tubería profunda y terminado a 1383 m debido a problemas de obturación-corrosión ocurridos por ingreso de fluidos ácidos del yacimiento profundo (Barragán et al., 1989; Truesdell, 1991). Los puntos correspondientes al pozo reparado (H-16R) muestran menores fracciones de vapor de yacimiento aunque temperaturas muy altas. La muestra colectada en 1994 (Tello, 1992) proviene de una fase líquida equilibrada en el yacimiento ($y = 0$). El perfil de CO_2 en la fase líquida del yacimiento se presenta en la Figura 4. Como puede verse, el perfil indica la ocurrencia de separación de vapor y condensación parcial con reflujo de condensado que concentra las especies volátiles en los niveles someros del yacimiento. Este proceso convectivo parece descargar un condensado de pH muy ácido preferentemente hacia la zona anteriormente denominada Colapso Central donde se localiza el pozo H-16R. Esto se corrobora por la concentración de CO_2 que es mucho más alta en el pozo H-16R que en el pozo H-1, (localizado en el Corredor de Maztaloya), aunque ambos pozos tienen aproximadamente la misma profundidad. Por lo tanto, los resultados sugieren que la acidez observada en algunos pozos en el pasado pudo haberse debido al proceso convectivo del yacimiento y a la dirección preferencial de descarga de condensado hacia la zona del Colapso Central. El perfil de oxígeno-18 del fluido del yacimiento confirmó esta hipótesis (Barragán et al., 2003) ya que el contenido de oxígeno-18 en el pozo H-16R es muy ligero (característico de condensado) comparado con el del pozo H-1. El pozo H-16R se cerró en 2005 debido al ingreso de fluidos de menor temperatura.

Resultados y discusión

Los pozos seleccionados para este estudio son el H-1, que es representativo del yacimiento somero, y el H-7 que produce del yacimiento profundo. El pozo H-1 original se perforó en 1981 a una profundidad de 1458 m, el pozo operó hasta Julio de 1995 y posteriormente se desvió debido a problemas de obturación. El pozo reparado (H-1D) se terminó a una profundidad de 1850 m e inició operación en Noviembre de 1995. El pozo H-7 se perforó en 1983 a una profundidad de 2340 m e inició su operación en 1984, desde entonces el pozo ha estado en producción continua.

Pozos H-1, H-1D

La Figura 5 presenta la clasificación del fluido del pozo H-1 en un diagrama Cl-SO₄-HCO₃. Como puede verse, la fase líquida es de tipo bicarbonatado lo que puede deberse a que contiene condensado rico en CO₂. La Figura 6 muestra el diagrama de equilibrio Na-K-Mg (modificado de Giggenbach, 1988) y los datos promedios anuales de los pozos H-1 y H-1D. Como se observa, los puntos forman una tendencia lineal (coeficiente de correlación 0.79), que indica mezcla de fluidos. Algunos puntos muestran equilibrio parcial con la roca mientras que los datos de 1985, 1994, 1995 y desde 2001 muestran equilibrio total. La temperatura de yacimiento estimada mediante este diagrama (TCCG) indica valores relativamente bajos, entre 230 y 250° C; el geotermómetro Na/K (Giggenbach, 1988) indica valores del orden de 280° C.

La Figura 7 muestra el diagrama FT-HSH2 de los pozos H-1 y 1D, los puntos representan valores promedio en el tiempo. En el pozo H-1, (flecha delgada) los puntos indican un valor pequeño de exceso de vapor (menor a 5%) desde 1986 y un valor despreciable en 1995 antes de su reparación. Al mismo tiempo se observan incrementos importantes en la temperatura de yacimiento a través del tiempo, de 260° C en 1986 a 310° C en 1995. En 1995 se nota el arribo al pozo de fase líquida equilibrada, esto puede ser una indicación del ingreso de fluidos del yacimiento profundo que pudo ocurrir por la disminución de presión en el yacimiento más somero. Sin embargo, de acuerdo al modelo conceptual del yacimiento, la temperatura en el yacimiento superior se estimó entre 300 y 330° C, por lo que la temperatura obtenida con los datos de 1995 se encuentra dentro del intervalo.

Los puntos correspondientes al pozo reparado H-1D muestran dos tendencias, una con incremento en el exceso de vapor y disminución de temperatura, de 1995 a 1999. El punto de 1995 indica que el pozo produjo fase líquida que había perdido algo de vapor por ebullición, a una temperatura de 290° C. La tendencia observada se debe a recarga de fluidos periféricos ricos en gas y en el caso de pozos de vapor del campo geotérmico de Los Azufres, esta tendencia se relacionó con la presencia de retornos de reinyección en fase vapor en las descargas (Barragán *et al.*, 2006). La reinyección en Los Humeros empezó en 1995, por lo que la posibilidad de existencia de retornos de reinyección en fase vapor no debe desecharse, aunque la cantidad de fluido de retorno es pequeña ya que las condiciones de entalpía del pozo no se ven modificados (Arellano *et al.*, 2006). La otra tendencia muestra un incremento en la temperatura y una disminución en el exceso de vapor, ésta se observa de 2000 a 2005. Este comportamiento se interpreta como el ingreso de recarga profunda y más caliente al pozo. La temperatura de yacimiento estimada por el método FT-HSH2 indica valores muy altos en 2004 y 2005; 320 y 333°C, respectivamente. Esto probablemente se debe al incremento en la concentración de H₂S que se nota no solo en el pozo H-1 sino en la mayoría de pozos estudiados. Aún estas altas temperaturas se encuentran contenidas en el intervalo de valores sugeridos para el yacimiento superior, sin embargo también se observó un incremento en la producción del pozo de 2001 a 2005 (Arellano *et al.*, 2006). En Los Humeros, estudios realizados sobre la sismicidad de la zona mostraron un

incremento, (Lermo et al., 2002), lo que probablemente favoreció un incremento en la permeabilidad secundaria del sistema, permitiendo el ascenso de fluidos más profundos al estrato superior.

Pozo H-7

La Figura 8 muestra la clasificación de la fase líquida que produce el pozo H-7, siendo la entalpía de cabezal del pozo prácticamente la de vapor, esta fase líquida es escasa. Como puede verse, la composición química del agua tiene una tendencia hacia la composición de las “aguas volcánicas”. La Figura 9 presenta el diagrama de equilibrio Na-K-Mg y los datos promedio anuales del pozo H-7, en esta Figura se observa la tendencia lineal de mezcla (coeficiente de correlación 0.8) así como equilibrio parcial con la roca, con excepción de los puntos de 1985 y 1986. La tendencia indica una temperatura de yacimiento de casi 260° C (TCCG, Nieva y Nieva, 1987) y aproximadamente 280°C si se considera el geotermómetro Na/K de Giggenbach (1988).

La Figura 10 muestra el diagrama FT-HSH2 de los datos promedio anuales del pozo H-7. En la Figura se observan dos tendencias, una de ellas muestra incremento de temperatura y disminución del exceso de vapor de yacimiento y ocurre tanto de 1985 a 1995 como de 2000 a 2005. Esta tendencia se relaciona con procesos de recarga de fluidos profundos de mayor temperatura. Entre 2002 y 2005 se observa que el exceso de vapor disminuyó de 15% a 2% mientras que la temperatura se incrementó de 315 a 350° C, lo cual, como se explicó en el caso del pozo H-1, se debe al aumento en la concentración de H₂S. Entre 2002 y 2005 se observó un pequeño incremento en la presión de fondo de pozo (Arellano et al., 2006) lo que soporta la entrada de recarga profunda. La otra tendencia que muestra disminución de temperatura e incremento en el exceso de vapor, se observa de 1995 a 2000 y como en el caso del pozo H-1, se relaciona con el ingreso de retornos de reinyección en fase vapor al pozo.

Conclusiones

El análisis de los cambios en composición química de fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Humeros permitió identificar procesos importantes del yacimiento como consecuencia de la explotación. En el pozo H-1 (H-1D desde Noviembre 1995) los cambios químicos en la fase líquida vistos en la composición relativa Na-K-Mg implican un cambio en el grado de equilibrio agua-roca, de condiciones de equilibrio parcial a equilibrio total principalmente de 2001 a 2006. En el pozo H-7, que produce escasa fase líquida, la composición relativa Na-K-Mg indica equilibrio parcial agua-roca. El proceso más importante indica la ocurrencia de recarga profunda, que parece ocurrir durante el periodo de 1986-1995 y de 2000 a 2005 en el pozo H-1 (H-1D desde Noviembre 1995) y de 2000-2005 en el pozo H-7. Este proceso se relaciona con el incremento natural de la permeabilidad del sistema lo que a su vez puede deberse al aumento de sismicidad de la zona. Al mismo tiempo, se infiere la presencia de retornos de reinyección en fase vapor en las descargas de los dos pozos (H-1 y H-7) durante 1995-2000. El método usado para analizar los cambios en composición gaseosa puede sobre-estimar la temperatura del yacimiento, sin embargo, las tendencias encontradas son útiles para evaluar al menos de manera cualitativa las condiciones del yacimiento y los cambios relacionados con la explotación.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoelectríficos y Residencia del Campo Geotérmico Los Humeros por proveer datos y permitir la publicación de este trabajo. Los resultados son parte del proyecto “Respuesta del yacimiento de Los Humeros a la explotación” desarrollado de manera conjunta por la CFE y el IIE en 2006.

Referencias

- Arellano, V.M., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, 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, 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.
- Barragán, R.M., E. Santoyo, D. Nieva, E. Portugal, M.P. Verma (1988). Caracterización de yacimientos geotérmicos por medio de la determinación de parámetros fisico-químicos, Capítulo 7, Parte 2, Observaciones geoquímicas preliminares de los fluidos del campo geotérmico de Los Humeros. Informe interno, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México, IIE/11/2386/I 01/F, pp. 195-239. Inédito.
- Barragán, R.M., M. Cervantes, R. Díaz, V.H. Garduño, E. González, S. Holguín, F. Meza, D. Nieva, R. Oliver, N. Rosas, J.A. Sampedro (1989). Caracterización del fenómeno de corrosión-obturación de pozos de Los Humeros. Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México, Informe IIE/11/3753/I, para la CFE, 83 p. Inédito.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, D. Nieva, E. Portugal, R. Tovar (2003). Chemical and isotopic ($\delta^{18}\text{O}$, δD) behavior of the Los Humeros (Mexico) geothermal fluids. *International Symposium on Isotope Hydrology and Integrated Water Resources Management*, International Atomic Energy Agency, IAEA-CN-104/P-97, Viena, Mayo 19-23.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal, F. Sandoval, N. Segovia (2006). Changes in gas composition of the Los Azufres (Mexico) geothermal fluids related to exploitation. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 30, pp. 9-13.
- Campos E., J.O., and V.H., Garduño (1987). The shallow structure of Los Humeros and Las Derrumbadas geothermal fields, México. *Geothermics*, Vol. 16, pp. 539 – 554.
- D'Amore, F. (1992) Gas geochemistry as a link between geothermal exploration and exploitation. En: *Applications of geochemistry in geothermal reservoir development*, F. D'Amore (Coordinador) UNITAR/UNDP pp. 93-117.
- D'Amore, F., and A.H., Truesdell (1995). Correlation between liquid saturation and physical phenomena in vapor-dominated geothermal reservoirs. *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Florencia Italia, Vol. 3, pp. 1927-1932.

D'Amore, F. (1998) Time evolution of chemical and physical parameters of the reservoir fluid in Ahuachapan geothermal field (El Salvador). Informe para la International Atomic Energy Agency, 125 p. Inédito.

Giggenbach, W.F. (1988) Geothermal solute equilibria. Derivation of Na-K-Mg-Ca-geoindicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol. 52, pp. 2749-2765.

Giggenbach, W.F. (1992). Chemical techniques in geothermal exploration. En: *Applications of geochemistry in geothermal reservoir development*, F. D'Amore (Coordinador) UNITAR/UNDP, pp. 119-144.

Gutiérrez-Negrín, L.C.A., and J.L. Quijano-León (2005). Results of geothermal exploitation in Mexico in 2004. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 29, pp. 229-233.

Lermo, J., C. Lorenzo, W. Kemper, H. Kemper (2002). Mantenimiento preventivo y calibración del equipo electrónico de la red sísmica del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. Informe DEX-HU-00/2002, Instituto de Ingeniería, UNAM, México D. F., para la Comisión Federal de Electricidad. Inédito.

Nieva, D., and R. Nieva (1987). A cationic geothermometer for prospecting of geothermal resources. *Heat Recovery Systems & CHP*, Vol. 7, (3), pp. 243-258.

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.

Tello H., E. (1992). Características geoquímicas e isotópicas de los fluidos producidos por los pozos de Los Humeros, Puebla. *Geotermia Revista Mexicana de Geoenergía*, Vol. 8, pp. 3-48.

Truesdell, A.H. (1991). Origins of acid fluids in geothermal reservoirs. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 15, pp. 289-296.

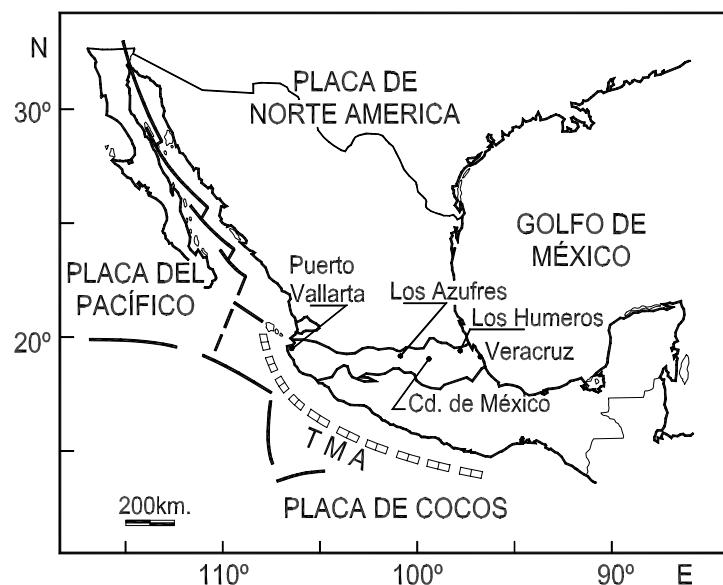


Figura 1. Localización del campo geotérmico de Los Humeros.

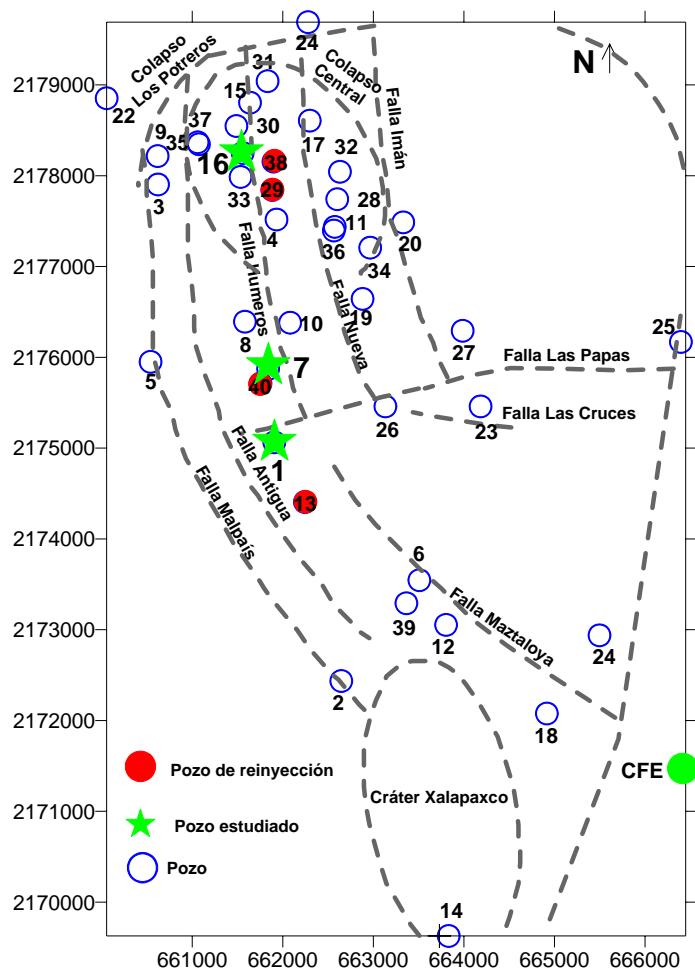


Figura 2. Localización de pozos y principales estructuras en el campo geotérmico de Los Humeros.

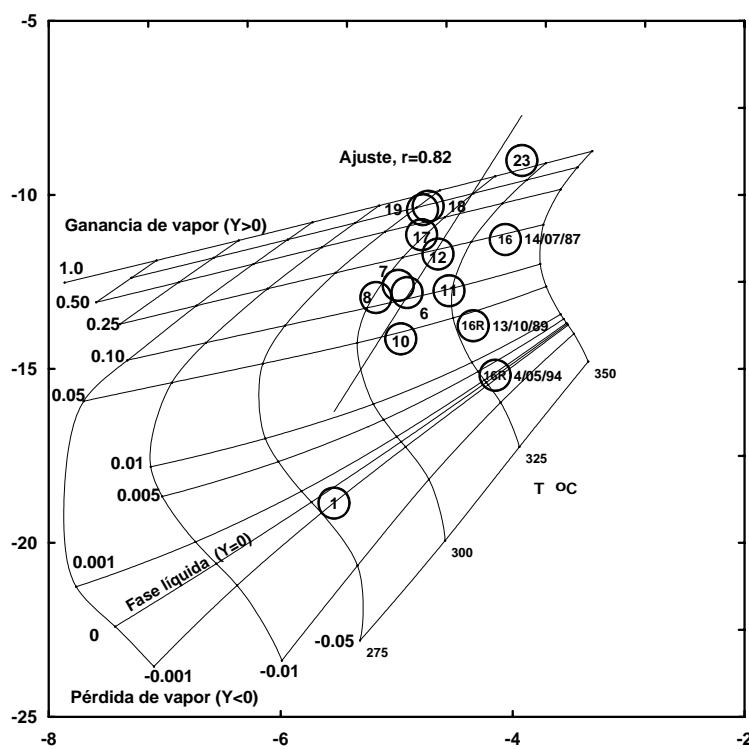


Figura 3. Diagrama característico FT-HSH2 y datos de gases colectados en 1987, (Barragán et al., 1988; Arellano et al., 2003).

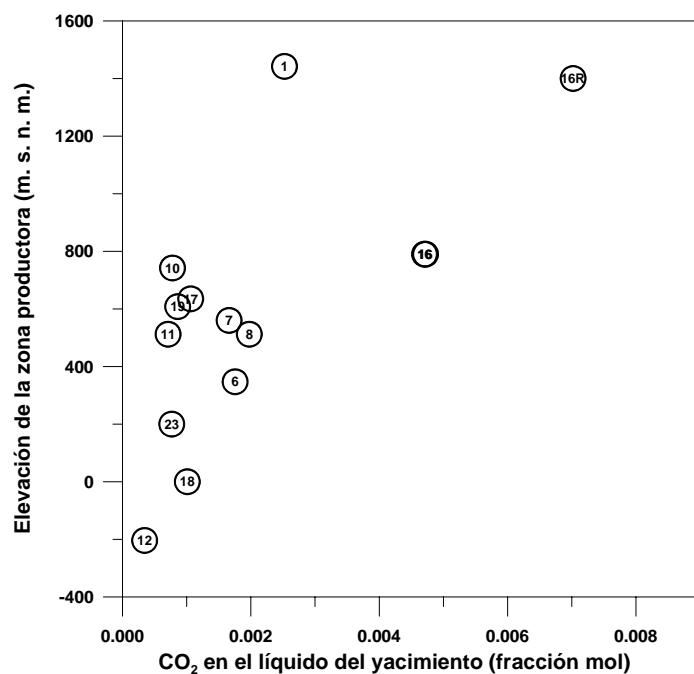


Figura 4. Perfil de CO_2 en la fase líquida del yacimiento según datos de condiciones iniciales (Arellano et al., 2003).

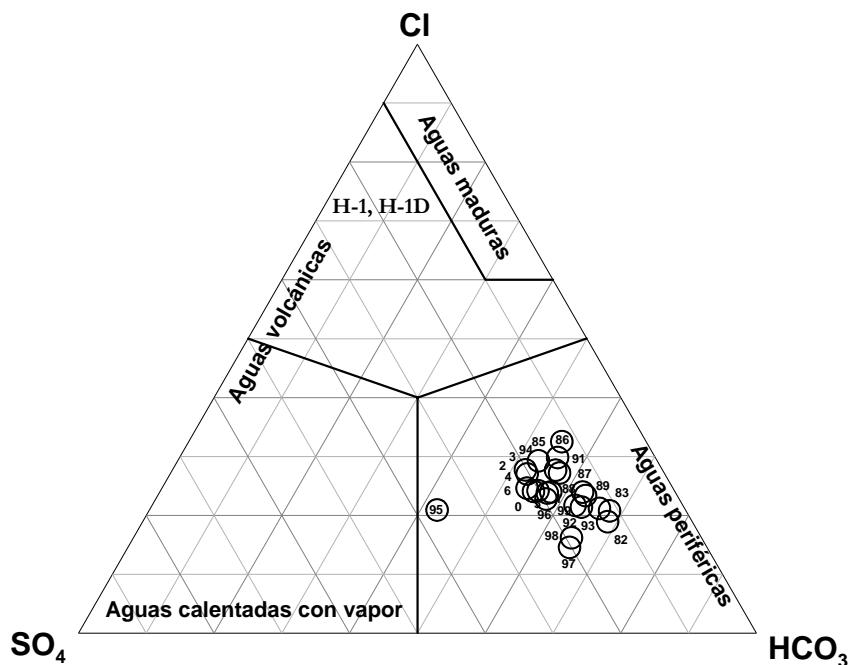


Figura 5. Contenido relativo de $\text{Cl}-\text{SO}_4-\text{HCO}_3$ de los pozos H-1 y H-1D (Giggenbach, 1992).

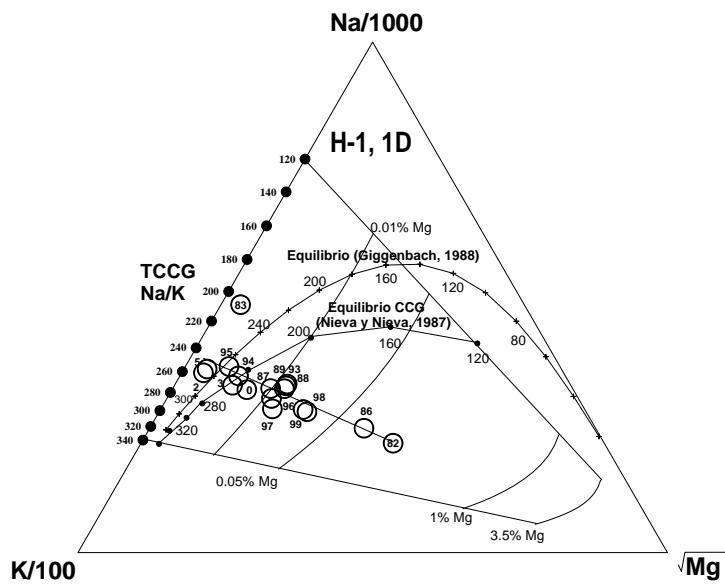


Figura 6. Diagrama de equilibrio Na-K-Mg (modificado de Giggenbach, 1988) y datos promedios anuales de los pozos H-1 y H-1D.

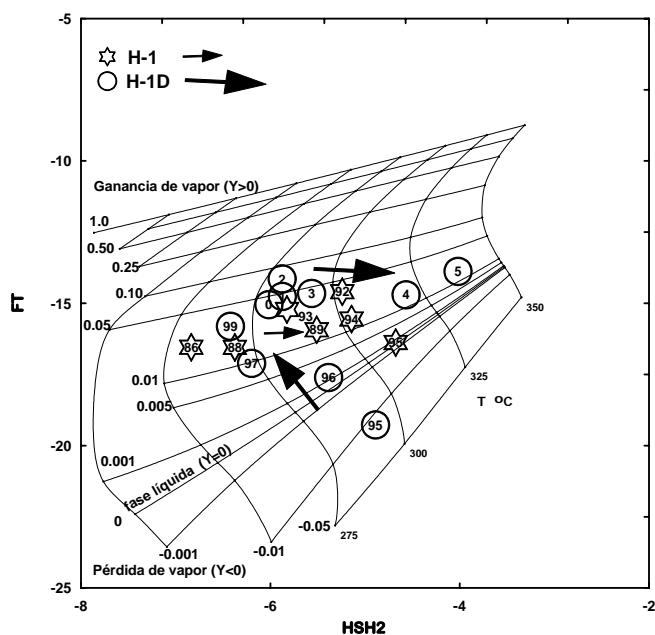


Figura 7. Diagrama FT-HSH2 de los pozos H-1 y 1D, los puntos representan valores promedio anuales.

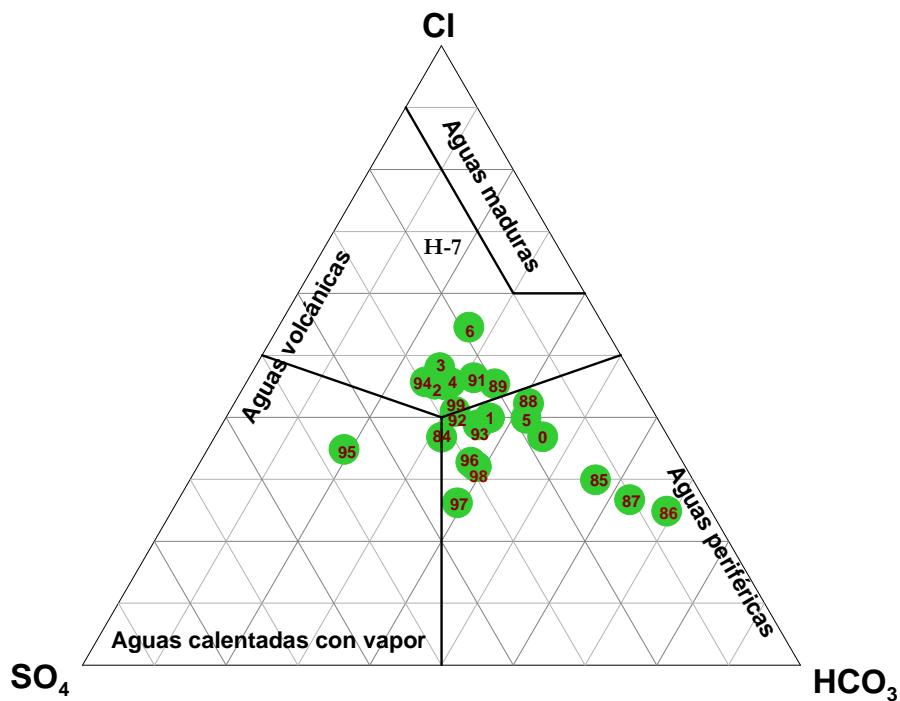


Figura 8. Clasificación del fluido del pozo H-7 en un diagrama Cl-SO₄-HCO₃ (Giggenbach, 1992).

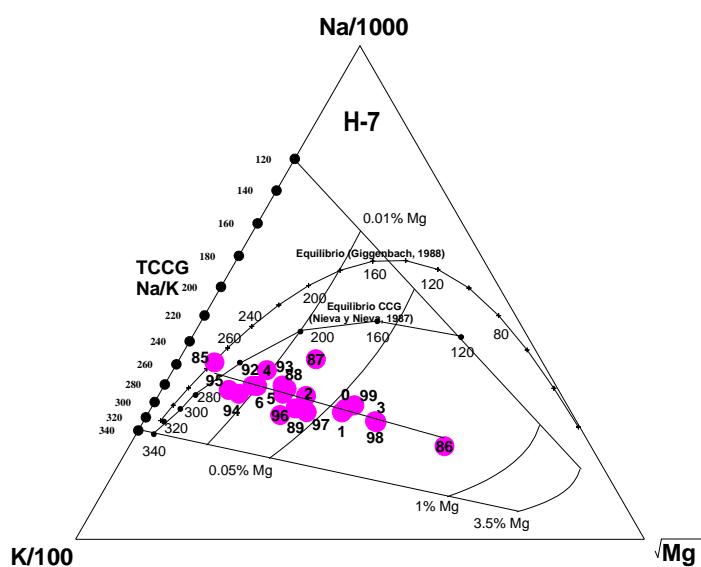


Figura 9. Diagrama de equilibrio Na-K-Mg (modificado de Giggenbach, 1988) y datos promedio anuales del pozo H-7.

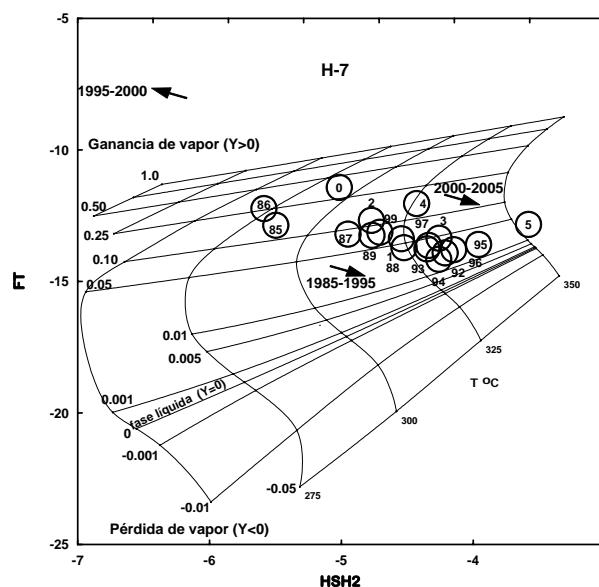


Figura 10. Diagrama FT-HSH2 y datos promedio anuales del pozo H-7.