COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBDIRECCIÓN DE GENERACIÓN
GERENCIA DE PROYECTOS GEOTERMOELÉCTRICOS

GEOTERMIA

REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

ISSN 0186 5897

Volumen 25, No. 2
Julio-Diciembre de 2012

CONTENIDO

Editorial 1

Evaluación geológico-estructural del complejo volcánico Chichonal, Chis., como fuente alterna de energía 3
Uriel Arellano Contreras y Esteban Jiménez Salgado

Características geológicas preliminares de la nueva zona termal Cucapah en el Valle de Mexicali, BC, México 21
Julio Álvarez Rosales, Juan Manuel Camacho Hernández, Víctor Ilitch Gallardo Federico, Griselda Macías Valdez y Diego Herrera Carrillo

Variación isotópica (δ^{18} O, δD) de fluidos del campo geotérmico de Los Azufres (1987-2010): Identificación de procesos de yacimiento 28
Rosa María Barragán R., Víctor Manuel Arellano G., Alfonso Aragón A., Juan Ignacio Martínez E., Alfredo Mendoza C. y Lisette Reyes

Estudio con trazadores en la zona centro-sur del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. 35
Eduardo Iglesias, Miguel Ramírez, Irma Cruz Grajales, Rodolfo J. Torres y Neftalí Reyes

Control system concepts to improve geothermal plant availability 43
Saúl Rodríguez, Hans Gysel and Donald Speirs

Primera estimulación ácida en el campo geotérmico de Los Humeros, Pue. 50
Miguel Ramírez Montes, Lilibeth Morales Alcalá, y Martha Martínez López

Estado actual de desarrollo de las Bombas de Calor Geotérmico 58
Alfonso García Gutiérrez e Ignacio Martínez Estrella

FORO *69*

Nuevo Manifiesto Geotérmico Italiano 70
Presentación del Resumen Ejecutivo por R. Cataldi y W. Grassi

El Mundo de la Energía 77
Información recopilada por Alfredo Mañón Mercado y Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

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

Ni la CFE, la GPG o la AGM asumen responsabilidad alguna con relación a la veracidad o exactitud de los datos o conclusiones presentados en los artículos. Tampoco avalan ni sugieren el uso de productos comerciales que pueden ser citados eventualmente sólo con fines descriptivos.

La autorización para citar fuentes ajenas a la CFE 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 CFE ni de la AGM.

EDITORES

Director: José Luis Quijano León (AGM)
Editor: Luis C.A. Gutiérrez Negrín (AGM)

Consejo Editorial:
Alejandro Becerril Zavala
Magaly Flores Armenta
Raúl Sánchez Velasco
Jaime Vaca Serrano
Editores asociados:
Víctor Arellano Gómez (IIE)
Víctor Hugo Garduño Monroy (UMSNH)
Susan F. Hodgson (Historiadora de temas geotérmicos y petroleros)
Alfredo Mañón Mercado (Consultor)
José Manuel Romo Jones (CICESE)
Mario César Suárez Arriaga (UMSNH)
Secretaria: Enedelia Calderón Ochoa
Responsable de sitio en página de la UMSNH: Valdemar Vallejo García

Oficinas:
Alejandro Volta 655, Col. Electricistas, Morelia, Mich., 58290
Tel. (443) 314-3411
Correos: luis.gutierrez@geotermia.org.mx, l.g.negrin@gmail.com, luis.quijano@geotermia.org.mx

Esta es una revista digital que puede descargarse de manera gratuita de los portales públicos siguientes:
www.geotermia.org.mx, www.geothermal.org, www.univirtual.umich.mx/revistageotermia/index.html

Editorial

Como se apuntaba en el número inmediato anterior de esta revista, la industria geotérmica internacional sigue experimentando un desarrollo alentador, más ahora que la Unión Europea se encamina a mitigar su crisis financiera mediante el reciente y turbulento rescate de la economía griega --aunque a costa de un fuerte deterioro en la calidad de vida de los sectores económicos más vulnerables. Como también comentamos, reflejando en parte ese desarrollo geotérmico, la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM) realizará su vigésimo congreso anual de manera paralela al Primer Congreso Geotérmico Latinoamericano, co-convocado por la Asociación Geotérmica de El Salvador (AGES) y la Asociación Colombiana de Energías Renovables (ACER). El evento está programado en Morelia, Mich., México, del 26 al 28 de septiembre, e incluirá un taller previo sobre alteración hidrotermal (que impartirán el Dr. Wilfred A. Elders y la Dra. Georgina Izquierdo) y una visita al cercano campo geotérmico de Los Azufres. En el próximo número incluiremos una nota sobre su desarrollo y resultados, que esperamos sean exitosos.

Seis de los siete artículos técnicos publicados en este número se presentaron en el XIX Congreso Anual de la AGM, realizado en las instalaciones del campo geotérmico Los Humeros, Pue., en septiembre de 2011. Incluyen dos artículos sobre exploración geotérmica, uno en el complejo volcánico del Chichonal, Chiapas, y otro con resultados aún preliminares en la nueva zona geotérmica de Cucapah, Baja California. El probable sistema geotérmico asociado al Volcán Chichonal es un fuerte candidato a ser desarrollado y eventualmente aprovechado para generar electricidad. También incluyen dos trabajos sobre geoquímica isotópica en Los Azufres y sobre los interesantes resultados de un estudio con trazadores en Los Humeros, así como otros dos artículos con tema general, uno sobre sistemas de control en plantas geotermoeléctricas (preparado por ingenieros de Alstom) y otro que presenta las características y estado actual de las bombas de calor geotérmico, mejor conocidas por sus siglas en inglés (GHP). El otro artículo, que presenta los exitosos resultados de la primera estimulación ácida realizada en Los Humeros, se presentó originalmente en la V Reunión Interna de Mejora Contínua, organizada por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad y realizada en marzo del año pasado. En su conjunto, los materiales publicados parecen ofrecer un buen panorama del quehacer geotérmico en el país.

En la sección del Foro publicamos la traducción al español del Nuevo Manifiesto Geotérmico Italiano, publicado en italiano y en inglés por la Unión Geotérmica Italiana (UGI) a principios de año. Se trata en realidad del Resumen Ejecutivo del manifiesto, presentado por el presidente honorario y el presidente actual de la UGI. La versión en inglés de este mismo resumen se publicará próximamente en el boletín IGA News. El estudio de la UGI incluye un plan maestro de desarrollo de la geotermia en Italia, con horizonte a 2030, cuyo modelo sería conveniente adaptar a otros países geotérmicos, particularmente de América Latina. Incluimos también en el Foro la sección permanente de El Mundo de la Energía.

Como siempre, el Consejo Editorial espera que este número le resulte de interés.

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Editorial

As it was noted in the previous issue of this magazine, the geothermal industry keeps its surge of development worldwide, particularly now when the European Union has found the path to mitigate its financing crisis through the recent and turbulent rescue of the Greek economy –even though this implies the deterioration of the life-quality of the most vulnerable economic sectors of Greece. As it was also commented, as a pale reflect of the geothermal industry trend, the Mexican Geothermal Association (AGM) will hold its twentieth annual congress in parallel with the First Latin American Geothermal Congress, co-convened by the Geothermal Association of El Salvador (AGES) and the Colombian Association for Renewable Energy (ACER). The event is scheduled on 26-28 September in Morelia, Mich., Mexico, and includes a pre-congress workshop on hydrothermal alteration (to be lectured by Dr. Wilfred A. Elders and Dr. Georgina Izquierdo) and a field-trip to the near geothermal field of Los Azufres. In the next issue we will publish a note on the development and results of the congress, which we hope to be successful.

Six out of the seven technical papers published in this issue were presented at the AGM's Nineteenth Annual Congress held in the facilities of the Los Humeros, state of Puebla, geothermal field on September 2011. They include two papers on geothermal exploration, one about the Chichonal, Chiapas, volcanic complex and other with still preliminary results about the new geothermal zone of Cucapah, Baja California. The probable geothermal system related to the Chichonal Volcano is a good candidate to be developed and eventually used for electric generation. Those papers also include one on isotopic geochemistry in the Los Azufres field, another with the interesting results of a tracer test in Los Humeros, and two more on general subjects. One of the latter is about control systems in geothermal power plants, prepared by Alstom's engineers, and the other presents the main features and status of geothermal heat pumps. One seventh paper was originally presented in the fifth RIMC (a technical-management meeting held by the CFE's geothermal division (Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos) in March 2011. It is about the successful results of the first acid stimulation in the Los Humeros field. Altogether, these papers seem to present a panorama of the current geothermal activity in Mexico.

In the Foro section we publish the Spanish version of the New Geothermal Italian Manifesto, published in Italian and English by the Italian Geothermal Union (UGI) at beginnings of 2012. It is actually the Executive Resume of this manifesto, introduced by the honorary president and the current president of the UGI. The English version of this resume will be published in the IGA News newsletter. The UGI's study includes a development master plan for geothermal in Italy, projected up to 2030, whose model is highly recommendable to adapt to other geothermal countries, particularly in Latin America. The Foro section includes also our permanent section El Mundo de la Energía.

As usual, the Editorial board hopes this issue be interesting.

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Evaluación geológico-estructural del complejo volcánico Chichonal, Chiapas, como fuente alterna de energía

Uriel Arellano Contreras y Esteban Jiménez Salgado
Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Alejandro Volta 655, Morelia, 58090, Mich. Correo: uriel.arellano@cfe.gob.mx

Resumen
El proyecto geotérmico del Chichonal se localiza al noroeste del estado de Chiapas. Está emplazado localmente en un basamento de cuatro unidades de origen sedimentario y edad del Jurásico al Terciario. Se considera un sistema volcánico-hidrotermal de los más recientes a nivel mundial. Su origen está relacionado con la interacción de las placas tectónicas de Cocos y Norteamérica. Las dataciones más recientes por $^{40}Ar/^{39}Ar$ de los productos volcánicos permiten definir seis unidades volcánicas: Somma, Domo SW, Domo Cambac, Domo Capulín, Domo NW y flujos piroclásticos del Holoceno, con edad de 276 mil años al Reciente. La deformación estructural observada permite distinguir dos tipos de deformación: dúctil y frágil. La secuencia sedimentaria se encuentra plegada y constituye los anticlinales de La Unión y Caimba, el sinclinal de Buena Vista y la deformación frágil de fallamiento tipo capa-capa. En las rocas volcánicas la deformación es de tipo frágil y consiste en fallas y fracturas, observándose claramente al NW del complejo volcánico. Desde el punto de vista estructural la actividad hidrotermal está controlada por los sistemas estructurales y por los contactos litológicos entre el paquete sedimentario y la unidad volcánica. Las manifestaciones termales consisten de manantiales, fumarolas y hervideros distribuidos en cuatro sectores del volcán. De acuerdo con la evaluación geoquímica de las manifestaciones, hay cuatro tipos de agua: sulfatada con pH ácido, sulfatada cálcica con pH neutro, clorurada ácida y clorurada sódica con pH neutro. El geotermómetro de Na/K arroja temperaturas de 230°C mientras que el geotermómetro de gases H_2/Ar indica temperaturas de 260°C. A partir del análisis estructural y geoquímico se definió una zona de interés geotérmico regida por el fallamiento que controla la distribución termal. El yacimiento geotérmico se considera que puede estar alojado en la secuencia sedimentaria de calizas. Las características termales en el área del complejo volcánico indican la existencia de una fuente de calor de alta temperatura susceptible de ser aprovechada para generar energía eléctrica como una fuente alterna de energía.

Palabras clave: Volcán Chichonal, estudio estructural, edades radiométricas, características geoquímicas, geotermometría.

Geologic-structural assessment of the Chichonal volcanic complex, Chiapas, as alternative energy source

Abstract
El Chichonal geothermal project is located in northwestern Chiapas. It is locally placed into a basement composed of four Jurassic-Tertiary sedimentary units. It is deemed as one of the most recent volcanic-hydrothermal systems worldwide. Its origin is related to the interaction of the Cocos and North America plates. $^{40}Ar/^{39}Ar$ recent dating of its volcanic products leads to define six volcanic units: Somma, SW Dome, Cambac Dome, Capulín Dome, NW Dome and Holocene pyroclastic flows, with ages varying from 276,000 years ago to Recent. Structural deformation is of ductile and fragile types. The sedimentary sequence is folded and gives place to La Unión and Caimba anticlines, Buena Vista syncline and a fragile faulting of lit-par-lit type. Deformation on volcanic rocks consists of faults and fractures occurring at NW of the volcanic complex. The hydrothermal activity is controlled by structural systems and lithological contacts between the

sedimentary and volcanic series. Thermal manifestations are hot springs, fumaroles and steaming ponds arranged into four zones of the volcano. There are four geochemical types of water: sulfated with acid pH, calcic-sulfated with neutral pH, acid-chloride and sodium-chloride with neutral pH. Na/K geothermometer indicates bottom temperatures of 230°C, while H_2/Ar gas-geothermometer indicates 260°C. A main geothermal zone has been identified based on structural and geochemical results, related to faults controlling the thermal distribution. The geothermal reservoir is thought to be hosted by the limestone sequence. Thermal features of the complex imply the presence of a high-temperature heat source capable to be used to generate electric energy as an alternative energy source.

Keywords: Chichonal volcano, structural study, radiometric dating, geochemical features, geothermometry.

1. Introducción

Debido a la necesidad de diversificar las fuentes tradicionales de generación de energía eléctrica y contribuir a su desarrollo, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a través de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) ha evaluado el potencial geotérmico preliminar de la zona del complejo volcánico del Chichonal.

Esta área ha sido objeto de un sinnúmero de estudios de diferente índole y propósito. Desde la década de los setenta se han realizado trabajos de exploración por parte de Petróleos Mexicanos. En esa misma época la CFE inicia un estudio de prospección geotérmica, el cual fue retomado entre 1981 y 1982 (Canul y Rocha, 1981).

A finales de marzo de 1982, la erupción explosiva (VEI 5) del volcán Chichonal, también conocido como El Chichón, fue definida como el peor desastre causado por actividad volcánica en tiempos recientes de México. El evento natural consistió en la destrucción de un domo y la formación de un cráter-lago. Por tal razón la CFE decidió abandonar el proyecto de interés geotérmico (Canul et al., 1983).

Fig. 1. Ubicación del complejo volcánico.

Después de la erupción se han realizado diversos estudios sobre el volcán, la mayoría de tipo científico y enfocados a la génesis y al riesgo volcánico (Carey and Sugurdsson, 1986; Capaul, 1987; Armienta *et al.*, 2000; Espíndola *et al.*, 2000; Capaccioni *et al.*, 2004; García-Palomo *et al.*, 2004).

En marzo de 2007 la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) organizó una serie de conferencias para conmemorar los 25 años de la erupción. Poco después la GPG le solicitó a la UNAM un estudio de prospección geotérmica, mientras llevaba a cabo otros estudios con su propio personal, cuyos resultados principales se presentan en este trabajo.

El proyecto geotérmico del Volcán Chichonal se localiza en el estado de Chiapas, aproximadamente 68 km en línea recta al NNW de Tuxtla Gutiérrez y 20 km al SW de la ciudad de Pichucalco (Fig. 1).

2. Geología y morfología

Desde el punto de vista regional el proyecto geotérmico del Chichonal se ubica en una zona sujeta a diferentes procesos geológicos: sedimentación, subducción de la Placa de Cocos por debajo de la Placa de Norteamérica, plegamientos, fallamientos normales, laterales e inversos y actividad volcánica en épocas recientes. Los elementos tectónicos regionales lo integran las placas de Norteamérica, del Caribe y la de Cocos con su zona de subducción, y con más detalle la Plataforma de Yucatán, el Cinturón Plegado (Anticlinorio de Chiapas), la Falla del Istmo, el Macizo Granítico y el sistema de fallas Motagua-Polochic. Otro rasgo importante que se puede observar perfectamente, es la zona constituida por bloques que tectónicamente forman la provincia conocida como de Fallas de Transcurrencia (Carfantan, 1981).

El complejo volcánico del Chichonal se encuentra situado en el Anticlinorio de Chiapas, que en conjunto tiene vergencia hacia el norte, siendo sepultado por sedimentos post-miocénicos que alcanzan espesores considerables en la Planicie Costera del Golfo.

Las estructuras geológicas de origen primario en la zona del complejo volcánico son resultado de procesos de sedimentación que dieron lugar a estratos terrígenos y calcáreos con estratificación de diferentes unidades en el tiempo y en el espacio con cuerpos tabulados. Las estructuras de origen secundario son las que se forman posteriormente a los procesos de la diagénesis como respuesta a cambios de esfuerzo y de temperatura. Fue posible identificar en campo estos cambios como procesos de deformación: traslación, rotación y dilatación, buzamiento de estratos que infieren flancos de anticlinales o sinclinales, fracturamiento, fallamiento lateral, normal e inverso que dan lugar a cabalgamientos. El estudio incluyó el levantamiento de estaciones estructurales.

En la zona del complejo volcánico del Chichonal hay varias estructuras de origen secundario, consistentes en anticlinales y sinclinales con ejes de dirección NW-SE y NNW-SSE, cuyos flancos varían de 42° a 65°. Al norte de Chapultenango fue posible identificar un valle producto de un sinclinal de orientación E-W, que da lugar al drenaje del Río Mova.

Uno de los plegamientos es el Anticlinal de Caimba, situado en la parte NE del volcán, con orientación NW-SE y buzamiento al NW. Las rocas calcáreas constituyen su núcleo y afloran en su cima, formando una serranía con una altura de 1140 msnm.

En la parte oeste del complejo volcánico se encuentra una sierra que corresponde al flanco suroeste de un pliegue asimétrico (recumbente) conocido como La Unión, el cual alcanza su máximo desarrollo (cabalgamiento) en la población de Xochimilco; la orientación de sus flancos así como el buzamiento de la estructura es NW-SE.

Entre los plegamientos antes mencionados y al norte del área de estudio se encuentra el sinclinal de Buena Vista que es truncado por un cabalgamiento inverso. También su porción sur es interrumpida por material volcánico. Para efectos de este estudio el sinclinal se estudió solamente en la zona del complejo volcánico, y ligado a las manifestaciones termales superficiales en sus cuatro sectores.

Desde el punto de vista morfológico, El Chichonal es un volcán compuesto con un cráter con diámetro de 1.5 x 2 km denominado Somma con una elevación máxima de 1150 msnm (Figura 2). En realidad el cráter Somma es un anillo de domos (domos anulares) que tiene paredes internas sub-verticales y pendientes externas suaves. La elevación relativa del Somma con respecto a la topografía circundante es de sólo 700 msnm con respecto a la parte este y de 900 msnm en la parte occidental. El cráter Somma está cortado por estructuras más jóvenes, en su parte SE por el cono de tobas Guayabal y al SW por un domo de lavas. El

cráter Somma alberga en su parte interior un cráter-lago creado por la destrucción de un domo en la erupción de 1982 con un diámetro de 1 km y paredes verticales de 140 m. La altura máxima del cráter sobre el nivel del mar es de 1100 m y la altura del fondo del cráter es de 860 msnm.

Existen otras estructuras asociadas al edificio principal del volcán, esencialmente domos, a los cuales se les ha denominado Domo NW, Domo SW y Domo Cambac, que a diferencia de los domos anulares del Somma se encuentran en la parte externa del edificio principal.

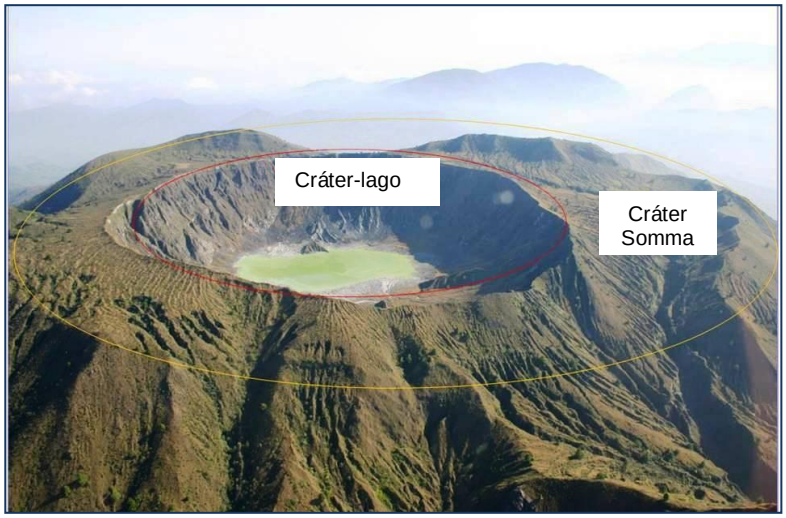


Fig. 2. Morfología del volcán Chichonal donde se muestra el cráter Somma y el cráter-lago de la erupción de 1982. Vista al norte.

3. Estratigrafía

La estratigrafía superficial del área de estudio consiste en rocas sedimentarias del Mesozoico y Cenozoico y en rocas volcánicas del Cuaternario.

La descripción de las rocas sedimentarias que afloran en la zona del proyecto se tomó de resultados de las perforaciones de los pozos realizados por Pemex en 1981, y para las rocas de la actividad volcánica se tomaron de publicaciones y trabajos de cartografía reciente.

Para este estudio, se decidió concentrar la investigación en la secuencia sedimentaria y los depósitos volcánicos que afloran en torno al volcán.

Secuencia Sedimentaria

A. Evaporitas del Cretácico Inferior y calizas del Cretácico Superior

En esta secuencia se han agrupado dos grandes paquetes sedimentarios. El primero y el más antiguo se compone de rocas evaporíticas intercaladas con calizas dolomitizadas y niveles bentoníticos (Fig. 3). La cima de las evaporitas se encuentra a 2595 m de profundidad en el pozo Caimba 12, perforado por Pemex el cual se ubica al NE de la Colonia El Volcán. Sobreyaciendo concordantemente a las evaporitas se encuentra una secuencia potente de calizas masivas dolomitizadas. Sus colores son café claro y gris, petrográficamente se clasifican como calcarenitas arrecifales. También se observan brechas y desarrollos arrecifales, lo que indica que estas rocas pertenecen a un ambiente de plataforma. Hacia su cima se observan calizas arcillosas, con nódulos de pedernal y en estratos más pequeños, pero que aún conservan características de alta energía con facies más pelágicas. Todos estos carbonatos son visibles en el anticlinal Caimba en donde se estimó un espesor de 2500 m, que corresponde a los espesores cortados por los pozos de Pemex.

B. Lutitas arenosas calcáreas del Paleoceno-Mioceno Inferior

Estas unidades forman un paquete de rocas donde predomina la porción terrígena que se asocia a un régimen erosivo y que permite depositar facies de tipo flysch. Toda esta unidad agrupa en su base a lutitas de color gris oscuro con niveles de calizas que poco a poco van graduando a arcillas laminares. Hacia la cima aparecen lentes o estratos de areniscas. Hacia su parte intermedia se alterna con numerosos niveles de areniscas en estratos pequeños y sobresalen niveles calcáreos en forma de lentes con desarrollos coralinos (Fig. 3). Estos son bien visibles al sur del volcán Chichonal principalmente en el Río Susnubac, donde a la altura de Agua Caliente se observan bloques enormes de estas rocas ricas en corales. También se encontraron

bancos que se acuñan lateralmente con Numulites del Eoceno. Por su contenido micro-faunístico, a estas capas de lutitas arenosas calcáreas se les ha asignado una edad que va del Paleoceno al Mioceno Temprano. Es sobre estas unidades terrígenas que se encuentra alojado el volcán El Chichón, siendo también la unidad litoestratigráfica más extensa en el área de estudio. Morfológicamente ocupa todas las depresiones. Se considera que tiene un espesor aproximado de 2000 m.

Se aprecia que entre estas secuencias más terrígenas y las calcáreas del Cretácico existió un cambio en el medio sedimentario, que pasó de una plataforma marina a un ambiente deltaico asociado a depósitos tipo flysch con eventuales desarrollos arrecifales.

La mayoría de las manifestaciones termales emanan del contacto entre estas unidades terrígenas arcillosas y los productos volcánicos.

C. Areniscas y lutitas del Mioceno Inferior

Los estratos terrígenos de esta unidad se convierten progresivamente en capas ricas en arenas que llegan a formar grandes bancos de areniscas y conglomerados de color café claro ricos en micas, estructuras primarias, restos de hojas, carbón y tallos. Estos bancos se alternan con lutitas limosas de color gris oscuro (Fig. 3). Los mismos bancos de areniscas son los que morfológicamente obedecen las terminaciones de los pliegues al norte del volcán. El espesor estimado es de 300 m.

Secuencia Volcánica

Las rocas volcánicas del área de estudio se agrupan en siete unidades con base en su distribución, características físicas, mineralógicas, químicas, edades y relaciones estratigráficas. La estratigrafía volcánica fue sustentada con dataciones radiométricas de $^{40}Ar/^{39}Ar$ realizadas en la universidad de Alaska, encargadas por la UNAM.

A continuación se presenta una descripción en orden cronológico de cada una (Fig. 3).

Unidad Somma

El Somma representa la estructura más antigua del complejo volcánico del Chichonal, la cual contiene al cráter-lago formado durante la erupción de 1982. El Somma está disectado en tres partes de su estructura en donde nacen las cabeceras de los ríos Platanar y Mova al este, Cambac en el norte y Agua Caliente en el sureste.

Este cráter consiste de una serie de domos amalgamados de lava andesítica circundados por abanicos de depósitos de flujo piroclástico más recientes. En general las lavas que forman los domos Somma contienen abundantes fenocristales de plagioclasas, anfíboles y piroxenos, inmersos en una matriz vítrea, cuya composición química es traquiandesítica. Las rocas de esta estructura son las más antiguas del complejo volcánico con una edad mediante K-Ar de 209 ± 19 ka (Damon y Montesinos, 1978) y 276 ± 6 ka (Duffield *et al.*, 1984).

Asociados a la estructura Somma, se encuentran depósitos de flujos piroclásticos de bloques y cenizas expuestos hasta 2.5 km del cráter en el lado oeste. En general estos depósitos definen abanicos suavizados, con drenaje bastante profundo, lo que indica que se trata de materiales relativamente antiguos. En general los depósitos de flujo piroclástico son masivos, compuestos de varias unidades de flujo, con espesores de aproximadamente 50 m, parcialmente endurecidos y constituidos por bloques de traquiandesita, muy similares a las rocas de los domos del Somma, con fenocristales grandes de plagioclasas, anfíboles y piroxenos. La edad de estos flujos es de 55 ka.

Unidad Domo SW

Se define con este nombre a una estructura dómica compuesta por lavas traquiandesíticas. Este domo tiene una elevación máxima de 990 msnm con paredes sub-verticales de 300 m de alto, pobremente disectado por el drenaje, e interrumpe el borde sureste del cráter Somma. Las rocas que componen este domo son andesitas con textura porfídica compuestas por fenocristales de plagioclasas, anfíboles y piroxenos inmersos en una matriz pobre de vidrio, con un 58.19 % en peso de SiO_2. La edad del Domo SW ha sido establecida en 217 ± 10 ka con evidencias de exceso de argón. Aunque esta edad es cercana a la del edificio Somma (Damon y Montesinos, 1978), el Domo SW es más joven debido a relaciones estratigráficas.

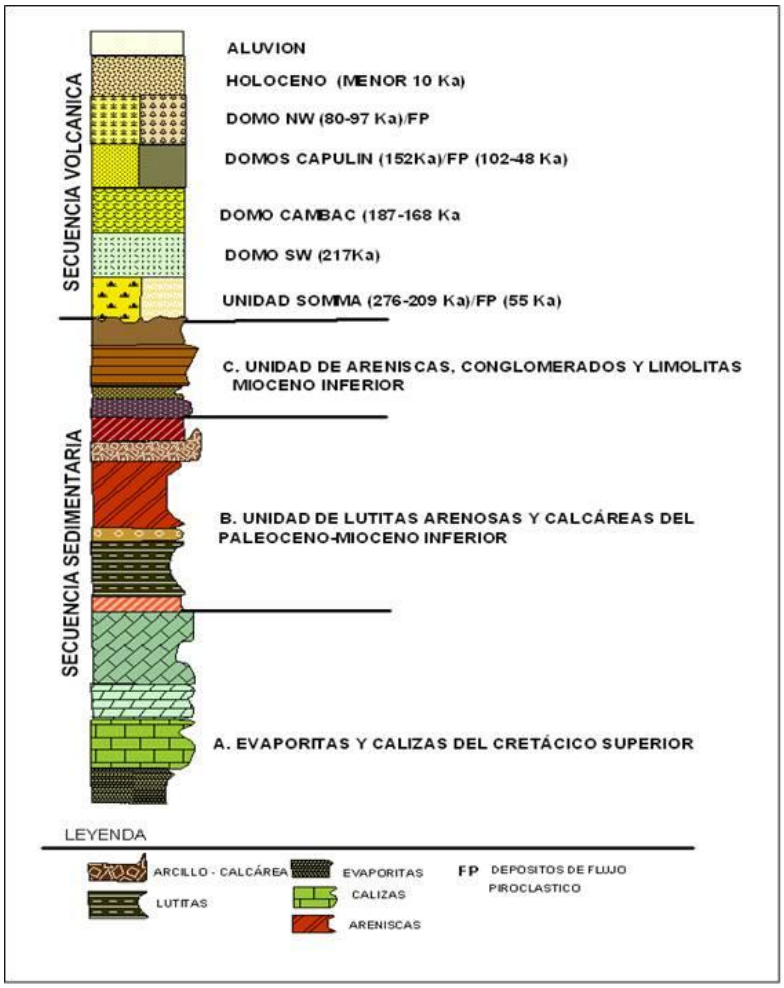


Fig. 3. Columna litológica generalizada de la zona de estudio.

Unidad Domo Cambac

Se define con este nombre a dos estructuras dómicas localizadas en la cabecera del Río Cambac. Estas estructuras tienen una forma asimétrica, aparentemente debido a que la lava que forma los domos logró fluir hacia el sector oeste. La roca de estos domos presenta un color gris oscuro con alteración de color ocre y presenta lajas de aproximadamente 10 cm. Se trata de una traquiandesita porfídica de grano medio, con fenocristales de plagioclasas, hornblenda y piroxeno inmersos en una matriz vítrea, con un 56% en peso de SiO_2. Además se observa un mineral de alteración de color verdoso, probablemente epidota. La edad de estas estructuras fechadas mediante el método $^{40}Ar/^{39}Ar$ está entre ~187 y ~168 ka.

Unidad Domo Capulín

Esta unidad está representada por varios domos de lava alineados aproximadamente en dirección este-oeste que se localizan a ~3 km al norte-noreste del volcán. Esta unidad no había sido descrita anteriormente en ningún trabajo. Está compuesta por aproximadamente seis estructuras dómicas, la más alta con una elevación de 739 msnm. En general los domos están compuestos por lava de composición traquiandesítica (57.8% en peso de SiO_2) de color gris claro, de textura porfídica, con fenocristales de plagioclasa, hornblenda y piroxeno en una matriz vítrea. Cabe destacar que en algunas partes los domos exhiben brechamiento. La edad para la unidad Capulín fue establecida en este estudio en ~152 ka mediante el método de $^{40}Ar/^{39}Ar$.

Unidad Domo NW

Esta unidad consiste de una estructura compleja de domos y espinas con una elevación máxima de 1048 msnm, con rasgos de erosión fuerte. Una característica sobresaliente de esta unidad es una estructura de colapso de ~700 m de ancho, abierto hacia el NW. La lava que la conforma varía de color gris a verde, parcialmente alterada, de composición traquiandesítica a basáltica (55.34-56.28% en peso de SiO_2) y de textura porfídica de grano grueso con fenocristales de plagioclasas, hornblenda y piroxenos en una matriz pobremente vítrea. El Domo NW fue fechado en 90 ± 18 ka y 97 ± 10 ka mediante el método $^{40}Ar/^{39}Ar$. En el presente estudio se obtuvo otra edad de ~80 ka con el mismo método, similar a las previamente reportadas.

Unidad del Holoceno

La unidad del Holoceno es la más extensa alrededor del volcán Chichonal, debido a que también comprende los depósitos expulsados durante la erupción de 1982. Durante los últimos 8 mil años se han logrado identificar 11 erupciones distintas que dejaron depósitos piroclásticos diversos (flujos piroclásticos, depósitos de caída de pómez y oleadas piroclásticas), con edades de 7300, 3700, 3100, 2500, 2000, 1900, 1600, 1500, 1250, 900 y 550 años antes del presente. Es común la presencia de flujos piroclásticos de bloques y cenizas de esta unidad, así como flujos piroclásticos de pómez y flujos de ceniza. En general todos los constituyentes (pómez, bloques) tienen una textura porfídica, con fenocristales de plagioclasas, hornblenda y piroxenos, inmersos en una matriz fina de composición traquiandesítica (57-58% en peso SiO_2). En la Figura 5 se observa la litología del complejo volcánico del Chichonal.

4. Geología Estructural

El objetivo de esta parte del estudio fue identificar las estructuras geológicas, principalmente las de tipo secundario que son las de mayor interés desde el punto de vista geotérmico, por lo que se estudiaron las características geométricas de las rocas deformadas y los tipos de deformación (frágil y dúctil) en el campo.

Para alcanzar el objetivo se llevó a cabo una serie de recorridos geológicos a través de los cauces de los arroyos donde la roca se encuentra al descubierto y se pueden tomar datos tales como: rumbo, buzamiento, penetrabilidad, continuidad, y datos de elementos cinemáticos como el pitch, ya sea en planos o en vetas de calcita. Este último dato permite identificar posibles reactivaciones.

La actividad de campo consistió principalmente en la medición de las fracturas y fallas con brújula Brunton. Los datos estructurales generados en campo se vaciaron en el software StereoNet para obtener sus respectivos estereogramas. El software AutoCad 2011 se utilizó para vaciar las fallas y fracturas identificadas en las estaciones estructurales a un plano escala 1:25,000.

Se ubicaron 146 Estaciones Estructurales (EE) registradas con GPS, distribuidas en la zona de interés geotérmica (Tabla 1). En ellas se levantaron 2350 datos estructurales a lo largo de los arroyos Cambac, Agua Salada, Agua Tibia, Susnubac, Agua Caliente, Magdalena y Cráter Lago (Figura 4).

Tabla 1. Resultado de los datos estructurales.

Datos estructurales	Estación estructural	Sistemas estructurales			
		N-S	NE-SW	NW-SE	E-W
	EE	537	529	651	633
TOTAL: 2350	146	22.85%	22.51%	27.70%	26.93%

4.1. Localidades visitadas

- *Calizas Cretácicas de Chapultenango-Rancho San Juan*

Estas afloran en la porción oriente del Volcán Chichonal sobre el Río Mova, a partir del Rancho San Juan y hasta el NW de Chapultenago. En esta última localidad se tiene el afloramiento tipo. La roca es de color gris claro en roca sana e intemperiza a un color ocre amarillento, es de estructura compacta y textura *mudstone*. Se presenta en forma estratificada con estratos que varían en espesor de 0.15 a 1 m, se observan vetillas finas de calcita menores a 1 cm de espesor sin dirección preferente. Esta secuencia sedimentaria se encuentra afectada al menos por tres etapas de deformación, que produjeron pliegues y fallas.

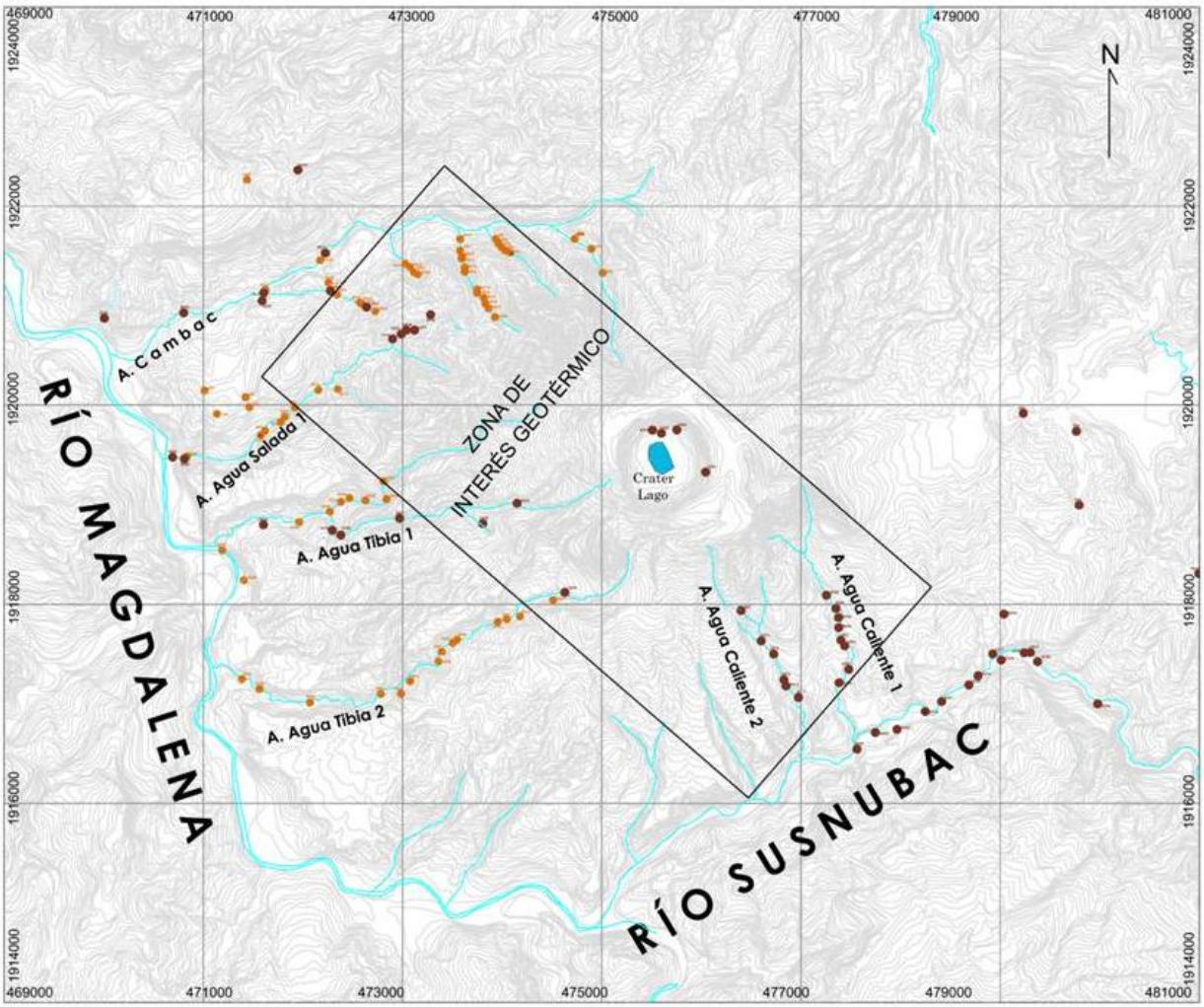


Fig. 4. Ubicación de las estaciones estructurales en la zona de interés.

a) Plegamiento. Este dio como resultado un sinclinal de orientación E-W, en cuyo eje tiene su cauce el Río Mova. Los flancos del sinclinal presentan la siguiente geometría: en la porción norte la estratificación es E-W con buzamiento de 45 a 60° al sur, y en su flanco sur la estratificación es E-W con buzamiento de 40 a 50° al norte.

b) Fallamiento del Sistema San Juan, de orientación E-W (N74-76°W). La traza de esta falla corre a través del Río Mova pasando por el rancho San Juan, donde toma el nombre. Se infiere que atraviesa por el aparato volcánico del Chichonal afectando a la parte norte del cráter Somma, a traquiandesitas del arroyo Agua Salada y a horizontes de arenisca del arroyo Cambac. Se considera que este sistema tiene una longitud de entre 16 a 18 km y se divide en tres segmentos, consecuencia de una deformación heterogénea.

El primer segmento de la porción este de la traza de la Falla San Juan se localiza al NW de Chapultenango sobre el cauce del Río Mova (Fig. 5). Consiste de un sistema de fallas capa-capa que se da en estratos de la misma roca. Los elementos cinemáticos permiten distinguir al menos dos tipos de movimiento: el primero de componente normal oblicua con pitch de 43 a 80° al este, el segundo componente, de carácter tectónico, se asocia con la estructura denominada Falla San Juan con desplazamiento lateral izquierdo con pitch de 10 a 25° al este. Estos elementos permiten definir que la estructura San Juan ha sido reactivada.

Este sistema está afectado por fracturas abiertas con aperturas de 2 a 15 cm y densidad promedio de 12 fracturas en un metro lineal. Uno de los fracturamientos es el conjugado, con tendencia general N-S, buzamiento de 65 a 83° tanto al este como al oeste; el segundo sistema de fracturas es el NW-SE, con buzamiento de 55 a 80° al SW.

La traza del segundo segmento se ubica en la parte central (Fig. 5). Está inferida debido a que se enmascara por los flujos piroclásticos de los diferentes eventos del volcán. Empieza a partir del Rancho San Juan cruzando la parte norte del cráter Somma hasta el arroyo Agua Salada. Esta falla se sustenta con la toma de datos en un afloramiento de lutitas intercalado con areniscas, en el cual se midieron datos conjugados de fracturas E-W.

El tercer segmento se localiza en la porción poniente del aparato volcánico (Fig. 5) y se sustenta con datos medidos en afloramientos de traquiandesitas en las manifestaciones termales del arroyo Agua Salada 1 y El Cochi, en traquiandesitas del Domo NW y estratos de areniscas en una porción del arroyo Cambac, donde se obtuvieron rumbos de fracturas de N74-76°W con buzamiento de 64-74° al SW.

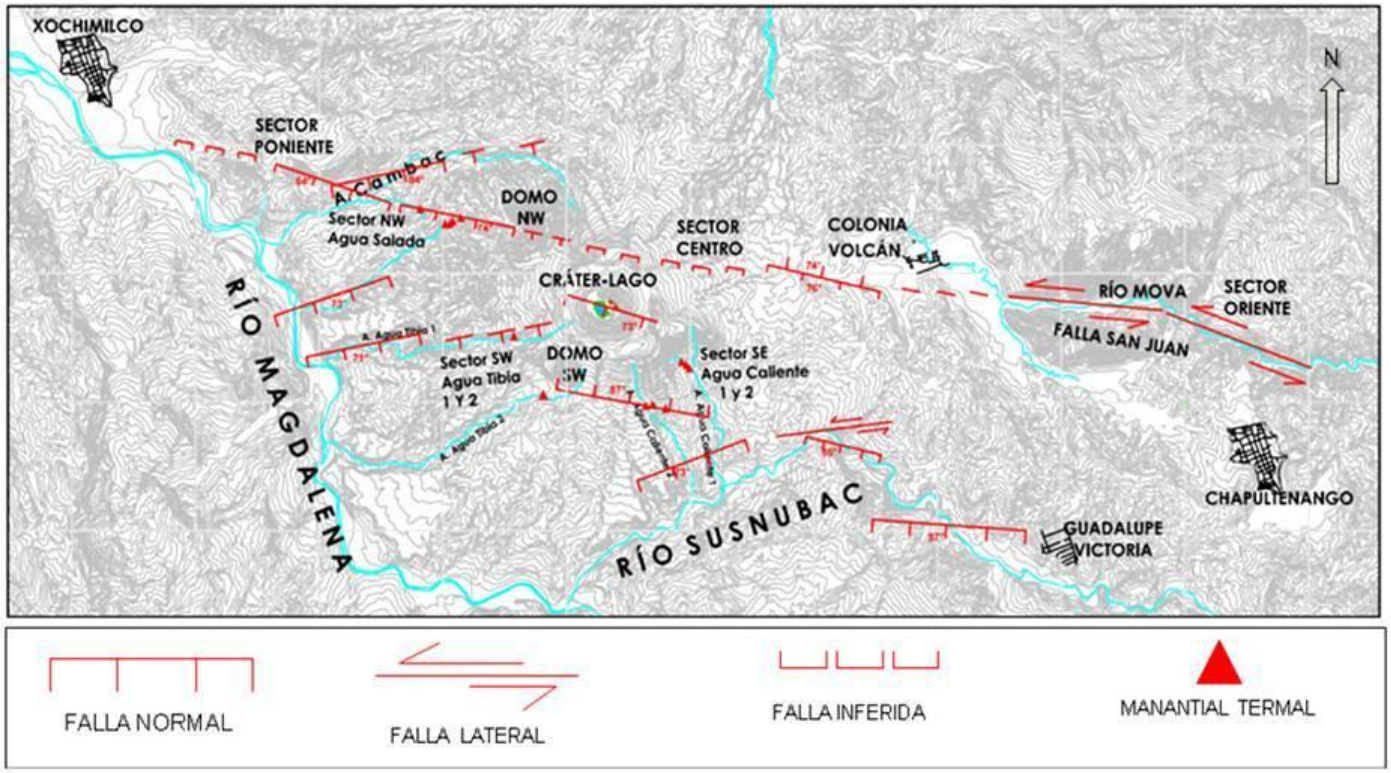


Fig. 5. Traza de la falla San Juan dividida en sus tres sectores.

- *Lutitas intercaladas con areniscas del Terciario*

Localidad Guadalupe Victoria. Al SW y W del poblado de Guadalupe Victoria y siguiendo el cauce aguas abajo del Río Susnubac (Fig. 5), se continuó con la toma de datos en afloramientos. Los datos estructurales se tomaron en lutitas intercaladas con areniscas. Los datos de estratificación de esta unidad son de orientación variable no pudiendo establecerse a qué estructura de plegamiento corresponde.

Las lutitas son de color gris claro en roca sana e intemperizan a un color ocre. Se encuentran estratificadas con espesores de 1 a 20 cm, presentan una textura escamosa y fracturas cerradas. En ocasiones estas fracturas se observan rellenas de calcita con espesores que varían de 1 a 5 cm. Estas a su vez presentan elementos

cinemáticos de fallamiento capa-capa con rumbo general de N 40°W-60° al SW y pitch de 16 a 40° al NW. La estratificación tiene un rumbo general N40-52°W con buzamientos de 33 a 60° al SW y su escarpe respectivo corresponde a la traza lineal NW-SE del Río Susnubac. Se identificaron además sistemas de fracturamiento de rumbo general N-S y resultante de N13°E-72° al SE. El sistema NE tienen una resultante de N50°E-81°NW y el fracturamiento NW-SE presenta una resultante de N40°W-80°SW. El tercer sistema es el de orientación general E-W con resultante de N85°W con 57° al sur.

Localidad arroyo Agua Caliente (figuras 4 y 5). Es una secuencia sedimentaria consistente en una alternancia de lutitas con areniscas. Los espesores de las areniscas varían de 10 a 50 cm y los de las lutitas son menores a 10 cm. La estratificación se midió en los estratos de arenisca, ya que al ser una roca competente conserva mayor estabilidad guardando bien definidos sus planos tanto de estratificación como de fractura. La resultante general de estratificación es de N52°E-37° al SW. Se identifico un fracturamiento abierto de 1 a 10 cm con rumbo general al NE, el cual se obtuvo una resultante de N50°E-81° al NW y fracturas secundarias del sistema N-S con buzamiento de 73° al este. Otro de los sistemas encontrados es el NW-SE con resultante de N29°W con 74° al NE y de N58°W con 69° al SW, y fracturas del sistema E-W con rumbo de N85°W con buzamiento de 87° al norte.

Localidad arroyo Cambac. Al NW del volcán se recorrió el arroyo Cambac aguas arriba, de SW a NE (ver figuras 4 y 5), y se identificaron afloramientos de lutitas intercaladas con areniscas. Las primeras son de color gris oscuro con estratos de 1 a 15 cm de espesor. Las areniscas son de color gris claro, grano medio a fino y en estratos que varían de 15 a 40 cm de espesor. En estos afloramientos se midió la estratificación, obteniendo una resultante general de N85°W con buzamiento de 21° al N. El fracturamiento en general es abierto de 2 a 5 cm y se agrupa en tres sistemas. El primero es de orientación general NE-SW, con una resultante de N37°E y buzamiento de 85° al SE; el segundo sistema medido tiene orientación NW-SE, determinándose una resultante de N44°W con buzamiento de 81° al SW. Estos dos sistemas de fracturas son de tipo conjugado, lo que indica una deformación que afecta a la estratificación. El tercer sistema es de orientación general N-S con resultante de N17°E y buzamiento de 29° al NW. Asociados a estos sistemas se observaron elementos cinemáticos de falla con componente lateral izquierda en los estratos de arenisca, con rumbo de N37°E, buzamiento de 85°al SE y pitch de 10° al NE.

Localidad arroyo Agua Salada. En esta localidad (ver figuras 4 y 5) se tomaron datos estructurales en dos litologías diferentes. La primera se identificó en la margen izquierda aguas arriba del arroyo y corresponde a lutitas de color amarillento a ocre con estratos menores a 15 cm de espesor; la estratificación tiene un rumbo general N-S y buzamiento al este. Este paquete sedimentario es afectado por fracturas semi-cerradas y de poca densidad (4 fracturas en un metro lineal). El primer sistema de fracturas es de orientación NE-SW del cual se obtuvo una resultante de N45°E y buzamiento de 62° al SE, mientras que el segundo sistema tiene orientación general E-W con resultante de N74°W y buzamiento de 73° al SW. La segunda litología se observó en margen derecha aguas arriba del arroyo Agua Salada 1 y se trata de lavas de composición traquiandesítica pertenecientes al domo NW. Estas son de color rosáceo con fenocristales grandes de plagioclasas y hornblenda. En estos afloramientos se observaron diferentes sistemas de fracturas, con densidad de 10 fracturas en un metro lineal. El primer sistema es de tipo conjugado y consiste de fracturas de orientación NE-SW con resultante de N50°E y buzamiento de 75° al SE, conjugadas con un segundo sistema de fracturas NW-SE con resultante de N36°W y buzamiento de 83° al SW. El tercer sistema medido es de orientación N-S con resultante de N15°W y buzamiento de 84° al este. El cuarto sistema está orientado E-W, dando una resultante de N75°W con buzamiento de 54° al S.

Localidad de Agua Tibia 1 y 2. Al SW del aparato volcánico del Chichonal se encuentran los arroyos de Agua Tibia 1 y 2 (ver figuras 4 y 5), donde afloran lutitas de color gris oscuro con intercalaciones de areniscas de color gris claro. Las lutitas tienen estratos con espesores menores a 15 cm y las areniscas estratos de 10 a 20 cm. La estratificación tiene un rumbo general N-S con buzamiento de 34° al W. Estas

rocas se observan fracturadas en dos sistemas ortogonales, el primero de los cuales es perpendicular a la estratificación, con orientación E-W, resultante de N79°E y buzamiento de 71° al SE. El segundo sistema de fracturas es paralelo al rumbo de la estratificación, de dirección N-S, resultante de N06°E y buzamiento de 77° al E. Todos los datos se recogieron en estratos de lutitas.

- *Traquiandesitas del cráter-lago*

Se hizo un recorrido en el interior del cráter-lago con la finalidad de encontrar una asociación sistemática de los sistemas de fracturas internas con las externas. Hay dos sistemas conjugados de fracturas de dirección NW-SE y NE-SW. El primer sistema conjugado incluye un sistema de dirección NW-SE con resultante de N52°W y buzamiento de 72° al NE, y otro de dirección NE-SW con resultante de N42°E y buzamiento de 76° al NW. El segundo conjugado consiste igualmente de un sistema NW-SE pero ahora con resultante de N58°W y buzamiento de 64° al SW, con otro NE-SW con resultante de N38°E y buzamiento de 83° al NW. Se identificó también un tercer sistema de fracturas, de orientación general N-S, donde se obtuvo una resultante de N19°W con buzamiento de 56° al SW. En esta zona se midió un elemento cinemático con rumbo de N74°W, buzamiento de 73° al SW y un pitch de 77 y 75°.

4.2. Sistema NW-SE, Chichón-Catedral

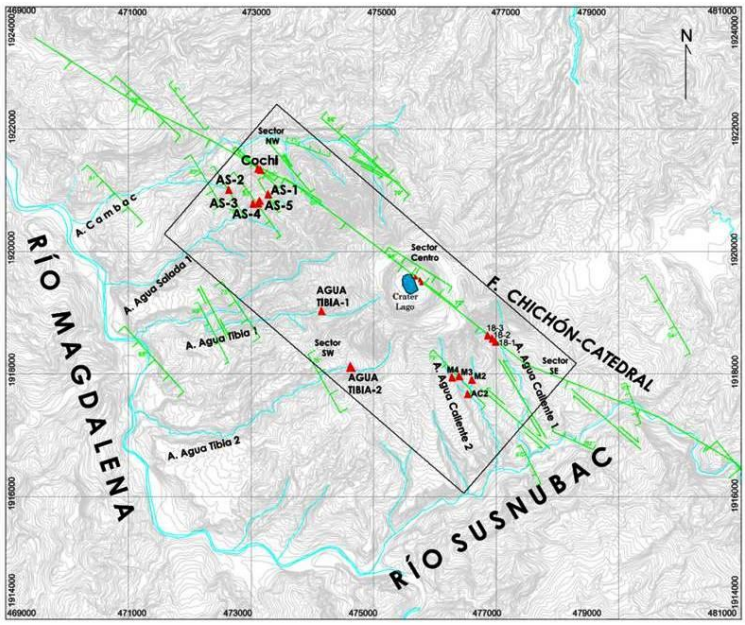


Fig. 6. Estructuras pertenecientes al sistema NW-SE Chichón-Catedral.

Se le denomina así a un sistema estructural de orientación NW-SE que se detecta a partir del Volcán Catedral, ubicado a unos 25 km al NW del volcán Chichonal. La geometría de este sistema consiste de un patrón estructural de escalonamiento izquierdo. Para el presente trabajo se identificó un fragmento de 13 km de longitud de este sistema, a partir del Río Susnubac al oeste de Guadalupe Victoria pasando por el cráter Somma y hasta el arroyo Cambac, al NW del volcán Chichonal (Fig. 6).

La integración de este segmento lo componen las resultantes de las estaciones estructurales obtenidas a partir del alineamiento NW-SE del Río Susnubac, centro del cráter-lago, Somma y en el arroyo Cambac.

Los datos estructurales que confirman este sistema son: N31°W (resultante)/76°SW (buzamiento), N31°W/82°SW, N36°W/83°SW, N58°W/64°SW, N31°W/80°SW, N43°W/79°SW, N40°W/80°SW, N30°W/64°SW, N44°W/81°SW y N32°W/76°NE, N44°W/65°NE, N38°W/81°NE, N52°W/72°NE. Estos datos constituyen sistemáticamente un sistema conjugado en el cual se infiere que la componente sintética buza al SW. Se considera que las estructuras de este sistema son conductoras de los fluidos geotérmicos y que la falla Chicón-Catedral puede ser una frontera para esos fluidos.

4.3. Sistema Estructural NE-SW

En la zona del Chichonal existe un sistema de fracturas de orientación preferencial NE-SW, que de acuerdo a los análisis realizados en estudios anteriores podría determinar el límite este-oeste de la zona termal, definido al sureste por el cauce del Río Susnubac y al noroeste por el del arroyo Cambac (Fig. 7). Para este trabajo

describiremos el comportamiento y distribución de las fracturas registradas en las estaciones estructurales ubicadas dentro de la zona de interés geotérmico.

Dentro de esa zona, el sistema NE-SW se observa de manera más evidente hacia el NW, en la zona de los manantiales de Agua Salada y El Cochi, ya que en los demás tributarios de los arroyos los registros son menores, incrementándose hacia el cauce del Río Susnubac, fuera de la zona de interés.

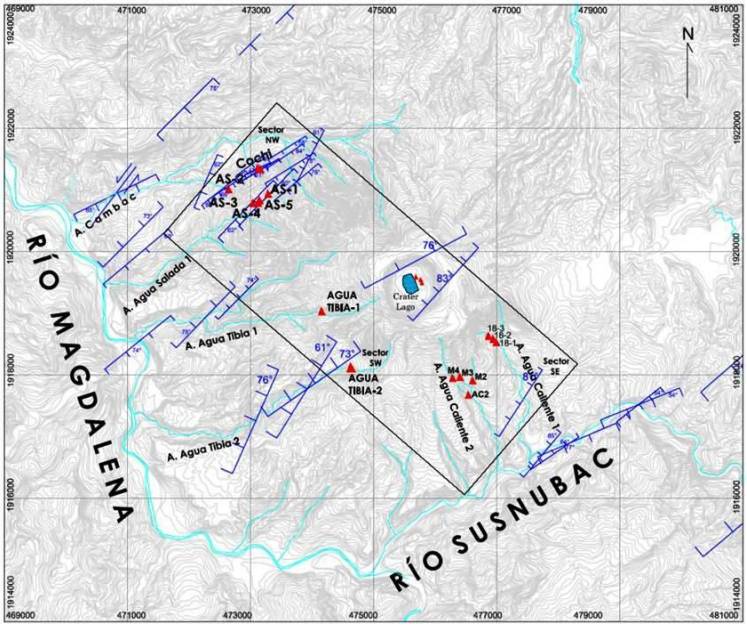


Fig. 7. Geometría del sistema estructural NE-SW.

Para la zona de los manantiales de Agua Salada y El Cochi se midieron las siguientes estaciones estructurales:

- EE10, con resultante de N58°E y buzamiento de 58°SE; este fracturamiento se midió en estratos de lutitas color gris oscuro.
- EE11, con resultante de N56°E y buzamiento de 84°SE; los datos de esta estación se midieron en una plancha de arenisca color gris oscuro de grano fino de textura sacaroide, que presenta derrumbes debido al intenso fracturamiento.
- EE15, con resultante de N58°E y buzamiento de 78°SE; estas fracturas se observan abiertas con densidad de 7 fracturas en un metro lineal, pero algunas se encuentran rellenas por material arcilloso. Donde se midió esta fractura se observó impregnada con sílice.
- EE20, con resultante de N50°E y buzamiento de 76°SE; los datos de esta estación se tomaron en un afloramiento inestable de traquiandesitas.
- EE27, con resultante de N65°E y buzamiento de 47°SE; estos datos se tomaron justo donde emana el manantial El Cochi, en rocas traquiandesitas porfídicas. Se observaron 7 fracturas en un metro lineal.
- EE28, con resultante de N59°E y buzamiento de 86°NW, con pitch de 60° y 66° al oeste. Se observa como zona de derrumbe.
- EE33, con resultante de N52°E y buzamiento de 73°SE; estas fracturas se midieron en estratos de areniscas con textura sacaroide de grano fino, que también son cortadas por el sistema E-W muy cerca del manantial Agua Nueva.
- EE45, con resultante de N38°E y buzamiento de 83°NW; datos medidos en afloramiento de traquiandesitas en los manantiales de Agua Salada.
- EE46, con resultante de N38°W y buzamiento de 82°SE; los datos se midieron en traquiandesitas en el Arroyo Agua Salada.

Dentro de la pared interna del Cráter-Lago se registraron las siguientes estaciones:

- EE67, con resultante de N42°E y buzamiento de 83°NW; fracturas medidas en traquiandesitas con apertura de 2 a 8 cm.
- EE70, con resultante de N62°E y buzamiento de 76°NW; es un plano con superficies pulidas en rocas traquiandesíticas.
- EE61, con resultante de N45°E y buzamiento de 81°NW; datos medidos en lutitas finamente estratificadas de 5 a 20 cm.

- EE43, con resultante de N55°E y buzamiento de 73°NW; afloramiento de lutitas donde convergen varios sistemas de fracturas sobre el Arroyo de Agua Tibia 1. El afloramiento se observa inestable y las fracturas están abiertas de 1 cm a 4 cm.
- EE44, con resultante de N32°E, buzamiento de 61°NW y pitch de 70° y 71° al NE con reactivación lateral; el escalonamiento se inclina al W. Afloramiento de lutitas sobre el cauce del Arroyo Agua Tibia 1.

En resumen, para la zona de interés geotérmico en su conjunto se obtuvo una resultante general de fracturamiento de N54°E/71°SE en la zona NW, donde se localizan los manantiales de Agua Salada y El Cochi, y de N46°E/78°NW para la zona centro y sureste, resultando un fracturamiento NE-SW con buzamiento al SE y NW de tipo conjugado.

4.4. Sistema Estructural N-S

Este es otro de los sistemas importantes medidos en los diferentes afloramientos tanto de rocas sedimentarias como de rocas volcánicas, dentro de la zona de interés geotérmico. A continuación se describen las estaciones estructurales donde se identificó.

En la zona de los manantiales termales de Agua Salada y El Cochi (Fig. 8) se registraron las estaciones siguientes:

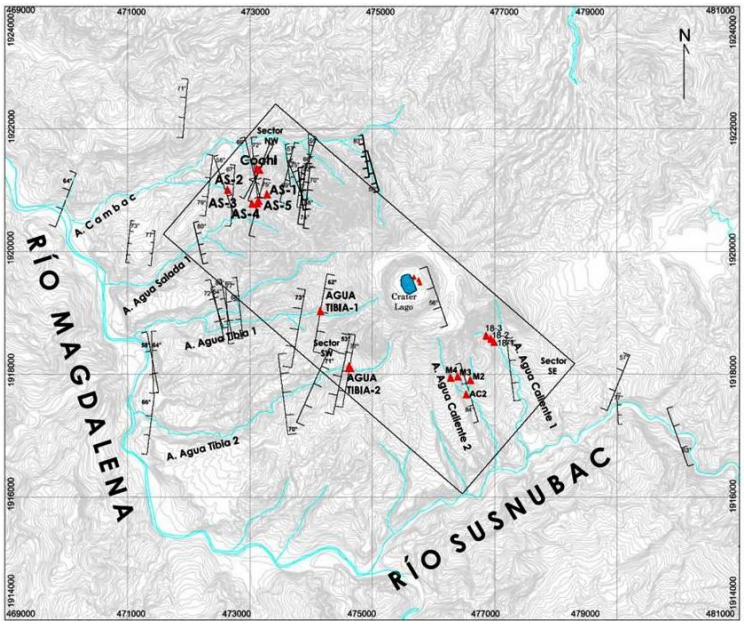


Fig. 8. Geometría del sistema estructural N-S.

- EE14, con resultante de N14°E/57°SE; fracturas medidas en traquiandesitas en afloramiento inestable. Las fracturas se observan abiertas sin mucha penetración, y son cortadas por el sistema E-W.
- EE15, con resultante de N07°W/69°NE; fracturas en traquiandesitas al NW del aparato volcánico. Se observan abiertas con densidad de cinco fracturas en un metro lineal.
- EE21, con resultante general de N08°E/72°SE; datos medidos en un plano de traquiandesitas con superficies pulidas, observándose milonitización en los planos.
- EE22, con resultante general de N07°W/74°NE; datos tomados en una plancha de traquiandesitas de 5 m x 10 m con superficies pulidas.
- EE23, con resultante general de N08°E/68°SE; plano de falla con pitch de 40°, 45° y 47° con dirección al SW.
- EE15, con resultante de N14°W/69°SW con pitch de 56°, 44° y 34° con dirección al SE.
- EE19, con resultante de N22°W/75°NE; fracturas abiertas de 2 cm a 7 cm con clorita impregnada sobre la pared de las fracturas.
- EE25, con resultante general de N14°W/69°SW; plano de falla en areniscas con pitch de 56°, 44° y 34° al SE.
- EE26, con resultante de N06°W/72°NE en afloramiento de traquiandesitas de textura porfídica cerca del manantial El Cochi.
- EE28, con resultante de N21°E/72°SE y N29°E/67°NW; fractura conjugada en traquiandesitas con fracturas abiertas de 2 cm a 10 cm y densidad de 7 fracturas en un metro lineal.
- EE31, con resultante general de N19°W/58°E; fractura abierta de 1 cm a 4 cm y densidad de 6 fracturas en un metro lineal.

- EE41, con resultante de N12°E/53°NW; fracturas medidas en lutitas sobre el cauce del Arroyo Agua Tibia.
- EE43, con resultante de N24°E/71°SE; fracturas abiertas en lutitas color gris oscuro sobre el cauce del Arroyo Agua Tibia.

Sobre el cauce del Arroyo Agua Caliente (Fig. 8) se midieron las estaciones estructurales EE74 y EE6, obteniendo una resultante general de N09°W/80°NE y N29°W/74°NE. Son fracturas conjugadas paralelas al cauce del arroyo. Dentro de la pared del cráter-lago se registró la estación estructural EE67 dando una resultante de N06°W/82°SW y observando fracturas abiertas de 1 cm a 5 cm en traquiandesitas.

En general el sistema estructural N-S no se observa con una tendencia bien definida, sino que tiene formas conjugadas. Aunque es un fracturamiento secundario que en su mayoría es cortado por alguno de los otros sistemas antes descritos y presenta poca penetración, es de resaltar su alta densidad en los afloramientos.

4.5. Isletas de fracturamiento

Al sobreponer los tres principales sistemas estructurales descritos en la zona de interés geotérmico se definieron ciertas zonas con mayor convergencia e intensidad de fracturamiento que, desde el punto de vista geotérmico, serían las de mayor interés al presentar una mayor probabilidad de permeabilidad. A estas zonas se les denominó en este trabajo como 'isletas de fracturamiento', presentándose en la Figura 9 su ubicación.

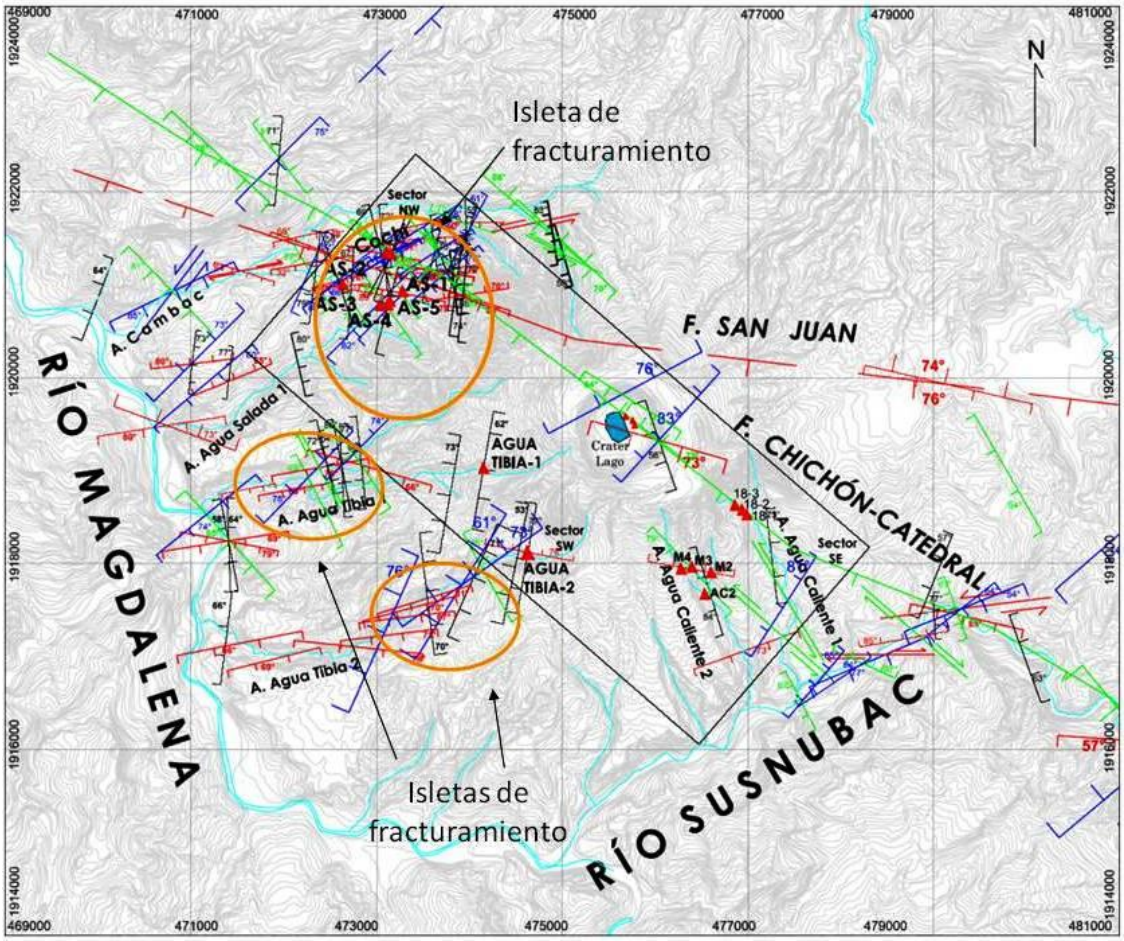


Fig. 9. Superposición de los sistemas estructurales e isletas de fracturamiento.

Puede verse que dos de esas isletas quedarían fuera de la zona de interés geotérmico, pero que la más septentrional parece definir un objetivo de exploración futuro, al contener los manantiales termales de Agua Salada y El Cochi, así como la intersección inferida entre las fallas San Juan y Chichón-Catedral, ambas de extensión regional.

5. Termalismo

Uno de los objetivos del trabajo fue actualizar la ubicación de las manifestaciones termales y asociarlas con la litología de donde emanan, identificando el tipo de manifestación, las estructuras asociadas que controlan las manifestaciones y las zonas de alteración hidrotermal (Tabla 2). Así, se censaron y muestrearon las manantiales termales de los alrededores del complejo volcánico, se ubicaron con GPS, se tomó su temperatura, pH y litología en la cual emanan, y se ubicaron en un plano a escala 1:25 000.

Tabla 2. Manantiales termales del complejo volcánico censados y muestreados.

Manantial	Litología	T(°C)	pH	Observaciones
Manantial-2 (M2)	Contacto entre lutitas y piroclastos.	65	7	La muestra de agua se tomó en un tributario del Arroyo Agua Caliente 2.
Manantial-3 (M3)	Contacto entre lutitas y piroclastos.	58	7.5	Manantial en el Arroyo de Agua Caliente 1.
Muestra-4 (M4)	Contacto entre lutitas y piroclastos.	29	-	La muestra se tomó en el afluente del Arroyo de Agua Caliente 1.
Manantial AS1	Contacto entre traquiandesita y piroclastos.	44	5	La muestra se tomó en un manantial en la parte de arriba del arroyo Agua salada 1.
Manantial AS2	Contacto entre lutitas y piroclastos.	64	7.5	Manantial en la parte alta del Arroyo Agua Salada 2.
Manantial AS3	Material piroclástico de pómez.	50	7	Se tomó en la margen izquierda aguas arriba del Arroyo Agua Salada 1.
Manantial AS4	Contacto entre traquiandesita y piroclastos.	60	2.5	La muestra de agua se tomó en la margen derecha aguas arriba del Arroyo Agua Salada 1.
Manantial AS5	Material piroclástico de pómez.	72	7	Manantial en la margen derecha del Arroyo Agua Salada 1.
Manantial AT1	Contacto entre arenisca arenosa y material piroclástico.	70	7.5	Manantial en la parte alta del Arroyo Agua Tibia 1.
Manantial AT2	Contacto entre lutitas y piroclastos de pómez.	50	7	La muestra de agua se tomó en la unión de dos manantiales del Arroyo Agua Tibia 2.
Manantial AR	Material piroclástico de pómez.	26	3.5	Manantial en la margen derecha del Arroyo Agua Caliente 1.
Manantial 18-1	Contacto entre lutitas y piroclastos de pómez.	60	8.5	Manantial en la margen izquierda aguas arriba del Arroyo Agua Caliente 1.
Manantial 18-2	Contacto entre lutitas y piroclastos de pómez.	64	6.5	Muestra tomada en la margen izquierda aguas arriba del Arroyo Agua Caliente.
Cauce 18-3	Cauce del Arroyo Agua Caliente.	70	8.5	Muestra de agua tomada en la cascada en la parte alta del Arroyo Agua Caliente.
LGOCTER	Dentro del lago-cráter.	22	2	Muestra tomada al este del lago-cráter del volcán.
Manantial Agua Caliente 2	Contacto entre lutitas y piroclastos de pómez.	40	8	Manantial en la parte alta de un tributario del Arroyo Agua Caliente 2.
El Cochi	En fractura de traquiandesitas.	60		El manantial emana de una fractura de traquiandesitas del Domo NW.

Las manifestaciones termales identificadas consisten principalmente de manantiales de agua caliente y fumarolas. De acuerdo con su ubicación, pueden agruparse en cuatro sectores tomando como referencia el centro del volcán Chichonal: sector sureste, sector suroeste, sector noroeste y sector centro.

a) Sector sureste. Los manantiales termales dan lugar al denominado arroyo Agua Caliente 1. Emanan a partir de la cota 620 a 700 msnm, con temperaturas de 60 a 70 °C y un pH de 6.5 a 8.5. Su centro de emanación corresponde al contacto entre las lutitas y los depósitos piroclásticos. Otra localidad más al SSE del volcán es el arroyo Agua Caliente 2, alimentado también por manantiales calientes que se ubican en la cota 640 a 700 msnm. Las temperaturas varían de 44 a 65°C, pH de 5 a 7 y su centro de emanación es el contacto litológico entre lutitas y material piroclástico.

b) Sector suroeste. Hacia el SW del aparato volcánico del Chichonal brotan los manantiales denominados arroyo Agua Tibia 1 y 2. Se ubican entre las cotas 620 a 660 msnm. Las temperaturas medidas son de 50 a 70°C, con un pH de 7 a 7.5. Estos manantiales emanan del contacto entre lutitas intercaladas con areniscas y depósitos piroclásticos.

d) Sector centro. El termalismo en este sector se localiza dentro de la estructura del cráter-lago formado en la erupción de 1982. Las manifestaciones termales se ubican entre las cotas 890-900 msnm y consisten de hervideros, fumarolas (*soap pools*) y suelos calientes. Se caracterizan por presentar temperaturas que varían de 58 a 96 °C y pH de 4 a 8. Las fracturas abiertas de forma irregular dan lugar a la presencia de fumarolas (Foto 1) donde es posible identificar la precipitación de azufre nativo y hedor tenue de H_2S. La distribución del termalismo en este sector presenta un alineamiento general NW-SE (Sistema Chichón-Catedral) e inflexión al E-W (Sistema San Juan).

Foto 1. Cráter-lago en la cima del volcán visto al suroeste, mostrándose las manifestaciones termales.

d) Sector noroeste: Estos manantiales se ubican a 3.5 km al NW del volcán, pudiendo agruparse en las zonas de Agua Salada 1 y Agua Salada 2. Los de Agua Salada 1 emanan en ambas márgenes del arroyo con un alineamiento NE-SW, desde la cota 530 a 600 msnm. En la margen derecha aguas arriba del arroyo existen dos manantiales que emanan de los derrames de lava de composición traquiandesítica, producto del Domo NW, en contacto con material piroclástico. En la margen izquierda aguas arriba del arroyo se ubican dos

manantiales termales que emanan del material piroclástico, compuesto principalmente de pómez. Las temperaturas de los manantiales varían de 50 a 60°C con pH de 2.5 a 7.5. Por su parte, los manantiales del arroyo Agua Salada 2 se ubican 450 m al NW del arroyo Agua Salada 1 y presentan un alineamiento E-W. Hay un manantial termal que brota en la cota 460 msnm en el contacto entre lutitas y depósitos piroclásticos, con temperatura de 64°C y pH de 7. Estos manantiales se diferencian de los anteriores por su sabor salobre, su baja cota y por su posición, no directamente asociada con el volcán, sino más bien con el Domo NW.

De acuerdo a las observaciones de campo y análisis de la información se considera que el termalismo activo en el complejo volcánico del Chichonal está limitado por fronteras de orientación NE-SW y NW-SE.

6. Conclusiones y recomendaciones

• El Chichonal es un volcán activo en cuya cima hay un cráter de 1.5 por 2 km de diámetro, denominado Somma y producto de la intensa erupción de 1982, dentro del cual hay actualmente un lago.

• El posible yacimiento geotérmico asociado al volcán es un sistema magmático-hidrotermal activo.

• Localmente el volcán está emplazado en un basamento de rocas sedimentarias que incluyen evaporitas del Jurásico, calizas del Cretácico y areniscas y lutitas del Terciario.

• Desde el punto de vista tectónico, el complejo volcánico del Chichonal está situado dentro de la Provincia de Fallas Laterales Motagua-Polochic.

• Las rocas del basamento están afectadas por fallas orientadas E-W con movimiento lateral izquierdo, como la Falla San Juan, y por fallas normales de rumbo NE-SW con buzamiento al NW.

• Los estilos de deformación en la zona del complejo volcánico incluyen los tipos dúctil y frágil. La deformación dúctil ha dado lugar a pliegues (anticlinales y sinclinales) y la frágil a fracturas y fallas.

• Localmente las estructuras que afectan al complejo volcánico del Chichonal son las NW-SE (Sistema Chichón-Catedral) y las E-W (Sistema San Juan).

• Desde el punto de vista estructural se infiere que la actividad hidrotermal está controlada por estructuras de orientación NW-SE y NE-SW.

• Las manifestaciones termales en la zona del complejo volcánico del Chichonal consisten de manantiales termales, fumarolas y hervideros que se pueden agrupar en cuatro sectores: SE, SW, Central y NW. En los sectores SE y SW las manifestaciones se ubican entre los 620 y 700 msnm, en el Central entre 890 y 900 msnm, y en el NW entre 460 y 600 msnm.

• Las manifestaciones termales en el exterior del volcán emanan del contacto litológico de la secuencia de lutitas con los productos piroclásticos de origen reciente. En el sector Central están asociadas con la estructura volcánica principal y en el sector NW se consideran más relacionadas con el Domo NW.

• La evaluación geoquímica de las manifestaciones termales sugiere la existencia de un sistema geotérmico profundo con temperaturas de 230°C, calculadas por el geotermómetro Na/K, y de hasta 260°C con el geotermómetro de gases H_2/Ar.

• Las características termales en el área de estudio indican la existencia de una fuente de calor de alta temperatura susceptible de aprovecharse para generar energía eléctrica.

• A partir del análisis estructural y de la evaluación geoquímica puede definirse una zona de alto interés geotérmico hacia el NW del cráter-lago.

• Se recomienda realizar estudios geofísicos de alta resolución magnética y resistiva que permitan visualizar con mayor detalle las propiedades físicas y la geometría de la litología del subsuelo, además de la posible configuración del conducto volcánico.

• También es recomendable monitorear la actividad sísmica para tratar de distinguir actividad de origen hidrotermal de la de origen tectónico.

Referencias

Armienta, M.A., S. De la Cruz-Reyna, and J.L. Macías, 2000. Chemical characteristics of the crater lakes of Popocatépetl, El Chichon, and Nevado de Toluca volcanoes, Mexico. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 97, pp. 105-125.

Canul, R.F., A. Razo M. y V. Rocha L., 1983. Geología e historia volcanológica del volcán Chichonal, Estado de Chiapas. *Memorias de la VI Convención Geológica Nacional*, Sociedad Geológica Mexicana. México, DF., Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, pp. 3-22.

Canul, R.F., y V. Rocha L., 1981. Informe geológico de la zona geotérmica de El Chichonal, Chiapas, México. Comisión Federal de Electricidad, Informe 32-81, 38 p. Inédito.

Capaccioni, B., Y. Tarán, F. Tassi, O. Vaselli, F. Mangani, and J.L. Macías, 2004. Source conditions and degradation processes of light hydrocarbons in volcanic gases: an example from El Chichón volcano, Chiapas, State of Mexico. *Chemical Geology*, 206, pp. 81-96.

Capaul, W.A., 1987. Volcanoes of the Chiapas Volcanic Belt, Mexico. Tesis de Maestría, Michigan Technological University, Houghton, U.S.A. 93 p. Inédito.

Carfantan, J.Ch., 1981. Evolución estructural del sureste de México. Paleogeografía e historia tectónica de las zonas internas mesozoicas. *Revista del Instituto de Geología*, 5, pp. 207-216.

Carey, S.N., and H. Sigurdsson, 1986. The 1982 eruptions of El Chichón volcano-Mexico (2): Observations and numerical modeling of tephra fall distribution. *Bulletin of Volcanology*, 48, pp. 127-141.

Damon, P.E., and E. Montesinos, 1978. Late Cenozoic volcanism and metallogenesis over active Benioff zone in Chiapas, Mexico. *Arizona Geol. Soc. Digest*, Vol. 11, pp. 155-168.

Duffield, W.A., R.I. Tilling, and R. Canul, 1984. Geology of the El Chichón volcano, Chiapas, Mexico. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 20, pp. 117-132.

Espíndola, J.M., J.L. Macías, R.I. Tilling, and M.F. Sheridan, 2000. Eruptive history of El Chichón volcano (Chiapas, Mexico) and its impact on human activity. *Bulletin of Volcanology*, 62, pp. 90-104.

García-Palomo, A., J.L. Macías, and J.M. Espíndola, 2004. Strike-slip faults and K-Alkaline volcanism at El Chichón volcano, southeastern Mexico. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 136, pp. 247-268.

Características geológicas preliminares de la nueva zona termal Cucapah en el Valle de Mexicali, BC, México

Julio Álvarez Rosales, Juan Manuel Camacho Hernández, Víctor Ilitch Gallardo Federico, Griselda Macías Valdez y Diego Herrera Carrillo

Residencia General de Cerro Prieto. Residencia de Estudios. Departamento de Geología y Geofísica. Campo Geotérmico de Cerro Prieto, B.C., México. Correo: juan.camacho02@cfe.gob.mx

Resumen

El Valle de Mexicali en Baja California, México, es conocido por su potencial geotérmico, ya que junto con el Valle Imperial en Estados Unidos forma la provincia de Salton Trough, que incluye a los campos geotérmicos activos de Salton Sea y Cerro Prieto, así como varias zonas termales que no han sido aprovechadas por considerarlas de baja entalpía. El 4 de abril de 2010 ocurrió un sismo de magnitud 7.2 con epicentro en la porción sur de la Sierra Cucapah, cerca de las estribaciones de la sierra El Mayor y poco después se reportaron fumarolas al NNW del epicentro y al SW de la manifestación termal Calderón, identificada desde 1952. Visitas de reconocimiento geológico efectuadas a principios de 2011 confirmaron que continuaba activa una fumarola de 30 metros de altura al SW de la Sierra Cucapah, asociada a una falla regional de dirección NW-SE y aflorando en rocas muy fracturadas y alteradas, a la que se asocian pequeños volcanes de lodo inactivos y suelos calientes. Se describen las características geológicas preliminares de esta nueva zona, ya incluida en la carta de focos termales de México, y se recomienda continuar su exploración con estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos complementarios, lo mismo que en la ya explorada zona termal de Tulecheck, ubicada en su cercanía.

Palabras clave: Sierra Cucapah, Valle de Mexicali, exploración geológica, sismo de abril de 2010, Tulecheck.

Preliminary geologic features of the new geothermal zone Cucapah at the Mexicali Valley, BC, Mexico

Abstract

Mexicali Valley in Baja California, Mexico, is known by its geothermal potential, since altogether with the Imperial Valley in US form the Salton Trough province. This province includes the geothermal fields under exploitation of Cerro Prieto and Salton Sea as well as a number of thermal zones not yet exploited because are thought to be of low enthalpy. On April 4, 2010, a 7.2 magnitude earthquake took place whose epicenter was located at the southern Cucapah Sierra, near the lowlands of El Mayor Sierra. Afterwards some fumaroles were reported at NNW of the epicenter and SW of the thermal manifestation Calderón, identified since 1952. Geological reconnaissance visits, paid on early 2011, confirmed that a fumarole, located SW of the Cucapah Sierra, was still in activity. This fumarole consisted of a 30 m high column, related to a regional NW-SE fault cropping out on fractured and altered rocks. Some extinct, small mud volcanoes and hot soils were also observed. Preliminary geologic features of this zone, now included in the chart of thermal zones of Mexico, are described, and it is recommended to carry on its exploration by complementary geologic, geochemical and geophysical studies, as well on the already explored and nearby Tulecheck thermal zone.

Keywords: Cucapah Sierra, Mexicali Valley, geologic exploration, April 2010 earthquake, Tulecheck.

1. Introducción

La sismicidad es una de las principales características del Valle de Mexicali, debido al movimiento relativo de las placas del Pacífico y de Norteamérica que ha dado origen a la provincia extensional del Golfo. Las fallas Cerro Prieto e Imperial son las de mayor actividad y dan lugar al centro de dispersión donde se ubica el campo geotérmico de Cerro Prieto. El movimiento telúrico del 4 de abril de 2010, de magnitud 7.2 en la escala de Richter, se considera uno de los eventos sísmicos de mayor relevancia, ya que además de provocar daños al sistema hidráulico y agrícola del Valle de Mexicali evidenció una vez más el importante potencial geotérmico de la zona, originando la presencia de fumarolas en la Sierra Cucapah. También provocó que fluyera vapor durante unos días de un antiguo pozo de observación de la antigua Secretaría de Agracultura y Recursos Hidráulicos, cercano a la zona termal de Tulecheck.

A partir de esas noticias, personal de la Residencia General de Cerro Prieto de la Comisión Federal de Electricidad se dio a la tarea de realizar reconocimientos para verificarlas. Después de una visita de reconocimiento, se implementó un programa de exploración geotérmica que empezó con un estudio geológico estructural y con el muestreo para de las manifestaciones termales para su análisis químico.

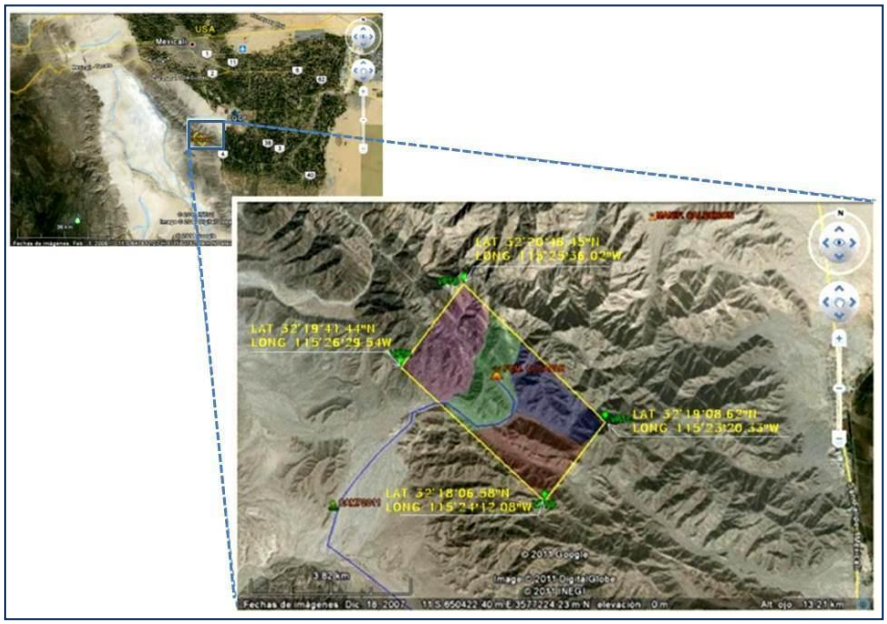


Fig. 1. Localización del área de estudio en la porción sur-oriental de la Sierra Cucapah (imagen Google Earth).

El trabajo que se presenta a continuación reporta el avance de ese estudio geológico estructural de tipo preliminar realizado en la zona termal Cucapah.

Se definió en principio un área de interés de 11 km^2, localizada en el extremo sur-oriental de la Sierra Cucapah, aproximadamente 38 kilómetros al sur de la ciudad de Mexicali, capital del estado de Baja California. El acceso es a través de 23 kilómetros de brecha y arroyos que parten del poblado López Mateos, a la altura del kilometro 40 de la carretera federal No. 5 Mexicali-San Felipe, y continúa al oeste-noroeste a lo largo del arroyo Cañada David. Posteriormente sigue hacia el este hasta llegar a una serie de arroyos en las faldas de la sierra Cucapah (Fig. 1).

Durante el estudio de campo se instaló un campamento en terreno abierto por razones de seguridad, debido al dinamismo sísmico de la zona, lo que implicó una caminata de dos horas diarias para llegar al área de exploración, ya que esta quedó a unos 5.5 km al NE del campamento. Se utilizaron imágenes de Google Earth y planos escala 1:50,000 y 1: 10,000 obtenidos de la carta topográfica del INEGI I11D75. También se estableció una rejilla térmica para establecer la dirección del flujo de calor en la zona.

El trabajo se desarrolló principalmente en el área marcada en color verde en la Figura 1, debido a que es la que contiene las manifestaciones termales. El resto de la zona no se reconoció con detalle, aunque el área noroeste del rectángulo deberá detallarse posteriormente para complementar el contexto geológico-estructural. Durante el estudio se tomaron datos litológicos (petrología), sedimentológicos (disposición en campo), estratigráficos (contactos, estructuras sedimentarias) y estructurales (comportamiento de rumbos y

echados de fracturamiento y fallas principales), y se colectaron muestras de roca para su análisis petrográfico, muestras de suelos alterados hidrotermalmente y muestras de gases.

2. Marco geológico regional

La Provincia Extensional del Golfo (Gastil *et al.*, 1975), que abarca la margen oriental de la península de Baja California y la margen occidental de la parte continental de México, está definida por estructuras formadas durante el Mioceno que inicialmente se produjeron a partir de un proceso extensional. El sistema se convirtió después en transtensional con la definición del límite entre las placas de Pacífico y de Norteamérica (Stock y Hodges, 1989). Esta evolución dio lugar a un rift oblicuo, caracterizado por el sistema de centros de dispersión y fallas transformes del Golfo de California, y al sistema San Andrés.

Los centros de dispersión en el Golfo de California se caracterizan por un magmatismo cuaternario y por actividad geotérmica (Herzig y Jacobs, 1994). A partir del centro de dispersión ubicado más al norte de la serie distribuida a lo largo del golfo, se inicia el complejo sistema de fallas de San Andrés, que representa la expresión norte del marco transtensional (Mitchell y Reading, 1986).

Se ha propuesto que la parte norte del escarpe de Sierra Juárez es la placa superior de una falla de bajo ángulo (de tipo *detachment*) con raíz bajo las Sierras Peninsulares, formando la depresión de la Laguna Salada (Axen, 1995). El escarpe en esta región tiene más de 1000 metros y contiene una serie de fallas subparalelas de orientación NNW sintéticas y antitéticas a la falla de bajo ángulo Cañada David (Axen, 1995; Axen y Romero-Espejel, 1996).

En el límite oriental, la presencia de la zona de falla tipo *detachment* con deslizamiento al oeste o al WNW implica que el basamento granítico-metamórfico expuesto en las sierras Cucapah y El Mayor, forman el bloque de piso, levantado por erosión tectónica (Barnard, 1968; Axen, 1995).

En el borde SW de la Sierra Cucapah existen zonas de fallamiento dextral-oblicuo con orientación NW y tendencia paralela al sistema de falla San Andrés, principalmente la Falla Cucapah y la Falla Laguna Salada (Barnard, 1968; Gastil *et al.*, 1975).

La interacción de fallas de desplazamiento lateral y fallas normales ha contribuido al desarrollo de la cuenca de Laguna Salada y al levantamiento de las sierras El Mayor y Cucapah (Siem, 1992; Mueller y Rockwell, 1995).

Estratigrafía

Las rocas pre-Cenozoicas en la región de la Sierra Cucapah son esencialmente rocas metamórficas pre-batolíticas del Paleozoico (?) y rocas batolíticas e intrusivos del Cretácico, que forman los rasgos más abruptos al oeste de la sierra.

Rocas del Basamento

En la Sierra Cucapah afloran rocas metasedimentarias del Pérmico-Jurásico (?), de facies de sillimanita, probablemente producto de metamorfismo regional de alta temperatura y relativa baja presión; las más comunes son gneis cuarzofeldespático de hornblenda-biotita, gneis de sillimanita-almandino y calizas recristalizadas. Menos abundante es la anfibolita y raramente cuarcita (Barnard, 1968).

En la Sierra El Mayor afloran rocas metasedimentarias del Paleozoico (?), producto de un metamorfismo de alto grado (facies de anfibolita), principalmente gneis de granate, anfibolita, cuarcita y mármol (Siem, 1992).

En la porción centro-sur de la Sierra Cucapah está expuesto un intrusivo de tonalita (Tonalita La Puerta). La edad determinada por Plomo-alfa fue de 125-155 Ma (Barnard, 1968); la edad del mismo intrusivo, obtenida por K-Ar fue de 62.6 ± 1.5 Ma (Gastil *et al.*, 1975). En la porción central una granodiorita (Granodiorita Cucapah) intrusiona al cuerpo de tonalita, implicando una edad posterior de emplazamiento (Barnard, 1968).

La Sierra El Mayor también incluye cuerpos intrusivos de tonalita a monzo-granito en forma de diques, mantos y troncos (Siem, 1992).

Rocas Volcánicas Terciarias

Las rocas volcánicas que afloran en la Sierra Cucapah son diques y derrames de andesita afanítica de color verde parduzco, probablemente emplazados en el Terciario (Barnard, 1968). Estas lavas cortan y sobreyacen a las rocas del basamento. Se han reportado auto-brechas y aglomerados de dacita porfídica de plagioclasa a dacita porfídica de hornblenda. Una edad de K-Ar de 15.3 ± 0.8 Ma fue publicada por Barnard (1968). En la Sierra El Mayor existen diques de andesita afanítica verde a gris con fenocristales de hornblenda, probablemente similares a los de la Sierra Cucapah (Siem, 1992).

Depósitos Cuaternarios

Existen depósitos cuaternarios de aluvión en la Sierra Cucapah, nombrados como conglomerado gris, no consolidado y con matriz arenosa. Las capas horizontales del conglomerado reciente sobreyacen en discordancia angular a las diferentes unidades anteriores y su espesor aumenta considerablemente hacia el SW.

Fallas regionales

La Sierra Cucapah se encuentra dominada por un fracturamiento compensatorio muy importante con rumbo NW-SE conjugado con desplazamientos alternativos de ambos. Las fallas regionales (Fig. 2) que afectan la continuidad de la sierra son las fallas Cucapah, Borrego y Pescadores, de edad post-miocénica. Durante el evento distensivo del Mioceno, la falla Laguna Salada tuvo un comportamiento lístrico que evolucionó a dextral normal, que es el desplazamiento actual de las otras fallas mencionadas.

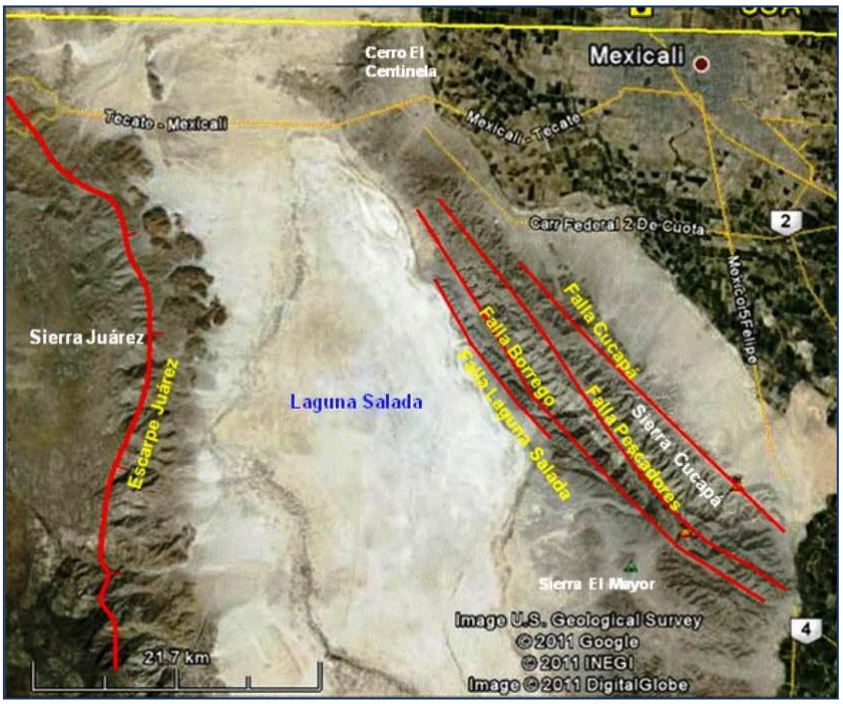


Fig. 2. Principales fallas regionales al norte de Baja California.

3. Rasgos geológicos locales

De forma general, hacia el oriente del área de estudio la litología está compuesta de rocas graníticas y granodioríticas cortadas por gran cantidad de diques cuarzo-feldespáticos. Hacia el oeste predomina un complejo metamórfico, con rocas meta-sedimentarias y conglomerados. Se evidencia un marcado fracturamiento debido al tectonismo de la zona, lo que provoca también una gran presencia de caídos lo que dificulta apreciar la continuidad de los rasgos estructurales importantes. Sin embargo, puede establecerse que los principales alineamientos

estructurales medidos son de dirección NW-SE con buzamiento mayor de 70°, aunque existen algunos de dirección prácticamente N-S (Fig. 3).

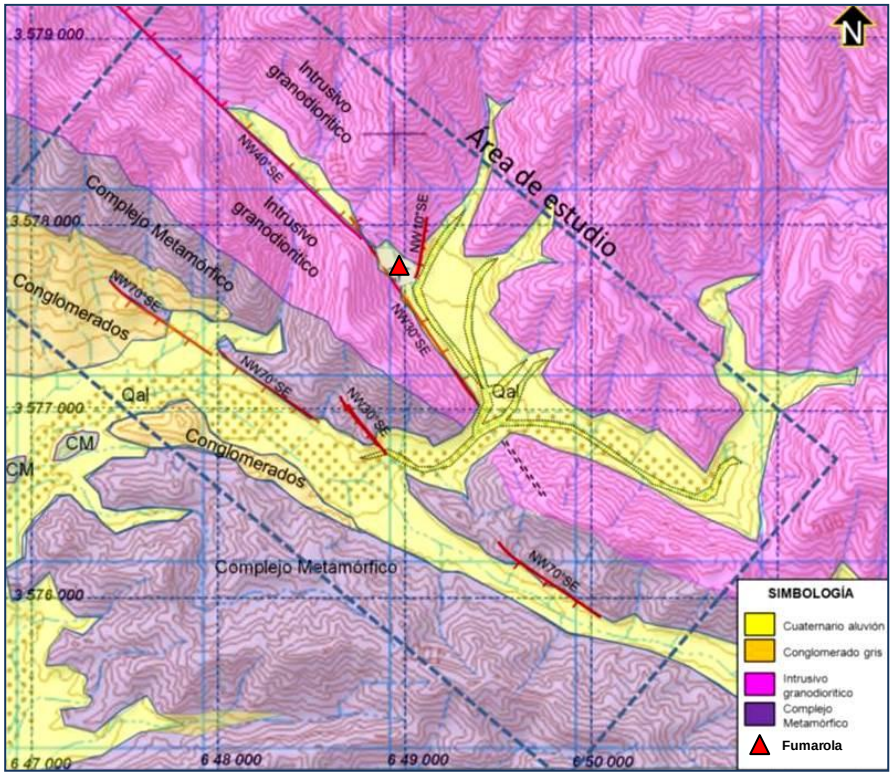


Fig. 3. Plano geológico-estructural preliminar.

La fumarola parece relacionarse con la traza de una falla de dirección NW30°-40°SE medida en campo (Fig. 3), la cual es parte de la estructura regional identificada como Falla Pescadores (Fig. 2), de edad pliocénica. En la zona de estudio esta falla es normal, pero a nivel regional presenta una componente de tipo lateral derecho.

Además de la falla mencionada, se midieron otras fallas y fracturas con rumbos NW-SE (de 30° hasta 70°) y NE-SW (de 10° a 30°) hasta N-S dentro del área estudiada.

El material en el que brota la fumarola corresponde a rocas totalmente degradadas e indica un intenso y prolongado intemperismo químico. Se trata de granodioritas y depósitos de talud alterados, con arcillas blancas (alteración de plagioclasas), material rojizo alterado (oxidado) y un ligero olor a azufre. Como se indicó, esta zona está cubierta por material rocoso desprendido, que impide observar la continuidad de la Falla Pescadores hacia el sur de la fumarola, salvo en algunos tramos. Sin embargo, la traza es bastante visible hacia el norte de la fumarola.

Durante las actividades de campo, la fumarola tenía unos 30 metros de altura (Foto 1), aproximadamente. Consistía en un penacho de vapor expulsado a gran presión, sin rastros visibles de agua en superficie. El conducto tiene una forma circular de aproximadamente 1.5 m de diámetro con una ligera inclinación hacia el noreste. La fumarola forma es expulsada de una estructura tipo montículo de lodo, de color café ocre y unos 2 m de altura, cubierta parcialmente por depósitos de talud y abanicos aluviales de los cerros aledaños. Estas características sugieren que en el pasado la fumarola también estuvo activa, antes de desaparecer y volver a aparecer a consecuencia del sismo de abril de 2010.

La fumarola está asociada con otras manifestaciones termales dentro de una superficie de poco más de una hectárea (unos 12,500 m^2). Estas manifestaciones incluyen conos de lodo secos con escaso vapor, fracturas humeantes y depósitos de talud también humeantes. La temperatura superficial dentro de esa área variaba de 100°C (cerca de la fumarola) a 55°C (temperatura promedio del suelo). Se observó también una vegetación de matorrales predominantemente verdes asociados a la superficie húmeda causada por la manifestación termal.

Después del primer reconocimiento de campo se realizó una nueva visita en la que se tomaron datos geológicos y estructurales en el área restante de la propuesta originalmente, hacia el sur de la fumarola. Se tomaron muestras de fluidos en las áreas adyacentes a la zona termal, así como de suelo, roca y gases para su

posterior análisis químico. También se midieron datos de temperatura a través del establecimiento de una rejilla térmica. Esta información aún se encuentra en proceso.

Finalmente, cabe mencionar que como otro subproducto del sismo de abril de 2010, un antiguo pozo perforado por la entonces Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos se destapó y estuvo descargando agua y vapor con temperaturas de 70 a 90°C durante unas dos semanas (Foto 2). Ese pozo se ubica al sur de la zona de manifestaciones termales y cerca de la zona conocida como Tulecheck. Pese a que esta zona fue explorada con dos pozos perforados igualmente en 2010, es recomendable reanudar su exploración con el objetivo de ubicar un yacimiento de temperatura intermedia que pudiera ser desarrollado con una planta de ciclo binario.

Foto 1. Vista de la fumarola.

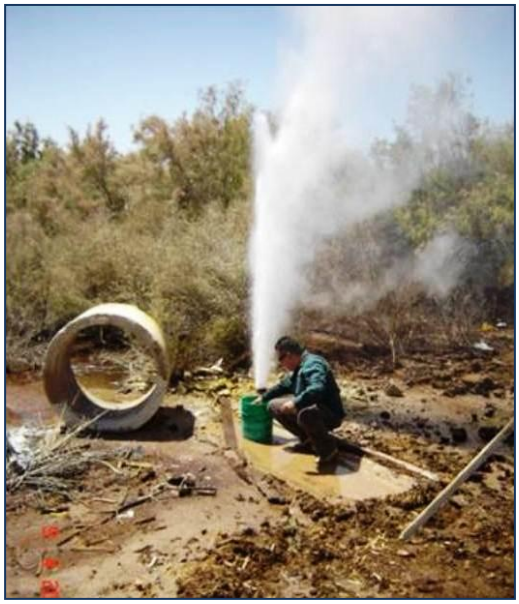


Foto 2. Antiguo pozo fluyendo.

4. Conclusiones y recomendaciones

- Se identificó una nueva zona termal en la Sierra de Cucapah, consistente en suelos calientes, volcanes de lodo extintos y una fumarola de unos 30 metros de altura, esta última producida por el sismo del 4 de abril de 2010 con epicentro en la propia Sierra de Cucapah.

- El estudio geológico preliminar indica que la fumarola está asociada con la falla regional Pescaderos, de edad pliocénica y dirección NW-SE. También se identificaron otras manifestaciones termales, como volcanes de lodo extintos y suelos calientes. A reserva de lo que indiquen futuros estudios, la fumarola no apareció debido al sismo del 4 de abril de 2010, sino que este parece haberla reactivado.

- La geología preliminar permitió definir que hacia el oriente del área explorada hay predominancia de rocas ígneas de tipo principalmente granodiorítico, cortadas por diques cuarzo feldespáticos. Al oeste se aprecia un complejo metamórfico compuesto principalmente por pizarras, esquistos y gneis, así como rocas meta sedimentarias (calizas silicificadas) y conglomerados. Las rocas presentan un alto grado de fracturamiento.

- Se tomaron muestras de gases y suelos para análisis químico e interpretación geoquímica, y se estableció una serie de 50 puntos en los que se midió la temperatura en el suelo próximo a la fumarola para formar una rejilla térmica. Los resultados de estos análisis y mediciones aún están en proceso.

- Se recomienda continuar con los estudios de exploración en la zona, incluyendo estudios geológicos de mayor detalle, de geofísica, geoquímica, e hidrogeología para definir el modelo geológico conceptual de la zona y en su caso continuar con la perforación.

- También se recomienda reanudar la exploración en la relativamente cercana zona termal de Tulecheck, que puede contener recursos de temperatura intermedia o baja como lo sugiere el flujo de agua y vapor de un antiguo pozo perforado con otros fines.

Referencias

Axen, G., 1995. Extensional segmentation of the main Gulf escarpment. Mexico and United States. *Geology*, 23, pp. 515-518.

Axen, G., y H. Romero Espejel, 1994. Cambio de dirección en el buzamiento de los sistemas de fallamiento basal de la parte norte del escarpe principal del Golfo de California. Resúmenes de la Reunión 1994 de la Unión Geofísica Mexicana, *Geos*, 14, p. 74.

Barnard, F.L., 1968. Structural Geology of the Sierra de los Cucapas, northeastern Baja California, Mexico. Faculty of Graduate School of the University of Colorado, Boulder, Colorado, Doctoral Thesis. Inédito.

Gastil, G.R., R.P. Phillips and E.C. Allison, 1975. Reconnaissance geology of state of Baja California. *Geol. Soc. of Amer.*, Memoir 140. 170 p.

Herzig, C.T., and D.C. Jacobs, 1994. Cenozoic volcanism and two-stage extensional in the Salton trough, southern California and northern Baja California. *Geology*, 22, pp. 991-994.

Mitchell, A., and H.G. Reading, 1986. Sedimentation and Tectonics. In: G. Reading (ed.). *Environments and Facies*. 2nd ed., Backwell Scientific Publication, Oxford. 615 p.

Mueller, K.J, and T.K. Rockwell, 1995. Late Quaternary activity of the Laguna Salada Fault in northern Baja California, Mexico. *Geol. Soc. of Amer. Bull.*, 107, pp. 8-18.

Stock, J.M and K.V. Hodges, 1989. Pre-Pliocene extension around the Gulf California and the transfer of Baja California the Pacific Plate. *Tectonics*, 8, pp. 99-115.

Siem, M.E., 1992. The Structure and Petrology of Sierra El Mayor, northeastern Baja California, Mexico. San Diego State University, Master Thesis. Inédito.

Variación isotópica (δ^{18} O, δD) de fluidos del campo geotérmico de Los Azufres (1987-2010): Identificación de procesos de yacimiento

Rosa María Barragán R.[1], Víctor Manuel Arellano G.[1], Alfonso Aragón A.[1], Juan Ignacio Martínez E.[1], Alfredo Mendoza C.[2] y Lisette Reyes[2]

[1]Instituto de Investigaciones Eléctricas, Av. Reforma 113, Col. Palmira, 62490, Cuernavaca, Mor. Correo: rmb@iie.org.mx. [2]Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia de Los Azufres, Mich.

Resumen

Las composiciones isotópicas (δ^{18} O y δD) de los fluidos del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., halladas en 2010 se compararon con los valores isotópicos de referencia obtenidos en 1987, para inferir los principales procesos de yacimiento inducidos por la extracción y la reinyección de fluidos. En 2010 en general los fluidos son más ligeros en δ^{18} O con respecto a los valores de referencia (1987), mientras que el δD se ha enriquecido en pozos donde el fenómeno convectivo es importante (AZ-17, 22, 5, 26, 46, 18 y 38) y se ha agotado en los pozos que han sufrido alguna dilución por mezcla (AZ-9, 19 y 28). Esto se debe a que en procesos de separación de fases a temperaturas mayores de 220°C el δD tiende a particionarse en el vapor. La variación isotópica del pozo AZ-6 (un pozo somero, de vapor) muestra que actualmente en ese estrato somero del yacimiento el líquido alimentador consiste de una mayor proporción de condensado de vapor, procedente del reflujo que implica el proceso convectivo. Por otro lado, se encontró que actualmente los fluidos isotópicamente más ligeros hallados en el campo corresponden a los pozos AZ-30 y 51, localizados en la zona norte, así como en pozos localizados a lo largo de la llamada Falla Dorada. En los pozos AZ-9, 19 y 28 el análisis de las variaciones isotópicas evidencia un fenómeno de dilución en el tiempo, con una tendencia que señala al fluido del pozo AZ-51 como el componente más ligero. Esto apoyaría la hipótesis del modelo geoquímico conceptual, que establece la presencia de dos fluidos de composiciones isotópicas ligeramente diferentes en la zona norte del campo, en virtud de la pendiente positiva obtenida de la correlación δD vs δ^{18} O. En el modelo geoquímico no se contó con datos isotópicos de los pozos isotópicamente más ligeros AZ-30 y 51 ya que empezaron a producir posteriormente a 1987. Los resultados del presente estudio también muestran que en algunos pozos (AZ-13 y 32) se notan efectos combinados tanto de procesos de mezcla como de convección. Con base en las variaciones isotópicas obtenidas en el presente estudio, se establece que la composición isotópica de pozos muy afectados por la reinyección (AZ-2A, 16AD) dependerá de la composición de los fluidos de reinyección, de los gastos reinyectados y de la fase, líquida o vapor, en que el retorno de la reinyección llega al pozo productor.

Palabras clave: Los Azufres, fluidos geotérmicos, fenómenos de yacimiento, procesos de mezcla y convección.

Isotopic variation (δ^{18} O, δD) of Los Azufres geothermal fluids (1987-2010): Identification of reservoir processes

Abstract

The isotopic compositions (δ^{18} O and δD) of fluids from Los Azufres wells as found in 2010 were related to the corresponding values obtained in 1987 and reported as “reference” for the reservoir fluids in order to identify the main processes induced by fluid extraction and reinjection. According to 2010 results, most of produced fluids have become δ^{18} O depleted regarding reference values while δD behavior depends on the

dominant process taking place as follows. Enriched δD values were observed in wells where convection is important at reservoir (AZ-17, 22, 5, 26, 46, 18 and 38) while depleted δD values were seen in wells where some dilution has occurred (AZ-9, 19 and 28). This is due to the fact that for a phase separation process above 220°C, δD slightly partitions into steam. The isotopic variation of well AZ-6 (a shallow steam well) shows that presently this well produces from a reservoir layer with a higher proportion of condensed steam which flows down because of convection, regarding production in the past (1987). In addition, it was found that at present time the most isotopically-depleted fluids were those produced by wells AZ-30 and AZ-51 located in the north zone and also in other wells located near or along the Dorada Fault. The isotopic variations of wells AZ-9, 19 and 28 show a dilution process progressing in time, with a trend towards the well AZ-51, which constitutes the isotopically lighter component. These results support the hypothesis given in the geochemical model of the Los Azufres reservoir which establishes the presence of two fluids with slightly different isotopic composition in the north zone. Such hypothesis was based on the δD vs δ^{18} O behavior of fluids for this zone, which provided a positive slope. The isotopically-depleted wells AZ-30 and AZ-51 started production after 1987 and then they were not considered in the geochemical model. Results of this study show that in wells AZ-13 and AZ-32 combined mixing and convection processes occur. Also, it is concluded that the isotopic compositions of wells affected by reinjection (such as AZ-2A and AZ-16AD) depend on the composition of reinjection fluids, rates of reinjection and the phase (liquid or steam) in which reinjection-returns reach the production zones of the wells.

Keywords: Los Azufres, geothermal fluids, reservoir processes, mixing and convection processes.

1. Introducción

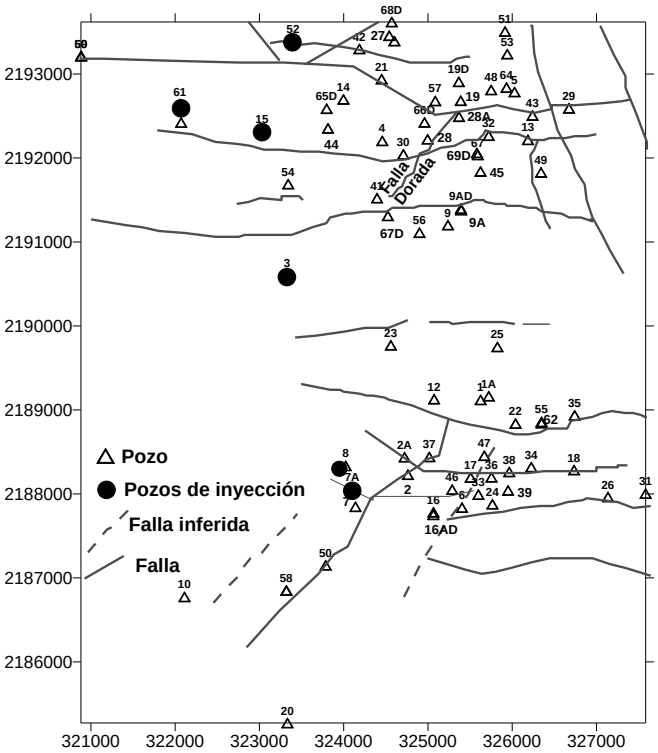


Fig. 1. Localización esquemática de pozos.

El yacimiento geotérmico de Los Azufres, Michoacán, donde hay actualmente una capacidad instalada de 188 MW, se ha estudiado de manera sistemática empleando técnicas multidisciplinarias desde su etapa temprana de explotación, con el propósito de investigar su respuesta a la extracción y a la reinyección de fluidos y así prestar apoyo en la etapa de explotación tendiente a prolongar la vida útil de este recurso energético (Arellano *et al.*, 2005; Barragán *et al.*, 2005). Estas técnicas incluyen el análisis tanto de la información química de fluidos producidos (agua y vapor) como de datos de producción de pozos y de gastos de reinyección. Una de las herramientas que se han utilizado de manera exitosa es el monitoreo isotópico (δ^{18} O, δD) de los fluidos producidos, el cual ayuda a dilucidar fenómenos de yacimiento tales como mezcla de fluidos, ebullición, etc. (Barragán *et al.*, 2009, 2010).

En este trabajo se comparó el comportamiento isotópico de los fluidos encontrado en 2010 con respecto a los valores isotópicos "de referencia" dados en el modelo geoquímico preliminar del yacimiento (Nieva *et al.*, 1987) para identificar los procesos dominantes ocurridos como respuesta a la explotación. En la Figura 1 se muestra la localización esquemática de pozos en el campo.

2. Síntesis del modelo geoquímico del yacimiento de Los Azufres

El modelo geoquímico del yacimiento de Los Azufres propuesto por Nieva y colaboradores (1987) está basado en las distribuciones espaciales de las composiciones químicas e isotópicas de los fluidos a las condiciones del yacimiento. Para obtener la composición química e isotópica de los fluidos de yacimiento, se estimó el "exceso de vapor" presente en la mezcla alimentadora de los pozos, mediante equilibrio gaseoso, conociendo la temperatura de yacimiento. Este parámetro se utilizó para "corregir" las composiciones químicas e isotópicas de las descargas totales de los pozos obteniéndose así la composición del líquido del yacimiento. Los resultados mostraron que las especies volátiles (CO_2) se concentraban en los estratos someros (Figura 2) mientras que las especies no volátiles (cloruros y oxígeno-18) se concentraban en estratos profundos (Figuras 3 y 4).

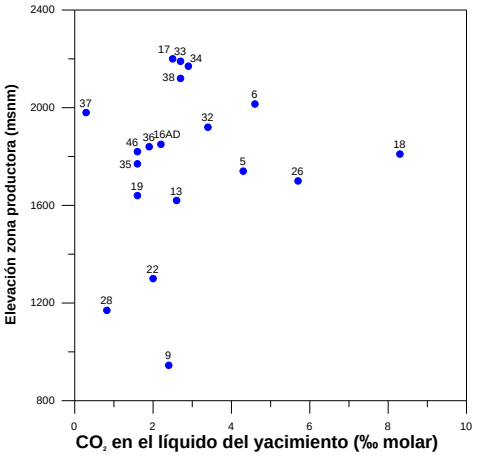


Fig. 2. Concentración de CO2 en la fase líquida del yacimiento según datos de referencia dados en el modelo geoquímico conceptual vs elevación de las zonas productoras de los pozos (Nieva et al.*, 1987).*

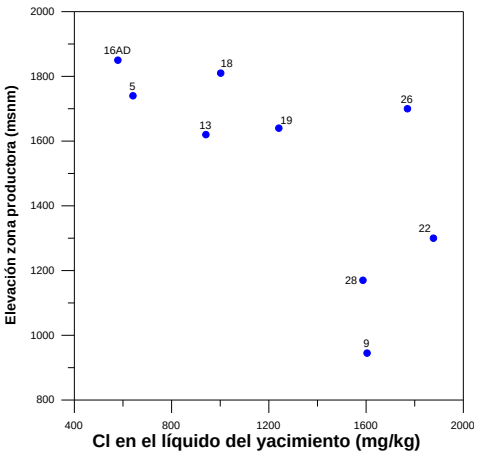


Fig. 3. Concentración de Cl en la fase líquida del yacimiento según datos de referencia dados en el modelo geoquímico conceptual vs elevación de las zonas productoras de los pozos (Nieva et al.*, 1987).*

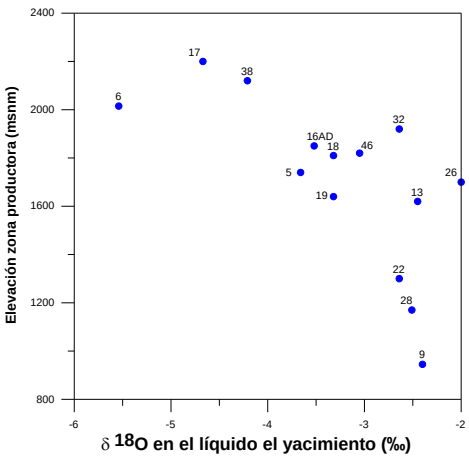


Fig. 4. Concentración de O-18 en la fase líquida del yacimiento según datos de referencia dados en el modelo geoquímico conceptual vs elevación de las zonas productoras de los pozos (Nieva et al.*, 1987).*

Esas distribuciones de especies halladas en una etapa temprana de explotación del yacimiento se explicaron por la ocurrencia de un proceso de transporte de calor por convección que implica el ascenso y condensación parcial de vapor con reflujo de condensado en su estado natural. En la separación de fases, el vapor que se separa y asciende es rico en componentes volátiles mientras que el líquido residual se enriquece en no volátiles. Este proceso se identifica mediante la pendiente que se obtiene de la relación δD vs δ^{18} O. Si el proceso de separación de vapor ocurre a temperaturas superiores a 220°C, el deuterio tiende a comportarse como especie volátil (Truesdell *et al.*, 1977) por lo que el vapor que se separa estará agotado en oxígeno-18 y enriquecido en deuterio resultando en una pendiente negativa para la relación δD vs δ^{18} O.

Para los pozos de la zona sur la pendiente de la relación δD vs δ^{18} O resultó negativa (Figura 5) definiendo la ocurrencia del proceso convectivo. En cambio en la zona norte se encontró una pendiente positiva para la citada relación isotópica (Figura 6), la cual indica un proceso de mezcla entre dos fases líquidas de composiciones isotópicas ligeramente diferentes. Al mismo tiempo se encontró que las composiciones isotópicas de los pozos AZ-5 y AZ-19 de la zona norte, aparte de respetar la relación de mezcla también se ajustaron a la tendencia del proceso convectivo propio de los pozos de la zona sur. Las composiciones

químicas e isotópicas de los fluidos dadas en el modelo conceptual han constituido una referencia útil para investigar procesos debidos a la explotación.

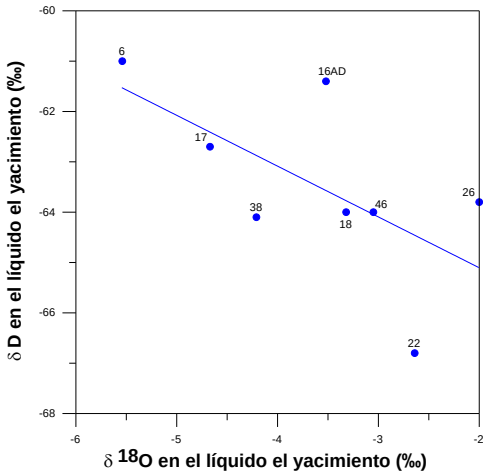


Fig. 5. Oxígeno-18 vs deuterio en la fase líquida del yacimiento de pozos de la zona sur, según datos de referencia dados en el modelo geoquímico conceptual (Nieva et al.*, 1987).*

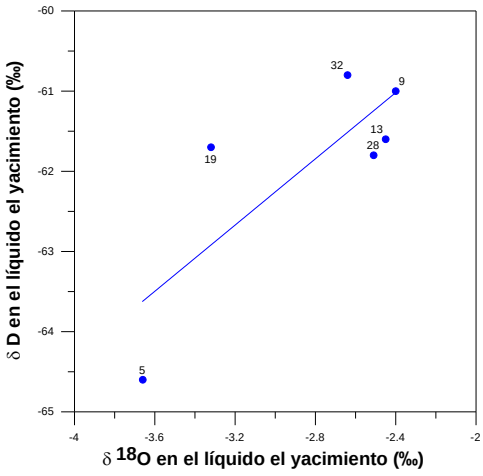


Fig. 6. Oxígeno-18 vs deuterio en la fase líquida del yacimiento de pozos de la zona norte, según datos de referencia dados en el modelo geoquímico conceptual (Nieva et al.*, 1987).*

3. Comportamiento isotópico (δD vs δ^{18} O) observado en 2010

Las composiciones isotópicas de los fluidos producidos e inyectados en el campo geotérmico de Los Azufres obtenidas en agosto de 2010 se muestran en la Figura 7 (A y B) para cada zona del campo. Como se observa en esta figura, en ambas zonas se obtienen correlaciones de pendientes positivas que indican mezcla de fluidos del yacimiento con fluidos de reinyección. Estos últimos presentan una composición isotópica muy enriquecida debido a procesos de evaporación, lo que también eleva su salinidad.

En la Figura 7 (B) es evidente que los pozos AZ-2A y AZ-16 (productores de mezcla), producen retornos de reinyección en una proporción muy alta, mientras que los pozos AZ-16AD y AZ-46 (productores de vapor) también producen retornos de reinyección aunque en una proporción menor. En la Figura 7 (A) se observa que, con respecto a la zona sur, la reinyección tiene efectos menores en la zona norte, donde además se encuentran los fluidos más agotados isotópicamente, en el pozo AZ-51.

4. Comportamiento entalpía-cloruros observado en 2010

En la Figura 8 se muestran los datos entalpía-cloruros de los pozos de mezcla, según datos de 2010. La línea sólida representa el fenómeno de ebullición y pérdida de vapor, que se obtuvo con datos pre-explotación (Arellano *et al*., 2005). También se nota en la figura el aumento de cloruros en los pozos AZ-2A y AZ-16 con respecto a la línea de ajuste, lo que confirma que los pozos producen una alta proporción de retornos de reinyección. Este mismo comportamiento se observa en los pozos localizados encima de la recta de ebullición, aunque el efecto de la reinyección es mucho más limitado en casi todos.

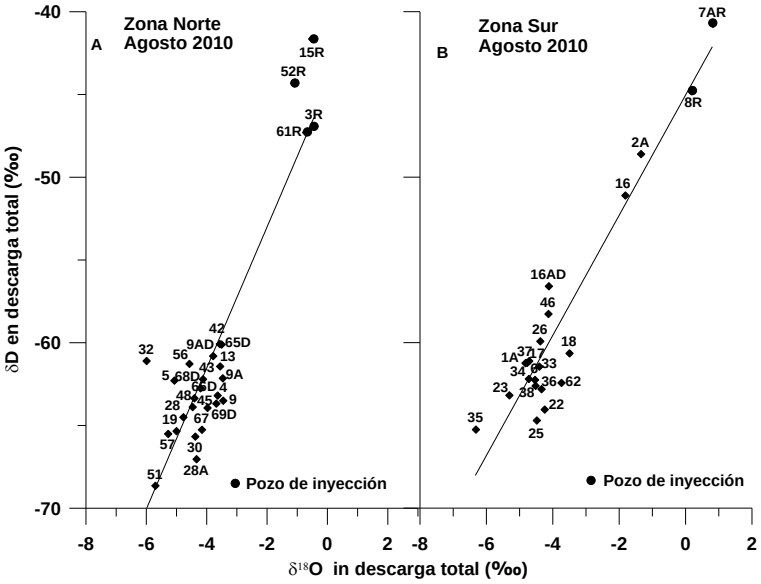


Fig. 7. δD vs δ^{18} O de fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Azufres según datos de 2010.

Las desviaciones de los datos hacia la izquierda de la recta de ajuste que se observan en algunos pozos, como el AZ-51, aunque pequeñas, indican cierta dilución. En general parece que la línea de ebullición hallada en el estado inicial sigue siendo una referencia útil para estudiar la evolución de los fluidos. Algunos de los pozos usados para obtener la línea de ebullición se han convertido en pozos de vapor (AZ-5, AZ-13) por lo que actualmente no se cuenta más con datos de cloruros para esos pozos.

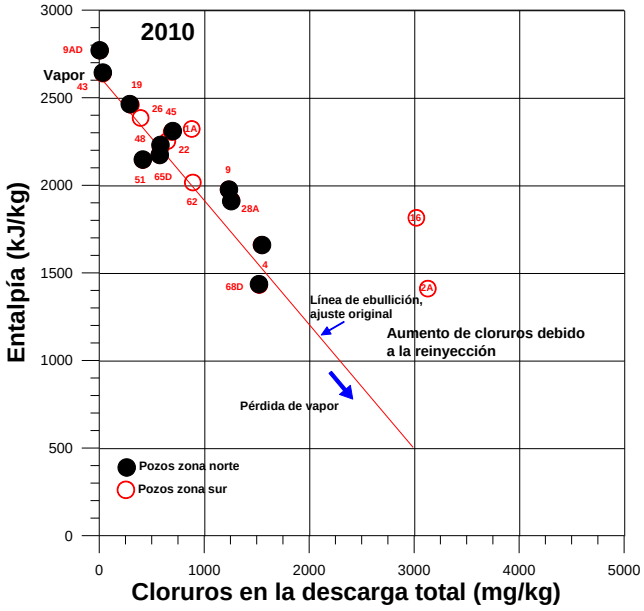


Fig. 8. Comportamiento entalpía vs cloruros de pozos de mezcla según datos de 2010.

5. Variaciones isotópicas con respecto a valores de referencia

Con el propósito de estimar la evolución isotópica de los fluidos de Los Azufres con respecto al estado inicial, en la Figura 9 se graficaron las composiciones isotópicas obtenidas en 2010 junto con los valores de referencia (Nieva *et al.*, 1987). Como ejemplo se tomaron los datos del muestreo de agosto de 2010. Como se observa en la figura, en general la composición isotópica actual de los fluidos con respecto a los valores de referencia se ha hecho más ligera en cuanto a δ^{18} O pero el δD se ha enriquecido en los pozos donde el fenómeno convectivo es importante (como en los pozos AZ-17, AZ-22, AZ-5, AZ-26, AZ-46, AZ-18 y AZ-38) y se ha agotado en pozos que han sufrido alguna dilución por mezcla (pozos AZ-9, AZ-19 y AZ-28).

La composición isotópica del pozo AZ-6 hallada en 2010 muestra valores más agotados que los de referencia, lo que probablemente se debe a que el líquido en el yacimiento contiene actualmente una mayor proporción de condensado de vapor procedente del reflujo que implica el proceso convectivo. Es interesante notar que la continuación de la línea de dilución del pozo AZ-9 tiende a interceptar la composición isotópica del fluido más ligero hallado en el campo, el del pozo AZ-51, que además es el extremo de la línea de ajuste de la zona norte. Esto apoya la hipótesis de que el fluido del pozo AZ-51 podría ser representativo del fluido más ligero presente en la zona norte.

Las líneas de dilución de los pozos AZ-19 y AZ-28 también se relacionan con la composición del fluido del pozo AZ-51 ya que los extremos correspondientes a 2010 caen muy cerca de la línea de ajuste de la mezcla hallada en la zona norte. Es posible que a medida que disminuye la presión del yacimiento en la zona norte debido a la explotación, este fluido más ligero esté remplazando al fluido original, como se nota en la distribución de isolíneas de deuterio en la Figura 10. En esta distribución los valores más enriquecidos de δD (-60 ‰) en la zona norte se observan en el oeste, coincidiendo con la ubicación de los pozos de reinyección, con una tendencia de decrecimiento (a -66 ‰) hacia el noreste.

La distribución de valores de agosto de 2010 muestra una inflexión de la isolínea de -64 ‰ hacia la parte central de la zona (pozos AZ-28, AZ-30, AZ-19, AZ-69D) y valores muy ligeros (< -66 ‰) en el pozo AZ-51. El comportamiento que muestran los pozos AZ-13 y AZ-32 en la Figura 9 indica efectos combinados de mezcla y convección. Por esta causa la pendiente de las líneas se pierde. En la Figura 9 es obvio que la composición isotópica de pozos muy afectados por la reinyección dependerá de la composición de los fluidos de reinyección, de los gastos reinyectados y de si los retornos llegan al pozo productor en fase líquida o en fase vapor.

6. Conclusiones

Las relaciones δD vs δ^{18} O halladas en 2010 indicaron fenómenos de mezcla entre fluidos del yacimiento y los fluidos de reinyección que presentan una composición isotópica más enriquecida debido a procesos de evaporación. Estos resultados permitieron identificar el avance de fluidos más ligeros isotópicamente en la parte central de la zona norte, posiblemente como respuesta a la disminución de presión por la explotación. Al parecer, estos fluidos estarían tipificados por las características de los del pozo AZ-51, que normalmente constituye el extremo ligero de las líneas de mezcla entre los fluidos del yacimiento y los de reinyección.

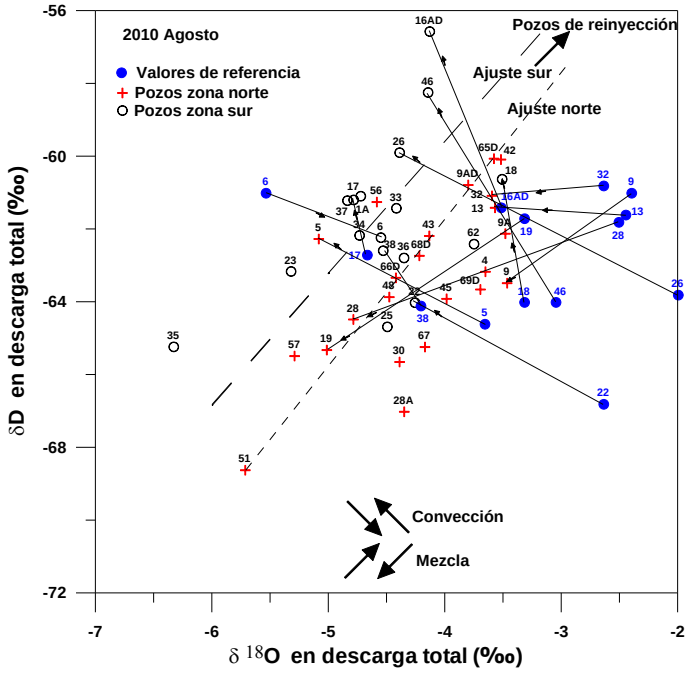


Fig. 9. Composición isotópica de agosto de 2010 de fluidos de pozos de Los Azufres y valores de referencia.

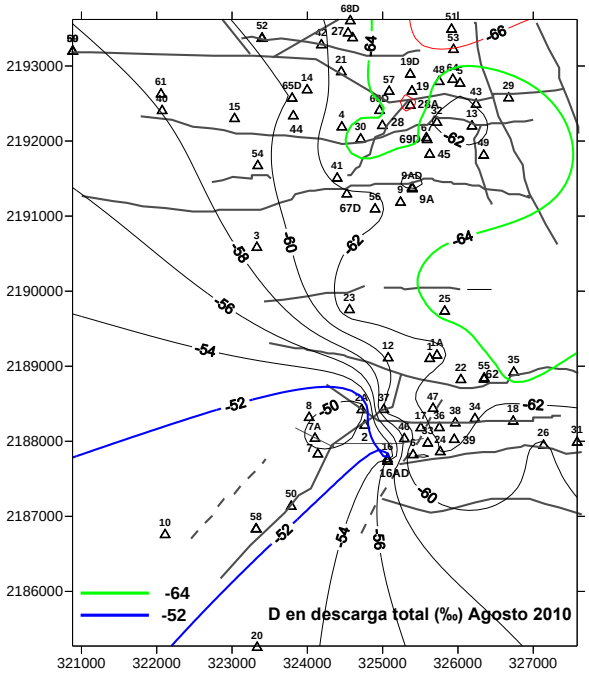


Fig. 10. Distribución de valores de δD en la descarga total de pozos productores según datos de agosto de 2010.

Se investigó la evolución de los fluidos comparando las composiciones isotópicas actuales contra los valores de referencia. Los resultados indican que en general los fluidos se han agotado en δ^{18} O con el tiempo, mientras que el δD se ha enriquecido en pozos donde el fenómeno de convección es dominante o se ha agotado cuando los procesos de mezcla (dilución) son dominantes. En pozos en los que la reinyección tiene un efecto importante, ambos isótopos se incrementan con el tiempo, como en los pozos AZ-16 y AZ-2A. Estos resultados soportan la hipótesis del modelo geoquímico sobre la presencia de dos fases líquidas de composiciones isotópicas ligeramente diferentes en la zona norte del campo.

Referencias

Arellano, V.M., M.A. Torres, and R.M. Barragán, 2005. Thermodynamic evolution of the Los Azufres (Mexico) geothermal reservoir from 1982 to 2002. *Geothermics*, 34 (5), pp. 592-616.

Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal and F. Sandoval, 2005. Isotopic (δ^{18}O, δD) patterns in Los Azufres (Mexico) geothermal fluids related to reservoir exploitation. *Geothermics*, 34 (4), pp. 527-547.

Barragán, R.M., V.M. Arellano, J.I. Martínez, A. Aragón, L. Reyes y R. González, 2009. Patrones de comportamiento de especies químicas e isotópicas (2006-2007) en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich., en respuesta a la reinyección. *Geotermia*, 22 (2), pp. 19-27.

Barragán, R.M., V.M. Arellano, A. Aragón, J.I. Martínez, A. Mendoza and L. Reyes, 2010. Geochemical data analysis (2009) of Los Azufres geothermal fluids (Mexico). In: *Water Rock Interaction*, Birkle and Torres-Alvarado (Eds.), 2010. Taylor & Francis Group, London, pp. 137-140.

Nieva D., M. Verma, E. Santoyo, R.M. Barragán and E. Portugal, 1987. Chemical and isotopic evidence of steam upflow and partial condensation in Los Azufres reservoir. *Proc. Twelfth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, pp. 253-260.

Truesdell, A. H., M. Natheson, and R.O. Rye, 1977. The effects of subsurface boiling and dilution on the isotopic compositions of Yellowstone thermal waters. *Journal of Geophysical Research*, 82 (26), pp. 3694-3704.

Estudio con trazadores en la zona centro-sur del campo geotérmico de Los Humeros, Pue.

Eduardo Iglesias R.[1], Miguel Ramírez M.[2], Irma Cruz Grajales[2], Rodolfo J. Torres R.[1] y Neftalí Reyes P.[1]

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

Resumen

En el campo geotérmico de Los Humeros, Pue., se construyen actualmente dos unidades adicionales de 25 MW cada una. Cuando entren en operación se incrementará la extracción de los fluidos del yacimiento y la inyección de salmuera en aproximadamente 250%. Ante ello es necesario determinar la conexión hidráulica entre los pozos inyectores y los productores, a fin de establecer los esquemas de explotación del fluido geotérmico que permitan un desarrollo sustentable a corto y mediano plazo, asegurando la recarga del yacimiento, sin producir interferencia térmica en los pozos productores. Para determinar los posibles efectos de esta inyección sobre el comportamiento del yacimiento (recarga, mantenimiento de la presión, interferencia térmica, entre otros) la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE encargó a la Gerencia de Geotermia del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) la realización de un estudio para investigar la conexión hidráulica entre los pozos inyectores y los productores de la zona centro y sur del campo. En este estudio se inyectó un trazador en el pozo H-13D para rastrear la fase líquida. El trazador fue detectado en los nueve pozos productores monitoreados seleccionados por CFE para este estudio (H-01D, H-06, H-07, H-12, H-19, H-37D, H-39, H-41 y H-42), determinándose que existe comunicación hidráulica ente el pozo inyector y todos los pozos productores designados. El porcentaje de trazador recuperado en todos los pozos es pequeño, equivalente al 0.0537%. Esta pequeña recuperación del trazador en los pozos monitoreados implica que, en las condiciones de inyección registradas durante el presente estudio, el riesgo de interferencia térmica en los pozos productores monitoreados es despreciable. Es muy probable que parte del trazador haya sido producido por pozos no monitoreados en este estudio, como lo sugiere la aparición del mismo en los pozos H-19 y H-37D situados en las zonas centro y norte del campo, a 2334 y 4125 m respectivamente del pozo inyector. Pero incluso así, el resultado sugiere que una fracción muy importante de la salmuera inyectada se distribuye ampliamente en el yacimiento. Una posibilidad es que una fracción importante del fluido inyectado, relativamente frío, y por lo tanto más denso, fluya hacia las profundidades del yacimiento en la cercanía del pozo inyector, mientras que una fracción menor del mismo se canalice a través de la red de fracturas, o a través de contactos entre formaciones, hacia los pozos productores. Este escenario, de ser correcto, indicaría que la inyección en el pozo H-13D recarga mayormente el yacimiento a profundidad, contribuyendo a prolongar la vida útil del mismo. Los cortos tiempos de arribo del trazador a los pozos productores sugieren que existe una distribución arealmente amplia de permeabilidad horizontal en la zona considerada en este estudio. Esta distribución de permeabilidad no parece estar asociada con la distribución conocida de fallas en Los Humeros, sino que podría relacionarse más bien con los contactos entre las formaciones geológicas.

Palabras clave: Los Humeros, trazadores químicos, pozos productores, pozos inyectores, conexión entre pozos.

Tracer test at the central-south area of the Los Humeros, Pue., geothermal field

Abstract
Two new 25-MW each power units are under construction in Los Humeros, state of Puebla, geothermal field. When they start to operate geothermal fluids extraction and brine injection will rise in approximately 250%. Then, it is necessary to know the hydraulic connectivity between injection and production wells to define the best exploitation schemes to get a sustainable development at short and middle term, assuring the reservoir recharge with no thermal interference in the production wells. To know the possible effect of injection on the reservoir features (recharge, pressure, thermal interference among others), the CFE's geothermal division asked the IIE's (Instituto de Investigaciones Eléctricas) geothermal department to study the hydraulic connectivity between production and injection wells of the central and south areas of the field. This study consisted of injecting a tracer in the well H-13D to follow the liquid phase. Tracer was detected in the nine monitored production wells chosen by the CFE for this test (H-01D, H-06, H-07, H-12, H-19, H-37D, H-39, H-41, and H-42), confirming there is hydraulic communication between the injection well and all the production wells. The percentage of recovered tracer in the wells is small, equivalent to 0.0537%. This tiny amount implies that, under the injection conditions of this test, the risk for thermal interference in the monitored production wells is negligible. It is likely that part of the tracer was produced by non-monitored wells, as suggested by tracer detected in the wells H-19 and H-37D, located at the central and north areas of the field, 2334 and 4125 meters far away, respectively, of the injection well. But even so, results suggest that a very large fraction of the injected brine is widely distributed into the reservoir. Possibly what is happening is that an important part of the injected fluid, relatively colder and then denser, flows to the deep reservoir in the surroundings of the injection well, while a small part of the fluid is channeled through the fracture net or through the formation contacts toward the production wells. If this is true, that means that injection in the well H-13D mostly recharges the deep reservoir, thus supporting its exploitable lifetime. The arrival's short times of the tracer to the production wells suggest the horizontal permeability is widely distributed in the area covered by this test. This permeability distribution seems not to be related with the distribution of the known faults in Los Humeros, but with the contacts among the geologic formations.

Keywords: Los Humeros, chemical tracers, production wells, injection wells, well connectivity.

1. Introducción

En el campo geotérmico de Los Humeros, Pue., se construyen actualmente dos unidades adicionales de 25 MW cada una. Cuando entren en operación se incrementará la extracción de los fluidos del yacimiento y la inyección de salmuera en aproximadamente 250%. Ante ello es necesario determinar la conexión hidráulica entre los pozos inyectores y los productores, a fin de establecer los esquemas de explotación del fluido geotérmico que permitan un desarrollo sustentable a corto y mediano plazo, asegurando la recarga del yacimiento, sin producir interferencia térmica en los pozos productores. Para determinar los posibles efectos de esta inyección sobre el comportamiento del yacimiento (recarga, mantenimiento de la presión, interferencia térmica, entre otros) la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) de la CFE encargó a la gerencia de Geotermia del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) la realización de un estudio para investigar la conexión hidráulica entre los pozos inyectores y los productores de la zona centro y sur del campo.

En este estudio se inyectó un trazador de fase líquida en el pozo inyector H-13D y se monitoreó su aparición en los pozos productores H-01D, H-06, H-07, H-12, H-19, H-37D, H-39, H-41 y H-42, que fueron designados por CFE.

Los objetivos de este estudio son: (1) determinar la conexión hidráulica existente en el yacimiento entre el pozo inyector y los pozos productores designados, y (2) estimar qué fracción del agua geotérmica inyectada se recupera en los nueve pozos productores designados.

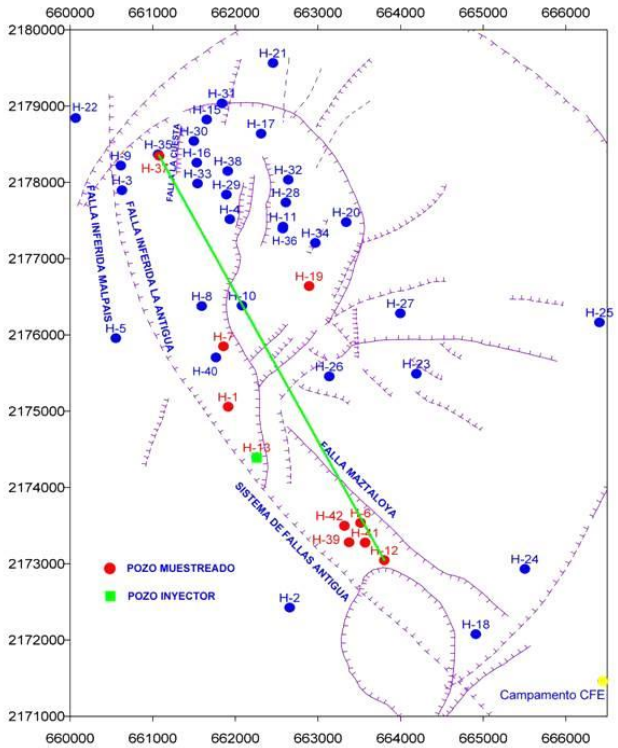


Fig. 1. Ubicación de los pozos.

2. Materiales y método

La Fig. 1 ilustra la zona del campo geotérmico Los Humeros en la que se desarrolló este estudio.

En la Fig. 2 se presenta una sección vertical entre el pozo H-37D y el pozo H-12 (Fig. 1), en la que se aprecian las relaciones espaciales entre los pozos designados por CFE para este estudio.

Las distancias de los pozos productores al inyector, y las producciones medias reportadas por CFE se presentan en la Tabla 1.

Como trazador de fase líquida se utilizó el compuesto 2,6 disulfonato de naftaleno (2,6 dsn). El 2,6 dsn es un compuesto ecológicamente benigno. Es un trazador conservativo y estable térmicamente a 300°C (Rose *et al.*, 2001, 2002). Se analiza por cromatografía de líquidos (HPLC), por fluorescencia UV. El límite de detección con este método de análisis es aproximadamente 100 ppt (100 x 10^{-12}).

La interpretación de los datos producidos por el estudio se hace a partir de: *(i)* curvas de residencia, que registran las concentraciones de los trazadores detectadas en los pozos en función del tiempo desde la inyección, y *(ii)* de curvas que registran el porcentaje de trazador inyectado recuperado en cada pozo.

La masa de trazador recuperada en el pozo *j* se computa mediante:

$$m_j(t) = \int_0^t W_j(s)\, c_j(s)\, ds \quad (1)$$

donde $m_j(t)$ es la masa de trazador recuperada en el pozo *j* desde la inyección del trazador ($t = 0$) hasta el tiempo *t*, $W_j(t)$ es el gasto másico instantáneo del pozo *j*, y $c_j(t)$ es la concentración instantánea del trazador en el pozo *j*.

La masa total de trazador recuperada en todos los pozos de observación es por lo tanto:

$$m_R = \sum_j m_j \quad (2)$$

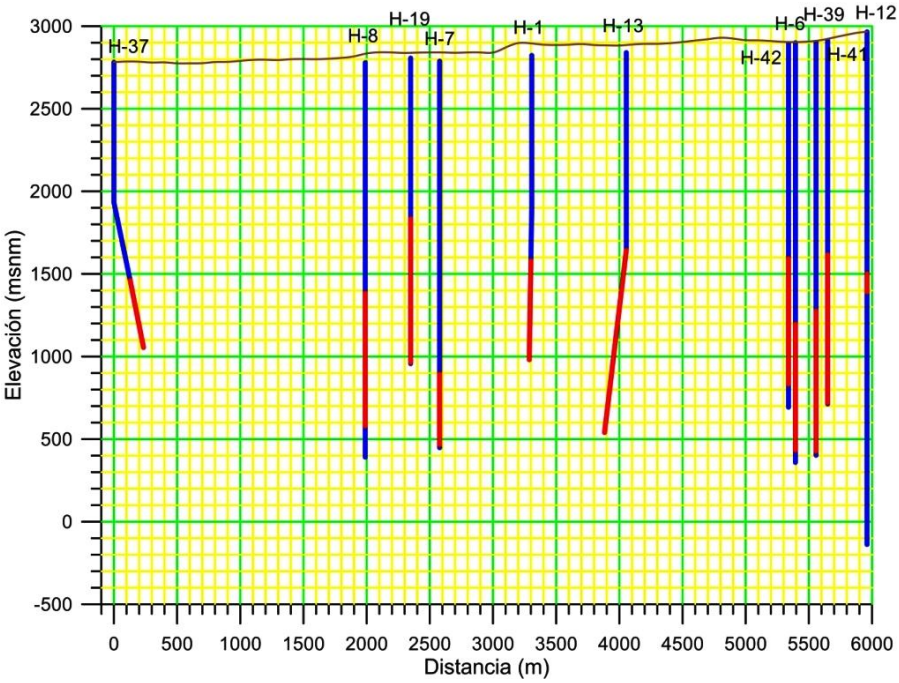


Fig. 2. Relaciones espaciales entre los pozos.

Pozo	Vapor (t/h)	Agua (t/h)	Distancia (m)
H-01D	10	8	748
H-06	49	5	1,523
H-07	47	4	1,509
H-12	60	4	2,050
H-19	24	2	2,334
H-37	33	21	4,125
H-39	40	7	1,579
H-41	14	1	1,724
H-42	12	2	1,391

Tabla 1. Producción media de los pozos y distancias al pozo inyector.

El 20 de julio de 2010 se inyectaron 300 kg de 2,6 nds disueltos en 1500 litros de salmuera de inyección, en el pozo H-13D. La duración de la inyección del trazador fue de 18 minutos. Cuatro horas después de terminada la inyección del trazador comenzó el muestreo de los pozos participantes en el estudio. El muestreo incluyó al pozo inyector H-13D, para determinar si se recircula el trazador y corregir los resultados por ese efecto. Siguiendo el procedimiento estándar en este tipo de estudios, los pozos fueron muestreados con frecuencia decreciente en el tiempo.

Durante un estudio previo en este campo geotérmico (Iglesias *et al.*, 2007) se observó que las curvas de residencia de los trazadores utilizados presentaban patrones inusuales. Sospechamos que dichos patrones eran causados por la presencia de múltiples zonas de alimentación en los pozos, con diferentes entalpías. En este estudio medimos la conductividad eléctrica de las muestras líquidas para investigar esa hipótesis.

3. Resultados y discusión

3.1. Conectividad hidráulica en el yacimiento

Las Figs. 3-5 presentan las curvas de residencia y recuperación de trazador para cada pozo productor. Como se puede apreciar en ellas, el periodo de muestreo cubrió 272 días. En cada pozo se tomaron 80 muestras.

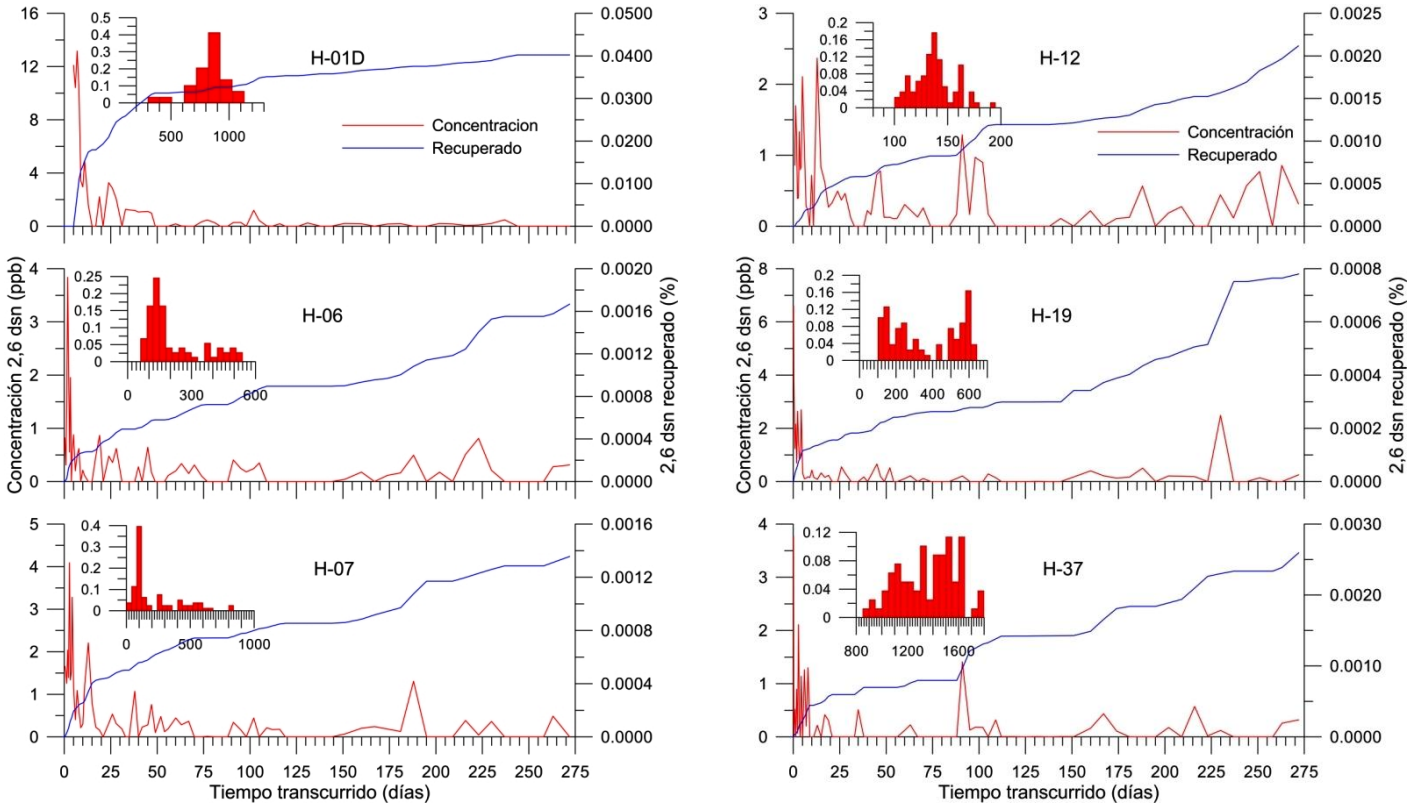


Fig. 3 y 4. Curvas de residencia y recuperación de trazador de los pozos H-01D, H-06 y H-07 (izquierda) y H-12, H-19 y H-37D (derecha). Se incluyen los histogramas de conductividad eléctrica registrados.

Las curvas de residencia de los pozos productores fueron corregidas por la recirculación del trazador evidenciada por la detección del mismo en el pozo inyector H-13D (Fig. 6). La corrección se efectuó mediante el algoritmo de deconvolución desarrollado por Shook y Forsmann (2005). En la aplicación de este algoritmo se aproximó la inyección del trazador por un pulso instantáneo, considerando que la duración de la misma, 18 minutos, es mucho menor que el periodo de observación (272 días). Para todos los pozos la corrección por recirculación del trazador resultó despreciable en el periodo estudiado.

Como se observa en las Figs. 3-5 el trazador fue detectado en todos los pozos productores participantes. Dicho resultado demostró que la inyección en el pozo H-13D recarga a todos los pozos monitoreados. Se cumplió así el primer objetivo de este estudio.

Los cortos tiempos de arribo del trazador a los pozos productores sugieren que existe una distribución arealmente amplia de permeabilidad horizontal en la zona considerada en este estudio. Esta distribución de permeabilidad no parece estar fuertemente asociada con la distribución conocida de fallas en Los Humeros; podría relacionarse más bien con contactos entre las formaciones geológicas.

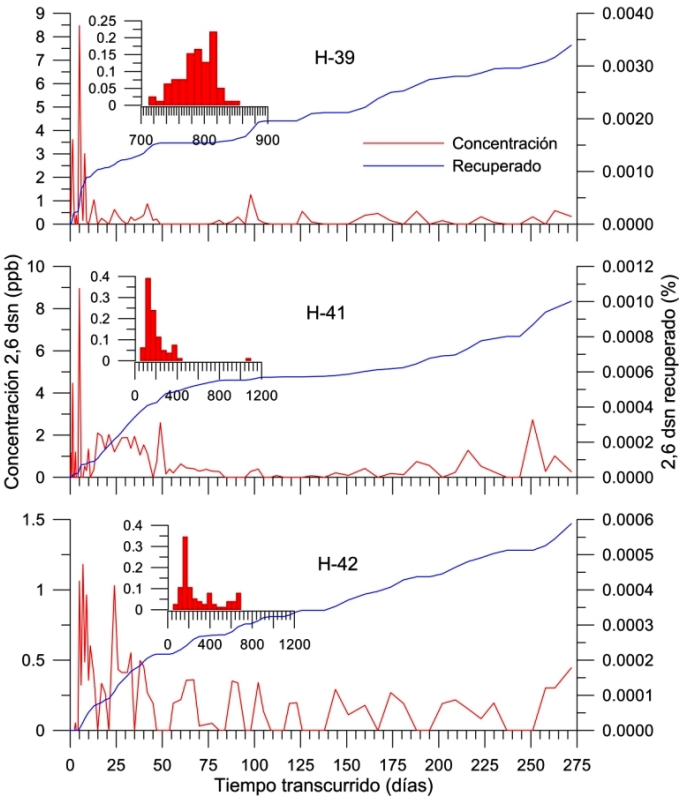


Fig. 5. Curvas de residencia y recuperación de trazador de los pozos H-39, H-41 y H-42. Se incluyen los histogramas de conductividad eléctrica registrados.

3.2. Porcentaje de trazador recuperado en los pozos productores

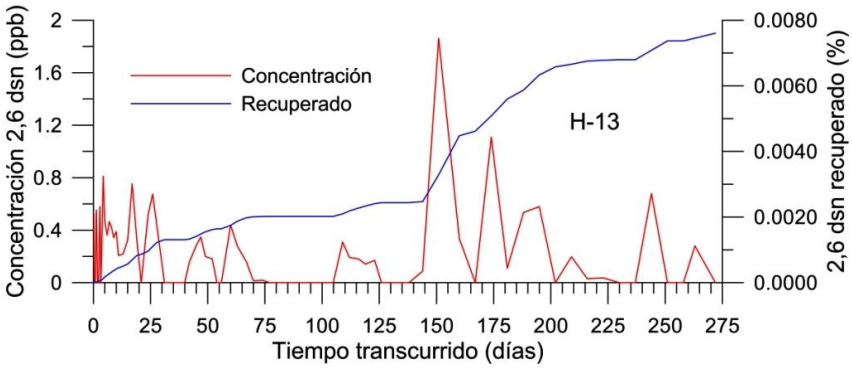


Fig. 6. Recirculación del trazador en el pozo inyector H-13D.

Los porcentajes de masa recuperada de trazador en los pozos durante el periodo de observación se computaron numéricamente a partir de la ecuación (1), y a partir de la masa de trazador inyectado. Dichos resultados se presentan en las Figs. 3-5 y en la Tabla 2.

En el pozo H-01D, el productor más cercano al pozo inyector, la curva de recuperación alcanzó una meseta al final del periodo observado (Fig. 3), lo que sugiere que, posiblemente, el arribo del trazador se habría completado en este pozo.

En el resto de los pozos productores las curvas de recuperación de trazador crecieron monótonamente durante el periodo registrado (Figs. 3-5), indicando que el trazador continuaba arribando a los mismos cuando se concluyó el muestreo. Casos en los que se suspende el muestreo antes de que se complete el arribo del trazador a todos los pozos, como en el presente estudio, ocurren con frecuencia. En los mismos se puede intentar estimar la masa de trazador que se recuperaría en cada pozo extrapolando el comportamiento del

extremo tardío de la curva de residencia (e.g., Shook y Forsmann, 2005). Desafortunadamente, en este caso no fue posible aplicar este recurso debido a los patrones inusuales que presentan las curvas de residencia: la sucesión de cumbres y valles de estas curvas en el periodo observado no permite discernir las tendencias tardías de las mismas (Figs. 3-5). Por lo mismo, los porcentajes de recuperación computados hasta 272 días de observación representan sólo una cota inferior de los porcentajes de recuperación esperados para estos pozos.

Como puede verse en la Tabla 2, el porcentaje total de trazador recuperado (0.0537%) durante el periodo de observación es muy pequeño. Sin embargo, debido a que el trazador continuaba arribando por lo menos a ocho de los nueve pozos observados, este porcentaje de recuperación total es menor que el esperado.

Pozo	Trazador recuperado (%)
H-01D	0.0402
H-06	0.0017
H-07	0.0014
H-12	0.0021
H-19	0.0008
H-37	0.0006
H-39	0.0026
H-41	0.0034
H-42	0.0010
Total	**0.0537**

Tabla 2. Porcentajes de trazador recuperado durante el periodo estudiado

Cabe mencionar que el porcentaje total de trazador recuperado (0.0537%) registrado es consistente con un resultado previo (0.131%) obtenido en la zona norte del mismo campo (Iglesias *et al.*, 2007) sobre un área menor y un periodo más corto (205 días). En aquel caso el trazador de fase líquida completó su arribo en 7 de los 9 pozos observados. En este caso el trazador no completó su arribo en ocho de los nueve pozos observados.

Aunque existe incertidumbre acerca del porcentaje total de trazador recuperado, podemos especular que, dado que se trata del mismo campo, la recuperación esperada sería del mismo orden de magnitud o tal vez hasta uno o dos órdenes de magnitud mayor que el encontrado en la zona norte en el estudio previo citado. En cualquiera de estos casos, la magnitud de la recuperación indicaría que, debido a su mayor densidad, la mayor parte de la salmuera inyectada fluye a zonas profundas del yacimiento recargándolo y extendiendo su vida económica. Es muy probable que parte del trazador haya sido producido por pozos no monitoreados en este estudio, como lo sugiere la aparición del mismo en los pozos H-19 y H-37D situados en las zonas centro y norte del campo, a 2334 y 4125 m, respectivamente, del pozo inyector.

Adicionalmente, considerando los bajísimos porcentajes de recuperación acumulados durante los 272 días de observación y la especulación del párrafo precedente, es de esperar que no se presentará interferencia térmica apreciable en los pozos monitoreados debida a la inyección de salmuera en el pozo H-13D, bajo las condiciones prevalecientes en este estudio.

3.3. Causas de los patrones inusuales

Debido a la importancia que tiene estimar confiablemente la fracción de trazador que se recuperará en cada pozo, que estima la fracción de agua inyectada que eventualmente recargará los pozos productores, en este estudio hemos investigado las causas que generan los patrones inusuales que presentan las curvas de residencia de trazadores de líquido en los pozos de Los Humeros. Comenzamos por notar que durante el muestreo de los pozos, tanto en el estudio previo (Iglesias *et al.*, 2007) como en el presente, se comprobó que las descargas de los mismos presentan variaciones de corto plazo. Recordamos también que pozos de alta entalpía con dos o más zonas de alimentación de diferentes entalpías tienden a presentar dicho comportamiento (e.g., Grant *et al.*, 1982). En tercer lugar, medimos la conductividad eléctrica de las muestras líquidas para investigar las causas de los patrones inusuales mencionados. Los resultados de mediciones se presentan como histogramas en las Figs. 3-5 y se resumen en la Tabla 3. Las conductividades eléctricas medidas en cada pozo presentaron dispersiones importantes, mucho mayores que las atribuibles a errores de medición.

Comparando los valores medios de conductividad eléctrica medida en cada pozo con el valor medio de la fracción de agua en la descarga, calculada a partir los datos de la Tabla 1, comprobamos que correlacionan bien (Fig. 7). Como la conductividad eléctrica de las muestras refleja la concentración de iones en las mismas, inferimos que las descargas de mayor entalpía presentan menor conductividad eléctrica probablemente por dilución con condensado de vapor. Los histogramas en las Figs. 3-5 y los correspondientes valores en la Tabla 3 indican que todos los pozos estudiados tienen al menos dos zonas de alimentación con diferentes entalpías. Inferimos por lo tanto que la causa de las variaciones de conductividad eléctrica observadas es la existencia de múltiples zonas de alimentación de diferentes entalpías en los pozos.

Pozo	Conductividad eléctrica (µS/cm)			
	Max.	Min.	Media	Desv. Estándar
H-01D	1,062.0	370.0	828.6	156.92
H-06	597.0	60.5	236.8	159.00
H-07	840.0	30.6	253.8	209.21
H-12	193.0	101.3	137.7	18.86
H-19	639.0	112.8	365.7	186.87
H-37	1,772.0	893.0	1,366.8	222.06
H-39	847.0	686.0	787.0	29.63
H-41	1,082.0	85.0	196.7	129.74
H-42	712.0	65.7	308.7	202.54

Tabla 3. Mediciones de conductividad eléctrica.

La correlación de la Fig. 7 revela que las variaciones de la conductividad eléctrica de las muestras indican variaciones en la fracción de agua en la correspondiente descarga. Por lo tanto, la concentración del trazador en la descarga es modulada por la fracción de agua instantánea en la misma. Esta modulación se superpone con la producida por el arribo del trazador a la interfaz entre la(s) fractura(s) que produce(n) líquido en el pozo y la pared del mismo. Y, si existe más de una fractura que aporte líquido al pozo, la(s) mezcla(s) resultantes modulan también la concentración del trazador en la descarga líquida muestreada. Concluimos que esta complicada superposición de modulaciones explica los patrones inusuales observados en las curvas de residencia del trazador de fase líquida en los pozos de Los Humeros. Será necesario tener en cuenta estas características de los pozos de Los Humeros en el diseño de futuros estudios con trazadores.

4. Sumario y conclusiones

Se inyectó un trazador de fase líquida en el pozo H-13D y se monitoreó durante 272 días la concentración del mismo en los pozos H-01D, H-06, H-07, H-12, H-19, H-37D, H-39, H-41 y H-42, que fueron designados por CFE.

El trazador fue detectado en todos los pozos productores observados, revelando que existe conexión hidráulica en el yacimiento entre el pozo inyector y los productores monitoreados. De este modo, se comprobó que la salmuera inyectada en el pozo H-13D recarga a los nueve pozos productores estudiados.

Los cortos tiempos de arribo del trazador a los pozos productores sugieren que existe una distribución arealmente amplia de permeabilidad horizontal en la zona considerada en este estudio. Esta distribución de permeabilidad no parece estar fuertemente asociada con la distribución conocida de fallas en Los Humeros, sino que

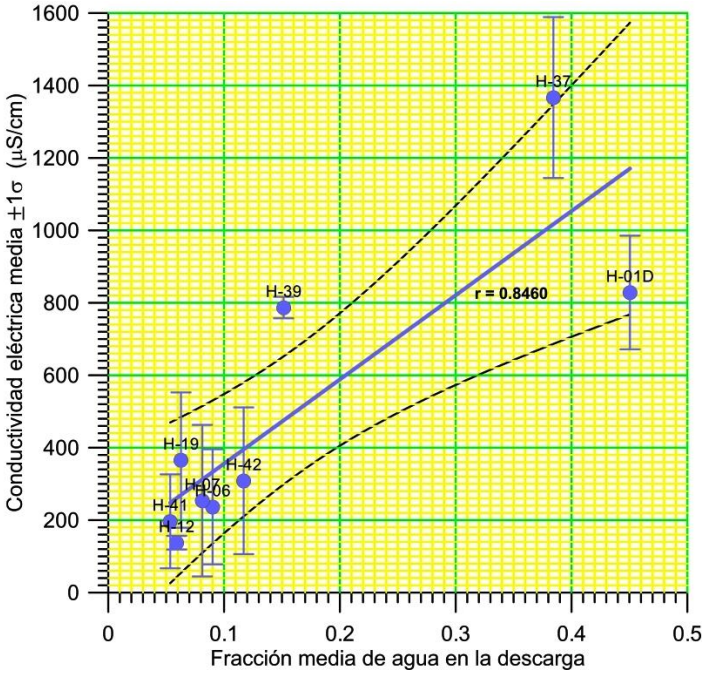


Fig. 7. Correlación de la conductividad eléctrica de las muestras con la fracción de agua en la descarga. Las líneas punteadas indican el intervalo de confianza de 95%.

podría relacionarse más bien con contactos entre las formaciones geológicas.

Con la posible excepción del pozo H-01D, el trazador no completó su arribo a los pozos observados. Esto, y los patrones inusuales que presentan las curvas de recuperación, introdujeron incertidumbre acerca del porcentaje total de trazador esperado en cada pozo y en el de su suma. Sin embargo, especulando que el porcentaje de recuperación esperado fuera similar o hasta dos órdenes de magnitud mayor que el observado en un estudio previo en la parte norte del campo, la magnitud de la recuperación indicaría que la mayor parte de la salmuera inyectada fluye hacia zonas profundas del yacimiento, recargándolo y extendiendo su vida económica.

Adicionalmente, considerando los bajísimos porcentajes de recuperación acumulados durante los 272 días de observación y la especulación del párrafo precedente, es de esperar que no ocurrirá interferencia térmica apreciable en los pozos monitoreados debida a la inyección de salmuera en el pozo H-13D a las condiciones prevalecientes en este estudio.

Se investigaron las causas que generan los patrones inusuales de las curvas de recuperación del trazador. Como parte de esta investigación se midieron in situ las conductividades eléctricas de las muestras. Comparando los valores medios de conductividad eléctrica medida en cada pozo con el valor medio de la fracción de agua en la descarga, se determinó que la conductividad correlaciona linealmente con la fracción de agua en la descarga. Considerando conjuntamente las variaciones de corto plazo observadas en los gastos de los pozos, las variaciones de la fracción de agua en la descarga reveladas por las variaciones de conductividad eléctrica de las muestras y las distribuciones estadísticas de la conductividad eléctrica medida en las muestras de líquido, se concluyó que la causa de los patrones inusuales en las curvas de residencia del trazador es la existencia de al menos dos zonas de alimentación con entalpías diferentes, en cada pozo productor. Será necesario tener en cuenta estas características de los pozos de Los Humeros en el diseño de futuros estudios con trazadores.

Referencias

Iglesias, E.R., R.J. Torres y N. Reyes-Picasso, 2007. Estudio con trazadores en la zona norte del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla – Primera etapa. Informe IIE/11/13360/I-02/F, Instituto de Investigaciones Eléctricas, 105 p. Inédito.

Rose, P.E., W.R. Benoit, and P.M. Kilbourne, 2001. The application of polyaromatic sulfonates as tracers in geothermal reservoirs. *Geothermics*, 30, pp. 617-640.

Rose, P.E., V. Capuno, A. Peh, P.M. Kilbourne, and C. Kasteler, 2002. The use of naphthalene sulfonates as tracers in high temperature geothermal systems. *Proceedings of the 23rd Annual PNOC-EDC Geothermal Conference*, pp. 53-58.

Shook, G.M., and J.H. Forsmann, 2005. *Tracer interpretation using temporal moments on a spreadsheet*. Report INL/EXT-05-00400 Revision 1, Idaho National Laboratory, Idaho, USA.

Control system concepts to improve geothermal plant availability

Saúl Rodríguez, Hans Gysel and Donald Speirs
Alstom Mexicana, SA de CV, Morelia, Mich., México. Correo: hans.gysel@power.alstom.com

Abstract
Advanced power plant controls are now commonly applied to the newest fossil, nuclear and hydro plants to achieve maximum performance and increase reliability. The expansion of integrated plant controls to geothermal plants presents equally valuable opportunities to improve energy production from this important resource. In the past, one out of two systems (1oo2) have been used due to their lower installation costs but it is not clear whether during the life cycle of the plant this actually represents a saving, due to the higher risk of false alarms and increased plant shutdown when compared with the more advanced two out of three (2oo3) architecture. This input will discuss the key elements of plant control system architecture for geothermal, highlighting the benefits that an integrated architecture can provide in relation to plant availability.

Keywords: Geothermal power plants, control systems, 2oo3, 1oo2, PFD, MTBF, Availability, Geocost, ALSPA, Reliability.

Conceptos de sistemas de control para mejorar la disponibilidad de plantas geotérmicas

Resumen
Actualmente se aplican controles avanzados en las plantas eléctricas más recientes con base en combustibles fósiles, nucleares e hidroeléctricas, a fin de lograr un desempeño máximo y aumentar su confiabilidad. La expansión de controles integrados de planta a plantas geotérmicas representa una oportunidad igualmente valiosa para mejorar la producción de energía a partir de este importante recurso. Anteriormente se había utilizado uno de dos sistemas (1oo2) debido a su menor costo de instalación, pero no es claro si esto realmente representa un ahorro a lo largo de la vida útil de la planta, al tomar en cuenta el mayor riesgo de falsas alarmas y el aumento en salidas de operación de la planta cuando se compara con una arquitectura más avanzada basada en dos de tres sistemas (2oo3). Este trabajo discute los elementos clave de la arquitectura del sistema de control de plantas geotérmicas, destacando los beneficios que proporciona una arquitectura integrada en la disponibilidad de la planta.

Palabras clave: Plantas geotermoeléctricas, sistemas de control, 2oo3, 1oo2, PFD, MTBF, disponibilidad, Geocost, ALSPA, confiabilidad.

1. Generalities concerning control system architecture

The availability of a system or power plant depends to a large on the tolerance to system failures.

1.1. Redundancy in control systems

As an example, in ALSPA® (Alstom Power Automation) control systems and for Open Loop Control/Closed Loop Control (OLC/CLC) perimeter, redundancy is implemented at the upper system level (head of cell level), with two Master Controllers operating in normal/standby configuration.

This ensures a fault tolerance of level 1: i.e., 1 failure on the active controller leads to switch over to the stand-by one, without losing the availability of the system.

However, this 1oo2 principle cannot be applied for safety related systems, as in this hot/stand-by redundancy scheme, the controllers do not monitor each other status and matching of their orders.

1.2. 1oo2 redundancy in safety systems

In a safety system based on safety 1oo2 architecture, orders of the 2 controllers shall be identical, so that the vote can accept this order. This is the compulsory condition to consider that the system is operational and safe. As a result of this condition, such systems have a fault tolerance of level 0.

Consequently, the first fault will lead to fallback to the safety state, actually to trip the system.

This 1oo2 safety architecture corresponds to 2oo2 architecture, with regard to availability: both controllers shall be working correctly, for the system to be safely operational.

This architecture is thus theoretically twice less available compared to a 1oo1 system, as there is two times more risks to have a hardware fault (in 1oo2, the number of implemented components is doubled).

1.3. 2oo3 redundancy in safety systems

When we need both safety and availability, the most common architecture is then based on 2oo3 safety vote.

Fault tolerance is equal to 1:1 failure on one of the 3 channels has no impact on the system availability, as the 2 remaining channels still ensure the safety function. Of course, a second failure on one of this 2 remaining channels will lead to a trip, as a minimum of 2 consistent orders are required by the 2oo3 voter. The 2oo3 voter compares the 3 outputs of the 3 channels, so safety is ensured by this vote and furthermore this principle allows detecting any failure of one channel, by the divergence of its order with the 2 other channels' orders.

On ALSPA 2oo3 protections channels for example, several faults can be tolerated, if they concern independent parts of the safety system. Example: we can tolerate a digital input failure on one channel and an analogue input failure on another channel, if these 2 inputs are not used in the same safety function. This still improves the availability of the system, while keeping the required safety level.

According to IEC61511 standard (IEC, 2003), a single channel component can only reach a SIL2 level (Safety Integrity Level 2). If used in 2oo3 configuration with voter, it is then possible to reach a SIL3 level for the association of these 3 components. The IEC 61508 standard (IEC, 2010) focuses on safety, but doesn't consider the availability aspect.

The risk for the safety function not to ensure the protection is measured by the PFD or PFH value, depending on the way the safety system operates. PFD (Percentage of Failure on Demand) is the criteria used for a system that realizes very seldom safety actions. PFH (Percentage of Failure per Hour) is used for a system that regularly generates safety orders. Steam turbine safety systems are considered as of the PFD type.

By computing the PFD value for a 1oo2 safety system and for a 2oo3 safety system, it can be noted that the 1oo2 performs better in some areas (e.g. less risk of failure as only 2 sets of components instead of 3 sets). The 2oo3 PFD value however is generally still compatible with IEC61508 SIL level up to 3, and its

availability is far better, which leads to use it as the best compromise for a SIL3 safety system or high availability protection system.

The huge availability of 2oo3 systems comes from their ability to be repaired without stopping the machine (hot swap maintenance operations while safety is still ensured).

This is why most of the SIL3 systems or high reliability protection systems we implement are based on 2oo3 architecture. This is notably the case for the over-speed protection relay and for condenser protection (3 independent channels, SIL3 systems).

1.4. 2oo3 redundancy in non-critical protection systems

The choice of 2oo3 architecture for non-critical protections depends on the type of the machine and associated sensors. 2oo3 allows hot-swap maintenance while the machine is in operation and is well suited if a majority of sensors are triplicated (Fig. 1).

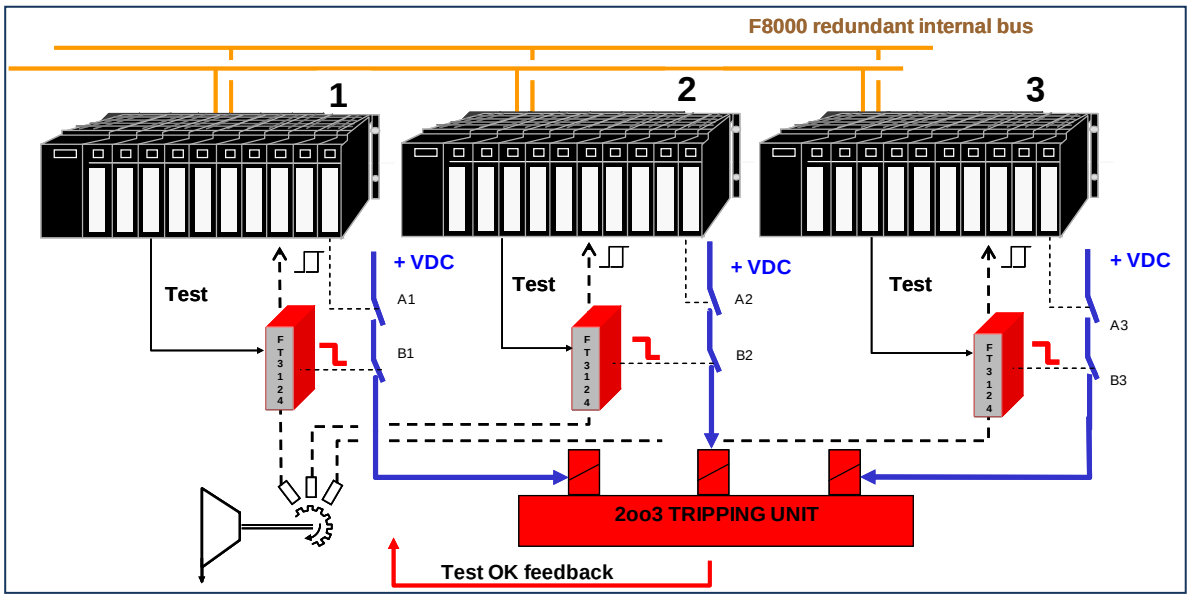


Fig. 1. 2oo3 Control System Architecture.

However, for simplex or doubled sensors, the ALSPA 2oo3, dispatched by redundant protection concept, links the single or doubled information to all 3 channels, in order to apply the 2oo3 vote concept as early as possible in the system, even for non-triplicate sensors. This way, sensor information is fully distributed through the internal bus and available for other channels that need it. Figure 2 outlines the system.

2. Case Studies

2.1. MTBF Example

Physical systems are often subject to unexpected changes such as component failures and variations in operating conditions that tend to degrade the overall system performance and availability. Such changes are commonly referred as “failures”, although they may not represent the physical failure of a component.

In order to maintain a high level of availability of the system, we can either make sure that failures are promptly detected and identified so that appropriate remedies can be applied, or use redundancy so failures can be processed and/or discarded depending on the control algorithm. In this case, to evaluate the availability of a system, we can use once again the concept of the Probability of Failure on Detection (PFD)

given by the IEC61508 standard for a MooN architecture. This can be expressed as a general formula that expresses the time before failure of a system as a ratio of the basic configuration (1oo1).

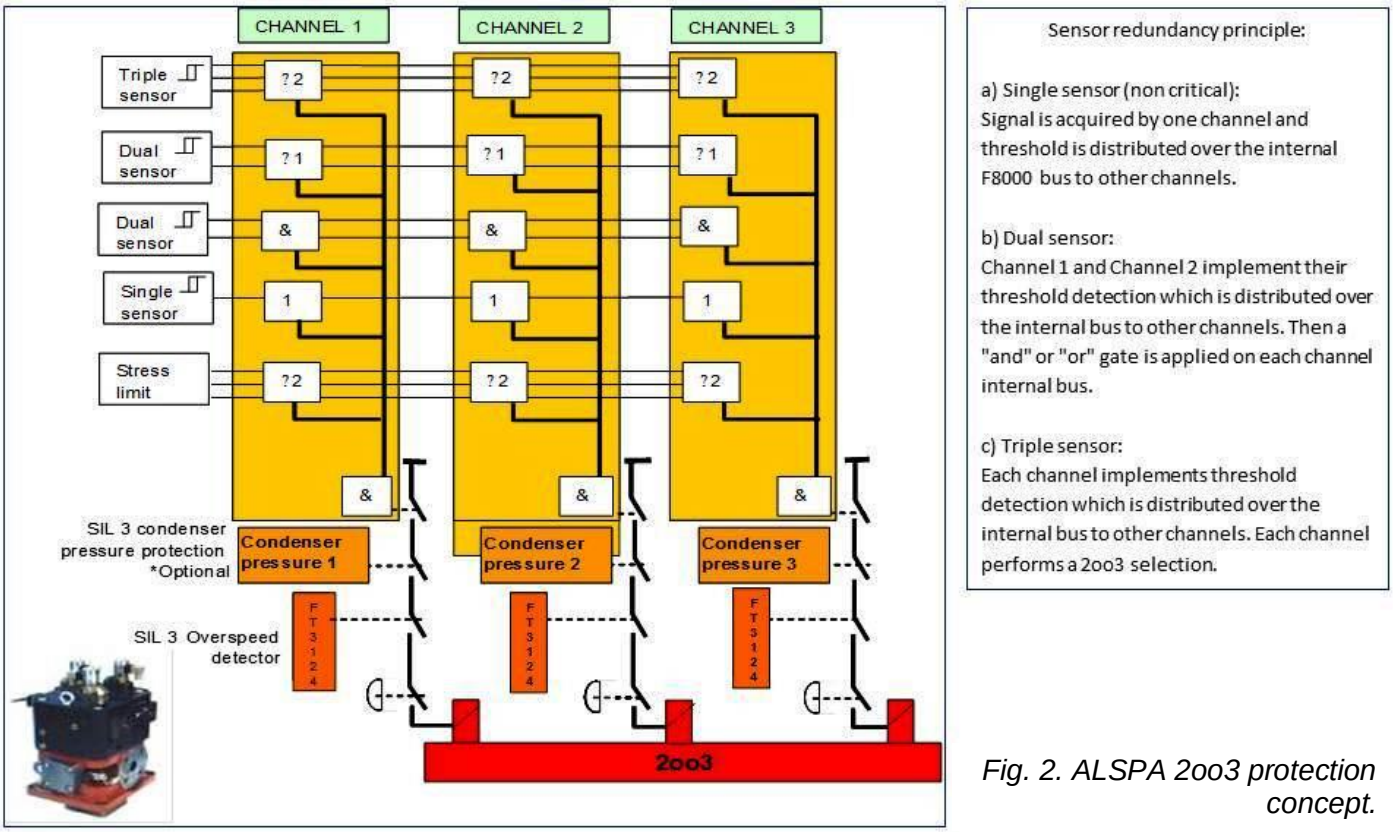


Fig. 2. ALSPA 2oo3 protection concept.

For a system with an architecture based on a 1oo2 redundancy, the time before failure can be expressed as:

1oo2 system = 4/3 (1oo1 System)

And for architecture based on a 2oo3 redundancy the time before failure can be expressed as:

2oo3 system = 4 (1oo1 System)

The above formulas show the 2oo3 redundancy based system ratio of availability is 3 times higher than the 1oo2 redundancy based system. Moreover, this shows that the architecture based on a 2oo3 redundancy would have a MTBF before failure that is higher than a 1oo2 architecture based system. Therefore there is a possibility that the initial investment in a 2oo3 redundancy system could be paid back due to the higher availability over time.

If we consider the example of the 2oo3 safety over-speed protection relay, the value we obtain for the Mean Time Before Failure (MTBF), according to a Mean Time To Replace (MTTR) of 3 hours, which assumes that the spare is available on site, is very large, as shown in Table 1.

	Overspeed protection (EPRO)
AVAILABILITY	99,9999%
RELIABILITY (Hrs)	2595039
RELIABILITY (Years)	296,24
MAINTAINABILITY (Hrs)	3

Table 1. Safety Over-speed Protection Relay.

2.2. Cost considerations for geothermal

Of course, the cost of a 2oo3 system will be higher, as it requires more components, but it also handles more sensors if they are triplicate. The cost of instrumentation will also increase, but this will also lead to a higher availability for the perimeter of sensors and actuators. These above mentioned costs are one-time initial costs.

However the difference of cost with a 1oo2 system could be negligible, if we compare it to a loss of production, which can be a repetitive cost over the life cycle of the installation.

To demonstrate this assertion, a simple cost analysis examines the effect of adding a 2oo3 control system concept to a geothermal power plant. The tool used for the analysis was *Geocost*, a whole project cost and development model developed by the US Department of Energy (DOE) and adapted by Hiriart (2005), and the aim was to determine a basic cost-benefit of the approach given a reasonable set of starting assumptions.

Project name:	**Base Case**	
Power Plant Capacity	[MW]	100
Specific Steam Consumption	[Ton/h*MW]	7.5
Power Plant Cost	**[US$/kW]**	**1,500**
O&M Plant (Permanent Cost)	[US$/MWyear]	45,000
O&M Plant (Variable Cost)	[US$/MWh]	30
Discount Rate	[1]	10.0%
Lifetime Project	[year]	25
Plant Capacity Factor	**(% per annum)**	**90**
Gross Power Generated	GWh per annum	790
Levelized Cost of Electricity	**¢$US/kWh**	**8.62**

Table 2. Base case scenario for power plant cost of production.

The analysis assumes a cost of the power plant installation and considers that the steam delivery was not subject to reduction, alteration or interruption for the lifetime of the plant. This is in order to isolate the power plant availability from that of the steam field, where separate O&M approaches and availability calculations apply. The two variables thus in the analysis are simply: i) the installed cost of the power plant, and ii) the project capacity factor achieved as result. The output is thus the effect on the levelized cost of production.

For the base case analysis, Table 2 highlights the cost assumptions and shows the levelized cost of electricity production which results for the base case scenario.

Project name:	**Increased availability**	
Power Plant Capacity	[MW]	100
Specific Steam Consumption	[Ton/h*MW]	7.5
Power Plant Cost	**[US$/kW]**	**1,500**
O&M Plant (Permanent Cost)	[US$/MWyear]	45,000
O&M Plant (Variable Cost)	[US$/MWh]	30
Discount Rate	[1]	10.0%
Lifetime Project	[year]	25
Plant Capacity Factor	**(% per annum)**	**95**
Gross Power Generated	GWh per annum	834
Levelized Cost of Electricity	**¢$US/kWh**	**8.32**

Table 3. Reduction in levelized cost of electricity for availability increase of 5%.

Table 3 considers the scenario where there is an increase in plant availability, such that could occur from use of an upgraded control system, where a value of 95% plant availability was modeled initially. It is expected a higher availability as result of a decrease in the levelized cost of electricity of approximately 0.3 cents/kWh as shown below, with a further 44 GWh of additional electricity production available per annum.

Table 4 shows the possible increase in power plant capital cost that could be justified (at 95% availability), to return the levelized cost of generation to that of the base case scenario.

As shown in the Table 4, for a power plant of 100 MW, a capital cost increase of $US 206 per kW would be acceptable, maintaining the levelized cost of generation at the initial condition of 8.62 cents of $US per kWh.

This represents an increase of some 13-14% of the total cost of the power plant over the base case scenario ($US 1500/kW).

Project name:	**Increased cost and availability**	
Power Plant Capacity	[MW]	100
Specific Steam Consumption	[Ton/h*MW]	7.5
Power Plant Cost	**[US$/kW]**	**1,670**
O&M Plant (Permanent Cost)	[US$/MWyear]	45,000
O&M Plant (Variable Cost)	[US$/MWh]	30
Discount Rate	[1]	10.0%
Lifetime Project	[year]	25
Plant Capacity Factor	**(% per annum)**	**95**
Gross Power Generated	GWh per annum	834
Levelized Cost of Electricity	**¢$US/kWh**	**8.62**

Table 4. Increase in power plant cost achievable for no net change in levelized cost of production, for a plant availability increase of 5%.

This can also be expressed in terms of the capital costs of adding 1% more availability to the plant, all other things being equal. For the 100 MW plant, this computes to a value of 4,100,000 $US per percentage point increase ($US 41/kW).

As it turns out (Table 5), this value is not sensitive to variations in O&M cost for the same initial conditions (allowing for rounding errors), nor is it sensitive to the total availability increase achieved, assuming there is no change to the number of wells drilled.

When we factor this back to the initial cost of a plant control system, we can see then that it would be economic to spend on the control system up to the amount of $US 41/kW per % point increase in availability that is achieved. In such a scenario, the levelized cost of production would remain equal or less than the initial condition.

		Total Plant Availability Increase (%)					
		1	2	3	4	5	Average cost per % increase of availability
O&M Cost USD/kWh	0.01	$ 41	$ 82	$ 124	$ 165	$ 206	$ 41
	0.02	$ 41	$ 82	$ 124	$ 165	$ 206	$ 41
	0.03	$ 41	$ 82	$ 124	$ 165	$ 206	$ 41
	0.04	$ 41	$ 82	$ 124	$ 165	$ 206	$ 41
	0.05	$ 41	$ 82	$ 124	$ 165	$ 206	$ 41

Table 5. Cost matrix showing total capital cost increases (per kW) across a range of O&M costs and availability gains.

Thus in the plant modeled, for a 2oo3 control system to be economically justified over a 1oo2 system, either it should: i) cost the same or less as the 1oo2 system, or ii) demonstrate that each percentage point of increased plant availability comes at a capital cost which is less than $US 41/kW. Hence for a 5% increase in plant availability (considered achievable in swapping from 1oo2 to 2oo3) the additional costs of the 2oo3 control system over the equivalent 1oo2 system could be up to $US 206/kW greater and still be justifiable in the project lifecycle economic analysis.

If it is considered that a typical range of installed costs for geothermal plant control systems can be estimated at between USD 75 and $US 225 per kW, the conclusion overall is that there would seem to be quite good

scope to consider an increase in capital costs for this type of equipment, especially where the 2oo3 system can directly show an increase in plant availability.

References

Hiriart, G., 2005. GEOCOST- Computer code developed to calculate the Levelized Cost of Electricity (LCOE). *International course on Geothermics*. Circumpacific Council, co-organized with ECLAC and OES, Santiago, Chile, April 2005.

IEC, 2003. *IEC 61511 - Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector*. International Electro-technical Commission, January 2003.

IEC, 2010. *IEC 61508 - Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems*. International Electro-technical Commission, April 2010.

Primera estimulación ácida en el campo geotérmico de Los Humeros, Pue.

Miguel Ramírez Montes, Lilibeth Morales Alcalá, y Martha Martínez López
Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Alejandro Volta 655, Morelia, 58290, Mich. Correo: miguel.ramirez02@cfe.gob.mx

Resumen
El pozo H-1 fue el primer pozo perforado en el campo geotérmico de Los Humeros, Pue., en 1981. Fue asimismo el primer pozo productor, con una producción inicial de vapor de 42 toneladas por hora (t/h). Su producción fue declinando paulatinamente y en 1995 fue desviado y profundizado, denominándosele como pozo H-1D. Después de su desviación su producción de vapor se recuperó parcialmente a 26 t/h, pero a partir de 2007 volvió a descender debido a incrustaciones de calcita en sus zonas productoras. Por lo tanto, en junio de 2010 fue sometido a una estimulación ácida, inyectándosele una mezcla de HCl y HF, lográndose finalmente una producción de vapor de 46 t/h, más de siete veces superior a la que tenía antes de la estimulación. En este trabajo se detallan las características del pozo y de la estimulación a la que fue sometido.

Palabras clave: Los Humeros, pozo H-1D, estimulación ácida, recuperación de producción de vapor.

First acid stimulation at the Los Humeros, Pue., geothermal field

Abstract
The well H-1 was the first one drilled at the Los Humeros, Pue., geothermal field. It was drilled in 1981 and was the first production well with 42 tons per hour (t/h) of steam. This production was gradually declining and therefore the well was deviated and deepened in 1995, being known as the well H-1D. After the deepening the steam production was partially recovered up to 26 t/h of steam, but starting in 2007 the steam production dropped again, due to calcite scaling in the production zones. Thus, in June 2010 the well was subjected to an acid stimulation by injecting a mixing of HCl and HF, achieving finally a steam production of 46 t/h, which is more than seven times higher than production before stimulation. This paper presents detailed features of the well and the acid stimulation.

Keywords: Los Humeros, well H-1D, acid stimulation, steam production recovering.

Antecedentes

El pozo H-1 se perforó del 4 de abril al 1 de octubre de 1981 hasta una profundidad de 1458 m. Fue el primer pozo productor en el campo, con una producción de 42.5 t/h por orificio de 57.2 mm de diámetro. Con base a pruebas de incremento de presión, se determinó una transmisibilidad de la formación del orden de 0.522 d-m, considerada como una de las mejores en ese campo geotérmico (Torres, 1986). En julio de 1985 se efectuaron algunas calibraciones en el pozo para verificar su estado mecánico y se encontró resistencia a partir de los 950 m de profundidad. Entre marzo y abril de 1988 se realizaron trabajos de limpieza en sus tuberías. Se reconoció con barrena de 215.9 mm de diámetro hasta los 950 m de profundidad (colgador) y con barrena de 152.4 mm de diámetro hasta los 1402 m de profundidad, donde se mantuvo la resistencia. A fines de ese año nuevas calibraciones encontraron una resistencia a partir de los 700 m de profundidad (DEY, 1987).

La producción del pozo fue reduciéndose gradualmente, debido a la incrustación de sus tuberías con carbonato de calcio. El 1995 el pozo fue intervenido con equipo de perforación. Se abrió una ventana en la tubería de revestimiento (TR) de 244.5 mm (9⅝”) de diámetro a los 918 m de profundidad, seguida de una perforación direccional controlada con un rumbo S64°W y un desplazamiento horizontal de 123 m, alcanzándose una profundidad vertical de 1841.6 metros. En noviembre de 1995, después de la reparación, se evaluó de nuevo el pozo, denominado ahora H-1D, obteniendo los siguientes resultados, calculados a una presión de 8 bara: producción de vapor de 26.3 t/h y producción de agua de 95.2 t/h, medidas por un orificio de 76.2 mm, y con una presión de cabezal de 20.0 bar. El pozo se reintegró al sistema de suministro de vapor, llegando a producir poco más de 40 t/h de vapor un par de años después, medido con agujero de 3½” de diámetro (Martínez, 2005).

La última calibración al pozo H-1D se realizó en febrero de 2007, mediante un globo de 127 mm (5”) de diámetro. Se encontró que la tubería estaba obstruida a partir de 1292 m de profundidad. La calibración con una barra de 31.75 mm (1¼”) de diámetro indicó obstrucción a partir de 1329 m de profundidad. La obstrucción se debía a depósitos de calcita y sílice en el interior de las tuberías y en la zona anular entre el liner ranurado y el agujero de 215.9 mm (8½”) de diámetro, lo cual se corroboró con índices de saturación de minerales calculados con base a la composición química de los fluidos producidos. Por su parte, la producción del pozo había descendido a unas 10 t/h de vapor hacia el año 2009, medida con orificio de 2” de diámetro (Martínez y Ramírez, 2009; CFE, 2010).

Con base en esos datos y antecedentes, se decidió someter al pozo H-1D a una estimulación ácida a fin de disolver las incrustaciones y mejorar su producción.

Operaciones previas a la estimulación ácida

Antes de la estimulación, en junio de 2010 se realizó una prueba de inyección en el pozo H-1D, con tres gastos: 59 m^3/h, 81 m^3/h y 101 m^3/h, con un volumen total de agua inyectado de 746 m^3. Los elementos de presión Kuster se estacionaron a una profundidad de 1150 m. El resultado de la prueba de inyección fue un ΔPskin de +27.52, lo cual indicaba que el pozo presentaba daño en la formación.

Como paso previo a la estimulación ácida, se realizó una limpieza mecánica del pozo H-1D entre el 23 y el 30 de junio de 2010. Primeramente se inyectaron 90 m^3 de salmuera geotérmica a un gasto de 1.35 m^3 por minuto, con objeto de enfriarlo, y se corrió un registro de presión. Después se limpió y calibró la TR de 244.5 mm con una barrena de 215.9 mm (8½”) de diámetro que logró llegar hasta los 850 m de profundidad. La TR de 177.8 mm (7”) de diámetro se limpió con una barrena de insertos de 152.4 mm (6”) de diámetro, llegando hasta 1839 m de profundidad.

Durante todos esos trabajos de limpieza, se estuvo inyectando salmuera geotérmica al pozo de manera constante, a un gasto promedio de 63 m^3/h. Se presentaron pérdidas de circulación total entre los 23 m y los 871 m de profundidad, y después de los 1278 m hasta el fondo del pozo. El volumen total de salmuera perdida fue de 5330 m^3.

Posteriormente a la limpieza mecánica se efectuó una nueva prueba de inyección a tres gastos: 63 m^3/h, 81 m^3/h y 108 m^3/h, con un volumen total inyectado de 659 m^3. El elemento Kuster estuvo estacionado a 1150 m de profundidad. El valor de ΔPskin se redujo a -4.88, lo que implica que ya no había daño en la formación. La Tabla 1 se muestra un comparativo de los parámetros más importantes medios y calculados durante las pruebas pre y post limpieza mecánica en el pozo.

Operaciones de estimulación ácida

A partir de las características del pozo H-1D, se seleccionaron los siguientes intervalos de profundidad para realizar la estimulación: 1250 m-1300 m, 1350 m-1400 m, 1550 m-1600 m, 1700 m-1750 m.

Puesto que la incrustación era principalmente de calcita con menor proporción de sílice, se decidió utilizar una mezcla de ácidos de HCl al 12% y de HF al 3%. Primeramente se inyectó un bache de solución de HCl al 10%, con objeto de disolver el hierro y algunos de los materiales carbonatados, como un pre-lavado. Después se realizó el lavado principal con la mezcla de ácidos. A continuación se bombeó otro bache de solución de HCl al 10% y finalmente se inyectó salmuera geotérmica para desplazar la solución ácida y enjuagar las TR, con un volumen del doble del lavado principal.

Las soluciones de prelavado, lavado principal y post-lavado se prepararon entre el 8 y el 10 de julio, empezando con el llenado de los tanques con agua dulce. Después se mezclaron los aditivos (inhibidor de corrosión, surfactante, agente quelante, reductor de hierro y controlador de arcillas), y posteriormente se preparó el HCl al 10% de concentración. Durante el último día se preparó la solución ácida del lavado principal (12% HCl-3% HF) con la combinación de bifloururo de amonio y ácido clorhídrico. También se mezclaron los aditivos para el divergente (HCl al 13% gelificado). La concentración de ácidos fue verificada previamente mediante análisis químico de muestras.

En espera del inicio de la estimulación ácida, con preventor esférico cerrado se bombeó agua geotérmica por línea de 2” a razón de 10m^3/h, con el objetivo de enfriar el pozo. El 11 de julio se abrió el preventor esférico, se armó la válvula de retención y se bajó tubería de perforación franca de 3½” y 5” de diámetro hasta los 1236 m de profundidad, y se continuó bombeando agua geotérmica por la línea de 2” de diámetro para enfriar pozo.

El 12 de julio se inicio la inyección de ácidos en cada uno de los intervalos propuestos. Para ello se emplearon dos bombas de desplazamiento positivo, un mezclador tipo cerrado y un compresor de descarga de aire, además de 9 *frac-tank* con capacidad de almacenamiento de 80 m^3 y un mezclador (*blender*) para succión de fluido de los *frac- tanks* y descarga a las unidades de alta presión.

En cada intervalo, la estimulación ácida se inició con la inyección de ácido (HCl al 10%) para el prelavado, el cual funciona como un espaciador entre la salmuera geotérmica utilizada para el enfriamiento previo y el posterior lavado principal. El objetivo, como se dijo, era disolver productos ferrosos y material carbonatado que pudieran precipitar minerales insolubles, por ejemplo CaF_2, al reaccionar con el HF que se inyectaría después. Para el prelavado se utilizó una relación de 50 galones por pie, con un gasto de inyección de 131 m^3/h, equivalente a 13.7 bpm (barriles por minuto).

Inmediatamente después de la etapa de prelavado se inyectó la mezcla de ácidos del lavado principal (12% HCl-3% HF). La mayor concentración de HCl tiene como finalidad disolver la calcita depositada durante la producción del pozo en las inmediaciones del agujero (zona de *flasheo*), además de eliminar la resistencia en las paredes de la formación y el daño en sus inmediaciones. El gasto de inyección del lavado principal fue de 135 m^3/h (~9.1 bpm) a una presión de inyección registrada en 141.7 bar (9320 psi).

Al terminar el volumen del lavado principal se bombeó un post-lavado de HCl al 10%, con la idea que este actuara como una transición entre el lavado ácido principal y la salmuera geotérmica que se inyectaría después, reduciendo la precipitación de minerales indeseables. El gasto de inyección del post-lavado fue de 134 m^3/h (~9.1 bpm) a una presión de inyección de 111.7 bar (8746 psi). Finalmente se desplazó el volumen del post-lavado con salmuera geotérmica, a fin de remover los residuos ácidos de las tuberías. El volumen de salmuera inyectado fue 1.65 veces el volumen del lavado principal. El material divergente se colocó después del primer intervalo de profundidad.

El comportamiento de la presión superficial fue prácticamente el mismo en cada uno de los intervalos tratados: la presión se iba incrementando una vez alcanzada la capacidad del pozo, y se mantenía constante con sólo pequeños incrementos debido a la reacción de las soluciones ácidas con la formación.

Las operaciones de estimulación ácida concluyeron el mismo día por la tarde, con el retiro de la tubería de perforación franca de 3½" y 5" de diámetro a la superficie, bombeando agua geotérmica por la línea de 2" de diámetro y con un gasto de 10 m^3/h, a fin de mantener frío el pozo durante el retiro de la tubería y evitar riesgos de desconexión.

Los gastos y volúmenes mencionados para cada intervalo se resumen en la Tabla 1.

Profundidad (m)	Tipo de fluido inyectado	Gasto (m^3/h)	Presión (bar)
1250-1300	- Prelavado (HCl al 10%)	131.4	139.1
	- Lavado principal (HCl 12%-HF 3%)	135.2	111.8
	- Post-lavado (HCl al 10%)	134.5	141.8
	- Divergentes	134.8	93.0
1350-1400	- Prelavado (HCl al 10%)	128.8	114.0
	- Lavado principal (HCl 12%-HF 3%)	135.2	115.9
	- Post-lavado (HCl al 10%)	135.2	113.2
1550-1600	- Prelavado (HCl al 10%)	132.7	117.3
	- Lavado principal (HCl 12%-HF 3%)	136.7	120.6
	- Post-lavado (HCl al 10%)	136.9	117.3
1700-1750	- Prelavado (HCl al 10%)	129.3	114.1
	- Lavado principal (HCl 12%-HF 3%)	137.0	114.7
	- Post-lavado (HCl al 10%)	136.4	113.5

Tabla 1. Condiciones de la estimulación ácida en el pozo H-1D.

Durante las operaciones de estimulación se monitoreó el pH de los fluidos producidos por los pozos aledaños al H-1D, que son los pozos H-07 y H-08, con la finalidad de observar cualquier posible afectación en sus respectivos fluidos. Los resultados concluyeron que no hubo ninguna alteración observable en las características de los fluidos producidos en ambos pozos, ya que los valores de pH no presentaron mayor variación.

A fin de determinar los resultados de la estimulación ácida, se programó una prueba de pérdida de agua, seguida de una prueba de inyección con tres gastos y una etapa de recuperación, la cual no pudo realizarse por quedar atrapada la sonda de medición, compuesta por un elemento de temperatura y otro de presión. Por lo tanto, se cerró la válvula maestra de 254 mm y se empezaron los preparativos para la apertura del pozo.

Apertura y evaluación del pozo

El 13 de julio se agregaron 30 barras de espumantes y se inyectó aire al pozo hasta alcanzar una presión de 460 psi, dejándolo en reposo y represionado. Al día siguiente se realizó el primer intento para hacerlo fluir. Estando el pozo represionado (para entonces la presión ya era de 580 psi), se abrió lentamente la línea de 2" de diámetro para comenzar el proceso de calentamiento de la tubería y, finalmente, habiendo descendido la presión de cabezal a 130 psi, se abrió la válvula lateral de 10" de diámetro. Sin embargo, la cantidad de agua y vapor que arrojó el pozo fue insignificante. Después abrir la válvula la presión de cabezal se redujo a 0 psi, y después se registró una presión máxima de 15 psi.

Se cerró el pozo para realizar una segunda apertura. Se agregaron nuevamente barras espumantes (ahora 60 barras) y se le inyectó aire hasta alcanzar una presión máxima de 470 psi, después de lo cual se dejó en reposo y represionado hasta el día siguiente. El 15 de julio, y registrando una presión en la cabeza de 650 psi, se abrió lentamente la línea de 2” de diámetro para comenzar el proceso de calentamiento de la tubería. Después, al descender la presión de cabezal a 300 psi, se abrió la válvula lateral de 10” de diámetro. El pozo empezó a desalojar vapor y agua unos 15 minutos después de su apertura. La presión descendió a 40 psi al terminar la apertura de la válvula, pero lentamente comenzó a incrementarse para llegar a 100 psi una hora más tarde, con una presión de labio de 5 psi. No se pudo medir el gasto de agua debido a que el vertedor tenía mucha espuma.

La presión de cabezal continuó subiendo a 134 psi, con una presión de labio de 29.2 psi y una altura en el vertedor de 39.5 cm. El gasto de vapor se calculó en 38 t/h y el de agua en 47 t/h. Al día siguiente la presión de cabezal ya era de 162 psi, la de labio había bajado a 24.5 psi y la producción de vapor se calculó en 26 t/h con 70 t/h de agua.

El pozo se mantuvo fluyendo hasta el 29 de julio, fecha en la cual se observó que el silenciador comenzaba a inclinarse debido al hundimiento en un extremo de la base, razón por la cual se restringió la apertura del pozo derivándolo por líneas de 2” mientras se acondicionaba el silenciador. En la Tabla 2 se muestran los datos medidos a condiciones de separación de 8 bara, y en la Figura 1 se muestra el comportamiento de la presión y del gasto después de la apertura del pozo.

Fecha	Presión de cabezal (bara)	Producción (t/h)			Entalpía de la mezcla (J/g)	Calidad (%)	Condiciones del pozo
		Vapor	Agua	Total			
16-jul-10	8.7	17.7	56.3	73.9	1211	23.9	Orificio de 3”
17-jul-10	11.9	17.6	51.1	68.7	1246	25.6	Orificio de 3”
19-jul-10	15.6	24.9	62.0	86.9	1308	28.6	Orificio de 3”
20-jul-10	19.2	32.4	62.5	94.9	1421	34.2	Orificio de 3”
21-jul-10	20.3	32.7	65.0	97.7	1404	33.3	Orificio de 3”
22-jul-10	21.1	33.7	62.6	96.3	1438	35.0	Orificio de 3”
23-jul-10	21.8	36.9	62.7	99.7	1480	37.0	Orificio de 3”
26-jul-10	22.6	39.8	62.9	102.7	1514	38.8	Orificio de 3”
27-jul-10	22.9	37.8	62.8	100.5	1490	37.8	Orificio de 3”
28-jul-10	23.2	39.2	54.8	94.0	1574	41.7	Orificio de 3”
29-jul-10	23.4	37.9	59.0	96.9	1523	39.2	Orificio de 3”

Tabla 2. Datos medidos en los primeros diez días de la apertura del pozo, después de su estimulación.

Durante el tiempo que el pozo estuvo fluyendo se estuvo midiendo en diferentes puntos el pH del agua producida. Las mediciones mostraron un pH ácido que disminuyó hasta 4.91 unidades, por lo que se tomó la decisión de agregarle 1.5 toneladas de cal (óxido de calcio, CaO) de forma dosificada, para neutralizarlo. Se tomaron mediciones con y sin cal después del silenciador, en el cárcamo y en la descarga del pozo H-1D, así como en la presa de la unidad de generación número 2, donde se observó que el HCl que llevaba el fluido ya había sido completamente neutralizado y convertido en cloruro de calcio (CaCl).

Para determinar la capacidad máxima de producción del pozo después de su estimulación ácida, se realizó un desarrollo del 24 de agosto al 14 de septiembre de 2010, haciéndolo fluir al silenciador por orificios de 3”, 4” y 4½” de diámetro, obteniendo las mediciones que se reportan en la Tabla 3. Con los datos medios de la evaluación, se configuró su curva característica (Figura 2), calculada a 8 bara de presión de separación.

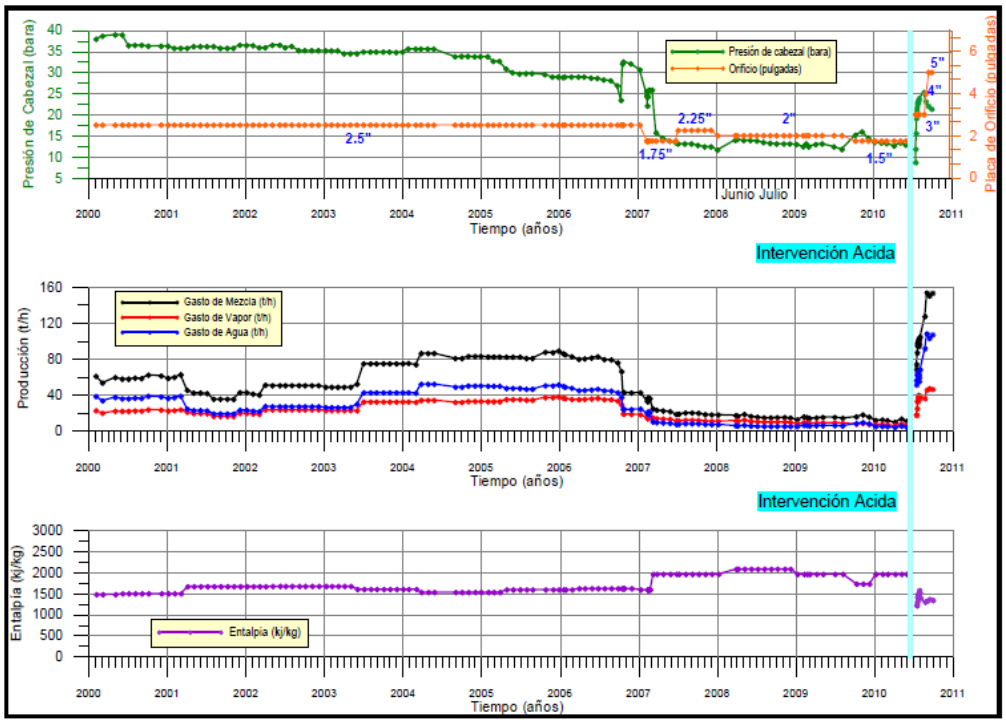


Fig. 1. Evolución de la presión de cabezal, la producción y la entalpía del pozo H-1D en los últimos años.

Fecha	Diámetro del orificio		Calidad a 8 bara (%)	Producción en t/h		
	pulgadas	mm		Vapor	Agua	Total
24-ago-10	3	76.2	28.3	36	91	127
2-sep-10	4	101.6	29.4	45	108	153
14-sep-10	4½	114.3	31.3	47	103	150

Tabla 3. Evaluación del pozo H-1D después de su estimulación ácida con diferentes diámetros de orificio.

La Figura 3 presenta las curvas características de producción obtenidas para el pozo H-1D en 1997, un par de años después de su profundización y desviación, en 2009 cuando la producción había descendido a su mínimo, y en septiembre de 2010, después de su estimulación ácida. Puede verse que la acidificación logró casi quintuplicar la producción de vapor del pozo, si se comparan los datos de 2009 (antes de la estimulación) con los de 2010 (después de ella). Con respecto a los datos de 1997, puede observarse que la producción es prácticamente la misma, con una ligera disminución de la presión que se atribuye a la caída de presión propia del yacimiento.

Conclusiones

El pozo H-1 tuvo una producción inicial de 42.5 t/h medida por orificio de 57.2 mm de diámetro, la cual fue descendiendo gradualmente hasta que en 1995 fue desviado y profundizado (denominándose pozo H-1D), llegando a producir poco más de 40 t/h de vapor hacia 1997, medido por orificio de 76.2 mm de diámetro. Para el año 2007 se encontraron incrustaciones de calcita y sílice, y hacia 2009 su producción había vuelto a descender a 10 t/h de vapor medidas por orificio de 5.08 mm de diámetro. En junio de 2010 una prueba de inyección con tres gastos determinó un daño a la formación con ΔPskin de +27.52, la cual pudo reducirse a ΔPskin de -4.88 mediante una limpieza mecánica.

En julio de 2010 el pozo H-1D fue sometido a una estimulación ácida en cuatro intervalos de profundidad de 50 metros cada uno, mediante la inyección de soluciones de prelavado (HCl al 10%), lavado principal (HCl

al 12% y HF al 3%) y post-lavado (HCl al 10%), y un lavado final con salmuera geotérmica. Diez días después de la estimulación, el pozo aumentó su producción a casi 40 t/h de vapor y 55 t/h de agua, medida por orificio de 76.2 mm (3") de diámetro. Como resultado de su desarrollo entre agosto y septiembre de 2010, se midió una producción de vapor de 47 t/h de vapor y 103 t/h de agua medidas por orificio de 114.3 mm (4½") de diámetro y condiciones de separación de 8 bara.

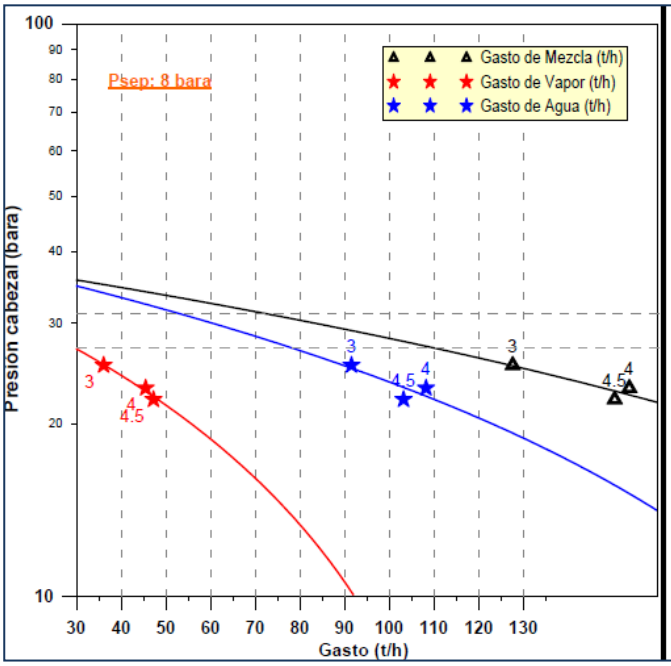


Fig. 2. Curva característica de producción del pozo H1-D después de la estimulación ácida.

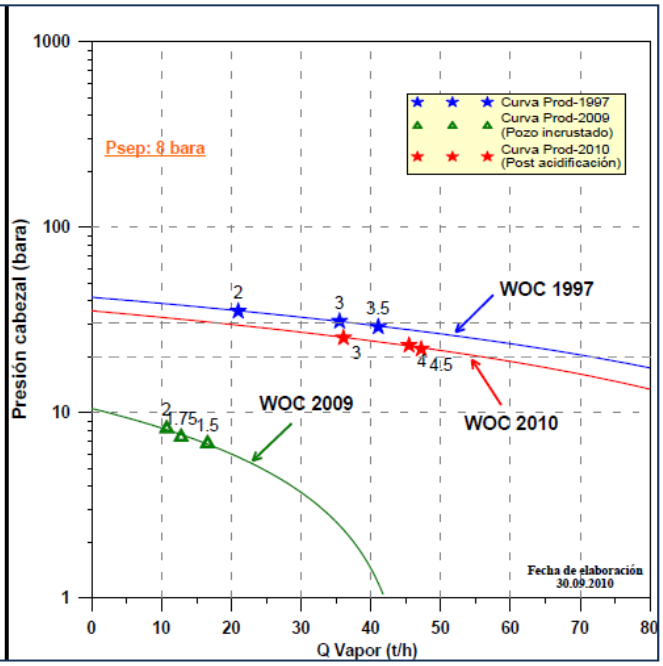


Fig. 3. Curva de producción de vapor del pozo H1-D en 1997, 2009 y 2010.

A la fecha el pozo continúa produciendo alrededor de 46 t/h de vapor (a presión de separación de 8 bara) con una presión de cabezal de 21 bara y una entalpía de 1340 kJ/kg. Por lo tanto, el pozo H-1D logró multiplicar su producción con respecto a la previa a la estimulación, con lo que se concluye que las intervenciones resultaron exitosas.

Referencias

CFE, 2010. Base de datos *GDManager* del Campo Geotérmico Los Humeros, Pue. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Morelia, Mich. Inédito.

DEY, 1987. Diagnóstico del estado actual del pozo H-1 del Campo Geotérmico Los Humeros, Pue. Informe interno 1387-010, CFE, Residencia de Perforación Los Humeros, Departamento de Evaluación y Yacimientos. Inédito.

Martínez, M., 2005. Pronóstico de vapor de la Residencia Los Humeros. Informe interno RC-01-RLH-C-020, CFE, Residencia de Los Humeros. Inédito.

Martínez, M. y M. Ramírez, 2009. Recuperación de la producción del pozo H-1D mediante la limpieza mecánica e inyección de ácidos en el Campo Geotérmico Los Humeros, Pue. Informe interno DINYAC-002-2009. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Morelia, Mich. Inédito.

Torres R., M.A., 1986. Comportamiento de las condiciones de producción de los pozos H-1 y H-7 del Campo Geotérmico Los Humeros, Pue. Informe interno 1386-031. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Departamento de Evaluación y Yacimientos. Inédito.

Estado actual de desarrollo de las Bombas de Calor Geotérmico

Alfonso García Gutiérrez e Ignacio Martínez Estrella
Instituto de Investigaciones Eléctricas, Reforma 113, Col. Palmira, Cuernavaca, Morelos, 62490, México.
Correo: aggarcia@iie.org.mx

Resumen
Una bomba de calor es una máquina térmica que opera como un refrigerador: la diferencia básica radica en el uso deseado. El refrigerador se usa esencialmente para enfriar un espacio o fluido, mientras que la bomba de calor puede usarse para proporcionar enfriamiento y calefacción. Una bomba de calor geotérmico (BCG) tiene como fuente de calor el subsuelo, ya sea por acoplamiento en el suelo o en agua subterránea, transfiriendo el calor entre el subsuelo y el sistema de distribución de calefacción y enfriamiento. Su comportamiento está dado por el coeficiente de comportamiento o de rendimiento (*Coefficient of Performance*, COP, por sus siglas en inglés) y tiene valores típicos de 3 a 4, aunque se han reportado valores de hasta 10. Esto quiere decir que por cada kW de energía eléctrica usada se ceden 3-4 o más kW de energía térmica. De allí que las BCG tengan ahorros típicos del 50-75% ya que sólo se paga por la energía utilizada en el compresor y la energía del subsuelo es esencialmente gratis. Las BCG se pueden instalar en la mayoría de situaciones geológicas (excepto en áreas donde el agua subterránea está protegida legalmente) en el mundo debido a la naturaleza ubicua del recurso geotérmico presente a profundidades someras, y desde hace algunos años su crecimiento ha sido impresionante. Esto y la creciente concientización y popularidad de las BCG han tenido el impacto más significativo en el uso directo de la energía geotérmica, de manera que las BCG representan hoy en día el sector de tecnología geotérmica mundial con mayor crecimiento en un número cada vez más creciente de países. La utilización anual de estas unidades creció 2.29 veces entre 2005 y 2010 a un ritmo anual de 18%, mientras que la capacidad instalada creció 2.15 veces a un ritmo anual de 16.6% en el mismo período. Asimismo, las BCG representan proporcionalmente el mayor uso y la mayor capacidad instalada de todos los usos directos de la energía geotérmica a nivel mundial, y se usan actualmente en 43 países aunque sus instalaciones se localizan principalmente en Norteamérica, Europa y China. Las BCG representan una tecnología probada mundialmente, son eficientes, ahorran energía y costos de operación, evitan la emisión de gases de efecto invernadero y se pueden instalar en prácticamente cualquier lugar. En este trabajo se describen las características principales de las BCG, sus ventajas y desventajas, sus aplicaciones en diversos sectores y su estado actual de desarrollo y aplicación.

Palabras clave: Bombas de calor, energía geotérmica, acondicionamiento de aire, calefacción.

Status of development of geothermal heat pumps

Abstract
Heat pumps are thermal machines operating as refrigerators. The basic difference is the final use. Refrigerators are used essentially to cool fluids or air-conditioning while heat pumps can be used for cooling and heating. Geothermal heat pumps (GHP) use underground as the heat source, whether in soil or in groundwater, and transfer heat between underground and the cooling or heating distribution system. Its performance is expressed by the coefficient of performance (COP) with typical values between 3 and 4, but COPs up to 10 have been reported. This means that for every kilowatt of power used, 3 to 4 kilowatts of thermal energy are produced. Thus, GHP yield savings of 50-75% of power because it is only necessary to pay for the power used by the compressor while underground energy is basically free. GHP can be installed on most geological settings in the world (excepting those where groundwater is legally protected), because of the ubiquity of shallow geothermal resources. Since some years ago, the development and deploy of GHP have been impressive. This, and the growing awareness and knowledge on GHP, have significantly impacted

the direct use of geothermal energy. GHP are currently the geothermal technology sector with the highest development in an increasing number of countries. Annual use of GHP grew 2.29 times in 2005 through 2010 at an annual rate of 18%, while the installed capacity increased 2.15 times at an annual rate of 16.6% in the same period. In addition, GHP proportionally represent the highest use and the main installed capacity worldwide among all geothermal direct uses. They are currently deployed in 43 countries, mainly in the EU, US, and China. GHP take advantage of mature technology proven worldwide, are efficient, save energy and operation costs, reduce the emission of greenhouse gases and can be installed practically anywhere. The main GHP's features, advantages and disadvantages, uses in several sectors and the present development and use are described in this paper.

Keywords: Heat pumps, geothermal energy, cooling, heating.

Introducción

Globalmente, el consumo de energía indica que éste podría duplicarse hacia el año 2020 de acuerdo con las tendencias actuales. Esta creciente demanda de energía impactará su disponibilidad su impacto sobre el medio ambiente. A nivel mundial, los edificios consumen aproximadamente el 40% de la energía total anual (Omer, 2008), y más de la mitad de esta energía es consumida por sistemas de aire acondicionado (Zhai *et al.*, 2011). Consecuentemente, es de gran importancia mejorar la eficiencia energética de los sistemas de aire acondicionado en edificios.

En México, es creciente la importancia del consumo de energía para el confort de los ocupantes de edificios de los sectores residencial y comercial (De Buen, 2005), ya que predomina el clima cálido, y en algunas regiones en la zona norte y en regiones montañosas del país se presentan estacionalmente temperaturas bajas. Además, se han ido ampliando las necesidades, las dimensiones y el contexto de los espacios donde se realizan actividades económicas, es decir, en el sector terciario que incluye almacenes, oficinas, escuelas, hospitales, hoteles, bancos y restaurantes. Lo anterior implica que, en la mayoría del territorio nacional, los espacios construidos tienen que integrar elementos de confort. De acuerdo con datos de SENER (2010), del total de energía consumida en 2009, el 20% (913.4 TJ) la consumieron los sectores residencial, comercial y público (761.8, 123.6 y 28.1 TJ, respectivamente). A su vez el consumo de electricidad en estos sectores representó el 27.8% ó 25.8 TJ (177.2, 48.5 y 28.1 TJ, respectivamente). Como se ve, el sector residencial es el que consume más energía, y su consumo de electricidad se ha incrementado de 130.06 TJ en el año 2000 a 153.11 en 2005 y a 177.2 en 2009, destinándola principalmente al acondicionamiento de espacios. Por ello, el sector de edificaciones se ha planteado: (a) disminuir la demanda de energía convencional, (b) reducir los impactos ambientales y (c) mantener condiciones interiores confortables con respecto a cambios en la temperatura exterior (Figueroa *et al.*, 2010). Sin embargo, de continuar utilizándose equipos convencionales para acondicionamiento de espacios habrá un mayor consumo de energía, ya que en el sector residencial de México se utilizan tecnologías que muchas veces se basan en equipos de bajo rendimiento energético, utilizan electricidad generada primordialmente con base en combustibles fósiles, y que además impactan negativamente la economía de los usuarios.

En este contexto, las BCG constituyen una alternativa interesante ya que se trata de una tecnología comercial existente que tiene un costo competitivo y que permite ahorros de energía y evita las emisiones de gases de invernadero, especialmente cuando se usan tanto para enfriamiento como para calefacción, y pueden ser instaladas en prácticamente cualquier parte. En el presente trabajo se describen las características principales de las BCG, sus ventajas y desventajas, sus aplicaciones en diversos sectores y su estado actual de desarrollo y aplicación.

Aspectos teóricos

La Figura 1 muestra un esquema de una bomba de calor con sus tres partes principales: (1) el espacio acondicionado, (2) la bomba de calor misma y (3) la fuente/sumidero de calor.

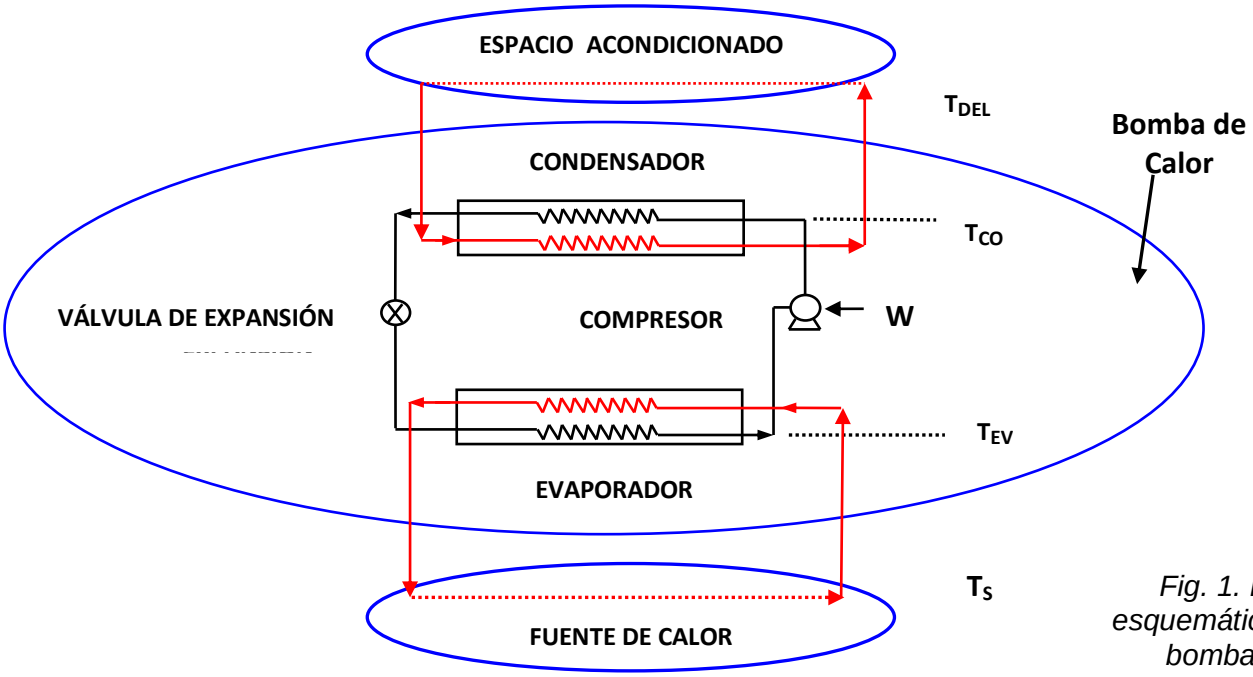


Fig. 1. Diagrama esquemático de una bomba de calor.

- El espacio a acondicionar puede ser una edificación donde ya hay un sistema de distribución de aire, alimentado a las condiciones de temperatura y humedad requeridas.
- La BC es una máquina térmica que opera como un refrigerador pero a la inversa: en el evaporador se provoca un efecto de enfriamiento y en el condensador un efecto de calentamiento. La BC puede operarse para proporcionar enfriamiento o aire acondicionado y calefacción de espacios habitados y para calentamiento de agua doméstica.
- La fuente o sumidero de calor puede ser aire, agua o el subsuelo. En este último caso, a la BC se le denomina Bomba de Calor Geotérmico (BCG o GHP por sus siglas en inglés).

La operación reversible de la BCG es posible gracias al uso de una válvula reversible (Fig. 2), y su conexión al subsuelo se hace en circuito cerrado, vertical u horizontal (GCHP), o en circuito abierto a un pozo de agua subterránea (GWHP) o a un cuerpo de agua superficial estática o corriente, p. ej., un lago o un río (SWHP), ver Figura 3. El fluido que conecta el subsuelo con la BCG es agua con o sin anticongelante.

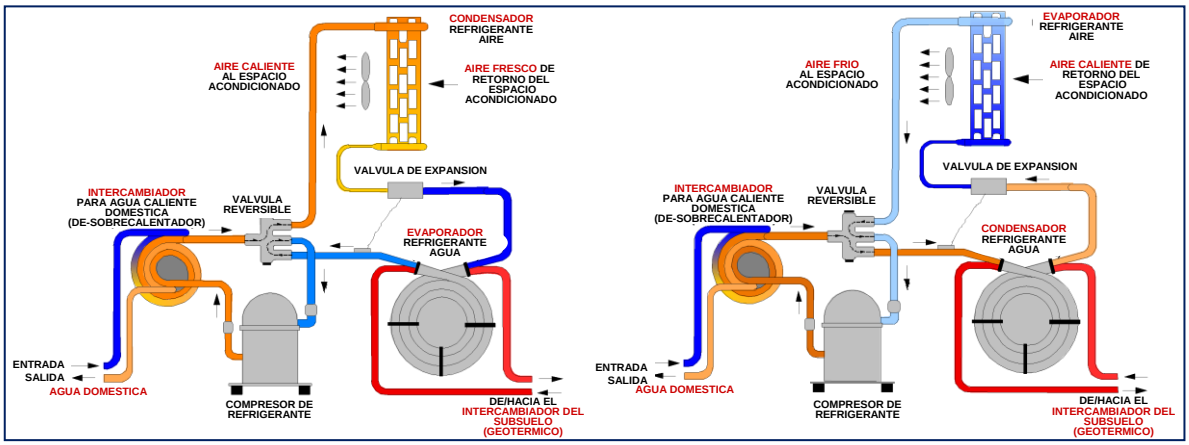


Fig. 2. Operación de una BCG en modos calefacción (izquierda) y enfriamiento (derecha) (adaptada de Lund, 2007).

El comportamiento o eficiencia de una bomba de calor por compresión mecánica operando a ciertas condiciones de la fuente y del sumidero está dado por el Coeficiente de Comportamiento o de rendimiento (*Coefficient of Performance*, COP, por sus siglas en inglés) y se define como el cociente entre la energía térmica cedida por la bomba de calor y el trabajo realizado por el compresor. En el modo de calefacción,

$$COP = \frac{Q_{CO}}{W} = \frac{Q_{CO}}{Q_{CO} - Q_{EV}}$$

En el modo de enfriamiento,

$$COP = \frac{Q_{EV}}{W} = \frac{Q_{EV} + W}{W}$$

donde Q_{CO} es el calor entregado por el condensador de la bomba de calor al espacio acondicionado, Q_{EV} es el calor transferido de la fuente de calor al fluido de trabajo en el evaporador de la bomba de calor y W es la energía eléctrica suministrada al compresor.

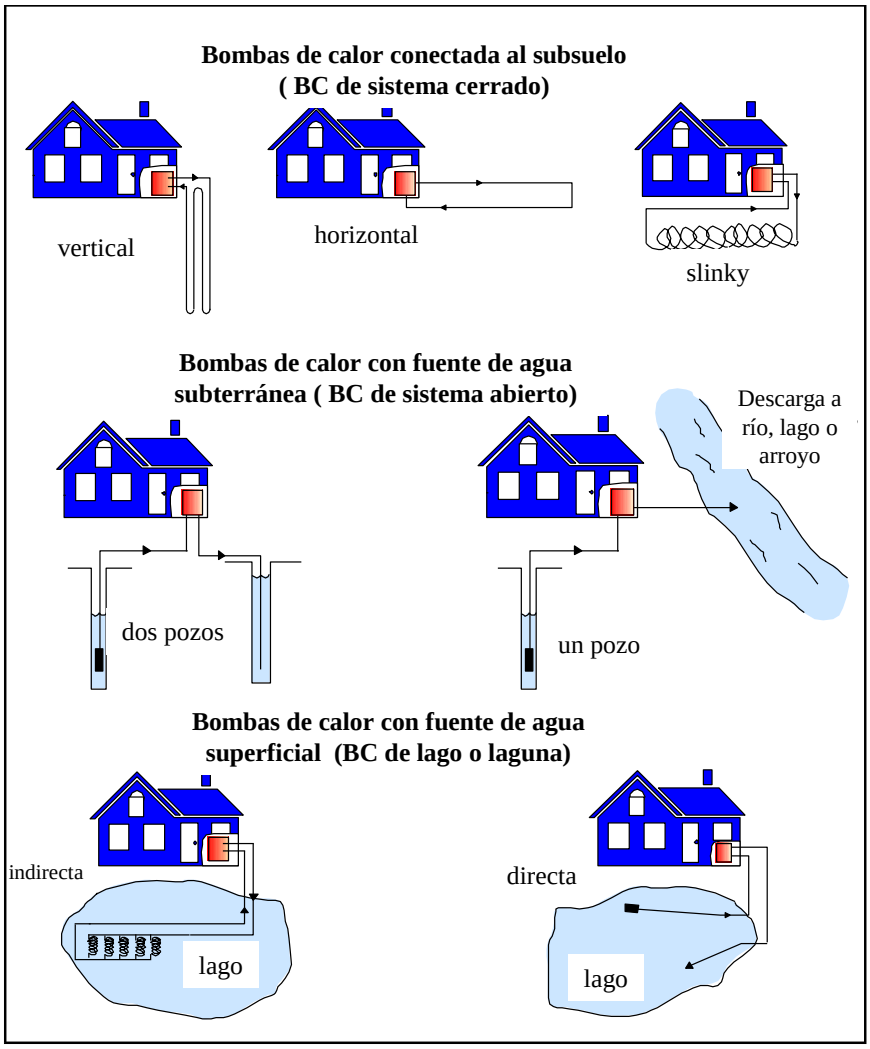


Fig. 3. Diagrama esquemático de una BCG (modificada de Lund, 2007).

Los valores típicos del COP son de 3.5, aunque se han reportado valores de hasta 10. Esto quiere decir que por cada unidad de energía alimentada (usualmente electricidad) se entregan 3.5 unidades de energía térmica, de las cuales 2.5 (71%) son de energía geotérmica la cual es esencialmente gratis.

Fluidos de trabajo

Los fluidos de trabajo tradicionales son los clorofluorocarbonos (CFCs): Freón 12, 22, 114, R-500 y R502; pero debido al daño que causan a la capa de ozono, estos fluidos han sido prohibidos en la mayoría de los países. Los hidro-clorfluorocarbonos (HCFCs) son fluidos más recientes y contienen cloro pero su potencial de agotamiento del ozono (ODP por sus siglas en inglés) es menor que el de los CFCs, del 2-5 % de CFC-12. Su potencial global de calentamiento (GWP por sus siglas en inglés) es el 20% del valor de CFC-12. Estos fluidos se denominan fluidos de transición, tales como R-22, R-401, R-402, R-403, R-408, y R-409. Los hidroflurocarbonos (HFCs) se consideran como fluidos alternativos de largo plazo y no tienen cloro, tales como R-143A, R-152A, R-32, R-125 Y R-507. Debido a que no contribuyen al agotamiento del ozono, representan una alternativa de largo plazo. Las mezclas representan una posibilidad importante para remplazar a los CFCs, y los fluidos más prometedores para remplazar al R-22 son las mezclas de R-407C y R-410A. El primero de estos fluidos es apropiado para ciertos sistemas

únicamente, mientras que el segundo es muy popular en EUA y Japón para bombas de calor tipo paquete y unidades de aire acondicionado (HPC, 2010).

Estado actual de desarrollo de las BCG

Las BCG se usan para calefacción y enfriamiento de espacios y para abastecimiento de agua caliente doméstica y pueden instalarse en la mayoría de situaciones geológicas (excepto en áreas donde el agua subterránea está protegida legalmente) en el mundo, debido a la naturaleza ubicua del recurso geotérmico somero.

La bomba de calor no es nueva: fue inventada por Lord Kelvin en 1852. El desarrollo de las BCG se remonta a 1912 cuando se registró la primera patente con un circuito a tierra en Suiza. Sin embargo, es en los últimos 10 a 20 años cuando se ha registrado un dramático aumento en el uso de BCG para enfriar y calentar edificaciones. Las primeras BCG fueron diseñadas para el sector residencial usando sistemas de agua subterránea. A mediados de los 80 las mejoras en las eficiencias y los rangos de operación, combinados con mejores materiales para los circuitos a tierra permitieron conexiones acopladas al subsuelo. Al mismo tiempo, las aplicaciones comerciales e institucionales fueron más comunes. Hoy en día, la tecnología puede considerarse madura y enfrenta principalmente barreras no técnicas para su mayor desarrollo.

Los usos directos a nivel mundial de la energía geotérmica en 2010 ascendieron a 423,830 TJ/año (117,740 GWh/año) de energía y 48,893 MWt de capacidad instalada, y de todos estos usos, las BCG poseen la mayor utilización (47.2%) y capacidad instalada (68.3%). Así, la creciente concientización y popularidad de las BCG ha tenido el mayor impacto en el uso directo de la energía geotérmica, de manera que las BCG son hoy en día el sector de la tecnología geotérmica con el mayor crecimiento. Entre 2005 y 2010, su utilización de energía geotérmica creció 2.29 veces a un ritmo anual de 18%, y su capacidad instalada creció 2.15 veces a un ritmo anual 16.6% (Lund *et al.*, 2010). En 2010, la capacidad instalada mundial mediante BCG fue de 33,134 MWt y el uso anual de energía ascendió a 200,149 TJ/año, con un factor de capacidad de 0.19 en modo calefacción. Las BCG se utilizan en 43 países, principalmente en Norteamérica, Europa y China, a diferencia de los 26 países que utilizaban esta tecnología en 2000 o de los 33 países que lo hacían en 2005. La Figura 4 y la Tabla 1 muestran la evolución de esta tecnología.

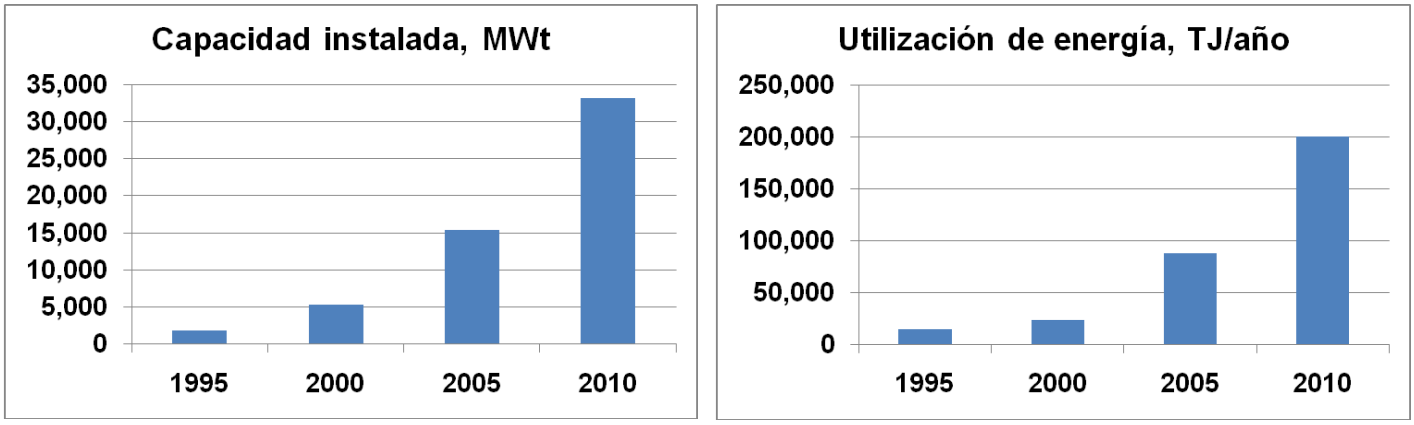


Fig. 4. Evolución mundial de la capacidad instalada (izquierda) y generación de energía térmica (derecha) de las BCG en los últimos años (elaborada con datos de Lund et al.*, 2010).*

En Estados Unidos la mayoría de las unidades están diseñadas para carga pico de enfriamiento y están sobre-diseñadas para calefacción, excepto en los estados del norte, con un promedio de 2000 horas/año de carga total (factor de carga de 0.23). En Europa, la mayoría de las unidades están diseñadas para carga pico de calefacción y a menudo están diseñadas para proveer carga base, mientras que la demanda pico es provista

mediante combustibles fósiles. Las unidades pueden operar hasta 6000 horas/año a carga plena (factor de carga de 0.68), como ocurre en los países nórdicos. Los líderes en unidades instaladas son Estados Unidos, China, Suecia, Alemania y Holanda. El número equivalente de unidades instaladas de 12 kWt (típico en casas-habitación de EUA y Europa Occidental) es de unos 2.76 millones, aunque el tamaño de las unidades individuales varía desde 5.5 kW para uso residencial hasta más de 150 kW para uso comercial o institucional.

	1995	2000	2005	2010
Capacidad (MWt)	1,854	5,275	15,384	33,134
Utilización de energía (TJ/año)	14,617	23,275	87,503	200,149
Factor de capacidad (%)	25	14	18	19
Número de unidades equivalentes de 12 kWt	154,500	439,583	1,282,000	2,761,167
Número de países donde se utilizan	n/d	26	33	43

Tabla 1. Incremento mundial en el uso de bombas de calor geotérmico (elaborada con datos de Lund et al.*, 2010; n.d.: dato no disponible).*

Actualmente existen más de 550 mil unidades de BCG acopladas al subsuelo (GCHP), 80% de las cuales son unidades domésticas y se instalan más de 66 mil unidades nuevas cada año (Zhai *et al.*, 2011), aunque en China las ventas de acondicionadores de aire para habitaciones (*room air conditioners*) ascendieron a 27 millones de unidades en 2009 y se estima que globalmente existen 800 millones de BC instaladas, incluyendo unidades para habitación, enfriadores y bombas de calor para calefacción de espacios y de agua (IEA, 2011). En EUA se instalaron 121,423 BCG en 2008 (Mañón, 2010) y existen al menos 1 millón de unidades instaladas (Lund *et al.*, 2010), con 70% en edificios residenciales y 30% en edificios comerciales e institucionales. De ellas, 90% son de circuito cerrado conectado a tierra (45% vertical, 45% horizontal) y 10% son de circuito abierto (agua subterránea), y se estima que para el año 2016 se instalarán 1 millón de unidades por año (Williams, 2010). Globalmente, se contemplan 3.5 billones de unidades instaladas en 2050 en el sector residencial para calefacción, A/C y agua caliente doméstica (IEA, 2011).

Costos

Hoy en día la tecnología de las BCG es madura, y para continuar su desarrollo enfrenta retos esencialmente no técnicos, principalmente asociados a su alto costo inicial:

- Casi el doble de un sistema central convencional para uso residencial;
- 20% a 40% más alto que el de unidades de volumen constante de una zona instalada en un techo;
- hasta 20% mayor que un arreglo de agua fría multi-zonas o central de dos tubos.

Sin embargo, los costos de generación durante su ciclo de vida son menores que los de sistemas convencionales, debido a su alta eficiencia y menores costos de mantenimiento.

Los costos de una GCHP instalada son de 500 a 850 USD/kW para calefacción y enfriamiento en casas unifamiliares (IEA, 2011), con tamaños entre 2 y 19 kW, eficiencias de 280 a 500% y una vida útil de 15-20 años. Estos costos pueden aumentar hasta unos 1700 USD/kW para una unidad de circuito cerrado horizontal, pero el costo depende de la zona climática y la superficie de la edificación. El costo promedio para una vivienda de 200 m^2 es de 12,500 € para una temperatura ambiente de -5°C y de 10,000 € para 0°C (Mañón, 2010).

El costo inicial del capital representa el mayor gasto de las BCG, pero el periodo de retorno del capital es menor a 10 años debido a los ahorros de energía de 30 a 75%. Además, se espera que el costo inicial disminuya a medida que aumente el uso masivo de las BCG y por el creciente costo de la energía (Johnston

et al., 2011). De hecho, en las nuevas instalaciones, estos costos se consideran como parte de la inversión y, como se trata de un solo equipo que proporciona el servicio de acondicionamiento de aire, calefacción y agua caliente doméstica, el gasto se considera aceptable. Boyd y Lienau (1995) estimaron que el periodo de retorno del capital para una BCG era de 2.8 años para unidades en el sector comercial, 6.8 años en el sector residencial y 7.0 años en el sector educativo. Sin embargo, para amortiguar la inversión inicial e incentivar el uso de las BCG, los gobiernos de Estados Unidos y varios países europeos ofrecen financiamiento e incentivos que van de 500 a 2,000 USD por casa.

Aplicaciones diversas

Las BCG se usan para acondicionar espacios (calefacción, enfriamiento, aire acondicionado) y agua caliente para uso doméstico y para calentar albercas. Los edificios con BCG incluyen casas, oficinas, hoteles, aeropuertos, estaciones de metro, talleres, escuelas, hospitales, centros de recreación, ranchos, etc. Lund (1990) describe el uso de las BCG en diferentes estados de EUA. Boyd y Lienau (1995) compilaron datos de 256 casos de estudio en EUA: 184 residencias, 26 escuelas y 46 comercios. El Geo-Heat Center (GEO, 2005) compiló varios casos de estudio en 2005 que incluyen el Calpine Visitor Center en California, varias escuelas, posadas, ranchos y centros comunitarios, donde se menciona el uso de las BCG. También se comentan los planes para instalar una BCG en el Palacio de Buckingham en Londres.

Kjellsson *et al.* (2010) mencionan que las BCG son de uso común en casas en Suecia. Hamada *et al.* (2007) describen el uso de cimentaciones y pilotes de fricción como intercambiadores de calor en edificaciones residenciales y para oficinas. Michopoulos *et al.* (2007) presentaron un intercambiador de calor vertical de tierra en conexión paralela acoplado a un sistema de BCG para A/C en Grecia. Hwang *et al.* (2009) describen el comportamiento de una BCG para enfriamiento en una escuela en Corea. Sanner *et al.* (2003) revisaron el desarrollo temprano de las BCG para edificios comerciales. Cui *et al.* (2003) mencionan que una BCG puede satisfacer las demandas de energía de una alberca techada. La aplicación de las BCG en edificios civiles también se incluye en los trabajos de Hochstein *et al.* (2008), Gao *et al.* (2009), O'Sullivan *et al.* (2009), Serpen *et al.* (2008) y Thain y Carey (2009), documentándose más de 160 universidades y colegios de 36 estados de EUA que usan energía geotérmica.

Algunos otros de los muchos estudios existentes incluyen: el avance de las BCG en Europa hasta 2003 (Sanner *et al.*, 2003); una BC que usa agua de lluvia y el subsuelo como fuente de calor (Gan *et al.*, 2007); una BC aire-agua operando con CO_2 como refrigerante para proporcionar agua caliente (Yokoyama *et al.*, 2010); una revisión de métodos para evaluar las resistencias térmicas de pozos perforados (Lamarche *et al.*, 2010); una revisión sobre diferentes análisis exergéticos de sistemas de refrigeración por compresión (Ahamed *et al.*, 2011), un análisis para regularización y estandarización de las BCG en Italia (Rizzi *et al.*, 2011); un estudio de BCG híbridas para acondicionamiento de espacios en climas cálidos (Mana *et al.*, 2010) y una revisión de aplicaciones y sistemas integrados de las BCG (Zhai *et al.*, 2011). En este último trabajo se describen sistemas de BCG acoplados con sistemas de energía solar, torres de enfriamiento, almacenamiento de energía, sistemas convencionales de A/C, deshumidificadores, recuperación de calor, etc. Los trabajos sobre BC operando con energía geotérmica en México se resumen en García-Gutiérrez *et al.* (2010).

A continuación se describen brevemente algunas instalaciones importantes.

a) Galt House East Hotel de Louisville, Kentucky, EUA

Este sistema representa la aplicación más grande de BCG en EUA. Proporciona A/C y calefacción para 600 cuartos de hotel, 100 departamentos y 89,000 m² de oficinas con un total de 161,650 m². El sistema opera con 177 litros por segundo (l/s) de agua a 14°C de 4 pozos; su capacidad es de 15.8 MW para enfriamiento y 19.6

MW para calefacción, y sus ahorros de energía son de 53% comparado con un edificio similar sin BCG, y permite ahorros por 25 mil dólares mensuales (datos de 2007).

b) Estación Pacífico del metro de Madrid

En esta estación funciona un sistema de BCG para climatizar 1090 m² (A/C y calefacción) de los andenes de la línea 1 del metro madrileño, los cuartos técnicos y los locales comerciales. La inversión fue de 700,000 €, y permite ahorros de energía de 50 a 75% y una reducción de 50% en las emisiones de CO_2.

c) Centro de control aéreo del aeropuerto de Frankfurt, Alemania

Este centro tiene 57,800 m² de espacio donde laboran 1200 empleados. Su sistema de BCG consiste de 154 pozos divididos en 2 campos de pozos de 70 m de profundidad con una temperatura de 4°C, y su capacidad es de 340 kW para A/C y 330 kW para calefacción. Las BCG se usan para calefacción, mientras que el agua del subsuelo se usa directamente del pozo para enfriamiento. Las demandas pico se complementan con otras fuentes de energía. El sistema tiene ahorros por concepto de energía de 200,000 USD/año (cifras de 2007).

d) South Cariboo Recreation Centre 100 Mile House, de Columbia Británica, Canadá

Los centros recreativos son el eje de las actividades comunitarias en Canadá, y usualmente la pista de hockey es el corazón del centro. Esta aplicación en particular tiene bombas de calor para: (a) refrigerar la pista de patinaje; (b) proporcionar des-humidificación, A/C y calefacción del área "helada" del espectáculo (el estadio o gimnasio), (c) calentar parte del edificio y los asientos de las gradas mediante pisos radiantes; (d) proporcionar agua caliente para las regaderas y para inundar la pista de hielo; (e) almacenar energía. Todos los sistemas se integran mediante un circuito en tierra. El sistema tiene 5,241 m^2 de área y su capacidad es de 310 kW para refrigeración, 174 kW para climatización (humedad, enfriamiento y calentamiento) y 84 kW para A/C y calefacción de oficinas, lobby, vestidores, etc.

e) Ball State University, de Muncie, Indiana, EUA

Esta aplicación está en construcción y su capacidad estimada es de 5 mil toneladas para enfriamiento, A/C y calefacción. La instalación consta de más de 40 edificios, dos áreas con 4000 pozos de 122 m de profundidad, tiene un costo total estimado de $65-70 millones USD y permitirá ahorros operacionales por 2 millones de USD/año. Asimismo, reducirá las emisiones de gases de invernadero en un 50%, equivalentes a 80 mil toneladas de carbón al año.

Ventajas/Desventajas

Las BCG poseen las ventajas siguientes en comparación con las bombas de calor aire-aire (su más cercano competidor):

- Consumen menos energía para operar;
- explotan una fuente de energía a temperatura constante. La BC aire-aire depende de la temperatura del aire externo, la cual es baja cuando la demanda de calefacción es alta y alta cuando la demanda de enfriamiento es alta. Por ende, requieren mayor electricidad y son menos eficientes en temporadas de temperatura externa extrema;
- no requieren energía complementaria;
- usan menos refrigerante;
- su diseño y mantenimiento son más sencillos;

- no requieren que la unidad esté expuesta al medio;
- el equipo ofrece una mayor vida útil.

En general, las BCG tienen **beneficios económicos** porque permiten ahorrar dinero a lo largo de su vida útil; **beneficios tecnológicos** porque representan una tecnología probada que se usa en 43 países para confort en todo tipo de edificios, con una vida útil es de 25 años para la BC propiamente dicha y de 50 años para el circuito de conexión a tierra; **beneficios energéticos** porque permiten ahorros de 33 a 75% de energía y reducen la demanda de electricidad, contribuyendo a la seguridad energética nacional; **beneficios ambientales** porque reducen la emisión de gases de invernadero entre 33 y 75% al usar menos electricidad y evitar el uso de combustibles fósiles; y **beneficios sociales** porque mejoran la calidad de vida de todos los involucrados con la construcción, el uso y el mantenimiento de la instalación, y por la creación de empleos.

De hecho, las BCG constituyen la mejor tecnología disponible para calefacción y aire acondicionado: su potencial impacto ambiental benéfico se ha estimado en que pueden evitar 1.2 billones de toneladas de CO_2 por año, que equivalen a un 6% de la emisión global de CO_2 (Fridleifsson *et al.*, 2008),

Conclusiones

Las BCG representan una tecnología madura y el sector de tecnología geotérmica de mayor crecimiento a nivel internacional. Sin embargo, enfrentan retos esencialmente no técnicos, principalmente asociados a su alto costo inicial, el desconocimiento de la tecnología por parte de usuarios potenciales y gobiernos de ciertos países como México, así como el reto de optimizar el diseño para mejorar su rendimiento. Esta tecnología no se utiliza actualmente en México, pero podría utilizarse masivamente en zonas con climas extremos para acondicionamiento de espacios en los sectores residencial, comercial y de servicios, con significativos beneficios económicos, tecnológicos, ambientales y sociales. Los gobiernos (federal, estatales y municipales) podrían contribuir a su promoción y desarrollo mediante políticas públicas e incentivos similares a los que ya existen en diversos países europeos y en Estados Unidos.

Referencias

Ahamed, J.U., R. Saidur, H.H. Masjuki, 2011. A review of methods of exergy analysis of vapor compression refrigeration systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, pp. 1593-1600.

Boyd, T.L., and P.J. Lienau, 1995. Geothermal heat pump performance. *Geothermal Resources Council Transactions*, 1995 Annual Meeting, Reno, NV.

Cui, P., D. Su, C. Sun, and Z. Fang, 2003. Study on the application of a ground-source heat pump system in an indoor swimming pool (in Chinese). *Renew Energy*, 112 (6), pp. 8-21.

De Buen, O., 2005. Consumo de energía en los sectores residencial y comercial en México. Disponible en www.funtener.org/pdfs/Presentacion1-CCA-EV.pdf.

Figueroa, A., I. Marincic, M. Ochoa, y J. Rojas, 2010. Energía en edificaciones. En: Estrada, C., e Islas J. (Eds.), *Energías Alternas: Propuesta de investigación y desarrollo tecnológico para México*. Academia Mexicana de Ciencias, pp. 83-89.

Fridleifsson, I.B., R. Bertani, E. Huenges, J.W. Lund, A. Ragnarsson, and L. Rybach, 2008. The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change. In: O. Hohmeyer and T. Trittin (eds.), *IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources*, Proceedings, Luebeck, Germany, 20-25 January 2008, pp. 59-80.

Gao, Q., M. Li, M. Yu, J.D. Spitler, Y.Y. Yan, 2009. Review of development from GSHP to UTES in China and other countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (6-7), pp. 1383-1394.

Gan, G., S.B. Riffat, C.S.A. Chong, 1997. A novel rainwater–ground source heat pump – Measurement and simulation. *Applied Thermal Engineering*, 27, pp. 430-441.

García-Gutiérrez, A., R.M. Barragán-Reyes, and V.M. Arellano-Gómez, 2010. Research and development on heat pumps systems using geothermal energy. *Current Applied Physics*, 10, pp. S123–S127.

GEO, 2005. Geothermal heat pump: case studies of the West. *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, 26 (3), No. 1, Geo-Heat Center, Oregon Institute of Technology, Klamath Falls, OR.

Hamada, Y., H. Saitoh, M. Nakamura, K. Kubota, and K. Ochifuji, 2007. Field performance of an energy pile system for space heating. *Energy Buildings*, 39 (5), pp. 517-524.

Hochstein, M.P., and J.N. Moore, 2008. Indonesia: geothermal prospects and developments. *Geothermics*, 37 (3), pp. 217-219.

HPC, 2010. How heat pumps achieve energy savings and CO_2 emissions reduction: an introduction. In: *About Heat Pumps*, IEA-OECD Heat Pump Centre. Disponible en: http://www.heatpumpcentre.org/en/aboutheatpumps/howheatpumpsachieveenergysavings/Sidor/default.aspx

Hwang Y, J.K. Lee, Y.M. Jeong, K.M. Koo, D.H. Lee, I.K. Kim, S.W. Jin, and S.H. Kim, 2009. Cooling performance of a vertical ground-coupled heat pump system installed in a school building. *Renew Energy*, 34 (3), pp. 78-82.

IEA, 2011. *Technology Roadmap – Energy efficient buildings: heating and cooling equipment*. International Energy Agency, 2011. Disponible en www.iea.org

Johnston, I.W., G.A. Narsilio, and S. Colls, 2011. Emerging geothermal energy technologies. *KSCE Journal of Civil Engineering*, 15 (4), pp. 643-653.

Kjellsson, E., G. Hellström, and B. Perers, 2010. Optimization of systems with the combination of ground-source heat pump and solar collectors in dwellings. *Energy*, 35 (6), pp. 2667-2673.

Lamarche, L., S. Kajl, and B. Beauchamp, 2010. A review of methods to evaluate borehole thermal resistances in geothermal heat-pump systems. *Geothermics*, 39, pp. 187-200.

Lund, J., 1990. Geothermal Heat Pump Utilization in the United States. *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, 11 (1), No. 1, Geo-Heat Center, Oregon Inst. of Technology, Klamath Falls, OR.

Lund, J., 2007. Geothermal (Ground-source) Heat Pumps. Curso presentado en el IIE, Cuernavaca, México, 2007 (Inédito).

Lund, J., D.H. Freeston, and T.L. Boyd, 2010. Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010, 23 pp.

Mana, Y., H. Yang, and J. Wang, 2010. Study on hybrid ground-coupled heat pump system for air-conditioning in hot-weather areas like Hong Kong. *Applied Energy*, 87, pp. 2826-2833.

Mañón, A., 2010. Un repaso a las bombas de calor. *Geotermia*, 23 (1), pp. 76-85.

Michopoulos, A., D. Bozis, P. Kikidis, K. Papakostas, and N.A. Kyriakis, 2007. Three-years operation experience of a ground source heat pump system in Northern Greece. *Energy Buildings*, 39 (3), pp. 328-334.

Omer**,** A.M., 2008. Energy, environment and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, pp. 2265-2300.

O'Sullivan, M.J., A. Yeh, and W.I. Mannington, 2009. A history of numerical modelling of the Wairakei geothermal field. *Geothermics*, 38 (1), pp. 55-68.

Rizzi, F., M. Frey, and F. Iraldo, 2011. Towards an integrated design of voluntary approaches and standardization processes: An analysis of issues and trends in the Italian regulation on ground coupled heat pumps. *Energy Conversion and Management*, 52, pp. 3120-3131.

Sanner, B., C. Karystas, D. Mendrinos, and L. Rybach., 2003. Current status of ground source heat pumps and underground thermal energy storage in Europe. *Geothermics*, 32 (4-6), pp. 579-588.

SENER, 2010. *Balance Nacional de Energía 2009*. Secretaría de Energía, México, DF. Disponible en www.sener.gob.mx/portal/Mobil.aspx?id=1792

Serpen, U., N. Aksoy, T. Öngür, and E.D. Korkmaz, 2009. Geothermal energy in Turkey: 2008 update. *Geothermics*, 38 (2), pp. 227-237.

Thain, I.A., and B. Carey, 2009. Fifty years of geothermal power generation at Wairakei. *Geothermics*, 38 (1), pp. 48-63.

Williams, T., 2010. *Ground-source heat pump roadmap, version 2.2*. US-DOE National Renewable Energy Laboratory. Disponible en www.nrel.gov/geothermal

Yokoyama, R., T. Wakui, J. Kamakari, and K. Takemura, 2010. Performance analysis of a CO_2 heat pump water heating system under a daily change in a standardized demand. *Energy*, 35 (2), pp. 718-728.

Zhai, X.Q., M. Qu, X. Yu, Y. Yang, and R.Z. Wang, 2011. A review for the applications and integrated approaches of ground-coupled heat pump systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, pp. 3133-3140.

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.

NUEVO MANIFIESTO GEOTÉRMICO ITALIANO
Para un desarrollo acelerado del calor de la tierra en Italia

Presentación del Resumen Ejecutivo

R. Cataldi[a] y W. Grassi[b]
[a]Presidente Honorario y [b]Presidente de la Unión Geotérmica Italiana (UGI)

El Resumen Ejecutivo siguiente es la versión en español de un documento que la UGI publicó en italiano y en inglés. El propósito era dar a conocer a la comunidad geotérmica internacional los principales resultados de un estudio, realizado en 2011, sobre las perspectivas de crecimiento de la energía geotérmica en Italia hacia 2030. Este estudio fue la actualización de un trabajo similar realizado en 2006 que incluía estimaciones para 2020. Se preparó un folleto (*The Italian Geothermal Manifesto*) con base en el estudio de 2006, mismo que se distribuyó ampliamente en Italia y otras partes del mundo de 2007 a 2009.

Las estimaciones de 2006 partieron en dos escenarios de crecimiento diferentes: uno conservador (Escenario I) basado en las condiciones socio-económicas del país en ese tiempo, y otro optimista (Escenario II) que se basaba en que: i) sería posible empezar un proceso de desarrollo desde 2007; ii) este proceso sería detonado por importantes políticas ambientales; e iii) estas políticas públicas acelerarían la explotación de todas las fuentes renovables y no convencionales de energía, entre ellas el calor geotérmico principalmente de temperatura baja a intermedia, ampliamente disponible en Italia.

Por otro lado, puesto que el costo del petróleo había crecido a una tasa anual promedio del 10% en el periodo 2000-2005 y que todos los expertos en energía coincidían en que esta era una tendencia irreversible, la UGI asumió que ese costo estaría entre los 90 y 100 dólares por barril (USD/bl) en 2010 y en unos 200 USD/bl en 2020. Así, se supuso que estos elevados precios acelerarían el desarrollo de todas las energías renovables, y particularmente de la energía geotérmica.

Aunque con cierto retraso (que podría recuperarse en unos cuantos años), tales premisas empezaron a desvanecerse a fines de 2007 con las primeras señales de la crisis económica que golpearía severamente al mundo de 2008 en adelante. En consecuencia, el precio del petróleo continuó subiendo en 2006-2007 (aunque a menor tasa anual que en los cinco años previos), con un súbito pico en 2008 seguido por un marcado descenso y un nuevo aumento en 2009 hasta llegar a unos 80 USD/bl en 2010.

Consecuentemente, hacia finales de 2010 era evidente que el estudio de 2006 debería actualizarse tomando en cuenta: i) el escaso desarrollo geotérmico debido al efecto depresivo de la crisis; ii) el cambio en el contexto socio-económico del país; iii) el incremento previsiblemente fuerte en el costo de todas las fuentes de energía; e iv) otros factores (además de la crisis puntual) que habían reducido el crecimiento del calor geotérmico en Italia entre 2008 y 2010.

Adicionalmente, en línea con las iniciativas que la Unión Europea tomaba en esos años para acelerar el desarrollo de todas las energías renovables bajo su *EU 20-20-20 Climate-Energy Packet*, y a fin de ofrecer a las instituciones energéticas italianas una visión más amplia de la contribución potencial del calor geotérmico a las necesidades de energía del país a mediano y largo plazo, se revisaron las estimaciones para 2020 y se expandieron hasta 2030. En este caso, también se elaboraron dos escenarios diferentes similares a los del estudio anterior: un *Escenario I* conservador y un más ambicioso *Escenario II*.

De tal manera, se analizan las perspectivas de crecimiento del calor geotérmico hasta una profundidad de 5 km en periodos de cinco años hasta 2030, con base en el estado del desarrollo geotérmico a fines de 2010 y

en la aportación de las diversas fuentes al consumo energético total de Italia. Se evalúan los beneficios técnico-ambientales y socio-económicos resultantes y se identifican las medidas necesarias para alcanzar los objetivos determinados para 2030.

Finalmente, el Nuevo Manifiesto Geotérmico Italiano se preparó con base en los resultados y conceptos principales surgidos del nuevo estudio, y se publicó en dos folletos separados en italiano y en inglés para su amplia distribución en Italia y otros países.

La UGI le agradece a Luis Gutiérrez-Negrín su traducción al español del Resumen Ejecutivo del nuevo estudio que se presenta a continuación.

Resumen ejecutivo

1. Potencial geotérmico italiano

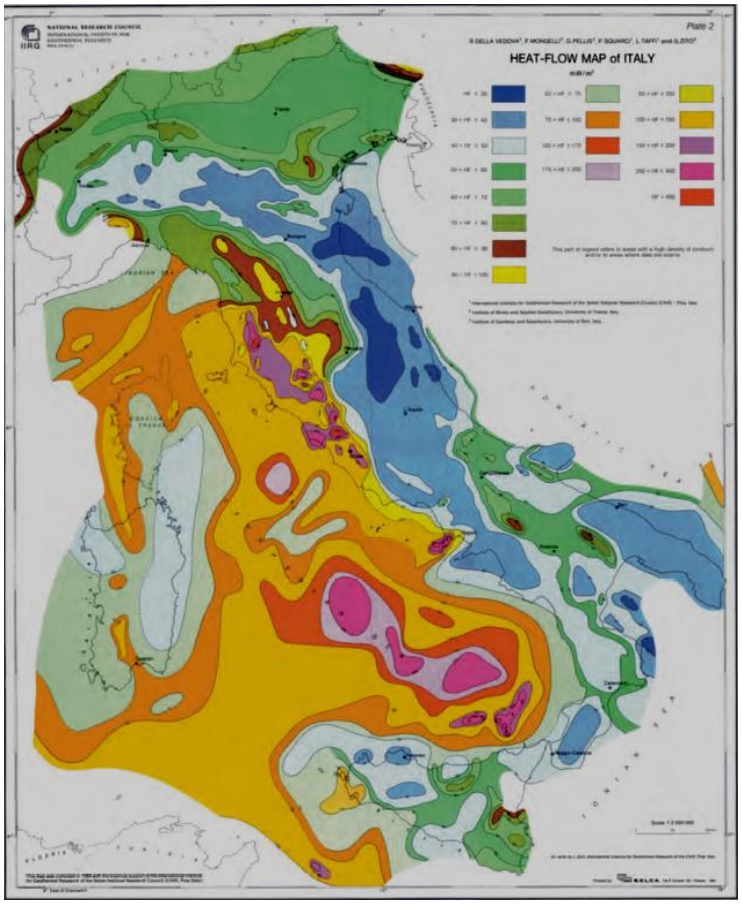


Fig. 1. Mapa de flujo de calor en Italia.

Los recursos geotérmicos del territorio italiano[a] potencialmente extraíbles a una profundidad de 5 km son de unos 21 exajoules (21 x 10^{18} Joules, correspondientes a unos 500 millones de toneladas equivalentes de petróleo, MTEP)[b]. Dos tercios tienen temperaturas menores de 150°C[c]. Por lo tanto, los recursos a temperaturas apropiadas para generar electricidad (T>80-90°C) con costos actualmente competitivos con los de otras fuentes de energía, existen solamente en áreas con fuertes anomalías de flujo de calor como la faja pre-Apenina Toscana-Latium-Campania, las dos principales islas italianas y algunas islas volcánicas del Mar Tirreno, todas ubicadas al occidente y al suroeste de Italia (Fig. 1).

Al contrario, los recursos de temperatura media y baja (T<80-90°C), aprovechables en diversos usos directos, se hallan no sólo en las áreas mencionadas de alto flujo de calor sino en muchas otras zonas. Además, recursos a temperaturas incluso menores (T<30°C) y a escasa profundidad podrían aprovecharse casi en cualquier parte de Italia, mediante el uso de bombas de calor.

Puede decirse entonces que, debido a la presencia

a Se refiere sólo a recursos continentales.
b Para comparar con la situación italiana, vale la pena recordar que: i) el calor total de la Tierra está entre 8 y 12 x 1030 J; ii) los recursos geotérmicos continentales a nivel mundial hasta una profundidad de 5 km son del orden de 3.5 x 1021 J; los recursos geotérmicos continentales en la Europa geográfica son unos 6 x 1020 J. Por lo tanto, el potencial geotérmico italiano hasta 5 km de profundidad, independientemente de la temperatura de los recursos, equivale al 3.5% del total europeo.
c Buonasorte, G., e Cataldi, R., 2008. Il calore di Madre Terra. La Geotermia nel mondo: Generalità e Sviluppo nel 2007. Anno del Pianeta Terra - Mostra itinerante su "La Geologia e l'Ambiente in Sicilia"; Tav. n. 30.

de recursos geotérmicos de todos los tipos y temperaturas en muchas y amplias zonas del territorio nacional, Italia tiene una fuerte vocación geotérmica sobre todo para su uso directo. Por lo tanto, tiene un enorme potencial geotérmico que podría aprovecharse mucho más ampliamente de lo que se hecho a la fecha. Se trata de recursos sustentables, a menudo renovables a escala humana, amigables con el ambiente y actualmente competitivos desde el punto de vista económico en todos sus rangos de temperatura.

2. La geotermia en el contexto nacional de energía a diciembre de 2010

El consumo total de energía en Italia en 2010 fue de 185 MTEP, el 83% del cual provino de combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón), 5% de importaciones de electricidad y 12% de fuentes renovables y no convencionales de energía (principalmente hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica, biomasa y geotermia). El porcentaje de estas últimas subió del 7% en 2005 al 12% en 2010, debido en parte a la disminución en el consumo total de energía (de 198 MTEP en 2005 a 185 MTEP in 2010), y en parte al impulso a su desarrollo en los últimos años.

En particular, la energía geotérmica pasó de 1.19 MTEP en 2005 a 1.32 MTEP en 2010, con lo que su aportación al consumo total de energía subió en el mismo periodo del 0.60 al 0.71%. Este aumento se debe a la mayor contribución de los usos directos del calor, que pasaron de 0.2 MTEP en 2005 a 0.3 MTEP en 2010, con un incremento anual promedio del 8.5%. En contraste, aun cuando la generación geotermoeléctrica predominó sobre los usos directos, su aumento en el mismo periodo fue de 0.99 a 1.02 MTEP, es decir de apenas un promedio del 0.6% anual.

En consecuencia, entre 2005 y 2010 el desarrollo de la geotermia fue más bien modesto si se compara con el enorme potencial italiano, especialmente para usos directos.

3. Desarrollo de la geotermia italiana para 2030

A principios de 2011 empezó un estudio para estimar la posible contribución del calor de la Tierra a la demanda energética nacional hacia el año 2030, con pronósticos intermedios para 2012, 2015, 2020 y 2025 que serían actualizados periódicamente. El objetivo de este estudio era proporcionar al gobierno italiano elementos factuales sobre el posible desarrollo de esta fuente de energía a mediano plazo, así como lanzar un Nuevo Manifiesto Geotérmico Italiano con una visión más amplia que el publicado por la UGI hace casi cinco años.

Las proyecciones de crecimiento se formularon tomando en cuenta: i) el contexto geológico italiano y los recursos geotérmicos conocidos o supuestos hasta una profundidad de 5 km; ii) el probable incremento en el precio de los combustibles fósiles en los años siguientes; y iii) las mejoras tecnológicas esperadas en el aprovechamiento del calor terrestre. Así se desarrollaron dos escenarios de crecimiento diferentes, con base en los supuestos siguientes:

Escenario I: tendencias económico-sociales actuales, uso de tecnologías de producción maduras y precio del petróleo crudo de 250 dólares por barril (USD/bl) en 2030 (más o menos el triple del precio medio en 2010 que fue de 80 USD/bl o de 400-420 euros por tonelada).

Escenario II: tendencias económico-sociales influidas por políticas ambientales vigorosas, uso de tecnologías de producción tanto maduras como avanzadas, y precio del petróleo crudo de 300 USD/bl en 2030 (cerca del cuádruple del precio medio en 2010).

Sobre esas hipótesis, las proyecciones de crecimiento entre 2010 y 2030 se presentan resumidas en la Tabla 1 y en la Figura 2 para generación geotermoeléctrica y en la Tabla 2 y Figura 3 para usos directos. Estos últimos incluyen la energía producida por bombas de calor geotérmico.

Años:	2010	2020	2030
ESCENARIO I			
Capacidad instalada (MW_e)	882.5	1080	1500
Generación bruta (TWh/año)	5.3	6.9	9.4
Petróleo ahorrado (kTEP/año)	1020	1310	1790
Emisiones de CO_2 evitadas (kTon/año)	3200	4140	5700
ESCENARIO II			
Capacidad instalada (MW_e)	882.5	1150	2000
Generación bruta (TWh/año)	5.3	7.3	12.0
Petróleo ahorrado (kTEP/año)	1020	1390	2280
Emisiones de CO_2 evitadas (kTon/año)	3200	4380	7200

Tabla 1. Desarrollo 2010-2030 de la generación geotermoeléctrica, con ahorros de petróleo y emisiones evitadas de CO_2.

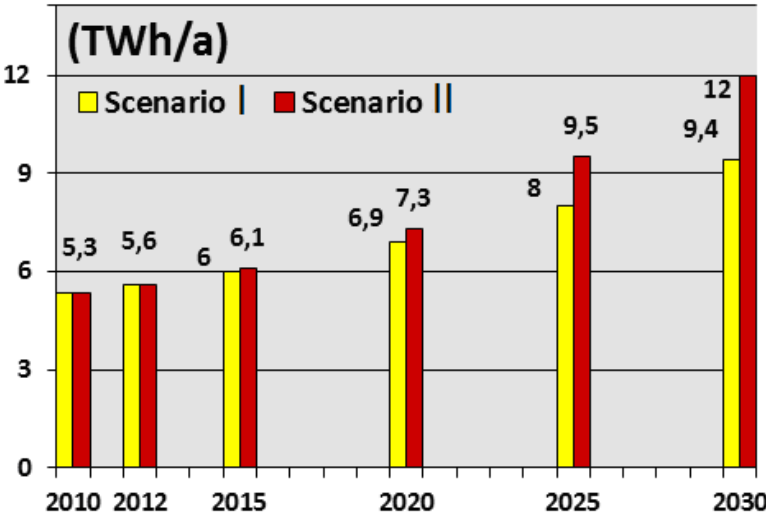


Fig. 2. Generación geotermoeléctrica esperada bajo los escenarios I y II.

Años:	2010	2020	2030
ESCENARIO I			
Capacidad instalada (MW_t)	1000	2510	7400
Generación bruta (PJ/año)	12.6	26.4	65.2
Petróleo ahorrado (kTEP/año)	300	630	1560
Emisiones de CO_2 evitadas kTon/año)	800	1640	4060
ESCENARIO II			
Capacidad instalada (MW_t)	1000	2750	8800
Generación bruta (PJ/año)	12.6	30.7	90.0
Petróleo ahorrado (kTEP/año)	300	740	2160
Emisiones de CO_2 evitadas (kTon/año)	800	1920	5620

Tabla 2. Desarrollo 2010-2030 de la generación de calor para usos directos, con ahorros de petróleo y emisiones evitadas de CO_2.

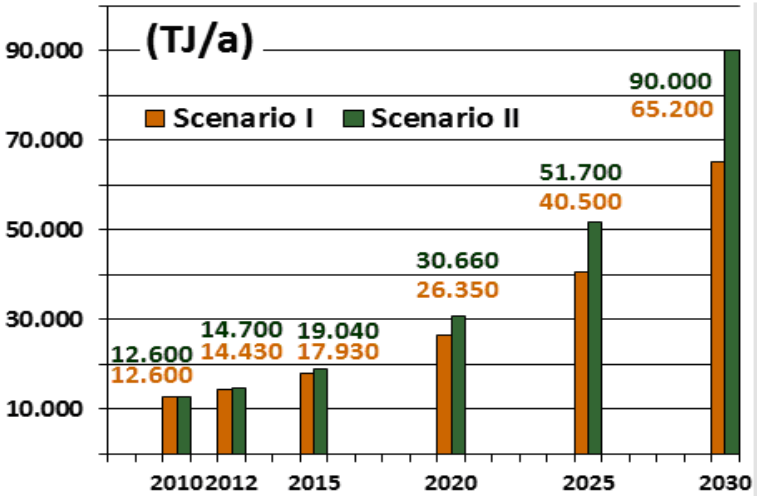


Fig. 3. Generación de calor con usos directos esperada bajo los escenarios I y II (incluye bombas de calor).

Con respecto a su distribución geográfica, se estima que la generación geotermoeléctrica provendrá de la Toscana pero sólo hasta 2015, con un desarrollo progresivo adicional en otras regiones de Italia a partir de la segunda mitad de la década. La aportación de estas otras regiones a la generación geotermoeléctrica podría llegar hasta el 18% del total bajo el Escenario I y hasta el 25% en el Escenario II.

Con relación a los usos directos, la contribución de las bombas de calor geotérmico se estima que aumentará gradualmente de 1700 TJ/año en 2010 a casi 4700 TJ/año en 2020 y a 15 mil TJ/año en 2030 bajo el Escenario II, pasando así del 13.5% del total de usos directos actual a casi el 17% en diciembre de 2030.

Se proyecta también un incremento absoluto en todos los tipos de usos geotérmicos directos (calefacción y climatización de espacios, balneología, usos agrícolas, acuacultura, procesos industriales y otros usos menores). Pero la calefacción y climatización, que ocupaba el primer puesto en 2010 con el 38% de los usos directos totales, crecerá más que los demás para llegar a más del 60% en 2030.

4. Beneficios esperados del desarrollo geotérmico a 2030

Se esperan dos grupos principales de beneficios: i) técnicos y ambientales; y ii) económico-sociales y científicos.

4.1. Beneficios técnicos y ambientales

Los valores presentados en las tablas 1 y 2 para generación geotermoeléctrica y usos directos traen como resultado los beneficios siguientes de la explotación de los recursos geotérmicos hasta 2030.

a) Ahorros en términos de petróleo-equivalente:
- para el Escenario I: 1.94 (1.31+0.63) MTEP en 2020 y 3.35 (1.79+1.56) MTEP en 2030;
- para el Escenario II: 2.13 (1.39+0.74) MTEP en 2020 y 4.44 (2.28+2.16) MTEP en 2030.

Estas cifras indican que en 2030 los ahorros en términos de petróleo-equivalente que se pueden alcanzar por los usos directos son casi iguales a los que se obtendrían con la generación geotermoeléctrica. En consecuencia, y dependiendo de la contribución de los sistemas geotérmicos “no convencionales” al crecimiento de la generación geotermoeléctrica después de 2030, el peso energético y la importancia económica de los usos directos probablemente será mayor que el de la generación geotermoeléctrica.

b) Emisión evitada de CO_2:
- para el Escenario I: 5.78 (4.14+1.64) Mt (millones de toneladas) en 2020 y 9.76 (5.7+4.06) Mt en 2030;
- para el Escenario II: 6.30 (4.38+1.92) Mt en 2020 y 12.82 (7.2+5.62) Mt en 2030.

c) Contribución al consumo total de energía
Se asume que el consumo total de energía primaria (185 MTEP en 2010) irá decreciendo hasta 2015 para aumentar de nuevo en los años siguientes llegando a unas 200 MTEP en 2020 y a 230 MTEP en 2030. Bajo esta premisa, la contribución total de la energía geotérmica al ahorro en términos de petróleo-equivalente se elevará del 0.71% en 2010 a cerca del 1% en ambos escenarios I y II en 2020, para llegar al 1.5% en el Escenario I y al 2% en el Escenario II para 2030.

4.2. Beneficios económico-sociales y científicos

Además de los beneficios técnicos y ambientales mencionados, se espera que el desarrollo geotérmico traerá los siguientes beneficios en 2030:

a) Nuevos empleos permanentes (profesionistas, técnicos, trabajadores) que llegarán gradualmente a:
- para el Escenario I: 50 mil empleos anuales para 2020 y 100 mil empleos anuales hacia 2030;
- para el Escenario II: 100 mil empleos anuales para 2020 y 200 mil empleos anuales en 2030.

b) Nuevas inversiones (gastos personales, perforación de cualquier tipo, fabricación de maquinaria y equipo y otros gastos de desarrollo, exceptuando a los mencionados en el párrafo siguiente):
- para el Escenario I: 300 millones de euros hacia 2020 y 1200 millones de euros en 2030;
- para el Escenario II: 500 millones de euros en 2020 y 2000 millones de euros en 2030.

c) Nueva Investigación y Desarrollo (I&D) (en todas las áreas de la energía geotérmica, incluyendo pero sin limitarse a la implementación de un proyecto maestro de I&D centrado en el desarrollo de "sistemas no convencionales de alta temperatura" para generar energía eléctrica):
- para el Escenario I: 100 millones de euros hacia 2020 y 200 millones de euros hacia 2030;
- para el Escenario II: 200 millones de euros en 2020 y 400 millones de euros en 2030.

El mencionado proyecto de I&D sobre "sistemas geotérmicos no convencionales" tiene el objetivo de probar sus características en el peculiar contexto geológico de Italia y de posibilitar su desarrollo sistemático para generación de electricidad en los próximos 10 a 12 años. Así, en la década actual se perforarían de 10 a 20 pozos de investigación a profundidades de 3 a 5 km en sitios geológicamente diferentes. Se instalarían plantas piloto en algunos de esos sitios para realizar pruebas de largo plazo sobre el comportamiento del yacimiento geotérmico bajo condiciones reales de operación. Esta es la única manera de asegurar de que los "sistemas no convencionales" pueden explotarse a condiciones repetibles de explotación del yacimiento y de operación de la planta.

5. Medidas necesarias para lograr los objetivos

Los objetivos definidos por las proyecciones son técnicamente factibles porque: i) Italia tiene todos los recursos geológicos y la preparación profesional específica necesaria para alcanzarlos; y ii) son justificables tanto desde el punto de vista económico como ambiental.

Sin embargo, su consecución requiere de las series siguientes de medidas interrelacionadas.

5.1. Medidas a nivel nacional e institucional

- un decidido compromiso del gobierno, partidos políticos e instituciones para aprobar una legislación de apoyo a las renovables (FRE: Fuentes Renovables de Energía) y en particular a la energía geotérmica;
- un Plan Nacional de Energía (PNE) que incluya metas de desarrollo de todas las FRE hasta 2030;
- incentivos seguros y prolongados para las FRE con mínimos impactos ambientales o sin ellos;
- una legislación nacional y manuales específicos para armonizar las regulaciones regionales sobre desarrollo geotérmico;
- programas de I&D con objetivos por proyecto definidos para cada FRE;
- un proyecto de I&D especial enfocado en "sistemas geotérmicos no convencionales" a implementarse antes de 2020;
- campañas sistemáticas para concientizar a la opinión pública sobre las ventajas económicas y ambientales del calor terrestre.

5.2. Medidas a nivel regional y local

- planes regionales de energía para todas las regiones italianas, con metas cuantitativas para cada FRE, incluyendo a la geotermia. Para esta, en particular, cada plan debe apoyarse en regulaciones diseñadas específicamente para el desarrollo de los usos directos;
- reconocimientos regionales de áreas con alto consumo de energía para evaluar la demanda de calor y cuantificar la aportación que cabría esperar del desarrollo geotérmico;
- estudios comparativos de mercado sobre la demanda de calor de baja temperatura;
- cuantificación de las emisiones de CO_2 de las diversas fuentes de energía utilizadas para calefacción;
- remplazamiento de sistemas de calefacción antiguos en cuando menos la mitad de los edificios públicos con sistemas a base de RES. Se deberá priorizar el uso del calor natural;
- incentivos financieros para instalar sistemas de calefacción y climatización en nuevos edificios grandes;

- capacitación de diseñadores, instaladores y operadores de mantenimiento para bombas de calor geotérmico;
- campañas en las escuelas para aumentar el conocimiento del calor terrestre y sus ventajas.

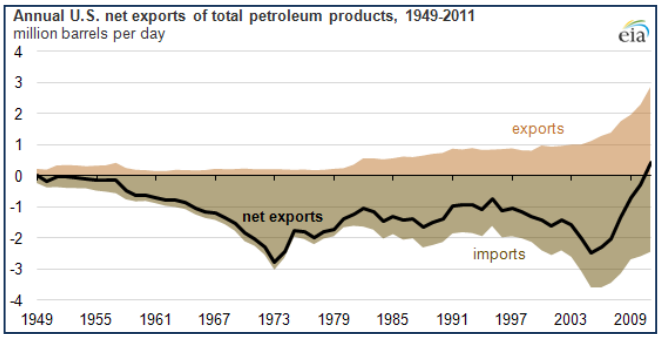
Portada y contraportada de la versión en inglés del folleto de la Unión Geotérmica Italiana.

El Mundo de la Energía

Información recopilada por Alfredo Mañón Mercado y Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Estados Unidos se volvió exportador neto de productos petroleros en 2011

El año pasado Estados Unidos exportó más productos petroleros de los que importó, por primera vez desde 1949. La exportación neta (exportaciones menos importaciones) de productos petroleros de ese país promedió 0.44 millones de barriles diarios (mbd), con un promedio de importaciones de 2.4 mbd que resulta ser la menor en los últimos nueve años, y un promedio de exportaciones de 2.9 mbd, que es el más alto de la historia (ver gráfica abajo). La diferencia entre exportaciones e importaciones creció al máximo en el segundo semestre del año (agosto a diciembre), cuando el promedio mensual de exportación llegó a los 3 mbd.



La causa de este incremento es que el año pasado hubo una fuerte demanda mundial de productos destilados, como combustibles y particularmente diesel, que produce un margen de ganancia más alto que la gasolina a las refinerías norteamericanas. Pero además, las refinerías tuvieron más abastecimiento de petróleo crudo de Canadá, el cual llegó a 2 mbd por primera vez. Así, las exportaciones norteamericanas de productos petroleros sumaron poco más de 111 mil millones de dólares, sólo detrás de las exportaciones de vehículos automotores que sumaron 132 mil 500 millones de dólares. De cualquier modo, en 2011 el petróleo crudo siguió siendo la principal importación en Estados Unidos, sumando 331 mil 600 millones de dólares.

Fuente: http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=5290

Panorama geotérmico mundial

El mercado mundial de energía geotérmica sigue creciendo sustancialmente, superando por un amplio margen el crecimiento del mercado geotérmico de Estados Unidos. En mayo de 2012 se llegó a la cifra aproximada de 11,224 MW de capacidad geotérmica instalada en el mundo. Este crecimiento geotérmico fue estimulado por una serie de factores: el crecimiento económico, el de los mercados en desarrollo, la electrificación de comunidades rurales y de bajos ingresos y las crecientes preocupaciones en materia de seguridad energética y económica. Además, la mayor parte del crecimiento en el desarrollo de los recursos mundiales de energía geotérmica se está produciendo en países con gran potencial de recursos geotérmicos sin explotar.

En Estados Unidos y Europa la industria utiliza cada vez más los ciclos binarios que usan recursos geotérmicos de temperatura moderada y baja para generar electricidad. En casi todos los casos, las políticas nacionales están impulsando el crecimiento en los mercados más fuertes, mientras que el líder mundial actual, Estados Unidos, parece estar creciendo más lentamente.

El reporte sobre el mercado mundial de energía geotérmica preparado por la Asociación de Energía Geotérmica (GEA) considera que si bien Estados Unidos sigue siendo el líder mundial en la explotación de energía geotérmica, más países con gran potencial están dispuestos a desarrollar sus recursos geotérmicos en el futuro cercano. Entre los países más prometedores están Turquía, Indonesia y Kenia.

Turquía se considera como uno de los mercados de mayor demanda de energía geotérmica en Europa.

También es el séptimo país con mayor potencial del mundo, estimado en 2000 MW. La Asociación Geotérmica de Turquía estima que alrededor de 500 MW de capacidad estarán en línea para el año 2015. Actualmente la capacidad instalada es del orden de 100 MW.

Nicaragua e Indonesia se han beneficiado recientemente de políticas energéticas favorables, y están en camino de convertirse en importantes mercados de energía geotérmica. Kenia está considerando la energía geotérmica para fomentar un mayor crecimiento en su economía. Su potencial se estima en alrededor de 7000 MW, y actualmente cuenta con 202 MW de capacidad instalada. Indonesia tiene una economía en rápido crecimiento y una población cada vez más urbana. Su potencial de recursos geotérmicos se ha estimado en 27,510 MW y el gobierno de Indonesia tiene la intención de aumentar su capacidad instalada a 5000 MW para el año 2025.

Fuente:
http://geo-energy.org/pdf/reports/2012-GEA_International_Overview.pdf

- **Energía eólica – estado actual**

- A fines de 2010 la capacidad eólica mundial llegó a 196,630 MW, de los cuales se añadieron 37,642 MW en ese año, cifra ligeramente menor que la lograda en 2009.

- La energía eólica presentó una tasa de crecimiento del 23.6%, el crecimiento más bajo desde 2004 y la segunda más baja de crecimiento de la última década.

- Todos los aerogeneradores instalados hasta finales de 2010 en el mundo pueden generar un total de 430 terawatts-hora anuales, cifra superior a la demanda total de electricidad del Reino Unido, la sexta economía más grande del mundo, y equivalente al 2.5% del consumo mundial de electricidad.

- El sector eólico en 2010 tuvo una facturación de 40 mil millones de euros y empleó a 670 mil personas en todo el mundo.

- China se convirtió en el país con mayor capacidad instalada y el centro de la comunidad internacional de la industria eólica, agregando 18,928 MW en un año, lo que representa más del 50% del mercado mundial de nuevas turbinas eólicas.

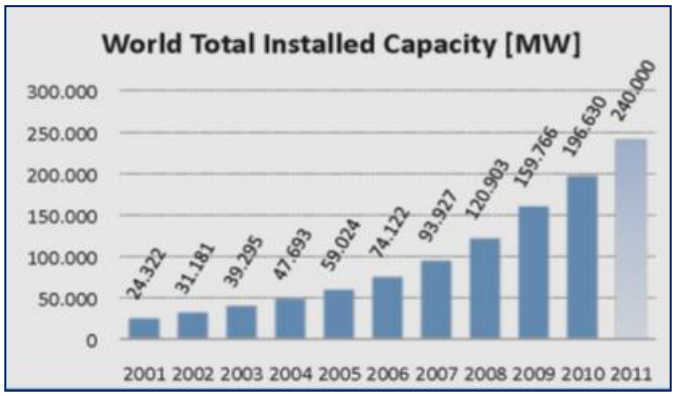
- Muchos países de Europa Occidental están mostrando un estancamiento, mientras que se observa un fuerte crecimiento en algunos países de Europa del Este.

- Alemania mantiene su posición número uno en Europa, con 27,215 MW, seguido por España, con 20,676 MW.

- Los países con el mayor porcentaje de capacidad eólica instalada con respecto a la capacidad eléctrica total son tres europeos: Dinamarca (21%), Portugal (18%) y España (16%).

- En Asia se encuentra la mayor parte de las nuevas instalaciones (54.6%), seguido por Europa (27%) y América del Norte (16.7%). América Latina (1.2%) y África (0.4%) juegan sólo un papel marginal en las nuevas instalaciones.

- La Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA) estima que la capacidad eoloeléctrica mundial en 2011 fue del orden de los 240 mil megawatts y pronostica que será de 600 mil MW para el año 2015 y de más de un millón y medio de megawatts para 2020.



- A nivel mundial, a principios de 2011 había 39 países con parques eólicos con una capacidad de 100 MW o más, en comparación con 35 países de hace un año, y 24 países hace cinco años.

- En 2010, cinco países (Estados Unidos, China, Alemania, España e India) representaron el 74.2% de la capacidad eólica en todo el mundo. Entre ellos, los dos primeros tenían el 43.2% de la capacidad eólica mundial.

- El recién llegado en la lista de países que utilizan la energía eólica en el comercio, es un país mediterráneo, Chipre, que por primera vez instaló un parque eólico de 82 MW conectado a la red.

Fuente: World Wind Energy Report 2010
http://www.wwindea.org/home/index.php

Energía solar térmica - estado actual

Después de años de inactividad en torno a la energía solar térmica concentrada (CSP), el mercado ha vuelto a la vida con cerca de 740 MW instalados entre 2007 y finales de 2010. Más de la mitad de esta capacidad (aproximadamente 478 MW) se instaló durante el año 2010, con lo que el total mundial alcanzó los 1095 MW. El mercado mundial estaba dominado por las plantas de colectores tipo cilindros-parabólicos, que representan el 90% de las plantas CSP y la casi totalidad de la capacidad existente en operación. España añadió otros 400 MW en el año 2010, tomando el liderazgo mundial con un total de 632 MW en operación. Estados Unidos terminó el año 2010 con 509 MW de capacidad total después de la adición de 78 MW, incluyendo dos plantas híbridas.

A principios de 2011, 50 MW adicionales fueron inaugurados oficialmente en España, y en Marruecos empezó a operar una planta híbrida de gas natural de 20 MW con una solar (CSP). También empezó a operar en Egipto una planta híbrida de gas natural de 20 MW con una solar CSP.

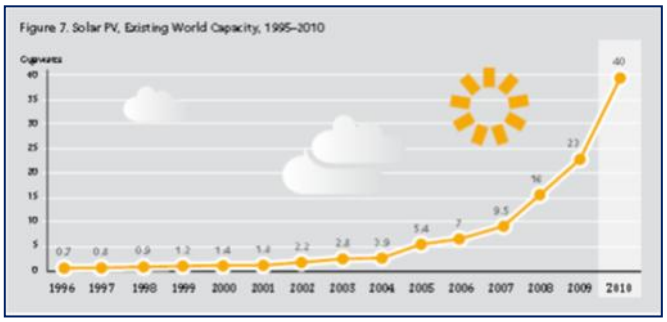
Se espera que continúe el crecimiento de la capacidad de generación eléctrica con energía solar térmica concentrada. En 2011 había otros 946 MW en construcción en España, donde se estimaa que hacia 2013 se incorporarán otros 1789 MW nuevos. En Estados Unidos, otros 1500 MW de colectores cilindro-parabólicos y plantas tipo torre central estaban en construcción en 2011.

En el norte de África y el Medio Oriente hay unos 1200 MW en proceso de construcción, incluyendo plantas en los Emiratos Árabes Unidos, Argelia, Egipto, Jordania, Túnez y Marruecos. En la India se construyen varios proyectos termo-solares y China ha manifestado la intención de instalar plantas tipo CSP. Australia, Sudáfrica, México e Italia también han iniciado nuevos proyectos o plantas piloto de tamaño medio.

Las empresas del mercado termo-solar han empezado a diversificar sus esfuerzos de desarrollo para incluir a las sales fundidas en la tecnología. El desarrollo de nuevos diseños para torres a base de sales fundidas, e incluso los sistemas termo-solares tipo cilindro, seguían a la espera de la nueva política española para este tipo de plantas más allá de 2012. La industria española es líder mundial en diseño, montaje y operación de plantas termo-solares concentradas con más de 80 empresas activas, entre ellas Abengoa y Acciona. Los principales fabricantes de espejos son Saint-Gobain (Francia), Flabeg (Alemania) y Río Glass (España).

Fuente:
http://www.ren21.net/REN21Activities/Publications/GlobalStatusReport/GSR2011/tabid/56142/Default.aspx

Energía solar fotovoltaica - estado actual



Durante el año 2010 se estima que se agregaron 17 mil megawatts de nueva capacidad fotovoltaica, con lo que se alcanzó una capacidad total de cerca de 40 mil megawatts en el mundo, siete veces superior a la capacidad en operación cinco años antes.

La capacidad fotovoltaica instalada ha venido creciendo a una tasa anual del 49% en los últimos

cinco años. Por primera vez desde 2005 la participación de celdas de película fina en el mercado se redujo del 17% en 2009 al 13% en 2010, aunque las ventas continuaron incrementándose.

El mercado se vio impulsado por la caída de los costos, nuevas aplicaciones, el interés de los inversionistas, el apoyo continuado de la política energética y las reducciones arancelarias en algunos países. De acuerdo a algunas fuentes, los precios de los módulos disminuyeron un 14% en 2010, lo que en parte se debió a la oferta suficiente de poli-silicio y obleas, debido a la rápida expansión de la capacidad de fabricación en China y en otros países.

La fabricación de celdas fotovoltaicas continuó su marcado cambio a Asia. En 2010, diez de los 15 principales fabricantes mundiales se encontraban allí. Las empresas de China continental y de Taiwán representaban por sí solas el 59% de la producción mundial en 2010, frente al 50% de 2009. La participación europea se redujo 13% en 2010 y la de Japón se redujo 9%. La participación de Norteamérica fue de 5%.

La Unión Europea dominó el mercado fotovoltaico mundial, que representa el 80% del total mundial, con alrededor de 13 mil 200 MW recientemente instalados. En 2010 la capacidad instalada en Europa creció más que la capacidad eólica, gracias a Alemania que instaló 7 mil 400 MW nuevos para llegar a 17 mil 300 MW. Italia agregó 2 mil 300 MW a la red, con lo que su total es ya de casi 3 mil 500 MW, mientras que la República Checa instaló 1500 MW para llegar a unos 2 mil MW fotovoltaicos. Otros países que agregaron importantes capacidades fotovoltaicas en Europa durante 2010 fueron Francia (700 MW), seguida de Bélgica (400 MW) y Grecia (casi 200 MW). En España se añadieron menos de 400 MW en 2010, con lo que la capacidad total llegó a 3800 MW.

Fuera de Europa, los principales mercados fotovoltaicos fueron Japón, Estados Unidos y China. La capacidad instalada en Japón llegó a 3600 MW y la de los Estados Unidos a 2500 MW. El mercado de Corea del Sur se redujo por segundo año consecutivo, pero el de Australia creció cuatro veces en 2010 con relación a 2009.

Al igual que con la energía eólica, la tendencia es hacia el aumento del tamaño del proyecto, habiéndose construido en 2010 nueve de las 15 mayores instalaciones fotovoltaicas del mundo. A finales de 2010, la mayor planta mundial en operación fue la de Sarnia, en Ontario, Canadá, con 80 MW de capacidad.

La mayor parte de la capacidad mundial instalada hoy en día está conectada a las redes eléctricas. Los sistemas fotovoltaicos no conectados a las redes disminuyen proporcionalmente cada año. Sin embargo, existe un creciente interés en sistemas no conectados a la red y sobre todo los de pequeña escala, no sólo en países en desarrollo sino también en los desarrollados. En Australia, se estima que el 70% de la energía solar fotovoltaica está fuera de la red en hogares remotos, granjas y otros lugares, incluyendo el sistema más grande del país, de tipo *tracker*, instalado en 2010 como parte de una planta híbrida solar/diesel en el Oeste de Australia.

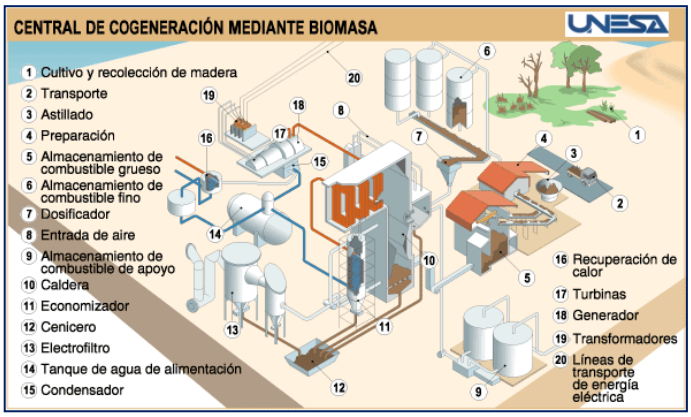
Fuente:
http://www.ren21.net/REN21Activities/Publications/GlobalStatusReport/GSR2011/tabid/56142/Default.aspx

❑ Energía de la biomasa - estado actual

Los mercados de la biomasa para producción de calor se están expandiendo de manera constante en Europa, Estados Unidos, China e India. Las tendencias incluyen el aumento del consumo de pellets (biomasa sólida) para calor o electricidad, y calor y electricidad mediante sistemas combinados (CHP). China es el líder mundial en cuanto al número de plantas de biogás en hogares. En la India y otros países se utilizan cada vez más digestores para producir biogás en pequeñas y grandes empresas. Sobre todo en Europa, el biogás (metano purificado) se ingresa y se mezcla con el gas natural para centrales de energía eléctrica.

Las tecnologías para generar electricidad a partir de la biomasa incluyen la combustión directa, o la co-combustión de carbón o gas natural, con

biomasa sólida, desechos sólidos municipales, biogás o biocombustibles líquidos. Un incremento significativo en el uso de la biomasa para la producción de electricidad se observó durante el año 2010 en varios países europeos, Estados Unidos, China, India y otros países en desarrollo. A nivel mundial, se estima que a finales de 2010 había 62 mil MW de capacidad de generación de electricidad a partir de biomasa.



Estados Unidos continúa liderando la generación de electricidad a partir de biomasa, con unos 10 mil 400 MW de capacidad instalada y la generación de casi 48 terawatts-hora anuales. Otros productores importantes son la Unión Europea, encabezada por Alemania, Suecia y el Reino Unido, además de Brasil, China y Japón. La mayor parte de la electricidad generada con biomasa en Estados Unidos se obtiene empleando como combustible madera, residuos agrícolas y gas de rellenos sanitarios. A mediados de 2011, al menos 550 centrales funcionaban con gas de relleno sanitario, participando con 1700 MW.

En la Unión Europea alrededor de la mitad de la producción de energía eléctrica con biomasa procedía de centrales exclusivas para generar electricidad y la otra mitad provenía de centrales generadoras de electricidad y calor (CHP).

A nivel mundial, la biomasa moderna sigue aportando la mayor parte del calor producido con fuentes renovables. Esto incluye el calor derivado de la quema de la biomasa sólida, líquida y gaseosa para diversos usos como cocinar, calentar agua, calefacción de espacios y calor de proceso. Las aplicaciones van desde residenciales individuales a pequeña escala hasta grandes unidades de calefacción distrital, incluyendo los sistemas de producción combinada de calor y electricidad (CHP). El uso mundial de la biomasa moderna para la producción de calor ascendió a 11.6 petajulios (PJ) en 2008, el año más reciente con datos globales disponibles.

Suecia, Finlandia y Dinamarca lideran el mercado europeo de calor a partir de biomasa, y producen casi el 70% de todo el calor de biomasa que se vende en las redes de calefacción distritales de la Unión Europea. En Suecia, la venta de biomasa sólida siguió aumentando y por primera vez la participación de calor de biomasa superó al petróleo. Dinamarca genera un 10% de su energía eléctrica y una parte significativa de su calor a partir de biomasa en plantas de cogeneración.

El bio-metano (purificado) se ha utilizado para la producción de electricidad y de calor en Europa desde hace décadas. Se inyecta en la red de gas natural y se utiliza principalmente en plantas de cogeneración. Esta aplicación está creciendo en varios países, incluyendo Austria, los Países Bajos, Suecia y Suiza. Los principales productores de calor con biogás son Alemania, los Países Bajos, Francia, Polonia y Dinamarca.

El uso de bagazo para la producción de electricidad y calor es muy importante en países productores de caña de azúcar como Argentina, Australia, Brasil, China, Colombia, Cuba, Guatemala, India, Kenia, Mauricio, Filipinas, Tanzania, Tailandia y Uganda. En Tailandia, por ejemplo, la mayor parte de la capacidad de la biomasa sólida es a partir del bagazo utilizado para la cogeneración de energía y calor.

También el uso de pequeñas plantas de biogás está en aumento. China, donde se estima que 50 millones de hogares utilizan biogás, es el líder mundial, seguido de la India. Los gasificadores a partir de biomasa (biodigestores) se utilizan cada vez más para cubrir total o parcialmente las necesidades de calor de proceso en las micro, pequeñas y medianas empresas, y algunas plantas están embotellando o distribuyendo por tubería el biogás, y usando los residuos solidos del digestor como fertilizante para suelos.

Las empresas alemanas, impulsadas por la fuerte demanda interna y un sistema favorable de tarifas subsidiadas (FiT: *Feed-in tariff*) encabezan la industria del biogás. A finales de 2010, había aproximadamente 6800 plantas de producción de biogás en Alemania.

Fuente:
http://www.ren21.net/REN21Activities/Publications/GlobalStatusReport/GSR2011/tabid/56142/Default.aspx

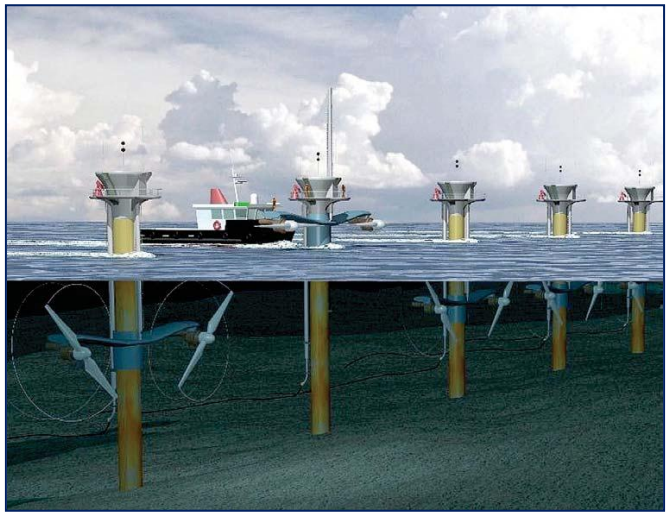
- **Energía del océano - estado actual**

Al menos 25 países están involucrados en el desarrollo de tecnología para aprovechar la energía del océano, mismas que sufrieron un avance significativo en la producción comercial de electricidad durante el año 2010. Estas tecnologías incluyen olas, mareas y energía térmica oceánica (OTEC).

El proyecto mareomotriz de La Rance, puesto en servicio en 1966 en la costa francesa, continúa generando unos 600 MWh anuales de energía. Otros proyectos adicionales que también utilizan la energía de las mareas entraron en funcionamiento en los últimos años en Canadá, Rusia y China. A finales de 2010 sólo los sistemas que utilizan barreras de mareas habían alcanzado escalas comerciales, y representan la mayor parte de la capacidad instalada de energía del océano en el mundo.

Hacia finales de 2010 se estima que había un total de 6 MW de capacidad instalada, 2 MW a partir de energía de las olas y 4 MW a partir de mareas, en 18 países miembros de la Agencia Internacional de Energía (IEA) que implementaron un Acuerdo Sobre Sistemas de Energía del Océano (*Agreement on Ocean Energy Systems*). La mayoría de los proyectos están en etapa de pruebas o demostración y algunos ya han iniciado los primeros pasos de la etapa de comercialización. La mayor parte operan en las costas de Portugal y el Reino Unido.

El primer generador impulsado por olas a escala comercial, conectado a la red, con una capacidad de 0.25 MW, llegó en 2010 a su décimo año de operación. Tuvo una disponibilidad promedio anual del 98%. Adicionalmente, la primera turbina a escala comercial de mareas, con capacidad de 1.2 MW, produjo unos 2 mil megawatts-hora anuales a la red eléctrica del Reino Unido.



Las aplicaciones comerciales de la energía del océano siguen siendo limitadas, pero las actividades que anticipan los futuros mercados aumentaron en 2010, cuando se registraron más de 100 proyectos de energía oceánica que superan los mil megawatts. Por otra parte, aumentó el apoyo financiero y político y se aceleró la creación de la infraestructura necesaria para probar nuevos prototipos.

Empresas del Reino Unido, Australia y Estados Unidos han probado prototipos del sistema denominado “point absorber”, que suelen ser pequeños en relación con el tamaño de las olas y están diseñados para absorber la energía en todas direcciones. Los sistemas denominados “linear absorbers” son más grandes en relación al tamaño de las olas. Otros conceptos en desarrollo incluyen los denominados “wave terminators”, que se centran en absorber o “terminar” con las ondas entrantes, y por último los sistemas denominados “oscillating water columns”, que utilizan las olas para comprimir el aire y accionar las turbinas.

Existe una variedad similar de prototipos en el caso de la energía de las mareas. En los últimos cuatro años, las turbinas de eje horizontal han sido probadas por varias empresas de Europa y América del Norte. Un prototipo denominado

"oscillating hydrofoil" se probó en 2009. Las turbinas de eje vertical o eje transversal han llegado a la fase de pruebas de funcionamiento.

A medida que las tecnologías de olas y mareas progresan, otras, incluyendo la que aprovecha gradientes térmicos y diferentes grados de salinidad en el mar, están ganando interés en las agendas de investigación de los gobiernos. En general, las tecnologías de energía oceánica permanecen en una etapa emergente de desarrollo, que está unos 15 a 20 años atrás de la tecnología eólica.

Fuente:
http://www.ren21.net/REN21Activities/Publications/GlobalStatusReport/GSR2011/tabid/56142/Default.aspx

- **Primera planta híbrida solar-geotérmica entra en operación en Estados Unidos**

En mayo de 2012 se inauguró la planta solar fotovoltaica de 26 MW de capacidad en Stillwater, Nevada, que se agrega a una planta geotérmica de ciclo binario que opera en el campo del mismo nombre desde 2009. El conjunto híbrido cuenta ahora con 59 MW. La planta solar fue construida por Enel Green Power North America Inc. (EGPNA) La energía de origen geotérmico seguirá siendo despachada como carga base, mientras que la de origen solar se empleará como carga pico. La integración de estas dos tecnologías significa importantes beneficios: el sol proporciona electricidad durante horas pico cuando la eficiencia térmica de la unidad geotermoeléctrica es más baja, reforzando la energía de carga base, y permite más despacho en las horas pico para obtener un perfil de producción que sigue más fácilmente las necesidades del despacho; además se obtienen sustanciales ahorros al compartir la infraestructura y la conexión eléctrica así como un menor impacto ambiental por unidad de energía renovable producida y entregada.
La nueva planta solar está integrada por 89 mil paneles fotovoltaicos construidos en una superficie de casi 100 hectáreas (240 acres). La planta geotérmica es de ciclo binario y utiliza salmueras geotérmicas de temperatura intermedia. Emplea bombas sumergibles de gran tamaño para bombear la salmuera. EGPNA es la dueña y operadora de la instalación híbrida, y es una subsidiaria norteamericana de la firma italiana Enel Green Power Spa (EGP).

Fuente:
http://www.renewablesbiz.com/article/12/05/first-kind-hybrid-plant-operating&utm_medium

- **Se confirma calentamiento gradual del océano**

La Agencia Meteorológica de Japón reportó en febrero pasado que la temperatura del océano, medida hasta una profundidad de 700 metros, había estado subiendo durante los últimos cincuenta años a una tasa anual promedio de dos centésimos de grado por década.

Este estudio se realizó mediante el análisis de datos de temperatura del agua colectados de observaciones oceanográficas de 1950 a 2011. El aumento de temperatura se puede atribuir a la transferencia del calor superficial, que se ha intensificado por el calentamiento global y la variación natural a diversas escalas de tiempo. El calentamiento del océano produce un aumento en el nivel del mar debido a la expansión térmica. De acuerdo con datos altimétricos de satélite, entre 1993 y 2010 el nivel del mar se ha venido elevando casi 3 milímetros por año, considerándose que cerca de un milímetro se debe a la expansión térmica del océano hasta 700 metros de profundidad.

Fuente:
http://www.japanfs.org/en/pages/031938.html

- **Física: probable descubrimiento del bosón de Higgs**

A principios de julio de 2012 Rolf-Dieter Heuer, director general del CERN (Organización Europea de Investigación Nuclear), anunció que era muy probable que este organismo con sede en Ginebra, Suiza, hubiese detectado la elusiva partícula elemental conocida como el bosón de Higgs (la "partícula divina") en sus instalaciones del Gran Colisionador de Hadrones (LHC: *Large Hadron Collider*), que es el mayor acelerador de partículas

en operación en el mundo. El hallazgo fue anunciado de manera simultánea por dos equipos de trabajo del CERN, denominados CMS y Atlas, cada uno compuesto por unos tres mil físicos y encabezados por Joe Incandela y por Fabiola Gianotti, respectivamente. Cada equipo estuvo operando los detectores gigantescos del LHC, clasificando las trazas dejadas por partículas creadas por unos 800 trillones de colisiones entre protones a lo largo de los últimos dos años. A fines del verano de 2011 ambos equipos anunciaron haber encontrado trazas de lo que podría ser el bosón de Higgs, pero aún no estaban seguros de que pudieran deberse a errores estadísticos. Desde entonces, el LHC duplicó la cantidad de colisiones protón-protón, y finalmente a fines de junio pudo asegurarse que realmente se había descubierto una nueva partícula, cuyas características parecen coincidir con las esperadas para la llamada partícula divina.

Auditorio del CERN

Cabe recordar que se denomina hadrones a las partículas elementales sujetas a la fuerza o interacción fuerte, responsable de mantener unidos, entre otros, a los nucleones del núcleo atómico (protones y neutrones). El nombre proviene del griego *hadrys* (fuerte). Las partículas elementales que no están sujetas a la interacción fuerte son denominadas leptones (del griego *leptos*, ligero), y el Modelo Estándar reconoce seis leptones: el electrón, el muón, la partícula tau (tauón) y tres neutrinos asociados a cada uno de ellos. El LHC sólo se utiliza para provocar colisiones entre hadrones.

Por otro lado, conviene recordar también que se denomina bosón a aquellas partículas elementales cuyo spin (o momento angular, que es igual a su masa por su velocidad de rotación) es un número entero de unidades de h (constante de Planck), para diferenciarlas de los fermiones, que también son partículas elementales pero cuyo spin es un número semi-entero de unidades de h. Los bosones son denominados así debido a que cumplen la función de distribución definida por la estadística de Bose-Einstein y están determinados por funciones de onda simétricas completas. Los fermiones, por su parte, cumplen la función de distribución definida por la estadística de Fermi-Dirac y están determinados por funciones de onda anti-simétricas completas. Los fermiones (electrones, protones, neutrones, etc.), obedecen el principio de exclusión de Pauli, que establece que en un sistema cuántico no puede haber más de una partícula en un mismo estado cuántico, mientras que los bosones no cumplen con este principio. Además, los bosones son las partículas que "transportan" o "acarrean" las cuatro fuerzas elementales conocidas (electromagnética, fuerza fuerte, fuerza débil y fuerza gravitacional). Se han identificado cuatro bosones: el fotón, portador de la fuerza electromagnética, el gluon, portador de la fuerza fuerte que mantiene unidos a los hadrones en el núcleo atómico, y los bosones W (con dos estados de carga) y Z (sin carga), que son los portadores de la fuerza débil (que ocurre en procesos de desintegración radiactiva). Queda por descubrir el cuarto bosón, denominado gravitón, postulado como portador de la fuerza gravitacional, que deberá carecer de masa y tener un spin de 2.

En los años setenta se postuló que la fuerza débil y la electromagnética podrían ser descritas como dos manifestaciones de una sola fuerza que se denominó "electro-débil", lo cual constituye uno de los fundamentos del Modelo Estándar. Pero para que esta fuerza unificada se pudiera describir matemáticamente, se requería que las partículas que la transportan (el fotón y los bosones W y Z) carecieran de masa, lo que experimentalmente se sabe que no es cierto. Por lo tanto, los físicos Peter Higgs, Robert Brout y Francois Englert, propusieron una solución. Ellos sugirieron que todas las partículas carecían de masa justo después del Big Bang, pero que a medida que la temperatura del universo descendía hasta un cierto

valor crítico, se formó una fuerza invisible, que ahora se conoce como campo de Higgs, compuesto por bosones (conocidos ahora como bosones de Higgs). Este campo se encuentra actualmente en todo el cosmos y cualquier partícula que interactúa con él va ganando masa mediante el bosón de Higgs, volviéndose más pesada mientras más interactúa, mientras que aquellas partículas que no interactúan con el campo continúan sin masa. Esta teoría ofreció una solución satisfactoria y encajó bien con otras teorías y fenómenos bien establecidos, pero el problema es que no se había observado el bosón de Higgs en ningún experimento para confirmarla. La teoría predecía que el campo postulado produciría su propia partícula cuántica si se le golpeaba suficientemente fuerte con la cantidad de energía correcta, la cual se descompondría en menos de una millonésima de segundo en una docena de vías posibles, pero no predecía su masa aunque se sabía que debería ser relativamente grande y que carecería de spin.

La nueva partícula descubierta por el CERN tiene una masa entre unos 125,300 y 126,000 millones de electrón-volts entre el cuadrado de la velocidad de la luz (MeV/c^2), de acuerdo con las mediciones del equipo CMS y Atlas, respectivamente. Esta masa resulta comparable a la de los ya conocidos bosones W y Z (80,100 MeV/c^2 y 91,100 MeV/c^2, respectivamente), identificados en 1983. Ambos equipos del CERN dijeron que la probabilidad de que esta señal fuera resultado de una fluctuación al azar era menos de una en 3.5 millones, es decir del orden de cinco sigmas. Fue sobre esta base que el Dr. Heuer decidió hacer público el descubrimiento.

La conferencia de prensa en Ginebra se llevó a cabo en el auditorio del CERN y reunió a más de mil personas, entre ellas al Dr. Peter Higgs, que actualmente trabaja en la Universidad de Edimburgo.

Fabiola Gianotti y Peter Higgs

A la fecha sigue sin saberse gran cosa sobre el nuevo bosón descubierto en el CERN. Los resultados dados a conocer se basan principalmente en mediciones realizadas en dos o tres de la docena de vías o "canales" en los cuales un bosón de Higgs podría ser producido para decaer después. Hay cierta evidencia de que algunos de tales canales parecen tener una sobre-producción del bosón, mientras otros tendrían una sub-producción, lo que, de ser así, tendrá que ser explicado por el Modelo Estándar. Por lo tanto, es claro que aún no está definido que se trate en efecto de la partícula de Higgs. Pero de lo que ya no hay duda es que es un bosón nuevo, que por lo pronto se ha venido denominando como una "partícula parecida a la de Higgs (Higgs-like)".

Fuente: http://public.web.cern.ch/public/

XX CONGRESO ANUAL DE LA ASOCIACIÓN GEOTÉRMICA MEXICANA
I CONGRESO GEOTÉRMICO LATINOAMERICANO

Morelia, Mich., México, 26-28 de septiembre de 2012

Convocan: AGM (México), AGES (El Salvador), ACER (Colombia)

http://www.geotermia.org.mx/geotermia/?page_id=16

INSTRUCCIONES DE PUBLICACIÓN EN LA REVISTA GEOTERMIA

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

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA
Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.
Morelia, Mich., C.P. 58290, México
Atención: José Luis Quijano-León y/o Luis C.A. Gutiérrez-Negrín
l.g.negrin@gmail.com, luis.quijano@geotermia.org.mx, luis.gutierrez@geotermia.org.mx

Los trabajos deberán cumplir con las siguientes instrucciones de publicación.

1. El artículo debe ser inédito y relacionado con la geotermia, las fuentes alternas no convencionales de energía o con ramas afines.

2. Enviar una copia impresa a doble espacio, así como disquete con el archivo en formato MS-Word. También puede enviarse el archivo por correo electrónico a las direcciones indicadas arriba. Se aceptan trabajos en español con resumen en inglés, o en inglés con resumen en español.

3. Las tablas, cuadros y figuras deberán incluirse al final del texto. Las figuras y gráficas pueden ser en color o en blanco y negro, tener buena calidad y no rebasar el tamaño carta. Su cantidad deberá ser la suficiente para la comprensión o ilustración del trabajo expuesto. Deberán incluirse en las copias impresas, al final del texto, así como en el disquete en forma de archivos independientes en formato de imagen (*.gif, *tif, *.jpg) que puedan importarse como tales desde MS-Word.

4. *Geotermia* es una revista virtual que se publica en formato *.pdf en el portal interno de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos y en otros portales públicos. Por lo tanto, es importante que todas las figuras y gráficas tengan la resolución suficiente para poder apreciarse al convertirse a archivos de imagen.

5. Todo artículo será sometido a revisión y arbitraje de un mínimo de dos especialistas en la materia. Para facilitar la imparcialidad de la revisión se mantendrá el anonimato entre autores y árbitros. Se enviarán reconocimientos escritos a quienes colaboraron como árbitros.

6. Se ofrecerá apoyo especial a los autores sin hábitos de publicar resultados por no constituir la publicación una parte rutinaria de su trabajo, y que, en consecuencia, requieran de indicaciones adicionales. El Consejo Editorial se encargará de hacer las modificaciones o correcciones pequeñas que no justifiquen la aplicación de un nuevo arbitraje.

7. El contenido de los trabajos deberá abordar los temas que se indican a continuación. Se subrayan las partes consideradas como indispensables, aunque su contenido pueda aparecer bajo otra sección o con otro título. Las otras secciones son opcionales, aunque pudiera haber otras a juicio del autor: Título, Autor, Adscripción laboral, Dirección de correo electrónico, Resumen en español, Palabras Clave en español, Título en inglés, Resumen (Abstract) en inglés, Palabras Clave (Keywords) en inglés, Antecedentes o Introducción, Objetivo, Metodología, Datos, Procesamiento, Interpretación, *Interpretaciones alternativas*, Conclusiones, *Verificación, Agradecimientos*, Referencias, *Apéndices*.

8. Todas las referencias deberán estar citadas en el texto y todas las citas deberán estar incluidas en las referencias. En el texto se empleará el sistema Harvard (apellido y año): “Algunos autores (González, 1995)...”, o bien “González (1995) reporta que...”. En caso de dos autores la cita deberá incluirlos a ambos (González y Rodríguez, 1995) y en caso de más autores deberá utilizarse la convención *et al.* (González *et al.*, 1995). La lista de referencias irá en orden alfabético y deberá incluir a todos los autores con todos los detalles de la publicación; si se emplean abreviaturas de publicaciones científicas, deberán estar de

acuerdo con el *World List of Scientific Periodicals*. Solamente las iniciales del primer autor irán después del apellido. El título de la revista o libro referenciado deberá escribirse en cursivas. Ejemplos:

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

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

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

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

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

DIRECTIONS FOR CONTRIBUTORS

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

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA
Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.
Morelia, Mich., C.P. 58290, México
Atención: José Luis Quijano-León y/o Luis C.A. Gutiérrez-Negrín
l.g.negrin@gmail.com, luis.quijano@geotermia.org.mx, luis.gutierrez@geotermia.org.mx

Contributions must follow these guidelines:

1. A submitted paper must be unpublished and related to geothermics, nonconventional energy sources or similar subjects.

2. Submit a printed copy, double spaced, and a diskette with the file in MS-Word format. The file may be sent by e-mail to an e-address indicated above. Contributions in Spanish with abstracts in English, or in English with abstracts in Spanish, are acceptable.

3. Tables, figures and graphs must be placed at the end of the text. They must be of good quality, either in color or black and white, and not larger than letter-sized paper. Include all tables, figures and graphs needed by a reader to understand the paper. Place them on the diskette as independent files in image-format (*.gif, *.tif, *.jpg), which can be imported from MS-Word.

4. *Geotermia* is a digital magazine published in a *.pdf format at the internal website of the Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos and at other public websites. Therefore, all figures and graphs must have enough resolution to be clear when they are converted to image-files.

5. All contributions will undergo review and arbitration by at least two specialists in the field. To encourage fair evaluations, the authors will receive anonymous reviews. The reviewers will receive an acknowledgement letter from the editorial board.

6. *Geotermia* offers special support to first-time authors for whom publishing papers is not part of their jobs. The editorial board can make small modifications or corrections to such papers without a new peer-review process.

7. All papers must include the following sections. Those considered as indispensable are underlined, yet they can be included under other chapters or subtitles. The other parts are optional, plus authors can include additional sections: Title, Author(s), Company or institution, Address, Abstract in Spanish, Keywords in Spanish, Title in English, Abstract in English, Keywords in English, Introduction or background, Objective, Methodology, Data, Processing, Interpretation, Alternative interpretations, Conclusions, Verification, Acknowledgement, References, Appendix.

8. All references must be cited in the text, and all citations must be included in the References. In the text, the Harvard citation system (last name and year) must be used: "Some authors (González, 1995)...", or: "González (1995) indicates that..." In the case of two authors, the citation must include both (González and Rodríguez, 1995), and in the case of more than two authors the convention *et al.* (González *et al.*, 1995) must be used. The list of references must be arranged alphabetically and include all the authors and details of the cited publication. All abbreviations must be from the *World List of Scientific Periodicals*. Initials of the first author must follow the last name. The title of a magazine or book must be written in italics. Examples:

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

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

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

9. You may ask for a copy of the review of any paper published in *Geotermia* and use it as a guide for your contribution.

10. Eventually, a section named FORO will constitute the last part of the magazine. The section will include contributions, notes and essays that may or may not meet any or all of the stipulations for papers, but that the editorial board considers of interest to the readers. Contributions included in FORO will not undergo peer review. If you want a contribution be placed in FORO, please indicate this upon submission.