

# Afectación térmica entre pozos interpretada mediante modelado de canales de flujo a partir de pruebas con trazadores

*Abraham III Molina Martínez, Magaly del Carmen Flores Armenta y Miguel Ramírez Montes*

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Morelia, Mich., México.

Correo: [abraham.molina@cfe.gob.mx](mailto:abraham.molina@cfe.gob.mx)

---

## Resumen

Se decidió aplicar dos modelos para interpretar los datos de pruebas con trazadores y evaluar los posibles cambios de temperatura en pozos de producción debido a la inyección de salmueras en pozos inyector cercanos. El primero es un modelo simple unidimensional de canal de flujo del transporte de un trazador, que ha resultado ser muy poderoso en la simulación de datos de retorno de pruebas con trazadores en sistemas geotérmicos, y que está basado en la teoría básica del transporte de solutos. Las ecuaciones diferenciales del modelo son resueltas con el método no-lineal de mínimos cuadrados y está codificado en el software TRINV. A través de esta simulación se pueden obtener las principales propiedades de todos los canales de flujo, es decir, el volumen de los canales de flujo  $Ax\emptyset$ , la velocidad media del fluido  $u$  y la dispersividad  $\alpha_L$ . El segundo modelo indica el probable enfriamiento de los fluidos de un pozo productor ocasionado por la inyección, y toma en cuenta la superficie de contacto entre la roca y el agua, la capacidad calorífica de la roca, la capacidad de calor del fluido y la conductividad térmica de la roca para predecir finalmente la temperatura de los fluidos del pozo productor. Cabe mencionar que la solución analítica a las ecuaciones que gobiernan el cálculo de flujo de calor convectivo y conductivo está codificada en el software TRCOOL. El propósito principal de utilizar esos modelos es obtener información adicional a la que regularmente se obtiene con una prueba de trazadores que es básicamente la conexión hidráulica de los pozos productores con el pozo inyector, el porcentaje de trazador recuperado y la velocidad del fluido. Con estos modelos se puede, además, estimar el volumen de los canales de flujo, la velocidad del trazador en ellos y evaluar los efectos de la inyección sobre la temperatura de producción. Ambos modelos se aplicaron al caso del pozo inyector Az-64 y al productor Az-5, del campo de Los Azufres, en los cuales se había realizado anteriormente una prueba con trazadores.

*Palabras clave:* Los Azufres, trazadores, modelado, inyección, enfriamiento debido a la inyección, canales de flujo.

## Thermal effects in wells interpreted by flow-channel modeling on results from tracer tests

### Abstract

It was decided to apply two models to interpret tracer test data and evaluate possible temperature changes in production wells due to the injection of brine into nearby injection wells. The first model is a simple, one-dimensional model of the flow channel for the transport of a tracer, which has proven very useful in simulating feedback data of tracer tests in geothermal systems and is based on the basic theory of solute transport. The differential equations in the model are solved by the nonlinear method of least squares, which are encoded in the software TRINV. Through this simulation it is possible to get the main properties of all the flow channels, *i.e.* flow channel volumes  $Ax\emptyset$ , the mean fluid velocity  $u$ , and dispersivity  $\alpha_L$ . The second model indicates the probable cooling of geothermal fluids produced by a well due to injection and takes into account the contact surface between rock and water, the heat capacity of the rock, the heat capacity of fluid

and the thermal conductivity of the rock—to finally predict the temperature of the production well fluids. The analytical solution to equations for calculating convective and conductive heat flow is encoded by the software TRCOOL. The main purpose of using these models is to get additional information—more than what regularly is obtained with a tracer test. This is basically the hydraulic connection of production wells with the injector, the percentage of tracer recovered and the fluid velocity. These models also may estimate the volume of the flow channels through which the tracer travels and predict the effects of injection on the production temperature. Both models were applied to the case of the injection well, Az-64, and the production well, Az-5, in the Los Azufres geothermal field. The wells had been part of a previous tracer test.

*Keywords:* Los Azufres, tracers, modeling, injection, cooling due to injection, flow channels.

## Antecedentes

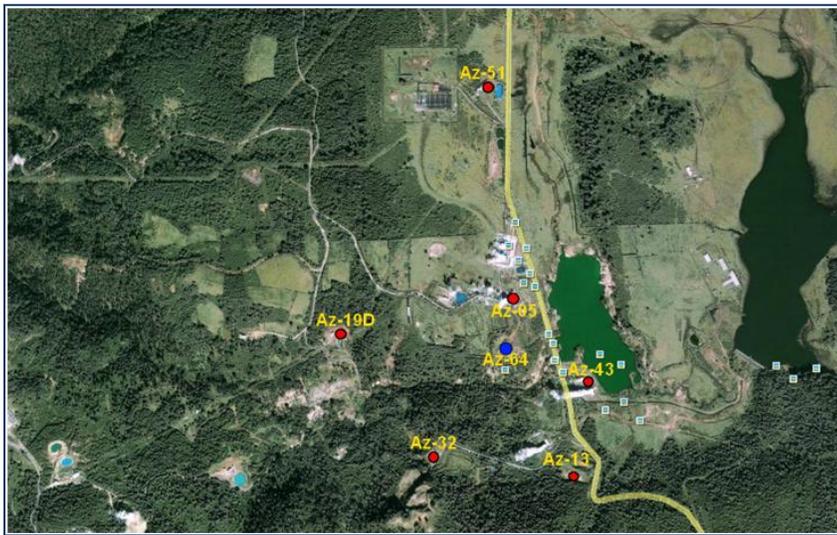


Fig. 1. Ubicación de los pozos involucrados en la prueba de trazadores en la zona norte de Los Azufres.

A finales de 2006 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) realizó una prueba de trazadores en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich., utilizando como pozo inyector el Az-64, ubicado en la porción centro-oriental de la zona norte del campo. Se empleó como trazador hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ), que ya se había empleado antes exitosamente en este campo, y se monitorearon seis pozos productores en la periferia del inyector, que fueron Az-5, Az-43, Az-32, Az-19, Az-13 y Az-51 (Iglesias *et al.*, 2009) cuya ubicación se presenta en la Figura 1. En este trabajo sólo se analiza el posible efecto térmico de la inyección entre el pozo Az-64 y el pozo Az-5, que es el más cercano de los

pozos productores monitoreados encontrándose a 195 metros de distancia horizontal. El pozo Az-5 produce un promedio de 75.6 toneladas por hora (t/h) de vapor sin producir agua. Las principales zonas permeables identificadas en el pozo Az-64 se ubican en los intervalos de profundidad 950-1050 y 1200-1250 m, y en el pozo Az-5 en los intervalos 1000-1200 y 1450-1490 m. Ambos pozos están prácticamente a la misma altitud (Hernández, 1996; CFE, 2010).

La prueba empezó el 24 de octubre de 2006 con la inyección de 96.4 kg de  $\text{SF}_6$  en el pozo Az-64 a una tasa de 5.58 litros por segundo y a una temperatura de 30°C. El  $\text{SF}_6$  se seleccionó como trazador porque es un gas no tóxico, no inflamable y no corrosivo, con una solubilidad en agua similar a la del nitrógeno. Además es estable térmicamente hasta 340°C y se analiza por cromatografía de gases, con detector de captura de electrones. A partir de la fecha de inyección del trazador se estuvieron tomando muestras en los fluidos producidos por los pozos monitoreados hasta un total de 156 días. Para el caso del pozo Az-5 se logró recuperar un 48.5% del volumen total inyectado en el pozo Az-64 después de un tiempo de residencia de 156 días (Iglesias *et al.*, 2009).

## Teoría básica del transporte de soluto

A continuación se repasan brevemente las ecuaciones que rigen el transporte de solutos en los sistemas hidrológicos porosos y fracturados. El término ‘soluta’ indica que es una sustancia química disuelta en el líquido y sus ecuaciones de transporte se tratan en diversas publicaciones (Javandel *et al.*, 1984, Bear *et al.*, 1993), siguiendo las leyes básicas de conservación de la masa de un soluto. Las ecuaciones se derivan de tales leyes básicas de conservación y asumen que el flujo del soluto puede ocurrir por difusión, dispersión y advección. A fin de no repetir las ecuaciones incluidas en las publicaciones mencionadas, sólo se reproducirán las ecuaciones finales derivadas de la manera en que se utilizan para este trabajo.

Las ecuaciones básicas que describen el flujo del soluto son las siguientes:

$$F_x = F_{x,advection} + F_{x,dispersion} \quad (1)$$

donde  $F_x$  denota la tasa de flujo de masa del soluto ( $kg/m^2s$ ) en la dirección- $x$ , y

$$F_{x,advection} = u_x \phi C \quad (2)$$

$$F_{x,dispersion} = -\phi D_x \partial C / \partial x \quad (3)$$

La ecuación (3) es la llamada ley de Fick. Además,  $u_x$  denota la velocidad de la partícula del fluido ( $m/s$ ),  $\phi$  la porosidad del material,  $C$  la concentración de soluto ( $kg/m^3$ ) y  $D_x$  el coeficiente de dispersión ( $m^2/s$ ) que se define como:

$$D_x = \alpha_x u_x + D^* \quad (4)$$

donde  $\alpha_x$  es la dispersividad del material ( $m$ ) y  $D^*$  es el coeficiente de difusión molecular ( $m^2/s$ ). Ecuaciones iguales aplican para las direcciones en  $y$  y  $z$ .

Los supuestos utilizados en la derivación son que el acuífero es homogéneo, isotrópico y saturado, y bajo condiciones tales que la ley de Darcy es válida. Bajo estos supuestos, mediante la combinación de las anteriores ecuaciones de flujo y la conservación de la masa del soluto asociado con los límites apropiados y las condiciones iniciales, se obtiene la siguiente ecuación diferencial para el transporte de solutos en tres dimensiones.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ D_x \frac{\partial C}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ D_y \frac{\partial C}{\partial y} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[ D_z \frac{\partial C}{\partial z} \right] - \frac{\partial}{\partial x} [u_x C] - \frac{\partial}{\partial y} [u_y C] - \frac{\partial}{\partial z} [u_z C] = \frac{\partial C}{\partial t} \quad (5)$$

En el caso de flujo unidimensional, la ecuación (5) se simplifica de la manera siguiente:

$$D \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} = u \frac{\partial C}{\partial x} + \frac{\partial C}{\partial t} \quad (6)$$

Un modelo simple unidimensional de canal de flujo del transporte de un trazador ha resultado ser muy poderoso en la simulación de los datos de retorno de las pruebas del trazador en los sistemas geotérmicos. Se supone que el flujo entre el pozo de inyección y el productor se puede aproximar por el flujo unidimensional de canales de flujo, como se esquematiza en la Figura 2. Se simula una trayectoria del flujo a lo largo de una zona de fractura, una capa permeable o una intercalación. En la figura  $b$  indica ya sea el ancho de la zona de fractura o el espesor de la intercalación o de la capa, mientras que  $h$  indica la altura de la trayectoria del flujo dentro de la zona de fractura, la intercalación o la capa permeable.

En 1994, Arason y Björnsson desarrollaron un código de computadora llamado TRINV para el modelado de los perfiles de recuperación del trazador, que fue utilizado con éxito en varios campos geotérmicos de Islandia (Axelsson *et al.*, 1994). Este es el modelo que se utilizará para simular el perfil de recuperación del trazador en el pozo Az-5 del campo de Los Azufres, mismo que se discute a continuación.

Si se omite la difusión molecular y se asume la inyección instantánea de una masa  $M$  (kg) del trazador en el tiempo  $t = 0$  y una parte del trazador  $M_r$  transportado a lo largo del canal de flujo hacia el pozo productor, la solución a la ecuación (6) se da como:

$$C(t, x) = \frac{M_r}{2A\phi\sqrt{\pi Dt}} \exp\left(\frac{-(x - ut)^2}{4Dt}\right) \quad (7)$$

donde  $C$  es la concentración del trazador en el canal flujo,  $D$  es el coeficiente de dispersión, definido como:  $D_j = \alpha_{Lj} u_j$ ,  $u$  es la velocidad media del fluido en el canal ( $m/s$ ) dado por  $u_j = q_j / \rho A_j \phi_j$ , con  $q$  la tasa de inyección  $q_j = q_{in} M_j / M$ ,  $\rho$  la densidad del agua,  $A$  el área promedio de la sección transversal del flujo del canal y  $\phi$  la porosidad del canal de flujo. Teniendo en cuenta la conservación de masa en el pozo de producción, con una tasa de producción  $Q$ , se obtiene:  $C(t)q = c(t)Q$ . Si existen  $n$  canales de flujo que conecten los dos pozos, la concentración del trazador en el pozo productor estará dada por:

$$c(t) = \sum_{j=1}^n \frac{\rho M_j u_j}{2Q\sqrt{\pi D_j t}} \exp\left(\frac{-(x_j - u_j t)^2}{4D_j t}\right) \quad (8)$$

El código de computadora TRINV que interpreta el trazador está incluido en el paquete de software llamado ICEBOX (Aranson y Björnsson, 1994). Este programa resuelve las ecuaciones en la expresión (8) inversamente por el método no-lineal de mínimos cuadrados. A través de la simulación se pueden obtener las principales propiedades de todos los canales de flujo, es decir, los volúmenes de canal de flujo  $Ax\phi$  y las dispersividades  $\alpha_L$ . Debido al método inverso, la solución no es única para soluciones de múltiples canales de flujo. Por lo tanto, para utilizar el código, puede ser necesario obtener un número de soluciones diferentes y seleccionar la más adecuada, pero para ello debe tenerse un buen conocimiento del campo geotérmico. Para esa selección, puede ser útil tener información adicional de otros estudios (Gaoxuan, 2008).

### Resultados para el pozo Az-5

El primer paso en el análisis de la prueba del trazador consiste en la estimación de la masa (actividad) del trazador recuperado y esto se hace sobre la base de la siguiente ecuación:

$$m_j(t) = \int_0^t C_j(t) Q_j(t) dt \quad (9)$$

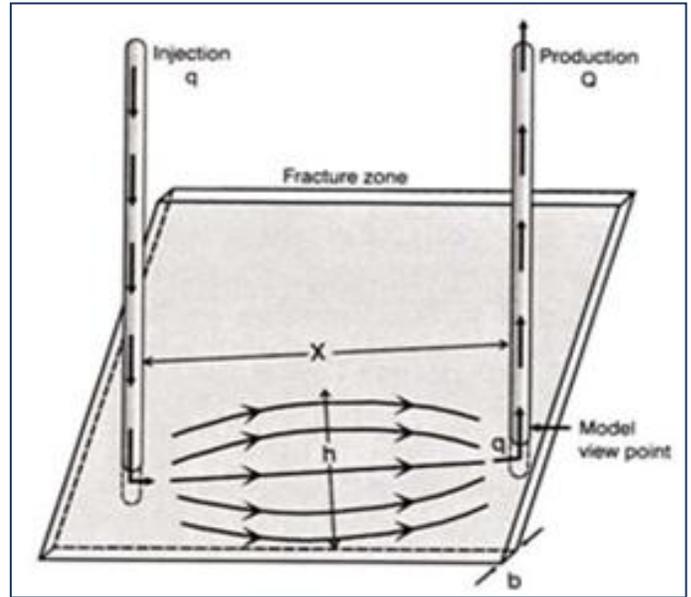


Fig. 2. Esquema de un canal de flujo con flujo unidimensional que conecta un pozo inyector y un pozo productor (Axelsson *et al.*, 1994).

donde  $m_j(t)$  es la masa acumulativa recuperada en el  $j$ -ésimo pozo productor (kg),  $C_j$  la concentración del trazador (kg/l o kg/kg) y  $Q_j$  la producción del pozo (l/s o kg/s). Para resolver esta ecuación se emplea el programa TRMASS, incluido en el paquete ICEBOX. Si los resultados del análisis de las muestras de agua se combinan en un solo archivo, el programa calculará la recuperación acumulada del trazador desde el inicio de la prueba hasta el final de los datos, basado en el modelo descrito anteriormente. Cabe hacer mención que se omite en el cálculo la variabilidad de la tasa de flujo de producción y del caudal de inyección (Axelsson *et al.*, 2005).

A continuación se presenta la simulación del caso del pozo Az-5 con los programas TRMASS y TRINV, que da como resultado los parámetros que mejor se ajustan a los datos reales obtenidos en la prueba del trazador. Como se mencionó, en el pozo Az-5 se recuperó un 48.5% del volumen del trazador inyectado en el pozo Az-64 en un tiempo de 156 días.

El resultado de la simulación indica que se habría recuperado el 46% del volumen inyectado a los 30 días y el 48.5% a los 165 días, según se muestra con la curva azul claro de la Figura 3. En esta figura sólo se presentan los resultados de la simulación hasta el día 100 (eje X), a fin de que se alcanzaran a notar los pulsos de los primeros días. Esto no afecta el resultado ya que a partir de los 30 días la recuperación del trazador es mínima y se observa casi como si fuese constante. El alto porcentaje de recuperación se debe a la alta permeabilidad de los canales por las que viajó el trazador y la rapidez con la que éste se detectó se debe a la proximidad entre el pozo inyector y el pozo Az-5.

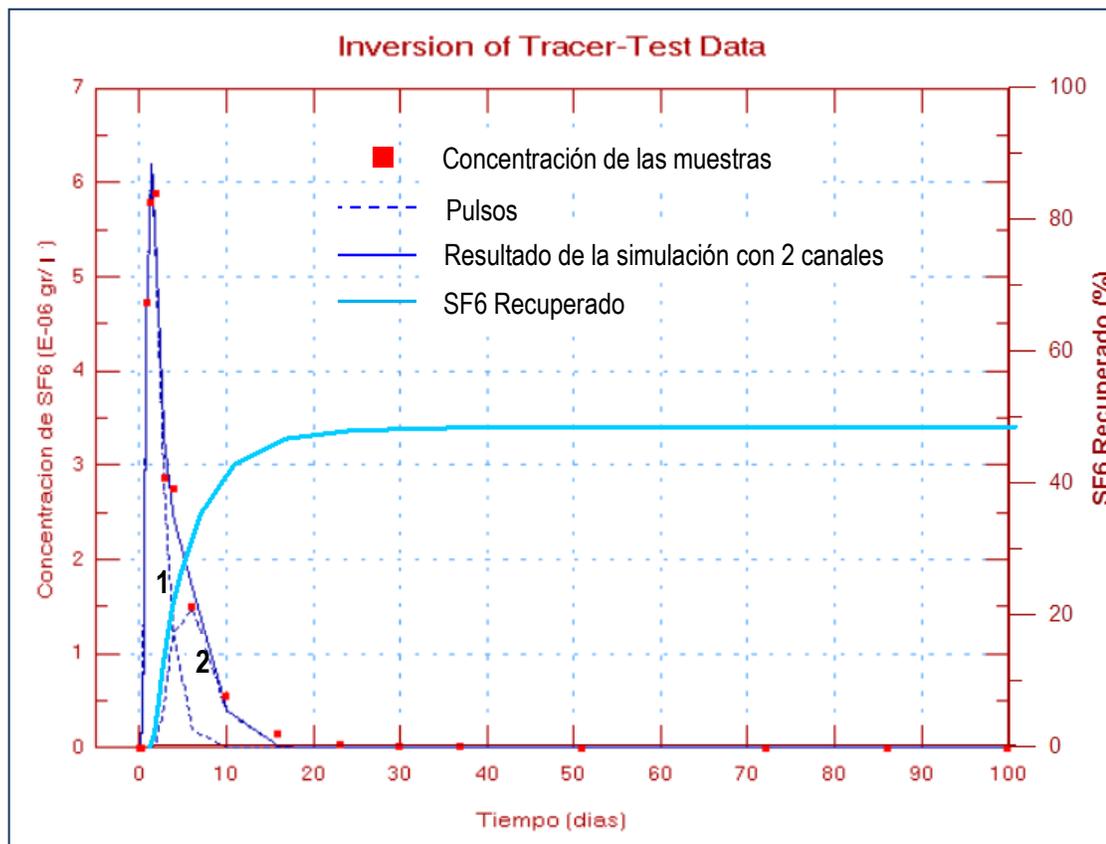


Fig. 3.  
Simulación de los datos reales de la prueba del trazador para el caso del pozo Az-5.

Además, en la simulación se observa la existencia de al menos dos posibles canales entre otros tantos que estuvieran conectados con el pozo, demostrando así que existe recarga hacia la zona de alimentación del pozo Az-5 lo que ayuda al mantenimiento de la presión en la zona aledaña del yacimiento. Cabe hacer mención

que aunque este factor es positivo faltaría por evaluar la interferencia térmica que pudiera presentarse en corto tiempo debido a este factor, lo que se discute más adelante.

En la Tabla 1 se muestran los resultados del modelo. Comparando la recuperación de la masa calculada del trazador en un tiempo infinito, se observa que el 30.23% del trazador recuperado ocurre a través del primer canal (1) mientras que el 18.27% es a través del segundo canal (2). Otros resultados de la simulación indican que la velocidad media del fluido es  $u = 1.43 \times 10^{-3}$  m/s para el primer canal y  $7.38 \times 10^{-4}$  m/s para el segundo, lo cual equivale a 123.5 m/día y 63.8 m/día respectivamente.

Número de canal	1	2
Distancia del canal de flujo entre pozos x(m)	195	357
Velocidad media del flujo $u$ (m/s)	0.143E-02	0.738E-03
Coefficiente de dispersión $D$ (m <sup>2</sup> /s)	0.5350E-01	0.2075E-01
Sección transversal del canal [Area x Porosidad $A\phi$ (m <sup>2</sup> )]	0.1046E-02	0.1219E-02
Dispersividad longitudinal $\alpha_L$ (m)	37.41	28.11
Volumen estimado del canal $x A\phi$ (m <sup>3</sup> )	0.204	0.4364
Trazador recuperado $M_i/M$ (%)	30.23	18.27
Coefficiente de determinación	99%	

Tabla 1. Parámetros que mejor se ajustan a la recuperación real del trazador en el pozo Az-5.

### Modelo de predicción de enfriamiento

Para describir el modelo deben considerarse ciertos parámetros que se verán involucrados al inyectar salmuera de menor temperatura que la que se encuentra en el interior del pozo productor. Estos parámetros son la superficie de contacto entre la roca y el agua, la capacidad calorífica de la roca y del fluido y la conductividad térmica de la roca, bajo la premisa de que la matriz de la roca actúa como un intercambiador de calor, que va calentando gradualmente la salmuera conforme se mueve en el yacimiento (Gaoxuan, 2008).

Para predecir el enfriamiento que pudiese ocasionar la inyección sobre un pozo productor, se toma como ejemplo el modelo anterior que se utilizó para interpretar el comportamiento del trazador en el pozo Az-5. De él se desprende que la zona de fractura o los canales de flujo tendrán una anchura denotada por “b”, una altura “h”, una longitud “x” y una porosidad “ $\phi$ ” (ver Fig. 2).

La solución analítica a las ecuaciones que describen la temperatura del fluido del pozo productor está dada por la ecuación (10). Para mayor detalle existen soluciones a problemas semejantes que expresan el desarrollo de la misma (Carslaw and Jaeger, 1959; Bodvarsson, 1972).

$$T(t) = T_0 - \frac{q}{Q} (T_0 - T_i) \left[ 1 - \operatorname{erf} \left\{ \frac{kxh}{c_w q \sqrt{\kappa(t - x/\beta)}} \right\} \right] \quad (10)$$

Donde  $T(t)$  es la temperatura del fluido producido,  $T_0$  es la temperatura del yacimiento inalterada,  $T_i$  la temperatura de inyección,  $q$  y  $Q$  la tasa de inyección y producción respectivamente,  $erf$  la función de error,  $k$  la conductividad térmica de la roca,  $\kappa$  su difusión térmica,  $x$  la distancia entre el pozo inyector y el productor y

$$\beta = qc_w / \langle \rho c \rangle_f hb \quad (11)$$

siendo

$$\langle \rho c \rangle_f = \rho_w c_w \emptyset + \rho_r c_r (1 - \emptyset) \quad (12)$$

la capacidad calorífica volumétrica del material en el canal de flujo, donde  $\rho$  es la densidad y  $c$  es el calor específico y los subíndices  $w$  y  $r$  indican agua y roca respectivamente (Axelsson *et al.*, 2005). Cabe hacer mención que el programa TRCOOL, que está incluido en el paquete de software ICEBOX, ha sido desarrollado utilizando este método por Axelsson *et al.* (1994).

Los parámetros utilizados para predecir el enfriamiento a mediano o largo plazo debido a los efectos de la inyección son los estimados a partir de la simulación del trazador recuperado, incluyendo el porcentaje de trazador recuperado en cada canal de flujo, según se indicó en la Tabla 1. Hay diferentes supuestos para predecir el enfriamiento, y a continuación se definen tres escenarios. El escenario 1, que podría considerarse como el optimista, asume una alta porosidad y un canal de flujo con una superficie grande lo que permite predecir un enfriamiento lento. El escenario 3 sería el pesimista, asumiendo una alta porosidad y una pequeña superficie de área con canales de flujo del tipo de tubos capilares, que resultaría en una predicción de enfriamiento rápido. Finalmente, el escenario 2 sería el intermedio entre el optimista y el pesimista y asume una baja porosidad y un canal de flujo de volumen grande (Axelsson *et al.*, 2005). En la práctica es mejor optar por un escenario conservador para no arriesgar un efecto térmico negativo.

El posible enfriamiento depende de la superficie y de la transferencia de calor de la roca a los canales de flujo. Los resultados de la prueba con trazador permiten inferir los volúmenes de los canales de flujo entre el pozo inyector y productor, pero hay que presuponer la geometría de esos canales. En este caso se conoce aproximadamente la porosidad pero los parámetros “h” y “b” del área son por escasamente conocidos. Por lo tanto, se asumirá que existe más de un canal de flujo conectando al pozo inyector con el productor y que b es el doble de h ( $b = 2h$ ) para el caso optimista,  $b = h$  para el caso intermedio, y que b es la mitad de h ( $b = h/2$ ) para el caso pesimista (Tabla 2).

Escenario	Canal	x (m)	b (m)	h (m)	$\emptyset$ (%)
1. Optimista	1	195	0.167	0.0835	15
	2	357	0.1802	0.0901	15
2. Intermedio	1	195	0.10227	0.10227	10
	2	357	0.1104	0.1104	10
3. Pesimista	1	195	0.04175	0.0835	15
	2	357	0.045	0.0901	15

Tabla 2. Parámetros del modelo utilizados para predecir el probable enfriamiento.

Para predecir el enfriamiento o declinación de temperatura en un periodo de 30 años se propusieron dos escenarios de inyección. El primero asume una inyección baja, de un promedio de 3.61 l/s (13 t/h) que equivale a la producción real de salmuera de los pozos Az-13, Az-19 y Az-43. El segundo escenario parte de una inyección superior, de 7.5 l/s (27 t/h) en promedio, equivalente a la producción real de salmuera de los pozos anteriores más la del pozo Az-51. La Figura 4 presenta los resultados obtenidos al simular ambos escenarios de inyección en los escenarios de enfriamiento optimista, intermedio y pesimista.

La parte superior de la Figura 4 presenta el resultado de la simulación para el escenario de inyección bajo, de 13 t/h. Como se ve, el modelo pronostica que el pozo sufriría un enfriamiento muy drástico, de cerca de 40°C en la primera media hora de inyección (~2000 segundos) en cualquiera de los escenarios (optimista, intermedio o pesimista), pero que con el paso del tiempo la reducción de temperatura se haría cada vez más pequeña hasta volverse imperceptible a partir de la cuarta hora. Al simular la temperatura en el año 30 de inyección, esta rondaría los 238°C como se indica con la línea negra superior.

Consecuentemente, al modelar un escenario de inyección superior, de 27 t/h (parte inferior de la Fig. 4), el enfriamiento de los fluidos producidos por el pozo Az-5 sería aun mayor, pues su temperatura se reduciría en más de 85°C en la primera media hora en todos los escenarios. Sin embargo, este súbito enfriamiento se estabilizaría muy rápidamente sin bajar de 191°C después de 30 años de inyección, como lo indica la línea negra inferior.

De acuerdo con los resultados de esta simulación, la inyección de salmuera a 30°C de temperatura en el pozo Az-64 provocaría un enfriamiento casi inmediato en el vapor producido en el pozo Az-5, el cual vería reducida su temperatura en 40°C si el volumen a inyectar fuera de 13 t/h y en 85°C si el volumen fuera de 27 t/h. Sin embargo, una vez alcanzada la máxima afectación, la disminución de temperatura a largo plazo es mínima.

### Conclusiones y recomendaciones

La aplicación del programa TRINV permitió reproducir el porcentaje real de trazador recuperado en el pozo Az-5 durante la prueba realizada en octubre de 2006, que fue del 48.5% en 156 días de monitoreo.

Los resultados del modelado permitieron identificar al menos dos canales de flujo que conectan al pozo Az-64 con el Az-5, que pueden ser zonas de fractura o capas permeables, a través de los cuales la velocidad promedio del fluido fue de  $1.43 \times 10^{-3}$  m/s para el primer canal y de  $7.38 \times 10^{-4}$  m/s para el segundo, lo que equivale a 123.5 m/día y 63.8 m/día, respectivamente.

Otros parámetros estimados con el modelado son el coeficiente de dispersión, la sección transversal del canal y su volumen, mismos que se indican en la Tabla 1 para cada uno de los dos canales de flujo identificados.

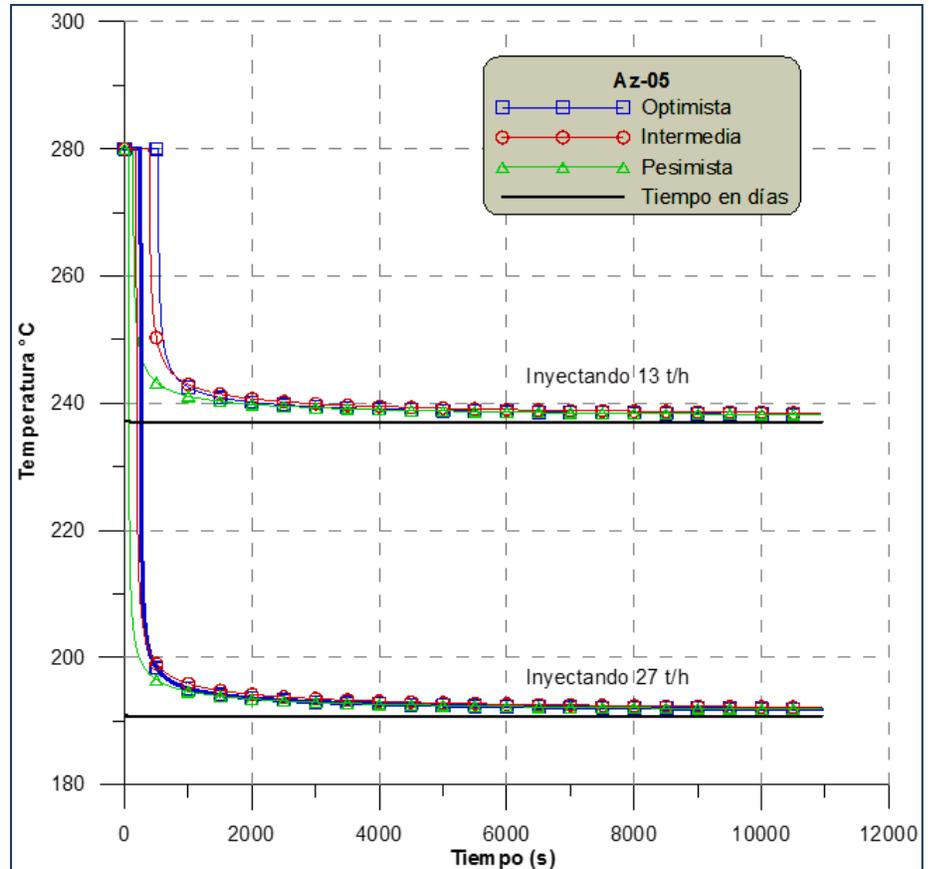


Fig. 4. Pronóstico de enfriamiento en el pozo Az-5 con dos gastos de inyección y los tres escenarios considerados.

La aplicación del programa TRCOOL, incluido en el paquete de software ICEBOX, permitió modelar la afectación térmica que podría ocurrir en los fluidos producidos por el pozo Az-5 bajo diversas condiciones de inyección en el pozo Az-64. De acuerdo con los resultados del modelado, el vapor producido en el pozo Az-5 sufriría una casi inmediata pérdida de temperatura debido a la inyección en el pozo Az-64, que sería de unos 40°C bajo un régimen de inyección de 13 t/h y de unos 85°C inyectando 27 t/h.

Partiendo de que la temperatura media actual del vapor producido por el pozo Az-5 es de 280°C, el enfriamiento debido a la inyección provocaría que temperatura del fluido bajara a unos 238°C inyectando 13 t/h y a unos 191°C si se inyectaran 27 t/h.

Por lo tanto, no es recomendable inyectar en el pozo Az-64. Si esto resultara indispensable, la recomendación sería inyectar en caliente (a presión de separación) y en cualquier caso no rebasar las 13 t/h.

## Referencias

- Arason, Th., and G. Björnsson, 1994. *ICEBOX*. 2nd edition, Orkustofnun, Reykjavík, 38 pp.
- Axelsson, G., G. Björnsson, and P. Arason, 1994. *The program TRCOOL*. Orkustofnun, Reykjavík.
- Axelsson, G., G. Björnsson, and F. Montalvo, 2005. Quantitative interpretation of tracer test data. *Proceedings World Geothermal Congress*, Antalya, Turkey, April 2005.
- Bear, J., C.F. Tsang and G. de Marsily (editors), 1993. *Flow and contaminant transport in fractured rock*. Academic Press Inc., San Diego, 560 pp.
- Bodvarsson, G., 1972. Thermal problems in the siting of reinjection wells. *Geothermics*, Vol. 1, No. 2, pp. 63-66.
- Carslaw, H.W. and J.C. Jaeger, 1959. *Conduction of heat in solids*. Second edition, Clarendon Press, Oxford, 403 pp.
- CFE, 2010. Base de datos Vulcan Geodata Manager del Campo Geotérmico Los Azufres, Mich. Inédito.
- Gaoxuan, G., 2008. Assessment of the Hofstadir geothermal field, W-Iceland, by lumped parameter modelling, Montecarlo simulation and tracer test analysis. *Geothermal Training in Iceland*, Report 18, UNU- GTP, Iceland, pp. 247-279.
- Hernández, P.L., 1996. Evaluación de los pozos Az-05 y Az-48 del campo geotérmico Los Azufres. Reporte REAZ-EY-18/96, Residencia de Estudios Los Azufres, CFE. Inédito.
- Iglesias, E.R., M. Flores Armenta, J.L. Quijano León, M.A. Torres Rodríguez, R.J. Torres, N. Reyes Picasso y F. Sandoval Medina, 2009. Estudio con un trazador de vapor en la zona aledaña al pozo Az-64, en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich. *Geotermia*, Vol. 22, No. 1, pp. 28-39.
- Javandel, I., C. Doughty and C.F. Tsang, 1984. Groundwater transport. Handbook of mathematical models. *Water Resources Monograph Series*, 10, Am. Geophys. Union, 228 pp.