

Estudio con trazadores de líquido y vapor en el área Tejamaniles del campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Eduardo R. Iglesias¹, Magaly Flores-Armenta², Rodolfo J. Torres¹, Miguel Ramírez-Montes², Nefthalí Reyes-Picasso¹ y Lisette Reyes-Delgado²

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia. ²Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Correo: iglesias@iie.org.mx

Resumen

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) inyecta salmueras producidas por pozos de la zona en el pozo Az-08, localizado en el área Tejamaniles, al suroeste del campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Los objetivos principales de este estudio son: determinar si el fluido inyectado recarga nueve pozos productores del área y, si esto ocurre, estimar qué fracción del fluido inyectado recarga a cada pozo productor. Cinco de los pozos seleccionados producen mezcla; el resto produce sólo vapor. Por esta razón se diseñó este estudio con inyección simultánea de trazadores de líquido y de vapor. Los nueve pozos productores seleccionados detectaron el trazador de vapor, y los cinco pozos que producen mezcla detectaron el trazador de fase líquida. Las curvas de residencia de ambos trazadores presentan series de picos que reflejan la conocida naturaleza fracturada de este yacimiento. Los resultados demuestran que las áreas de alimentación de los nueve pozos seleccionados son recargadas por el fluido inyectado en el pozo Az-08. Conviene aclarar que al momento de preparar este trabajo se había completado el arribo del trazador de vapor en todos los pozos, pero los pozos que producen mezcla continuaban registrando arribo del trazador de líquido. Hasta 407 días después de la inyección de los trazadores, el porcentaje total de recuperación del trazador de fase líquida en los cinco pozos productores de mezcla era igual a 3.5032%. El arribo del trazador de vapor se había completado en los nueve pozos monitoreados 205 días después de la inyección del trazador, con un porcentaje total de recuperación igual al $2.1553 \times 10^{-2}\%$. Estos porcentajes de recuperación implican que la recarga de los pozos monitoreados desde el inyector Az-08 es modesta, aunque todo indica que los resultados de la recuperación del trazador de fase líquida se incrementarán significativamente. Los modestos porcentajes de recuperación observados sugieren que la mayor parte del fluido inyectado en el pozo Az-08 se dispersa en el yacimiento, contribuyendo a la recarga y a mantener la presión del mismo. Los resultados revelan que: (i) el fluido inyectado se calienta a profundidad, ebulle y asciende de 700 a más de 1,000 m para alcanzar las zonas de alimentación de los productores monitoreados, y (ii) que existe permeabilidad vertical en esta zona del yacimiento sobre las distancias mencionadas. Este flujo vertical implica que el fluido inyectado relativamente frío (aproximadamente 40°C) se calienta lo suficiente como para fluir hacia arriba por convección, previniendo así, o al menos retardando, la interferencia térmica. Los resultados sugieren que la recuperación de vapor generado por la inyección en Az-08 en general tiende a disminuir exponencialmente con (i) la distancia horizontal de los pozos estudiados al inyector, y (ii) la distancia vertical entre la zona de inyección y las correspondientes zonas productoras.

Palabras clave: Los Azufres, trazadores, inyección, recarga, producción de vapor.

Study with liquid and steam tracers at the Tejamaniles area, Los Azufres, Mich., geothermal field

Abstract

The Mexican Federal Commission for Electricity injects brines produced by nearby geothermal wells into well Az-08, located in the Tejamaniles area, in the southwestern portion of Los Azufres, Mich., geothermal

field. The main goals of this study are to determine whether or not the injected fluid recharges nine producing wells in the area, and if so, to estimate the fraction of the injected fluid recharging each producing well. Five of the selected wells produce mixes of liquid and steam and the rest produce only steam. For this reason, we designed this study with simultaneous injections of liquid- and steam-tracers. The nine selected producing wells detected the steam-tracer, and the five wells producing mixes detected the liquid-phase tracer. The residence curves of both tracers present a series of peaks reflecting the known fractured nature of the reservoir. The results show the feeding areas of the nine selected wells are recharged by the fluid injected into well Az-08. When this paper was written, the arrival of steam-tracers in all wells was completed, but the wells producing mixes of liquid and steam continued to record the arrival of the liquid-tracer. Until 407 days after injecting the tracer, the total percentage recovery of liquid phase tracer in the five wells producing mixes of liquid and steam was 3.5032%. The arrival of the steam tracer ended in all nine wells 205 days after the tracer was injected, with an overall recovery rate of $2.1553 \times 10^{-2}\%$. The recovery rates imply the recharge rates of the monitored wells by the injector Az-08 are modest, but it appears the amounts of the recovered liquid-phase tracer will increase significantly. The modest recovery rates suggest most of the fluid injected into the well Az-08 disperses in the reservoir, contributing to recharge and maintaining the pressure. Results reveal that: (i) the injected fluid is heated at depths from 700 to over 1000 m, where it boils and rises to reach the feeding areas of the monitored producing wells, and (ii) there is vertical permeability in the reservoir area between the distances mentioned. The vertical flow implies the injected fluid, relatively cold (about 40 °C), is heated sufficiently to flow upward by convection, thus preventing, or at least slowing down, thermal interference. Results suggest the recovery of steam generated by injection into Az-08 generally tends to decrease exponentially with the horizontal distance of the studied wells to the injector, and with the vertical distance between the injection area and the corresponding production areas.

Keywords: Los Azufres, tracers, injection, recharge, steam production.

1. Antecedentes

El campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán, ha sido explotado comercialmente para generar electricidad desde 1982. En la actualidad tiene una capacidad instalada de 188 MWe (Gutiérrez-Negrín y Quijano León, 2005). La Comisión Federal de Electricidad (CFE) inyecta salmuera separada en varios pozos, en diversas partes del campo, con la finalidad de recargar el yacimiento, mantener la presión del mismo, y descartar la salmuera separada sin afectar al medio ambiente.

La inyección de fluido en el yacimiento tiene las ventajas de recargarlo y de mantener su presión, por lo que, en principio, tiende a alargar la vida comercial del mismo. Sin embargo, la inyección de salmuera de menor temperatura que la del yacimiento conlleva el riesgo de generar interferencia térmica con los pozos productores, lo que perjudicaría la generación. Para capitalizar los beneficios de la inyección es necesario evitar interferencia térmica significativa. Por ello es muy importante determinar el destino del fluido inyectado y estimar qué fracción del mismo contribuirá a la producción de los pozos. Para ello se efectúan estudios con trazadores. Por ejemplo, en la parte Norte del campo de Los Azufres se efectuaron exitosamente dos estudios, uno con utilización simultánea de trazadores de fase líquida y de fase vapor (Iglesias *et al.*, 2008) y otro con un trazador de la fase vapor (Iglesias *et al.*, 2009).

Este estudio se efectuó en la zona Sur del campo. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) inyecta salmueras producidas por pozos de la zona en el pozo Az-08, localizado en el área Tejamaniles, al suroeste del campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Antes de este estudio no se conocía con certeza el destino del fluido inyectado. Por ello se implementó este estudio con trazadores en el área que se estimó más probablemente afectada por la inyección en el Az-08. Considerando las características estructurales del área

Tejamaniles y las distancias involucradas se escogieron los pozos Az-08, Az-2A, Az-06, Az-16D, Az-16AD, Az-17, Az-33, Az-36, Az-37 y Az-46 (Fig. 1) para participar en este estudio.

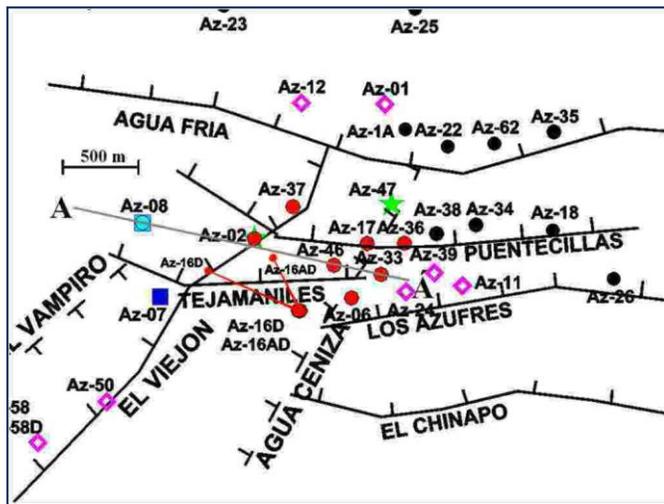


Fig. 1. Ubicación de pozos y estructuras en el área de Tejamaniles, Los Azufres.

Los objetivos del estudio fueron determinar si el fluido inyectado en el pozo Az-08 recarga las zonas de alimentación de los nueve pozos productores mencionados, y en caso de que lo haga estimar qué fracción del fluido inyectado recarga cada pozo. Cinco de los pozos seleccionados producen mezcla y el resto produce sólo vapor. Por esta razón diseñamos un estudio utilizando simultáneamente trazadores de vapor y líquido.

Los trazadores fueron inyectados a fines de junio de 2008. Aunque el trazador de fase vapor aparenta haber completado su llegada a los pozos productores, el trazador de fase líquida continuaba arribando a algunos pozos cuando se preparó este artículo. Sin embargo, 407 días después de la inyección de los trazadores se contaba con suficientes resultados para

inferir importantes conclusiones. Por esa razón presentamos este trabajo como un informe de avance.

2. Método y materiales

Como se mencionó, este estudio se efectúa en el área Tejamaniles, cuyo nombre deriva de una prominente falla que la cruza en dirección E-W (Fig. 1). En dicha figura el pozo inyector Az-08 se representa por un cuadrado azul claro y los pozos productores seleccionados por círculos rojos. Los pozos Az-16D y Az-16AD, perforados desde la misma plataforma, son desviados como se muestra en la Figura 1. Los pozos restantes son verticales. La Figura 2 presenta una sección desde el pozo Az-08 hasta el pozo Az-33 (A-A' en la Fig. 1) que, en conjunto con la Figura 1 ayuda a visualizar las relaciones espaciales entre los pozos.

La Tabla 1 presenta las distancias horizontales entre el inyector y los pozos productores seleccionados y las correspondientes producciones de agua y vapor. Para los pozos desviados la distancia se mide desde el punto más cercano al inyector. Como puede verse, cinco de los pozos seleccionados producen agua y vapor y el resto produce sólo vapor.

Para escoger los trazadores a utilizar consideramos los requerimientos usuales: concentración indetectable en el fluido del yacimiento, estabilidad térmica y química a condiciones de yacimiento, bajo límite de detección, inexistencia de riesgo para el medio ambiente, logística razonablemente simple, disponibilidad comercial y

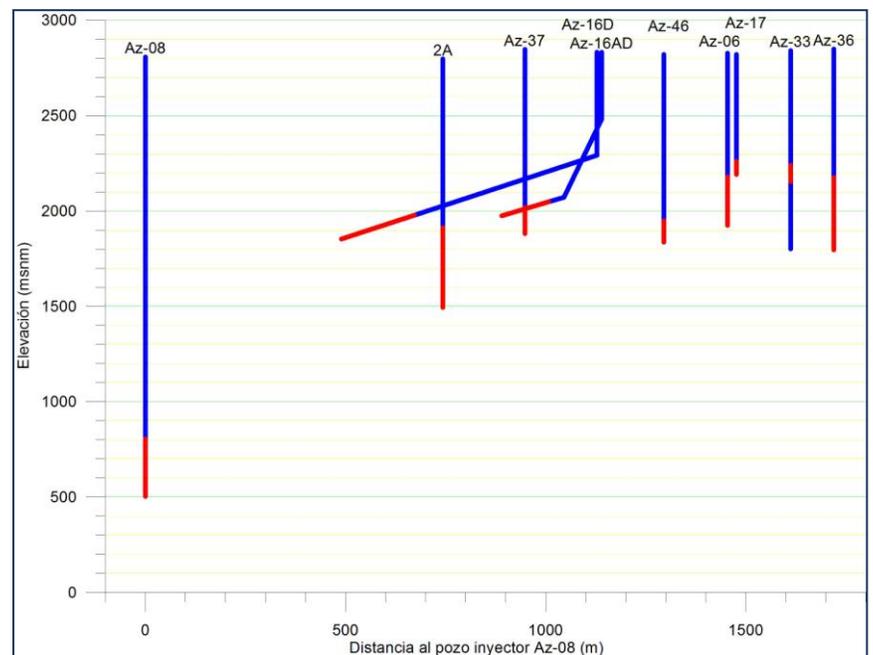


Fig. 2. Relaciones espaciales entre los pozos. Las tuberías ranuradas se muestran en rojo.

precios accesibles. Una consideración importante para la selección de los trazadores es la temperatura del yacimiento: en el área de interés esta varía aproximadamente entre 280 y 300°C en la zona profunda predominada por líquido, y menor a profundidades más someras (Barragán, 2005, comunicación privada).

Pozo	Distancia a Az-08	Producción (t/h)	
		Agua	Vapor
Az-16D	537.23	11	8.5
Az-2A	745.43	76	32
Az-16AD	891.97	0	19
Az-37	998.64	0	28
Az-46	1,295.08	1	45
Az-06	1,467.11	0	29
Az-17	1,489.41	0	35
Az-33	1,611.70	28	35
Az-36	1,735.34	1	20

Tabla 1. Pozos, distancias y producción.

cromatografía de líquido convencional (e.g., Rose *et al.*, 2001). Previamente habíamos utilizado exitosamente este trazador en el campo geotérmico Los Humeros (Iglesias *et al.*, 2007).

Los trazadores geotérmicos de fase vapor fueron investigados por varios autores también en años recientes (e.g., Adams, 1995; Adams *et al.*, 2000, 2001). También en este caso muchos de los candidatos considerados resultaron inestables o marginalmente estables a 300°C. Escogimos el gas hexafluoruro de azufre (SF₆), que no es tóxico, ni inflamable, ni corrosivo, como trazador de fase vapor, por su estabilidad térmica a altas temperaturas, estabilidad química a condiciones de yacimiento, bajo límite de detección, disponibilidad comercial, accesibilidad económica y logística de campo relativamente simple. El límite de detección de SF₆, referido al vapor condensado es aproximadamente 0.01 ppt, por cromatografía de gases con detector de captura de electrones.

El 24 de junio de 2008 se inyectaron 200 kg de 2,7-dsn y 99.3 kg de SF₆ en el pozo Az-08. El muestreo de los pozos productores comenzó ese mismo día, varias horas después. La frecuencia de muestreo se fue disminuyendo gradualmente: dos veces por día durante la primera semana, diariamente durante la segunda semana, tres veces por semana durante las siete semanas subsiguientes y una vez por semana después.

Las muestras de vapor se recolectaron en botellas de vidrio tipo Giggenbach, previamente rellenas con 50 ml de una solución 4N de NaOH, y después evacuadas. Dependiendo de las instalaciones disponibles en cada pozo las muestras se obtuvieron directamente de la tubería de vapor, o del cabezal, en este caso utilizando un separador portable. Las muestras de líquido se recolectaron en botellas plásticas de Nalgene.

3. Resultados y discusión

A continuación presentamos los resultados de los pozos monitoreados en orden de distancia horizontal creciente al pozo inyector. El muestreo de vapor en los pozos Az-16D, Az-17, Az-33, Az-36 y Az-37 se discontinuó el 15 de enero de 2009 debido a que para entonces el arribo del SF₆ a dichos pozos se había completado casi con certeza.

El pozo Az-16D es el más cercano al inyector (Tabla 1). La Figura 3 presenta las curvas de residencia y recuperación del 2,7-dsn para este pozo. Hasta los 95 días después de la inyección la curva de residencia revela una serie de picos estrechos con concentraciones significativas. Interpretamos dichos picos en el

En años recientes varios autores (e.g., Adams, 1995; Adams *et al.*, 2000; Rose *et al.*, 2001, 2002; y otros) investigaron trazadores geotérmicos de fase líquida. La mayoría de los trazadores investigados resultaron térmicamente inestables o marginalmente estables a 300°C. Por lo mismo, nuestras opciones se vieron considerablemente reducidas. Conservadoramente escogimos el compuesto ecológicamente benigno 2,7 disulfonato de naftaleno (2,7-dsn) como trazador de fase líquida, por su alta estabilidad química y térmica (e.g., Rose *et al.*, 2001, 2002), bajo límite de detección, disponibilidad comercial, costo accesible y simple logística de campo. El límite de detección del 2,7-dsn es aproximadamente 0.1 ppb por

sentido de que reflejan la existencia de un número similar de caminos para el flujo de líquido entre inyector y productor. Esto es consistente con la conocida naturaleza fracturada del yacimiento. Después de este conjunto de picos estrechos aparece un largo periodo, aproximadamente 120 días, en el que no se registró el arribo del trazador. Esto fue seguido por el arribo de un ancho pico, que continuaba arribando al momento de escribir este artículo. Considerando su arribo tardío y su gran anchura, interpretamos que este pico está asociado con un “canal” mucho más largo que los “canales” asociados con los picos estrechos tempranos. Hasta el momento (407 días después de la inyección de los trazadores), la recuperación de 2,7-dsn alcanza 0.048%. Con base en la tendencia mostrada por el pico tardío esperamos que este porcentaje será sobrepasado significativamente cuando se complete el arribo del trazador.

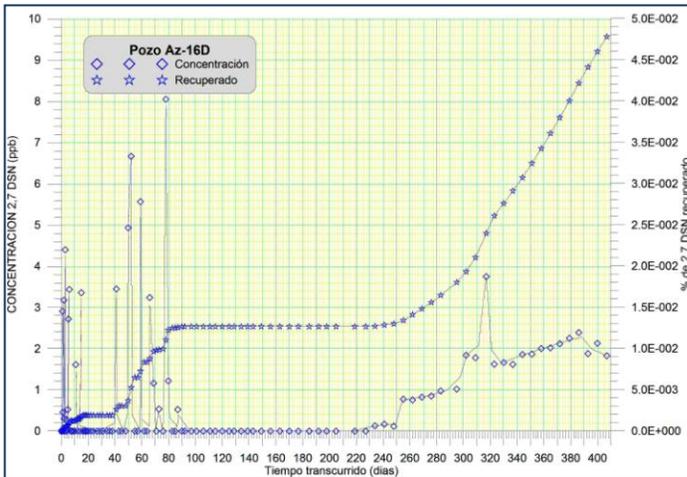


Fig. 3. Curvas de residencia y recuperación de 2,7-dsn en el pozo Az-16D.

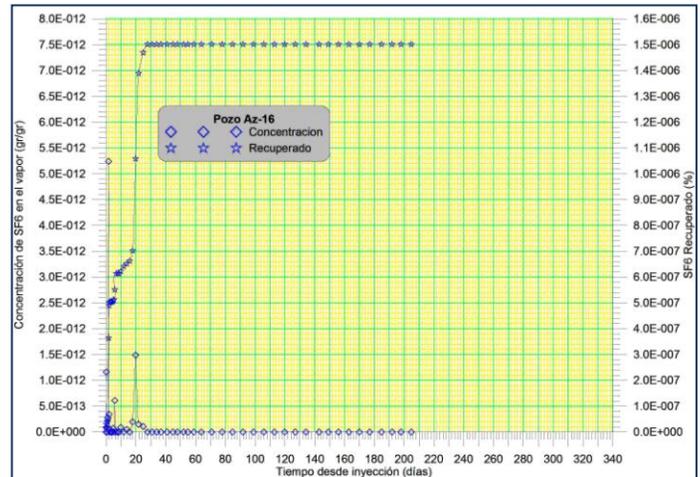


Fig. 4. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-16D.

La Figura 4 presenta las curvas de residencia y recuperación del trazador de fase vapor para este pozo. Como en el caso del trazador líquido, se registró el arribo temprano de un conjunto de picos. Este trazador completó su llegada a Az-16D 28 días después de la inyección. La recuperación final de SF₆ en este pozo ascendió a $1.5 \times 10^{-6}\%$.

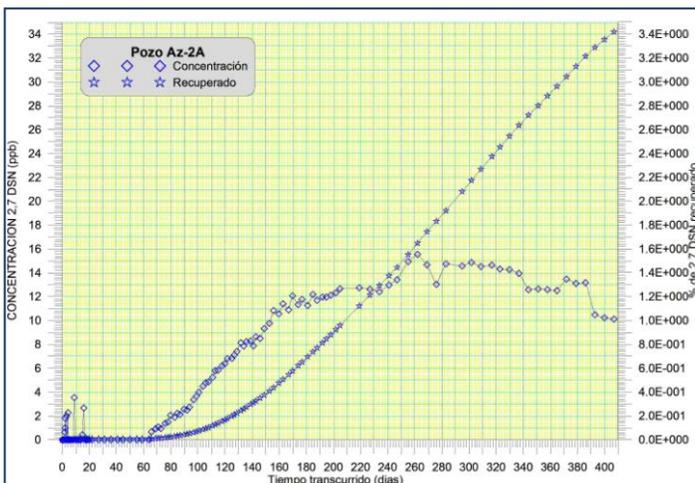


Fig. 5. Curvas de residencia y recuperación de 2,7-dsn en el pozo Az-2A.

de diferentes características, para el flujo de líquido entre el inyector y este pozo. Esto es consistente con la conocida naturaleza fracturada del yacimiento. Hasta el momento (407 días después de la inyección de los trazadores), la recuperación de 2,7-dsn alcanza 3.42% en este pozo (Fig. 5). Nótese que este trazador continuaba arribando al pozo productor con concentraciones considerables. Con base en la tendencia que

No parece existir correlación temporal entre las curvas de residencia de 2,7-dsn y SF₆ para este pozo. El inyector Az-08 intercepta la falla Tejamaniles mientras que este pozo parece interceptar las fallas Tejamaniles y El Viejón (Fig. 1); especulamos que una o ambas de estas fallas provee(n) la comunicación hidráulica entre estos pozos.

El pozo Az-2A es el siguiente en distancia al inyector (Tabla 1). Este pozo presenta un retorno muy importante de 2,7-dsn, caracterizado por un anchísimo pico en su curva de residencia (Fig. 5). Interpretamos la existencia de un número de picos mostrados por la curva de residencia como el reflejo de la existencia de un número de “canales”,

presenta la curva de residencia esperamos que la recuperación total de 2,7-dsn resultará significativamente mayor que la registrada hasta el momento.

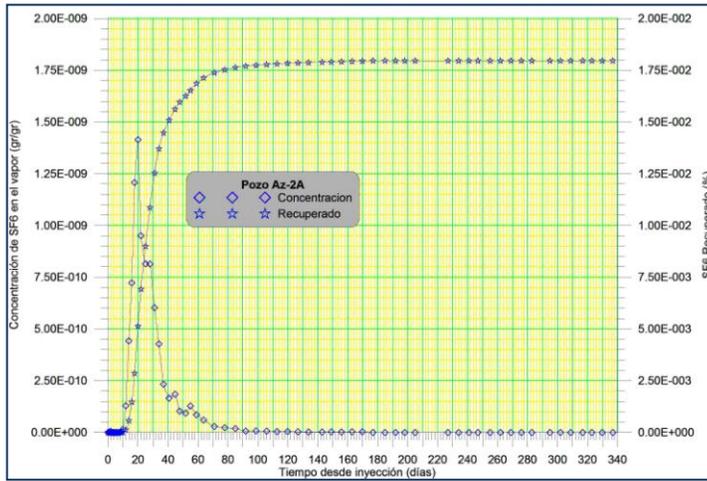


Fig. 6. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-2A.

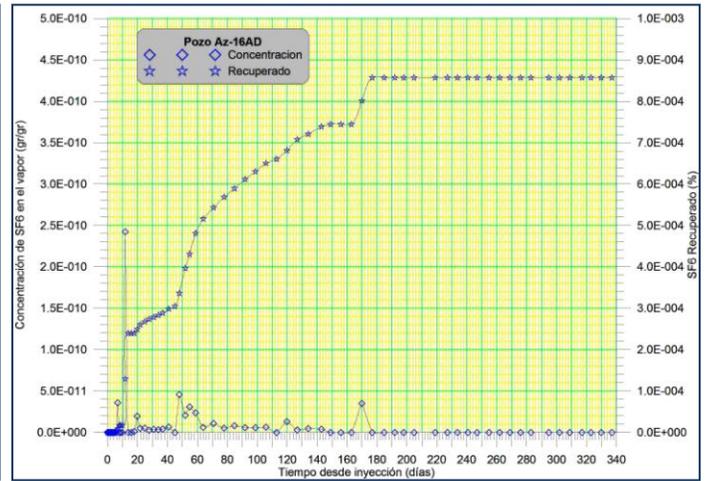


Fig. 7. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-16AD.

La Fig. 6 presenta las curvas de residencia y recuperación del trazador de fase vapor en el pozo Az-2A. La curva de residencia muestra al menos cuatro picos superpuestos revelando la existencia de al menos otros tantos “canales” para el flujo de vapor entre el inyector y este pozo. El arribo de este trazador se completó en este pozo, como lo revela el largo tramo horizontal de las curva de recuperación para tiempos mayores que 150-160 días. La recuperación total de SF₆ en este pozo ascendió a $1.79 \times 10^{-2}\%$. Este pozo intercepta la falla El Viejón, lo que sugiere que la conexión hidráulica con el inyector Az-08 se hace vía las fallas Tejamaniles-El Viejón (Fig. 1).

El pozo Az-16AD es el tercero en orden de distancia al inyector (Tabla 1). Este pozo produce sólo vapor, por lo que para el mismo sólo existen resultados del trazador de fase gaseosa. Las correspondientes curvas de residencia y recuperación se presentan en la Figura 7. A diferencia con lo observado en los pozos Az-16D y Az-2A, este pozo recibió SF₆ por 239 días después de la inyección, mucho más tiempo que en los pozos mencionados. La recuperación final del trazador de vapor en este pozo resultó $8.57 \times 10^{-4}\%$. Este pozo parece interceptar la falla Tejamaniles (Fig. 1), la misma interceptada por el inyector Az-08, lo que sugiere que esta falla proveería la comunicación entre ambos pozos.

El pozo Az-37, cuarto en orden de distancia al inyector (Tabla 1), también produce sólo vapor. Sus curvas de residencia y recuperación se presentan en la Figura 8. El último registro de SF₆ en este pozo se produjo 71 días después de la inyección del trazador. La recuperación final del mismo resultó $3.28 \times 10^{-4}\%$. Este pozo intercepta la falla El Viejón, por lo que se sugiere que su comunicación con el inyector Az-08 se produce vía las fallas Tejamaniles-El Viejón.

El pozo siguiente en orden de distancia al inyector es Az-46; este pozo produce agua y vapor (Tabla 1). La Figura 9 presenta las correspondientes curvas de residencia y recuperación del trazador de fase líquida. Después de registrar cinco picos de 2,7-dsn, se interrumpió la recepción de este trazador; pero aproximadamente 180 días después comenzó a registrarse

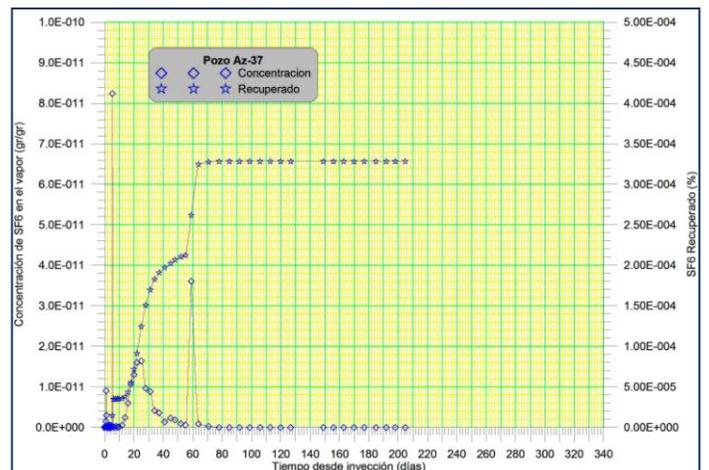


Fig. 8. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-37.

una serie de picos que incrementaron la recuperación a más del doble de lo registrado hasta la llegada de los picos tardíos. Hasta 407 días después de la inyección del trazador en este pozo se había recuperado 6.63×10^{-4} % de lo inyectado.

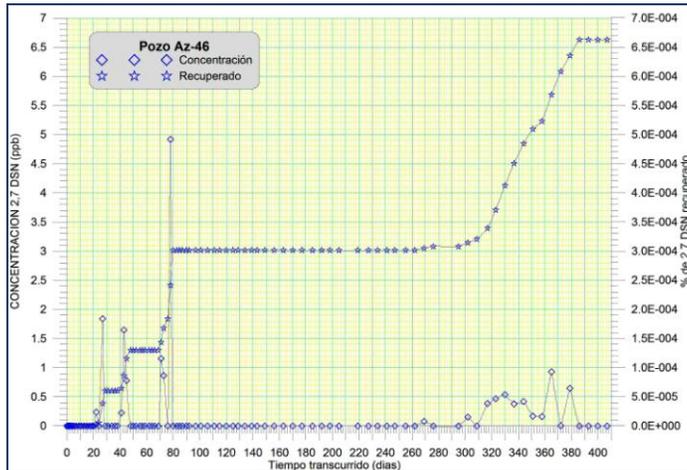


Fig. 9. Curvas de residencia y recuperación de 2,7-dsn en el pozo Az-46.

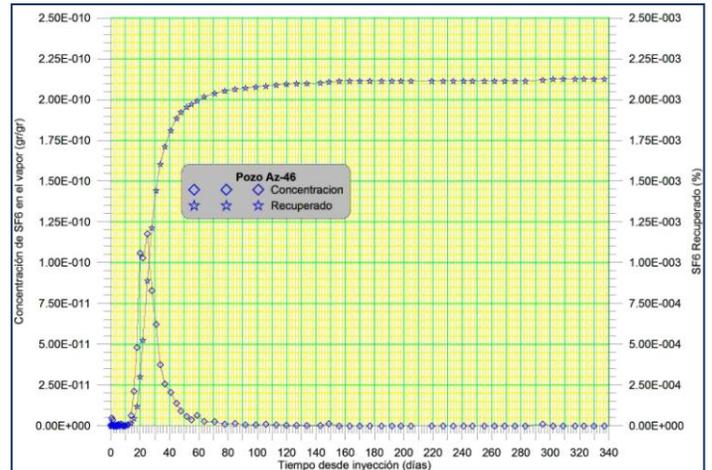


Fig. 10. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-46.

La Figura 10 presenta las curvas de residencia y recuperación del trazador de fase gaseosa el pozo Az-46. La larga cola del ancho pico en la curva de residencia continuó registrando bajas concentraciones del trazador hasta 149 días después de la inyección. Pero es interesante notar que 295 días después de la inyección se detectó nuevamente una baja concentración de SF₆ en este pozo. Hasta 407 días después de la inyección la recuperación del trazador de vapor era de 2.12×10^{-3} %. Este pozo, como el inyector Az-08 intercepta la falla Tejamaniles (Fig. 1), que probablemente provee la comunicación hidráulica entre los mismos.

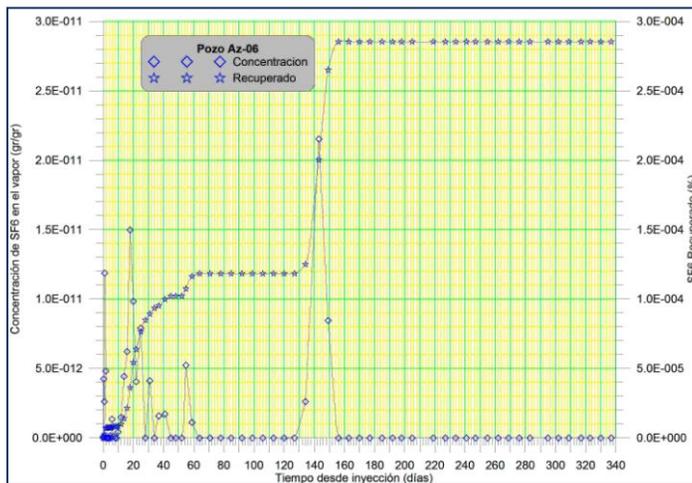


Fig. 11. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-06.

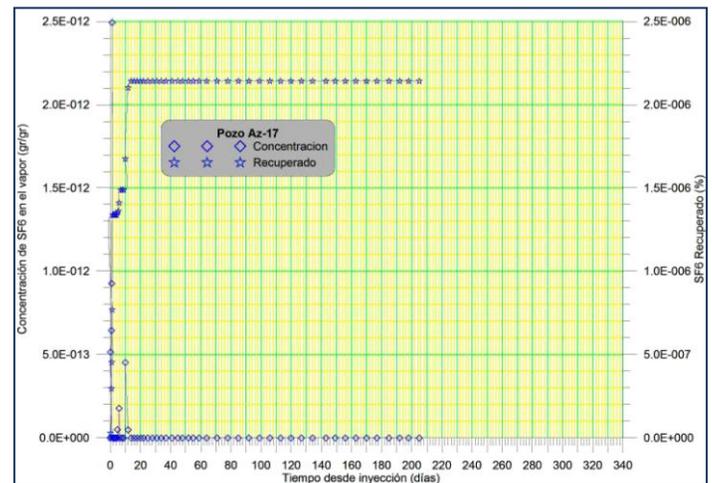


Fig. 12. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-17.

El siguiente pozo en orden de distancia al inyector es Az-06; también produce sólo vapor (Tabla 1). Las correspondientes curvas de residencia de SF₆ se presentan en la Figura 11. Nótese que, como en otros pozos monitoreados, se registraron una serie de picos tempranos, seguidos de un intervalo sin recepción del trazador, y posteriormente un arribo tardío importante. La recuperación de este trazador en este pozo se completó 156 días después de la inyección. El total recuperado ascendió a 2.85×10^{-4} %. Este pozo intercepta la falla Los Azufres; la Figura 1 sugiere que su conexión con el inyector Az-08 se hace vía las fallas Tejamaniles-Agua Ceniza-Los Azufres.

El pozo Az-17 es el siguiente en orden de distancia al inyector y produce sólo vapor (Tabla 1). Este es el pozo más somero de los estudiados (Fig. 2). La Figura 12 presenta sus curvas de residencia y recuperación. Registró arribo del trazador solamente hasta 12 días después de la inyección. La recuperación total del trazador resultó $2.14 \times 10^{-6}\%$. Este pozo intercepta la falla Puenteillas (Fig. 1), sugiriendo que su conexión con el inyector Az-08 se produce vía las fallas Tejamaniles-El Viejón-Puenteillas. Su poca profundidad y su complicada conexión con el inyector podrían estar relacionadas con la escasa recarga recibida por este pozo.

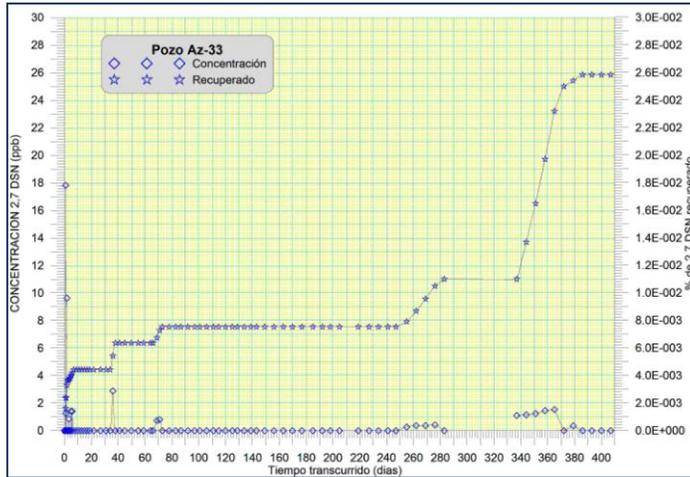


Fig. 13. Curvas de residencia y recuperación de 2,7-dsn en el pozo Az-33.

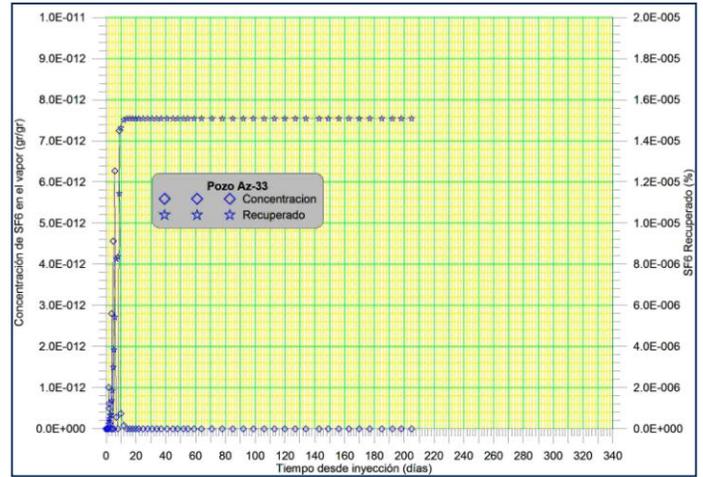


Fig. 14. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-33.

El siguiente pozo en orden de distancia al inyector es Az-33; produce agua y vapor (Tabla 1). La Figura 13 presenta las curvas de residencia y recuperación para el trazador de fase líquida. Se registraron cinco picos estrechos tempranos en 73 días después de la inyección. A continuación, después de un largo intervalo (182 días), se detectaron algunos picos anchos y de baja concentración. Nótese que entre los 283 y 337 días transcurridos desde la inyección no se obtuvieron muestras de líquido en este pozo, por lo que la curva de residencia no presenta valores y la curva de recuperación se mantiene en un valor constante durante ese intervalo. Por ello el valor consignado como recuperación total hasta 407 días desde la inyección ($2.58 \times 10^{-2}\%$) representa una cota inferior a lo recuperado.

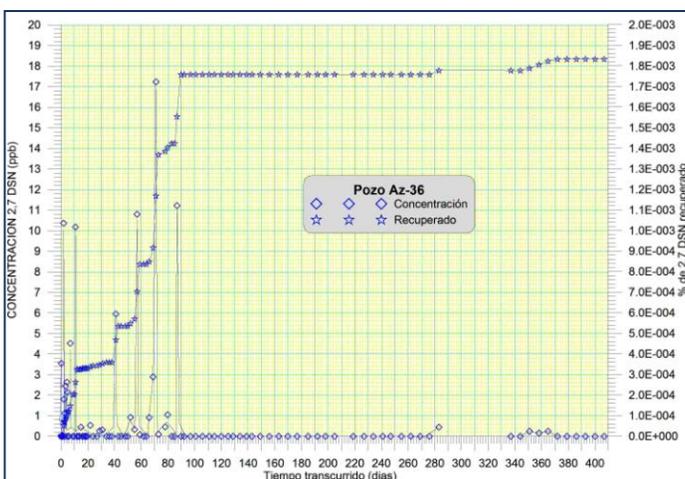


Fig. 15. Curvas de residencia y recuperación de 2,7-dsn en el pozo Az-36.

La Figura 14 presenta las curvas de residencia y recuperación del trazador de fase gaseosa para este pozo. Este pozo recibió SF₆ en una serie de picos estrechos que duró 13 días después de la inyección. La recuperación total fue $1.51 \times 10^{-5}\%$. Como el inyector, el pozo Az-33 intercepta la falla Tejamaniles (Fig. 1) que probablemente provee la conexión hidráulica entre ellos.

Az-36 es el pozo más lejano al inyector; produce agua y vapor (Tabla 1). La Figura 15 presenta las curvas de residencia y recuperación para el trazador de fase líquida. Registró una serie de picos tempranos estrechos dentro de los 90 días que siguieron a la inyección. A continuación, después de un largo intervalo (193 días), se detectaron algunos picos anchos y de baja concentración. Nótese que entre los 283 y 337 días transcurridos desde la inyección no se obtuvieron muestras de líquido en este pozo, por lo que la curva de residencia no presenta valores y la curva de recuperación se mantiene en un valor constante durante ese intervalo. Por ello el valor consignado

como recuperación total hasta 407 días desde la inyección ($1.83 \times 10^{-3}\%$) representa una cota inferior a lo recuperado.

La Figura 16 presenta las curvas de residencia y recuperación del trazador de fase gaseosa para este pozo Az-36. Como en los pozos Az-17 y Az-33, se registraron una serie de picos estrechos en un corto intervalo, en este caso 14 días. La recuperación total de SF₆ resultó $2.93 \times 10^{-6}\%$. Este pozo intercepta la falla Puenteceillas (Fig. 1) sugiriendo que su conexión con el inyector Az-08 se produciría vía las fallas Tejamaniles-El Viejón-Puenteceillas.

Como se muestra en las figuras precedentes, las curvas de residencia de ambos trazadores presentan series de picos. Interpretamos esto en el sentido de que los picos reflejan la conocida naturaleza fracturada del yacimiento.

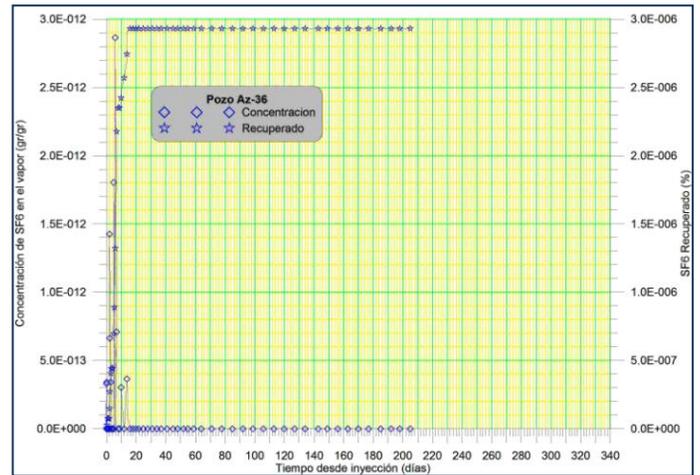


Fig. 16. Curvas de residencia y recuperación de SF₆ en el pozo Az-36.

Nuestros resultados demostraron que los nueve pozos productores monitoreados durante este estudio son recargados por la inyección de salmuera tibia en el pozo Az-08. En la Tabla 2 hemos resumido los porcentajes de recuperación de cada trazador en los pozos, y las recuperaciones agregadas de todos los pozos. Como indican las figuras precedentes, al momento de escribir este trabajo el trazador de vapor parecía haber completado esencialmente su recuperación en los pozos monitoreados, mientras que el trazador de fase líquida no ha completado su arribo a algunos pozos. Las recuperaciones agregadas de la Tabla 2 demuestran que la recarga por líquido es por lo menos dos órdenes de magnitud mayor que la recarga por vapor en los pozos monitoreados. Los modestos porcentajes de recuperación observados sugieren que la mayor parte del fluido inyectado en el pozo Az-08 se dispersa en el yacimiento, contribuyendo a la recarga y a mantener la presión del mismo.

Pozo	Recuperación (%)	
	2,7-dsn	SF ₆
Az-16D	4.78E-02	1.5010E-06
Az-2A	3.42E+00	1.7949E-02
Az-16AD		8.5699E-04
Az-37		3.2812E-04
Az-46	6.63E-04	2.1121E-03
Az-06		2.8534E-04
Az-17		2.1414E-06
Az-33	3.32E-02	1.5088E-05
Az-36	1.95E-03	2.9305E-06
TOTAL	3.50E+00	2.16E-02

Tabla 2. Recuperación de trazadores.

El pozo Az-2A presenta la recuperación más alta para ambos trazadores, por mucho (Tabla 2). Esto se relaciona probablemente con su proximidad al pozo inyector (745 m), con su mayor gasto másico, que es el mayor de este grupo de pozos (Tabla 1), y con el hecho de que la distancia vertical entre su intervalo de producción y el intervalo de inyección del Az-08 es el menor del conjunto (Fig. 2).

Considerando que el tope del intervalo de inyección en el pozo Az-08 está 700 m por debajo del fondo del intervalo de producción del Az-2A y al menos 1000 m más profundo que los intervalos de producción del resto de los pozos monitoreados (Fig. 2), nuestros resultados revelan flujos verticales de líquido y vapor sobre las distancias mencionadas, y la permeabilidad vertical que esto implica. Estos flujos comprobados revelan: (i) el fluido tibio inyectado se calienta lo suficiente a profundidad para subir por convección hasta los intervalos de producción de los pozos monitoreados, previniendo así, o al menos retardando, la interferencia térmica; (ii) el fluido inyectado ebulle a profundidad generando vapor que fluye hacia los pozos. Estos resultados revelan útiles detalles acerca de la circulación del fluido inyectado y de su evolución

termodinámica, así como acerca de propiedades del yacimiento (e.g., temperatura a profundidad, permeabilidad vertical, condiciones bifásicas).

En todos los pozos que producen líquido se observó la existencia un largo intervalo (65-182 días) sin recuperación del trazador de fase líquida (2,7-dsn), entre el arribo temprano varios picos estrechos y el registro tardío de anchos picos (Figs. 3, 5, 9, 13 y 15). Con excepción del pozo Az-36, los porcentajes de recuperación asociados con los conjuntos de picos tardíos son comparables o mayores que los correspondientes a los conjuntos de picos tempranos. Esto revela que en los pozos mencionados en el inicio de este párrafo existen “canales” que los conectan con el inyector que por sus características (e.g. longitud, área transversal) aportan a los pozos productores porcentajes mayores de fluido inyectado a tiempos tardíos. Los largos tiempos de residencia del fluido en dichos “canales” implican que la recarga correspondiente tendrán altas temperaturas, muy cercanas a la de la roca en el yacimiento.

Un fenómeno similar se registró claramente con el trazador de fase vapor en el pozo Az-06 que sólo produce vapor (Fig. 11).

3.1 Efectos de la distancia entre los intervalos de inyección y de producción

Hemos investigado el efecto de la distancia horizontal al pozo inyector sobre la recuperación del trazador de vapor. Encontramos que existe una correlación con $R = -0.827083$ entre dichas variables, como se indica en la Figura 17. Hay un buen ajuste exponencial de los datos, como lo indica el intervalo de confianza de 95% en la gráfica. Esta correlación no incluye al pozo Az-16D porque no sigue la tendencia general. Concluimos que para los pozos monitoreados, con excepción de Az-16D, el vapor derivado de la inyección de fluido en Az-08 tiende a decrecer exponencialmente con la distancia al pozo inyector.

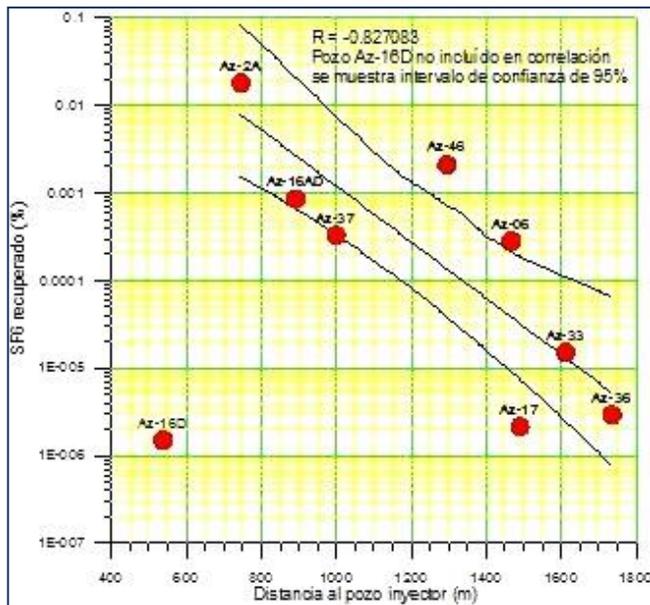


Fig. 17. Correlación de la recuperación de SF_6 vs. distancia horizontal.

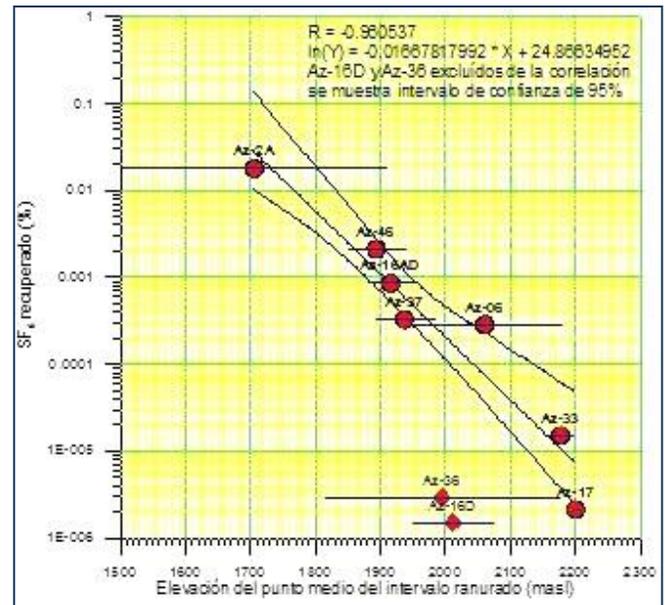


Fig. 18. Correlación entre la recuperación de SF_6 vs. la distancia vertical.

También hemos investigado el efecto de la distancia vertical entre el intervalo de inyección y los intervalos de producción (representados por las elevaciones de los correspondientes puntos medios) sobre la recuperación de SF_6 . Encontramos una fuerte correlación, con $R = -0.960537$, entre dichas variables (Fig. 18). Se observa un buen ajuste exponencial de los datos, como lo revela el intervalo de confianza de 95% en la gráfica. Como se menciona en la figura, se excluyeron de la correlación los pozos Az-16D y Az-36 porque

no siguen la tendencia general. Estos resultados indican que la distancia vertical entre el intervalo de inyección y los intervalos de producción tiende a afectar fuertemente la recuperación de vapor derivado de la inyección en Az-08. Concluimos que para los pozos monitoreados, exceptuando al Az-16D y al Az-36, la recuperación de vapor derivado de la inyección en el pozo Az-08 generalmente tiende a decrecer exponencialmente con la distancia vertical entre las elevaciones de inyección y producción.

Hasta el momento no hemos intentado investigaciones similares con la recuperación del trazador de fase líquida porque la recuperación de 2,7-dsn no se ha completado en los pozos.

4. Sumario y conclusiones

Los nueve pozos monitoreados detectaron el trazador de fase vapor, y los cinco pozos que producen agua detectaron el trazador de fase líquida. Nuestros resultados demostraron fehacientemente que las áreas de alimentación de los nueve pozos monitoreados se recargan por la inyección en el pozo Az-08. Para ambos trazadores las curvas de residencia presentan series de picos, que interpretamos reflejan la conocida naturaleza fracturada del yacimiento. Para cada pozo nuestros resultados sugieren probables conexiones hidráulicas con el inyector vía fallas o combinaciones de fallas conocidas.

Al momento de escribir esta comunicación, 407 días después de la inyección de los trazadores, el trazador de vapor parece haber completado su arribo a los pozos productores. En cambio, la recuperación del trazador de fase líquida continuaba.

La recuperación agregada en los nueve pozos del trazador de fase vapor fue igual a 2.16%, mientras que la recuperación del trazador de fase líquida suma, hasta el momento, 3.50%. Esto implica que la recarga de los pozos estudiados debida a la inyección de fluido en el Az-08 es en general modesta. Para el pozo Az-2A esperamos que la recarga resultará significativamente mayor que la registrada hasta el momento, con base en la tendencia que presenta la curva de residencia del trazador de fase líquida. Los modestos porcentajes de recuperación observados sugieren que la mayor parte del fluido inyectado en el pozo Az-08 se dispersa en el yacimiento, contribuyendo a la recarga y a mantener la presión del mismo.

El pozo Az-2A presenta la mayor recuperación de ambos trazadores. Esto se relaciona probablemente con su proximidad al pozo inyector; con su mayor gasto másico, que es el mayor de este grupo de pozos, y con el hecho de que la distancia vertical entre su intervalo de producción y el intervalo de inyección de Az-08 es el menor del conjunto.

Nuestros resultados revelan la existencia de flujos de líquido y vapor sobre distancias verticales de 700-1000 m, y la permeabilidad vertical que esto implica. Estos flujos revelan: (i) el fluido tibio inyectado se calienta lo suficiente a profundidad para subir por convección hasta los intervalos de producción de los pozos monitoreados, previniendo así, o al menos retardando, la interferencia térmica; (ii) el fluido inyectado ebulle a profundidad generando vapor que fluye hacia los pozos. Estos resultados revelan útiles detalles acerca de la circulación del fluido inyectado y de su evolución termodinámica, así como acerca de propiedades del yacimiento (e.g., temperatura a profundidad, permeabilidad vertical, condiciones bifásicas).

Hemos investigado el efecto de la distancia horizontal del pozo productor al pozo inyector sobre la recuperación del trazador de vapor. Excluyendo al pozo Az-16D, que no sigue la tendencia general, hay una correlación relativamente fuerte ($R = -0.827083$) entre estas variables. Para los pozos estudiados, con la excepción que se menciona, el vapor derivado de la inyección de fluido en Az-08 tiende a decrecer exponencialmente con la distancia al pozo inyector.

También hemos investigado el efecto de la distancia vertical entre el intervalo de inyección y los intervalos de producción sobre la recuperación de SF₆. Excluyendo los pozos Az-16D y Az-36, que no siguen la tendencia general, existe una fuerte correlación ($R = -0.960537$) entre estas variables. Para los pozos estudiados, con las excepciones mencionadas, la recuperación de vapor derivado de la inyección en el pozo Az-08 tiende a decrecer exponencialmente con la distancia entre la elevación del intervalo de inyección y la elevación del intervalo de producción.

Hasta el momento no hemos intentado investigaciones similares con la recuperación del trazador de fase líquida porque la recuperación de 2,7-dsn no se ha completado en los pozos.

Agradecimientos

Los autores agradecen a las autoridades de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad el permiso para publicar este trabajo.

Referencias

- Adams, M.C., 1995. Vapor, Liquid and Two-Phase Tracers for Geothermal Systems, *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Eds. E. Barbier, G. Frye, E. Iglesias, G. Palmason, pp. 1875-1880.
- Adams, M.C., Y. Yamada, M. Yagi, T. Kondo, T. Wada, 2000. Stability of Methanol, Propanol, and SF₆ as High-Temperature Tracers. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Eds. E. Iglesias, D. Blackwell, T. Hunt, J. Lund, S. Tamanyu, pp. 3015-3019.
- Adams, M.C., J.J. Beall, S.L. Eney, P.N. Hirtz, P.M. Kilbourn, B.A. Koenig, R. Kunzman, J.L.B. Smith, 2001. Hydrofluorocarbons as Geothermal Vapor-Phase Tracers. *Geothermics*, Vol. 30, pp. 747-775.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A. and J.L. Quijano-León, 2005. Update of geothermics in Mexico. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, 5 p.
- Iglesias, E.R., R.J. Torres, and N. Reyes-Picasso, 2007. *Estudio con Trazadores en la Zona Norte del Campo Geotérmico Los Humeros, Puebla. Primera Etapa*. Informe IIE/11/13360/I 02/F, 105 pp. Inédito.
- Iglesias, E.R., M. Flores-Armenta, M., J.L. Quijano-León, M.A. Torres-Rodríguez, R.J. Torres y N. Picasso-Reyes, 2008. Estudio con trazadores de líquido y vapor en la zona Marítaro-La Cumbre del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán. *Geotermia*, Vol. 21, No. 1, pp. 12-24.
- Iglesias, E.R., M. Flores-Armenta, J.L. Quijano-León, M.A. Torres-Rodríguez, R.J. Torres, N. Picasso-Reyes, 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.
- Rose, P.E., W.R. Benoit, P.M. Kilbourn, 2001. The Application of Polyaromatic Sulfonates as Tracers in Geothermal Reservoirs. *Geothermics*, Vol. 30, pp. 617-640.
- Rose, P.E., V. Capuano, A. Peh, P.M. Kilbourn, and C. Kasteler, 2002. The Use of Naphthalene Sulfonates as Tracers in High Temperature Geothermal Systems. *Proceedings of the 23rd Annual PNOC-EDC Geothermal Conference*, pp. 53-58.