

GEOTERMIA

REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

ISSN 0186-5897

Volumen 22, No. 2

Julio-Diciembre de 2009

CONTENIDO

| | |
|--|-----------|
| Editorial | 1 |
| Áreas para exploración en los alrededores del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC Álvaro Aguilar Dumas | 2 |
| Propuesta para la neutralización de fluidos ácidos provenientes de pozos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. Magaly del Carmen Flores Armenta, Miguel Ramírez Montes y Juan Manuel García Cuevas | 10 |
| Patrones de comportamiento de especies químicas e isotópicas (2006-2007) en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich., en respuesta a la reinyección Rosa María Barragán R., Víctor Manuel Arellano G., Ignacio Martínez E., Alfonso Aragón A., Lisette Reyes D. y Rubí González | 19 |
| Quince años de monitoreo sísmico en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS Irais Ortiz Prieto y Cecilia Lorenzo Pulido | 28 |
| Zonas de alteración hidrotermal y condiciones actuales del yacimiento: un enfoque para determinar zonas productoras al oriente del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC Juan Manuel Camacho Hernández | 35 |
| Corrosión en tuberías de línea y de revestimiento de pozos del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC Carlos A. Miranda Herrera, Ismael Canchola Félix, Joaquín Raygoza Flores y Othón Mora Pérez | 45 |
| Primera estimación de las reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja en veinte estados de México Eduardo R. Iglesias y Rodolfo J. Torres | 54 |
| Foro | 66 |
| Nueva publicación sobre energía geotérmica Rafaelle Cataldi (Traducción de Luis C.A. Gutiérrez-Negrín) | 67 |
| Tendencias energéticas en Estados Unidos con proyecciones al año 2030 Alfredo Mañón Mercado | 71 |
| Viento, capacidad eléctrica de respaldo y emisiones Michael Goggin (Traducción de Luis C.A. Gutiérrez-Negrín) | 77 |
| El Mundo de la Energía Con información de Alfredo Mañón Mercado | 81 |

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, México. GEOTERMIA – REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA es nombre registrado en la Dirección General de Derechos de Autor de la Secretaría de Educación Pública de México, 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

Magaly Flores Armenta

Raúl Sánchez Velasco

Jaime Vaca Serrano

Editores asociados:

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)

Mario César Suárez Arriaga (UMSNH)

Secretaría:

Enedelia Calderón Ochoa

Responsable de sitio en página de la UMSNH:

María de los Ángeles Fabián-Álvarez

Oficinas:

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas

Morelia, Mich., 58290

Tel. (443) 322-7000

Correos: luis.gutierrez@geotermia.org.mx, l.g.negrin@gmail.com, luis.quijano@geotermia.org.mx

Editorial

Se presentan en este número de la revista un total de siete artículos técnicos y tres en la sección del Foro, además de la sección que se ha vuelto permanente denominada El Mundo de la Energía, que como es usual incluye notas cortas relacionadas con el tema.

Cinco de los siete artículos técnicos fueron presentados originalmente en la III Reunión Interna de Mejora Continua, organizada por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Xalapa, Ver., México, en 2008, y parecen ofrecer una muestra representativa de las actividades y problemática usuales en campos geotérmicos en explotación y desarrollo. Los trabajos abordan temas relativos a la exploración y desarrollo en el campo de Cerro Prieto, a la geofísica aplicada en el caso del campo de Las Tres Vírgenes, y a problemas específicos en el propio campo de Cerro Prieto (corrosión de tuberías de pozos) y en el de Los Humeros (neutralización de fluidos ácidos).

Otro de los artículos técnicos, referido a ciertas características químicas e isotópicas de fluidos del campo de Los Azufres, se presentó en el XVI Congreso Anual de la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM), realizado en Morelia, Mich., en noviembre de 2008. Con él, empezamos la publicación de algunos de los trabajos presentados en ese congreso, la cual continuaremos próximamente. Por cierto, hasta el 24 de julio está abierta la convocatoria para recibir resúmenes de trabajos a presentar en el XVII Congreso Anual de la AGM, el cual también se realizará en esa ciudad en noviembre de 2009. Como se indica en una nota incluida en este número, toda la información sobre este congreso está disponible en el portal de la AGM: <http://www.geotermia.org.mx>.

El artículo con la estimación de reservas geotérmicas de temperatura baja a intermedia en México fue específicamente sometido para publicación en la revista. Con él termina de configurarse un conjunto de artículos técnicos que aborda diversos aspectos de los cuatro campos geotérmicos en explotación en México, así como de su potencial geotérmico nacional, y que sin duda incluyen datos e información de interés para los lectores de la revista.

Pese a la recesión económica mundial, que aparentemente ha tocado fondo a fines del primer semestre de 2009, la industria geotérmica se encuentra en pleno desarrollo en varias partes del mundo. En particular, México tiene actualmente un nuevo proyecto en construcción (Los Humeros II, con 25 MW netos adicionales) y próximamente tendrá otro más (Cerro Prieto V, de 100 MW netos, y que implicará 25 MW adicionales), y en Estados Unidos hay actualmente más proyectos geotermoeléctricos en diversas etapas de desarrollo y construcción de los que ha habido en toda su historia, como se informa en una nota de El Mundo de la Energía. Por las dimensiones e importancia mundial de la economía de Estados Unidos, decidimos incluir en el Foro un resumen con los datos relevantes del informe anual preliminar sobre las tendencias energéticas en este país, con proyección hasta el año 2030, que cada año prepara y publica la Agencia de Información sobre Energía norteamericana. En particular, México puede aprovechar los retos y oportunidades que implican las tendencias en el sector estadounidense de energía en materia de precios, consumo, intensidad energética, producción, importación, generación eléctrica y emisiones de CO₂, para tomarlos en cuenta en sus planes de desarrollo nacionales.

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Áreas para exploración en los alrededores del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

Álvaro Aguilar Dumas

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia General de Cerro Prieto, Mexicali, BC, México. Correo: alvaro.aguilar@cfe.gob.mx

Resumen

Cuando se trata de la explotación de recursos naturales del subsuelo, sea agua, gas, petróleo o minerales, la exploración juega un papel muy importante, ya que permite conocer las condiciones del yacimiento que pudieran llevar a incrementar las reservas de los recursos explotados y extender su vida útil. En las zonas aledañas al campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, y en general en el Valle de Mexicali, la exploración estaba prácticamente detenida habiéndose reactivado a raíz de que la Subgerencia de Estudios de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE envió personal para realizar mapeos estructurales en las porciones norte y oriente de la Laguna Salada. Este trabajo presenta un panorama general de las áreas prioritarias para realizar estudios exploratorios y poder programar, con más bases, pozos exploratorios enfocados a localizar más recursos geotérmicos, inclusive para generar energía por medio de plantas de ciclo binario, así como pozos inyectores en el oeste de la zona de producción actual, todo ello con el fin de incrementar la vida productiva del campo geotérmico.

Palabras Clave: Cerro Prieto, exploración, inyección, Laguna Salada, Tulecheck.

Areas to explore surrounding the Cerro Prieto geothermal field, BC

Abstract

Exploration plays an important role in tapping underground natural resources—whether water, oil, natural gas or minerals. Exploratory data allow us to learn reservoir conditions, increasing probable reserves and reservoir life span. Around the Cerro Prieto geothermal field, BC, and in the Mexicali Valley in general, exploration had almost stopped but recently was resumed by the Studies Division of CFE's Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. The division sent technical personnel to structurally map the northern and eastern portions of Laguna Salada. The paper offers a general outline of the main zones undergoing exploratory studies—studies perhaps culminating in siting exploratory wells to locate more geothermal resources (and ultimately producing them using binary power plants). CFE also wants to site injection wells west of the current production zone, and this is covered, as well. All activities are meant to increase the productive lifespan of the geothermal reservoir.

Keywords: Cerro Prieto, exploration, injection, Laguna Salada, Tulecheck.

1. Introducción

El objetivo de este trabajo es proponer áreas nuevas donde se puedan programar trabajos de mayor detalle para localizar recursos geotérmicos en el mediano plazo, ubicadas en la parte oeste del Campo Geotérmico de Cerro Prieto (CGCP), donde existen evidencias como la zona de Tulecheck, que presenta manifestaciones termales con temperaturas medidas en superficie entre 53 y 93° C y el geotermómetro de Na-K-Ca indica

temperaturas de 159 a 230° C. Esto indica la posibilidad de un yacimiento propicio para generar energía por medio de ciclo binario, tal como se hace en el campo geotérmico de Heber, en el vecino estado de California, EUA, donde se produce electricidad con fluidos de 165-182° C. También hay manifestaciones termales en la parte oriente de la Sierra Cucapá, que en superficie reportan temperaturas de 102° C, así como zonas de fracturamiento en el basamento cercanas al CGCP. Estas se puedan usar para disponer el agua residual a través de la inyección, ya sea en la parte oriente de la Sierra Cucapá o en la porción suroeste del horst Cerro Prieto, localizado en el subsuelo de la Laguna de Evaporación, pero de manera más conveniente en la cuenca oeste. Todo ello redundará en la extensión de la vida productiva del CGCP.

El CGCP tiene un yacimiento geotérmico de líquido dominante, alojado en un ambiente sedimentario. Está ubicado en una cuenca transtensional, o tipo *pull-apart*, formada por los sistemas de fallas Cerro Prieto e Imperial, los cuales forman parte del sistema de San Andrés.

El CGCP empezó operaciones comerciales en 1973. A partir de esa fecha se ha extraído vapor geotérmico que se distribuye a las diferentes centrales generadoras. Actualmente se tiene una capacidad instalada de 720 MW y se extraen aproximadamente 5800 toneladas por hora (t/h) de vapor para cumplir las demandas de producción. Existen actualmente un total de 353 pozos perforados en el CGCP, de los cuales 172 se encuentran integrados a los procesos productivos.

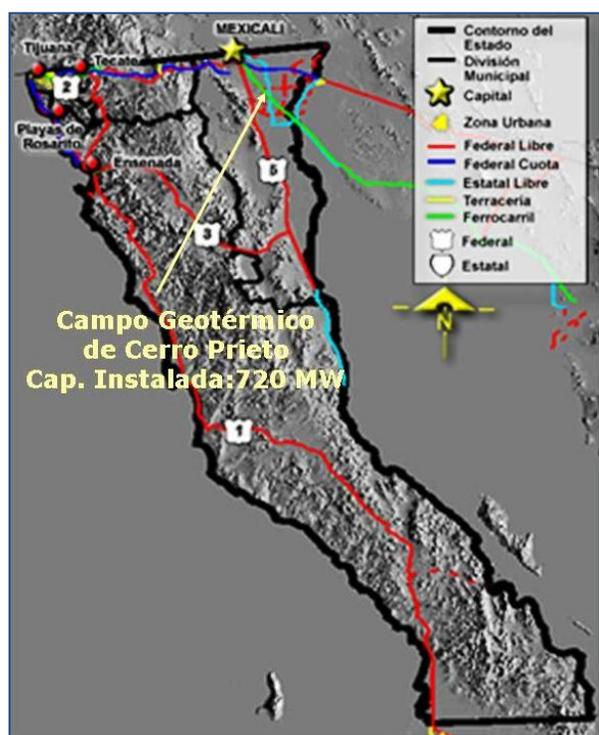


Fig. 1. Localización del campo de Cerro Prieto

El CGCP se encuentra en Baja California, 30 km al sureste de la ciudad de Mexicali, entre los meridianos 115° 12' y 115° 18' longitud oeste y los paralelos 32° 22' y 32° 26' de latitud norte (Fig. 1).

2. Geología

La zona geotérmica del Valle de Mexicali, se localiza dentro de la cuenca de Salton, que abarca desde Salton Sea en la porción sur del estado de California, Estados Unidos, hasta el Golfo de California y forma parte del sistema tectónico de San Andrés, formado por fallas transcurrentes con desplazamientos normales de dirección general NO-SE. Las fallas más importantes reconocidas en la zona del CGCP son la Cucapá, Cerro Prieto, Michoacán e Imperial (Aguilar, 2006).

2.1. Geología Regional

El CGCP está localizado en la planicie deltaica del Río Colorado, la cual forma parte de la depresión estructural conocida como depresión de Salton. A nivel regional el área corresponde a una gran cuenca de origen tectónico rellena de sedimentos continentales y marinos terciarios-cuaternarios, que sobreyacen a un basamento constituido por rocas graníticas. El límite occidental de la cuenca lo forma la Sierra Cucapá, compuesta por rocas ígneas intrusivas.

La estructura volcánica de Cerro Prieto consta de dos centros eruptivos superpuestos y es el origen de los afloramientos de rocas volcánicas de composición andesítica y riódacítica (Vázquez, 1998).

La distribución de los sedimentos en los valles de Mexicali e Imperial se ha visto afectada por el movimiento hacia el NO de la Península de Baja California, a lo largo del sistema de fallas de San Andrés, desde hace aproximadamente 4 millones de años. Se ha estimado una velocidad de desplazamiento de 36 mm al año a lo largo de la Falla San Andrés, que junto con el desplazamiento al norte de la península a través de las fallas Imperial, Elsinore, Laguna Salada, Cerro Prieto, etc., sugiere un desplazamiento de rumbo N-NO del orden de 300 km de la península con respecto al continente. El efecto de este movimiento en la desembocadura del Río Colorado durante el Cuaternario es el alargamiento de las cuencas de Salton y de Cerro Prieto en cuencas tipo *pull-apart*, elongadas en dirección NO, donde se encuentra la fuente de calor para los reservorios geotérmicos (Lira, 2005).

2.2. Geología Local

Se describen las diferentes unidades litológicas de la más antigua a la más reciente.

Rocas Batolíticas del Cretácico (Edad aproximada: 120 ma): Los principales ejemplos de este tipo de rocas cercanas al CGCP forman gran parte de la Sierra Cucapá y de la Sierra El Mayor y son de composición granítica a tonalítica.

Rocas Sedimentarias del Terciario (Edad de 13.5 a 1.8 ma): Compuestas por una secuencia de lutita gris a negro intercalada con areniscas de cuarzo de grano fino a medio, donde se aloja el yacimiento geotérmico. La cima de esta unidad la constituyen lutitas de color café y lodolitas.

Depósitos Aluviales del Pleistoceno y Reciente (Edad de 1.8 ma a 100,000 años): En el CGCP se les conoce con Sedimentos Clásticos No Consolidados (SCNC) y están conformados por secuencias de arenas, gravas y arcilla plástica color café. Su espesor es de 500 a 2300 metros, siendo en el este del CGCP donde presenta su mayor profundidad.

Rocas Ígneas Extrusivas del Cuaternario: Están presentes en el volcán Cerro Prieto, siendo de composición andesítica a riódacítica.

2.3. Geología Estructural

Localmente hay tres importantes fallas reconocidas en la zona: Cerro Prieto, Michoacán y Sistema de Fallas H (Fig. 2).

En el CGCP la falla Cerro Prieto (FCP) es de rumbo NE-SO, con echado al SO de 75°-80°. Es una estructura que pertenece al sistema de fallas Cerro Prieto, el cual es un sistema del tipo dextral que se extiende desde el centro de dispersión de Cerro Prieto hasta la Cuenca de Wagner. El trazo de la falla es visible únicamente en su sector sur; la parte norte ha sido determinada por mecanismos focales y métodos geofísicos. Recientemente, apoyados con localización de hipocentros de movimientos sísmicos, se determinó que la FCP se extiende 34 km adicionales al noroeste desde su último afloramiento reconocido, aproximadamente a 32°42' de latitud N (Magistrale, 2002). Es la estructura que marca la frontera entre las Placas Norteamérica y Pacífico en el Valle de Mexicali. Su desplazamiento promedio es mayor a 50 mm al año (Cruz-Castillo, 2002).

El Sistema de Fallas H, de rumbo NE-SO y echado al SE de 45° a 65°, es producto de los esfuerzos de tipo dextral entre la Falla Imperial y el sistema de fallas Cerro Prieto.

La Falla Michoacán pertenece al mismo sistema de fallas Cerro Prieto, tiene rumbo NO-SE con echado variable al SE. Esta estructura y la falla Cerro Prieto forman un horst o bloque levantado que se acuña al sur, donde se aloja el sector conocido como Cerro Prieto I (CP-I, ver Figura 2).

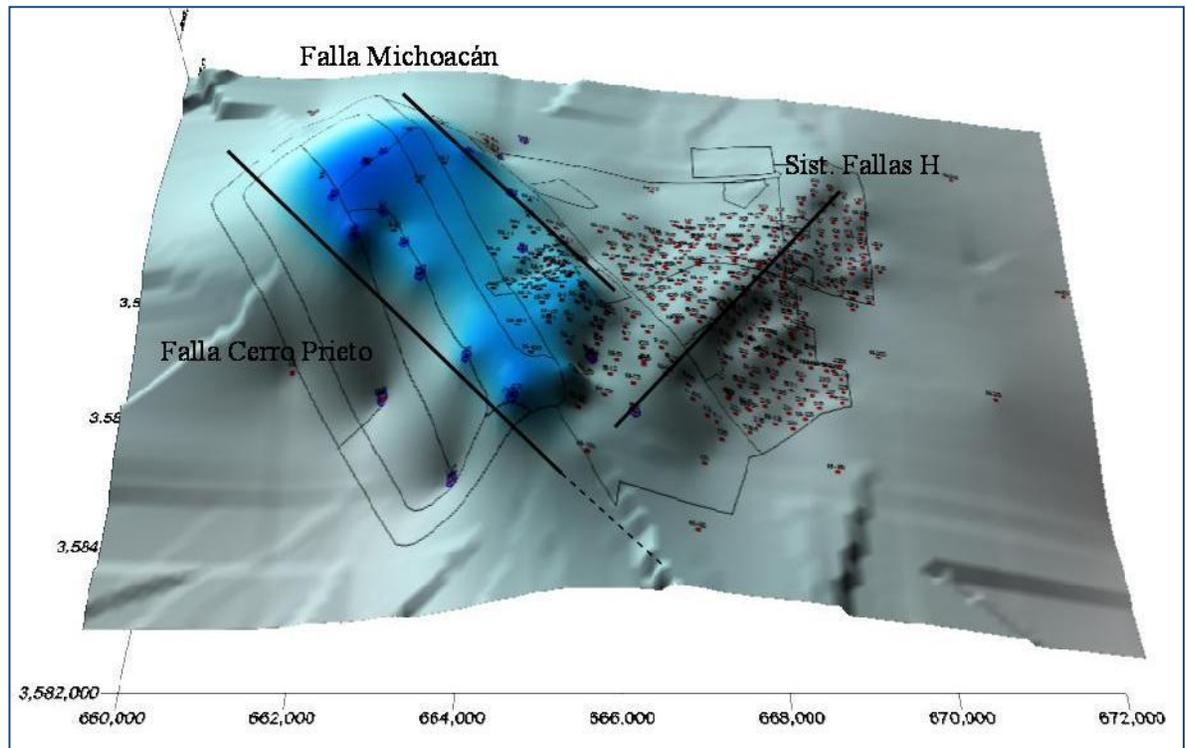


Fig. 2.
Modelo
estructural del
CGCP

La cuenca tectónica donde se encuentra el yacimiento está limitada al este por la Falla Imperial y al oeste por la Falla Michoacán. Esto indica cuatro bloques estructurales claramente definidos:

- El bloque alto central (AC) donde se encuentra el sector de CP-I y la cima de la unidad de Lutita Gris se encuentra entre 400 y 700 metros bajo el nivel del terreno (mbnt).
- El bloque bajo central (BC) donde se encuentran los sectores CP-II y CP-III, con la cima de la Lutita Gris entre 1000 y 1500 mbnt.
- El bloque bajo este (BE) en el que se ubica el sector de CP-IV, con la cima de Lutita Gris entre 1800 y 2400 mbnt.
- Y el bloque caído al oeste (BO), donde la cima de Lutita Gris se conoce a más de 2000 mbnt, según lo indicado por el pozo I-15.

3. Áreas de interés geotérmico

Debido a la prolongada extracción de vapor, las áreas más productivas se han venido reduciendo a lo largo del tiempo. Por ello es necesario encontrar áreas nuevas, cercanas al campo, donde a mediano plazo se puedan ubicar recursos geotérmicos que reemplacen a las áreas que han perdido presión y temperatura en la zona actual de producción. Esto incluye también recursos de baja temperatura, de 220 a 230° C, que puedan explotarse con plantas de ciclo binario ya que en un futuro próximo es previsible que la parte occidental del CGCP (es decir, el sector de CP-I) sólo podrá explotarse con este tipo de plantas pues sus fluidos serán baja entalpía.

3.1. Área de Tulecheck

El área Tulecheck (Fig. 3) presenta manifestaciones termales con temperaturas medidas en superficie entre 53 y 93° C. El geotermómetro de Na-K-Ca indica temperaturas de 159 a 230° C. En 1958 se realizó un estudio sobre las manifestaciones hidrotermales, que se llamaron Dren Tulecheck y Dren Huisteria, registrándose temperaturas de 60-76° C y de 88-103° C, respectivamente.

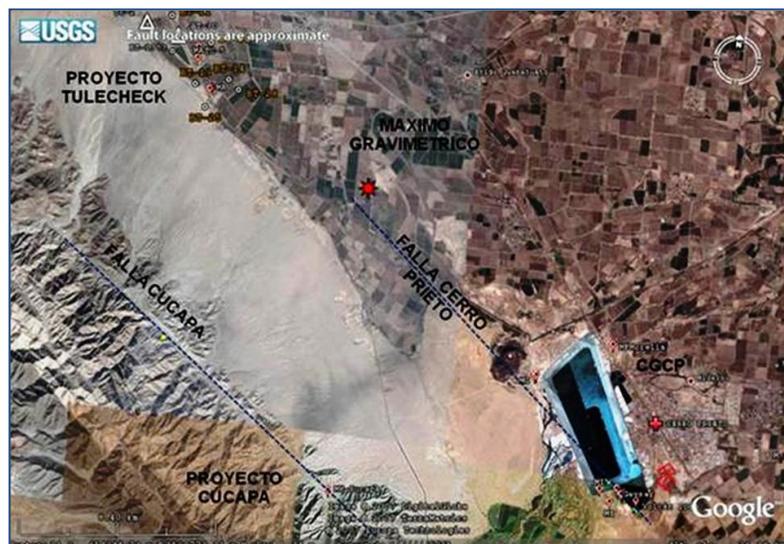


Fig. 3. Ubicación de las áreas de Tulecheck y Cucapá

que se puede generar energía con plantas de ciclo binario, ya que algunos autores consideran que podría encontrarse un yacimiento geotérmico más grande que el conocido en Heber, California (Elders *et al.*, 1993).

3.2. Laguna Salada

En 1907 se reportó una gran manifestación de 53° C en la orilla oriental de la Laguna Salada. Su análisis químico indicó 2500 ppm de sólidos totales disueltos (STD) y un alto contenido en cloruros de sodio con cantidades apreciables de sulfato de calcio. En 1983 la CFE empezó la exploración en esta zona y en 1991 se perforaron 2000 metros, distribuidos en 42 pozos someros con una profundidad promedio de 47 m, para medir el gradiente térmico. Finalmente, en 1994 la CFE perforó tres pozos exploratorios profundos, ninguno de los cuales presentó resultados favorables.

En noviembre de 2006 personal de CFE llevó a cabo un mapeo estructural en la parte noreste de la Laguna Salada, sobre la Falla Laguna Salada, con el fin de localizar zonas de fracturamiento que se pudieran proyectar a profundidad.

3.3. Lado este de la Sierra Cucapá

A 8 km al S 43° W del volcán Cerro Prieto (Fig. 3), se localiza una manifestación termal en la parte oriental de la Sierra Cucapá (SC) que consiste únicamente en vapor con una temperatura de 102° C (Calderón, 1958). Esto permite asumir que la Falla Cucapá es conductora de fluidos en esta parte de la sierra.

Los trabajos realizados en esta área se enfocaron a coleccionar una muestra del condensado de vapor, la cual se analizó reportando un pH de 1, un total de 31,150 ppm de STD, y un contenido de HCO₃ de 0.643 ppm. El vapor se descarga a través de una protuberancia de 2.80 m de altura, formada por el material de acarreo que ha pasado por los orificios que forman dicha manifestación. Se encuentra en los depósitos aluviales de la Sierra Cucapá.

Con base en estudios geofísicos, en 1978 la CFE perforó 12 pozos someros, a profundidad media de 102 m, y otro denominado BT-26 con una profundidad de 800 m, con lo que se exploró un área aproximada de 36 km². En 1982 se perforaron otros cinco pozos con profundidades entre 962 y 1624 m. El más profundo, denominado TC-2, alcanzó el basamento granítico a 1540 m de profundidad y registró temperaturas de fondo de 92° C. El pozo más caliente, BT-30, terminado en sedimentos a 1260 m, registró temperaturas de 165° C.

Actualmente esta zona se considera propicia para localizar recursos geotérmicos con los

4. Estudios geofísicos

Se han realizado estudios geofísicos en el Valle de Mexicali desde 1962 (Velazco, 1963). Después de haber utilizado diferentes técnicas geofísicas, se ha determinado que los métodos geofísicos más prácticos en la exploración de esta región son la sismología de reflexión y refracción, la gravimetría y la magnetometría (Ramírez, 1994).

Mediante la gravimetría, estudios realizados en el Valle Imperial demostraron que las anomalías de Bouguer, además de sugerir la forma y tendencia regional del espesor sedimentario y estructuras principales, en algunos casos sus máximos presentan una estrecha relación con zonas de altas temperaturas. Esta interpretación, en combinación con estudios de magnetometría y resistividad, dio como resultado el descubrimiento de ocho regiones geotérmicas denominadas Salton Sea, Heber, East Mesa, North Brawley, East Brawley, Glamis, Dunnes y Border, ubicadas cada una en un máximo gravimétrico, pese a que únicamente la zona de Salton Sea tenía evidencias de termalismo superficial (Fig. 4).

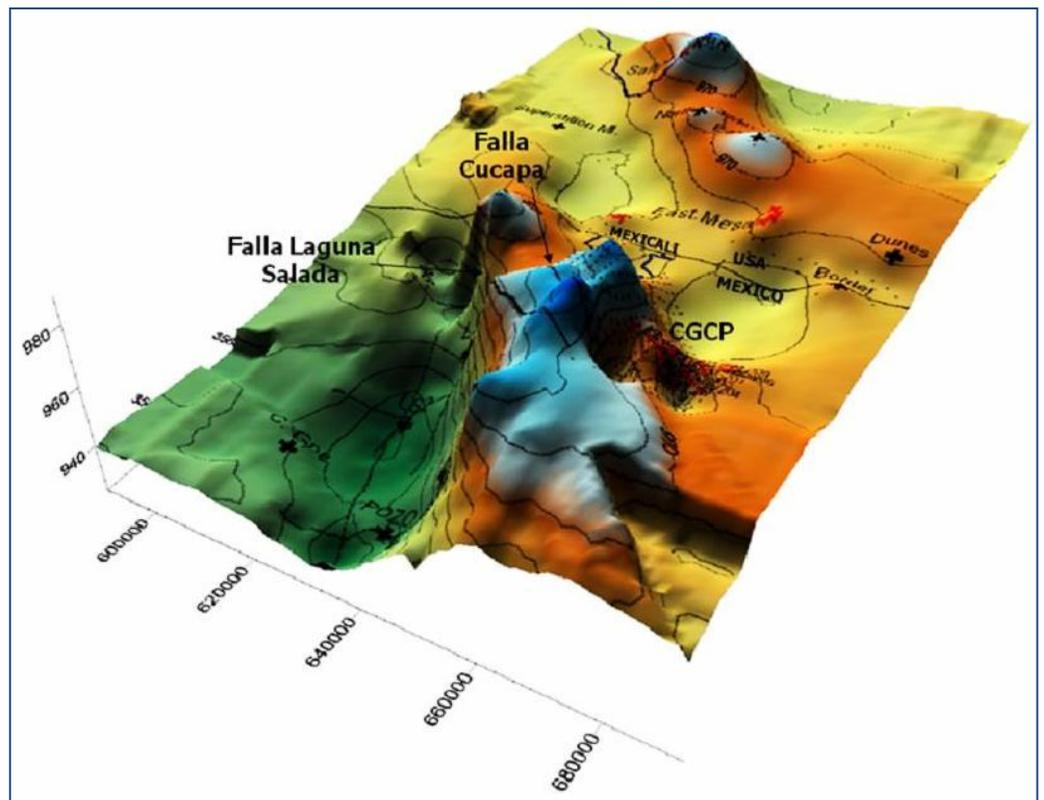


Fig. 4. Plano de anomalías de Bouguer en Imperial Valley, el CGCP y Laguna Salada

El CGCP también se encuentra en un máximo gravimétrico. El máximo que se aprecia al oeste del Ejido Michoacán, al sureste del área de Tulecheck, puede significar un importante recurso potencial (Fig. 5).

5. Conclusiones

Existe un máximo gravimétrico en el plano de anomalías de Bouguer al oeste-noroeste del CGCP (Sierra Cucapá y Tulecheck), con buenas posibilidades de contener recursos geotérmicos, que pueden ser de temperaturas medias, como en el caso de Heber o East Mesa. En el vecino estado de California, EUA, los altos gravimétricos generalmente coinciden con campos o proyectos geotérmicos, como en los casos mencionados antes (Fig. 4).

Sierra Cucapá. El máximo gravimétrico localizado al oeste del CGCP, asociado a la Falla Cucapá y sobre el lado oriente de la sierra, está prácticamente sin explorar. Es recomendable programar un pozo exploratorio para comprobar la anomalía gravimétrica (Fig. 5).

Tulecheck. El máximo gravimétrico localizado al oeste del Ejido Michoacán está parcialmente explorado, sobre todo en su porción noroeste en lo que se conoce como área de Tulecheck (Fig. 5). Sin embargo, ningún pozo de los que se perforaron en el pasado se localizó en el máximo gravimétrico (Fig. 3), lo que abre aún más la posibilidad de encontrar recursos geotérmicos. Se recomienda programar al menos dos pozos exploratorios para comprobar dichas anomalías.

Laguna Salada. De acuerdo con los resultados obtenidos en el pasado, ésta no es un área prioritaria para exploración geotérmica.

Por otro lado, es recomendable que los estudios estructurales se apoyen en resultados de geoquímica, geofísica y otros estudios, con el fin de darles más sustento a sus conclusiones.

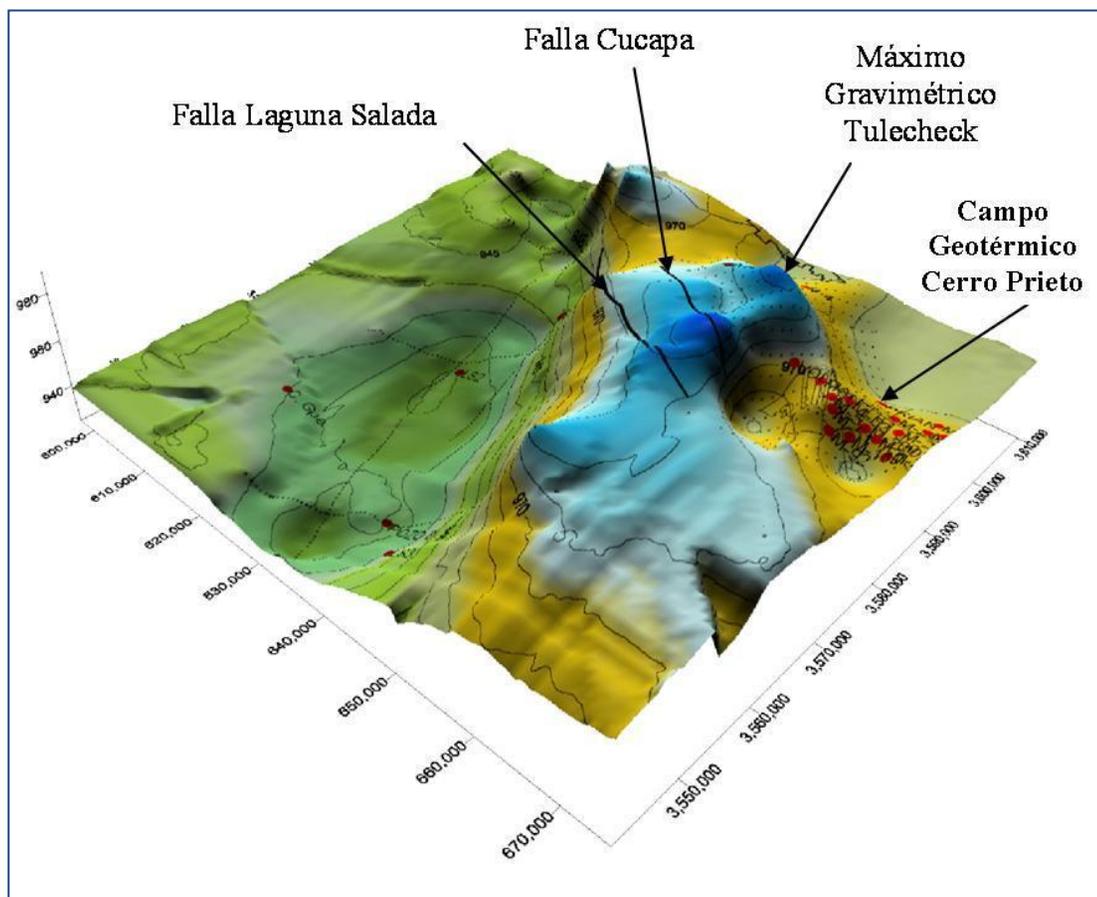


Fig. 5. Plano de anomalías de Bouguer en Cerro Prieto, Laguna Salada y Tulecheck

Referencias

Aguilar, A., 2006. Update of the Cerro Prieto Geological Model. *Geothermal Resources Council, Transactions*, Volume 30, p. 3-7.

- Calderón G., A., 1958. Estudio Preliminar Geológico del Área al Sur y Sureste de Mexicali, B.C., para aprovechar los Recursos Geotérmicos. GEOCA (Geólogos Consultores Asociados). Inédito.
- Cruz-Castillo, M., 2002. Catálogo de las fallas regionales activas en el norte de Baja California, México. *Boletín GEOS*, Unión Geofísica Mexicana-Instituto Mexicano del Petróleo, p. 37-42.
- Elders, W.A., M. Campbell and C. Carreón, 1993. Direct Use Potential of the Tulecheck Geothermal Area, B.C., México. Informe del Convenio de Investigación UABC-UCR, Riverside, CA. Inédito.
- Lira H., Héctor, 2005. Actualización del modelo geológico conceptual del Campo Geotérmico de Cerro Prieto, BC. *Geotermia*, Vol. 18, No. 1, pp. 37-46.
- Magistrale, H., 2002. The Relation of the Southern San Jacinto Fault Zone to the Imperial and Cerro Prieto Faults. In Barth, A., ed., *Contributions to Crustal Evolution of the Southwestern United States*. Geological Society of America Special Paper 365, p. 271-278.
- Ramírez, J., 1994. Estudio gravimétrico de la zona geotérmica de Laguna Salada, B.C. Instituto de Ingeniería, UABC, Reporte Técnico Final. Inédito.
- Vázquez G., Rogelio, 1998. Estudio geohidrológico del Campo Geotérmico Cerro Prieto. Informe Técnico RE-05/98, CICESE. Inédito.
- Velazco H., J., 1963. Levantamiento gravimétrico zona geotérmica de Mexicali, Baja California. Informe interno del Consejo de Recursos Naturales No Renovables. Inédito.

Propuesta para la neutralización de fluidos ácidos provenientes de pozos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue.

Magaly del Carmen Flores Armenta, Miguel Ramírez Montes y Juan Manuel García Cuevas

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Alejandro Volta 655, Morelia, 58290, Mich., México. Correo: magaly.flores@cfe.gob.mx

Resumen

Neutralizar un fluido ácido consiste en agregarle una solución de hidróxido de sodio. Esto neutraliza el grupo de ácidos H y en consecuencia aumenta el pH. La inyección de hidróxido de sodio se realiza de manera continua y a una profundidad adecuada dentro del pozo para proteger a la tubería y a todo el equipo superficial contra la corrosión. La neutralización es una práctica común que se viene realizando en campos como Los Geysers en Estados Unidos y en Miravalles, Costa Rica, donde la presencia de fluidos agresivos causa problemas en la extracción y aprovechamiento del fluido geotérmico con fines comerciales. La zona alrededor de los pozos H-4, H-16 y H-29 del sector norte del campo de Los Humeros, Pue., conocido como el Colapso Central, presentó en el pasado indicios de fluidos ácidos agresivos, motivo por el cual varios pozos de esa zona debieron ser reparados cementando y aislando sus zonas productoras más profundas. El pozo H-43 se perforó hace dos años en la zona norte del campo, y aunque no está localizado en la zona con fluidos agresivos, hay características mineralógicas que podrían indicar la presencia de fluidos ácidos. Por tanto, para la operación comercial de este pozo se contempla la instalación de un sistema de neutralización, cuyas características generales se describen en este trabajo. Esto permitiría prevenir la corrosión que hasta el momento ha impedido la explotación de la parte profunda del Colapso Central y coadyuvaría a un desarrollo más rentable en este campo.

Palabras clave: Acidez, corrosión, fluidos ácidos, Los Humeros, neutralización.

Proposal to neutralize acid fluids from wells in the Los Humeros, Pue., geothermal field

Abstract

Neutralizing an acidic fluid consists of adding a sodium hydroxide solution to neutralize the H group of acids, therefore increasing the pH. The injection of sodium hydroxide has to be continuous and at a proper depth inside the well to protect against the corrosion of casing and surface equipment. Neutralization is a common practice used in geothermal fields, such as at The Geysers in the US and Miravalles in Costa Rica—places where aggressive fluids cause problems for extracting and using geothermal fluids commercially. A zone surrounding wells H-4, H-16 and H-29 in the northern section of the Los Humeros, Pue., geothermal field, known as the Colapso Central, has shown evidence of aggressively acidic fluids. Several wells drilled in the area had to be repaired, thus plugging and isolating the deepest production zones. Well H-43 was drilled two years ago in the northern zone of the field, and even though it is not located in the aggressive-fluid zone, the well presents mineralogical features possibly indicating the presence of acidic fluids. Therefore, before producing this well it has been proposed we install a neutralization system with general characteristics presented in this paper. The system will prevent corrosion that up to now has prevented exploitation of the deep portion of Colapso Central, helping to develop the field in a more profitable way.

Keywords: Acidity, corrosion acid fluids, Los Humeros, neutralization.

Introducción

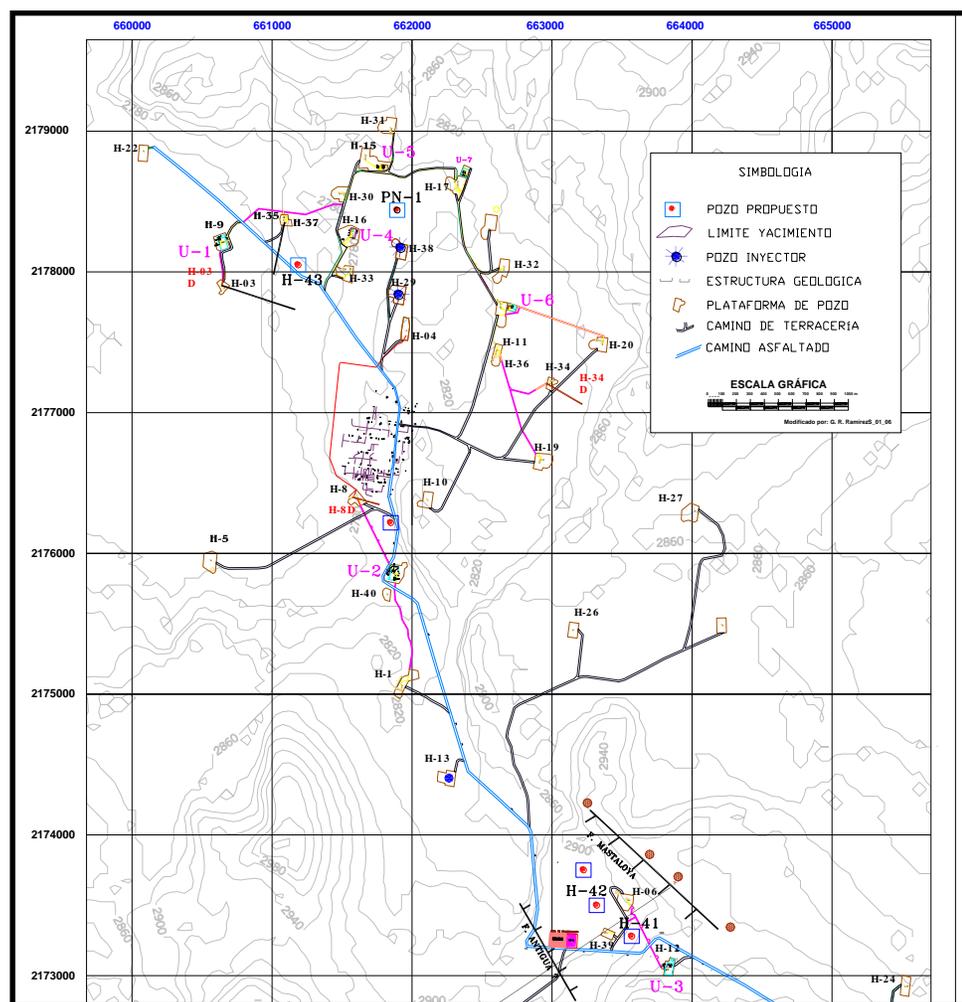


Fig. 1. Localización de pozos y unidades generadoras en Los Humeros

El campo geotérmico de Los Humeros se localiza en la parte oriental del Eje Neovolcánico Mexicano, aproximadamente a 25 km al NW de la ciudad de Perote en el Estado de Veracruz, a una elevación promedio de 2800 m sobre el nivel del mar, dentro de un complejo volcánico de tipo caldérico de edad inferior a 500 mil años (Gutiérrez Negrín, 1982). Este centro volcánico se encuentra casi en los límites con la provincia volcánica alcalina del Golfo de México (Fig. 1). En este campo desde 1981 se han perforado 41 pozos, de los cuales 18 son productores y 4 se utilizan o se han utilizado como inyectores. En 1991 se instaló la primera unidad de generación de 5 MW y actualmente cuenta con 8 unidades de 5 MW que suman una capacidad instalada de 40 MW.

La aparición de fluidos ácidos en yacimientos geotérmicos asociados con vulcanismo reciente, indica que el fluido geotérmico se deriva de un fluido magmático sólo parcialmente neutralizado por reacciones con feldespatos y micas. El vapor sobrecalentado conteniendo ácido clorhídrico ionizado forma ácidos en los puntos donde hay condensación o mezcla de líquidos a temperaturas menores de 300° C; estos fluidos ácidos corroen e incrustan rápidamente las tuberías de los pozos, a veces sin que aparezcan fluidos ácidos en superficie (Flores, 1995; Tello, 1997).

En Los Humeros los fluidos profundos, calientes y ácidos, no han podido ser explotados con éxito y algunos pozos han tenido que ser abandonados como resultado de la corrosión e incrustación de sus tuberías. La mayoría de los pozos de Los Humeros presenta una alta entalpía y produce vapor saturado en el cabezal. Bajo estas circunstancias, es difícil reconstruir las concentraciones de los componentes en el yacimiento, debido a que temperaturas mayores a la de saturación provocan precipitación de algunos minerales en el yacimiento o en la tubería del pozo (CFE, 1998).

Según el estado de equilibrio agua-roca, se encontró que el sistema geotérmico de Los Humeros está en desequilibrio. Esto ocurre en sistemas geotérmicos asociados con vulcanismo reciente, de tal forma que los gases presentes en el reservorio geotérmico son de origen magmático y el HCl no ha podido ser neutralizado por completo mediante su reacción con minerales de los grupos de los feldspatos y las micas. Adicionalmente, los fluidos de Los Humeros tienen un alto contenido de H_3BO_3 y de As, lo cual también indica que el sistema geotérmico es reciente (Tello, 1997).

En el sector del campo conocido como Colapso Central se presentaron en el pasado serios problemas de corrosión en los pozos H-4, H-11, H-16, H-17, H-28, H-29, H-32 H-15 H-19 y H-30. Estos pozos habían sido terminados en dos zonas productoras diferentes, con temperaturas que variaron entre los 250 y los 330° C y presiones altas de hasta 165 bara, y con permeabilidad baja. Los fluidos que alcanzaron a producir estos pozos fueron aguas de tipo clorurado sódico y pH ácido, entre 2.5 y 4, lo cual causó problemas de corrosión que se observaron en pozos como el H-4, el cual incluso tuvo que abandonarse (CFE, 1991; Gutiérrez-Negrín and Viggiano-Guerra, 1990). Los pozos restantes se repararon entre los años 1989 y 1993, colocándoseles tapones de cemento a partir de los 1500 m de profundidad, y dejando aislada de esta manera a la zona productora más profunda (CFE, 1996).

Por su parte, el pozo H-43 se perforó en el segundo semestre de 2007. Se localiza en la zona norte del campo, a 315 m al SSE del pozo H-37 y 378 m al W-NW del H-33, en las coordenadas UTM X: 661,240, Y: 2,178,060. Es un pozo vertical con una profundidad total de 2200 m. Su objetivo estructural fue interceptar la zona de fracturamiento asociada al sistema escalonado N-S (fallas Malpaís, Antigua y La Cuesta con caído al oriente) así como la asociada al colapso de Los Potreros, de dirección NE-SW, que define una zona de interés de 1300 a 2200 m de profundidad (Rocha *et al.*, 2006).

Las rocas cortadas por el pozo corresponden a las unidades conocidas en el campo, pero es importante observar los desplazamientos de las unidades, lo cual se debe al comportamiento de las fallas (Fig. 2). Durante el desarrollo de la perforación se obtuvieron 206 muestras de canal que fueron estudiadas al microscopio, detectándose la presencia de biotita o de mica blanca potásica (muscovita o pirofilita), lo cual podría indicar la presencia de fluidos ácidos (Viggiano, 2008).

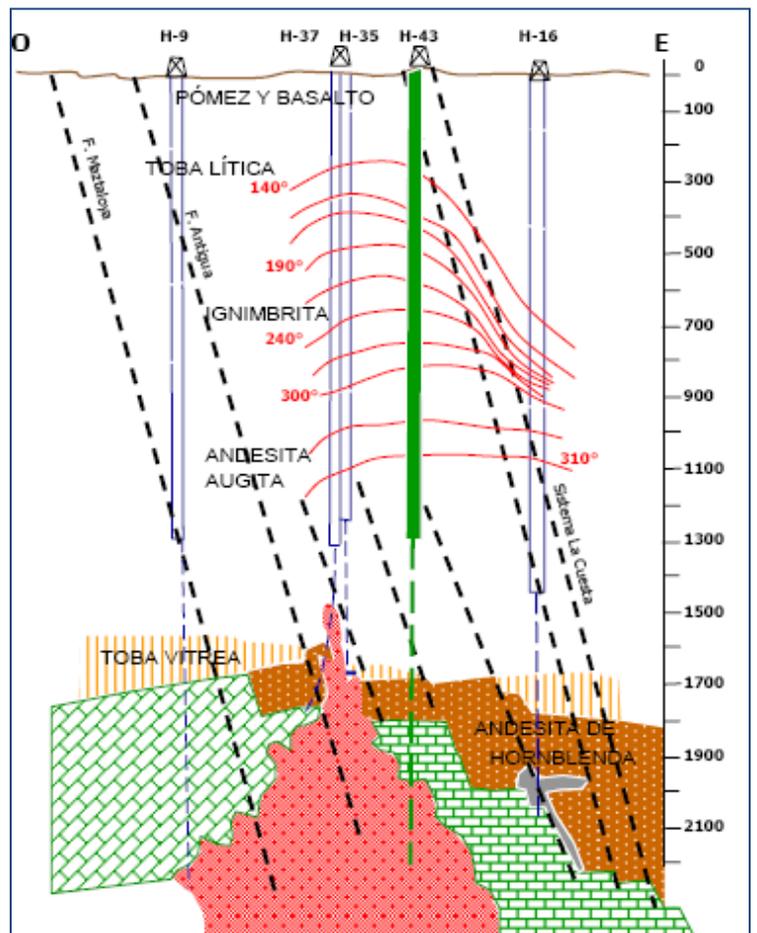


Fig. 2. Correlación litológica del pozo H-43

Considerando los antecedentes del campo, la posibilidad de que el pozo produzca fluidos ácidos debe tomarse muy seriamente. Por ello, el objetivo de este trabajo es presentar una propuesta para neutralizar esos probables fluidos ácidos y evitar la subsecuente corrosión y daño del pozo.

Características del sistema de neutralización de ácidos

La neutralización es una práctica común que se viene realizando en campos como Los Geysers en Estados Unidos, Miravalles en Costa Rica (Sánchez *et al.*, 2000; Moya and Yock, 2001; Moya and Sánchez, 2002; Moya *et al.*, 2005; Sánchez *et al.*, 2005), y Onikobe en Japón (Todaka *et al.*, 2005), donde la presencia de fluidos agresivos causa problemas en el desarrollo y aprovechamiento del yacimiento. El proceso de neutralización consiste en la adición de manera dosificada de una solución de hidróxido de sodio (NaOH) en el interior del pozo a profundidades previamente determinadas para proteger la tubería y las instalaciones superficiales contra la corrosión. La inyección de la sosa debe ser ininterrumpida.

Un sistema de neutralización de fluidos ácidos consta de las partes y características siguientes:

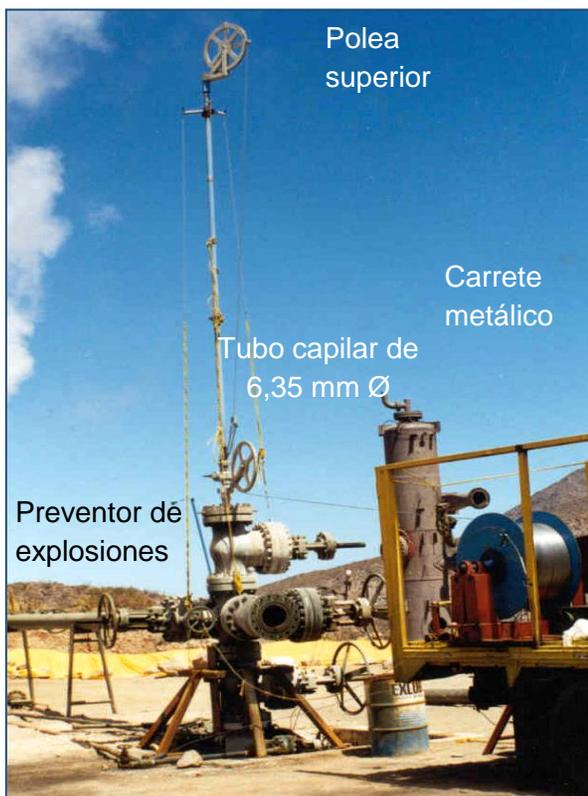


Fig. 3. Equipo superficial del sistema de neutralización

Sistema de dispersión de la solución inyectada dentro del pozo. Consiste en una cámara de dispersión de líquido que se conecta con un *tubing* de acero inoxidable al sistema de inyección del NaOH. El equipo superficial del sistema de dispersión consta de un lubricador que se instala en el cabezal del pozo, cuya función es evitar la fuga de agua y vapor del sistema, y de un preventor instalado sobre la válvula superior del pozo, para retirar la cámara y el lubricador durante el mantenimiento del equipo (Fig. 3).

Sistema modular de inyección de líquido. Este sistema consta de un equipo de dosificación y uno de almacenamiento de la solución. El tanque de almacenamiento será de 5 metros cúbicos (132 galones) de capacidad nominal. El equipo de dosificación está compuesto de una bomba de desplazamiento positivo con diafragma cónico de elastómero, un amortiguador de pulsación y ajuste automático; el ciclo de trabajo es para operación continua las 24 horas del día. También tiene una columna de calibración rotulada de 0 a 100 mililitros, transparente para fácil observación del fluido, y válvula de aislamiento tipo bola de 6.35 mm ($\frac{1}{4}$ " de diámetro de acero inoxidable). La bomba estará conectada al sistema de dispersión a través del *tubing* de acero. Habrá una bomba centrífuga para el trasegado de la solución a inyectar, la

cual permitirá la homogenización de la solución evitando la formación de grumos que provoquen un taponamiento del tubo capilar, y un indicador de nivel transparente para la observación del nivel en el tanque (Fig. 4).

Planta de dilución. En este punto se recibirá el NaOH industrial, para después transportarlo y distribuirlo al pozo o pozos productores. La planta estará constituida por dos tanques de 5 metros cúbicos (132 galones) de capacidad nominal, válvulas, tuberías y demás accesorios de montaje e interconexión necesarios para el manejo del NaOH (ver Fig. 5). Para bajar o subir la cámara de dilución dentro del pozo se utiliza un malacate hidráulico, en el cual se ensambla el carrete metálico donde se encuentra el tubo capilar.

Desarrollo del proyecto

Las actividades a realizar para el desarrollo del proyecto se desglosan a continuación, y se han dividido en tres etapas: antes, durante y después de la apertura del pozo.

Actividades previas a la apertura del pozo

- Diseño del sistema de neutralización ácida en el pozo H-43.
- Especificaciones de los equipos y materiales.
- Compra de los materiales, equipos y accesorios para la neutralización.
- Diseño de las pruebas a nivel laboratorio para determinar la dosificación inicial y volúmenes a requerir del producto.
- Desarrollo de pruebas en laboratorio de acuerdo al programa previamente establecido.

Actividades durante la apertura del pozo

- Muestreo en superficie de los fluidos del pozo y determinación de parámetros químicos.
- Instalación de la caseta para protección del equipo.
- Suministro de energía eléctrica en la plataforma del pozo H-43.
- Instalación de equipos y accesorios superficiales del sistema de neutralización ácida (sistema de dosificación, sistema de dilución, etc.).



Fig. 4. Bomba para dosificar la solución

Actividades posteriores a la apertura del pozo

- Instalación del sistema de inyección del hidróxido de sodio.
- Pruebas de bombeo del producto en superficie y revisión de instalaciones superficiales.
- Instalación de la cámara de dispersión a la profundidad determinada y pruebas de inyección del producto.
- Monitoreo químico de agua y gases.
- Pruebas para determinar la dosis adecuada del hidróxido de sodio.
- Revisión del *tubing* en superficie.
- Determinación de la dosis exacta del producto.

Diseño del sistema de neutralización de fluidos ácidos

Para el diseño del sistema de neutralización para el campo de Los Humeros se consideró la experiencia en la operación del sistema de inhibición en el campo de Las Tres Vírgenes, BCS (Venegas y Jaimes, 1998; García y Ramírez, 1999; Jaimes y Ramírez, 2000), el cual tiene características similares a las requeridas.

La bomba que se utilizará para la inyección del NaOH es una bomba de dosificación con amortiguador de pulsaciones (*pulsation dampener*) con diafragma cónico de elastómero, desplazamiento positivo, operación continua, presión máxima de 100 bar, y para manejar un gasto de 20 l/h.

El tubo capilar o *tubing* será de 6.35 mm (1/4") de diámetro exterior y 0.89 mm (0.035") de espesor de pared, de 2500 m de longitud, construido de acero incoy con soldadura orbital y aleación UNS N08028 e índice de resistencia equivalente a la picadura PRE 42.

La cámara de dispersión de la solución se instalará 100 m por abajo de la zapata de 9 5/8" y estará compuesta por una cámara de dispersión de acero inoxidable 316 de 50.8 mm (2") de diámetro y 0.30 m de longitud, dos barras de contrapeso de acero al carbón de 50.8 mm (2") de diámetro y 3 metros de longitud. Esta sonda estará conectada al sistema de inyección a través del tubo capilar de 6.35 mm de diámetro.

El sistema en superficie estará compuesto por un lubricador de acero al carbón de 76.2 mm (3") de diámetro y 3.5 m de largo, con prensaestopas de bronce y neopreno para *tubing* de 6.35 mm de diámetro, un preventor de explosiones de 76.2 mm de diámetro, una polea superior de acero al carbón de 609 mm (24") de diámetro, y tres abrazaderas de seguridad en acero al carbón para sostener el tubo capilar.



Fig. 5. Planta de dilución del NaOH

Los tanques serán de polietileno de alta densidad, de 5 m³ de capacidad, con esclusa superior de 482.8 mm (19") de diámetro, con tapa para inspección interna y toma de drenaje en la parte inferior; la descarga del tanque será de 50.8 mm (2") de diámetro (Fig. 5).

Pruebas y operación del sistema de neutralización

Es necesario llevar a cabo pruebas de laboratorio para determinar la cantidad necesaria de NaOH para incrementar el pH a un punto apropiado. Estos datos, junto con flujo másico del pozo, son fundamentales para determinar en sitio la cantidad de NaOH que se inyectará al pozo y hacer el programa de

compras del producto.

En los pozos ácidos del campo geotérmico de Miravalles, Costa Rica, se ha notado que la acidez inicial del fluido del pozo es muy baja, pero que va incrementándose hasta que alcanza cierta estabilidad (Sánchez *et al.*, 2005). Esta condición se relaciona con el hecho de que las fuentes de gases profundos que originan la acidez son activas. Teniendo esto presente, las pruebas de neutralización iniciales de los fluidos del pozo H-43 se extenderán por un periodo mínimo de 30 días.

El monitoreo y control del pH y el Fe₂ es esencial para determinar si la dosificación usada es la correcta y si la profundidad de la neutralización es también la correcta. El volumen de NaOH inyectado y el monitoreo de la presión de inyección serán los indicadores para determinar fallas en la bomba, así como para detectar la formación de obstrucciones dentro del tubo capilar. El control químico de los fluidos permitirá determinar los cambios que se dan dentro del pozo y, en su caso, corregir la dosis de inyección del NaOH para una neutralización efectiva.

Para el análisis de los fluidos es recomendable tener análisis con balances de carga, ya que ello mejoraría las predicciones, y también determinar en la salmuera, hasta donde sea posible, aluminio, hierro, uranio, bario, manganeso, vanadio, flúor, plata, zinc, NH₄⁺ y cobre. Estos análisis ayudarán a la mejor interpretación de la

corrosión ya que estos elementos están contenidos en las soluciones sólidas del acero en los elementos de perforación y/o turbinas. Por otro lado, sólo conociendo las cantidades de hierro en solución se podrían entender mejor procesos de óxido-reducción y de corrosión y obturación con minerales como piritita, pirrotita y otros sulfatos de hierro.

Otra recomendación es analizar los gases disueltos en el agua, especialmente la cantidad de monóxido de carbono, hidrógeno molecular, hidrocarburos y gases nobles, y si es posible el oxígeno disuelto, así como el H₂S y el CO₂ molecular. Esto ayudaría a realizar mejores balances de masa durante el cálculo de las especies acuosas y acercarse más al verdadero pH en la solución. Con los análisis químicos del fluido se harán modelos para determinar los posibles escenarios de corrosión que se puedan presentar mediante un programa conocido como SPCALC (Viggiano-Guerra *et al.*, 2009).

El volumen de la solución de NaOH a inyectar dependerá de los resultados de las pruebas en laboratorio. La inyección será continua hasta que el contenido de NaOH recomendado sea el que resulte de la aplicación del SPCALC al análisis de los fluidos producidos.

Conclusiones

La zona conocida como Colapso Central (donde están, entre otros, los pozos H-4, H-16 y H-29), en el sector norte del campo de Los Humeros, ha presentado evidencias de fluidos ácidos en el pasado; bajo condiciones naturales, esos fluidos son tan agresivos que su explotación comercial no es técnica ni económicamente sustentable. Para explotarlos sin problemas se requiere tratarlos apropiadamente, lo que puede lograrse mediante su neutralización inyectando una solución de NaOH dentro del pozo.

La neutralización es una práctica común que se viene realizando en campos como Los Geysers en Estados Unidos y Miravalles en Costa Rica, donde hay presencia de fluidos agresivos que causa problemas en su extracción y aprovechamiento comerciales.

Durante la perforación del pozo H-43, terminado hace un par de años en la zona norte del campo de Los Humeros, aunque fuera de la zona con fluidos ácidos, se detectó la presencia de mica blanca potásica, lo cual puede ser un indicio de la presencia de fluidos ácidos en el subsuelo. Ante esta situación se ha propuesto neutralizar los probables fluidos ácidos que produzca el pozo mediante el diseño y prueba de un sistema que permita después su uso para tratar pozos en condiciones similares, tanto en Los Humeros como en otros campos, como es el caso de algunos pozos de Cerro Prieto.

El sistema propuesto para la neutralización es de características similares al equipo actualmente empleado para inhibir la incrustación de carbonatos en el campo de Las Tres Vírgenes, por lo cual se cuenta con cierta experiencia en su manejo.

El monitoreo del pH de los fluidos es un punto esencial para determinar la efectividad de la neutralización, por lo cual se deberá tener un control especial con los valores medidos y verificados en laboratorio. El volumen de NaOH inyectado y el monitoreo de la presión de inyección son los indicadores para detectar posibles fallos en la bomba, así como la formación de posibles obstrucciones dentro del tubo capilar. El control químico de los fluidos permitirá determinar los cambios que ocurran dentro del pozo y corregir en su caso la dosis de inyección del NaOH para una efectiva neutralización.

El volumen inicial de NaOH a inyectar dependerá de los resultados de las pruebas en laboratorio. La inyección deberá ser continua hasta que el contenido de NaOH recomendado sea el que resulte de la aplicación del modelado con el paquete SPCALC al análisis de los fluidos producidos.

Referencias

- CFE, 1991. Evolución de las características de los pozos H-16, H-29 y H-30 antes y después de los trabajos de reparación. Campo geotérmico Los Humeros, Puebla. CFE, informe interno del Departamento de Desarrollo de Campos No. IY-HU-027/91. Inédito.
- CFE, 1996. Estado termodinámico del campo geotérmico de Los Humeros. CFE, informe interno del Departamento de Ingeniería de Yacimientos No. OIY-HU-020-96. Inédito.
- CFE, 1998. Información general de los pozos del campo geotérmico Los Humeros, Pue. CFE, informe interno S/N, Agosto de 1998. Inédito.
- Flores A., M., 1995. Comportamiento del pH en el yacimiento y sus efectos en los pozos productores del Colapso Central. CFE, informe interno del Departamento de Ingeniería de Yacimientos No. OIY-HU-15-95. Inédito.
- García, C., y M. Ramírez, 1999. Sistema de inhibición de calcio en el pozo LV-1. CFE, informe interno de la Residencia de Las Tres Vírgenes S/N, Noviembre de 1999. Inédito.
- 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 del Depto. de Exploración No. 23/82. Inédito.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A. and J.C. Viggiano-Guerra, 1990. Corrosion and scaling in the well H-16 at the Los Humeros geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 14, Part II, pp. 1591-1598.
- Jaimés, G., y M. Ramírez, 2000. Operación del sistema de inhibidores en el Campo de Las Tres Vírgenes, B.C.S. CFE, informe interno No. Dexplota-015-2000. Inédito.
- Moya, P., and A. Yock, 2001. Calcium carbonate inhibition system for production wells at the Miravalles geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 25, pp. 501-505.
- Moya, P., and E. Sánchez, 2002. Neutralization system for production wells at the Miravalles geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 26, pp. 667-672.
- Moya, P., F. Nietzen, and E. Sánchez, 2005. Development of the neutralization system for production wells at the Miravalles geothermal field. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Rocha, S., E. Jiménez y J. Arredondo, 2006. Propuesta para pozos de respaldo en el C.G. Los Humeros: H-41, H-42 y H-43. CFE, informe interno del Depto. de Exploración No. OGL-HM-01/06. Inédito.
- Sánchez, E., G. Hartman, and O. Vallejos, 2000. Commercial production of acid wells at the Miravalles geothermal field, Costa Rica. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28-June 10, 2000.

- Sánchez, E., O. Vallejos, A. Rodríguez and G. Hartman, 2005. Chemical treatments of fluids on the Miravalles geothermal field: Investigation, application and its relationship with reservoir management. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Tello, E., 1997. Estudio geoquímico e isotópico para definir el origen de la acidez en el reservorio de Los Humeros, Puebla, México. CFE, informe interno del Depto. de Exploración No. DEX-HUM-018/97. Inédito.
- Todaka, N., C. Akasaka, T. Xu, and K. Pruess, 2005. Reactive geothermal transport simulations to study incomplete neutralization of acid fluid using multiple interacting continua method in Onikobe geothermal field, Japan. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Venegas, J., y G. Jaimes, 1998. Proyecto de inyección de inhibidores de incrustación de carbonatos en el campo geotérmico Las Tres Vírgenes, B.C.S. CFE, informe interno No. JP-LT-002-98. Inédito.
- Viggiano, J.C., 2008. Estudio petrográfico del pozo H-43, Los Humeros, Pue.: Interpretación e indicadores mineralógicos de acidez. CFE, informe interno en proceso. Inédito.
- Viggiano-Guerra, J.C., F. Sandoval-Medina, M.C. Flores-Armenta, R.J. Pérez y E. González-Partida, 2009. Aplicación del SPCALC en la especiación química y termodinámica de fluidos: ejemplo del caso de los pozos LV-4A, LV-11 y LV-13, de Las Tres Vírgenes, BCS. *Geotermia*, Vol. 22, No.1, pp. 12-27

Patrones de comportamiento de especies químicas e isotópicas (2006-2007) en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich., en respuesta a la reinyección

Rosa María Barragán R.¹, Víctor Manuel Arellano G.¹, Ignacio Martínez E.¹, Alfonso Aragón A.¹, Lisette Reyes D.² y Rubí González²

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Reforma 113, Col. Palmira, 62490, Cuernavaca, Mor., México.

²Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia de Los Azufres, Agua Fría, Michoacán, México. Correo: rmb@iie.org.mx.

Resumen

Se analizaron datos químicos e isotópicos ($\delta^{18}\text{O}$ y δD) de fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., obtenidos en 2006 y 2007, para investigar los cambios ocurridos en sus patrones de comportamiento y su relación con el proceso de reinyección de fluidos al yacimiento. El análisis de los datos comprendió las estimaciones de cloruros en las descargas totales, temperaturas de yacimiento, exceso de vapor en los fluidos de alimentación, las concentraciones de CO_2 en las descargas totales y en la fase líquida del yacimiento y las saturaciones de líquido en la formación. Con los resultados se elaboraron mapas de isovalores de los parámetros mencionados correspondientes a 2006 y 2007 para investigar su evolución con respecto a los mapas obtenidos en 2005, así como su relación con las historias de reinyección. Se correlacionaron las composiciones isotópicas de los fluidos incluyendo los de reinyección para estimar efectos de mezcla de fluidos. Los resultados indican que las variables estudiadas responden a las tasas de reinyección en el campo. Las relaciones δD vs $\delta^{18}\text{O}$ indican que un buen número de pozos del campo producen diferentes proporciones de retornos de reinyección; en la zona norte los pozos AZ-65D, AZ-13, AZ-32, AZ-9A, AZ-9AD, AZ-28A, AZ-69D y AZ-44 producen una mayor proporción mientras que los pozos AZ-5, AZ-28 y AZ-19 entre otros, producen una menor proporción. En la zona sur los pozos AZ-2A, AZ-16AD, AZ-46 y AZ-33 producen relativamente altas proporciones de retornos de reinyección mientras que los pozos AZ-34, AZ-36 y AZ-37 producen menores proporciones. La distribución de saturaciones de líquido hallada en 2007 muestra que las áreas de máxima saturación han disminuido con respecto a las distribuciones de este parámetro en 2005 y 2006. En 2007 las saturaciones máximas de líquido se localizaron alrededor de los pozos AZ-22 y AZ-23 (zona sur) y AZ-28, AZ-32, AZ-45 y AZ-48 (zona norte), mientras que las saturaciones mínimas se localizaron en los pozos AZ-6 y AZ-16 (zona sur) y AZ-56 (zona norte). El CO_2 del líquido del yacimiento mostró ser eficaz para trazar el avance de los fluidos inyectados, agotados en CO_2 , hacia las zonas productoras de los pozos.

Palabras clave: Geoquímica de fluidos, inyección, isotopía, Los Azufres, saturación de líquidos.

Behavior patterns of chemical and isotopic species (2006-2007) in the Los Azufres, Mich., geothermal field, as a response to reinjection

Abstract

Chemical and isotopic ($\delta^{18}\text{O}$ y δD) data from the Los Azufres geothermal field fluids for 2006 and 2007 were analyzed to investigate changes in their behavior patterns and their relation to reinjection. Total discharge chlorides, reservoir temperatures, excess steam in well feeding fluids, CO_2 concentrations at reservoir and total discharge conditions, and liquid saturations were calculated. Contour lines of certain

parameters were obtained for 2006 and 2007 to relate them to the contours obtained for 2005 and to the reinjection histories. Fluid isotopic compositions, including injection fluids, were correlated to estimate fluid mixing effects between the reservoir and reinjection fluids. Results suggest chemical parameters respond to the mass flow rate injected and to the isotopic composition of injection fluids. δD vs $\delta^{18}O$ relationships show a number of wells produce different proportions of reinjection returns. In the northern zone, wells AZ-65D, AZ-13, AZ-32, AZ-9A, AZ-9AD, AZ-28A, AZ-69D and AZ-44 produce relatively high proportions, while wells AZ-5, AZ-28 and AZ-19, among others, produce lower proportions. Wells AZ-2A, AZ-16AD, AZ-46 and AZ-33 from the southern field zone produce higher proportions of reinjection returns while wells AZ-34, AZ-36 and AZ-37 produce lower proportions. The liquid saturation distribution in 2007 shows the maximum saturation zones have decreased compared with 2005 and 2006 data. In 2007, maximum liquid saturations were found around wells AZ-22 and AZ-23 (southern zone) and AZ-28, AZ-32, AZ-45 and AZ-48 (northern zone). Minimum saturations were found around wells AZ-6 and AZ-16 (southern zone) and AZ-56 (northern zone). The CO_2 levels for the reservoir liquid were used to trace paths of reinjection fluids, considering these fluids are depleted in this gas. Thus the minimum CO_2 contour lines indicate the movement of the reinjection fluids in the reservoir.

Keywords: Fluid geochemistry, injection, isotopic composition, Los Azufres, liquid saturation.

1. Introducción

El yacimiento de Los Azufres se ha explotado exitosamente para generar electricidad desde 1982, contando actualmente con una capacidad instalada de 188 MW (Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2005). Con objeto de inferir la ocurrencia de procesos de yacimiento debidos a la explotación, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) realiza el monitoreo sistemático de especies químicas e isotópicas de los fluidos producidos (Barragán *et al.*, 2003; 2005a) así como de las condiciones termodinámicas del yacimiento (Arellano *et al.*, 2003; 2005).

Considerando que en Los Azufres la reinyección de la salmuera residual se ha efectuado prácticamente de manera simultánea a la explotación y que ha tenido efectos benéficos al yacimiento (Gutiérrez Puente y Suárez Arriaga, 1992; Torres-Rodríguez y Flores-Armenta, 1998; 2000) es importante investigar la evolución de los patrones geoquímicos de comportamiento de los fluidos producidos y su relación con los patrones de reinyección para investigar su influencia en el tiempo.

La presencia de retornos de reinyección en los fluidos producidos por pozos de la zona norte del campo fue inferida por Arellano *et al.* (2002; 2003), mientras que Iglesias *et al.* (2006) confirmaron los resultados mediante la inyección de trazadores. Anteriormente sólo se había identificado el efecto de la reinyección en pozos de la zona sur.

El objetivo de este trabajo es identificar los patrones de comportamiento de especies químicas e isotópicas de fluidos de pozos y correlacionarlos con las tasas de reinyección para continuar la investigación de los procesos del yacimiento de Los Azufres como respuesta a la reinyección de fluidos. Este estudio se realizó utilizando datos químicos de 2005, 2006 y 2007 y datos isotópicos de 2006 y 2007. En la Figura 1 se muestra la localización de pozos en el campo.

Metodología

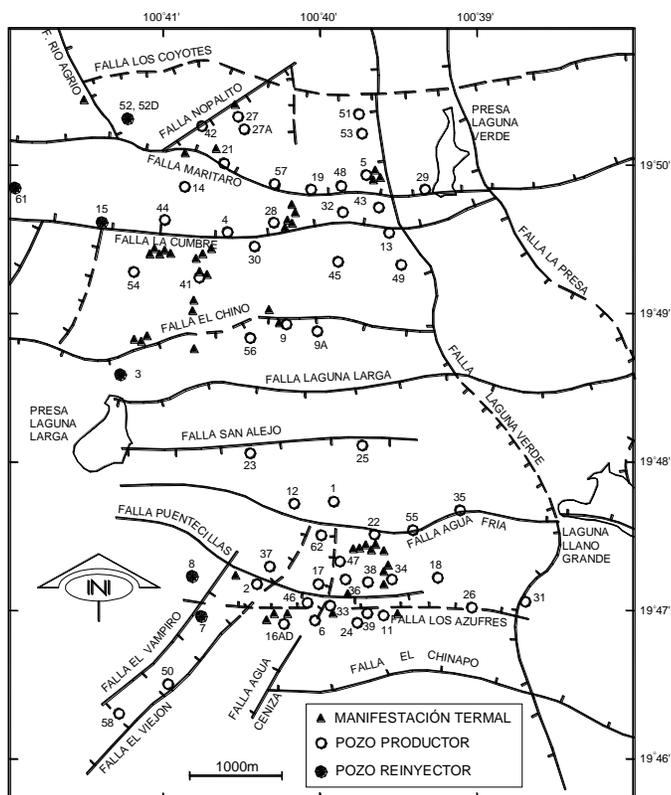


Fig. 1. Localización de pozos en Los Azufres

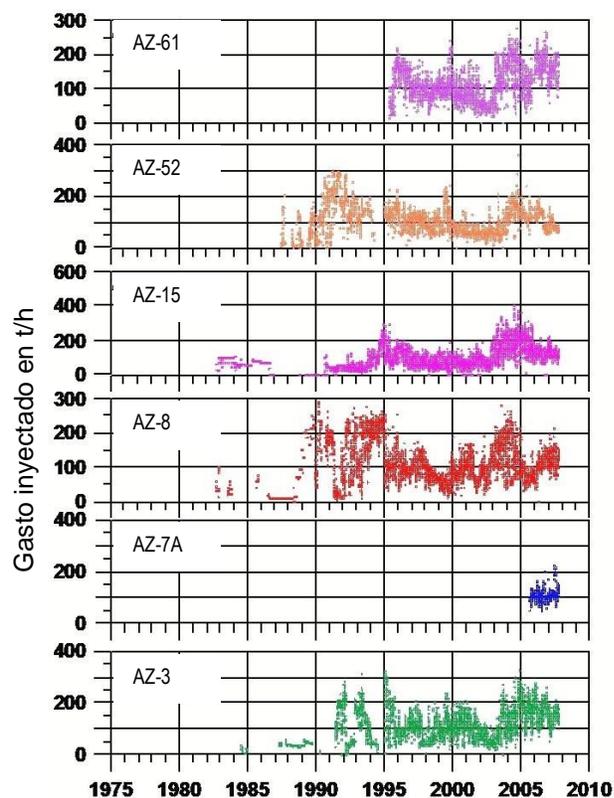


Fig. 2. Historial de inyección en Los Azufres

Se calcularon valores promedio anuales para 2005, 2006 y 2007 de los cloruros en la descarga total y de los geotermómetros Na/K (Nieva and Nieva, 1987) en los pozos que producen líquido y FT-HSH2 (Barragán *et al.*, 2005b) en los pozos productores de vapor, para elaborar diagramas de distribución de isovalores en el campo. Se estimaron las concentraciones de CO₂ en la descarga total y en la fase líquida del yacimiento utilizando la subrutina SCEXVAP (Nieva *et al.*, 1987) y se elaboraron diagramas de distribución anuales. Se calcularon las saturaciones volumétricas de líquido de acuerdo al método establecido por D'Amore y Truesdell (1995), utilizando las estimaciones de temperatura descritas y los excesos de vapor proporcionados por el programa SCEXVAP.

Las distribuciones de $\delta^{18}\text{O}$ y de δD obtenidas en 2006 y 2007 se interpretaron junto con las distribuciones de los parámetros mencionados así como con las tasas de reinyección para investigar sus efectos en los pozos productores.

Como referencia, en la Figura 2 se presentan las historias actualizadas de reinyección en los pozos AZ-3, AZ-7A, AZ-8, AZ-15, AZ-52 y AZ-61. Los pozos AZ-7A y AZ-8 se localizan en la zona sur y los pozos AZ-3, AZ-15, AZ-52 y AZ-61 se localizan en la zona norte.

Resultados

La Figura 3 muestra las distribuciones de temperatura de yacimiento según datos promedio de 2005, 2006 y 2007. Los resultados indican que la temperatura de yacimiento responde a las tasas reinyectadas en el campo. Se puede observar que para el año 2006 (centro) las temperaturas promedio son menores que para 2005 (izquierda) y 2007 (derecha), lo cual parece ser un efecto del hecho de que en 2006 hubo una mayor inyección (Figura 2).

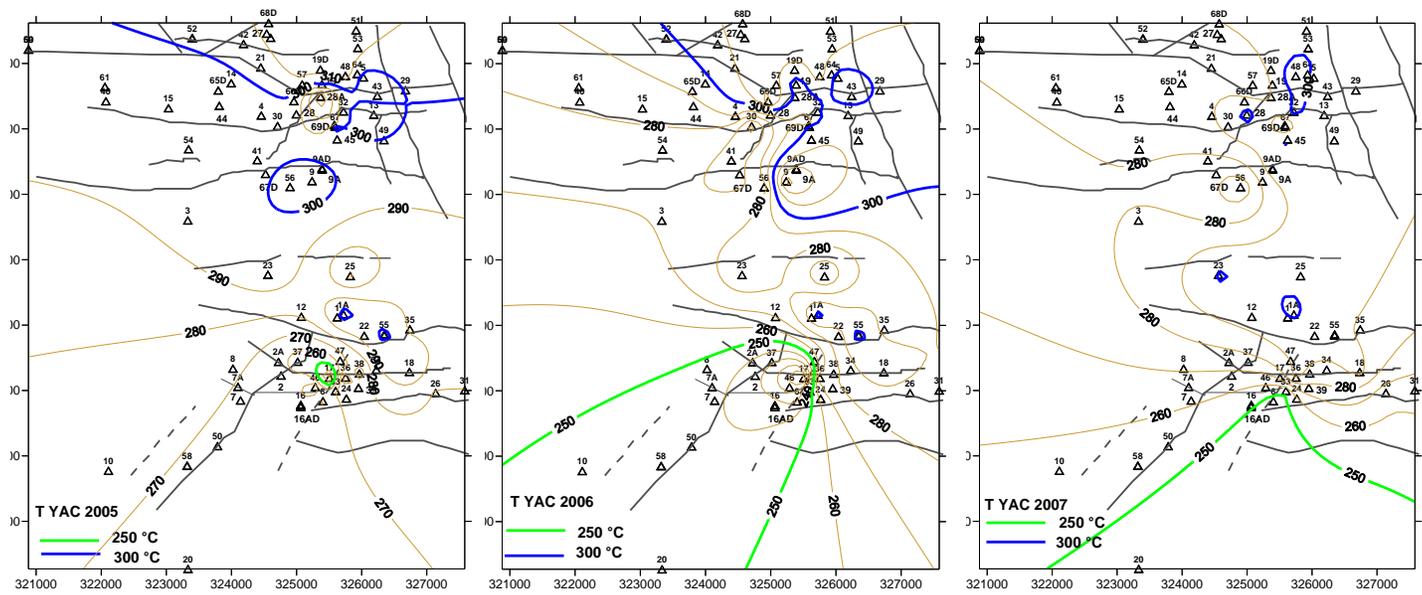


Fig. 3. Comparación de temperaturas promedio del yacimiento en 2005 (izquierda), 2006 (centro) y 2007 (derecha).

Las isóclinas de cloruros de la descarga total para 2005, 2006 y 2007 se muestran en la Figura 4. Los cloruros de la descarga total de los fluidos producidos en 2006 (Fig. 4, centro) también mostraron una mayor concentración que en los fluidos producidos en los años 2005 (Fig. 4, izquierda) y 2007 (Fig. 4, derecha). Esto implica que en general en 2006 los fluidos producidos contenían una proporción mayor de retornos de reinyección.

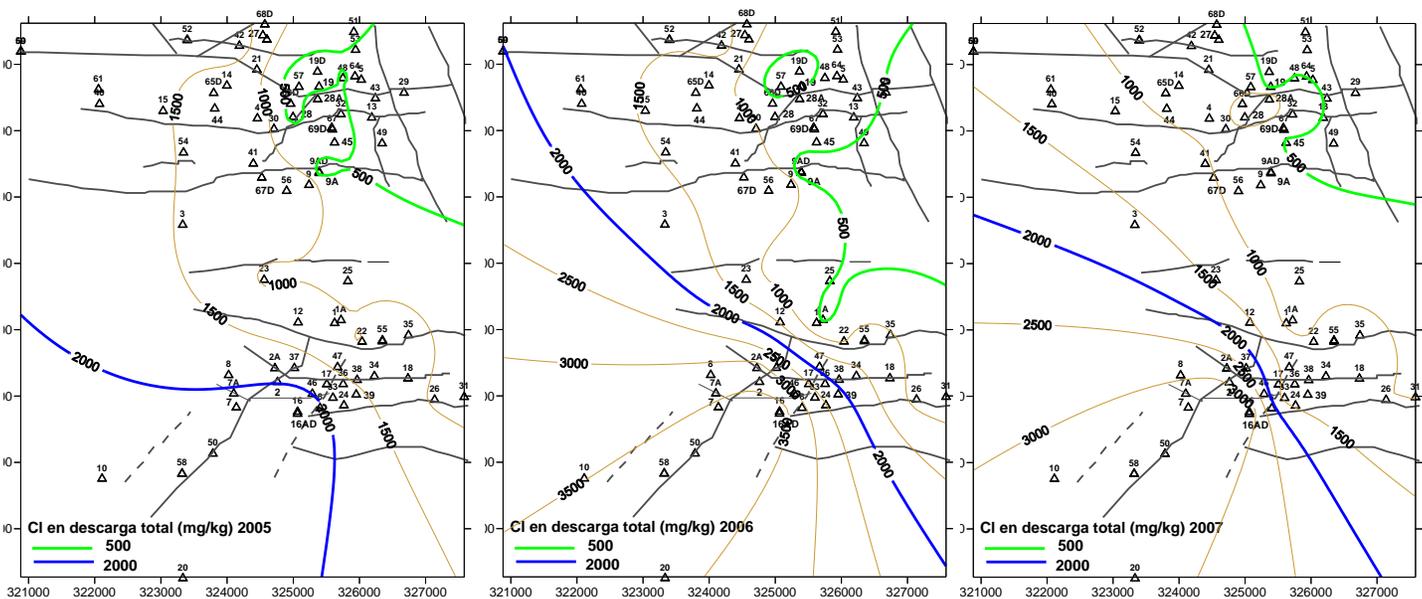


Fig. 4. Comparación de la distribución promedio de cloruros en la descarga total en 2005 (izquierda), 2006 (centro) y 2007 (derecha)

De los parámetros obtenidos a partir de la fase gaseosa, el CO₂ del líquido del yacimiento resultó ser un parámetro eficaz para trazar el avance de los fluidos reinyectores (agotados en CO₂ del líquido del yacimiento) hacia las zonas productoras de los pozos. Su distribución en el campo en 2005, 2006 y 2007 (Figura 5) indica prácticamente la influencia de la reinyección, desde la zona oeste donde se localizan los

pozos de reinyección con valores despreciables, hacia el resto del campo. Las distribuciones en 2005 y 2006 mostraron el avance de los fluidos de reinyección con dirección oeste-este mientras que en 2007 las isolíneas muestran un avance de tipo radial en la zona norte como resultado de una disminución de las tasas de reinyección en esa zona en 2007, aunque el efecto de los fluidos reinyectados en los pozos AZ-3, AZ-7A y AZ-8 es muy notable en la distribución.

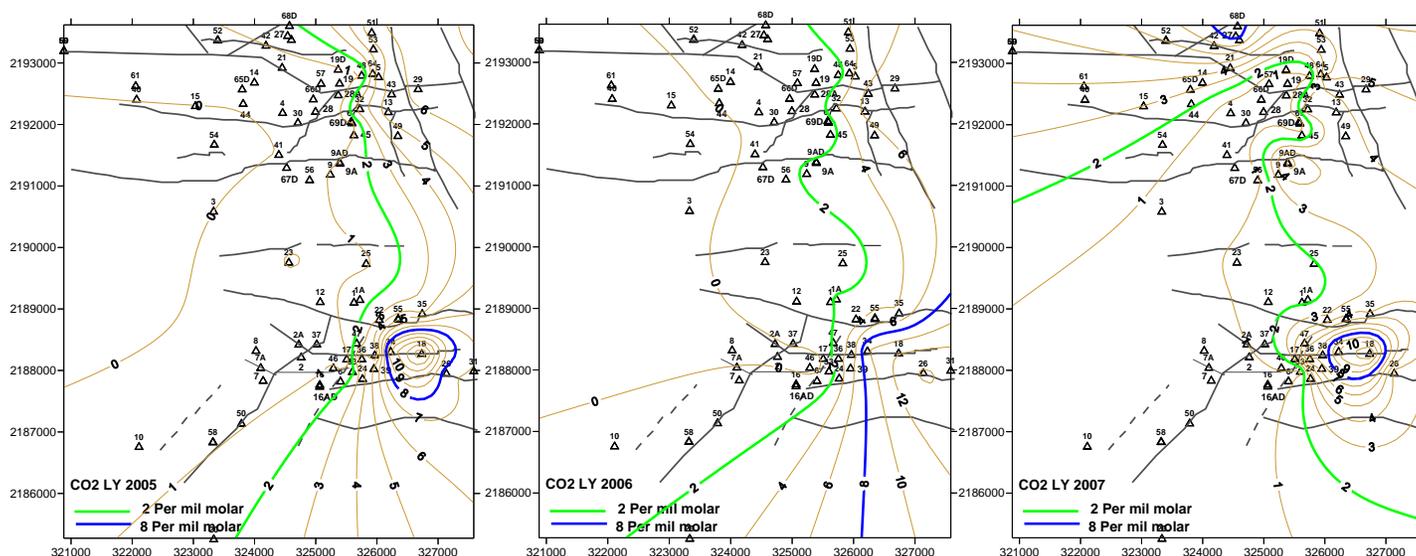


Fig. 5. Distribuciones del CO₂ en el líquido del yacimiento en 2005 (izquierda), 2006 (centro) y 2007 (derecha)

Las distribuciones de saturación de líquido en la formación, correspondientes a los años 2005, 2006 y 2007, se presentan en la Figura 6. De acuerdo a la distribución de 2005 (izquierda), se observa que las saturaciones más altas se localizan en una gran área del centro de la zona norte, mientras que en la zona sur las saturaciones máximas se localizan en la parte central norte (pozos AZ-1A, AZ-22 y AZ-55). Hacia el norte de la zona norte se nota un decremento drástico, localizándose ahí las mínimas saturaciones. En contraste, en la zona sur las saturaciones mínimas se hallan en los pozos cercanos a los reinyectores AZ-7A y AZ-8.

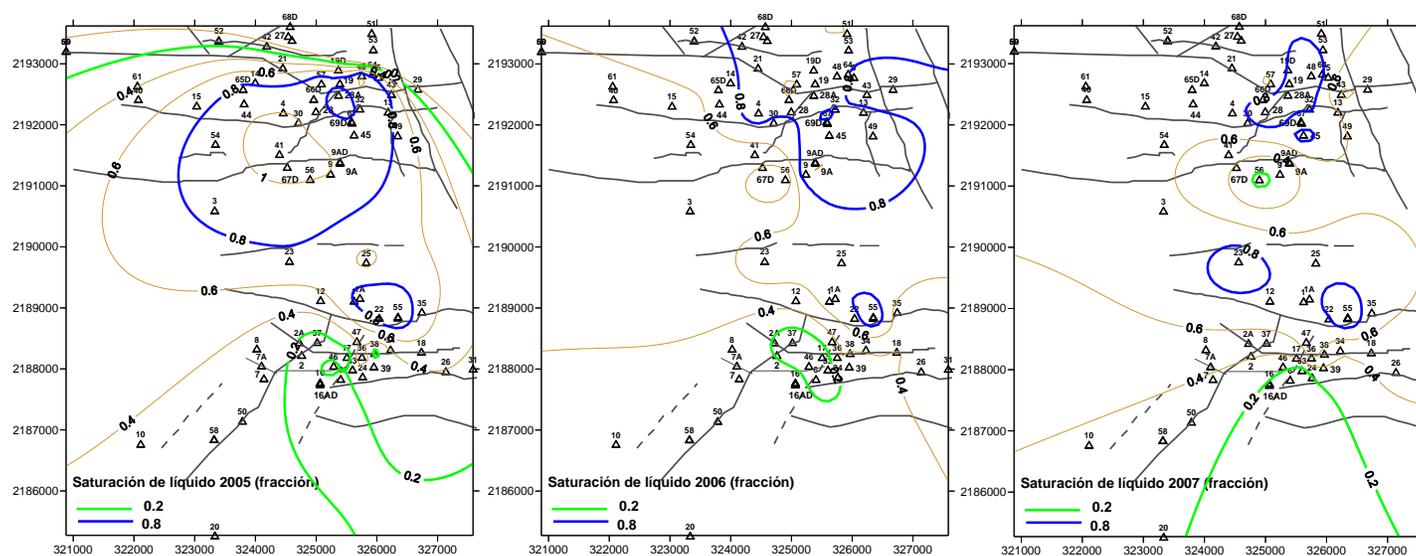


Fig. 6. Distribución de la saturación de líquido en la formación para 2005 (izquierda), 2006 (centro) y (2007)

Para el año 2006 (Fig. 6, centro) las saturaciones mínimas de la zona sur cubren un área mayor que en 2005, mientras que en la zona norte predominan saturaciones altas sin el decremento observado en 2005. La distribución de saturaciones de 2007 (Fig. 6, derecha) muestra una disminución de las áreas de máxima saturación con respecto a 2005 y 2006. En 2007 las saturaciones máximas de la zona sur se localizan alrededor de los pozos AZ-22 y AZ-23, y en la zona norte alrededor de los pozos AZ-28, AZ-32, AZ-45 y AZ-48. Las saturaciones mínimas de 2007 se localizan en la zona sur, en los pozos AZ-6 y AZ-16 y en la zona norte alrededor del pozo AZ-56.

El comportamiento isotópico ($\delta^{18}\text{O}$ y δD) de los fluidos producidos en 2006 y a 2007 también reflejó la respuesta del yacimiento a la extracción y reinyección de fluidos, en concordancia con los resultados comentados del análisis de datos químicos. La distribución de la composición del $\delta^{18}\text{O}$ en los fluidos producidos en 2006 (Figura 7, izquierda) presenta en general valores más enriquecidos que en 2007 (Figura 7, derecha), como resultado de las relativamente altas tasas de reinyección ocurridas en 2006 (Figura 2).

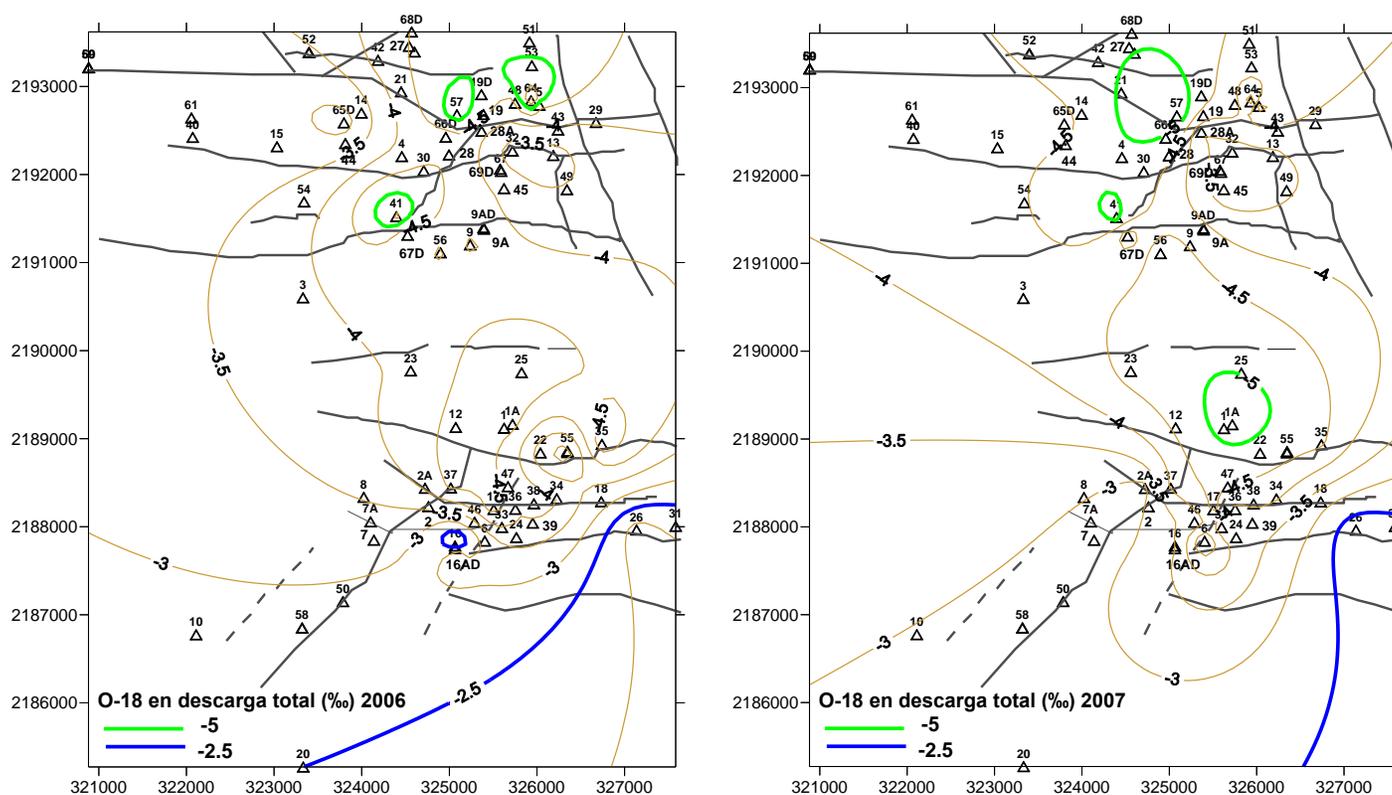


Fig. 7. Distribución de $\delta^{18}\text{O}$ en la descarga total para 2006 (izquierda) y 2007 (derecha)

Respecto a la distribución de δD de los fluidos producidos, en 2006 (Figura 8, izquierda) los valores también se notaron más enriquecidos que en 2007 (Figura 8, derecha) principalmente en la zona sur del campo. Esto se atribuyó tanto a las altas tasas de reinyección ocurridas en 2006 como a que en 2007 la composición isotópica de los fluidos reinyectados en los pozos AZ-7A y AZ-8 fue más ligera que en 2006. En la zona norte según la distribución de δD de 2007 también se notaron valores más ligeros que en 2006, lo que se relacionó con disminuciones en las tasas de reinyección en los pozos así como con una composición isotópica más ligera de los fluidos inyectados (con excepción del pozo AZ-52) en comparación con 2006.

Las relaciones δD vs $\delta^{18}\text{O}$ halladas indican que un buen número de pozos producen una mezcla de fluidos con características isotópicas diferentes. Los componentes de la mezcla son, por un lado, los fluidos propios

del yacimiento con una composición isotópica relativamente más ligera, y por otro los fluidos de la reinyección que tienen una composición isotópica enriquecida.

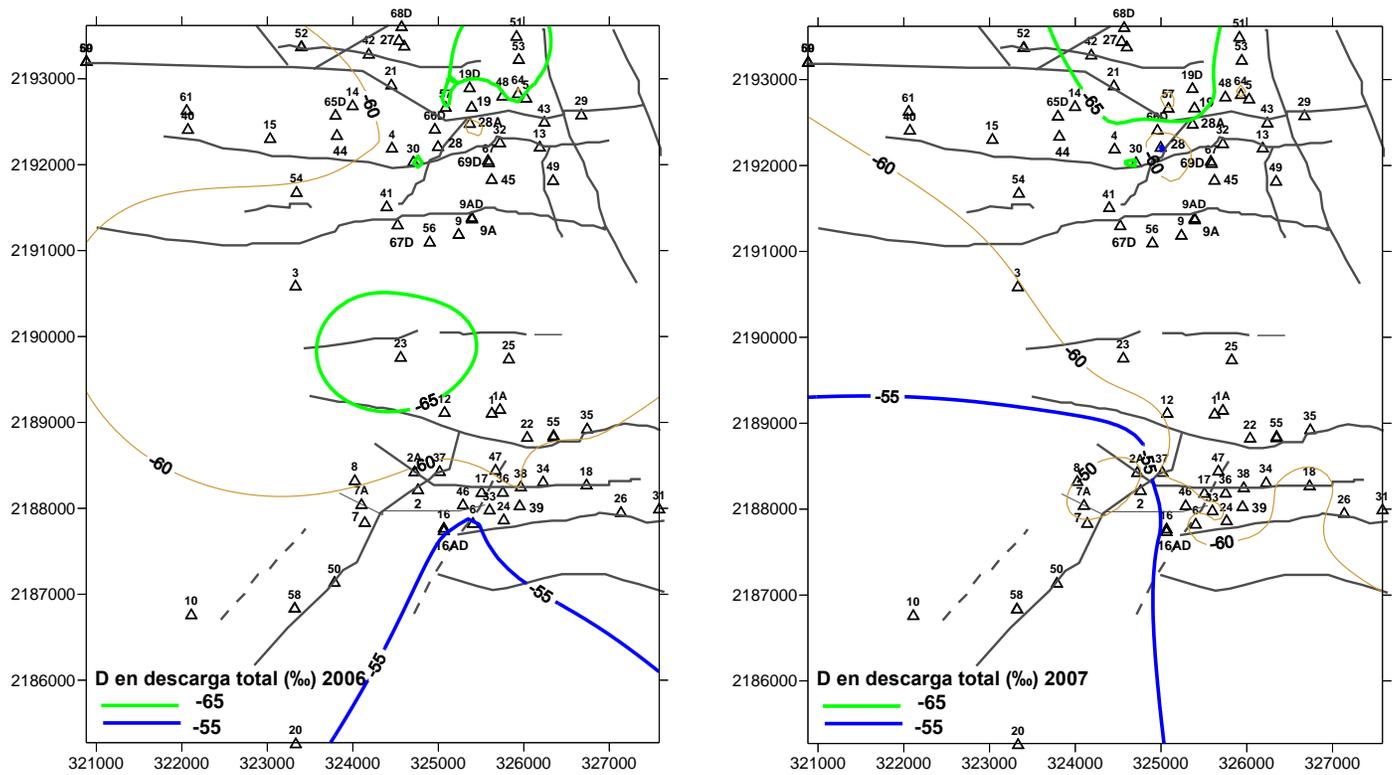


Fig. 8. Distribución de δD en la descarga total para 2006 (izquierda) y 2007 (derecha)

Con base en su enriquecimiento isotópico y con ayuda de las correlaciones δD vs $\delta^{18}O$ halladas se puede inferir que los pozos de la zona sur que produjeron una mayor proporción de fluido de reinyección en sus descargas en el año 2006 (Figura 9, izquierda) fueron los siguientes: AZ-16, AZ-16AD, AZ-46, AZ-33 y AZ-6, y en una proporción menor los pozos productores de vapor AZ-36, AZ-37, AZ-17 y AZ-35, aunque en estos los retornos de reinyección alcanzan sus zonas productoras en fase vapor.

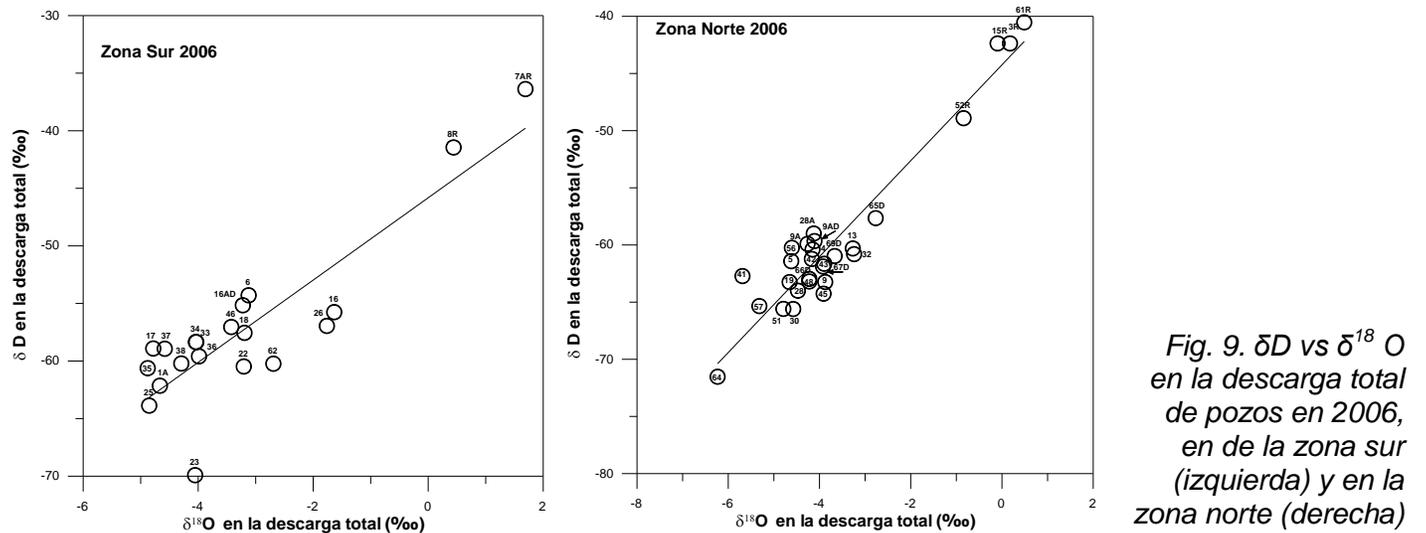
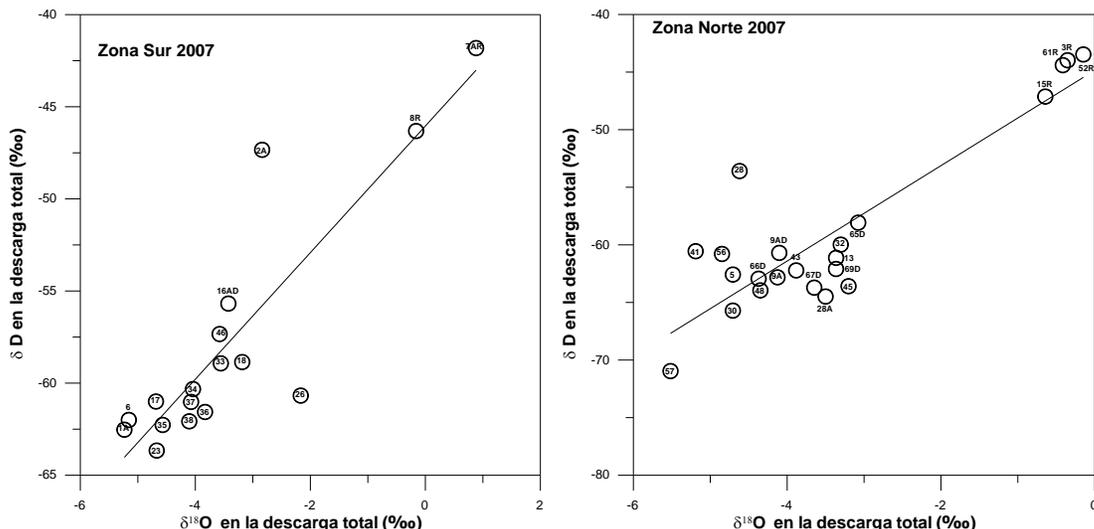


Fig. 9. δD vs $\delta^{18}O$ en la descarga total de pozos en 2006, en de la zona sur (izquierda) y en la zona norte (derecha)

Es posible que al pozo AZ-1A también llegaran retornos de reinyección en fase vapor, en una mínima proporción. En el mismo año 2006 los pozos de la zona norte que produjeron una proporción relativamente

mayor de fluidos provenientes de la reinyección (Fig. 9, derecha) fueron: AZ-65D, AZ-13, AZ-32, AZ-9 A, AZ-9AD, AZ-28 A, AZ-69D y AZ-44, mientras que los pozos AZ-5, AZ-28 y AZ-19, entre otros, produjeron proporciones relativamente menores. Las descargas de los pozos AZ-30, AZ-41, AZ-51 y AZ-57 presentaron una composición relativamente ligera, lo que indica que pueden haber producido una mínima proporción de retornos de reinyección. El fluido de pozo AZ-64 es el que presentó la composición más ligera, lo que puede deberse a que se llevó a cabo una estimulación ácida en él; este pozo produce de otra zona del yacimiento.

Fig. 10. δD vs $\delta^{18}O$ en la descarga total de pozos en 2007, en la zona sur (izquierda) y en la zona norte (derecha)



Para el año 2007 los pozos de la zona sur (Figura 10, izquierda) que produjeron una proporción relativamente alta de retornos de reinyección fueron los siguientes: AZ-2A, AZ-16AD, AZ-46 y AZ-33; los pozos AZ-34, AZ-36 y AZ-37 produjeron una proporción menor, y los pozos AZ-1A, AZ-6, AZ-17, AZ-23 y AZ-38 produjeron las proporciones mínimas. Para la zona norte (Figura 10, derecha) los pozos AZ-65D, AZ-32, AZ-13 y AZ-69D son los que deben haber producido una mayor proporción de fluido proveniente de la reinyección en ese año de 2007. En los pozos AZ-9AD, AZ-43, AZ-67D, AZ-9A y AZ-9AD se nota una proporción menor, mientras que en los pozos AZ-5, AZ-28, AZ-41 y AZ-56 se infirió que los retornos de reinyección alcanzan sus zonas productoras principalmente en fase vapor.

Conclusiones

El estudio de los cambios en la composición química e isotópica de los fluidos producidos en el campo de Los Azufres durante los años 2006 y 2007 refleja la influencia de la reinyección. Los resultados de este estudio indican distribuciones homogéneas de los parámetros geoquímicos que trazan el movimiento de los fluidos inyectores, a pesar de que ni las tasas de reinyección en los pozos inyectores ni la composición de los fluidos inyectados son constantes. Es importante notar que en algunos pozos los retornos de reinyección llegan a los pozos productores en fase vapor. Estos casos se reconocen por un aumento en el contenido de δD en el fluido producido, dado que este isótopo se particiona ligeramente en el vapor a temperaturas por encima de 220° C.

Referencias

Arellano, V.M., R.M. Barragán y R. Lozada, 2002. Análisis de datos químicos y de producción del campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán. Informe del IIE para la Comisión Federal de Electricidad, Cuernavaca, Mor., México. Inédito, 35 p.

- 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.
- Arellano, V.M., M.A. Torres, R.M. Barragán, 2005. Thermodynamic evolution (1982-2002) of the Los Azufres (Mexico) geothermal reservoir fluids. *Geothermics*, Vol. 34, Núm. 5, pp. 592-616.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal, F. Sandoval, R. González, J. 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, 2005(a). Isotopic ($\delta^{18}\text{O}$, δD) patterns in Los Azufres (Mexico) geothermal fluids related to reservoir exploitation. *Geothermics*, Vol. 34, Núm. 4, pp. 527-547.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal, F. Sandoval, N. Segovia, 2005(b). Gas geochemistry for the Los Azufres (Michoacán) geothermal reservoir, México. *Annals of Geophysics*, Vol. 48, pp. 145-157.
- D'Amore, F., and A.H. Truesdell, 1995. Correlation between liquid saturation and physical phenomena in vapor-dominated geothermal reservoirs. *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Florence, Italy, pp. 1927-1932.
- Gutiérrez Puente, H., and M.C. Suárez Arriaga, 1992. Los Azufres geothermal field: An updated description from a production/injection point of view. *Geothermal Resources Council Bulletin*, Vol. 21, No. 9, pp. 301-310.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., and J.L. Quijano-León, 2005. Results of geothermal exploitation in Mexico in 2004. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 29, pp. 229-233.
- Iglesias, E., M. Flores, J.L. Quijano, M.A. Torres, and R.J. Torres, 2006. Gas- and liquid-phase tracer testing at the Los Azufres, Mexico, geothermal field: Current status. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 30, pp. 803-808.
- Nieva, D., and R. Nieva, 1987. Developments in geothermal energy in Mexico-Part Twelve. A cationic geothermometer for prospecting of geothermal resources. *Heat Recovery Systems & CHP*, Vol. 7, pp. 243-258.
- 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. *Proceedings 12th. Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, pp. 253-259.
- Torres-Rodríguez, M.A., and M. Flores-Armenta, 1998. Pressure and enthalpy evolution in wells of the Los Azufres geothermal field. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 22, pp. 339-358.
- Torres-Rodríguez, M.A., and M. Flores-Armenta, 2000. Reservoir behavior of the Los Azufres geothermal field, after 16 years of exploitation. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, pp. 2269-2275.

Quince años de monitoreo sísmico en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS

Irais Ortiz Prieto y Cecilia Lorenzo Pulido

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

Correo: cecilia.lorenzo@cfe.gob.mx

Resumen

En el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS, el monitoreo sísmico empezó a partir de 1992 con una sola estación analógica de registro vertical, la cual detectó una gran cantidad de temblores de distintas magnitudes. En febrero de 1993 se instaló una red sísmica con seis estaciones digitales DR-2000 con sensores S-6000 y S-5000, con tres canales de registro (N-S, E-W y vertical); esta fue la base para el desarrollo de un programa de correcciones a los datos de tiempo de arribo de las ondas P y S por deriva de los instrumentos. En los periodos enero-abril de 1994 y mayo-agosto de 1995 se registraron 170 eventos sísmicos, con lo que se propuso un modelo de velocidades, y de diciembre de 1995 a julio de 1996 se realizó un procesado e interpretación de datos sísmicos, definiendo las zonas de ocurrencia de eventos de acuerdo a sus magnitudes y caracterizando el ruido predominante en el campo. Entre septiembre de 2003 y diciembre de 2004 se instalaron diez estaciones sísmicas (temporales y permanentes) cuyo monitoreo permitió concluir que el sistema de fallas más activo era el de El Volcán. De septiembre a diciembre de 2004 se llevó a cabo un monitoreo sísmico durante la estimulación ácida de los pozos LV-4 y LV-13, lográndose definir dos zonas sísmicas de importancia asociadas al sistema de fallas El Volcán y al pozo inyector LV-8 y concluyéndose que existía un aumento de la actividad sísmica después de la inducción de los pozos. Entre mayo y agosto de 2006 se recopiló información de la red sísmica, con la cual se concluyó que el sistema de fallas más activo en ese periodo fue El Partido. Actualmente la red sísmica del campo consta de un equipo SARA y cuatro K2, y se ha conseguido que la estación SARA se comunique teleméricamente con la estación base.

Palabras clave: Geología estructural, Las Tres Vírgenes, monitoreo sísmico, modelo de velocidades, sismicidad.

Fifteen years of seismic monitoring at the Las Tres Vírgenes, BCS, geothermal field

Abstract

Seismic monitoring at the Las Tres Vírgenes, BCS, geothermal field started in 1992 with an analog station of vertical components detecting a large number of earthquakes of varying magnitudes. In February 1993, a seismic network was installed, composed of six digital stations DR-2000—with S-6000 and S-5000 sensors and three registration channels (N-S, E-W and vertical). This was the basis for the development of a program to correct arrival-time data for P and S waves due to instrument drift. From January to April 1994 and May to August 1995, based on the 170 seismic events recorded, a velocity model was proposed. From December 1995 to July 1996, seismic data were processed and interpreted, and zones of occurrence were determined for events according to magnitude and the predominant noise in the field. From September 2003 to December 2004, 10 seismic stations (permanent and temporary) were installed and monitored and it was concluded the most active fault system was El Volcán. From September to December 2004, production wells LV-4 and LV-13 were acid-stimulated and seismic monitoring during this period allowed for the definition of two important seismic zones, both related to the El Volcán fault system and to injection well LV-8. After

reopening these production wells, it was concluded an increase in seismic activity had occurred. From May to August 2006, information was compiled from the seismic network and it was concluded El Partido had become the most active fault system. Presently the seismic network in this field is composed of one SARA station and four K2 units. The SARA station is telemetrically connected to the base station.

Keywords: Structural geology, Las Tres Vírgenes, seismic monitoring, velocity model, seismicity.

Introducción

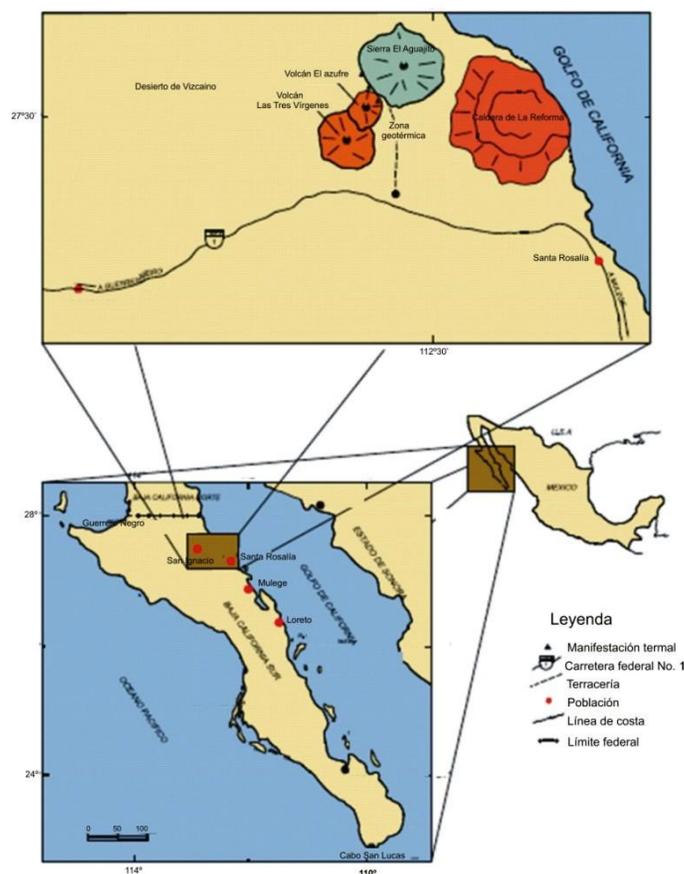


Fig. 1. Localización de Las Tres Vírgenes

2), de las cuales sobresalen las fallas El Azufre, La Virgen, El Viejo y El Partido. La anomalía térmica coincide con la intersección de este sistema de fallas NW-SE con el sistema Cimarrón de dirección N-S (Lermo *et al.*, 2006).

El campo está dentro de un complejo volcánico compuesto por tres estratovolcanes de edad cuaternaria: El Azufre, El Viejo y La Virgen; la fuente de calor parece estar asociada con la cámara magmática de este último volcán, que se ubica más al sur y es el más reciente de los tres.

La geología del subsuelo muestra un basamento granítico del Cretácico, con una edad de 80 Ma; a este lo sobreyace el Grupo Comondú, que es una secuencia vulcano-sedimentaria con un espesor máximo de 750 m, cuya edad comprende del Oligoceno Tardío al Mioceno Medio.

El objetivo de este trabajo es presentar la información sísmológica obtenida a lo largo del tiempo en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, así como su utilización en la mejor comprensión de las características y comportamiento del sistema geotérmico, particularmente de los rasgos estructurales del campo. Con ello se confirma que los estudios sísmológicos resultan ser un elemento fundamental para la investigación y desarrollo de zonas de producción en proyectos de generación geotermoeléctrica.

El campo geotérmico de Las Tres Vírgenes se encuentra localizado en el extremo este de la Península de Baja California Sur, comprendido entre las coordenadas 27.40° N a 27.59° N y 112.40° W a 112.67° W (Figura 1).

Desde el año 2001 se encuentran operando dos unidades turbogeneradoras a condensación de 5 MW netos cada una, operadas, al igual que las instalaciones del campo geotérmico, por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La tectónica de la zona está fuertemente influenciada por fallas y vulcanismo reciente y activo; se caracteriza por fallas con dirección NW-SE (Figura

Sobre el grupo anterior se encuentra la formación Santa Lucía, cuyo espesor máximo es de 300 m, y está compuesta por derrames del volcán El Azufre alterados a profundidad, ignimbritas y sedimentos marinos de edad del Mioceno Tardío al Cuaternario Temprano. Encima de esta se encuentran sedimentos marinos de la Cuenca Santa Rosalía, de 54 m a 258 m de espesor, formados por conglomerados y areniscas, con dacitas submarinas. Le sobreyacen las Ignimbritas Aguajito, de 3 m a 187 m de espesor, las ignimbritas y dacitas El Viejo (de 65 m a 213 m de espesor) compuesta por dacitas de augita, además de andesitas del complejo Las Tres Vírgenes con depósitos aluviales.

Periodo 1992-2000

La sismica pasiva es un método geofísico muy aplicable a la geotermia, ya que permite localizar e inferir fallas y fracturas geológicas a profundidad, a través de las cuales ascienden los fluidos geotérmicos a la superficie. Por ello, aunque de manera interrumpida, desde 1992 se ha llevado a cabo un monitoreo sísmico en el campo de Las Tres Vírgenes.

El primer monitoreo se hizo en un periodo de seis meses, de mayo a noviembre de 1992, con una sola estación analógica de registro vertical (Wong y Munguía, 1992). En esta primera etapa se detectó una gran cantidad de sismos de distintas magnitudes y a diferentes distancias de la estación instalada.

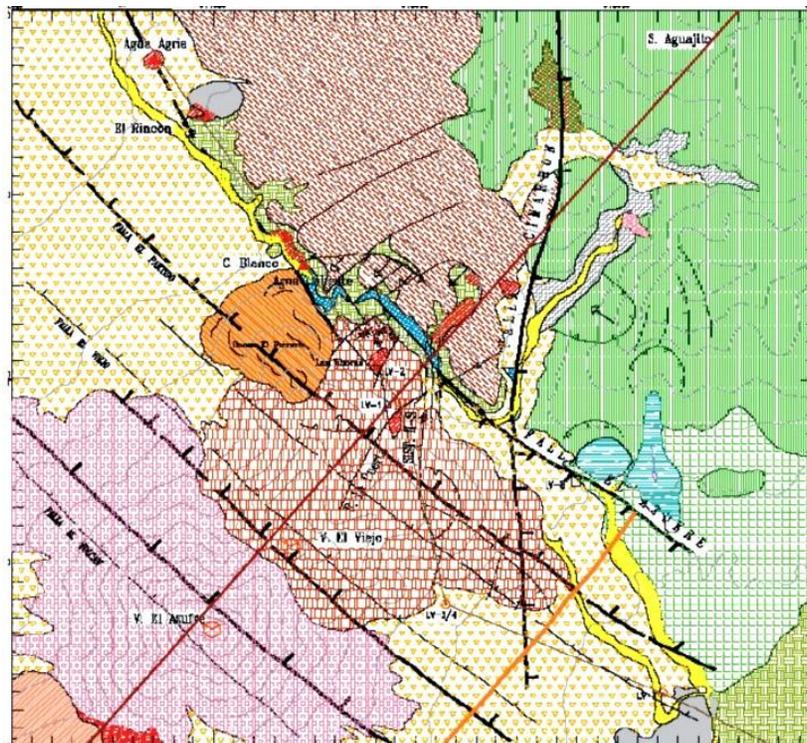


Fig. 2. Bosquejo geológico del campo de Las Tres Vírgenes, destacando las fallas de dirección NW-SE y N-S

La zona estudiada en esa ocasión se consideró de muy alta actividad sísmica, ya que reportó un promedio de 30 a 40 eventos por día. Los eventos tectónicos de origen local que se registraron tuvieron una magnitud entre 0 y 3, con eventos pequeños de magnitud 0 a 1 asociados a estructuras volcánicas próximas a la estación. Una de las principales conclusiones de ese primer estudio fue que tanto las estructuras tectónicas como las volcánicas se encontraban activas, provocando los patrones de ocurrencia observados.

Debido a los resultados obtenidos, en febrero de 1993 la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE decidió instalar una red sísmica en un área de 200 km². El equipo utilizado incluyó grabadoras digitales DR-2000, Sprengnether, con sensores S-6000, con una frecuencia natural a 2 Hz, y sensores S-500 de frecuencia natural a un segundo. Las estaciones registraban tres componentes del movimiento del terreno, dos horizontales en dirección N-S y E-W, y una vertical.

En el periodo de enero a abril de 1994 se llevó a cabo un análisis e interpretación sísmica registrada en el campo (Macías-Carrasco, 1996). Con ello se generaron archivos en computadora, y se diseñó un programa en Fortran para realizar la corrección a los datos de tiempo de arribo de las ondas P y S, por deriva interna de los instrumentos.

Tomando en cuenta la información sobre la actividad sísmica registrada entre enero y abril de 1994 y mayo y agosto de 1995, con un total de 170 eventos, se propuso un modelo de velocidades fundamentado en un estudio de sísmica de refracción, realizado a lo largo de un perfil de 15 km que cruza el complejo volcánico. Con este trabajo se llegó a la conclusión de que la zona donde se encuentra el campo geotérmico es una zona tectónica y magmáticamente activa.

Contratado por la CFE, el Instituto de Ingeniería de la UNAM llevó a cabo un procesado e interpretación de datos sísmicos entre diciembre de 1995 y julio de 1996, con lo cual se definieron las zonas de ocurrencia de eventos de acuerdo a sus magnitudes y se caracterizó el ruido sísmico predominante en el campo (Guerrero-Guadarrama, 1996).

En el año 2000 se registraron en la red permanente del campo un total de 790 sismos en más de dos estaciones durante un periodo de seis meses (enero-junio de 1999). De este total, se asignaron hipocentros a 70 sismos locales sobre el complejo volcánico de Las Tres Vírgenes, de los cuales se seleccionaron 14 eventos mejor localizados que fueron asociados a las trazas de las fallas La Virgen y El Azufre.

Periodo 2003-2007

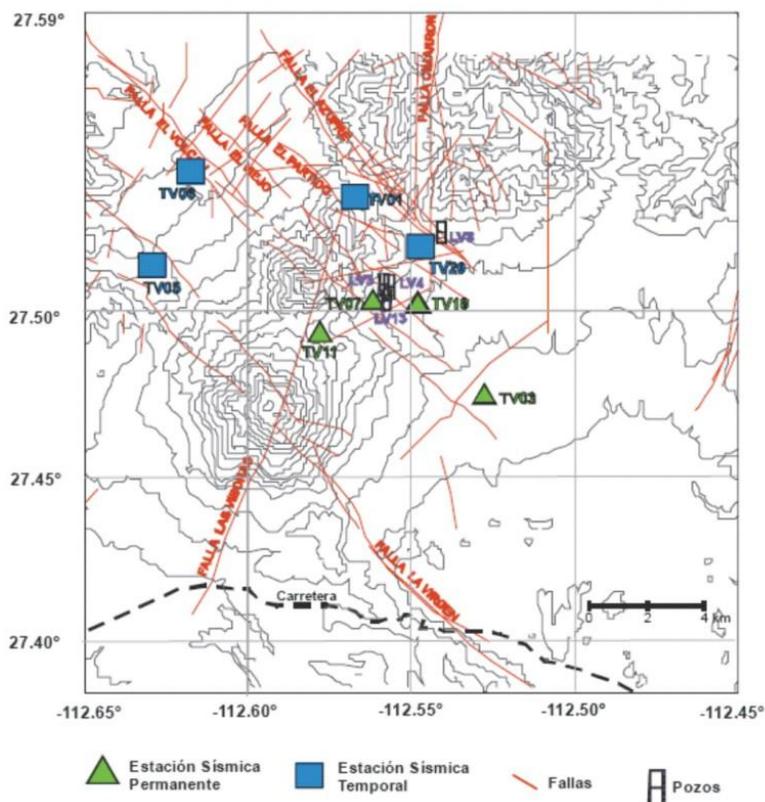


Fig. 3. Red con estaciones permanentes y temporales monitoreada en 2003 (Lermo et al., 2006)

En septiembre de 2003 personal del Instituto de Ingeniería de la UNAM y la CFE instalaron 10 estaciones sísmicas (temporales y permanentes) en el campo y sus alrededores (Fig. 3). Esta red sísmica registró 17 sismos, que se distribuyen en los extremos y sobre las trazas de los sistemas de fallas, concluyéndose que el sistema de fallas más activo parecía ser el de El Volcán. En general, los sismos presentaron magnitudes M_d menores a 2.1 y profundidades del orden de los 5 km. La orientación de la fuente obtenida a partir de la polaridad de la onda P indica que estos sismos presentan mecanismos focales de tipo normal, inverso y transcurrentes.

Por otro lado, durante los meses de septiembre a noviembre de 2003 se elaboraron gráficas con la producción de los pozos geotérmicos de manera individual (LV-13, LV-4, LV-1 y LV-11) y con el gasto inyectado en los pozos LV-2 y LV-8, y se compararon con la frecuencia de sismos regionales y locales ocurridos durante ese periodo. Los resultados mostraron que existe

una gran probabilidad de que los gastos de inyección y producción de los pozos tengan influencia en la ocurrencia de los sismos locales, como parece ocurrir en el campo geotérmico de Los Humeros (Lermo et al., 2008).

Tomando en cuenta esa probable relación entre la frecuencia de los sismos locales y la producción de vapor e inyección de agua, en el periodo de septiembre a diciembre de 2004 se realizó un monitoreo sísmico durante la estimulación ácida de los pozos LV-13 y LV-4, que fueron intervenidos a fines de septiembre de 2004 a fin de mejorar su producción. El objetivo era observar la distribución temporal y espacial de la actividad sísmica provocada por la acción de la estimulación ácida, principalmente en las fallas o sistema de fallas de El Viejo (antes falla El Azufre), El Partido, El Azufre (antes falla Cañón del Azufre) o en otras zonas.

Con la información recabada se concluyó que hubo un aumento en la actividad sísmica en la zona donde se encuentra el sistema de fallas El Volcán (Fig. 3), identificada como zona A, por efecto de la inducción y la nueva puesta en operación de los dos pozos con una mayor producción de vapor, situación que no ocurrió al empezar el enfriamiento de los pozos como paso previo a la estimulación ácida (Lermo *et al.*, 2004). La cantidad de sismos detectada y las diversas actividades relacionadas con la estimulación de ambos pozos se presenta en la Figura 4.

En la zona ubicada cerca del pozo inyector LV-8 (Fig. 3), identificada como zona B, el efecto del inicio de enfriamiento de los dos pozos sí cambió el número de sismos que se originan en esa zona, registrándose un aumento de 6 sismos por día, y disminuyendo después. También en esta zona ocurrió un aumento de la actividad sísmica después de la inducción y nueva puesta en operación de los dos pozos productores teniendo un máximo de 11 sismos por día a fines de noviembre de 2004, como se puede observar en la Figura 4 (Lermo *et al.*, 2004).

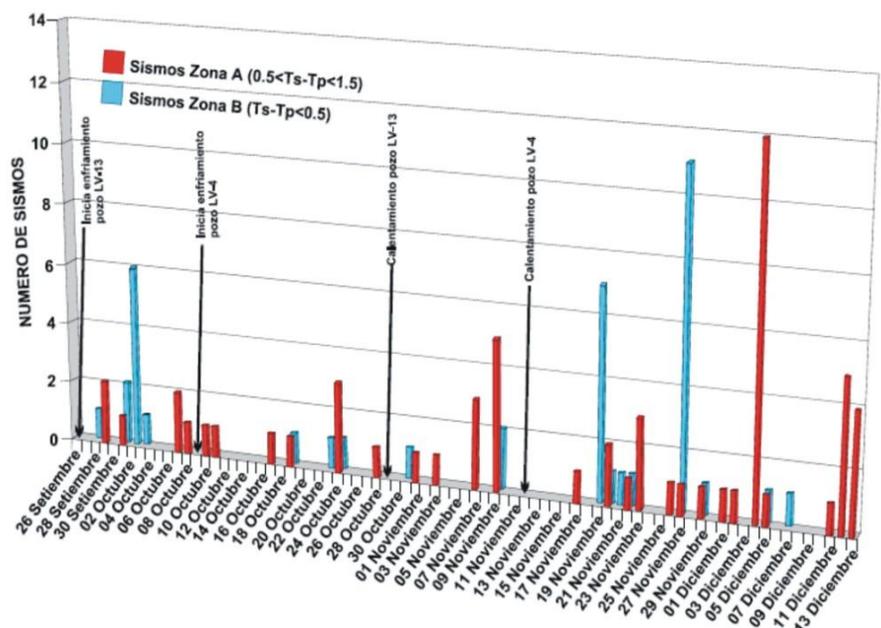


Fig. 4. Número de sismos originados antes, durante y después de la estimulación ácida de los pozos LV-4 y LV-13 (Lermo *et al.*, 2004).

Cabe destacar que el sistema de fallas El Viejo no presentó ningún sismo en ese periodo (Lermo *et al.*, 2004), lo que es importante tomar en cuenta al proponer nuevos pozos productores en esta zona.

De mayo a agosto de 2006 se llevó a cabo otro monitoreo sísmico por medio de sismógrafos digitales de banda ancha. Se logró registrar más de 50 sismos locales y 32 regionales, 23 de los cuales se ubican en la Figura 5, además de muchas más señales de tipo volcánico. Se definieron tres zonas sísmicas (A, B y C), como se muestra en la misma Figura 5.

Los sismos ubicados en la zona A fueron originados en el sistema de fallas El Volcán. Los localizados en la zona B están asociados a la falla El Partido, y se agrupan en un lineamiento que se puede interpretar como el echado de esta falla, lo que parece indicar que ahora esta es la falla más activa del campo. Los sismos ubicados en la zona C se asocian con el volcán La Virgen, el más meridional y reciente del complejo, y particularmente con la falla del mismo nombre. Las secuencias sísmicas detectadas permitieron delinear la zona de falla de la falla La Virgen.

Durante el año 2006 el pozo LV-13D se desvió hacia la falla El Viejo, con la finalidad de interceptar las zonas permeables relacionadas a esta falla; para ello se empleó la información sísmica registrada en el campo (CFE, 2006).

En la actualidad la red sísmica permanente en el campo está constituida por cuatro acelerógrafos K2 y un equipo SARA, este último enlazado con telemetría a la estación central, lo que permite lecturas en tiempo real.

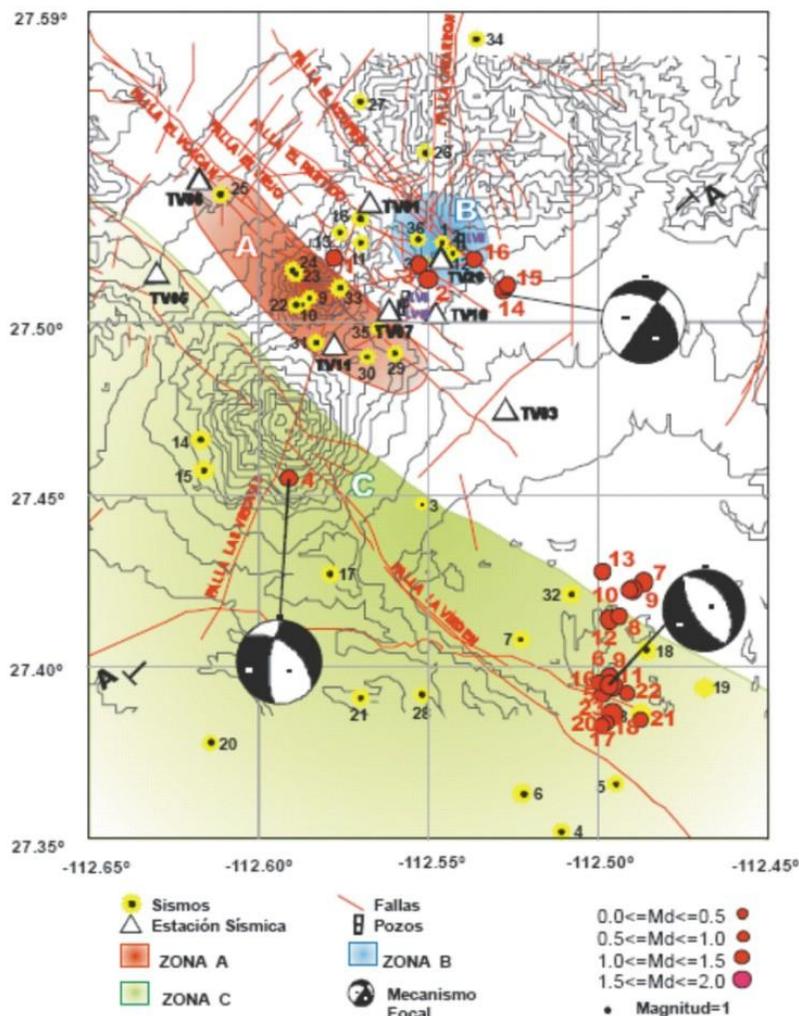


Fig. 5. Distribución espacial de la actividad sísmica en Las Tres Vírgenes durante los periodos Septiembre 2003-Diciembre 2004 (círculos amarillos con puntos negros) y Mayo-Agosto 2006 (círculos rojos), mecanismos focales y zonas sísmicas (Lermo et al., 2006).

Mientras la red sismológica se mantenga activa se contará con información valiosa para realizar los estudios de sísmica pasiva que, junto con los estudios de geología, geoquímica, e ingeniería de yacimientos, hacen posible la explotación racional del yacimiento y la propuesta de futuras zonas de expansión.

Adicionalmente, la adquisición de nuevos equipos permitiría cubrir el campo de una forma más completa y contar así con mayor información para una mejor interpretación sismológica.

Conclusiones y recomendaciones

Se han descrito brevemente los estudios de sismología realizados en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, pudiéndose observar el avance que ha tenido la red sismológica y sus aportes para el crecimiento y desarrollo del campo.

En resumen, a partir de la interpretación de los datos obtenidos en los diversos monitoreos sísmicos realizados en el campo de Las Tres Vírgenes y sus alrededores, puede establecerse que la sismicidad local parece presentar tres fuentes: una asociada a las trazas de las fallas La Virgen (particularmente en su extremo sureste) y El Azufre (Rodríguez, 1999), otra al sistema de fallas El Volcán (Lermo et al., 2004), y una más al sistema de fallas El Partido, que parece ser el más activo actualmente (Lermo et al., 2006).

Entre otras aportaciones, lo anterior indica la importancia de mantener la red en condiciones de operación y de mejorarla mediante su enlace total con telemetría, para estar en posibilidades de monitorear el campo de una forma más accesible y oportuna.

Referencias

- Comisión Federal de Electricidad, 2006. Monitoreo sísmico en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, B.C.S. CFE, informe interno No. GF-TV-01-06. Inédito.
- Guerrero-Guadarrama, J.L., 1996. Red sismológica del campo geotérmico de Tres Vírgenes, B.C.S. Reporte de la actividad sísmica registrada en los periodos enero-abril de 1994 y mayo-agosto de 1995. CFE, informe interno de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Inédito.
- Lermo, J., Y. Antayhua, I. Bernal, M. Chavacán y D. Vega, 2004. Monitoreo sísmico durante la estimulación ácida de los pozos LV-13 y LV-4 localizados en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, B.C.S. Instituto de Ingeniería, UNAM. Informe elaborado para la CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Inédito.
- Lermo, J., Y. Antayhua, G. Espitia y C. Flores, 2006. Monitoreo sísmico en el campo geotérmico Las Tres Vírgenes, B.C.S. Instituto de Ingeniería, UNAM. Informe elaborado para la CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Inédito.
- Lermo J., Y. Antayhua, L. Quintanar y C. Lorenzo, 2008. Estudio sismológico del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México. Parte I: Sismicidad, mecanismos de fuente y distribución de esfuerzos. *Geotermia*, Vol. 21, No.1, pp. 25-41.
- Macías-Carrasco, M., 1996. Análisis e interpretación de la información sísmica digital registrada en el campo geotérmico de Tres Vírgenes, B.C.S., durante el periodo enero-abril de 1994. Reporte informativo. Inédito.
- Rodríguez, M., 1999. Procesado e interpretación de datos sísmicos registrados en zona geotérmica de Las Tres Vírgenes, B.C.S., en el periodo diciembre 1995-julio 1996. Instituto de Ingeniería, UNAM. Inédito.
- Wong, V., y L. Munguía, 1992. Monitoreo sísmico del área geotérmica de Las Tres Vírgenes, Baja California Sur. Informe técnico final para la Comisión Federal de Electricidad. Centro de Investigación Científica y Educación Superior de Ensenada. Reporte interno. Inédito.

Zonas de alteración hidrotermal y condiciones actuales del yacimiento: un enfoque para determinar zonas productoras al oriente del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

Juan Manuel Camacho Hernández

CFE, Residencia General de Cerro Prieto. Correo: juan.camacho02@cfe.gob.mx

Resumen

Los factores geológicos son determinantes, tanto para establecer nuevos sitios de perforación como para determinar el intervalo productor de un pozo nuevo. En el campo geotérmico de Cerro Prieto (CGCP) una de los factores más importantes es la determinación de las zonas de alteración hidrotermal (ZAH) que se dividen en dos: zona mineralógica de sílice y epidota (ZMSE), sin presencia de CaCO_3 , y zona de transición mineralógica de sílice y epidota (ZTMSE), con presencia de CaCO_3 . Por otra parte, también se ha constatado que la continua variación de las condiciones termodinámicas del yacimiento (temperatura, presión y entalpía) es originada en buena medida por la explotación del recurso geotérmico. La ocurrencia de nuevas condiciones termodinámicas registradas en el yacimiento ha ocasionado la reubicación de pozos productores propuestos previamente, como ocurrió durante la antepenúltima etapa de perforación entre los años 2004 y 2006. Mediante la elaboración de secciones geológicas en la parte oriental del CGCP, se observa que los ajustes efectuados a las terminaciones de pozos las ubican en los límites entre la ZMSE y la ZTMSE, lo que a su vez guarda relación con las actuales y mejores condiciones termodinámicas registradas en el yacimiento. A partir de esto se propone un nuevo enfoque geológico para establecer posibles zonas productoras a futuro, lográndolo al interrelacionar las ZAH con las condiciones termodinámicas actuales del yacimiento geotérmico.

Palabras clave: Alteración hidrotermal, Cerro Prieto, condiciones termodinámicas, terminación de pozos, zonas de alteración.

Hydrothermal alteration zones and present reservoir conditions: an approach to define production zones at the eastern portion of the Cerro Prieto geothermal field, BC

Abstract

Geological factors are as essential for locating new wells as they are for defining the production zones of these wells. At the Cerro Prieto geothermal field (CGCP), one of the most important geological factors is identification of the hydrothermal alteration zones (ZAH). These are divided into silica and epidote mineralogical zones (ZMSE), without CaCO_3 , and silica and epidote mineralogical transition zones (ZTMSE), with CaCO_3 . It has been observed that the continuous variation of reservoir thermodynamic conditions (temperature, pressure and enthalpy) is due mainly to the exploitation of geothermal resources. The presence of new thermodynamic conditions recorded at the reservoir has led to the re-location of production wells originally located during the drilling campaign of 2004 to 2006. At the geological sections on the eastern part of the CGCP, adjustments made to the well completions lie on the limits between the ZMSE and ZTMSE zones. In turn, this is related to the current, superior, thermodynamic reservoir conditions. Based on this, a new geologic approach is proposed to define possible production zones for new wells, relating the ZAH zones to current thermodynamic reservoir conditions.

Keywords: Hydrothermal alteration, Cerro Prieto, thermodynamic conditions, wells completion, alteration zones.

1. Introducción

El campo geotérmico de Cerro Prieto (CGCP) se localiza al sureste de la ciudad de Mexicali, Baja California (Fig. 1). Es el campo geotérmico más importante del país y el segundo campo más grande a nivel mundial. Se encuentra dividido en cuatro zonas: Cerro Prieto Uno (CP1), en la parte oeste del campo, Cerro Prieto Dos (CP2) al sureste, Cerro Prieto Tres (CP3) al noreste y Cerro Prieto Cuatro (CP4) localizado al noreste de CP2. La capacidad geotermoeléctrica instalada es de 720 MWe. El área total aproximada de explotación e inyección es de 33 km².

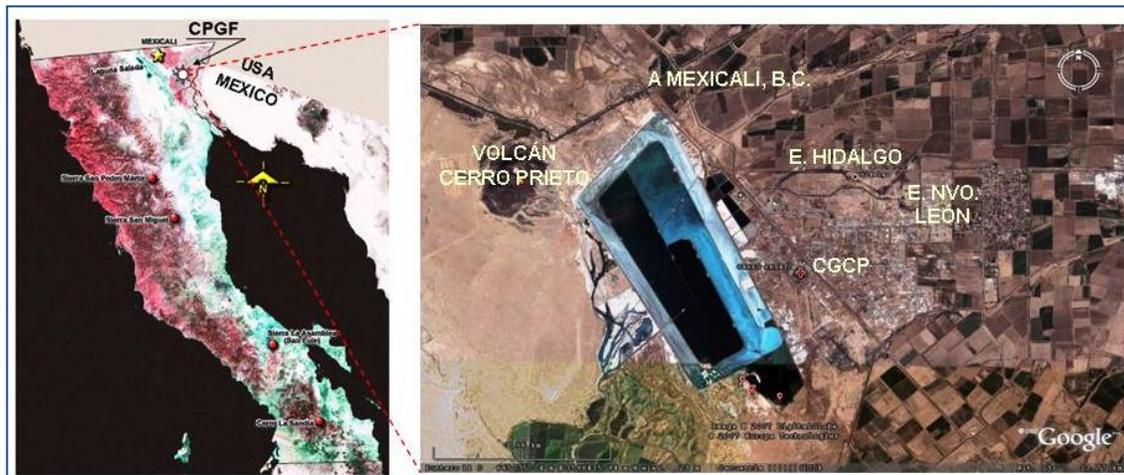


Fig. 1.
Ubicación del
Campo
Geotérmico de
Cerro Prieto
(CGCP)

De 2004 a 2006 se llevó a cabo la penúltima etapa de perforación de pozos productores en el CGCP. Dadas las condiciones del yacimiento registradas en el NE del CGCP (área de estudio), se decidió modificar los intervalos de terminación de 17 de los 30 pozos a perforar mediante aquel contrato. Algunas de las mejores condiciones termodinámicas, como temperatura, presión y sobre todo entalpía, se encontraron en estratos más someros de los propuestos en las terminaciones originales de esos 17 pozos. De acuerdo a lo anterior, el inicio de las nuevas terminaciones guarda mucha relación con los el límite entre las zonas de mineralización hidrotermal conocidas como ZTMSE (Zona de Transición Mineralógica de Sílice y Epidota) y ZMSE (Zona Mineralógica de Sílice y Epidota), estableciéndose de esta forma intervalos productores más someros que los propuestos originalmente.

En este trabajo se elaboran y discuten cuatro secciones geológicas ubicadas al NE del CGCP en las que se observa la ZTMSE y la terminación original y final de los pozos. Por el continuo dinamismo y evolución del yacimiento, específicamente dentro de la ZTMSE, se propone dar mayor atención a esta condición hidrotermal para futuras propuestas de terminación en pozos nuevos o a reparar. Además, debe tomarse en cuenta que la parte oriental objeto de este estudio es la que actualmente aporta más vapor al sistema de generación (alrededor del 50%), lo que se interpreta como un área con mucho potencial en cuanto a recursos geotérmicos comprobados (Aguilar-Dumas, 2006).

Para ejemplificar lo anterior, tómesese el caso del pozo 426 localizado en esta área. Para diciembre de 2007 reportaba una producción de vapor de 75.74 t/h y una entalpía de 2219.08 kJ/kg. Se sometió a reparación y se redujo su intervalo productor en 612 m, observándose después mejores condiciones de producción al

aumentar su entalpía. Esas mejores condiciones ocurrieron precisamente entre la ZTMSE y la ZMSE. Esta característica es muy similar para los 17 pozos con cambio en su terminación y perforados en aquella época.

2. Litología del campo geotérmico

Rocas prebatolíticas

Las rocas prebatolíticas están constituidas por rocas metasedimentarias del tipo de las calizas, areniscas y conglomerados (Barnard, 1968; Gastil *et al.*, 1975) y rocas metamórficas de alto grado como mármol, gneis, y esquistos (McEldowney, 1970; Gastil *et al.*, 1975), de edad mesozoica y en algunos casos probablemente paleozoica (Cinturón Metasedimentario). Estas rocas se presentan en las porciones oeste y sureste de la Sierra Cucapá. También se localizan rocas graníticas y metamórficas en la Sierra de Juárez.

Rocas batolíticas

Los principales ejemplos de este tipo de rocas cercanas al CGCP forman gran parte de las sierras de Cucapá y El Mayor. Son de tipo granítico y tonalítico y tienen una edad aproximada de 120 millones de años (Cretácico Inferior) de acuerdo con Gastil *et al.* (1975).

Rocas post-batolíticas y volcánicas

Las rocas volcánicas son por lo general andesitas, riolitas y dacitas de edad Mioceno-Plioceno (McEldowney, 1970; Gastil *et al.*, 1975). Se presentan únicamente en la Sierra Las Pintas a 75 km al suroeste del CGCP. Rocas riódacíticas del Pleistoceno y Holoceno constituyen principalmente el volcán de Cerro Prieto (Barnard, 1968; Gastil *et al.*, 1975).

El CGCP se restringe a las áreas formadas por los rellenos del Valle de Mexicali en la cercanía con cuerpos ígneos, tanto de origen intrusivo (Sierra Cucapá), como extrusivo (volcán de Cerro Prieto) (Puente-Cruz y De la Peña-Legorreta, 1978). Cerro Prieto se ubica en el margen suroeste del delta del Río Colorado dentro del Valle de Mexicali. Es en general una depresión tectónica rellena de sedimentos depositados por ese río y los provenientes de la Sierra Cucapá.

Se han definido tres unidades litológicas en el subsuelo del CGCP: (1) Los sedimentos clásticos no consolidados forman una alternancia de arcillas, limos, arenas y gravas dispuestos en forma lenticular, con un espesor que varía entre los 600 m (pozo M-105) y los 2215 m (Pozo Prian-1). Pueden considerarse dentro de esta unidad los sedimentos semiconsolidados representados por la lodolita y la lutita café. (2) Los sedimentos clásticos consolidados están constituidos por cuerpos lenticulares de areniscas y lutitas intercaladas; su espesor se estima entre los 2000 y 2500 m (Álvarez-Rosales, 1996). (3) Para el CGCP, las rocas batolíticas constituyen el basamento que subyace al relleno sedimentario compuesto por las unidades anteriores.

En la zona noroeste aledaña al campo geotérmico se encuentra el único afloramiento volcánico en la región, que es un domo riódacítico (Elders *et al.*, 1978) conocido como volcán de Cerro Prieto. Se ha inferido que el vulcanismo que le dio origen ocurrió hace 110 mil años, de acuerdo a estudios paleomagnéticos (De Boer, 1979).

3. Geología estructural

Cerro Prieto se encuentra ubicado dentro de la cuenca de Salton (Figura 2), que es una cuenca tectónica de forma casi triangular que se inicia al noroeste de Salton Sea, California, y que tiene aproximadamente 350 km de largo y 120 km de ancho en su extremo sur (Corona-Ruiz, 1996). Esta depresión estructural se formó a consecuencia de la definición del nuevo límite entre las placas del Pacífico y Norteamérica así como de la incorporación de la península de Baja California a la Placa del Pacífico, hace entre 12 y 6 Ma. Este proceso se completó hace 3 ó 4 Ma, en el Plioceno Tardío (Vázquez-González *et al.*, 1998).

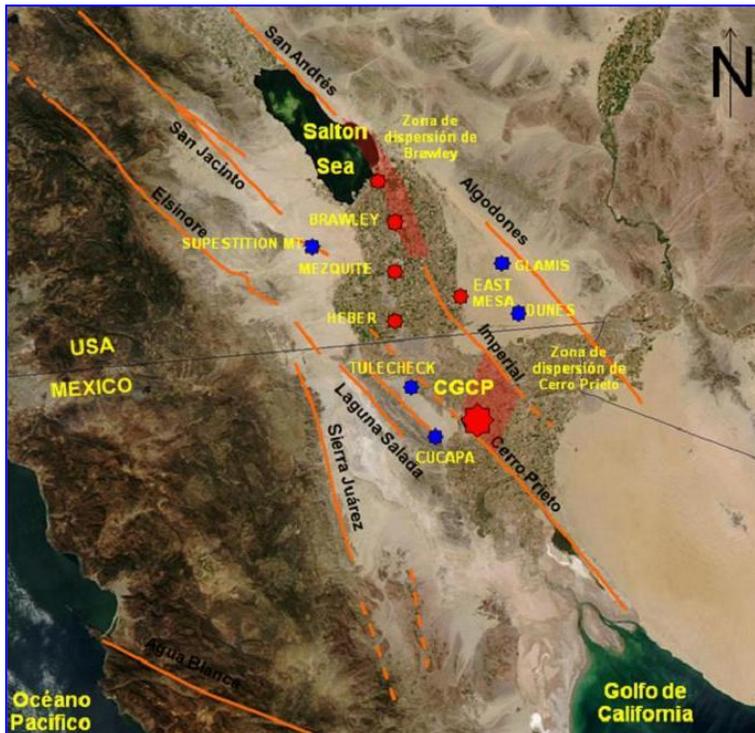


Fig. 2. Mapa estructural regional. (Tomado de Aguilar-Dumas, 2006).

conexión entre el sistema de San Andrés y las estructuras del Golfo de California. Sin tener una buena expresión geomorfológica, se extiende a lo largo de 75 km, desde 3 km al sur de la ciudad de Brawley, California, hasta el centro de dispersión Cerro Prieto con una orientación N 42° W. Su velocidad de desplazamiento se ha estimado en 47 mm/año (Cruz-Castillo, 2002).

Falla Cerro Prieto

De rumbo NE-SW, con echado al SW de 75°-80°, es una estructura que pertenece al sistema de fallas Cerro Prieto (Aguilar-Dumas, 2006). Esta falla es de tipo dextral y se extiende a lo largo de 80 km desde el centro de dispersión Cerro Prieto hasta la Cuenca de Wagner (Figuras 2 y 3). El posible trazo de la falla es visible únicamente en su sector sur; la parte norte ha sido determinada por mecanismos focales y métodos geofísicos. Es la estructura que marca la frontera entre las placas de Norteamérica y del Pacífico en la región del valle de Mexicali, y su desplazamiento promedio es mayor a 50 mm/año (Cruz-Castillo, 2002).

Sistema de fallas H

Con rumbo NE-SW y echado al SE de 45° a 65° (Figura 3), es producto de los esfuerzos de tipo dextral entre la Falla Imperial y el sistema de la Falla Cerro Prieto (Aguilar-Dumas, 2006).

Falla Michoacán

Desde el punto de vista tectónico, el CGCP se encuentra dentro de una cuenca de tipo *pull-apart* (transtensional) perteneciente al sistema de fallas de San Andrés; el CGCP se encuentra limitado por dos importantes fallas de deslizamiento lateral derecho, conocidas como Imperial y Cerro Prieto, de orientación noroeste-sureste (Figura 2). Estas fallas principales están relacionadas con varias fallas secundarias con dirección noreste-suroeste que actúan como colectores de los fluidos geotérmicos (Quijano-León y Gutiérrez-Negrín, 2003).

A continuación se describen las principales fallas locales, relacionadas directamente con el CGCP.

Falla Imperial

Esta falla (Figura 2) delimita el lado oriental del centro de dispersión Cerro Prieto y forma parte de un límite intraplacas. Es la principal conexión entre el sistema de San Andrés y las estructuras del Golfo de California. Sin tener una buena expresión geomorfológica, se extiende a lo largo de 75 km, desde 3 km al sur de la ciudad de Brawley, California, hasta el centro de dispersión Cerro Prieto con una orientación N 42° W. Su velocidad de desplazamiento se ha estimado en 47 mm/año (Cruz-Castillo, 2002).

Corresponde al mismo sistema de fallas Cerro Prieto, de rumbo NW-SE y echado variable al SE (Figura 3). Esta estructura y la falla Cerro Prieto forman un horst o bloque levantado que se acuña al sur (Aguilar-Dumas, 2006).

4. Zonas mineralógicas hidrotermales en el CGCP

Dentro del yacimiento geotérmico en explotación se encuentran zonas mineralógicas que han servido de referencia para establecer el inicio de una probable zona productora. Estas zonas mineralógicas han sido divididas para el caso del CGCP en tres grupos de minerales hidrotermales y diagenéticos (Elders *et al.*, 1979):

- Cementos relleno de poros: cuarzo, calcita, dolomita, feldespato potásico, pirita y pirrotita.
- Silicatos calcoalumínicos (producidos por reacciones de descarbonatación): epidota, prehnita, actinolita y wairakita.
- Minerales filosilicáticos autigénicos producidos por deshidratación y reacción de: caolinita, montmorillonita, illita-montmorillonita de capas mixtas, illita, clorita y biotita detríticas (illita, clorita y biotita hidrotermales).

A su vez estos minerales hidrotermales se presentan en asociaciones mineralógicas las cuales dependen de la temperatura, que dan lugar a las zonas siguientes.

- Zona de montmorillonita-caolinita (menos de 150-180° C, que corresponde al límite entre las unidades de sedimentos consolidados y no consolidados).
- Zona de illita-clorita (150-180° C a 230-250° C, que representa la primera aparición de epidota hidrotermal, y donde abundan los cementantes en poros).
- Zona de silicatos calcoalumínicos (230-250° C a 350° C; se presenta epidota en los poros de las areniscas, y frecuentemente hay wairakita acompañando a la epidota).
- Zona de biotita (mayor de 315-325° C; la epidota y actinolita persisten a través de esta zona; se observan trazas de clorita y prácticamente no hay illita).

5. Metodología y resultados

Se tomó como referencia en primera instancia la información geológica de 20 pozos productores, a 12 de los cuales se les modificó su intervalo productivo. Se analizaron características referentes a estratigrafía, mineralogía, situación estructural de la zona, además de datos complementarios del yacimiento, como temperatura y entalpías registradas, así como información técnica de intervalos con tipos de pérdidas de circulación registradas.

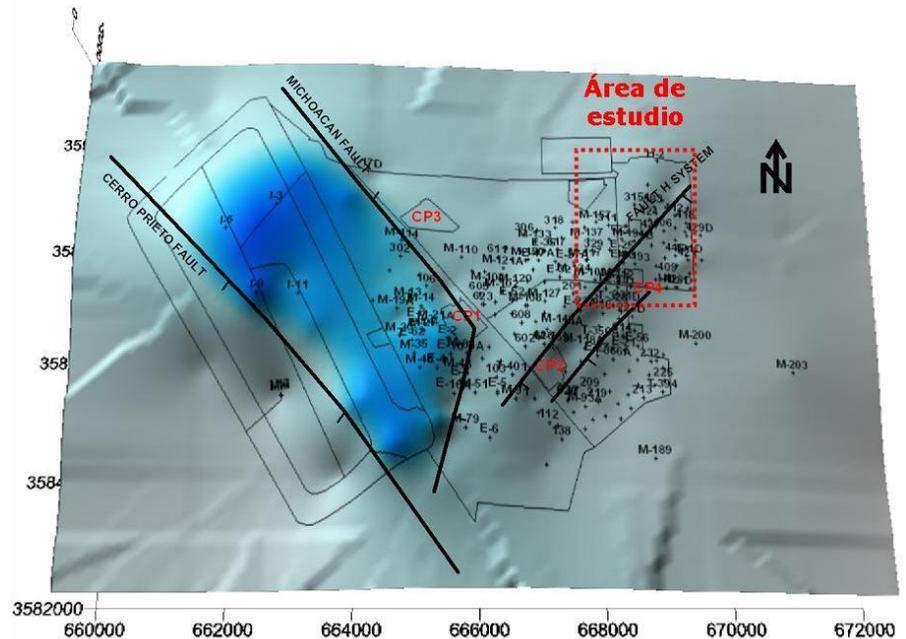


Fig. 3. Plano estructural del CGCP

Para llevar a cabo este trabajo se realizó el análisis geológico del subsuelo en la parte oriental del CGCP, correspondiente a las áreas de CP3 y CP4. Se ha seleccionado esta área de estudio por ser actualmente la de mayor eficiencia en cuanto a producción de vapor y con apropiadas condiciones termodinámicas comprobadas.

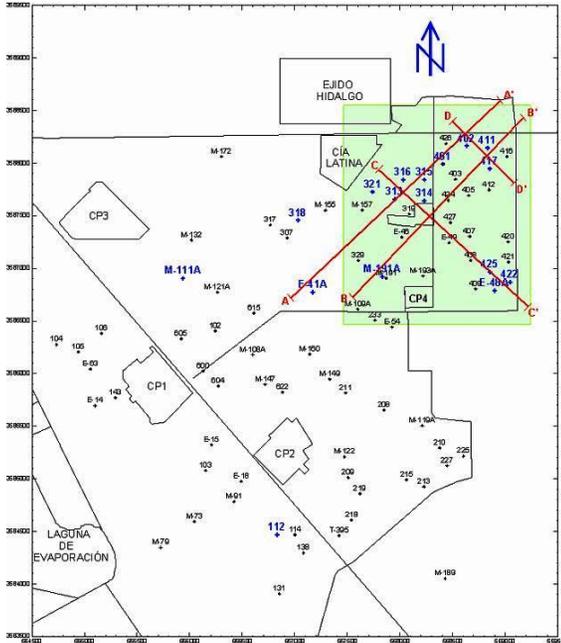


Fig. 4. Ubicación de las 4 secciones geológicas dentro de la zona de estudio al oriente del CGCP

A continuación se presentan cuatro secciones geológicas, ubicadas en la Figura 4 y denominadas A-A' y B-B' con dirección NE-SW, y C-C' y D-D' con dirección NW-SE conformadas por 12 de los 17 pozos a los que se modificó su intervalo productor, y por 8 pozos más de la zona. Las secciones se muestran y analizan en conjunto a continuación (Fig. 5).

Estructuralmente la zona de las cuatro secciones está influenciada por el trazo del sistema de fallas H, lo que puede relacionarse con la existencia en el área de relieves de falla según reportes de muestras de canal, recorte en bloque, arenisca disgregada, e hidrotermalismo (zonas de argilización). Todas esas características encontradas en los pozos se ven influenciadas por la traza de fallas de ese sistema estructural (Fig. 5).

Por otra parte, al entrar en el tema de producción, se observa que al comparar los valores de vapor y entalpía entre los pozos con terminaciones modificadas respecto a los pozos con terminaciones más profundas, es claro que las mejores condiciones de producción están relacionadas con la ZTMSE. Tómese, por ejemplo, el caso del pozo 402 (Fig. 5), cuyo intervalo modificado quedó en el límite entre la ZTMSE y la ZMSE y que registra el valor más alto en cuanto a producción de vapor y el segundo mejor en cuanto a entalpía (Tabla 1).

Otro caso que sirve para ejemplificar mejores condiciones de yacimiento, es el pozo 416 comparado con el pozo 417. De acuerdo a la información que se muestra en la Tabla 1, en el pozo 416 cuya terminación está por debajo de la ZMSE (Fig. 5) se reportan valores de 60.53 t/h de vapor y una entalpía de 1402.44 kJ/kg. Obsérvese entonces que al modificar la terminación del pozo 417 para dejarla entre el contacto de la ZTMSE y la ZMSE, se registran condiciones de yacimiento incluso mejores que las del pozo aledaño 416.

| POZO | INTERVALO PRODUCTOR PROPUESTO (mBNT) | INTERVALO PRODUCTOR REAL (mBNT) | PRODUCCIÓN VAPOR (t/h) | ENTALPÍA (kJ/kg) |
|------|--------------------------------------|---------------------------------|------------------------|------------------|
| 402 | 2 400 - 2 800 | 2 344,47 - 2 647,62 | 80,07 | 2 151,39 |
| 416 | ---- | 2 446,57 - 2 848,65 | 60,53 | 1 402,44 |
| 417 | 2 400 - 2 800 | 2 384,84 - 2 696,56 | 66,94 | 2 001,28 |

Tabla 1. Intervalos productores, producción y entalpía en los pozos 402, 416 y 417 del CGCP

Para sustentar las mejores condiciones de producción de los pozos analizados anteriormente y su relación con terminaciones más cercanas a la ZTMSE se considera a continuación la información de producción y la cantidad de vapor del pozo 426 (Tabla 2). En una primera etapa productora, con una terminación profunda, el pozo tuvo una producción promedio entre 20 y 25 t/h de vapor con entalpías entre 1150 y 3150 kJ/kg (Rodríguez *et al.*, 2005). Después de su intervención (etapa 2), el pozo quedó con un intervalo productor más

somero y ubicado entre la ZTMSE y la ZMSE. Para diciembre de 2007 este pozo registraba una producción de vapor de 75.74 t/h y una entalpía de 2219.08 kJ/kg. Así, se observa una ganancia sustancial, tanto de producción de vapor como de entalpía, lo que implica una mayor fracción de vapor.

| POZO 426 | | | |
|------------|----------------------------|------------------------|------------------|
| ETAPA | INTERVALO PRODUCTOR (mBNT) | PRODUCCIÓN VAPOR (t/h) | ENTALPÍA (kJ/kg) |
| 1 PROFUNDO | 2 580 - 3 192 | 20 a 25 | 1 150 - 3 150 |
| 2 SOMERO | 2 392 - 2 700 | 75,74 | 2 219,08 |

Tabla 2. Producción y entalpía del pozo 426

Como se ha visto en los casos anteriores, la mejor evolución del yacimiento y las mejores condiciones termodinámicas ocurren en estratos geológicos menos profundos (y en algunos casos de menor temperatura), hacia la parte oriental del CGCP. Esto difiere de consideraciones anteriores que definían zonas productoras a partir de la aparición o registro en el yacimiento de asociaciones mineralógicas (en este caso ZMSE) con altos rangos de temperatura.

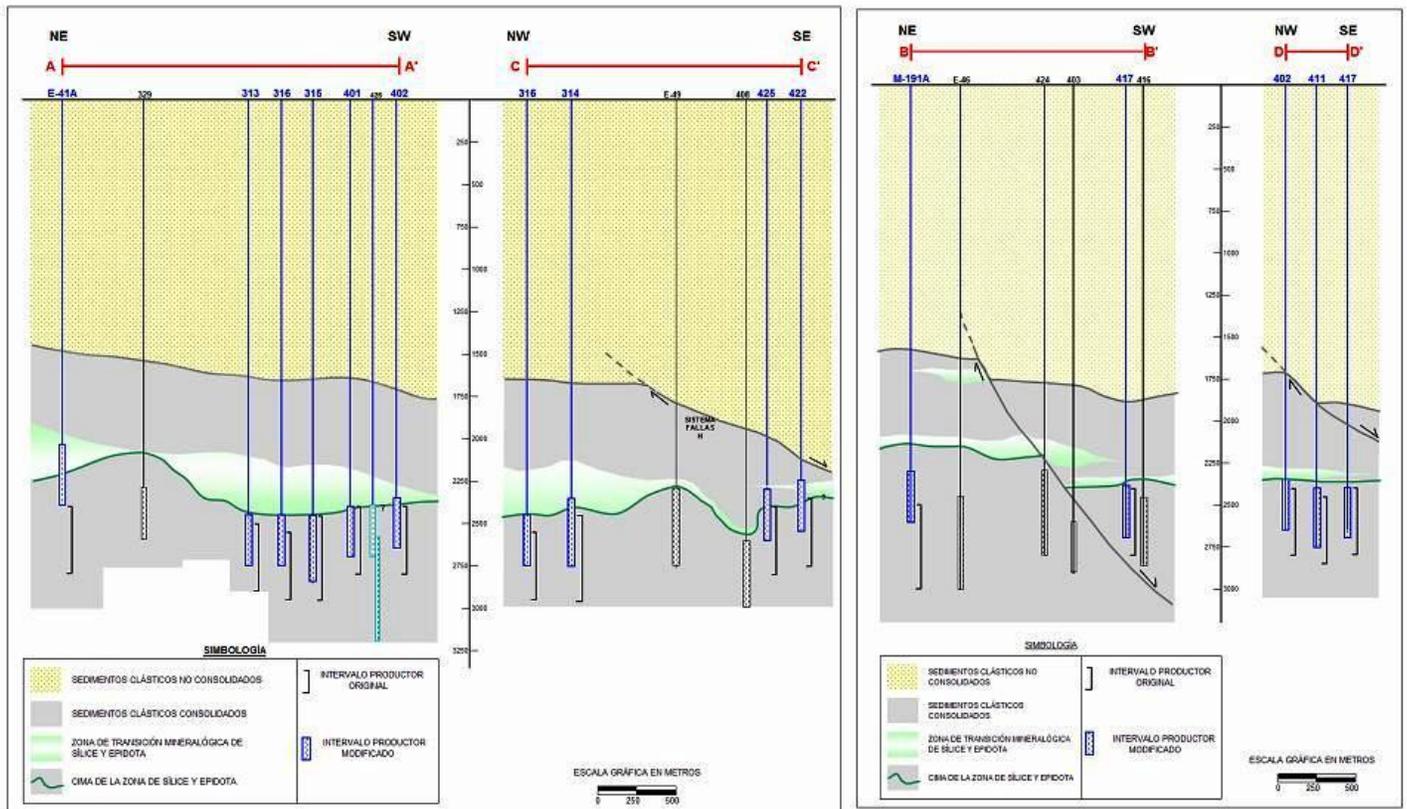


Fig. 5. Secciones geológicas A-A', C-C', B-B' y D-D'

En la zona de estudio el inicio de la zona de alteración hidrotermal (ZAH) se presenta en promedio por debajo de los 2200 m, donde se registran temperaturas mayores a los 230° C de acuerdo a los registros de temperatura de pozos en la zona (Fig. 6). Al analizar las zonas productoras finales de los pozos en los que éstas se cambiaron y compararlas con los registros térmicos correspondientes, se observa que a mayores profundidades el incremento de temperatura es mínimo, ya que ésta se mantiene o en algunos casos hasta se invierte (pozo 401). Esto sustenta más el hecho de que actualmente las mejores condiciones termodinámicas del yacimiento se presentan en zonas térmicas de menor temperatura, que son las áreas de transición mineralógica en la parte oriental del CGCP.

Con base en la discusión anterior, se propone que independientemente de los factores termodinámicos y de condiciones geológicas propicias en el subsuelo para establecer un intervalo productor adecuado en un pozo, se ponga mayor atención en la mineralogía registrada, específicamente en la ZTMSE. De esta manera pueden establecerse nuevos parámetros para indicar fronteras de zonas productoras con altos valores de vapor y de entalpía, aunque no necesariamente con altas temperaturas.

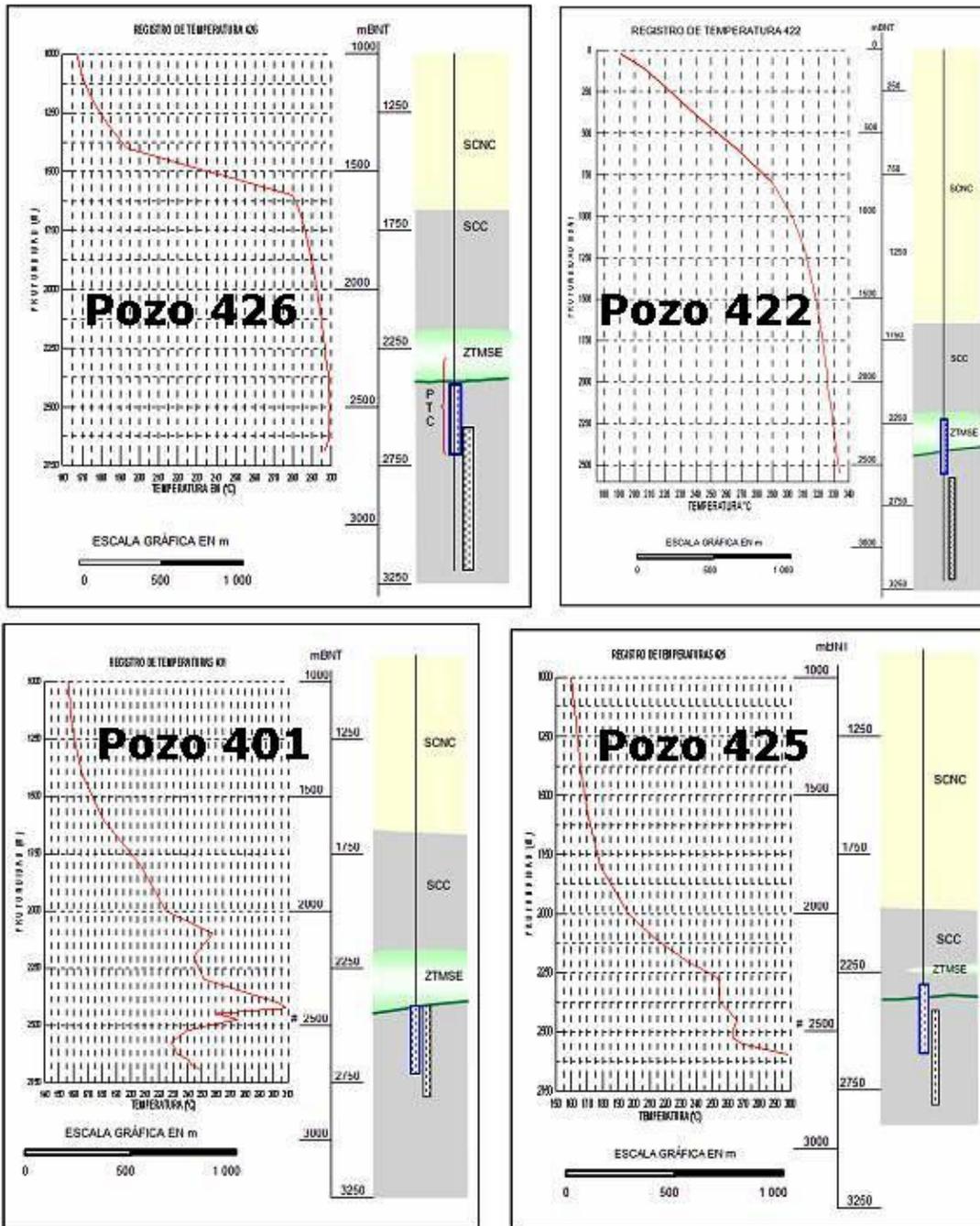


Fig. 6. Registros de temperatura en cuatro de los pozos involucrados en este estudio

6. Conclusiones

- En el CGCP uno de los factores tomados en cuenta para la determinación de zonas propicias de explotación y, por tanto, para decidir la terminación de nuevos pozos, ha sido ubicarlas por debajo de la ZMSE con

intervalos productores profundos. Pero en la porción oriental del campo, se observa actualmente que las mejores condiciones del yacimiento han evolucionado hacia estratos menos profundos, lo que permite establecer intervalos productores más someros. De esta forma, se propone tomar en cuenta a la ZTMSE como una característica importante para determinar zonas productoras al este del CGCP.

- Debido al continuo registro y monitoreo de las condiciones termodinámicas del yacimiento, se ha observado que éste parece evolucionar hacia estratos someros dentro de la unidad litológica de sedimentos clásticos consolidados (SCC) en la parte oriental del CGCP. De ahí que se haya tomado la decisión de reevaluar y cambiar las zonas productoras de 17 de los 30 pozos perforados durante el penúltimo contrato de perforación, llevado a cabo de 2004 a 2006.

- Se ha constatado también mediante registros de temperatura que no necesariamente una perforación profunda garantiza mejores condiciones térmicas (altas temperaturas). En cambio, sí pueden presentarse condiciones propicias en cuanto a temperatura y entalpía en la ZTMSE.

- Las condiciones hidrotermales registradas en el subsuelo y su relación con la evidente eficiencia productiva y mejores condiciones del yacimiento en la parte oriental del CGCP, sirven de soporte para tomar en cuenta a la ZTMSE como elemento importante para establecer zonas productoras nuevas y definir la terminación de nuevos pozos, al menos en esa zona del campo.

- Se ha concluido que las mejores condiciones termodinámicas tienden a presentarse actualmente a profundidades más someras, esto es, en los límites o fronteras entre la ZTMSE y la ZMSE en el subsuelo de la parte este del CGCP. Por ello puede postularse que conforme evolucione paulatinamente el yacimiento geotérmico se registrarán nuevas condiciones termodinámicas que deberán tomarse en cuenta e integrarse a los criterios para determinar las zonas óptimas de explotación del recurso geotérmico.

Referencias

- Aguilar-Dumas, A.M., 2006. Nuevo enfoque del modelo geológico del Campo Geotérmico de Cerro Prieto. Residencia General de Cerro Prieto. Residencia de Estudios. *Memorias de la I Reunión Interna de Mejora Continua*, CFE, pp. 1-10.
- Álvarez-Rosales, J., 1996. Pozo profundo del campo geotérmico de Cerro Prieto Baja California, México: Propuesta: Informe interno RE-96/15, Departamento de Geología y Geofísica, Residencia de Estudios. Residencia General de Cerro Prieto, CFE. Inédito.
- Barnard, F., 1968. Structural geology of the Sierra de los Cucapas; Northeastern Baja California, México, and Imperial County, California. Tesis de doctorado. University of Colorado. 155 p. Inédito.
- Corona-Ruiz, M., 1996. Actualización del Modelo Geológico del Campo Geotérmico de Cerro Prieto. CFE-Cerro Prieto. Residencia de Estudios, Departamento de Geología y Geofísica. Reporte Técnico Interno RE-009. 24 p. Inédito.
- Cruz-Castillo, M., 2002. Catálogo de las fallas regionales activas en el norte de Baja California, México. Instituto Mexicano del Petróleo. Boletín *GEOS*, Unión Geofísica Mexicana, p. 37-42.
- De Boer, J., 1979. Paleomagnetism of the Quaternary Cerro Prieto, Crater Elegante, and Salton Buttes volcanic domes in the northern part of the Gulf of California rimboschism. *Actas del Segundo Simposio sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto*. Mexicali, B.C., México, pp. 91-98.

- Elders, W.E., J.R. Hoagland, y S.D. McDowell, 1978. Zonas mineralógicas hidrotermales en el yacimiento geotérmico de Cerro Prieto. *Actas del Primer Simposio sobre el Campo Geotérmico de Cerro Prieto*. Mexicali, B.C., México, pp. 76-79.
- Gastil G., R.P. Phillips, and E.C. Allison, 1975. Reconnaissance geology of the state of Baja California. Cit. por: Puente-Cruz, I., A. De La Peña-Legorreta y E. Díaz-Cabral, 1979: Modelo Geológico del Campo Geotérmico de Cerro Prieto. *Actas del Segundo Simposio del Campo Geotérmico de Cerro Prieto*, Mexicali, B.C., México, pp. 29-57.
- McEldowney, R.C., 1970. An Occurrence of Paleozoic fossils in Baja California, México. *Geological Society of America, Abstracts with programs*, Vol. 2.
- Puente-Cruz., I. y A. De La Peña-Legorreta, 1978. Geología del Campo Geotérmico de Cerro Prieto. *Actas del Primer Simposio del Campo Geotérmico de Cerro Prieto*, Mexicali, B.C., México, pp. 17-40.
- Quijano-León, J.L., and L.C.A. Gutiérrez-Negrín, 2003. An Unfinished Journey. 30 years of geothermal-electric generation in Mexico. *Geothermal Bulletin*, Vol. 32, No. 5, September-October 2003, pp. 198-205.
- Rodríguez-Rodríguez, M.H., J.S. De León-Vivar, A. Pérez-Hernández, y M. Corona-Ruiz, 2005. Relación entre la terminación de pozos y la producción de vapor para el Campo Geotérmico de Cerro Prieto. CFE, reporte interno de la Residencia General de Cerro Prieto, Residencia de Estudios, Departamento de Yacimientos, 12 p. Inédito.
- Vázquez-González., R., J. Ramírez-Hernández, A. Martín-Barajas, C. Carreón-Diazconti, y O.R. García-Cueto, 1998. Estudio geohidrológico del Campo Geotérmico de Cerro Prieto. CICESE, informe técnico interno preparado para la CFE No. RE-05/98, 132 pp. Inédito.

Corrosión en tuberías de línea y de revestimiento de pozos del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC

Carlos A. Miranda Herrera, Ismael Canchola Félix, Joaquín Raygoza Flores y Othón Mora Pérez

Comisión Federal de Electricidad, Residencia General de Cerro Prieto. Correo: carlos.miranda02@cfe.gob.mx

Resumen

En el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, dentro del área del Polígono Hidalgo en el sector conocido como Cerro Prieto IV, algunos pozos han presentado en los últimos años desgastes en sus tuberías de revestimiento y en las tuberías de línea para el transporte del fluido geotérmico. Se presentan resultados de pruebas de corrosión con tuberías tipo API L-80 y ASTM A-53 grado B al ser sometidas al condensado de los pozos 403 y 424, los cuales han estado arrojando material de sus respectivas tuberías de revestimiento. Con estos datos se pretende conocer las condiciones corrosiva de esa zona del campo y determinar cuál sería la tubería ideal a utilizar en pozos con condiciones químicas de producción semejantes a fin de minimizar este efecto adverso y prolongar la vida de los pozos, a la vez que se permita la explotación eficiente de las zonas productoras más profundas del yacimiento.

Palabras clave: Cerro Prieto, corrosión, materiales, química, tuberías, pozos, tuberías de revestimiento.

Corrosión in pipelines and well casings at the Cerro Prieto geothermal field, BC

Abstract

In the area called Polígono Hidalgo, inside the Cerro Prieto IV zone in the Cerro Prieto geothermal field, BC, corrosion has occurred in the last few years on well casings and pipelines used for geothermal fluids. Corrosion test results are presented here for pipes, type API L-80 and ASTM A-53 grade B, which were subjected to condensate from wells 403 and 424. These wells have thrown corroded material from their respective casings. With these data we pinpoint corrosive conditions in this field area and determine which pipes are adequate to case wells in similar chemical, production conditions to minimize adverse effects and extend the life of the well, allowing more efficient exploitation of the deepest production zones in the reservoir.

Keywords: Cerro Prieto, corrosion, materials, chemistry, pipelines, wells, casings.

1. Introducción

El campo geotérmico de Cerro Prieto, desarrollado y operado por la Comisión Federal de Electricidad, empezó operaciones en 1973 y en la actualidad cuenta con 720 MW de capacidad instalada. En promedio el 1.11% del peso del vapor extraído son gases incondensables, de los cuales el 94.7% es CO₂, el 2.7% es H₂S y el 2.6% restante es amoníaco, helio, hidrógeno, argón, nitrógeno y metano.

Sin embargo las características químicas de los fluidos producidos por los pozos del área conocida como Polígono Hidalgo, ubicado en Cerro Prieto IV, han resultado ser bastante agresivas como lo demuestran los

problemas de corrosión que sufrieron los pozos 410, 423, 425, 428D. Estos pozos debieron repararse y acortar su profundidad para evitar explotar diferentes estratos productivos y restringirse sólo a los más someros. Además, los pozos 217, 231D, 314, 319, 403, 424, 431D, E-25, E-26, E-48A, E-51, M-150, M-197 y M-198 han presentado diversos problemas en sus instalaciones superficiales, particularmente en las tuberías de conducción, por los productos de corrosión.

En general los fluidos producidos por esos pozos presentan un carácter ácido, sobre todo en la zona sur en pozos de alta entalpía. La entalpía de descarga de estos pozos es mayor que la entalpía de la fase líquida a la temperatura de yacimiento, lo que indica un proceso de ebullición (flasheo) en esta zona producido por la pérdida de presión en el yacimiento, lo que favorece el transporte o arrastre de especies ácidas hacia las tuberías de transporte de vapor, ya que los valores más altos de CO_2 y H_2S se encuentran en las zonas con procesos de ebullición más importantes.

El objetivo principal de este proyecto de investigación fue evaluar la resistencia a la corrosión de las tuberías utilizadas actualmente en Cerro Prieto ante las condiciones químicas que imperan en los pozos del Polígono Hidalgo, los cuales son los de mayor producción en el campo, con el fin de encontrar la forma más eficiente de extraer este fluido, evitando daños en la tubería y costos de reparación.

En la actualidad todos los pozos que han sufrido fallas por corrosión han sido reparados disminuyendo su profundidad, haciéndolos más someros, para que exploten el yacimiento en otros estratos, lo que ha dado buenos resultados. Sin embargo, esto también disminuye la temperatura, la presión de operación y la producción del pozo. De ahí la necesidad de buscar una solución menos costosa en términos de producción de vapor.

2. Definición del problema

Existen dos problemas principales en el transporte del fluido geotérmico desde la zona de extracción hasta las centrales generadoras de electricidad. Uno es la incrustación y el otro es la corrosión. Por ser el segundo de naturaleza más destructiva, este trabajo se enfocó en estudiar el fenómeno que lo produce.

Para la extracción y conducción del vapor se cuenta con instalaciones sub-superficiales y superficiales en los pozos integrados al sistema de suministro de vapor. Las instalaciones sub-superficiales son las tuberías de ademe o revestimiento (*casing*), que pueden estar cementadas o colgadas (*liner* ciego o ranurado), y que se colocan y cementan en el pozo con equipos de perforación. Los materiales más comunes de estas tuberías son el acero al carbón tipos API L-80 y API K-55. Por su parte, el equipo superficial es el que conduce el vapor del pozo a las centrales generadoras, el cual incluye arreglos de tuberías de acero al carbón tipo ASTM A-53 grado B.

2.1. Problemas relacionados con las tuberías superficiales de línea

El acero ASTM A-53 grado B es un material económico y adecuado para las tuberías sujetas a presión con fluidos geotérmicos, debido a su inmunidad al ataque del H_2S en ausencia de oxígeno; sin embargo, hay oxígeno presente en combinación con otros elementos, como el CO_2 . La inmunidad de la tubería se deriva de una película autoprotectora de sulfuro de hierro, producto de corrosión, que rápidamente recubre las paredes internas y que es producida por la acción del H_2S sobre el acero común a temperaturas superiores a 30°C (a temperatura inferior el material se vuelve vulnerable) y a un $\text{pH} > 4$ (Uhlig, 1963). El fenómeno de corrosión en estos casos ocurre cuando entran en solución el CO_2 y el H_2S con el condensado que se forma en las paredes de las tuberías; esto sólo ocurre en las tuberías donde **no** hay incrustaciones de sílice, es decir en las líneas de conducción de vapor (vaporductos).

Durante el proceso de separación, el flasheo remueve los componentes ácidos hacia la fase de vapor; la presencia de los componentes arrastrados en la descarga total provoca una disminución en el pH. Los sólidos en suspensión se precipitan hacia la fase líquida aumentando su pH, lo que la vuelve sumamente incrustante. Los separadores ciclónicos arrastran un poco de agua hacia la fase de vapor en forma de niebla cuando las partículas de agua son pequeñas (menos de 5 micrones; León-Valero, 2003). Esta agua se suma al condensado de vapor en la tubería de conducción (colectores) y viaja en el fondo de la tubería.

Trabajos de Lichti y Bacon (1999) y Lichti y Wilson (1999) muestran el comportamiento de los aceros al ser sometidos a ataques de especies corrosivas contenidas en fluidos geotérmicos en Nueva Zelanda. Ellos atribuyen la erosión-corrosión en las tuberías de vapor de acero al carbón al arrastre de agua separada desde los separadores. Además, mencionan que al dejar de operar la tubería se forma un condensado que provoca disoluciones ácidas de la película protectora de magnetita (Fe_3O_4), y que esta película se desprende por el flujo/impacto del condensado cuando la tubería se vuelve a poner en operación.

Soylomezoglu *et al.* (1982) reportaron el efecto del H_2S y del oxígeno en la degradación por corrosión del acero al carbón en vapor geotérmico, donde a bajos niveles de oxígeno los productos de corrosión fueron sulfuros de hierro.

2.2 Problemas relacionados con la tubería de revestimiento

El problema es más acentuado en las tuberías de revestimiento y en el *liner* por estar en contacto con una mezcla agua-vapor de fluido geotérmico a mayor presión y temperatura, lo que aumenta las condiciones de agresividad, además de que no es posible ver lo que ocurre a esas profundidades ni recuperar la tubería. Debido a los contenidos de gases incondensables, esta tubería es susceptible al ataque por H_2S y CO_2 .

Por lo tanto, se pueden presentar tres factores:

- El CO_2 produce corrosión dulce (adelgazamiento del metal y formación de hojuelas).
- Aceros con suficiente esfuerzo de cedencia para soportar la corrosión dulce, se vuelven susceptibles a fractura debido a esfuerzos por corrosión (SCC, *Stress Cracking Corrosion*), cuando se someten a ambientes ácidos y esfuerzos.
- Los aceros resistentes (alta Sy) pueden volverse susceptibles a ataques por inducción de hidrógeno (HAC, *Hydrogen Assisted Cracking*), que vuelven quebradizo al acero.

La tendencia general establecida es que a mayor temperatura de templado mayor será la resistencia a los SCC, menor será tamaño de grano y las fronteras de grano estarán libres de precipitados (Kennedy y Whittaker, 1968). Estos mismos autores recomiendan la eliminación de esfuerzos residuales y usar tratamientos de protección que involucren procesos catódicos para evitar los SCC, pero cuando el endurecimiento es ocasionado por inducción de hidrógeno, es preferible aplicar un fosfatado en el material antes de pintar.

Cuando el hidrógeno monoatómico entra al acero puede causar pérdida de ductilidad o grietas, lo que puede volver quebradizo el material y llevarlo a fallar por debajo del esfuerzo de cedencia Sy. A este fenómeno se le conoce como falla por inducción de hidrógeno. Ya que los átomos de hidrógeno son los más pequeños, y además son abundantes, es fácil que entren al material de manera monoatómica y formen moléculas de H_2 (estado estable) en intersticios dentro del material.

La influencia de algunos elementos de aleación para mejorar la resistencia a la corrosión en ambientes geotérmicos fue documentada por Huijbregts y Leferink (2006), quienes reportan que el Cu, Cr y Mo son los elementos de aleación más importantes.

3. Pruebas y resultados

El material utilizado para la elaboración de los especímenes y para simular las condiciones de la tubería de línea fue el acero ASTM A-53 grado B, el cual tiene una resistencia al esfuerzo de cedencia $S_y = 103.4$ MPa. Para simular las condiciones de fondo de pozo se usó un acero API L-80 con esfuerzo de cedencia $S_y = 655$ MPa. La composición química de ambos tipos de acero se describe en la Tabla 1.

| Acero tipo | C | Mn | Cu | Ni | Cr | Si | Mo | Otros |
|--------------|------|-----|------|------|-----|------|------|----------|
| API L-80 | 0.43 | 1.9 | 0.35 | 0.25 | - | 0.45 | - | P, S |
| A-53 grado B | 0.3 | 1.2 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | - | 0.15 | P, S, Va |

Tabla 1. Composición química en porcentaje de los aceros probados.

Muestras de ambos materiales tomadas de tubería nueva, así como del material arrojado por los pozos 403 y 424, fueron montadas en baquelita, pulidas y atacadas para revelar su microestructura; en la Figura 1 se muestra la microestructura obtenida del material virgen bajo una lente de 50 aumentos, la cual concuerda con la bibliografía: el A-53 presenta una microestructura ferrítica y el API L-80 una de tipo martensítica. Las muestras del material obtenido de los pozos revelan una microestructura similar a la API L-80, aunque con los granos algo deformados.

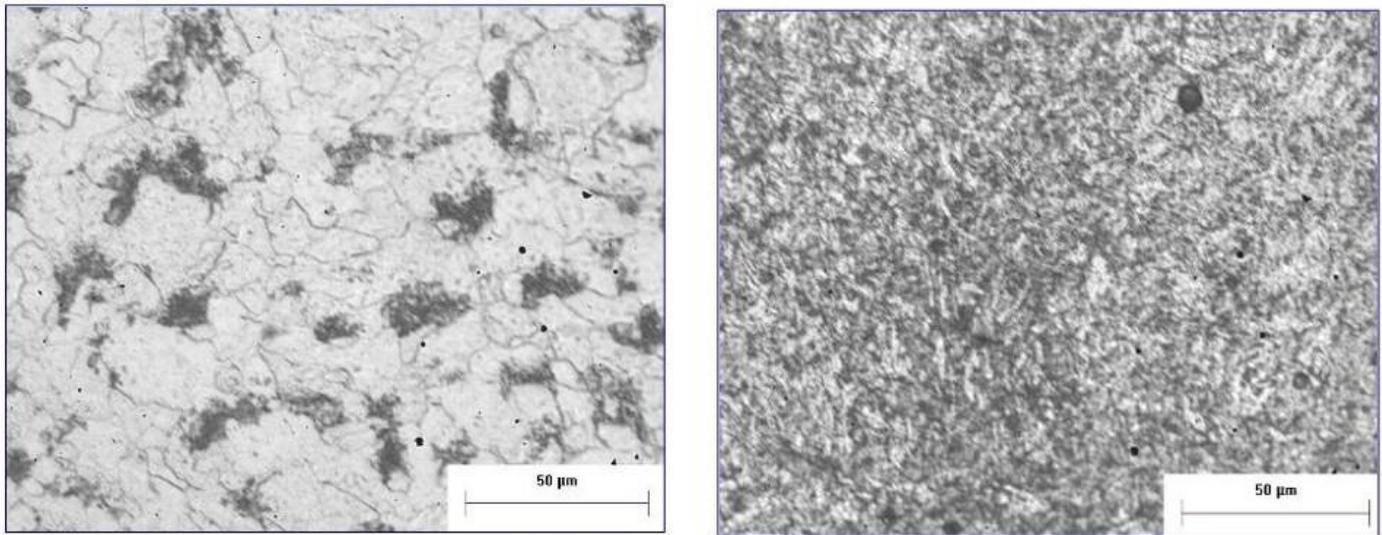


Fig. 1. Microestructuras de los aceros A-53 grado B (izquierda) y API L-80 (derecha) vistas al microscopio con una lente de 50 aumentos.

3.1. Prueba HIC

La resistencia a la inducción de hidrógeno (*Hydrogen Induced Cracking*, HIC) se evaluó de acuerdo a la norma NACE TM0284-96 (ANSI/NACE, 1996) para los dos materiales nuevos; la norma indica que se tiene que hacer por triplicado. En la Figura 2 aparece la configuración de la prueba con las tres muestras de un solo material cortado de la tubería nueva inmersas en el medio indicado por la norma ($H_2O + NaCl +$ ácido acético).



Fig. 2. Arreglo para la prueba HIC

Después de las 96 horas requeridas para la prueba HIC se removió el material de la solución NACE y se cortó con segueta manual, se pulió y se buscaron grietas en un microscopio con una lente de 50 aumentos. Como el sitio preferencial para el crecimiento de grietas son las líneas de deformación del tubo, se esperaba que se encontraran grietas paralelas a esas líneas, pero no aparecieron grietas en el A-53 (Figura 3, derecha). En el acero L-80 sí se encontraron grietas aunque no fueron significativas (Figura 3, izquierda).

3.2. Pruebas electroquímicas

Para las pruebas electroquímicas se extrajo el fluido geotérmico condensado del cabezal de los pozos 403 y 424 por medio de un serpentín para enfriamiento. El fluido fue analizado, presentándose en la Tabla 2 su composición química.

| Pozo | pH | Conductividad | Composición química en ppm | | | | | | |
|------|------|---------------|----------------------------|-----|----|------|------|------|------|
| | | | Na | K | Ca | Mg | Fe | Li | Cl |
| 403 | 5.22 | 16400 | 2880 | 630 | 94 | 0.05 | 0.80 | 6.10 | 5491 |
| 424 | 5.22 | 10700 | 1880 | 390 | 24 | 0.01 | 0.68 | 3.60 | 3432 |

Tabla 2. Composición química del condensado de los pozos 403 y 424.

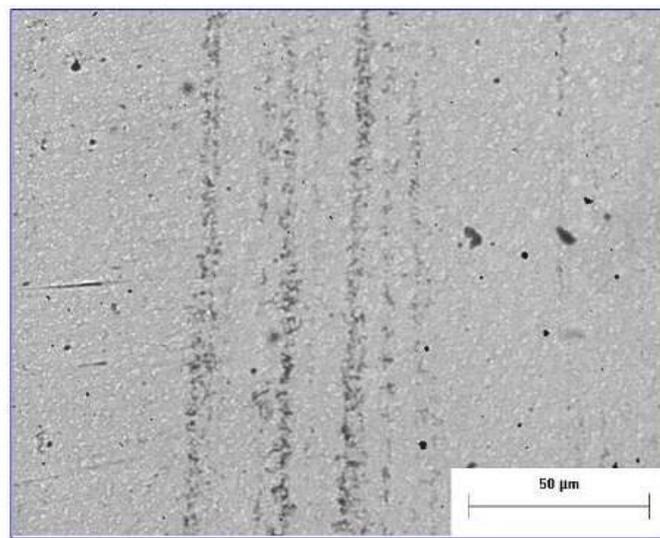
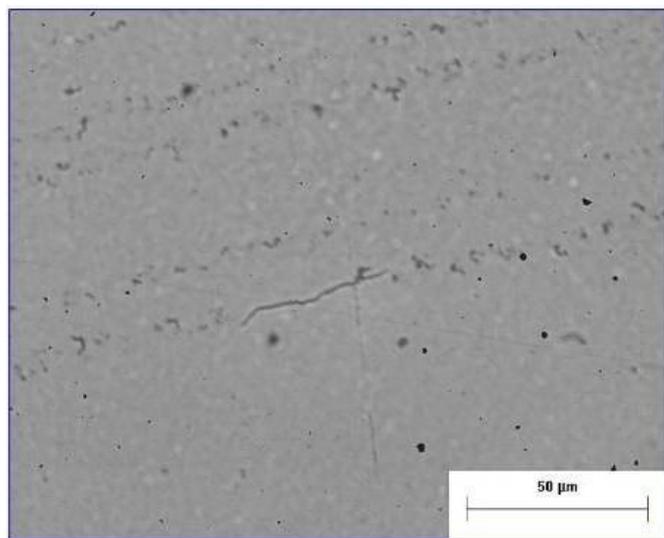
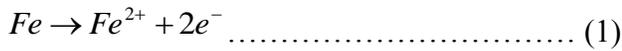


Fig. 3. Líneas de deformación mostrando grietas principales después de la prueba HIC en el acero L-80 (izquierda) y A-53 (derecha) (lente de 50 aumentos).

Se llevó a cabo una prueba de polarización potenciodinámica para analizar el comportamiento electroquímico del material en el condensado extraído de ambos pozos. La técnica, descrita por Fontana (1978) y Shoesmith (1987), utiliza tres electrodos: material de prueba, como el electrodo de trabajo montado en baquelita y pulido, un electrodo Calomel de referencia y un electrodo de grafito como contra-electrodo. Se obtuvieron curvas de polarización a temperatura ambiente. La velocidad de escaneo fue de 0.166 mV/s en 1 cm². El potencial aplicado fue de -0.6 V a 0.6 V con 6.024 s de tiempo de escalón. Esta prueba fue repetida para la

superficie del material así como para corte transversal y en el material arrojado por los pozos, pero no hubo diferencia significativa.

Se obtuvieron las gráficas de la prueba Tafel para el cálculo de la corrosividad del medio a temperatura ambiente. Asumiendo que el hierro en la aleación es el principal elemento a corroerse, se tiene que:



$$w/t = \frac{M * i_{corr}}{nF} \dots\dots\dots (2)$$

Donde w es la masa del metal corroído, t es el tiempo en segundos, n es el número de electrones, F es la constante de Faraday (96,480c/mol), M es el peso molecular, e i_{corr} es la corriente de corrosión en amperes.

$$Corrosion = \frac{M * i_{corr} * 1}{nF \rho} \dots\dots\dots (3)$$

$$Corrosion = \frac{55.847 * i_{corr} * 1}{2 * 96480 * 7.75} \dots\dots\dots (4)$$

La Figura 4 muestra la susceptibilidad del acero al carbón ASTM A-53 grado B al ser sometido al condensado obtenido del pozo 403, en presencia y en ausencia de oxígeno. Para esta última prueba, el oxígeno se eliminó mediante burbujeo con nitrógeno.

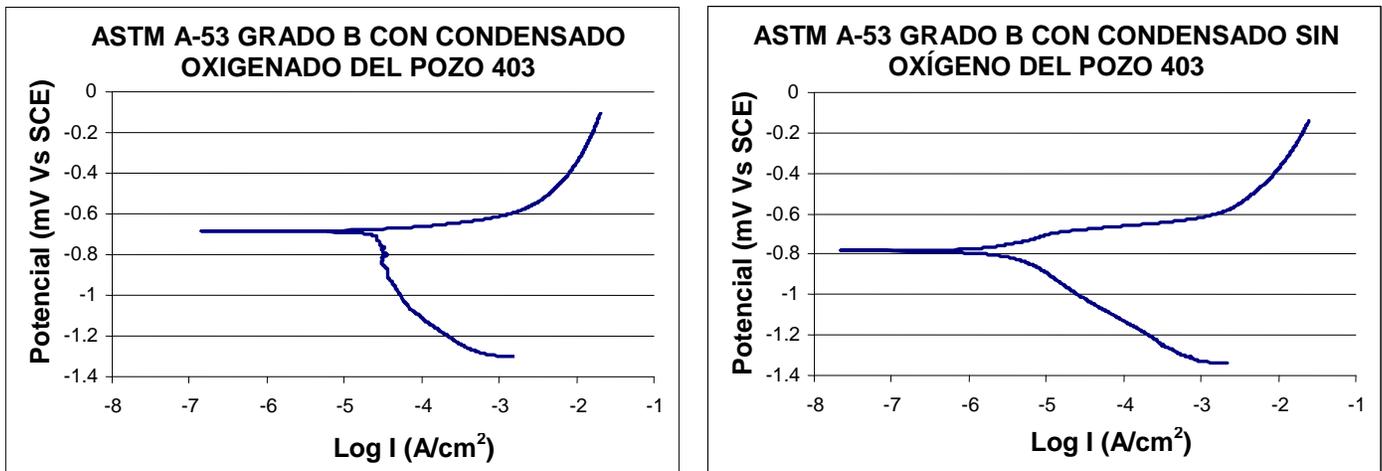


Fig. 4. Curvas de polarización para el acero ASTM A-53 con condensado del pozo 403, en presencia de oxígeno (izquierda) y sin oxígeno (derecha)

Por su parte, la Figura 5 presenta las curvas de polarización para ese mismo acero ASTM A-53 al ser sometido al condensado obtenido del pozo 424, tanto en presencia de oxígeno como en su ausencia.

Finalmente, las figuras 6 y 7 presentan la susceptibilidad del otro tipo de acero probado, el API L-80, al ser sometido al condensado obtenido de ambos pozos 403 y 424, en presencia y en ausencia de oxígeno.

A partir de tales curvas de polarización, se calculó la velocidad de corrosión aplicando la fórmula 4. Los resultados se presentan en la Tabla 3 en milímetros por año. Como se puede apreciar en ella, al acero al carbón tipo API L-80, utilizado en las tuberías de revestimiento y liners de los pozos, no parece afectarle

mayormente la presencia o ausencia de oxígeno, ya que la velocidad de corrosión es prácticamente la misma para el condensado de cada pozo. Sin embargo, la ausencia de oxígeno produce una corrosión sustancialmente mayor en el acero al carbón tipo ASTM A-53, utilizado en los vaporductos, ya que en el caso del condensado del pozo 403 es casi un 22% mayor que la corrosión en presencia de oxígeno; para el caso del condensado del pozo 424 la corrosión en ausencia de oxígeno es sólo un 12% más rápida. Otra conclusión que se desprende de esta prueba, es que no hay mayor diferencia en la velocidad de corrosión entre los fluidos de uno y otro pozo, para cada tipo de acero.

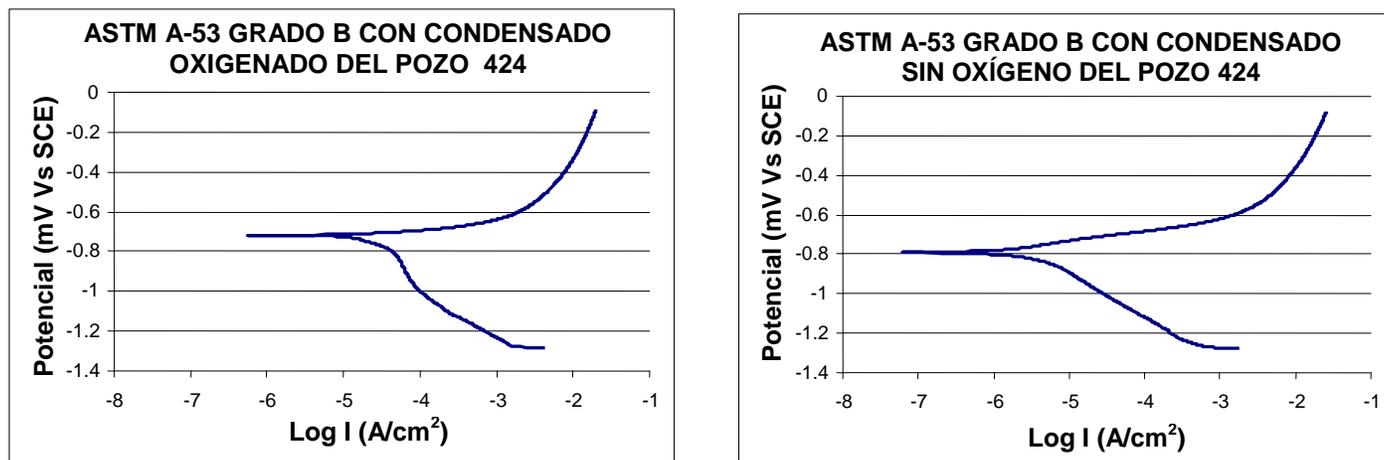


Fig. 5. Curvas de polarización para el acero ASTM A-53 con condensado del pozo 424, en presencia de oxígeno (izquierda) y sin oxígeno (derecha)

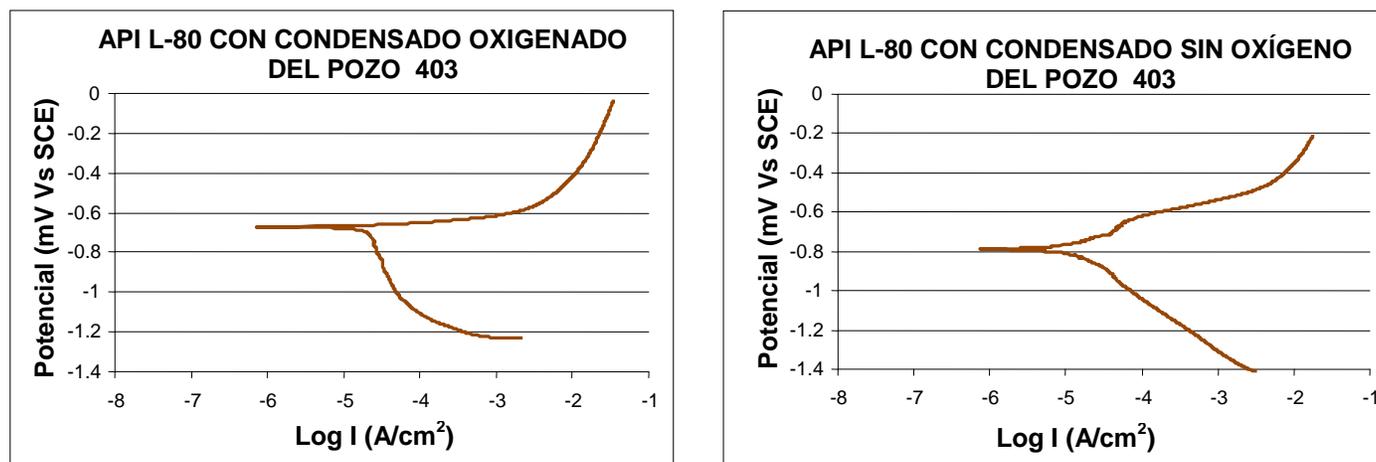


Fig. 6. Curvas de polarización para el acero API L-80 con condensado del pozo 403, en presencia de oxígeno (izquierda) y sin oxígeno (derecha)

| Pozo | Oxígeno | ASTM A-53 | API L-80 |
|------|---------|-----------|----------|
| 403 | Sí | 0.23 | 0.24 |
| 403 | No | 0.28 | 0.25 |
| 424 | Sí | 0.24 | 0.25 |
| 424 | No | 0.27 | 0.26 |

Tabla 3. Pérdida de material en milímetros por año en cada tipo de acero sometido al condensado de cada pozo, en presencia y ausencia de oxígeno.

3.2 Pruebas de Dureza

Se midió la dureza Vickers antes y después de las pruebas HIC, con los resultados que se muestran en la Tabla 4. Por su parte, el material arrojado por el pozo 403 tuvo una dureza Vickers de 815 y el arrojado por el pozo 424 de 652.

| Material | Dureza Vickers | |
|-----------|------------------------|--------------------------|
| | Antes de la prueba HIC | Después de la prueba HIC |
| ASTM A-53 | 248 | 308 |
| API L-80 | 254 | 313 |

Tabla 4. Dureza de ambos tipos de acero antes y después de pruebas HIC.

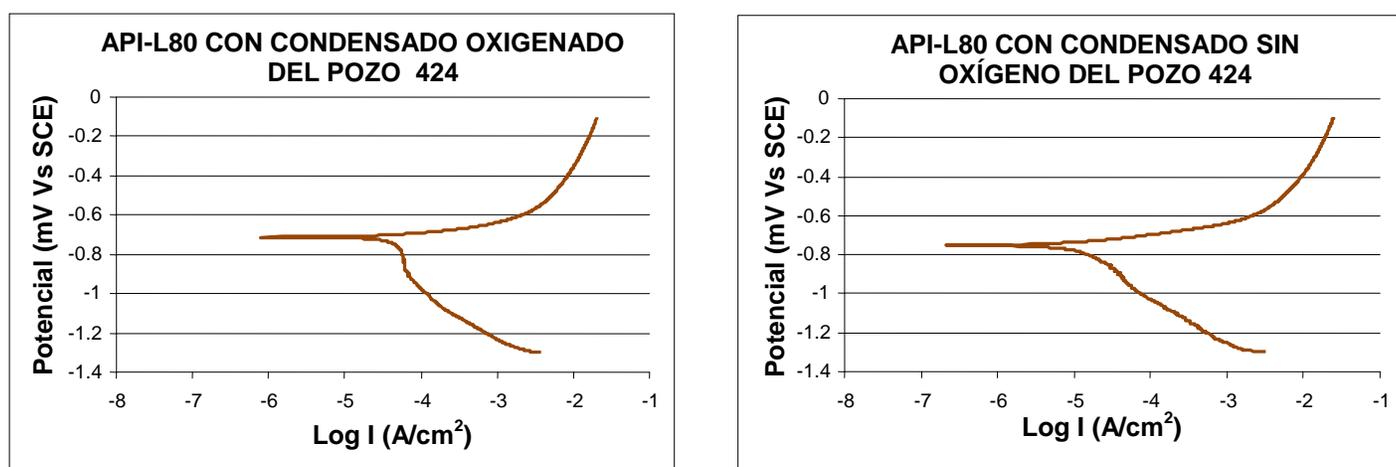


Fig. 7. Curvas de polarización para el acero API L-80 con condensado del pozo 424, en presencia de oxígeno (izquierda) y sin oxígeno (derecha)

4. Conclusiones

Los resultados de las pruebas realizadas demuestran que existe una clara tendencia de las tuberías de acero al carbón tipos ASTM A-53 grado B y API L-80 a endurecerse y a perder material por corrosión a medida que son expuestas al fluido de los pozos 403 y 424, que se ubican dentro del Polígono Hidalgo del campo geotérmico de Cerro Prieto. Aparentemente el fluido del pozo 403 resultó ser ligeramente más agresivo que el del pozo 424.

Así mismo, se determinaron las velocidades de corrosión de esos aceros al ser sometidos al condensado obtenido en dichos pozos a temperatura ambiente. No hay mayores diferencias entre el fluido de uno y otro pozo, pero sí parece haber una mayor velocidad de corrosión en el acero tipo ASTM A-53 grado B en condiciones carentes de oxígeno, por lo que la corrosión no es producto de un ataque por oxígeno.

Las tuberías analizadas fueron susceptibles al ataque de H₂S en la medida que endurecieron el material, pero ese endurecimiento no fue suficiente para producir grietas significativas en el material.

El trabajo realizado da una idea de lo que está ocurriendo con las tuberías utilizadas actualmente en Cerro Prieto, tanto en los pozos como en las instalaciones superficiales, además de mostrar qué tipo de

investigaciones futuras sería conveniente realizar sobre esta materia a la vez que plantea una metodología a seguir para esas futuras investigaciones.

El costo aproximado de esta investigación fue de unos 28 mil pesos por cada tubería analizada, y es posible realizarla en no más de diez días hábiles. De aquí que se proponga realizar estudios previos que incluyan una investigación similar con tubería tipo API K-55 y con los tipos propuestos actualmente por diversos proveedores, antes de realizar pruebas con autoclave las cuales implican un contrato de servicios mucho más costoso. Sin embargo, estas pruebas con autoclave son más confiables, en la medida que se acercan más a las condiciones reales de operación, por lo que deberán incluirse en el programa de protocolo de experimentación.

Así mismo, se propone que se realice un análisis numérico para validar estos resultados.

Entre las posibles soluciones al problema, se ha planteado utilizar nuevas tuberías con cromo. Si fuera este el caso, se propone que no se les dé un enfriamiento lento a partir de la temperatura austenítica, ya que ello impediría la mejor difusión del cromo en cementita dejando a la ferrita más anódica (Kennedy y Whittaker, 1968), además de que dejaría una microestructura más gruesa. Por ello es recomendable que a la tubería con cromo se le dé un enfriamiento rápido que logre evitar o reducir los problemas de corrosión.

Referencias

- ANSI/NACE, 1996. *Standard TM0284-96: Evaluation of pipeline and pressure vessel steels for resistance to Hydrogen-Induced Cracking*. NACE International.
- Fontana, M.G., 1978. *Corrosion Engineering*, 2nd Ed., McGraw Hill, New York.
- Huijbregts, W., and R. Leferink, 2006. Influence of steel composition on strain induced corrosion cracking and other types of corrosion. *Anti-corrosion Methods and Materials*, 53/1, pp. 3-11.
- Kennedy, J.W., and J.A. Whittaker, 1968. Stress Corrosion Cracking of High Strength Steels. *Corrosion Science*, Vol. 8, pp. 359-375.
- León-Valero, J., 2003. Comportamiento de ciclones. CFE, Residencia General Cerro Prieto, reporte interno s/n. Inédito.
- Lichti, K.A, and P.T. Wilson, 1999. Corrosion in New Zealand geothermal systems. *Corrosion Reviews*, 17 (3-4), pp. 181-203.
- Lichti, K.A, and L.G. Bacon, 1999. Corrosion in Wairakei steam pipelines. *Corrosion Reviews*, 17 (3-4), pp. 219-236.
- Uhlig, H. H., 1963. *Iron and Steel Corrosion Handbook*. Ed. John Wiley and Sons, New York.
- Soylemmezoglu, S., and R. Harper, 1982. Oxygen ingress into geothermal steam and its effect on corrosion of low carbon steel at Broadlands, New Zealand. *Geothermics*, Vol. 11 (1), pp. 31-42.
- Shoosmith, D.W., 1987. *Kinetics of Aqueous Corrosion*. ASM Handbook, Vol. 13.

Primera estimación de las reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja en veinte estados de México

Eduardo R. Iglesias y Rodolfo J. Torres

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia.
Reforma 113, 62490 Cuernavaca, Morelos México. Correo: iglesias@iie.org.mx

Resumen

En este trabajo se hace una primera estimación, parcial, de las reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja de México. La estimación incluye 29.16% de las manifestaciones geotérmicas identificadas en la base de datos pública utilizada. Para estimar las reservas se utilizó el método de volumen, suplementado con simulaciones por el método de Montecarlo, con el fin de cuantificar las incertidumbres inherentes. Las estimaciones se presentan estado por estado. Estos resultados indican que las reservas agregadas de los 20 estados considerados están entre 7.7×10^{16} y 8.6×10^{16} kJ, con 90% de confianza. La distribución de las temperaturas de yacimiento más probables varía entre aproximadamente 60 y 180° C, con un valor medio de 111° C. La enorme magnitud de estas reservas, y sus temperaturas asociadas, son potencialmente importantes para el desarrollo económico de las poblaciones ubicadas en su cercanía.

Palabras clave: Baja a media temperatura, México, método volumétrico, potencial geotérmico, reservas geotérmicas.

First assessment of low- to medium-temperature geothermal reserves in 20 Mexican states

Abstract

A first, partial, assessment is included of the low- to medium-temperature geothermal reserves in 20 Mexican States and their aggregate value. The assessment covers about 29.16% of the identified geothermal-surface manifestations in the public database. For reserve assessments, we use the volumetric method, supplemented with Montecarlo simulations and statistics, to quantify inherent uncertainties. Our estimations are presented on a state-by-state basis. We estimate the aggregated reserves of the 20 states as between 7.7×10^{16} and 8.6×10^{16} kJ, with 90% confidence. The most likely reservoir temperatures range between 60-180° C, with a mean of 111° C. Such massive amounts of recoverable energy—and the associated temperatures—are potentially important for the economic development of nearby localities and the nation.

Keywords: Low- to medium-temperature, Mexico, volumetric method, geothermal potential, geothermal reserves.

1. Introducción

Debido principalmente a sus interacciones con las placas del Pacífico y de Cocos, y posiblemente, también a su interacción con la Placa del Caribe, México cuenta con abundantes recursos geotérmicos. La mayor parte de los recursos geotérmicos de alta temperatura ($T > 200^\circ \text{C}$), apropiados para la generación de electricidad, han sido explorados y evaluados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Actualmente la CFE explota los campos geotérmicos de Cerro Prieto (BC), Los Azufres (Mich.), Los Humeros (Pue.) y Las Tres Vírgenes (BCS) que suman una capacidad instalada de 958 MWe (Gutiérrez-Negrín, 2007).

La situación es muy diferente para los recursos geotérmicos mexicanos de temperaturas intermedias a bajas ($T < 200^{\circ}\text{C}$), apropiados mayormente para aplicaciones directas de calor. Su capacidad instalada total es de aproximadamente 164 MWt (Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2005), mayormente en balnearios. La experiencia internacional indica que los recursos geotérmicos de temperaturas intermedias a bajas son órdenes de magnitud más abundantes que los de alta temperatura. Podemos por lo tanto inferir, sin temor a equivocarnos, que los recursos geotérmicos de temperaturas intermedias a bajas están vastamente sub-explotados en México. Una razón importante para que prevalezca esta situación es el virtual desconocimiento de su potencial.

En este trabajo hacemos una primera estimación, parcial, de las reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja de México, con base a su distribución por estado. Sobre esta base se estimaron también las reservas agregadas de los 20 estados.

Método

Las metodologías utilizadas para caracterizar recursos geotérmicos pueden dividirse en cuatro categorías mayores: (1) flujo térmico superficial, (2) método volumétrico, (3) fractura plana y (4) presupuesto de calor magmático. Muffler y Cattaldi (1978) concluyeron que el método volumétrico es el más conveniente, por las siguientes razones: (a) es aplicable a cualquier entorno geológico; (b) los parámetros requeridos pueden ser medidos o estimados; (c) los inevitables errores se compensan parcialmente; y (d) las mayores incertidumbres (el factor de recuperación y la recarga de calor) van a disminuir a futuro.

Por lo antedicho, en este trabajo se adoptó el método volumétrico. Con este método se calcula primero la cantidad de calor presente en un determinado volumen de roca y agua. Posteriormente, para calcular reservas, se estima qué fracción de dicha energía es recuperable. La energía térmica se calcula como (e.g. Brook *et al.*, 1978)

$$q_R = \rho_C A h (T - T_{ref}) \quad (1)$$

donde q_R es la energía térmica en el reservorio, en kJ, ρ_C el calor específico volumétrico de la roca más agua ($2,700 \text{ kJ/m}^3\text{C}$), A el área del reservorio (m^2), h el espesor del reservorio (m), T la temperatura media del reservorio ($^{\circ}\text{C}$), y T_{ref} es la temperatura de referencia (temperatura media anual local, $^{\circ}\text{C}$). El calor específico volumétrico se calculó suponiendo que el correspondiente a la roca es $2,500 \text{ kJ/m}^3\text{C}$ y que la porosidad del reservorio es 15%. Como la mayor parte del calor está contenida en la roca (e.g., Grant *et al.*, 1982), esta estimación depende sólo débilmente de la magnitud supuesta para la porosidad.

Para cuantificar la incertidumbre inherente en la caracterización de las reservas utilizamos métodos estadísticos en el cálculo de las energías térmicas, siguiendo a Brook *et al.* (1978) y Natheson (1978). Las incertidumbres en la energía térmica resultan mayormente de las incertidumbres en los valores estimados para A , h , T y T_{ref} . Con la excepción de T_{ref} , estos valores provienen de juicios educados basados en geología, geofísica, geoquímica, geotermometría y mediciones a fondo de pozo. La incertidumbre en T_{ref} proviene de utilizar promedios regionales que, por razones topográficas o geográficas, pueden diferir de la temperatura media local.

Para determinar la incertidumbre en estos estimadores, asignamos a cada variable una distribución estadística triangular, que representa nuestro juicio subjetivo de la verdadera distribución (e.g., Fig. 1). Los parámetros de la Figura 1 se definen como: T_1 = temperatura mínima del yacimiento; T_2 temperatura más probable del yacimiento; y T_3 temperatura máxima del yacimiento. En la figura se muestran también \bar{T} , la media de la

distribución, y σ_T , su desviación estándar. El área de la banda oscura representa la probabilidad de que la temperatura característica del reservorio se encuentre entre T y $T+\Delta T$.

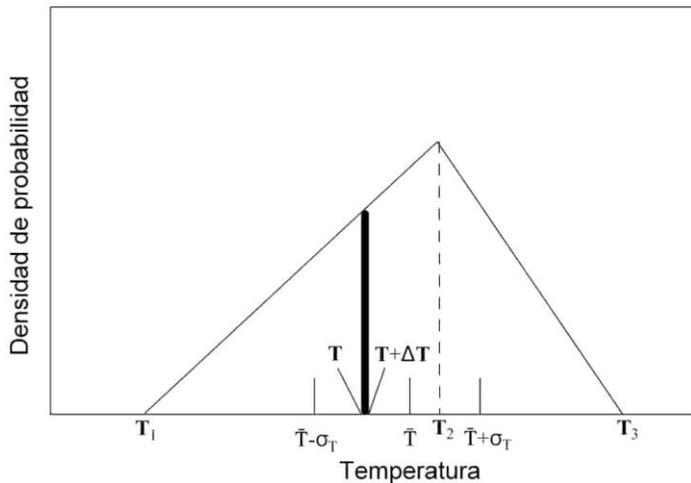


Fig. 1. Ejemplo de distribución estadística triangular utilizada para estimar la incertidumbre de las variables de entrada para la estimación de reservas (ver texto donde se explica la nomenclatura).

valores medios del área, espesor y diferencia entre valores medios de T y T_{ref} para computar valores medios de la energía térmica de localidades geotérmicas individuales. La multiplicación de valores medios es válida únicamente si las variables A , h y T son estadísticamente independientes en el yacimiento considerado. No es posible desechar alguna dependencia estadística entre algunas o todas estas variables. Usando el método de Montecarlo evitamos la necesidad de suponer independencia estadística de las variables mencionadas.

Después de computar las distribuciones de energía térmica para las 276 localidades geotérmicas individuales incluidas en esta evaluación, calculamos a partir de las mismas la distribución de la energía térmica total correspondiente a todas las localidades de cada estado. Este problema es intratable analíticamente (e.g., Natheson, 1978). Por ello utilizamos nuevamente el método de Montecarlo para computar la densidad de probabilidad de la energía térmica total de cada estado. Esto requirió primero ajustar densidades de probabilidad analíticas a los 276 histogramas estimados para las energías térmicas de las localidades consideradas, y después correr una simulación Montecarlo con las correspondientes a cada estado. Y, con estas densidades de probabilidad, inferir intervalos de confianza para evaluar la incertidumbre asociada con la energía térmica total de cada estado. Similarmente, estimamos el valor agregado de la energía térmica correspondiente a los veinte estados corriendo una simulación de Montecarlo con las 276 distribuciones de energía térmica de las localidades geotérmicas en dichos estados.

Las simulaciones Montecarlo producen distribuciones *muestra* que convergen a las distribuciones verdaderas (*población*) a medida que crece el número de iteraciones. Por prueba y error arribamos a 5,000 iteraciones como el número óptimo a utilizar en cada simulación Montecarlo. Un número mayor de iteraciones (probamos entre 500 y 10,000) tiene una incidencia mínima en los resultados. Las simulaciones se llevaron a cabo con el paquete de software @Risk (2001).

Las reservas se estiman como la fracción accesible de la energía térmica almacenada, que puede ser producida legal y económicamente hoy, con la tecnología actual. Lo usual es estimar reservas como el producto de la energía térmica accesible almacenada y un factor llamado de recuperación R . Este factor resume las limitaciones físicas y tecnológicas que impiden extraer toda la energía térmica almacenada en el

En este trabajo utilizamos estas distribuciones triangulares de densidad de probabilidad para computar las densidades de probabilidad de la energía térmica de cada localidad geotérmica, como se define en la ecuación (1), por el método de Montecarlo. De este modo obtenemos histogramas y ajustes, y una variedad de estadísticas que incluyen la media, moda, mediana, desviación estándar, variancia, percentiles, etc. Por ello podemos determinar intervalos de confianza para la energía térmica estimada. De este modo, cuantificamos la incertidumbre de la variable inferida.

Utilizando el método de Montecarlo hemos mejorado significativamente el método utilizado por otros autores (e.g., Brook *et al.*, 1978) para estimar las energías térmicas de localidades individuales. Estos autores utilizaron productos de

reservorio. Siguiendo a Bodvarsson (1974), Natheson (1975) y Natheson y Muffler (1975), hemos supuesto un valor de 0.25 para R , como una primera aproximación para nuestra estimación de reservas.

Finalmente, todas las cantidades inferidas en este trabajo deben ser consideradas como estimaciones de orden de magnitud. Sin embargo, nuestras estimaciones no son menos confiables que las publicadas para otros recursos energéticos, porque involucran probablemente menos especulación acerca de evidencia invisible (Armstead y Tester, 1978).

Datos e hipótesis para la estimación de las reservas

Obtuvimos los datos necesarios de una compilación de Torres Rodríguez *et al.* (1993). Esta compilación contiene información detallada acerca de 1,310 manifestaciones geotérmicas identificadas en México, con temperaturas superficiales mayores de 30° C. Para cada manifestación la información incluye un código de identificación alfanumérico, coordenadas geográficas, estado, municipio, nombre local, temperatura de la muestra, flujo de calor, seis códigos descriptivos (listados más abajo) y temperatura de yacimiento inferida por cinco geotermómetros. Los códigos descriptivos indican: (1) tipo de fluido, (2) tipo de manifestación superficial, (3) fuente de calor inferida, (4) clase de temperatura de yacimiento basada en el geotermómetro de sílice, (5) tipo de sistema geotérmico y (6) edad geológica de la zona productiva.

Un número importante de dichas manifestaciones carece de información necesaria para estimar la energía térmica asociada con el correspondiente reservorio. Por ello, nos vimos forzados a eliminar de esta caracterización a todas las manifestaciones que carecen de información en uno o más de los siguientes parámetros: coordenadas geográficas, tipo de fluido, tipo de manifestación superficial, fuente de calor inferida, temperatura de la muestra, y todas las manifestaciones que tienen datos en menos de dos geotermómetros. Esto lo hicimos para mejorar la confiabilidad general de nuestras estimaciones de la temperatura del reservorio.

A continuación, agrupamos las manifestaciones en localidades geotérmicas. El criterio principal para agruparlas fue que dos manifestaciones adyacentes se encontraran dentro de un rectángulo de 1,000 por 2,000 m, y que las fuentes de calor inferidas fueran del mismo tipo.

Para asignar valores a T_1 , T_2 y T_3 para cada localidad, establecimos las siguientes reglas: (a) T_1 = al máximo de todas las temperaturas de muestra en la localidad; (b) si la temperatura indicada por cualquiera de los geotermómetros es menor que T_1 , no incluir dicho(s) geotermómetro(s); (c) si después de este filtrado quedan menos de dos geotermómetros en la localidad, no considerar dicha localidad; (d) T_2 = promedio entre todos los geotermómetros restantes en la localidad más temperaturas de muestra; (e) T_3 = temperatura máxima indicada por los geotermómetros disponibles.

Es difícil obtener áreas de reservorio precisas, aun en yacimientos bien estudiados, con perforación extensiva en los mismos. Siguiendo a Brook *et al.* (1978), cuando la única evidencia de la existencia de un reservorio de agua caliente es una sola manifestación superficial, asignamos un área mínima $A_1 = 1 \text{ km}^2$, un área más probable $A_2 = 2 \text{ km}^2$ y un área máxima $A_3 = 3 \text{ km}^2$. Para localidades que incluyen más de una manifestación superficial, asignamos áreas mínima, más probable y máxima de 1, 2 y 3 km^2 , respectivamente, a cada manifestación, y computamos A_1 , A_2 y A_3 como la superposición (unión lógica) de los respectivos conjuntos de áreas.

Por simplicidad, hemos supuesto espesores uniformes sobre toda el área del yacimiento. Siguiendo a Brook *et al.* (1978) las estimaciones de esta caracterización incluyen la energía térmica hasta una profundidad máxima de 3 km, que conservadoramente es lo que puede explotarse tecnológica y económicamente en

forma razonable en la actualidad. Debido a esto, se supone que la profundidad del fondo del yacimiento es de 3 km, a menos que exista evidencia que sugiera profundidades menores. Si datos de levantamientos geofísicos o de perforación proveen alguna indicación de la cima del yacimiento, esos datos fueron utilizados para estimar el espesor. De otro modo, se supusieron profundidades hasta la cima del yacimiento de: mínima 0.5 km, máxima 2 km y más probable 1.5 km. Las profundidades de cimas de yacimientos en sistemas geotérmicos con perforaciones extensas están típicamente en dicho rango. Por lo antedicho, nuestras estimaciones estándar de espesor son $h_1 = 1,000$ m, $h_2 = 1,500$ m y $h_3 = 2,500$ m. Conviene notar que para la mayoría de los yacimientos las incertidumbres en cuanto a espesor son pequeñas comparadas con las del área respectiva (Brook *et al.*, 1978).

Resultados y discusión

Después de filtrar los datos de acuerdo a los criterios que se describen en la sección precedente obtuvimos 276 localidades geotérmicas, distribuidas en 20 estados de la República Mexicana (Fig. 2). Por razones de espacio es imposible presentar aquí nuestros resultados detallados correspondientes a cada una de las 276 localidades geotérmicas. Por ello nos limitamos a presentar los resultados principales correspondientes a los estados.

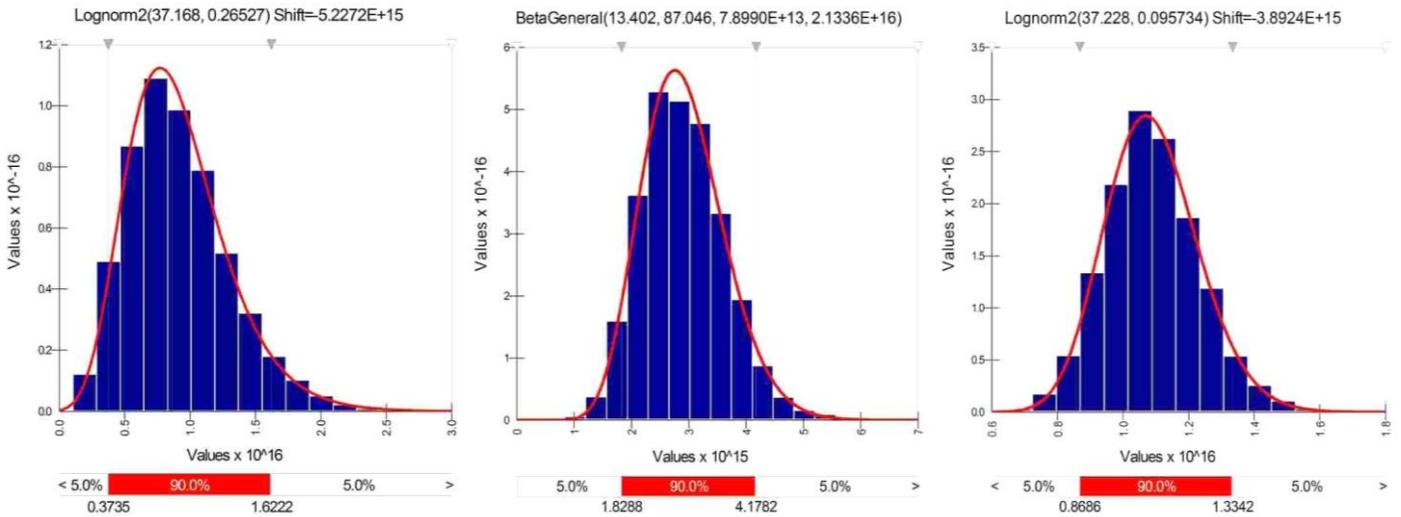


Fig. 2.
Distribución
geográfica de las
276 localidades
geotérmicas
incluidas en este
estudio.

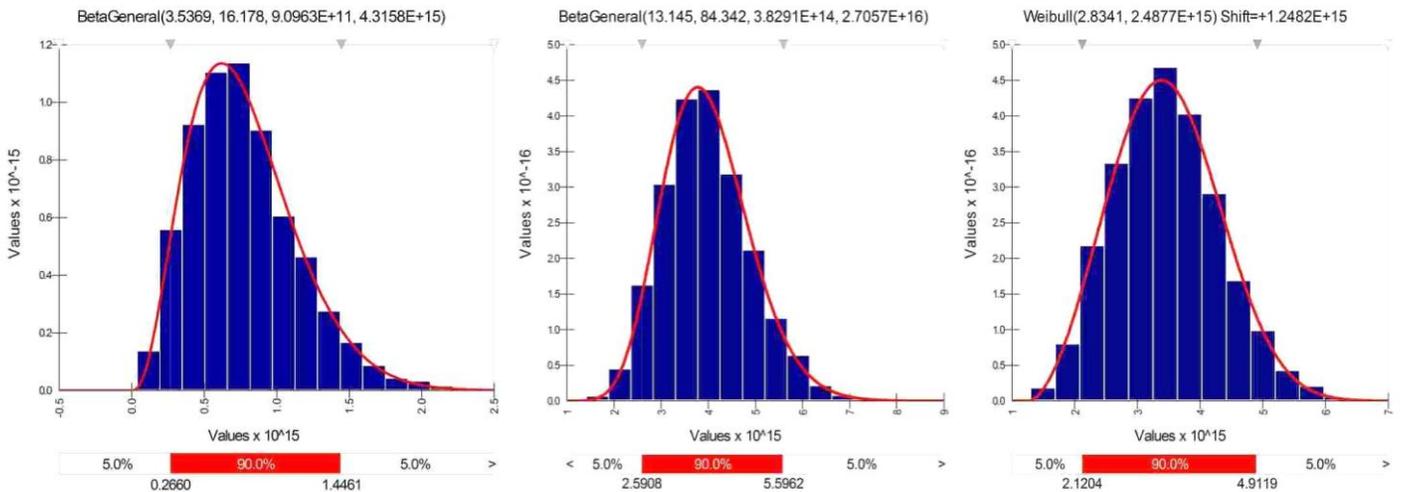
En las figuras 3 a 22 presentamos las gráficas de las estimaciones de *la energía térmica* para cada estado. Estas figuras incluyen los histogramas generados por la simulación de Montecarlo para estimar la energía térmica agregada de las localidades incluidas en el cálculo para el estado, la función estadística que mejor ajusta dicho histograma, con los parámetros correspondientes, y el intervalo de 90% de confianza para la energía térmica agregada.

En la Tabla 1 presentamos un resumen de las estimaciones de *reservas* por Estado. Para mantener esta tabla dentro de límites razonables hemos incluido en la misma solamente las medias de las distribuciones de las

reservas estimadas para cada estado y los correspondientes intervalos de confianza de 90%. Las medias de las distribuciones de *energía térmica* correspondientes y sus respectivos intervalos de confianza se pueden reconstruir multiplicando los correspondientes valores de las reservas por $1/R = 4$, para comparar estos resultados con los presentados en las figuras 3 a 22.



Figuras 3 (izquierda), 4 (centro) y 5 (derecha). Estimación de la energía térmica correspondiente a los estados de Aguascalientes (izquierda), Chiapas (centro) y Chihuahua (derecha).

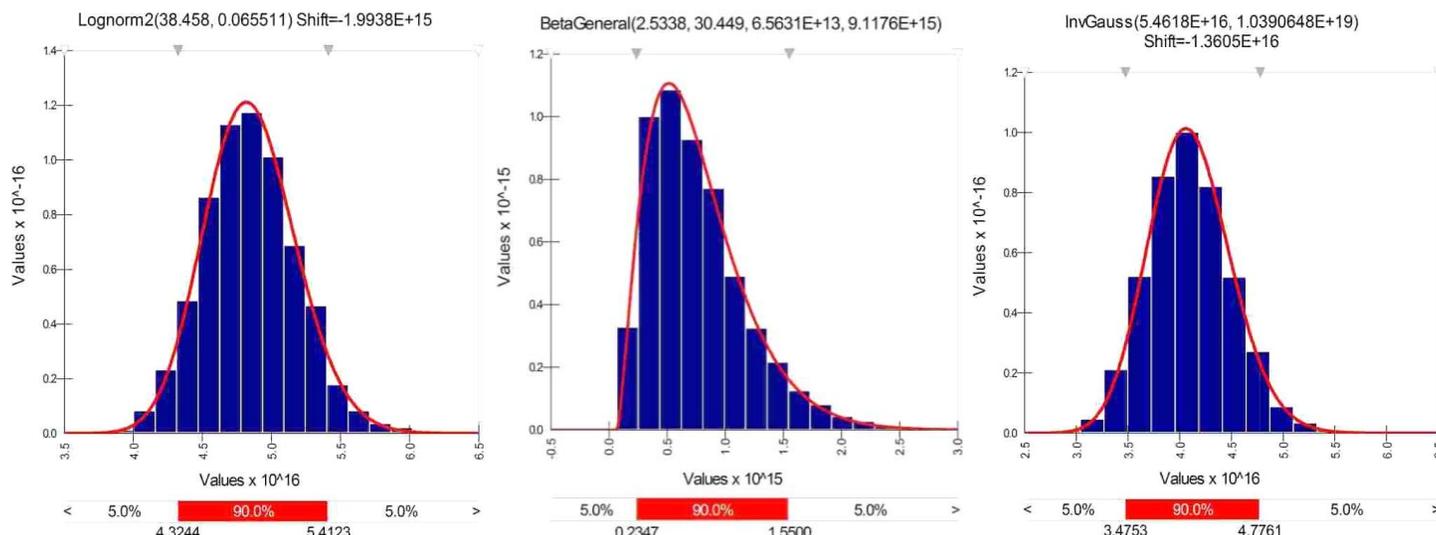


Figuras 6 (izquierda), 7 (centro) y 8 (derecha). Estimación de la energía térmica correspondiente a los estados de Colima (izquierda), Durango (centro) y México (derecha).

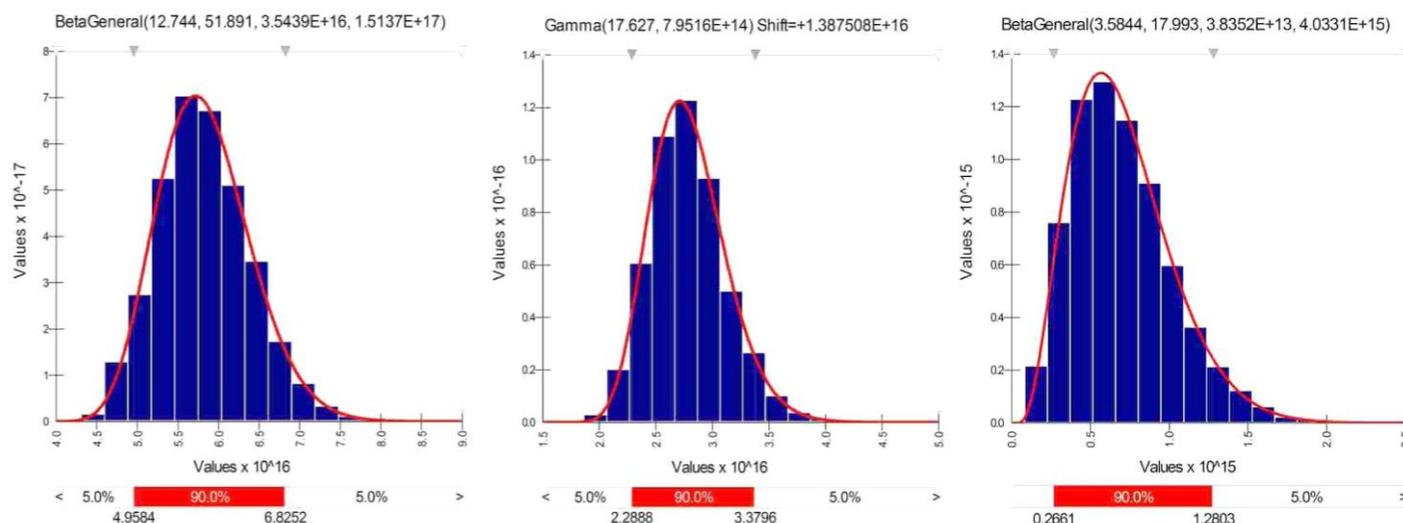
Para dar una idea de las temperaturas de yacimiento consideradas para la estimación de reservas, hemos incluido en la Tabla 1 el valor medio de las temperaturas más probables consideradas para cada localidad en el estado, y su correspondiente desviación estándar.

El número de localidades incluidas en la estimación de las energías térmicas agregadas de cada estado, y de las correspondientes reservas, varía considerablemente (Tabla 1). Como sería de esperar, existe una fuerte correlación ($r^2 = 0.948694$) entre la media de la distribución de reservas geotérmicas en el estado y el número de localidades geotérmicas incluidas en cada estimación (Fig. 23). Por ello concluimos que el porcentaje de

localidades geotérmicas conocidas incluidas en la estimación (Tabla 1) provee una medida de la significancia de la estimación de reservas de dicho estado.



Figuras 9 (izquierda), 10 (centro) y 11 (derecha). Estimación de la energía térmica correspondiente a los estados de Guanajuato (izquierda), Guerrero (centro) e Hidalgo (derecha).

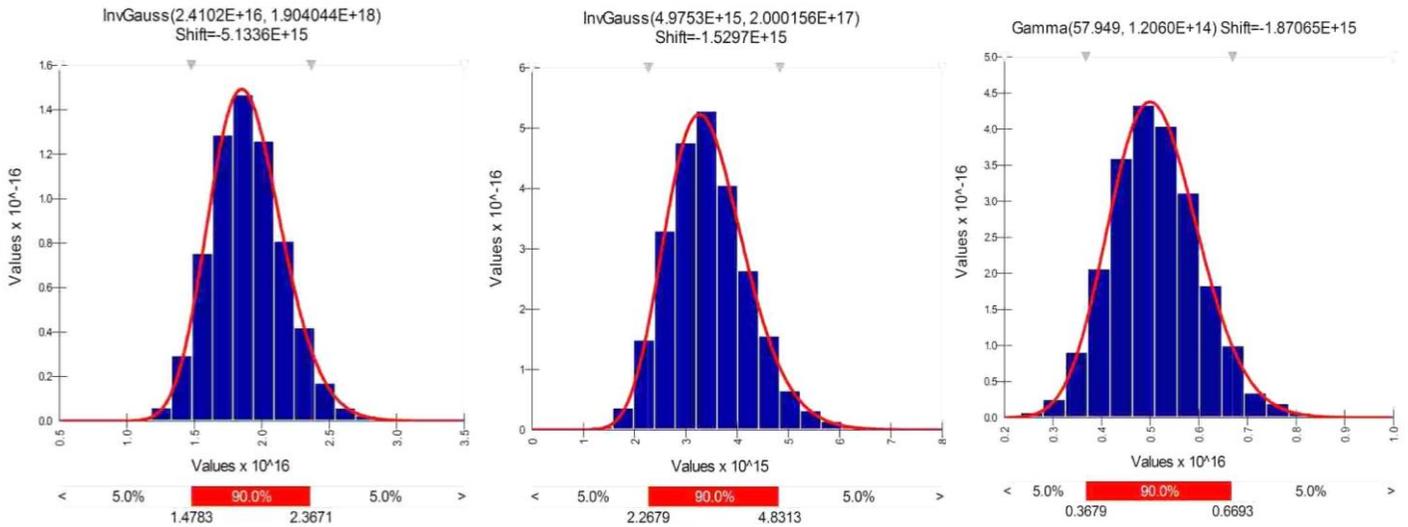


Figuras 12 (izquierda), 13 (centro) y 14 (derecha). Estimación de la energía térmica correspondiente a los estados de Jalisco (izquierda), Michoacán (centro) y Morelos (derecha).

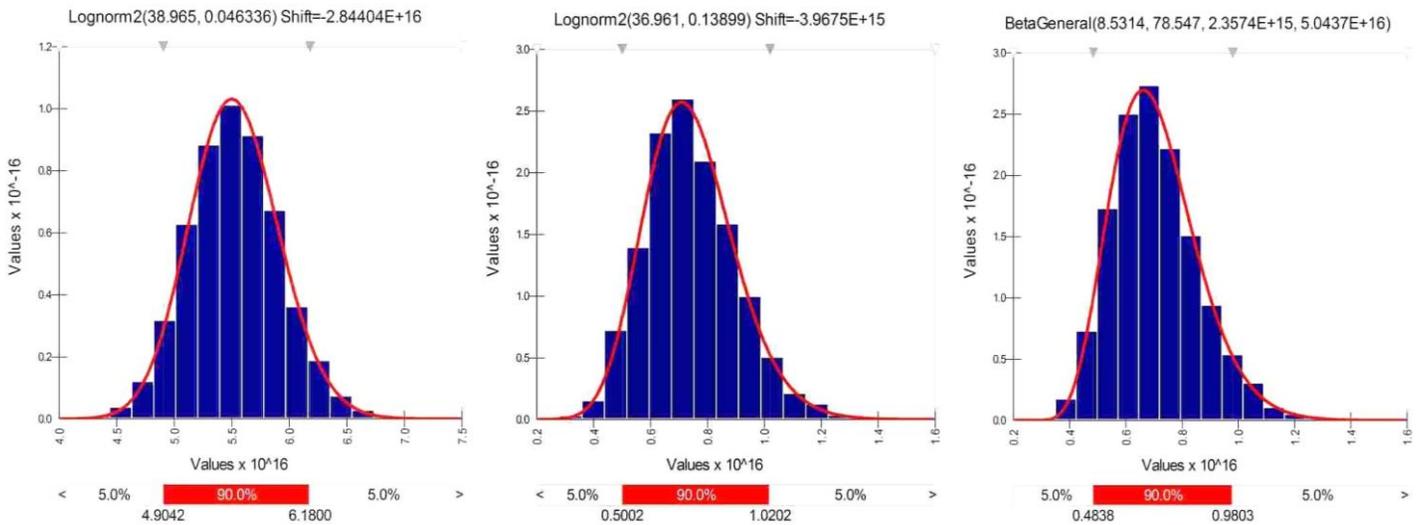
También presentamos las estadísticas principales de las 276 localidades geotérmicas consideradas en este estudio. La Figura 24 presenta la distribución de temperaturas más probables para las 276 localidades. La moda de la distribución es 110° C, su media 111.25° C y su desviación estándar es 20.53° C. La localidad aislada que aparece en el extremo superior de la cola de la distribución tiene una temperatura más probable igual a 202.9° C, apenas por encima del límite superior del rango de temperaturas ($T < 200^{\circ} \text{C}$) considerado en este estudio, de modo que no la suprimimos.

La Figura 25 presenta nuestros resultados para la distribución de la media de energía térmica para las 276 localidades. Nótese el estrecho agrupamiento de la energía térmica alrededor de 0.9×10^{15} kJ y la larga cola

hacia los valores más altos. El factor principal que determina la energía térmica es usualmente el área de la localidad; la temperatura del yacimiento generalmente juega un papel menor.



Figuras 15 (izquierda), 16 (centro) y 17 (derecha). Estimación de la energía térmica correspondiente a los estados de Nayariit (izquierda), Oaxaca (centro) y Puebla (derecha).



Figuras 18 (izquierda), 19 (centro) y 20 (derecha). Estimación de la energía térmica correspondiente a los estados de Querétaro (izquierda), San Luis Potosí (centro) y Sonora (derecha).

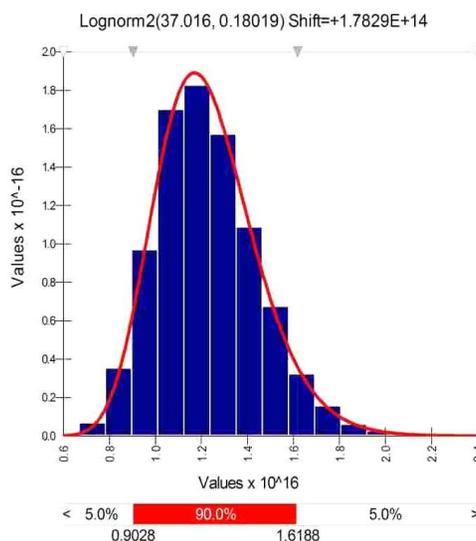
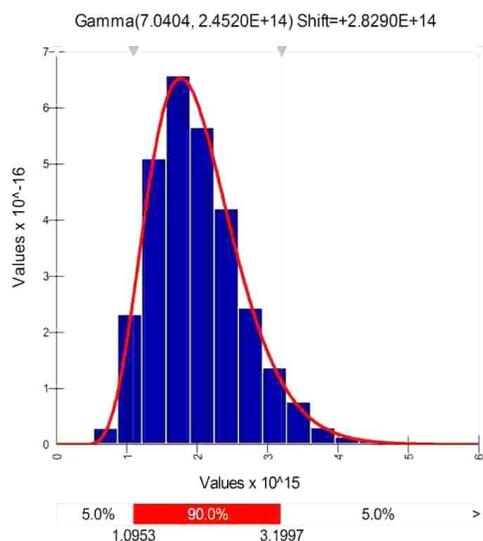
La Figura 26 presenta nuestros resultados de la *energía térmica* total almacenada en las 276 localidades. Estos resultados se ajustan muy bien con una distribución lognormal2, con los valores de los parámetros μ , σ y *shift* (corrimiento) que se muestran, en ese orden, en la parte superior de la figura. La energía térmica total estimada con 90% de confianza está entre 3.08×10^{17} y 3.45×10^{17} kJ (8.56×10^{10} a 9.58×10^{10} MW_t). Los estadísticos principales de la distribución son: media = 3.26×10^{17} kJ (9.06×10^{10} MW_t), desviación estándar = 1.12×10^{16} kJ (3.11×10^9 MW_t).

Aplicando el factor de recuperación $R = 0.25$, estimamos que las *reservas* totales de las localidades evaluadas se encuentran entre 7.7×10^{16} y 8.6×10^{16} kJ (2.14×10^{10} a 2.39×10^{10} MW_t), con 90% de confianza, con una

media igual a 8.15×10^{16} kJ (2.26×10^{10} MW_t) y una desviación estándar igual a 0.28×10^{16} kJ (7.78×10^8 MW_t).

| Estado | Número de manifestaciones geotérmicas | | | Número de localidades incluidas en el estudio | Reservas (kJ) | | | Promedio de las temperaturas medias de las localidades (°C) | |
|-----------------|---------------------------------------|-------------------------|--------------|---|------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------|---|---------------------|
| | En el estado | Incluidas en el estudio | | | Min. intervalo de confianza de 90% | Máximo intervalo de confianza de 90% | Media de la distribución | Media | Desviación estándar |
| | | Número | % | | | | | | |
| Aguascalientes | 49 | 18 | 36.7 | 7 | 2.36E+15 | 5.58E+15 | 3.80E+15 | 119.41 | 22.25 |
| Chiapas | 14 | 3 | 21.4 | 3 | 4.57E+14 | 1.04E+15 | 7.30E+14 | 139.01 | 26.49 |
| Chihuahua | 53 | 13 | 24.5 | 11 | 2.17E+15 | 3.34E+15 | 2.73E+15 | 104.72 | 22.00 |
| Colima | 3 | 1 | 33.3 | 1 | 6.03E+13 | 3.63E+14 | 1.93E+14 | 114.79 | 76.65 |
| Durango | 55 | 5 | 9.1 | 5 | 6.48E+14 | 1.40E+15 | 9.95E+14 | 85.20 | 12.94 |
| Edo. de México | 6 | 5 | 83.3 | 3 | 5.30E+14 | 1.23E+15 | 8.65E+14 | 129.81 | 8.52 |
| Guanajuato | 172 | 75 | 43.6 | 47 | 1.08E+16 | 1.35E+16 | 1.21E+16 | 114.92 | 17.64 |
| Guerrero | 10 | 1 | 10 | 1 | 6.00E+13 | 3.80E+14 | 1.92E+14 | 78.05 | 92.38 |
| Hidalgo | 76 | 43 | 56.6 | 28 | 8.69E+15 | 1.19E+16 | 1.03E+16 | 112.50 | 16.75 |
| Jalisco | 391 | 66 | 16.9 | 41 | 1.24E+16 | 1.71E+16 | 1.46E+16 | 113.44 | 21.83 |
| Michoacán | 71 | 27 | 38 | 24 | 5.72E+15 | 8.45E+15 | 6.98E+15 | 119.15 | 25.29 |
| Morelos | 2 | 1 | 50 | 1 | 6.50E+13 | 3.20E+14 | 1.74E+14 | 95.80 | 64.37 |
| Nayarit | 56 | 19 | 33.9 | 13 | 3.70E+15 | 5.92E+15 | 4.75E+15 | 110.57 | 17.22 |
| Oaxaca | 12 | 5 | 41.7 | 4 | 5.67E+14 | 1.21E+15 | 8.63E+14 | 112.93 | 13.18 |
| Puebla | 17 | 7 | 41.2 | 6 | 9.20E+14 | 1.67E+15 | 1.28E+15 | 106.68 | 15.97 |
| Querétaro | 172 | 63 | 36.6 | 54 | 1.23E+16 | 1.55E+16 | 1.38E+16 | 107.22 | 12.64 |
| San Luis Potosí | 20 | 7 | 35 | 6 | 1.25E+15 | 2.55E+15 | 1.86E+15 | 108.72 | 46.64 |
| Sonora | 77 | 9 | 11.7 | 8 | 1.21E+15 | 2.45E+15 | 1.77E+15 | 87.16 | 13.19 |
| Veracruz | 10 | 2 | 20 | 2 | 2.74E+14 | 8.00E+14 | 5.03E+14 | 108.11 | 13.86 |
| Zacatecas | 44 | 12 | 27.3 | 11 | 2.26E+15 | 4.05E+15 | 3.08E+15 | 107.48 | 17.66 |
| Total | 1310 | 382 | 29.16 | 276 | | | | | |

Tabla 1. Reservas por estado y temperaturas promedio estimadas



Figuras 21 (izquierda) y 22 (derecha). Estimación de la energía térmica correspondiente a los estados de Veracruz (izquierda) y Zacatecas (derecha).

Nótese que, a consecuencia del filtrado, el número de manifestaciones superficiales incluidas en las estimaciones para cada estado es significativamente menor que el número de manifestaciones registradas en la base de datos. Por ello, solamente 382 (29.16%) de las 1,310 manifestaciones geotérmicas registradas en la base de datos fueron incluidas en esta evaluación (Tabla 1). Por lo mismo, los resultados de este trabajo representan un límite inferior para las reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja de cada estado y de las reservas agregadas de la República Mexicana.

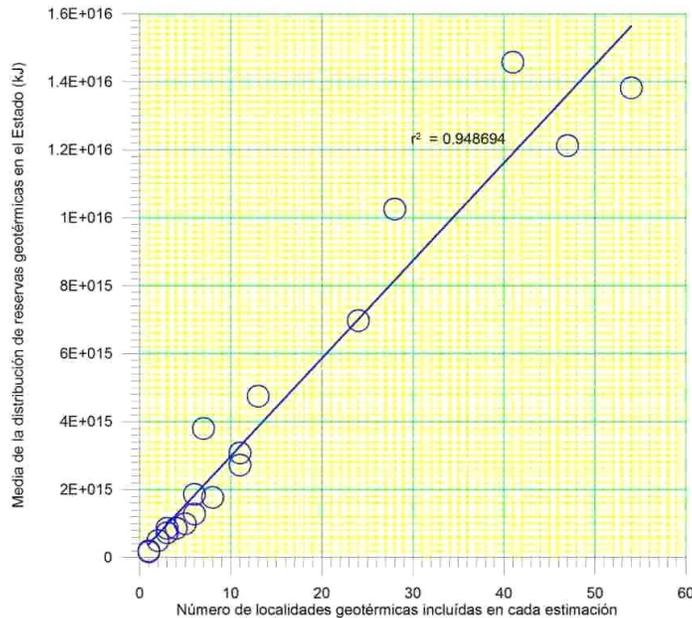


Fig. 23. (Izquierda). Correlación entre la media de la distribución de las reservas geotérmicas del estado y el número de localidades geotérmicas incluidas en cada estimación.

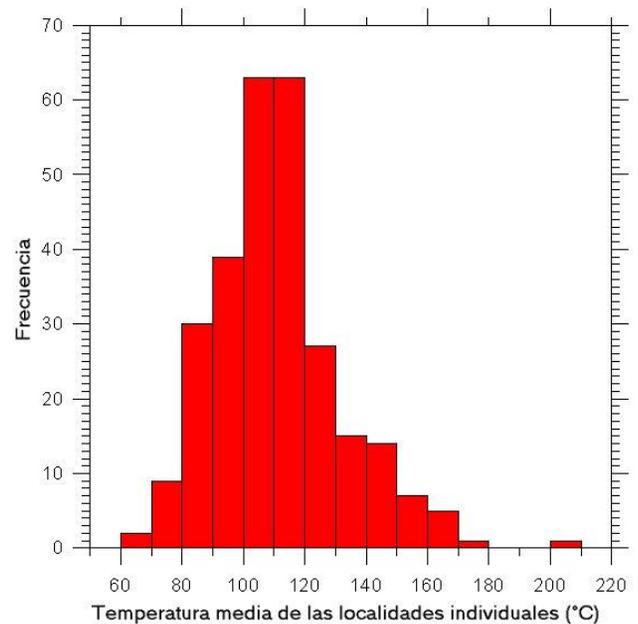


Fig. 24 (Derecha). Distribución de temperaturas más probables para las 276 localidades geotérmicas.

Aunque constituyen un límite inferior, las reservas estimadas en este trabajo contienen cantidades masivas de energía térmica. Por ejemplo, 8.15×10^{16} kJ, el valor medio estimado de las reservas, equivale a aproximadamente 2.14×10^{15} metros cúbicos de gas natural o a aproximadamente 1,900 millones de barriles de petróleo tipo *Arabian Light*.

Con la capacidad instalada actual de 164 MWt el valor medio de las reservas estimadas duraría 15,700 años. Esta energía es recuperable con la tecnología actual. Por ello, las reservas geotérmicas estimadas en este trabajo tienen el potencial de producir un impacto positivo e importante en las economías locales.

Sumario y conclusiones

La presente es la primera estimación de las reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja de la República Mexicana, estado por estado. La misma incluye 29.16% de las manifestaciones geotérmicas superficiales registradas, porque la información disponible para el resto no cumplía con los requisitos necesarios para obtener estimaciones de calidad. Encontramos que las 276 localidades geotérmicas evaluadas se encuentran repartidas en 20 estados de la República. Para cada uno de dichos estados hemos estimado intervalos de 90% de confianza de sus correspondientes reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja, valores medios y otros estadísticos relevantes. Investigamos la dependencia de la media de la distribución de *reservas* geotérmicas en el Estado y el número de localidades geotérmicas incluidas en cada

estimación y concluimos que el porcentaje de localidades geotérmicas conocidas incluidas en la estimación provee una medida de la significancia de la estimación de las reservas de dicho estado.

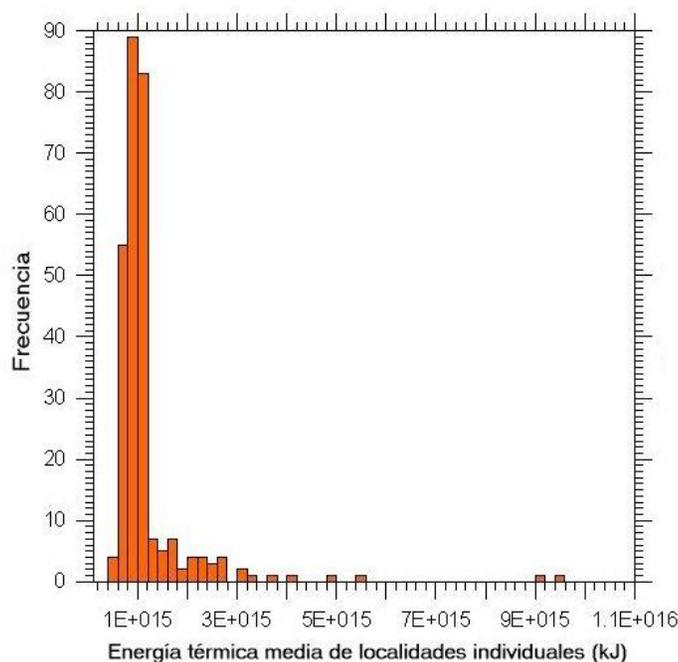


Fig. 25. Distribución de la media de energía térmica para las 276 localidades geotérmicas.

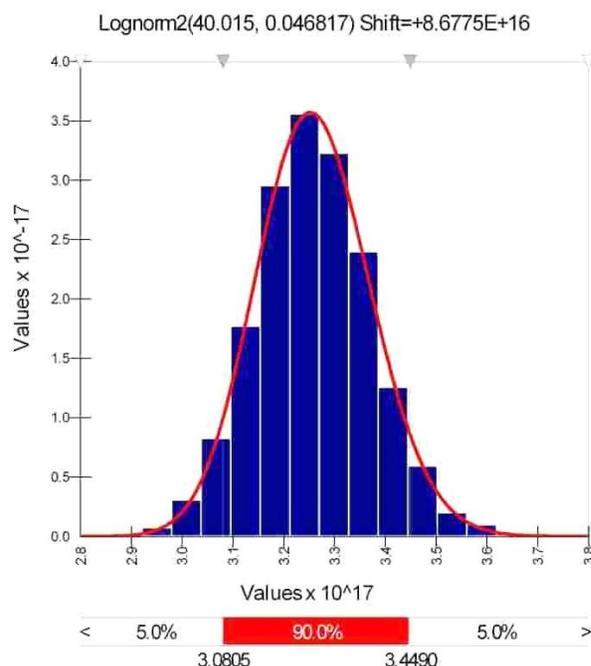


Fig. 26. Distribución de la energía térmica total para las 276 localidades geotérmicas.

Encontramos que las reservas térmicas agregadas de las 276 localidades geotérmicas estudiadas se encuentran entre 7.7×10^{16} y 8.6×10^{16} kJ (2.14×10^{10} a 2.39×10^{10} MW_t), con 90% de confianza, con una media igual a 8.15×10^{16} kJ (2.26×10^{10} MW_t) y una desviación estándar igual a 0.28×10^{16} kJ (7.78×10^8 MW_t). La energía térmica total correspondiente a dichas reservas, estimada con 90% de confianza, está entre 3.08×10^{17} y 3.45×10^{17} kJ (8.56×10^{10} a 9.58×10^{10} MW_t). Los estadísticos principales de la distribución son: media = 3.26×10^{17} kJ (9.06×10^{10} MW_t), desviación estándar = 1.12×10^{16} kJ (3.11×10^9 MW_t).

Aunque constituyen un límite inferior, las reservas estimadas en este trabajo contienen cantidades masivas de energía térmica, que son recuperables con la tecnología actual. De acuerdo con la distribución inferida de las temperaturas más probables, estas reservas podrían ser utilizadas en una amplia gama de aplicaciones directas, y las de mayor temperatura, en generación eléctrica. Por ello, las reservas geotérmicas estimadas en este trabajo tienen el potencial de producir un impacto positivo e importante en las economías locales.

Referencias

Armstead, H.C.H., and J.W. Tester, 1978. *Heat Mining*. E. & F.N. Spon Ltd., London.

@RISK, 2001. *Advanced Risk Analysis for Spreadsheets*, ver. 4. Palisades Corporation, Newfield, NY, USA, www.palisade.com.

Bodvarsson, G., 1974. Geothermal resource energetics. *Geothermics* 3, 83-92.

- Brook, C.A., R.H. Mariner, D.R. Mabey, J.R. Swanson, M. Guffanti, and L.J.P. Muffler, 1978. In: *Assessment of geothermal resources of the United States – 1978*, Circular 790 (Ed. L.J.P. Muffler), U.S. Geological Survey, 1978, p.18.
- Grant, M. A., I.G. Donaldson, P.F. Bixley, 1982. *Geothermal Reservoir Engineering*, Academic Press, p. 61.
- Gutiérrez-Negrín, Luis C.A., 2007. Commissioning of Unit 8 at Los Humeros. *IGA News No. 70*, October-December 2007, pp. 7-8.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A. and J.L. Quijano-León, 2005. Update of geothermics in Mexico. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005, paper 0102.
- Muffler, L.J.P., and R. Cataldi, 1978. Methods for regional assessment of geothermal resources. *Geothermics* 7, 53-89.
- Natheson, M., 1975. *U.S. Geological Survey Open-File Report 75-525*. U.S. Geological Survey.
- Natheson, M., 1978. *U.S. Geological Survey Open-File Report 78-1003*. U.S. Geological Survey.
- Natheson, M., and L.J.P. Muffler, 1975. In: *U.S. Geological Survey Circular 726* (Eds. D.E. White and D.L. Williams), U.S. Geological Survey, p. 104.
- Torres-Rodríguez, V., S. Venegas-Salgado, J.J. Herrera-Franco, y E. González-Partida, 1993. En: *Geotermia en México*. (Ed. Vicente Torres-Rodríguez), Universidad Nacional Autónoma de México, p. 32.

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.

Nueva publicación sobre energía geotérmica

Revisión crítica por Raffaele Cataldi

Presidente Honorario de la Unión Geotérmica Italiana

(Traducción de la versión en inglés de Luis C.A. Gutiérrez Negrín)

Impreso por CRC Press (*Taylor & Francis Group – Informa business*), hace poco más de un año (abril de 2008) apareció en escena un nuevo libro sobre geotermia, ***Low-Enthalpy Geothermal Resources for Power Generation***, que consiste en 150 + XX páginas en formato de 25 por 17 centímetros y pasta dura. Fue escrito por **Dornadula Chandrasekharam** y **Jochen Bundschuh**, científicos bien conocidos por la comunidad geotérmica internacional, cuyo currículum se incluye en la primera sección del libro.

Como su título lo indica, la publicación trata con un asunto emergente en la comunidad geotérmica, que en años recientes ha cobrado creciente importancia, relativo a la posibilidad de ampliar la generación de energía eléctrica de recursos de alta temperatura (más de 150° C) hacia recursos de temperatura baja e intermedia (80-150° C).

La parte técnica del libro consta de los siguientes diez capítulos: 1) Introducción, 2) Demanda mundial de energía eléctrica y pronósticos sobre la mezcla de energía, 3) Potencial mundial de los recursos geotérmicos de baja entalpía, 4) Recursos de baja entalpía como una solución para la generación de electricidad y para mitigar el calentamiento global, 5) Características geológicas, geoquímicas y geofísicas de los campos geotérmicos, 6) Métodos geoquímicos para la exploración geotérmica, 7) Métodos geofísicos para la exploración de recursos geotérmicos, 8) Técnicas de generación de electricidad, 9) Aspectos económicos de plantas generadoras que utilizan recursos de baja entalpía, y 10) Proyectos geotérmicos pequeños de baja entalpía para electrificación rural.

Los primeros cinco capítulos, enriquecidos con tablas y figuras parcialmente en color, presentan un sumario exhaustivo de la situación geotérmica a escala global, continental y regional, los diferentes tipos de sistemas geotérmicos y los países donde se encuentran, y los recursos económicamente recuperables a profundidades menores de 3 kilómetros, con referencia especial a los de temperatura baja a intermedia. Después se compara la energía eléctrica que podría producirse con tales recursos con la demanda actual de electricidad y con la mayor demanda que se estima para el año 2030 en los diversos continentes y regiones del planeta, y se presenta una evaluación del CO₂ evitado con relación a la cantidad equivalente de electricidad producida con combustibles fósiles.

Los capítulos 6 y 7 tratan sobre los métodos geoquímicos y geofísicos utilizados para ubicar recursos aprovechables en la generación eléctrica, y sobre las técnicas de muestreo y registros de pozo empleados para caracterizar las formaciones geológicas del subsuelo. En particular, el capítulo 6 describe de manera exhaustiva los métodos geoquímicos que se usan en la investigación geotérmica, incluyendo métodos de geotermometría; representa, así, un resumen excelente de esos métodos y técnicas y una útil herramienta de referencia para los expertos en esas materias.

El capítulo 8 resume los ciclos termodinámicos de las plantas binarias que se usan para producir energía eléctrica con fluidos de temperatura baja a intermedia. Se mencionan particularmente los criterios de selección de los fluidos de trabajo de plantas tipo ORC (ciclo orgánico Rankine), los intercambiadores de calor y el ciclo Kalina.

Los aspectos económicos de la generación geotermoeléctrica con fluidos de baja entalpía se tratan en el capítulo 9, con especial referencia a los costos de perforación en función de la profundidad, a la productividad de los pozos contra la temperatura del yacimiento, y al tamaño de la planta generadora contra el flujo y la temperatura de los fluidos. Después se hace una comparación de los diferentes costos de construcción entre dos grupos de plantas generadoras: las alimentadas por fluidos de alta temperatura y las que emplean fluidos de temperatura baja a intermedia.

En el último capítulo, el número 10, se discuten las posibles simplificaciones técnicas y las notables reducciones de costos para proyectos de electrificación con unidades geotermoeléctricas en áreas rurales aisladas con reducida demanda de electricidad, principalmente aquellas ubicadas en países en desarrollo. Más adelante, se presentan algunos ejemplos de plantas generadoras pequeñas (menos de 2 MWe) que utilizan fluidos de temperatura baja a intermedia en Argentina, China (Tíbet), Islandia, Tailandia, Taiwán y Estados Unidos.

Todos los capítulos vienen precedidos por una “frase simbólica” que expresa sucintamente un concepto significativo de la energía geotérmica. En conjunto, tales frases constituyen la quintaesencia del desarrollo esperado del calor de la tierra y de las razones por las cuales debe buscarse ese desarrollo. Vale la pena, por tanto, citarlas aquí¹:

1. Los últimos estudios indican que es más barato invertir en la protección del clima que pagar las pérdidas que resultan de no hacer nada. Por tanto, también desde una perspectiva económica es prudente actuar ahora.
2. La generación eléctrica mundial casi duplica la del caso de referencia del IEO para 2004-2030. En 2030 se proyecta que la generación en los países que no pertenecen a la OECD excederá en 30 por ciento la generación en países de la OECD.
3. La reserva de energía geotérmica actual y potencialmente disponible del planeta es una cantidad de magnitud impresionante, de hecho mucho mayor que los recursos a base de carbón, petróleo, gas y energía nuclear combinados... Aunque por ahora sólo una fracción de este tesoro geotérmico puede obtenerse, con nuevas tecnologías habrá de ser aprovechable para nuestros descendientes mucho antes de que se produzca la última gota de petróleo.
4. Más recientemente, ha habido un giro dramático en la manera en que se percibe el cambio climático, el cual es considerado ampliamente como el mayor fracaso del mercado de todos los tiempos. Esto se debe en parte a que han empezado a manifestarse muchos de los efectos de tal cambio climático, y a que los riesgos de continuar con el calentamiento afectarán, y posiblemente trastocarán, la operación de los mercados, las sociedades, los ecosistemas y las culturas.
5. Hay razones para el optimismo sobre la energía geotérmica. Un periodo interesante empieza donde las fuentes anómalas de calor son tratadas como sistemas. Para desarrollar la energía geotérmica como un recurso relevante, uno debe identificar las fuentes térmicas anómalas y comprender su origen y geometría.
6. El objetivo final de cualquier programa exploratorio es ubicar un recurso que pueda desarrollarse económicamente. Pese a las diferencias en el tipo de recursos y en su contexto geológico, se ha desarrollado una cierta filosofía de la exploración a lo largo de varias décadas. Esta filosofía se basa en el

¹ La fuente de cada frase (publicaciones y discursos de personalidades importantes) se referencia en el capítulo respectivo del libro.

concepto de que el explorador empieza su búsqueda en un área grande y la va estrechando hacia una localización más específica.

7. Desde luego, la energía no es un reto único que pueda resolverse con una pieza de tecnología tan limpia, atrayente y redituable como un *iPod*. Se compone de tres retos imbricados, cada uno perturbador y complejo por derecho propio.

8. La posibilidad de que la energía geotérmica juegue un papel mucho mayor en la producción total de energía en el futuro, requiere innovación técnica, costos iniciales más bajos, educación pública y un nivel económico y regulatorio que la empareje con otras tecnologías energéticas.

9. A la fecha más de dos mil millones de personas en los países en desarrollo viven sin electricidad. Esto provoca vidas miserables, en las que hay caminar kilómetros por agua y leña sólo para sobrevivir. Qué tal si hubiese una tecnología ya viable que cuando se desarrollara a su máximo potencial pudiera elevar el nivel de vida de todos, reducir la demanda de combustibles fósiles y la contaminación resultante...

10. Todos los países en desarrollo han apostado a la sustentabilidad energética, pero particularmente en la región asiática grandes poblaciones que aspiran a una mayor prosperidad pondrán a dura prueba nuestra capacidad de proveer energía sustentable. Necesitamos destilar en conjunto toda nuestra sabiduría disponible hacia las políticas, estructuras de mercado, acuerdos de precios y tecnologías que nos permitan alcanzar nuestras metas. Estos son los mismos temas que preocupan a los países industrializados.

La última parte del libro incluye una lista de referencias con más de 200 citas de trabajos recientes en general, y dos índices temáticos: el primero para enlistar los conceptos principales tratados en el libro (más de 1300 entradas) y el segundo para recordar las localidades geográficas, las unidades litoestratigráficas y los elementos tectónicos y estructurales citados.

En síntesis, este libro no sólo desglosa el potencial global de los recursos geotérmicos de temperatura baja a intermedia, sino que también muestra cómo la demanda energética podría ser satisfecha con éxito mediante su extracción rentable en muchas zonas del planeta. De tal manera, este es un libro del cual podrían obtener ideas útiles los diseñadores de políticas, los planificadores de territorios y los ambientalistas de todo el mundo, especialmente al abordar problemas energéticos de países en desarrollo y de países desarrollados hambrientos de energía. Por otro lado, desde un punto de vista científico, el libro reviste un interés real y actual, por lo que todos los geotérmicos y estudiosos de la energía geotérmica deberían tenerlo en sus bibliotecas.

Tendencias energéticas en Estados Unidos con proyecciones al año 2030

Alfredo Mañón Mercado

Cada año la Agencia de Información sobre Energía (EIA, por sus siglas en inglés) prepara un informe anual sobre las tendencias energéticas en Estados Unidos. La EIA, creada en 1977, es una agencia del Departamento de Energía (DOE). Su objetivo es proveer datos políticamente independientes sobre predicciones y análisis, con el fin de implementar en el sector energético las estrategias adecuadas y promover mercados eficientes. Recopila datos sobre reservas de energía, producción, consumo, distribución, precios, tecnología, y temas económicos y financieros internacionales. El siguiente es un resumen de los principales aspectos del informe titulado *Annual Energy Outlook 2009-Early Release Overview*, que la EIA publicó a principios de 2009 como anticipo de la publicación del informe final.

El panorama general que se presenta, y en algunos casos se compara con la versión 2008, debe tomarse con las reservas debidas a la gran incertidumbre derivada de la alta volatilidad de precios y rápida transformación del mercado que se vive desde finales de 2008. Las tendencias en el suministro y demanda de energía se ven afectadas por muchos factores, pero principalmente por las tendencias económicas.

El informe de la EIA asume que las leyes y reglamentos actuales relacionados con el sector de energía permanecerán sin cambios en el periodo proyectado, pero toma en cuenta algunos cambios recientes en las leyes relacionadas con los permisos para explotación de petróleo mar adentro y en las que promueven las energías renovables y el uso de vehículos eléctricos híbridos. Otros elementos clave tomados en cuenta en el informe son:

- Proyecciones más altas para los precios de combustibles fósiles.
- Costos de capital más altos en proyectos de capital intensivo.
- Reconocimiento de los efectos de la legislación sobre gases de efecto invernadero en las decisiones de inversión.
- Actualización de la caracterización de la producción no convencional de gas natural, en particular el gas contenido en pizarras y esquistos bituminosos.
- Se asume que a corto plazo habrán cuatro trimestres consecutivos de crecimiento económico negativo durante los dos primeros años de la proyección, pero que el producto interno bruto (PIB) comenzará a recuperarse en 2010, se cruzará con la línea de tendencia de crecimiento en 2021 y crecerá a una tasa anual de 2.5% anual hasta el año 2030.
- Los supuestos económicos más allá del año 2010 no consideran perturbaciones a corto plazo.

Precios de la energía

Petróleo crudo. Aunque los precios mundiales del petróleo declinaron drásticamente a finales de 2008 debido a la desaceleración de la economía, se pronostica que comenzarán a aumentar a partir de 2010 en cuanto la economía mundial rebote (Fig. 1). Se espera que la demanda crezca más rápidamente que la oferta de combustibles líquidos procedentes de países productores que no pertenecen a la OPEP. Para 2030 el promedio del precio real del petróleo crudo llegará a 130 dólares por barril.

Combustibles líquidos. Para 2030 los precios de la gasolina y el diesel en EUA serán de 3.90 y 3.91 dólares por galón, respectivamente. El precio del combustible denominado E85 (una mezcla de 70 a 85% en volumen

de etanol y de 30 a 15% de gasolina), disminuirá a 2.39 dólares por galón en 2015, aumentando gradualmente después.

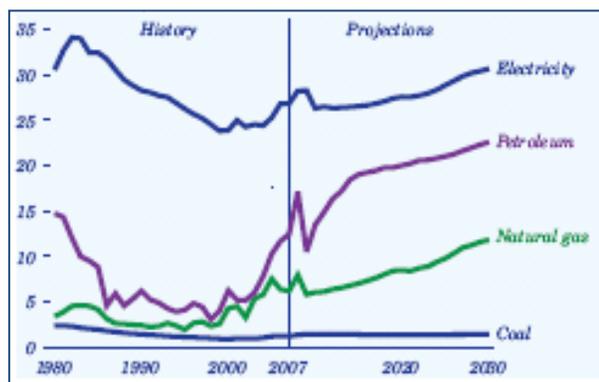


Fig. 1. Precios de la energía en EUA entre 1980 y 2030 (en dólares de 2007 por millón de BTU)

Gas natural. Después de disminuir a finales de 2008, los precios del gas natural se estabilizarán en 2011 por arriba de 6.50 dólares por millón de Unidades Térmicas Británicas (MBTU). Después, los precios empezarán a aumentar llegando a 9.25 dólares por MBTU en 2030 (Fig. 1). Este precio es superior al proyectado en años previos debido a los mayores costos de exploración y desarrollo y a la presión para aumentar su producción, en particular durante los últimos 10 años de la proyección. El consumo total de gas natural para generar energía eléctrica será 40% mayor que en la actualidad.

Carbón. El precio promedio del carbón a boca de mina se incrementará a 1.47 dólares por MBTU en 2009, y en adelante se estabilizará e incluso disminuirá un poco hasta

llegar a 1.39 dólares por MBTU en 2020 (Fig. 1).

Electricidad. En los primeros años de la proyección los precios disminuyen ligeramente, pero aumentan a más largo plazo (Fig. 1) ya que la demanda crecerá lo mismo que el precio de los combustibles, propiciando mayores costos de generación: de un máximo de 9.6 centavos de dólar por kWh en 2009, el precio promedio declinará a 9.0 centavos en 2012 y luego subirá a 10.5 centavos en 2030.

Consumo de energía por combustible primario

Para 2030 el carbón, el petróleo y el gas natural cubrirán el 79% de las necesidades de energía primaria en Estados Unidos, lo que contrasta con el 85% en 2007. Esta reducción se explica por los mayores precios de la energía, que reducirán el consumo de esos combustibles e incrementarán el de energías renovables.

El consumo total de combustibles líquidos, incluidos los fósiles y los biocombustibles, crecerá de 20.6 millones de barriles diarios en 2007 a 21.6 millones en 2030. Sin embargo, el consumo de combustibles líquidos a base de petróleo permanecerá prácticamente igual, y el que aumentará será el de biocarburantes. El sector de los transportes será el que más consuma combustibles líquidos, creciendo del 69% del consumo total en 2007 al 75% en 2030.

El rápido crecimiento en el consumo de fuentes renovables se deberá principalmente a la aplicación del programa federal conocido como RFS (*Renewables Fuel Standard*) para el sector de transportes y al programa estatal RPS (*Renewables Portfolio Standard*) para la industria eléctrica. El consumo de electricidad de fuentes renovables, sin incluir a la energía hidroeléctrica, representará el 33% del crecimiento de la demanda de electricidad entre 2007 y 2030, y su participación probablemente sería mayor si los incentivos fiscales a la producción, previstos a expirar en 2009, se ampliaran, o si se implementarán las políticas para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero.

El consumo total de energía primaria crecerá 11.2% entre 2007 y 2030, un porcentaje menor al estimado previamente, debido principalmente a los precios significativamente más altos de la misma y el uso de aparatos y vehículos más eficientes.

El consumo anual de gas natural oscilará entre 22.5 y 23.4 trillones de pies cúbicos hasta el 2020 antes de aumentar gradualmente a 24.4 billones de pies cúbicos en 2030 (Fig. 2). El consumo de este combustible en el sector eléctrico será proporcionalmente mayor que el actual, a pesar de un menor consumo eléctrico en los sectores residencial, comercial e industrial.

El consumo total de carbón aumentará de 1,129 millones de toneladas cortas en 2007 a 1,358 millones en 2030. El 92% del consumo actual de carbón es para la generación de energía eléctrica. Este consumo crecerá gradualmente hasta 2020 a medida que las centrales actuales de energía se utilicen con mayor intensidad y las nuevas centrales que están en construcción entren en operación (Fig. 2).

El consumo total de energías renovables comercializadas crecerá a una tasa del 3.3% anual, incluyendo a la madera, los residuos municipales, la biomasa, la energía hidroeléctrica, la energía geotérmica, la solar, la eólica, el etanol y el biodiesel.

En una base volumétrica, el consumo de etanol crecerá de 6.5 mil millones de galones en 2007 a 29.6 mil millones de galones en 2030, representando cerca del 20% del total de consumo de gasolina en volumen. El consumo de etanol mezclado con gasolina será de 12.2 mil millones de galones y el consumo de la mezcla E85 llegará a 17.5 mil millones de galones en 2030. Para este último año se estima que se producirán 15 mil millones de galones de etanol a partir del maíz y 12.6 mil millones más se producen a partir de productos celulósicos. El uso de biodiesel aumentará a 1.9 mil millones de galones en 2030. El consumo de biodiesel tipo BTL (biomasa a líquido) crecerá a 3.6 mil millones de galones en 2030.

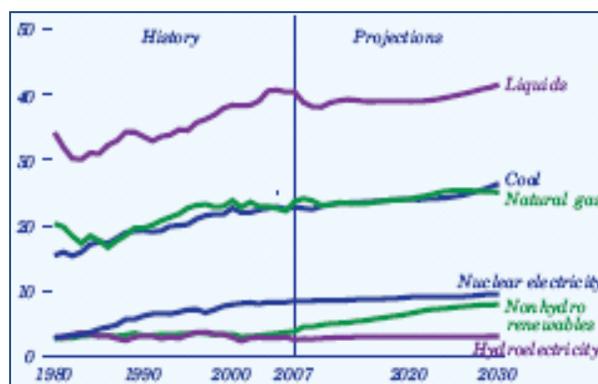


Fig. 2. Consumo de energía por tipo de combustible primario entre 1980 y 2030 (unidades en cuatrillones de BTU)

Excluyendo a la energía hidroeléctrica, el consumo de energías renovables en el sector eléctrico crecerá de 1.0 cuatrillones de BTU en 2007 a 3.4 cuatrillones en 2030 (Fig. 2). Las energías renovables de mayor crecimiento serán la biomasa y la eólica, que se verán beneficiadas por los mayores precios de los combustibles fósiles y por el temor al efecto de la legislación sobre gases de efecto invernadero.

Intensidad energética

La intensidad energética, que es el uso de energía primaria (usualmente expresada en miles de BTU) por cada dólar del PIB, disminuirá de manera constante como resultado del incremento en el precio de la energía y la adopción de políticas que promueven la mejora de la eficiencia energética. Esta intensidad energética disminuirá más de un tercio entre 2007 y 2030.

Históricamente se ha observado una relación directa entre los precios de la energía y ahorro de energía. En la medida en que cambien las preferencias de los consumidores el consumo de energía per cápita podría ser mayor o menor.

Desde 1992 la intensidad energética de la economía norteamericana ha venido disminuyendo un promedio del 2% anual, en parte porque las industrias de consumo intensivo de energía han reducido su participación del 24% al 22% entre 1992 y 2007. En la proyección a 2030, esta participación seguirá disminuyendo hasta alcanzar un 18%.

La población es un factor determinante en el consumo de energía, pues influye en la demanda de viajes, vivienda, bienes de consumo y servicios. Desde 1990 la población de Estados Unidos ha aumentado en un 21% y el consumo de energía en un comparable 20%. En esta proyección, la población aumentará un 24% entre 2007 y 2030, pero durante el mismo periodo el consumo de energía aumentará solamente 11%. El resultado es una disminución en el consumo de energía per cápita a una tasa anual del 0.5% entre 2007 y 2030.

Producción e importación de energía

El aumento en el uso de biocombustibles, la reducción de la demanda, el incremento de la eficiencia de los equipos y un mayor precio de la energía determinan un crecimiento moderado en las importaciones de energía. Los altos precios de los combustibles importados también estimularán un aumento en la producción doméstica, moderando el crecimiento de las importaciones. Así, mientras en 2007 se importó el 29% de la energía consumida se calcula que las importaciones netas totales sólo representarán el 17% del consumo total en 2030 (Fig. 3).

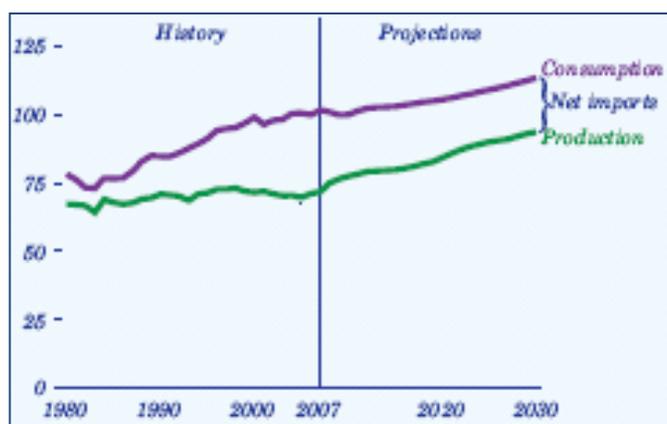


Fig. 3. Producción y consumo total de energía en EUA entre 1980 y 2030 (cifras en cuatrillones de BTU)

De acuerdo con la legislación vigente y su reglamentación, en la proyección de la EIA se considera la eliminación de la moratoria de concesiones y perforación mar adentro en el Atlántico, el Pacífico y del oriente del Golfo de México, lo que significa que podrá explotarse petróleo y gas en la plataforma continental exterior conocida como OCS (*Outer Continental Shelf*). De hecho, algunas zonas de la OCS ya están incluidas en el programa actual de concesiones a cinco años del Servicio de Gestión de Minerales (Mineral Management Service).

Por lo tanto, las importaciones netas de combustibles líquidos presentarán una fuerte, pero declinante, participación en la demanda total y un incremento en la producción doméstica de petróleo. Como resultado, la dependencia norteamericana hacia los combustibles importados seguirá declinando en los próximos 25 años, bajando del 58% en 2007 a menos del 40% en 2025, aunque tendrá un ligero incremento al 41% en 2030. Esto significa que las importaciones netas de petróleo crudo y otros combustibles líquidos se reducirán de 12.1 millones de barriles diarios (mbd) en 2007 a 8.1 mbd en 2030. Al contrario, se estima que la producción norteamericana de petróleo se incrementará de 5.1 mbd en 2007 a un máximo de 7.4 mbd en el 2030, con una mayor producción en aguas profundas del Golfo de México, del Océano Pacífico y del Atlántico y en la recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés). El suministro doméstico total de combustibles líquidos crecerá de 8.7 mbd en 2007 a 12.8 mbd en 2030.

El aumento en el precio mundial de petróleo potenciará también la producción a partir de pizarras y esquistos bituminosos en Estados Unidos. Sin embargo, el potencial de la producción en rocas bituminosas a largo plazo es muy incierto, teniendo en cuenta los costos relativamente altos y las mejoras necesarias en tecnologías de extracción, así como la posibilidad de cambios la legislación de control.

La producción de gas natural se mantendrá relativamente estable hasta el año 2010, en unos 20.4 trillones de pies cúbicos, pero hacia 2017 empezarán a incrementarse hasta alcanzar 23.7 trillones en 2030. La producción costa afuera, en las zonas OCS contribuirá al aumento en la producción hacia los años finales de la proyección.

En Canadá disminuirá la producción de gas natural, lo que habrá de reducir su exportación a Estados Unidos.

Se espera también un aumento en las importaciones de gas natural licuado, a medida que aumenta la capacidad de licuefacción mundial alcanzando su pico en 2018 con 1.5 trillones de pies cúbicos. Posteriormente la importación declinará a 0.8 trillones en 2030, debido a que la demanda mundial superará la capacidad de crecimiento de licuefacción. Con la disminución de las importaciones, la utilización de la capacidad de re-gasificación caerá del 36% en 2007 al 16% en 2030. Sin embargo, el futuro del mercado mundial de gas natural licuado es sumamente incierto.

Se prevé que el gasoducto de Alaska se completará en 2020, con lo que la producción de gas natural en ese estado se incrementará a 2.0 trillones de pies cúbicos en 2021, comparados con los 0.4 trillones producidos en 2007, y ese nivel se mantendrá hasta 2030.

Aunque el carbón seguirá siendo el combustible más importante para generar energía eléctrica en Estados Unidos (Fig. 4), el menor crecimiento de la demanda de electricidad y la creciente preocupación por las emisiones de gases de efecto invernadero, afectarán al mercado de carbón y frenarán su demanda. Con todo, la producción doméstica de carbón aumentará a una tasa promedio del 0.6% anual, hasta llegar a 1,336 millones de toneladas cortas en 2030.

Se prevé también la aparición de un nuevo, aunque pequeño, mercado emergente para el carbón con la mayor difusión de las plantas de lecho fluidizado o tipo CTL (*Coal to Liquid*). Se estima que el consumo de carbón en plantas de este tipo crecerá de 30 millones de toneladas cortas en 2020 a 70 millones en 2030.

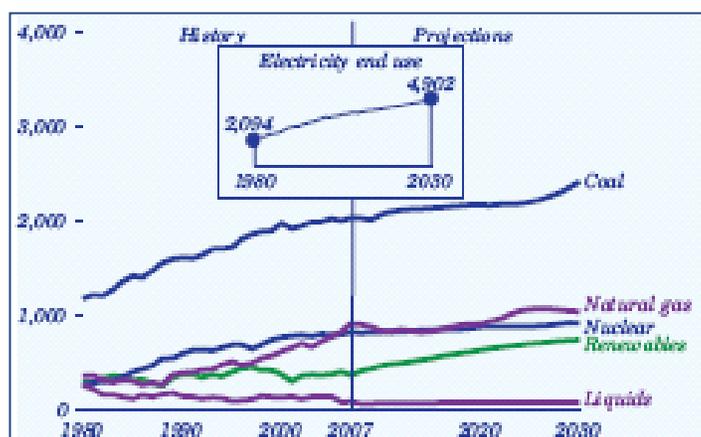


Fig. 4. Generación de electricidad por tipo de combustible en EUA entre 1980 y 2030 (cifras en miles de GWh al año)

El consumo total de electricidad crecerá de 3.9 millones de GWh en 2007 a 4.9 millones en 2030, aumentando a una tasa media anual del 1% (Fig. 4, recuadro). La generación carboeléctrica tendrá un crecimiento moderado, mientras que las centrales de gas natural serán las de mayor crecimiento. La generación con energías renovables aumentará en respuesta a los requisitos que han impuesto o impondrán en el periodo mas de la mitad de los estados de la Unión Americana (Fig. 4). De cualquier modo, los generadores de electricidad seguirán readaptando las centrales actuales con equipo de control de emisiones para cumplir con la revisión del National Ambient Air Quality Standards (NAAQS).

La capacidad carboeléctrica instalada aumentará en 46,000 MW entre 2007 y 2030.

La capacidad nucleoelectrica pasará de 100,500 MW en 2007 a 112,200 MW en 2030, incluyendo 12,700 MW en nuevas centrales nucleares y 3,400 MW en repotenciación de centrales existentes, así como el desmantelamiento de 4,400 MW. Con ello la generación nucleoelectrica crecerá de 806,000 GWh en 2007 a 905,000 GWh en 2030, lo que representará aproximadamente el 18% de la generación eléctrica total en ese año, es decir aproximadamente el mismo porcentaje que en 2007 (Fig. 4).

Emisiones de bióxido de carbono

Las emisiones de CO₂ del sector energético son un reflejo de la cantidad de combustibles fósiles consumidos. La emisión total de CO₂ del sector energético ascenderá a 6,410 millones de toneladas métricas en 2030, y crecerá en un 0.3% anual entre 2007 y 2030, para un crecimiento total del 7%; en particular, las emisiones relacionadas con la generación de electricidad crecerán un 0.5% anual en ese mismo periodo.

Sin embargo, la emisión per cápita de bióxido de carbono se reducirá en un 0.6% anual, a medida que disminuye la demanda de electricidad y de combustibles para transporte, para reducirse un total del 14% entre 2007 y 2030. Durante el mismo periodo, la economía se volverá menos intensiva en emisiones de CO₂, creciendo cerca de una décima del producto interno bruto.

Fuentes: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/overview.html>,
http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_Information_Administration

Viento, capacidad eléctrica de respaldo y emisiones

Michael Goggin

Analista de la American Wind Energy Association

Tomado de *Wind Power*, Vol. 3, No. 7, Junio de 2009. Traducción de Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Más de 8,300 MW en plantas eoloelectricas se instalaron (en Estados Unidos) el último año, equivalentes a cerca del 42% de toda la nueva capacidad eléctrica agregada en 2008. No obstante, persisten algunos mitos sobre la energía eólica, como la especie de que ésta no reduce el uso de combustibles fósiles y sus emisiones asociadas, y de que, en consecuencia, se requiere capacidad de respaldo por parte de plantas eléctricas alimentadas por combustibles fósiles. Lo cierto es que cada megawatt-hora (MWh) generado por una planta eólica sustituye a un MWh que habría sido generado por una planta de otro tipo.

El mito de la “no reducción de emisiones”

Uno de los mitos es que la energía eólica no reduce realmente el uso de combustibles ni las emisiones contaminantes de otras plantas eléctricas. De entrada, esto no tiene sentido: los operadores del sistema de despacho de energía deben equilibrar con precisión el suministro total de electricidad con la demanda total en todo momento, de tal manera que la energía generada en una planta eólica es igual a una reducción equivalente en la energía generada por otra planta. Siempre que es posible, los despachadores usan la energía eólica para reducir la generación de plantas eléctricas cuya operación es más costosa; estas suelen ser plantas a base de gas natural o de carbón, debido al elevado costo de sus combustibles. La energía eólica también se utiliza ocasionalmente para reducir la generación de plantas hidroeléctricas, cuyas presas pueden almacenar agua para usarla después a fin de reemplazar la generación con combustibles fósiles, que es más cara.

Abatiendo directamente el uso de combustibles fósiles, la energía eólica reduce significativamente las emisiones de los gases de efecto invernadero, como el bióxido de carbono (CO₂) y otros. Diversos estudios detallados sobre sistemas de generación, lo mismo que la experiencia en el mundo real con plantas eólicas, han demostrado que la energía del viento reduce significativamente el uso de combustibles fósiles y sus emisiones:

En 2008 la energía eólica en Estados Unidos redujo las emisiones de CO₂ en 45 millones de toneladas, lo que equivale a evitar la circulación de 8 millones de automóviles. En promedio, cada MWh de energía eólica, que es la energía generada por un par de modernas turbinas eólicas típicas en una hora promedio, reduce 1200 libras (545 kg) de emisiones de CO₂.

Un reporte del Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos (*US DOE 20 percent Wind Energy by 2030 Technical Report*) calculó que si se lograra generar el 20% de la energía eléctrica total a partir del viento en 2030, se evitaría la emisión de más de 7,600 millones de toneladas de CO₂⁽¹⁾.

El reporte del DOE encontró que las emisiones de CO₂ podrían reducirse en más de 825 millones de toneladas en uno solo año (2030), cantidad equivalente al 25% de las emisiones totales de bióxido de carbono de la industria eléctrica en ese año, y equivalente a evitar la circulación de 140 millones de automóviles. El mismo estudio concluyó que la energía eólica podría reducir la cantidad de gas natural para generar electricidad en un 50% para el año 2030.

Un estudio similar del organismo operador de la red en Texas llegó a resultados similares, concluyendo que la incorporación de 3000 MW de energía eólica a la red estatal reduciría las emisiones de CO₂ en unas 5.5

millones de toneladas por año, las emisiones de bióxido de azufre en unas 4000 toneladas anuales y las de óxido de nitrógeno en unas 2000 toneladas por año⁽²⁾.

En regiones donde una buena parte de la electricidad es generada por plantas carboeléctricas, la emisión evitada por la energía eólica puede ser incluso mayor. Un análisis del DOE reporta que Indiana podría reducir sus emisiones de CO₂ en 3.1 millones de toneladas anuales mediante 1000 MW de plantas eólicas⁽³⁾.

La planta eólica de 30 MW de Kaheawa, Hawai, impacta directamente la energía de plantas eléctricas que consumen petróleo, abatiendo las importaciones de este combustible en casi 10 millones de galones al año (poco más de 238 mil barriles al año)⁽⁴⁾.

El mito de la “capacidad eléctrica de respaldo”

Otro mito que a veces se escucha es que las plantas eólicas requieren una cantidad equivalente de capacidad eléctrica de respaldo con plantas a base de combustibles fósiles, debido a que la generación eólica varía con la velocidad del viento, lo que refutaría los beneficios ambientales y en ahorro de combustible de la energía del viento. Explicar por qué es falso este mito requiere extenderse un poco sobre la manera en que funciona el sistema de despacho de energía eléctrica.

Repaso a las operaciones de despacho de energía

Los despachadores de energía siempre mantienen una “reserva operativa” importante, que es típicamente igual al 5-7% o más de la generación total. Esta reserva se utiliza para enfrentar cambios súbitos e impredecibles en la demanda de electricidad, que ocurren cuando la gente enciende o apaga sus aparatos eléctricos, o cuando se presentan cambios mayores en el suministro de electricidad que pueden suceder en una fracción de segundo si una planta eléctrica grande sale del sistema inesperadamente. En lugar de respaldar a cada planta eléctrica con una segunda planta en caso de que la primera falle repentinamente, los operadores de la red preparan un pool de reservas para el sistema en su conjunto a fin de responder a diversos eventos potenciales no esperados.

Los despachadores utilizan dos tipos de reservas de generación: “reservas rodantes” (reservas reglamentarias más reservas rodantes contingentes) que pueden activarse rápidamente para responder a cambios abruptos en el suministro y la demanda, y “reservas frías (o no-rodantes)” (que incluyen reservas complementarias) que se utilizan para responder a cambios menos abruptos. Las reservas rodantes están típicamente constituidas por plantas en operación que se mantienen bajo su nivel de generación máxima, de tal modo que puedan aumentar o reducir su generación tan rápidamente como se requiera. Las plantas hidroeléctricas son usualmente la primera elección de los despachadores para conformar sus reservas rodantes, porque su generación puede modificarse velozmente sin utilizar ningún combustible.

Cuando no hay plantas hidroeléctricas disponibles, se puede utilizar plantas a base de gas natural como reserva rodante debido a que también pueden aumentar o reducir su generación con rapidez y con sólo una pequeña pérdida de eficiencia. Los estudios indican que emplear plantas de gas natural o incluso de carbón como reserva rodante aumenta las emisiones y el uso de combustible sólo entre un 0.5 y un 1.5% por encima de los valores usuales cuando generan normalmente⁽⁵⁾.

Las reservas frías o no rodantes son plantas eléctricas inactivas que pueden encenderse en un breve tiempo cuando es necesario, típicamente entre 10 y 30 minutos. De nuevo, las plantas hidroeléctricas son la primera elección para este tipo de reservas, debido a su rápida capacidad de respuesta, seguidas por las plantas de gas natural. Las reservas frías no se utilizan en realidad la mayor parte del tiempo en que están en disponibilidad, puesto que sólo entran en operación si ocurre un cambio considerable e inesperado el suministro o en la

demanda de electricidad. Como resultado, las emisiones y el uso de combustible de las reservas frías son muy bajos, tomando en cuenta que raramente operan, que a menudo las plantas hidroeléctricas (que no tienen emisiones ni consumo de combustible) funcionan como reserva fría, y que hay una penalización de eficiencia muy pequeña cuando las plantas de gas natural en reserva entran realmente en operación.

Acomodo de la energía eólica

Por fortuna, las mismas herramientas que utilizan diariamente los despachadores de energía para enfrentar las variaciones en el suministro y la demanda de electricidad pueden utilizarse para resolver la variabilidad de la energía eólica. A diferencia de las súbitas fluctuaciones de energía que ocurren cuando una planta grande debe salir del sistema o cuando millones de personas encienden sus aires acondicionados en un día cálido, los cambios en la generación total de turbinas eólicas instaladas en una superficie razonablemente grande tienden a ocurrir lentamente.

Ocasionalmente la velocidad del viento puede disminuir súbitamente en un sitio y propiciar la reducción en la generación de una sola turbina, pero las regiones de gran capacidad eoloeléctrica tienden a tener cientos o incluso miles de turbinas a lo largo de cientos de kilómetros. En consecuencia, normalmente se requieren bastantes minutos o incluso horas para que la generación eólica total de una región cambie de manera importante. Esto hace relativamente fácil para los despachadores acomodar estos cambios sin echar mano de las reservas. Este riesgo puede reducirse aun más gracias a los pronósticos de energía eólica, que permiten a los despachadores prever cambios en la generación eólica con horas o aun días de anticipación, y con un alto grado de precisión. Adicionalmente, los cambios en la generación eólica agregada frecuentemente compensan cambios opuestos en la demanda de energía, de tal manera que el aumento neto en la variabilidad total debido a la inclusión de la energía eólica en el sistema suele ser muy bajo. Como resultado, normalmente es posible agregar una cantidad significativa de energía eólica sin provocar un aumento importante en el uso de las reservas, e incluso cuando se agregan grandes cantidades de energía eólica el incremento en el uso de las reservas frecuentemente es muy pequeño.

El hecho de que se puedan agregar grandes cantidades de energía eólica a la red con sólo incrementos mínimos en el uso de las reservas, es apoyado por la experiencia de los despachadores en países europeos con gran cantidad de energía eólica, así como por los resultados de varios estudios de integración de la energía eólica en Estados Unidos. La tabla siguiente resume los resultados de algunos de esos estudios:

| Estudio | Capacidad eoloeléctrica estudiada (MW) | 1 Minuto | 5 Minutos | 1 Hora |
|---------------------------------|--|----------|-----------|--------|
| Texas, 2008 ⁽⁶⁾ | 15,000 | 6.5 MW | 30 MW | 328 MW |
| California, 2007 ⁽⁷⁾ | 2,100 más 330 MW solar | 0.1 MW | 0.3 MW | 15 MW |
| | 7,500 más 1,900 MW solar | 1.6 MW | 7 MW | 48 MW |
| | 12,500 más 2,600 MW solar | 3.3 MW | 14.2 MW | 129 MW |
| Nueva York, 2005 ⁽⁸⁾ | 3,300 | -- | 1.8 MW | 52 MW |

Puesto que la generación eólica casi no agrega variabilidad en la escala de tiempo minuto a minuto, se pueden agregar grandes cantidades de energía eólica a la red virtualmente sin modificar el uso de la reserva rodante. Aunque cantidades modestas de energía eólica tienen muy poco impacto en la variabilidad horaria del sistema, a medida que la energía eólica aumenta podría ser necesario agregar reservas frías para acomodar los cambios graduales en el suministro de energía debido a esa energía eólica. Afortunadamente, como se explicó, las reservas frías producen mucho menos emisiones que las reservas rodantes.

El ejemplo siguiente ilustra que el efecto en las emisiones netas debido a reservas adicionales para acomodar aumentos en energía eólica es inocuo. En promedio, agregar 3 MW de energía eólica a la red eléctrica

norteamericana reduciría emisiones de plantas a base de combustibles fósiles en unas 1200 libras (545 kg) de CO₂ por hora. Esta cantidad de energía eólica requeriría cuando mucho entre 0 y 0.01 MW de reservas rodantes adicionales, y entre 0 y 0.07 MW de reservas frías. Es probable que tales reservas puedan provenir de recursos hidroeléctricos con cero emisiones, pero incluso en el peor de los casos en que deba utilizarse como reserva una planta inflexible a base de combustibles fósiles con una penalización de eficiencia del 1.5%, y que todas las reservas frías se utilizaran realmente, el aumento en emisiones sería menor a 1 libra (454 gramos) de CO₂⁽⁹⁾. Incluso en este peor escenario, el ahorro de emisiones debido a la energía eólica (1200 libras ó 545 kg) compensaría las emisiones adicionales (menos de 1 libra ó 454 gramos) en un factor de mil.

Referencias

- (1): http://www.20percentwind.org/20percent_wind_energy_report_05-11-08_wk.pdf.
- (2): http://www.ercot.com/news/presentations/2006/ATTCH_A_CREZ_Analysis_Report.pdf.
- (3): http://www.eere.energy.gov/windandhydro/windpoweringamerica/pdfs/economic_development/2008/in_wind_benefits_factsheet.pdf.
- (4): <http://www.kaheawa.com/kwp/environmental.cfm>.
- (5): http://www.masstech.org/IS/public_policy/dg/resources/2007-01-30-KEMA-Beacon-ISO-Emission-Report.pdf.
- (6): http://www.uwig.org/Wind_Generation_Impact_on_Ancillary_Services_-_GE_Study.zip.
- (7): <http://www.uwig.org/CEC-500-2007-081-APB.pdf>.
- (8): <http://www.uwig.org/nyserdaphase2appendices.pdf>.
- (9): De acuerdo a datos en <http://www.uwig.org/nyserdaphase2appendices.pdf>.

Artículo original en inglés disponible en:

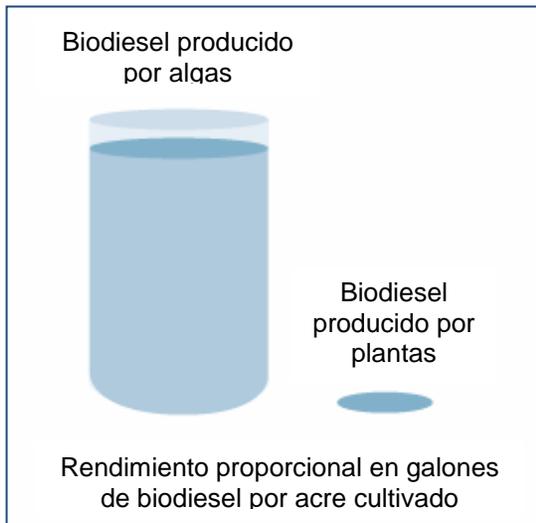
http://www.energypulse.net/centers/article/article_display.cfm?a_id=2078

El Mundo de la Energía

(Con información recopilada por Alfredo Mañón Mercado)

Algas como precursoras de biocombustibles

Las algas se pueden encontrar en casi cualquier cuerpo de agua, incluyendo los océanos, lagos, estanques, piscinas, etc. Y si bien no son realmente plantas, estos organismos unicelulares son los más eficientes al convertir la luz solar en energía química. Son tan eficientes en aprovechar la luz y en la absorción de nutrientes, que su crecimiento y productividad es de 30 a 100 veces superior a cultivos como la soya.



Las algas, como otras plantas, utilizan la fotosíntesis para convertir la energía solar en energía química y la almacenan en forma de aceites, carbohidratos y proteínas. Con el aceite vegetal se puede producir biodiésel, y el resto de los hidratos de carbono, después de que se ha extraído el aceite, pueden emplearse para producir alimentos y etanol.

Una buena cantidad de diferentes tipos de plantas verdes ya se utilizan para producir biodiésel. De todas estas, las algas se han convertido en una de

las fuentes más prometedoras, debido a que no se emplean en la alimentación humana y a su capacidad de crecer en aguas de diferentes características, incluyendo aguas residuales.

La producción de algas no compite con la agricultura. Los procesos para su aprovechamiento son cerrados y no requieren de suelo para el crecimiento, utilizan 99% menos agua que la agricultura convencional, y pueden ubicarse en terrenos no agrícolas lejos de fuentes de abastecimiento de agua. Las algas pueden producir más biocombustible en un área del tamaño de un garaje para dos autos que lo que se puede producir con soya en una superficie igual a la de un campo de fútbol.

El pequeño tamaño de las algas (menos de 30 micras) y su naturaleza acuática las hacen ideales para producir biodiésel a gran escala, en procesos altamente automatizados y cerrados, en los que el equipo primordial es el foto-reactor.

Las algas prosperan en ambientes con alta concentración de bióxido de carbono y de bióxido de nitrógeno, ya que ambos son nutrientes para ellas. Los dos gases son contaminantes comunes en las emisiones de centrales de energía y de muchas fábricas, por lo que las instalaciones de producción de algas pueden ser alimentadas con los gases de escape.

A fin de producir bio-petróleo crudo a costos inferiores de 60 dólares por barril, las algas deben tener alto contenido en grasas o aceites. Las algas cultivadas comercialmente, como la Spirulina, son altas en proteína y almidón, pero bajas en grasa. Unas pocas especies con alto contenido de grasa son prometedoras pero el costo de producción de las grasas es aún demasiado alto.

Actualmente existen varios proyectos en diversas partes del mundo, algunos en etapa de investigación y otros en etapas más avanzadas, con prototipos operando, para la producción de combustibles renovables a partir de algas. Uno de ellos es el de la compañía Sapphire Energy, que busca producir gasolina de 91 octanos que cumpla con las normas ASTM, a partir de microorganismos fotosintéticos como las algas, luz solar, CO₂ y tierra no cultivable. Otros proyectos incluyen a las compañías *Solix Biofuels*, *LiveFuels*, *OriginOil*, *GreenFuel Technologies* y *BioMara*, de las que daremos cuentas en próximas entregas.

Más información: <http://www.oilgae.com/>
<http://www.algaebiofuelsummit.com/>
http://www.unh.edu/p2/biodiesel/article_alge.html
<http://www.fao.org/docrep/W7241E/w7241e0h.htm>, <http://www.sapphireenergy.com/>

□ **Numeralia de la energía renovable en 2008**

De acuerdo con la cuarta edición del Reporte del Estado Global de Energías Renovables 2009, publicado anualmente por la Red de Energías Renovables para el Siglo 21 (REN21), en el año pasado (2008):

- La capacidad instalada mundial de las fuentes de energía renovable (excluyendo a las grandes hidroeléctricas) llegó a 280 mil MW, un aumento del 16% con respecto a los los 240 mil MW en 2007.

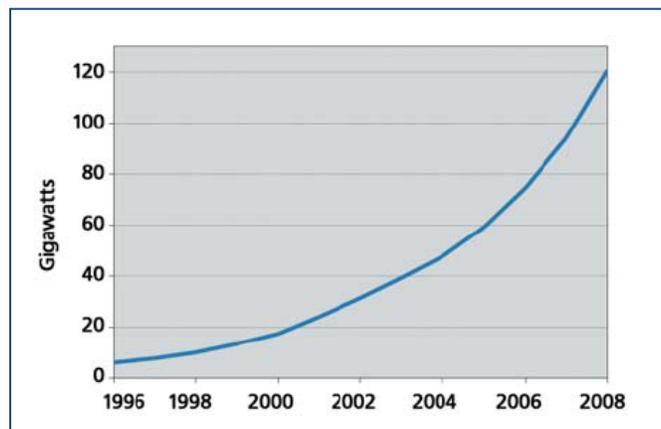
- La capacidad de calentamiento con energía solar aumentó 15% llegando a 145,000 MW térmicos.

- La producción mundial de etanol y biodiesel aumentó en un 34%.

- Por primera vez en la historia, en la Unión Europea y en Estados Unidos se añadió más capacidad eléctrica a partir de energías renovables que de fuentes de energía convencionales.

- La capacidad eoloelectrica instalada aumentó un 29% por ciento para llegar a 121,000 MW. En particular, China duplicó su capacidad

eoloelectrica por quinto año consecutivo, alcanzando a finales de 2008 los 12,000 MW, y superando así la meta de 10,000 MW para 2010.



Evolución de la capacidad eoloelectrica mundial (Fuente: REN21).

- La energía solar fotovoltaica integrada a la red experimentó un crecimiento del 70% en su capacidad instalada, para alcanzar 13,000 MW. España se convirtió en el líder del mercado fotovoltaico, con 2,600 MW adicionados a su red eléctrica.

- La capacidad geotermoeléctrica mundial rebasó los 10,000 MW, liderada por Estados Unidos. El uso directo de energía geotérmica con bombas de calor se emplea al menos en 76 países.

- En agosto de 2008, por lo menos 160 empresas de energía renovable en todo el mundo tenían una capitalización bursátil superior a 100 millones de dólares.

- Las nuevas metas de generación de electricidad con energías renovables incluyen las siguientes: Australia, llegar a 45,000 GWh anuales en 2020; India alcanzar 14,000 MW de capacidad en 2012; Japón 14,000 MW de energía solar fotovoltaica para 2020 y 53,000 MW para 2030; Unión Europea generar el 20% del total de electricidad con energías renovables en 2020. Al menos 64 países tienen algún tipo de política (con metas comprobables) para promover la generación de energía renovable.

Más información:

<http://www.ren21.net/publications>
<http://en.wikipedia.org/w/index.php?title=REN21>

<http://www.renewables2004.de/>
<http://www.wirec2008.gov>

❑ **Energía mareomotriz: Concluye demostración del proyecto RITE**

El proyecto de energía mareomotriz de la Isla Roosevelt (RITE: *Roosevelt Island Tidal Energy*), ubicado en el East River de la ciudad de Nueva York, EUA, concluyó su segunda fase de demostración a fines de 2008. Durante dos años estuvieron en operación seis turbinas hidráulicas subacuáticas, de eje horizontal, tres álabes y rotor de 5 metros de diámetro, aprovechando la energía de la marea y de las corrientes fluviales y oceánicas para generar energía eléctrica y entregarla a la red de distribución, mediante un arreglo denominado comercialmente como sistema de flujo libre (*Free Flow System*) operado por la compañía *Verdant Power*. Las turbinas flotaron en la corriente sin anclarse al lecho del río en lo que fue el primer caso de energía mareomotriz integrada a la red. El monitoreo ambiental realizado en estos daños no reveló ningún impacto negativo en la actividad de peces ni aves marinas en la zona. *Verdant Power* ha solicitado una licencia piloto a la comisión reguladora de energía de EUA para instalar y operar una central mareomotriz con 30 turbinas similares y vender la energía a la ciudad de Nueva York. La serie Megaestructuras, producida por el canal del National Geographic, dedicó uno de sus episodios, televisado durante abril y mayo de 2009, a este proyecto.

Más información:

http://www.energypulse.net/centers/article/article_display.cfm?a_id=2015

❑ **Estados Unidos: 350 millones de dólares en estímulos a proyectos geotermoeléctricos**

En mayo pasado, la Geothermal Energy Association (GEA) de Estados Unidos celebró el anuncio de la administración del Presidente Obama de un fondo de 350 millones de dólares en estímulos a nuevas inversiones en energía geotérmica. El fondo incluye estímulos a

proyectos piloto, sistemas geotérmicos mejorados (EGS: *Enhanced or Engineered Geothermal Systems*), nuevas técnicas de exploración y nuevas evaluaciones de recursos geotérmicos. La GEA indicó que hay actualmente en ese país más proyectos geotérmicos en desarrollo de los que se han construido en toda la historia de Estados Unidos. El fondo mencionado coadyuvará a asegurar que los proyectos en desarrollo se completen adecuadamente. De acuerdo con el más reciente reporte de la GEA sobre la industria geotérmica norteamericana, publicado en marzo de 2009, hay 126 nuevos proyectos geotermoeléctricos en diferentes etapas de desarrollo con una capacidad conjunta de 5,500 MW, que casi duplica la capacidad instalada actual de poco más de 3,000 MW.

Más información: <http://www.geo-energy.org>

❑ **Generación de hidrógeno con enzimas a partir del agua**

Una enzima bacterial, activada por la luz, contiene nano-partículas que liberan hidrógeno del agua, lo que podría conducir a nuevas estrategias para generar este gas altamente energético. La falta de medios accesibles para producir hidrógeno es una de las barreras principales a la idea de reemplazar con este gas al petróleo como motor de la economía.

Cierto tipo de enzimas, las hidrogenasas, son utilizadas por microorganismos para convertir iones de hidrógeno en gas durante su respiración anaeróbica. Estas enzimas han sido investigadas desde hace tiempo como una posible alternativa a la costosa producción actual de hidrógeno, en la que se utiliza platino como catalizador, pero usualmente resultan afectadas en diversos grados por la presencia de oxígeno, e incluso por el mismo hidrógeno que producen. Sin embargo, recientemente un par de investigadores de la Universidad de Oxford, Inglaterra, descubrieron una hidrogenasa bacterial mucho más resistente a ambos gases. La enzima, rica en níquel, hierro y selenio, es producida por una bacteria reductora de sulfato y fue aislada primeramente en la Universidad de Joseph Fourier en Grenoble,

Francia. Su eficiencia casi no resulta afectada por el hidrógeno y sigue funcionando aun en ambientes que contienen 1% de oxígeno en volumen, cuando usualmente unas cuantas partes por millón de oxígeno bloquean la actividad de la hidrogenasa.

La enzima puede ligarse fuertemente a nanopartículas de bióxido de titanio, lo que facilita la producción de una especie de polvo generador de hidrógeno que pueda activarse por la luz. Las partículas de polvo se agregan a la enzima y a moléculas con tintura lumino-absorbente, que ya se utilizan en algunas celdas solares. En presencia de una solución amortiguadora capaz de ceder electrones, la molécula absorbe luz y libera electrones excitados que pasan a la enzima. Ya energizada, la enzima convierte entonces los iones

de hidrógeno de moléculas de agua en hidrógeno gaseoso, justamente como lo hace durante la respiración de la bacteria. Una muestra de nanopartículas en una solución amortiguadora fue iluminada durante ocho horas con una lámpara de tungsteno-halógeno, obteniendo un 4.6% en volumen de hidrógeno en el gas, cantidad comparable a la que se obtiene con catalizadores de platino bajo ciertas condiciones.

Sin embargo, otros investigadores de la Comisión de Energía Atómica de Francia, han señalado que lo que se requiere es un catalizador que pueda trabajar bajo condiciones aeróbicas, y no sólo con 1% de oxígeno.

Más información: <http://www.newscientist.com>

Geothermal History

Geothermal History, es una columna regular del Boletín del GRC (*Geothermal Resources Council*), coordinada por nuestra colaboradora Susan Hodgson, quien también es la editora de ese Boletín. Susan solicita permanentemente colaboraciones de todo el mundo. Si usted tiene alguna historia, anécdota o foto, relativa a la geotermia, compártala con la comunidad y envíele un mensaje a la dirección: cosmos@dcn.org.

XVJJ Congreso Anual de la Asociación Geotérmica Mexicana

El próximo viernes 13 de noviembre de 2009 la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM) llevará a cabo su XVII Congreso Anual y celebrará su asamblea anual ordinaria. Los eventos se realizarán en Morelia, Mich., México, y para cuando este número de la revista empiece a circular todavía habrá tiempo de someter un resumen a consideración para ser presentado en el congreso. La convocatoria completa aparece en el portal de la AGM: <http://www.geotermia.org.mx>, en la pestaña Congreso 2009.

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

l.g.negrin@gmail.com, luis.quijano@geotermia.org.mx, luis.gutierrez@geotermia.org.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. 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

l.g.negrin@gmail.com, luis.quijano@geotermia.org.mx, luis.gutierrez@geotermia.org.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. 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.