



GEOTERMIA

REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

ISSN 0186-5897

Volumen 17, No. 1

Julio-Diciembre de 2004

CONTENIDO

Editorial	1
La protección ambiental en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Ernesto Mendoza-Rangel y Cuauhtémoc Hernández-Ayala	2
Respuesta a la explotación (1982-2003) del yacimiento geotérmico de Los Azufres, Mich. (México). Parte I: Zona Norte Víctor Manuel Arellano G., Marco Antonio Torres R., Rosa María Barragán R., y Fernando Sandoval M.	10
Update of Geothermics in Mexico Luis C.A. Gutiérrez-Negrín and José Luis Quijano-León	21
Evaluación del potencial, biogénesis y características esenciales de los sistemas geotérmicos submarinos en México - Norte de la Costa Mexicana del Océano Pacífico y Golfo de California - Mario César Suárez Arriaga	31
Foro	44
A Beautiful Spa, Thermal Waters at San Bartolo Agua Caliente, Mexico Susan Fox Hodgson	45
El Mundo de la Energía Información de Alfredo Mañón Mercado	51
Capacidad Geotermoeléctrica Mundial Recopilación de Luis C.A. Gutiérrez-Negrín	54

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

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

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

EDITORES

Director: José Luis Quijano León

Editor: Luis C.A. Gutiérrez Negrín

Consejo Editorial:

Alejandro Becerril Zavala

Jesús de León Vivar

Gerardo García Estrada

Serafín López Ríos

Raúl Sánchez Velasco

Jaime Vaca Serrano

Editores asociados:

Alejandro Abril Gaspar (GPG)

Víctor Arellano Gómez (IIE)

Víctor Hugo Garduño Monroy (UMSNH)

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

Alfredo Mañón Mercado (Consultor)

José Manuel Romo Jones (CICESE)

César Suárez Arriaga (UMSNH)

Secretaría:

Enedelia Calderón Ochoa

Oficinas:

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas

Morelia, Mich., 58290

Tel. (443) 322-7072

e-mail: luis.gutierrez03@cfе.gob.mx

Editorial

Con este ejemplar en formato electrónico iniciamos una nueva etapa de la revista *Geotermia*, que esperamos sea una compañera fiel de las actividades productivas de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Creo importante recordar que la revista es un medio de expresión de todos los que trabajamos en la industria geotérmica y que deseamos contribuir con nuestros conocimientos y experiencia al desarrollo de esta fuente de energía.

Quisiera reflexionar sobre dos tópicos: cuál es el futuro de la energía geotérmica y por qué una revista en español sobre geotermia.

De 1990 a la fecha el consumo mundial de energía eléctrica se ha incrementado en alrededor del 35%, según datos del Banco Mundial. La capacidad de generación geotérmica en el ámbito mundial se incrementó en 41%, durante ese periodo. Estos datos sencillos nos indican que la industria geotérmica ha mantenido, al menos, niveles similares de participación en la oferta de energía. En México, sin embargo, la tasa de crecimiento de la geotermia (36%) ha sido inferior a la tasa de crecimiento del consumo (64%), en el mismo periodo. Esto se debe, en parte, a las políticas gubernamentales de los últimos años que han puesto un mayor énfasis en el uso del gas natural como combustible primario. Al margen de la discusión acerca de la conveniencia de diversificar, en un futuro próximo, las fuentes de energía primaria, es muy probable que la economía de los hidrocarburos, iniciada a principios del siglo veinte, inicie su declive en las próximas décadas. Esto por dos razones. Primero, la demanda de energía mantendrá altos niveles de crecimiento, sobre todo en los países en vías de desarrollo –pensemos tan sólo en China y la India--, mientras que las reservas probadas de hidrocarburos, particularmente de petróleo, difícilmente crecerán al mismo ritmo. Sin embargo, si este argumento no es del todo convincente, el asunto de la emisión de gases de efecto invernadero impondrá severas restricciones ambientales y, como consecuencia, económicas, al incremento en la capacidad de generación eléctrica basada en carbón o hidrocarburos. Un escenario previsible es el de una economía basada en la energía nuclear y las energías renovables, sobre todo geotermia y viento, como complemento. Ambas tienen en común la nula o baja emisión de gases de efecto invernadero y el ser tecnologías maduras. Podemos con razonable optimismo confiar en que habrá desarrollos tecnológicos que permitan aprovechar recursos geotérmicos que, por ahora, nos son inaccesibles.

México ha sido pionero en el desarrollo y aprovechamiento de la energía geotérmica y ocupa un lugar destacado en el ámbito mundial. Por ello, podemos y debemos ser capaces de contribuir, con nuestro idioma, al conocimiento y aplicación de la tecnología geotérmica. Ciertamente, el inglés se ha convertido en el idioma internacional, particularmente en el ámbito de la tecnología. Sin embargo, siempre será útil poner a la disposición de estudiantes y profesionistas que no posean un dominio adecuado del inglés, literatura en su propio idioma. Por otra parte, el ejercicio intelectual que supone elaborar artículos técnicos o contribuciones más informales en nuestro idioma es, indudablemente, una manera de mejorar como personas y como profesionales.

No queda más que invitar a los trabajadores de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos y de la comunidad geotérmica hispanohablante a que participen en la elaboración y difusión de esta que es su Revista.

José Luis Quijano León

La protección ambiental en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Ernesto Mendoza-Rangel y Cuauhtémoc Hernández-Ayala
CFE, Alejandro Volta 655, Col. Electricistas, Morelia, 58290, Mich.

Resumen

El desarrollo geotermoeléctrico es una actividad sustentable desde el punto de vista ambiental, como lo prueba el manejo del campo geotérmico de Los Azufres. Los impactos al suelo y a la vegetación pueden prevenirse y mitigarse con las medidas adecuadas. Los desechos líquidos pueden regresarse al yacimiento sin contaminar cuerpos de agua superficiales o acuíferos someros, y las emisiones a la atmósfera pueden controlarse para mantenerlas dentro de límites permisibles. Se presentan las principales experiencias técnicas de tipo ambiental obtenidas por la CFE en ese campo.

Palabras Clave: México, Los Azufres, impacto ambiental, desarrollo sustentable.

Environmental protection at the Los Azufres, Mich., geothermal field

Abstract

Geothermal-electric development is a sustainable activity from an environmental viewpoint, as is proved by the operation and management of the Los Azufres geothermal field. Impacts to soil and vegetation can be prevented and adequately mitigated. Liquid residues can be returned to the reservoir avoiding contaminating surface and ground waters and aquifers; and atmospheric emissions can be kept below allowable limits. The main environmental technical experiences of CFE in this field are presented in this paper.

Keywords: Mexico, Los Azufres, environmental impacts, sustainable development.

1. Introducción

En México el campo geotérmico de Los Azufres, Mich., es el segundo más importante en capacidad de generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de este recurso natural proveniente del subsuelo.

Considerando la especial importancia que reviste el aspecto ambiental y apegándose a la legislación vigente en la materia, durante todo el desarrollo del proyecto geotérmico se han tomado en cuenta los elementos del medio físico que permitan asegurar un equilibrio ecológico dentro del campo. Y para lograrlo ha sido necesario aplicar acciones y medidas compensatorias, las cuales se fundamentan en prevenir, rehabilitar y mitigar los efectos causados por las actividades de la construcción de los caminos de acceso, de las plataformas para perforar los pozos y de las centrales de generación.

El objetivo de este trabajo es presentar un panorama de los principales aspectos ambientales del campo, y de las medidas de prevención y mitigación que la Comisión Federal de Electricidad (CFE), a través de su

Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, ha considerado necesario tomar a lo largo del tiempo, y particularmente a raíz de la construcción del proyecto Los Azufres II, de 100 megawatts (MW).

2. Localización, medio físico y estado actual de Los Azufres

El campo geotérmico Los Azufres, con una extensión de 81 km², se localiza en la sierra de San Andrés, dentro de la provincia fisiográfica del Eje Neovolcánico Mexicano a 80 km al oriente de la ciudad de Morelia (Fig. 1).



Fig. 1. Localización de Los Azufres.

Se ubica a una elevación de 2800 msnm, en una zona de protección forestal compuesta por un bosque de coníferas, manantiales termales y pequeñas lagunas que lo hacen un sitio de gran atractivo turístico. Tiene un clima templado subhúmedo con temperaturas promedio anual mínima y máxima de 12 y 18°C, respectivamente, y una precipitación promedio anual de 1200 mm. Los suelos constitutivos del lugar son ácidos de origen coluvio-aluvial derivados de cenizas volcánicas. La fauna existente es característica de los bosques de coníferas del sistema volcánico transversal, destacando por su diversidad los grupos de aves y reptiles. Ninguna de las especies de fauna y flora reportadas para el lugar se encuentran bajo algún régimen de protección especial (CFE, 1998).

El aprovechamiento del recurso geotérmico para generar energía eléctrica, se inició en agosto de 1982 con la entrada en operación comercial de cinco unidades a contrapresión de 5 MW cada una. Actualmente, la capacidad instalada es de 188 MW, integrados por una unidad a

condensación de 50 MW, 4 unidades también a condensación de 25 MW cada una, 7 unidades a contrapresión de 5 MW cada una y dos unidades de ciclo binario de 1.5 MW cada una (Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2003).

A la fecha se han perforado más de 80 pozos a profundidades que oscilan entre 600 y 3500 m. Alrededor de 30 de esos pozos se encuentran en producción continua, y tres de ellos en inyección para deshacerse con seguridad del agua separada. Con esa infraestructura de pozos, se tiene una disponibilidad de vapor en superficie de más de 1600 toneladas por hora (t/h), el cual viene acompañado de 1300 t/h de agua separada (salmuera), una fracción (280 t/h) de la cual alimenta a las unidades de ciclo binario. Para el manejo del agua separada se dispone de una capacidad de inyección de 1500 t/h a través de los pozos inyectores (Residencia de Producción Los Azufres, 2004).

3. Impactos ambientales sobre el suelo y la vegetación

El cambio de uso de suelo de terreno forestal a infraestructura eléctrica constituye el principal impacto sobre el suelo. Para minimizarlo se han adoptado diversas medidas de carácter preventivo y correctivo, como son: la selección de sitios con menor densidad arbórea y que impliquen el menor movimiento de tierras, la reducción del ancho de corona de caminos de acceso y de la superficie de las plataformas de perforación y presas de lodos, y la construcción de obras de drenaje.

Por ejemplo en los sitios seleccionados para instalar las unidades de 25 MW del Proyecto Los Azufres II en los sectores Tejamaniles y Marítaro, se buscaron sitios con escasa vegetación y que implicaran un movimiento mínimo de tierras (Fig. 2). El área que ocupó cada una de las centrales que integran ese proyecto fue de 0.7 hectáreas (ha).

Se ha realizado también un extenso programa de reforestación y restauración en áreas desmontadas o clareadas como producto del aprovechamiento del recurso geotérmico, pero también como producto de la tala clandestina e irracional del recurso maderable. El programa de reforestación se ha venido realizando desde 1981, habiéndose plantando hasta el año 2000 un total de 788,954 árboles en una superficie total de 154 ha. El porcentaje promedio de sobrevivencia es del 58%, contabilizándose hasta 1998 un total de 460,838 plantas vivas (Oficina de Ecología Los Azufres, 2003) (Fig. 3).

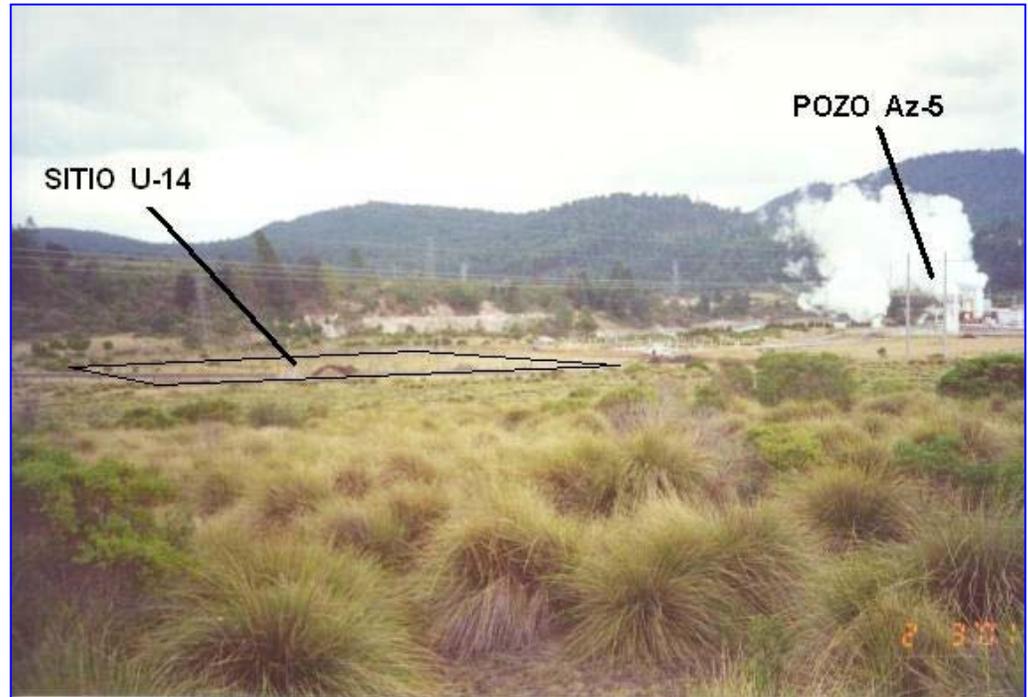


Fig. 2. Ubicación de la Unidad 14 (Proyecto Los Azufres II).

4. Manejo de suelos en el proyecto Los Azufres II

Durante el proceso de construcción de centrales geotermoeléctricas debe despalmarse una capa de suelo fértil hasta encontrar la parte firme y sólida del suelo para la cimentación de la casa de máquinas y los equipos superficiales. Los estudios de mecánica de suelos en el sitio propuesto predicen con cierta aproximación los volúmenes de suelo que habrán de extraerse del sitio.

Esta actividad amerita la elaboración de un plan de manejo para la disposición del suelo producto de la excavación. Para el proyecto de Los Azufres II, en el cual hubo significativos volúmenes de suelo a remover en algunas plataformas, el plan de manejo y disposición se compuso de tres etapas (CFE, 2001).

La primera etapa fue identificar los sitios con problemas de erosión en el campo, lo cual se hizo mediante recorridos de campo, en los cuales participó personal de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE, de la SEMARNAT (Unidad de Restauración y Conservación de Suelos) y de la empresa contratista a

cargo del proyecto (Alstom). Así se ubicaron los sitios más problemáticos en cuya rehabilitación podría utilizarse el suelo a despallar.

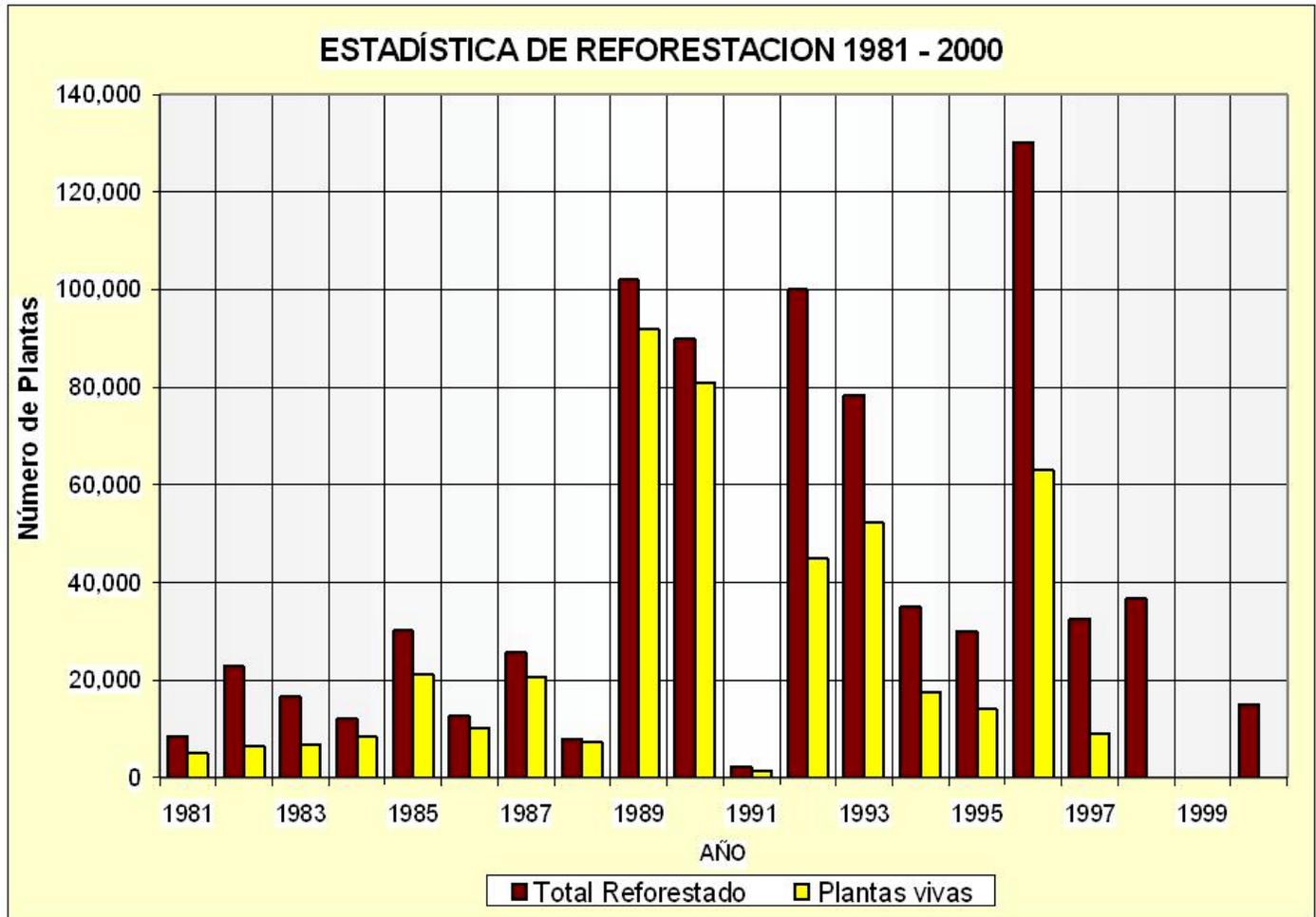


Figura 3. Estadística de reforestación 1981 - 2000

La segunda etapa consistió en la extracción y almacenamiento del suelo fértil. El material fue extraído en su totalidad de los sitios donde se levantarían las cuatro unidades, separándolo de acuerdo a sus características (suelo superficial o fértil, material de relleno y material de relleno de caolín). Del material extraído, se decidió que una parte importante (alrededor del 30%) presentaba condiciones aceptables para utilizarse como capa orgánica en las actividades de rehabilitación. El resto, se destinó para ser utilizado como material de relleno en los sitios identificados en los recorridos de la primera etapa.

La última etapa fue el acondicionamiento de los sitios escogidos. Estos fueron cuatro:

- 1) La presa de lodos del pozo Az-14
- 2) La presa de lodos del pozo Az-17 y su periferia
- 3) Dos cárcavas ubicadas en un banco de caolín
- 4) Una cárcava localizada a un lado de la Unidad 16 del Proyecto Los Azufres II.

Esos lugares están desprovistos de vegetación, y los sitios 3 y 4 presentan fuertes problemas de erosión. Como ejemplo, en la Figura 4 se presenta una fotografía de una cárcava localizada en el sitio 3, la cual se formó por la extracción de caolín y con el paso del tiempo se fue erosionando. En todos los sitios se colocó una capa de 30 a 40 centímetros de suelo fértil en la parte superior, la cual fue posteriormente nivelada a fin

de tener una superficie suficientemente plana para las plantaciones, y se construyeron los drenes o escurrimientos necesarios para proteger los taludes de cada banco. Posteriormente se colocó, o en su caso se rehabilitó, el cercado de cada sitio a fin de proteger a las plantas del ganado local, y por último se plantaron especies nativas de la zona como árboles de pino y aile (CFE, 2002).



Fig. 4. Estado inicial de una de las cárcavas ubicada en un banco de caolín, en el sitio 3.

5. Manejo de las aguas residuales

Todas las aguas residuales, constituidas por la salmuera geotérmica, los excedentes de la torre de enfriamiento de la Unidad 7 de 50 MW y los drenes de las unidades de 5 MW, se regresan al yacimiento mediante pozos inyectoros, con el doble propósito de recargarlo y de evitar daños al medio ambiente, ya que las salmueras contienen sales disueltas en concentraciones que podrían ocasionar problemas de salinidad y toxicidad en los suelos y/o cuerpos de agua si se descargaran superficialmente.

El proceso de inyección incluye los pasos siguientes. La salmuera geotérmica que se separa del vapor en los separadores ciclónicos tipo Webre se descarga sucesivamente en silenciadores y en estanques de enfriamiento y estabilización como el que se presenta en la Figura 5. Estos estanques están completamente impermeabilizados, a fin de evitar la menor infiltración al subsuelo, y en ellos se logra bajar la temperatura de la salmuera de 93 a 73°C y se consigue polimerizar la sílice disuelta. Con menor temperatura y contenido de sílice, las salmueras se conducen mediante tuberías de polietileno de alta densidad a los a los pozos inyectoros.



Fig. 5. Estanque de enfriamiento de aguas residuales antes de su inyección.

Para asegurarse de que inyección de la salmuera realmente evita la contaminación a cuerpos de agua someros, desde el año 1982 la CFE inició un programa permanente de monitoreo regional de manantiales naturales, que incluye 64 puntos de muestreo dentro y en la periferia del campo geotérmico. Los resultados obtenidos hasta ahora sólo reflejan el efecto de dilución en algunos manantiales durante las temporadas de lluvia y no evidencian influencia alguna de las aguas geotérmicas inyectadas.

Asimismo, para evitar daños por derrames accidentales de salmuera en los pozos de inyección, estos cuentan con un sistema de alarmas por alto y bajo nivel (Residencia Los Azufres, 1999). Es decir, en el caso de que el volumen de salmuera decrezca o aumente más allá de ciertos límites, la alarma se dispara y envía por telemetría una señal a un cuarto de control, lo que permite tomar oportunamente las medidas pertinentes. Un volumen excesivamente bajo de salmuera en el pozo inyector podría indicar una fuga en alguna de las tuberías, mientras que uno muy alto podría significar algún problema en el propio pozo.



Fig. 6. Caja rompedora de presión con dispositivo que relaciona el tirante de agua con el flujo

En todas las plataformas de los pozos se han construido dispositivos primarios de flujo, que son vertedores y canalones, para obtener respuestas hidráulicas previsibles relacionadas con el flujo del agua residual que corre por los mismos (Fig. 6). Estos dispositivos relacionan el tirante de agua con el flujo, el medidor venturi relaciona la presión diferencial con el flujo y el medidor electromagnético relaciona el voltaje eléctrico inducido con el flujo. En la mayoría de los casos los dispositivos primarios de flujo estándar han pasado

por pruebas y experimentos detallados que confirman su exactitud.

6. Emisiones atmosféricas y ruido

Como se sabe, el vapor separado va acompañado de una cierta cantidad de gases que no suelen condensarse. En Los Azufres, estos gases incondensables equivalen a un 3.2% en peso en promedio del total del vapor. Este porcentaje está constituido por un 3.15% en peso de CO₂, un 0.03% en peso de H₂S y por cantidades menores de otros gases como el metano, argón e hidrógeno (CFE, 1998).

De acuerdo con esas cifras, y si se considera que durante el año de 2002 hubo una producción promedio de vapor separado de 709 t/h (Gutiérrez-Negrín y Quijano-León, 2003), se obtiene que durante ese año se descargó a la atmósfera un promedio de 22.33 t/h de CO₂ y de 0.22 t/h de H₂S, que representaron factores de emisión de 253.7 y de 2.5 kg/h por MW instalado de CO₂ y de H₂S, respectivamente.

A partir de 2003, con la entrada en operación del proyecto de Los Azufres II, lo que implica 100 MW adicionales, la producción de vapor se ha incrementado y, por lo tanto, también las emisiones de gases a la

atmósfera. Sin embargo, los factores de emisión siguen siendo similares. Por ejemplo, para el mes de febrero de 2004, la producción de vapor separado del campo resultó ser de 1570 t/h en promedio (Residencia de Producción Los Azufres, 2004), lo que implica una emisión de 49.45 t/h de CO₂ y de 0.49 t/h de H₂S, pero el factor de emisión resulta ser de 263.1 kg/h por MW para el primero y de 2.6 kg/h por MW para el segundo.

Cabe advertir que en México no existe una norma oficial que establezca límites máximos de emisión de H₂S a la atmósfera. Sin embargo, pueden tomarse como referencia los valores establecidos por el Departamento de Salud de Nueva Zelanda para campos geotérmicos, que permiten como límite máximo concentraciones de 0.05 y 0.005 ppm como promedios horario y diario, respectivamente.

En Los Azufres, desde 1994 la CFE opera cotidianamente seis estaciones de medición continua para monitorear la concentración de H₂S en la atmósfera. Los resultados de esta medición indican que las condiciones climatológicas del campo propician la adecuada dispersión del H₂S en la atmósfera, ya que las concentraciones de este gas en la atmósfera están dentro del límite máximo de 0.05 ppm por hora. En un año típico, sólo los valores obtenidos en cinco de las 8760 horas del año rebasan ese límite, lo que indica que en el 99.94% del tiempo la concentración de H₂S está por debajo del límite permisible en los campos geotérmicos de Nueva Zelanda (CFE, 1996). Se estima que esta situación prevalecerá con la entrada en operación de Los Azufres II, ya que se aprovechará el tiro inducido de los ventiladores de las torres de enfriamiento para descargar los gases y dispersarlos aún más eficientemente en la atmósfera.

Por último, la emisión de ruido, que generalmente se asociaba como factor de disturbio ambiental en proyectos geotermoeléctricos, actualmente no representa ningún problema en Los Azufres, ya que los equipos que se emplean reducen el ruido hasta ubicarlo por debajo de los niveles permisibles por la normativa vigente en la materia (CFE, 1996).

7. Conclusión

La principal conclusión que puede extraerse es que el aprovechamiento del recurso geotérmico para la generación de energía eléctrica es compatible con la conservación y el cuidado del medio ambiente. Así lo demuestran los resultados de los programas de monitoreo continuo de la calidad del agua, aire y suelo en Los Azufres, lo mismo que las conclusiones de diversos estudios con bioindicadores tales como líquenes y aves, y bioensayos con especies forestales.

Referencias

- CFE, 1996. Informe de Avance Correspondiente al Segundo Semestre de los Programas Establecidos en los Términos de la Resolución No. 1197, Emitida para el Proyecto Geotermoeléctrico Marítaro, Mich. CFE, informe interno para la SEMARNAP. Inédito.
- CFE, 1998. Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad General para la Instalación de Cuatro Unidades de 25 MW de Capacidad cada una en el Campo Geotérmico de Los Azufres, Mich., Proyecto Los Azufres II. CFE, informe interno. Inédito.
- CFE, 2001. Estudios Técnicos Justificativos (Cuatro Etapas) para el Cambio de Utilización de Terrenos Forestales a Infraestructura Eléctrica Correspondiente al Proyecto Los Azufres II (4 x 25 MW).
- CFE, 2002. Informe de Avance de Cumplimiento de Condicionantes para el Campo Geotérmico Los Azufres. CFE, informe interno para SEMARNAT. Inédito.

- Gutiérrez-Negrín, L.C.A. and J.L. Quijano-León, 2003. Geothermal development in Mexico in 2002. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 27, pp. 53-57.
- Oficina de Ecología Los Azufres, 2003. Programa de Reforestación del Campo Geotérmico de los Azufres. CFE, informe interno. Inédito.
- Residencia de Producción Los Azufres, 2004. Reporte Diario de Producción de Pozos Geotérmicos. CFE, informe interno. Inédito.
- Residencia Los Azufres, 1999. Sistemas de Medición y Control de Flujos por la Red de Telemetría en el Campo Geotérmico Los Azufres. CFE, informe interno. Inédito.

Respuesta a la explotación (1982-2003) del yacimiento geotérmico de Los Azufres, Mich. (México). Parte I: Zona Norte

¹Víctor Manuel Arellano G., ²Marco Antonio Torres R., ¹Rosa María Barragán R.,
²Fernando Sandoval M.

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia, Reforma 113,
Col. Palmira, 62490, Cuernavaca, Morelos, vag@iie.org.mx

²Comisión Federal de Electricidad, Residencia Los Azufres,
Campamento Agua Fría, Los Azufres, Michoacán.

Resumen

En este trabajo se presenta un estudio sobre la evolución termodinámica de los fluidos de la zona norte del yacimiento de Los Azufres desde el inicio de su explotación en 1982 hasta el año 2002, considerando las condiciones de fondo de pozos del campo, como respuesta a la extracción e inyección de fluidos. Las condiciones termodinámicas de los fluidos del yacimiento se estimaron mediante el simulador de flujo de fluidos y calor en pozos "WELFLO", a partir de datos de producción. Las condiciones termodinámicas iniciales de los fluidos de la zona norte de campo se encontraron en la región de líquido comprimido; la primera respuesta a la explotación consistió en una disminución de presión y un incremento en la entalpía. A largo plazo, se observaron cambios muy pequeños en la presión y grandes incrementos en la entalpía. El análisis de datos químicos, isotópicos ($\delta^{18}\text{O}$, δD) y de producción de pozos en la zona norte evidenció la ocurrencia de interferencia de fluidos de reinyección del pozo Az-52 con el pozo Az-5 y del pozo Az-15 con los pozos Az-13, Az-28 y Az-43 aunque actualmente debido al bajo volumen de fluidos que reciben los pozos productores este efecto es mínimo.

Palabras clave: Los Azufres, condiciones termodinámicas de fluidos, datos químicos y de producción, ingeniería de yacimientos, explotación de yacimientos.

Response to exploitation (1982-2002) of the Los Azufres, Mich. (Mexico) geothermal field. Part I: North Zone

Abstract

This work studies the thermodynamic evolution of the Los Azufres northern zone reservoir fluids as a response of exploitation since 1982 to 2002 is presented. Thermodynamic conditions for reservoir fluids were estimated using the WELFLO heat- and flow-well simulator, using production data as the input. The initial thermodynamic conditions of the north zone wells indicated the presence of compressed liquid; also it was noticed that the first response to exploitation was a pressure drop and an enthalpy increase, while the long-term response indicated a very small pressure change but a high enthalpy increment. The analysis of production, chemical and isotopic ($\delta^{18}\text{O}$, δD) data in this zone showed interference effects of fluids reinjected in well Az-52 on well Az-5; and in well Az-15 on wells AZ-13, Az-28 and Az-43. At the present time due to the low injection flow rates, this effect is minimal.

Keywords: Los Azufres; thermodynamic conditions of fluids; chemical, isotopic and production well data; reservoir engineering; reservoir exploitation.

1. Introducción

El campo geotérmico de Los Azufres se localiza aproximadamente a 90 km de la ciudad de Morelia, en el estado de Michoacán, México (Figura 1). El campo se encuentra en la Sierra de Los Azufres, la cual alcanza elevaciones que exceden los 3200 msnm. Las elevaciones de los cabezales de los pozos perforados varían aproximadamente entre 2750 msnm y más de 3000 msnm. Los valles vecinos están varios centenares de metros por debajo de la elevación promedio del campo. En el campo se distinguen dos zonas bien definidas de descarga de fluidos geotérmicos: Marítaro en la parte norte del campo, y Tejamaniles en el extremo sur. Las zonas de descarga mencionadas se encuentran separadas por varios kilómetros de terreno que esencialmente no contiene manifestaciones superficiales (Figura 1). Hasta el año 2002, el campo contaba con una capacidad instalada de 88 MWe (Torres y Flores, 2000; Quijano y Gutiérrez, 2000) y se encontraban en construcción cuatro unidades de 25 MWe cada una. Estas unidades entraron en operación en el año 2003.

En este trabajo se presentan los resultados de estudiar la respuesta de la zona norte del yacimiento a las políticas de explotación (1980-2002), a partir del análisis de los datos químicos, isotópicos y de producción de siete pozos del campo (Az-4, Az-5, Az-9, Az-13, Az-19, Az-28, y Az-43).

Los objetivos del análisis fueron: (a) identificar los principales procesos que han ocurrido y que están ocurriendo en el yacimiento de Los Azufres, como consecuencia de la extracción de fluidos y calor y de la inyección de fluidos de desecho en el mismo, y (b) relacionar dichos efectos con sus probables causas.

2. Características Geológicas

La geología del área de Los Azufres ha sido descrita por diversos autores entre los que se encuentran De la Cruz *et al.* (1983), Dobson y Mahood (1985), Cathelineau *et al.* (1987), Ferrari *et al.*, (1991) y Pradal y Robin (1994). A continuación se presenta un pequeño resumen de las principales unidades geológicas del campo geotérmico Los Azufres y sus características (Figura 1):

Andesita Mil Cumbres. Esta unidad se considera como el basamento local y consiste de aproximadamente 3000 m de una secuencia de rocas que varía de andesitas basálticas a dacitas (600 m de basaltos en la base, seguidos de 1700 m de andesitas y de 700 m de dacitas en la parte superior). La edad de esta unidad varía de 18.1 millones de años en la parte inferior a 5.9 millones de años en la parte superior. Algunos afloramientos de esta unidad se pueden ver en las partes norte y sur del campo.

Andesita Zinapécuaro. Esta unidad consiste de lavas andesíticas y andesitas basálticas que afloran en la vecindad de Zinapécuaro, Mich., y cuya edad varía de 0.87 a 0.85 millones de años. No se muestran en la Figura 1.

Riolita Agua Fría. El basamento está cubierto en su parte central por la unidad de riolita Agua Fría, la cual está formada por domos de lava y flujos fragmentados de riolita con bandas de flujo y esférulas. Tres domos se encuentran dentro del campo y ocho fuera del campo. La edad de estas unidades varía de 1.6 a 0.84 millones de años.

Dacita San Andrés. Esta unidad cubre las unidades anteriores y aflora en la parte este del campo. Se encuentra constituida por dacitas con bandas de flujo, fenocristales de plagioclasa e inclusiones afaníticas. La edad de esta unidad varía de 0.36 a 0.33 millones de años.

Riolita Yerbabuena. Esta unidad consiste de diez domos de riolitas ricas en sílice, riolacitas y material de caída libre localizados en la parte oeste del campo. La edad de esta unidad varía de 0.3 millones de años a 0.14 millones de años.

Basalto Ciudad Hidalgo. Esta unidad consta de 52 conos cineríticos, compuestos por derrames de basalto y material piroclástico localizados en las partes este y oeste del campo. Su edad es de aproximadamente 0.15 millones de años. Esta unidad no se muestra en la Figura 1 ya que su afloramiento es lejano al área que cubre la figura.

Sedimentos. Por último afloran las unidades de arenas pumicíticas, depósitos de alteración, suelos y aluviones.

En el yacimiento de Los Azufres se han identificado tres sistemas estructurales (De la Cruz *et al.*, 1983). El sistema más antiguo presenta un rumbo NE-SW y afecta principalmente a las rocas andesíticas basales. A este sistema pertenecen las fallas El Vampiro, El Viejón y Agua Ceniza las cuales están ubicadas en la parte suroeste del campo (Figura 1). El segundo sistema estructural presenta una orientación E-W y disloca a la dacita San Andrés y a la riolita Agua Fria. A este sistema pertenecen las fallas Los Coyotes, Marítaro, La Cumbre, El Chino, Laguna Larga, San Alejo, Agua Fria, PuenteCillas, Los Azufres y El Chinapo. El sistema estructural más reciente tiene una orientación NNW-SSE y pertenecen a él las fallas Laguna Verde, La Presa y Río Agrio.

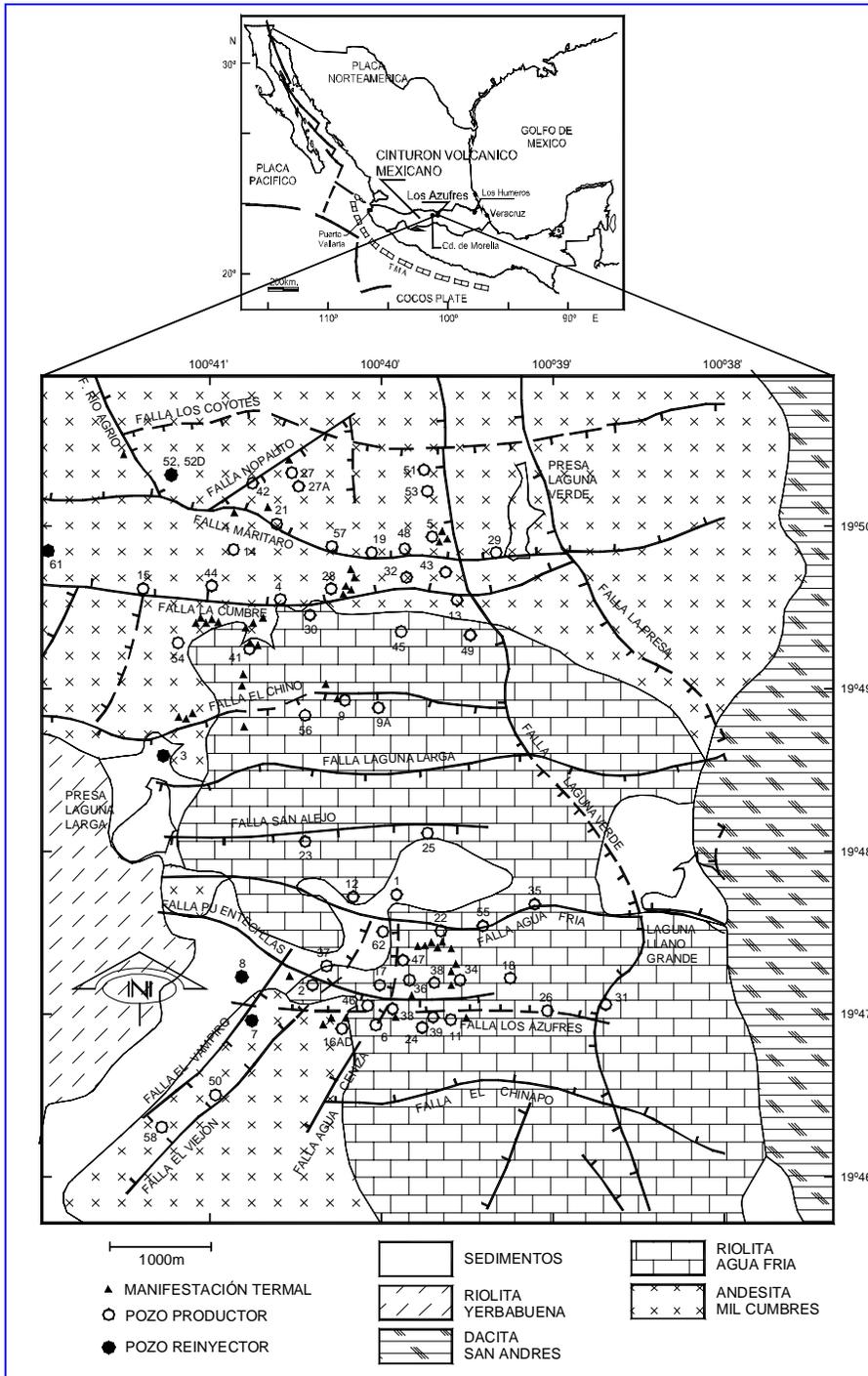


Figura 1. Localización del campo geotérmico de Los Azufres, geología de la zona y ubicación de los pozos.

3. Estado Inicial del Yacimiento

A partir del análisis de información geológica, geoquímica, geofísica, de perforación y de ingeniería de yacimientos de 25 pozos del campo, Iglesias *et al.* (1985) desarrollaron un modelo vertical unidimensional del estado inicial del yacimiento. La Figura 2 muestra el perfil vertical de las presiones versus las respectivas elevaciones. La línea llena representa el perfil de presión correspondiente a una columna de agua en ebullición (modelo PPEP: Perfil de Presión de Ebullición versus Profundidad; Grant *et al.*, 1982). Como puede observarse, el ajuste del modelo PPEP es bueno para un rango de elevaciones que va de 350 a 1800 msnm. Arriba de esta elevación aproximadamente a 1830 msnm se observa un grupo de pozos (Az-17, Az-33, Az-34, Az-36, Az-38 y Az-41) cuyo comportamiento se aparta del modelo PPEP. El PPEP es un modelo estático, generalmente considerado como una buena aproximación al estado no perturbado del yacimiento. Este modelo se torna inapropiado para bajas saturaciones de líquido. Esto se debe a que PPEP no puede ajustar las características intrínsecamente dinámicas del flujo bifásico a bajas saturaciones de líquido. En efecto los pozos que se apartan del comportamiento PPEP presentan bajas saturaciones de líquido y conforman un perfil subvertical característico de yacimientos predominado por vapor.

Este modelo muestra que en el yacimiento existe un acuífero profundo (por debajo de los 1280 msnm) y caliente (aproximadamente a 303°C). El líquido comprimido profundo asciende hasta que aproximadamente a 1280 msnm comienza a bullir. La región de fluido bifásico dominada por líquido se extiende de 1280 a 1830 msnm, en donde el vapor se convierte en la fase que controla la presión. La región de fluido bifásico dominada por vapor se extiende hacia arriba hasta aproximadamente 2400 msnm. En la Figura 3 se muestra la distribución semi-logarítmica presión-entalpía que sirve de base para estudiar la evolución termodinámica del yacimiento.

4. El Yacimiento en Producción

En 1982 se inició la explotación comercial del campo Los Azufres con la entrada en operación de 5 unidades a contrapresión de 5 MWe cada una. En 1987 entró en operación una nueva unidad de 5 MWe con lo que se alcanzó una capacidad instalada de 30 MWe. En el año de 1989 entró en operación una unidad de condensación de 50 MWe con lo que se logró una capacidad instalada de 80 MWe. En 1991 entraron en operación dos unidades a contrapresión de 5 MWe cada una y en 1994 entraron en operación una unidad de 5 MWe y dos unidades de ciclo binario con lo que se alcanzó la capacidad instalada de 98 MWe. En mayo de 1996 se retiraron de operación dos unidades de 5 MWe cada una por lo que disminuyó la capacidad de generación a 88 MWe (Torres y Flores, 2000). En 2003 entraron en operación cuatro unidades de 25 MWe cada una, con lo cual el campo alcanzó la capacidad de 188 MWe.

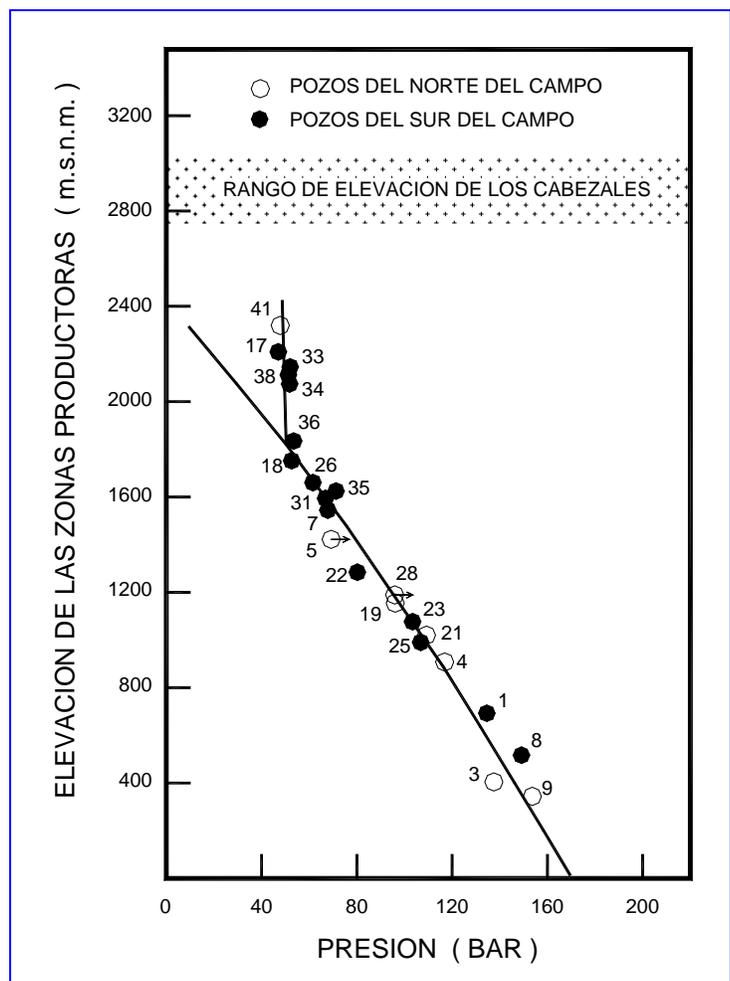


Figura 2. Perfil unidimensional de presión no perturbada (Iglesias *et al.*, 1986).

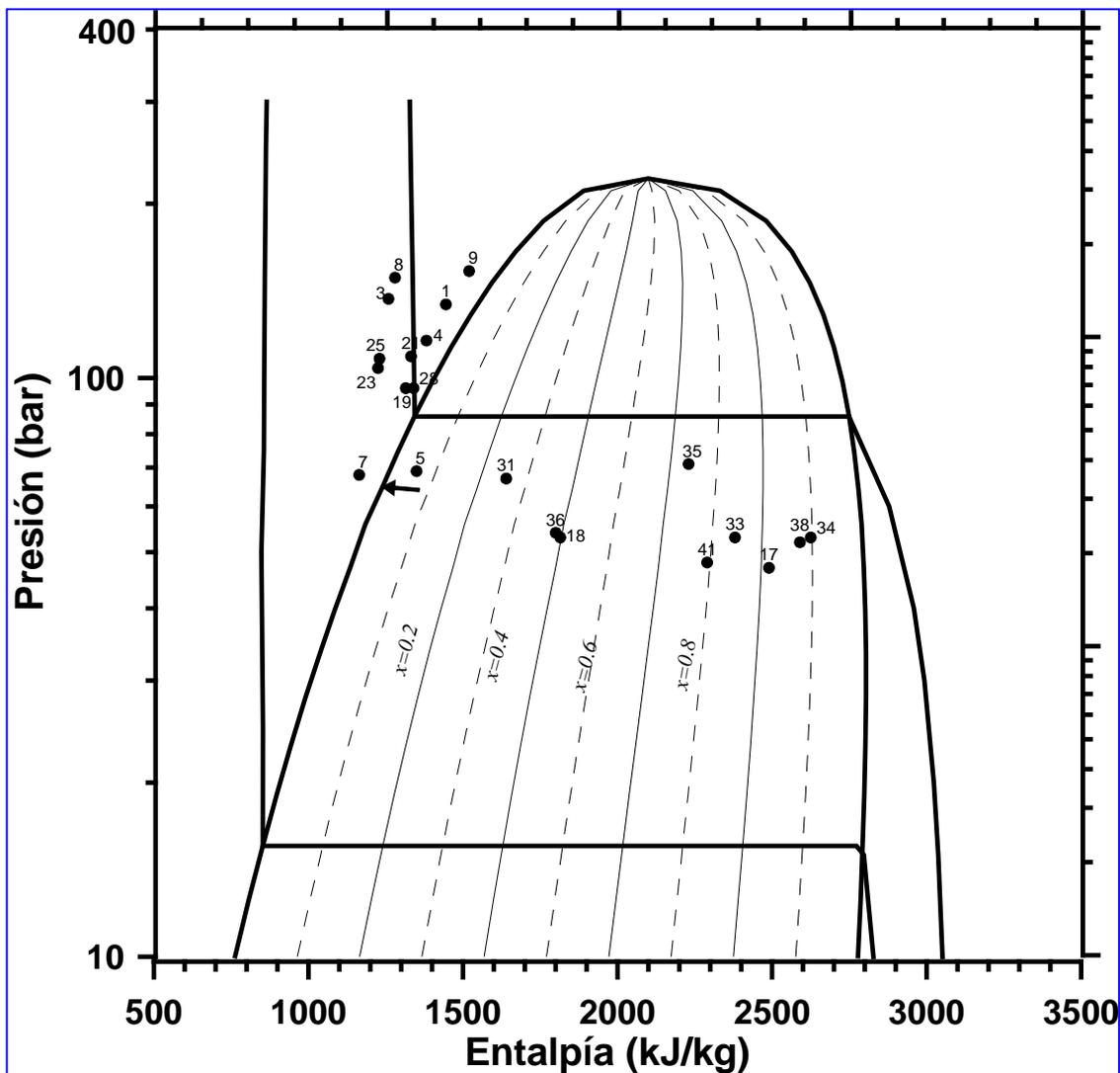


Figura 3.
Diagrama
presión-entalpía
que muestra las
condiciones
termodinámicas
no perturbadas
de los pozos.

5. Producción e Inyección de Fluidos

La producción e inyección de fluidos se ha modificado con el tiempo dependiendo de la entrada y salida de operación de las unidades de generación. En las Figuras 4 y 5 se muestran las historias de producción e inyección de fluidos. La máxima extracción de fluidos (más de 13 Mton/año) se tuvo en 1993 cuando el campo tenía una capacidad instalada de 90 MWe. La relación entre el fluido inyectado al yacimiento y el fluido extraído ha tenido grandes variaciones con un promedio anual en los últimos 10 años del orden del 50%. Los fluidos se inyectan a una temperatura que varía entre 40 y 50°C a la presión atmosférica. En la zona norte del campo se inyectan fluidos en los pozos Az-3, Az-15, Az-52 y Az-61. En la zona sur los pozos de inyección son el Az-7 y el Az-8.

6. Metodología

Con el fin de identificar los principales procesos que han ocurrido y que están ocurriendo en la zona norte del yacimiento de Los Azufres, como consecuencia de la extracción de fluidos y calor y de la inyección de fluidos de desecho, se empleó la siguiente metodología propuesta por Arellano *et al.* (2003): se efectuó el

análisis individual de los datos químicos, isotópicos y de producción de siete pozos. En particular, se estudió la evolución de:

- Presión, entalpía y temperatura estimadas a fondo de pozo y el gasto,
- La entalpía de la descarga (H_{DES}) comparada con la de las entalpías de líquido correspondientes a las temperaturas calculadas con un geotermómetro de cationes (H_{CCG} , Nieva y Nieva, 1987) y con un geotermómetro de sílice (H_{SIL} , Fournier y Potter, 1982),
- Los cloruros en la descarga total y el agua separada,
- $\delta^{18}O$ y δD .

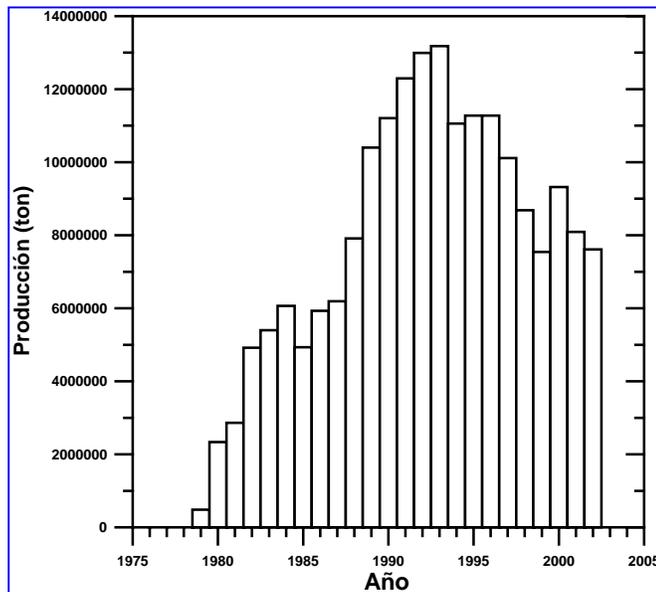


Figura 4. Historial de producción total de fluidos en el campo geotérmico de Los Azufres.

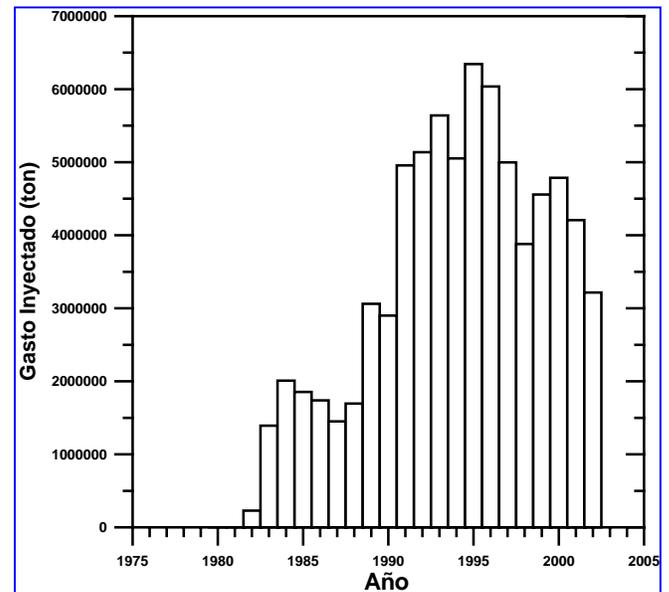


Figura 5. Historial de inyección total de fluidos en el campo geotérmico de Los Azufres.

La presión, entalpía y temperatura a fondo de pozo se estimaron por medio del simulador de pozo WELFLO (Goyal *et al.*, 1980). WELFLO es un simulador de pozos geotérmicos en diferencias finitas, que considera flujo multifásico, unidimensional y en estado estacionario, útil en la simulación de pozos verticales de diámetro variable. Este modelo ha sido ampliamente validado contra datos de campo (Goyal *et al.*, 1980). Los datos que se le alimentaron a WELFLO son la geometría (longitud, diámetros, etc.), el flujo másico, la presión y la entalpía de cabezal.

7. Resultados: Zona Norte del Campo

Al aplicar la metodología antes citada fue posible identificar los principales procesos que han ocurrido en las inmediaciones de un determinado pozo y correlacionarlos con sus posibles causas. Como un ejemplo de la aplicación de la citada metodología se presenta el caso del pozo Az-13 el cual se encuentra localizado en la parte norte del campo. Este pozo tiene una profundidad de 1215 m, con una tubería ranurada de 194 m (1021 - 1215 m). Se cuenta con datos de producción de mayo de 1980 a junio de 2002. El gasto muestra un comportamiento irregular con una tendencia a disminuir a partir de 1987 (Figura 6), la presión a fondo de pozo disminuye gradualmente (Figura 7) y la entalpía se incrementa significativamente a partir de 1990 (Figura 8). Las entalpías estimadas con los geotermómetros (Figura 9) indican que hasta el año 1989 existió un proceso de ebullición local en las inmediaciones del pozo. A partir de 1990 se observa un proceso de

ebullición generalizado que inclusive lleva al pozo a producir vapor sobrecalentado (Figura 10). Esto indica que actualmente este pozo no recibe una recarga de fluido importante. Sin embargo, es conveniente mencionar que en 1995 se observa un incremento en el gasto del pozo Az-13 y una disminución de la entalpía, estos hechos coinciden con el pico de inyección más importante en el pozo Az-15 (Figura 11). Al disminuir el pico de inyección el gasto disminuye y la entalpía se incrementa. También se observa que el δD sigue bastante bien el comportamiento del fluido inyectado en el pozo Az-15 (Figura 12). Estos hechos parecen indicar que algo del fluido inyectado en el pozo Az-15 llega a la zona de alimentación del pozo Az-13. Sin embargo, el nivel de inyección no parece ser lo suficientemente alto como para producir cambios importantes en las condiciones termodinámicas del fluido que alimenta al pozo Az-13.

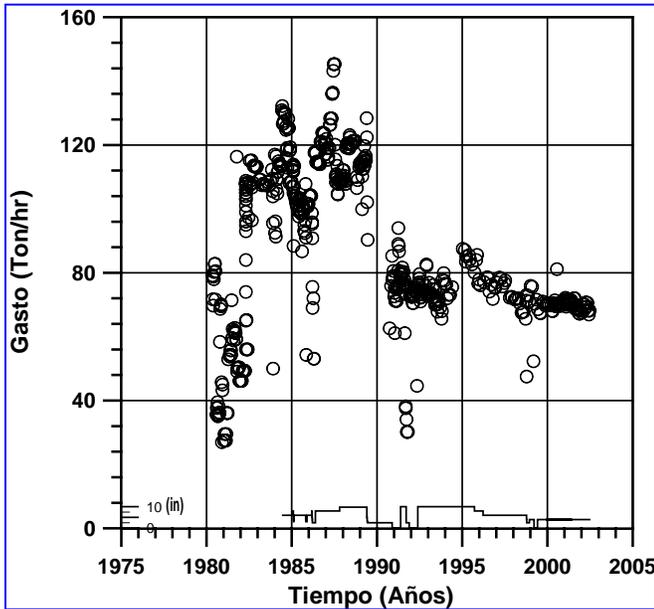


Figura 6. Comportamiento del gasto del pozo Az-13. La línea sólida indica el diámetro del orificio de producción.

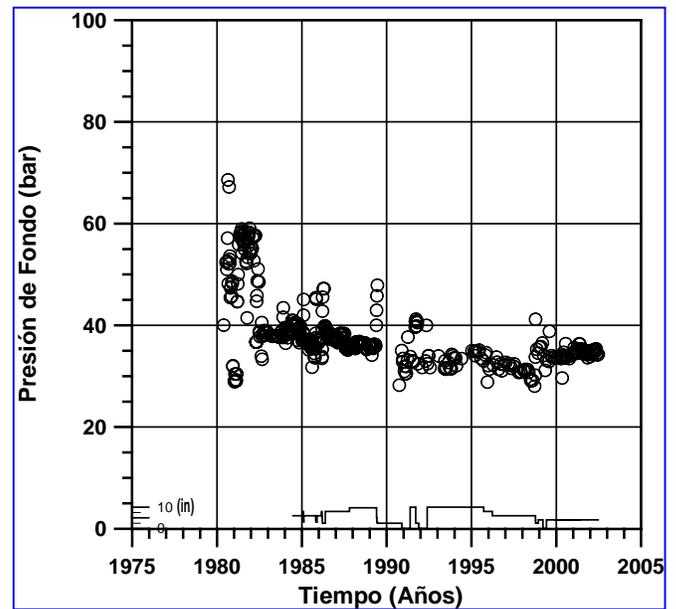


Figura 7. Comportamiento de la presión en el fondo del pozo Az-13 según datos de producción. La línea sólida indica el diámetro del orificio de producción

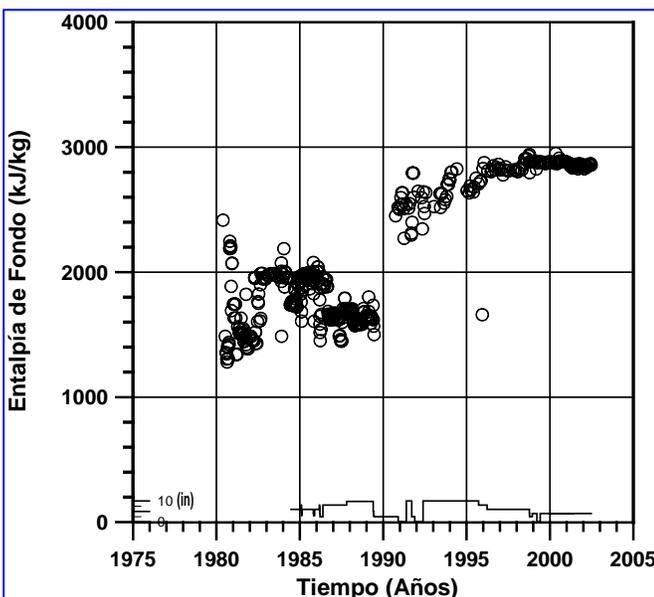


Figura 8. Comportamiento de la entalpía en el fondo del pozo Az-13 calculada con base en los datos de producción. La línea sólida indica el diámetro del orificio de producción.

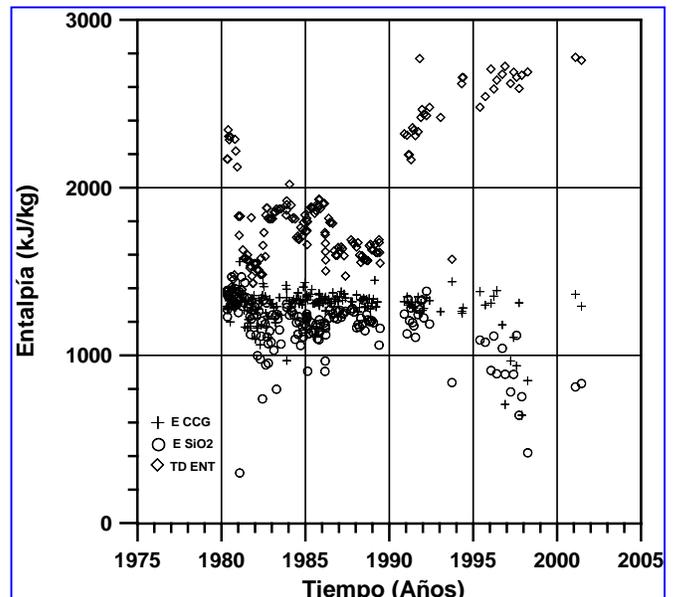


Figura 9. Entalpía de la descarga total y de las entalpías correspondientes a los geotermómetros de composición catiónica y de sílice del pozo Az-13.

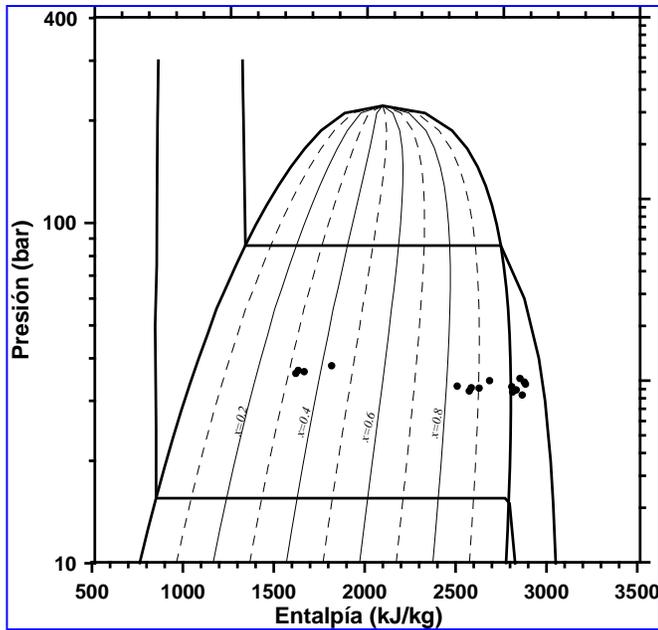


Figura 10. Diagrama presión-entalpía que muestra las condiciones termodinámicas en el fondo del pozo Az-13. Los puntos indican los valores promedio anuales.

pequeños en la presión pero grandes incrementos en la entalpía. El análisis de los datos químicos y de producción de estos pozos indica que algo del fluido inyectado en el pozo Az-15 ha llegado a la zona de alimentación de los pozos Az-13, Az-28 y Az-43 y que el fluido inyectado en el pozo Az-52 ha llegado a las zonas productoras de los pozos Az-5 y Az-43. Sin embargo, el nivel de inyección no parece ser lo suficientemente alto como para producir cambios importantes en las condiciones termodinámicas del fluido que alimenta los citados pozos.

En la Figura 14 (Barragán *et al.*, 2003) se muestra la composición isotópica de los fluidos de la zona norte del campo según datos de 2002. El ajuste de los datos proporciona una pendiente positiva de 2.8 que indica en general la ocurrencia de un proceso de mezcla entre los fluidos del yacimiento y los fluidos de reinyección.

8. Conclusiones

El análisis de los datos químicos, isotópicos y de producción de siete pozos de la zona norte del campo permitió la identificación de los principales procesos que están ocurriendo en el yacimiento como resultado de las políticas de explotación.

La respuesta inicial de la zona norte del campo a la explotación consistió en la disminución de presión y el incremento de entalpía. La respuesta de largo plazo, muestra que las condiciones termodinámicas del fluido que alimenta los principales pozos de esta zona han evolucionado de líquido comprimido a dos fases con vapor dominante y aún a vapor sobrecalentado.

De la Figura 3 puede verse que en el estado inicial los pozos de la zona norte se encuentran principalmente en la región de líquido comprimido (Az-4, Az-9, Az-19, Az-21, Az-28, Az-5). En la Figura 13 se muestra el comportamiento del promedio anual de la presión y la entalpía de los pozos productores estudiados en la zona norte del campo. Al comparar las Figuras 3 y 13 puede verse que los pozos estudiados respondieron inicialmente a la extracción de fluidos con la disminución de la presión y un incremento en la entalpía. En la respuesta de mayor plazo puede verse que los pozos Az-4 y Az-9 no muestran grandes cambios en su entalpía, el primero debido a que cuenta con dos secciones de tubería de producción las cuales aportan fluidos de acuíferos diferentes, el más superficial suministra fluidos bastante fríos que impiden el incremento en su entalpía. El pozo Az-9 se encuentra localizado en la parte central del campo en donde existe una baja densidad de pozos por lo que muestra un comportamiento estable sin grandes procesos de ebullición. Por otra parte los pozos Az-5, Az-13, Az-28 y Az-43 presentan cambios muy

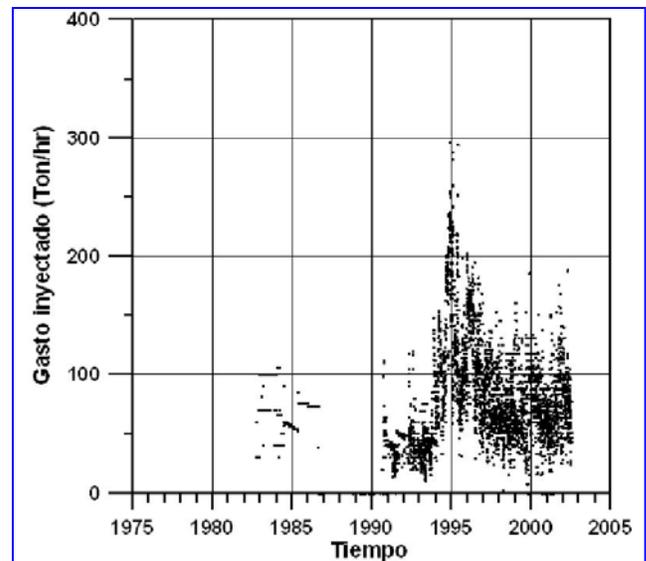


Figura 11. Comportamiento del gasto inyectado en el pozo Az-15.

El análisis de los datos químicos, isotópicos y de producción de los pozos de la zona norte indica que algo del fluido inyectado en el pozo Az-15 ha llegado a la zona de alimentación de los pozos Az-13, Az-28 y Az-43, y que el fluido inyectado en el pozo Az-52 ha llegado a las zonas productoras de los pozos Az-5 y Az-43. Sin embargo, el nivel de inyección no parece ser lo suficientemente alto como para producir cambios importantes en las condiciones termodinámicas del fluido que alimenta los citados pozos.

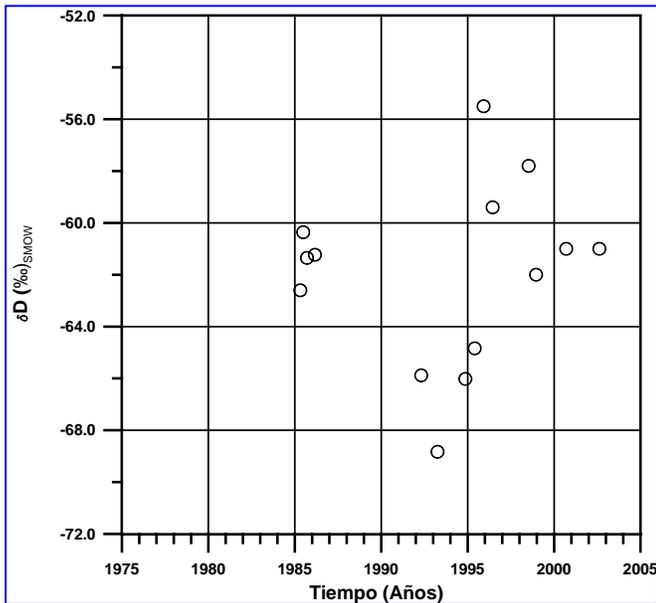


Figura 12. Comportamiento del deuterio en la descarga total del pozo Az-13.

La composición isotópica de los fluidos de la zona norte del campo en 2002 indica la ocurrencia de un proceso de mezcla debido a los efectos de la reinyección.

Agradecimientos

Los resultados que se presentan en este artículo forman parte del proyecto “Estudio Isotópico de Fluidos de Pozos Productores y de Reinyección del Campo Geotérmico de Los Azufres, Michoacán”, el cual forma parte de los trabajos que lleva a cabo la

Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE en los campos y zonas geotérmicas de México. Los autores desean expresar su agradecimiento a las autoridades de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, por apoyar la publicación de este trabajo.

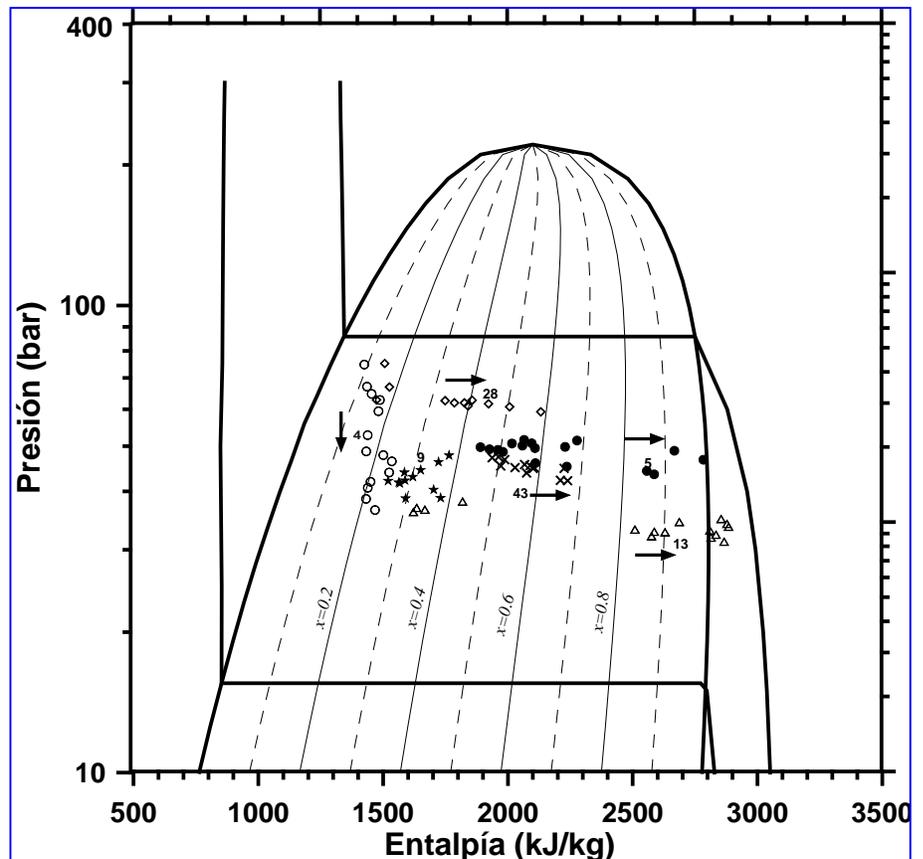


Figura 13. Diagrama presión-entalpía que muestra las condiciones termodinámicas de fondo de pozos de la zona norte del campo.

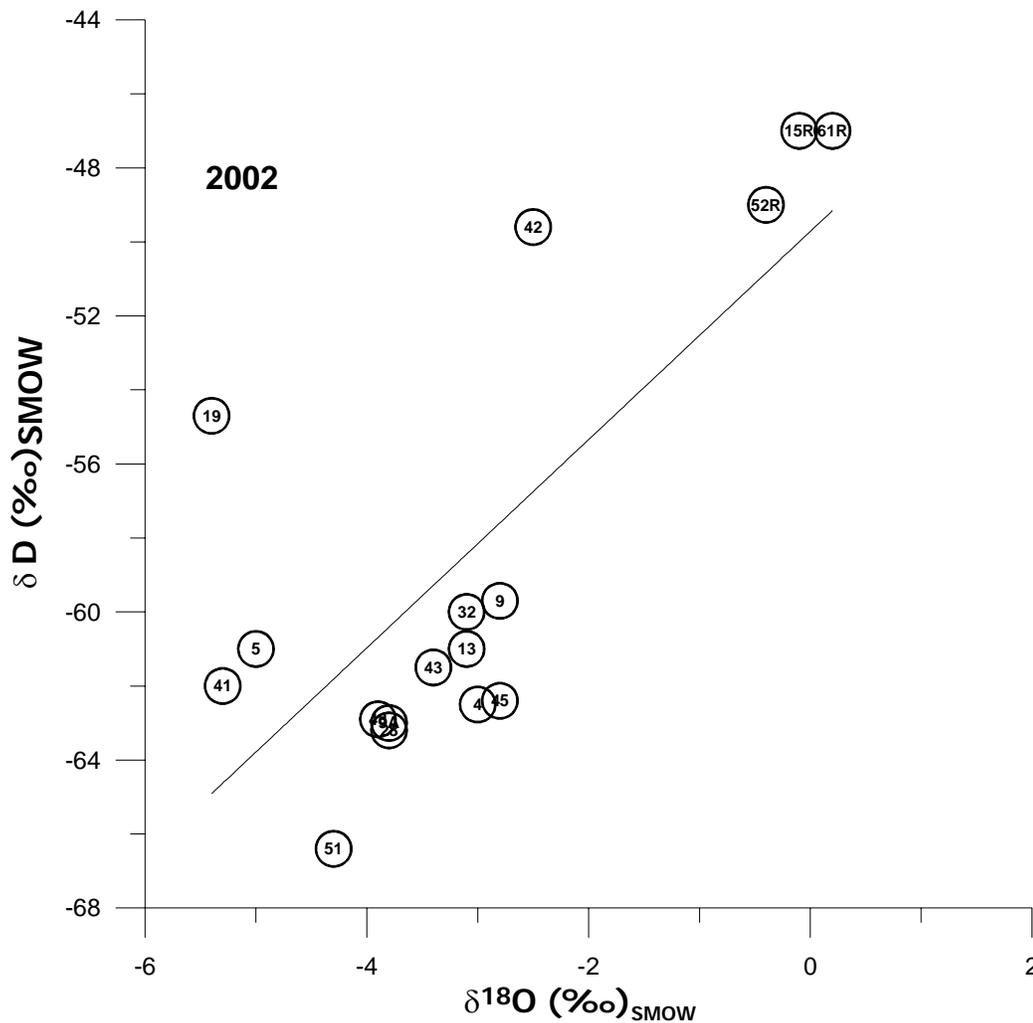


Figura 14. Composición isotópica (δD vs $\delta^{18}\text{O}$) de los fluidos de pozos de la zona norte del campo.

Referencias

- Arellano V.M., M.A. Torres, R.M. Barragán, F. Sandoval, 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.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal, F. Sandoval, R. González, J. Hernández, 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.
- Cathelineau, M., R. Oliver, D. Nieva, 1987. Geochemistry of volcanic series of the Los Azufres geothermal field (Mexico), *Geofísica Internacional*, Vol. 26, pp. 273-279.
- De la Cruz M., V., S. Aguilar, D. Ortega, 1983. Estudio geológico estructural a detalle del campo geotérmico Los Azufres, Mich. Informe CFE 9/83, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos. Inédito.
- Dobson, P.F., G.A. Mahood, 1985. Volcanic stratigraphy of the Los Azufres geothermal area, Mexico. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 25, pp. 273-287.

- Ferrari, L., V.H. Garduño, G. Pasquarè, A. Tibaldi, 1991. Geology of Los Azufres Caldera, Mexico, and its relationship with regional tectonics. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 47, pp. 129-148.
- Fournier R.O., R.W. Potter II, 1982. A revised and expanded silica (Quartz) geothermometer. *Geothermal Resources Council Bulletin*, 3-12.
- Goyal, K.P., C.W. Miller, M.J. Lippmann, 1980. Effects of measured wellhead parameters and well scaling on the computed downhole conditions in Cerro Prieto wells. Proc. 6th Workshop Geothermal Reservoir Engineering, SGP-TR-50, pp. 130-138.
- Grant, M.A., I. Donaldson, P. Bixley, 1982. Geothermal reservoir engineering. Academic Press, New York.
- Iglesias, E.R., V.M. Arellano, A. Garfías, C. Miranda, A. Aragón, 1985. An one-dimensional vertical model of the Los Azufres, México, geothermal reservoir in its natural state. *Geothermal Resources Council, Transactions*, Vol. 9 – part II, pp. 331-336.
- Nieva, D., 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, No. 3, pp. 243-258.
- Nieva, D., M. Verma, E. Santoyo, R.M. Barragán, E. Portugal, J. Ortíz, J.L. Quijano, 1987. Chemical and isotopic evidence of steam upflow and partial condensation in Los Azufres reservoir. Proc. 12th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, pp. 253-259.
- Pradal, E., C. Robin, 1994. Long-lived magmatic phases at Los Azufres volcanic center, Mexico. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 63, pp. 201-215.
- Quijano-León J.L., L.C.A. Gutiérrez-Negrín, 2000. Geothermal production and development plans in México. Proc. World Geothermal Congress 2000, Kyushu-Tohoku, Japón, pp. 355-361.
- Torres, M.A., M. Flores, 2000. Reservoir behavior of the Los Azufres geothermal field, after 16 years of exploitation. Proc. World Geothermal Congress 2000, Kyushu-Tohoku, Japón, pp. 2269-2275.

Update of Geothermics in Mexico

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín and José Luis Quijano-León

Comisión Federal de Electricidad, A. Volta 655, Morelia 58290, Mich., Mexico

E-mail: luis.gutierrez03@cfе.gob.mx, luis.quijano@cfе.gob.mx

Abstract

Four geothermal fields are currently operating in Mexico (Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros and Las Tres Vírgenes), with a total installed geothermal-electric capacity of 953 megawatts (MW). This means the country is located in third place, worldwide, just behind the USA and the Philippines. Thirty-six power plants of several types (condensing, back pressure and binary cycle), between 1.5 and 110 MW, operate in the fields, fed by 197 wells with a combined production of 7,700 metric tons of steam per hour (t/h). These production wells have depths between 600 and 4,400 meters. Steam comes with 8,750 t/h of brine that is injected through 19 injection wells or treated in a solar evaporation pond of 14 km² in Cerro Prieto. During 2003, steam produced in those fields equaled 67.5 million metric tons, and the power plants generated 6,282 gigawatt-hours (GWh), which represented 3.1% of the electric energy produced in Mexico. All the power plants and the geothermal fields are operated by the public utility, the Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Keywords: Mexico, geothermal fields in operation, steam production, power capacity and generation, direct uses.

Actualización de la geotermia en México

Resumen

Actualmente se operan en México cuatro campos geotérmicos (Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros y Las Tres Vírgenes), con una capacidad geotermoeléctrica total de 953 megawatts (MW). Esto coloca al país en el tercer lugar mundial, detrás de Estados Unidos y Filipinas. En esos campos operan treinta y seis unidades de tipos diversos (a condensación, a contrapresión y de ciclo binario), entre 1.5 y 110 MW, alimentadas por 197 pozos con una producción combinada de 7,700 toneladas de vapor por hora (t/h). Estos pozos productores tienen profundidades entre 600 y 4,400 metros. El vapor sale acompañado por 8,750 t/h de salmuera, que se inyecta en 19 pozos inyectoros o se trata en una laguna de evaporación solar de 14 km² en Cerro Prieto. Durante 2003 el vapor producido en los campos sumó 67.5 millones de toneladas y las unidades generaron 6,282 gigawatts-hora (GWh), lo que representó el 3.1% de la energía eléctrica producida en México. La empresa pública Comisión Federal de Electricidad (CFE) opera todas las plantas y campos geotérmicos.

Palabras clave: México, campos geotérmicos en operación, producción de vapor, capacidad instalada y generación, usos directos.

1. Introduction

Geothermics is used in Mexico mostly to generate electric energy, with some isolated direct uses restricted to small pilot projects in the Los Azufres and Los Humeros geothermal fields. There are also many places

where hot or warm waters are used for recreation and therapeutic purposes, but there are no coordinated efforts to promote it, and no available information on investments.

Mexico has two public utilities in charge of production, transmission, distribution and commercialization of electric energy: Comisión Federal de Electricidad (CFE) and Luz y Fuerza del Centro (LFC). Also, almost 6,000 MW of gas-fired, combined-cycle plants were constructed in the last few years and are being operated by independent power producers (IPP), who sell all their electric production to CFE through long-term power purchasing agreements (PPA). All of the geothermal power plants and fields are operated by CFE.

This paper presents the status of geothermics in Mexico, and the developments and achievements that occurred in the last five years, and is adapted from the official paper to be presented in the next World Geothermal Congress.

2. Electricity in Mexico

As of December 2003 the installed electric capacity in Mexico was 43,727 MW (Table 1). This figure includes only the so-called electricity for public service, that is to say, electric energy distributed and sold by CFE and LFC. However, there were at that time 5,492 MW of additional electric capacity installed in power plants constructed and operated by private companies for self-supplying or as a result of co-generation industrial processes (CFE, 2004). Thus, total electric capacity in Mexico, including self-suppliers and co-generators, was 49,219 MW. It is important to mention that self-suppliers and co-generators are allowed to sell their excess energy to CFE, and of course they can get energy from the public grid to compensate any deficit and fulfill their needs.

Table 1. Present and planned production of electricity.

	Geothermal		Fossil Fuels		Hydro		Nuclear		Wind		Total	
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
In operation in December 2003*	953	6,282	31,792	164,397	9,615	19,753	1,365	10,502	2	5	43,727	200,939
Under construction in December 2003	0		6,366		1,374		0		0		7,740	
Funds committed but not yet under construction in December 2003	125		6,499		0		0		100		6,724	
Total projected use by 2010**	1,078		44,657		10,989		1,365		102		58,191	

* Figures do not include 5,492 MW of installed capacity for co-generation and self-supplying, mostly from fossil fuels.

** For total effective projected use, consider that CFE plans to dismantle old power plants (fossil fuels) for a total of 2,957 MW between 2004 and 2010.

(1) Capacity in MW(e)

(2) Gross Production in GWh/year

From that total of 43,727 MW for public service, CFE owns and operates 36,971 MW (84.5%), LFC 834 MW (1.9%) (CFE, 2004b), and IPPs own and operate 5,922 MW (13.5%).

As shown in Table 1, 72.7% of the installed capacity is based on fossil-fueled power plants (gas and liquid hydrocarbons, and coal), 22% is hydroelectric power, 3.1% is nuclear-electric and 2.2% is geothermal-electric. Wind is less than 0.01%.

Generation of electricity in Mexico during 2003 was 200,939 GWh (Table 1). Out of that, 168,515 GWh were generated by the power plants operated by CFE (83.9%), 1,629 GWh (0.8%) by LFC (CFE, 2004b) and 30,795 GWh (15.3%) by IPPs.

In 2003, 164,397 GWh of energy were generated by fossil-fueled power plants (Table 1), or 81.8% of the total, while hydroelectric plants contributed only 9.8%, nuclear 5.2%, and geothermics 3.1%. Wind-electricity was insignificant.

By December 2003, several fossil-fueled power plants (including one coal-electric) with 6,366 MW of additional capacity were under construction to be commissioned between 2005 and 2010. Two hydro-electric plants (El Cajón and the third stage of Chicoasén) were also under construction, for 1,374 MW more (CFE, 2003; Table 1). For geothermal plants there are only plans for 135 MW more (Los Humeros and La Primavera), and for wind-electric plants the only project is La Venta II (100 MW).

Thus, the additional capacity to be commissioned between 2005 and 2010 equals 14,474 MW, considering plants already in construction or planned (Table 1). However, CFE has plans to dismantle some old plants, losing 2,957 MW between 2004 and 2010 (CFE, 2003). It is estimated, on the other hand, that the installed capacity for self-supplying and co-generation plants will be 7,003 MW. Thus the total projected use by 2010 would be: $58,201 - 2,957 + 7,003 = 62,247$ MW, out of which 55,244 MW will be operating for public service, instead of those 58,201 MW reported in Table 1.

Development plans for electric capacity between 2003 and 2012 have been made by CFE based on an estimate of economic growth at an average annual rate of 4.7% for the gross internal product, which implies an average annual rate of growth of 5.6% for the electric demand (CFE, 2003). Those estimates could be high, since the average annual rate of economic growth in Mexico has been 0.6% for 2001-2003.

Previous estimates for 2005 (Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000) were 1,080 MW for geothermal-electric installed capacity and 48,300 MW for total electric installed capacity. Estimates for geothermics were a little high compared with the present 953 MW (13% over-estimation), while total estimates were a little low (2%) compared with the present 49,219 MW, including self-suppliers and co-generators.



Fig. 1. Location of Mexican geothermal fields

3. Geothermal-electric production

Total geothermal-electric installed capacity in Mexico is 953 MW, as shown in tables 1 and 2. There are four geothermal fields in production: Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros and Las Tres Vírgenes. The fifth field, La Primavera (Cerritos Colorados project), remains on standby, even though a potential of 75 MW was assessed a long time ago (Fig. 1). The work for installing 50 MW in this field is expected to start in the next few years, as reported in Table 2.

The Cerro Prieto geothermal field is located in the northern part of Mexico (Fig. 1), near the border with the US. The first plants in the field started to operate in 1973, and today there is an installed capacity of 720 MW, composed of four

plants of 110 MW each, four of 37.5 MW, four of 25 and one of 30 MW, all of them the condensing type (Table 2). All of the units and the whole field is managed and operated by CFE.

Table 2. Utilization of geothermal energy for electric power generation as of December, 2004.

Locality	Power Plant Name	Year Com-missioned	No. of Units	Status ¹⁾	Type of Unit ²⁾	Total Installed Capacity (MWe)	Annual Energy Produced in 2003 (GWh/yr)	Total Under Construction or Planned (MWe)	
Cerro Prieto	U-1	1973	1		1F	37.5	279.12		
	U-2	1973	1		1F	37.5	274.07		
	CP-I	U-3	1979	1		1F	37.5	300.55	
		U-4	1979	1		1F	37.5	296.47	
	U-5	1982	1		2F	30.0	34.49		
	CP-II	U-1	1986	1		2F	110.0	760.13	
		U-2	1987	1		2F	110.0	751.21	
	CP-III	U-1	1986	1		2F	110.0	729.27	
		U-2	1987	1		2F	110.0	863.92	
	CP-IV	U-1	2000	1		1F	25.0	183.96	
		U-2	2000	1		1F	25.0	202.50	
		U-3	2000	1		1F	25.0	203.19	
		U-4	2000	1		1F	25.0	232.83	
	Los Azufres	U-2	1982	1		O	5.0	43.90	
U-3		1982	1		O	5.0	38.77		
U-4		1982	1		O	5.0	43.70		
U-5		1982	1		O	5.0	28.75		
U-6		1986	1		O	5.0	43.79		
U-7		1988	1		1F	50.0	253.66		
U-9		1990	1		O	5.0	39.61		
U-10		1992	1		O	5.0	44.13		
U-11		1993	1		B	1.5	4.55		
U-12		1993	1		B	1.5	0.00		
U-13		2003	1		1F	25.0	82.12		
U-14		2003	1		1F	25.0	39.87		
U-15		2003	1		1F	25.0	94.40		
U-16		2003	1		1F	25.0	94.48		
Los Humeros	U-8	1989	1		O	5.0	42.60		
	U-2	1990	1		O	5.0	43.92		
	U-3	1991	1		O	5.0	45.57		
	U-4	1991	1		O	5.0	23.96		
	U-5	1992	1		O	5.0	44.05		
	U-6	1994	1		O	5.0	43.74		
	U-7	1993	1		O	5.0	41.57		
	U-8, U-9	2008	2	N	1F		0.00	50.0	
Las Tres Virgenes	U-1	2002	1		1F	5.0	25.13		
	U-2	2002	1		1F	5.0	7.70		
La Primavera	U-1, U-2	2006	2	N	1F		0.00	50.0	
	U-3	2008	1	N	1F		0.00	25.0	
Total			43			953.0	6,281.66	125.0	

1) N = Not operating, R = Retired. Otherwise leave blank if presently operating.

2) 1F = Single Flash, B = Binary (Rankine Cycle), 2F = Double Flash, O = Other (Back-pressure)

During 2003, there were 149 production wells in operation in Cerro Prieto, which produced 51.3 million tons of separated steam at an annual average rate of 5,855 tons per hour (t/h). This is the highest historic production of steam in Cerro Prieto, 8% higher than steam produced in 2002 (Gutiérrez-Negrín and Quijano-León, 2003) and 15% higher than production of steam five years ago (Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000). Annual average production rate per well resulted in 39.3 t/h. The steam was accompanied by 70.6 million tons of brine, which was disposed of in the solar evaporation pond of 14 km² of surface, and by injection through 9 injection wells over the year.

Electric energy produced in Cerro Prieto in 2003 is 5,111.7 GWh (sum of the generation of each unit in Table 2). This is also the highest energy produced in the history of this field, and 3.6% higher than electricity generated in 2002 (Gutiérrez-Negrín and Quijano-León, 2003). Considering steam produced, it is possible to get a gross specific consumption of 10 tons of steam per MWh produced (t/MWh) for the whole field. Net specific consumption, taking into account only the steam passed through turbines, is of course lower: 8.14 t/MWh. This average is from a range that varies from 6.94 t/MWh for Unit 1 of CP-IV to 13.74 t/MWh for the most inefficient unit, CP-I.

The Los Azufres geothermal field is located in central Mexico, 250 km to the west of Mexico City and within the Mexican Volcanic Belt, a physiographic province composed of Plio-Quaternary volcanoes and volcanic products (Fig. 1). There are 14 power units of diverse types (condensing, back-pressure, binary cycle) and capacities (1.5 to 50 MW) in operation, with an installed capacity of 188 MW (Table 2). Unit 1 was definitively installed in the Amatitlán, Guatemala, geothermal field, where it is currently in operation. Unit 8 was moved and is operating in the Los Humeros field. Units 13 through 16 constitute the project Los Azufres II, reported as planned in 2000 (Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000) and which started operation in the third quarter of 2003; that is why their production of energy was relatively low in 2003 (Table 2). Power units and the whole geothermal field are managed and operated by CFE.

An average of 29 production wells were in operation in Los Azufres during 2003. They produced 11.3 million tons of steam at an annual average rate of 1,285 t/h. Of course this production represents an historic record for the field, 82% higher than production of the previous year (Gutiérrez-Negrín and Quijano-León, 2003), 67% higher than steam produced five years ago (Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000), and 31% higher than the previous record in 1996 –when 8.6 million tons were produced in the field. The average production rate per operating well was 44.6 t/h. Separated brine in 2003 was 5.15 million tons for the year, which was completely injected back to the reservoir through 6 injection wells.

Generation of electricity in Los Azufres in 2003 was 851,730 MWh (851.7 GWh: the sum of produced energy of each unit in Table 2, CFE, 2004b), which is almost three times the electricity generated in 2002 (Gutiérrez-Negrín and Quijano-León, 2003) and 42% higher than the generation in 1999 (Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000). This is the highest generation in the history of Los Azufres. Net specific consumption of steam for all the units in operation resulted in an average of 10.77 t/MWh, varying from 12.88 t/MWh for the old (1990), back-pressure Unit 11, to 6.67 t/MWh for the recent, condensing Unit 15.

Los Humeros is another volcanic geothermal field, located in the eastern-central part of Mexico, also inside the Mexican Volcanic Belt (Fig. 1). The field lies within a Quaternary caldera (Caldera de Los Humeros) and has an installed capacity of 35 MW with seven back-pressure units of 5 MW net each. Some time ago all these units were being operated at 6 MW, which was reported five years ago (Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000), yet their nominal net capacity is 5 MW.

During 2003, CFE operated an average of 17 production wells in Los Humeros. They produced 4.61 million tons of steam at an annual average rate of 526 t/h. This production is rather better than that obtained in 2002,

which was 2.43 million (Gutiérrez-Negrín and Quijano León, 2003) and similar to that reported five years ago (4.76 million; Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000). Annual average production rate per well was 30.3 t/h, the highest in the history of Los Humeros. Separated brine was 0.89 million, completely injected into the reservoir with two injection wells.

Those seven power units produced 285,400 MWh (285.4 GWh, which is the sum of individual generation reported in Table 2). This energy is almost double that produced in 2002 (Gutiérrez-Negrín and Quijano-León, 2003), although 19% lower than reported for 1999 (Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000). Net specific consumption of steam, in annual average, was 12.65 t/MWh, with little variation from the other units (12.52 to 12.82 t/MWh). There are plans in Los Humeros for installing 50 MW more, with two units of 25 MW net each. See Table 2.

The Las Tres Vírgenes geothermal field is located in the middle of the Baja California peninsula, in the northern part of the Mexican State of Baja California Sur (Fig. 1). It is inside a Quaternary volcanic complex composed of three N-S aligned volcanoes, and has been developed in the buffer area of the El Vizcaíno Biosphere Reserve.

The heat source of the system seems to be related to the magma chamber of the La Virgen volcano, the youngest and most southern part of the volcanic complex. Geothermal fluids are contained in granodiorites with low secondary permeability.

The exploration surveys started in 1982. The first exploration well was drilled in 1986. Up to now, there are two condensing units of 5 MW each, which started operating in July 2001. During 2003 CFE operated two production wells with a combined production of 0.31 million tons of steam, at an annual average rate of 35 t/h, which was a little higher than the amount of steam produced in 2002 (0.28 million; Gutiérrez-Negrín and Quijano-León, 2003). The average annual production per well was 17.58 t/h, the lowest of the Mexican geothermal fields, although 41% higher than the average obtained in the previous year.

Production of electric energy from these units was 32,827 MWh (32.8 GWh, as reported in Table 2), though Unit 1 was out of the system the first semester of 2003. This production is 69% higher than in the previous year (Gutiérrez-Negrín and Quijano-León, 2003) and was distributed to the nearby towns of Santa Rosalía and others, which are isolated from the national electric grid. Annual net specific consumption of steam averaged 9.38 t/MWh. Plans for installing one more unit of 15 MW in this field, reported five years ago (Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000), were abandoned because of the low growth of electricity demand.

Total geothermal production in Mexico during 2003 is the sum of results in Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros and Las Tres Vírgenes, and can be summarized as follows (annual averages):

Production wells in operation:	97
Injection wells in operation:	19
Production of steam:	67.5 million tons
Production rate of steam:	7,700 t/h
Average production per well:	39.1 t/h
Separated brine disposed:	76.7 million tons
Generation of electricity:	6,282 GWh
Gross specific consumption of steam:	10.38 t/MWh

The number of production wells, steam produced and electric energy generated in the geothermal field, are the highest figures in 30 years of geothermal-electric production in Mexico. Previous records were: 177 wells

in operation (in the year 1996), 57.28 million tons of steam (year 2000), and 5,737 GWh (also in 1996). However, CFE had a better average production per well in 1999, 2000 and 2001, with 39.2, 41.64 and 40.8 t/MWh, respectively.

4. Direct use

Direct use of geothermics in Mexico is limited to bathing and swimming facilities—mostly with recreational purposes and some with therapeutic uses. However, CFE has developed some pilot projects to promote the use of geothermal resources in agricultural and industrial applications in the fields of Los Azufres and Los Humeros. Two major projects to use residual geothermal brines in Cerro Prieto, one for mineral concentration and exploitation in a solar evaporation pond and the other for industrial laundry, had to be cancelled and remain on stand-by.

Table 3. Utilization of geothermal energy of direct heat as of December, 2004.

¹⁾ Types:

A = Agricultural drying (grain, fruit, vegetables)

G = Greenhouse and soil heating

O = Other (Mushroom breeding)

B = Bathing and swimming (including balneology)

H = Individual space heating (other than heat pumps)

²⁾ Enthalpy information is given only if there is steam or two-phase flow.

³⁾ Capacity (MWt) = Max. flow rate (kg/s)[inlet temp. (°C) - outlet temp. (°C)] x 0.004184

or = Max. flow rate (kg/s)[inlet enthalpy (kJ/kg) - outlet enthalpy (kJ/kg)] x 0.001

⁴⁾ Energy use (TJ/yr) = Ave. flow rate (kg/s) x [inlet temp. (°C) - outlet temp. (°C)] x 0.1319

or = Ave. flow rate (kg/s) x [inlet enthalpy (kJ/kg) - outlet enthalpy (kJ/kg)] x 0.03154

⁵⁾ Capacity factor = [Annual Energy Use (TJ/yr)/Capacity (MWt)] x 0.03171

Note: The capacity factor must be less than or equal to 1.00 and is usually less, since projects do not operate at 100% of capacity all year.

Locality	Type ¹⁾	Maximum Utilization					Capacity ³⁾ (MWt)	Annual Utilization		
		Flow Rate (kg/s)	Temperature (°C)		Enthalpy ²⁾ (kJ/kg)			Average Flow (kg/s)	Energy ⁴⁾ (TJ/yr)	Capacity Factor ⁵⁾
			Inlet	Outlet	Inlet	Outlet				
Los Azufres, Mich.	A	0.100	77.0	60.0			0.007	0.080	0.179	0.801
Los Azufres, Mich.	B	38.000	72.0	55.0			2.703	31.000	69.511	0.815
Los Azufres, Mich.	G	0.050	60.0	40.0			0.004	0.040	0.105	0.793
Los Azufres, Mich.	H	4.583	110.0	86.0			0.460	4.167	13.191	0.909
Los Humeros, Pue.	O	2.778	75.0	60.0			0.174	2.500	4.946	0.901
La Primavera, Jal.	B	63.000	48.0	31.0			4.481	59.000	132.296	0.936
Aguascalientes*	B	265.000	43.0	30.0			14.414	150.000	257.205	0.566
Chiapas*	B	1,000.000	36.0	29.0			29.288	800.000	738.640	0.800
Chihuahua*	B	38.000	39.3	25.0			2.274	28.000	52.813	0.736
Coahuila*	B	56.000	32.0	25.0			1.640	30.000	27.699	0.536
Durango*	B	34.000	52.5	38.0			2.063	15.000	28.688	0.441
Guanajuato*	B	293.000	40.8	29.0			14.466	225.000	350.195	0.768
Hidalgo*	B	271.000	41.5	32.0			10.772	228.000	285.695	0.841
Jalisco*	B	368.000	37.8	30.0			12.010	285.000	293.214	0.774
México*	B	103.000	35.1	25.0			4.363	80.000	106.575	0.775
Michoacán*	B	161.000	44.5	33.0			7.721	135.000	204.775	0.841
Morelos*	B	95.000	45.0	30.0			14.466	225.000	350.195	0.768
Nuevo León*	B	295.000	38.0	30.0			9.874	218.000	230.034	0.739
Querétaro*	B	770.000	31.8	26.5			17.259	585.000	408.956	0.751
San Luis Potosí*	B	292.000	36.8	31.0			7.054	198.000	151.474	0.681
Sinaloa*	B	7.000	72.5	61.0			0.337	4.300	6.522	0.614
Tlaxcala*	B	10.000	35.0	28.0			0.293	7.500	6.925	0.749
Veracruz*	B	42.000	65.0	48.0			2.987	35.000	78.481	0.833
Zacatecas*	B	163.000	36.6	28.5			5.532	125.000	133.549	0.766
TOTAL		4,371.511	50.2	38.0			164.642	3,470.587	3,931.863	0.757

* It is included the estimated total flow rate of all the bathing sites in the state, and the average inlet & outlet temperature.

Geothermal heat pumps is a technology still scarcely known in Mexico and practically undeveloped, except for some private and isolated cases with no available information.

Table 3 presents, however, our estimations on geothermal baths and swimming facilities in Mexico. Most of these resorts were developed and are operated by private investors, although some of them are developments of federal, state or municipal governments through their tourism offices or, in some cases, through federal institutions like the social security institute (IMSS).

Data included in Table 3 for Los Azufres and Los Humeros are rather precise, since most of them are projects developed and/or operated by CFE. Data grouped for states of Mexico are estimates. They are based on results of the regional reconnaissance of geothermal resources in the country concluded by CFE several years ago. Therefore, figures can be outdated.

Data of Table 3 are the same as presented five years ago (Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000), except for the space-heating development in Los Azufres (Sánchez, 2003), whose characteristics were improved from those presented before.

As shown in Table 3, Mexico has an installed capacity of 164.6 MWt for direct use of geothermics (mostly bathing and swimming facilities) distributed in more than 160 sites in 19 states of the country. These facilities use around 12,500 t/h of hot water, at an average of 50°C. This flow of water is equivalent to 76% of the total geothermal flow (steam and brine) currently obtained by all the production wells in the four geothermal fields of Mexico.

5. Drilling

Fifty-nine geothermal wells were drilled in Mexico between 2000 and 2003 (Table 4), 21 in the year 2000, 13 in 2001, and 12 each in 2002 and 2003. All the wells were constructed by drilling companies contracted by CFE for geothermal-electric purposes. There is no information about geothermal wells drilled for direct use, and it is possible to assume no well was constructed with this purpose in the period, since bathing and swimming resorts use mostly water from hot springs.

Table 4. Wells drilled for electric, direct and combined use of geothermal resources, from January 1, 2000, to December 31, 2003 (excluding heat pump wells).

Purpose	Wellhead Temperature	Number of Wells Drilled				Total Depth (km)
		Electric Power	Direct Use	Combined	Other	
Exploration ¹⁾	(All)	0	0	0	0	0
Production	>150°C	56	0	0	0	145.5
	100-150°C	0	0	0	0	0
	<100°C	0	0	0	0	0
Injection	(All)	3	0	0	0	4.4
Total	(All)	59	0	0	0	149.9

¹⁾ Include thermal gradient wells, but not ones less than 100 m deep.

There were no exploratory wells during the last five years because CFE did not explore any new zones. However, three of the 59 wells were injection wells constructed in 2000 in the Cerro Prieto field. All of the 56 production wells recorded temperatures higher than 150°C. Of these, 44 (78.6%) were drilled in Cerro Prieto, 10 (17.8%) in the Los Azufres field, and 2 (3.6%) in Las Tres Vírgenes. In this field, the most recent well was drilled in 2001. No wells were drilled in Los Humeros. Including the injection wells, Mexican

drilling activity was concentrated in Cerro Prieto, since four of each five geothermal wells were drilled in that field.

Maybe it is worth mentioning that production wells in Cerro Prieto were drilled mainly to replace exhausted, old wells. Productive life of a typical production well in this field is around 10 years, with a workover around the fourth or fifth year. In contrast, production wells constructed in Los Azufres were drilled to supply additional steam that the project Los Azufres II (100 MW) required. Few wells in Los Azufres are replacement wells (the productive life of a well is typically longer than in Cerro Prieto) and several Los Azufre wells have more than 20 years of operation with no workover.

Total length of these wells is 149,905 meters: 145,521 m for production wells and 4,384 m for injection wells (Table 4). Therefore, the average depth for each production well was 2,599 meters and 1,461 meters for each injection well. This is a national average, and it may be interesting to differentiate it for each field. Thus, the average depth for each production well constructed in the period in Cerro Prieto was 2,835 meters, while in Los Azufres it was 1,644 meters and in Las Tres Vírgenes 2,171 meters. It becomes evident that wells in Cerro Prieto are, on average, quite deeper than at Los Azufres.

Considering the data related to the number and total depth of wells drilled in Mexico reported in December 1999 (Quijano-León and Gutiérrez-Negrín, 2000), and making some corrections, it is possible summarize the present situation as shown in Table 5.

Table 5. Total geothermal wells and depths in Mexico in 1999 and 2003.

		Cerro Prieto	Los Azufres	Los Humeros	Las Tres Vírgenes	La Primavera	Other zones	Total
Number of Wells	1999	268	72	40	7	13	35	422
	2003	315	82	40	9	13	35	481
Total Depth (km)	1999	596.4	112.6	87.4	13.5	23.1	46.7	879.7
	2003	725.5	129.1	87.4	17.8	23.1	46.7	1,029.6

Thus, as of December 2003 in the Cerro Prieto field, CFE has drilled 315 wells with a combined depth of 725,500 meters; in Los Azufres 82 wells with 129,050 meters; in Los Humeros 40 wells with 87,352 meters; in Las Tres Vírgenes 9 wells with 17,826 meters; in La Primavera 13 wells with 23,117 meters; and in other geothermal zones around 35 wells with 46,737 meters. These other geothermal zones include: San Marcos, Jal., Volcán Ceboruco, Nay., Laguna Salada, BC, Acoculco y Las Derrumbadas, Pue., Los Negritos, Mich., San Antonio El Bravo y Maguarichic, Chih., Aguacaliente, El Centavito y Santispac, BCS, Santiago Papasquiaro, Dgo., and one recent (1995) exploratory well in Pathé, Hgo. Thus, the total number of geothermal wells drilled in Mexico between 1960 and 2003 is 481, with a combined total depth of 1,029,582, excluding temperature-gradient wells.

Note & acknowledgement

This paper is an adaptation of the paper with the same title that the authors have submitted to the World Geothermal Congress 2005. For oral presentation, this latter will be updated for 2004. Authors wish to thank Susan Hodgson for her careful and punctual review to improve the English grammar.

References

CFE, 2003. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2003-2012. Presentación de la Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos. CFE Internal Report. Unpublished.

CFE, 2004a. Available information in the public web site: www.cfe.gob.mx.

CFE, 2004b. Informe Anual de Operación, Diciembre de 2003. CFE Internal Report. Unpublished.

Gutiérrez-Negrín, L.C.A. and José Luis Quijano-León, 2003. Geothermal development in Mexico in 2002. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 27, pp. 53-57.

Quijano-León, J.L. and Luis C.A. Gutiérrez-Negrín, 2000. Geothermal production and development plans in Mexico. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2000*, pp. 355-361.

Sánchez V., E., 2003. Space heating and water heating systems in Los Azufres, Michoacán, Mexico. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 27, pp. 107-110.

Evaluación del potencial, biogénesis y características esenciales de los sistemas geotérmicos submarinos en México

- Norte de la Costa Mexicana del Océano Pacífico y Golfo de California -

Mario César Suárez Arriaga

Escuela de Ciencias Físico-Matemáticas, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

E-mail: msuarez@zeus.umich.mx, <http://polya.dme.umich.mx/msuarez/>

Resumen

La energía geotérmica en México abarca todos los tipos de sistemas conocidos: desde los grandes reservorios tradicionales, localizados entre 500 y 3000 metros de profundidad, hasta los recursos geotérmicos profundos, a más de 3000 metros de profundidad. Las fuentes geotérmicas no tradicionales incluyen las partes profundas y los límites de los reservorios hidrotermales tradicionales, los sistemas en roca seca o húmeda caliente, los yacimientos geopresurizados del Golfo de México y los sistemas submarinos hidrotermales observados principalmente en la costa norte mexicana del Océano Pacífico. La energía geotérmica submarina surge por la existencia de rupturas profundas en el fondo marino, a lo largo de los centros de dispersión oceánicos entre las placas tectónicas. Estos sistemas tienen una longitud total aproximada de 65,000 km en la corteza oceánica. Hay dos tipos básicos de sistemas marinos existentes en el Golfo de California: los recursos profundos, localizados a lo largo de las cordilleras entre las placas de la corteza oceánica a más de 2000 m bajo el nivel del mar, y los recursos poco profundos cerca de las plataformas continentales, entre 20 y 50 metros de profundidad. El calor submarino poco profundo también se relaciona con fallas y fracturas en el fondo del mar cerca de algunas costas. Este subsistema se encuentra también en la costa de Punta Banda en Ensenada, Baja California. El potencial preliminar de la energía contenida en tales reservorios se estima, en promedio, en 1120 MW_t por cada km^3 de roca submarina. Las características químicas específicas de las aguas hidrotermales encontradas en esos sistemas oceánicos indican que las interacciones agua-roca, ocurren bajo condiciones de presión y temperatura altas. La energía geotérmica submarina soporta ricas variedades de comunidades biológicas a profundidades donde las plantas no tienen acceso a la luz solar para realizar la fotosíntesis. Hay indicios de que las posibles condiciones para la síntesis de sustancias y elementos químicos necesaria para el origen de la vida primitiva, pudieron ser los sistemas hidrotermales submarinos.

Palabras Clave: Sistemas geotérmicos submarinos, grietas hidrotermales, potencial energético, vida marina profunda, México, Golfo de California, Punta Banda, Océano Pacífico.

Evaluation of the energy potential, biogenesis and essential characteristics of the geothermal submarine systems in Mexico

- Northern Mexican Coast of the Pacific Ocean and Gulf of California -

Abstract

Geothermal energy in Mexico embraces both near-surface traditional reservoirs located between 500 and 3000 meters depth, and deep geothermal resources over 3000 meters in depth. Non-traditional geothermal energy sources in Mexico include the deep portions and boundaries of traditional hydrothermal reservoirs,

systems in hot dry or wet rock, geo-pressured reservoirs in the Gulf of Mexico and hydrothermal submarine systems mainly located close to the northern Mexican coast of the Pacific Ocean. Deep submarine energy is related to the existence of hydrothermal vents emerging in many places along the oceanic spreading centers between tectonic plates. These systems have a total length of about 65,000 km in the Earth's oceanic crust. There are two kinds of ocean systems in the Gulf of California: deep resources, located along the rifts between tectonic plates of oceanic crust over 2000 m below sea level, and shallow resources near continental platforms at 20-50 m depth. The shallow, submarine heat is related to faults and fractures in the sea bottom close to some coasts. This type of shallow, sub-sea system is found offshore at Punta Banda in Ensenada, Baja California. The preliminary energy potential of such reservoirs is estimated at an average of 1120 MW_t per cubic kilometer of sub-sea rock.. The specific chemical characteristics of the submarine hydrothermal waters found in those systems indicate that water-oceanic rock interactions occur under high-temperature and high-pressure conditions. At the same time, submarine geothermal energy supports rich biological communities at depths where living organisms find no sunlight for photosynthesis. Recent research suggests that possible locations for the synthesis of chemicals needed for the origin of life include submarine hydrothermal systems.

Keywords: Submarine geothermal systems, hydrothermal vents, geothermal energy potential, deep sea life, Mexico, Gulf of California, Punta Banda, Pacific Ocean.

1. Introducción

La energía geotérmica profunda representa un potencial esencialmente infinito. Los reservorios hidrotermales a lo largo de las cordilleras y centros de dispersión en las fronteras entre placas tectónicas de la corteza oceánica son ejemplos notables. Ahí, los movimientos divergentes de las placas producen grietas, permitiendo el traslado vertical de calor magmático desde el manto hacia el suelo del océano. El agua fría del mar, al entrar en esas fisuras, se calienta y cambia químicamente durante su contacto con la roca de la corteza oceánica. Esa agua caliente, enriquecida con H₂S (Spiess *et al.*, 1980), es expulsada a través de aberturas, grietas y respiraderos hidrotermales. Además de plantas, en la vecindad inmediata de las grietas hidrotermales, se ha detectado la existencia de un tipo de bacterias llamadas quimiosintéticas que usan el ácido sulfhídrico como una fuente de energía metabólica, llegando a conformar fuentes de comida para cangrejos, almejas, mejillones y gusanos tubícolas o sea, con forma de tubo (Felbeck, 1981; Le Pennec *et al.*, 1983).

De esta manera, la energía geotérmica deviene la base físico-química de ricas cadenas alimenticias en lugares donde es imposible que ocurra la fotosíntesis, porque la luz solar no alcanza esa profundidad. Investigaciones recientes señalan claramente que los posibles sitios para la realización efectiva de la síntesis de elementos químicos necesarios para que la vida primitiva surgiera, fueron los sistemas hidrotermales submarinos (Gallo, 1998; Rummel, 1998; Imai, 1999). Estos resultados son coherentes con la situación bien conocida de la agresividad y toxicidad original de la atmósfera primitiva en la Tierra, muy diferente de la que hoy conocemos e incompatible con la vida. Así comparadas, las condiciones generales de los océanos eran mucho más favorables para permitir el surgimiento de lo biológico.

Los sistemas geotérmicos submarinos conocidos en México se localizan entre dos profundidades extremas: los recursos poco profundos cerca de la plataforma continental, entre 20 y 50 m de profundidad; y los recursos profundos a más de 2000 m debajo del nivel del mar (Suárez, 1998; Suárez, 2000b). Ambos tipos de sistemas existen en la costa norte mexicana del Océano Pacífico. En particular, varias manifestaciones hidrotermales submarinas se encuentran a lo largo de ambas costas de la península de Baja California, sobre todo en el Mar de Cortés o Golfo de California (Figura 1). En estas regiones se descubrió un potencial

geotérmico considerable entre los años de 1980 a 1990 (Grijalva, 1986; Mercado, 1990) y que podría explotarse en un futuro cercano. En la Depresión de Wagner, al norte del Golfo mencionado, los reservorios hidrotermales submarinos se localizan a menos de 30 m de profundidad. Otras áreas termales submarinas accesibles con la tecnología actual, se localizan frente a la costa de Punta Banda, cerca del puerto de Ensenada en Baja California (Figura 2), donde se han medido temperaturas hasta de 140°C a 30 m de profundidad a menos de 500 m de la costa. Ambas zonas geotérmicas son accesibles a la explotación instalando plataformas *offshore*, similares a las usadas por la industria petrolera.

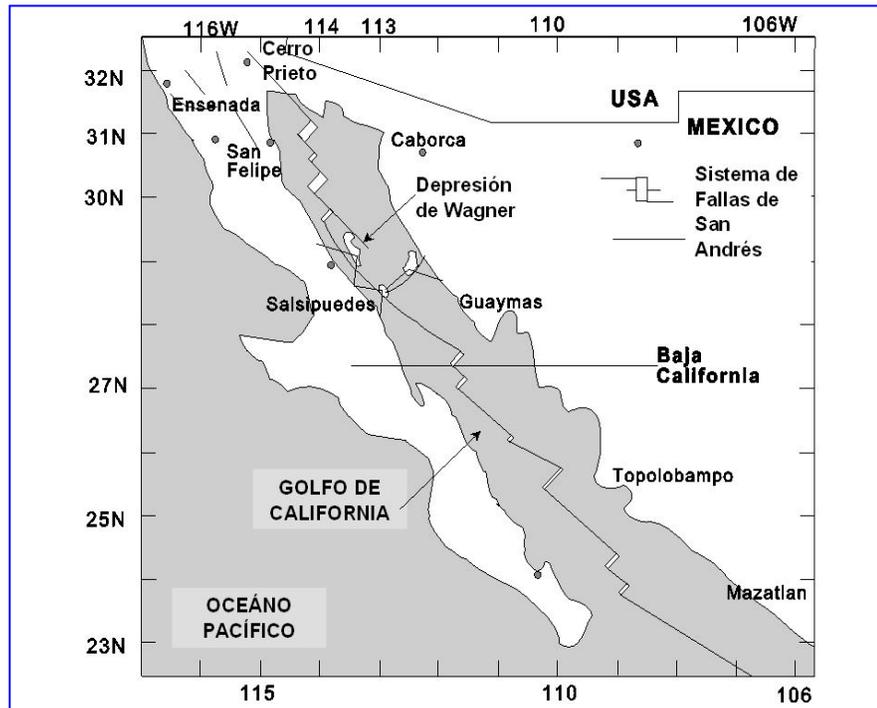


Fig. 1. Localización de la península de Baja California.

Para obtener una rápida imagen comparativa del potencial energético que representa la geotermia submarina, es suficiente esta cifra: el flujo conductivo de calor promedio en el Cinturón Volcánico Mexicano es del orden de 0.10 W/m² (García, 2000); el flujo de calor submarino medido en el Golfo de California es del orden de 0.34 W/m². Este valor fue medido en fuentes termales del fondo marino, que se encuentran a una temperatura promedio estimada en 330°C (Mercado, 1990). El potencial geotérmico de estas fuentes se estima, con una aproximación volumétrica burda, en miles de veces más grande que la energía contenida en los reservorios de Cerro Prieto (Grijalva, 1986; Mercado, 1990; Suárez, 1998; Suárez, 2000b). Otro interés suplementario para el estudio de sistemas geotérmicos submarinos,

proviene de resultados de análisis químicos del agua de mar en contacto con manifestaciones hidrotermales oceánicas. Por ejemplo, las concentraciones de plomo, de manganeso y de hierro contenidos en este fluido hidrotermal submarino, son mucho más altas que las del agua marina normal en aproximadamente 8 mil, 50 mil y 59 mil veces, respectivamente (Mercado, 1993).

2. Geotermia submarina en Punta Banda, Baja California

En Punta Banda, Ensenada, BC (Fig. 2), a 400 m de la costa y entre 20 y 30 m de profundidad, se observan manifestaciones termales submarinas en varios sitios. Se forman por descargas de agua caliente que escapa a través de fisuras asociadas a una estructura transversal mayor en Baja California Norte, de unos 130 km de longitud, llamada la Falla de Agua Blanca. Hace 21 años, se estimó que el flujo de agua ahí descargado era aproximadamente de 100 litros por minuto en los manantiales calientes inter-mareas del sitio (Bustos-Serrano, 1983).

Hay diferencias químicas claras entre esas descargas submarinas y el agua de mar local: las concentraciones de Cl, Na, Mg, Cu, Ni, Cd y Cr son más bajas en el manantial submarino de agua caliente que en el agua marina local. Pero las concentraciones de SiO₂, Ca, K, Li, B, Ba, Rb, Fe, Mn, Cr y Zn son más altas en el manantial submarino que en el agua marina local (Vidal *et al.*, 1978). Por ejemplo, muestras de agua de las

descargas calientes mostraron concentraciones de Ca (2805 ppm), Mg (449 ppm), Mn (4 ppm) y H₂S (0.65 ppm), más altas que el agua de mar normal (Bustos-Serrano, 1983). Comparando, los valores del agua de mar no hidrotermal son: Ca (412.8 ppm), Mg (1288.2 ppm), Mn (2.7469×10^{-4} ppm). El H₂S normalmente es de 0 ppm, excepto en sitios contaminados.

En algunos lugares se midió una temperatura de 102°C a 4 bar de presión (Vidal *et al.*, 1978). En otras áreas, las temperaturas del geotermómetro usado en descargas están entre 90°C y 140°C. Posiblemente este sea el rango de las temperaturas poco profundas del reservorio submarino (Lira, 1999; Bustos-Serrano, 1983). Paralelamente a la costa de Ensenada, en las playas de la Bahía de Todos los Santos, varias grietas termales inter-mareas fueron detectadas a temperaturas entre 30°C y 98°C (Bustos-Serrano, 1983). Vidal *et al.* (1978) calcularon aproximadamente una descarga de agua caliente total de 3.3×10^5 m³ por año a 102°C y un flujo convectivo de calor de 4190 W/m². Esta área geotérmica podría ser accesible a la explotación instalando plataformas *offshore*, similares a las usadas por PEMEX en el Golfo de México. La construcción de un sistema dual de inyección-extracción sería muy simple y relativamente barato de instalar. Las grietas hidrotermales de Punta Banda que brevemente se describen aquí, son muy similares a las existentes en los centros de dispersión oceánicos tectónicamente activos, situados a gran profundidad (Vidal *et al.*, 1981).

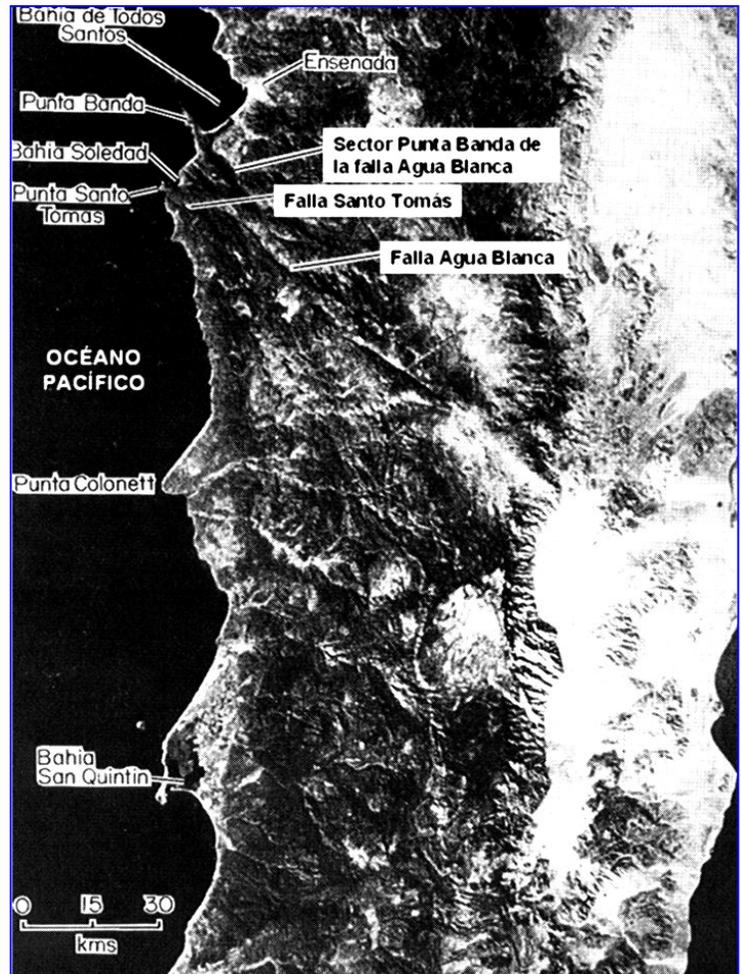


Fig. 2. Imagen de satélite de la región de Punta Banda.

3. Los sistemas geotérmicos submarinos en el Golfo de California

Los reservorios geotérmicos del Golfo de California se formaron por movimientos divergentes entre las placas tectónicas en esa región, permitiendo el traslado vertical de calor magmático hacia el suelo del mar. La falla de San Andrés se localiza a lo largo del límite transformante entre las placas del Pacífico y Norteamérica, donde la cordillera del Pacífico Oriental está dividida en segmentos. El movimiento tectónico relativo divergente entre las placas causa rupturas en la corteza oceánica, llamadas cuencas *pull-apart*. Ello permite el transporte vertical del magma profundo. La temperatura de este magma es de aproximadamente 1000°C (Grijalva, 1986). Tal proceso formó un gigantesco reservorio geotérmico submarino bajo toda la zona del Golfo.

En los años ochenta se hicieron estudios oceanográficos detallados en el Golfo de California, incluyendo trece inmersiones profundas en el submarino *Alvin* (Grijalva, 1986; Mercado, 1990). Los primeros cruceros oceanográficos, hechos para estudiar las corrientes del mar profundo en el Golfo, fueron organizados y financiados por las instituciones oceanográficas Scripps y Woods Hole de los EUA. Mercado (1990) informó sobre muestreos del agua de mar realizados en una región localizada entre los 21°N y los 109°W, a 200 km al

sur del Cabo San Lucas (Fig. 1), cubriendo un área de 50 km de radio. De estas muestras, se registraron anomalías de metano, helio e hidrógeno asociadas a fluidos geotérmicos. El flujo submarino de calor por conducción medido en el Golfo de California, resultó ser del orden de 0.34 W/m^2 . En esa zona el flujo de agua caliente expelido por chimeneas naturales, blancas y negras, tiene una velocidad aproximada de 2.5 m/s, fluyendo a través de agujeros con diámetros de 10 a 20 cm aproximadamente. Estos datos proporcionan un flujo continuo de agua caliente de unos 44 kg/s expelido por cada una de las chimeneas existentes. Mercado (1990) estimó un potencial geotérmico submarino de aproximadamente $97,000 \text{ MW}_t$ durante 30 años, a una temperatura promedio de 330°C y suponiendo dimensiones del reservorio de 5 km de ancho por 1600 km de longitud y 0.6 km de espesor, dentro del Golfo.

La geoquímica de las manifestaciones submarinas a 350°C , puede ayudar a entender mejor la geoquímica de la geotermia terrestre. Las rocas calientes del fondo marino causan reacciones químicas que alteran la composición química natural del agua marina. Los análisis realizados por Mercado (1993), describen procesos que involucran interacción agua-roca y mezcla de fluidos magmáticos que causan variaciones de sales disueltas en el agua de mar. Mediciones hechas por ese autor muestran que el plomo, el manganeso y el hierro del fluido hidrotérmico, aumentan 8 mil, 51 mil y 59 mil veces respectivamente en el agua descargada por manifestaciones hidrotermales submarinas, con respecto al agua del mar normal.

4. La geotermia en la Depresión de Wagner

Otro estudio en el Golfo de California fue el realizado por Nicolás Grijalva entre agosto y noviembre de 1986. Fue el fruto de un trabajo conjunto con el Centro de Ciencias Marinas del Instituto Politécnico Nacional de La Paz, Baja California, y la Institución Scripps de Oceanografía. Esta investigación oceanográfica tuvo lugar en la Depresión de Wagner localizada entre las latitudes N de $31^\circ00'$ y $31^\circ15'$ y las longitudes W de $113^\circ50'$ y $114^\circ10'$ (Fig. 1). El crucero logró completar estudios de geomorfología, oceanografía, geofísica, geología, geoquímica, y sedimentología (Grijalva, 1986). La zona estudiada se localiza en yacimientos sedimentarios, teniendo dimensiones aproximadas de 10 km de ancho por 20 km de largo y 180 m de espesor. Durante ese crucero se observaron montículos de lodo, descargas de gases, hidrocarburos y agua caliente fluyendo desde el fondo marino hasta la superficie del mar. A 180 m de profundidad la temperatura del agua era mayor a 200°C . Grijalva (1986) demostró experimentalmente que las burbujas observadas desde el barco son hidrocarburos en forma de gas butano. Las muestras de agua contenían manganeso, mientras que en las muestras de sedimentos se encontró azufre, hierro y níquel.

En 1969 ocurrió un terremoto “en racimo” en la Depresión de Wagner. Fueron más de cincuenta sismos de magnitud promedio 5 en la escala de Richter (Grijalva, 1986). Sus ondas sísmicas indicaron a los analistas que la cuenca pudiera ser un reservorio geotérmico de gran magnitud. En contraste con las cuencas profundas en el sur del Golfo, cuyos inmensos recursos son inaccesibles actualmente, la cuenca de Wagner representa recursos energéticos cuya explotación es posible con la tecnología existente. A partir de datos inéditos, Grijalva estimó que el potencial geotérmico de esta zona submarina, podría ser de 100 a 500 veces más grande que la energía termal contenida en el campo geotérmico de Cerro Prieto.

En los perfiles sísmicos del lecho marino en la cuenca pudieron observarse patrones concéntricos de estructuras geológicas colapsadas. Según Grijalva (1986), las fisuras corresponden a fallas transformadas y el colapso de estructuras corresponde a centros de dispersión. A más profundidad, la penetración del agua marina en el subsuelo es mayor, existiendo rupturas a través de las cuales se genera circulación hidrotermal y se producen hidrocarburos. Esta formación geológica da lugar a la emergencia de material magmático y metales. Los resultados hacen pensar en la presencia de tres fuentes de recursos primarios: metales, hidrocarburos y reservorios geotérmicos.

5. Origen y significado de los isótopos ^3He en la Depresión de Wagner

Hacia la parte NW del Golfo de California, durante el crucero ya descrito, las muestras de agua recolectadas se encontraron enriquecidas con un isótopo del Helio, el ^3He (Fig. 3). Se sabe que este isótopo es indicativo de fuentes magmáticas, pues las fuentes naturales ricas en ^3He sólo existen en el manto debajo de la corteza de la Tierra (Truesdell, 1998). Así la única explicación posible para su presencia en las aguas del Golfo es que este gas helio viene de fuentes locales de origen magmático.

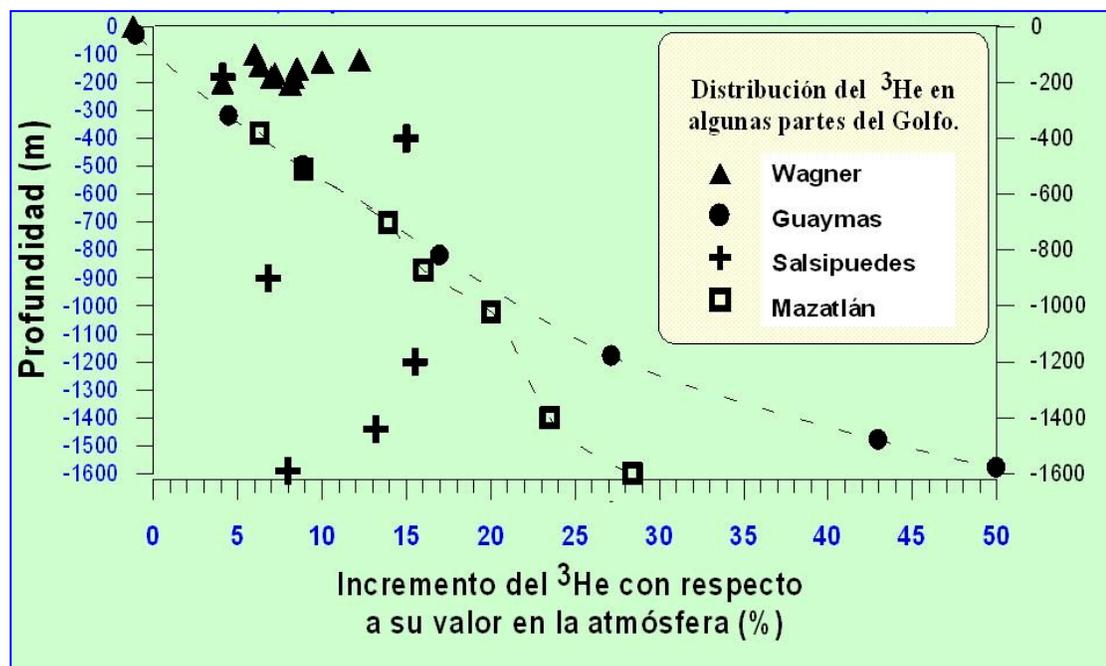


Fig. 3. Isótopos de ^3He en el Golfo de California. (Adaptada de datos tomados por Grijalva, 1986.)

El ^3He muestreado en la depresión de Wagner, después de ser transportado desde el fondo hasta cerca de la superficie en rocas del manto, debe ser disuelto por agua de mar infiltrada y llevado por plumas submarinas de agua caliente en forma vertical ascendente. A pesar de los efectos de la acción de las fuertes mareas en la zona (rango de la marea de hasta 10 m de altura) y de mezclarse con aguas marinas de diferentes densidades, los valores del cociente $^3\text{He} / ^4\text{He}$ encontrados en la cuenca bajo estudio fueron significativamente más altos que el valor atmosférico del mismo cociente. El valor numérico de esta razón de isótopos $^3\text{He} / ^4\text{He}$, acompañando a manantiales hidrotermales en el fondo del océano, puede ser hasta nueve veces mayor que la misma proporción encontrada en la atmósfera terrestre cuyo valor es de 1.4×10^{-6} . Grijalva (1986) estimó un promedio de la razón $^3\text{He} / ^4\text{He}$, hasta 4.5 veces más alto que la misma proporción en el agua marina a 150 m de profundidad para todo el Golfo de California.

6. Potencial de la energía geotérmica submarina en las costas mexicanas del Océano Pacífico

Aun con la escasa información disponible, es posible efectuar un cálculo preliminar y estimar el potencial energético que representan los recursos geotérmicos submarinos en la República Mexicana. Este cálculo queda restringido a las zonas submarinas cercanas a las costas del Océano Pacífico y más particularmente a la región delimitada por las siguientes coordenadas (Fig. 1): latitud N entre 32° y 23° , y longitud W entre 117° y 106° . Con los datos reportados para esa zona, construí la Tabla 1.

Tabla 1. POTENCIAL GEOTÉRMICO PRELIMINAR DE LA COSTA MEXICANA DEL OCEANO PACÍFICO POR CADA KM³ DE VOLUMEN DE RESERVOIRIO SUBMARINO

Nombre de la zona (*)	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Densidad de Energía (MJ/m ³)	Energía Disponible (1 × 10 ¹⁵ J)	Potencial Energético (MW _t /km ³)
Punta Banda	51	220	574	231.8	245
Wagner	55	260	674	331.2	350
Golfo de California	220	360	906	499.5	528
Total	-	-	-	1062.5	1123

*Nota: Para las propiedades termodinámicas en Punta Banda, construí un modelo lineal (z representa la profundidad positiva en metros bajo el nivel del mar) dado por:

$$P(z) = 1.0 + 0.1 z \text{ [bar]}$$

$$T(z) = 97.082 + 0.246 z \text{ [°C]}$$

(1)

En todos los casos consideré una densidad promedio de roca volcánica de 2500 kg/m³, una porosidad del 10 % y un calor específico de 1000 J/kg/°C, para un volumen de roca fijo e igual a un kilómetro cúbico (1.0 × 10⁹ m³). Esta operación es necesaria porque el volumen de roca porosa y caliente es la incógnita principal en este tipo de sistemas. La última columna de la Tabla 1 es, por consiguiente, el potencial térmico, susceptible de uso directo o eléctrico en cada kilómetro cúbico de roca oceánica en la vecindad de las grietas hidrotermales. En los cálculos empleé el siguiente modelo volumétrico para reservorios submarinos, adaptado de Suárez (2000a):

Densidad de Energía del Fluido:

$$E_i^{\text{fluido}} = \frac{\text{energía interna}}{\text{volumen de fluido}} = \sum_{\alpha = \text{liq, vap}} \phi S_{i\alpha} \rho_{i\alpha} e_{i\alpha} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{m}^3} \right] \quad (2)$$

Densidad de Energía de la Roca:

$$E_i^{\text{roca}} = \frac{\text{energía interna de roca}}{\text{volumen de roca solida}} = (1 - \phi) \rho_r c_r T_i \left[\frac{\text{kJ}}{\text{m}^3} \right] \quad (3)$$

Energía Total del Reservorio:

$$E_0 = (E_i^{\text{fluido}} + E_i^{\text{roca}}) \cdot V_r \text{ [kJ]} \quad (4)$$

Las energías finales se consideran correspondientes al estado termodinámico calculado con la presión de abandono dada como dato conocido (de 5 bar en Punta Banda). Las diferencias algebraicas entre ambos estados se considera que son las energías disponibles, dadas por las siguientes fórmulas.

Para la roca:

$$\Delta E^{roca} \approx (1 - \phi) c_r \rho_r (T_i - T_f) \quad (5)$$

Para el fluido:

$$\Delta E^{fluido} = (\phi \rho h)_{liquido}^i - (\phi \rho h)_{2-fases}^f \quad (6)$$

La Energía Total disponible en el Reservorio es:

$$\Delta E^{TOTAL} = \Delta E^{roca} + \Delta E^{fluido} \quad (7)$$

El coeficiente de transformación de esa energía disponible (Suárez, 2000a) para convertirse y utilizarse directamente en forma de calor (MW_t) es dado por:

$$c_e = \frac{1.0 \cdot 10^6}{31,557,600 \cdot t_a} \quad (8)$$

Donde t_a es el tiempo de amortización de la inversión y de duración de la instalación. Si se quiere calcular la energía eléctrica recuperable del reservorio (Suárez, 2000a), entonces hay que multiplicar la energía disponible dada por la ecuación (7), por el coeficiente c_e dado por la ecuación (8) y por los coeficientes f_e de recuperación de esa energía:

$$G_e = f_e c_e \cdot \Delta E^{TOTAL} \quad [MW_e] \quad (9)$$

Por ejemplo, considerando que sólo pudiera transformarse en electricidad el 1% de la energía submarina ($f_e = 0.01$), durante $t_a = 30$ años, y utilizando los datos de las referencias de Mercado (1993), Grijalva (1986) y Bustos (1983), se deduce la la capacidad mínima teóricamente instalable en MW_e en función de la energía disponible dada en la Tabla 2.

Tabla 2. POTENCIAL GEOTERMOELÉCTRICO PRELIMINAR DE LA COSTA MEXICANA DEL OCÉANO PACÍFICO EN CADA VOLUMEN ESTIMADO DE RESERVORIO SUBMARINO.

Zona:	Punta Banda	Wagner	Golfo	Total
Volumen (km ³):	10	200	4800	5010
Potencial (MW _e):	25	700	25,344	26,069

7. Energía geotérmica y vida en el mar profundo

Durante las inmersiones con el submarino *Alvin*, se observaron diversas manifestaciones hidrotermales. Los llamados Jardines Colgantes se descubrieron a 2600 m de profundidad (Mercado, 1990 y 1993). Los miembros de la expedición observaron, en la misma zona, impresionantes chimeneas naturales de 6 metros de alto, aproximadamente a la misma profundidad, descargando chorros de agua a 350°C. Esas chimeneas

naturales son casi metálicas y están formadas en parte por hierro y en parte por sulfuro de cobre. En los cientos de fotografías tomadas por Mercado (1990) y por Corliss y Ballard (1977), se muestra que las fisuras y grietas en la roca del fondo marino cercanas a una chimenea aparecen incrustadas por acumulaciones amarillas y blancas luminosas de precipitados químicos.

A una distancia de entre 15 y 20 metros de la chimenea hay grandes y abundantes comunidades de organismos bentónicos. La explicación es que las plumas de agua caliente producen condiciones materiales en el agua adyacente ricas en nutrientes suspendidos, ideales para nutrir desde gusanos hasta grandes moluscos tipo bivalvo. En los Jardines Colgantes y en la Cordillera del Pacífico Oriental, las fotografías analizadas muestran la existencia de grandes anémonas de mar y peces tipo pluma. Se encuentran también bolsas locales de sedimentos excavados por animales que se alimentan de nutrientes ahí depositados (Ballard, 1992).

Un aspecto fascinante es la estrecha relación entre los componentes del agua hidrotermal y la vida en el mar profundo. La mayor parte de los organismos que viven en las grietas geotérmicas dependen para subsistir del ácido sulfhídrico (H_2S). En su artículo Corliss y Ballard (1977) reportan evidencias de que el ácido sulfhídrico que emerge de las chimeneas provee energía para el metabolismo de las bacterias quimiosintéticas que pueden más que alimentar y satisfacer las necesidades de los organismos bentónicos.

Cualesquiera que sean las fuentes básicas de alimentación, está claro que los oasis hidrotermales son suficientemente ricos como para sostener grandes poblaciones locales de racimos de gusanos en forma de tubo de hasta 46 cm de largo, varios animales tipo cangrejo, peces tipo brótulas rojizas, langostas y otros carnívoros en forma de cefalópodos. Sobre la lava aparecen incrustadas lapas, esponjas y otras formas poco conocidas de protozoarios (Corliss y Ballard, 1977; Mercado, 2000). Todos esos organismos viven en tales oasis a temperaturas cercanas a los $17^{\circ}C$, fruto del fuerte gradiente de temperatura entre las chimeneas y la fría agua de mar ($\sim 4^{\circ}C$). La dependencia de la vida con el H_2S se ha llegado a demostrar, pues en algunas zonas de grietas donde el ácido sulfhídrico ha cesado de fluir, desaparecen las bacterias y, con ellas, la comunidad entera del ecosistema hidrotermal (Gallo, 1998).

Se ha observado también que los gusanos tubícolas viven sistemáticamente en el H_2S y se alimentan de él mediante el siguiente mecanismo: dentro de su cuerpo llevan una especie de bolsa llena de bacterias que procesan ese gas y proveen con energía al gusano. Algo similar ocurre con las almejas gigantes, quienes también tienen una relación simbiótica con las bacterias. Otro ejemplo es el de los cangrejos blancos que se alimentan directamente de esas bacterias como si fueran ganado. Los llamados gusanos de Jericó aparecen adheridos a las grietas geotérmicas absorbiendo H_2S junto con las bacterias. El *poliqueto albinelo* es otro gusano tubícola que tiene la mayor tolerancia a altas temperaturas de todos los animales del planeta ($80^{\circ}C$). Los pulpos son los últimos depredadores de esta cadena alimenticia, y se alimentan de cangrejos y otras criaturas. Debido a la falta de luz solar, todos esos organismos son ciegos, aunque sorprendentemente, algunos tienen ojos que no ven (Ballard, 1992; Gallo, 1998).

En la década de 1990 la Woods Hole Oceanographic Institution de los EUA (WHOI) realizó una serie de expediciones, en el mismo submarino Alvin, a la región conocida como 9N (9 North), situada en aguas internacionales, a unos 800 km al sur de la costa mexicana del Pacífico ($9^{\circ}50'$) y a 2600 m de profundidad. Durante una de esas expediciones, miembros de la WHOI tuvieron la oportunidad única de observar el nacimiento de una grieta hidrotermal (Gallo, 1998). Después de un año de la erupción inicial en esa grieta las chimeneas surgidas estaban completamente cubiertas de vida como en cualquier arrecife coralino. De esta forma la expedición logró presenciar la evolución completa de la comunidad biológica desde la formación de la grieta geotérmica. Se llegaron a identificar ahí más de 300 especies nuevas de organismos bentónicos.

8. El papel de la geotermia en el origen de la vida primitiva

El material orgánico existente en los mares profundos no pudo surgir ni puede mantenerse a través de la fotosíntesis normal de energía solar. Es claro que la energía y el material necesarios derivan de fuentes geotérmicas. Ya se describió en la sección anterior la manera en que se constituyen las bases de ricas cadenas alimenticias no sólo en el Golfo de California, sino en muchos otros lugares a lo largo de las cordilleras de dispersión entre las placas tectónicas de la corteza oceánica. Estos prolíficos lugares pueden considerarse como “*oasis submarinos en un frío desierto desprovisto de luz*”. Queda ahora por mostrar, en forma plausible, el probable mecanismo geotérmico mediante el cual la vida primitiva pudo surgir.

Esa hipótesis biogenética, surgida en la década de 1970, se ha ido consolidando y aparece actualmente como la más aceptada por amplios sectores de la comunidad científica (Corliss y Ballard, 1977; Marshall, 1979; Felbeck, 1981; Ballard, 1992; Gallo, 1998; Rummel, 1998; Imai, 1999; Mercado, 2000). En particular, cierta investigación experimental reciente (Imai, 1999), puntualiza claramente que los posibles sitios de ocurrencia de la síntesis de químicos necesaria para que surgieran formas primitivas de vida, fueron los sistemas hidrotermales submarinos, donde el agua del mar circula a través de, y reacciona con, la corteza oceánica, hasta el día de hoy. Además de la erupción de lava en esos lugares, el agua de mar entra en las grietas y fisuras, se calienta y cambia químicamente por interacción con la roca. Esta agua marina calentada es lanzada hacia arriba a través de las chimeneas y de las grietas hidrotermales. El agua así transformada contiene ahora ácido sulfhídrico derivado de la reducción del sulfato oceánico (Marshall, 1979). Todo queda listo para que las bacterias quimiosintéticas usen el H_2S como fuente metabólica de energía y puedan generarse, reproducirse y florecer como alimento para invertebrados como cangrejos, almejas, mejillones y gusanos poliquetos.

En general, las bacterias pueden eliminarse al hervir el agua, pero no por la alta temperatura en sí sino por la actividad de agitación molecular directa del vapor. Las bacterias quimiosintéticas detectadas por varios científicos en los sitios antes descritos (Corliss y Ballard, 1977; Marshall, 1979; Rummel, J. D., 1998; Imai, 1999), se adaptan y desarrollan a temperaturas más altas que el punto de ebullición. Debido a la alta presión del agua a esas profundidades, el agua no produce vapor y entonces las bacterias sobreviven. De esta forma las bacterias crecen y se constituyen en el primer eslabón de una cadena alimenticia basada en la energía geotérmica submarina. Esto abre una ventana nueva a la comprensión del origen de la vida sobre la Tierra.

La biogénesis es la creación de vida. En el caso de las grietas hidrotermales, se trata de la creación de vida desde las entrañas mismas del planeta, por un mecanismo asociado a la actividad volcánica. Se han realizado algunos trabajos de laboratorio fascinantes, de creación de compuestos orgánicos en lugares que se asemejan a las grietas hidrotermales (Imai, 1999; Rummel, 1998). Según algunos químicos, más que provocar su destrucción, la alta presión del agua junto con el calor, es capaz de producir compuestos orgánicos a partir de las sustancias disponibles. Las condiciones únicas de fluidos hidrotermales muy calientes ricos en minerales junto con el agua fría del océano a grandes presiones proveen el ambiente adecuado para que un compuesto inorgánico se transforme en orgánico.

¿Puede la Tierra por sí misma generar la energía y el material como para crear vida? Aún no se ha comprobado irrefutablemente que la vida se haya originado en las grietas, pero una teoría aceptada por muchos biólogos (Gallo; Rummel, 1998) es que la vida primitiva evolucionó en medios con altas temperaturas. Se podría pensar que el origen de la vida estuvo acompañado por temperaturas elevadas y altas presiones, condiciones características de las grietas y chimeneas hidrotermales.

Lejos de las grietas en el fondo del lecho oceánico casi no hay vida, y lo poco que hay crece muy lentamente. En cambio en las grietas hidrotermales hay una verdadera explosión de vida. La velocidad de crecimiento biológico es tan alta como en las selvas tropicales más fértiles (Gallo, 1998). En las grietas hidrotermales se

han encontrado formas de vida que probablemente sean las más primitivas del planeta, lo que genera más argumentos para pensar que la biogénesis pudo haberse originado en estos increíbles ambientes de la profundidad oceánica. Se han encontrado fósiles animales en grietas hidrotermales en depósitos minerales separados por miles de kilómetros y que tienen unos 400 millones de años de antigüedad (Rummel, 1998). Estos fósiles son la prueba de que los ecosistemas de grietas hidrotermales son los más antiguos del planeta, y aún contienen organismos que coexistieron con los dinosaurios.

Los organismos que vivían en la tierra primitiva no necesitaban la luz solar pues estaban protegidos por los kilómetros de agua arriba de ellos, de manera que los cambios en la superficie terrestre y en la atmósfera tenían poco efecto en la vida del mar profundo. Impactos de meteoritos como el que se cree hicieron desaparecer a los dinosaurios o erupciones volcánicas catastróficas, ahí en el fondo marino pasaron desapercibidos. Por eso algunos geólogos piensan que los ecosistemas de grietas hidrotermales actuaban como un refugio de vida en momentos geológicamente violentos de la historia de la Tierra (Gallo, 1998). De hecho, han de haber actuado como oasis de vida en momentos en los cuales fuera de los océanos o muy lejos de ellos las condiciones eran realmente malas para la supervivencia en la Tierra.

9. Conclusiones

- En el Golfo de California y en la costa mexicana del Océano Pacífico existe un potencial geotérmico considerable. Este recurso es parte de un gigantesco sistema hidrotermal que abarca el golfo mismo, Cerro Prieto y los campos geotérmicos de California, todos relacionados con el sistema de fallas de San Andrés. Este sistema es la manifestación superficial de movimientos laterales en proceso, que causaron la separación de la península Baja California de la porción continental mexicana y que la siguen moviendo hacia el noroeste.

- En el fondo del mar, en la Depresión de Wagner, están ocurriendo procesos hidrotermales y magmáticos de gran importancia: flujos horizontales y verticales, formación de minerales y generación de hidrocarburos a partir de sedimentos orgánicos de gran magnitud. El isótopo ^3He descubierto en la Depresión de Wagner es de origen magmático, proviene directamente del fondo del mar y es transportado hasta la superficie por corrientes submarinas verticales.

- La interacción agua-roca y los fluidos magmáticos causan variaciones anómalas en el contenido de sales disueltas en el agua del mar profundo. El plomo, el manganeso y el hierro contenidos en el fluido hidrotermal, aumentan sus concentraciones respectivas aproximadamente en 8 mil, 51 mil y 59 mil veces en el agua de mar en contacto con manifestaciones hidrotermales submarinas. Esto constituye otra atracción suplementaria de gran interés comercial para el estudio de sistemas geotérmicos submarinos.

- Las chimeneas naturales fotografiadas por Mercado (1990) a 2600 metros de profundidad en el Golfo de California, descargan chorros de agua a 350°C . Estas plumas de agua caliente generan condiciones favorables en el agua adyacente para producir materiales suspendidos como fuente de alimentación para diferentes organismos vivos. El agua marina profunda circula a través de fisuras en la corteza y reacciona químicamente con la roca oceánica. Esta interacción pudo haber producido las primeras sustancias químicas necesarias para que la vida pudiera surgir por primera vez.

- La energía geotérmica submarina es la base de ricas cadenas alimenticias no sólo en el Golfo de California sino también en muchos otros lugares a lo largo de las cordilleras entre las placas tectónicas de la corteza oceánica. Las bacterias quimiosintéticas usan el ácido sulfhídrico del agua de mar calentada y expulsada por las chimeneas y las grietas hidrotermales, formando alimento para invertebrados como almejas, mejillones y gusanos. Dentro de un radio de 20 m con centro en las chimeneas, existen grandes comunidades de plantas y

animales, formando un tipo de oasis submarinos profundos que atraen abundantes poblaciones de organismos vivos, todos viviendo a temperaturas cercanas a los 17°C.

Referencias

- Bustos-Serrano, H., 1983. Caracterización Física, Química y Morfológica de la Zona Hidrotermal Marina de La Jolla, Punta Banda, B.C., México. Tesis Profesional. Escuela Superior de Ciencias Marinas, Universidad Autónoma de Baja California, 114 pp. Inédito.
- Ballard, R. D., 1992. Oases of Life in the Cold Abyss. Presentation at the IX Congreso Nacional de Oceanografía. Veracruz, México.
- Corliss, J.B., and Ballard, R.D., 1977. Oases of Life in the Cold Abyss. *National Geographic Magazine*, Vol. 152, No. 2, pp. 441-453.
- Felbeck, H., 1981. Chemoautotrophic potential of the hydrothermal vent tube worm. *Riftia pachyptila* Jones (Vestimentifera). *Science*, N.Y. 213:336-338.
- Gallo, D. (1998), Director of Special Projects WHOI - Comunicación personal.
- García, G.H., 2000. Modelo del Estado Térmico Inicial del Campo Geotérmico de Los Azufres, Michoacán, México. Tesis de Doctorado, Instituto de Geofísica, UNAM, 184 pp. Inédito.
- Grijalva, N., 1986. Investigación de la Energía Geotérmica en la Depresión de Wagner en el Golfo de California. Latitud 31° 00' al 31° 15' y Longitud 113° 50' al 114° 10'. Reportes no publicados preparados para la Comisión Federal de Electricidad, Cerro Prieto, BC, bajo Contrato No. CCP-CLS-002/86. Fecha del primer Reporte: 10/1/1986, (22 pp). Fecha del segundo Reporte: 11/22/1986, (38 pp). Inédito.
- Imai, 1999. Citado in *Science*, Vol. 283, No. 5403, issue of 5 Feb. 1999 (p. 831), AAAS.
- Le Pennec, M., Lucas A. and H. Petit, 1983. Études Preliminaires sur un Mytilidae des sources Hydrothermales du Pacifique. *Haliotis* **13**:69-82.
- Lira, H., 1999. Comunicación Personal.
- Marshall, N.B., 1979. Hydrothermal "Oases". In: *Developments in Deep-Sea Biology*. Blandford Press, London, pp. 284-307.
- Mercado, S., 1990. Manifestaciones Hidrotermales Marinas de Alta Temperatura (350°C) Localizadas a 21°N, a 2600 m de Profundidad en la Elevación Este del Pacífico. *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, Vol. 6, No. 3, pp. 225-263.

- Mercado, S., 1993. Geotermoquímica de Manifestaciones Hidrotermales Marinas de Alta Temperatura. *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, Vol. 9, No. 2, pp. 155-164.
- Mercado, S., 2000 - Comunicación personal.
- Rummel, J. D., 1998. Planetary Protection Officer - Nasa. Comunicación personal.
- Spiess, F.N., K.C. MacDonald, T. Atwater, R. Ballard, A. Carranza, D. Cordoba, C. Cox, V.M. Díaz García, J. Francheteau, J. Guerrero, J. Hawkins, R. Haymon, R. Hessler, T. Juteau, M. Kastner, R. Larson, B. Luyendyk, J.D. MacDougall, S. Miller, W. Normark, J. Orcutt and C. Rangin, 1980. East Pacific Rise: Hot springs and Geophysical experiments. *Science* **207**:1421-1433.
- Suárez, M.C., 1998. Deep Geothermal Systems in Mexico: An Integral Diversified Resource for the Energy of the Future. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 22, pp. 327-331.
- Suárez, M.C., 2000a. Modelo volumétrico para la evaluación de reservorios geotérmicos con información incipiente. Informe Técnico No. DEX-013 / 2000, Dpto. de Exploración - CFE. Inédito.
- Suárez, M.C., 2000b. Potencial de los Sistemas Geotérmicos Submarinos en México - Costa Mexicana del Océano Pacífico y Golfo de California - Informe Técnico No. DEX-SG-014 / 2001. Subgerencia de Estudios, Dpto. de Exploración, CFE. Julio de 2001. Inédito.
- Truesdell, A., 1998 - Comunicación personal.
- Vidal, V.M., Vidal, V.F., Isaacs, J.D. and Young, D.R., 1978. Coastal Submarine Hydrothermal Activity off Northern Baja California (Parte 1). *Journal of Geophysical Research*, Vol. 83, No. B4, pp. 1757-1774.
- Vidal, V.M., Vidal, F.V. and Isaacs, J.D., 1981. Coastal Submarine Hydrothermal Activity off Northern Baja California (Parte 2). Evolutionary History and Isotope Geochemistry. *Journal of Geophysical Research*, Vol. 86, No. B10, pp. 9451-9468.

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.

A Beautiful Spa, Thermal Waters at San Bartolo Agua Caliente, Mexico

Susan Fox Hodgson

Petroleum and Geothermal Historian, cosmos@dcn.org

Abstract

In San Bartolo Agua Caliente, a small rural town in the Mexican Volcanic Belt, a spa operates today amidst ruins of a much larger, ancient complex that originally included an orphanage, hospital, and a hostelry for travelers. This was one of the first colonial spas in Mexico. The spa was so well engineered that it remains virtually unchanged today from the time it was built at the very end of the 1700s. It uses the same outside and inside plumbing and interior collection basins. The only change is the new pipeline that circumvents the original outside, hot-water collection tanks that remain in good working order and are interesting to look at. People still enjoy soaking in the spa's thermal waters flowing down from the same artesian spring that always has replenished the baths.

Keywords: Hot spring, spa, San Bartolo Agua Caliente, Mexico.

Un Magnífico Spa, Manantiales Termales de San Bartolo Agua Caliente, México

Resumen

En San Bartolo Agua Caliente, una pequeña localidad rural en la Faja Volcánica Mexicana, funciona actualmente un *spa* en medio de las ruinas de un antiguo complejo mucho mayor que incluía originalmente un orfanato, un hospital, y un hostel para viandantes. Es uno de los primeros *spas* coloniales de México. El *spa* fue tan bien construido al final del siglo XVIII que en la actualidad permanece virtualmente sin cambios y emplea el mismo sistema de plomería de entrada y salida, así como las mismas piletas. El único cambio es la tubería que bordea los tanques externos de concentración, los cuales siguen en buen estado de funcionamiento. Los lugareños disfrutaban sumergirse en aguas calientes que brotan de la misma fuente artesiana que desde siempre ha alimentado los baños.

Palabras clave: Manantiales termales, spa, San Bartolo Agua Caliente, México.

1. Story of the spa

A small, isolated town in the north-central part of the Mexican Volcanic Belt, San Bartolo Agua Caliente lies about halfway between the Cities of Celaya and Querétaro (Fig.1). Described over 100 years ago as a jewel in the midst of the brown hills surrounding it, San Bartolo became famous for mineral waters and baths. Today in rural Mexico, it is a tiny, out-of-the-way place with a dirt road winding to its heart, past the remains of a magnificent complex, announced by a sign at the entrance as the Antiguo Hospital de Baños Termales de San Bartolomé, or the *Ancient Hospital of Thermal Baths of Saint Bartholomew 1599-1802* (Fig. 2 and 3).



Fig. 1. Location of San Bartolo Agua Caliente.

The complex, dedicated to St. Bartholomew, patron saint of nervous and neurological diseases, was built next to ancient waters famous for hydrotherapy and cures.

Several structures once stood here—a church, a home for Catholic orphans and homeless, a hospital for the sick and traveling, and thermal baths for all (Fig. 4). Today most of the buildings are in ruins—except for the baths that remain open at this ancient, extraordinary spa.

For good reasons, the dates of the sketchy and mysterious story of the complex do not correspond exactly with the sign at the door reading 1599-1802, but they come close. In fact, the 203-year period noted on the sign in Figure 3 is critical to the history of the

complex. This is what happened.

On July 4, 1602, Doña Beatriz de Tapia died and left money in her will for the project's construction. A lawsuit stalled the work until 1770—168 years later—and it was not until 31 years after this, in 1801, that the complex was finally finished. It is likely Doña Beatriz's project was blessed by the church a few years before she died, perhaps in 1599—the first date on the sign. It is also likely the complex was dedicated formally in 1802, a year after building ended and use had begun of one of the first colonial thermal spas in Mexico—the second date on the sign.

I don't know all the reasons for the ruins of today—earthquakes, war, neglect, or a combination—but this is what I learned of the spa's history. In 1844, 43 years after construction, the site of San Bartolomé was occupied by the Mexican General Antonio López de Santa Anna, who wanted to buy the property and who was in and out of the presidency of the country at least eight times in the politically turbulent years between 1832 and 1855.

The Departmental Assembly of the State of Guanajuato, where San Bartolomé is located, "*vainly protested the sale of the property to him,*" according to a history of Guanajuato written in 1860. Probably in 1846, the administration of General Mariano Paredes y Arrillaga annulled the sales contract, also in vain. General



Fig. 2. Sign outside the complex welcoming visitors to the spa and restaurant, today communal property owned and operated by an ejido. The spa entrance is the bricked archway on the right, the central dome covers the church ruins, and the bell tower is on the left. (All photos by Susan Hodgson.)

Santa Anna finalized the transaction in the year 1847. (From 1846-47, he was again President of Mexico.) Now, sadly predicted the author of the history (*Noticias*, 1860), “*This magnificent hospital will be ruined within a few years.*”



Fig. 3. Sign inside the complex with the key historical dates. The name of the spa has changed over the years.

But parts remain. Of all the buildings in the complex, the spa itself was most unaffected by destruction through the years, probably because it is a solidly built, single-story building. It is a large structure of carved stone blocks laid out along a large, open interior patio in the Spanish style (Fig. 5). Private, two-room suites for thermal bathers lead off from the breezeway around the patio and a different saint's name is painted brightly over the doorway for each (Fig. 6). Anyone entering a suite, sick or well, would be under the patronage of this saint, who would receive the visitor's prayers and act as a custodian.



Fig. 5. Interior patio built in the Spanish style. The church dome and top of the bell tower appear in the background.



Fig. 4. Niches by the arches around the church dome are decorated with delicate paintings of the apostles at rest, some washing their feet, suggesting the religious nature of healing experiences in the spa's thermal waters.

Each suite is designed somewhat differently and some are larger than others. But all have two rooms, an anti-chamber for changing before entering the inner chamber with the thermal bath itself, everything built of solid stone—massive, shadowy, peaceful, and cool (Fig. 7). All thermal-bath chambers have domed ceilings with cupolas whose tops are open, allowing light and air to enter and steam to escape (Fig. 8). Propelled by gravity, the thermal waters pour through original plumbing into the large, hand-carved thermal basins cut in the floor.

The thermal waters, about 85° C, flow from an artesian spring on the side of a

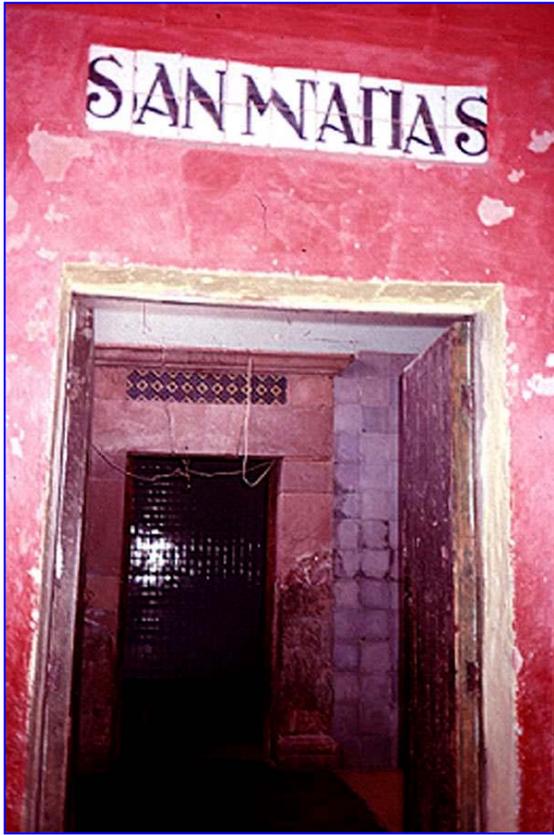


Fig. 6. Entrance to a two-room suite at the spa. Each suite has a different saint's name painted over the doorway.

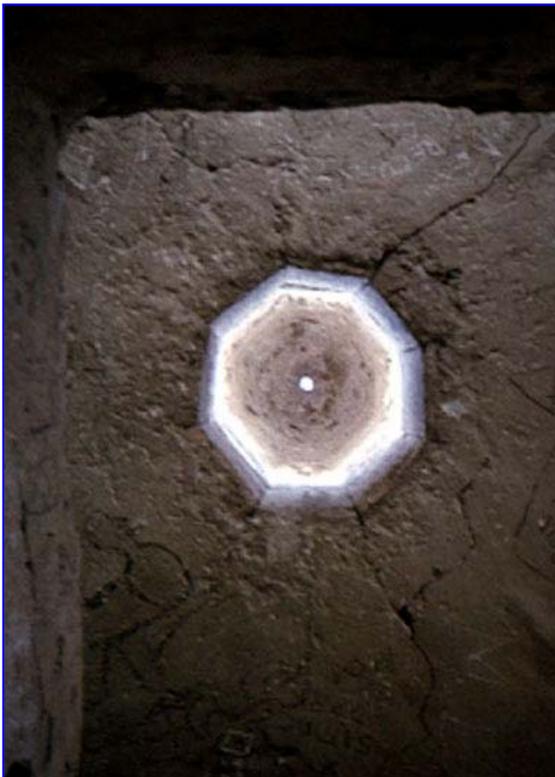


Fig. 8. A cupola covers each thermal bath. Note the hole at the top, allowing fresh air to enter and steam to leave.

small hill above the spa to the south (Fig. 9). A small stone chapel stands by the spring, and neighbors living next to the thermal waters plant corn and beans in the warmed ground, sometimes cooking their meals in the steam (Fig. 10).

Hot waters from the spring pour down to the spa through an elegant, stone aqueduct (Fig. 11). Once the thermal waters reach the spa, they are still too hot to use and must cool before entering the bathing chambers, a process that occurred originally in two stages. As water arrived, it flowed first from the aqueduct into one of three stone troughs by slowly falling over a series of riffles, an air-cooling process that somewhat lowered the temperature (Fig. 12). Next the thermal water was moved to a fourth stone trough where it was mixed with cold water until a temperature was reached that bathers could enjoy. Today a pipeline circumvents this cooling system, although the troughs and riffles still are there to see.



Fig. 7. In the chamber with a thermal bath, part of a two-room suite.

The author of the 1860 history writes that the baths of San Bartolomé have very hot mineral waters, and that the waters issue abundantly from many hot springs. He writes that once the water is cooled, it is healthy to drink and good for fattening cattle.

2. In conclusion

Such multiple uses of mineralized hot spring waters are typical worldwide. No one will ever know all the ways thermal waters have been used at San Bartolo Agua Caliente or all the ways they continue to be used there today.

Do you know more about San Bartolo Agua Caliente? Please e-mail me. I would be very interested to hear from you.

Fig. 9. Thermal waters from this spring flow into the aqueduct that goes down to the spa. The church dome in the spa complex is visible in the distance



Fig. 10. Neighbors living by the thermal spring grow vegetables in the warm ground and have their own spa.

Acknowledgments

I would like to thank the Comisión Federal de Electricidad for its support and Ing. Arturo González Salazar, whose assistance with interviews and interest in what we saw made a big difference.

The essay is adapted from material published in 2003 in the *Transactions* of the Geothermal Resources Council and in 2004 in the *Bulletin* of the Oregon Institute of Technology.

Reference

Noticias para Formar la Historia y la Estadística del Obispado de Michoacán (1860). Gobierno del Estado de Guanajuato, p. 145.



Fig. 11. The aqueduct goes down to the spa complex.

Fig. 12. The original water-collection troughs built at the spa. At the far end are the riffles the thermal waters tumbled over on leaving the aqueduct, the first of two cooling processes. Next the waters were mixed with cold water from a fourth trough until a good bathing temperature was reached.



El Mundo de la Energía

(Con información recopilada por Alfredo Mañón Mercado)

□ **Brasil tendrá la primera planta de energía del mar de Latinoamérica**

El Gobierno y la Universidad Federal de Río de Janeiro se han aliado con la compañía Eletrobrás para desarrollar la primera planta de generación eléctrica en Brasil a partir de la energía de las olas. La instalación tendrá una potencia de 500 kW y entrará en operación en 2006.

La planta se situará en el litoral de Ceará --región pionera en el uso de la energía eólica--, cubrirá las necesidades eléctricas de unas 200 familias y, si todo marcha según lo previsto, estará lista para empezar a operar en un par de años. Será desarrollada en los laboratorios oceánicos de la Universidad Federal de Río de Janeiro (UFRJ) en una piscina gigante que simula ambientes marinos de alta presión y condiciones de olas y viento. En esta cámara se está ensayando ya un modelo a escala reducida.

De acuerdo con el coordinador del proyecto, el profesor Segen Estefen, los estudios preliminares indican que el litoral de Brasil tiene un potencial para cubrir el 15% del total de la energía eléctrica que necesita el país, y las mejores zonas para instalar este tipo de plantas se localizan en las costas del Estado de Río.

En cuanto al funcionamiento de la planta, Estefen explicó que contará con un conjunto de flotadores acoplados a una estructura accionada por una bomba hidráulica, que inyectará el agua del mar en las cámaras integradas. Estas cámaras liberarán un salto de agua con la presión y velocidad necesarias para accionar una turbina convencional y así generar la energía eléctrica.

Más información: www.planeta.coppe.ufrj.br

□ **Fotosíntesis artificial para producir hidrógeno y absorber CO²**

Científicos británicos han identificado en las plantas el lugar exacto en donde se producen las reacciones de fotosíntesis. Este hallazgo permitiría, en principio, la fabricación de pequeñas industrias de fotosíntesis artificial capaces de obtener hidrógeno a partir del agua y de absorber CO².

Los biólogos James Barber y So Iwata, del Imperial College de Londres, han establecido la secuencia precisa de acontecimientos que desencadenan el proceso de la fotosíntesis. Esta es la primera vez que se analiza con tan alta precisión el recorrido de los fotones desde su absorción por la clorofila hasta su utilización por las moléculas a base de manganeso para transformar las moléculas de agua en protones, electrones y oxígeno.

El descubrimiento, publicado hace poco en la revista *Science*, abre la posibilidad al desarrollo de plantas artificiales, una especie de pequeñas industrias de la fotosíntesis que podrían utilizar la energía solar para producir hidrógeno a partir del agua. Si esto se consiguiera, el hidrógeno así obtenido podría ser utilizado como combustible para las pilas de hidrógeno.

La posibilidad de absorber dióxido de carbono mediante un nuevo procedimiento tecnológico es otra de las vías abiertas por el descubrimiento. La construcción de las pequeñas industrias de fotosíntesis dependerá, en cualquier caso, de la confirmación de que los detalles de estos procesos naturales son suficientes para el diseño de las máquinas capaces de reproducir la fotosíntesis.

Más información: www.bio.ic.ac.uk/research

□ **Primera planta piloto de energía de las olas en España**

El consorcio español Iberdrola pondrá en marcha la primera planta que aprovecha la energía del oleaje que se instala en Europa. Se ubicará frente a las costas de Santoña (Cantabria, España) y estará

compuesta por 10 boyas que ocuparán una superficie de 2,000 m² y tendrán una potencia conjunta de entre 1.25 y 2.5 MW.

En principio, esta planta se ubicará a un kilómetro de las costas de Santoña y estará compuesta por 10 boyas con baliza de seis metros de diámetro y anclada al fondo marino a una profundidad de alrededor de 30 metros. Cada una cuenta con una potencia inicial de 125 kW, ampliable a 250 kW.

Esta instalación experimental, cuyo funcionamiento se basa en el aprovechamiento de la oscilación de las olas –entre 1 y 5 metros en esta zona–, podría suministrar energía eléctrica renovable a unas 1,500 familias de este municipio cántabro. Una vez puesta en marcha, pasaría a formar parte del Régimen Especial, obteniendo retribución similar a la fijada para los parques eólicos.

El proyecto cuenta con un presupuesto inicial de 3,25 millones de dólares y sería afrontado por una sociedad en proceso de constitución en cuyo capital participarían: Iberdrola (70%), la compañía norteamericana Ocean Powers Technologies (10%), el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE), con un 10%, y la Sociedad para el Desarrollo de Cantabria (Sodercan), con otro 10%.

La iniciativa, con mínimo impacto ambiental, ha sido bien recibida por las diversas oficinas públicas españolas implicadas: la Dirección de Costas del Ministerio de Medio Ambiente; las consejerías de Industria y Medio Ambiente de la Comunidad de Cantabria y el Ayuntamiento de Santoña.

Más información: www.iberdrola.es

□ **Electricidad en el Ártico gracias a la energía de las mareas**

Varias viviendas del norte de Noruega han empezado a disponer de electricidad gracias a la apertura de una planta sumarina que aprovecha como fuente primaria de energía la fuerza de las mareas.

La planta está situada en el canal de Kvalsund, cerca de la ciudad de Hammerfest, un lugar en donde se producen diferencias de más de diez metros entre la pleamar y la bajamar. Esta oscilación mueve las palas de varias turbinas submarinas, similares a las de los parques eólicos, que están ancladas al fondo marino y que se posicionan siempre frente a la corriente. La electricidad generada es inyectada en la red de distribución local.

El parque submarino tiene capacidad para producir 700,000 kWh de energía al año, suficiente para abastecer las necesidades de alrededor de 30 viviendas. "Esta es la primera vez en el mundo que la electricidad generada a partir de las mareas es inyectada en una red local de distribución", ha declarado Harald Johansen, director general de Hammerfest Stroem, la empresa artífice del proyecto.

La planta, que ha tenido un costo de 11 millones de dólares, empezó a funcionar en septiembre de 2003. Si los resultados son los esperados, la tecnología podría aplicarse en otras zonas de Noruega, añadió Johansen.

Más información: www.tidevannsennergi.com

□ **Casi 40,000 MW de energía eólica en el mundo**

El sector de la energía eólica creció un 25.1% durante el año 2003 estableciendo un nuevo récord de instalación en el mundo. Las primeras cifras disponibles anuncian una potencia añadida el pasado año de 7,948 MW, con lo cual la potencia mundial instalada se sitúa en 39,294 MW.

Aunque Europa, con 5,598 MW instalados en 2003, ha mantenido su posición de liderazgo en el mercado de la energía eólica, la potencia añadida ese año disminuyó en comparación con 2002, año en el cual más de 6,000 MW fueron instalados. Esta disminución del mercado europeo es imputable al mercado alemán, el primer mercado mundial, donde en 2003 se instalaron 2,645 MW frente a los 3,240 MW en 2002.

El buen resultado a nivel mundial se debe al crecimiento espectacular que ha experimentado el mercado americano, donde se instalaron 1,810 MW, equivalentes a un crecimiento del 37.1 %. Sin embargo, las previsiones para Estados Unidos para próximos años se presentan mucho más pesimistas, ante la cancelación por parte de la Administración Bush de las ayudas federales a la energía eólica.

Los fabricantes daneses siguen siendo los líderes del mercado, aunque su posición es competida por los industriales españoles y alemanes. Según datos correspondientes a 2002, el primer fabricante mundial es Vestas (danés), seguido de Enercon (alemán) y NEG Micon (danés). En cuarta posición aparece el grupo español Gamesa, con una cuota de mercado del 12.3% en 2002.

En la Unión Europea, la industria de la energía eólica mantiene unos 80 mil empleos directos, la mayoría de los cuales se concentra en Alemania con 46 mil personas empleadas. De acuerdo con el análisis de los expertos de EurObserv'ER, a largo plazo la tendencia del mercado de la energía eólica sigue siendo muy positiva, a pesar de la reducción prevista del mercado alemán. Estiman que en 2010 habrá instalados 67,600 MW.

Más información: www.energies-renewables.org, www.eufores.org

□ Granada albergará la mayor planta solar termoeléctrica del mundo

La empresa alemana Solar Millenium AG ha anunciado la próxima construcción en la provincia española de Granada de una planta de energía solar termoeléctrica de 50 MW, lo que la convertirá en la mayor del mundo.

Solar Millenium AG, que tiene su sede en Erlanger (Baviera) invertirá en la construcción de la planta 380 millones de euros. La instalación ocupará una superficie de 1,1 millones de metros cuadrados la convertirá en la más grande del mundo de sus características.

Cada una de las dos terminales en las que se dividirá la planta requerirá 200 hectáreas de superficie y tendrá 624 receptores de energía solar, con unos 200 mil espejos. Las dos terminales tardarán unos 18 meses en construirse y emplearán para el proyecto a unas 1,200 personas, de acuerdo con la compañía. Cuando entre en funcionamiento, previsiblemente en 2006, mantendrá a unos cien trabajadores.

Sollar Millenium, que espera obtener la licencia de construcción en las próximas semanas, aseguró que el Gobierno español ha autorizado la integración de la energía solar que se produzca en la red eléctrica española.

Más información: www.solarmillenium.de

Capacidad Geotermoeléctrica Mundial

(Recopilación de Luis C.A. Gutiérrez Negrín)

Con la entrada en operación de la quinta unidad de Miravalles, Costa Rica, en enero de 2004, la capacidad geotermoeléctrica en el mundo ha llegado a los 8240 MWe. A continuación se presenta el cuadro con la situación actual.

País	Capacidad (MWe)
Estados Unidos	2,002
Filipinas	1,909
México	953
Italia	795
Indonesia	748
Japón	535
Nueva Zelanda	436
Islandia	170
El Salvador	161
Costa Rica	153
Kenia	121
Nicaragua	77
Rusia	62
Guatemala	29
China	28
Turquía	20
Portugal (Islas Azores)	16
Etiopía	9
Papúa-Nueva Guinea	6
Francia (Isla Guadalupe)	4
Taiwán	3
Rumania	2
Tailandia	0.3
Austria	0.3
Australia	0.2
Zambia	0.2
Total	8,240

INSTRUCCIONES DE PUBLICACIÓN EN LA REVISTA GEOTERMIA

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

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.

Morelia, Mich., C.P. 58290, México

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

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

Los trabajos deberán cumplir con las siguientes instrucciones de publicación.

1. El artículo debe ser inédito y relacionado con la geotermia, las fuentes alternas no convencionales de energía o con ramas afines.
2. Enviar una copia impresa a doble espacio, así como disquete con el archivo en formato MS-Word. También puede enviarse el archivo por correo electrónico a las direcciones indicadas arriba. Se aceptan trabajos en español con resumen en inglés, o en inglés con resumen en español.
3. Las tablas y cuadros 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 mínima indispensable 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 finalmente 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, aunque se enviarán reconocimientos escritos a quienes colaboraron como árbitros.
6. El arbitraje se llevará a cabo de acuerdo con formatos preestablecidos, en los que se acentúan los aspectos de verificación y aprovechamiento de los resultados y se desalienta la fragmentación artificial de los artículos y la presentación de resultados preliminares sin perspectivas de conclusión.
7. 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.
8. 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. En cursivas se sugieren algunas secciones 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.

9. Todas las referencias deberán estar citadas en el texto y todas las citas deberán estar incluidas en las referencias. En el texto se empleará el sistema Harvard (apellido y año): "Algunos autores (González, 1995)...", o bien "González (1995) reporta que...". En caso de dos autores la cita deberá incluirlos a ambos (González y Rodríguez, 1995) y en caso de más autores deberá utilizarse la convención *et al.* (González *et al.*, 1995). La lista de referencias irá en orden alfabético y deberá incluir a todos los autores con todos los detalles de la publicación; si se emplean abreviaturas de publicaciones científicas, deberán estar de acuerdo con el *World List of Scientific Periodicals*. Solamente las iniciales del primer autor irán después del apellido, y se colocará entre paréntesis el año de la publicación después del apellido del último autor. El título de la revista o libro referenciado deberá escribirse en cursivas. Ejemplos:

Cedillo-Rodríguez, F. (1999). Modelo hidrogeológico de los yacimientos geotérmicos de Los Humeros. *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, 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.

10. 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.

11. 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.
