

# Variación de la composición del vapor en pozos del campo geotérmico de Los Azufres, México, por efecto de la reinyección

Rosa María Barragán Reyes<sup>1</sup>, Víctor Manuel Arellano Gómez<sup>1</sup>, Alfredo Mendoza<sup>2</sup> y Lizette Reyes<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia, Reforma 113, Col. Palmira, 62490, Cuernavaca, Morelos, México. Correo: [rmb@iie.org.mx](mailto:rmb@iie.org.mx). <sup>2</sup>Comisión Federal de Electricidad, Residencia Los Azufres, Campamento Agua Fría, Mich., México.

---

## Resumen

Se modeló el equilibrio químico de la fase gaseosa producida por pozos del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán, con objeto de investigar parámetros de yacimiento (temperatura y calidad de la mezcla de alimentación al pozo) e inferir efectos relacionados con la reinyección de fluidos de desecho (agua-aire) al yacimiento. Se consideraron las reacciones:  $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} = 4\text{H}_2 + \text{CO}_2$  denominada "FT" y  $\text{H}_2 + 3/2 \text{FeS}_2 + 2\text{H}_2\text{O} = 3 \text{H}_2\text{S} + 1/2 \text{Fe}_3\text{O}_4$  denominada "HSH", que se presume controlan las concentraciones de las principales especies gaseosas ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ) en los fluidos geotérmicos. Por medio de las tendencias obtenidas en diagramas termodinámicos característicos (FT-HSH), es posible identificar procesos (como ebullición o mezcla de fluidos) en el yacimiento. Se presentan resultados del equilibrio combinado en dos pozos representativos a través del tiempo, como respuesta a los gastos reinyectados en otro pozo. Se correlacionó la composición isotópica de los pozos estudiados con los gastos inyectados a través del tiempo para investigar los efectos de la reinyección y comparar los resultados obtenidos del equilibrio gaseoso.

*Palabras clave:* Equilibrio químico gaseoso, yacimientos geotérmicos, fluidos geotérmicos, reinyección.

## Variations in the steam composition due to injection in wells from Los Azufres geothermal field, Mexico

### Abstract

Gas chemical equilibrium was modeled on wells at Los Azufres (Mexico) geothermal field to estimate reservoir parameters (the temperature and steam fractions of fluids entering the well) and study the effects of waste-fluid injection (water-air) on the reservoir. The following reactions were considered:  $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} = 4\text{H}_2 + \text{CO}_2$  named "FT" and  $\text{H}_2 + 3/2 \text{FeS}_2 + 2\text{H}_2\text{O} = 3 \text{H}_2\text{S} + 1/2 \text{Fe}_3\text{O}_4$  named "HSH", which are presumed to control the main species concentrations ( $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$ ) of geothermal fluids. By using characteristic trends on thermodynamic (FT-HSH) diagrams, it is possible to identify different processes (boiling, mixing) occurring in geothermal reservoirs. Results for the two representative wells (a steam well and a two-phase well) over time are presented as responses to different mass-flow rates injected in another well. Isotopic results of the studied wells were correlated to injection mass-flow rates to study the effects of injection and to support the results obtained from gas equilibrium.

*Keywords:* Gas equilibrium, geothermal reservoirs, geothermal fluids, injection.

---

## Introducción

El campo geotérmico de Los Azufres es un sistema hidrotermal volcánico de tipo bifásico, localizado en la porción centro-norte de la Faja Volcánica Mexicana en el estado de Michoacán, a una elevación promedio de

2800 m sobre el nivel del mar. La capacidad de generación eléctrica instalada del campo es de 188 MWe (Gutiérrez-Negrín *et al.*, 2010). El yacimiento de Los Azufres se ha explotado por más de 20 años por lo que, con el objeto de investigar sus condiciones actuales, se han realizado diversos estudios tanto sobre los cambios químicos en los fluidos producidos como sobre los cambios en la producción de los pozos (Arellano *et al.*, 2005a,b; Barragán *et al.*, 2005; 2006; 2009a,b; 2010). Uno de los fenómenos encontrados como respuesta a la explotación es una gradual tendencia de los pozos a producir cada vez más vapor y menos agua (Torres-Rodríguez y Flores-Armenta, 2000). Actualmente al menos 17 pozos producen vapor (11 localizados en la zona sur y 6 en la zona norte) aunque tres de ellos, localizados en la zona sur, producen una mezcla bifásica dependiendo de las tasas de reinyección.

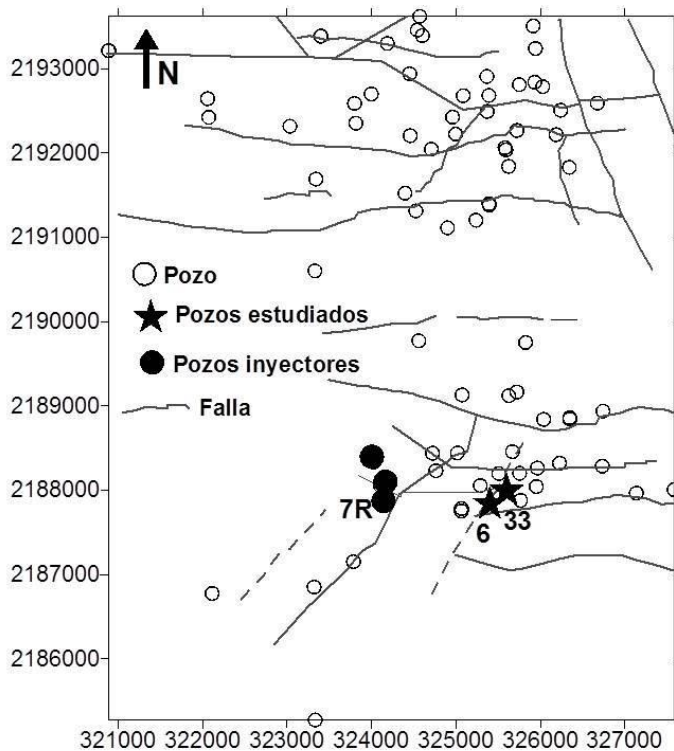


Fig. 1. Localización de pozos en el campo geotérmico de Los Azufres.

En Los Azufres, con el objeto de minimizar impacto al medio, los fluidos de desecho se inyectan al yacimiento a temperatura ambiente. Los fluidos de inyección consisten de una mezcla de agua producida por los pozos y vapor condensado. Esta mezcla sufre evaporación al ambiente por lo que los fluidos de inyección son más salinos e isotópicamente ( $\delta^{18}\text{O}$ ,  $\delta\text{D}$ ) más enriquecidos que los fluidos del yacimiento. Los pozos que producen fase líquida proveniente de fluidos de inyección (también denominados “retornos de reinyección”), presentan un aumento tanto en su salinidad como en su composición isotópica, mientras que los pozos de vapor que producen retornos de reinyección presentan una concentración relativamente mayor de  $\text{N}_2$  así como un enriquecimiento isotópico. El objetivo de este trabajo es correlacionar los cambios de la fase gaseosa producida por pozos de vapor como respuesta a la explotación, utilizando equilibrio químico y resultados isotópicos.

## Metodología

El método FT-HSH correlaciona las composiciones químicas de los gases en descargas de pozos con parámetros físicos a condiciones de yacimiento, usando reacciones químicas entre especies gaseosas que se consideran en equilibrio. Las reacciones consideradas son las siguientes (D'Amore y Truesdell, 1985):

La estimación de parámetros de yacimiento es una tarea compleja, especialmente en pozos productores de vapor ya que en los que producen líquido el estudio de los cambios en sus iones principales permite realizar inferencias confiables de fenómenos ocurrientes a profundidad. En los pozos de vapor se hace uso de otras herramientas para investigar efectos relacionados con la explotación, como la variación en la composición isotópica del vapor producido o el análisis de datos de producción (Truesdell *et al.*, 1995; Arellano *et al.*, 2005). El método de equilibrio químico FT-HSH representa otra herramienta útil para estudiar estos efectos en los pozos de vapor. La Figura 1 muestra la localización de los pozos.

Las descargas de los pozos en el campo de Los Azufres se caracterizan por un relativamente alto contenido de gases no condensables. El principal constituyente es el  $\text{CO}_2$  (en promedio 94 % en volumen), presentándose también  $\text{H}_2\text{S}$  (promedio de 2.5 % en volumen) mientras que las concentraciones de  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2$  y  $\text{NH}_3$  son pequeñas (promedio de 3.5 % en volumen, en total).



Las constantes de equilibrio para las reacciones (1) y (2) en términos de las presiones parciales (P), son las siguientes:

$$\log K_{\text{FT}} = 4 \log P_{\text{H}_2} + \log P_{\text{CO}_2} - \log P_{\text{CH}_4} - 2 \log P_{\text{H}_2\text{O}} \quad (3)$$

$$\log K_{\text{HSH}} = 3 \log P_{\text{H}_2\text{S}} - \log P_{\text{H}_2} - 2 \log P_{\text{H}_2\text{O}} \quad (4)$$

Usando la ley de acción de masas, las ecuaciones (3) y (4) pueden obtenerse en términos de la presión parcial del agua:

$$\log P_i = \log (n_i/n_{\text{H}_2\text{O}}) - \log A_i + \log P_{\text{H}_2\text{O}} \quad (5)$$

donde  $(n_i/n_{\text{H}_2\text{O}})$  es la relación molar de componente "i" con respecto al agua total. El coeficiente A para cada especie "i" se define como función de la temperatura y de la fracción vapor en el yacimiento "y". Si "y" se define como la fracción de vapor presente en equilibrio con el líquido en el yacimiento, entonces:

$$A_i = y + (1-y)/B_i \quad \text{para } y \geq 0 \quad (6)$$

Si "y" se define como la fracción de vapor perdido desde la fase líquida en el yacimiento (cuando el fluido ebulle lejos del pozo y la fase líquida pierde vapor en su trayecto hacia el pozo), entonces:

$$A_i = 1/(B_i(1+y-yB_i)) \quad \text{para } y < 0 \quad (7)$$

$B_i$  es el coeficiente de distribución de cada gas y es función de la temperatura (D'Amore, 1992). Para temperaturas entre 100 y 340°C, (t en °C):

$$\log B_{\text{CO}_2} = 4.7593 - 0.01092 t \quad (8)$$

$$\log B_{\text{H}_2\text{S}} = 4.0547 - 0.00981 t \quad (9)$$

$$\log B_{\text{CH}_4} = 6.0783 - 0.01383 t \quad (10)$$

$$\log B_{\text{H}_2} = 6.2283 - 0.01403 t \quad (11)$$

Sustituyendo las expresiones dadas en (3) y (4) en términos de presión:

$$\log K_{\text{FT}} + 4 \log A_{\text{H}_2} + \log A_{\text{CO}_2} - \log A_{\text{CH}_4} - 2 \log P_{\text{H}_2\text{O}} = 4 \log (n_{\text{H}_2}/n_{\text{H}_2\text{O}}) + \log (n_{\text{CO}_2}/n_{\text{H}_2\text{O}}) - \log (n_{\text{CH}_4}/n_{\text{H}_2\text{O}}) \quad (12)$$

$$\log K_{\text{HSH}} + 3 \log A_{\text{H}_2\text{S}} - \log A_{\text{H}_2} = 3 \log (n_{\text{H}_2\text{S}}/n_{\text{H}_2\text{O}}) - \log (n_{\text{H}_2}/n_{\text{H}_2\text{O}}) \quad (13)$$

donde el lado izquierdo de las ecuaciones (12) y (13) se definen como FT y HSH, por lo que:

$$\text{FT} = \log K_{\text{FT}} + 4 \log A_{\text{H}_2} + \log A_{\text{CO}_2} - \log A_{\text{CH}_4} - 2 \log P_{\text{H}_2\text{O}} \quad (14)$$

$$\text{HSH} = \log K_{\text{HSH}} + 3 \log A_{\text{H}_2\text{S}} - \log A_{\text{H}_2} \quad (15)$$

Las expresiones para las constantes de equilibrio ( $\log K_{\text{FT}}$  y  $\log K_{\text{HSH}}$ ) en (14) y (15) están dadas por (D'Amore, 1992):

$$\log K_{\text{FT}} = 15.35 - 3952.8/T + 4.635 \log T + f_1(y, B_i) \quad (16)$$

$$\log K_{\text{HSH}} = 6.449 - 6149.7/T - 0.412 \log T + f_3(y, B_i) \quad (17)$$

$$\log P_{\text{H}_2\text{O}} = 5.51 - (2048/T) \quad (18)$$

donde T está dada en °K.

La solución gráfica de de las ecuaciones (16) y (17) según datos termodinámicos para valores constantes tanto de temperatura como de fracción de vapor, produce una malla en las coordenadas (HSH, FT). Mientras que el lado derecho de las ecuaciones (12) y (13) son los parámetros FT y HSH que se obtienen de las concentraciones de gases en las descargas totales de los pozos:

$$\text{FT} = 4 \log (\text{H}_2/\text{H}_2\text{O}) + \log (\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}) - \log (\text{CH}_4/\text{H}_2\text{O}) \quad (19)$$

$$\text{HSH} = 3\log(\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2\text{O}) - \log(\text{H}_2/\text{H}_2\text{O}) \quad (20)$$

donde las concentraciones están dadas en la descarga total del pozo. Este es el fluido que asciende por la tubería del pozo antes de separarse en dos fases en el cabezal.

Las siguientes consideraciones deben tomarse en cuenta al usar este método:

- (a) Las reacciones consideradas deben alcanzar el equilibrio termodinámico.
- (b) En todas las especies consideradas, incluyendo el agua, debe prevalecer un equilibrio químico y de fases.
- (c) No debe haber ganancia o pérdida de agua después de alcanzarse el equilibrio original.
- (d) Si el fluido en el cabezal consiste de varios aportes al pozo con diferentes características físicas y químicas entre sí, los resultados consistirán en valores promedio de temperatura y fracción de vapor. Esto es importante cuando los aportes tienen diferentes relaciones gas/líquido.
- (e) Se asume que no hay re-equilibrio de las especies químicas desde el fondo hasta el cabezal del pozo.

Las tendencias encontradas en las mallas de solución FT-HSH se interpretan tomando las siguientes guías dadas por D'Amore y Truesdell, (1995), donde T es la temperatura del yacimiento y "y" es la fracción de vapor de yacimiento:

- (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 de 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 agua de menor temperatura sin contenido de gas como en el caso de fluidos de inyección 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) o precipitación de sulfuros causada por sobreproducción con bloqueo de fracturas importantes.

## Resultados y discusión

La zona sur del campo se ha explotado desde 1984 y en esta parte la inyección ha tenido gran impacto. Para este estudio se seleccionaron como representativos los pozos AZ-6, que produce vapor, y AZ-33 que eventualmente llegó a producir mezcla dependiendo de las tasas de inyección en el pozo AZ-7R (1706 m de profundidad). A finales de 2005 este pozo inyector fue sustituido por el pozo AZ-7A, localizado en la misma plataforma que el pozo AZ-7R original. La respuesta del pozo AZ-33 a la inyección en el pozo AZ-7A consistió en una disminución en la producción de líquido, siendo actualmente productor de vapor. Las zonas productoras de los pozos AZ-6 y AZ-33 se localizan a  $2015 \pm 100$  y  $2190 \pm 40$  msnm, respectivamente.

La Figura 2 muestra los datos del pozo AZ-6 en el diagrama característico FT-HSH. Los puntos representan valores promedio en los años considerados. Los resultados para 1987 y 1990 muestran un valor pequeño en la fracción de vapor (0.07) y una temperatura de yacimiento de 295°C. Estas condiciones se pueden considerar representativas del yacimiento en su estado original, ya que el pozo AZ-6 se alimenta de la zona somera de yacimiento en la que existen condiciones bifásicas.

Las variaciones en la composición química del fluido del pozo AZ-6 de 1987 a 1996 en el diagrama FT-HSH muestran una disminución de la temperatura de yacimiento (de 295 a 250°C) y un incremento en la fracción de vapor de yacimiento (de 0.07 a 0.2). Este comportamiento se atribuye a la recarga de fluidos periféricos ricos en gas y a la producción de vapor proveniente de la re-evaporación de condensado. La mezcla de reinyección contiene condensado de vapor que sufre re-evaporación al contacto con la roca a alta temperatura

constituyendo un tipo de recarga con prácticamente cero saturación de líquido. Esta recarga se observa en los datos de 1986, 1994, 1996 y 2004. Los retornos de reinyección en fase vapor contienen una relación  $H_2S/H_2O$  menor que los fluidos del yacimiento, caracterizados por los datos de 1987 y 1990. Los datos de 2006 sugieren una temperatura de yacimiento de  $260^{\circ}C$  y una fracción vapor de 0.2, mientras que el dato de 2007 presenta una temperatura mayor,  $278^{\circ}C$  y una fracción de vapor de apenas 0.075.

Como se ve en la Figura 3 (modificada de Arellano *et al.*, 2005a), el comportamiento del  $\delta^{18}O$  del pozo AZ-6 cualitativamente sigue el patrón de inyección del pozo AZ-7R, confirmando la presencia de retornos de reinyección en la descarga del pozo. En contraste, en 2007 no se nota enriquecimiento isotópico a pesar de los gastos inyectados en el pozo AZ-7A. En la Figura 3 se observa que para altos gastos másicos inyectados en el pozo AZ-7R (1986, 1993, 1994, 1996), los puntos del pozo AZ-6 en el diagrama FT-HSH muestran mayores fracciones de vapor y menores temperaturas de yacimiento, en comparación con los puntos donde los gastos reinyectados son menores (1987) o despreciables (1990).

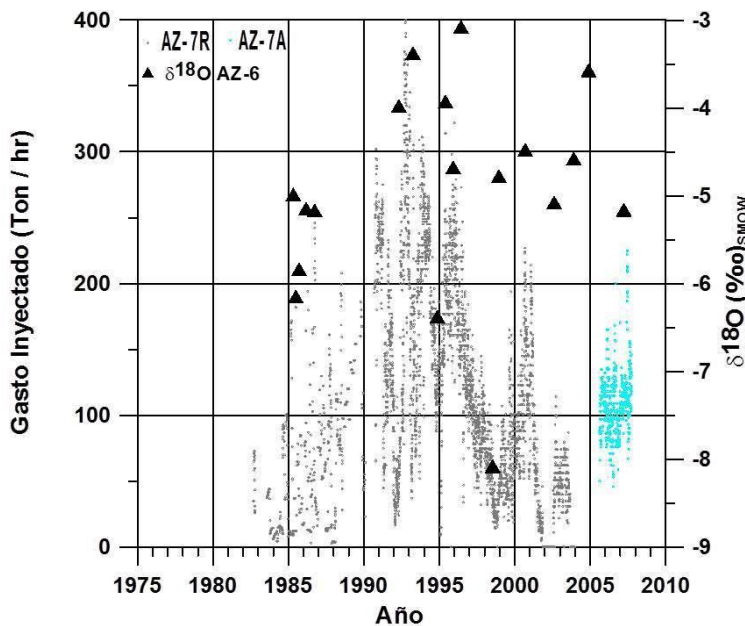


Fig. 3. Composición isotópica de  $\delta^{18}O$  del pozo AZ-6 y patrón de gastos reinyectados en el pozo AZ-7R (hasta 2003) y en el pozo AZ-7A (después de 2005).

FT-HSH sugiere que el pozo produce una mezcla de dos tipos de fluidos: uno típico del yacimiento (representado por los datos de 1994, 1999, 2000, 2001, 2004 y 2005) y el otro proveniente de condensado de vapor (representado por los datos de 1990, 1991 y 1995). Los demás puntos del diagrama con excepción del

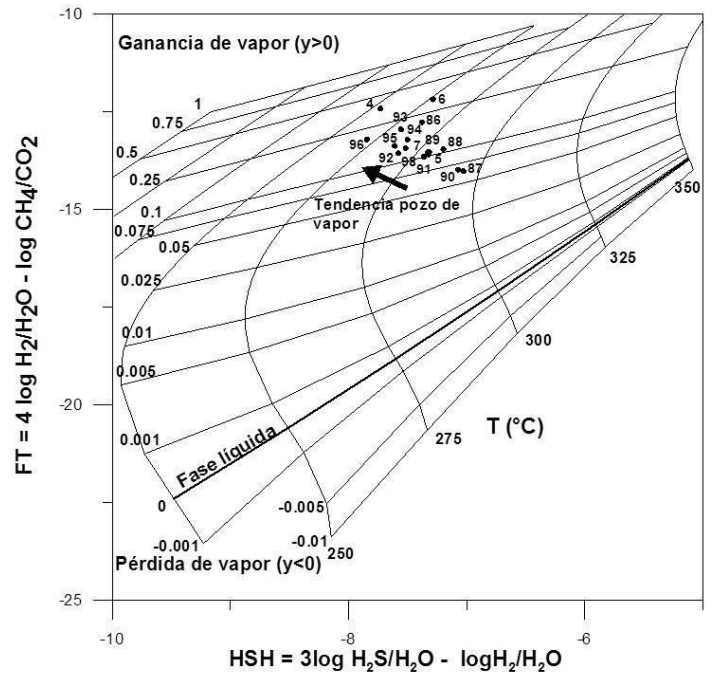


Fig. 2. Diagrama característico FT-HSH y datos promedio anuales del pozo AZ-6.

El pozo AZ-33 es productor de vapor. Eventualmente produjo mezcla bifásica dependiendo de las tasas de inyección en el pozo AZ-7R. La Figura 4 muestra los datos del pozo AZ-33 en un diagrama FT-HSH. A pesar de la dispersión de los puntos, se observa una tendencia general de disminución de temperatura y de fracción de vapor de yacimiento, la cual se relaciona con la entrada de fluidos en fase líquida y de menor temperatura. Esta entrada de fluidos de menor temperatura ocurre de forma intermitente dependiendo de las tasas de inyección. La presencia de retornos de reinyección en fase líquida en el pozo AZ-33 se confirma mediante el comportamiento del  $\delta^{18}O$  que sigue el patrón de gastos inyectados en el pozo AZ-7R en la Figura 5 (modificada de Arellano *et al.*, 2005a).

La tendencia observada en el diagrama FT-HSH sugiere que el pozo produce una mezcla de dos tipos de fluidos: uno típico del yacimiento (representado por los datos de 1994, 1999, 2000, 2001, 2004 y 2005) y el otro proveniente de condensado de vapor (representado por los datos de 1990, 1991 y 1995). Los demás puntos del diagrama con excepción del

correspondiente al 2003 caen aproximadamente en la tendencia principal, que de acuerdo con D'Amore y Truesdell (1995) significa la entrada de fase líquida desgasificada. La producción de condensado de vapor se identifica en el diagrama FT-HSH por la disminución de temperatura y el aumento en la fracción de vapor y se observa en los datos de 1999-2001 en el pozo AZ-33. La tendencia de los datos de 2004-2005 indica recarga de fluidos del yacimiento mientras que los datos de 2006 indican el ingreso de recarga de fluido de inyección a la zona de alimentación del pozo, probablemente en fase vapor dado que se estima una fracción de vapor mayor que en 2005.

La composición isotópica del pozo AZ-33 en 2007 mostró un enriquecimiento que puede atribuirse a la inyección en el pozo AZ-7 A, aunque el pozo produce prácticamente vapor.

**Conclusiones**

- Las variaciones en la composición química de los gases y su estudio mediante equilibrio gaseoso FT-HSH permiten la identificación de procesos de yacimiento que ocurren como respuesta a la explotación.

- El método FT-HSH representa una herramienta adicional para reconocer la producción de vapor proveniente de la re-evaporación de condensado en los pozos productores (particularmente de vapor), en virtud de su menor relación  $H_2S/H_2O$ , con respecto a los fluidos del yacimiento.

- Las tendencias características de los diagramas de equilibrio gaseoso son útiles también en pozos productores de mezcla ya que permiten reconocer el ingreso de fluidos desgasificados y de menor temperatura al yacimiento.

- En cualquier yacimiento el equilibrio gaseoso tenderá a modificarse por efectos de la inyección. Sin embargo, dado que la mezcla de inyección en Los Azufres contiene aire, éste es útil como "traza" del movimiento de los fluidos en el yacimiento.

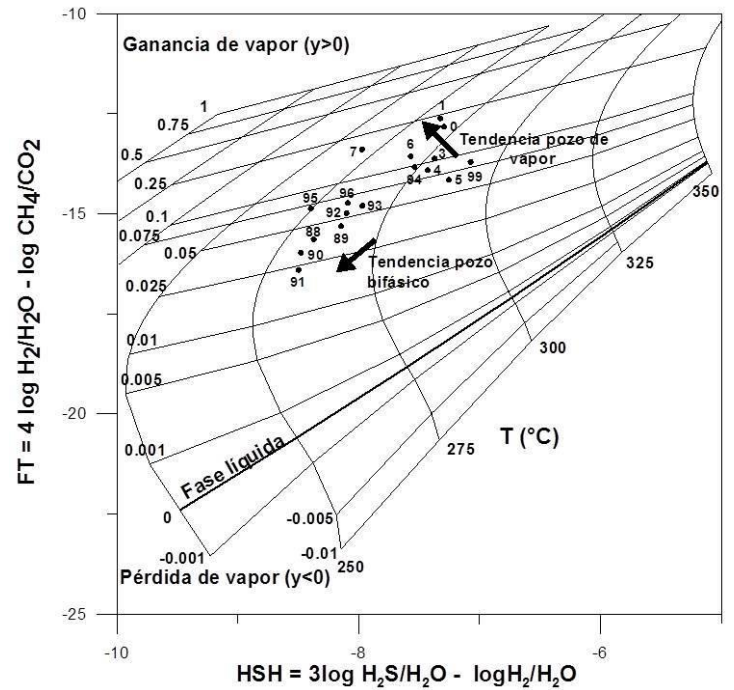


Fig. 4. Diagrama característico FT-HSH y datos promedio anuales del pozo AZ-33.

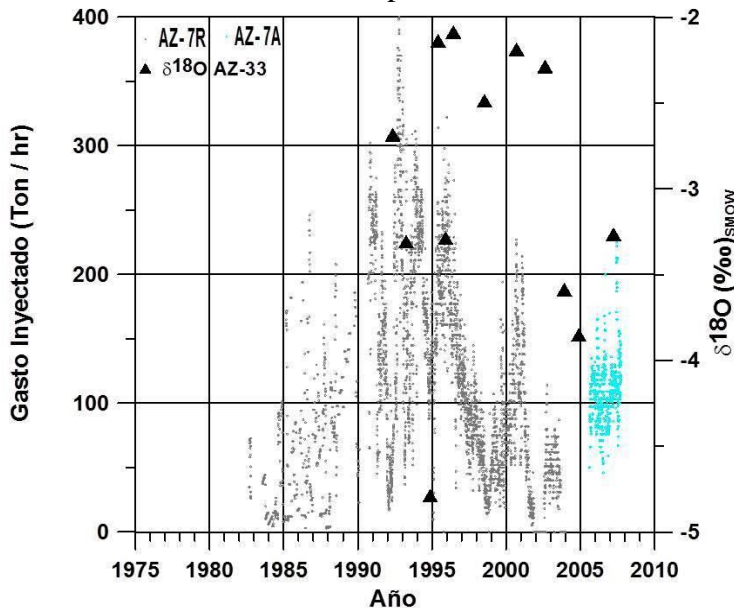


Fig. 5. Composición isotópica de  $\delta^{18}O$  del pozo AZ-33 y patrón de gastos reinyectados en el pozo AZ-7R (hasta 2003) y en el pozo AZ-7A (después de 2005).

**Agradecimientos**

Se agradece a las autoridades de la Comisión Federal de Electricidad, Residencia de Los Azufres, por proveer información y autorizar la publicación de este trabajo. Los resultados son parte del proyecto “Monitoreo isotópico de fluidos de pozos productores y de reinyección del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.”, desarrollado de forma conjunta CFE-IIE.

## Referencias

- Arellano, V.M., M.A. Torres, R.M. Barragán, F. Sandoval and R. Lozada, 2003. Chemical isotopic and production well data analysis for the Los Azufres (Mexico) geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, 27, pp. 275-279.
- Arellano, V.M., R.M. Barragán, A. Hernández, R.J. Torres y K.M. Aguilar, 2005a. Estudio de la respuesta del yacimiento geotérmico de Los Azufres a la explotación. Informe IIE/11/12783/I para la Comisión Federal de Electricidad, Cuernavaca, Mor., México, 650 p. Inédito.
- Arellano, V.M., M.A. Torres and R.M. Barragán, 2005b. Thermodynamic evolution (1982-2002) of the Los Azufres (Mexico) geothermal reservoir fluids. *Geothermics*, 34, pp. 592-616.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal and F. Sandoval, 2005. Isotopic ( $\delta^{18}\text{O}$ ,  $\delta\text{D}$ ) patterns in Los Azufres (Mexico) geothermal fluids related to reservoir exploitation. *Geothermics*, 34, pp. 527-547.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal, F. Sandoval and N. Segovia, 2006. Changes in gas composition of the Los Azufres (Mexico) geothermal fluids related to exploitation. *Geothermal Resources Council Transactions*, 30, pp. 9-13.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, A. Aragón, e I. Martínez, I., 2009a. Monitoreo isotópico de fluidos de pozos productores y de reinyección del campo geotérmico de Los Azufres. Informe IIE/11/13768/I 01/F Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Mor., México, 75 p. Inédito.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, I. Martínez, A. Aragón y R. González, 2009b. Patrones de comportamiento de especies químicas e isotópicas (2006–2007) en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich., en respuesta a la reinyección. *Geotermia* 22(2): 19–27.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, A. Aragón, I. Martínez, A. Mendoza and L. Reyes, 2010. Geochemical data analysis (2009) of Los Azufres geothermal fluids (Mexico). *Proc. Water Rock Interaction 2010*, Birkle & Torres Alvarado (eds.), pp. 137-140.
- 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*, Florence, Italy, pp. 1927-1931.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., R. Maya-González and J.L. Quijano-León, 2010. Current Status of Geothermics in Mexico. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010.
- Torres-Rodríguez, M.A. and M. Flores-Armenta, 2000. Reservoir behavior of the Los Azufres geothermal field, after 16 years of exploitation. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japón, pp. 2269-2275.