

GEOTERMIA

REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

ISSN 0186-5897

Volumen 19, No. 1

Enero-Junio de 2006

CONTENIDO

Editorial	1
Exploration of the geothermal reservoir of Cerritos Colorados, Jal., Mexico, using 1-D and 2-D inversion of resistivity data Abraham III Molina, Mitsuru Honda, Gad El-Qady, and Keisuke Ushijima	2
Declinación de la producción del pozo E-54 en el campo de Cerro Prieto a causa de la incrustación Juan de Dios Ocampo Díaz, Jesús De León Vivar y Andrés Pelayo Ledezma	9
Actualización del modelo geoquímico de Los Humeros, Pue., México Óscar López Romero	23
Helium anomalies at Los Azufres geothermal field, Mexico Rosa María Barragán, Víctor Manuel Arellano, Nuria Segovia, Abel Hernández, David Nieva, and Fernando Sandoval	33
Relación entre la terminación de pozos y la producción de vapor para el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC M.H. Rodríguez R., J.S. de León V., A. Pérez H. y M. Corona R.	41
Foro	52
Una herramienta poderosa Traducción y resumen extenso de un artículo original de G.R. Foulger y B.R. Julian aparecido en el <i>Bulletin</i> del GRC, realizado por José Luis Quijano-León.	53
El Mundo de la Energía Información de Alfredo Mañón Mercado	57
La Asociación Geotérmica Mexicana celebró su Congreso Anual 2005 y su XIII Asamblea General Luis C.A. Gutiérrez-Negrín	60

La revista **GEOTERMIA** es un órgano virtual de información técnica publicado por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de edición semestral. Su Certificado de Licitud de Título es el número 2784 del 2 de octubre de 1985, y su Licitud de Contenido es el número 2514 del 1 de diciembre de 1986, ambos expedidos por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación. **GEOTERMIA – REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA** es nombre registrado en la Dirección General de Derechos de Autor de la Secretaría de Educación Pública, con la Reserva 01.86. Reservados todos los derechos de reproducción del material publicado. Registro ISSN 0186-5897.

La Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos no asume ninguna responsabilidad con relación a la veracidad o exactitud de los datos o conclusiones presentados en los artículos. Tampoco avala ni sugiere el uso de productos comerciales, los cuales son eventualmente citados sólo con fines descriptivos.

La autorización para citar fuentes ajenas a la Comisión Federal de Electricidad corre a cargo de los autores. Las opiniones vertidas son responsabilidad exclusiva de ellos y no reflejan necesariamente las opiniones, políticas o programas oficiales de la Comisión Federal de Electricidad.

EDITORES

Director: José Luis Quijano León

Editor: Luis C.A. Gutiérrez Negrín

Consejo Editorial:

Alejandro Becerril Zavala

Jesús de León Vivar

Magaly Flores Armenta

Serafín López Ríos

Raúl Sánchez Velasco

Jaime Vaca Serrano

Editores asociados:

Alejandro Abril Gaspar (GPG)

Víctor Arellano Gómez (IIE)

Víctor Hugo Garduño Monroy (UMSNH)

Susan F. Hodgson (Historiadora de temas geotérmicos y petroleros)

Alfredo Mañón Mercado (Consultor)

José Manuel Romo Jones (CICESE)

César Suárez Arriaga (UMSNH)

Secretaría:

Enedelia Calderón Ochoa

Responsable de sitio en página de la UMSNH:

Lucina Arce Ávila

Oficinas:

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas

Morelia, Mich., 58290

Tel. (443) 322-7072

Correo: luis.gutierrez03@cfe.gob.mx

Editorial

Este número presenta cinco artículos que abordan diferentes aspectos de cuatro de los cinco campos geotérmicos mexicanos: Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros y Cerritos Colorados. No hay material del quinto campo, Las Tres Vírgenes, pero de cualquier modo este ejemplar constituye un muestrario bastante representativo de la geotermia en México.

Con excepción de Cerritos Colorados, ubicado en la periferia de la Ciudad de Guadalajara y conocido anteriormente como La Primavera, los demás campos geotérmicos de México están en plena explotación. Cerro Prieto tiene una capacidad instalada de 720 MW, compuesta por 13 unidades turbogeneradoras que son alimentadas por 164 pozos; estos producen alrededor de 5900 toneladas por hora (t/h) de vapor y 8500 t/h de salmuera que se inyecta mediante 12 pozos o se evapora en la laguna construida para el efecto. Se incluyen dos artículos sobre este campo.

Los Azufres tiene 188 MW de capacidad instalada en 14 unidades de diferentes tipos (a condensación, a contrapresión y de ciclo binario) alimentadas por 40 pozos que producen un promedio de casi 1700 t/h de vapor y 640 t/h de salmuera, la cual se regresa totalmente al yacimiento a través de 5 pozos inyectores. Se presenta un artículo sobre las anomalías en la concentración de helio detectadas en los pozos de este campo. En Los Humeros operan cotidianamente 7 unidades a contrapresión de 5 MW de capacidad cada una, alimentadas por 17 pozos que producen una media de 510 t/h de vapor y poco menos de 100 t/h de salmuera, la cual también se regresa al yacimiento inyectada por 3 pozos. Se incluye un artículo que actualiza algunos datos básicos para el modelo geoquímico de este campo. Las Tres Vírgenes, finalmente, tiene una capacidad instalada de 10 MW en dos unidades a condensación; las alimentan dos pozos que producen unas 60 t/h de vapor y 200 t/h de salmuera, misma que se inyecta mediante un pozo.

El campo de Cerritos Colorados, por su parte, tiene un potencial inicial de 75 MW de acuerdo con los estudios de evaluación del yacimiento. Hay varios pozos clasificados como productores, cuyas condiciones y producción actual se espera conocer en el primer semestre de 2006. En este número de la revista se puede leer un artículo sobre algunas de sus características geofísicas.

Los artículos sobre las anomalías de helio en Los Azufres y sobre la relación entre la terminación de los pozos y la producción de vapor en Cerro Prieto fueron presentados en el pasado congreso de la Asociación Geotérmica Mexicana, sobre el cual hay una nota en la sección del Foro de este mismo número. En números posteriores de la revista se incluirán otros de los trabajos que ahí se presentaron.

Al final de la sección del Foro se puede ver un anuncio sobre la Reunión Anual 2006 del *Geothermal Resources Council* (GRC), que se realizará del 10 al 13 de septiembre en San Diego, California. Se trata del congreso de tipo geotérmico que seguramente será el más concurrido y relevante del año, y en esta ocasión se ha programado una sesión con el tema Geotermia en las Américas, destinada a presentar trabajos de México y América Latina. Se invita a nuestros lectores a enviar sus trabajos técnicos para esa, o para cualquiera otra de las sesiones, y a participar en este evento.

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Exploration of the geothermal reservoir of Cerritos Colorados, Jal., Mexico, using 1-D and 2-D inversion of resistivity data

Abraham III Molina¹, Mitsuru Honda², Gad El-Qady³, and Keisuke Ushijima³

¹Comision Federal de Electricidad, Residencia La Primavera, Periférico Pte. 6500, El Bajío, C.P. 45010, Zapopan, Jalisco, Mexico. E-mail: a3mm@lycos.com

²West Japan Engineering Consultants, Inc. Denki-Bldg. Annex 5, 1-82, 2-Chome, Watanabe-dori, Chuo-ku, Fukuoka, Japan 810-0004.

³Department Earth Resources Engineering, Graduate School of Engineering, Kyushu University, 6-10-1 Hakozaiki, Higashi-Ku, Fukuoka 812-8581, Japan.

Abstract

The Cerritos Colorados geothermal field is located inside the forest of La Primavera, 20 km to the west of Guadalajara, State of Jalisco, Mexico. In this work we have carried out 1-D and 2-D inversions based on the least squares method with smoothness constraints for a Schlumberger Vertical Electric Sounding (VES) data set measured at 95 VES stations. The objective of this work is to find the low resistivity zone and structures that control the movement of the geothermal fluids. The result is ambiguous at depth because the apparent resistivity curves seem not to reach the minimum values at even the maximum electrode spacing, that is why we only consider the resistivity structure at relatively shallow depth (less than 750 meters above the sea level) as a reliable structure. The inverted resistivity distribution at relatively shallow depth shows an important low resistivity zone that probably reflects the hydrothermal alteration zone in the central portion of the study area where some production wells are located. The low resistivity zone is located in the western part of a resistivity discontinuity trending NW-SE, which is also detected in the inverted resistivity distribution. Therefore the resistivity discontinuity trending NW-SE possibly reflects a fault-like structure controlling the movement of the geothermal fluids.

Keywords: Mexico, Cerritos Colorados, geothermal exploration, resistivity.

Exploración del yacimiento geotérmico de Cerritos Colorados, Jal., México, utilizando inversiones 1-D y 2-D de datos de resistividad

Resumen

El campo geotérmico de Cerritos Colorados se localiza dentro del Bosque de La Primavera, 20 km al oeste de Guadalajara, Estado de Jalisco, México. En este trabajo se realizaron inversiones de una y dos dimensiones con base en el método de mínimos cuadrados con restricciones de suavizado para una serie de datos de Sondeos Eléctricos Verticales (SEV) Schlumberger obtenidos en 95 estaciones. El objetivo fue hallar la zona de resistividad mínima y estructuras que permitieran definir el movimiento de los fluidos geotérmicos. El resultado es ambiguo a profundidad porque las curvas de resistividad aparente no parecen alcanzar los valores mínimos, incluso con el máximo espaciamiento de los electrodos, por lo que aquí se considera confiable sólo la estructura resistiva a profundidades relativamente someras (menos de 750 metros sobre el nivel del mar). La distribución de la resistividad inversa a profundidad relativamente somera muestra una importante zona de baja resistividad que probablemente refleja la zona de alteración hidrotermal en la porción central del área de estudio donde se localizan algunos pozos productores. Esta zona de baja

resistividad se ubica en la parte occidental de una discontinuidad resistiva de orientación NW-SE, la cual se detecta también con la distribución de la resistividad inversa. Por lo tanto, la discontinuidad resistiva NW-SE indica probablemente una estructura tipo falla que controla el movimiento de los fluidos geotérmicos.

Palabras clave: México, Cerritos Colorados, exploración geotérmica, resistividad.

1. Introduction

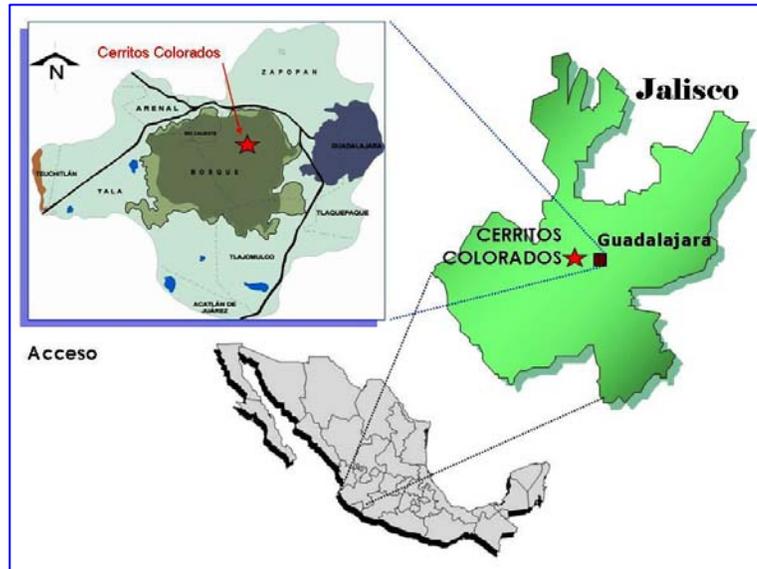


Fig. 1. Schematic location for the geothermal field of Cerritos Colorados.

The geothermal zone of Cerritos Colorados is located inside the forest of La Primavera, 20 km to the west of the city of Guadalajara, the second largest city in Mexico (Fig. 1). This geothermal field lies in the south-central part of the Quaternary volcanic caldera of La Primavera, which is a part of the Mexican Volcanic Belt and was formed near the intersection of three major structures: the grabens of Chapala (E-W), Colima (N-S) and Tepic (NW-SE), (Sánchez, 2003).

Geothermal exploration uses different geophysical techniques to interpret measurements of physical properties of the Earth and thus determine subsurface conditions. Some of these techniques are, among others, seismic, geo-electric, electromagnetic, gravity, and magnetic surveys

(Telford *et al.*, 1990).

Geo-electrical methods, specifically DC resistivity, have been used with great success for locating geothermal aquifers, especially in a resistive environment. However, it has been unsuccessful in outlining the reservoir of vapor-dominated systems hosted in sedimentary rocks. With the increased availability of faster computers, it is now practical to employ numerical modeling techniques to invert resistivity data for an actual geologic structure (El-Qady *et al.*, 2000). In this study, we have carried out a 1-D and 2-D inversion based on the least squares inversion with smoothness constraints for a Schlumberger VES data set measured at the Cerritos Colorados field.

2. Geological framework

The topography in the Cerritos Colorados area is complex, because of the presence of several local mountain areas where the altitude varies from 1450 to 2230 meters above the sea level (masl).

The La Primavera caldera has a geomorphologic structure almost circular with a diameter of 12 to 15 km. Within the caldera, and in its surroundings, there are numerous vitreous and rhyolitic domes distributed in an annular way. The highest domes (2200 masl), known as Las Planillas, are located by the south of the caldera.

The drilling of several deep wells allowed to know the subsurface structure of the central part of La Primavera caldera to a depth of about 3 km. Regional structural profiles of La Primavera were presented by

Yokoyama and Mena (1991) with information of the wells PR-1 to PR-13. According to Gutiérrez-Negrín (1988) and JICA (1989), the outcropping layer is composed by lake-sediments and pumice post-caldera deposits with an average thickness of 33 meters and Quaternary age (<70,000 years). Underlying those sediments there is an ignimbrite formation, known as Toba Tala, with an average thickness of 370 m; this lithologic unit was formed 95,000 years ago by pyroclastic flows from the caldera events. Below the Toba Tala is a unit of rhyolites, which present an average thickness of 64 meters and an age of 120,000 years. Underlying the rhyolites is a unit composed of a sequence of andesites and tuffs with minor basalts and a thin layer of rhyolites (69 meters), with a combined thickness of 2,300 meters, and an age from Late Miocene to Early Pliocene. This unit can be related to the early basement of the Mexican Volcanic Belt or the late volcanic activities of the Western Sierra Madre. All of these units rest over a granodiorite basement, cut only by the deepest well, PR-9, at 2986 m depth, with a radiometric age of at least 7.3 Ma (Late Miocene) (Gutiérrez-Negrín *et al.*, 2002). For more details on the subsurface lithology of the wells see Santoyo-Gutiérrez *et al.* (1991).

Like many young silicic centers, the Sierra La Primavera is the site of an active hydrothermal system (Mahood, 1980). La Primavera presents surface thermal manifestations in the form of fumaroles and hot-water springs with considerable discharge volumes, such as the Rio Caliente stream with 73 m³/s (Santoyo-Gutiérrez *et al.*, 1991).

Large-volume springs averaging 65° C that discharge at the Rio Caliente are the source of the Rio Salado stream. Other springs at Balneario Primavera and Agua Caliente emerge near the contact of pre-caldera lavas and the overlying Toba Tala. Dozens of wispy fumaroles emanate from the bounding faults of the graben atop the Mesa El Nejahuete, where the ground is strongly acid altered. Where the southwest end of the graben intersects the contact of the Toba Tala and the overlying lake-sediments, hundreds of small fumaroles rise from the silicified tuff. One kilometer north are the sulfur-depositing steam vents of La Azufrera. Feeble fumaroles issue near the top of Cerros Las Planillas (Mahood, 1980).

3. Geophysical data

Geo-electric resistivity studies are widely applied in hydrogeological and geothermal field surveys (Majumdar *et al.*, 2000). The geophysical survey described in this work consisted in DC resistivity soundings with a Schlumberger array. Data from 95 VES stations in the Cerritos Colorados field (Fig. 2) were used for 1-D and 2-D inversion, using electrode spacing started from $AB/2 = 9$ m up to 3496 m in a successive steps. The field sites were chosen on the basis of the accessibility and applicability of the Schlumberger method. The distance between stations varied between 100 to 350 meters according to the topography.

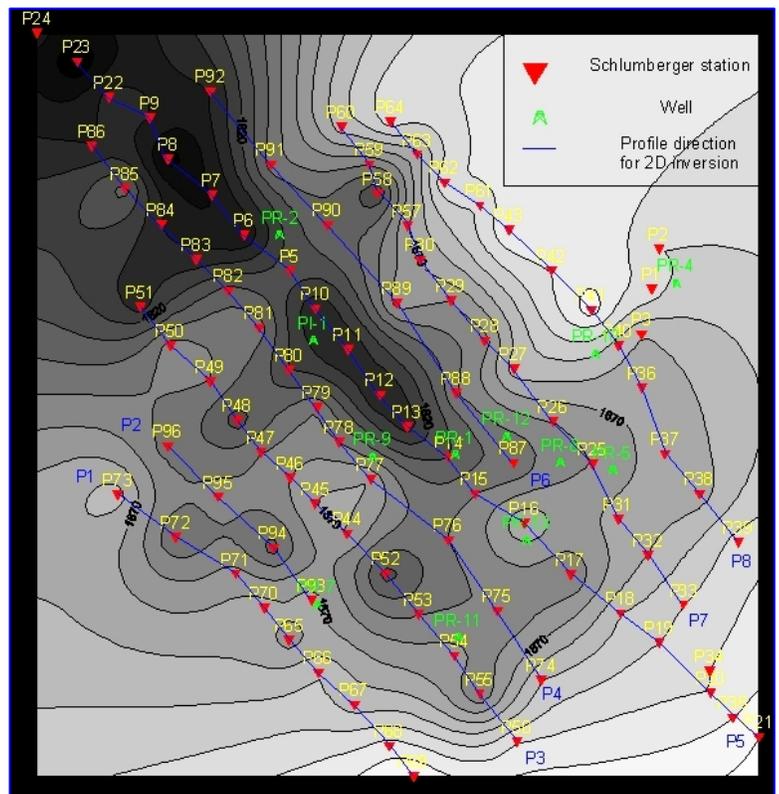


Fig. 2. Topography contour map and location of the wells.

As a first step, a 1-D inversion analysis was conducted using the least square method. Although the deduced information from 1-D inversion was correlated with the geological studies (Fig. 3), it was not fully matched with the 3-D geological structures. To get a better solution we have to use 2-D or 3-D inversion. Then we created a 1-D plan-view resistivity maps (Fig. 4) at different depths (750, 1000, 1250 and 1500 masl) and compare them with the 2-D inversion results to assure the consistency of the technique.

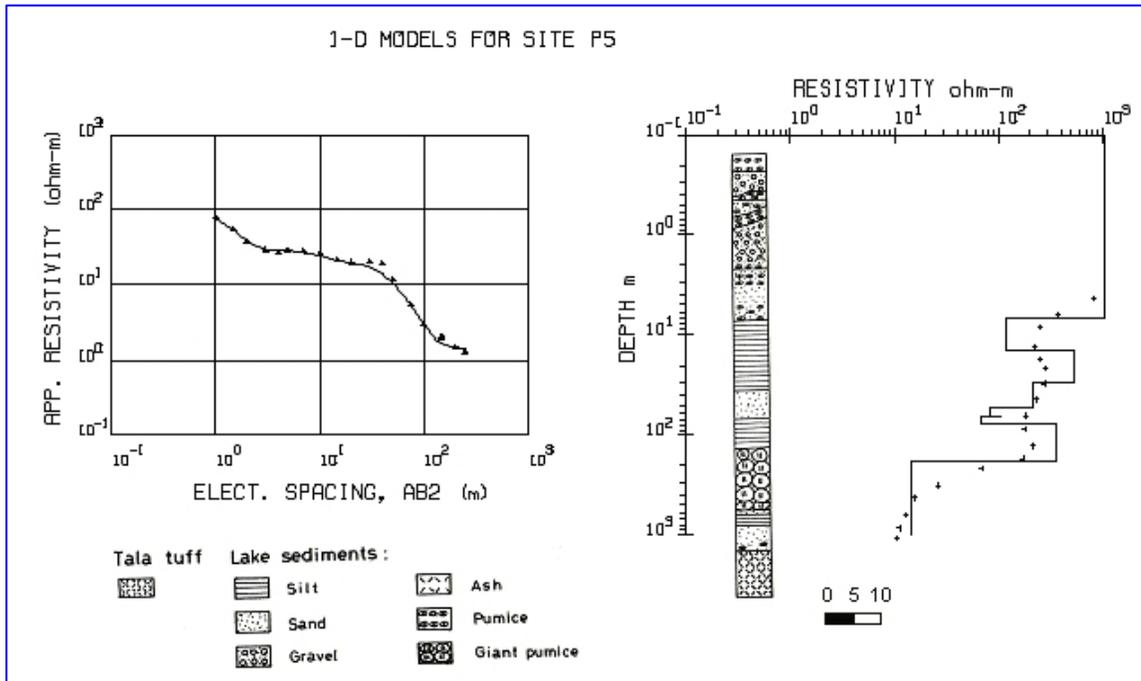


Fig. 3.
Correlation
between
resistivity and
lithology.

In general, the resistivity structure derived from 1-D inversion is fairly consistent with that derived from 2-D at shallow depths. The 2-D inversion analysis has also been conducted with the same data used for the 1-D inversion analysis, because the results of 2-D inversion are usually more reliable than those of 1-D inversion, especially at depth. The algorithm utilized in this work is based on the smoothness constrained least squares method with a Finite Element calculation. The basis of the code had been extensively discussed by Uchida (1991) and El-Qady *et al.* (1999).

With this algorithm we seek a model which minimizes both the data misfit and the model roughness, so we have to run the inversion process until the best fit is attained. Then we select the best model according to the smoothing factor and the root mean square (RMS-misfit). In this case, the curve became nearly stable and attained the convergence after the iteration number 5, for 8 profiles trending a NW–SE direction (Fig. 2).

In the Figure 5 we can see how the measured data fit with the calculated data, and we can conclude that these models are acceptable for sub-surface resistivity structure in the area. On the basis of the resistivity values obtained from the 2-D inversion, we created some plan-view maps at different depths (750, 1000, 1250 and 1500 masl). These maps are shown in the Figure 6.

5. Data interpretation

From the results obtained after the 1-D and 2-D inversions, it is found that the tendency of the resistivity distribution has a NW–SE direction in the plan-view maps at different depths. Therefore the inverted resistivity distribution of the analysis mentioned before intends to show the sub-surface resistivity structure at shallow depths (shallower than 750 masl, approximately). Nevertheless, in all the stations the apparent

resistivity curve does not seem to reach the minimum values at the maximum electrode spacing. Then the inverted resistivity distribution at depth (approximately deeper than 500 masl) is ambiguous (Fig. 7).

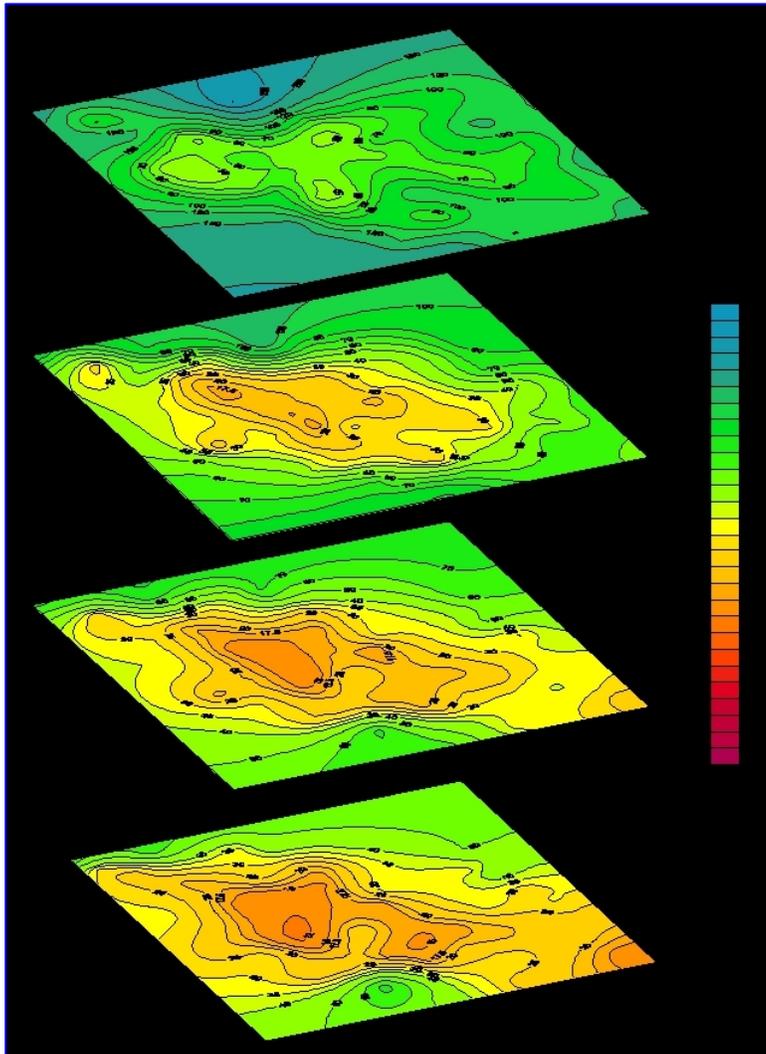


Fig. 4. True resistivity maps obtained from 1-D inversion.

of both trends are almost the same. Moreover, the intervals of the gravity stations are very separate from each other (approximately 500 m or more), so accurate position of the gravity lineaments can not be determined. Therefore the resistivity discontinuity and the gravity lineament possibly reflect the same fault-like structure.

Additionally, in the western part of the resistivity discontinuity, the low resistivity area is distributed and seems to be extended along the discontinuity. Therefore the fault-like structure deduced from the Bouguer anomaly and the resistivity distribution may play an important role to control the movement of the geothermal fluids.

In the plan-view generated from the results of the 2-D inversion (Fig. 6), specifically in the resistivity maps at 1250, 1000 and 750 masl, we can observe a very low resistivity area of less than 20 ohm-m near the central portion of the maps. More precisely, in the 750 masl resistivity map the low resistivity area seems to be distributed along a direction NW-SE. In many geothermal areas, because of the presence of conductive clay-minerals, such as smectite, or zeolites, low resistivity areas are generally distributed on the top of the geothermal reservoir. Therefore, this could be an indicative of a hydrothermal alteration zone at relatively shallow depths in the area.

On the other hand, it is found a relatively high resistivity zone in the direction northeast of the study area. With the resistivity contrast between the low and high resistivity areas, we can say that a resistivity discontinuity exists with a NW-SE direction. In the JICA's report (1989), some lineaments trending NW-SE appear in the Bouguer anomaly map ($\rho = 2.20 \text{ g/cm}^3$) and one lineament seems to be near the resistivity discontinuity obtained in this work. Even the position of the resistivity discontinuity slightly differs from the gravity lineament compared in the JICA's report, the directions

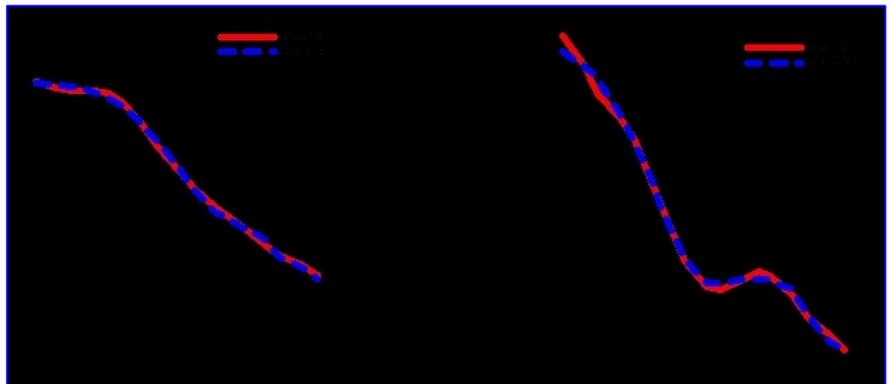


Fig. 5. Matching calculated apparent resistivity data to observed data.

6. Conclusion

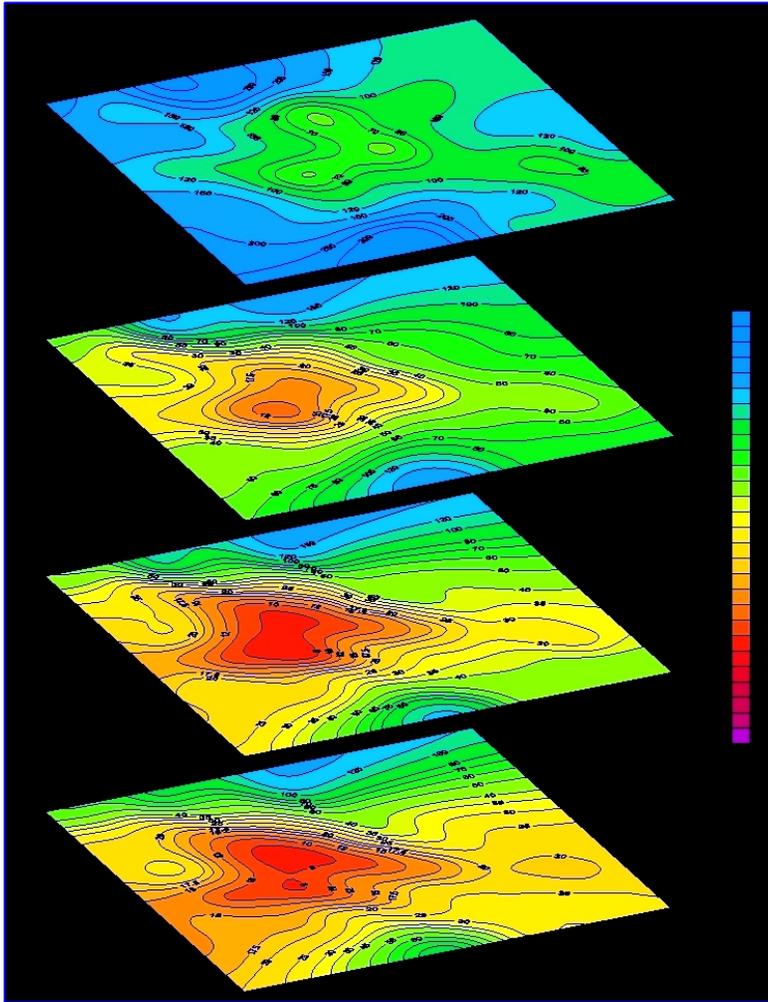


Fig. 6. Resistivity maps obtained from 2-D inversion at different depths.

In the data interpretation mentioned before, the resistivity discontinuity tendency has a NW-SE direction, and it is possible that this discontinuity reflects some fault-like structures. Besides, we found a low resistivity zone in the western part of the discontinuity where the wells PR-1, PR-9, PR-12 and PR-13 are located, showing less than 20 ohm-m in the resistivity map at 750 masl. According to the geochemical analysis, the deep-seated geothermal hot water originates in the deep formation near the well PR-1 (Sánchez, 2003).

Accordingly, we can conclude that the up-flow of the geothermal fluids near to the well PR-1 probably move along the fault structure trending NW-SE (resistivity discontinuity) and form the hydrothermal alteration zone (low resistivity zone) in the western part of the discontinuity at relatively shallow depths.

Acknowledgements

The first author would like to express his deepest gratefulness to the Comisión Federal de Electricidad (CFE), especially to Ing. Alfredo Molina Cotarelo, Ing. Alejandro Abril Gaspar and Dr. José Luis Quijano León for give him the necessary support and

information required for the development of this work. Sincere thanks are given to the staff of the Exploration Geophysics Lab in Kyushu University, Japan, for the valuable support and guidance during the realization of this investigation. Finally, the first author thanks also the WESTJEC team for their help in the realization of this project.

References

- El-Qady, Gad, Ushijima Keisuke, and Ahmad El-Sayed (2000). Delineation of a Geothermal Reservoir by 2D Inversion of Resistivity Data at Hamam Faraun Area, Sinai, Egypt. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2000*. Kyushu-Tohoku, Japan, May 28-June 10, pp. 1103-1108.
- El-Qady, Gad, Chika Sakamoto, and Keisuke Ushijima (1999). 2D Inversion of VES Data in Saqqara Archaeological Area, Egypt. *Earth Planets Space*, 51, pp. 1091-1098.

Gutiérrez-Negrín, L.C.A. (1988) La Primavera, Jalisco, México, Geothermal Field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 12, pp. 161-165.

Gutiérrez-Negrín, L.C.A., G.R. Ramírez-Silva, M. Martínez-Méñez, and C. López-López (2002). Hydrographic characterization of the La Primavera, Mexico, geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 26, pp. 17-21.

JICA (1989). La Primavera Geothermal Development Project in United Mexican States (Final Report). Unpublished.

Mahood, Gail A. (1980) Geological Evolution of a Pleistocene Rhyolitic Center – Sierra La Primavera, Jalisco, México. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 8, pp. 199-230.

Majumdar, R.K, N. Majumdar, and A.L. Mukherjee (2000). Geoelectric Investigations in Bakreswar Geothermal Area, West Bengal, India. *Journal of Applied Geophysics*, 45, pp. 187-202.

Sánchez, Raúl A. (2003) Update of the Cerritos Colorados Geothermal Project, Mexico. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 27, pp. 453-457.

Santoyo-Gutiérrez, S, A. García, M. Morales, J. Perezysera, and A. Rosas (1991). Applied technology in the solution of geothermal drilling problems of deep wells in La Primavera caldera (Mexico). *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 47, pp. 195-208.

Telford, W.M., L.P. Geldart, and R.E. Sheriff (1990). *Applied Geophysics*, Second Edition. Cambridge University Press, 577 p.

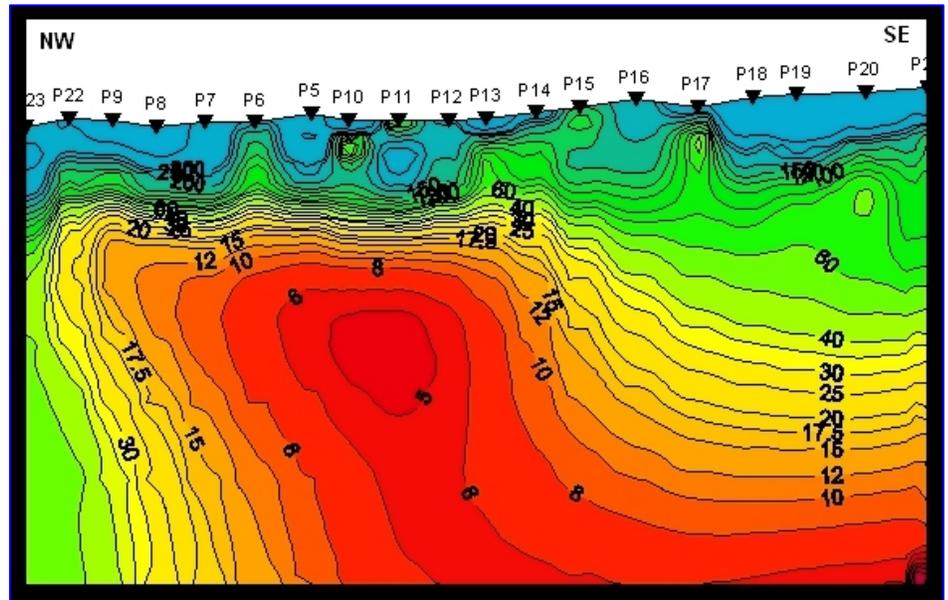


Fig. 7. Geo-electrical cross-section resulted from 2-D inversion for Profile 5.

Uchida, Toshihiro (1991). Two-Dimensional Resistivity Inversion for Schlumberger Sounding. *Butsuri-Tansa*, Vol. 44, No. 1, pp. 1-17.

Yokoyama, I. and M. Mena (1991). Structure of La Primavera caldera, Jalisco, Mexico, deduced from gravity anomalies and drilling results. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 47, pp. 183-193.

Declinación de la producción del pozo E-54 en el campo geotérmico de Cerro Prieto a causa de la incrustación

Juan de Dios Ocampo Díaz¹, Jesús De León Vivar² y Andrés Pelayo Ledezma²

¹Universidad Autónoma de Baja California, Facultad de Ingeniería Mexicali, Blv. Benito Juárez, s/n, C.P. 21900, Unidad Universitaria, Tel (686) 566-4270 ext. 1329, E-mail: juandios@telnor.net

²Comisión Federal de Electricidad, Residencia General de Cerro Prieto, Baja California, Tel. (686) 523-8138, (686) 523-8180, E-mail: jesus.deleon@cfe.gob.mx, andres.pelayo@cfe.gob.mx

Resumen

Los fluidos geotérmicos del campo de Cerro Prieto son altamente incrustantes. El pozo E-54 estuvo en producción durante más de catorce años, dejando de producir debido principalmente a problemas de incrustación tanto en el interior de su tubería de producción como en las rocas del yacimiento de su periferia inmediata. Después de su reparación el pozo ha vuelto a producir, aunque no en las mismas condiciones originales. Se analiza el proceso de incrustación en este pozo, revisando los aspectos termodinámicos y geoquímicos, a fin de definir de manera más precisa la forma en que ocurre el proceso y sus causas.

Palabras clave: Incrustación, producción de vapor, pozo E-54, Cerro Prieto, México.

Production drop from scaling of well E-54 at the Cerro Prieto geothermal field

Abstract

Geothermal fluids in the Cerro Prieto geothermal field are highly mineralized, leading to scaling. The well E-54, producing fluids for more than 14 years, stopped producing mainly due to scaling problems in the production casing and the reservoir rocks immediately surrounding it. After repairs, the well was returned to production with lower flow than the original. In this paper, the scaling process in the well is analyzed and the thermodynamic and geochemical aspects are reviewed to define more accurately how and why scaling occurs.

Keywords: Scaling, steam production, well E-54, Cerro Prieto, Mexico.

1. Introducción

El campo geotérmico de Cerro Prieto se ubica en la planicie aluvial del Valle de Mexicali, 30 km al sureste de la ciudad de Mexicali, Baja California, destacando como rasgos geográficos el Volcán Cerro Prieto que alcanza una elevación de 260 m (Fig. 1). El campo de explotación cubre una superficie aproximada de 15 km², y es considerado como el mayor de acuerdo a sus características de líquido dominante y temperaturas superiores a 300° C (Truesdell *et al.*, 2003). Se localiza geológicamente dentro del patrón tectónico de San Andrés, entre cuyas fallas destacan la Imperial y Cerro Prieto de orientación NW-SE y movimiento lateral derecho, considerándose que estas controlan el flujo de los fluidos hidrotermales que son generados por la transferencia de calor desde una probable zona de ascenso magmático (Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2003).

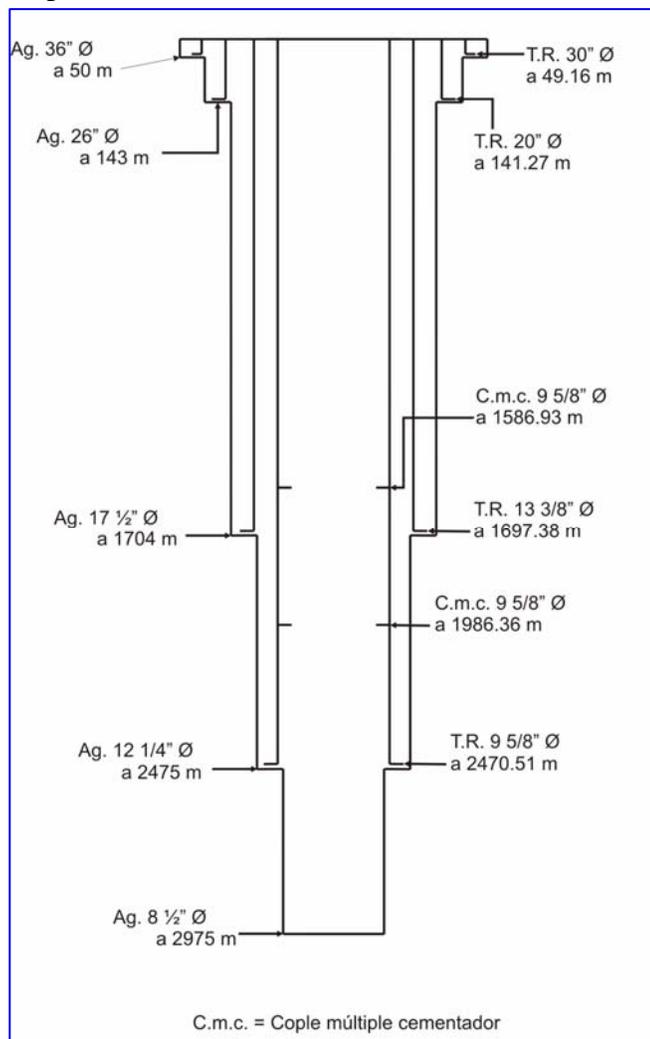
La producción promedio de vapor de alta presión y agua en cada una de esas áreas para el año 2003 se presenta en la Tabla 1. El flujo total de vapor producido promedio resulta en 5,189 t/h de vapor de alta presión, aunque a la fecha (2005) este flujo es del orden de 5,900 t/h, lo que representa más de 50 millones de toneladas de vapor al año.

Área	Número de pozos	Producción de Vapor (t/h)	Producción de Agua (t/h)	Profundidad Media (m)
Cerro Prieto Uno (CPU)	20	324.76	1,146.39	1,875
Cerro Prieto Dos (CPD)	63	2,340.50	3,941.82	2,800
Cerro Prieto Tres (CPT)	53	1,507.61	2,573.65	2,550
Cerro Prieto Cuatro (CPC)	21	1,016.87	9,71.55	2,850
Total	157	5,189.74	8,633.41	2,518.75

Tabla 1. Producción promedio de vapor de alta presión y de agua en 2003

3. Características del pozo E-54

El pozo E-54 se localiza en el área de Cerro Prieto Dos (CPD). Fue construido del 9 de marzo al 27 de junio



de 1989 (84 días), quedando su terminación con tubería de producción de 9 5/8" Ø desde superficie hasta 2470 m de profundidad y en agujero descubierto de 8 1/2" Ø de 2470 a 2975 m (503 m de agujero descubierto) (Fig. 3). Las operaciones de perforación y cementación se llevaron a cabo en forma normal, con excepción del intervalo perforado con barrena de 12 1/4" Ø, en donde se registraron pérdidas parciales y totales de circulación entre las profundidades de 1918 m y 2329 m. Además, en cuatro ocasiones ocurrieron pescados, recuperándose en su totalidad. La cementación de la tubería de revestimiento de 9 5/8" Ø se realizó en tres etapas y fue necesario realizar una cementación forzada, ya que las pruebas hidráulicas resultaron con abatimiento de presión en la zona de coples múltiples cementadores. Finalmente la perforación del agujero de 8 1/2" Ø se realizó con pérdidas parciales de circulación a partir de los 2589 m de profundidad y hasta el fondo (Residencia de Estudios, 2005).

Las muestras de canal recolectadas y analizadas durante la perforación del pozo (Residencia de Estudios, 2005) indican las condiciones litológicas y mineralógicas que se presentan en la Tabla 2.

El pozo se mantuvo en observación del 28 de junio al 11 de julio de 1989. Durante esta etapa se realizó una corrida de registros de temperatura, después del lavado del pozo, con diferentes tiempos de reposo, observándose una anomalía térmica que indicaba una

Fig. 3. Perfil de terminación del pozo E-54.

posible entrada de agua a través del cople múltiple cementador localizado a 1592 m de profundidad. Por ello se realizó un registro con detector de flujo, mismo que corroboró una posible infiltración hacia el fondo del pozo, principalmente en el intervalo en agujero descubierto (Residencia de Estudios, 2005). Sin embargo, esta infiltración no se reflejó en la etapa productiva.

Profundidad (m)	Composición litológica y características mineralógicas	
0 a 1403	Sedimentos clásticos no consolidados	
1403 a 1530	Lodolita	
1530 a 1674	Lutita café	
1674	Cima de la Lutita Gris	
1992-2097	Zona de transición	Carbonatos-Sílice
2097-2151		Carbonatos-Sílice, principios de epidota
2151-2193		Sílice >> Carbonatos, principios de epidota
2193-2238		Sílice, principios de epidota
2238-2279		Carbonatos-Sílice
2277-2283		Carbonatos-Sílice, principios de epidota
2283-2346		Carbonatos-Sílice, vetillas de epidota y carbonatos
2346-2404		Sílice >> Carbonatos, vetillas de Epidota y carbonatos
2404-2598	Zona de Sílice y Epidota	Sílice-Epidota
2598-2973	Pérdida total de circulación	
2598-2973	Zona de Sílice y Epidota	Sílice-Epidota (muestras tomadas con canasta lateral chatarrera)

Tabla 2. Características litológicas y mineralógicas del pozo E-54.

Los trabajos de inducción del pozo se ejecutaron en forma normal del 12 al 20 de julio del mismo año, fecha en que empieza a fluir por línea lateral de 5" Ø. La etapa de calentamiento se desarrolló del 21 de julio al 7 de diciembre de 1989, y durante ella se corrieron cuatro registros de fondo de presión-temperatura, alcanzándose una profundidad máxima de registro de 2590 m y una temperatura máxima registrada a los 2500 m de profundidad del orden de 334° C, aproximadamente (Residencia de Estudios, 2005).

La etapa de desarrollo del pozo se realizó de manera normal entre el 8 y el 20 de diciembre, y a partir del 21 de diciembre de 1989 el pozo se integró por primera vez al sistema de suministro de vapor, bajo las condiciones mostradas en la Tabla 3 (Residencia de Estudios, 2005).

Parámetro Productivo	Símbolo	Valor	Unidad
Diámetro del orificio de producción	Ø	7.62	cm
Presión de cabezal	Pw	59.3	bar
Presión de separación primaria	Psp	12.8	
Producción de vapor primario	Wvp	66.5	t/h
Producción de vapor secundario	Wvs	10.9	
Producción de agua	Wa	119	
Entalpía de producción	h	1479	kJ/kg

Tabla 3. Parámetros productivos de integración al sistema de suministro de vapor del pozo E-54.

4. Producción del pozo E-54 y características geoquímicas de sus fluidos

El pozo E-54 permaneció integrado al sistema de suministro de vapor durante catorce años y cuatro meses, después de los cuales dejó de fluir de manera relativamente rápida, al empezar a arrojar fragmentos de la formación y estrangularse con ellos. Fue sometido a trabajos de reparación a mediados del año 2004. La reparación consistió básicamente en remover los fragmentos de roca que habían ido acumulándose en el pozo, eliminar la incrustación formada en el interior de la tubería de producción y en el agujero descubierto, profundizar la zona productora en 200 m y colocar tubería ranurada de 7" Ø (Residencia de Estudios, 2005).

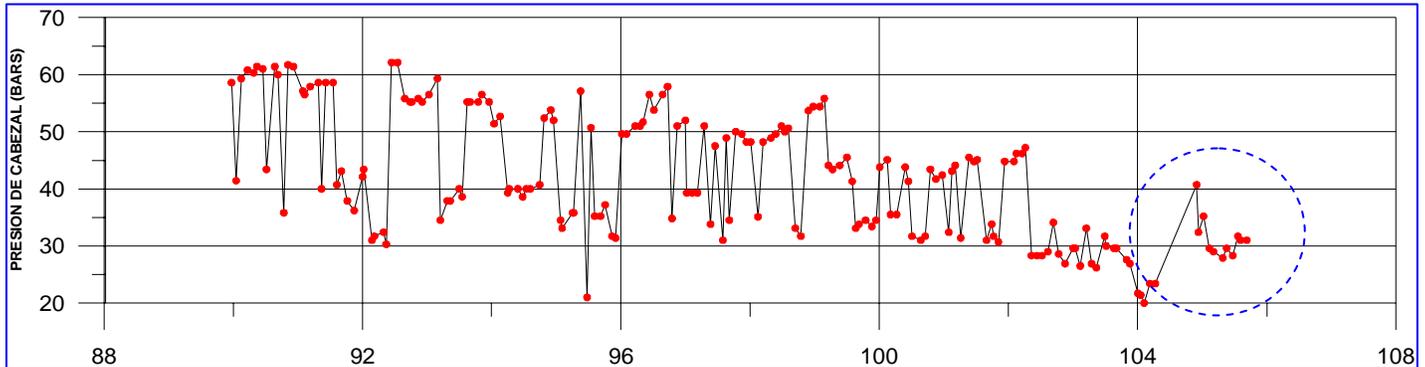


Fig. 4. Comportamiento de la presión de cabezal del pozo E-54 en el tiempo.

La Figura 4 presenta el comportamiento de la presión de cabezal del pozo contra el tiempo, observándose una serie de altibajos bien marcados, con variaciones entre 30 y 60 bars. Estas variaciones no se deben a cambios en el diámetro del orificio de producción, ya que durante todo el tiempo el pozo se mantuvo operando básicamente con dos diámetros, de 3" y 4". Después de la reparación, en lo que sería la segunda, y actual, etapa productiva, la presión de cabezal tiende a reducirse a una tasa mayor que en la primera etapa de producción, como se observa en la zona encerrada con un círculo de la Figura 4, pudiendo verse que la presión cae rápidamente de 40 a 30 bars, tendiendo después a estabilizarse.

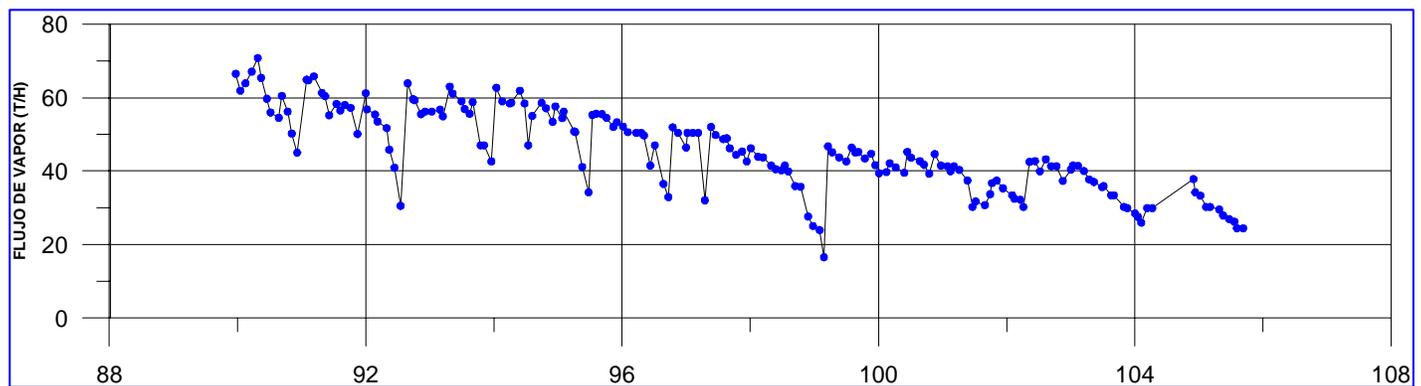


Fig. 5. Comportamiento de la producción de vapor del pozo E-54 en el tiempo.

Las figuras 5 y 6 presentan la producción de flujo másico de vapor y mezcla. En ambas se observa una tendencia definida y gradual a reducirse a lo largo del tiempo en su primera etapa productiva (1990-2004), aunque son notorios los constantes altibajos, similares a los que se observan en los valores de la presión de cabezal. Estos altibajos se deben a la incrustación del orificio de producción, el cual se limpiaba durante los mantenimientos programados, o se autodesapaba en otras ocasiones. Después de la reparación del pozo se observa una recuperación relativamente modesta de la producción, que sube de las 30 a las 40 t/h de vapor (Fig. 5) y de las 70 a las 120 t/h de mezcla (Fig. 6), pero que rápidamente desciende a poco más de 20 t/h de vapor y 80 t/h de mezcla.

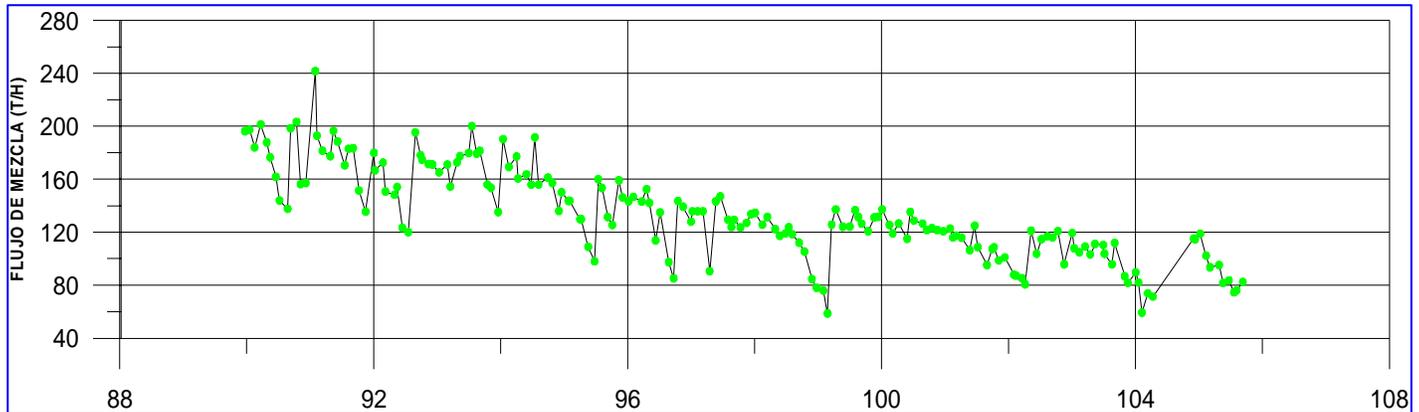


Fig. 6. Comportamiento de la producción de mezcla (agua+vapor) del pozo E-54 en el tiempo.

La Figura 7 muestra la evolución en el tiempo de la entalpía de producción, la cual se mantuvo oscilando en el rango entre 1400 y 1600 kJ/kg en la primera etapa de producción, pero sin mostrar una tendencia definida a incrementarse o disminuir. Después de la reparación del pozo (círculo azul), en la segunda etapa productiva la entalpía registra algunos altibajos ya que empieza con valores del orden de 1450 kJ/kg, para bajar a 1350, subir a 1500 y volver a bajar a unos 1450 kJ/kg.

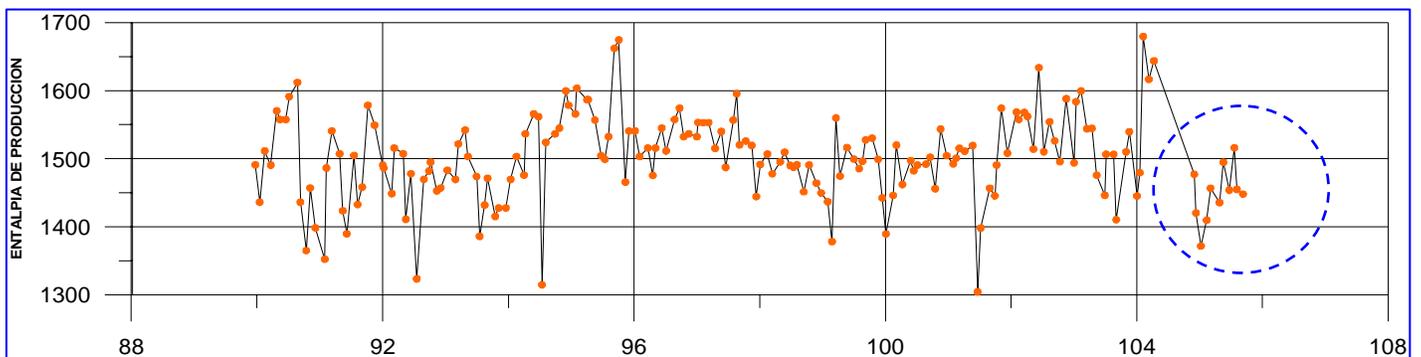


Fig. 7. Comportamiento de la entalpía de producción de vapor del pozo E-54 en el tiempo.

La Figura 8 presenta la curva de declinación de la producción de vapor del pozo E-54 durante sus dos etapas productivas, indicándose también los diámetros del orificio de la placa de producción. Se notan de nuevo los altibajos en el flujo de vapor durante la primera etapa productiva del pozo, que reflejan, como se dijo, la incrustación en el orificio de producción que reducía el área transversal efectiva de paso. Cuando la incrustación se limpiaba, se incrementaba el área de paso y, consecuentemente, la producción de vapor. En otras ocasiones, la misma presión de flujo ejercida sobre la incrustación lograba removerla y desprenderla del orificio. La incrustación de sólidos en el orificio de producción se debe a la rápida caída de presión (y temperatura) del fluido, y a la separación de fases que lleva a una marcada sobresaturación de sílice en la salmuera (Arellano *et al.*, 1991).

Se realizó un ajuste a la tendencia mostrada por la producción del pozo antes y después de la reparación, para lo cual se utilizó el modelo armónico. Este modelo es uno de los que ofrece mejor ajuste para el caso de la producción de pozos de Cerro Prieto (Ocampo *et al.*, 2000a). El factor de declinación resultante para la primera etapa productiva resultó ser del orden de 0.005, mientras que el correspondiente a la segunda etapa productiva fue de 0.6 (Fig. 8), es decir mucho mayor que en la primera etapa. Por lo tanto, es preciso observar con cuidado el comportamiento del pozo E-54 para saber si tiende a estabilizarse o continúa su rápida declinación.

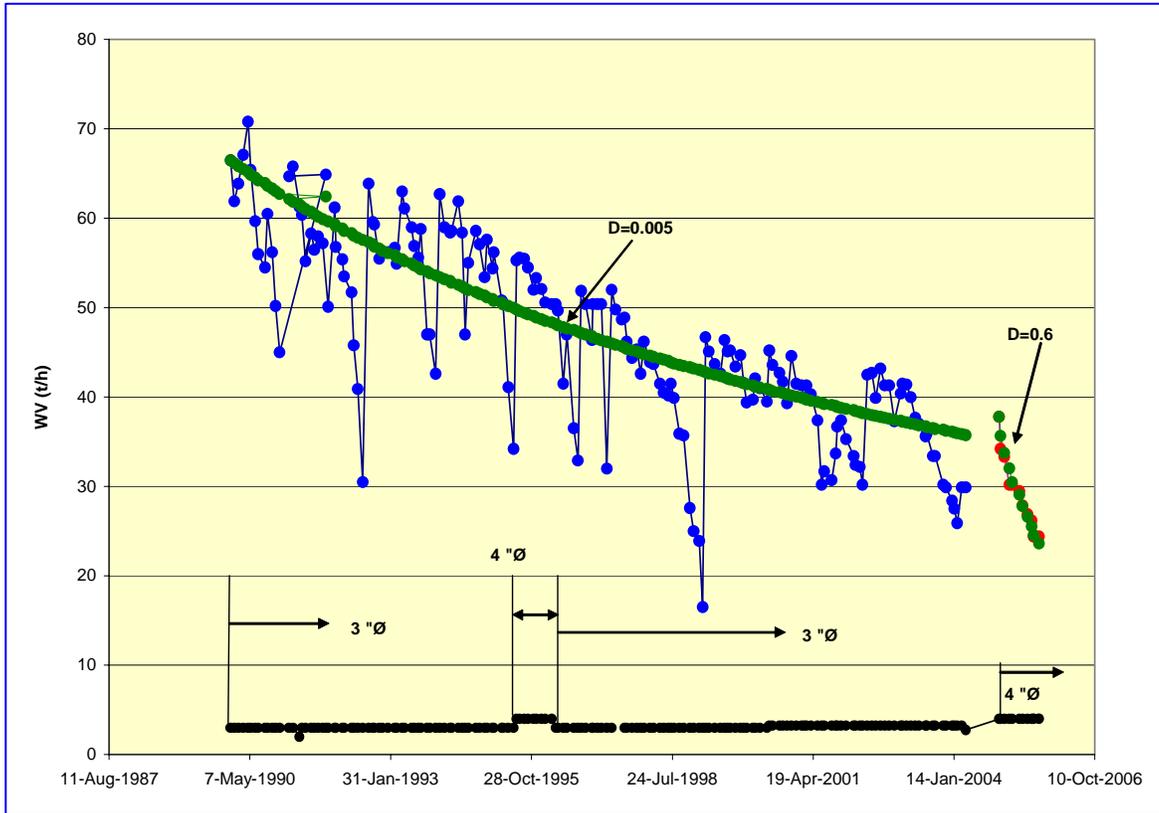


Fig. 8. Declinación de la producción de vapor en el pozo E-54.

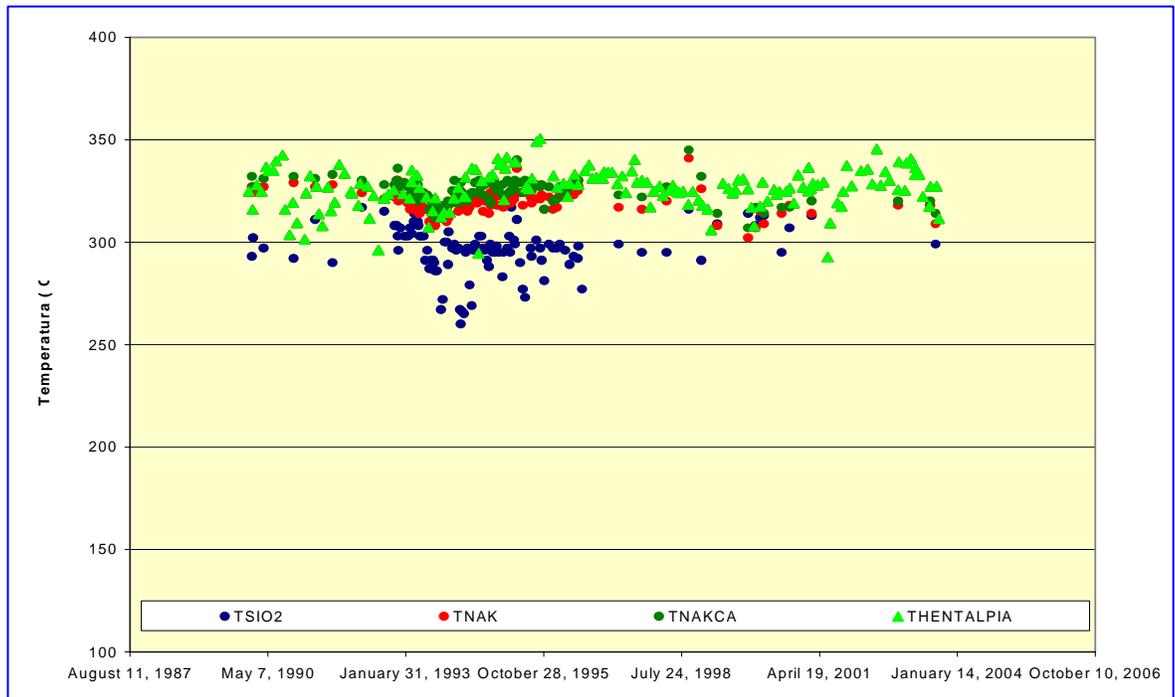


Fig. 9. Temperatura de geotermómetros para el pozo E-54.

Para el análisis del comportamiento geoquímico de los fluidos producidos por este pozo en su primera etapa, se graficaron las temperaturas geotermométricas que más se han utilizado en Cerro Prieto, que son las de los geotermómetros de sílice, de sodio-potasio y de sodio-potasio-calcio (Fig. 9). Como se puede observar, no hay diferencias marcadas entre las temperaturas obtenidas con los geotermómetros iónicos y la temperatura con base en la entalpía de producción (TH en la Figura 9), pero las temperaturas del geotermómetro de sílice

resultan sistemáticamente menores. Este comportamiento es similar al que se observa en todo el campo, ya que de tiempo atrás Truesdell y colaboradores (1978, 1989) habían postulado que:

$$T_h \approx T_{NaK} \approx T_{NaKCa} \geq T_{SiO_2}$$

A partir de la geotermometría puede inferirse una posible ebullición en la zona cercana al fondo del pozo, con equilibrio térmico entre la roca y el fluido. Sin embargo, en algunos casos las temperaturas son prácticamente iguales, significando que el fluido que alimenta al pozo se encuentra en fase líquida y totalmente equilibrado.

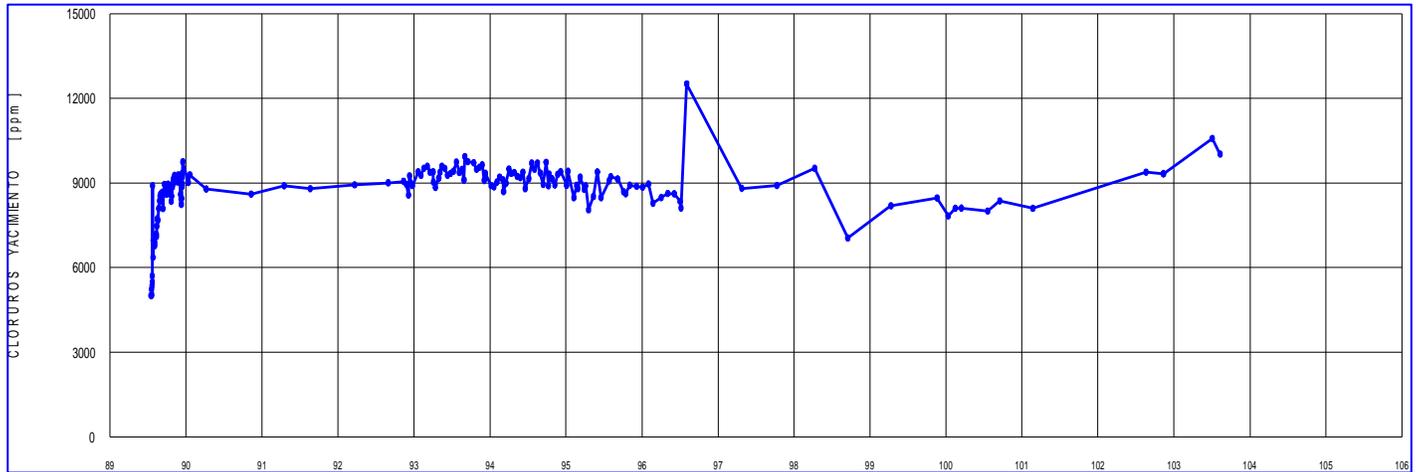


Fig. 10. Concentración de cloruros en el yacimiento para el pozo E-54.

La Figura 10 presenta la evolución de la concentración de cloruros a condiciones de yacimiento para el pozo E-54 en su primera etapa de producción, hasta mediados de 2004. El contenido de cloruros es prácticamente estable entre 1990 y mediados de 1996, a partir de cuando empieza a presentar fuertes variaciones con una ligera tendencia a incrementarse.

5. Incrustación

La incrustación por depósito de minerales es un problema común que se presenta prácticamente en la totalidad de los pozos del campo geotérmico de Cerro Prieto, aunque en diversos grados. Ocurre en todas las superficies que están en contacto con la salmuera, abarcando a las propias rocas del yacimiento, las tuberías de producción del pozo, los separadores, silenciadores, tuberías de conducción, válvulas, canales, álabes de las turbinas, etc. Sin embargo, los problemas más graves son los que afectan tanto a las tuberías de producción como a las partes del yacimiento aledañas a la zona de producción de los pozos (Mercado *et al.*, 1989; Ocampo *et al.*, 2000b).

En Cerro Prieto normalmente las incrustaciones son de tres tipos: de carbonato de calcio (calcita), de sílice (SiO_2) y de sulfuros metálicos (Ocampo *et al.*, 2000b, 2005). El alto contenido de sílice en el yacimiento, por encima de los 900 mg/l, ocasiona una alta tasa de incrustación, lo que a su vez causa importantes pérdidas de producción (Hurtado y Mercado, 1990). Debido a ello es necesario realizar cada año la reparación de cuando menos 12 pozos afectados por incrustación (Gutiérrez y Mendoza, 1995; Ocampo *et al.*, 2005).

Durante la reparación del pozo E-54 se recolectaron muestras de incrustación en un intervalo de profundidad entre 530 y 2450 metros, aunque ya había evidencias de incrustación desde los 150-200 metros de profundidad. Las muestras fueron clasificadas como sílice, con presencia de cantidades menores de minerales metálicos, principalmente pirita y bornita. Hacia el fondo del pozo, aproximadamente donde se localiza la zapata de 9 5/8", se presentó un mayor contenido de esos minerales metálicos.

Arellano *et al.* (1991) concluyeron que una de las principales causas del abatimiento en la producción de los pozos de Cerro Prieto era la incrustación en las tuberías productoras y en el yacimiento, y definieron un parámetro de depósito de sílice al que denominaron Rd. De acuerdo con este parámetro, es posible esperar una importante incrustación de sílice en el yacimiento cuando la tasa de depósito de sílice rebasa los 10 kg por hora (kg/h). Por su parte, Beall *et al.* (1997) estimaron, partiendo de información geoquímica, que la tasa de depósito de sílice en los pozos de Cerro Prieto se encontraba en un rango entre 0 y 55 kg/h.

Para el caso del pozo E-54, y con base en la información geoquímica obtenida a partir de los muestreos de agua separada que rutinariamente realiza la Comisión Federal de Electricidad en los pozos productores de Cerro Prieto, se calculó la tasa de depósito de sílice. Se tomó para ello la concentración de sílice en el fondo del pozo y en el cabezal del mismo, así como el flujo másico producido, determinado a partir de las mediciones mensuales de flujo. Debido a que no se contó con información geoquímica continua que coincidiera con los datos de producción, no se pudo realizar el cálculo en forma continua para todo el tiempo en que el pozo estuvo en operación. Sin embargo, en la Figura 11 se presenta en forma gráfica la estimación de algunos valores para la tasa de depósito de sílice. Como se ve en ella, no existe una tendencia definida a lo largo del tiempo, pero los valores calculados oscilan entre 2 y 25 kg/h, con una tasa promedio del orden de 13.5 t/h. Por lo tanto, era razonable esperar incrustaciones de sílice en el pozo, toda vez que el promedio rebasa los 10 kg/h.

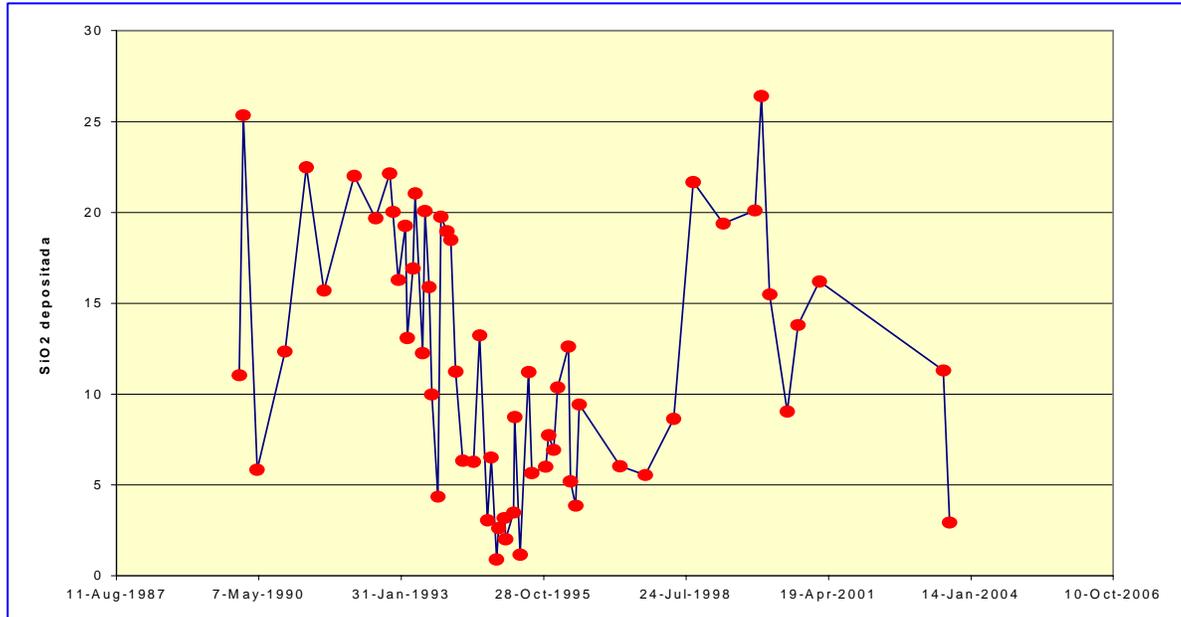


Fig. 11.
Estimación
de la tasa de
depósito de
sílice en el
pozo E-54.

6. Simulación del efecto de precipitación de sílice

El pozo constituye la más importante ventana a través de la cual se puede obtener información del yacimiento geotérmico. Cada pozo tiene características particulares que afectan tanto al flujo de masa como de calor en el mismo. Por eso, comprender el comportamiento de los flujos en el pozo es de fundamental importancia en

el análisis de diversos problemas tanto de producción como de ingeniería de yacimientos (Arellano *et al.*, 1991). Y para comprender el comportamiento del flujo de un pozo, es muy útil el empleo de un simulador.

En este trabajo se utilizó el simulador de pozos FLOWGEO, desarrollado por Ocampo y Saucedo (2005), que es un simulador de flujo unidimensional, unidireccional, y en estado estacionario para diámetros variables, el cual ya ha sido validado para datos de campo. Los datos que de entrada para el simulador FLOWGEO, son la presión de cabezal, el flujo másico, la entalpía de producción y la geometría del pozo (diámetros y longitudes).

La Figura 12 presenta los resultados de algunas de las corridas de simulación numérica del flujo de fluidos para el pozo E-54 con el simulador FLOWGEO durante sus dos etapas productivas, con puntos azules para la primera y rojos para la segunda etapa. Los puntos indican las condiciones termodinámicas de los fluidos que entran al pozo, pudiendo concluirse que han sido principalmente fluidos monofásicos. Esto concuerda en cierto modo con el comportamiento de las temperaturas estimadas con base en los geotermómetros.

La Figura 13 presenta una gráfica de la profundidad del punto de flasheo dentro de la tubería de producción del pozo E-54 contra la entalpía de sus fluidos, obtenida a partir de las corridas realizadas con el simulador FLOWGEO. Como se puede observar, la mayor parte de los datos utilizados en dichas corridas indicaron profundidades del punto de flasheo por debajo de los 1750 m de profundidad, es decir, en el interior de la TR de 9 5/8" Ø. Debe señalarse que debido a las marcadas oscilaciones en los datos de presión de cabezal y de producción de vapor, como consecuencia de alta tendencia a la incrustación de la placa de orificio, la simulación numérica resultó difícil, existiendo también variaciones marcadas en los resultados obtenidos.

Debido a que durante los trabajos de reparación del pozo no se realizó un perfil detallado de la incrustación, ya que la formación arrojada por el mismo lo impedía, no es posible efectuar una comparación precisa y confiable entre los resultados obtenidos de las corridas de simulación y el perfil de incrustación obtenido con los registros de calibración.

A partir de la metodología propuesta por Ocampo *et al.* (2005), sustentada en que existe una relación entre la calidad del fluido en el pozo y la precipitación de sílice en el mismo, se incorporó al simulador FLOWGEO una ecuación para calcular la cantidad de sílice precipitada en el interior de la tubería de producción mientras el fluido asciende del fondo al cabezal. Para ello, el simulador debe ser alimentado con las concentraciones de sílice a condiciones de fondo y de cabezal, expresadas en partes por millón (ppm). Las fechas de muestreo

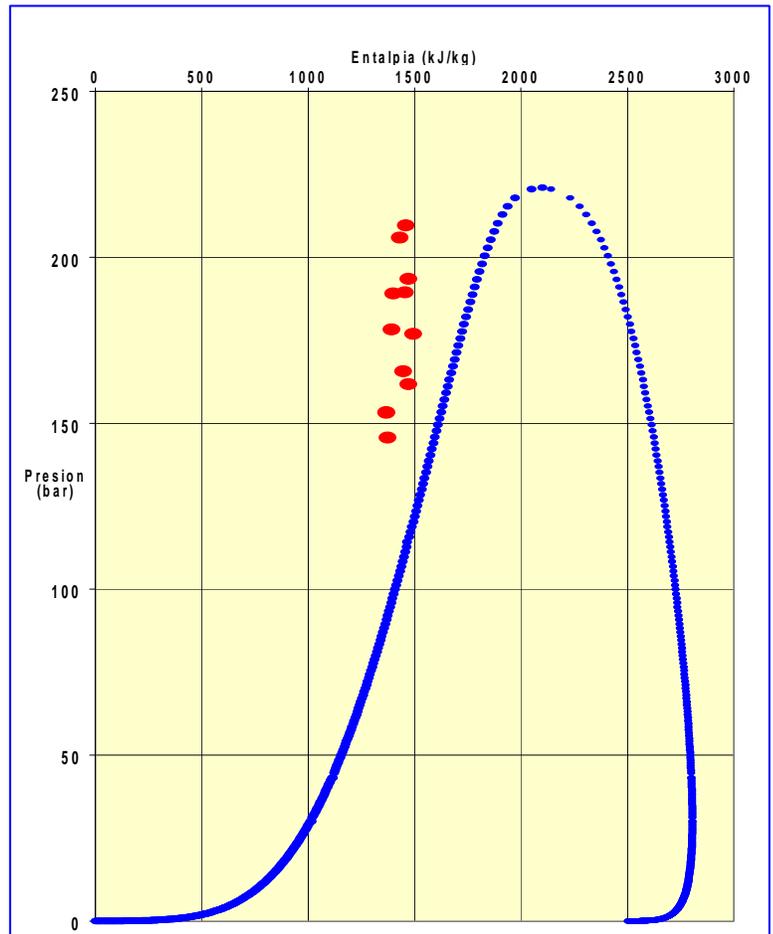
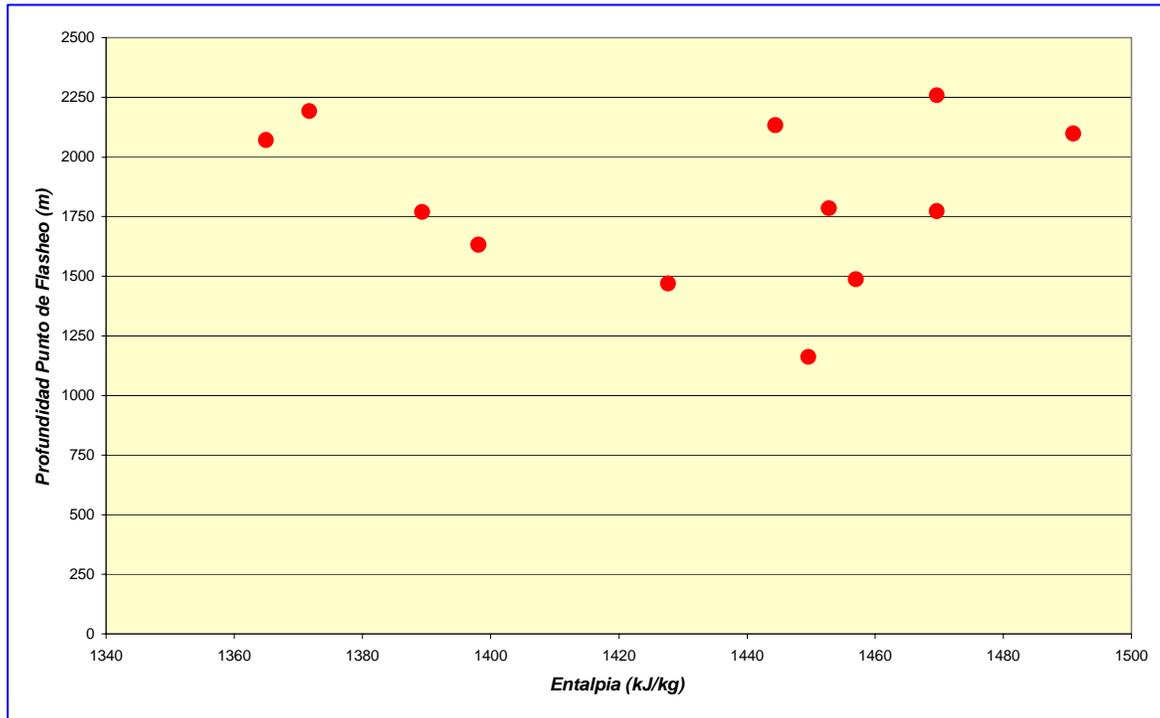


Fig. 12. Condiciones en el fondo del pozo E-54, calculadas con base en datos de producción.

a partir del cual se calculan esas concentraciones de sílice deben ser lo más acorde posible con las fechas de los datos de producción, a fin de obtener una mayor confiabilidad en la relación entre las concentraciones y la calidad del fluido que calculará el simulador.



*Fig. 13.
Profundidad
del punto de
flasheo contra
entalpía de
producción
para el pozo E-
54.*

La Figura 14 presenta la pantalla de resultados de una de las corridas del simulador FLOWGEO para determinar la cantidad de sílice que precipita en el pozo E-54. En las diversas corridas realizadas se obtuvo que el mayor porcentaje de sílice, es decir del 30 al 45% del total, se deposita en un intervalo de profundidad comprendido entre el punto de flasheo del pozo y unos 500 m por encima de él. Es importante recalcar que debido a la oscilación de los datos de producción es difícil determinar con precisión en el simulador la profundidad del punto de flasheo, ya que los datos de entrada no resultan totalmente representativos del potencial del pozo.

7. Conclusiones

- Se realizó el análisis del comportamiento productivo del pozo E-54 de Cerro Prieto, del cual se observó una marcada oscilación particularmente en la presión de cabezal y el flujo de vapor. Estas variaciones se deben a una acelerada y continúa tendencia del orificio de la placa de producción a incrustarse.
- La evolución de la geotermometría de sílice y su relación con la temperatura de la entalpía de producción, muestran una posible ebullición local. También muestran que en ciertos periodos de su vida productiva el pozo E-54 se alimentaba con fluido monofásico en fase líquida, totalmente en equilibrio con el yacimiento.
- Después de producir vapor durante catorce años, el pozo dejó de producir y debió repararse para remover los fragmentos de roca acumulados y eliminar la incrustación formada en el interior de su tubería de producción y en el agujero descubierto, además de profundizar la zona productora en 200 m y colocar tubería ranurada de 7" Ø.

- Las muestras del material incrustante colectadas durante los trabajos de reparación fueron básicamente sílice con presencia de minerales metálicos, principalmente pirita y bornita, los cuales se volvían más abundantes hacia el fondo del pozo, aproximadamente a 2450 m de profundidad, donde se localiza la zapata de 9 5/8" Ø.

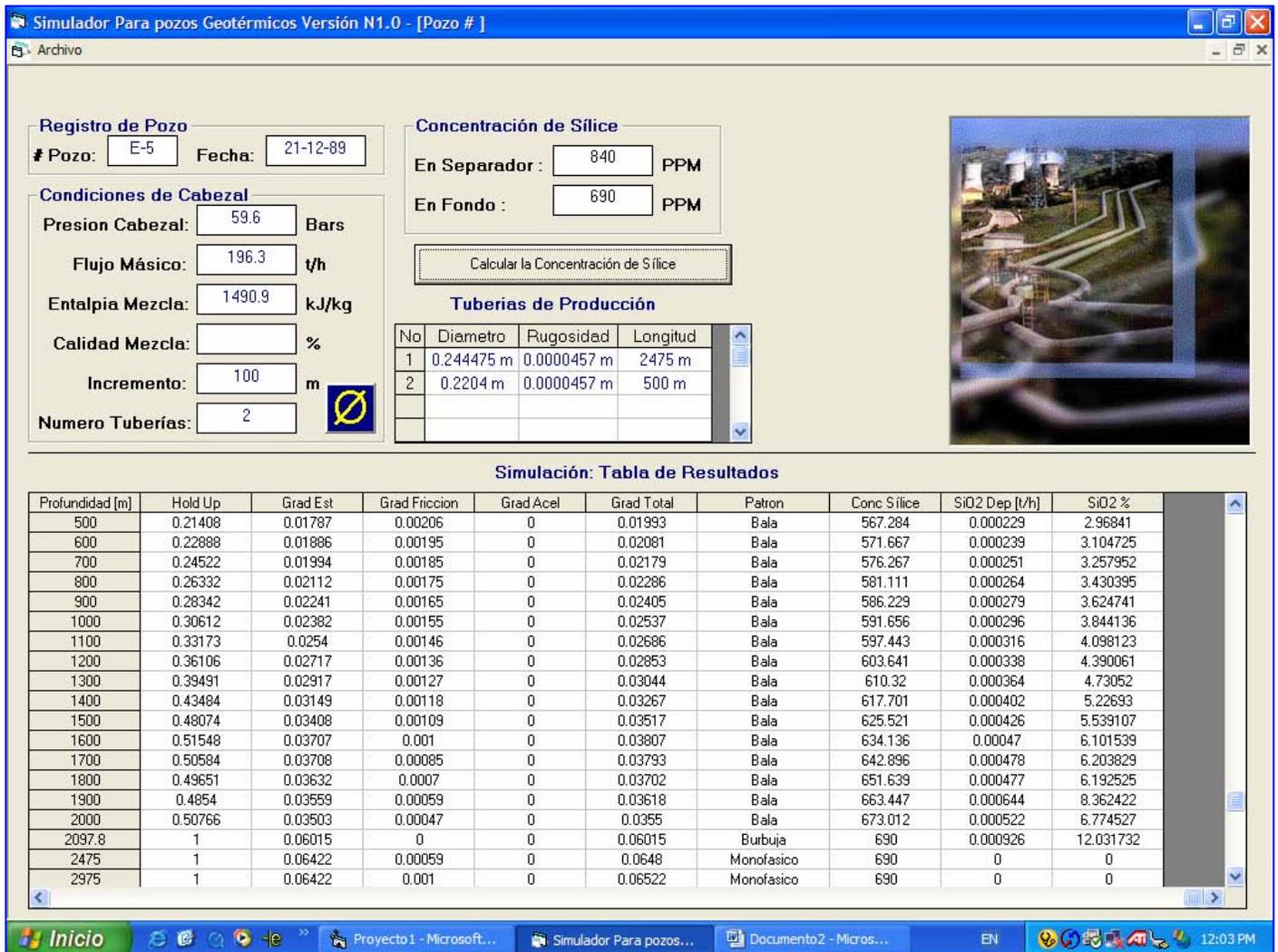


Fig. 14. Corrida de simulación de flujo y depósito de sílice en el pozo E-54

- A partir de la información geoquímica obtenida del muestreo rutinario de agua separada, se calculó la tasa de depósito de sílice en el pozo, la cual varía entre 2 y 25 kg/h, con un promedio mensual de 13.5 t/h.

- Se realizó la simulación numérica del flujo másico en el pozo E-54 utilizando el simulador FLOWGEO, pudiendo concluirse que el fluido que alimentaba el fondo del pozo era un fluido monofásico en fase líquida, lo cual concuerda en cierto modo con la interpretación del comportamiento de las temperaturas en base a los geotermómetros.

- A partir de los resultados de la simulación numérica realizadas se concluye que el punto de flasheo del pozo se localizaba por debajo de los 1750 m de profundidad, es decir en el interior de la T.R. de 9 5/8" Ø.

- También se simuló la cantidad de sílice precipitada en el interior de la tubería de producción del pozo, concluyéndose que entre el 30 y el 45% del total de sílice se deposita entre el punto de flasheo y unos 500 m por encima de él.

Referencias

- Arellano, V.M., D. Nieva, R.M. Barragán, and J. De León (1991). Developments in Geothermal Energy in México - Part thirty-seven. Procedure to Diagnose Production Abatement Problems in Geothermal Wells. *Heat Recovery Systems & CHP*, Vol. 11, No. 6, pp. 471-481.
- Beall, J.J., A. Pelayo, and J.D. Ocampo (1997). Dry steam feed zones and sílica scaling as major controls of total flow enthalpy at Cerro Prieto, Mexico. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 21, pp. 401-408.
- De Leon, Jesús (2003). A suite of computer programs used in the developments and management of the Cerro Prieto geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 27, pp. 53-57.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., and J.L. Quijano-León (2003). Geothermal Development in México. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 27, pp. 685-688.
- Gutiérrez P., H., and M. Mendoza (1995). Techniques for rehabilitation of wells in Cerro Prieto. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 19, pp. 401-408.
- Hurtado, R., and S. Mercado (1990). Scale control studies at the Cerro Prieto geothermal plant. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 14, Part II, pp. 1603-1610.
- Mercado, S., F. Bermejo, R. Hurtado, B. Terrazas, and L. Hernández (1989). Scale incidences on production pipes of Cerro Prieto geothermal wells. *Geothermics*, Vol. 18, No. 1-2, pp. 225-232.
- Ocampo Díaz, J.D., A. Pelayo and T. Box (2000a). Forecast of steam production for some Cerro Prieto geothermal wells. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 24, pp. 417-420.
- Ocampo D., J.D, A. Pelayo L, and T. Box (2000b). Scaling plug problems observed in some Cerro Prieto geothermal production wells. *Proceedings of the Twenty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, pp. 160-165.
- Ocampo, J.D., S.B. Valdez, M. Shorr, I. Saucedo, and N. Rosas (2005). Review of corrosion and scaling problems in Cerro Prieto geothermal field over 31 years of commercial operation. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey.
- Ocampo D., J.D., and I. Saucedo M. (2005). Simulación de flujo en dos fases en pozos geotérmicos. *Memorias del 7º. Congreso Iberoamericano de Ingeniería Mecánica*. Instituto Politécnico Nacional, México, D.F.
- Residencia de Estudios (2005). Expediente del pozo Productor E-54. CFE, Residencia General Cerro Prieto. Informe interno. Inédito.

- Truesdell, A.H., A. Mañón, M.E. Jiménez, A. Sánchez, and J.J. Fausto (1978). Geochemical evidence of drawdown in the Cerro Prieto geothermal field. *Proceedings of the 1st Symposium on the Cerro Prieto Geothermal Field*, Baja California, Mexico, pp. 130-138.
- Truesdell, A.H., M.J. Lipmann, B. Terrazas, L. Hernández, C. Janick, L. Quijano, and R. Tovar (1989). The response of the Cerro Prieto reservoir to exploitation as indicated by fluid geochemistry. *Proceedings of the CFE-DOE Symposium on geothermal energy*, DOE CONF 8904129, pp. 123-132.
- Truesdell, A.H., M.J. Lippman, J.L. Quijano, and F. D'Amore (1995). Chemical and physical indicators of reservoir processes in exploited high-temperature, liquid-dominated geothermal fields. *Proceedings of the World Geothermal Congress 1995*, Florence, Italy, pp. 1933-1938.
- Truesdell, A.H., M.J. Lippman and H. Gutiérrez-Puente (1997). Evolution of the Cerro Prieto reservoir under exploitation. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 21, pp. 335-340.

Actualización del modelo geoquímico de Los Humeros, Pue., México

Óscar López Romero

Comisión Federal de Electricidad, Residencia de Los Humeros, Carretera Perote-Los Humeros, km. 20, Campamento Maztaloya, Puebla.

Resumen

Con el fin de mantener actualizado el modelo geoquímico del campo geotérmico de Los Humeros, se realizó un compendio y actualización de los datos existentes hasta las últimas fechas de 2004. En su mayoría los pozos de este campo siguen produciendo una mezcla con agua de tipo bicarbonatado sódico con baja salinidad y sobresaturada en sílice y calcita en diversos grados. Las temperaturas de fondo no han presentado tendencia alguna a declinar con el paso del tiempo, de acuerdo con la geotermometría de fase líquida y gaseosa. Los geotermómetros de gases más representativos son los de CO_2/H_2 y $\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2$, y los gases están en equilibrio con la fase líquida a una temperatura que va de 264 a 312° C. Hasta la fecha no existe aún evidencias claras del efecto de la inyección en los fluidos del yacimiento.

Palabras Clave: Los Humeros, geoquímica, geotermometría, inyección.

Update of the Los Humeros, Pue., Mexico, geochemical model

Abstract

A summary and update through 2004 were made of the geochemical model for Los Humeros geothermal field. Most wells continue producing sodium-bicarbonate-type brine low in salinity and oversaturated in calcite and silica. The reservoir temperatures haven't dropped through time, according to the liquid and gas geothermometry. Most representative gas geothermometers are of the CO_2/H_2 and $\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2$ types, and the gases are in equilibrium with the liquid phase at temperatures between 264 and 312 degrees Centigrade. We have no hard evidence on the effects of injection on reservoir fluids.

Keywords: Los Humeros, geochemistry, geo-thermometry, injection.

1. Introducción

El campo geotérmico de Los Humeros está situado en el estado de Puebla cerca de los límites con Veracruz (Fig. 1), y es el segundo sistema geotérmico mexicano que genera electricidad a partir de fluidos contenidos en rocas volcánicas. Es el tercer campo geotérmico en importancia en la República Mexicana, después de Cerro Prieto y Los Azufres, con una capacidad instalada de 35 MW, distribuidos en 7 plantas generadoras de 5 MW cada una. El campo está en explotación desde 1991.

El campo está en un valle que pertenece a la cuenca de Libres y Oriental, encontrándose a una elevación de 2806 metros sobre el nivel del mar y localizado entre las siguientes coordenadas geográficas: 19° 35' y 19° 45' de latitud Norte, 97° 23' y 97° 35' de longitud Oeste.

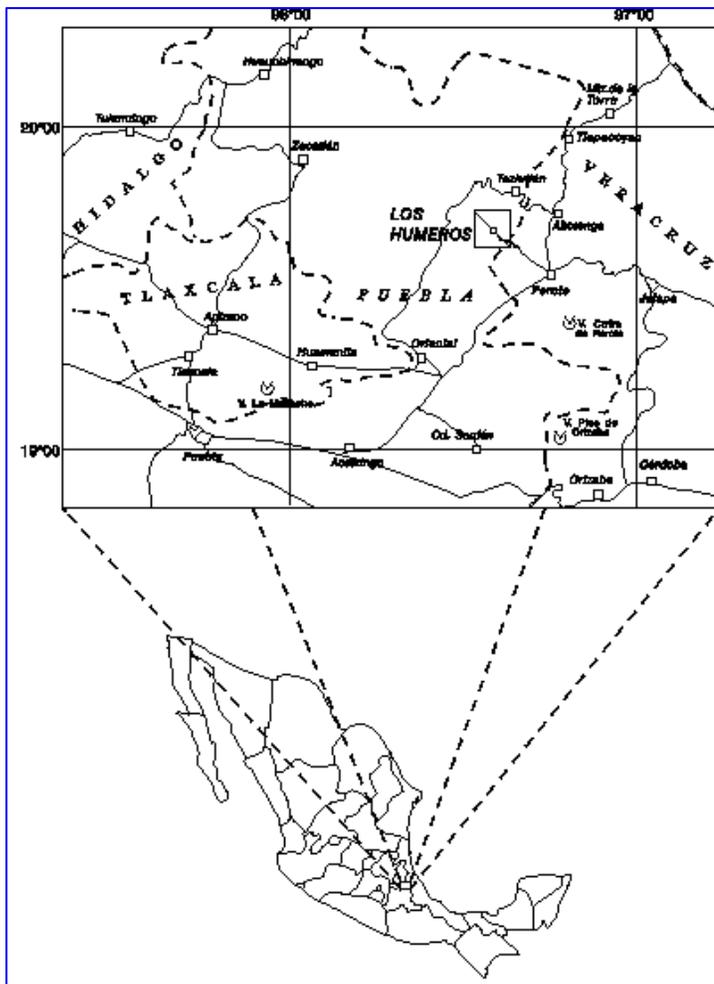


Fig. 1. Localización de Los Humeros.

Hasta la fecha se han perforado en el campo 40 pozos, cuyas profundidades van de 1450 a 3250 m. De ellos, 18 son productores (H-1, 3, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 15, 16, 17, 19, 20, 30, 31, 32, 35, 36 y 37), 4 se utilizan o han utilizado como inyectores (H-13, H-29, H-38 y H-40). Los demás pozos son exploratorios, de estudio o de monitoreo. La producción promedio de vapor en la actualidad es de 510 toneladas por hora (t/h) y la de agua de 92 t/h, a condiciones de 8 bar, con una entalpía promedio de 2600 J/g.

El campo se localiza dentro de una caldera de origen volcánico llamada Los Humeros, que empezó su formación hace medio millón de años. Posteriormente, hace unos 100 mil años se formó dentro de ella la caldera de Los Potreros. Las últimas erupciones volcánicas ocurrieron hace unos veinte mil años (Gutiérrez-Negrín, 1982).

La zona de alimentación de los pozos, es decir la tubería ranurada, se encuentra en promedio a un intervalo de profundidad que va de los 1340 a los 1873 m. En la actualidad no es conveniente perforar pozos de más de 1800 m de profundidad en la parte central del campo, porque al penetrar a las andesitas de hornblenda, se encuentran fluidos con características químicas muy ácidas (Quijano y Torres, 1995).

2. Características químicas del agua

El agua de la mezcla que producen los pozos es de baja salinidad, del tipo de un vapor condensado, además de que su composición química es variable, esto es que depende del diámetro del orificio de la placa de producción del pozo. Esto se ilustra en la Figura 2, que presenta los cambios en el contenido relativo de cloruros, sulfatos y bicarbonatos (Giggenbach y Goguel, 1989) que ocurren en los pozos H-6 y H-8 cuando producen por orificios de 2, 2.5 y 3 pulgadas de diámetro.

En la Figura 3 se muestra la composición del agua que producen los pozos actualmente. Puede apreciarse que en general el tipo químico es bicarbonatado sódico, lo cual se debe a que son fluidos de la parte somera del yacimiento. Sin embargo, los pozos H-6, H-7, H-11 y H-16 tienen fluidos de tipo clorurado sódico. Otros pozos, como el H-9 y el H-20, presentan un comportamiento químico combinado, dependiendo de las condiciones de operación.

Cuando en la actualidad se trata de correr registros de presión-temperatura en la mayoría de los pozos del campo, se observan resistencias que a menudo impiden llegar a la profundidad requerida. Esas resistencias se deben a obstrucciones causadas por la incrustación en las tuberías del pozo. La incrustación, a su vez, se debe a la sobresaturación de ciertos minerales en los fluidos del yacimiento.

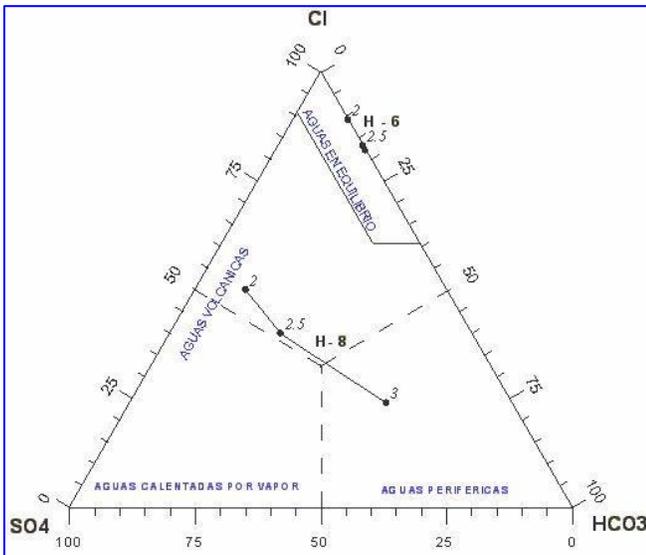


Fig. 2. Variación en la composición del agua separada en los pozos H-6 y H-8 durante su desarrollo.

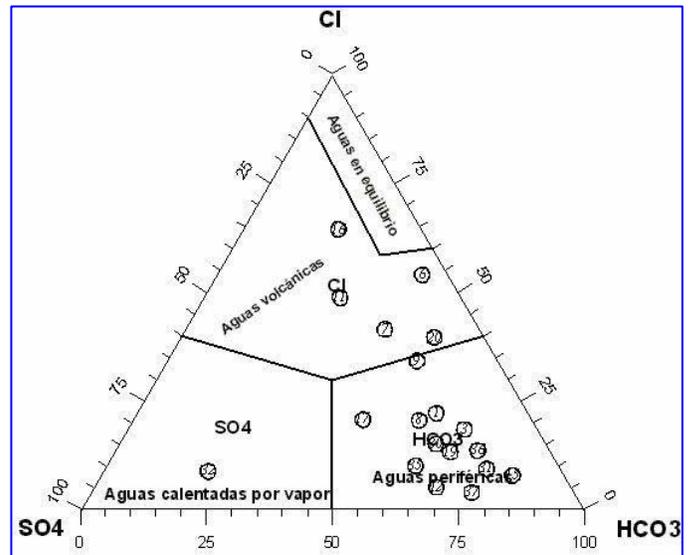


Fig. 3. Composición del agua separada en los pozos de Los Humeros según muestreos realizados en el año 2004.

La Figura 4 presenta el grado de saturación del agua producida por el pozo H-1 con respecto a ciertos minerales, calculada por medio del programa Watch desarrollado por Arnorsson (1994). Este programa permitió obtener los índices de saturación para sílice, calcita y anhídrita y, como se ve en la figura, hay sobresaturación con relación a la calcita y al cuarzo en ese pozo, por lo que se puede decir que es inevitable la incrustación natural.

Esa situación no es exclusiva del pozo H-1, sino que ocurre prácticamente en todos, aunque en grados diversos. Sin embargo, durante la operación de los pozos se elige el diámetro de orificio más adecuado para que la incrustación sea menor y se reduzcan sus efectos. Es importante mencionar que el programa Watch no siempre es aplicable por la ausencia de fase líquida en la mayoría de los pozos del campo.

3. Geotermometría de la fase líquida

Como se sabe, la geotermometría de fase líquida es una herramienta de utilidad para determinar la dirección de flujo de los fluidos y el abatimiento de temperatura por infiltración, sobre-explotación, etc. En Los Humeros no es posible utilizar esta metodología de manera sistemática, debido a que sólo algunos pozos, en su mayoría de la parte sur, producen agua. Sin embargo, se aplicó la ecuación 1 del geotermómetro de sodio-potasio (Na-K) propuesta por Fournier (citada por Henley *et al.*, 1984) a aquellos pozos que lo permitieron. La ecuación es la siguiente: $T^{\circ} C = [1217 / (\log (Na/K) + 1.483)] - 273.15$, con las concentraciones de sodio y potasio expresadas en mg/l.

La ecuación se aplicó a datos de los pozos H-15, H-20 y H-31, tomando las concentraciones promedio de sodio y potasio obtenidas en análisis de los años 2003 y 2004, y se obtuvo como resultado una temperatura calculada de 258° C para los fluidos del pozo H-15, 236° C para el pozo H-20 y 242° C para el pozo H-31. Estos resultados se compararon con las temperaturas máximas reales medidas en registros corridos en octubre y noviembre de 2003 en los mismos pozos, que habían resultado ser de 264° C para el H-15, 251° C para el H-20 y de 260° C para el H-31. Como se ve, la ecuación calcula temperaturas sistemáticamente menores a las medidas en la zona de aporte de los pozos en producción, pero es consistente y capaz de indicar qué pozos producen de las zonas más calientes.

Se aplicaron también otros geotermómetros que han dado resultados válidos para Los Humeros, como los de Na-K-Ca y cuarzo considerando máxima pérdida de vapor (Henley *et al.*, 1984). Se obtuvo así una temperatura del orden de los 280° C para el pozo H-15, lo que indica que estos geotermómetros sobrestiman la temperatura real del pozo.

En la Figura 5 se presentan las temperaturas geotermométricas para los pozos H-1, H-6, H-7 y H-17, calculadas a partir de los datos más recientes disponibles. Aunque se observan pequeñas fluctuaciones locales, en general las temperaturas tienden a conservarse más o menos estables a lo largo de los años, sin notarse ninguna tendencia a declinar.

4. Geotermometría de gases

Arnorsson y Gunnlaugsson (1985) proporcionan cinco geotermómetros de gases calibrados con datos de Islandia. Dos de ellos pueden usarse para los fluidos que producen los pozos de Los Humeros, debido a que son de una sola fase, que es la condición para la aplicación de las fórmulas. Los otros tres geotermómetros se pueden emplear en pozos con dos fases en superficie, condiciones que son más difíciles de encontrar en los pozos de Los Humeros.

Los dos geotermómetros aplicables en Los Humeros son los siguientes, estando los datos en moles/kg de agua:

$$T \text{ } ^\circ\text{C} = 341.7 - 28.57 \log (\text{CO}_2/\text{H}_2)$$

$$T \text{ } ^\circ\text{C} = 304.1 - 39.48 \log (\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2)$$

La aplicación de la primera fórmula en los pozos de Los Humeros arroja temperaturas muy constantes, del orden de 290° C, y la segunda temperaturas promedio de 320° C.

La Figura 6 es una representación en planta de las temperaturas obtenidas al aplicar el primero de los geotermómetros mencionados (CO_2/H_2) en los pozos de Los Humeros, con datos disponibles para el año 2004. Puede verse que existen dos zonas de máxima temperatura: una al norte, alrededor de los pozos H-35 y H-16, y otra al sur básicamente con los pozos H-6 y H-12. Esas zonas están separadas por contornos con una dirección general aproximada NE-SW.

Otros geotermómetros de gases utilizan las relaciones CH_4/CO_2 y N_2/CO_2 (D'Amore, 1991, 1996), pero al aplicarse a los pozos de Los Humeros arrojan temperaturas con mayor variación. Por ejemplo, en la Figura 7 se presentan las temperaturas calculadas para el pozo H-1 con los cuatro geotermómetros que se han mencionado, pudiendo notarse un mayor rango de variación en el tiempo en los propuestos por D'Amore. La

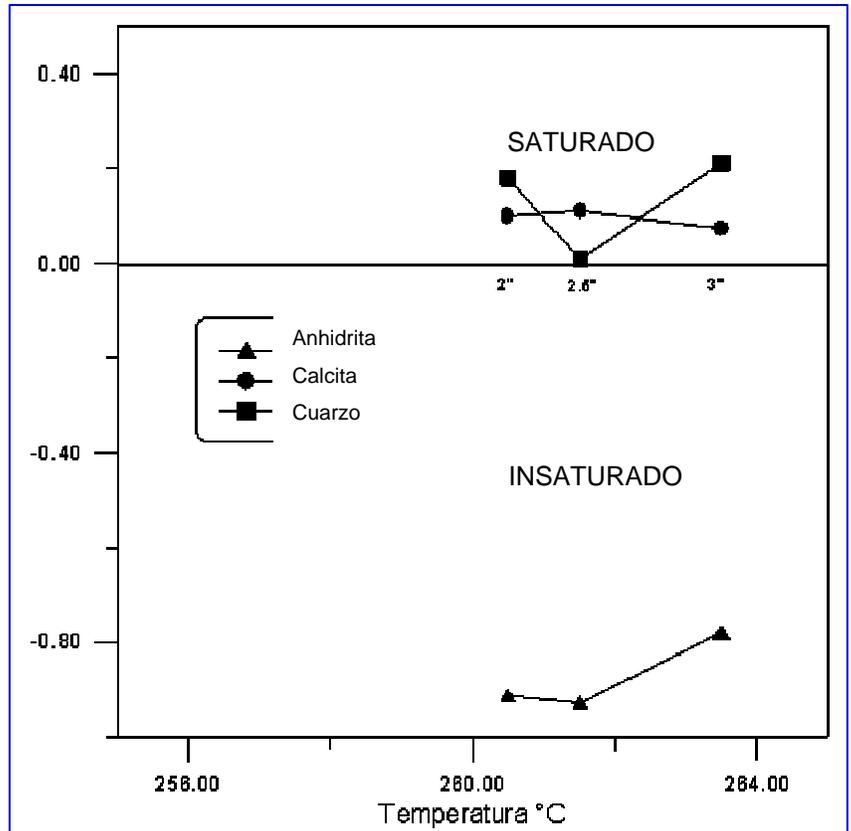


Fig. 4. Comportamiento de los índices de saturación en el desarrollo del pozo H-1.

Figura 8 muestra lo mismo para fluidos del pozo H-6, notándose comportamientos similares a los del pozo H-1. En general, esto es aplicable a todos los pozos de Los Humeros.

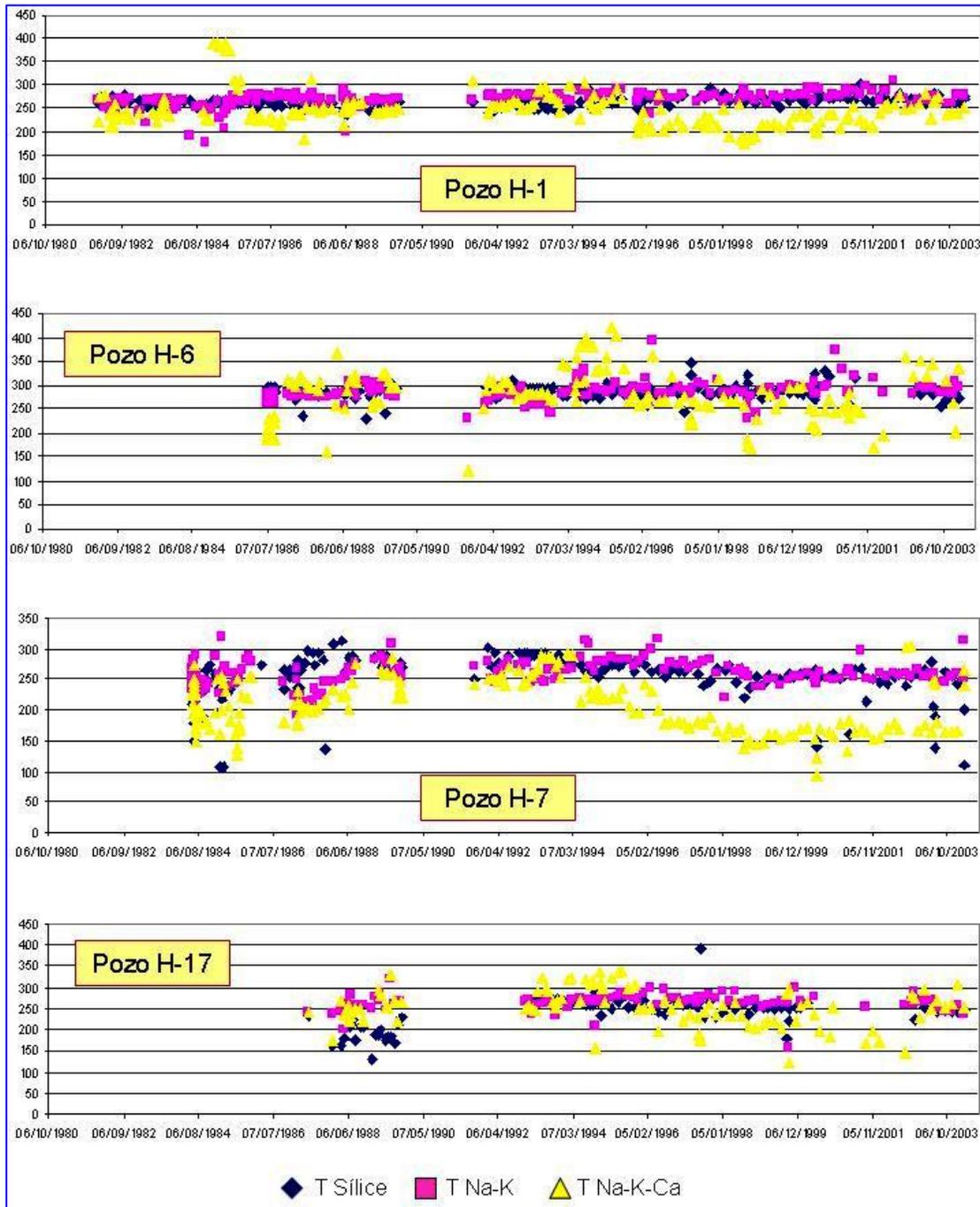


Fig. 5. Comportamiento de temperaturas geotermométricas de fase líquida en los pozos H-1, H-6, H-7 y H-17.

La Figura 9 muestra las curvas de igual contenido total de gas en los fluidos de todos los pozos de Los Humeros, expresada en porcentaje en peso corregido a una presión de separación de 8 bar. Puede notarse que el contenido de gases es mayor en las porciones centro y sur, con valores de hasta 9% en peso, que en la parte norte, donde el contenido desciende a menos de 4%. Sin embargo, este contenido parece estar relacionado con las estructuras del campo, ya que se pueden ver variaciones importantes entre pozos cercanos, como en el caso de los pozos H-6 y H-12 por ejemplo, las que pueden explicarse por la presencia de alguna estructura entre ellos.

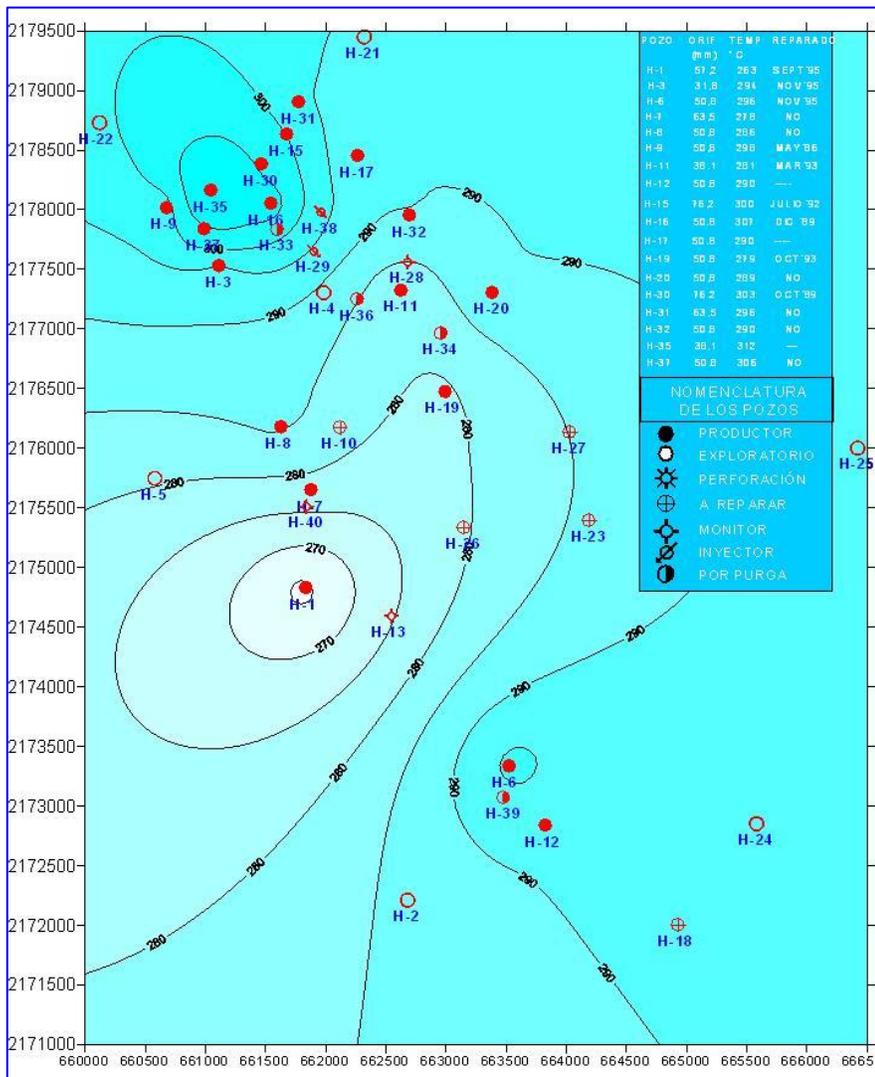


Fig. 6. Temperaturas de fondo calculadas con el geotermómetro CO₂/H₂ en pozos de Los Humeros

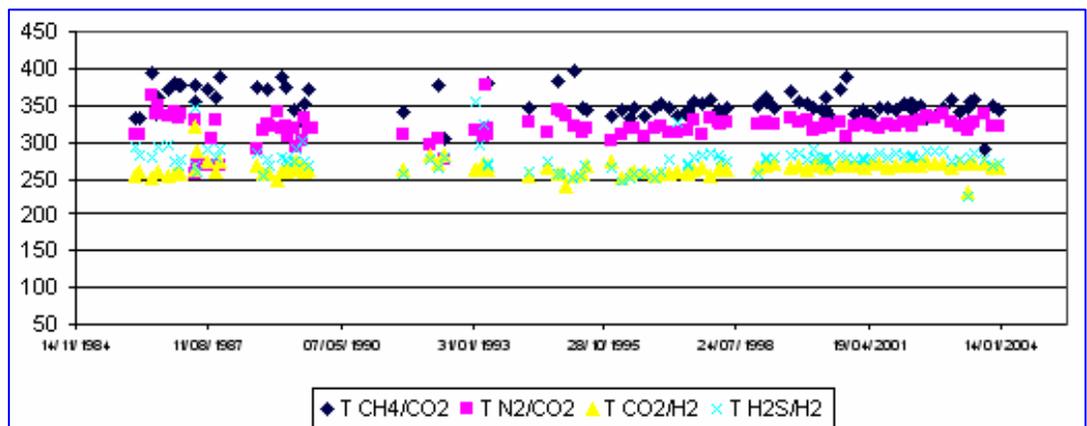
Giggenbach (1988), estableció una metodología para evaluar condiciones de equilibrio en una gráfica que relaciona los contenidos de los gases H₂ y Ar con las temperaturas de fondo. Explicó que utiliza el hidrógeno porque este gas reacciona rápidamente al cambiar la temperatura, mientras que el argón es un gas inerte, y advirtió que las condiciones de equilibrio así determinadas en el caso de manantiales no son muy confiables, por la partición que ocurre durante el ascenso de los fluidos, pero que resultan más confiables cuando se trata de pozos geotérmicos.

Se aplicó esa metodología de Giggenbach en los pozos de Los Humeros, utilizándose la temperatura de fondo calculada con el geotermómetro de CO₂/H₂, obteniéndose así la gráfica que se presenta en la Figura 10. De acuerdo con ella, se observa que en la mayoría de los pozos los gases están en equilibrio con el líquido a una temperatura que va de los 264 a los 312° C.

5. Efectos de la inyección

Toda la salmuera separada en Los Humeros se regresa al yacimiento a través de pozos inyectores como el H-13, H-29, H-38 y H-40. Estos pozos se ubican en la parte centro-norte del campo, inyectándose entre todos un flujo promedio que va de las 90 a las 100 t/h.

Fig. 7. Variación de los geotermómetros gaseosos en el pozo H-1.



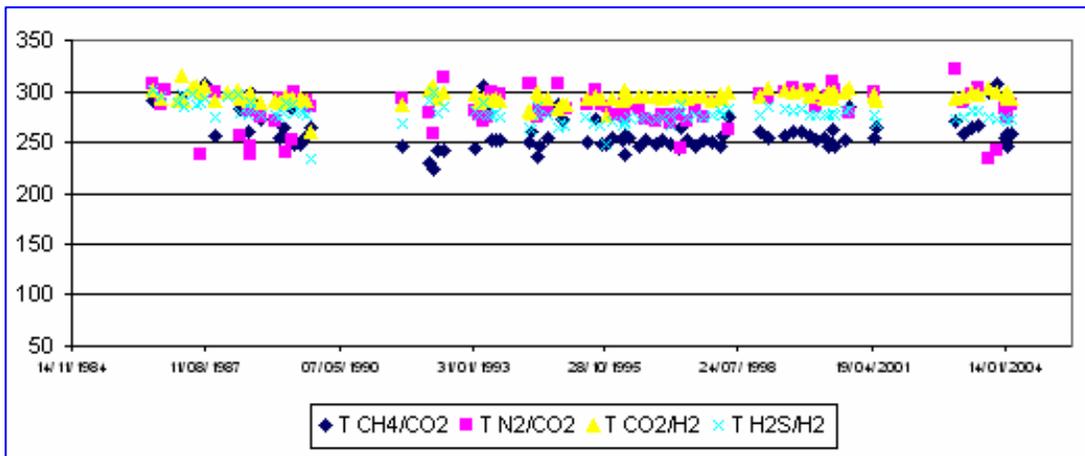


Fig. 8. Variación de los geotermómetros gaseosos en el pozo H-6.

En la actualidad se continúa sin tener información definitiva sobre la influencia y efectos que esa inyección pudiera tener sobre los pozos productores. Algunos estudios consideran que el yacimiento sí ha sido afectado y presentan ciertos datos que a su parecer así lo demostrarían (Lermo *et al.*, 1999). Sin embargo, los valores de la entalpía medidos en los pozos demuestran que hasta la fecha el yacimiento aparentemente no ha resultado afectado por la inyección. La Figura 11 parece corroborarlo.

En esa Figura 11 se identificó la relación molar N_2/Ar obtenida en los pozos de Los Humeros, a partir de datos recientes (fines de 2003 y 2004), y se trazaron curvas de igual relación. Puesto que esta relación es de 83.6 en el aire, y que junto con la salmuera también se inyecta aire, cabría esperar valores cercanos a ese en los fluidos producidos por los pozos cercanos a los pozos inyectoros. Pero, como se ve en la Figura 11, los valores máximos de la relación molar N_2/Ar llegan apenas hasta 68 y los pozos productores más cercanos a los dos inyectoros presentan valores del orden de 30.

Una prueba con trazadores realizada en junio de 1998 tampoco arrojó resultados concluyentes sobre el efecto de la inyección en Los Humeros. En esa prueba se inyectaron 600 litros de alcohol étlico en el pozo H-29 a una profundidad de 1580 m. Después se colectaron casi 600 muestras de vapor condensado en ocho pozos aledaños, con intervalos de tiempo de 12 horas entre cada muestra. Las

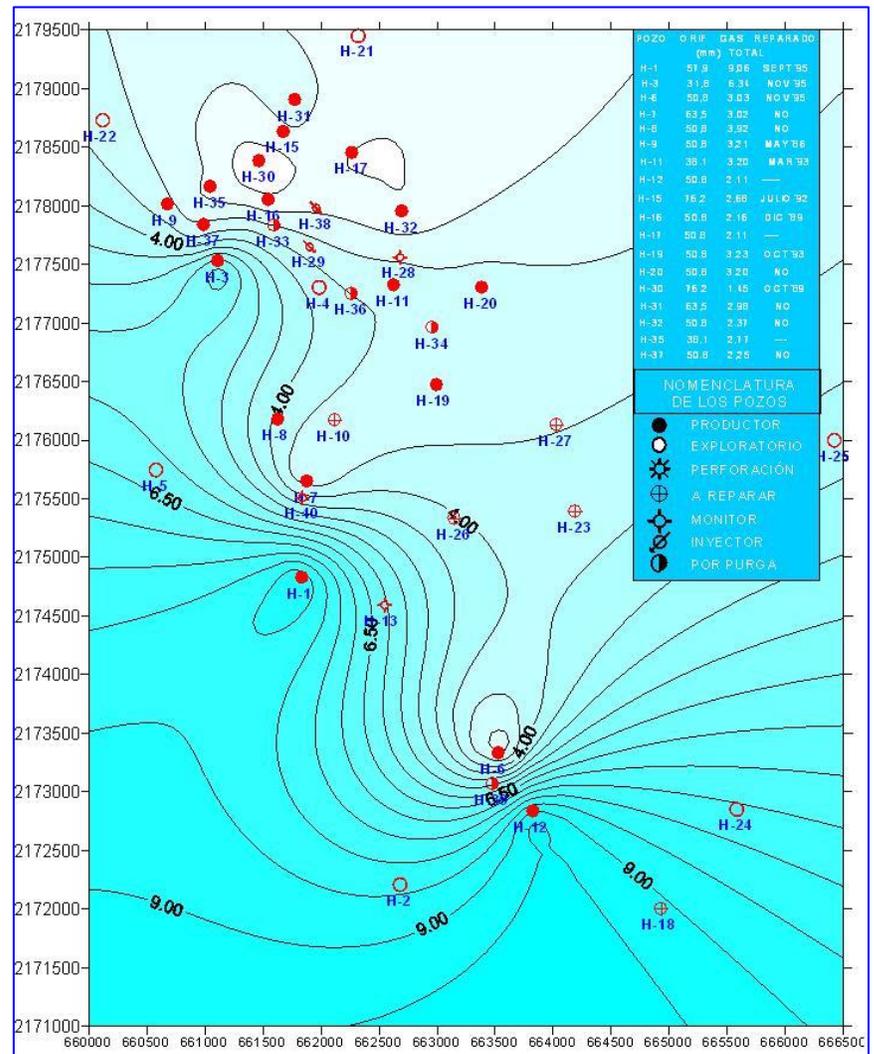


Fig. 9. Porcentaje en peso del gas total en pozos.

muestras fueron analizadas por cromatografía de gases, pero en ninguna se logró detectar el trazador, lo cual es un reflejo de la reducida permeabilidad de las rocas del yacimiento. Cabe recordar que en otros campos mexicanos, como Los Azufres, Mich., y Las Tres Vírgenes, B.C.S., se han realizado pruebas con el mismo tipo de trazador, con resultados satisfactorios.

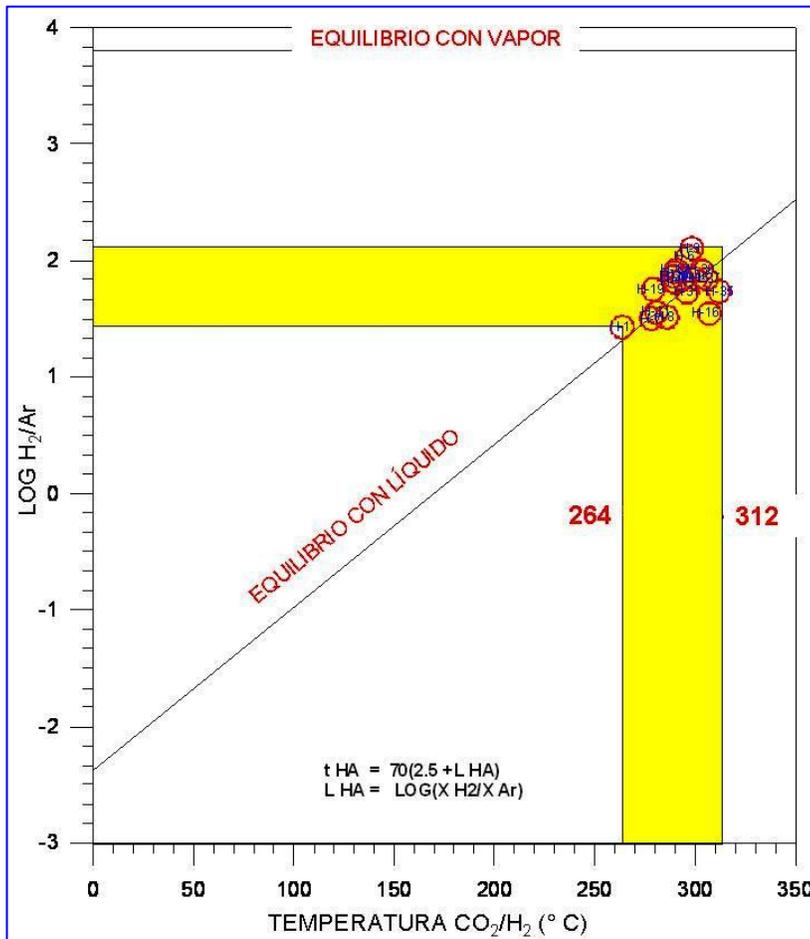


Fig. 10. Condiciones de equilibrio de los fluidos de los pozos de Los Humeros.

ocasionado por la evaporación a la que están sometidas. Las muestras de agua de lluvia corresponden a una mezcla obtenida durante un año, presentando valores muy cercanos a la línea meteórica mundial, con un ligero enriquecimiento de oxígeno-18.

Por otra parte, si se traza una línea recta (ver Fig. 12) uniendo la mayor cantidad de resultados de los pozos geotérmicos y se prolonga hasta las aguas andesíticas, se encuentra que al prolongarla hacia la línea meteórica mundial la intercepta aproximadamente en los valores que corresponden a los manantiales de Zotola (muestra No. 5) y Huitzilpopoca (No. 6), localizados aproximadamente a 12 km al noroeste del campo, y a varios pozos someros (muestras No. 40, 42 y 47) que se ubican a unos 15, 20 y 23 km, respectivamente, al suroeste del campo. Por lo tanto, las aguas que recargan al yacimiento geotérmico tienen una composición isotópica similar a la de esos manantiales y pozos (Quijano y Torres, 1995), aunque no es posible afirmar que las zonas donde estos se ubican sean efectivamente las zonas de recarga del yacimiento.

Cabe comentar que el pozo H-16, con menor temperatura geotemométrica de fase líquida, ha presentado variaciones importantes en su composición isotópica tendiendo a desplazarse hacia la línea meteórica. Esto sugiere que puede estar presentando problemas de infiltración local de agua de menor temperatura.

6. Isotopía

Desde 1987 se han realizado en Los Humeros análisis isotópicos de oxígeno-18 y deuterio que han sido útiles para caracterizar los fluidos profundos, encontrándose que presentan un enriquecimiento de oxígeno-18 debido a la interacción agua-roca a alta temperatura (Barragán *et al.*, 1995). En general, se ha observado que los pozos con un mayor enriquecimiento de oxígeno-18 corresponden a los de mayor temperatura geotemométrica de gas (CO₂/H₂), tanto en la zona norte (pozos H-35 y H-9) como en la parte sur del campo (pozos H-6 y H-12).

En la Figura 12 se presenta la composición isotópica de manantiales, muestras de lluvia y fluidos geotérmicos de los pozos y alrededores de Los Humeros, además de incluir la composición isotópica de las aguas andesíticas y basálticas, las rocas ígneas y las rocas sedimentarias, según fueron definidas por Giggenbach (1992). Puede observarse que el agua de las lagunas Alchichica y Quecholac presenta un enriquecimiento de oxígeno-18,

Referencias

Arnorsson, S., and E. Gunnlaugsson (1985). New gas geothermometers for geothermal exploration - Calibration and application. *Geochem. et Cosmochem. Acta*, V. 49, No. 6, pp. 1307-1325.

Arnorsson, S. (1994). *Notes of lecture on Watch y some other computer programs used in geochemistry*. Publication of the United Nations University / ORKUSTOFNUN.

Barragán, R.M., A. Portugal, V.M. Arrellano y M.R. Tello (1995). Evolución isotópica (1987-1994) de fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Humeros, México. *Actas INAGEQ*, V. 1, pp. 227-231.

D'Amore, F. (1991) *Gas geochemistry as a link between geothermal exploration and exploitation*. In: *Application of Geochemistry in Geothermal Reservoir Development* (Edited by F. D'Amore), UNITAR/UNDP, New York, pp. 93-144

D'Amore, F. (1996). *Geochemical methods in geothermal exploration and exploitation*. Pisa, Italy.

Giggenbach, W.F. (1988) Geothermal solute equilibria. Derivation of Na-K-Mg-Ca geoindicadores. *Geochem. et Cosmochem. Acta*, V. 52, pp. 2749-2765.

Giggenbach, W.F. (1992) *Isotopic composition of geothermal water and steam discharges*. In: *Application of Geochemistry in Geothermal Reservoir Development* (Edited by F. D'Amore), UNITAR/UNDP, New York, pp. 253-273.

Giggenbach, W.F. and R.L. Goguel (1989). *Collection and analysis of geothermal and volcanic water and gas discharges*. Internal Report No. CD 2401. Fourth edition. Chemistry Division. Department of Scientific and Industrial Research. Petone, New Zealand, 81 p.

Gutiérrez-Negrín, L.C.A. (1982). Litología y zoneamiento hidrotermal de los pozos H 1 y H 2 del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. CFE, Informe interno 23/82, Depto. Exploración. Inédito.

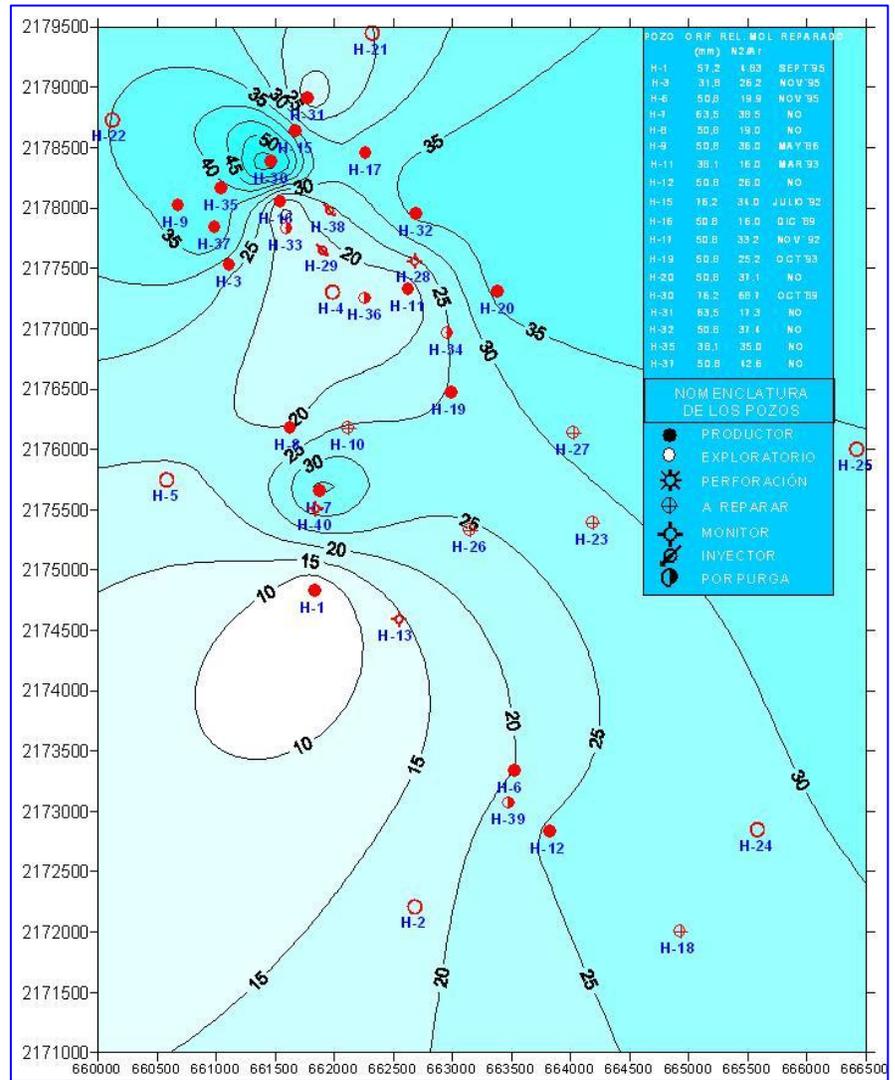


Fig. 11. Curvas de igual relación molar N₂/Ar.

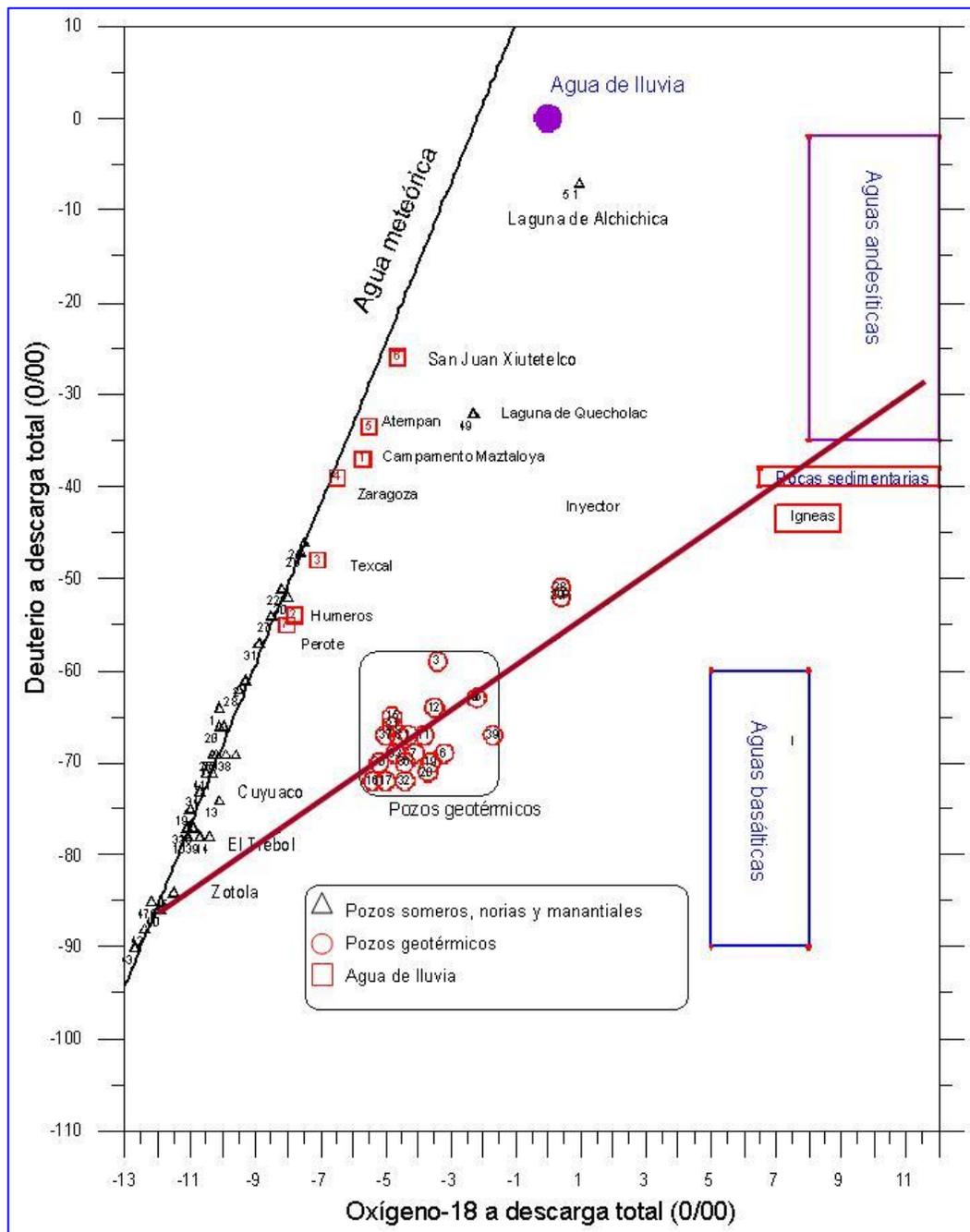


Fig. 12.
Composición
isotópica de fluidos
de Los Humeros y
sus alrededores.

Henley, R.W., A.H. Truesdell, and P.B. Barton (1984). Fluid-mineral equilibria in hydrothermal systems. *Proceedings of the Society of Economic Geologists*, Volume 1, pp. 33.

Lermo J., J. Soto y J. Flores (1999). Procesado de datos sísmicos de la red del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. Informe técnico final del Instituto de Ingeniería, UNAM, a la CFE-Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Inédito.

Quijano L., J.L., and M.A. Torres R. (1995). The Los Humeros geothermal reservoir, a case of very high temperature system. *Proceedings of the World Geothermal Congress 1995*, Florencia, Italia, Vol. 1, pp. 43-48.

Helium anomalies at Los Azufres geothermal field, Mexico

*Rosa María Barragán¹, Víctor Manuel Arellano¹, Nuria Segovia²,
Abel Hernández¹, David Nieva¹, and Fernando Sandoval³*

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia
Reforma 113, Col. Palmira, 62490 Cuernavaca, Morelos Mexico. E-mail: rmb@iie.org.mx

²Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geofísica, México, D.F.

³Comisión Federal de Electricidad, Residencia Los Azufres, Michoacán, México.

Abstract

Anomalies in helium concentrations in the gas phase of the Los Azufres (Mexico) geothermal field wells were studied from 1984 to 2001. The baseline concentrations of helium discharged by the wells ranged from 0.0001 to 0.005 (wt. % in dry gas). In the range, anomalous values reached as high as 0.09 and as low as 0.00001. These were correlated to fluid re-injection, seismicity and changes in the reservoir liquid/steam ratio. Differing behavioral effects of helium concentrations are discussed.

Keywords: Helium anomalies, seismicity, Los Azufres, Mexico, fluid re-injection, well simulation.

Anomalías de helio en el campo geotérmico de Los Azufres, México

Resumen

Se estudiaron las anomalías en la concentración de helio en la fase gaseosa de pozos del campo geotérmico de Los Azufres (México) de 1984 a 2001. Las “concentraciones base” de helio en las descargas de los pozos se encuentran entre 0.0001 y 0.005 (% en peso base seca). Con respecto a este rango, las anomalías presentan valores máximos hasta de 0.09 y mínimos de hasta 0.00001. Las anomalías se correlacionaron con los siguientes fenómenos: la reinyección de fluidos, la sismicidad y los cambios en la relación líquido vapor en el yacimiento. En este trabajo se presentan ejemplos de los diferentes efectos mencionados en el comportamiento del helio.

Palabras clave: Anomalías de helio, sismicidad, Los Azufres, México, reinyección de fluidos, simulación de pozos.

1. Introduction

Geochemical changes in ground-waters that include helium anomalies have been observed and related mostly to seismic events (Nieva *et al.*, 1987; Santoyo *et al.*, 1991; Kharatian *et al.*, 1999; Favara *et al.*, 2001, Balderer *et al.*, 2002). He content in geothermal fluids is originated from the atmosphere since waters were in contact with air before infiltration; however higher concentrations than expected of this process are due to the release of radiogenic He from the reservoir rocks (Mazor, 1978). The radioactive decay of ²³⁸U, ²³⁵U and ²³²Th produces ⁴He. ³He/⁴He ratios were measured at Los Azufres geothermal field, Mexico, in 1982 by Prasolov *et al.* (1999) who estimated a contribution of mantle helium of more than 50%. The objective of this work is to study the patterns of behavior of helium concentration as a function of time in some wells in order

to investigate their possible correlation to the re-injection, seismicity and changes in the reservoir liquid/steam ratio.

2. The Los Azufres geothermal field

Los Azufres geothermal field is an intensely fractured, two-phase, volcanic hydrothermal system located in the northern portion of the Mexican Volcanic Belt, in the state of Michoacán, at an average elevation of 2800 meters above sea level. At present it is the second largest geothermal field producing electricity in the country, with an installed capacity of 188 MWe (Torres, 2003). The field was divided in two zones, according to the original characteristics of fluids. The northern zone (Maritaro) with two-phase fluids and the southern zone (Tejamaniles) with mostly vapor. Figure 1 shows the location of the wells.

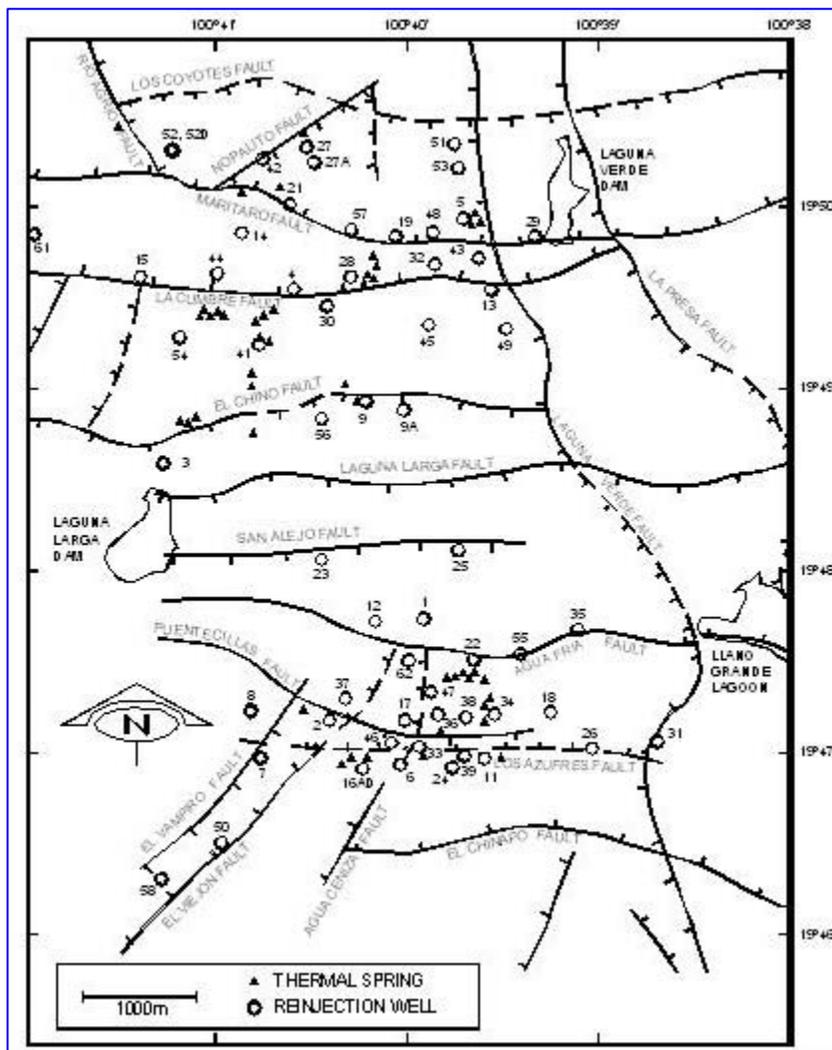


Fig. 1. Location of the wells at Los Azufres geothermal field

non-condensable gases from the steam line in an evacuated glass bottle containing a 4N solution of NaOH. The samples are analyzed by gas chromatography using molecular sieve and thermal conductivity detector. He is used as a carrier gas to determine Ar, N₂ and CH₄ whereas Ar is the carrier gas for He and H₂ determination. CO₂, H₂S and NH₃ of the gas sample are analyzed according to standard methods described in Giggenbach and Goguel (1989).

The reservoir engineering model for the Los Azufres reservoir was developed by Iglesias and Arellano (1984) and the geochemical model was postulated by Nieva *et al.* (1987). Studies on field evolution due to exploitation have been reported elsewhere (Torres and Flores, 2000; Arellano *et al.*, 2003; Barragán *et al.*, 2003). The behavior of the gas phase produced by the wells has been discussed by Nieva *et al.* (1987); Santoyo *et al.* (1991); Barragán *et al.* (2002, 2004), Suárez (2002) and Verma *et al.* (2002).

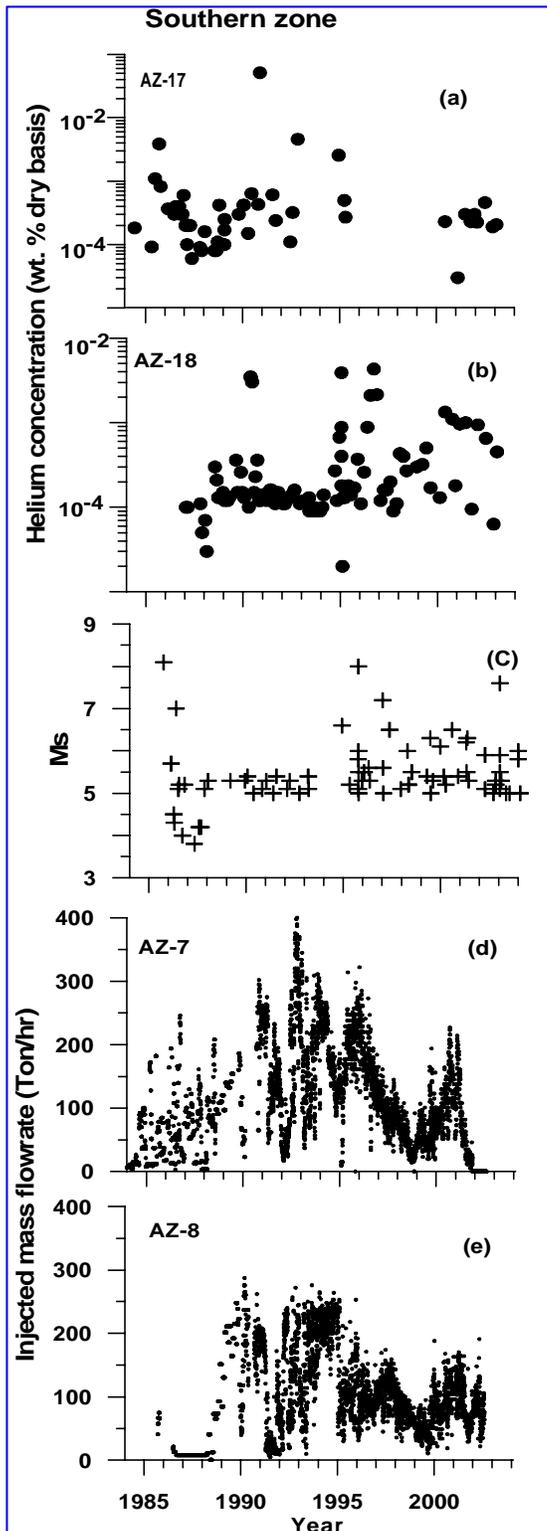
In all the wells of the field the helium concentration has increased with time (Suárez, 2002), as Ar has also increased in the wells. The effect could be due to re-injection, since the re-injection mixture consists of water and air.

3. Sampling and analytical methods

Steam and gas samples were routinely collected in wells according to the method given by Giggenbach (1975) which consists in the collection of non-

4. Results and discussion

4.1 Examples related to re-injection



Figures 2 (a) and (b) show the helium concentration (wt. % in dry gas) in the gas phase vs. time of the wells AZ-17 and AZ-18 (southern zone) while Figures 3 (a), (b) and (c) show the helium concentration in wells AZ-13, AZ-5 and AZ-32 (northern zone). The patterns of re-injection in wells AZ-7 and AZ-8 (southern zone) are given in Figures 2 (d) and (e) while the pattern of re-injection in well AZ-52 (northern zone) is given in Figure 3 (e).

Fig. 2 (a) Helium concentration (wt. % dry basis) of well AZ-17 (southern zone) vs. time; (b) helium concentration (wt. % dry basis) of well AZ-18 (southern zone) vs. time; (c) pattern of seismicity at Michoacán Coast vs. time; (d) re-injection pattern (Ton/hr of fluids injected) in well AZ-7 (southern zone) vs. time; (e) re-injection pattern (Ton/hr of fluids injected) in well AZ-8 (southern zone) vs. time.

In both zones of the field, at least the first important re-injection peak was correlated to a helium increase in the wells, regardless of the distance between re-injection and production wells. The effects of re-injection on helium (and on total gas) anomalies are due to the high diffusivity of the gas phase, which is distributed through faults and fractures of the system reaching the production zones of the wells.

Thus, according to available helium data of well AZ-17, three important anomalies in 1991, 1993 and 2000 were related to maximum mass flow rate injected in well AZ-7. The largest anomaly occurred in 1991 as a response to the first injection peak. Helium concentration in well AZ-17 had a baseline of 0.0003 (wt. % dry gas) while the concentration recorded in 1991 was as high as 0.06 (wt. % dry gas). The other two anomalies related to injection were seen when a new large injection peak occurred after minimum injection flow rates. The well AZ-17 is located relatively close to well AZ-7, thus, the effect of re-injection is easily understood, however the disturbance to the reservoir caused by re-injection (at least in wells within the same zone) could be observed in wells located relatively far from each other, such as in well AZ-18.

The concentration of helium in well AZ-18 has increased with time from 0.0001 to 0.0006 (wt. % dry gas) in average. In well AZ-18 the first important helium anomaly was seen in 1990 with a helium concentration of 0.004 (wt. % dry gas), which coincides with the high peak of injection in well AZ-8, whereas previous, smaller (up to 0.0003 wt. % dry gas) anomalies seem to follow the injection pattern.

with a helium concentration of 0.004 (wt. % dry gas), which coincides with the high peak of injection in well AZ-8, whereas previous, smaller (up to 0.0003 wt. % dry gas) anomalies seem to follow the injection pattern.

The results indicate that only the first important peak of injection produced such increase in helium concentration, and regardless the injection pattern, the helium concentration stabilized in a “baseline value” of around 0.0001 (wt. % dry gas), from 1991-1995.

Similar effects were observed in the northern zone of the field in well AZ-32, in which the helium concentration baseline was 0.00015 (wt. % dry gas), in 1989. In this well, a correlation between an important helium anomaly and the mass flow rate injected in well AZ-52 is seen, at the beginning of 1995.

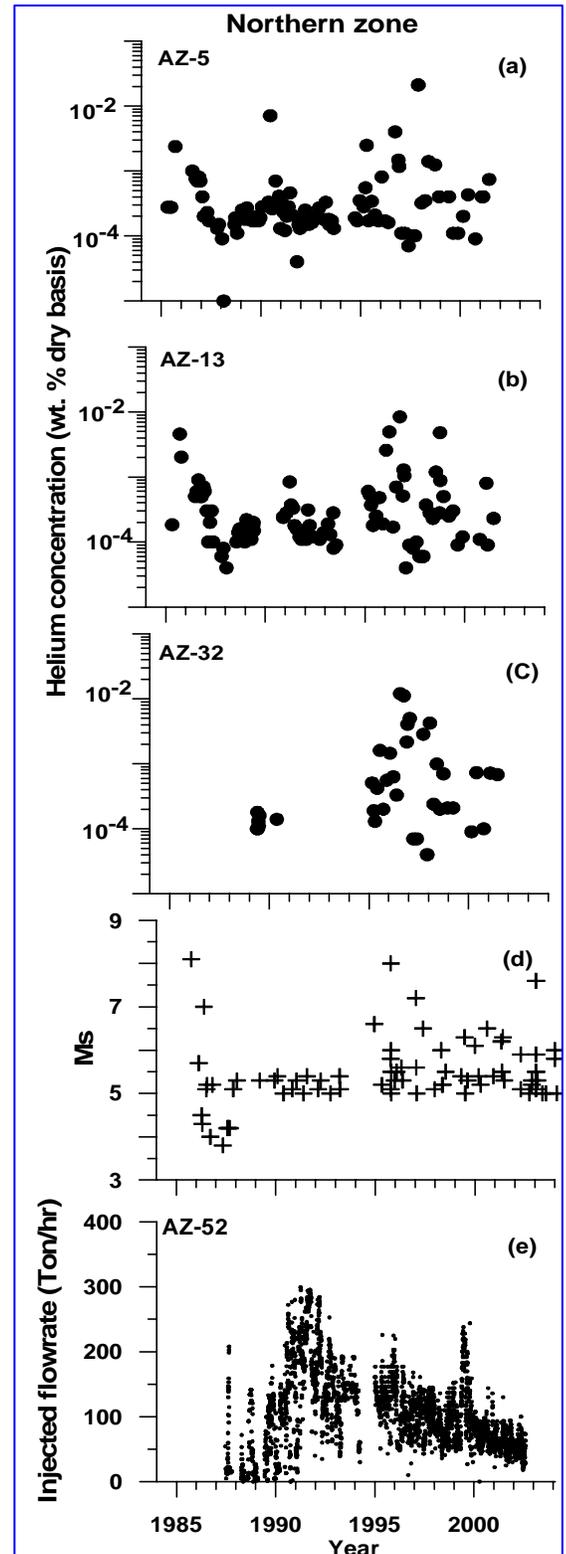
Fig. 3. (a) Helium concentration (wt. % dry basis) of well AZ-5 (northern zone) vs. time; (b) helium concentration (wt. % dry basis) of well AZ-13 (northern zone) vs. time; (c) helium concentration (wt. % dry basis) of well AZ-32 (northern zone) vs. time; (d) pattern of seismicity at Michoacán Coast vs. time; (e) re-injection pattern (Ton/hr of fluids injected) in well AZ-52 (northern zone) vs. time.

The pattern of re-injection in well AZ-52 shows a minimum value in 1994 and then a large peak between 1995 and 1996. The most important peak of injection in well AZ-52, in 1991-1992, produced anomalously high helium concentration in wells AZ-5 and AZ-13. In fact, the behavior of helium in well AZ-13 follows quite well the pattern of re-injection in well AZ-52, until 1997. The wells AZ-32, AZ-5 and AZ-13 are located relatively far from the well AZ-52 and, until recently, it was stated that re-injection had minimum impact in the northern zone of the field. However, the analysis of geochemical and production data provided evidence of such interference (Arellano *et al.*, 2003).

4.2 Examples related to seismic events

The pattern of seismicity (magnitude > 5) at Michoacán Coast (16°-21° N; 101°-105° W) from 1985 to 2004 is shown in Figures 2 (c) and 3 (d). Previous data including events with magnitudes less than 5, were taken from Santoyo *et al.* (1991). The hypocenters of the seismic events ranged from 10 to 98 km depth. The pattern of seismicity shows that the Los Azufres field is located on a highly seismic zone, one of the most active seismic zones of the world. Thus, tectonics plays an important role, since new-formed fractures and faults release both magmatic and radiogenic helium enriching the geothermal fluid.

The helium concentration at wells AZ-17, AZ-5 and AZ-13 (among others) showed an important anomaly related to the Mexico, September, 1985 ($M_s=8.1$) earthquake (Santoyo *et al.*, 1991) (Figures 2 (a), 3 (a), 3 (b)). In well AZ-17 the helium concentration increased up to 0.004 (wt. % dry gas) about a week before that date, being the maximum before the anomaly related to re-injection in 1991. At least three other anomalies in



this well in 1995, 2000 and 2001 could be related to the occurrence of seismic events, of magnitudes higher than 6.

A “stable” behavior in the pattern of seismicity is shown from 1989 to 1995, in which all the earthquakes had magnitudes close to 5. Thus, the important helium variation during 1988-1995 in well AZ-17 could be due to re-injection in well AZ-7 considering that both wells are near each other.

The helium behavior of well AZ-18, after the first anomaly related to re-injection in well AZ-8, accurately follows the seismicity pattern showing higher peaks when seismic events with magnitude higher than 6 occurred. This is supported by the fact that no helium anomalies were observed in well AZ-18 during 1990-1995, when all the seismic events had magnitudes around 5. Thus, it is concluded that helium anomalies in well AZ-18 followed the first important peak of injection in well AZ-8 and, after this, it followed the seismicity pattern.

Similar behavior was observed at well AZ-32 (northern zone) in which, since 1995, helium showed maximum peaks when earthquakes occurred, although no helium data was recorded between middle-1990 to 1995.

As mentioned before, the pattern of seismicity indicates the occurrence of a good number of important earthquakes ($M_S > 6$) since 1995 to date. Thus, helium anomalies in wells AZ-5 and AZ-13 are more noticeable since 1994-1995, with variations in helium concentration of more than two orders of magnitude and could be related to tectonics.

Explanations of helium anomalies related to seismicity have been given by Santoyo *et al.* (1991), Segovia *et al.* (1991), Favara *et al.* (2001), and Balderer *et al.* (2002), among others. They associate the high helium concentration to the high mobility of helium to escape through fissures produced by earthquakes from deeper zones to the surface.

The anomalous helium behavior in fluids was also explained by the creation of new fractures under higher reservoir pressure, allowing the release of fluid confined in surrounding rocks. Pressure increases could occur before or after the occurrence of earthquakes near geothermal or underground water systems and they are of tectonic origin (Segovia *et al.*, 1991). However, to determine the contribution of mantle helium, the measurement of $^3\text{He}/^4\text{He}$ ratios is needed to analyze such cases when anomalies follow both the peaks of injection and the seismic events occurring at about the same time. As it is seen, many earthquakes with epicenters in the Michoacán Coast coincide with peaks in re-injection rates, which masks the data interpretation.

4.3 Examples related to temporary changes in reservoir liquid/steam ratio

Some helium anomalies and some anomalies in the gas phase composition of geo-thermal wells are due to temporary changes of the liquid/steam ratio of reservoir fluids. By using the WELFLO simulator (Goyal *et al.*, 1980) with production data as input (Arellano *et al.*, 2003) the enthalpy, pressure and temperature of reservoir fluids can be obtained to define the thermodynamic state of the fluids entering the well.

Examples are given to explain the important helium anomaly found in wells AZ-17 (September, 1985) and AZ-5 (September, 1985) where pressure well tests were carried out at the sampling dates. Figure 4 shows the pressure vs enthalpy graph of wells AZ-17 and AZ-5, where the solid line corresponds to the saturation curve of water. The points corresponding to the well AZ-17 in the graph show a slight decrease in enthalpy and an increase in well-bottom pressure for the anomalous point (September 12, 1985) as compared with the other data points. This indicates that a small fraction of liquid phase was formed at the reservoir as a result of

higher reservoir pressure (compression process). When a liquid fraction is formed from an original mass of steam in a closed system, the volatile components remain in the steam phase providing the observed increase in non condensable gases at the discharge. In this particular case, the compression process was due to (a) tectonics related to the September 19-20 (MS 8.1) Mexico earthquake and (b) the change of the orifice plate at wellhead, since a pressure well test was performed in the well during September 4- 12, 1985, whereas the samples were taken on September 11.

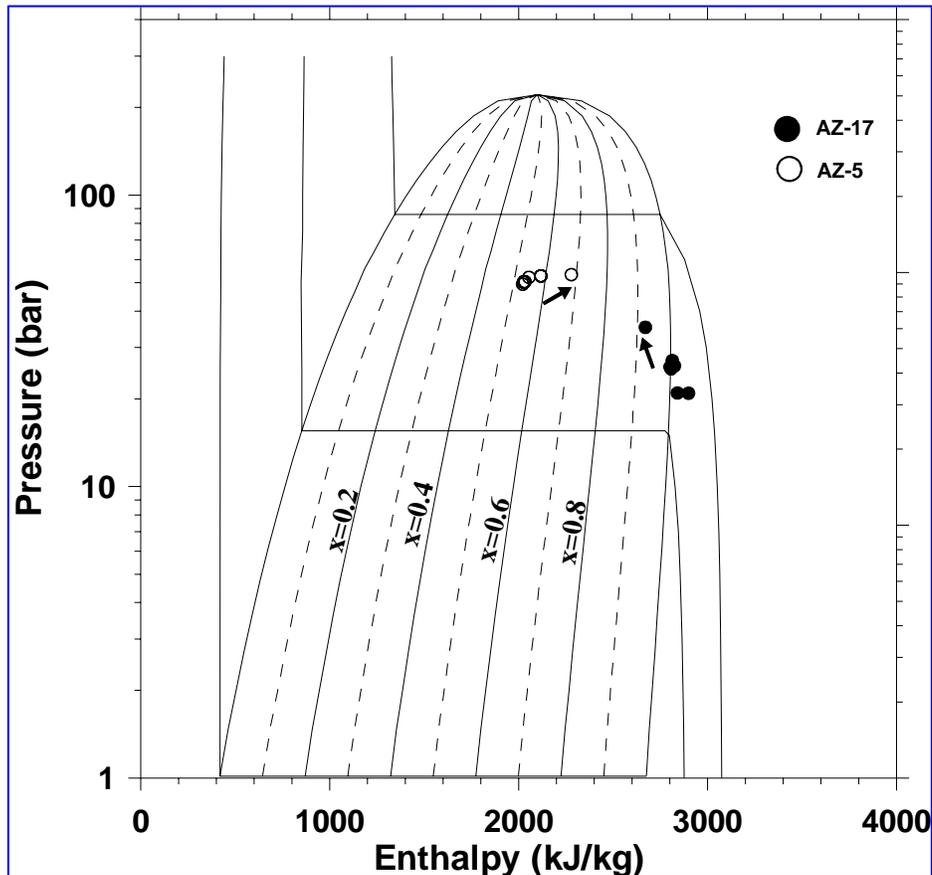


Fig. 4. Pressure (bar) vs enthalpy (kJ/kg) of wells AZ-17 and AZ-22 at reservoir obtained by the WELFLO simulator. The solid line shows the saturation curve of water. In well AZ-17 a small fraction of liquid was formed as a result of a compression process at September, 1985. In well AZ-5 a higher vapor fraction at reservoir explains the enthalpy increase at September, 1985.

to the first important peak of re-injection of fluids to the reservoir. However, after this first anomaly, the helium anomalies follow the seismicity pattern, when the events have magnitudes higher than 6. Some helium (and gas) anomalies are due to the change in reservoir liquid/steam ratio. This occurs either due to tectonics, considering that Los Azufres is a highly seismic zone, or is induced by physical changes at wellhead as in the case of pressure tests in the wells.

Sampling wells under controlled conditions is recommended to avoid difficulties in the interpretation of chemical gas composition. It is concluded that monitoring helium in wells helps in identifying well interference and that simulation of wells is useful to understand changes in chemical gas composition. The measurement of $^3\text{He}/^4\text{He}$ ratios is necessary to better understand helium anomalies in geothermal fluids.

As another example, the important helium anomaly in well AZ-5 in September 1985, was probably due to the change in the reservoir liquid/steam ratio, since changes in the wellhead pressure occurred due to a pressure test. The points corresponding to the well AZ-5 show that the bottom-hole enthalpy increased as a result of an expansion process. This enthalpy increase was due to the change in the liquid/steam ratio at reservoir and implies a higher vapor fraction in the reservoir fluid. These changes are temporary and when the compression or expansion process finishes, the composition of the gas phase tends to the "baseline" values.

5. Conclusions

The behavior of helium in Los Azufres gas phase was correlated to re-injection, seismicity and to a lesser extent to the change in reservoir liquid/steam ratio. The anomalies seem to be associated

Acknowledgements

The results of this work were obtained of the project “Isotopic study of production and re-injection well fluids of the Los Azufres geothermal field” developed by CFE-IIE. Authors acknowledge authorities of Comisión Federal de Electricidad (CFE) for providing data and allowed the publication of this work. Authors also thank V. Kostoglodov and M. Mena for providing seismological data. Partial support of this work was provided through CONACYT project 40858.

References

- 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*, Vol. 27, pp. 275-279.
- Balderer W., F. Leuenberger F., F. Suner, T. Yalcin and W. Stichler (2002). Effects of the Cinarcik-Ismit August 17, 1999, earthquake on the composition of thermal and mineral waters as revealed by chemical and isotope investigations. *Geofísica Internacional*, 41 (Part B), pp. 385-392.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal, A. García and R. Tovar (2002). Gas geochemistry in modeling geothermal reservoirs. *Geofísica Internacional*, 41 (Part A), pp. 243-254.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal, F. Sandoval, R. González, A. Hernández and J. Martínez (2003). Chemical and isotopic ($\delta^{18}\text{O}$, δD) behavior of the Los Azufres (Mexico) geothermal fluids related to exploitation. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 27, pp. 281- 285.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal, F. Sandoval and N. Segovia (2004). Gas equilibria for the Los Azufres (Michoacán) geothermal reservoir, Mexico. *Annals of Geophysics*, in press.
- Favara R., F. Grassa, S. Inguaggiato and M. Valenza (2001). Hydrogeochemistry and stable isotopes of thermal springs: earthquake-related chemical changes along Belice Fault (Western Sicily). *Applied Geochemistry*, 16, pp. 1-17.
- Giggenbach, W.F. (1975) A simple method for collection and analysis of volcanic gas samples. *Bull. Volcanol.*, 39, pp. 132-145.
- Giggenbach, W.F. and R.L. Goguel (1989). *Collection and analysis of geothermal and volcanic water and gas discharges*. Internal Report No. CD 2401, Chemistry Div., Dep. Sci. and Ind. Res., Petone, New Zealand, 81 p.
- Goyal, K.P., C.W. Miller and M.J. Lippmann (1980). Effect of measured wellhead parameters and well scaling on the computed downhole conditions in Cerro Prieto wells. *Proc. 6th Workshop on Geoth. Res. Eng.*, Stanford Univ., pp. 130-138.
- Iglesias, E.R. and V.M. Arellano (1984). Apoyo en ingeniería de yacimientos para el campo geotérmico de Los Azufres. Fase 1: Integración de un modelo básico del yacimiento. Internal Report IIE/11/1864/I 04F, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México, 250 p. Inédito.

- Kharatian, K., V. Igoumnov and Y. Travi (1999). Changes in chemistry, stable isotope and helium emission induced by seismicity in confined aquifers in Armenia. *Int. Symp. Isotope Tech. in Water Res. Dev. and Management*, Vienna, IAEA-SM-361/48P, pp. 197-198.
- Mazor, E. (1978) Noble gases in a section across the vapor dominated geothermal field of Larderello, Italy. *Pageoph.*, 117, pp. 262-274.
- Nieva, D., M. Verma, E. Santoyo, R.M. Barragán, E. Portugal, J. Ortiz and L. Quijano (1987). Chemical and isotopic evidence of steam upflow and partial condensation in Los Azufres reservoir. *Proc. 12th Workshop Geoth. Res. Eng.*, Stanford Univ., pp. 253-259.
- Prasolov, E.M., B.G. Polyak, V.I. Kononov, A.B. Verkhovskii, I.L. Kamenskii, and R.M. Prol (1999). Inert gases in the geothermal fluids of Mexico. *Geochem. Int.*, 37, pp. 128-144.
- Santoyo, E., S.P. Verma, D. Nieva and E. Portugal (1991). Variability in gas phase composition of fluids discharged from Los Azufres geothermal field, Mexico. *J. Volc. Geoth. Res.*, 47, pp. 161-181.
- Segovia, N., S. de la Cruz-Reyna, M. Mena, E. Ramos, M. Monnin and J.L. Seidel (1991). Radon in soil anomaly observed at Los Azufres geothermal field, Michoacan: A possible precursor of the 1985 Mexico earthquake (Ms=8.1). *Nat. Hazard*, 1, pp. 319-329.
- Suárez, M.C. (2002) Evolution of some rare gases at the Los Azufres, Mexico, geothermal reservoir. *Geofísica Internacional*, 41 (Part A), pp. 467-474.
- Torres, M.A. and M. Flores (2000). Reservoir behavior of the Los Azufres geothermal field, after 16 years of exploitation. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2000*, pp. 2269-2275.
- Torres, M.A. (2003) Pers. communication.
- Verma, M.P., E. Tello, M.C. Suárez and E. González (2002). Variation of gaseous species concentration in the Los Azufres geothermal wells as an evidence of reinjection effect. *Geofísica Internacional*, 41 (Part A), pp. 295-302.

Relación entre la terminación de pozos y la producción de vapor para el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

M.H. Rodríguez R., J.S. de León V., A. Pérez H. y M. Corona R.

CFE, Residencia General de Cerro Prieto, Residencia de Estudios

marco.rodriguez01@cfe.gob.mx

Resumen

Con base en el análisis de las etapas productivas de los pozos del campo geotérmico de Cerro Prieto, se ha observado que para determinadas áreas del yacimiento se ha logrado una mejor eficiencia productiva en pozos relativamente someros respecto a pozos profundos de una misma zona. Debido a que los pozos someros presentan condiciones de presión y temperatura más cercanas a las condiciones de saturación que los pozos profundos, dadas las características típicas de los perfiles de temperatura de los pozos productores, se incrementa la probabilidad de que se formen dos fases en el yacimiento en la zona de influencia de estos pozos. Cuando se tienen dos fases, alta permeabilidad vertical, y una capa sello, se tiene un flujo predominante de vapor que alimenta al pozo.

Palabras clave: Cerro Prieto, producción de pozos, condiciones de saturación.

Relationship between well completion and steam production at the Cerro Prieto geothermal field

Abstract

Based on the analysis of the productive stages of wells in the Cerro Prieto geothermal field, it has been observed that for certain reservoir areas, better production occurs in relatively shallow wells rather than in deep wells within the same zone. Shallow wells present pressure and temperature conditions closer to the saturation conditions than do deeper wells, and considering the typical temperature profiles of production wells, the probabilities increase for having two phases in the reservoir within the zone of influence of these wells. When two phases exist and a high vertical permeability and a cap-rock are present, a predominant steam flow will occur, feeding the well.

Keywords: Cerro Prieto, well production, saturation conditions.

1. Introducción

Una de las tareas de la ingeniería de yacimientos en campos en explotación es lograr una explotación eficiente y sustentable del recurso geotérmico. Para Cerro Prieto, la medida de la eficiencia productiva del pozo (EPP) es una alta fracción de vapor respecto a la mezcla total. Así mismo, en la medida en que se tenga una reducción de la masa residual extraída, se tendrá una explotación más sustentable del recurso. El presente estudio analiza si con una determinada terminación del pozo se puede favorecer más mantener una alta EPP o si esta es independiente de la terminación, así como las características que se consideran determinantes para que se presente esta EPP.

En Cerro Prieto cada año se perforan entre 5 y 12 pozos productores y se reparan de 10 a 20 pozos, a los que se les determina previamente el inicio y fin del intervalo productor. Las etapas productivas de los pozos son continuamente analizadas, correlacionando su localización dentro del campo y su terminación. En este trabajo se presenta el perfil típico de la temperatura de formación de un pozo y su correlación con la columna litológica, la evolución del perfil de temperatura por las entradas de fluidos de menor temperatura, así como las diferentes opciones de terminación en perfiles de temperatura sin variaciones significativas. El proceso de la producción de vapor de un pozo es analizado, tomando en cuenta el flujo del fluido geotérmico del yacimiento hasta el separador en superficie, enfatizando en la etapa donde se puede tener una ganancia de entalpía, la cual es durante el flujo a través de la formación geológica, con determinadas características.

Se analizan cuáles son las condiciones de presión y temperatura más favorables para tener esa ganancia de entalpía en la formación, y cómo en cierta medida estas pueden ser favorecidas con una determinada terminación del pozo, la cual en general se ha logrado con terminaciones relativamente someras y con una longitud del intervalo productor no mayor de 300 m.

2. Perfil de temperatura de un pozo y su terminación

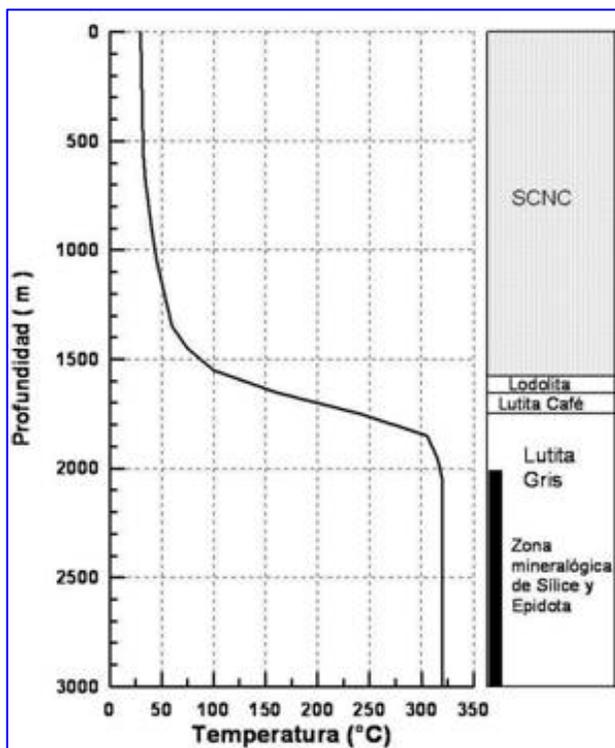


Fig. 1. Correlación entre la columna litológica y la temperatura en un pozo típico de Cerro Prieto

la denominada capa sello. Esta zona se distingue por su baja permeabilidad. La unidad de LG tiene un espesor promedio de 2300 m. Las unidades de LC y LG consisten en lutitas con intercalaciones lenticulares de areniscas. Las lutitas prácticamente carecen de permeabilidad primaria, por lo que la roca que almacena y aporta el fluido producido son las areniscas intercaladas. Hay también permeabilidad secundaria, predominantemente vertical, en ambos tipos de rocas.

El perfil de temperatura típico para un pozo de Cerro Prieto dentro de la zona productora guarda una fuerte correlación con la columna litológica, como se puede observar en la Figura 1, tomando la forma de una silla. La primera unidad geológica que se encuentra corresponde a un paquete de sedimentos clásticos no consolidados (SCNC), cuyo espesor varía de 500 a 2100 m. La temperatura en esta unidad varía de la temperatura ambiente en superficie, hasta alrededor de los 100° C en la base de esta primera unidad.

Subyaciendo a la unidad de SCNC se encuentra de manera irregular la Unidad de Lodolita (UL). Su espesor es muy variable e incluso en muchos pozos no se presenta, porque fue depositada por las corrientes intermitentes y variables del cauce del Río Colorado. Subyaciendo a la UL, se encuentra la unidad de Lutita Café (LC), cuyo origen es similar al de la UL. Su espesor también es muy variable y por lo regular no mayor de 300 m, aunque en algunos pozos no aparece. La temperatura en esta unidad varía de 120° C a 150° C.

Las unidades de Lodolita y LC, así como la parte superior de la unidad de Lutita Gris (LG) que la subyace, forman

En las areniscas de la LG se encuentran algunos minerales hidrotermales, entre ellos la epidota y la sílice, que han reemplazado al cementante original. Los minerales de sílice y epidota aparecen en forma esporádica dentro de la zona denominada de transición, pero una vez que su ocurrencia es continua se determina la cima de la zona de sílice y epidota (CZSE), la cual define en términos generales la cima del denominado yacimiento beta, que por lo general es la zona en donde se alcanzan las máximas temperaturas (320 a 350° C).

Debido a las entradas laterales de aguas de menor temperatura que se han identificado principalmente en los pozos cercanos al margen oeste del área de CP1, el perfil de temperatura de los pozos ha evidenciado enfriamientos substanciales, aunque a diferentes profundidades como se ha observado, por ejemplo, entre los pozos de la parte norte y los de la parte sur de este sector. En estos casos, las terminaciones de los pozos nuevos y reparados fueron variando con la misma evolución de la temperatura del yacimiento, resultando en una reducción de la longitud del intervalo productor, con el objeto de eliminar el aporte de fluidos de menor temperatura.

El presente trabajo se centra en la relación entre la producción de vapor y la profundidad y longitud del intervalo productor en zonas donde no se han observado entradas significativas de fluidos de menor temperatura, como se muestra en el caso (c) de la Figura 2. En esta, es evidente que en los casos (a) y (b) que la profundidad y longitud del intervalo productor está limitado por las entradas de aguas de menor temperatura, mientras que en el caso (c) no se detecta ninguna. Para este caso se evalúan y discuten las tres opciones de terminación (1, 2 y 3) que se muestran en la misma figura.

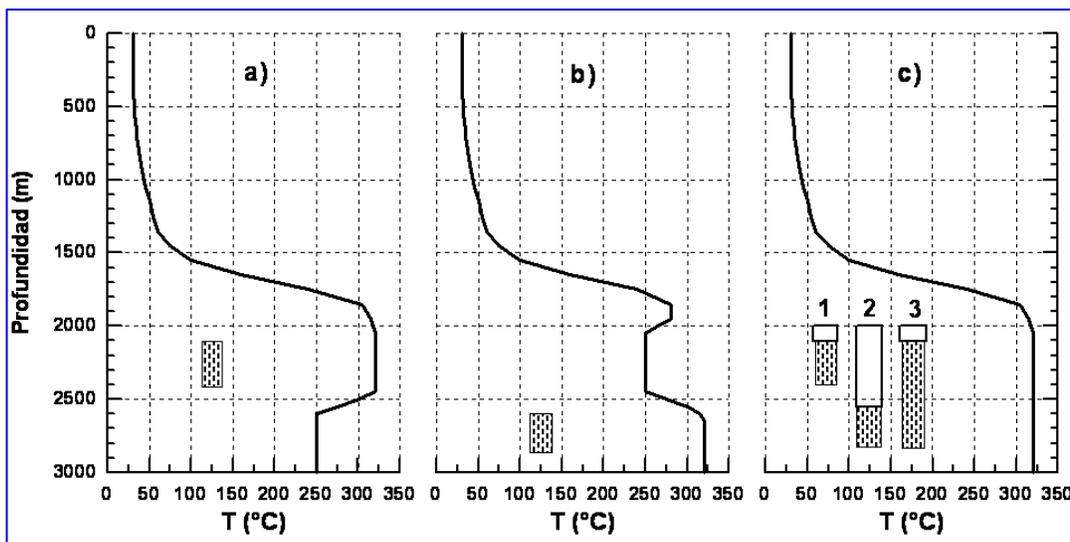


Fig. 2. Perfiles de temperatura. (a) y (b) con entradas laterales de fluidos de menor temperatura. (c) perfil sin entradas, con tres opciones de terminación

3. Proceso de producción para un pozo geotérmico

El proceso de producción de vapor para los pozos de Cerro Prieto se puede dividir en tres etapas, como se observa en la Figura 3. Del punto 1 al 2 el fluido se mueve desde el yacimiento no perturbado por la misma producción del pozo hacia la tubería ranurada o agujero descubierto del pozo. Del punto 2 al punto 3 el fluido se mueve por el interior del pozo desde el fondo hasta el cabezal en superficie. Finalmente, del punto 3 al punto 4 el fluido total producido pasa por el orificio de producción, que permite tener diferentes presiones en sus dos lados, permitiendo la evaporación del fluido al pasar de una presión mayor (presión de cabezal) a una presión menor (presión de separación), descargando el flujo total en el separador, en donde se separan las fases vapor y líquido, obteniéndose finalmente un flujo de vapor. En cada una de las etapas mencionadas el fluido va perdiendo presión, de tal forma que $P_1 > P_2 > P_3 > P_4$ ó $P_y > P_{ff} > P_{cab} > P_s$, en donde P_y , P_{ff} , P_{cab} y P_s son las presiones de: yacimiento, fondo fluyendo, cabezal y separación, respectivamente.

Se mencionan a continuación algunas propiedades determinantes para el flujo en cada una de las etapas mencionadas, que es necesario tomar en cuenta cuando se utilizan las correlaciones teóricas y experimentales que se han desarrollado.

3.1 Flujo en la primera etapa

En esta etapa, que abarca del punto 1 al 2 de la Figura 3, el fluido se mueve en de la formación permeable dentro de la zona de influencia del pozo productor. Las propiedades más importantes para las correlaciones entre presión y gasto másico son la permeabilidad de la formación y la densidad y viscosidad del fluido. Por una parte, los valores de la densidad y viscosidad dependen de la fase vapor y líquido del fluido y a su vez de la temperatura. La permeabilidad depende, por su parte, de la fracción de las fases, por lo que se utilizan permeabilidades relativas. Esto es debido a que la movilidad de las fases está en función de su fracción.

Por ejemplo, aunque un pozo produzca solamente vapor puede ser que en el yacimiento exista alguna fracción de líquido, pero que resulte muy pequeña respecto a la fase de vapor por lo que el líquido permanece inmóvil. También puede ocurrir el efecto contrario, esto es que aunque el pozo produzca en fase líquida pueda existir en el yacimiento una pequeña fracción de vapor. De ahí que deban utilizarse las permeabilidades relativas entre las fases. Y también debido a este fenómeno hay que distinguir entre la entalpía del yacimiento y la entalpía de producción o de la descarga, lo cual es el punto de interés de este análisis, ya que es esta primera etapa la única de todo el proceso de producción analizado en donde se puede tener una ganancia de entalpía.

Debido a que es común que los yacimientos de alta temperatura contengan fluido en dos fases, líquido y vapor, y que su permeabilidad esté asociada a formaciones fracturadas y fallas, no se han logrado desarrollar métodos analíticos precisos para pruebas transitorias de presión aplicables a este tipo de yacimientos. Cuando se presentan estos dos fenómenos, el de la presencia de dos fases y el flujo en fracturas, se complican considerablemente las aproximaciones analíticas porque estos fenómenos introducen grados de libertad adicionales que no pueden ser ignorados (Schroeder y otros, 1981).

Una de las limitantes principales para el desarrollo de correlaciones en acuíferos reales son los efectos de anisotropía y heterogeneidad (Custodio y Llamas, 1976). Por ejemplo, se puede considerar que la componente de permeabilidad horizontal es la dominante respecto a la vertical en el yacimiento, de rocas sedimentarias, de Cerro Prieto; sin embargo, en zonas de fracturas se puede considerar que la permeabilidad vertical es mayor a la horizontal. El yacimiento de Cerro Prieto es anisótropo, por la variación de la permeabilidad horizontal y vertical para determinada zona, y es heterogéneo porque la permeabilidad vertical y horizontal varía de una zona a otra.

Para flujo horizontal en dos fases en medios porosos, en términos de la Ley de Darcy, tenemos la siguiente ecuación (Grant y otros, 1982):

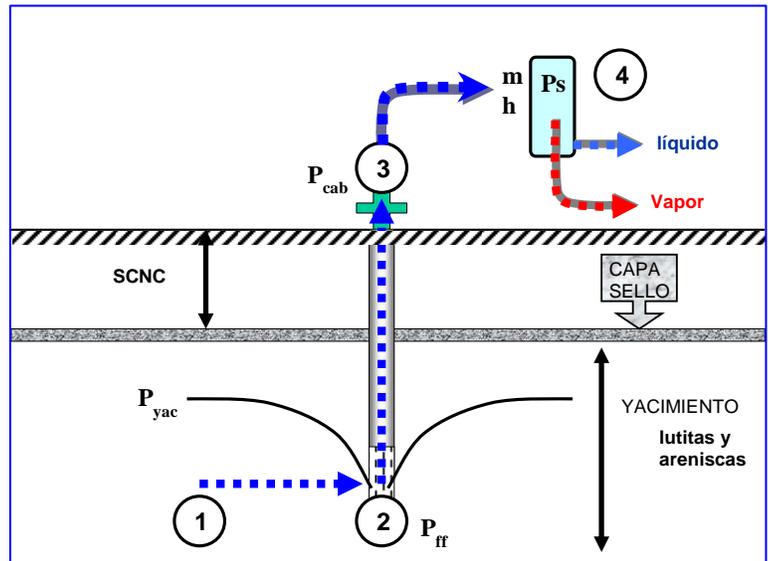


Fig. 3. Etapas del proceso de producción de vapor en Cerro Prieto, desde el yacimiento hasta el separador

$$Q_m = -k \left(\frac{k_{rl}}{V_l} + \frac{k_{rv}}{V_v} \right) \frac{\partial p}{\partial x}$$

Y para flujo vertical tenemos:

$$Q_m = Q_{ml} + Q_{mv}$$

donde :

$$Q_{ml} = -\frac{k_{rl}}{V_l} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho_l g \right)$$

$$Q_{mv} = -\frac{k_{rv}}{V_v} \left(\frac{\partial p}{\partial z} + \rho_v g \right)$$

Donde:

Q_m = flujo másico total

Q_{ml} y Q_{mv} = flujo másico de líquido y vapor

k = permeabilidad

k_{rl} y k_{rv} = permeabilidad relativa del líquido y del vapor, respectivamente

∂p = diferencia de presión

∂x y ∂z = distancia horizontal y vertical, z aumenta hacia abajo

V_l y V_v = viscosidad cinemática de líquido y vapor

ρ_l y ρ_v = densidad de líquido y vapor

Para flujo vertical se pueden presentar tres casos: 1) $\partial p / \partial z > \rho_l g > \rho_v g$, cuando el vapor y el agua ascienden; 2) $\rho_l g > \partial p / \partial z > \rho_v g$, cuando el vapor asciende y el agua desciende, a lo que se le conoce como flujo a contracorriente; y 3) $\rho_l g > \rho_v g > \partial p / \partial z$, cuando tanto el vapor como el agua descienden. Algunas de estas situaciones se presentan en determinadas zonas de Cerro Prieto debido a la componente de permeabilidad vertical.

3.2 Flujo en la segunda y tercera etapa

La segunda etapa comprende el flujo de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el cabezal en superficie. Comparado con el flujo en la formación, el flujo vertical en pozos tiene la ventaja de que en se conoce la geometría del medio por donde el fluido se desplaza. Sin embargo, cuando se tienen dos fases, lo cual es común durante el ascenso del fluido dentro del pozo o incluso desde la formación geológica, las correlaciones precisas para el cálculo del gradiente de presión son difíciles e imposibles (Grant y otros, 1982), aunque se logra una aproximación dentro de un rango de error no mayor del 20%, lo cual es suficiente para la toma de decisiones.

Durante el ascenso del fluido en esta segunda etapa, el proceso es casi isoentálpico, ya que la caída de la entalpía promedio por cada 1000 m es de aproximadamente 10 kJ/kg, lo cual equivale a una reducción del 1%. En pozos de hasta 3000 m de profundidad, la reducción total de entalpía no es mayor al 3%.

En la tercera etapa, el proceso de transporte de fluido también se considera isoentálpico por las velocidades del flujo y la escasa distancia que se recorre del cabezal al separador, máxime considerando que en la mayoría de los pozos el separador se ubica en la misma plataforma del pozo. La excepción son los pozos que envían su flujo total a una isla de separación.

3.3 Procesos de producción en el diagrama entalpía-presión

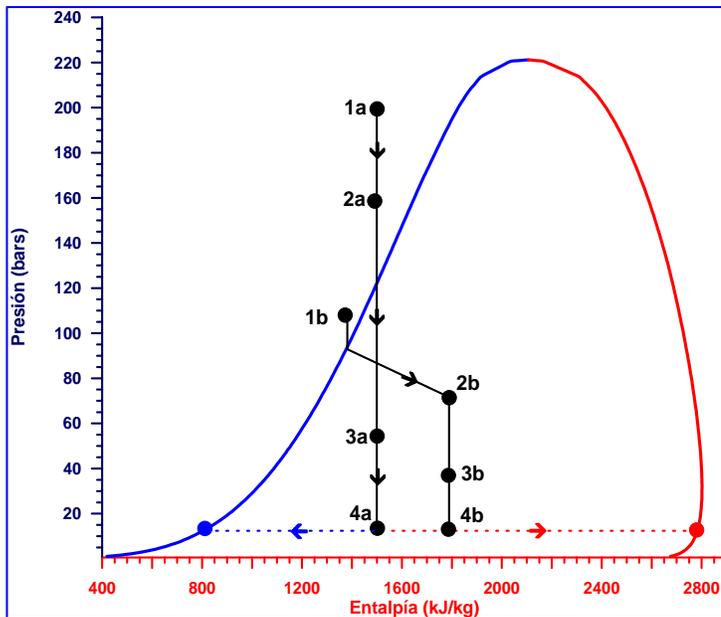


Fig. 4. Diagrama entalpía-presión para el proceso de producción de un pozo geotérmico, con entalpía constante en el caso (a) y con ganancia de entalpía en el (b)

El proceso de producción de las tres etapas mencionadas anteriormente dentro del diagrama entalpía-presión se muestra en la Figura 4 para dos casos, el (a) y el (b). En el caso (a) se considera un pozo más profundo que el caso (b). Las condiciones de entalpía (E), presión (P) y temperatura (T) para (a) y (b) en el punto 1 del proceso son: E_{1a} , P_{1a} , T_{1a} , y E_{1b} , P_{1b} , T_{1b} , respectivamente. Las E , P y T en el punto 1a de la figura son mayores a las del punto 1b. Sin embargo, la gran diferencia entre estos casos es que en (a), la E se mantiene prácticamente constante del punto 1 al 2 ($E_{1a} = E_{2a}$), mientras que en (b) se tiene una ganancia de entalpía ($E_{2b} > E_{1b}$).

Para que ocurra una ganancia de entalpía en el proceso de producción de la etapa 1 a la etapa 2, se requiere que existan dos fases y que exista una componente de permeabilidad vertical, como se observa en la Figura 5.

4. Importancia de la permeabilidad vertical en Cerro Prieto

Si el yacimiento está alojado en rocas sedimentarias, como en Cerro Prieto, se puede fortalecer la idea de que la componente horizontal de la permeabilidad es la más dominante en todo el yacimiento. Pero a continuación se presentan algunas evidencias que indican la importancia del flujo vertical en el yacimiento de Cerro Prieto.

i) Distribución de temperaturas del yacimiento. Una sección con el comportamiento de la temperatura del yacimiento indica que se forma una pluma termal ascendente de este a oeste, con una inclinación que en algunas zonas alcanza 45° (Elders y otros, 1984). Si el fluido ascienda conforme se mueve del este hacia el oeste es porque el sistema tiene una componente vertical de permeabilidad. Por lo tanto, si a gran escala es irrefutable la existencia de una componente vertical en el flujo dentro del yacimiento, no hay razón para dejar de considerar la componente vertical de la permeabilidad en los análisis de menor escala, como por ejemplo dentro de la zona de influencia de un pozo.

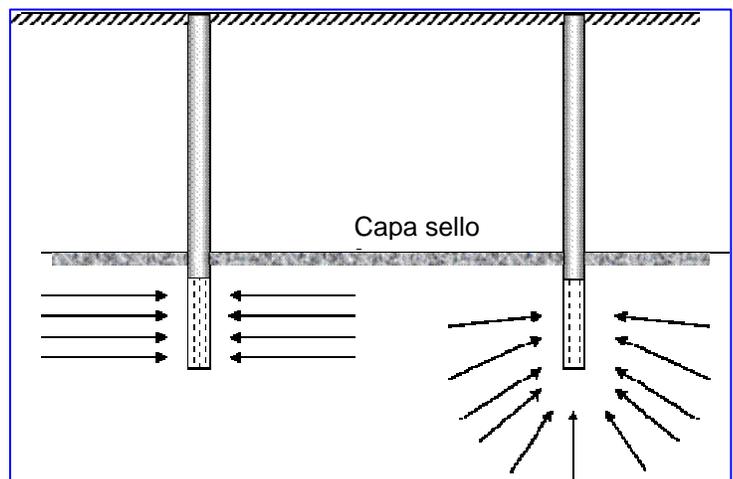


Fig. 5. Flujo en la formación cuando sólo hay permeabilidad horizontal (izquierda) y cuando hay permeabilidad horizontal y vertical (derecha)

ii) Composición de la LG. Esta unidad litológica no está formada por capas alternadas de lutitas y areniscas de espesor constante y de gran longitud, de cientos de metros. Al contrario, la LG está constituida por depósitos lenticulares, regularmente con espesores de algunos centímetros y longitudes que en ocasiones no alcanzan un metro. Las capas de arenisca no están en contacto físico entre sí, sino se presentan separadas por

capas de lutita. Por lo tanto, la única comunicación entre las capas de areniscas es gracias al fracturamiento, producto de los constantes esfuerzos de tensión y compresión a los que está sujeto el yacimiento. Las fallas o fracturas con planos inclinados representan una componente vertical de la permeabilidad que permite el flujo de los fluidos a través suyo.

iii) Flujo preferencial del agua de inyección. Otra evidencia de que en algunas zonas del yacimiento la permeabilidad vertical juega un papel determinante, es el flujo preferencial que tomó el agua inyectada en los pozos 101 y M-48. En estos pozos se inyectó en frío durante el año de 1992, teniendo ambos una profundidad de 1600 m (Rodríguez, 1996). Estos pozos inyectoros están rodeados de pozos productores cuyo intervalo productor es más profundo, con excepción del pozo M-50 cuyo intervalo productor es similar al de los inyectoros. Como resultado de la inyección, los pozos productores mostraron evidencias de haber recibido agua de inyección, a excepción del pozo M-50. Este resultado fue favorecido por la mayor densidad del agua de inyección respecto al agua caliente del yacimiento, pero, fundamentalmente, se debió al hecho de que las rocas del yacimiento presentan una alta permeabilidad vertical, causada por las fallas y fracturas que las afectan.

5. Caso del Pozo 426

El caso del pozo 426 es uno de los casos más representativos de los cambios en la producción que pueden ocurrir tener cuando un pozo ha producido primeramente con una terminación profunda y posteriormente con una terminación somera. Este pozo fue perforado en 1998, y está ubicado en el margen norte del área de CP4, por lo que en parte puede considerarse como exploratorio. Quedó terminado con tubería ranurada de 0.178 m de diámetro (7") entre los 2580 y los 3192 m de profundidad, es decir con un intervalo productor de 612 metros. Entró en operación en el año 2000 y dejó de producir a principios de 2003. Posteriormente el pozo fue reparado; se le abrió una ventana y se perforó lateralmente, instalándose una tubería ranurada de 0,178 m de diámetro (7") entre los 2392 m y los 2700 m. El pozo quedó así 492 m menos profundo y con un intervalo productor de 308 m, casi la mitad de la longitud original de 612 m.

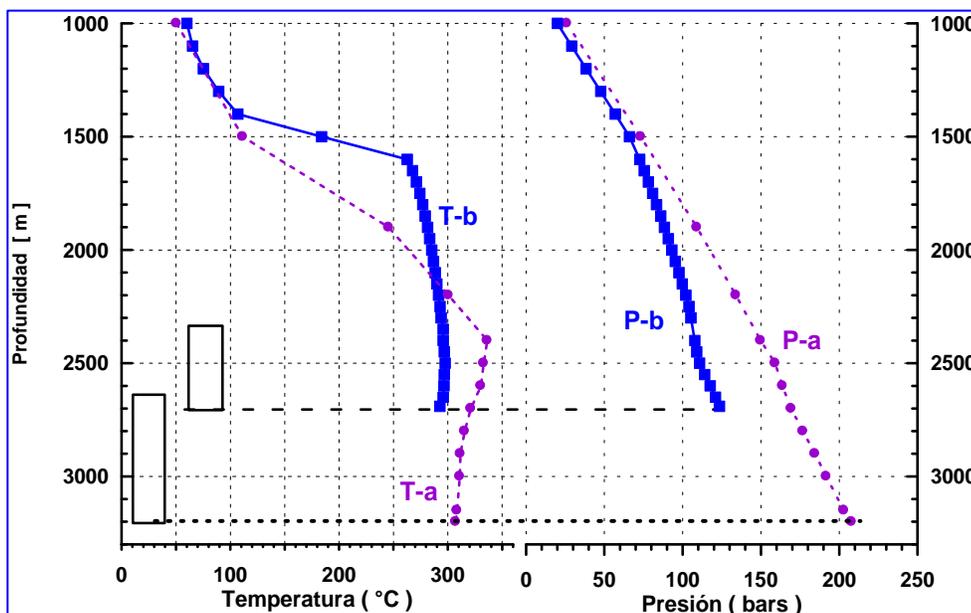


Fig. 6. Registros de presión y temperatura del pozo 426 corridos después de su perforación original (a) y después de su reparación (b).

Debido a que el perfil de temperatura del pozo se mantenía sin cambios sustanciales a partir de los 2400 m, cuando dejó de fluir se propuso que al repararse quedara con un intervalo productor más somero, de tal forma

que con una menor presión de yacimiento se estuviera más cerca de alcanzar la presión de saturación, desarrollando así dos fases e incrementando la entalpía durante su producción (Rodríguez, 2003).

Los registros de fondo de temperatura y presión corridos después de su perforación original y después de su reparación se presentan en la Figura 6. Los registros T-a y P-a son de 1999, con un tiempo de reposo de 150 días, mientras que los registros T-b y P-b se corrieron con 75 días de reposo después de su reparación. Ambos se consideran representativos de las condiciones del yacimiento. La temperatura promedio en el intervalo productor del registro T-a es de 305°C y para el T-b de 300°C . La presión a 3190 m del registro P-a es de 208 bars, y para el P-b a 2700 m es de 122 bars.

La historia de la entalpía de producción, el flujo másico de vapor y agua, así como la presión de cabezal, para cada uno de los periodos productivos del pozo 426, se muestran en la Figura 7. Para el primer periodo la entalpía promedio se mantuvo en el rango de 1150 kJ/kg a 1350 kJ/kg, la producción de vapor varió de 25 t/h a 20 t/h y la presión de cabezal varió de 28 bars a 22 bars. Para el segundo periodo de producción, después de la reparación, la entalpía inicial fue de 1650 kJ/kg, incrementándose gradualmente y alcanzando valores actuales mayores 1800 kJ/kg. La producción de vapor inicial después de la reparación fue cercana a las 80 t/h, lo cual triplica la producción de vapor obtenido durante el primer periodo. La presión de cabezal se ha mantenido alrededor de los 55 bars, lo cual casi duplica al valor promedio de presión de cabezal del primer periodo de producción.

El proceso de producción para los dos periodos productivos del pozo 426 dentro del diagrama de entalpía-presión se presenta en la Figura 8, de acuerdo a las condiciones registradas en el fondo del pozo y a las condiciones de entalpía y presión en el cabezal del pozo. Se puede observar que en el primer periodo productivo denominado (a), todo el proceso desde el yacimiento hasta las condiciones en el cabezal, se llevó a cabo a entalpía constante. Para el segundo periodo, denominado (b), después de la reparación del pozo, se tiene una ganancia de entalpía para la etapa que va del punto 1b al punto 2b.

La ganancia de entalpía tiene dos ventajas importantes. Primeramente, entre mayor sea la entalpía, mayor es la fracción de vapor, y por otra entre mayor es la entalpía, la densidad de la mezcla en general es menor, y consecuentemente la caída de presión en el pozo, de la etapa 2 a la etapa 3, es menor. Para el caso (a) la caída de presión fue aproximadamente de 120 bars en 3190 m, y para (b) de sólo 25 bars en 2700 m. Por otro lado, esto explica la mayor presión de cabezal en el caso (b) comparada con el caso (a).

6. Discusión de los resultados

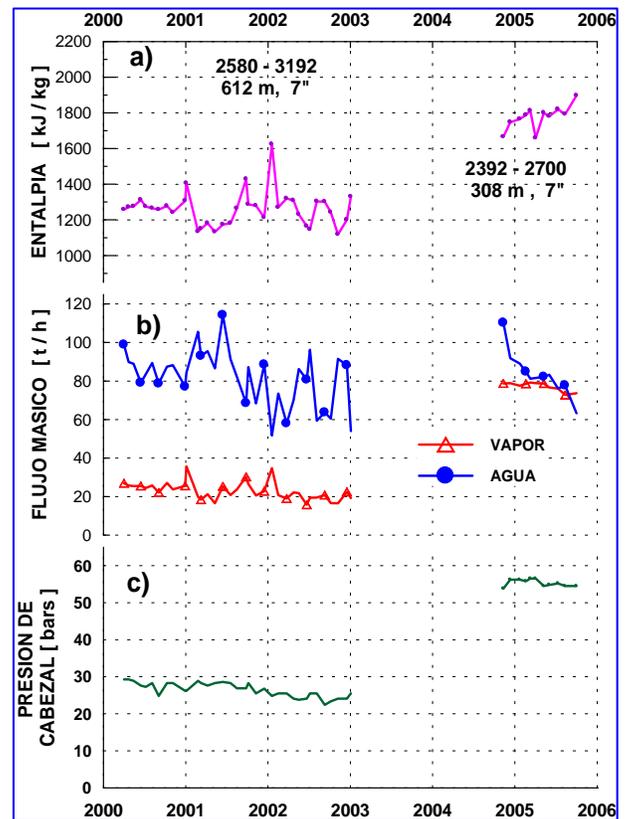


Fig. 7. Historia productiva del pozo 426 en su terminación original (izquierda) y después de su reparación (derecha). (a) Evolución de la entalpía, (b) Evolución de la producción de vapor y agua, (c) Evolución de la presión de cabezal

El pozo 426 muestra una mayor eficiencia productiva cuando la presión y temperatura de yacimiento a la profundidad de su intervalo productor están más cercanas a las condiciones de saturación del agua. Para yacimientos geotérmicos que se explotan para producir vapor, el pozo 426 ha demostrado que para una misma temperatura del fluido, tener una alta presión de yacimiento no necesariamente significa tener una mejor producción de vapor. En todo análisis es importante tomar en cuenta el tipo de yacimiento geotérmico que se está estudiando, si es de vapor o líquido dominante, o de dos fases, ya que el mecanismo y las variables determinantes para la producción de vapor son diferentes.

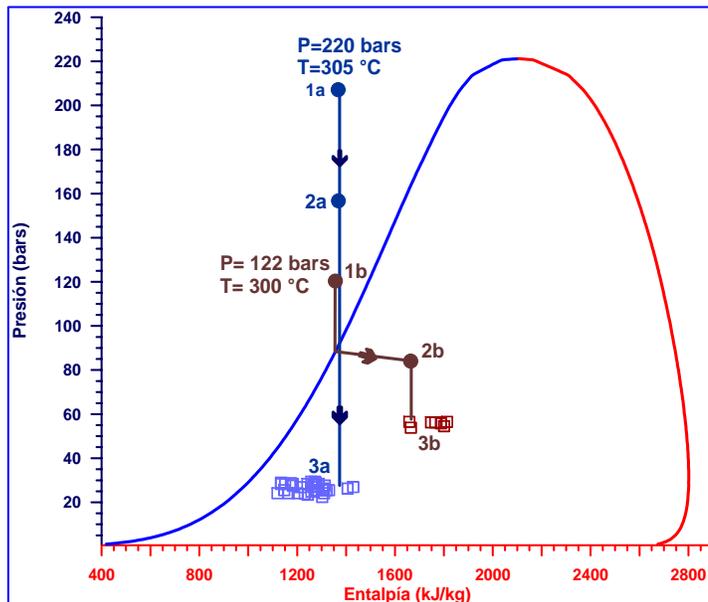


Fig. 8. Diagrama de entalpía-presión para el pozo 426, indicando los procesos de producción de sus dos periodos productivos, con las condiciones reales de entalpía y presión de cabezal. (a) Condiciones originales, (b) Después de su reparación

Por ejemplo, en los campos geotérmicos de vapor o líquido dominante, en la medida en que el yacimiento se va despresurizando, la producción de vapor va declinando. En estos casos el objetivo es buscar mantener (o recuperar, en su caso) la presión del yacimiento. Para los yacimientos de vapor dominante una forma de hacerlo es mediante la inyección, como se ha venido haciendo en Los Géiseres (Stark y otros, 2005). Sin embargo, en yacimiento de líquido dominante o en dos fases, los resultados que se pueden tener con la inyección son muy diferentes, ya que incluso se pueden tener resultados adversos (Mannington y otros, 2004). Por ello vale la pena identificar las características más determinantes que favorecieron los resultados del pozo 426 y determinar si son aplicables en otras zonas del campo.

Las características del yacimiento que se consideran determinantes en la zona del pozo 426 son las siguientes.

El perfil de presión y temperatura del pozo muestra que a determinada profundidad, la presión y la temperatura están cerca de las condiciones de saturación del agua. Esta es una característica importante, ya que esta situación por lo regular no se da en todas las zonas productoras de Cerro Prieto. Por lo tanto, la terminación del pozo se debe ajustar a la zona en donde las condiciones de presión y temperatura estén más cercanas a las de saturación. Por ejemplo, esto implica que la longitud total del intervalo productor no debe ser mayor de 300 m.

La zona presenta una componente de permeabilidad vertical importante, así como una capa sello en la parte superior del yacimiento. Estas características permiten un flujo vertical preferencial de vapor, que asciende de zonas profundas. La capa sello evita infiltraciones provenientes de los estratos superiores con agua de menor temperatura, como se ha identificado en la zona denominada del domo, al oriente de CP3 (Truesdell y Lippmann, 1998).

Otra característica importante es que la alimentación predominante del fluido ocurre a través de la matriz porosa de la formación. Esto permite que cuando la haya, la evaporación no se concentre en determinados lugares, sino que se disemine en una amplia zona del yacimiento, lejana al pozo. A su vez, esto permite que el agua residual, que se enfría al ceder su calor para formar vapor, logre recuperar parte de su temperatura tomándola de la roca durante su recorrido hacia el pozo, inducido por el cono de abatimiento formado por el pozo productor. Es posible que en yacimientos en donde la aportación de fluidos ocurra a través de fallas, al

provocarse ebullición en el yacimiento el agua residual no logre tomar el calor suficiente de la roca. Si esta agua menos caliente llega al pozo podría formar una columna densa que provoque, al invadir el pozo, que este deje de producir por el peso de la columna formada.

7. Conclusiones

El perfil típico de temperatura del yacimiento de Cerro Prieto presenta una forma característica de silla, presentando un alto gradiente térmico entre la base de los sedimentos clásticos no consolidados (SCNC) y la cima de la zona mineralógica de sílice y epidota. En este punto se alcanza regularmente la temperatura máxima y, hacia abajo, la temperatura permanece sin cambios significativos.

El yacimiento de Cerro Prieto presenta una componente vertical de permeabilidad. En determinadas condiciones, por ejemplo cuando se tiene flujo en dos fases, esta componente juega un papel determinante que puede favorecer el ascenso del vapor y el descenso del líquido.

Programar la terminación de un pozo en una zona de mayor presión de yacimiento, no implica necesariamente que se logrará tener una alta presión de cabezal y una producción de vapor mayor que cuando el pozo queda terminado en una zona de menor presión, considerando en ambos casos una misma temperatura de yacimiento.

Las condiciones que se ha identificado como favorecedoras de este mecanismo de producción son: que las presiones y temperaturas sean cercanas a las condiciones de saturación, que la formación productora presente una componente vertical de permeabilidad, y contar con una capa sello eficiente en la parte superior del yacimiento.

Referencias

- Custodio, E. y M.R. Llamas (1976). *Hidrología subterránea*. Tomo I, primera edición. Ediciones Omega, S. A., Barcelona, España, pp. 625 y 626.
- Elders, W.A., D.K. Bird, A.E. Williams, and P. Schiffman (1984). Hydrothermal flow regime and magmatic heat source of the Cerro Prieto geothermal system, Baja California, Mexico. *Geothermics*, v. 13, pp. 27-47.
- Grant M.A., I.G. Donaldson and P.F. Bixley (1982). *Geothermal Reservoir Engineering*. Academic Press, New York, USA, 350 pp.
- Mannington W.I., M.J. O'Sullivan, D.P. Bullivant and A.W. Clotworthy (2004). Reinjection at Wairakei – Tauhara: A modelling case study. *Proceedings of the 29th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, California, pp. 166-173.
- Rodríguez R., M.H. (1996) Reporte de inyección. CFE, Residencia de Estudios, Informe interno RE-07/96. Inédito.
- Rodríguez R., M.H. (2003) Response of the northeastern Cerro Prieto wells to exploitation. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 27, pp. 779-784.

- Schroeder, R.C., S.M. Benson, and C.B. Goranson (1981). High-temperature geothermal reservoir engineering, *Actas del Segundo Simposio sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto*, Baja California, México, Mexicali, B.C., pp. 459-465.
- Stark M.A., W.T. Box, Jr., J.J. Beall, K.P. Goyal and S.P. Pingol (2005). The Santa Rosa-Geysers Recharge Project, Geysers Geothermal field, California, *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 29.
- Truesdell, A.H. and M.J. Lippmann (1998). Effects of pressure drawdown and recovery on the Cerro Prieto beta-reservoir in the CP-III area. *Proceedings of the 23rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, California, pp. 90-98.

Foro

Sección con artículos y colaboraciones tipo ensayo que pueden no cumplir con alguno o algunos de los requisitos de los artículos técnicos usuales y que no han sido sometidos a arbitraje técnico.

Una herramienta poderosa

El uso de la tomografía microsísmica dependiente del tiempo para el monitoreo de los reservorios geotérmicos

G.R. Foulger¹ y B.R. Julian²

¹Universidad de Durham, Reino Unido

²U.S. Geological Survey, Menlo Park, California, EUA.

Resumen extenso del artículo original, publicado en el *Bulletin del Geothermal Resources Council (GRC)* Volumen 33, No. 3, Mayo-Junio de 2004, reproducido con permiso del editor. Traducción y resumen de José Luis Quijano León.

La producción de energía en las zonas geotérmicas tiene como consecuencia cambios físicos en los reservorios, debido a cambios de temperatura, presión, de fase del agua de poro y extracción progresiva de masa. Todo esto afecta la velocidad de las ondas sísmicas, que puede ser detectada mediante tomografía microsísmica dependiente del tiempo (TMS). El método se ha utilizado en Los Geysers, en la Montaña Mammoth y en Coso. El estudio de Los Geysers es el más ambicioso. Ahí se llevaron a cabo campañas de medición en 1991, 1993, 1994, 1996 y 1998. Se detectó una anomalía intensa de la razón V_p/V_s , que delinea el volumen donde la presión disminuyó, el agua de poro se reemplazó con vapor y los minerales arcillosos se deshidrataron. En la Montaña Mammoth se realizaron campañas en 1989 y 1997, que revelaron un incremento de la razón V_p/V_s en una región que rodea al volcán. Este incremento puede relacionarse con la migración de CO_2 hacia la cumbre de la montaña, acompañada de una disminución en los volúmenes periféricos, localizados por debajo de las zonas de venteo superficial. Los resultados preliminares del estudio de Coso sugieren una disminución en la razón V_p/V_s en una área de la porción más productiva del reservorio. Es deseable que se lleven a cabo varios avances para optimizar el método TMS. No obstante, el método promete ser una herramienta importante en el monitoreo de reservorios en los campos geotérmicos productivos.

Introducción

Los cambios físicos de los reservorios bajo explotación pueden ser detectados en un lapso de uno a dos años. La medición de estos cambios puede ser una forma efectiva de monitorear las condiciones de reservorio.

Los procesos de reemplazo del agua de poro por vapor, la disminución de presión y la deshidratación de arcillas afectan de manera diferente la velocidad de las ondas compresionales (V_p) y la de las ondas transversales (V_s). Si se monitorean ambas velocidades es posible separar los diferentes efectos. El uso de explosiones para generar ondas sísmicas, por lo general, no es práctico en campos geotérmicos. Además estas explosiones no generan ondas transversales intensas. Sin embargo, la producción e inyección con frecuencia dan origen a microsismos, que se originan en las partes profundas de reservorio y generan ondas compresionales y transversales con amplitudes útiles.

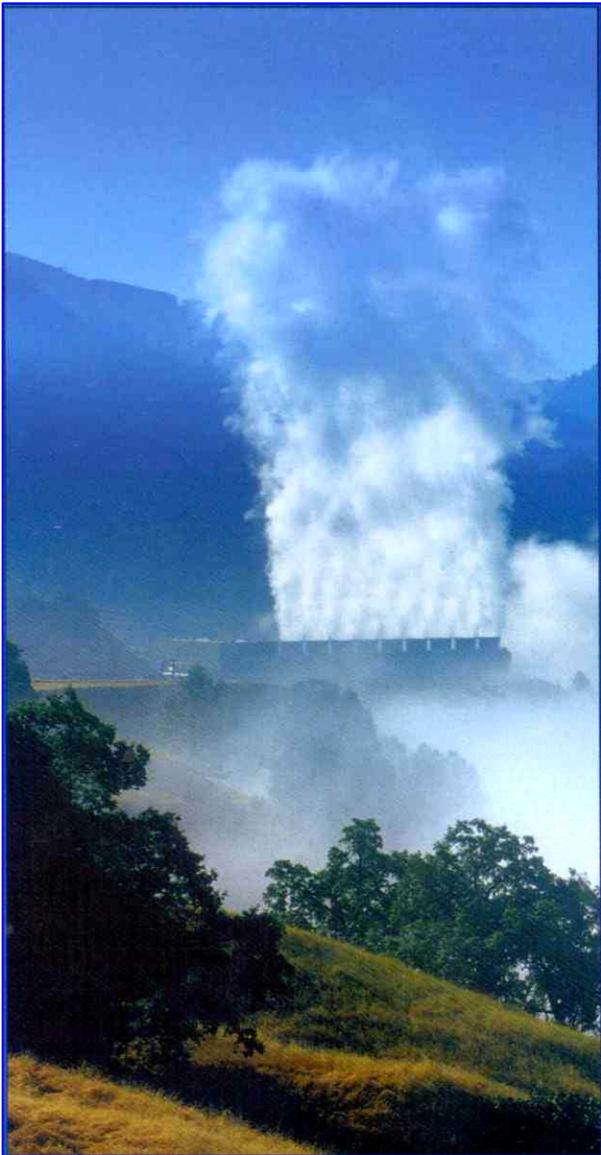
La tomografía tridimensional dependiente de tiempo de las velocidades V_p y V_s es la técnica más poderosa para observar los cambios en los reservorios debidos a la extracción. Como regla general, se recomienda una campaña de medición cada dos años. La técnica TMS involucra el cálculo iterativo de la localización de los microsismos y de la estructura tridimensional de las velocidades de onda, a partir de los tiempos de llegada de las ondas a la red de sismógrafos instalados en el área de estudio. Estos estudios requieren idealmente de los siguientes elementos:

- Varios cientos de microsismos registrados por año y ampliamente distribuidos en la zona de estudio.
- Una buena red de sismógrafos, de preferencia digitales. Diez estaciones de tres componentes son un número conveniente.

Los cambios en los datos obtenidos año con año son sutiles. Por ello, es importante eliminar los sesgos sistemáticos que pudieran ocultar los efectos sujetos a investigación. Se debe usar, en todas las campañas, el mismo modelo inicial de la corteza, la misma parametrización estructural y el mismo arreglo de estaciones. Las estrategias de procesado de datos deben ser desarrolladas para cada campo en particular, mediante ensayo y error.

En los estudios de campos hemos utilizado el programa de cómputo SIMULPS 12 (Evans y otros, 1994) y el procedimiento de análisis descrito por Foulger y otros (1995) y Gunasekara y otros (2003).

Los Geysers, California



El campo de Los Geysers tiene una superficie de 72 km² y un espesor del orden de 4 km. Los pozos producen vapor seco. En 1968 la presión media del reservorio era de 3.5 Mpa, actualmente es de 2 Mpa. La temperatura ha permanecido constante, alrededor de 240° C, en el reservorio principal.

La extracción de vapor y la inyección de líquido inducen una actividad microsísmica continua, a una tasa de varias decenas de eventos al día. Se distribuyen en todo el espesor del reservorio, desde la superficie hasta 4 km de profundidad. Existe una red permanente de 20 sismógrafos, 8 de los cuales son de tres componentes.

Se estudió un volumen de 20 x 20 x 4 km y se invirtieron de 150 a 300 microsismos de cada año, para obtener los valores de V_p y V_s . La anisotropía se trató con las mediciones de la llegada de la onda de cizalla, rotando numéricamente la componente horizontal de los sismogramas.

La distribución espacial de la razón V_p/V_s indica valores más bajos en la zona más explotada del reservorio. Además esta razón decrece con el tiempo. Este decremento puede deberse a uno de los siguientes tres mecanismos, o a una combinación de ellos:

- 1) Invasión de los poros y fracturas de la roca por vapor o CO₂.
- 2) Decremento en la presión del reservorio.
- 3) Desecación de los minerales arcillosos de la roca.

Estos tres procesos tienen lugar en el reservorio de Los Geysers. El tratamiento separado de V_p y V_s indica que el proceso dominante en el centro del reservorio es la disminución del agua y de la presión, mientras que en las regiones NW y SE es la deshidratación de los minerales.

La montaña Mammoth en la Caldera de Long Valley, California

La Caldera de Long Valley es un volcán silícico que ha manifestado actividad volcánica y sísmica desde 1978. La montaña Mammoth es un volcán dacítico de 3380 m, localizada en el borde SE de la caldera. En 1989 hubo una inyección de un dique delgado en el edificio, acompañado de un enjambre de sismos. Desde entonces la montaña ha estado activa. La actividad se ha visto acompañada de un incremento en el flujo de calor, del venteo de CO₂ y de cambios en la razón He₃/He₄ en una fumarola de vapor. También ha habido un venteo diseminado y difuso de CO₂, a través del suelo, que ha matado grandes áreas de árboles.

Sorey y otros propusieron que los 2 km superiores del edificio del volcán están relativamente fríos y secos. Por debajo existe una bolsa de CO₂ a gran presión, que pudiera ocupar varias decenas de kilómetros cúbicos. La bolsa está sellada por una roca impermeable en la parte superior y probablemente le subyace un reservorio líquido saturado de CO₂.

Durante la crisis de 1989 y en 1997 se operó una red densa de sismómetros. El número de sismos registrados fue suficiente para poder realizar la inversión tomográfica y obtener los valores de V_p y V_p/V_s a través de los 5 km superiores de la corteza.

La inversión de los datos de 1989 revela una anomalía negativa coherente de la razón V_p/V_s en los 2-3 km superiores de la montaña. El borde de la anomalía se correlaciona con las áreas de venteo superficial de CO₂. La comparación de los datos de 1997 y 1989 muestra un incremento coherente de la razón V_p/V_s en la mitad sur de la montaña, que coincide con la zona que ha experimentado una degasificación de CO₂ significativa.

Consideraciones teóricas y experimentos de laboratorio indican que la razón V_p/V_s en areniscas saturadas de hidrocarburos disminuye de manera significativa cuando éstas son invadidas por CO₂, debido a un incremento en la compresibilidad del conjunto roca-fluido. Sin embargo, un estudio en Texas reveló que la inundación *in situ* de un reservorio de petróleo con CO₂ produjo un incremento de la presión de poro que anuló el incremento en la compresibilidad del conjunto roca-fluido. Por ende, la razón V_p/V_s pudo haber permanecido sin cambio. El examen por separado de los cambios en V_p y V_s sugiere que, entre 1990 y 1997, el gas emigró hacia un volumen de roca en los 2 km superiores de la montaña, donde se emplazó el dique, y que hubo una disminución de gas en los volúmenes periféricos, donde tiene lugar el venteo superficial.

La red sísmica desplegada en 1997 incluyó la zona geotérmica del manantial termal de Casa Diablo. Se identificó una pequeña anomalía negativa de la razón V_p/V_s , en los 2 km superiores de la zona. Esta observación se puede explicar fácilmente con un incremento del contenido de vapor en un volumen de unos 8 km³. Los resultados de la tomografía no proveen evidencia de altas temperaturas por debajo de Casa Diablo, en concordancia con lo encontrado con perforaciones y prospecciones realizadas en la zona, lo que sugiere que no es un área de ascenso primario de fluidos geotérmicos.

La zona geotérmica de Coso, California

Actualmente (2004) se lleva a cabo un estudio de tomografía dependiente del tiempo. Los objetivos son monitorear a largo plazo la evolución del reservorio y probar la habilidad del método para observar los experimentos de estimulación del reservorio mediante inyección de fluidos.

Desde el inicio de los años 90 opera una red de 18 sismómetros digitales de tres componentes, instalados en pozos. La zona es muy activa; normalmente se registran de 10 a 15 microsismos por día.

Los resultados preliminares muestran cambios detectables en las velocidades de onda, entre los años 1996 y 2002. La inversión de los datos de 1996 revela una anomalía negativa de la razón V_p/V_s en los 2 km superiores, en la parte centro-norte, que es la más productiva del campo. Las anomalías negativas de los parámetros V_p y V_s en el NW y NE coinciden aproximadamente con valores altos de la razón V_p/V_s , a profundidades de 1 a 2 km. Esta correlación es inusual y no se observó en Los Geysers o en la Montaña Mammoth.

Comparando las estructuras de 1996 y 2002, se observa que ambos parámetros V_p y V_s se incrementaron, pero el incremento en V_s fue dominante, de tal forma que la anomalía negativa de la razón V_p/V_s se volvió más pronunciada. Los cambios observados son consistentes con el reemplazo de agua de poro por vapor a profundidades someras, decremento de presión o deshidratación de algunos minerales.

Retos futuros

Para incrementar la utilidad de esta metodología promisoriosa, es necesario avanzar en tres aspectos. En primer lugar se requiere contar con más casos históricos.

En segundo término, es necesario desarrollar paquetes de cómputo a la medida del usuario, para aplicarse a objetivos geotérmicos. Los programas actuales son para aplicaciones tectónicas generales. Sería conveniente contar con programas optimizados para dimensiones espaciales de pocos kilómetros y que pudiesen invertir conjuntos de datos de épocas diferentes de manera simultánea. Las señales sutiles que se desea registrar requieren de los mejores métodos numéricos posibles.

Por último, los resultados de la tomografía se deben comparar con datos de producción y con más información sobre la evolución física del reservorio, de tal manera que los cambios en los parámetros V_p , V_s y V_p/V_s puedan ser interpretados cuantitativamente. Cuando esto se logre, la tomografía microsísmica dependiente del tiempo probará ser una herramienta poderosa para cuantificar el agotamiento de los reservorios geotérmicos y una guía para las estrategias de reinyección, con lo cual podrá prolongarse al máximo la vida productiva de los mismos.

Referencias mencionadas

- Evans, J.R., D. Eberhart-Phillips, and C.H. Thurber (1994). *User's manual for SUMLPS12 for imaging VP and VP/VS, a derivative of the Thurber tomographic inversion SIMUL3 for local earthquakes and explosions*. US Geological Survey Open File Report, 142 p.
- Foulger, G.R., A.M. Pitt, B.R. Julian, and D.P. Hill (1995). Three dimensional structure of Mammoth Mountain, Long Valley Caldera, from seismic tomography. *EOS Transactions, American Geophysical Union*, vol. 76 (Fall Meeting Supplement).
- Gunasekera, R.C., G.R. Foulger, and B.R. Julian (2003). Four dimensional tomography shows progressive pore-fluid depletion at the Geysers geothermal area, California. *Journal of Geophysical Research*, Vol. 108.
- Sorey, M.L., W.C. Evans, B.M. Kennedy, C.D. Farrar, L.J. Hainsworth, and B. Hausback (1998). Carbon dioxide and helium emissions from a reservoir of magmatic gas beneath Mammoth Mountain, California. *Journal of Geophysical Research*, vol. 103, pp. 15303-15323.

El Mundo de la Energía

(Con información recopilada por Alfredo Mañón Mercado)

□ La capacidad eoloelectrónica mundial alcanza los 50 mil MW

La industria eólica mundial ha alcanzado una potencia instalada acumulada de 50 mil MW, según confirmó el consejo eólico mundial (GWEC, *Global Wind Energy Council*).

Durante 2004, se instalaron 8154 MW en todo el mundo, un incremento de un 20% sobre la cifra acumulada a finales de 2003. Los costos de instalación se han reducido 50% durante los últimos 15 años y, según la tendencia actual, esta tecnología será competitiva respecto a los combustibles convencionales dentro de una década, se señala en el comunicado del GWEC. Un aerogenerador moderno puede producir 200 veces más energía que las máquinas de hace dos décadas, según el comunicado.

Esta fuente energética ya da empleo a 100 mil personas, añade el comunicado, el cual predice que su precio estará por debajo del de la nuclear para el año 2015 (sin contar los costos de la nuclear procedentes de la Investigación y el Desarrollo, la seguridad y el desmantelamiento), y añade que la eólica será la primera fuente de energía renovable en cruzar la línea de autosuficiencia económica. El éxito alcanzado hasta ahora se debe principalmente a unos pocos países encabezados por Alemania, España y Dinamarca. Existen otros 13 países que podrían desempeñar también un papel de liderazgo. Entre estos países figuran Australia, Brasil, Canadá, China, Estados Unidos, Filipinas, Francia, India, Italia, Japón, Polonia, Reino Unido y Turquía.

Más información: <http://www.gwec.net>

□ Se construirá en Brasil la mayor central eoloelectrónica de Latinoamérica

El Banco de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) de Brasil ha anunciado la firma de un

acuerdo de financiación para la construcción en Rio Grande do Sul, la mayor central eoloelectrónica de América Latina con capacidad de 150 MW.



El banco estatal aportará unos 253 millones de euros, lo que equivale al 69% de la inversión total estimada para el proyecto, promovido por el grupo español Elecnor, a través de su filial eólica Enerfin-Enervento.

El crédito se ha firmado con Ventos do Sul, un consorcio entre Enerfin-Enervento, CIP Brasil y Wobben, la filial brasileña del fabricante alemán de aerogeneradores Enercon, que suministrará la tecnología de la central.

Más información: <http://www.enerfin.es>

□ **Energía de las olas en España**

La primera planta que aprovechará la energía de las olas en España se ubicará frente a las costas de Santoña (Cantabria) y estará compuesta por 10 boyas que tendrán una potencia conjunta de entre 1,25 y 2 MW.

Esta planta se ubicará a un kilómetro de las costas de Santoña y estará compuesta por 10 boyas con baliza que ocuparán una superficie de unos 2 mil m². Cada boya, de seis metros de diámetro y anclada al fondo marino a una profundidad de alrededor de 30 metros, cuenta con una potencia inicial de 125 kW, ampliable a 250 kW.

Esta instalación experimental, cuyo funcionamiento se basa en el aprovechamiento de la oscilación de las olas –entre 1 y 5 metros en esta zona–, podría suministrar energía eléctrica renovable a unas mil 500 familias de este municipio cántabro.

Más información: www.iberdrola.es

□ **La compañía Iberdrola desarrollará 450 MW de tipo solar termoeléctrico**

La compañía española Iberdrola es el operador número uno del mundo de centrales eoloelectricas, pero recientemente informó que tiene en cartera nueve proyectos de tipo solar termoeléctricos, con una potencia conjunta de 450 MW.

Cada uno de los proyectos tendrá una potencia instalada de 50 MW, debido a que esta es la capacidad máxima sujeta al Régimen Especial eléctrico español que permite recibir incentivos a la generación con energías renovables.

Todos los proyectos son del mismo modelo tecnológico, basado en una serie de colectores solares cilindro-parabólicos. En el foco de la parábola se coloca un tubo por el que circula aceite que absorbe el calor, llegando hasta 390° C. Esta temperatura es suficiente para generar el vapor que alimenta a una turbina termoeléctrica convencional.

Más información: <http://www.iberdrola.es>

□ **La energía solar puede almacenarse y transportarse**

La energía solar puede convertirse en combustible químico, ser almacenada durante largos periodos de tiempo y transportarse a grandes distancias. Este es el logro de un grupo de científicos que trabajan en el proyecto SOLZINC. Este proyecto está financiado parcialmente con fondos europeos dentro del V Programa Marco de la Unión Europea, y en él participan Francia, Suecia, Alemania, Suiza e Israel.

Su objetivo principal es desarrollar un reactor para la producción de zinc. El mineral así obtenido ofrece la posibilidad de almacenar y transportar energía solar. Es un combustible sólido compacto que tiene aplicaciones para las celdas de combustible y las baterías de zinc-aire. El zinc puede también reaccionar con el agua y formar hidrógeno de alta pureza. En cualquier caso, el producto químico de estos procesos de generación energética es el óxido de zinc que, a su vez, se reduce con la energía solar a zinc.

Las primeras pruebas de la planta piloto, situada en el *Weizmann Institute of Science* de Israel, utilizaron un 30% de la energía solar disponible y produjeron 45 kilos de zinc por hora, superando los objetivos previstos.

El éxito de este proyecto piloto de química solar abre el camino hacia un proceso termoquímico eficiente que permita el almacenamiento de la energía solar, su transporte en forma de combustible químico y su comercialización.

Más información: <http://www.weizmann.ac.il>

□ **El uso del hidrógeno como combustible podría ahorrar miles de millones de dólares anuales en Estados Unidos**

La economía de Estados Unidos ahorraría hasta 283 mil millones de dólares al año si los vehículos que circulan en el país fuesen propulsados con hidrógeno y no por derivados del petróleo, según un estudio publicado en la revista *Science* y

realizado por científicos de la Universidad de Stanford (California).

El estudio analiza los posibles efectos en concentraciones de partículas, los costos sanitarios y climáticos de sustituir los actuales vehículos con motores de hidrógeno e indica que el costo real del hidrógeno generado con energía eólica puede ser inferior al de la gasolina en Estados Unidos. Así, el costo de producir hidrógeno con energía eólica estaría entre 1,12 y 3,20 dólares por galón (3,78 litros), aunque ese precio no incluye el costo de reconvertir la infraestructura a hidrógeno. Actualmente, el precio medio del galón de gasolina en Estados Unidos se sitúa en 2,17 dólares. Además, de acuerdo con el estudio, se evitarían entre 3700 y 6400 muertes anuales, provocadas principalmente por la contaminación, en el caso de que el país contase con una flota de vehículos que utilizara como combustible celdas alimentadas por hidrógeno.

Más información: www.stanford.edu

❑ **Vehículo impulsado por hidrógeno triunfó en carrera de Montecarlo**

El vehículo, un Opel Zafira denominado HydroGen3, logró la victoria en la categoría de vehículos propulsados por celda de combustible en el Rally de Montecarlo para Vehículos de Celda de Combustible e Híbridos en 2005. En la clasificación general, el vehículo quedó en tercer lugar después de dos autos híbridos.

El rally consistió en una carrera entre Lugano, Suiza, y Montecarlo, Mónaco, de 417 kilómetros divididos en tres etapas, que discurrió entre Suiza, Italia y Francia, antes de finalizar en el principado. La velocidad media fue de unos 80 km/h, lo que es muy significativo teniendo en cuenta que el vehículo tuvo que cruzar varias poblaciones y algunos tramos eran muy sinuosos. El HydroGen3 fue repostado dos veces con hidrógeno líquido a una temperatura de -253°C , utilizando estaciones móviles.

El HydroGen3 de cinco plazas está propulsado por un motor trifásico asíncrono de 82 CV/60 kW. La energía eléctrica necesaria es producida por una

pila de combustible compuesta de 200 celdas individuales conectadas en serie. Con este sistema de propulsión prácticamente insonoro, este modelo de tracción delantera acelera de 0 a 100 km/h en unos 16 segundos y alcanza una velocidad máxima de 160 km/h.



El HydroGen3 ha demostrado ya su confiabilidad en ocasiones anteriores, como en 2004 cuando recorrió en 38 días casi 10 mil kilómetros entre Hammerfest (Noruega) y Cabo da Roca (Portugal), estableciendo un récord mundial para vehículos de celda de combustible.

Más información: www.opel.com

❑ **Motocicleta inglesa accionada por celdas de combustible**

Diseñadores ingleses han presentado una moto con cero emisiones accionada por celda de combustible y tan silenciosa que incluso están pensando en introducirle ruido artificial para que la gente se dé cuenta de su presencia.

Accionada con una celda de combustible de hidrógeno a alta presión, la motocicleta ENV (*Emissions Neutral Vehicle*) no tiene marchas, puede alcanzar una velocidad de hasta 80 km por hora y su depósito de combustible debe rellenarse más o menos cada 160 km. Hasta el momento, en el Reino Unido hay sólo una gasolinera que suministre hidrógeno. Pero los fabricantes de la moto, el consorcio británico Intelligent Energy, creen que esto cambiará pronto.

Más información: www.seymourpowell.co.uk

La Asociación Geotérmica Mexicana realizó su Congreso Anual 2005 y su XIII Asamblea General

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

El 28 de noviembre de 2005 se realizó el Congreso Anual 2005 y la décimo tercera Asamblea General Ordinaria de la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM) en las instalaciones de la Comisión Federal de Electricidad del campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Ambos eventos se llevaron a cabo bajo el siguiente

PROGRAMA

Horario	Actividad / Ponencia	Autor(es)
8:00 – 9:00	Desayuno	
9:00 – 9:25	Mexican Geothermal History and Legends, A Compendium	Susan Fox Hodgson
9:25 – 9:50	Mineralogía de la zona mineralizada de sílice-epidota (ZMSE) en el campo geotérmico de Cerro Prieto, B.C., México	<u>Georgina Izquierdo</u> , Alfonso Aragón, Enrique Portugal, Víctor M. Arellano, Jesús de León, Julio Álvarez.
9:50 – 10:15	Algunos criterios para seleccionar la profundidad del intervalo productor en los pozos del campo geotérmico de Cerro Prieto	Jesús Saúl de León Vivar
10:15 – 10:40	Modelado del flujo de masa y energía en chimeneas submarinas usando el método de elementos finitos	Mario César Suárez-Arriaga
10:40 – 11:05	Modelo hidráulico de la red de vaporductos del campo geotérmico de Cerro Prieto	E. Salaices, <u>A. García</u> , J.I. Martínez, R. Ovando, M. Ceceñas, A.F. Hernández, I. Canchola, O. Mora, C. Miranda, M. Hernández, S. López, I. Murillo
11:05 – 11:20	Receso	
11:20 – 11:45	Relación entre la terminación de pozos y la producción de vapor para el campo geotérmico de Cerro Prieto	<u>M.H. Rodríguez R.</u> , J.S. de León V., A. Pérez H., y M. Corona R.
11:45 – 12:10	Helium anomalies at Los Azufres geothermal field, Mexico	<u>Rosa María Barragán R.</u> , Víctor Manuel Arellano G., Nuria Segovia, David Nieva G., y Fernando Sandoval M.
12:10 – 12:35	Desarrollo de una herramienta gráfica auxiliar para el análisis de tendencias de producción de vapor en pozos geotérmicos usando MATLAB	<u>Daniel Hernández Balbuena</u> y Juan de Dios Ocampo Díaz
12:35 – 13:00	Decaimiento de la capacidad productiva del pozo E-54 del campo geotérmico de Cerro Prieto debido a la precipitación e incrustación de sólidos.	<u>Juan de Dios Ocampo Díaz</u> , Jesús de León vivar y Andrés Pelayo Ledesma
13:00 – 13:30	Receso	
13:30 – 14:30	XIII Asamblea Ordinaria de la AGM	
14:30 – 16:00	Comida de Despedida	

Se presentaron todos los trabajos técnicos programados, con excepción de los dos últimos. Las memorias del congreso se prepararon en un disco compacto que se entregó a todos los asistentes, mismos que también recibieron una impresión con los resúmenes en español e inglés.



Al inaugurar el congreso, el Ing. Alejandro Abril Gaspar, Presidente de la AGM, dio lectura a una carta con saludos enviados por el Dr. John W. Lund, Presidente de la International Geothermal Association (IGA), de la cual forma parte la AGM como una asociación nacional.

Cuando concluyeron las presentaciones técnicas se inició la asamblea ordinaria de la AGM, conducida por su Presidente, bajo la agenda siguiente:

1. Lectura y aprobación del acta de la Asamblea General Extraordinaria del 17 de junio de 2005.
2. Informe de actividades del Consejo Directivo.
3. Informe del Tesorero de la AGM.

4. Entrega del Premio Pathé 2005.
5. Asuntos generales.

El Premio Pathé es un reconocimiento que instituyó recientemente la AGM para entregar anualmente a una persona que se haya desempeñado un mínimo de quince años en el ámbito de la geotermia mexicana y cuya trayectoria, merecimientos o aportes se consideren relevantes. En la convocatoria a la XIII Asamblea, el Consejo Directivo había solicitado el envío de candidaturas, entre las que decidió otorgar este premio, por primera vez, al Ing. Héctor Alonso Espinosa.

En la semblanza que leyó el Presidente de la AGM durante el punto 4 de la agenda mencionada, se destacó que Héctor Alonso es ingeniero geólogo, nacido en Puebla en 1936, y que empezó a trabajar en la geotermia desde 1958. Entre 1977 y 1989 ocupó los cargos de Coordinador Ejecutivo de Cerro Prieto y Gerente de Proyectos Geotermoeléctricos, en la Comisión Federal de Electricidad (CFE), desde los cuales fue el responsable ejecutivo de la instalación y puesta en operación de casi 600 MW geotermoeléctricos en los campos de Cerro Prieto y Los Azufres. Actualmente funge como asesor en la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE. El Premio Pathé 2005 constituye, así, un merecido reconocimiento a su larga y fructífera trayectoria en la geotermia en México.



Al agradecer el premio, el Ing. Alonso dijo que ésta era una de las cuatro mayores satisfacciones de su vida profesional, que se sumaba a la obtención de una mención honorífica cuando presentó su examen profesional (1960), a la recepción del Premio Nacional de Ingeniería Geológica (1982) y a su designación como

Académico de Número de la Academia Mexicana de Ingeniería (1984).

Los eventos concluyeron con la tradicional foto del recuerdo, que en esta ocasión tuvo dos marcos de fondo: el paisaje del campo geotérmico de Los Azufres, y la primera unidad geotermoeléctrica que funcionó en el continente americano, el turbo-generator de 3,5 MW de Pathé, que la CFE rescató y actualmente



se exhibe en ese campo.



**GEOHERMAL RESOURCES COUNCIL
2006 ANNUAL MEETING**

El Comité Organizador de la Reunión Anual 2006 del *Geothermal Resources Council* invita a la comunidad geotérmica hispanoparlante a participar en el evento, particularmente en la sesión especial sobre la Geotermia en América Latina. Toda la información necesaria en: <http://www.geothermal.org>.

GRC2006



SEPTEMBER 10-13, 2006

**TOWN & COUNTRY RESORT
SAN DIEGO, CALIFORNIA | USA**

**Geothermal Resources
Securing Our Energy Future**

CALL FOR PAPERS

INSTRUCCIONES DE PUBLICACIÓN EN LA REVISTA GEOTERMIA

Geotermia está abierta a la participación de investigadores de instituciones tanto nacionales como del extranjero quienes deben dirigir sus contribuciones a:

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.

Morelia, Mich., C.P. 58290, México

Atención: José Luis Quijano-León y/o Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

luis.quijano@cfe.gob.mx, luis.gutierrez03@cfe.gob.mx

Los trabajos deberán cumplir con las siguientes instrucciones de publicación.

1. El artículo debe ser inédito y relacionado con la geotermia, las fuentes alternas no convencionales de energía o con ramas afines.
2. Enviar una copia impresa a doble espacio, así como disquete con el archivo en formato MS-Word. También puede enviarse el archivo por correo electrónico a las direcciones indicadas arriba. Se aceptan trabajos en español con resumen en inglés, o en inglés con resumen en español.
3. Las tablas, cuadros y figuras deberán incluirse al final del texto. Las figuras y gráficas pueden ser en color o en blanco y negro, tener buena calidad y no rebasar el tamaño carta. Su cantidad deberá ser la suficiente para la comprensión o ilustración del trabajo expuesto. Deberán incluirse en las copias impresas, al final del texto, así como en el disquete en forma de archivos independientes en formato de imagen (*.gif, *.tif, *.jpg) que puedan importarse como tales desde MS-Word.
4. *Geotermia* es una revista virtual que se publica en formato *.pdf en el portal interno de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos y en otros portales públicos. Por lo tanto, es importante que todas las figuras y gráficas tengan la resolución suficiente para poder apreciarse al convertirse a archivos de imagen.
5. Todo artículo será sometido a revisión y arbitraje de un mínimo de dos especialistas en la materia. Para facilitar la imparcialidad de la revisión se mantendrá el anonimato entre autores y árbitros. Se enviarán reconocimientos escritos a quienes colaboraron como árbitros.
6. Se ofrecerá apoyo especial a los autores sin hábitos de publicar resultados por no constituir la publicación una parte rutinaria de su trabajo, y que, en consecuencia, requieran de indicaciones adicionales. El Consejo Editorial se encargará de hacer las modificaciones o correcciones pequeñas que no justifiquen la aplicación de un nuevo arbitraje.
7. El contenido de los trabajos deberá abordar los temas que se indican a continuación. Se subrayan las partes consideradas como indispensables, aunque su contenido pueda aparecer bajo otra sección o con otro título. Las otras secciones son opcionales, aunque pudiera haber otras a juicio del autor: Título, Autor, Adscripción laboral, Dirección de correo electrónico, Resumen en español, Palabras Clave en español, Título en inglés, Resumen (Abstract) en inglés, Palabras Clave (Keywords) en inglés, Antecedentes o Introducción, Objetivo, Metodología, Datos, Procesamiento, Interpretación, Interpretaciones alternativas, Conclusiones, Verificación, Agradecimientos, Referencias, Apéndices.
8. Todas las referencias deberán estar citadas en el texto y todas las citas deberán estar incluidas en las referencias. En el texto se empleará el sistema Harvard (apellido y año): "Algunos autores (González, 1995)...", o bien "González (1995) reporta que...". En caso de dos autores la cita deberá incluirlos a ambos (González y Rodríguez, 1995) y en caso de más autores deberá utilizarse la convención *et al.* (González *et al.*, 1995). La lista de referencias irá en orden alfabético y deberá incluir a todos los autores con todos los detalles de la publicación; si se emplean abreviaturas de publicaciones científicas, deberán estar de

acuerdo con el *World List of Scientific Periodicals*. Solamente las iniciales del primer autor irán después del apellido, y se colocará entre paréntesis el año de la publicación después del apellido del último autor. El título de la revista o libro referenciado deberá escribirse en cursivas. Ejemplos:

Cedillo-Rodríguez, F. (1999). Modelo hidrogeológico de los yacimientos geotérmicos de Los Humeros. *Geotermia*, Vol. 15, No. 3, 159-170.

Gutiérrez-Negrín, L., A. López-Martínez and M. Balcázar-García (1984). Application of dating for searching geothermic sources. *Nuclear Tracks and Radiation Measurements*, Vol. 8, Nos. 1-4, 385-389.

Allen, J.R.L. (1970). *Physical Processes of Sedimentation*. London, Allen and Unwin, 248 pp.

9. Si lo desea, puede solicitar una copia de los formatos de arbitraje y utilizar como guía para el contenido de su contribución los artículos ya publicados en esta revista.

10. Eventualmente aparecerá como parte de la revista una sección intitulada FORO, la cual dará cabida a artículos y colaboraciones tipo ensayo que pueden no cumplir con alguno o algunos de los requisitos precedentes, pero que a juicio del Consejo Editorial pueden resultar de interés para los lectores de la misma. Estas colaboraciones no serán sometidas a arbitraje técnico. Si desea que su colaboración sea considerada para publicarse en FORO, por favor indíquelo así al remitirla.

DIRECTIONS FOR CONTRIBUTORS

Geotermia is open to Mexican and foreign contributors, who should send all contributions to:

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA
Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.
Morelia, Mich., C.P. 58290, México
Atención: José Luis Quijano-León y/o Luis C.A. Gutiérrez-Negrín
luis.quijano@cfe.gob.mx, luis.gutierrez03@cfe.gob.mx

Contributions must follow these guidelines:

1. A submitted paper must be unpublished and related to geothermics, nonconventional energy sources or similar subjects.
2. Submit a printed copy, double spaced, and a diskette with the file in MS-Word format. The file may be sent by e-mail to an e-address indicated above. Contributions in Spanish with abstracts in English, or in English with abstracts in Spanish, are acceptable.
3. Tables, figures and graphs must be placed at the end of the text. They must be of good quality, either in color or black and white, and not larger than letter-sized paper. Include all tables, figures and graphs needed by a reader to understand the paper. Place them on the diskette as independent files in image-format (*.gif, *.tif, *.jpg), which can be imported from MS-Word.
4. *Geotermia* is a digital magazine published in a *.pdf format at the internal website of the Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos and at other public websites. Therefore, all figures and graphs must have enough resolution to be clear when they are converted to image-files.
5. All contributions will undergo review and arbitration by at least two specialists in the field. To encourage fair evaluations, the authors will receive anonymous reviews. The reviewers will receive an acknowledgement letter from the editorial board.

6. *Geotermia* offers special support to first-time authors for whom publishing papers is not part of their jobs. The editorial board can make small modifications or corrections to such papers without a new peer-review process.
7. All papers must include the following sections. Those considered as indispensable are underlined, yet they can be included under other chapters or subtitles. The other parts are optional, plus authors can include additional sections: Title, Author(s), Company or institution, Address, Abstract in Spanish, Keywords in Spanish, Title in English, Abstract in English, Keywords in English, Introduction or background, Objective, Methodology, Data, Processing, Interpretation, Alternative interpretations, Conclusions, Verification, Acknowledgement, References, Appendix.
8. All references must be cited in the text, and all citations must be included in the References. In the text, the Harvard citation system (last name and year) must be used: "Some authors (González, 1995)...", or: "González (1995) indicates that..." In the case of two authors, the citation must include both (González and Rodríguez, 1995), and in the case of more than two authors the convention *et al.* (González *et al.*, 1995) must be used. The list of references must be arranged alphabetically and include all the authors and details of the cited publication. All abbreviations must be from the *World List of Scientific Periodicals*. Initials of the first author must follow the last name, putting into parenthesis the year of publication after the last author. The title of a magazine or book must be written in italics. Examples:

Cedillo-Rodríguez, F. (1999). Modelo hidrogeológico de los yacimientos geotérmicos de Los Humeros. *Geotermia*, Vol. 15, No. 3, 159-170.

Gutiérrez-Negrín, L., A. López-Martínez and M. Balcázar-García (1984). Application of dating for searching geothermic sources. *Nuclear Tracks and Radiation Measurements*, Vol. 8, Nos. 1-4, 385-389.

Allen, J.R.L. (1970). *Physical Processes of Sedimentation*. London, Allen and Unwin, 248 pp.
9. You may ask for a copy of the review of any paper published in *Geotermia* and use it as a guide for your contribution.
10. Eventually, a section named FORO will constitute the last part of the magazine. The section will include contributions, notes and essays that may or may not meet any or all of the stipulations for papers, but that the editorial board considers of interest to the readers. Contributions included in FORO will not undergo peer review. If you want a contribution be placed in FORO, please indicate this upon submission.