

# GEOTERMIA

REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

ISSN 0186-5897

*Volumen 21, No. 2*

*Julio-Diciembre de 2008*

## CONTENIDO

|                                                                                                                                                                                                                                                                                        |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Editorial</b>                                                                                                                                                                                                                                                                       | <b>1</b>  |
| <b>Características mineralógicas y microtermométricas del yacimiento geotérmico de Los Humeros, Pue., México</b><br>Georgina Izquierdo, Víctor M. Arellano y Alfonso Aragón                                                                                                            | <b>2</b>  |
| <b>Cambios químicos en fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Humeros: Evidencia de recarga profunda</b><br>Rosa María Barragán Reyes, Víctor Manuel Arellano Gómez, Magaly Flores Armenta y Rigoberto Tovar Aguado                                                              | <b>11</b> |
| <b>Análisis de datos de producción y condiciones termodinámicas del fluido de alimentación de pozos de Los Humeros, Pue.</b><br>Víctor Manuel Arellano Gómez, Alfonso Aragón Aguilar, Rosa María Barragán Reyes, Magaly Flores Armenta, Miguel Ramírez Montes y Rigoberto Tovar Aguado | <b>21</b> |
| <b>Estudio sismológico del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México. Parte II: Tomografía sísmica por atenuación a partir de ondas de coda (<math>Q_c^{-1}</math>) de sismos locales</b><br>Yanet Antayhua, Javier Lermo y Carlos Vargas                                        | <b>29</b> |
| <b>Selection of new drill sites using a Geographic Information System (GIS) at Los Azufres, Mexico</b><br>G.H. García-Estrada, A. López-Hernández, and J.L. Quijano-León                                                                                                               | <b>43</b> |
| <b>Foro</b>                                                                                                                                                                                                                                                                            | <b>77</b> |
| <b>Impacto de los sistemas de soporte de decisión en el sector eléctrico</b><br>Alejandro García-Martínez                                                                                                                                                                              | <b>78</b> |
| <b>Convocatoria al XVI Congreso Anual y a la Asamblea General Ordinaria de la Asociación Geotérmica Mexicana</b>                                                                                                                                                                       | <b>81</b> |
| <b>¿El fin de la era del silicio? Nanotubos de carbón, el siguiente gran salto</b><br>Daniel Lewis Ray (Traducción de Luis C.A. Gutiérrez Negrín)                                                                                                                                      | <b>84</b> |
| <b>El mundo de la Energía</b><br>Con información de Alfredo Mañón Mercado                                                                                                                                                                                                              | <b>89</b> |

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

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

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

## **EDITORES**

**Director:** José Luis Quijano León

**Editor:** Luis C.A. Gutiérrez Negrín

### **Consejo Editorial:**

Alejandro Becerril Zavala

Jesús de León Vivar

Magaly Flores Armenta

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:**

Darío Magaña

### **Oficinas:**

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas

Morelia, Mich., 58290

Tel. (443) 323-5706

Correos: [luis.gutierrez@geotermia.org.mx](mailto:luis.gutierrez@geotermia.org.mx), [l.g.negrin@gmail.com](mailto:l.g.negrin@gmail.com), [luis.quijano@geotermia.org.mx](mailto:luis.quijano@geotermia.org.mx)

## Editorial

Publicamos en este número tres artículos que abordan aspectos distintos pero íntimamente relacionados sobre el campo geotérmico de Los Humeros, ubicado en la parte centro oriental de México. Los Humeros es el tercer campo geotérmico en explotación en este país, con una capacidad instalada de 40 MW distribuidos en ocho plantas a contrapresión de 5 MW cada una, y fue la sede del XV Congreso Anual de la Asociación Geotérmica Mexicana (AGM), celebrado en septiembre del año pasado. Los tres artículos, preparados por personal del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de México, fueron presentados y discutidos en ese congreso y se incluyeron en las memorias del mismo. Los tres trabajos ofrecen un buen panorama sobre algunas importantes características del yacimiento en ese campo, y en particular sobre una de ellas, relativa a la existencia de dos yacimientos diferenciados en su subsuelo, la cual sin duda requiere de más discusión.

Incluimos también otro artículo sobre ese mismo campo, pero ahora referido a sus características sísmicas, específicamente sobre la tomografía sísmica por atenuación a partir de ondas de coda de sismos locales, preparado por personal del Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y de la Universidad Nacional de Colombia. Este trabajo, enviado directamente por sus autores, constituye la segunda parte de un artículo publicado en el número inmediato anterior de *Geotermia* (Vol. 21, No. 1, Enero-Junio de 2008), el cual también había sido presentado en el XV Congreso Anual de la AGM.

Completamos los artículos técnicos con un extenso y bien documentado trabajo sobre la utilización de un Sistema de Información Geográfica para la localización de nuevos sitios de perforación en el campo geotérmico de Los Azufres, Michoacán, México, que aplica un método de evaluación multi-criterio sobre un juego de datos geológicos, geofísicos y de producción de pozos de ese campo para proponer la ubicación de nuevos pozos productores. Además del valor concreto de sus resultados, expresado en una serie de propuestas, el trabajo propone un procedimiento de asignación de pesos explícitos a las variables a considerar que seguramente podría ser aplicado exitosamente, *mutatis mutandi*, en otros campos geotérmicos.

En el **Foro**, sección que incluye notas y artículos no necesariamente arbitrados, se publica un corto artículo original sobre los sistemas de soporte a la toma de decisiones en el sector eléctrico, cuyo uso se vuelve cada vez más popular. Aparece también la traducción de una nota sobre nanotecnología, y particularmente sobre los nanotubos de carbono y su inminentemente revolucionario rol en el mundo de los microchips, que se publicó recientemente en el boletín *Nanowerk Spotlight*. Ninguna de estas notas está directamente relacionada con la geotermia, pero sin duda serán de interés para nuestros lectores. Completa nuestra sección la columna de **El Mundo de la Energía**, que en esta ocasión pasa revista a la situación actual de algunas notas previamente publicadas en la misma sección hace unos años, así como el anuncio del XVI Congreso Anual de la AGM que este año se llevará a cabo en la ciudad de Morelia, México, en noviembre próximo.

Esperamos que la revista le resulte interesante, y seguimos abiertos a recibir sus colaboraciones bajo las indicaciones que pueden consultarse en las páginas finales de la misma.

**Luis C.A. Gutiérrez-Negrín**

# Características mineralógicas y microtermométricas del yacimiento geotérmico de Los Humeros, Pue., México

**Georgina Izquierdo, Víctor M. Arellano y Alfonso Aragón**

Instituto de Investigaciones Eléctricas. Av. Reforma 113, Col. Palmira, Cuernavaca, Morelos, México, C.P. 62490. Correo: [gim@iie.org.mx](mailto:gim@iie.org.mx)

---

## Resumen

Durante las etapas de exploración y explotación del campo geotérmico de Los Humeros se han realizado diversos estudios cubriendo distintos tópicos. Desde el punto de vista geoquímico y mineralógico (mineralogía hidrotermal y microtermometría de inclusiones fluidas) se han reportado comportamientos diferentes a los observados en otros campos del mundo, los que en ocasiones han llevado a conclusiones imprecisas. La microtermometría de inclusiones fluidas ha mostrado fluidos poco salinos de alta temperatura, así como una ligera disminución de temperatura en la parte profunda la cual se asocia a un proceso de ebullición más que a un enfriamiento del sistema. En 1998 Arellano *et al.* realizaron un estudio multidisciplinario proponiendo la existencia de al menos dos reservorios. La información mineralógica de pozos perforados en la zona del Colapso Central fortalece esta propuesta. Sin embargo, para pozos localizados en la zona conocida como Corredor Mastaloya se tiene evidencia de lo que parece ser un solo yacimiento.

*Palabras Clave:* Los Humeros, microtermometría, mineralogía hidrotermal, reservorios.

## Mineralogical and micro-thermometric features of the Los Humeros geothermal reservoir, Pue., Mexico

### Abstract

Studies on many topics have been undertaken during the exploratory and exploitation stages of the development of Los Humeros geothermal field. From a geochemical and mineralogical view—including hydrothermal mineralogy and fluid-inclusion micro-thermometry, features have been reported differing from those observed in other geothermal fields. Sometimes this has led to ambiguous conclusions. Studies of fluid-inclusion micro-thermometry have shown low-salinity and high-temperature fluids, suggesting a slight temperature decrease in the deepest portion associated with a boiling process rather than a cooling process. In 1998, Arellano *et al.* performed a multi-disciplinary study and proposed the existence of at least two, distinct reservoirs at depth. Mineralogical data from wells drilled at the Colapso Central zone tend to support this idea. However wells drilled in the zone known as Corredor Mastaloya seemingly show evidence of a single reservoir.

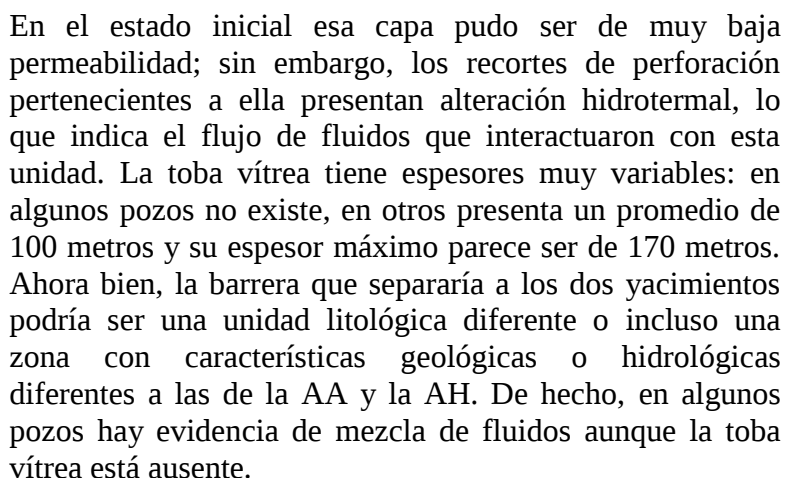
*Keywords:* Los Humeros, micro-thermometry, hydrothermal mineralogy, reservoirs.

---

## 1. Introducción

Uno de los trabajos que propone la existencia de al menos dos yacimientos en el estado inicial es el realizado por Arellano *et al.*, en 1998. Este trabajo es una recopilación de información que incluyó datos geológicos, mineralógicos, geoquímicos y de producción, así como la simulación de las condiciones iniciales de producción; con el análisis e interpretación de datos se integró un modelo conceptual del CGLH.

hornblenda (AH).



Durante la etapa de explotación algunos pozos localizados en el área conocida como el Colapso Central (CC) mostraron acelerada corrosión de sus tuberías. Inicialmente se pensó en la existencia de un yacimiento ácido hospedado en la andesita profunda, pero esto se descartó porque no se encontraron evidencias de fluidos ácidos antes de la explotación del yacimiento (Arellano *et al.*, 1998, Izquierdo *et al.*, 1999, 2000). De haber sido cierta la existencia de un yacimiento ácido, la toba vítrea y la unidad de AH debieron mostrar reliquias de minerales formados en medios ácidos. Para evitar la migración de fluidos ácidos del yacimiento profundo, la CFE decidió cementar algunos pozos del área del CC. Después de algún tiempo los componentes volátiles

*Fig. 1. Localización de Los Humeros*

profundos han migrado nuevamente modificando las características del fluido.

El CGLH se localiza en la porción oriental del Cinturón Volcánico Mexicano, entre los estados de Puebla y Veracruz (Figura 1). Dentro del campo se han identificado varias estructuras geológicas. En una de ellas, conocida como la Caldera de Los Potreros, se han perforado 40 pozos a una profundidad mínima de 1500 m y máxima de 3100 m (pozo H-12). Actualmente la zona geotérmica se encuentra en plena etapa de explotación con 20 pozos productores y 3 inyectores integrados al sistema de suministro de vapor para alimentar a las ocho unidades turbo-generadoras a contrapresión de 5 MWe cada una instaladas en ese campo (Gutiérrez-Negrín, 2007). El CGLH es la tercera fuente generadora de energía geotérmica en la República Mexicana, después de los campos de Cerro Prieto y Los Azufres.

## 2. Geología del subsuelo

De acuerdo con Cedillo (1997), de la superficie al basamento se han identificado nueve unidades litológicas (Tabla 1), aunque por la morfología de la zona no todas están presentes en cada pozo. En la misma tabla se incluyen las unidades litológicas reconocidas inicialmente por Viggiano y Robles (1988). La hidrología de la zona se ve afectada debido a la irregular topografía del área hidrotermal, lo cual posiblemente se refleja en la recarga irregular del sistema mostrando distintas relaciones agua-roca.

| Unidad litológica | Descripción                                                                                                            | Unidad litológica | Descripción                                 | Permeabilidad                | Hidrogeología                             |
|-------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
| I                 | Pómez, Basaltos y Andesitas                                                                                            | 1                 | Pómez, Basaltos y Andesitas                 | Alta permeabilidad           | Acuíferos superficiales fríos y calientes |
|                   |                                                                                                                        | 2                 | Tobas Líticas                               | Permeabilidad media          | Posible acuífero                          |
| II                | Ignimbritas Vítreas y Líticas                                                                                          | 3                 | Ignimbritas Líticas y Vítreas               | De baja a nula permeabilidad | Acuicludo                                 |
|                   |                                                                                                                        | 4                 | Intercalación de Andesitas e Ignimbritas    | Baja permeabilidad           | Acuicludo                                 |
| III               | Andesitas de Augita en la parte superior. Andesitas de Hornblenda en la parte inferior. Hacia la base Tobas y Basaltos | 5                 | Andesitas de Augita (AA)                    | Permeabilidad media          | Yacimiento geotérmico superior            |
|                   |                                                                                                                        | 6                 | Toba Vítreo Humeros                         | Baja permeabilidad           | Acuitardo                                 |
|                   |                                                                                                                        | 7                 | Andesita de Hornblenda (AH)                 | Permeabilidad media          | Yacimiento geotérmico inferior            |
|                   |                                                                                                                        | 8                 | Basaltos                                    | Permeabilidad media          | Yacimiento geotérmico inferior            |
| IV                | Calizas, hornfels, intrusivos. Basamento local                                                                         | 9                 | Calizas, calizas metamorfizadas, intrusivos | Baja permeabilidad           | Acuitardo                                 |

Tabla 1. Geología del subsuelo de la zona de Los Humeros, Puebla (tomada de Cedillo, 1997).

## 3. Discusión

Como ya se mencionó, a partir de datos de producción inicial y de ingeniería de yacimientos, se planteó la ocurrencia de al menos dos yacimientos a profundidad en el CGLH, que estarían separados por una unidad de baja permeabilidad o bien por distintos regímenes de recarga. La Figura 2, tomada de Arellano *et al.* (1998), muestra un cambio en la pendiente, cerca de 900 msnm, el cual se interpretó como la barrera que separaba a los dos yacimientos. Así, se consideró que la unidad de AA, la más somera, producía líquido, vapor y posiblemente un fluido condensado, y que la unidad formada por AH, la más profunda, producía un fluido con baja saturación de líquido.

Los fluidos del yacimiento superior se han clasificado como de tipo bicarbonatado y los del yacimiento más profundo de tipo clorurado sódico (Barragán *et al.*, 1991; Arellano *et al.*, 1998). Los pozos perforados en el área del CC tienen un comportamiento diferente al de los que se localizan fuera de esta zona. Pozos en el CC producen fluidos de alta entalpía y mayor cantidad de vapor; además, en algunos pozos estos fluidos han producido corrosión en las tuberías provocando serios problemas. Mientras que pozos ubicados fuera del CC producen una mezcla de fluidos sin causar ningún efecto en las tuberías de producción.

Pozos perforados en el CC han atravesado grandes espesores de AA, pero de sólo 100 m a 170 m de AH y un espesor aun más reducido de la unidad identificada como toba vítrea. Por otro lado, pozos perforados fuera del CC cortaron la AA, la toba vítrea y un considerable espesor de AH. Esta observación puede considerarse opuesta al hecho de que los pozos con baja fracción de líquido producen de la AH y se encuentran localizados principalmente en la zona del CC, mientras que los pozos que producen mayor fracción de líquido producen de la AA, pero en ellos generalmente la AH presenta un mayor espesor.

Es muy probable que el factor más importante sea la zona en la que se han perforado los pozos, siendo menos relevante si han atravesado la AA o la AH o si han sido cementados o no, ya que el principal estrato productor depende de las características de recarga y temperatura. En la zona del CC se han reportado las mayores temperaturas, medidas y calculadas. Esto hace pensar que esta zona es la más cercana a la fuente de calor, la cual además de transmitir calor transfiere volátiles que ascienden a través de la AH y se mezclan con el fluido de la AA. Por otro lado, la zona del CC parece tener en general una mayor permeabilidad, sea primaria o secundaria, lo que favorece la movilidad de fluidos profundos.

### Diferencias mineralógicas entre las dos unidades andesíticas

La inspección de fragmentos de núcleos y muestras de canal de pozos ubicados en la zona del CC reveló un bajo grado de alteración hidrotermal, siendo esto una indicación de la baja relación agua-roca o bien del poco tiempo de interacción. Para pozos de esta zona, el mayor porcentaje de alteración se reconoció en la unidad de AA, la cual ha sido considerada como la zona de producción de líquido dominante.

Algunos autores se han referido a la unidad de AH como la zona de un yacimiento ácido, debido a que algunos pozos perforados en esta zona mostraron efectos de corrosión en sus tuberías. Pero el estudio mineralógico demostró que no había minerales típicos de interacción de rocas con fluidos ácidos. Esta es una de las razones por las que se descartó la existencia de un yacimiento ácido previo a la explotación comercial del recurso geotérmico.

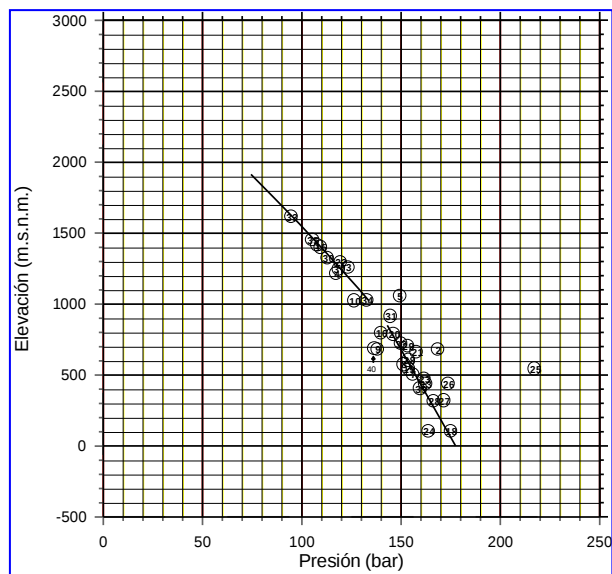


Fig. 2. Perfil unidimensional de presión no perturbada estimado con base en los registros de presión de pozos.

Los pozos que en algún momento han mostrado corrosión se encuentran localizados principalmente en la zona del CC, entre los que se cuentan: H-4, H-11, H-16 y H-29.

En general los principales minerales de alteración son: clorita, epidota, cuarzo, calcita, baja proporción de leucoxeno y piritita. Aparte de estos minerales, se han identificado arcilla, biotita y en menor proporción zeolitas, anhidrita, anfíbol, granate, diópsida y wollastonita. Estos minerales se forman en condiciones de pH de neutro a básico, de acuerdo con Reyes (1990).

El granate, la diópsida y la wollastonita se relacionan con el basamento granítico-granodiorítico o con la caliza metamorfizada, como en los pozos H-7, H-9, H-17, H-28 y H-29.

Del archivo de datos petrográficos proporcionado por la CFE se tomó el porcentaje de algunos minerales de alteración hidrotermal, como la calcita y la epidota, que resultan ser los más indicativos. Su distribución se ha representado en varias secciones geológicas a lo largo de la columna litológica de cada pozo. Una de estas secciones se presenta en la Figura 3, que muestra la distribución de la calcita, y en la Figura 4, que presenta la distribución de la epidota. Esta sección incluye a los siguientes pozos perforados en la zona del CC: H-31, H-15, H-30, H-16, H-33, H-29, H-4 y H-10.

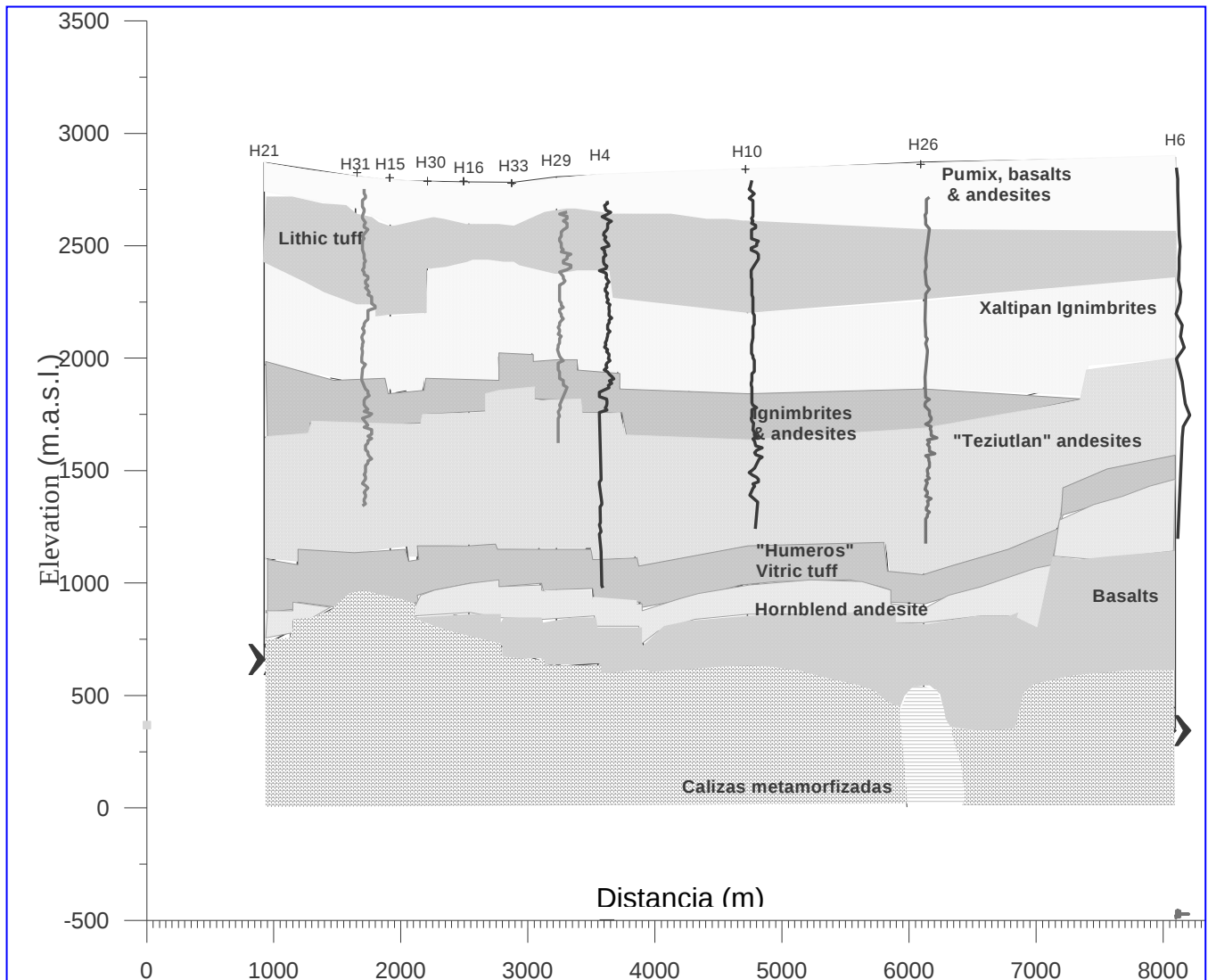


Fig. 3. Distribución de calcita a lo largo de la columna litológica de varios pozos

En la Figura 3 se observa que la calcita se distribuye a profundidades someras dentro de la unidad de AA. A mayor profundidad la calcita es escasa en pozos que producen una mezcla de fluidos y desaparece en pozos que producen mayor proporción de vapor. La ausencia de calcita a profundidad es el resultado de la baja relación agua-roca y no de la presencia de fluidos de bajo pH como alguna vez se consideró.

Algo parecido ocurre con la distribución de la epidota en la Figura 4. En pozos del CC la mayor proporción de epidota se observa en la andesita superior (AA) y hay menor proporción en la andesita profunda (AH), donde se esperaría mayor porcentaje de alteración. En otros pozos la epidota se distribuye en función de la temperatura y de la profundidad, tal y como lo hace en otros sistemas geotérmicos.

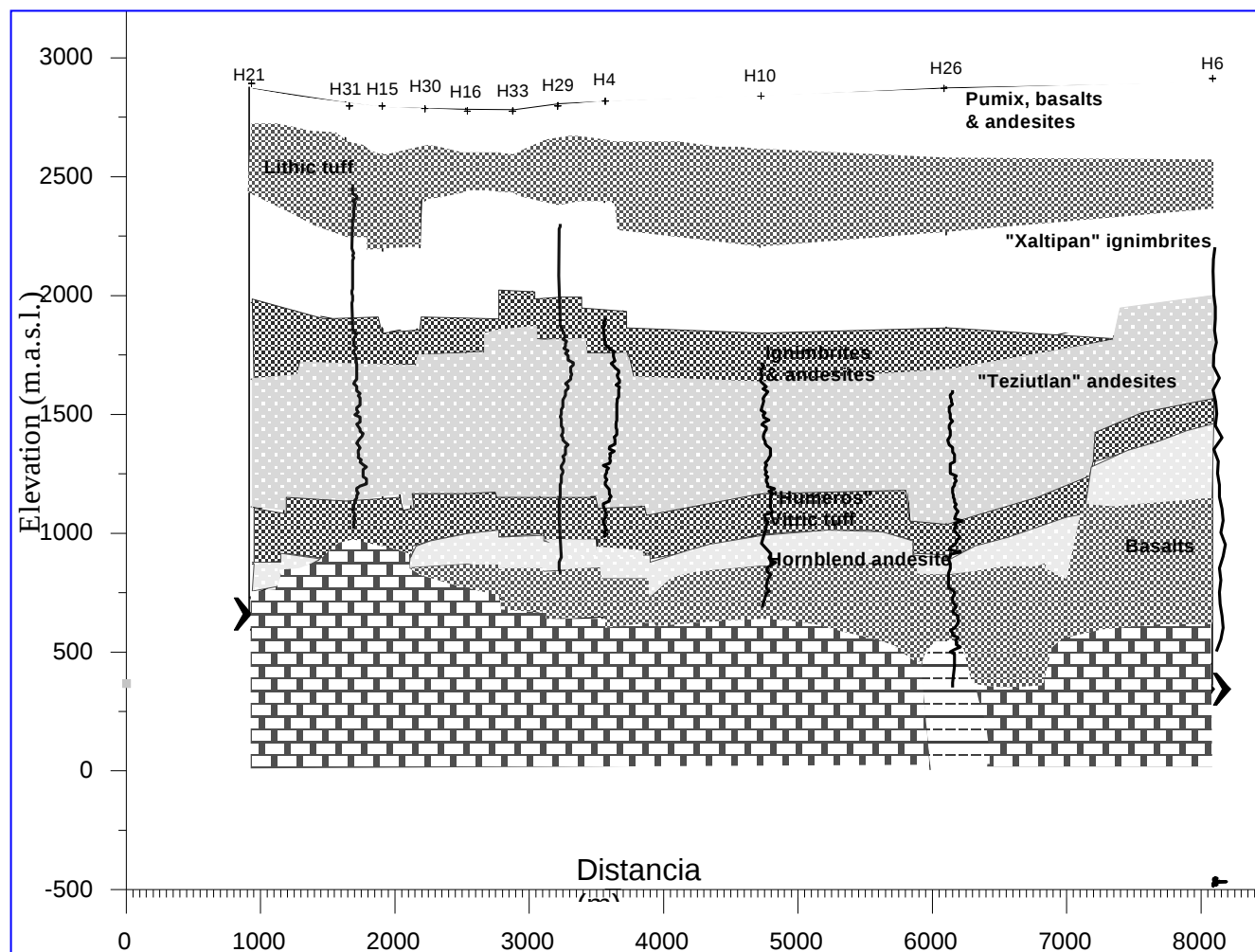


Fig. 4. Distribución de epidota a lo largo de la columna litológica de varios pozos

Características como relación agua-roca, temperatura y mineralogía de alteración hacen la diferencia entre las unidades AA y AH. Pozos como el H-12 y H-6, perforados en la parte sur del campo cerca del Xalapazco Maztaloya, son los más profundos del campo. El pozo H-6 cortó a la AA de 910 m a 1510 m, a la toba vítrea de 1570 m a 1670 m, a la AH de 1670 a 2470 m, y finalmente al basamento de caliza metamorfozada a partir de los 2470 m de profundidad. Por su parte, el pozo H-12 cortó la unidad de AA de 920 m a 1630 m, a la toba vítrea de 1630 a 1760 m, a la AH de 1760 m a 2490 m, a una riodacita de 2490 a 2680 m, a un basalto de 2680 m a 2730 m y al basamento granítico desde los 2730 m.

En la actualidad el pozo H-6 es el tercer pozo productor de líquido y el H-12 es el octavo. Los dos producen de las dos unidades andesíticas sin causar ningún problema en las tuberías. En contraste, el pozo H-4 se perforó a 1880 m. Cortó a la AA de 1060 m a 1860 m y a la toba vítrea de 1860 m a 1880 m. Este pozo se cerró antes de entrar a producción debido a que quedó fuera de control, a la acelerada corrosión de sus tuberías y a sus grandes emisiones de  $H_2S$ .

Otro ejemplo son los pozos H-16 y H-29, ambos ubicados en el CC y con un historial documentado debido a la presencia de fluidos agresivos que han ocasionado corrosión en sus respectivas tuberías. Actualmente el pozo H-29 es un pozo inyector y el pozo H-16 es un pozo productor.

El pozo H-29 se perforó a una profundidad total de 2200 m, atravesando la AA de 1020 m a 1750 m, la toba vítrea de 1750 m a 1890 m, la AH de 1890 a 1960 m y rocas basálticas de 1960 m a 2022 m.

Por su parte, el pozo H-16 cortó la unidad de AA de 910 m a 1670 m, la AH de 1800 m a 1950 m, el basalto de 1950 m a 2014 m y la caliza metamorfizada de 2014 m a su profundidad total (2048 m). El pozo no atravesó la unidad de toba vítrea. Al final de la década de los 80 este pozo presentó severos efectos de corrosión, y después de varios estudios se decidió cementarlo bloqueando la contribución de las porciones más profundas a la producción. Dado que desapareció la ocurrencia de fluidos agresivos y el pH del fluido aumentó, se concluyó que el “yacimiento ácido” había quedado aislado. Estudios químicos y de producción recientes en este pozo demuestran que el pH de sus fluidos ha venido disminuyendo con el tiempo (V.M. Arellano, comunicación personal). Esto puede considerarse como indicativo de la migración de fluidos magmáticos, ya que de acuerdo con la mineralogía no hay evidencia de la ocurrencia de un yacimiento ácido.

En resumen, el pozo H-4 no atravesó la AH, el pozo H-16 cortó 150 m de AH y el pozo H-29 únicamente 70 m de esta unidad. Por lo tanto, es evidente que para el pozo H-4 no existe tal yacimiento profundo, mientras que para los pozos H-16 y H-29 el espesor de dicho yacimiento sería mínimo.

Si bien ya se ha demostrado que la mineralogía no aporta ninguna evidencia de la ocurrencia de un yacimiento que mostrara interacción con fluidos ácidos, se confirma la cercanía de esos pozos (H-4, H-16 y H-29) a la fuente magmática y por tanto el ascenso de fluidos magmáticos posiblemente inducidos por la explotación; estos fluidos, en su ascenso e interacción con la fase líquida, se tornan corrosivos. El proceso en el caso del pozo H-4 puede ser, sin embargo, un tanto diferente, ya que antes de producir emitió grandes cantidades de  $H_2S$ , por lo que la corrosión de sus tuberías pudo deberse a varias especies, entre ellas  $HCl$ ,  $H_2SO_4$  y al mismo  $H_2S$ .

Algunas características del área del CC son: alta temperatura (con respecto a otras zonas del campo), baja relación de líquido, baja o ninguna recarga, vaporización de la fase líquida, e intenso fracturamiento de las rocas, lo que favorece la movilidad de fluidos profundos cargados de volátiles que han transformado la química de los fluidos.

### **Microtermometría de inclusiones fluidas**

El estudio de inclusiones fluidas en el CGLH ha sido una tarea difícil, ya que los recortes de perforación de la mayoría de los pozos son muy pequeños, y en zonas profundas suele haber un bajo grado de alteración de las rocas por lo que la cantidad de minerales secundarios transparentes es muy limitada. Sin embargo, investigadores del Instituto de Investigaciones Eléctricas han realizados varios estudios que han aportado datos antes de la explotación del recurso (González e Izquierdo, 1996; Izquierdo, G., información no publicada).

La mayoría de las inclusiones estudiadas son del tipo líquido–vapor con varias proporciones de las dos fases, pero a profundidad se han reconocido inclusiones de una sola fase. Todas las inclusiones muestran un fluido acuoso de baja salinidad.

Pequeños fragmentos de calcita de estratos profundos muestran la presencia de inclusiones no acuosas. De su comportamiento en las etapas de calentamiento y enfriamiento a  $-150^{\circ}\text{C}$ , se supone la presencia de  $\text{CO}_2$ , metano y de otros hidrocarburos, indicando la movilidad de fluidos profundos.

En general, las temperaturas de homogeneización aumentan progresivamente con respecto a la profundidad. En la mayoría de muestras que provienen de la toba vítrea o de la AH hay un pequeño descenso de la temperatura de homogeneización. Este hecho ha sido considerado por otros autores como una inversión de temperatura, lo que junto con la ocurrencia de esmectita cálcica en muestras profundas se ha interpretado como un enfriamiento del sistema. Aunque las esmectitas se asocian a medios básicos de baja o mediana temperatura, ahora se sabe que una esmectita se puede estabilizar en un medio calcáreo, formando esmectita cálcica y resistir temperaturas hasta de  $300^{\circ}\text{C}$  (Izquierdo, 1993; Libreros, 1991). El descenso de la temperatura de homogeneización podría estar relacionado a un proceso de ebullición antes de la explotación del yacimiento. Métodos directos de medición de temperatura realizados por la CFE y temperaturas calculadas (Arellano *et al.*, 1998) han mostrado que el área más caliente del campo está dentro del Colapso Central. Por ejemplo, isotermas cercanas al pozo H-29 muestran  $300^{\circ}\text{C}$  a una profundidad de 1300 m, cuando la temperatura de homogeneización para el mismo pozo es de  $342^{\circ}\text{C}$  a 1500 m.

#### 4. Conclusiones

Ni la ocurrencia de montmorillonita cálcica a profundidad ni el ligero descenso de temperatura de homogeneización (Th) en inclusiones fluidas de muestras profundas son evidencias de un enfriamiento del sistema geotérmico de Los Humeros. La disminución de Th en muestras profundas puede explicarse por el proceso de ebullición, lo cual se sugiere confirmar con un amplio estudio microtermométrico de inclusiones fluidas de muestras profundas.

A profundidad existen dos zonas relativamente diferenciadas en el área del CC, que han sido consideradas como dos yacimientos. En una, la fracción dominante es de líquido, y en la otra hay una mayor proporción de vapor (Arellano *et al.*, 1998, 1999). El tipo de fluido dominante en cada una explica por qué suele haber un bajo grado de alteración en las rocas profundas del CC, ya que el grado de alteración depende principalmente de la cantidad de agua con la que interactúa la roca: una reducida alteración en las rocas profundas de la zona del CC es indicativa de una baja relación agua-roca.

Desde el punto de vista mineralógico, la unidad formada por la toba vítrea, a la que se supone separando los dos supuestos yacimientos, no ha actuado propiamente como una capa sello, o como un acuitardo en términos hidrológicos, ya que el tipo y grado de alteración hidrotermal que presenta revelan que hay flujo e interacción con fluidos acuosos.

El análisis litológico de pozos perforados en el CC y que han mostrado efectos de fluidos agresivos, indican ausencia o espesores relativamente pequeños de la unidad de andesita de hornblenda (AH). Por lo tanto, la producción de esos pozos proviene principalmente de fluidos alojados en la andesita de augita (AA), con menor proporción de fluidos alojados en la AH, mezclados con fluidos magmáticos inducidos por la explotación.

No existen evidencias concluyentes de recarga profunda; sin embargo la migración de fluidos magmáticos profundos es evidente, por ejemplo por la presencia de boro.

La existencia de un yacimiento ácido en la andesita profunda, previo a la explotación, queda nuevamente descartada. El proceso más probable es que las especies ácidas provenientes de una fuente magmática profunda fluyan, inducidas por la explotación, en la fase vapor y en contacto con un fluido acuoso se conviertan en especies agresivas. Este proceso es evidente en pozos de la zona del CC.

## Referencias

- Arellano, V.M., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, D. Nieva, E. Portugal e I. Torres, 1998. Desarrollo de un modelo básico actualizado del yacimiento geotérmico de Los Humeros, Pue. Informe interno No. IIE/11/11459/01/F del Instituto de Investigaciones Eléctricas. Inédito.
- Arellano, V.M., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón y A. Pizano, 1999. Modelo conceptual del estado inicial del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., México. *Geotermia*, Vol. 15, No. 2, pp. 111-120.
- Barragán, R.M, D. Nieva, E. Santoyo, M.P. Verma y M. López, 1991. Geoquímica de fluidos del campo geotérmico de Los Humeros (México). *Geotermia*, Vol. 7, No. 1, pp. 23-47.
- Cedillo R., F., 1997. Geología del subsuelo del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. Informe interno No. HU/RE/03/97 de la Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia de Los Humeros. Inédito.
- González P., E., y G. Izquierdo M., 1996. Estudios petrográficos, inclusiones fluidas y difracción de rayos-X, para las muestras y ripios de barrena de los pozos H-38, H-39 y H-40 de Los Humeros, Pue. Informe interno s/n del Instituto de Investigaciones Eléctricas. Inédito.
- Gutiérrez Negrín, L.C.A., 2007. 1997-2006: A decade of geothermal power generation in Mexico. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 31, pp. 167-171.
- Izquierdo M., G., 1993. Difracción de rayos-X en la caracterización de especies arcillosas: un caso de aplicación en el pozo H-29 del campo de Los Humeros, Pue. *Geofísica Internacional*, Vol. 32, No. 2, pp. 321-329.
- Izquierdo, G., V.M. Arellano, A. Aragón, E. Portugal e I. Torres, 2000. Fluid acidity and hydrothermal alteration at the Los Humeros geothermal reservoir, Puebla, Mexico. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2000*, International Geothermal Association, Kyushu-Tohoku, Japan, May-June 2000, pp. 1301-1306.
- Libreros R., E.P., 1991. Caracterización de filosilicatos en el campo geotérmico de los Humeros, Pue., por medio de difracción de rayos-X. Tesis de Licenciatura, Escuela de Ciencias Químicas, Universidad Autónoma de Puebla. Inédito.
- Reyes, A., 1990. Petrology of Philippine geothermal systems and the application of alteration mineralogy to their assessment. *J. of Vol. and Geoth. Res.* Vol. 43, pp. 279-309.
- Viggiano G., J.C., y J. Robles C., 1988. Mineralogía hidrotermal en el campo geotérmico de Los Humeros, Pue. I: Sus usos como indicadora de temperatura y de régimen hidrológico. *Geotermia*, Vol. 4, No. 1, pp. 15-28.

# Cambios químicos en fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Humeros: Evidencia de recarga profunda

**Rosa María Barragán Reyes<sup>1</sup>, Víctor Manuel Arellano Gómez<sup>1</sup>, Magaly Flores Armenta<sup>2</sup> y Rigoberto Tovar Aguado<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia, Reforma 113, Col. Palmira, 62490 Cuernavaca, Morelos, México, [rmb@iie.org.mx](mailto:rmb@iie.org.mx). <sup>2</sup>Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Morelia, Michoacán, México. <sup>3</sup>CFE, Residencia Los Humeros, Campamento Maztaloya.

---

## Resumen

Se realizó un estudio de los cambios químicos ocurridos en fluidos (líquido y vapor) de veinte pozos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., México, con objeto de investigar la ocurrencia de procesos del yacimiento relacionados con la explotación. La mayoría de los pozos (excepto el pozo H-1) se caracterizan por producir descargas de alta entalpía con escasa producción de líquido, por lo que en este campo la geoquímica de gases juega un papel importante. El estudio de la fase líquida incluyó la clasificación de los fluidos, la identificación del grado de equilibrio agua-roca y la estimación de la temperatura del yacimiento. El estudio de los cambios en la composición gaseosa a través del tiempo se realizó considerando el equilibrio de la reacción de Fischer-Tropsch (FT) y el equilibrio combinado pirita-hematita-magnetita (HSH2), como el *buffer* que controla la concentración de H<sub>2</sub>S en los fluidos. Las tendencias de los datos de 1987-1995 y 2000-2005 (en la mayoría de los pozos) indican la ocurrencia de recarga de fluidos más profundos hallándose temperaturas máximas en 1994-95 y en 2005. En el pozo H-1 la estimación de temperatura en 1994 fue de 305° C, mientras que en el H-7, en 1995, fue de 338° C. Las estimaciones de temperatura según datos de 2005 fueron: 333° C en el pozo H-1D y 350° C en el H-7. Los resultados se atribuyen al ingreso de fluidos más profundos debido al incremento general en permeabilidad secundaria, relacionada con el aumento de sismicidad en la región. Al mismo tiempo, se encontró la presencia de retornos de reinyección en fase vapor, en las descargas de los pozos durante 1995-2000, a través de las tendencias en el diagrama FT-HSH2.

**Palabras clave:** Los Humeros, fluidos geotérmicos, monitoreo de yacimientos, composición química, líquido y vapor.

## Chemical changes in well fluids from the Los Humeros geothermal field: Evidences for deep recharge

### Abstract

Fluid (water and steam) chemical changes over time were studied in 20 wells in the Los Humeros, Mexico, geothermal field for the purpose of correlating such changes with physical processes occurring in the reservoir due to exploitation. Most wells (except well H-1) produce high-enthalpy fluids with almost no liquid, making gas geochemistry important in this field. Liquid-phase studies include fluid classification, determination of water-rock equilibrium state, and reservoir-temperature estimates. Changes in gas composition through time were studied using the Fischer-Tropsch (FT) reaction and the combined balance pyrite-hematite-magnetite (HSH2) as the buffer controlling H<sub>2</sub>S fluid concentration. Data for most wells from 1987-1995 and 2000-2005 indicate the presence of deeper-fluid recharge, with maximum temperatures occurring in 1994-95 and 2005. The estimated temperature in well H-1 in 1994 was 305° C and the estimated

temperature in well H-7 was 338° C in 1995. Temperature estimations from 2005 data were 222° C in well H-1D and 350° C in well H-7. These results are considered caused by the entrance of deeper fluids due to the increase of secondary permeability, which in turn is related to the seismicity increase in the zone. At the same time, re-injection returns in the steam phase were identified in well discharges during 1995-2000 by means of the FT-HSH2 diagram.

**Keywords:** Los Humeros, geothermal fluids, reservoir monitoring, chemical composition, liquid, steam.

## Introducción



Fig. 1. Ubicación del campo de Los Humeros.

El campo geotérmico de Los Humeros se localiza en la porción este del Eje Neovolcánico Mexicano en el estado de Puebla (19°40' latitud N, 97°25' longitud W) a una elevación aproximada de 3000 m sobre el nivel del mar (Figura 1). La capacidad instalada actual del campo es de 40 MWe (Gutiérrez-Negrín, 2007). El sistema volcánico cuenta con varias estructuras geológicas, la más importante de las cuales es la Caldera Los Humeros de aproximadamente 16 km de diámetro, dentro de la cual se localiza el Colapso Los Potreros con un diámetro aproximado de 7 km. Otras estructuras más pequeñas han sido reconocidas, como el Xalapazco Maztaloya, así como sistemas de fallas tales como la Falla Maztaloya y la Falla Los Humeros. Las fallas más importantes (Figura 2) se orientan

preferentemente en dirección NW-SE y dentro de la caldera el sistema de fallas más importante para el transporte de fluidos geotérmicos tiene dirección N-S (Campos y Garduño, 1987).

El análisis de datos geoquímicos y de ingeniería de yacimientos correspondientes al estado natural y su interpretación evidenciaron la existencia de dos yacimientos (Arellano *et al.*, 2003). El más somero está dominado por líquido a una temperatura entre 300 y 330° C y pH neutro, mientras que el más profundo es de tipo convectivo, "heat pipe", de relativamente baja saturación de líquido a una temperatura entre 300 y 400° C. Los perfiles de oxígeno-18 y de CO<sub>2</sub> en el estado natural también evidenciaron este proceso convectivo en el que existe ascenso de vapor del yacimiento y reflujo de condensado.

La mayoría de pozos en Los Humeros (ver localización en Figura 2) produce fluidos de alta entalpía (las entalpías de cabezal son características de fase vapor a las condiciones de separación); sólo el pozo H-1 produce fluido bifásico con alta fracción de líquido (~0.73) del yacimiento superior. Las características químicas de la fase líquida producida por los pozos de Los Humeros se han definido como de baja salinidad, pH casi neutro, de tipo mixto, bicarbonatado, sulfatado o clorurado. El agua producida por los pozos se encuentra parcialmente equilibrada con respecto a su composición relativa de Na-K-Mg, sin embargo, algunas veces el agua se encuentra en equilibrio, indicando temperaturas de yacimiento del orden de 240-280° C. Las variaciones en la composición química del agua se deben a que los pozos producen mezcla de fluidos de ambos yacimientos, dependiendo de las condiciones de operación de los pozos (Barragán *et al.*,

1988; 1989). Debido a la naturaleza de las descargas de los pozos, los datos de la fase vapor y gases proveen información más confiable del yacimiento.

El objetivo de este trabajo es estudiar las historias químicas de los fluidos producidos (1987-2005) en dos pozos representativos del campo geotérmico de Los Humeros para investigar los procesos de yacimiento ocurridos debido a la explotación.

## Metodología

El estudio de los cambios en la fase líquida se realizó mediante la clasificación del agua producida (Giggenbach, 1992), la estimación del grado de equilibrio Na-K-Mg del agua con la roca y la estimación de las temperaturas de yacimiento, (Giggenbach, 1988).

El estudio de los cambios en la fase gaseosa se realizó considerando el equilibrio de la reacción de Fischer-Tropsch (FT) ( $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} = 4\text{H}_2 + \text{CO}_2$ ) junto con el equilibrio combinado pirita-magnetita-hematita (HSH2) ( $1.25 \text{H}_2 + 1.5 \text{FeS}_2 + 0.75 \text{Fe}_2\text{O}_3 + 1.75 \text{H}_2\text{O} = 3\text{H}_2\text{S} + \text{Fe}_3\text{O}_4$ ) (D'Amore, 1998). Esta paragénesis mineral (pirita-magnetita-hematita) parece ser la que controla la concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  en los fluidos de Los Humeros. Este buffer considera condiciones más oxidantes en el yacimiento con respecto al buffer pirita-magnetita (D'Amore, 1992), e implica una alta concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  y relativamente bajas concentraciones de  $\text{H}_2$  y de  $\text{NH}_3$  en los fluidos. El buffer pirita-magnetita es más adecuado en yacimientos con menores aportaciones magmáticas.

Los parámetros FT y HSH2 se calculan a partir de la composición química de los fluidos de acuerdo con las siguientes expresiones (D'Amore, 1998), donde las concentraciones de las especies se refieren a la descarga total:

$$\text{FT} = 4 \log (\text{H}_2/\text{H}_2\text{O}) + \log (\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}) - \log (\text{CH}_4/\text{H}_2\text{O})$$

$$\text{HSH2} = 3 \log (\text{H}_2\text{S}/\text{H}_2\text{O}) - 5/4 \log (\text{H}_2/\text{H}_2\text{O})$$

Los resultados se grafican en una malla de referencia FT-HSH2 para estimar la temperatura de yacimiento y su fracción de vapor.

Las tendencias encontradas en las mallas de solución FT-HSH2 se interpretan tomando las siguientes guías dadas por D'Amore and Truesdell (1995), donde T es la temperatura del yacimiento e y es la fracción de vapor, o también denominado "exceso de vapor".

- (a) Incremento de T, disminución de y: contribución de un fluido más caliente desde una fuente más profunda con alta saturación de líquido.

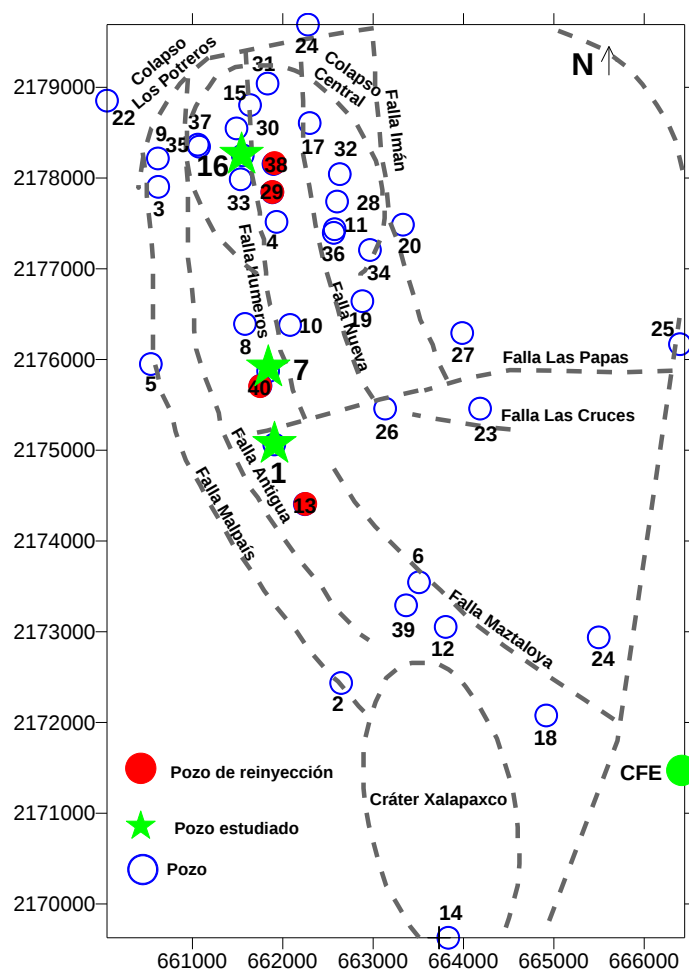


Fig. 2. Localización de pozos y principales estructuras en Los Humeros.

- (b) Incremento de T, incremento de y: aparente incremento en T e y debido a una fuente lateral de vapor, con prácticamente cero saturación de líquido y con una marcada acumulación de gas.
- (c) Disminución de T, disminución de y: arribo de una fuente local de agua de menor temperatura sin contenido de gas, como en el caso de fluidos de reinyección o recarga meteórica.
- (d) Disminución de T, incremento de y: causado por recarga de fluidos periféricos ricos en gas (como retornos de fluidos de reinyección en fase vapor/aire) o precipitación de sulfuros causada por sobreproducción con bloqueo de fracturas importantes.

El método FT-HSH2 tiene limitaciones cuando la fase gaseosa producida por el pozo se origina de diferentes fuentes. Si existe una zona más caliente en el yacimiento, rica en  $\text{CO}_2$  y en especies gaseosas reactivas, localizada debajo del yacimiento en explotación y aporta una fracción importante del gas total producido, podría darse una sobre-estimación tanto de la temperatura de yacimiento como de la fracción de vapor del mismo (D'Amore, 1998). Este parece ser el caso de Los Humeros, pero las estimaciones de temperatura de yacimiento obtenidas con el método FT-HSH2 son muy parecidas a las temperaturas medidas en condiciones estáticas de los pozos (Arellano *et al.*, 2006). En Los Humeros se han registrado temperaturas muy altas ( $>400^\circ\text{C}$ ), de acuerdo con Truesdell (1991), y Quijano y Torres (1995).

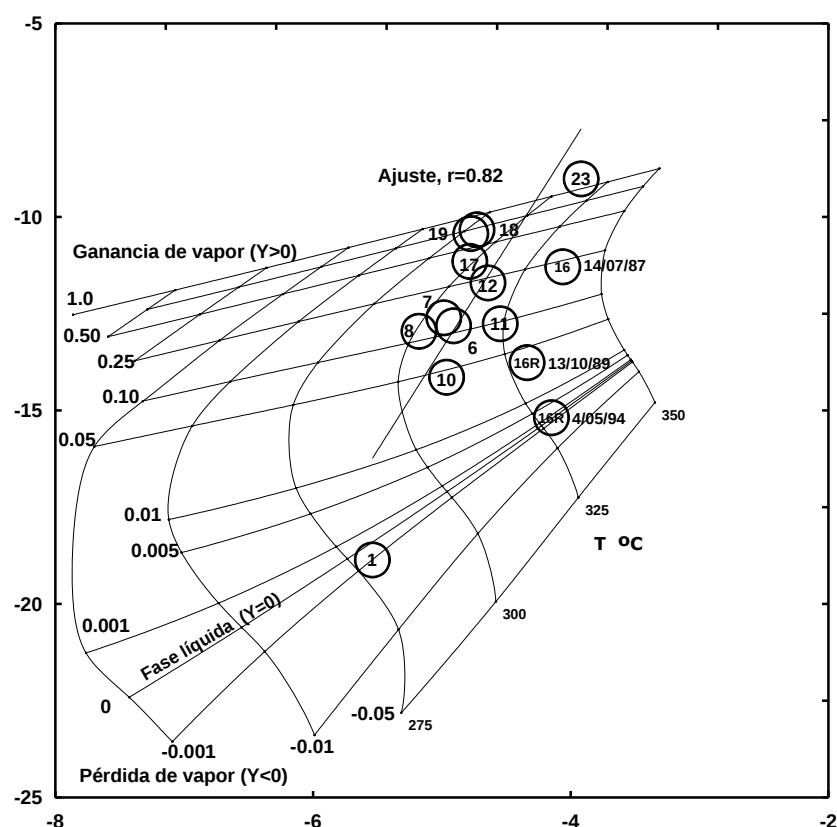


Fig. 3. Diagrama característico FT-HSH2 y datos de gases colectados en 1987 (Barragán *et al.*, 1988; Arellano *et al.*, 2003).

### Condiciones del yacimiento en estado natural

La Figura 3 muestra un diagrama característico FT-HSH2 y resultados de datos de gases colectados en 1987 (Barragán *et al.*, 1988; Arellano *et al.*, 2003). Como puede verse, la localización del pozo H-1 en el diagrama indica que no hay exceso de vapor de yacimiento en el fluido de alimentación del pozo, y una temperatura de yacimiento de  $278^\circ\text{C}$  la cual es muy parecida a resultados de estimaciones basadas en geotermómetros de fase líquida. En contraste, el pozo H-23 que es más profundo (2620 m) parece estar alimentado en el fondo por un fluido con una saturación de líquido muy pequeña y una temperatura de  $\sim 320^\circ\text{C}$ . El pozo H-23 tuvo una historia corta de producción, ya que se perforó en 1987 y se cerró en 1988. Sin considerar los datos del pozo H-16 (que será discutido más a detalle) en el diagrama, todos los demás puntos

muestran una tendencia lineal (coeficiente de correlación 0.82) que sugiere un proceso de mezcla entre dos componentes, siendo probablemente los fluidos de los pozos H-1 y H-23. Por tanto, las composiciones gaseosas probablemente resultan de la mezcla en diferentes proporciones de los dos fluidos. Por otra parte, los datos del pozo H-16 según la muestra colectada en 1987 parecen respetar la tendencia general de mezcla aunque indican una temperatura mayor ( $>330^\circ\text{C}$ ) y un exceso de vapor de yacimiento moderado (20%).

El pozo H-16 se perforó inicialmente a una profundidad de 2048 m y producía fluidos de los dos yacimientos dependiendo de sus condiciones de operación. En 1988 el pozo fue cementado en su tubería profunda y terminado a 1383 m debido a problemas de obturación-corrosión ocurridos por ingreso de fluidos ácidos del yacimiento profundo (Barragán *et al.*, 1989; Truesdell, 1991). Los puntos correspondientes al pozo reparado (H-16R) muestran menores fracciones de vapor de yacimiento aunque temperaturas muy altas. La muestra colectada en 1994 (Tello, 1992) proviene de una fase líquida equilibrada en el yacimiento ( $y = 0$ ). El perfil de  $\text{CO}_2$  en la fase líquida del yacimiento se presenta en la Figura 4. Como puede verse, el perfil indica la ocurrencia de separación de vapor y condensación parcial con reflujo de condensado que concentra las especies volátiles en los niveles someros del yacimiento. Este proceso convectivo parece descargar un condensado de pH muy ácido preferentemente hacia la zona anteriormente denominada Colapso Central donde se localiza el pozo H-16R. Esto se corrobora por la concentración de  $\text{CO}_2$ , que es mucho más alta en el pozo H-16R que en el pozo H-1, (localizado en el Corredor de Maztaloya), aunque ambos pozos tienen aproximadamente la misma profundidad. Por lo tanto, los resultados sugieren que la acidez observada en algunos pozos en el pasado pudo haberse debido al proceso convectivo del yacimiento y a la dirección preferencial de descarga de condensado hacia la zona del Colapso Central. El perfil de oxígeno-18 del fluido del yacimiento confirmó esta hipótesis (Barragán *et al.*, 2003) ya que el contenido de oxígeno-18 en el pozo H-16R es muy ligero (característico de condensado) comparado con el del pozo H-1. El pozo H-16R se cerró en 2005 debido al ingreso de fluidos de menor temperatura.

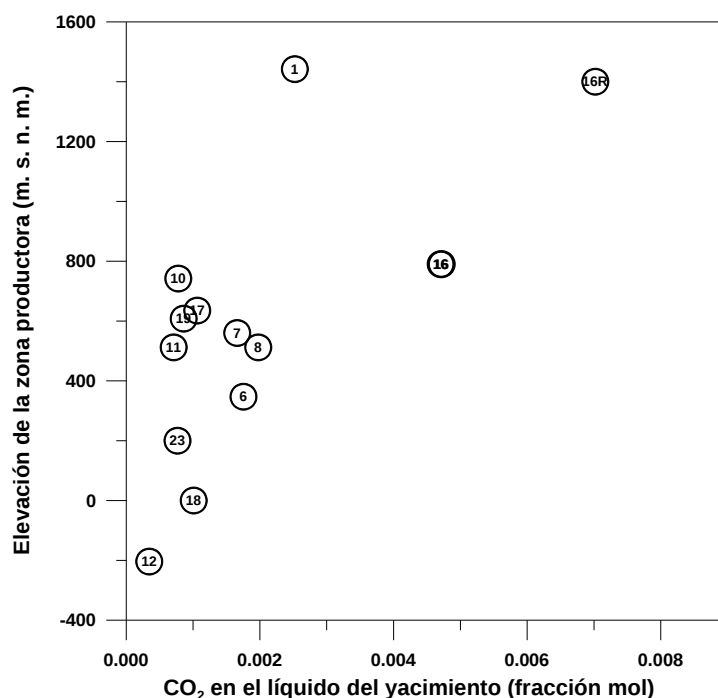


Fig. 4. Perfil de  $\text{CO}_2$  en la fase líquida del yacimiento según datos de condiciones iniciales (Arellano et al., 2003).

## Resultados y discusión

Los pozos seleccionados para este estudio son el H-1, que es representativo del yacimiento somero, y el H-7, que produce del yacimiento profundo. El pozo H-1 original se perforó en 1981 a una profundidad de 1458 m; el pozo operó hasta julio de 1995 y posteriormente se desvió debido a problemas de obturación. El pozo reparado (H-1D) se terminó a una profundidad de 1850 m y empezó a operar en noviembre de 1995. Por su parte, el pozo H-7 se perforó en 1983 a una profundidad de 2340 m e inició su operación en 1984; desde entonces el pozo ha estado en producción continua.

### Pozos H-1, H-1D

La Figura 5 presenta la clasificación del fluido del pozo H-1 en un diagrama  $\text{Cl-SO}_4\text{-HCO}_3$ . Como puede verse, la fase líquida es de tipo bicarbonatado lo que puede deberse a que contiene condensado rico en  $\text{CO}_2$ . La Figura 6 muestra el diagrama de equilibrio Na-K-Mg (modificado de Giggenbach, 1988) y los datos promedios anuales de los pozos H-1 y H-1D. Como se observa, los puntos forman una tendencia lineal (coeficiente de correlación 0.79), que indica mezcla de fluidos. Algunos puntos muestran equilibrio parcial con la roca mientras que los datos de los años 1985, 1994, 1995, y desde 2001 muestran equilibrio total. La

temperatura de yacimiento estimada mediante este diagrama (TCCG) indica valores relativamente bajos, entre 230 y 250° C; el geotermómetro Na/K (Giggenbach, 1988) indica valores del orden de 280° C.

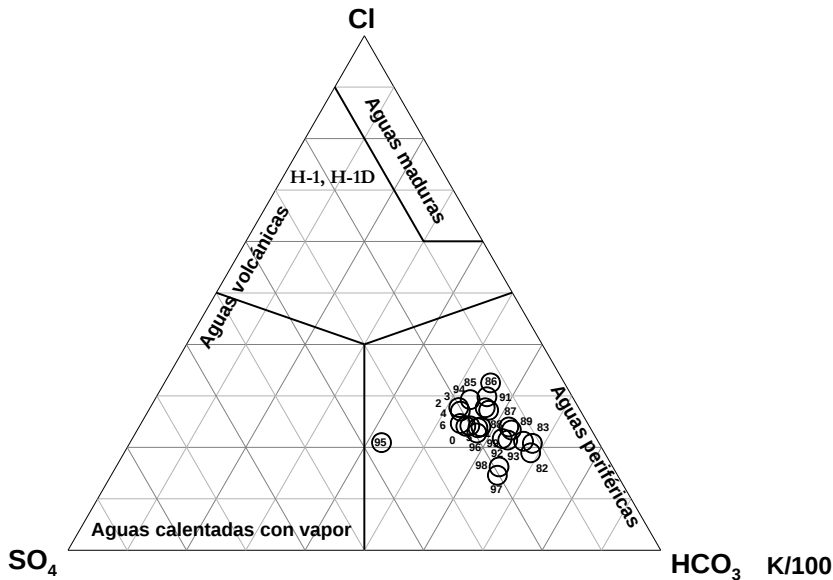


Fig. 5. Contenido relativo de  $\text{Cl-SO}_4\text{-HCO}_3$  de los pozos H-1 y H-1D del campo geotérmico de Los Humeros (Giggenbach, 1992).

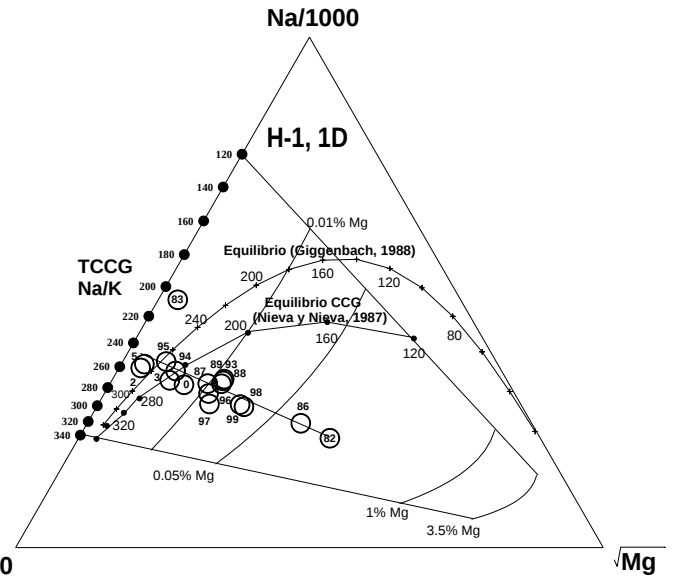


Fig. 6. Diagrama de equilibrio Na-K-Mg (modificado de Giggenbach, 1988) y datos promedios anuales de los pozos H-1 y H-1D.

La Figura 7 muestra el diagrama FT-HSH2 de los pozos H-1 y 1D; los puntos representan valores promedio en el tiempo. En el pozo H-1 (flecha delgada) los puntos indican un valor pequeño de exceso de vapor (menor a 5%) desde 1986 y un valor despreciable en 1995 antes de su reparación.

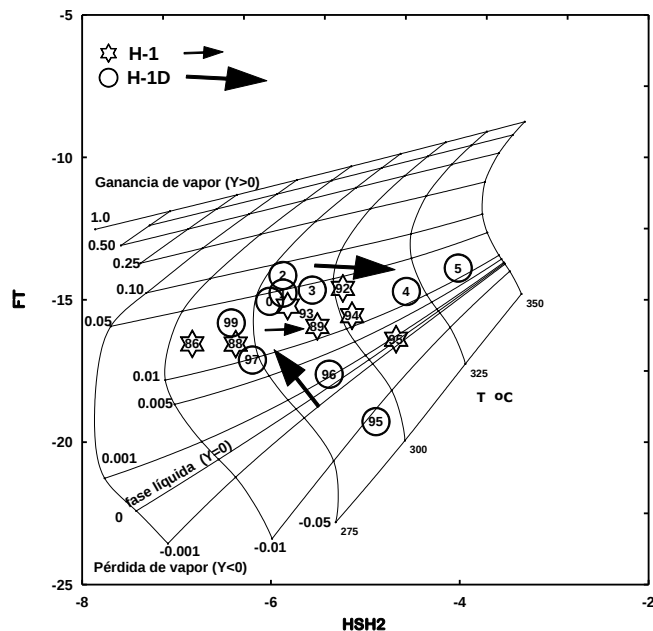


Fig. 7. Diagrama FT-HSH2 de los pozos H-1 y 1D; los puntos representan valores promedio anuales.

Al mismo tiempo se observan incrementos importantes en la temperatura de yacimiento a través del tiempo, de 260° C en 1986 a 310° C en 1995. En 1995 se nota el arribo al pozo de fase líquida equilibrada, lo que puede ser una indicación del ingreso de fluidos del yacimiento profundo que pudo ocurrir por la disminución de presión en el yacimiento más somero. Sin embargo, de acuerdo al modelo conceptual del yacimiento, la temperatura en el yacimiento superior se estimó entre 300 y 330° C, por lo que la temperatura obtenida con los datos de 1995 se encuentra dentro del intervalo.

Los puntos correspondientes al pozo reparado H-1D muestran dos tendencias. Una de ellas es un incremento en el exceso de vapor junto con disminución de temperatura, de 1995 a 1999. El punto de 1995 indica que el pozo produjo fase líquida que había perdido algo de vapor por ebullición, a una temperatura de 290° C. La tendencia observada se debe a recarga de fluidos periféricos ricos en gas; en el caso de pozos de vapor del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., esta tendencia se relacionó con la presencia de retornos de reinyección en fase vapor en las descargas (Barragán *et al.*, 2006). La reinyección en Los Humeros empezó

reinyección en fase vapor en las descargas (Barragán *et al.*, 2006). La reinyección en Los Humeros empezó

en 1995, por lo que la posibilidad de existencia de retornos de reinyección en fase vapor no debe desecharse, aunque la cantidad de fluido de retorno es pequeña ya que las condiciones de entalpía del pozo no se ven modificados (Arellano *et al.*, 2006). La otra tendencia muestra un incremento en la temperatura y una disminución en el exceso de vapor, y se observa de 2000 a 2005. Este comportamiento se interpreta como el ingreso de recarga profunda y más caliente al pozo. La temperatura de yacimiento estimada por el método FT-HSH2 indica valores muy altos en 2004 y 2005, de 320 y 333° C, respectivamente. Esto probablemente se debe al incremento en la concentración de  $H_2S$  que se nota no sólo en el pozo H-1 sino en la mayoría de los pozos estudiados. Estas altas temperaturas aún se encuentran contenidas en el intervalo de valores sugeridos para el yacimiento superior, pero también se observó un incremento en la producción del pozo de 2001 a 2005 (Arellano *et al.*, 2006). En Los Humeros, estudios realizados sobre la sismicidad de la zona mostraron un incremento (Lermo *et al.*, 2002), lo que probablemente favoreció un incremento en la permeabilidad secundaria del sistema, permitiendo el ascenso de fluidos más profundos al estrato superior.

### Pozo H-7

La Figura 8 muestra la clasificación de la fase líquida que produce el pozo H-7, siendo la entalpía de cabezal del pozo prácticamente la de vapor, esta fase líquida es escasa. Como puede verse, la composición química del agua tiene una tendencia hacia la composición de las “aguas volcánicas”. La Figura 9 presenta el diagrama de equilibrio Na-K-Mg y los datos promedio anuales del pozo H-7, en esta Figura se observa la tendencia lineal de mezcla (coeficiente de correlación 0.8) así como equilibrio parcial con la roca, con excepción de los puntos de 1985 y 1986. La tendencia indica una temperatura de yacimiento de casi 260° C (TCCG, Nieva y Nieva, 1987) y aproximadamente 280°C si se considera el geotermómetro Na/K de Giggenbach (1988).

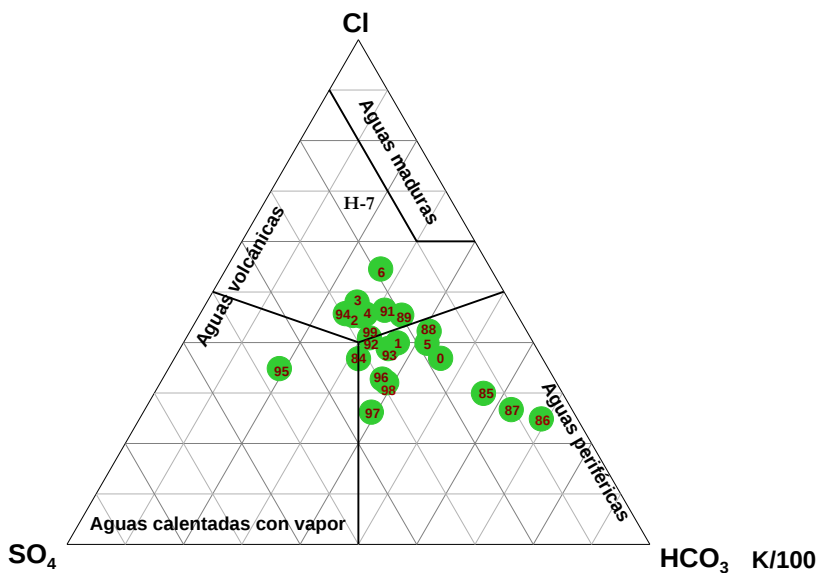


Fig. 8. Clasificación del fluido del pozo H-7 del campo de Los Humeros en un diagrama Cl-SO<sub>4</sub>-HCO<sub>3</sub> (Giggenbach, 1992).

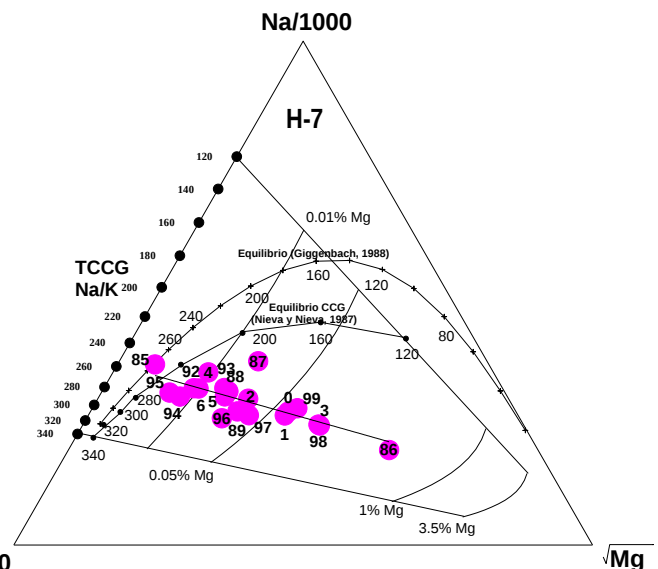


Fig. 9. Diagrama de equilibrio Na-K-Mg (modificado de Giggenbach, 1988) y datos promedio anuales del pozo H-7.

La Figura 10 muestra el diagrama FT-HSH2 de los datos promedio anuales del pozo H-7. También aquí se observan dos tendencias, una de las cuales es un incremento de temperatura aunado a una disminución del exceso de vapor de yacimiento y ocurre en dos periodos: de 1985 a 1995 y de 2000 a 2005. Esta tendencia se relaciona con procesos de recarga de fluidos profundos de mayor temperatura. Entre 2002 y 2005 se observa que el exceso de vapor disminuyó de 15% a 2% mientras que la temperatura se incrementó de 315 a 350° C, lo cual, como se explicó en el caso del pozo H-1, se debe al aumento en la concentración de  $H_2S$ . También

entre 2002 y 2005 se observó un pequeño incremento en la presión de fondo de pozo (Arellano *et al.*, 2006) lo que soporta la entrada de recarga profunda. La otra tendencia observada en la Figura 10 es una disminución de temperatura junto con un incremento en el exceso de vapor, lo cual se observa de 1995 a 2000. Como en el caso del pozo H-1, esta tendencia se relaciona con el ingreso de retornos de reinyección en fase vapor al pozo.

## Conclusiones

El análisis de los cambios en composición química de fluidos de pozos del campo geotérmico de Los Hornos permitió identificar procesos importantes del yacimiento como consecuencia de la explotación. En el pozo H-1 (H-1D desde noviembre de 1995) los cambios químicos en la fase líquida vistos en la composición relativa Na-K-Mg implican un cambio en el grado de equilibrio agua-roca, de condiciones de equilibrio parcial a equilibrio total, principalmente de 2001 a 2006. En el pozo H-7, que produce escasa fase líquida, la composición relativa Na-K-Mg indica equilibrio parcial agua-roca.

El proceso más importante indica la ocurrencia de recarga profunda, que parece ocurrir durante el periodo que va de 1986 a 1995 y de 2000 a 2005 en el pozo H-1 (H-1D desde noviembre de 1995), y de 2000 a 2005 en el pozo H-7. Este proceso se puede deber a un incremento natural de la permeabilidad del sistema, lo que a su vez pudo haber sido causado por un aumento en la actividad sísmica de la zona. Al mismo tiempo, se infiere la presencia de retornos de reinyección en fase vapor en las descargas de los dos pozos (H-1 y H-7) durante 1995-2000.

El método usado para analizar los cambios en composición gaseosa puede sobre-estimar la temperatura del yacimiento, pero las tendencias encontradas son útiles para evaluar al menos de manera cualitativa las condiciones del yacimiento y los cambios relacionados con su explotación.

## Agradecimientos

Los autores agradecen a la Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos y Residencia de Los Hornos por proveer datos y permitir la publicación de este trabajo. Los resultados son parte del proyecto “Respuesta del yacimiento de Los Hornos a la explotación” desarrollado de manera conjunta por la CFE y el IIE en 2006.

## Referencias

Arellano, V.M., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, and D. Nieva, 2003. An updated conceptual model for the Los Hornos geothermal reservoir. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 124, pp. 67-88.

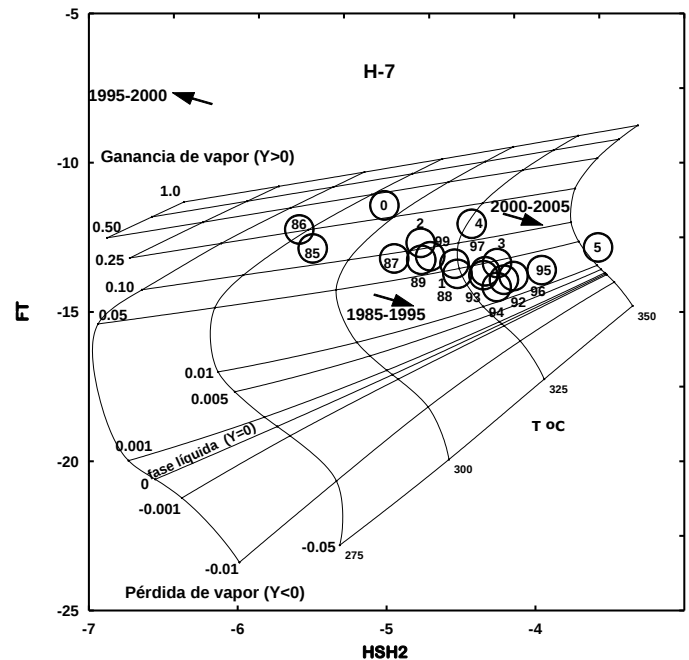


Fig. 10. Diagrama FT-HSH2 y datos promedio anuales del pozo H-7.

- Arellano, V.M., R.M. Barragán, A. Aragón, K.M. Aguilar y P. García, 2006. Respuesta del yacimiento de Los Humeros a la explotación. Informe IIE/11/13121 para la Comisión Federal de Electricidad, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Mor., México, 560 p. Inédito.
- Barragán, R.M., E. Santoyo, D. Nieva, E. Portugal y M.P. Verma, 1988. Caracterización de yacimientos geotérmicos por medio de la determinación de parámetros físico-químicos, Capítulo 7, Parte 2, Observaciones geoquímicas preliminares de los fluidos del campo geotérmico de Los Humeros. Informe interno del Instituto de Investigaciones Eléctricas No. IIE/11/2386/I 01/F, Cuernavaca, México, pp. 195-239. Inédito.
- Barragán, R.M., M. Cervantes, R. Díaz, V.H. Garduño, E. González, S. Holguín, F. Meza, D. Nieva, R. Oliver, N. Rosas y J.A. Sampredo, 1989. Caracterización del fenómeno de corrosión-obtención de pozos de Los Humeros. Informe IIE/11/3753/I para la CFE, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, México, 83 p. Inédito.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, D. Nieva, E. Portugal, and R. Tovar, 2003. Chemical and isotopic ( $\delta^{18}\text{O}$ ,  $\delta\text{D}$ ) behavior of the Los Humeros (Mexico) geothermal fluids. *International Symposium on Isotope Hydrology and Integrated Water Resources Management*, International Atomic Energy Agency, IAEA-CN-104/P-97, Viena, Mayo 19-23.
- Barragán, R.M., V.M. Arellano, E. Portugal, F. Sandoval, and N. Segovia, 2006. Changes in gas composition of the Los Azufres (Mexico) geothermal fluids related to exploitation. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 30, pp. 9-13.
- Campos E., J.O., and V.H., Garduño, 1987. The shallow structure of Los Humeros and Las Derrumbadas geothermal fields, México. *Geothermics*, Vol. 16, pp. 539-554.
- D'Amore, F., 1992. Gas geochemistry as a link between geothermal exploration and exploitation. In: *Applications of geochemistry in geothermal reservoir development*, F. D'Amore (Coordinador) UNITAR/UNDP, pp. 93-117.
- D'Amore, F., 1998. Time evolution of chemical and physical parameters of the reservoir fluid in Ahuachapan geothermal field (El Salvador). Informe interno para la International Atomic Energy Agency, 125 p. Inédito.
- D'Amore, F., and A.H., Truesdell, 1995. Correlation between liquid saturation and physical phenomena in vapor-dominated geothermal reservoirs. *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Florencia Italia, Vol. 3, pp. 1927-1932.
- Giggenbach, W.F., 1988. Geothermal solute equilibria. Derivation of Na-K-Mg-Ca-geoindicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol. 52, pp. 2749-2765.
- Giggenbach, W.F., 1992. Chemical techniques in geothermal exploration. In: *Applications of geochemistry in geothermal reservoir development*, F. D'Amore (Coordinador) UNITAR/UNDP, pp. 119-144.
- Gutiérrez Negrín, L.C.A., 2007. 1997-2006: A decade of geothermal power generation in Mexico. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 31, pp. 167-171.

- Lermo, J., C. Lorenzo, W. Kemper y H. Kemper, 2002. Mantenimiento preventivo y calibración del equipo electrónico de la red sísmica del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. Informe DEX-HU-00/2002 del Instituto de Ingeniería, UNAM, México D. F., para la Comisión Federal de Electricidad. Inédito.
- Nieva, D., and R. Nieva, 1987. A cationic geothermometer for prospecting of geothermal resources. *Heat Recovery Systems & CHP*, Vol. 7 (3), pp. 243-258.
- Quijano, J.L., and M. Torres, 1995. The Los Humeros geothermal reservoir, a case of very high temperature system. *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Florencia Italia, Vol. 3, pp. 1569-1573.
- Tello H., E., 1992. Características geoquímicas e isotópicas de los fluidos producidos por los pozos de Los Humeros, Puebla. *Geotermia*, Vol. 8, pp. 3-48.
- Truesdell, A.H., 1991. Origins of acid fluids in geothermal reservoirs. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 15, pp. 289-296.

# **Análisis de datos de producción y condiciones termodinámicas del fluido de alimentación de pozos de Los Humeros, Pue.**

**Víctor Manuel Arellano Gómez<sup>1</sup>, Alfonso Aragón Aguilar<sup>1</sup>, Rosa María Barragán Reyes<sup>1</sup>, Magaly Flores Armenta<sup>2</sup>, Miguel Ramírez Montes<sup>2</sup> y Rigoberto Tovar Aguado<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia, Reforma 113, Col. Palmira, 62490

Cuernavaca, Morelos, México. <sup>2</sup>Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos

Geotermoeléctricos, Morelia, Michoacán, México. <sup>3</sup>CFE, Residencia Los Humeros, Campamento Maztloya.

Correo: [vag@iie.org.mx](mailto:vag@iie.org.mx).

---

## **Resumen**

Se realizó un análisis de los datos de producción de 22 pozos del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., México, con objeto de estimar las condiciones termodinámicas (presión y entalpía) de sus fluidos de alimentación y su evolución en el tiempo como respuesta a la explotación. Las condiciones a fondo de pozo se obtuvieron al simular las historias de producción de los pozos mediante el simulador numérico WELLSIM. La temperatura de fondo se estimó mediante el método de equilibrio gaseoso FT-HSH2 ya que fue el que proporcionó las menores diferencias con respecto a las temperaturas máximas medidas bajo condiciones estáticas. Para estimar las velocidades de cambio de las variables termodinámicas a fondo de pozo, presión y entalpía, se utilizaron los modelos lineal y armónico. Los resultados globales indican tasas promedio de disminución de la presión de entre 0.92 y 1.03 bar/año, según los modelos lineal y armónico; aumentos de la entalpía de entre 9.4 y 10.3 kJ/kg/año, según los modelos lineal y armónico y un incremento en la temperatura de aproximadamente 1.2° C/año mediante el modelo lineal. Las tasas de cambio se consideran bastante moderadas y se deben en buena medida a la recarga del yacimiento profundo. Los pozos que muestran las mayores declinaciones en la presión son el H-35, el H-1 y el H-1D; entre los pozos que muestran los mayores incrementos de entalpía están el H-1D, el H-3D y el H-19D. La mayoría de los pozos muestran un incremento en la temperatura aunque en los pozos H-16R y H-36 se nota una disminución debido a algún daño mecánico o a una mala comunicación con el yacimiento profundo.

*Palabras clave:* Los Humeros, monitoreo de yacimientos, condiciones termodinámicas, simulación de pozos.

## **Analysis of production data and fluid thermodynamic conditions in wells of Los Humeros, Pue.**

### **Abstract**

Production data from 22 wells of the Los Humeros geothermal field in Puebla, Mexico, were analyzed to estimate the thermodynamic conditions (pressure and enthalpy) of the bottom-hole fluids entering the wells and the changes to the fluids after exploitation. The bottom-well conditions were obtained by simulating the production histories of the wells, using the WELLSIM numerical simulator. The reservoir temperature was estimated by the FT-HSH2 gas-equilibrium method, which provided values matching very well the measured-well temperatures under static conditions. To estimate the rates of change of the well-bottom thermodynamic variables—pressure and enthalpy—the linear and the harmonic methods were used. According to these models, overall results indicated pressure-decline rates of between 0.92 (linear method) and 1.03 bar/year (harmonic method), average enthalpy increases of between 9.4 (linear) and 10.3 (harmonic) kJ/kg/year, and a temperature increase of about 1.2° C/year (linear method). These rates of parameter change

were considered moderate, likely due to recharge from the deeper reservoir. The wells showing higher-pressure declines were H-35, H-1, and H-1D; and the wells showing higher-enthalpy increases were H-1D, H-3D, and H-19D. Most wells showed temperature increases, although a temperature decrease was noticed in wells H-16R and H-36, probably due to mechanical damage in the wells or weak communication with the deeper reservoir.

**Keywords:** Los Humeros, reservoir monitoring, thermodynamic conditions, well simulation.

## Introducción

El campo geotérmico de Los Humeros, localizado en el estado de Puebla, México (Figura 1), ha sido explotado comercialmente desde 1991 y actualmente cuenta con una capacidad instalada de 40 MW. Se han perforado más de 40 pozos de los cuales 18 son productores, 4 son reinyectores y el resto son pozos exploratorios o de monitoreo (López, 2006). Desde la etapa de exploración, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha realizado el monitoreo de la producción en los pozos, que consiste en efectuar mediciones a condiciones de cabezal (gastos, presión y entalpía) a diferentes condiciones de operación con el objeto de contar con información básica y confiable para realizar estudios de ingeniería de yacimientos, que faciliten la toma de decisiones durante la explotación del recurso.

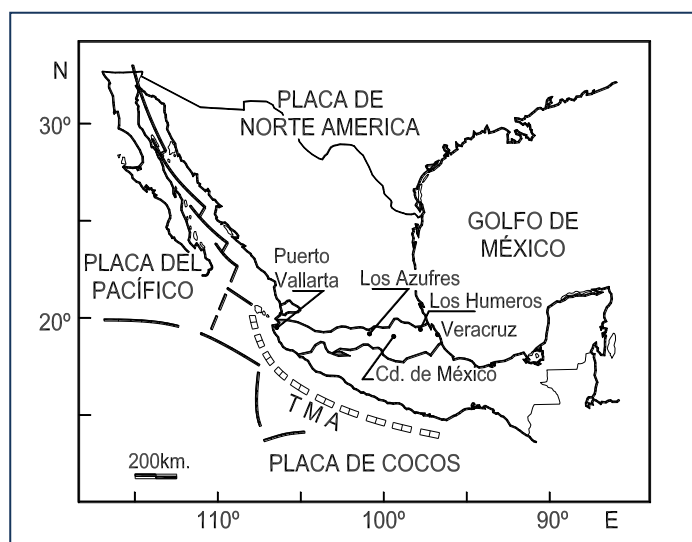


Fig. 1. Localización de Los Humeros

A partir de los datos de producción es posible estimar las condiciones termodinámicas de los fluidos alimentadores mediante la simulación de flujo de calor y de fluidos en los pozos. Esta información, aunada a mediciones de fondo, complementa el proceso de caracterización del yacimiento y ayuda a identificar problemáticas a futuro, como podría ser una declinación temprana de la producción que impactara la productividad del campo.

El campo de Los Humeros es un sistema complejo en el que algunos pozos reciben fluidos de al menos dos yacimientos o estratos productores de diferentes características termodinámicas (Torres, 1995; Quijano y Torres, 1995; Arellano *et al.*, 1998; 2003).

En general los pozos producen descargas de alta entalpía con mínima cantidad de fase líquida y con excepción del pozo H-1 (H-1D, desde 1995) el líquido tiene características de un condensado.

El objetivo de este trabajo es investigar las condiciones termodinámicas de los fluidos de fondo de pozo y su variación en el tiempo, mediante la simulación de flujo de calor y de fluidos en pozos geotérmicos a partir de historiales de datos de producción, así como estimar las tasas globales de declinación o incremento de estas variables como respuesta a la explotación. Este trabajo incluye datos de los siguientes 22 pozos del campo: H-1, H-1D, H-3D, H-6, H-7, H-8, H-9, H-11D, H-12, H-15D, H-16R, H-17D, H-19, H-20, H-30, H-31, H-32, H-33, H-34, H-35, H-36 y H-37.

## Metodología

En primer término se realizó el estudio de los datos de gastos máscicos producidos por los pozos, se calculó la producción total y anual tanto de líquido como de vapor y se calcularon las velocidades de cambio anuales. Asimismo, se estudiaron los historiales de gastos inyectados en el tiempo. La Figura 2 presenta el mapa de localización de pozos, en donde se indican los pozos estudiados.

Para obtener la presión y la entalpía a fondo de pozo, se simuló el flujo de fluidos y calor en los pozos mediante el simulador WELLSIM (Gunn y Freeston, 1991), tomando como datos de entrada las historias de producción y la geometría de los pozos. WELLSIM es un simulador de pozos geotérmicos en diferencias finitas, que considera flujo multifásico unidimensional y estado estacionario y es útil en la simulación de pozos verticales o desviados de diámetro variable. Este simulador ha sido ampliamente validado contra datos de campo (Calum, 1992; 1993; Molina *et al.*, 1998). La temperatura de yacimiento se estimó por medio del método FT-HSH2 (Siega *et al.*, 1999) ya que este método proporcionó las diferencias menores con respecto a las temperaturas máximas medidas en condiciones estáticas (Arellano *et al.*, 2006).

Las velocidades de cambio de las variables de producción y de las condiciones termodinámicas de los fluidos de fondo, se obtuvieron empleando dos modelos: a) el modelo lineal que consiste básicamente en un ajuste de las variables por el método de mínimos cuadrados; y b) el modelo de declinación armónica, (Sanyal *et al.*, 2000; Waldo, 2004) que suaviza los cambios en la producción por efecto de los cambios en el diámetro del orificio de producción. Una limitación del modelo lineal es que puede no reflejar la declinación real ya que no corrige los cambios en la producción debido a los cambios en el diámetro del orificio. Este efecto se minimiza en los pozos que cuentan con historias de producción largas, suponiendo que la tendencia general podría absorber los efectos de los citados cambios. Las velocidades de cambio obtenidas permiten identificar procesos físicos del yacimiento como respuesta a la explotación y proporcionan elementos de decisión para establecer políticas de explotación.

## Resultados y discusión

### Fluidos producidos

Hasta junio de 2006 la producción total de los pozos del campo de Los Humeros fue de 88,150,732 toneladas de fluidos, de los cuales 82.1% fue vapor y 17.9% líquido. En la Figura 3 se muestra la producción total anual de líquido, vapor y mezcla, así como el fluido reinyectado al yacimiento. Como puede verse a partir de 1982, la tendencia ha sido de aumento en la extracción de fluidos del campo, con valores máximos de casi seis millones de toneladas de fluidos al año.

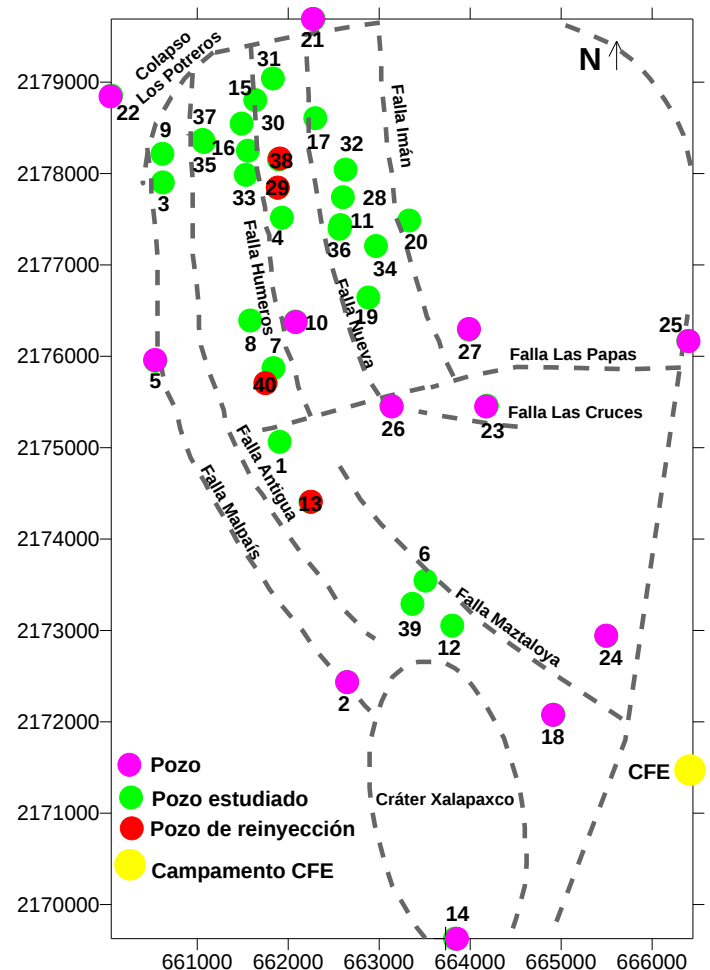


Fig. 2. Ubicación de pozos en Los Humeros

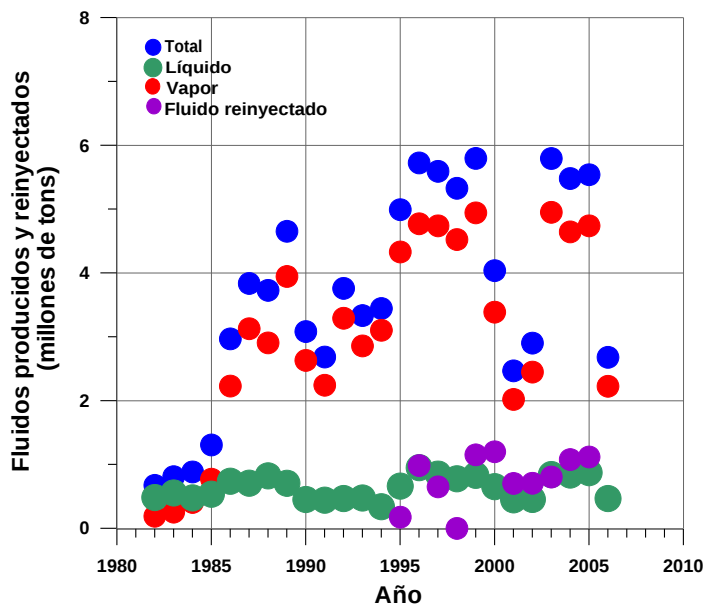


Fig. 3. Producción total anual de líquido, vapor y mezcla de pozos del campo geotérmico de Los Humeros y fluido reinyectado al yacimiento.

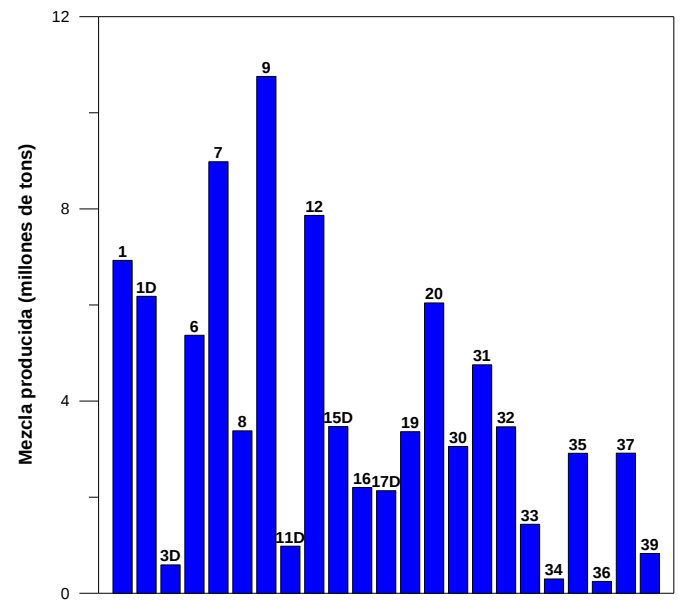


Fig. 4. Producción total de fluidos de los principales pozos del campo geotérmico de Los Humeros.

La producción total de fluidos de los principales pozos del campo se muestra en la Figura 4. En ella se observa que los pozos con mayor producción son el H-9, H-7 y H-12. Estos pozos son los que muestran la mayor producción de vapor. En general, se encontró que los ocho pozos que muestran la mayor producción de vapor (H-9, H-12, H-7, H-20, H-35, H-31, H-32, H-6 H-15D y H-37) se localizan al oeste de las fallas Los Humeros y Maztaloya. En contraste, los mayores productores de líquido son los pozos H-1, H-1D y H-6.

Las velocidades de cambio en la producción de los pozos, según el modelo de declinación armónica, se muestran en la Figura 5. Los pozos que muestran la mayor disminución en la producción de líquido son el H-1, el H-1D y el H-19D; el pozo H-37D es el único pozo que muestra un incremento significativo en su producción de líquido (0.24 t/h/año, según el modelo armónico). La mayoría de los pozos muestra un comportamiento bastante estable. Los pozos que presentan la mayor disminución en la producción de vapor son el H-1, el H-9, y el H-33. Entre los pozos que muestran un incremento en la producción de vapor se encuentran el H-1D, H-20 y H-6.

### Presión, entalpía y temperatura de fondo

Los resultados promedio anuales de la presión y la entalpía de fondo para cada pozo se procesaron en diagramas presión-entalpía para estudiar los cambios en el tiempo e integrar esta información con otras líneas de evidencia en la búsqueda de los procesos de yacimiento responsables de los cambios, (Arellano *et al.*, 2006). Como ejemplo, en la Figura 6 se muestra la evolución de estas variables en el pozo H-1. En esta figura puede verse que entre 1982 y 1993 la presión disminuye y la entalpía se incrementa. Esta tendencia indica que las condiciones termodinámicas en el fondo del pozo evolucionaron de un proceso de ebullición local a un proceso de ebullición moderado. El simulador de pozos estimó un incremento en la fracción de vapor en el fluido de alimentación del 5 al 35% de 1982 a 1993. Esto indica que en general el pozo se mueve sobre una línea de ebullición con ganancia de vapor.

En la Figura 7 se presentan las velocidades de cambio de la presión de fondo en los pozos, estimada con el modelo armónico. Los pozos que muestran las mayores disminuciones en la presión de fondo de pozo son el H-1, H-1D y H-35, mientras que un número significativo de pozos muestra cierto incremento de presión,

entre los que se encuentran el H-6, H-15D y H-32. En la Figura 8 se muestra el comportamiento de la presión promedio de fondo de los pozos estudiados. Como puede verse la presión disminuye rápidamente de 1982 a 1994; posteriormente se estabiliza entre 1995 y 2000 y finalmente se incrementa de 2001 al 2005. El incremento de la presión está afectado tanto por los cambios de orificio de producción como por la llegada de fluidos a los pozos.

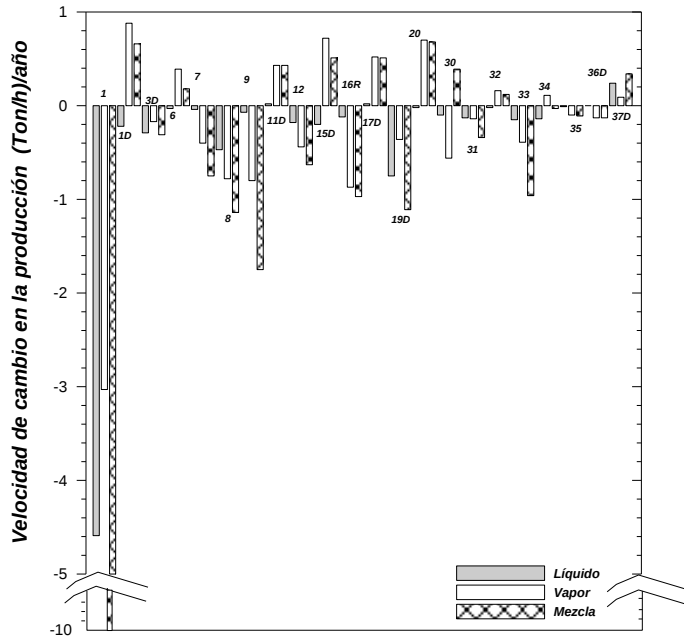


Fig. 5. Velocidades de cambio en la producción de los pozos, según el modelo de declinación armónica.

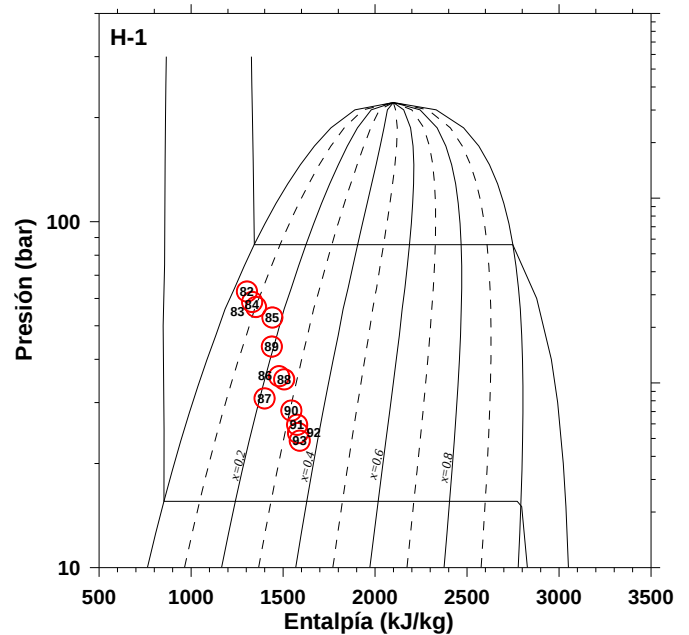


Fig. 6. Evolución en el tiempo de la presión y de la entalpía de fondo medidas en el pozo H-1 de Los Humeros.

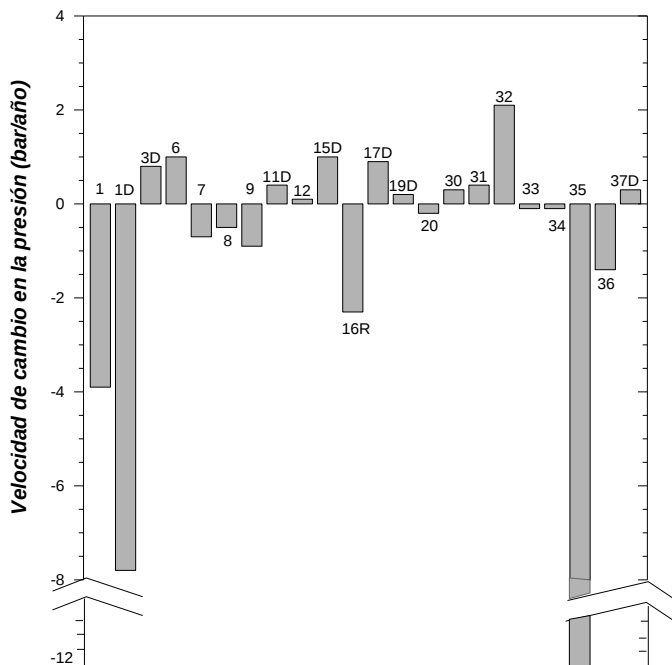


Fig. 7. Velocidades de cambio de la presión de fondo en los pozos estimadas con el modelo armónico.

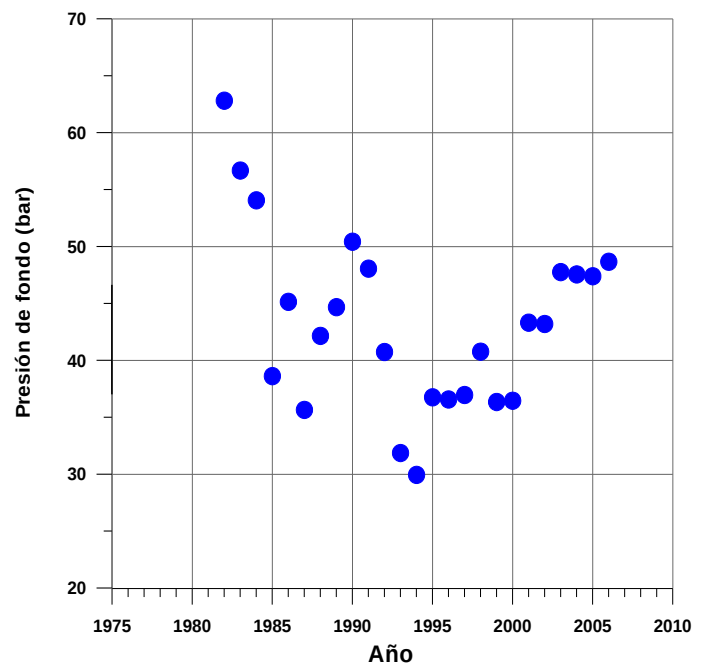


Fig. 8. Comportamiento de la presión promedio a fondo de pozo obtenida de los pozos estudiados.

En la Figura 9 se presentan las velocidades de cambio de la entalpía de fondo en los pozos estimadas con el modelo armónico. Los pozos que presentan el mayor incremento en la entalpía de fondo son: H-1D, H-3D, y H-19D, mientras que los pozos H-16R (reparado) y H-37D muestran una disminución.

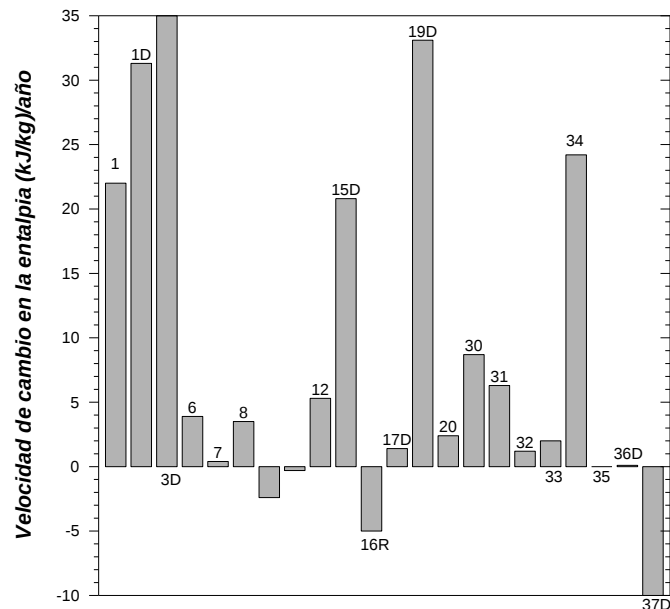


Fig. 9. Velocidades de cambio de la entalpía de fondo en los pozos, estimadas con el modelo armónico.

cercanos a las temperaturas medidas en pozos a condiciones estáticas. En general en el campo se observa un incremento de temperatura a una velocidad de  $1.2^{\circ}\text{C/año}$ . Esto probablemente se debe al ascenso de fluidos profundos y calientes que se mezclan con los fluidos del yacimiento superior (Arellano *et al.*, 2006); sin embargo, también se observa que algunos pozos muestran disminuciones de entalpía (H-16R y H-36), lo que puede deberse a algún daño mecánico. Por otra parte, hay algunos pozos (H-33, H-34 y H-37) que probablemente no se encuentran bien conectados al yacimiento profundo, en los que el proceso de ebullición ha provocado algún enfriamiento.

En resumen, las velocidades de cambio promedio de la presión están entre  $-0.92$  y  $-1.03$  bar/año, las de la entalpía entre  $9.4$  y  $10.3$  (kJ/kg)/año según los modelos lineal y armónico, respectivamente, y el incremento global de la temperatura es de aproximadamente  $1.2^{\circ}\text{C/año}$ . Estas velocidades de cambio son bastante moderadas y como se ha mencionado, lo más probable es que se deben al ingreso de fluidos más calientes desde el yacimiento más profundo.

## Conclusiones

Se realizó el estudio de datos de producción de 22 pozos del campo geotérmico de Los Humeros para investigar las velocidades de cambio promedio de la producción másica, así como de las condiciones termodinámicas (presión y entalpía) de fondo y temperatura de yacimiento estimadas con los modelos lineal

En la Figura 10 se exhibe el comportamiento de la entalpía promedio a condiciones de fondo de los pozos estudiados, notándose un rápido incremento de 1982 a 1986, y posteriormente un ligero incremento, con un promedio de  $2500$  kJ/kg.

En la Figura 11 se muestran las velocidades de cambio de la temperatura de yacimiento (según el modelo lineal) en los pozos, obtenidas mediante el método de equilibrio gaseoso FT-HSH2. Este método considera varios equilibrios de reacciones gaseosas asumiendo que el buffer mineral pirita-magnetita-hematita es el que controla la concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  en los fluidos. Este método se considera adecuado cuando las descargas de los pozos contienen una apreciable cantidad de gases no condensables (D'Amore, 1998), como en el caso de Los Humeros. Los resultados de temperatura obtenidos por este método fueron los más

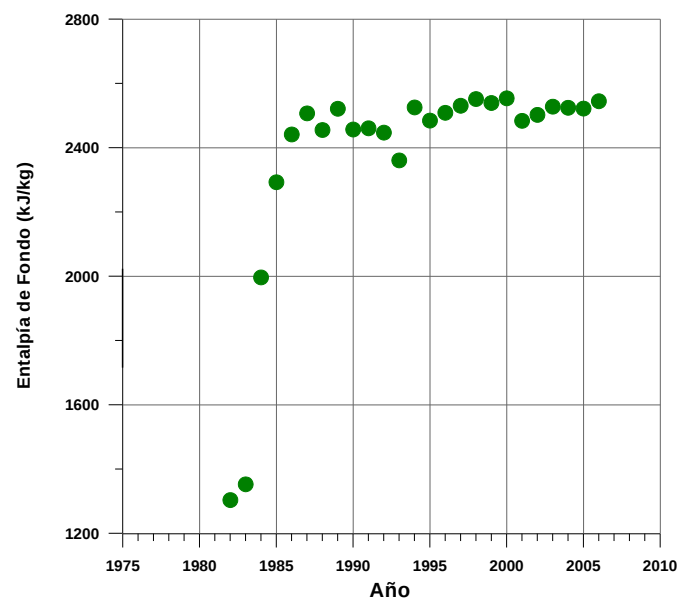


Fig. 10. Comportamiento de la entalpía promedio a fondo de pozo obtenida de los pozos estudiados.

y armónico para todos los pozos del campo. Las variables de fondo se obtuvieron mediante el uso del simulador de flujo de fluidos y calor en pozos WELLSIM, y la temperatura de yacimiento se estimó mediante el método de equilibrio gaseoso FT-HSH2. Los resultados de los modelos lineal y armónico fueron muy parecidos entre sí. Las velocidades de cambio en las variables estudiadas fueron consideradas bajas por lo que puede inferirse que la explotación no ha causado un efecto negativo en el yacimiento. Se identificaron los pozos con mayores declinaciones en su producción así como los pozos que presentaron incremento.

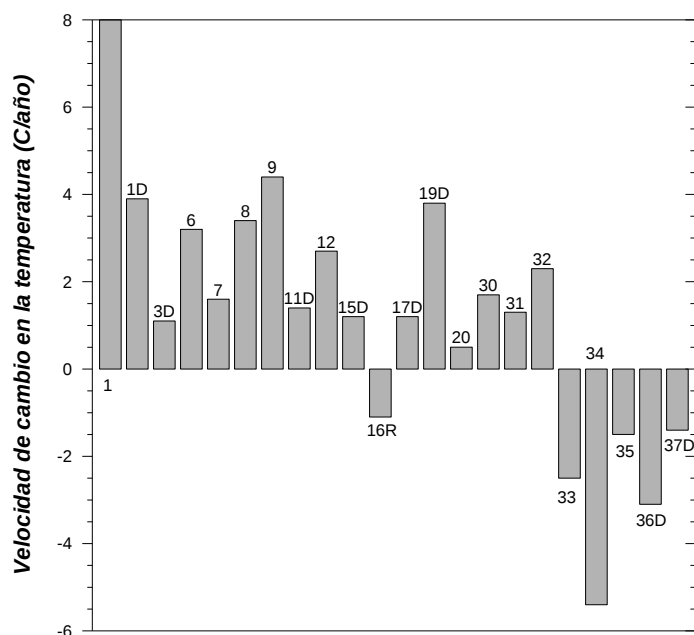


Fig. 11. Velocidades de cambio de la temperatura de yacimiento (FT-HSH2) en los pozos, obtenidas por el modelo lineal.

La interpretación integrada de los resultados del análisis de datos de producción con resultados de otras líneas de investigación ayudó a identificar los principales procesos de yacimiento como respuesta a la explotación. En general, las velocidades de cambio de la presión y la entalpía de fondo así como de la temperatura del yacimiento se consideraron bastante moderadas, y se deben en buena medida a la recarga del yacimiento profundo.

El análisis de datos de producción y la estimación de las condiciones termodinámicas de fondo de pozo debe ser un trabajo continuo para asegurar la longevidad del yacimiento de Los Humeros.

### Agradecimientos

Los autores agradecen a la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos por el permiso para la publicación de este trabajo. Los resultados son parte

del proyecto “Respuesta del yacimiento de Los Humeros a la explotación” desarrollado conjuntamente por CFE-IIE en 2006.

### Referencias

- Arellano, V.M., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, D. Nieva, E. Portugal e I. Torres, 1998. Desarrollo de un modelo básico actualizado del yacimiento de Los Humeros, Puebla. Informe IIE/11/11459/I01/F para la Comisión Federal de Electricidad, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Temixco, Mor., 450 p. Inédito.
- Arellano, V.M., A. García, R.M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón, and D. Nieva, 2003. An updated conceptual model for the Los Humeros geothermal reservoir. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 124, pp. 67-88.
- Arellano, V.M., R.M. Barragán, A. Aragón, K.M. Aguilar y P. García, 2006. Respuesta del yacimiento de Los Humeros a la explotación. Informe IIE/11/13121 para la Comisión Federal de Electricidad, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Mor., Mexico, 560 p. Inédito.
- Calum, G., 1992. Principles for wellbore simulator validation and calibration using matching analysis. *Geothermics*, Vol. 21 (3), pp. 341 – 376.

- D'Amore, F., 1998. Time evolution of chemical and physical parameters of the reservoir fluid in Ahuachapan geothermal field (El Salvador). Informe interno para la International Atomic Energy Agency, 125 p. Inédito.
- Gunn, C., and D. Freeston, 1991. Applicability of geothermal inflow performance and quadratic drawdown relationships to wellbore output curve prediction. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 15, pp. 471-475.
- López, O., 2006. Actualización del modelo geoquímico de Los Humeros, Pue., México. *Geotermia*, Vol. 19, No. 1, pp. 23-32.
- Molina, P.O., R.C.M. Malate, B.C. Buñing, D.M. Yglopaz, J.J.C. Austria, and A.M., Lacanilao, 1998. Productivity analysis and optimization of well SK-2D Mindanao I Geothermal Project, Philippines. *Proceedings Twenty-third Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, California, pp. 368-374.
- Quijano, J.L., and M. Torres, 1995. The Los Humeros geothermal reservoir, a case of very high temperature system. *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Florencia, Italia, Vol. 3, pp. 1569-1573.
- Siega, F.L., N.D. Salonga, and F. D'Amore, 1999. Gas equilibria controlling H<sub>2</sub>S in different Philippine geothermal fields. *Proceedings of the 20<sup>th</sup> Annual PNOC-EDC Geothermal Conference*, Manila, Filipinas, pp. 29-35.
- Sanyal, S.K., S.J. Butler, P.J. Brown, K. Goyal, and T. Box, 2000. An investigation of productivity and pressure decline trends in geothermal steam reservoirs. *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu, Tohoku, Japan, pp. 873-877.
- Torres, M.A., 1995. Characterization of the reservoir of the Los Humeros, Mexico geothermal field. *Proceedings World Geothermal Congress 1995*, Florencia, Italia, Vol. 3, pp. 1561-1567.
- Waldo Z., R., 2004. Propuesta de aplicación en campos geotérmicos de México de un nuevo método de análisis de curvas de declinación. Reporte interno de la Comisión Federal de Electricidad, 23 p. Inédito.

# Estudio sismológico del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México. Parte II: Tomografía sísmica por atenuación a partir de ondas de coda ( $Q_c^{-1}$ ) de sismos locales

**Yanet Antayhua<sup>1</sup>, Javier Lermo<sup>1</sup> y Carlos Vargas<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, 04510, México DF; <sup>2</sup>Dpto. de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia, Colombia.

Correo: [jles@pumas.iingen.unam.mx](mailto:jles@pumas.iingen.unam.mx)

---

## Resumen

Para realizar la tomografía sísmica por atenuación de ondas de coda ( $Q_c^{-1}$ ) en el campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, se han utilizado 95 sismos locales ( $M_d \leq 3.6$ ) con profundidades hasta 4.0 km, registrados en las estaciones de su red sísmica, durante el periodo de diciembre 1997 a diciembre 2004. Se utilizó el modelo de retrodispersión simple, filtrados en cuatro rangos de frecuencias (2, 4, 6, y 8 Hz) y una ventana de 5 segundos. Para la representación en 3D, se utilizó una aproximación basada en elipsoides que representan dispersión de primer orden. Los resultados muestran que los valores de  $Q_c$  para las frecuencias utilizadas tienen una dependencia con la frecuencia de la forma:  $Q_c = 24 \pm 12 f^{0.86 \pm 0.06}$ , donde los valores bajos de  $Q_c$  fueron observados en la zona de mayor actividad sísmica y en la ubicación de pozos inyectoros y productores, mientras que los valores altos se observaron en la periferia del campo geotérmico. Asimismo, la distribución de la atenuación  $Q_c^{-1}$  en 3D y 2D muestra que las anomalías de alta atenuación sísmica se ubican en los extremos norte, sur y suroeste de la zona de explotación actual, y a profundidades mayores a 2.5 km.

**Palabras clave:** Los Humeros, atenuación intrínseca, ondas de coda, tomografía sísmica.

## Seismologic study of Los Humeros geothermal field, Puebla, Mexico. Part II: Seismic tomography by attenuation of coda waves ( $Q_c^{-1}$ ) of local earthquakes

### Abstract

In the Los Humeros geothermal field, Puebla, seismic tomography has been studied using the attenuation of coda waves ( $Q_c^{-1}$ ). Ninety-five local earthquakes ( $M_d \leq 3.6$ ) have been used—with depths up to 4.0 km registered in the seismic network stations from December 1997 to December 2004. A simple backscattering model was used, filtered in four ranks of frequencies (2, 4, 6, and 8 Hz) and one window of 5 seconds. For the 3D-representation, we used an approximation based on first-order scattering of ellipsoids. The results show that values of  $Q_c$  for the used frequencies have a frequency dependency shown in the equation:  $Q_c = 24 \pm 12 f^{0.86 \pm 0.06}$ , where the low values of  $Q_c$  were observed in the zone of higher seismic and tectonic activity and in the location of injection and production wells. The high values are located in the periphery of the geothermal field. The distribution of the  $Q_c^{-1}$  attenuation in 3D and 2D shows the anomalies of high-seismic attenuation are located in the north, south, and southwestern ends of the zone presently under operation, at depths greater than 2.5 km.

**Keywords:** Los Humeros, attenuation, coda waves, seismic tomography.

---

## 1. Introducción

Las modificaciones que sufren las ondas sísmicas en su trayecto desde la fuente de emisión hasta la estación de registro (estación sísmica) recogen información importante sobre las condiciones físicas del medio por donde se propagaron. La atenuación de estas ondas sísmicas está relacionada principalmente con la geología y la tectónica de la zona de estudio. Uno de los métodos para diferenciar los medios en los que se propagan las ondas sísmicas es a través del análisis del factor de calidad  $Q_c$ , y su inverso que refleja la atenuación de las ondas de coda ( $Q_c^{-1}$ ).

Diversos autores han realizado estudios de  $Q_c$  en diferentes partes del mundo (Aki, 1969; Fehler *et al.*, 1992; O'Doherty y Bean, 1997). Estos autores consideran que las variaciones de  $Q_c$  con la frecuencia pueden ser producidas por diferentes mecanismos y que la dispersión de la energía depende de la geología y la tectónica de la zona en estudio. Estudios del factor de calidad  $Q_c$  realizados en zonas volcánicas con presencia de actividad geotérmica, como los volcanes Etna (Del Pezzo *et al.*, 1987), Kilauea (Chouet, 1976), Monte Santa Elena (Havskov *et al.*, 1989), la caldera Long Valley (O'Doherty y Bean, 1997) y el Popocatepetl (Shapiro *et al.*, 2000; Novelo-Casanova y Martínez-Bringas, 2005), así como en los campos geotérmicos mexicanos de Cerro Prieto (Tonatiuh *et al.*, 1997) y Las Tres Vírgenes (Wong *et al.*, 2001), sugieren que las variaciones de atenuación en dichas zonas volcánicas y geotérmicas están relacionadas con la acumulación de magma, la actividad geotérmica y zonas de alta temperatura. Es decir, estarían predominando efectos intrínsecos. En contraste, los efectos dispersivos también podrían jugar un papel preponderante si se considera una disminución de los elementos estructurales con la profundidad (Aki, 1980b).

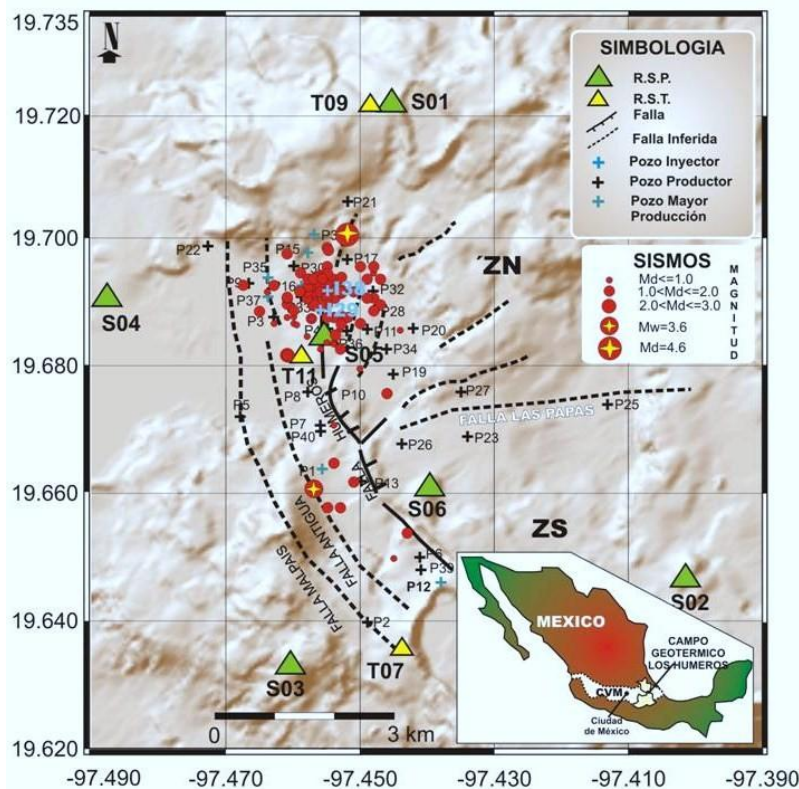


Fig. 1. Distribución epicentral de 95 sismos registrados por las estaciones de la red sísmica de Los Hornos.

En este trabajo se estiman y analizan los valores del factor de calidad  $Q_c$  y se hace la tomografía sísmica por atenuación de ondas de coda  $Q_c^{-1}$ . Para tal fin, se utilizó un total de 95 sismos localizados en el campo geotérmico de Los Hornos (Figura 1), y registrados por las estaciones permanentes y temporales durante el periodo de diciembre de 1997 a diciembre de 2004 (Antayhua, 2007; Lermo *et al.*, 2008). El análisis detallado de  $Q_c$ , la variación con la frecuencia y su distribución en superficie y en profundidad, son correlacionados con los estudios geológicos, geofísicos y la tectónica local descritos por Cedillo (2000) y Arellano *et al.* (2000).

## 2. Estimación de Coda $Q_c$

Para estimar el factor de calidad  $Q_c$ , se utilizó el modelo de retrodispersión simple propuesto por Aki y Chouet (1975). De acuerdo al modelo, la envolvente de desplazamiento  $A(f, t)$  de las ondas de coda

en una banda de frecuencias  $f$  puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\ln[t^2]Aobs[f(r,t)] = C - Qc^{-1}2\pi ft \quad (1)$$

Donde:  $C$  es una constante que depende de la frecuencia,  $Aobs[f(r,t)]$  es la amplitud media del registro,  $\ln$  es el logaritmo natural,  $t$  es el tiempo medido desde el tiempo origen del sismo,  $r$  es la distancia de la fuente a la estación, y  $Qc$  es el factor de calidad que contiene información de la atenuación de la energía sísmica.

El modelo de Aki y Chouet (1975) supone que la coda del sismo local está compuesta por la suma de ondas  $S$  producidas por heterogeneidades dentro del medio en el cual se propaga. Por lo tanto, la coda es la porción de sismograma correspondiente a la retrodispersión de las ondas  $S$  donde la fuente y el receptor se encuentran en el mismo punto y la radiación es esférica. Este modelo es válido únicamente para ondas que arriban en tiempos mayores a dos veces el tiempo de viaje de las ondas  $S$ , y se expresa así:

$$T = 2t_s + \frac{t_v}{2} \quad (2)$$

Donde:  $T$  es el tiempo de recorrido de las ondas de coda entre la fuente y la estación,  $t_s$  es el tiempo entre el arribo de las ondas  $S$  menos el arribo de las ondas  $P$ , y  $t_v$  es el tiempo de viaje de las ondas  $P$ .

De acuerdo a estas consideraciones, la ecuación (1) también puede ser expresada como:

$$Y = bX + C$$

Donde:

$$\begin{aligned} Y &= \ln[t^2]Aobs[f(r,t)] \\ X &= 2\pi ft \\ b &= Qc^{-1} \end{aligned} \quad (3)$$

$Qc^{-1}$  es calculada a partir de la pendiente  $b$ , utilizando la solución por mínimos cuadrados (ecuación 3).

## 2.1. Datos

Para estimar el factor de calidad ( $Qc$ ) de las ondas coda en el campo geotérmico de Los Humeros, se utilizaron los 95 sismos mejor localizados entre diciembre de 1997 y diciembre de 2004 (Antayhua, 2007, Lermo *et al.*, 2008), registrados por las estaciones sísmicas permanentes de ese campo geotérmico (Figura 1). La opción utilizada para estimar el valor de  $Qc$  es “codaq”, que forma parte del programa de procesamiento SEISAN (Havskov y Ottemoller, 2003). Codaq tiene como datos de entrada: el tamaño de la ventana, la velocidad promedio de las ondas  $S$  ( $V_s$ ), un promedio de la densidad de las rocas, el número de frecuencias, y el mínimo coeficiente de correlación. Como los sismos que ocurren en Los Humeros generalmente son muy pequeños, se consideró una ventana de 5 segundos y el tiempo de inicio como dos veces el tiempo de  $S$  ( $2t_s$ ), una  $V_s = 2.05$  km/s, una densidad promedio de  $2.5$  g/cm<sup>3</sup>, frecuencias para el filtrado de los sismos de 2, 4, 8 y 16 Hz y un coeficiente de correlación mínima de 0.6.

En la Figura 2 se muestra un ejemplo del procedimiento seguido para la estimación de  $Qc$ . Se trata de un sismo registrado el 13 de diciembre de 1997 en las estaciones S01, S03 y S04, y sus señales fueron filtradas a 2, 4, 8 y 16 Hz. En la misma figura, la primera flecha indica el arribo de la onda  $P$  del sismo y las otras dos flechas el tamaño de la ventana (5 segundos). La línea en color rojo representa el mejor ajuste del decaimiento de las ondas de coda. Este procedimiento fue seguido para todos los sismos y en todas las estaciones que conforman la red sísmica permanente (S01, S02, S03, S04, S05, S06).

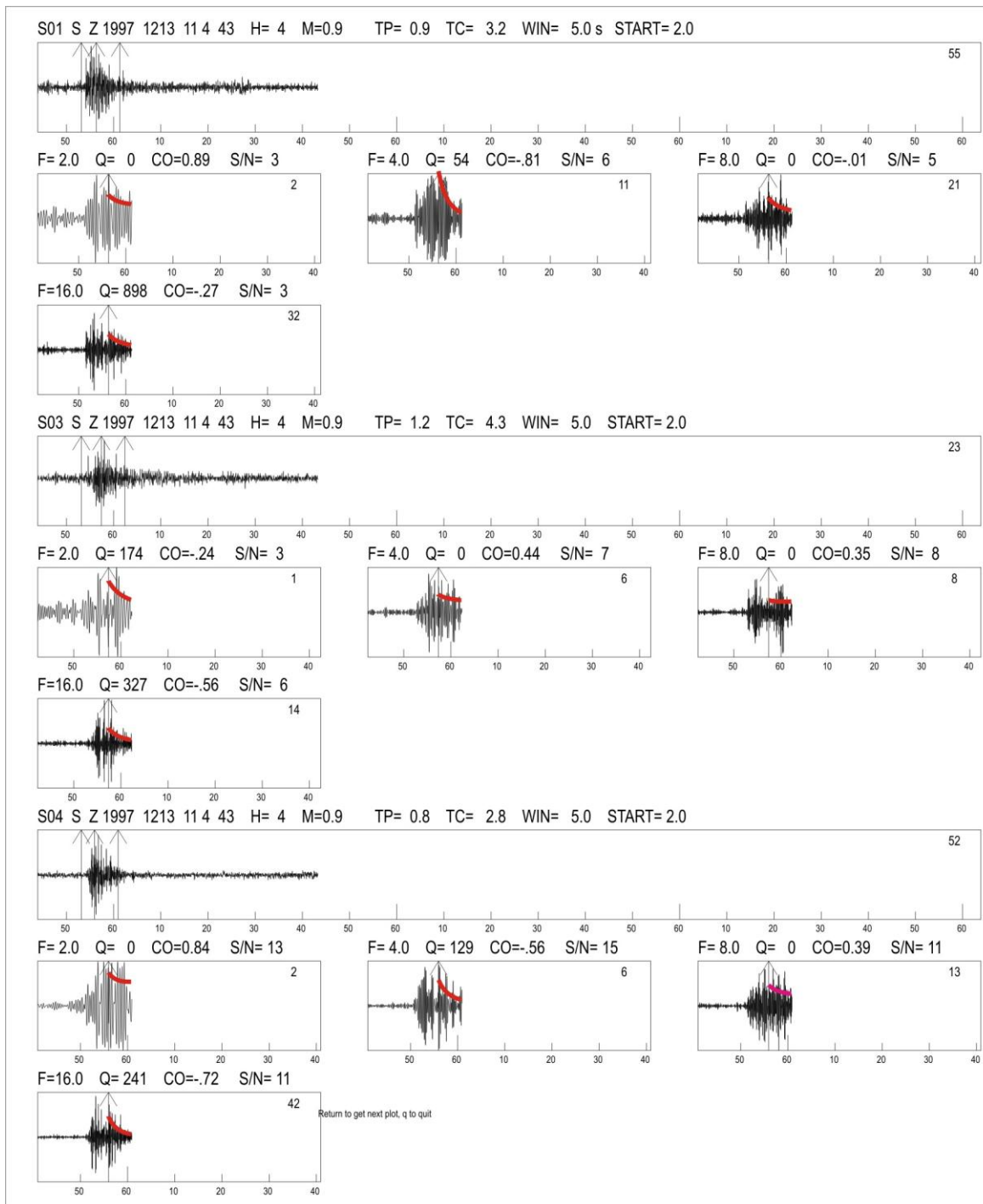


Fig. 2. Ejemplo del cálculo de coda  $Q_c$  del sismo registrado el 13 de diciembre de 1997 en las estaciones S01, S03 y S04. Las frecuencias de filtro son de 2, 4, 8 y 16 Hz.

## 2.2. Estimaciones de $Q_c$

Con los valores obtenidos de  $Q_c$  en todas las estaciones de la red sísmica permanente de Los Hornos (RSTP), se calculó un  $Q_c$  promedio para cada una de ellas en las 4 frecuencias utilizadas (Tabla 1). Tal como se observa en la tabla, los coeficientes de correlación son mayores a 0.6 con una raíz media cuadrática (rms) que varía entre 0.07 hasta 0.31. Asimismo, los resultados muestran que los valores bajos de  $Q_c$  varían de 33.4 para la frecuencia de 2 Hz hasta 329.4 para los 16 Hz. En general, los valores más bajos de  $Q_c$  para todas las frecuencias se observan en las estaciones S04 y S05, ubicadas en la zona norte (ZN) del campo geotérmico, y los valores más altos en las estaciones S02 y S06, ubicadas en la zona sur (ZS) del mismo.

| F (Hz)       | Estación | Qc     | Coef. Corr | rms  | F (Hz)        | Estación | Qc     | Coef. Corr | rms  |
|--------------|----------|--------|------------|------|---------------|----------|--------|------------|------|
| <b>f = 2</b> | S01      | 58.31  | 0.75       | 0.09 | <b>f = 8</b>  | S01      | ***    | ***        | ***  |
|              | S02      | 69.80  | 0.79       | 0.07 |               | S02      | ***    | ***        | ***  |
|              | S03      | 75.90  | 0.77       | 0.08 |               | S03      | 149.20 | 0.77       | 0.19 |
|              | S04      | 33.35  | 0.82       | 0.11 |               | S04      | 133.67 | 0.76       | 0.21 |
|              | S05      | 35.50  | 0.84       | 0.10 |               | S05      | 119.40 | 0.78       | 0.22 |
|              | S06      | 43.83  | 0.80       | 0.09 |               | S06      | 214.80 | 0.61       | 0.20 |
| <b>f = 4</b> | S01      | 86.63  | 0.72       | 0.22 | <b>f = 16</b> | S01      | 282.30 | 0.66       | 0.28 |
|              | S02      | 113.00 | 0.62       | 0.19 |               | S02      | 394.00 | 0.60       | 0.25 |
|              | S03      | 66.17  | 0.79       | 0.17 |               | S03      | 240.30 | 0.69       | 0.31 |
|              | S04      | 74.92  | 0.75       | 0.19 |               | S04      | 275.84 | 0.65       | 0.30 |
|              | S05      | 72.92  | 0.75       | 0.19 |               | S05      | 188.11 | 0.78       | 0.29 |
|              | S06      | 51.71  | 0.74       | 0.21 |               | S06      | 329.44 | 0.61       | 0.30 |

Nota: \*\*\*= Valores de Qc con errores grandes

Tabla 1. Valores promedio de **Qc** obtenidos para cada una de las 6 estaciones sísmicas y las cuatro frecuencias (*f*). **Coef. Corr** es el coeficiente de correlación y **rms** la raíz media cuadrática.

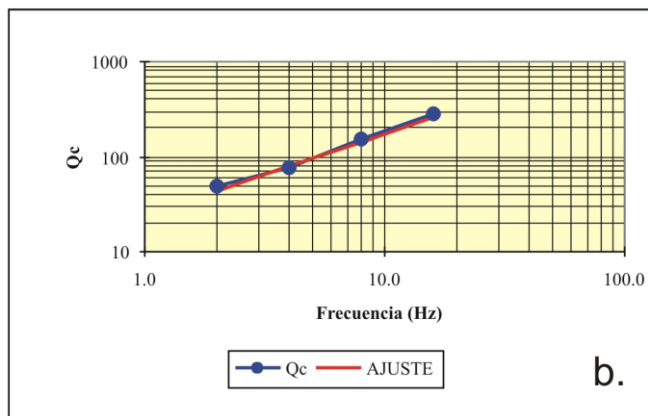
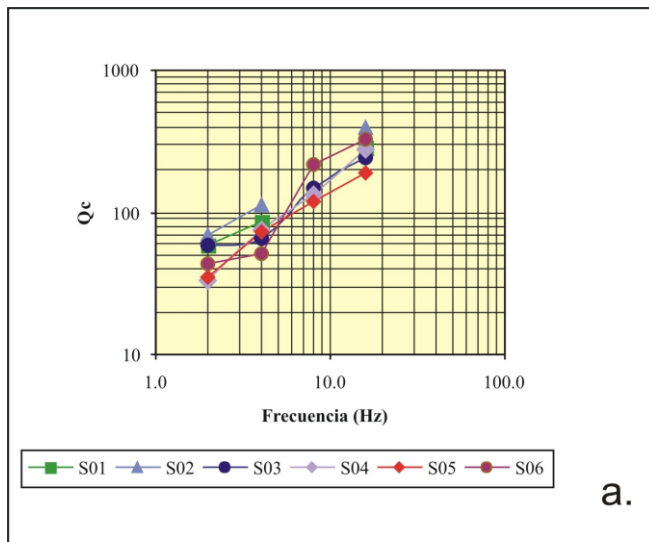


Figura 3. a) Valores de *Qc* obtenidos para todas las estaciones del campo geotérmico de Los Humeros como una función de la frecuencia. Los valores graficados son los valores promedio de *Qc*. b). Valores promedio de *Qc* para todo el campo geotérmico de Los Humeros y su respectivo ajuste (ver Tabla 2).

En la Figura 3a se han graficado los valores promedios de logaritmo de *Qc* como una función del logaritmo de la frecuencia (*Qc* vs *f*) para cada una de las estaciones utilizadas en el análisis. De acuerdo a la figura, el

aumento de los valores de logaritmo de  $Q_c$  en cada una de las estaciones es directamente proporcional al logaritmo de la frecuencia, donde los valores más bajos de  $Q_c$  corresponden a la estación S05. Esta estación está ubicada en la ZN, zona de mayor actividad sísmica y muy cerca de los pozos inyectoros y productores. Los valores más altos de  $Q_c$  corresponden a la estación S06, ubicada en la ZS del campo geotérmico, donde la actividad sísmica es menor. Similares resultados fueron observados por Rodríguez (1999) y Wong *et al.* (2001) en la estación sísmica Residencia (E1) de la red del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, BCS, donde la actividad hidrotermal y tectónica es intensa.

A partir de la evaluación de los valores de  $Q_c$  para cada una de las estaciones sísmicas de Los Humeros, se calcularon los valores promedio de  $Q_c$  para cada una de las frecuencias. Con base en estos resultados, se estimaron los valores de  $Q_c$  para la frecuencia de 1 Hz ( $Q_0$ ) y el coeficiente de inelasticidad ( $\eta$ ), según la relación propuesta por Aki (1980a):

$$Q_c = Q_0 f^\eta \quad (4)$$

Así, en el campo geotérmico de Los Humeros, se ha estimado un valor de  $Q_c = 24 \pm 12 f^{0.86 \pm 0.06}$ . Los valores promedio y su ajuste del mismo se presentan en la Tabla 2 y en la Figura 3b.

| F (Hz) | $Q_c$  | Ajuste  | Error | $Q_0$ | $\eta$ | Error Promedio |
|--------|--------|---------|-------|-------|--------|----------------|
| 2.0    | 49.85  | 43.561  | 0.003 | 24    | 0.86   | 0.039          |
| 4.0    | 77.56  | 79.065  | 0.000 |       |        |                |
| 8.0    | 154.27 | 143.506 | 0.001 |       |        |                |
| 16.0   | 284.99 | 260.468 | 0.002 |       |        |                |

Tabla 2. Valores promedio de  $Q_c$  obtenidos para el campo geotérmico de Los Humeros.  $Q_0$  es el valor de  $Q_c$  a la frecuencia de 1 Hz y  $\eta$  el coeficiente de inelasticidad.

Los estudios realizados por Aki and Chouet (1975), Bollinger (1979), Nuttli (1980), Singh y Herrmann (1983) y Paul *et al.* (2003), consideran que los valores de  $Q_0$  están asociados principalmente con las heterogeneidades del medio (geología) y  $\eta$  con la tectónica del medio. Los valores altos de  $Q_0$  y  $\eta$  significan que la zona de estudio presenta una menor heterogeneidad pero una mayor actividad tectónica.

Si se comparan esos valores de  $Q_0 = 24$  y  $\eta = 0.86$  obtenidos para el campo geotérmico de Los Humeros (Tabla 2) con los obtenidos por Wong *et al.* (2001) en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes ( $Q_0 = 50$ ,  $\eta = 0.65$ ), no se observan variaciones considerables. Sin embargo, si se compara con los valores obtenidos en el campo geotérmico de Cerro Prieto (Tonatiuh *et al.*, 1997), donde  $Q_0 = 111.5$  y  $\eta = 0.41$ , la diferencia es significativa, principalmente en el valor de  $Q_0$ . Esta diferencia podría sugerir que Cerro Prieto presenta una geología menos heterogénea que los otros dos campos geotérmicos.

### 3. Tomografía sísmica por atenuación ( $Q_c^{-1}$ )

Para obtener la distribución de  $Q_c^{-1}$  en un medio tridimensional Vargas *et al.* (2004) modificaron la expresión de Pulli (1984) que utiliza elipses, cuyos focos son ocupados por el hipocentro y la estación. De esta manera obtuvo una expresión elipsoidal de la forma:

$$\frac{x^2}{(vT/2)^2} + \frac{y^2}{(vT/2)^2} + \frac{z^2}{(vT/2)^2 - R^2/4} = 1 \quad (5)$$

Donde:  $R$  es la distancia entre la fuente (hipocentro) y la estación;  $v$  es la velocidad de la onda  $S$ ;  $x$ ,  $y$  y  $z$  son las coordenadas de la superficie y  $T$  es el tiempo de recorrido de las ondas de coda entre la fuente y la estación (ver ecuación 2), con una velocidad constante y coeficiente de atenuación  $Q_0^{-1}$ . Para el estudio, se parte de la hipótesis que el valor de  $Q_c$  obtenido anteriormente es un valor aparente o promedio ( $Q_{av}$ ) que cubre el área elíptica definida por la dispersión simple (Vargas *et al.*, 2004), y que se puede relacionar con la medida de  $Q_c$  a partir de la siguiente expresión:

$$\frac{A_{total}}{Q_{av}} = \sum_j \frac{A_{cell-j}}{Q_j} \quad (6)$$

Donde:  $A_{cell-j}$  es la fracción de área en una región elíptica con coeficiente de atenuación verdadero  $Q_j$ . Extendiendo este concepto a tres dimensiones y asumiendo una velocidad de propagación constante del medio, Vargas *et al.* (2004) determinaron la distribución espacial de la atenuación de las ondas coda sobre el elipsoide que define la dispersión simple. Así:

$$\frac{1}{Q_{av}} = \frac{1}{Q_1} \frac{V_{cell-1}}{V_{total}} + \dots + \frac{1}{Q_n} \frac{V_{cell-n}}{V_{total}} \quad (7)$$

La relación  $V_{cell}/V_{total}$  es la fracción de volumen asociada al recorrido de la onda dispersada, la misma que pasa por la celda  $j$ -ésima. Si el proceso se repite para cada par estación – hipocentro, entonces toda la región será muestreada. Por tanto, la ecuación (7) se puede escribir de la siguiente manera:

$$a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_n x_n = y \quad (8)$$

$$\text{donde, } y = \left( \frac{1}{Q_{av}} \right) x_i = \left( \frac{1}{Q_i} \right) a_i = \frac{1}{Q_i} \left( \frac{V_{cell-i}}{V_{Total}} \right) \quad (9)$$

Esta ecuación permite una estimación por mínimos cuadrados de  $x_i$  y puede expresarse de la forma  $Y = AX$ , donde  $A$  corresponde a una matriz de  $n \times m$  elementos,  $X = 1/Q_m$  e  $Y = 1/Q_n$ , siendo estos últimos vectores de  $1 \times m$  y  $1 \times n$  elementos.

### 3.1. Procesamiento de datos

Para realizar la tomografía sísmica por atenuación se utilizó el programa desarrollado por Vargas *et al.* (2004) dentro del ambiente MATLAB. Este programa utiliza como datos de entrada: coordenadas geográficas de las estaciones sísmicas (latitud, longitud, elevación), parámetros hipocentrales de los 95 sismos localizados (latitud, longitud y profundidad), ventana utilizada para el cálculo de  $Q_c$  (5 segundos), valores obtenidos de  $Q_c$ , velocidad promedio de la onda  $S$  ( $V_s = 2.05$  km/s), un enmallado de la zona de estudio cuyo tamaño es de  $a \times b \times c$  km utilizando una geometría de  $6 \times 6 \times 6$  y  $8 \times 8 \times 8$  celdas. En el primer caso, cada celda es de 2.5 km de lado y en el segundo de 2.0 km.

A fin de saber qué espaciamiento es el que permitía hacer una mejor representación del subsuelo en el campo geotérmico de Los Hornos, se calculó la longitud de onda que más se asemejaba al espesor de siete de las ocho unidades o estratos de los que está compuesto el campo (Cedillo, 2000; Arellano *et al.*, 2000), considerando para ello las frecuencias de filtrado de 2, 4, 8 y 16 Hz. De acuerdo a lo mencionado, la longitud de onda debe ser proporcional al espesor de los estratos a muestrear.

|                                  |          |          |          |           |  |  |  |  |  |
|----------------------------------|----------|----------|----------|-----------|--|--|--|--|--|
| <b>f (Hz)</b>                    | <b>2</b> | <b>4</b> | <b>8</b> | <b>16</b> |  |  |  |  |  |
| <b><math>\lambda</math> (km)</b> | 1.03     | 0.51     | 0.26     | 0.13      |  |  |  |  |  |

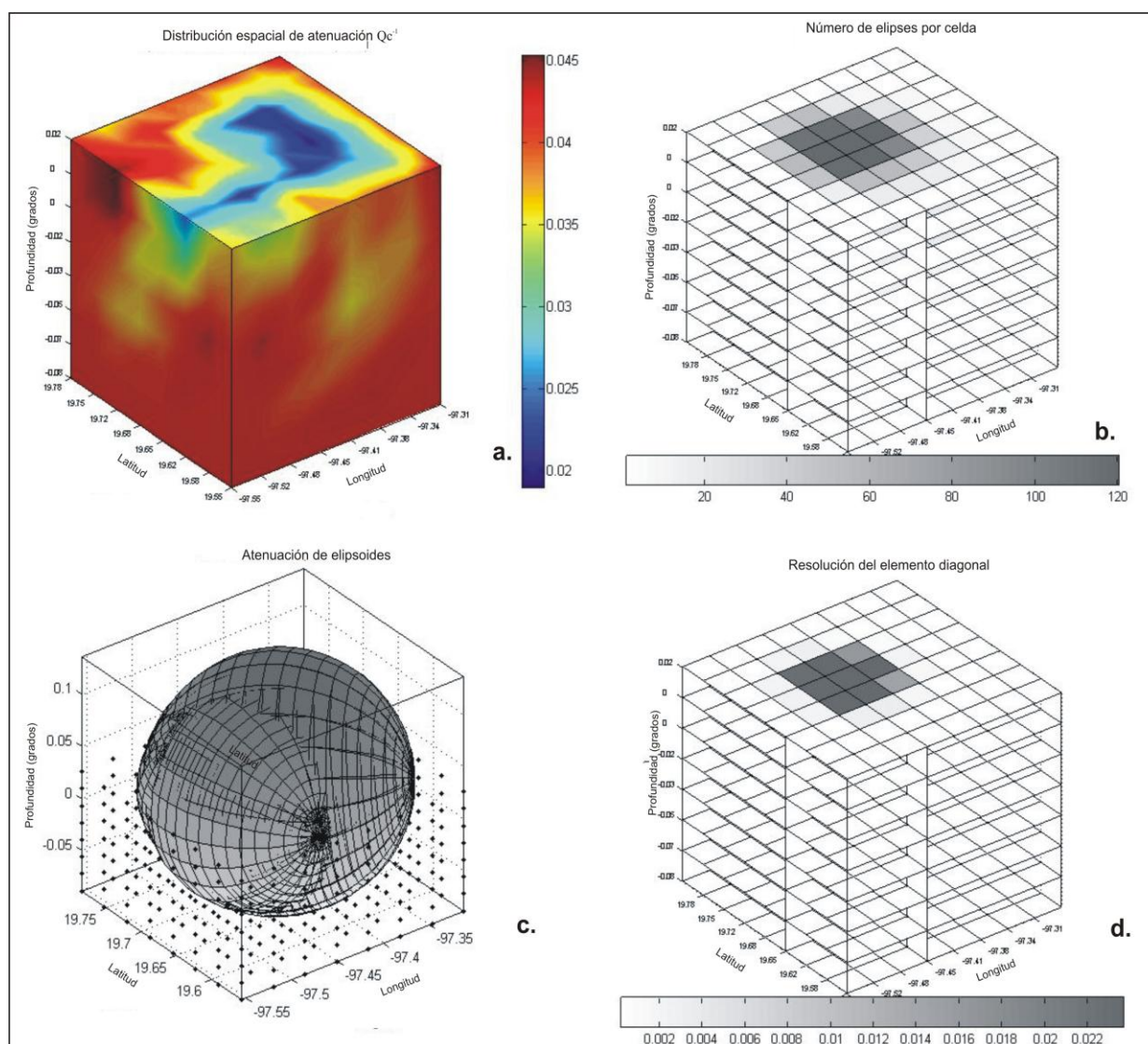
|                     |          |          |          |          |          |          |          |          |                   |
|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-------------------|
| <b>N° Capas</b>     | <b>1</b> | <b>2</b> | <b>3</b> | <b>4</b> | <b>5</b> | <b>6</b> | <b>7</b> | <b>8</b> | <b>Prom. (km)</b> |
| <b>Espesor (km)</b> | 0.24     | 0.41     | 0.60     | 0.54     | 0.14     | 0.20     | 0.24     | *        | 0.33              |

*Tabla 3. Parte superior: evaluación de la longitud de onda ( $\lambda$ ) considerando frecuencias de filtrado de 2, 4, 8 y 16 Hz. Parte inferior: modelo de velocidad de Los Humeros, número de capas, espesor y promedio de las mismas.*

Los resultados de la evaluación se presentan en la Tabla 3, donde se observa que para una velocidad promedio de 2.05 km/s la longitud de la onda varía de 1.03 a 0.113 km para cada una de las cuatro frecuencias. Si se realiza una comparación de las longitudes de onda obtenidas para cada una de esas frecuencias y el espesor promedio de los 7

primeros estratos del campo (que resulta ser de 0.33 km), se puede ver claramente que el valor más cercano al promedio corresponde a la frecuencia de 8 Hz, con una longitud de onda de 0.26 km.

### 3.2. Distribución de la atenuación sísmica en 3D



*Fig. 4. a) Distribución de la atenuación de ondas de coda utilizando la frecuencia de 2 Hz. La profundidad (depth) está dada en grados. b) Representa al número de elipses por celda. c) Atenuación de elipsoides, observándose la distorsión del elipsoide. d) Resolución de la distribución de la atenuación.*

Se realizó la tomografía sísmica por atenuación para las cuatro frecuencias y para los dos tipos de espaciamento entre celdas (es decir,  $6 \times 6 \times 6$ , y  $8 \times 8 \times 8$ ); sin embargo, los resultados obtenidos para las frecuencias 2, 4 y 16 Hz presentaron mayores errores, y por tanto, menor resolución comparados con los de  $f = 8$  Hz.

En la Figura 4 se presenta un ejemplo de la tomografía sísmica obtenida con la frecuencia  $f = 2$  Hz y enmallado del campo de  $8 \times 8 \times 8$ . De acuerdo a la Figura 4a, la anomalía de alta atenuación se distribuye en la periferia del campo geotérmico de Los Humeros, mientras que la baja atenuación se percibe en los extremos sur (S) y este (E) del mismo. Sin embargo, este resultado no es confiable debido a la distorsión del elipsoide (Figura 4c) y a una resolución sumamente baja (Figura 4d). Resultados similares fueron obtenidos para las frecuencias 4 y 16 Hz, y para ambos espaciamentos entre celdas.

Así, de acuerdo a las evaluaciones realizadas, y tomando en cuenta la mejor solución elipsoidal, los errores mínimos en el modelado, la profundidad máxima de muestreo y la similitud entre longitud del muestro y el espesor de los estratos (Tabla 3), se seleccionó como la mejor solución la obtenida considerando el área compuesta por  $6 \times 6 \times 6$  celdas y una frecuencia de  $f = 8$  Hz.

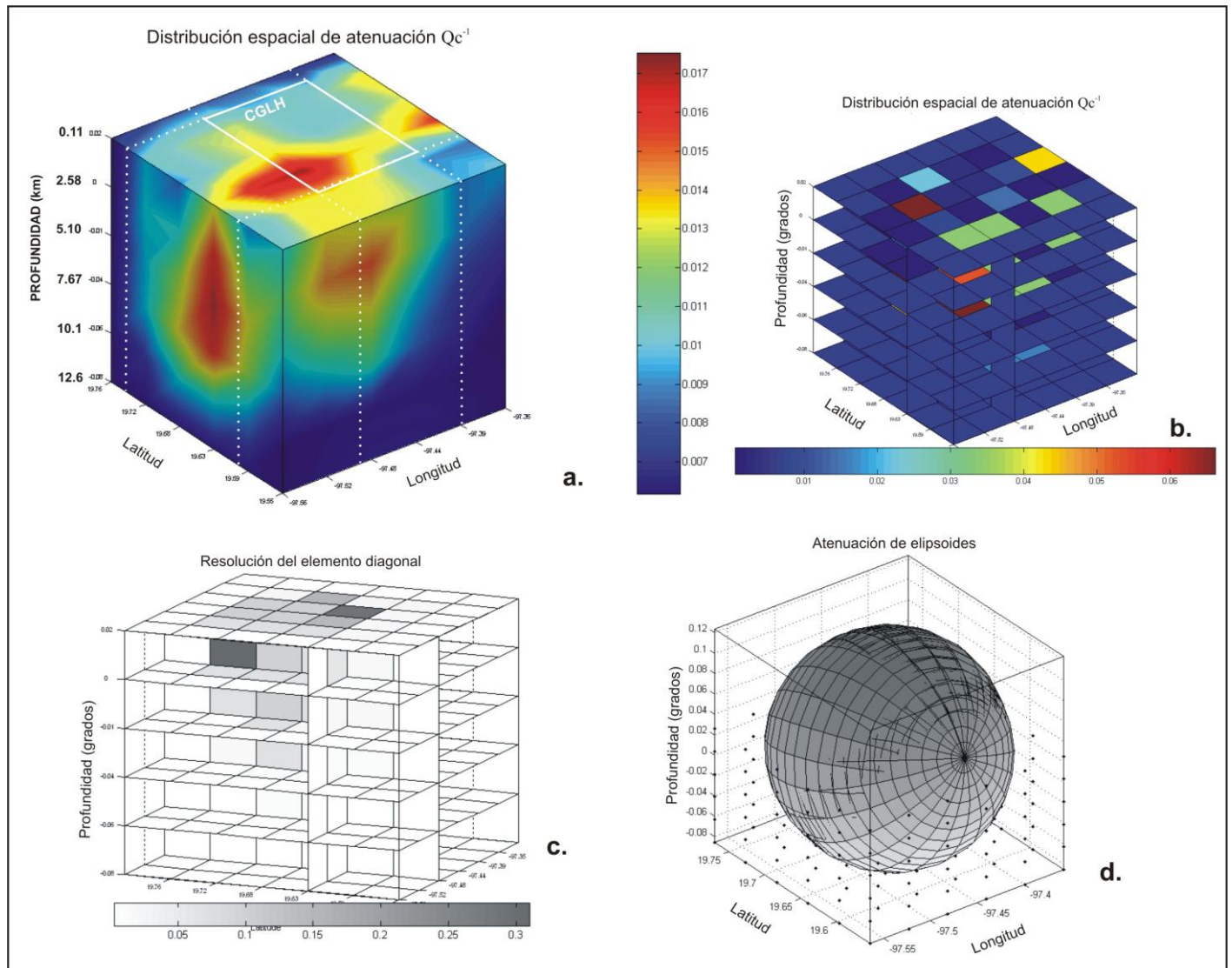


Fig. 5. a) Distribución de la atenuación de ondas de coda ( $Qc^{-1}$ ) en el campo geotérmico de Los Humeros (CGLH). b) Atenuación en cada una de las celdas. c) Atenuación de elipsoides. d) Resolución de la tomografía por atenuación.

En la Figura 5 se muestra la distribución de la atenuación sísmica en tres dimensiones (3D). En ella se observa una anomalía importante que abarca prácticamente el extremo sureste del campo geotérmico (CGLH) cuyos límites se muestran como un rectángulo blanco (Figura 5a). En profundidad, la anomalía alcanza profundidades del orden de los 10 km aproximadamente. Sin embargo, la tomografía muestra una buena resolución del elemento hasta los 5.1 km (Figura 5c), lo que se verifica por la resolución del elipsoide de atenuación (Figura 5d). La tomografía sísmica es confiable hasta los 5.1 km de profundidad, debido a que para su análisis se utilizaron los parámetros hipocentrales de los sismos ocurridos en el campo, cuya profundidad no sobrepasa los 4.0 km.

### 3.3. Distribución de la atenuación sísmica en 2D

Para la representación gráfica de la tomografía sísmica en dos dimensiones se utilizó el interpolador Kriging (Clark, 1979). En la Figura 6 (a, b y c) se muestra la tomografía sísmica por atenuación en 2D, únicamente para tres profundidades (0.10, 2.58 y 5.10 km) considerando la buena resolución obtenida hasta los 5.1 km.

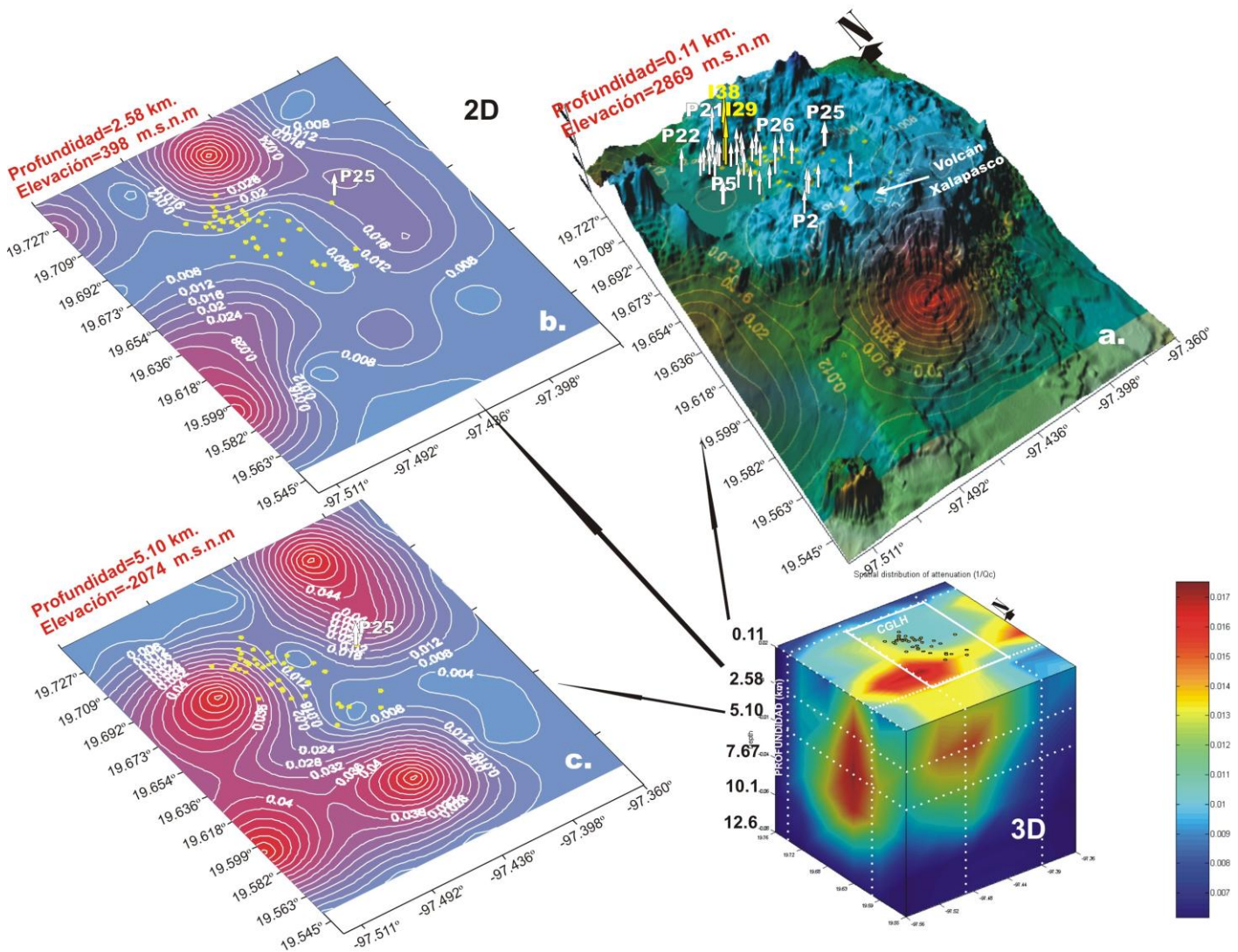


Fig. 6. Tomografía sísmica por atenuación en 3D y 2D del campo geotérmico de Los Humeros. Los círculos amarillos representan a los pozos productores e inyectores.

En la Figura 6a se presenta el mapa geomorfológico del campo geotérmico, donde se han ubicado los pozos inyectoros (flechas amarillas) y productores (flechas blancas) de la zona de explotación actual. Sobre este mapa se ha sobrepuesto la tomografía de la atenuación sísmica ( $Q_c^{-1}$ ) para la profundidad de 0.1 km, observándose que para esta profundidad la atenuación es baja en la zona de explotación (color azul celeste), mientras que la alta atenuación (color rojo) se localiza hacia el extremo sur y suroeste (SW) del campo y del Jalapasco Maztaloya (Volcán Jalapasco). Para la profundidad de 2.58 km (Figura 6b), se observan anomalías importantes al norte, NW y SW del campo. Similar a lo observado en la Figura 6a, en la zona de explotación geotérmica, donde los pozos están representados por círculos amarillos, la atenuación es baja y solamente algunos pozos de la zona norte (ZN) se encuentran sobre la anomalía de alta atenuación (en color rojo). Por otro lado, la alta atenuación puede estar relacionada con una zona de alta temperatura, como la indicada por isotermas de 300° C en la ZN del campo. En la Figura 6c, por su parte, la distribución de las anomalías a la profundidad de 5.1 km es más intensa en las zonas NW, W y SE de los pozos, a diferencia de lo que se percibe en las profundidades menores.

En general, la distribución de la atenuación a diferentes profundidades indica que en la parte central del campo geotérmico hay una baja atenuación hasta unos 2 km de profundidad, aproximadamente, mientras que a mayor profundidad la atenuación aumenta considerablemente. Esta zona de alta atenuación sobrepasa el límite inferior de explotación actual del campo geotérmico de Los Humeros.

#### 4. Discusión y resultados

El análisis del factor de calidad  $Q_c$  con las cuatro bandas de frecuencia (2, 4, 8, y 16 Hz), muestra que la estación sísmica S05 presenta los valores de  $Q_c$  más bajos (zona de producción e inyección, mayor actividad sísmica y tectónica) y la estación S06 los valores más altos (fuera de la zona de producción, sismicidad mínima). Asimismo, es evidente que los valores de  $Q_c$  dependen de la frecuencia. En el campo geotérmico,  $Q_c$  tiene la forma:  $Q_c = 24 \pm 12 f^{0.86 \pm 0.06}$ . Comparando con los valores promedio de  $Q_c$  obtenidos por Havskov *et al.* (1989) en el volcán Santa Elena, y por Wong *et al.* (2001) y Rodríguez (1999) en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, se puede observar que los valores son relativamente similares a los obtenidos en este estudio (Figura 7), pero significativamente diferentes a los de Cerro Prieto (Tonatiuh *et al.*, 1997). Esta diferencia podría deberse a las características geológicas de cada campo: mientras que Las Tres Vírgenes y Los Humeros forman parte de zonas volcánicas, Cerro Prieto está ubicado en un ambiente sedimentario, además de presentar una gran saturación de fluido geotérmico.

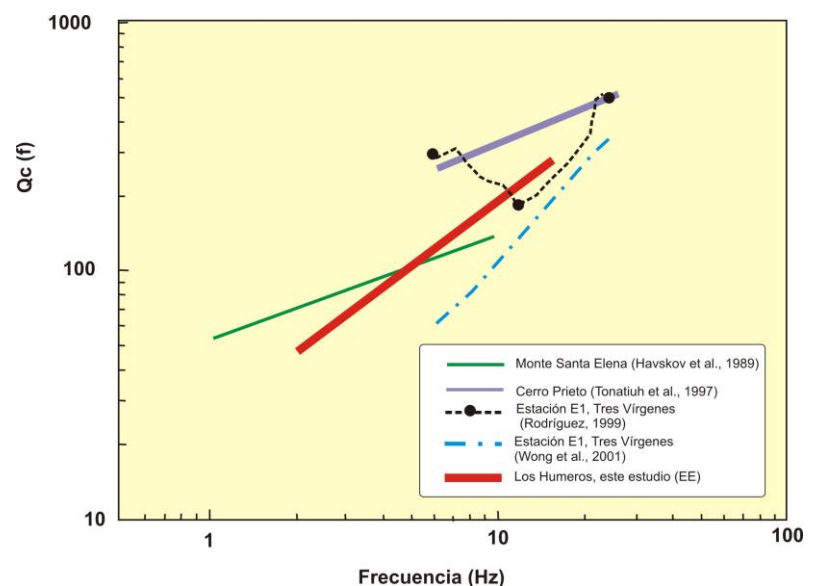


Fig. 7. Comparación de los valores promedio de  $Q_c$  obtenidos en este estudio (EE) para el campo geotérmico de Los Humeros y los obtenidos para otras zonas geotérmicas y volcánicas.

Por otro lado, los resultados de la tomografía sísmica por atenuación ( $Q_c^{-1}$ ) en el campo geotérmico de Los Humeros permitieron obtener una resolución óptima hasta una profundidad de 5.1 km y para una frecuencia de 8 Hz. Esta frecuencia se encuentra dentro del rango descrito por Wennerberg (1993), además de que da

lugar a la similitud entre la longitud de muestreo y el espesor de las unidades del subsuelo de Los Humeros. La distribución de  $Q_c^{-1}$  en 3D evidenció anomalías de alta atenuación en los extremos N, S y SW del capo, fuera de la zona de explotación actual.

La distribución a una profundidad de 0.11 km de las anomalías de atenuación en 2D muestra básicamente una alta atenuación al S del campo y del Xalapasco Maztaloya, lo que podría estar relacionado, probablemente con el calor remanente de este volcán, cuya última erupción fue hace menos de 8 mil 500 años. A mayor profundidad (2.6 km), se observan anomalías de alta atenuación en la ZN del campo y hacia la porción SW, fuera de la zona de producción. En la zona de explotación geotérmica se observa que la atenuación es baja, y que solamente algunos pozos de la ZN se encuentran sobre la anomalía de alta atenuación, la que puede deberse a una zona de alta temperatura en el subsuelo, y por tanto asociarse con una zona de mayor producción (Figura 6). A diferencia de las dos profundidades anteriores, a los 5.1 km las anomalías térmicas aumentan principalmente hacia el NE, W y SW del campo.

De tal manera, puede concluirse que la distribución de la atenuación sísmica en tres y en dos dimensiones parece evidenciar una relación entre zonas de alta atenuación con zonas de alta temperatura (¿atenuación intrínseca?). Por lo tanto, fuera de la zona conocida de explotación actual, las zonas de alta atenuación sísmica podrían indicar zonas de interés que convendría explorar con nuevos pozos geotérmicos. Sin embargo, para tener una mayor certeza sobre esta relación, es recomendable realizar estudios más detallados de tipo geofísico, geoquímico y geológico.

## Agradecimientos

Los autores agradecen la colaboración de la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en particular al Departamento de Exploración y a los ingenieros: Raúl Maya, Magaly Flores, Saúl Venegas, Jesús Arredondo, Abelardo Vázquez y Cecilia Lorenzo. Así mismo, al Departamento de Geociencias de la Universidad Nacional de Colombia y al Instituto de Ingeniería de la UNAM por haber facilitado la estadía en México, como Profesor Visitante, al Dr. Carlos A. Vargas. Así mismo, agradecen las correcciones y sugerencias del Dr. Gerardo García Estrada y del Ing. Luis C.A. Gutiérrez Negrín.

## Referencias

- Antayhua, Y., 2007. Sismicidad en el campo geotérmico de Los Humeros-Puebla (1997-2004), su relación con los pozos y la tectónica local. Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Posgrado en Ciencias de la Tierra, 136 p. Inédito.
- Arellano, V.M., A. García, R. M. Barragán, G. Izquierdo, A. Aragón y A. Pizano, 2000. Distribución inicial de presión y temperatura del campo geotérmico de Los Humeros. *Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas-Comisión Federal de Electricidad*, 450 p.
- Aki, K., 1969. Analysis of the seismic coda of local earthquakes as scatter waves. *Geophysics Research Letters*, Vol. 74, pp. 615-631.
- Aki, K., 1980a. Attenuation of shear in the lithosphere for frequency from 0.05 a 25 Hz. *Physics Earth Planet Interior*, Vol. 21, pp. 50-60.

- Aki, K., 1980b. Scattering and attenuation of shear waves in the lithosphere. *Journal of Geophysics Research*, Vol. 85, pp. 6496-6504.
- Aki, K., and B. Chouet, 1975. Origin of coda waves: source, attenuation and scattering effects. *Journal of Geophysics Research*, Vol. 80, pp. 3322-3342.
- Bollinger, A., 1979. Attenuation of the Lg phase and the determination of mb in the Southern United States. *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 69, pp. 45-63.
- Cedillo, F., 2000. Hydrogeological model of the geothermal reservoirs from Los Humeros, Puebla, Mexico. *Proceedings World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28-June 10*.
- Chouet, B., 1976. Source scattering and attenuation effects on high frequency seismic waves. Ph. D. Thesis, Mass. Inst. of Technology, Cambridge, EU. Inédito.
- Clark, I., 1979. *Practical Geoestistics*. Great Britain Printers, 1a. Ed., Londres, 125 p.
- Del Pezzo, E., C. Gresta, G. Patane, and G. Scarcella, G., 1987. Attenuation of short period seismic waves at Etna as compared to other volcanic areas. *Advances in Volcanic Seismology Okal, PAGEOPH*, Vol. 125, pp. 1039-1050.
- Fehler, M., M. Hoshiba, H. Sato, and K. Obara, 1992. Separation of scattering and intrinsic attenuation for the Kanto-Tokai region, Japan, using measurements of S-wave energy versus hypocentral distance. *Geophysical Journal International*, Vol. 108, pp. 787-800.
- Havskov, J., S. Malone, D. McClurg, and R. Crosson, 1989. Coda Q for the State of Washington. *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 79, pp. 1024-1038.
- Havskov, J. and L. Ottemoller, 2003. *SEISAN, The earthquake analysis software, Versión 8.0. Preliminary*. Institute of Solid Earth Physics, University of Bergen, Bergen, Norway, 250 p.
- Lermo, J., Y. Antayhua, L. Quintanar y C. Lorenzo, 2008. Estudio sismológico del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México. Parte I: Sismicidad, mecanismos de fuente y distribución de esfuerzos. *Geothermia*, Vol. 21, No.1, pp. 25-41.
- Novelo-Casanova, D.A., and A. Martínez-Bringas, 2005. A seismic attenuation zone below Popocatepetl volcano inferred from coda waves of local earthquakes. *Geofísica Internacional*, Vol. 44, No. 2, pp. 177-186.
- Nuttli, O., 1980. The excitation and attenuation of seismic crustal phases in Iran. *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 70, pp. 469-485.
- O'Doherty, K.B., and C.J. Bean, 1997. Coda wave imaging of the Long Valley caldera using a spatial stacking technique. *Geophysics Research Letters*, Vol. 13, pp. 1547-1550.
- Paul, A., S. Gupta S., and C. Pant, 2003. Coda Q estimates for Kamaun Himalaya. *Earth Planet*, Vol. 112, No. 4, pp. 569-576.
- Pulli, J., 1984. Attenuation of coda waves in New England. *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 74, pp. 1149-1166.

- Rodríguez, M., 1999. Procesado e interpretación de datos sísmicos registrados en la zona geotérmica de Las Tres Vírgenes, B.C.S., en el periodo Diciembre 1995-Julio 1996. Informe Técnico del Instituto de Ingeniería, UNAM, No. CON-CPG-5004/98, para la Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Departamento de Exploración. Inédito.
- Shapiro, N.M., S.K. Singh, A. Iglesias-Mendoza, V.M. Cruz-Atienza, and J.F. Pacheco, 2000. Evidence of low Q below Popocatepetl volcano, and its implication to seismic hazard in Mexico City. *Geophysical Research Letters*, Vol. 27. No. 17, pp. 2753-2756.
- Singh, S., and B. Herrmann, 1983. Regionalization of crustal coda Q in the continental United States. *Journal of Geophysics Research*, Vol. 88, pp. 527-538.
- Tonatiuh, D., C. Rebollar, and H. Fabriol, 1997. Attenuation of coda waves at the Cerro Prieto geothermal field, Baja California, Mexico. *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 87, No. 5, pp. 1368-1374.
- Vargas, A., A. Ugalde, G. Pujades, and A. Canas, 2004. Spatial variation of coda wave attenuation in northwestern Colombia. *Geophysical Journal International*, Vol. 158, pp. 609-624.
- Wennerberg, L., 1993. Multiple scattering interpretations of coda-Q measurements. *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 83, pp. 279-290.
- Wong, V., C.J. Rebollar, and L. Munguía, 2001. Attenuation of Coda Waves at the Las Tres Vírgenes Volcanic Area, Baja California Sur, Mexico. *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 91, No. 4, pp. 683-693.

# Selection of new drill sites using a Geographic Information System (GIS) at Los Azufres, Mexico

**G.H. García-Estrada<sup>1</sup>, A. López-Hernández<sup>2,3</sup> and J.L. Quijano León<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Comisión Federal de Electricidad, Morelia, Mich., México, Correo: [gerardo.garcia04@cfe.gob.mx](mailto:gerardo.garcia04@cfe.gob.mx).

<sup>2</sup>Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, México.

<sup>3</sup>Posgrado en Ciencias de la Tierra, UACPyP – Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F.

---

## Abstract

GIS technology is used to study the effects of distance between producing wells and superficial-thermal features and faults. It is used to interpret topographic lineaments and linear-resistivity interfaces at depth to identify hidden faults. Finally, a geothermal interpretation is conducted by applying a Multi-Criteria Evaluation Method (MCE) on a comprehensive data set, including geology, geophysics, and well production data. Visual comparisons of exploratory and drilling-data maps, with thermal discharge measured from wells, were used to select variables and data ranges that could be more directly associated with energy-production levels. Relative weights assigned by visual inspection are used to extend this knowledge to the whole exploration area. Criteria are compared to calculate a “geothermal index” representing the geothermal-production suitability for each cell into which the study area is divided. Considering the geometry of fault planes at depths from 700 to 2000 m below the surface, and a 250 m exclusion zone around productive wells, we choose areas from the normalized-geothermal index to propose new drill sites with different levels of risk, ranging from production (low risk) to exploration (high risk) boreholes.

**Keywords:** Los Azufres, drill-site location, Multi-Criteria Evaluation, decision making, Geographic Information Systems, Mexico.

# Selección de nuevos sitios de perforación empleando un Sistema de Información Geográfica (SIG) en Los Azufres, México

## Resumen

Se empleó la tecnología de Sistemas de Información Geográfica (SIG) para estudiar el efecto de la distancia de los pozos productores a las manifestaciones termales superficiales y a las fallas, y para interpretar los lineamientos topográficos y las interfaces lineales de resistividad a profundidad para identificar fallas ocultas. Finalmente, se realizó una interpretación geotérmica aplicando un Método Multi-Criterio de Evaluación (MCE) a un conjunto completo de datos que incluye geología, geofísica y datos de producción de pozos. Se utilizó una comparación visual de mapas de datos de exploración y perforación con descargas térmicas medidas en pozos, a fin de seleccionar variables y rangos de datos que podrían asociarse más directamente con niveles de producción de energía. Se usaron pesos relativos asignados por inspección visual para extender este conocimiento al total del área de exploración. Se compararon diferentes criterios para calcular un ‘índice geotérmico’ que representa la producción geotérmica potencial de cada celda en las que se dividió el área estudiada. Tomando en cuenta la geometría de los planos de fallas a profundidades de 700 a 2000 m, así como un zona de exclusión de 250 m alrededor de los pozos productores, se determinaron áreas de índices geotérmicos normalizados para proponer nuevos sitios de perforación con diferentes niveles de riesgo, que van de pozos productores (riesgo bajo) a exploratorios (riesgo alto).

**Palabras clave:** Los Azufres, localización de sitios de perforación, Evaluación Multi-Criterio, toma de decisiones, Sistemas de Información Geográfica, México.

## Introduction



Fig. 1. Location of Los Azufres.

Los Azufres is the second largest geothermal field in Mexico, with a total installed capacity of 188 MW. It is located in the State of Michoacan, 200 km to the west of Mexico City (Fig. 1). A description of the geological setting is presented by Huitrón *et al.* (1991) and López (1991b). Increasing electricity generation in the last years makes necessary the location of new drill sites for replacing exhausted wells or to open new exploitation areas. After 20 years of exploitation a large amount of reservoir data has been accumulated while surface exploration studies still continue.

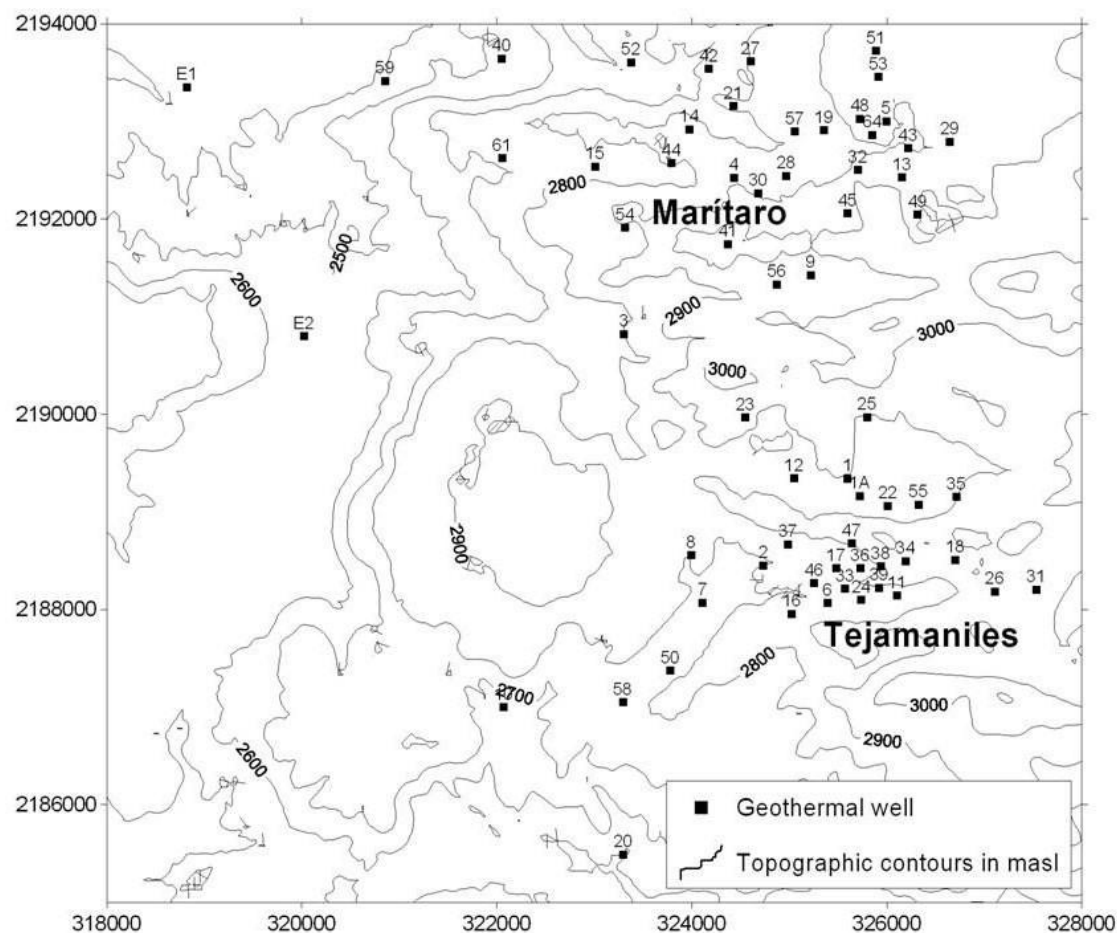
The conceptual model of the Los Azufres field postulates that there are two main up flow sectors, one in the north (Marítaro) and one to the south (Tejamaniles) (Fig. 2), separated at shallow depth (< 600 meters) by a relatively impervious rock (Agua Fría rhyolite). Both zones behave like a continuous reservoir at higher depth. Under natural (pre-exploitation) conditions, water flow at depth occurred from E to W but at present anomalous pressure gradients originated by the exploitation make injected fluid to move at production depth mainly from W to E (Residencia de Los Azufres, 1996).

The magma heat source has not been identified. Its location has been postulated under the central western sector where the youngest volcanic events, consisting of rhyolitic domes, are emplaced, but electric resistivity and temperatures at depth discourage that interpretation. The location of the highest stabilized temperatures, measured in low permeability rocks, to the east of the field suggest that the heat source can be a cooling magma body associated with the San Andres dacite dome that forms the maximum topographic prominence to the SE of Los Azufres (García-Estrada *et al.*, 2001). At depths over 2000 m the fluids up flow occurs trough a combination of NW-SE and N-S faults. From 2000 m depth to the surface hydrothermal activity is related to E-W faults. At a local scale flow through N-S and NE-SW fractures is important at shallow depths.

While our understanding of the field has increased, selection of new drill sites has turned more difficult, not only because the obvious locations have been drilled in the past, but also because to improve the criteria to locate new drill sites it is necessary to manage a huge data sets that overwhelm the human capacity of visual analysis and memory.

To overcome this obstacle and at the same time to make a more efficient data analysis, a practically complete data set of relevant geothermal data of each Mexican field, particularly at Los Azufres, was included in a Geographic Information System (García-Estrada and López-Hernández, 2003). In this way, an increased effort can be directed to research and development of new methods, ranging from map production to the development of more accurate conceptual models.

After the conclusion of the compilation stage, we started research in different subjects: a) the discovery or quantification of hidden relationship between geothermal variables on pre-existing data, b) the production of new geothermal results by data processing of digital maps recently acquired or re-interpreted, c) the development of methods assisted by the computer to systematize the comprehensive data interpretation required to locate new drill sites on the basis of present-day well established criteria, and d) the quantitative study of the geothermal significance of each variable to develop more accurate interpretation criteria, a task still in progress.



*Fig. 2. General layout of the Los Azufres geothermal field, showing wells and topographic contours. UTM coordinates are in meters.*

In this paper we present results from Los Azufres geothermal field related to the tasks described in the previous paragraph: 1) a quantitative analysis of the distance from production wells to surface thermal features and faults of different trends, 2) the production of new maps of lineaments useful to locate hidden faults, 3) the development and application of a Multi-Criteria Evaluation (MCE) method to make an integral interpretation of geothermal studies to locate new drill sites, and 4) the comparison of a geothermal suitability index based on pre-feasibility studies with that resulting from wells data, and their joint interpretation using weighted or non-weighted average procedures, an initial result of task d) described in the previous paragraph.

The development of the MCE method to locate drill sites is the main result of the paper. It is based mostly on the application of conventional intuitive criteria developed at Los Azufres along the past 20 years, in which this task has been conducted through the visual comparison of hard-copy maps. The modification of these criteria on the basis of statistical studies concerning the significance of each data layer or the identification of an optimum geothermal data set for selecting drill sites are part of task d) in progress. Results of statistical studies are of a more basic character; they concern the fundamentals of geothermal exploration and surpass

the aim of this paper. Anyway, the MCE method implemented is adequate for the inclusion of different data sets or the modification of criteria for data integration required in the future.

## 2. Background

In this section we describe the conventional methods used to locate drill sites at Los Azufres, some unsolved questions and the previous usage of MCE methods at the geothermal division of the Comisión Federal de Electricidad (CFE).

### 2.1 Conventional procedure to select well drill sites

Around 70 deep wells have been drilled at Los Azufres by the CFE (Fig. 2). Most of them were located in places where, at the moment, it was considered that there was a chance to produce geothermal fluids. As expected, those wells located in areas far from the main thermal springs and faults had a higher risk to fail, so they had a partially exploratory character. The only two exceptions are wells E1 and E2 (slim wells), which were not adequate for fluid production even in the case of finding favorable conditions.

At present, around 42 wells are considered as 'productive' because they have adequate fluid enthalpies and flow rates to supply fluids to the power plants (Fig. 3). A list of water and steam production and mixture enthalpy is presented in Table 1.

There are other wells capable of discharging high enthalpy fluids but they are considered as non-productive because their thermodynamic conditions are not suitable for electricity generation under the prevailing production policies in the field. Some of those excluded wells could be considered as productive wells under less restrictive requirements prevailing in other Mexican geothermal fields. Fig. 4 shows a contour map of thermal discharge from productive wells.

Past experience in locating production wells at Los Azufres shows that the highest success rate is achieved when the intersection of E-W fault planes (Fig. 3) at depths from 700 to 2000 m below the surface are considered as the drill target.

This criterion, along with the distance to surface manifestations and hydrothermal altered areas, serve as the best conventional indicators used to locate new drilling sites. Circulation losses during drilling, hydrothermal mineralogy, temperature and production data in nearby boreholes are also important (López, 1991a; Residencia de Los Azufres, 1996). Resistivity data at constant depths from 500 to 2000 m below the surface (Bigurra, 1995) are the most reliable geophysical tool, especially in areas far from previously drilled sites.

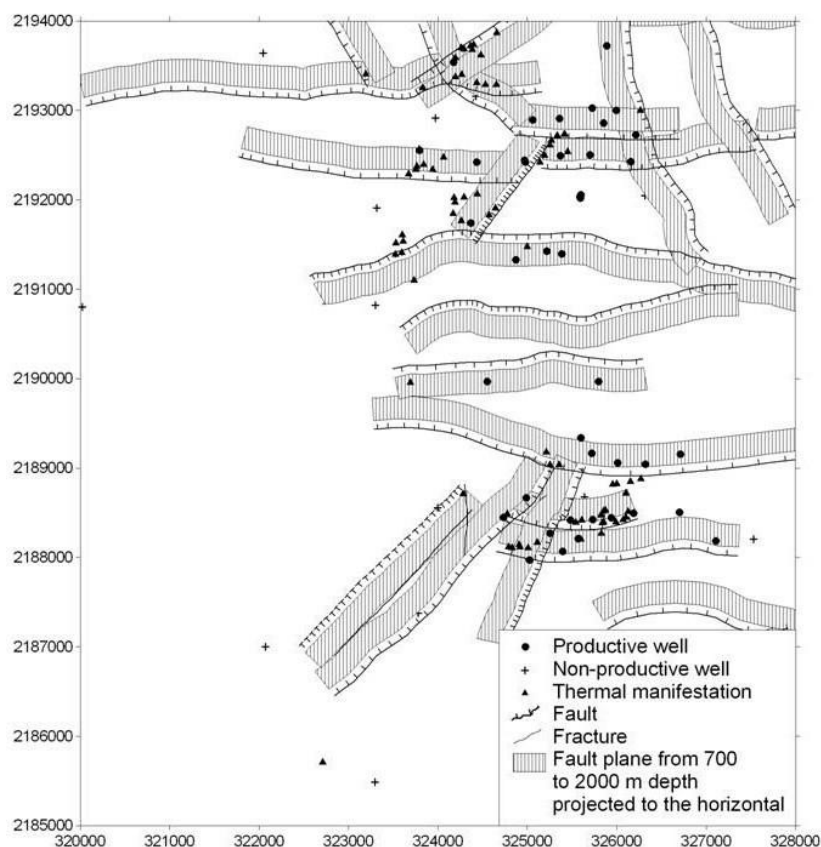


Fig. 3. Location of main geologic faults, superficial thermal manifestations and wells at Los Azufres. UTM coordinates are in meters.

| Well | X coordinate | Y coordinate | Height [masl] | Steam production [Ton/h] | Liquid production [Ton/h] | Mass flow [Ton/h] | Mixture Enthalpy [kJ/kg] | Thermal discharge MW | Steam quality % |
|------|--------------|--------------|---------------|--------------------------|---------------------------|-------------------|--------------------------|----------------------|-----------------|
| 1    | 325,597.02   | 2,189,340.00 | 2,863.60      | 23.9                     | 8.8                       | 32.6              | 2047                     | 19                   | 73              |
| 1A   | 325,721.61   | 2,189,164.00 | 2,875.39      | 34.7                     | 2.1                       | 36.8              | 2659                     | 27                   | 94              |
| 2    | 324,733.23   | 2,188,451.00 | 2,795.30      | 17.1                     | 60.1                      | 77.2              | 1182                     | 25                   | 22              |
| 4    | 324,432.89   | 2,192,423.00 | 2,871.36      | 30.8                     | 23.6                      | 54.3              | 1920                     | 29                   | 57              |
| 5    | 325,997.47   | 2,193,000.00 | 2,906.60      | 83.6                     | 0.0                       | 83.6              | 2775                     | 64                   | 100             |
| 6    | 325,393.01   | 2,188,066.00 | 2,822.15      | 37.0                     | 0.0                       | 37.0              | 2776                     | 29                   | 100             |
| 9    | 325,217.87   | 2,191,425.00 | 2,947.00      | 18.6                     | 16.6                      | 35.2              | 1829                     | 18                   | 53              |
| 9A   | 325,385.56   | 2,191,394.00 | 2,937.68      | 16.0                     | 0.2                       | 16.1              | 2753                     | 12                   | 99              |
| 9AD  | 325,385.56   | 2,191,394.00 | 2,937.68      | 22.4                     | 0.0                       | 22.4              | 2777                     | 17                   | 100             |
| 13   | 326,155.79   | 2,192,427.00 | 2,935.80      | 70.5                     | 0.5                       | 71.1              | 2765                     | 55                   | 99              |
| 16AD | 325,026.40   | 2,187,972.00 | 2,831.58      | 20.3                     | 11.6                      | 31.9              | 2071                     | 18                   | 64              |
| 17   | 325,480.06   | 2,188,421.00 | 2,818.45      | 43.4                     | 0.0                       | 43.4              | 2769                     | 33                   | 100             |
| 18   | 326,704.02   | 2,188,507.00 | 2,953.63      | 47.3                     | 0.3                       | 47.6              | 2762                     | 36                   | 99              |
| 19   | 325,357.06   | 2,192,909.00 | 2,846.70      | 48.7                     | 13.3                      | 62.0              | 2348                     | 40                   | 79              |
| 22   | 326,008.84   | 2,189,061.00 | 2,863.43      | 102.4                    | 64.2                      | 166.6             | 2009                     | 93                   | 61              |
| 23   | 324,550.20   | 2,189,967.00 | 2,914.29      | 29.0                     | 5.1                       | 34.1              | 2472                     | 23                   | 85              |
| 25   | 325,796.05   | 2,189,970.00 | 2,895.09      | 15.2                     | 8.8                       | 23.9              | 2047                     | 14                   | 63              |
| 26   | 327,106.19   | 2,188,183.00 | 2,916.64      | 60.9                     | 47.8                      | 108.7             | 1880                     | 57                   | 56              |
| 28   | 324,968.72   | 2,192,443.00 | 2,852.04      | 68.9                     | 9.5                       | 78.4              | 2550                     | 56                   | 88              |
| 28A  | 325,368.36   | 2,192,493.00 | 2,859.92      | 17.4                     | 5.1                       | 22.6              | 2393                     | 15                   | 77              |
| 32   | 325,701.55   | 2,192,502.00 | 2,939.00      | 55.0                     | 0.0                       | 55.0              | 2783                     | 43                   | 100             |
| 33   | 325,569.52   | 2,188,212.00 | 2,838.70      | 60.8                     | 0.0                       | 60.8              | 2776                     | 47                   | 100             |
| 34   | 326,189.60   | 2,188,496.00 | 2,938.31      | 42.4                     | 0.0                       | 42.4              | 2772                     | 33                   | 100             |
| 35   | 326,711.91   | 2,189,155.00 | 2,877.15      | 48.4                     | 0.0                       | 48.4              | 2783                     | 37                   | 100             |
| 36   | 325,728.44   | 2,188,424.00 | 2,845.90      | 18.9                     | 0.0                       | 18.9              | 2774                     | 15                   | 100             |
| 37   | 324,988.08   | 2,188,667.00 | 2,845.24      | 34.2                     | 0.0                       | 34.2              | 2774                     | 26                   | 100             |
| 38   | 325,937.31   | 2,188,442.00 | 2,894.45      | 85.3                     | 0.0                       | 85.3              | 2774                     | 66                   | 100             |
| 41   | 324,369.97   | 2,191,742.00 | 3,011.00      | 13.1                     | 0.0                       | 13.1              | 2772                     | 10                   | 100             |
| 42   | 324,174.80   | 2,193,540.00 | 2,730.01      | 61.4                     | 147.3                     | 208.7             | 1378                     | 80                   | 29              |
| 43   | 326,215.75   | 2,192,726.00 | 2,898.80      | 51.7                     | 6.5                       | 58.2              | 2544                     | 41                   | 89              |
| 45   | 325,596.98   | 2,192,058.00 | 2,971.63      | 21.9                     | 15.1                      | 37.1              | 1989                     | 20                   | 59              |
| 46   | 325,253.64   | 2,188,270.00 | 2,817.10      | 63.0                     | 0.0                       | 63.0              | 2777                     | 49                   | 100             |
| 48   | 325,724.32   | 2,193,028.00 | 2,919.64      | 43.5                     | 17.3                      | 60.9              | 2202                     | 37                   | 72              |
| 51   | 325,888.73   | 2,193,723.00 | 2,915.02      | 32.3                     | 19.2                      | 51.5              | 2020                     | 29                   | 63              |
| 56R  | 324,873.27   | 2,191,331.00 | 2,927.68      | 16.9                     | 0.7                       | 17.5              | 2705                     | 13                   | 96              |
| 57   | 325,057.18   | 2,192,895.00 | 2,843.77      | 15.3                     | 1.7                       | 17.0              | 2581                     | 12                   | 90              |
| 62   | 326,320.00   | 2,189,044.00 | 2,867.00      | 89.6                     | 87.7                      | 177.3             | 1795                     | 88                   | 51              |
| 64   | 325,851.00   | 2,192,861.00 | 2,907.00      | 8.5                      | 0.0                       | 8.5               | 2772                     | 7                    | 100             |
| 65D  | 323,795.00   | 2,192,554.00 | 2,805.00      | 37.4                     | 64.6                      | 102.0             | 1503                     | 43                   | 37              |
| 66D  | 324,978.00   | 2,192,425.00 | 2,854.00      | 33.1                     | 0.0                       | 33.1              | 2777                     | 26                   | 100             |
| 67   | 325,594.00   | 2,192,023.00 | 2,973.00      | 19.7                     | 0.1                       | 19.8              | 2763                     | 15                   | 99              |
| 69D  | 325,586.00   | 2,192,037.00 | 2,972.00      | 67.2                     | 0.0                       | 67.2              | 2776                     | 52                   | 100             |

Table 1. Production, enthalpy, thermal discharge and steam quality of production wells in Los Azufres, year 2004 (only include wells actually integrated to the steam supply system).

Other methods have a more limited application. Gravity and magnetic studies conducted at Los Azufres (García, 1995) indicate that the field is located in a high density and high magnetic susceptibility block. Production wells are located near the flanks of the source body, but a detailed correlation with the production characteristics of wells has not been analyzed. Geochemistry of surface thermal features is seldom used because most manifestations are of acid type and an integral interpretation has not been done. On the other side, a few hot springs in the area are of carbonate type (of meteoric origin) and do not provide direct information on the reservoir (Tello, 1997; 2005).

Location of drill sites of a more exploratory nature (i.e., outside the current production area) depends to a higher degree on resistivity data, Schlumberger and Time Domain electromagnetic (Palma, 2003), and structural geology. Following these criteria, satisfactory results were obtained for exploratory wells 59, E1 and E2, but very disappointing results were obtained for wells 10, 20, 44 and 58, which were located as potential production wells. At the time they were drilled, more than ten years ago, these results were surprising because these wells had been located using the same criteria applied to locate the successful production wells drilled previously, i.e., near surface thermal features and to target minimum resistivity anomalies at depth.

In the case of wells 10, 20 and 58, later studies showed that the misinterpretation of minimum resistivity anomalies as direct indicators of reservoir conditions was the main error source. Now it is known that at Los

Azufres low but not minimum values are the best geothermal targets. In the case of the well 44, the recent drilling of a successful directional well (65d) at the same pad, indicated that the low permeability found in the first well was the consequence of drilling errors and a failed estimation of the depth to intercept a fault (the short distance between those wells makes them appear overlapped in Fig. 2 and 3).

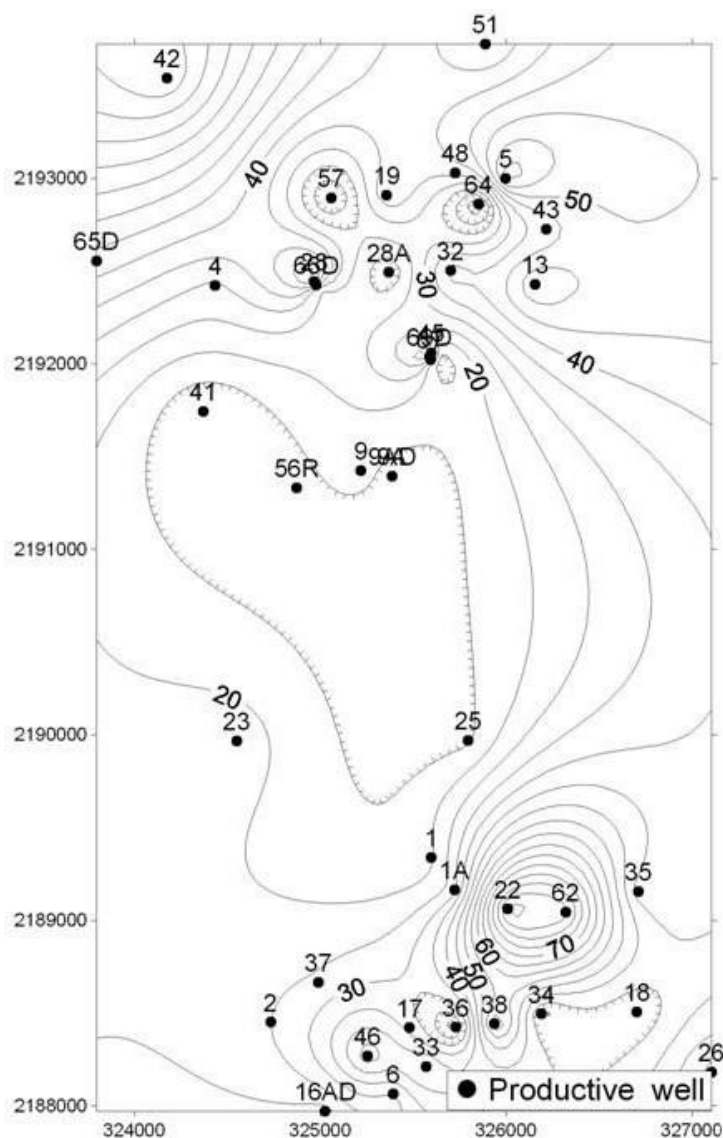


Fig. 4. Thermal discharge in MW in productive wells, calculated as the product of mixture flow rate and enthalpy. (Only wells actually integrated to the steam supply system as for August 2004 are shown. UTM coordinates in meters.)

theoretical homogeneous media model, but the 82° inclination has been accepted on the basis of measurements of topographic slopes and a few fault planes measured in the field.

A detailed structural geology study in progress (Rocha, 2007, personal communication) confirms the conclusions of previous studies conducted at different geothermal fields in Mexico, showing that the stress regime at the local scale can be quite different to that prevailing at a regional scale, and changes can occur at the scale of a few kilometers depending of the properties of the local rocks and the effect of recent magma intrusions. Fault dips around 75° were recently inferred for two sites on the basis of micro-structural measurements. New field data show a NE-SW offset on at least one E-W fault, suggesting the local re-

After the preliminary selection of the best drill sites in plain view, the next step is the preparation of resistivity, temperature and mineralogy sections to confirm or reject the proposed sites. In all the cases, a subjective weighting of the encouraging and discouraging evidence is conducted by the interpreter, usually a geologist. Up to date, other data sources are not used because of the lack of clear-cut interpretation criteria and practical difficulties encountered in handling such large amounts of geothermal data. The MCE method described in this paper is aimed to provide the geologist a computer support for the stage of data integration in plain view.

In spite that Los Azufres is a well studied field, there are many basic subjects that are not well understood, in part due to the fact that some pre-feasibility studies were skipped or only partially applied (for example the measurement of the thermal discharge of surface manifestations). In this field it is difficult to measure the dip of faults at the surface because of the vegetation and the characteristics of the outcropping rocks. On the other side, the pattern of circulation losses in wells is complex, and the correlation of these with the fault traces at the surface has not been successful to determine the inclination of faults.

A constant 82° inclination for all the faults has been successfully used by CFE geologists to locate production wells at Los Azufres (López, 1991a). An inclination of 75° could be a better figure for a normal fault considering a

activation of the NE-SW fault system. On the local scale, it was observed that some thermal manifestations are aligned over NE-SW and especially N-S trends. For our analysis we decided to use the conventionally accepted 82° constant inclination as long as specific data for each fault are not available.

Petrologic studies in wells usually identify abundant microscopic structures associated with faulting. On the other hand, circulation losses and thermal logs suggest that permeable zones underground are not restricted to faults mapped at the surface. We consider that an explanation in some cases is the existence of not previously identified superficial faults with orientations other than E-W. The existence of hidden faults at Los Azufres is suggested also by the local changes in the distribution of thermal features respective the dominant E-W regional trend, results of structural geology studies, unexpected patterns of circulation losses in wells and high production in wells not clearly associated with known faults.

## 2.2. Antecedents on Multi-Criteria Evaluation Method

We decided to follow a direct modeling approach for data integration because it is the conventional procedure applied at the CFE to locate new drilling sites. In this way we can profit from the geologist experience to assign a different significance for each geothermal study as a geothermal clue to locate drilling sites, and at the same time we promote the systematic application of the methodology assisted by the computer that we created. Methods based on inverse modeling could be developed only after the conclusion of the statistical studies in progress, because we consider that it is necessary to reach a better quantitative understanding of the information provided by each data source before attempting to automate some steps of data integration.

Multi-Criteria Evaluation methods are designed to make the joint evaluation of an area on the basis of different data sources (layers). They transform information corresponding to each data source to a numeric variable that reflects their suitability for a certain usage. Usually these methods use a weighted average (a linear combination) to obtain the resulting value. Ideally, weighting values should be based on calibration zones on which known results of the output (dependant) variable can be reproduced by means of an adequate selection of data weights. However, very often, as in the present study, the assignment of weighted values relies more on trial and error tests and the personal experience of the interpreter.

We consider that the use of a Multi-Criteria Evaluation method (MCE) is a good starting point because beside it does not constitutes a radical break with conventional interpretation practices, its application does not depend on the statistical treatments that we have just initiated, and so, the obtaining of results of practical interest in the short term is guaranteed. We assume that the data used for this study are relevant for drill site location, without a statistical demonstration, because it has been used successfully to locate drilling sites in the past 20 years. The quantification of the relative significance of each data layer and the definition of the minimum significant data set for this task, eliminating redundant layers, are the kind of technical concerns requiring a detailed statistical study.

The use of a MCE is a natural way to increase, step by step, the rigor used to conduct the joint interpretation of multiple geothermal data sets. Through the application of explicit criteria to evaluate each parameter, it provides a basis to develop methods with a better statistical support in the future. Finally, previous experience of the CFE personnel in the use of MCE procedures is also a fundamental reason to opt for this method.

Multi-Criteria Evaluation Methods were used at the CFE in early 1980's as a preliminary task to select promising geothermal areas to be verified during field research for the First National Census of Thermal Manifestations in the country. Pre-existing Earth Sciences regional maps and photo-interpreted linear

features and volcanic edifices on Landsat IV images, among other variables, were the raw data (López-Hernández *et al.*, 1981).

At that time, results were highly satisfactory in spite that the numeric procedure was applied without the aid of a computer. The studied area was divided using a regular square grid overlying the satellite image, and on each grid cell vertices a numeric value reflecting the density of linear features, volcanoes or the lithologic type were indicated. After normalizing the values of each variable, the user calculated a resultant number by means of a weighted linear combination of the partial qualification corresponding to each variable. Usually each weight was decided by the user on the basis of his or her experience and the known characteristics of the studied area.

It can appear that due to the subjectivity in the selection of weights, the MCE method has a very limited utility for the study of a particular area, and is completely useless to compare results from different geothermal projects. Those criticisms have certain justification but, on the contrary, we can argue that a MCE procedure has invaluable advantages that make advisable its application. The first one is that it makes necessary the explicit identification of the variables on which a conclusion will be dependant, and also that it requires explicit data combination criteria. Both conditions make the process more or less repeatable, with the advantage that it can permit the inclusion of new data and criteria according to the interpreter's experience. Those attributes of MCE explain the successful results obtained at CFE.

At a geothermal field scale, Prol-Ledesma (2000) used a GIS to predict the location of the most productive areas within the Los Azufres field using a MCE method. That study assigned a 'geothermal favorability index' based in apparent electric resistivities for  $AB/2 = 1000$  m and the distance from geologic contacts, faults, fractures and thermal manifestations. Although many producing wells were left out the areas marked as favorable, none of the non-producing wells were included in them, so the 'low-risk' map was considered by that author as suitable for exploration well sitting.

Since the time that study was conducted to the present, new production wells (64, 65d, 66d, 67, 69d, 9AD, 1A, 28A, 9A, 19d) and an injection well (7A) have been drilled, and two more were repaired (29d, 53). However, the new drilling results are not adequate to test the conclusions of that paper because most wells were drilled in well known productive areas at a distance of no more than 500 m away from previously drilled wells. On the other side, figures in the cited paper have not the adequate size to make a detailed analysis. As a result of a visual scrutiny, we consider that the new drilling results are better represented by the geothermal favorability map of high-risk using a Fuzzy Logic model (Fig. 10 of the cited paper). Other methods illustrated in the same paper produce results so restrictive that do not classify adequately productive wells (either pre-existent at the time the study was conducted or recently drilled).

### 3. Methodology

For our study, the location of thermal springs at Los Azufres is based on maps elaborated before Global Positioning System (GPS) technology was available. Most coordinates were digitized using a tablet and hard copy maps elaborated 25 years ago. A new inventory of thermal manifestation locations using GPS is in progress as part of the structural geology research project in progress. Preliminary results were available for this study (Fig. 3).

Coordinates of most wells were determined by the CFE's field personnel using GPS technology; in a few cases, their location is based on digitizing coordinates from hard copy maps. Fault traces were digitized from geological maps with a scale 1:10,000 (López, 1991a) based on field work. Cartographic deformations and

fault traces were corrected to fit the topographic slopes observed on shadow relief maps of a digital elevation model with a 10 x 10 pixel.

All this information was geo-referenced using the new Mexican cartographic standard Datum (ITRF 92) to include them in the GIS. In spite that some mapped features require further modification, this data set is the best and more reliable source available to make the study described in this paper.

### 3.1 Relation of production wells to thermal features and different fault trends

To study the importance of distance from production wells to superficial thermal features, or from production wells to faults of different trends, a simple distance analysis was conducted. What we did is to find the nearest neighbor for each one of the elements of the two sets, wells and thermal features, respectively. The 'production' or 'non-production' attribute of each well was used to classify the distance to the nearest thermal feature in two groups, and then the average minimum distance was calculated for each one.

In the case of faults we follow a similar approach but in that case the attribute 'trend' of each fault was used to form subgroups of minimum distance depending on the well type and the fault trend. Average trends of linear features are automatically calculated inside the system and the resulting data are grouped into classes according the user defined azimuth intervals. We defined four classes of fault trends that we considered relevant for Los Azufres: N-S, E-W, NW-SE, and NE-SW. As the final step we calculate the average distances for each data subset (well type-fault trend) to produce Table 2, whose results are discussed in a further section.

| Parameter                                                                        | Magnitude                                 | Comments                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Average minimum distance between wells and thermal springs                       | 415 m                                     | Maximum distance of 1505 m occurs between well 58D and Erendira hot spring, and a minimum of 24 m in well 2                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Average minimum distance between <u>productive wells</u> and hot springs         | 282 m                                     | Only wells actually integrated to the supply systems to power plants were considered (May 2004)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Average minimum distance between <u>non-productive</u> wells and thermal springs | 521 m                                     | A 65 m minimum distance was found for well 42                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Average minimum distance between wells and faults (of any trend)                 | 248 m, 197 m omitting wells 20, E1 and E2 | Most values are under 500 m, frequent value are around 350 m, values higher than 1000 m occur only in wells 20, E1 and E2. If we omit these wells a relative maximum of 493 m occurs between well 40 and Maritaro fault and a minimum at well 16D, located over the Los Azufres fault trace                                                                                                                                  |
| Average minimum distance between <u>productive wells</u> and faults              | 179 m                                     | Maximum of 403 m for well 18. Most wells have a minimum distance associated with E-W faults, excepting wells 5 and 51 (N-S) and wells 17, 28, 37, 42, 46 and 66D (NE-SW)                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Average distance from <u>non-productive</u> wells and faults                     | 233 m omitting wells 20, E1 and E2        | 16 wells associated with E-W faults: 3, 11, 12, 14, 15, 21, 24, 29D, 30, 31, 39, 40, 44, 49, 54, 55<br>11 wells associated with NE-SW faults: 7, 8, 10, 10A, 10B, 10C, 20, 27D, 27, 47, 50, 58D<br>1 well associated with N-S faults: well 53                                                                                                                                                                                |
| Average topographic height of <u>productive wells</u>                            | 2911 m                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Average topographic height of <u>non-productive wells</u>                        | 2747 m                                    | 2773 m if boreholes 20, E1 and E2 are omitted                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Average longitude of nearest fault to <u>productive wells</u>                    | 3409 m                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Average longitude of nearest fault to <u>non-productive wells</u>                | 3318 m                                    | The last two results are consistent with the idea that a longer fault should be more important as a geothermal indicator. In fact E-W trend is composed of individual faults with a greater average longitude, probably because they are younger and their continuity at the surface is clearer. So this behavior could not be a direct consequence of a bigger penetrability associated with a bigger horizontal longitude. |

*Table 2. Average distance from productive wells to faults and hot springs at Los Azufres, Mexico.*

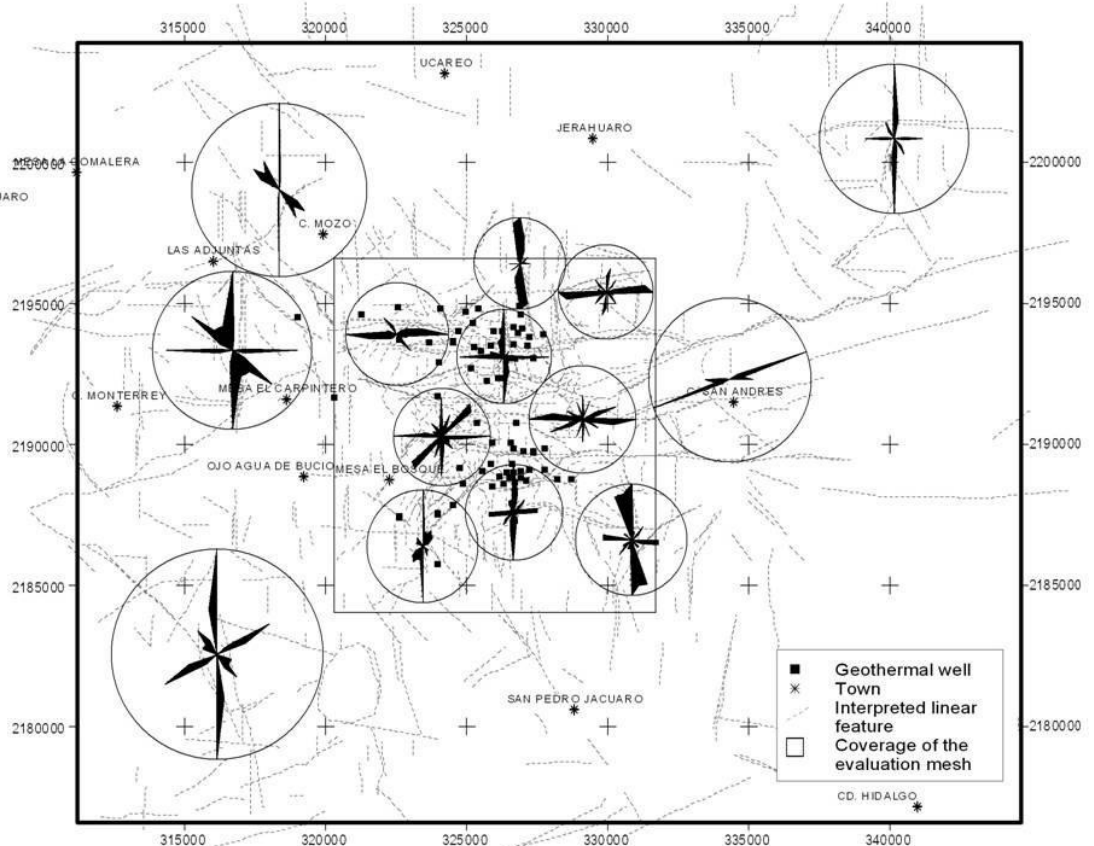
This is a very simple classification scheme, since another attributes of each data set, that can be managed by the system, were not considered, for example for thermal features: temperature, type of manifestation, area or the total heat discharge, and for faults, attributes like: total length, age, vertical offset, etc. Some of these attributes, especially those of thermal features, are not available, but the main reason to omit them in the analysis is that those characteristics have not been used systematically to select drilling sites at Los Azufres, and there are not standard criteria to include them. At this stage of the project, our priority is to systematize the drill location problem using the conventional criteria established at the CFE for this task.

### 3.2 Contribution of GIS to the identification of hidden faults

The identification of many structures that are difficult to observe by field mapping is other contribution of the data management using a GIS. We conducted the photo interpretation of lineaments that could be associated with hidden faults using Thematic Mapper images, ortho-photographs, digital elevation models (DEM) and geophysical data.

Linear features were photo-interpreted directly on screen displays of satellite images and low altitude ortho-photos, and then included as new geothermal data layers. A photo-interpretation procedure was also used to identify linear features on digital elevation models with resolution cells of 80 m, 30 m and 10 m. Each model was displayed sequentially in the screen as a shaded relief map with different sun angles. The linear features observed more persistently were visually traced. This procedure produced the most useful results for the interpretation of linear features at the surface. Finally we merged the maps of interpreted linear features to produce Fig. 5.

*Fig. 5. Regional map showing a composite of linear features interpreted on Thematic Mapper images, ortho-photographs and digital elevation models. Rose diagrams built for the cumulative length of photo-interpreted lineaments show the importance of N-S trend. The coverage of the grid mesh used for Multi-Criteria Evaluation is also shown. UTM coordinates are in meters.*



As at Los Azufres a clear cut association between circulation losses at depth and fault traces has not been identified, we have no other way to obtain a plane view of hidden (without superficial expression) geologic structures other than by geophysics. Linear interfaces were identified calculating the horizontal gradient of

geophysical maps. In order to make a conservative interpretation we defined linear interfaces as the axes of elongated contours in the horizontal gradient maps.

The implicit assumption underlying this procedure is that high lateral geophysical changes associated with parameters like density, magnetic susceptibility or resistivity, provide a significant insight on the presence of lithologic changes in the ground and when those changes have a linear pattern, the interface can be an evidence of a hidden fault that puts in contact two materials of different properties. Conventionally, we decided to use tics to identify the low resistivity, low density or low susceptibility side of a lineament.

This procedure was applied to the Occam resistivity maps at different depths, in which case resistivity variations can be related to permeability changes associated with variations of alteration percentage, texture or lithologic type in the subsurface (Fig. 6). Differences in height at contiguous soundings are not big enough to difficult this task, due to the non-horizontality of a constant depth map. Gravity and magnetic provided an insight to lineaments of a more regional character with no identified association with the production of fluids.

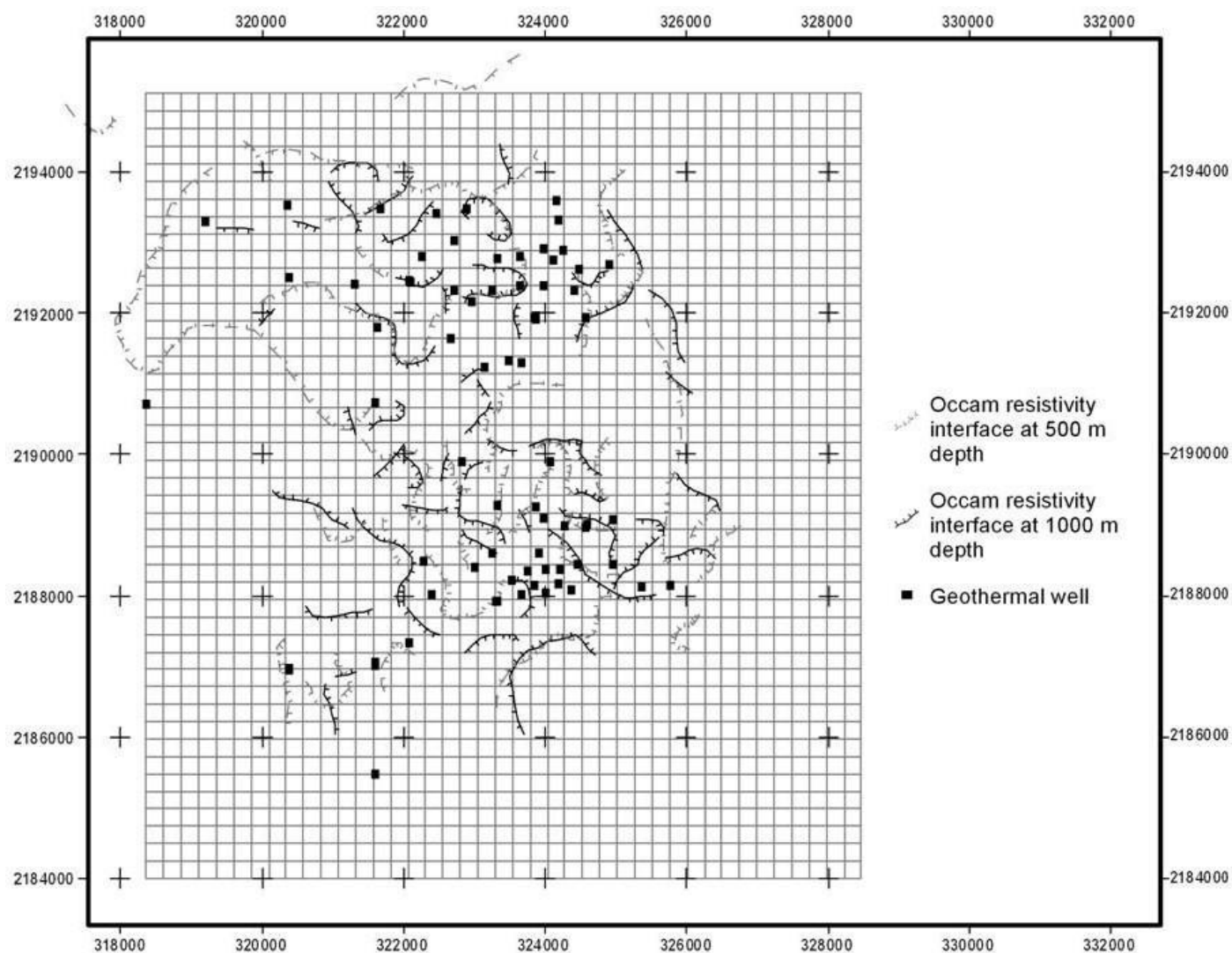


Fig. 6. Interfaces at 500 and 1000 m depth identified as the axes of elongated maximum contours of the horizontal gradient of Occam resistivity. Different weights were assigned to lineaments at each depth. UTM coordinates are in meters.

### 3.3 Development of a MCE strategy

The application of a MCE method in a geothermal field under exploitation requires the development of criteria to handle a greater variety of data than in the case of regional exploration. On the other hand, each study is constituted by more and better detailed data, and the geothermal significance of each additional property must be interpreted in light of previous drilling results.

For example, data available in a geothermal field under exploitation include parameters measured in wells that depend on the depth (temperatures, pressure, circulation losses, etc.). Detailed geophysical studies like DC, MT or TDEM show also the distribution of resistivity at different levels below the topographic surface. For most geothermal prospecting methods the significance of the data attributes (ranges, depths or orientations, etc.) can vary with time depending on the new drilling results continuously produced. Those attributes cannot be omitted by a realistic study at a field in exploitation.

For the development of a computer assisted methodology to select drill sites it was necessary to study which combination of exploratory parameters could be associated with the different production zones of the field. In the past, we have observed that E-W faults and thermal manifestations, and to a lesser degree, low but not minimum electric resistivity, are the most reliable clues. However, the frequent identification of successful production wells without a clear-cut association with those conditions, or of failed wells when evidence seemed to be encouraging, make it necessary to look for more accurate criteria on the basis of the comparison of a comprehensive exploratory and production data sets.

We departed from the assumption that comparison of maps of each geothermal parameter with production data is the best way we have to define the geothermal significance that each parameter can have to select new drill sites. In this way, we selected a data subset of what we consider the most relevant studies, defined the relative importance of each one, and determined the numeric weights used for the calculation of a geothermal suitability index. As a final step, we extend these results using the same weights defined from the drilled areas to identify the areas with similar geothermal parameters.

To apply the procedure delineated in the previous paragraph, it was necessary to solve practical problems as how to define a representative property of a successful well and how to transform geothermal data into a numeric value suitable for a weighted averaging procedure. Before giving a detailed description of the procedure we followed, we describe the conceptualization on which we based the subsequent development.

We decided to make the evaluation of a 115 km<sup>2</sup> area (10.25 km x 11.25 km) using a regular square mesh of 250 m per side (Fig. 6), and to use vector rather than raster representations of geothermal data. The last criterion was intended to avoid excessive computational requirements and geometric non-compatibility problems due to differences in coverage and data resolution of different variables or of a single parameter at different depths. On the other hand, pixel size analysis is not advisable because, in most cases, local values do not correspond to measured but to interpolated numbers on the basis of unevenly distributed data.

### **Intensive and extensive attributes**

Most features have an extensive property associated with their geometry and one or several intensive attributes (following a nomenclature inspired by thermodynamics). We call 'extensive' properties those associated with geometric dimension whose evaluation for each cell can be represented by a cumulative summation of the property of each feature intersecting the cell (for example the total number of points, cumulative length of linear features or the cumulative area of a particular lithologic type). GIS software let us calculate the intersection of the polygons constituting the evaluation grid in which we divide the studied area, and point, linear and polygonal features (geometric shapes utilized to represent geothermal information) in a very fast and accurate way.

We name ‘intensive’ attributes, those properties of a feature that modify the initial geothermal significance assigned on the basis solely on its extensive property. For example, depth of the resistivity map, temperature or flow rate of a hot spring, or the orientation of a linear feature. Qualitative attributes can be distinguished because the resultant value for several features contained in a cell is better represented by an average than by a summation.

To solve the problem represented by intensive attributes we decided to apply a weighting procedure twice. In a first step, we quantified the extensive attribute of each feature intersecting an evaluation cell and then we made a weighted summation of all contributions. The final result was normalized from 0 to 10. Relative weights were assigned according the interpreter’s experience, depending on the intensive attribute of each feature. This procedure was repeated for each data layer. For example, in the case of the photo-interpreted linear features, in the first step the total length of lineaments intersecting each cell was calculated as the summation of each individual intersection and in the second this result was weighted by a factor depending on its orientation.

After normalizing results for each data layer, the second step was to make a weighted linear combination of partial results from each layer and to apply a new normalization to produce values between 0 and 1. The process can be better understood with the following mathematical explanation.

### Mathematical procedure used for the MCE method

The (normalized) geothermal index was calculated as:

$$GI_{ij} = \frac{g_{ij}}{g_{max}} * Nrg \quad (1)$$

$GI_{ij}$  = Normalized geothermal index for cell  $ij$ .

$g_{ij}$  = Raw geothermal index in cell  $ij$ .

$g_{max}$  = Maximum raw score in the evaluation mesh.

$Nrg$  = Normalization range (1 for this study).

where

$$g_{ij} = \sum_k W_k P_{ijk} \quad (2)$$

$g_{ij}$  = Raw geothermal index for cell  $ij$  in the evaluation mesh.

$W_k$  = Weight of the geothermal data layer  $k$ . Assigned on the basis of subjective judgment of personnel involved in the selection of drill sites in the past.

$P_{ijk}$  = Normalized partial geothermal index for cell  $ij$  due to contribution of layer  $k$ .

$$P_{ijk} = \frac{p_{ij}}{p_{max}} * Nr \quad (3)$$

$p_{ij}$  = Raw score of the partial geothermal index in cell  $ij$ .

$p_{max}$  = Maximum raw score in the evaluation mesh.

$Nr$  = Normalization range (10 for this study).

$$p_{ij} = \sum_l w_l a_{ijl} \quad (4)$$

$w_l$  = Weight for the extensive property  $l$  according to its significance as a geothermal indicator. The significance is based on intuitive knowledge of the field and visual comparison of maps and contours of thermal discharge in wells.

$a_{ijl}$  = Intersection between cell  $ij$  and a geometric feature  $l$  with a geothermal attribute. It is measured in terms of area for polygons, length for linear features and number of points for point features.

$$a_{ijl} = A_l \cap c_{ij} \quad (5)$$

$A_l$  = Each of the polygons of constant average value in which a contours map is divided according the data range and its significance as a geothermal indicator (intervals of electric resistivity, hydrothermal alteration percentage, temperature, gradient, etc.), or the subset of lines grouped according a common attribute with geothermal significance (in this study: depth for resistivity interfaces or orientation for photo interpreted lineaments; another potential attributes are the age or composition of the lithologic unit affected by the lineament), or the subset of points with a common attribute (temperature, chemical composition, flow rate, etc.).

$c_{ij}$  = A cell in the evaluation mesh (250 x 250 m square cell for this study).

#### 4. Detailed procedure for the MCE method

The application of the MCE at Los Azufres can be summarized in the following steps. Each one is explained in detail in this section:

1. Selection of a parameter to quantify the success of a drill site on the basis of production data.
2. Identification of the most relevant geothermal data layers to select the drill sites, on the basis of past drilling results.
3. Selection of relative weights for each data-layer selected in step 2 to combine their individual values into a resultant single number in step 6.
4. Selection of relative weights to transform the combined intensive and extensive attributes of each feature in a layer to a number in step 5 (for example to take account of the orientation of linear features, or the resistivity of an area at a fixed depth).
5. Calculation in each cell in which we divided the studied area, of the (partial) contribution of a layer to the suitability index considering the coverage of each feature (extensive attribute) and their properties (intensive attributes). Summation of the contribution of all the features or parts of them intersecting each cell and normalization of results.
6. Calculation of a geothermal index. Weighted linear combination of the numeric value corresponding to each data layer (resulting from step 5) using weights selected in step 3, and normalization of the final result.
7. Criteria for specific drill site selection from practical considerations (selection of the best drill cells with the same range of geothermal index according the interpreter experience and additional considerations, for example distance to production wells, location of respective fault planes at depth, etc.).

##### 4.1. Selection of a parameter to represent the success of a drill site

For this task, it was necessary to decide which parameter could be considered as the most representative of a successful drill location. Maximum temperature, enthalpy and steam production for each well were under

consideration but finally we decided to use total thermal discharge (the product of mixture enthalpy and total mass discharge at separation pressure) as the most representative parameter (ninth column in Table 1) (Fig. 4), because this parameter combines not only the specific energy supply but also the amount of mass extracted. Corrections to take into account differences in separation pressure were not applied because we are interested just in a bulk behavior on the operative conditions on which they were evaluated.

We divided the variation range of this property into three intervals. Values below 50 MW were considered as an indicator of a moderately successful drill site, values from 50 to 100 MW were considered as good drill sites, and values from 100 to 200 MW were considered as excellent drill sites. The limits of each interval are subjective; we selected them considering the relative conditions prevailing at Los Azufres and consequently they may be inappropriate for other fields.

From the viewpoint of geothermal exploration, even thermal discharge at wells that are not used for electricity generation is of interest to evaluate the significance of each geothermal exploration method. Unfortunately, these data were not available for the present study, so our definition of a “successful drilling site” is biased by criteria dependant of present day production policies. Although the thermal discharge of wells rejected by production policies were not used to define the success of a drilling site, other parameters measured in those wells were used to locate new drill sites, as explained in the following paragraphs.

#### **4.2. Identification of the most relevant geothermal data sources (layers)**

Even though we have the computational capability to include an exhaustive data set to make this evaluation, we consider that it would not be a worthwhile procedure as long as we do not have a clear idea of the geothermal significance of each data source. That depends on studies that we have just started. For the moment, we had to rely on subjective criteria based on experience and trying to profit of the efficient display capabilities of the GIS to compare maps of different parameters.

In the case of numeric variables like resistivity, temperature or hydrothermal alteration, we made a visual comparison of contour maps at different depths with those of the thermal discharge measured in wells (Fig. 4), with the aim to select variables whose contours show what we visually considered the most similar patterns. Criteria to apply numeric methods for map correlation are under study as part of a statistical research in progress.

On the basis of these comparisons, and our past experience at Los Azufres, we selected the following data layers as the best indicators to locate successful drill sites (third column in Table 3): interpolated contour maps of thermal discharge, maximum stabilized temperature, stabilized temperature at 500 and 1000 m depth, maximum average thermal gradient, Occam resistivity at 1000 m depth, total percentage of hydrothermal alteration at 1000 m depth, fault planes between 700 and 2000 m depth, distance to thermal manifestations, superficial hydrothermal alteration, resistivity interfaces and photo-interpreted lineaments.

Meters above the sea level (masl) is the basic coordinate reference system for the development of conceptual models of geothermal fields, reservoir simulation or 3D displays of subsurface geometry. Consequently it is the reference system used in the GIS database. However, for the development of the MCE method we decided to use maps at constant depth in meters below the ground surface, because our final objective is to locate drilling sites, and depth is one the most important economic criteria to decide the location of a geothermal well. In other words, our objective is the comparison of the geothermal suitability of different sites at the same depth.

Working with maps at constant depth we avoid the problem of designing a terrain correction for the geothermal index resultant of the evaluation of maps at constant height, and preserve the customary work

style for drill location at the CFE. Another reason is that in the area covered by our study (Fig. 2), heights vary from 2300 to 3200 masl (a maximum difference of 900 m) and for the shallow production intervals (400-700 m depth in well 41), relevant maps at constant height are over the topographic height of areas surrounding the production zone. Production in most wells occurs at depths where maps at constant height are difficult to handle as they represent conditions at depths with a difference of several hundred meters.

| Layer | Intuitive Relevance | Parameter Description                                                          | Weight | Feature type | Extensive attribute | Intensive attribute               | Relative weight |
|-------|---------------------|--------------------------------------------------------------------------------|--------|--------------|---------------------|-----------------------------------|-----------------|
| 1*    | 1                   | Thermal discharge from extracted fluids [MW]                                   | 8      | Polygon      | Area                | 20-50 MW                          | 1               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 50-100 MW                         | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 100-200 MW                        | 6               |
| 2*    | 2                   | Maximum stabilized temperature [°C]                                            | 7      | Polygon      | Area                | 100-200°C                         | 1               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 200-260°C                         | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 260-360°C                         | 6               |
| 3*    | 2                   | Stabilized temperature at 1000 m depth [°C]                                    | 7      | Polygon      | Area                | 75-120°C                          | 1               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 120-180°C                         | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 180-240°C                         | 6               |
| 4*    | 3                   | Temperature gradient (maximum temperature/depth to maximum temperature) [°C/m] | 6      | Polygon      | Area                | 0.02-0.15 °C/m                    | 1               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 0.15-0.20 °C/m                    | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 0.2-0.65 °C/m                     | 6               |
| 5*    | 3                   | Stabilized temperature at 500 m depth [°C]                                     | 6      | Polygon      | Area                | 30-60°C                           | 1               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 60-120°C                          | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 120-170°C                         | 6               |
| 6**   | 3                   | Faults [m <sup>2</sup> /evaluation cell]                                       | 6      | Polygon      | Area                | NE-SW, NW-SE                      | 1               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | N-S                               | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | E-W                               | 6               |
| 7**   | 4                   | Occam resistivity at 1000 m depth [ $\log_{10}(\text{Ohm-m})$ ]                | 5      | Polygon      | Area                | 1.4-1.8 $\log_{10}(\text{Ohm-m})$ | 1               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 0.6-1.2 $\log_{10}(\text{Ohm-m})$ | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 1.2-1.4 $\log_{10}(\text{Ohm-m})$ | 6               |
| 8**   | 4                   | Location and temperature of surface thermal features                           | 5      | Polygon      | Area                | 25-40°C                           | 1               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 40-70°C                           | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | >70°C                             | 6               |
| 9**   | 5                   | Occam resistivity at 500 m depth                                               | 4      | Polygon      | Area                | 1.6-2.1 $\log_{10}(\text{Ohm-m})$ | 1               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 0.6-1.0 $\log_{10}(\text{Ohm-m})$ | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 1.0-1.6 $\log_{10}(\text{Ohm-m})$ | 6               |
| 10*   | 5                   | Total hydrothermal alteration percent at 1000 m depth [%]                      | 4      | Polygon      | Area                | 0-60%                             | 2               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 90-100%                           | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 60-90%                            | 5               |
| 11**  | 5                   | Lineaments of high horizontal gradient of Occam resistivities                  | 4      | Line         | Length              | 2000-2500 m depth                 | 2               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 500-1500 m depth                  | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | 1000 m depth                      | 5               |
| 12**  | 6                   | Superficial hydrothermal alteration                                            | 3      | Polygon      | Area                | non-differentiated                | 1               |
| 13**  | 7                   | Cumulative length of photo-interpreted linear features at surface              | 1      | Line         | Length              | NW-SE, NE-SW                      | 1               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | N-S                               | 3               |
|       |                     |                                                                                |        |              |                     | E-W                               | 6               |

\* Data from drilled wells

\*\*Data from pre-feasibility studies

**Table 3. Numeric classification of parameters with attributes of geothermal significance, and their relative weight for the calculation of a geothermal index to measure their suitability as a geothermal indicator.**

#### 4.3. Selection of relative weights for each data source (layer)

As explained before, two sets of numeric weights were selected. The first one related to the relative geothermal significance of each layer (fourth column in Table 3), and a second one, associated with the relative significance of features within a single layer depending on their intensive attributes (last column in Table 3). Even though at its present stage assigning of weights for the MCE procedure relies on interpreter intuition and experience, efficient display capabilities of GIS made possible the visual comparison of a much more comprehensive set of data than ever before.

In the fourth column of Table 3 we present the relative importance of each selected variable using a numeric scale from 1 to 10. It is important to notice that we decided not to restrict the summation of those numbers to a given value because we considered that variables are not mutually exclusive, it is to say that the presence of one of them does not preclude the presence of the other. Several variables, for example faults and thermal features, are interrelated and could provide redundant information but we cannot avoid this possibility until the statistical study in progress is concluded. On the contrary, weights in the last column were restricted to

produce a 10 units sum because they are mutually exclusive as far as a single feature cannot have two different values of the same property at the same time.

#### **4.4. Selection of relative weights for the properties (intensive attributes) of each data layer**

Maybe the most difficult task faced in implementing the MCE was the way to transform contoured data to a numeric value representing their geothermal significance, on the basis of their absolute value, depth, and area extent.

Parameters that can be represented by contour lines were treated as polygons whose boundaries were constituted by contour lines of user-specified values. Usually we divide the contours range (the counter domain in mathematical language) in six intervals. We use the contours with the extreme values in the corresponding interval as the boundary of the polygon, and assign the average of limiting contours as their numeric attribute.

The area of intersection between each polygon with an evaluation cell was multiplied by the weight assigned to the intensive attribute (last column in Table 3) before doing the summation of the contribution of all the polygons intersecting each cell. That procedure was applied, for example, in maps of Occam resistivity, stabilized temperature, percentage of total hydrothermal alteration, maximum average gradient, and total thermal discharge. Even though we know that the interpolated values of data measured in geothermal wells may not be realistic, we decided that it is the best way we have at this moment to take well data into consideration to locate new drill sites.

Each data layer is evaluated separately and results for each cell in the evaluation mesh are stored as entries of an array's column. In that way, an adequate selection of columns makes possible the evaluation of the geothermal suitability at specific depths or with a subset of layers of specific interest for a user. We are not interested in a particular depth but in a depth interval, and for that reason we combined results of the data layers in the final suitability index.

For studies whose attribute is a numeric property, i.e., those measured with an interval or ratio scale (Davis, 1986) (for example, temperature of a polygon bounded by isothermal contours), normalized values of the numeric attributes can be used directly as the weighting factor for the extensive property, a procedure easy to apply when there is a monotonic relation between the property and the geothermal significance, as is the case of hot spring temperatures. However, in some cases, the attribute is not a numeric type, i.e., it is measured with a nominal or ordinal scale (lithology or lineament orientations, for example), the relationship is not so clear (total hydrothermal alteration percentage) or the relationship is not monotonic (as is the case of resistivity at Los Azufres where low but not minimum values are the best geothermal indicator).

For this study we preferred to make discrete the interval of variation of the intensive attribute in several contiguous intervals assigning a constant weight for each one (for example the orientation of linear features grouped by cardinal points, or temperatures grouped into three contiguous ranks). This procedure was suitable also for qualitative (non-numeric) attributes or for numeric properties that do not have a monotonic significance as a geothermal indicator.

By visual inspection we identified the attribute interval corresponding to each production level. Contours of the variable (or qualitative attribute of the features) corresponding to low thermal discharge wells were qualified with the lowest numeric values, those corresponding to the medium thermal discharge level were given a medium weight and attributes corresponding to wells with the highest thermal discharge, were assigned the highest weights (sub-cells in the last column of Table 3).

## 4.5. Evaluation of the partial contribution of each data layer

### Point features

The only point features included in the evaluation were thermal manifestations (Fig. 3), whose only considered attribute was temperature (acid character of hot springs makes difficult to find a direct relationship with solute geochemistry without a detailed data interpretation). However, as we considered that most of them are surrounded by steaming grounds, we preferred to treat them as polygonal features that have an influence area represented by a 250 m perimeter. An accurate map of surface thermal features should be very useful to improve this task at Los Azufres.

### Linear features

Linear features included photo-interpreted lineaments (Fig. 5) and linear electric resistivity interfaces at different depths (Fig. 6). In the first case, orientation was considered an important attribute and depth in the second (see Table 3). Taking into account that the accuracy of resistivity data decreases as depth increases and the fact that resistivity interfaces at 1000 m depth are the most representative features of production depth at Los Azufres, we assign the additional weights depending on depth as indicated in Table 3.

Linear interfaces identified on potential field maps (gravity and magnetic) were not evaluated thus far, as we have not determined whether they have a direct association with the well production. However, we considered them to define the specific drill sites after calculating the geothermal index.

### Polygonal features

Polygonal features constitute the biggest group, as these features comprise thermal spring areas, fault planes, and polygons formed from contour maps.

Field-mapped faults were treated not as linear features (attending only their superficial trace) but as surfaces. We started calculating the three-dimensional geometry of fault planes at production depths (700 to 2000 m), then we projected these planes on the horizontal and measured the area of intersection of the projected area with each cell in the evaluation mesh. We consider that this is a more representative geothermal indicators that the length of the trace at the surface or a symmetric buffer around its trace at the surface. We used the conventional inclination (82°) to calculate the faults geometry in the subsurface; this value could be modified on a fault by fault basis if these data were available in the future. Additional weighting was used on the MCE method on the basis of fault orientation (Table 3, columns 7 and 8).

As it can be seen in Table 3, stabilized temperature contours were recognized as the second data source in importance, only after the interpolated values of thermal discharge. For that reason contours at several depths were considered and they received a relatively high weight. The reason for that decision is that we are using equilibrium temperatures and we consider this property is a reservoir parameter more suitable to be interpolated, as they represent equilibrium conditions with a smaller spatial variability than production data (fluid flow rates or production temperature, for example).

Maps of maximum stabilized temperature and temperatures at 500 and 1000 m depth were used for this evaluation. They were calculated by the interpolation of temperatures estimated using the Horner method, applied to the temperature log series measured during drilling breaks (García-Estrada *et al.*, 2001) in order to compensate the thermal disturbance due to the drilling mud circulation. Due to the characteristics of production wells and the high thermal gradients at Los Azufres, very long times of rest after drilling is

completed, produce temperature gradients associated to free convection inside the hole and are not representative of the natural conditions of the surrounding rock. The use of those disturbed temperatures non representative of the original thermal field but of the well under production conditions is considered through the thermal production data.

Production temperatures were not used because the depths at which they are measured do not correspond to the original temperature field, and on the other hand, data corresponding to production conditions were captured using the heat discharge values. Temperatures were treated in the same way as Occam resistivities, so that the area of each cell covered by a polygon of constant temperature was weighted according the discrete rank indicated in Table 3.

Additionally, we used an artificially created variable consisting of the ratio of maximum temperature and depth at which it is found. This is a temperature gradient whose value increases when a high temperature and permeable zone is near the surface, separated by an efficient impervious layer. We consider that interpolated values of this variable are a better indicator of shallow permeability from a global perspective than a parameter based on local conditions as the circulation losses. Obviously areas of maximum interest are those where this ratio is highest. We did not explicitly use circulation loss data because we consider that it makes no sense to interpolate those values for areas where drilling data are not available. Circulation losses are more related to discrete fault planes at depth, which were considered separately.

Occam resistivities for several depths were available, but only those at 500 and 1000 m below surface were considered. Each map was treated as a separate data source (layer) for which each polygon intersecting a grid cell was weighted by the resistivity value interval. Weights take into account our experience at Los Azufres, where observations confirm the model that relates minimum resistivities to clay deposits confining the top of the reservoir (cap rock), while low but not minimum resistivity values correspond to the reservoir at depth. Representative resistivities of those conditions vary with depth, as can be observed in Table 3 (columns 7 and 8).

Total hydrothermal alteration percentage at 1000 m depth was also considered. Weights reflect the fact that high values are frequent in production depths, but highest values imply that permeable zones can be sealed. A more detailed treatment is recommended using recently available databases including the abundance of different alteration minerals. A study conducted to compare Occam model resistivities calculated for time domain electromagnetic and Schlumberger soundings with hydrothermal mineralogy in wells at Los Azufres, shows that the clay content is a parameter very nearly related with the modeled resistivity (García-Estrada, 2005).

#### **4.6 Calculation of the geothermal index**

Calculation of the geothermal index was conducted in a six-step process. In the first step, points, length or area of each feature that intersects an evaluation cell was determined, and in the second, the extensive measure for each feature was multiplied by the factor indicating its geothermal significance (last column in Table 3). In the third step, the resulting values for all features from a single layer in each cell were summarized, and in the fourth step, resulting values were normalized (between 1 and 10) using their extreme values in the studied area. This process was repeated for each geothermal variable indicated in the third column of Table 3. After concluding the evaluation for all variables, the fifth step was to calculate a weighted average (weighted linear combination) of the contribution of all the layers using the weights indicated in the fourth column of Table 3, and finally the sixth step was the normalization (between 0 and 1) of the resulting value to produce the geothermal index.

Results of the fourth step were used to compare the contour maps resulting from the summation of pre-feasibility and post-drilling data layers (Fig. 7). In Figure 8 we present the 'raw geothermal suitability index' calculated as the normalized sum of the joint pre-feasibility and post-drilling data layer sets (sum of Fig. 7a and 7b normalized between 0 and 1), and the weighted geothermal index is presented in Fig. 9.

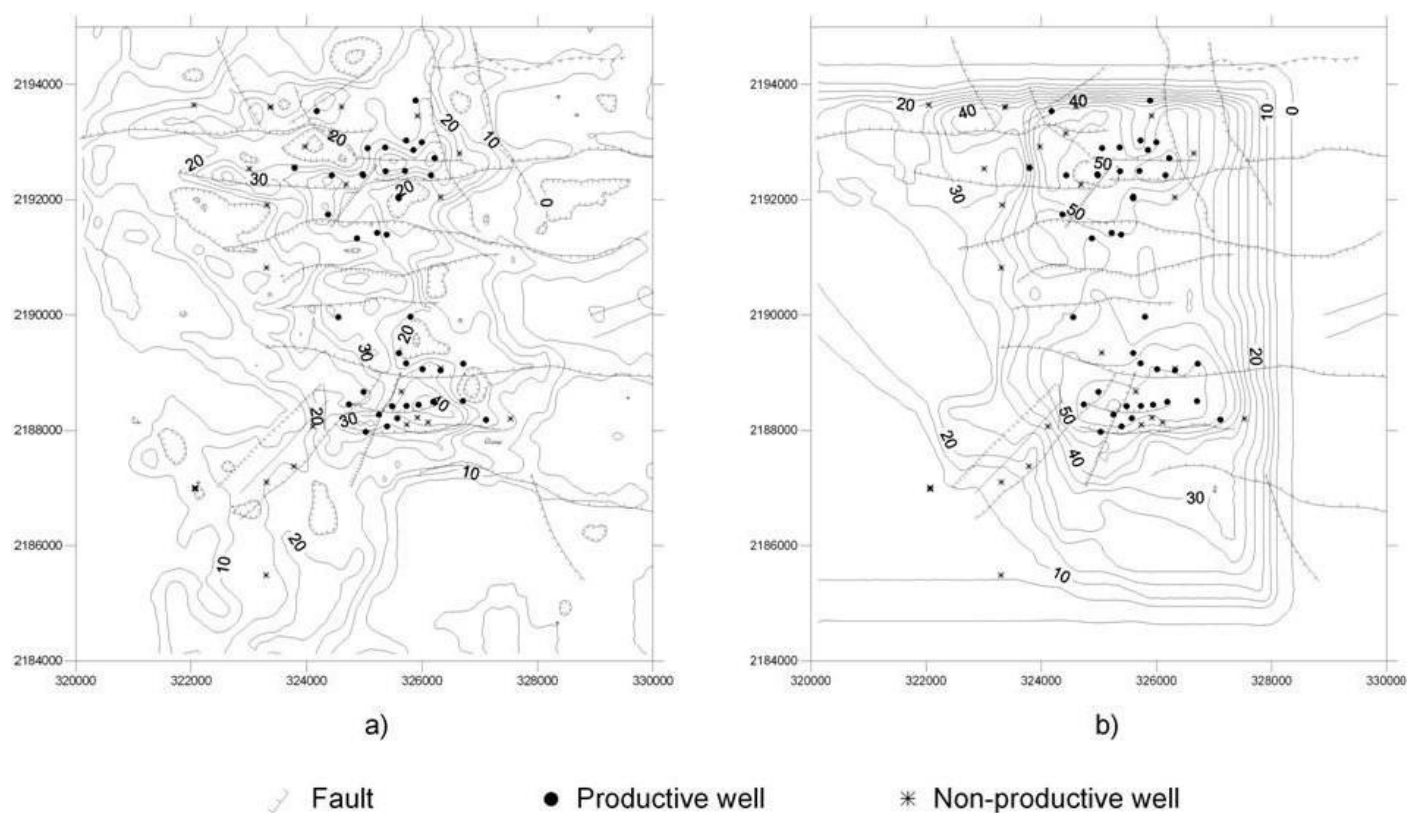


Fig. 7. Comparison of the raw geothermal feasibility index, non-normalized, resulting from pre-feasibility (a) and well drilling (b) geothermal data listed in Table 3. Values calculated as the sum of the standardized values (from 0 to 10) for each layer. Production and non-production geothermal wells are shown. See text for a complete discussion. UTM coordinates are in meters.

Cells in the evaluation mesh outside the coverage of a particular layer received a null contribution from that variable, so, cells far away from the production area could be undervalued, as they are covered by a smaller number of studies. That originates a bias of the geothermal index toward cells located in the central area of the field. However, most pre-feasibility studies cover an area much larger than the exploited zone, and that let us make at least a relative comparison of the index in areas with similar data information layers.

#### 4.7 Software and hardware

Calculation was accomplished by means of a combination of user programs developed by the authors of this project, freeware and commercial GIS software. We have stressed the development of subroutines that can be translated to the specific software available at different CFE areas. When this study was made, the best developed version of the system was installed in a desk top 3.0 GHz CPU Pentium 4 equipment with 1.0 GB of RAM. Software included the ArcView© 3.2 GIS with the Spatial Analyst extension and user programs in Avenue programming language (a migration to ArcMap© is under study).

Freeware subroutines for MCE, available in the ESRI home page (<http://arcscripts.esri.com/>) were useful to efficiently conduct the first, fifth and sixth steps of the procedure. The "most geothermal" step consisting in

transforming the geothermal evidence to a numeric format using the intensive attributes (step 2), was conducted by means of user software in the Avenue programming language. The most difficult task from the programming point of view, consisting in the quantification of the area of intersection of geothermal polygons with each cell in the evaluation mesh, was conducted with the commercial extension for spatial analysis for ArcView© software<sup>1</sup>.

## 5. Results

### 5.1 Effect of distance from producer boreholes to thermal features and faults

The results of a distance analysis between thermal springs, faults and wells (Fig. 3) are reported in Table 2. Results show a 0.51 success ratio for wells conceived to intercept E-W faults (17 production, 16 non-production), compared with a 0.35 ratio for wells conceived to intercept NE-SW faults (6 production, 11 non-production). However, two wells associated with N-S faults were successful and just one failed, giving a ratio of 0.66. This shows that the preference to locate new production wells to intercept E-W fault system respective to NE-SW trend is justified. However, the situation is not clear with respect to the N-S trend, because this system is difficult to map in the field, few features have been identified by field work, and then we have a very small sample of wells associated with that trend.

A study of the influence of fault intersections over production data was attempted; however, the number of wells associated with fault intersections (point in the intersection of fault traces) is not enough to obtain concluding results. On the other side, a thorough study requires the analysis of the 3D-line defined by the intersection of fault planes at depth that is beyond the objectives of our study at this stage.

Results in Table 2 show that production wells have an average minimum distance from thermal manifestations and faults that is smaller than for the non-productive wells, even for the most recently drilled wells. That means that regardless our improved knowledge of the field, new geophysical studies and borehole data, there is still a considerable dependence between productive wells and the distance to those superficial features. This situation is partially due to the criteria applied to locate drill sites during the initial exploitation of the field, based essentially on the presence of hot springs, but also to the fact that even when actually the distance to hot springs is not quantitatively considered to select a drill site, if we look for the intersection of E-W fault traces and electric resistivity lows, the selected sites have a tendency to be located near the hot springs. This is not an obvious result, if we consider that the wells were located to find production conditions (enthalpy, temperature and flow rate) at depth, and even so, a correlation with thermal features at surface persists. On the other side, these results suggest that there is some kind of redundancy in the information provided by the different data layers.

### 5.2 Interpretation of linear features

Figure 5 shows the superposition of all the interpreted linear surface features. Some of them correspond to the same feature but identified independently in different images, a situation that explains the small differences in the trace.

We consider that the redundant identification of some lineaments using very different technological media diminishes the subjectivity of interpretation, so we decided to preserve repeated features in the analysis as a

---

<sup>1</sup> The reference to commercial software is intended only for descriptive purposes and does not imply any endorsement by the authors. Several GIS packages can be well suited to execute the task but the amount of user programming could vary.

way to give additional weight to more reliable features. It was surprising the amount of features not previously mapped.

Rose diagrams of the photo-interpreted lineaments show that the cumulative length of the E-W trend is dominant only in the topographic high occupied by the geothermal field, but in general lineaments show a dominant N-S trend (Fig. 5). Higher cumulative length of N-S features in the geothermal field area results from their abundance, in spite that most N-S linear features have a smaller individual extent than those trending E-W. The apparent lack of continuity of N-S trending features respective to E-W can result from the age of faulting that seems to be older in the former case, as can be deduced by the age of rocks affected by this trend outside the geothermal field. However, in the studied area fault reactivation makes it difficult to apply this criterion.

At Los Azufres the most intense thermal features are located in the outcropping Pliocene andesitic unit (Andesita Mil Cumbres) and not in the less permeable Quaternary rhyolitic rocks. Consequently, we consider that the age of rocks affected by faulting is not an adequate criterion to evaluate the geothermal significance of faults in this geothermal field. Anyway, the programs we have developed are prepared to assign different weights for faults depending of the age or lithologic type of the intercepted rocks, a criterion that we consider useful to locate the best geothermal prospect on feasibility studies at a regional scale when no additional age information is available.

Resistivity interfaces are shown in Fig. 6. Just a few of them observed at 500 m depth persist in the 1000 m depth. They can correspond to more penetrative faults and for the same reason can have a more 'regional' character. Linear features at greater depth have a tendency to be shorter, suggesting that there is a smaller horizontal homogeneity of resistivity at greater depth. As we expect to have a more homogeneous thermal field at depth than near the surface, because we are nearer the heat source (a hypothesis requiring further analysis), homogeneity at shallow depth can result from a greater homogeneity of hydrothermal alteration near the surface. Noise due to lateral effects on Schlumberger soundings is another cause that needs further study.

Conclusions of the distance analysis from producing wells to faults and surface thermal features, and linear features shown in figures 5 and 6, are used as judgment elements and raw data integrated in the MCE analysis whose results are described in the next section.

### 5.3. MCE Results

High absolute values in Fig. 7a and 7b occur in cells where more individual data layers (of their respective subset) provide consistent favorable geothermal evidence. The number of post-drilling data layers (6) is smaller than that of pre-feasibility studies (7), but their results are more consistent and consequently produce higher geothermal suitability values reaching a maximum around 60 units, meanwhile the pre-feasibility layers reach only 45 units and the zones of high value cover a smaller area. Contours above 20 units delineate areas of geothermal interest in Fig. 7a, while values over 45 units seem to play that role in the post-drilling layer data (Fig. 7b).

Contours corresponding to the after-drilling layers are smoother than those of the pre-feasibility data. Two non excluding explanations for this fact are the availability of a smaller number of sampling data to interpolate post-drilling results and a real increase of homogeneity at depth. The steep gradient of aligned contours observed in Fig. 7b is a border effect associated with the coverage of interpolated drilling-data maps.

No single layer has a dominant effect over the contours, except on a local scale, where favorable geothermal evidence from other layers is scarce or where there are not data from other layers. See for example the influence of the hanging-wall block of faults (using conventional terminology of structural geology, after Marshak and Mitra, 1988) in the east of Fig. 7a. The areas of maximum geothermal interest shown in Fig. 7b are similar to those shown in Fig. 7a. This result demonstrates that the identification of the best production areas, Maritaro and Tejamaniles, could be done using solely the pre-drilling data layers translated to numeric format, with no need of the weighting average, and the procedure to transform geothermal evidence to numeric values proposed in this paper is adequate.

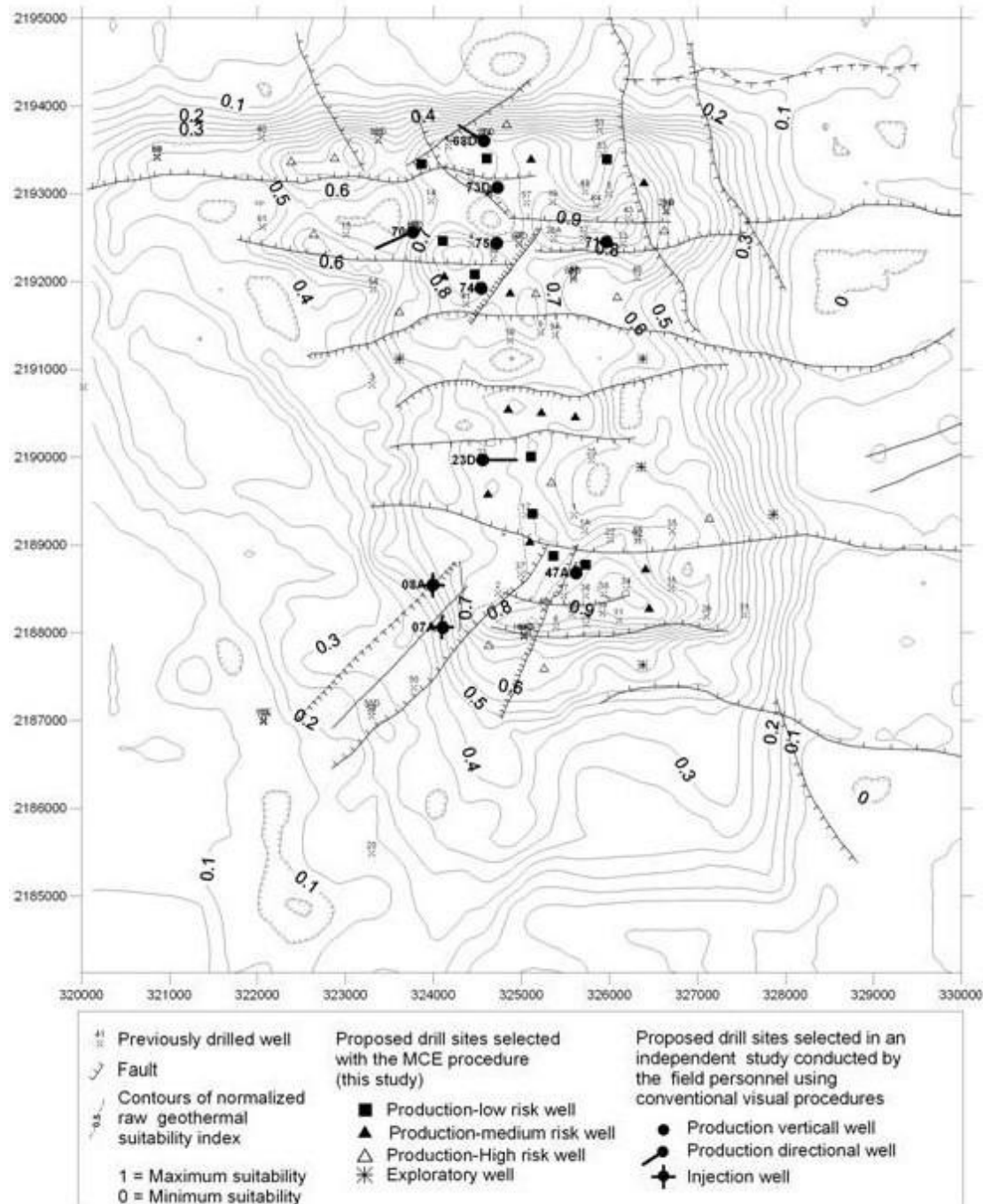


Fig. 8. Non-normalized raw geothermal index obtained as the sum (without additional weighting) of pre-feasibility and drilling-data layers, each one standardized in a scale from 0 to 10 (algebraic sum of maps 7a and 7b). New drill sites proposed by this study are compared with those selected by the field personnel applying conventional methods. UTM coordinates are in meters. See text for a complete discussion.

The decision to include additional criteria to calculate a geothermal suitability index must be considered as an attempt to discriminate the best relative drill locations inside the areas of maximum interest and outside the best zone, where evidence provided by different layers is not consistent or even contradictory, and

consequently the geothermal suitability cannot be represented by a simple summation of favorable evidence. The need to apply a weighting procedure to calculate a geothermal suitability index (step 5) diminishes if the weights used to transform geothermal evidence to numeric format are selected adequately.

The summation of the numeric values corresponding to the complete set of data layers (or equivalently the sum of maps in Fig. 7a and Fig. 7b) normalized to produce values between 0 and 1 conducts to Fig. 8, which is a raw geothermal index in which all the previously normalized layers have the same weight. Local maximum anomalies in the production area are similar in figures 7a and 7b and consequently they appear enhanced in Fig. 8. A contour map of the non-normalized index gives a better picture of the absolute amount of favorable geothermal evidence existing at each site (figure not included) but the map with normalized values between 0 and 1 makes easier the comparison of the relative geothermal importance of different sites.

In Fig. 8 some productive wells show middle rank values of geothermal index, but none of them is located in the lowest rank. Most failed wells are located in cells with medium to low geothermal index, but some of them are located on middle rank cells and just a few (wells 11, 24, 30, 39 and 55) are located in cells with a high geothermal index.

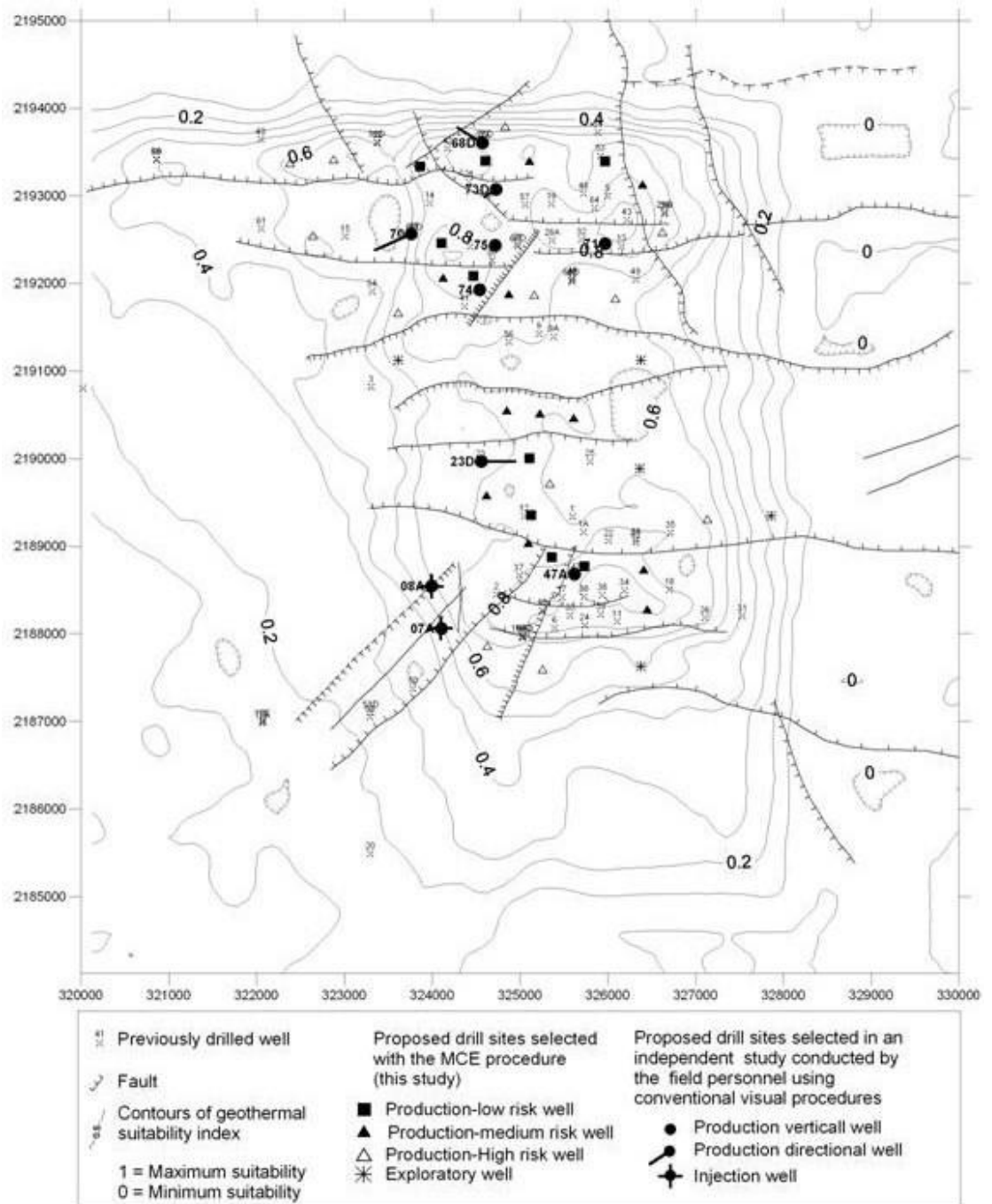
In the case of well 11 it is clear that the discrepancy is explained because it was abandoned due to blow-out problems during drilling, but the borehole was located in an excellent location. In the other four cases it is difficult to explain that inconsistency. What is clear is that we have not included a geothermal data layer that properly discriminates those wells as not productive. However, we consider that drilling difficulties are the most likely explanation for the failure of these wells because none of the data layers included in this study, nor other data available in the GIS, provide discouraging evidence; so, the inclusion of a layer containing drilling conditions data may be necessary to discriminate those sites.

Locations of known productive wells have high values and far from the geothermal field, the geothermal index is low. As we know that wells E1, E2, 10 and 20 are definitely outside the reservoir we postulate that index values under 0.3 represent areas of null interest.

An index between 0.3 and 0.5 is observed where the evaluated data layers gave place to geothermal areas unsuitable for the location of productive wells, and values from 0.5 up to 1 indicate areas of real geothermal interest. We consider that the lowest range (0.5 to 0.62) comprises areas of highest risk and the wells located in them have an exploratory character. Index values between 0.62 and 0.75 indicate moderately risky zones, and index values between 0.75 and 1 are the lowest risk locations. The high index sites should be considered as the best locations for drilling new productive wells in the short term. Fig. 8 shows the location of proposed drilling sites based on the raw geothermal index (normalized) and technical considerations discussed later.

Figure 9 shows a contour map of the normalized (between 0 and 1) geothermal suitability index calculated by means of the weighted average of normalized (between 0 and 10) contributions from all the layers (step 6 described in section 4). The inclusion of weights produces cells with absolute values quite different to those obtained when no weights are used, but this effect is eliminated by the normalization. The visual comparison of figures 8 and 9 shows that the inclusion of weights has a small effect in the relative value of cells and consequently contours in both figures show the same general pattern. This result can be produced because weights selected on the basis of a intuitive criteria (Table 3, column 4) have relative values that makes the contribution of different layers compensate each other or because they have a homogeneous effect over most evaluation cells. The use of the pairwise matrix (Saaty, 1977) or principal eigenvector techniques to study this fact or to select a new set of weights is advisable. Ideas proposed by Coles *et al.* (2004) could also be applied to compare results obtained by different interpreters.

Fig. 9. Normalized geothermal index resulting from the weighted average of the joint contribution of pre-feasibility and post-drilling layers. New drill sites proposed by this study are compared with those selected by the field personnel applying conventional methods. UTM coordinates are in meters. See text for a complete discussion.



The calculation of a residual map as the difference of Fig. 9 and Fig. 8 (Fig. 10), shows values in the interval  $[-0.1, 0.1]$  that are too small to be significant on a local scale, considering the subjectivity implicit in the MCE procedure. However, it is interesting to notice that there is a consistent trend to obtain higher values in Fig. 9 than in Fig. 8 to the west of the Tejamaniles area, to the north of the Maritaro area and to the west of the known production area, while values diminishes in the east of Tejamaniles and in the central zone of Los Azufres. We think that areas of relative increase of the geothermal suitability index in Fig. 9 respective Fig. 8 occur due to favorable evidence provided by resistivity and stabilized temperature layers, while decrease occurs by the absence of thermal features and the low weight assigned to the photo interpreted lineaments.

As can be seen in Table 3, the interpolated values of thermal discharge have a relatively elevated weight (8 in a 1 to 10 scale). However, taking into account the relative weight assigned to the different data layers, that value should represent only 13% of the maximum value of 63 points (before normalization) that could be

achieved in an hypothetical evaluation cell in which all the layers had the best geothermal conditions to locate a drilling site using a weighted average (Fig. 9). The relative contribution of this layer reduces to 8% when weights are omitted in the averaging procedure (Fig. 8).

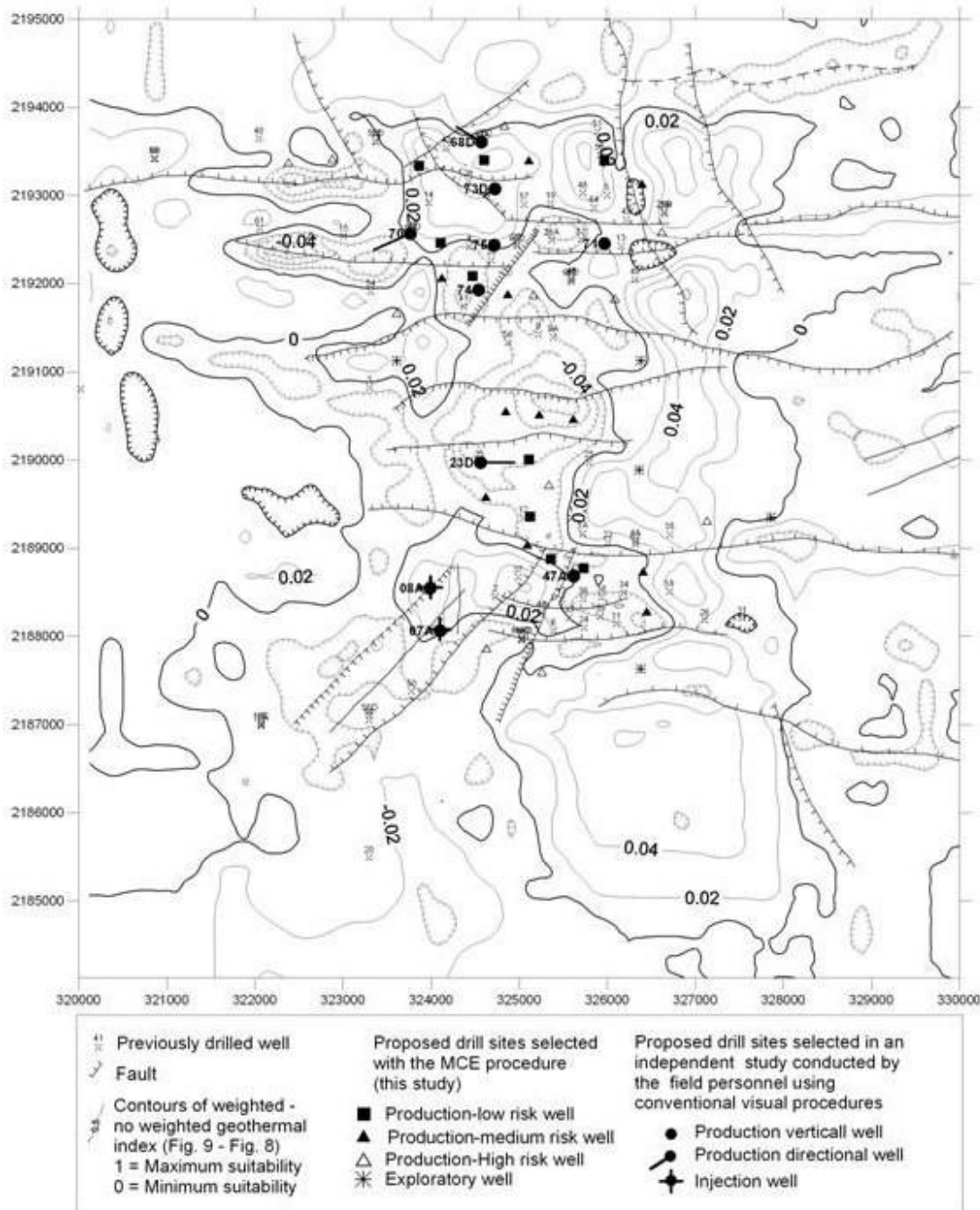


Fig. 10. Map of differences between the geothermal index calculated as a weighted average (Fig. 9) and the raw geothermal index based on a non-weighted average (Fig. 8) of the same layers each normalized between 0 and 10 values.

If we consider the cumulative effect of subsurface data from wells, their relative contribution raises to 37% for a weighted index and 46% for a non-weighted index. In both cases post-drilling data have a smaller contribution than the pre-feasibility data because weights increase the relevance of pre-feasibility data in the final evaluation. In our opinion this criterion is adequate because we are committed with the location of new drilling sites where pre-feasibility studies provide the basic measured data. Post-drilling data play a dual role as a data set to calibrate pre-feasibility studies and as a collateral insight of subsurface conditions through its interpolated values.

This means that regardless the evaluation can be biased to the identification of the well known exploited areas, there is a considerable margin for the contribution of other geothermal data. Bias toward the better studied area is unavoidable because the amount and quality of data is much better where we expect to have the best geothermal conditions. Anyway, relative values of the geothermal index in areas outside the drilled area are useful to estimate the geothermal suitability of each location compared with other sites in the region with the same amount of data.

The conclusion that we obtain from this comparison is that most productive wells are related to high values of the geothermal suitability index even if drill data layers are excluded in the calculation, while most non-producing wells are located in low suitability contours or in the flanks of the local highs.

On the basis of a well-by-well analysis we found that exceptions to this behavior are due to any of the following causes: limitations due to the spatial resolution cell in the evaluation mesh, drilling difficulties that produced failed wells in sites with good geothermal conditions, and, in a few cases, unexplained local conditions that cannot be discerned with the available data.

Differences between Fig. 9 and Fig. 8 are small, and the location of drill sites using any of these maps produce similar results. We preferred the second one to eliminate the additional subjectivity produced by the selection of the additional set of weights involved in the calculation of Fig. 9.

## 6. Discussion

Conceptual models of the Los Azufres geothermal field and the MCE method to locate drilling sites depart from the same basic geothermal data set, and consequently results must be consistent. That this is so, can be seen from the fact that two main high suitability areas occur to the north and south of the field, related by a narrow corridor of slightly smaller suitability index in the central zone. However, as the MCE method is aimed to locate the best up-flow areas by making practical considerations to promote the location of successful drill sites, the explanation of the integral functioning of the geothermal system as a whole, main objective of the conceptual model, is not emphasized.

It is important to note that in some aspects data integration performed with the MCE is a more rigorous procedure than the solely intuitively-based data integration method, applied up to now by the CFE personnel to include the geothermal evidence in a conceptual model. Thus, if the procedure to calculate the suitability index to locate new drill sites is based on adequate interpretation criteria, their results can be used to modify our conceptual model of the field and should not be considered only as a method whose results must be adjusted by heart to the preexisting conceptual model. However, the use of a MCE method for a task other than the drill site location requires further study and is beyond the scope of this paper.

### 6.1 Criteria for specific drill sites selection from practical considerations

Once that a geothermal index was calculated for each cell based only on Earth Sciences data, the next problem to solve was to decide which cells among a set with similar values should be selected as a drill site. The geothermal index (Fig. 8 and 9) is just an aid to resume the importance of a set of geothermal data sources, but it lacks of real precision, so small numeric differences could be no-significant and must not be used with this aim.

We decided to group the raw geothermal index (Fig. 8) into three levels and consider that the best locations are those where the dominant contribution is owed to nearby superficial thermal activity and fault planes, especially those trending E-W. We justify this decision on the basis of results shown in Table 2 discussed in

a previous section. In this way we give each recommended site a structural geology target with the aim of increasing the possibility of finding permeable intervals at reservoir depths where the borehole would be predicted to intersect the fault plane.

A GIS is a powerful tool to select the best drill sites on the basis of practical limitations of environmental, economic, social or political character. We tried incorporating some other layers that would reflect some of these concerns, but because of specific conditions at Los Azufres they did not provide useful results. We tried imposing, for example, a 500 m buffer from pre-existing roads, in order to avoid the proposal of sites requiring excessive opening of access roads; however, road density at Los Azufres is high and all of the best drilling prospects were inside the buffer. A 500 m buffer around fault planes was also attempted with similar unsatisfactory results. Anyway, these restrictions seem to be more valuable for selecting drilling locations in other less-developed geothermal fields.

Useful results were obtained by making a distance analysis of the new drill sites relative to pre-existing wells. With this aim we used a 250 m perimeter around previous successful wells as an exclusion zone for the location of new boreholes in order to avoid interference problems. Recent studies suggest that the area of influence could be around 180 m in some wells. In such a case for those locations a larger exclusion perimeter (twice this number or 360 m) could be a better selection.

The influence of injection wells in the reservoir was not considered for this study. Increasing in air-gases content of fluids discharged by wells to the west of the injection area has been observed, but the cooling effect has been negligible. A new study using tracers shows as preliminary results a complex flow pattern from the injection to the producing wells. All the injection wells (3, 7A, 8, 15, 52 and 61) are located in the limits of the best geothermal area and this boundary is well outlined by the geothermal index.

The proposed drill sites shown in figures 8 and 9 indicate the location of the drilling targets at depth because they were selected on the basis of the subsurface 3D-fault plane locations. On the other hand, experience with directional drilling with Mexican contractors show us that a 500 m of horizontal displacement is an upper limit that we have to consider in order to avoid excessive drilling risks and costs. That is the reason why we used a 500 m buffer around the drill sites to decide the locations on the topographic surface at which we can start drilling. In particular this let us determine if a preexisting drill-pad could be used to place the drill rig at the surface.

Table 4 presents the results of an algorithm to locate the nearest preexisting wellhead to each new drill site. Minimum distances to drilled wells smaller than 250 m, shown in the last column of Table 4, occur when the nearest drilled well to a proposed drill site is non-productive. The use of a 500 m buffer around the new drill sites showed that most of them can be reached from preexisting drill-pads so that investment and environmental concerns can be satisfactorily resolved. By means of the practical considerations described in the previous paragraphs we selected the drill sites indicated in figures 8 and 9.

## **6.2 Results validation**

There are two related but distinct problems associated with the testing of the validity of MCE. The first one responds the question of how well the MCE method let us to emulate the conventional methods used by geologists to locate new drill sites, and the second responds the question of how successful in terms of total thermal discharge are the selected locations using the MCE. The first problem is related to the implementation of software and the procedure we present in this paper. With this aim we compare the drilling sites selected with the MCE method and those selected in an independent study by the field CFE personnel using the conventional methodology (included in figures 8 and 9) (Residencia de Los Azufres,

2003). We found a good agreement, and differences are related to differences in personal criteria not to the use of the MCE method, as is discussed in this section.

| Proposed site name | X coordinate <sup>a</sup> [m] | Y coordinate [m] | Risk level <sup>b</sup> | Nearest drilled well | Horizontal distance to the nearest well [m] <sup>c</sup> |
|--------------------|-------------------------------|------------------|-------------------------|----------------------|----------------------------------------------------------|
| x01                | 324,604                       | 2,193,401        | low                     | 27                   | 214                                                      |
| x02                | 325,967                       | 2,193,394        | low                     | 53                   | 80                                                       |
| x03                | 324,107                       | 2,192,463        | low                     | 65D                  | 325                                                      |
| x04                | 323,863                       | 2,193,338        | low                     | 42                   | 372                                                      |
| x05                | 324,470                       | 2,192,085        | low                     | 30                   | 278                                                      |
| x06                | 325,108                       | 2,190,004        | low                     | 23                   | 559                                                      |
| x07                | 325,124                       | 2,189,357        | low                     | 12                   | 78                                                       |
| x08                | 325,360                       | 2,188,876        | low                     | 47                   | 343                                                      |
| x09                | 326,448                       | 2,188,285        | low                     | 34                   | 334                                                      |
| x10                | 325,731                       | 2,188,774        | medium                  | 47                   | 134                                                      |
| x11                | 324,619                       | 2,189,586        | medium                  | 23                   | 387                                                      |
| x12                | 324,872                       | 2,191,880        | medium                  | 30                   | 428                                                      |
| x13                | 324,848                       | 2,190,555        | medium                  | 23                   | 660                                                      |
| x14                | 325,613                       | 2,190,469        | medium                  | 25                   | 531                                                      |
| x15                | 325,092                       | 2,189,042        | medium                  | 12                   | 306                                                      |
| x16                | 326,409                       | 2,188,734        | medium                  | 62                   | 322                                                      |
| x17                | 326,393                       | 2,193,133        | medium                  | 29D                  | 412                                                      |
| x18                | 325,108                       | 2,193,401        | medium                  | 57                   | 509                                                      |
| x19                | 324,123                       | 2,192,069        | medium                  | 41                   | 410                                                      |
| x20                | 325,226                       | 2,190,516        | medium                  | 25                   | 789                                                      |
| x21                | 322,877                       | 2,193,417        | high                    | 52D                  | 532                                                      |
| x22                | 322,380                       | 2,193,378        | high                    | 40                   | 427                                                      |
| x23                | 322,641                       | 2,192,550        | high                    | 15                   | 368                                                      |
| x24                | 324,832                       | 2,193,796        | high                    | 27                   | 293                                                      |
| x25                | 326,622                       | 2,192,589        | high                    | 29D                  | 221                                                      |
| x26                | 325,163                       | 2,191,872        | high                    | 9                    | 450                                                      |
| x27                | 323,610                       | 2,191,667        | high                    | 54                   | 382                                                      |
| x28                | 326,086                       | 2,191,833        | high                    | 49                   | 314                                                      |
| x29                | 324,627                       | 2,187,867        | high                    | 16AD                 | 413                                                      |
| x30                | 325,258                       | 2,187,599        | high                    | 16D                  | 436                                                      |
| x31                | 327,134                       | 2,189,310        | high                    | 35                   | 450                                                      |
| x32                | 325,337                       | 2,189,720        | high                    | 1                    | 460                                                      |
| x33                | 326,377                       | 2,187,631        | very high <sup>d</sup>  | 11                   | 580                                                      |
| x34                | 326,362                       | 2,189,885        | very high               | 25                   | 572                                                      |
| x35                | 326,377                       | 2,191,123        | very high               | 49                   | 925                                                      |
| x36                | 323,610                       | 2,191,123        | very high               | 3                    | 431                                                      |
| x37                | 327,860                       | 2,189,349        | very high               | 35                   | 1164                                                     |

<sup>a</sup> Coordinates correspond to the drill target at depth.

<sup>b</sup> Risk level of finding a non-productive site.

<sup>c</sup> Horizontal distance over 500 m may require building of new drilling-pads.

<sup>d</sup> Sites with a very high risk level are proposed for exploratory purposes.

*Table 4.  
Coordinates  
of new drill  
sites (targets  
at depth)  
resulting from  
this study, and  
distance to  
pre-existing  
wells.*

The second problem is related to the evaluation of the geothermal interpretation criteria used to locate wells from a more philosophical perspective, isolated from the operational procedure to apply these criteria with the aid of a computer. Although a comprehensive study on this topic is outside the aim of this paper, some initial results of this task were discussed in the previous section.

It is important to notice that in figures 8 and 9 the location of drilled wells (crosses) and those proposed by the field personnel (circles) indicate the wellhead position and the line in the directional wells represent the horizontal displacement at depth, while the drill sites proposed in this paper correspond to the target at production depth. There is a good agreement of well sites 47A, 23D and 74 (field's personnel nomenclature)

with low risk sites proposed in our study. Wells 71 and 75 does not have a correspondence because they are located in the flanks of high suitability contours but their distance to several pre-existing wells is very near the minimum 250 m distance and consequently the size of the target area is small, so, we preferred to omit those sites. Borehole 70 is proposed to use a pre-existing drill-pad and its deviation tends to a high suitability anomaly in which we locate a high risk production well. Wells 68D and 73D are located near a low-risk site but the field personnel proposal selected a different fault as target at depth. Sites 08A and 07A are for injection wells, category that we did not include in our study. However, they are located in suitability contours that indicate the western limit of the known reservoir.

For this study we have not included subsurface data from directional wells due to lack of data and technical difficulties. That is the case in particular of the successful well 65D, located 30 m to the SE of the failed vertical well 44 (both in the same pad and overlapped by the drill site selected for the directional well 70 in figures 8 and 9). Directional data provided after the completion of this study indicate that well 65D has a horizontal displacement around 300 m to the SE. The success achieved by this well is compatible with the presence of a maximum of geothermal suitability index to the SE of well 70 in the same figure, where we located a low risk production site, indicated by a black square located a few meters away of the ending point of the 65D directional well. This result, yet of an inconclusive character, encourages the feeling that the geothermal index can be a useful indicator for the selection of new drilling sites.

We consider that the results of the MCE method are successful because of the agreement on several drill sites proposed by the two independent studies, and the fact that another drill sites proposed on the basis of traditional methods are compatible with the suitability contours that we have produced, in spite that we decided not to propose drill sites in those locations due to additional explicit considerations.

In this paper we considered that a high relative contribution of the layer containing fault planes to the geothermal index was an extra favorable evidence to support the location of a new drill site. Regardless this is a biased criterion it is easy to observe that the bias to field mapped faults and pre-existent productive wells is much more important in the proposal of drill sites by the Los Azufres personnel. In that case a preference to locate new boreholes in the middle of preexistent producing wells is noticeable. In that sense those more 'conservative' proposals can be considered of very low risk in relation with the location of high enthalpy fluids, but for the same reason the risk of interference with pre-existent wells is higher. If the inclusion of more data layers is a better procedure to locate drill sites or not is debatable, but a relevant fact is that using the MCE it is possible to find differences in data or hypothesis to explain discrepancies in the selected drill sites.

Due to the fact that in the MCE procedure the evaluation mesh corresponding to each geothermal variable is stored, it is possible to display them separately, to re-combine selected variables with a different relative weight or to restrict attention to geothermal data corresponding to a specific depth, for example. This flexibility is mandatory because at present we have not a way to demonstrate which should be the best integration criteria, and consequently each interpreter has his own personal opinion of which variables should be included and the relative weight for each one. In that case it suffices to repeat the weighted averaging process. However, if an interpreter requires modifying the criteria for the transformation of geothermal evidence to a numeric format, it is necessary to repeat also this part of the process for that layer to generate a new array's column, but this can be done in an efficient way with the help of the user programs.

We used thermal discharge data to select the most meaningful variables, to assign them a relative weight, and to determine the geothermal meaning of data ranks of the variable for each specific method. Additionally, we used interpolated values of thermal discharge (and other variables measured in boreholes, like temperature and hydrothermal alteration) as predicted values in areas not drilled yet. In this way we systematically select new drill sites by a combination of drilling experience and exploratory studies (geology and geophysics).

When applying this procedure it is important to note that, as we are using interpolated values to calculate the geothermal index, it is advisable to ensure that the gridding calculation from irregularly distributed data is conducted with a careful application of geo-statistical methods, in order to ensure that the interpolated values be considered as true estimates of the variable.

In no way does the use of a MCE method intend that the decision making process for borehole location rely solely on a computer system. As noted earlier, it is strongly dependant on the experience and technical skills of geothermal researchers to decide the data layers included in the evaluation and the relative weight for each one. However, computer assistance is critical because visual comparison of maps and calculation of the geothermal index surpasses the human capability for these tasks.

In order to define a priority order for the 'low risk' drill sites, user software is prepared for the automated trace of geological-geophysical sections and 3D displays to make a detailed analysis of the subsurface geometry. Additional social or environmental concerns in plain view can be introduced as decision parameters by means of conventional GIS methods.

Results of new wells (whether these are selected or not using this MCE method) can be used to verify the correctness of assumptions and hypothesis accepted to calculate the geothermal index. With the verification of predicted results we will complete the application of a scientific method to locate new drill sites. In that way, even failed industrial results can be useful to increase our understanding of geothermal fields, and as a consequence increase the rate of successful to failed boreholes.

## **7. Conclusions**

This project was feasible thanks to the comprehensive geothermal databases included in a GIS. Results can be divided in field-specific and methodological contributions.

The most important field-specific contribution is our proposal for new drill sites at the Los Azufres geothermal field, and the indication of their estimated relative risk. A distance analysis to study the influence of distance from production wells to surface thermal features and faults of different trends, gives quantitative support to conventional criteria used to select drill sites at that field.

The interpretation of topographic lineaments on DEMs suggests the existence of many N-S features not previously mapped. The identification of linear interfaces of Occam resistivity at different depths can be useful to locate hidden faults. These results show that the use of GIS and new digital maps in apparently well known areas, such as Los Azufres, is greatly rewarding, even when applied to studies usually recommended for the initial exploratory stage.

The drill sites selected in this study are compatible with those located using traditional methods, with the advantages of repeatability and explicitness in the use of variables and hypothesis discussed in the text. Discrepancies can be explained on the basis of the explicit criteria included in the MCE.

The evaluation of the success of the drill sites proposed in this paper, by comparing to the production results of the new wells drilled in the future, is a pending task less associated with the correctness of the MCE than with the correctness of the conventional interpretation criteria developed at Los Azufres for drill site location that we implemented with minor modifications.

The most important methodological contribution is the development of software and criteria for the use of a MCE method to evaluate simultaneously the best available geothermal data set to locate new production drill sites. Databases and software make possible to complete a new MCE in just a few hours, so, different evaluations can be conducted under different criteria and much more time can be devoted to research or interpretation.

The use of a MCE procedure has the intrinsic advantage to compel the interpreter to make an explicit evaluation of the criteria on which his interpretation relies. The use of explicit hypothesis and numerical procedures can be used to obtain repeatable results and, in this way, errors and misconceptions can be identified and corrected in future interpretations. We consider that using this MCE makes possible to do a faster, more rigorous, and better supported selection of new drill sites.

The assignment of weights is based on intuitive considerations but it is far from being arbitrary. However, advances in the statistical study on the contribution of different layers of geothermal evidence are necessary to diminish the subjectivity in the selection of weights.

The MCE method is adequate to give the geothermal exploration efforts in Mexico a more quantitative approach for map comparison, or to understand the success or failure of wells drilled in the past in light of the exploratory evidence used to locate them, and in this way to obtain a better understanding of the field and increase the ratio of successful to failed wells.

## 8. Acknowledgments

We thank Héctor Esquivias of the Residencia de Los Azufres for providing us with improved data on well locations, Reinaldo Waldo for well production data, and Santiago Rocha for the preliminary location of thermal springs. We are also indebted to Saúl Venegas and Jesús Arredondo of the Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (CFE) for their interest and support for this study. Special thanks are due to Dr. Patrick Dobson and an anonymous reviewer whose comments were very useful to improve the original manuscript.

## References

- Bigurra P., E., 1995. Integración geofísica con sondeos eléctricos verticales en Los Azufres, Mich. Internal report No. GF-AZ-033/95, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Comisión Federal de Electricidad, Morelia, México. Unpublished.
- Coles, D., Y. Vichabian, R. Fleming, Ch. DesAutels, V. Briggs, P. Vermeesch, J.R. Arrell, L. Lisiecki, T. Kessler, H. Hooper, E. Jensen, J. Sogade, and F.D. Morgan, 2004. Spatial decision analysis of geothermal resource sites in the Qualibou Caldera, Santa Lucia, Lesser Antilles. *Geothermics* 33, pp. 277-308.
- Davis, J.C., 1986. *Statistics and data analysis in geology*. Second Edition, John Wiley and Sons, New York, p. 7.
- García E., G.H., 1995. Reinterpretación geofísica del campo de Los Azufres, Mich. (Reporte de avance). Internal report No. GF-AZ-034/95, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Comisión Federal de Electricidad, Morelia, México. Unpublished.

- García-Estrada, G.H., 2005. Integración de datos de sondeos electromagnéticos (TDEM) y sondeos eléctricos verticales (SEV) en Los Azufres, Mich., Internal report No. GF-Az-03-05, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Comisión Federal de Electricidad, Morelia, México. Unpublished.
- García-Estrada, G.H., A. López-Hernández, and R.M. Prol-Ledesma, 2001. Temperature-depth relationship based on log data from the Los Azufres geothermal field, Mexico. *Geothermics*, Vol. 30, pp. 111-132.
- García-Estrada, G.H., and A. López-Hernández, 2003. The use of a GIS for the study of Geothermal fields- Results at Los Azufres, Mexico. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 27, pp. 609-613.
- Huitrón E., R., O. Palma, H. Mendoza, C. Sánchez, A. Razo, F. Arellano, L.C.A. Gutiérrez N., and J.L. Quijano, 1991. Los Azufres geothermal field, Michoacan. In: Salas, G.P. (Ed.), *Economic Geology, Mexico*, Geological Society of America, The Geology of North America, Vol. P-3, pp. 59-76.
- López H., A., 1991a. Análisis estructural del campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Interpretación de datos superficiales y de subsuelo. Internal report No. 11/91, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Comisión Federal de Electricidad, Morelia, México. Unpublished.
- López H., A., 1991b. Geología de Los Azufres. *Geothermia*, Vol. 7, No. 3, pp. 265-275.
- López-Hernández, A., G. García-Estrada y R. Hernández-Zuñiga, 1981. Implementación de un método geoestadístico como parte de la evaluación preliminar en zonas de interés geotérmico. Internal report No. 41-81, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Comisión Federal de Electricidad, Morelia, México. Unpublished.
- Marshak, S., and G. Mitra, 1988. *Basic methods of structural geology*. Prentice Hall, New Jersey, pp. 81-82.
- Palma G., S.H., 2003. Comentarios sobre las propuestas de perforación en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich. Internal report No. GF0309, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Comisión Federal de Electricidad, Morelia, México. Unpublished.
- Prol-Ledesma, R.M., 2000. Evaluation of the reconnaissance results in geothermal exploration using GIS. *Geothermics*, Vol. 29, pp. 83-103.
- Residencia de Los Azufres, 1996. Información general del campo Los Azufres hasta 1996. Internal report in CD-ROM, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Comisión Federal de Electricidad, Morelia, México. Unpublished.
- Residencia de Los Azufres, 2003. Propuesta de construcción de pozos productores e inyectores para contar con vapor de respaldo y capacidad de inyección en el campo de Los Azufres. Internal report No. RAZ-RE-02/2003, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Comisión federal de Electricidad, Morelia, México. Unpublished.
- Saaty, T.L., 1977. A scaling method for priorities in hierarchical structures. *J. Math. Psychology*, 15, pp. 234-281.
- Tello H., E., 1997. Geochemical model update of the Los Azufres, México, geothermal reservoir. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 21, pp. 441-448.

Tello H., E., 2005. Estado de equilibrio soluto-mineral y saturación de minerales de alteración en fluidos geotérmicos de alta temperatura de México. Ph.D. Thesis, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Unpublished.

# **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.

# Impacto de los sistemas de soporte de decisión en el sector eléctrico

**Alejandro García-Martínez**

Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Generación, México, D.F. Correo:

[alejandro.garcia01@cfe.gob.mx](mailto:alejandro.garcia01@cfe.gob.mx)

---

Los Sistemas de Soporte de Decisión (DSS por sus siglas en inglés: *Decision Support Systems*) son sistemas interactivos basados en tecnología que ayudan a la toma de decisiones utilizando datos y modelos para resolver problemas no estructurados. Los DSS pueden considerarse como una tercera generación de sistemas de información desarrollada en los años setenta, y se definen por Sprague y Carlson (1982) de la siguiente manera: son sistemas basados en computadora que ayudan a quienes deciden, y están enfocados específicamente a problemas no estructurados o semiestructurados a través de una interacción directa basada en modelos y análisis de datos. Los DSS se han especializado a lo largo de los años, dando como resultado una gran variedad de sistemas entre los que se cuentan: Sistemas de Información Gerencial (MIS), Sistemas Expertos (ES), Redes Neuronales (NN), Sistemas de Información para Ejecutivos (EIS), Sistemas de Soporte a la Administración (MSS), entre otros.

Debido a que la industria eléctrica se ha vuelto estratégica para el desarrollo de la industria, la toma de decisiones se ha vuelto crucial en este campo, debiendo ser más precisa y rápida que hace algunos años. La forma en que actualmente se toman decisiones en la industria eléctrica es a partir de sistemas de información muy bien definidos, según las necesidades del cliente. A continuación se muestran algunos ejemplos que ayudan a entender cómo estos DSS están apoyando al sector eléctrico en el mundo.

Uno de los primeros desarrollos de DSS se enfocó a asegurar la calidad del mantenimiento a las plantas generadoras (Wang, 2004), con la finalidad de minimizar el riesgo de que se produzca un evento mayor debido a una falla en particular de un equipo. Un ejemplo de esos desarrollos es el sistema implementado por la empresa ABB®, que generó un DSS enfocado al mantenimiento y que utiliza herramientas de búsqueda inteligente como el *data mining*. El sistema almacena datos de todos los activos de infraestructura eléctrica de una empresa en una sola base de datos y contiene un sistema de soporte de decisión que extrae de esa base de datos la información relevante de acuerdo con el tema solicitado, de manera semejante a como se extrae y se separa el mineral de mena en una mina. En las entradas, el sistema puede aceptar reglas de razonamiento basadas, por ejemplo, en estándares del IEEE, mientras que las salidas son un listado de condiciones de diagnóstico, mantenimiento y recomendaciones de acción. De esta manera, este DSS integra de una forma muy sencilla la administración de datos y el sistema de mantenimiento computarizado.

En México, la Subdirección de Generación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) asegura la calidad del mantenimiento a sus plantas generadoras a través de su sistema de SAP®, con la diferencia que este no funcionan a través de una interfaz web.

Otro caso de implementación de un DSS es el de la Universidad de Osaka (Chen, 2002), que provee una descripción detallada de costos de cada nodo eléctrico que compone el sistema. Las variables que analiza incluyen la parte de generación, transmisión y control de voltaje, lo que ayuda a utilizar de forma más eficiente la red eléctrica y a administrar de forma más segura las congestiones, además de proveer información relacionada con la necesidad de inversiones en la infraestructura eléctrica.

El caso del DSS desarrollado por el gobierno colombiano (Olaya, 2005) es muy interesante. Este gobierno ha tenido como uno de sus objetivos energéticos la explotación del gas natural de forma eficiente para asegurar una generación eléctrica sustentable. Parte de los factores que influyen en la explotación del gas son la

capacidad de transportación, las condiciones reguladoras nacionales e internacionales, y la competencia en precios y disponibilidad. Así, se elaboró un modelo de toma de decisiones que incluye los siguientes elementos: datos macroeconómicos del país, reservas de gas, costo industrial, proyección del precio de la gasolina, producción y exploración, demanda de gas natural, transportación, análisis de mercado y análisis ambiental.

GE© Power Systems es otro caso de uso exitoso de un DSS en el ámbito eléctrico (Bollapragada *et al.*, 2003). La unidad de negocios GE Energy Rentals implementó un sistema DSS para poder tomar decisiones de forma más certera en el otorgamiento de créditos para la venta de equipos eléctricos, que van desde equipos caseros hasta industriales. Este modelo le ha permitido a GE© eliminar alrededor del 60% del costo del crédito, así como ser más rápido que sus competidores al decidir si lo otorga o no. Para apreciar la relevancia de este sistema, debe tomarse en cuenta la unidad de negocios otorgó créditos por más de 172 millones de dólares en 2007.

Otro tipo de DSS incluye el uso de Sistemas de Información Geográfica (SIG) avanzados, lo cual ayuda a soportar nuevos niveles de eficiencia en la administración de las redes de distribución eléctrica, auxiliando a los usuarios a optimizar diseños y a especificar todos los materiales necesarios para el trabajo de mantenimiento y ampliación de las redes eléctricas, minimizando los costos. Un ejemplo de estos sistemas es el desarrollado por la empresa Bentley Systems, el Bentley Electric XM© (Business Wire Latin America, 2007), el cual incluye un sistema de base de datos en Oracle y soporta un catálogo completo de materiales y accesorios eléctricos que conforman una red eléctrica de distribución.

En conclusión, puede decirse que hoy en día ya no es suficiente el uso de bases de datos para que las empresas adquieran y conserven una ventaja competitiva. Las empresas que pueden tomar decisiones de manera más rápida y certera son las que verdaderamente están adquiriendo una ventaja competitiva real en un mundo cada vez más globalizado. Las empresas del sector eléctrico no son la excepción, trátase de proveedores de materiales o servicios, o de empresas eléctricas privadas o gubernamentales. El futuro de los Sistemas de Soporte a la Decisión en el sector eléctrico consiste en la evolución hacia sistemas más inteligentes, veloces y autónomos, integrando de forma más natural la parte económica a la parte operativa, buscando con ello una mayor eficiencia del negocio.

## Referencias

- Bollapragada, S., P. Ganti, M. Osborn, J. Quail, and K. Ramanathan, 2003. GE's Energy Rentals business automates its credit assessment process. Disponible en la dirección: <http://0-proquest.umi.com.millennium.itesm.mx:80/pqdweb?did=453204561&sid=2&Fmt=4&clientId=23693&RQT=309&VName=PQD>
- Business Wire Latin America, 2007. Bentley releases comprehensive engineering design solution to advance GIS for Electric Utilities. Disponible en la dirección: <http://0-proquest.umi.com.millennium.itesm.mx:80/pqdweb?did=1267674811&sid=1&Fmt=3&clientId=23693&RQT=309&VName=PQD>
- Chen, L., 2002. Components of nodal prices for electric power systems. Disponible en la dirección: <http://0-ieeeexplore.ieee.org.millennium.itesm.mx/iel5/39/20765/04311140.pdf?tp=&arnumber=4311140&isnumber=20765>
- Sprague, R., and E. Carlson, 1982. Building effective decision support systems. Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey, 282 p.

- Olaya, Y., 2005. Modelling for policy assessment in the natural gas industry. Disponible en la dirección: <http://0-proquest.umi.com.millennium.itesm.mx:80/pqdweb?did=987176461&sid=2&Fmt=3&clientId=23693&RQT=309&VName=PQD>
- Wang, Z., 2004. A data mining based maintenance decision support system for electric utilities. Disponible en la dirección: <http://0-ieeeexplore.ieee.org.millennium.itesm.mx/iel5/9620/30397/01397711.pdf?tp=&arnumber=1397711&isnumber=30397>

## Convocatoria al XVI Congreso Anual y a la Asamblea General Ordinaria 2008 de la Asociación Geotérmica Mexicana

---

### FECHA (Date):

**Viernes 14 de noviembre de 2008.**

### LUGAR (Venue):

**Auditorio de la División Centro Occidente de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), ubicado en Av. Ventura Puente No. 1653, C.P. 58290, Morelia, Mich., México.**

### PROGRAMA GENERAL PRELIMINAR (Preliminary program):

9:00 - 10:00 horas: Registro e inscripciones (*Registration*).

10:00 - 13:00 horas: Presentación de ponencias técnicas (*Presentation of technical papers*).

13:00 - 14:00 horas: *Lunch*.

14:00 - 17:00 horas: Presentación de ponencias técnicas (*Presentation of technical papers*).

17:00 - 18:30 horas: Asamblea General Ordinaria (*General Ordinary Assembly*).

### COSTO (Fee):

Miembros de la AGM al corriente de su cuota anual (*AGM associates who had paid their annual fee*): **650 pesos (~65 USD)**. No miembros (*Non-associates*): **1100 pesos (~110 USD)**. El costo incluye las memorias, servicio de café y *lunch* (*Fee includes the congress transactions, coffee breaks and lunch*). Estudiantes y retirados (*Students and retired*): 50%.

### PRESENTACIÓN DE TRABAJOS TÉCNICOS (Technical papers presentations):

La AGM invita a sus miembros y a la comunidad geotérmica en general a enviar trabajos técnicos relacionados con la geotermia, bajo los siguientes criterios y fechas clave (*The AGM invites you to send your technical papers, under the following requirements and dates*):

1. Los trabajos deberán abordar temas relacionados con la geotermia (*Papers must be related to geothermics*).
2. Los interesados enviarán un resumen en español o inglés no mayor a una cuartilla a cualquiera de las direcciones electrónicas indicadas abajo a más tardar el **viernes 25 de julio de 2008**. El resumen se adjuntará como archivo en MS Word al mensaje (*Please send an abstract in English or Spanish to the e-mail addresses indicated below, before Friday July 25. Abstract must be attached as a MS Word file to your message*).
3. Los autores de los trabajos seleccionados para presentación serán notificados el **8 de agosto**. En principio los trabajos seleccionados se presentarán oralmente disponiendo cada uno de un tiempo de 20 minutos con cinco para preguntas y respuestas, pero podrían seleccionarse algunos para presentación tipo póster. La presentación puede ser en español o inglés (*Authors of the selected papers for oral presentation will be notified by August 8. Selected papers will be presented orally in 20 minutes with five more minutes for questions; some papers could be selected for poster presentation. Presentations can be in Spanish or English.*)



4. El trabajo en extenso deberá enviarse a las mismas direcciones a más tardar el **5 de septiembre**. Se enviará el texto en archivo de MS Word, sin formato especial, incluyendo tablas, y las gráficas y figuras como archivos gráficos en formato \*.jpg ó \*.gif. Si el texto está en español deberá incluir un resumen en inglés, y viceversa. El trabajo será sometido a arbitraje por parte de miembros distinguidos de la AGM, quienes podrán sugerir cambios y modificaciones al trabajo extenso antes de su publicación (*The extensive paper must be sent to the same e-mail addresses before September 5. Please send text and tables in a MS Word file with no special format, and figures and graphs as images in a \*.jpg or \*.gif formats. If the text is written in Spanish, please include an abstract in English, and vice versa. Papers will be peer-reviewed by AGM associates, who can suggest changes before acceptance*).
5. En principio se editará y distribuirá en el congreso un CD con las memorias de las presentaciones técnicas seleccionadas, pero además se publicarán algunas de ellos o todas en la revista técnica *Geotermia*. Para la preparación del trabajo en extenso se sugiere consultar las Instrucciones de Publicación en el número más reciente de esta misma revista, el cual se puede consultar en los portales públicos siguientes: <http://www.geotermia.org.mx>, <http://www.geothermal.org>. (*It is expected to prepare and distribute in the congress a CD with the transactions of the selected technical papers, and also some or all of them will be published in the technical magazine Geotermia. To preparing the extensive paper, please check out the Author Instructions at the most recent issue of this magazine, which can be read in those public websites*).
6. Se otorgará constancia escrita de los trabajos presentados (*Authors of presented papers will receive a written acknowledgement*).

#### PREINSCRIPCIONES (Pre-registration):

Se solicita atentamente a los asistentes preinscribirse al evento con anticipación. Para ello, se deberá realizar un depósito con su pago total a la siguiente cuenta de cheques de la asociación (*Participants are asked to pre-register in advance. To do that, please make a deposit to the AGM checks account*):

Banco: HSBC

Sucursal: 0301

Beneficiario: Asociación Geotérmica Mexicana, AC

Número de Cuenta: 4030787642

CLABE: 021470040307876425

Hecho el depósito, se agradecerá enviar un correo electrónico a cualquiera de las direcciones indicadas abajo informándolo así, y especificando el nombre (o nombres) del participante y su adscripción. Asimismo, se deberá informar si se requiere comprobante fiscal y, en caso afirmativo, el nombre, dirección y RFC al que deberá expedirse el comprobante. La **fecha límite** para preinscripción es el **martes 4 de noviembre**. También habrá inscripciones el día del evento, sujetas a la disponibilidad de lugares, pero de cualquier modo se recomienda enviar antes un correo electrónico indicando la intención de asistir (*Once the deposit is made, please send an e-mail to the below addresses informing so, including the name(s) of the participant(s) and the company or institution. Deadline for pre-registration is November 4. There will be also registrations the day of the congress depending on the availability, yet anyway please send a message informing your intention to participate*).

#### **MAYOR INFORMACIÓN (*More information*):**

Para mayor información, favor de dirigirse a cualquiera de las siguientes direcciones electrónicas:

José Luis Quijano León (Presidente de la AGM): [luis.quijano@geotermia.org.mx](mailto:luis.quijano@geotermia.org.mx)

Luis C.A. Gutiérrez Negrín (Tesorero de la AGM): [luis.gutierrez@geotermia.org.mx](mailto:luis.gutierrez@geotermia.org.mx), [l.g.negrin@gmail.com](mailto:l.g.negrin@gmail.com)

## ¿El fin de la era del silicio? Nanotubos de carbón, el siguiente gran salto

**Daniel Lewis Ray**

Tomado de *Nanowerk Spotlight*, 14 de mayo de 2008. Traducción de Luis C.A. Gutiérrez Negrín

**S**i los grandes avances de la era industrial se pudieran ranquear en términos de su impacto sobre la vida moderna, con certeza sólo un puñado de ellos estarían en el tope, independientemente de a quién se le pregunte:

- *La máquina de combustión interna.* Dio lugar a una civilización en las que los individuos fueron capaces de viajar a gran escala en sus propios automóviles personales. También abrió nuevas avenidas para el comercio y el transporte.
- *La fundición moderna.* Permitió la construcción barata y eficiente de virtualmente todos los grandes edificaciones, puentes, automóviles, vías férreas y armas del siglo veinte.
- *La generación y distribución de electricidad.* La electricidad está tan profundamente enraizada en la vida moderna que imaginar un mundo sin ella es simplemente imposible para mucha gente, pese a que tal mundo existió hace apenas un siglo.
- *La televisión.* Dio lugar a la primera, confiable y casi instantánea forma de comunicación masiva en la historia de la humanidad.
- *La Internet.* Puso al alcance de las manos del mundo virtualmente todo tipo de información, y creó un foro completamente nuevo para la interacción humana, los negocios, el comercio, el entretenimiento y las noticias.
- *El circuito integrado de silicio.* Aunque tal vez no estén conscientes de ello, la mayoría de la gente usa varios circuitos integrados todos los días, y a menudo muchos a la vez. Teléfonos celulares, computadoras, televisores modernos, reproductores de CD, carros y cafeteras: todos emplean circuitos integrados de silicio. Y si no fuera por este avance, pocos de esos aparatos podrían funcionar eficientemente, tener una disponibilidad tan amplia o haber afectado nuestras vidas tan profundamente.

Jack Kilby creó el primer circuito integrado para la Texas Instruments en 1958, como una forma de resolver el problema de miniaturizar la electrónica mientras se amplían sus aplicaciones.

En un principio, los circuitos eléctricos eran básicamente arreglos armados a mano de muchos materiales semiconductores como alambres de cobre, capacitores e inductores. Kilby decidió simplificar esto tomando un solo trozo de silicio y grabando un circuito directamente en él, en una sola y sencilla operación. El metal necesario para conectar los componentes del circuito podría agregarse después como una capa superior a esta oblea de silicio o chip.

Utilizando la oblea de silicio como la columna vertebral de su circuito, Kilby se las arregló para resolver dos problemas principales que enfrentaban las computadoras al mismo tiempo: podrían ser más poderosas (pequeñas) y ser producidas en masa (más baratas).

Pero hoy, medio siglo después de este gran salto adelante, la tecnología de los circuitos integrados de silicio parece no ser ya capaz de mantener el ritmo de la demanda industrial y doméstica por computadoras más poderosas y más versátiles.

“Estamos al final de la era del silicio,” dice Steven George, profesor de Química y Bioquímica de la Universidad de Colorado, en Boulder. “La tecnología está muy cerca de sus límites racionales.”

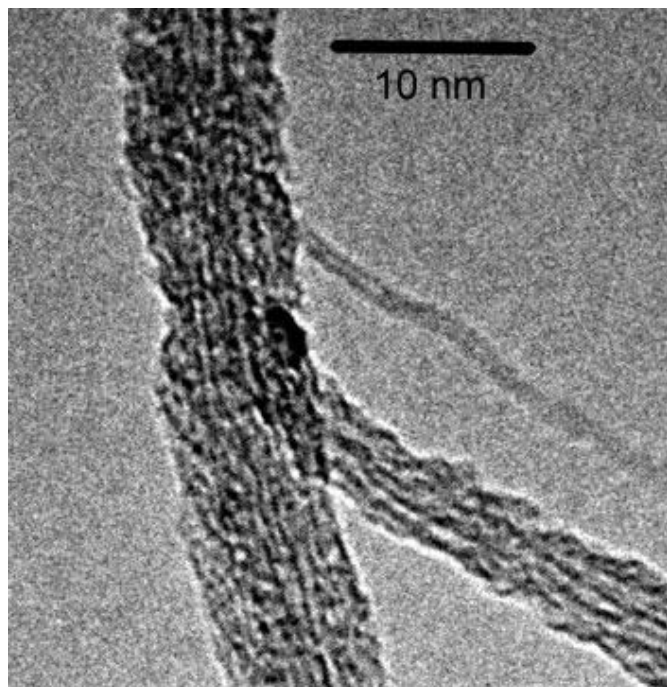
Esencialmente, al punto en que nos llevado la tecnología de la oblea de silicio, hay limitaciones físicas sobre qué tan pequeños pueden ser los componentes de los circuitos de silicio antes de que dejen de funcionar.

Debido a las propiedades químicas del silicio como semiconductor, su capacidad de conducir eficientemente una corriente eléctrica se pierde a unos cuantos nanómetros.

Esto es lo que explica por qué la nanotecnología, y específicamente los nanotubos de carbono, están siendo fuertemente considerados como lo que podría ser el próximo gran avance en la tecnología de circuitos.

### ¿La era de los nanotubos?

Aunque el silicio tiene numerosas propiedades que lo convierten en un conductor casi ideal de electricidad bajo ciertas condiciones, carece de una característica crucial, lo cual puede convertir al carbono como el material del futuro: la capacidad de formar arreglos tubulares complejos a una escala de unos cuantos nanómetros.



*Fig. 1. Un nanotubo de carbono de una sola pared tiene unos cuantos nanómetros de diámetro. (Imagen: Laboratorio Paul Rice en el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Colorado-Boulder.)*

Un par de físicos rusos fueron los primeros en descubrir los nanotubos en 1952. Pero se le dio poca atención a su descubrimiento porque fue publicado en ruso y en lo más álgido de la Guerra Fría. No fue sino hasta 1991 cuando estas estructuras únicas atrajeron una amplia atención en el mundo científico, al ser fotografiadas por Sumio Iijima, del NEC Lab, con un microscopio de transmisión electrónica de alta resolución.

Lo que generó toda esa atención fueron precisamente las específicas propiedades eléctricas y físicas de estos materiales, combinadas con su tamaño diminuto: su diámetro varía de cerca de un nanómetro (teóricamente el diámetro más pequeño de un nanotubo es de 0.4 nm) a 70 nanómetros, pero su longitud puede ser varios miles de veces mayor.

Los nanotubos de carbono tal vez pueden ser visualizados mejor como un arreglo hexagonal, en forma de celdas de panal, de átomos de carbono. Cada uno de estos átomos está ligado a otros tres átomos de carbono, pero sólo en dos dimensiones. No obstante, si esta estructura bidimensional puede ser enrollada

en un tubo hueco, como una hoja de papel que se enrolla para formar un cilindro, esta sería la estructura tridimensional básica de un nanotubo de carbono. Los enlaces que mantienen unidos a los nanotubos son más

fuertes que los del diamante, convirtiendo al nanotubo en un material efectivamente más fuerte que el diamante.

Sin embargo, su resistencia excepcional es sólo una de las muchas propiedades únicas que ofrecen los nanotubos.

La forma física de los nanotubos influye significativamente en su capacidad teórica para conducir una corriente eléctrica. Si los átomos de carbono se mantuvieran simplemente en su arreglo bidimensional, los electrones se moverían en todas direcciones. Pero cuando este arreglo se enrolla en una forma tubular, el confinamiento cuántico sólo les permite a los electrones moverse a lo largo del tubo pero no a su derredor.

Debido a ello, algunos tipos de nanotubos, dependiendo de su diámetro, en teoría pueden conducir cargas unas mil veces mayores que los materiales conductores comunes como el cobre o la plata.

Así, si se vencen ciertos retos tecnológicos, los nanotubos de carbono podrían terminar siendo la base de los circuitos electrónicos integrados del futuro. Podrían dar lugar a microchips mucho menores que los que se producen en la actualidad, y podrían funcionar potencialmente con una eficiencia varias veces mayor.

Sin embargo, aún se desconoce mucho acerca de los nanotubos. Investigadores en todo el mundo se apresuran a cuantificar sus propiedades y a encontrar nuevos usos prácticos antes de que otros lo hagan.

### ¿Qué sabemos sobre los nanotubos?

“Hay mucha gente interesada en los nanotubos”, dice Joseph Brown, estudiante de doctorado en el Departamento de Ingeniería Mecánica en CU. Él investiga actualmente las diferentes propiedades de los nanotubos y de otras nanoestructuras en el laboratorio del Profesor Victor Bright.

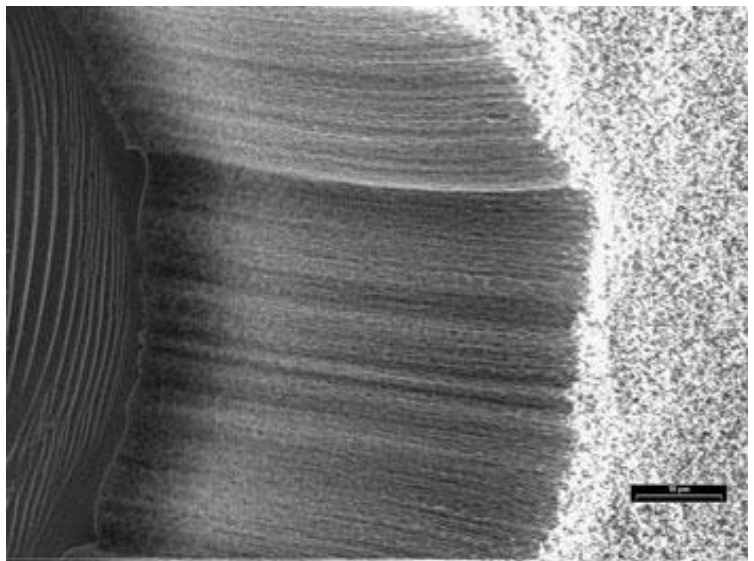
“Hay una gran cantidad de propiedades eléctricas y mecánicas que están muy lejos de ser realmente comprendidas,” dice.

De acuerdo con Brown, hay muchas pruebas que aún no se aplican a los nanotubos, y buena cantidad de datos que todavía debe recuperarse. Su trabajo se ha enfocado sobre pruebas eléctricas y de resistencia de esos materiales.

Una de esas pruebas que aún se ha hecho, pero que interesa sobremanera a Brown, es ver qué pasa cuando dos nanotubos se deslizan entre sí.

“En teoría, podríamos ver muchas cosas diferentes”, dice. “Pero apenas estamos empezando a entender hacia dónde podemos encaminarnos con este nivel de control.”

En 2004 Brown fue uno de los cofundadores de NanoComp Technologies, Inc., compañía que ha centrado sus investigaciones en la fabricación eficiente de nanotubos de carbono. A principios de 2008 la compañía



*Fig. 2. Miles de nanotubos de carbono crecen como césped a una escala de algunas micras. (Imagen: Laboratorio Paul Rice en el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Colorado-Boulder.)*

anunció la fabricación exitosa de la hoja más grande del mundo de material de nanotubos de carbono, con una superficie de 3 por 6 pies.

Utilizando procesos industriales, la compañía se las ha arreglado para crear nanotubos de más o menos un milímetro a la vez. Este es un gran avance sobre técnicas previas que sólo podían producir nanotubos con una longitud de una micra.

“Esta es una tecnología que permite el trabajo científico,” dijo Brown. “Los nanotubos son un enorme campo para la creatividad.”

### **Nanotubos para el mercado**

“Nuestro proyecto principal es hallar cómo hacer que los nanotubos sean más útiles”, dice Steven George. Él también trabaja con nanotubos de carbono, pero su investigación se enfoca en técnicas para volverlos más directamente aplicables a las necesidades industriales o domésticas.

De acuerdo con George, aunque los nanotubos de carbono presentan muchas propiedades cuánticas interesantes, son también no reactivos para ciertos productos o aplicaciones.

“Los nanotubos de carbono son muy inertes de por sí”, dice. “Simplemente son increíblemente no reactivos”.

Una parte central del trabajo de George se relaciona con un proceso conocido como Depósito Atómico en Capas (ALD: Atomic Layer Deposition). Esencialmente se trata de un proceso de fabricación que es capaz de depositar uniformemente una capa perfecta de un solo átomo o molécula de material sobre casi cualquier cosa, incluyendo nanotubos.

“Estamos tratando de recubrir nanotubos de carbón, de tal modo que los podamos colocar en polímeros”, dijo. “Si los pones en un polímero, los vuelves más fuertes y más conductores de electrones y de calor.”

La idea de George es recubrir nanotubos de carbono con un material o con una serie de diferentes materiales. Puesto que estos recubrimientos de ALD son tan pequeños –de solo una molécula de espesor–, y tan uniformes, se podrían agregar varios recubrimientos capa tras capa, dándole a los nanotubos virtualmente cualquier propiedad que se pueda imaginar.

“Podemos depositar cientos o incluso miles de capas”, dice. “Es como si sólo el cielo fuera el límite”.

Uno de los materiales más útiles en ALD es el óxido de aluminio. Debido a su química única, tiende a recubrir muy bien, dijo George. Después de esta capa, puede agregarse tungsteno –material utilizado en la mayoría de los filamentos de lámparas luminosas por su punto de fusión extremadamente alto— para añadirle a los nanotubos propiedades aun más deseables.

“El proceso ha tenido éxito hasta la fecha”, dijo George. “La mayoría de la gente está trabajando con un solo nanotubo. Pero aquí trabajamos con cantidades medibles en gramos.”

“No conozco a nadie más trabajando con estas grandes cantidades ni en compuestos de polímeros”, dijo.

### **¿El próximo gran salto?**

Durante toda una década, investigadores y profesionales de la industria han estado advirtiendo el silicio se venía acercando rápidamente a sus límites. Según algunos, ya se han alcanzado esos límites.

La era del circuito de microchip integrado, fabricado de silicio, puede estar acercándose a su fin. ¿Hay alguna tecnología lista para llenar el vacío? ¿Hay alguna tecnología que pueda fabricar circuitos más pequeños o más poderosos?

La respuesta muy bien puede ser “sí”.

Probablemente ya llegamos a la era del circuito de nanochip integrado, compuesto de nanotubos de carbono.

# El Mundo de la Energía

(Con información recopilada por Alfredo Mañón Mercado)

En esta ocasión se informa sobre la situación actual de algunos temas y noticias de interés publicados anteriormente en esta sección de la revista Geotermia, en concreto en los números 17-1 (Julio-Diciembre de 2004) y 18-1 (Enero-Junio de 2005), como una manera de darles seguimiento. En números subsecuentes trataremos de hacer lo mismo con otras notas.

## □ Planta de energía del mar en Brasil

**Nota original.** En el número 17-1 (2004) se informó: “Brasil tendrá la primera planta de energía del mar en Latinoamérica”: El gobierno y la Universidad Federal de Río de Janeiro se han aliado con la compañía Electrobrás para desarrollar la primera planta de generación eléctrica en Brasil a partir de la energía de las olas. La instalación tendrá una potencia de 500 kW y entrará en operación en 2006.

**Situación actual:** La planta aún no está concluida. Continúan los estudios y pruebas piloto previas a la aplicación final de la tecnología que se desarrolla en el COPPE (Instituto Alberto Luis Coimbra de Pós-Graduacao e Pesquisa de Engenharia) de la Universidad Federal de Río de Janeiro, en cooperación con Electrobrás y el gobierno del Estado de Ceará.

Más información:

[http://www.iea.org/Textbase/work/2007/neet\\_brasilia/Estefen.pdf](http://www.iea.org/Textbase/work/2007/neet_brasilia/Estefen.pdf)

## □ Fotosíntesis artificial para producir hidrógeno y absorber CO<sub>2</sub>

**Nota original.** En el número 17-1 (2004) se informó: “Científicos británicos han identificado en las plantas el lugar exacto donde se producen las reacciones de fotosíntesis. Este hallazgo permitirá en principio la fabricación de pequeñas industrias de fotosíntesis artificial capaces de obtener hidrógeno a partir del agua y de absorber CO<sub>2</sub>”.

**Situación actual:** El promotor principal de este proyecto sigue investigando y organizando conferencias sobre la fotosíntesis artificial. Se han

publicado libros y muchos artículos por científicos de todo el mundo sobre este tema de fotosíntesis artificial.

Más información:

<http://royalsociety.org/event.asp?id=4161&month=4,2007>, <http://royalsociety.org/page.asp?id=5771>



## □ Planta piloto de energía de las olas en España

**Nota original.** En el número 17-1 (2004) se informó: “Primera planta piloto de energía de las olas en España”. El consorcio español Iberdrola pondrá en marcha la primera planta

que aprovecha la energía del oleaje que se instala en Europa. Se ubicará frente a las costas de Santoña (Cantabria, España) y estará compuesta por 10 boyas que ocuparán una superficie de 2,000 m<sup>2</sup> y tendrán una potencia conjunta entre 1.25 y 2.5 MW.

**Situación actual:** Hasta marzo de 2008 aún no funcionaba esta planta, pero el proyecto continúa. Esta planta es la primera en su tipo que se instalará en Europa y se vincula con otros proyectos de energía marina que la empresa Iberdrola está desarrollando en Escocia. Iberdrola Renovables ya ha comenzado a probar en tierra el funcionamiento de los componentes internos de las boyas, con la idea de desplegarlas en alta mar y ponerlas en funcionamiento en este año.

En principio, se instalará una boya de 40 kW. Las otras nueve serán colocadas en una fase posterior y

tendrán una potencia inicial de 125 kW. El presupuesto para la primera fase de operaciones es de 3 millones de euros e incluye la infraestructura marina.

Más información:

<http://www.eleconomista.es/desarrollo-sostenible/noticias/409632/03/08/Iberdrola-prueba-la-energia-de-las-olas-de-Santona.html>,  
<http://www.eldiariomontanes.es/20070920/cantabria/olas-energia-santona-20070920.html>

#### ❑ Electricidad en el ártico gracias a la energía de las mareas

**Nota original.** En el número 17-1 (2004) se informó: “Electricidad en el Ártico gracias a la energía de las mareas”. Varias viviendas del norte de Noruega han empezado a disponer de electricidad gracias a la apertura de una planta submarina que aprovecha como fuente primaria de energía la fuerza de las mareas.

**Situación actual:** La empresa noruega Hammerfest Strøm AS ha estado operando durante cuatro años la planta en el canal Kvalsund cerca de la ciudad de Hammerfest, que funciona a 50 m de profundidad. El agua fluye a unos 2.5 metros por segundo por durante unas 12 horas cuando la marea está subiendo a través del canal Kvalsund, hace una pausa en lo más alto y luego revierte la dirección. Las aspas en la turbina se orientan automáticamente para enfrentar la corriente.

La planta tuvo un costo de 80 millones de coronas (11 millones dólares americanos). Hammerfest Strøm AS ha creado una empresa hermana (ScottishPower) en Escocia. Ambas empresas han firmado un acuerdo para el desarrollo comercial de la tecnología de mareas y para construir e instalar una turbina de 1 MW en 2009. Hammerfest Strøm AS tiene dos grandes propietarios, Statoil, la empresa noruega de petróleo y gas, y Hammerfest Energi, una empresa de servicios localizada en el norte de Noruega.

Más información:

<http://www.hammerfeststrom.com/content/view/49/82/lang.en/>,  
[http://www.scottishpower.com/PressReleases\\_153](http://www.scottishpower.com/PressReleases_153)

[3.htm](#),

<http://sobrenatural.net/blog/2003/09/21/electricidad-producida-por-la-luna/>

#### ❑ Planta termosolar en Granada, España

**Nota original.** En el número 17-1 (2004) se informó: “Granada albergará la mayor planta solar termoeléctrica del mundo”. La empresa alemana Solar Millenium AG ha anunciado la próxima construcción en la provincia española de Granada de una planta de energía solar termoeléctrica de 50 MW, lo que la convertirá en la mayor del mundo.



**Situación actual:** La planta aún no funciona, pero el proyecto continúa. Será la primera central solar térmica europea con colectores cilindro-parabólicos, pero ahora será la segunda central termosolar más grande del mundo, ya que la mayor se encuentra en Estados Unidos. Es la “Nevada Solar One”, ubicada en el Estado de Nevada, financiada también por un grupo español.

La primera piedra de la central española fue colocada en julio de 2006 en Aldeire (Granada), y se estima que entre en operación en este año de 2008. Es un proyecto con capital español y alemán, de 50 MW de capacidad, con los que se espera suministrar electricidad a unos 45 mil hogares. La inversión inicial es de 260 millones de euros. Andasol I será la primera de las fases de esta central, que se completará en unos años más con una segunda planta también de 50 MW y, previsiblemente, con una tercera.

Más información:

<http://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/46289/07/06/Mayor-planta-termosolar-Europa-funcionara-Aldeire-Granada-2008.html>, <http://www.solarmillenium.de/>,

<http://www.andaluciainvestiga.com/espanol/noticias/10/6425.asp>

#### ❑ Consumo de energía en los países en desarrollo

**Nota original.** En el número 18-1 (2005) se informó: “El consumo de energía se duplicará en países en desarrollo”. La demanda de recursos energéticos en los países en desarrollo casi se duplicará en las próximas dos décadas y seguirá basada fundamentalmente en combustibles fósiles, lo que provocará un importante aumento en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

**Situación Actual:** La producción energética del mundo seguirá nutriéndose de combustibles fósiles hasta el año 2030. En el Escenario de Referencia se calcula que las necesidades energéticas básicas del mundo aumentarán en un 55% entre 2005 y 2030, a una tasa media anual de 1,8%. La demanda alcanzará 17,7 miles de millones de toneladas equivalentes de petróleo, frente a los 11,4 miles de millones de toneladas equivalentes de petróleo de 2005. Los combustibles fósiles seguirán siendo la fuente principal de energía, llegando a abarcar un 84% del aumento total de la demanda entre 2005 y 2030. El petróleo se mantendrá como combustible principal, aunque su fracción de la demanda global descenderá del 35% al 32%. La demanda de petróleo alcanzará los 116 millones de barriles diarios en 2030, lo cual supone un aumento de 32 millones de barriles al día (37%) con respecto a 2006.

En consonancia con su espectacular nivel de crecimiento de los últimos años, la demanda de carbón experimentará el mayor incremento en términos absolutos, aumentando en un 73% entre 2005 y 2030; su contribución al gasto energético total pasará con ello del 25% al 28%. La mayor parte del aumento de consumo de carbón se producirá en China y la India. La proporción de gas natural se incrementará más modestamente, pasando del 21% al 22%. El consumo eléctrico se multiplicará por dos, y su proporción en el consumo energético final pasará del 17% al 22%. Será necesario invertir unos 22 billones de dólares en infraestructuras de suministro para cubrir la

demanda global prevista. La puesta en marcha de todas estas inversiones será un reto mundial.

Más información:

[http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2007\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2007).pdf),

[http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2007/WEO\\_2007\\_Spanish.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2007/WEO_2007_Spanish.pdf),

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>,

[http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2007/WEO\\_2007\\_Spanish.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2007/WEO_2007_Spanish.pdf),

<http://www.jornada.unam.mx/2006/10/15/019a1eco.php>

#### ❑ La energía solar en Alemania



**Nota original.** En el número 18-1 (2005) se informó: “Alemania inaugura la mayor planta de energía solar del mundo”. La mayor central de energía solar del mundo se ha inaugurado en la ciudad de Espenhain, cerca de Leipzig, Alemania. La planta ha sido construida sobre lo que fue una de las industrias más contaminantes de la antigua República Democrática Alemana. Con 33,500 paneles solares modulares monocristalinos y una capacidad instalada de 5 MW, la central será suficiente para abastecer a unos 1800 hogares.

**Situación actual:** Cuando se inauguró esta planta fotovoltaica de Geosol en 2004 fue en efecto la mayor de su clase en el mundo. Muy limpia y verde, con cero emisiones y muy fácil de operar, tan fácil que sólo tiene tres trabajadores: el gerente, llamado Hans-Joerg Koch, y dos guardias de seguridad: dos perros que responden a los nombres de Pushkin y Adi.

La planta de Geosol pronto fue eclipsada por otras seis plantas solares alemanas, incluyendo la nueva planta más grande del mundo, la Solarpark Gut áErlasee, en Bavaria, que tiene más del doble de capacidad (>10MW). Hace poco tiempo se inició otra planta gigante, en Brandis, en una vieja base militar, que tendrá una capacidad de 40 MW.

Más información:

<http://www.solonhilber.at/?id=69&language=2&toPid=14>,

<http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2007/05/04/AR2007050402466.html>,

[http://es.wikipedia.org/wiki/Central\\_fotovoltaica](http://es.wikipedia.org/wiki/Central_fotovoltaica),

<http://www.dw->

[world.de/dw/article/0,2144,1321857,00.html](http://world.de/dw/article/0,2144,1321857,00.html),

<http://www.elmundo.es/elmundo/2004/09/08/ciencia/1094657759.html>

#### □ Energía mareomotriz

**Nota original.** En el número 18-1 (2005) se informó: “Avances en energía mareomotriz”. En Escocia se presentó un nuevo proyecto denominado Sea Snail, que consiste en una nueva turbina para producir energía eléctrica a partir de las mareas, desarrollada por la Universidad Robert Gordon de Aberdeen. El proyecto, que ha recibido una subvención de 229 mil euros, se encuentra en la fase de fabricación de un prototipo. La turbina medirá 20 metros de largo y se probará en aguas más o menos profundas.

**Situación actual:** Tal como los molinos de viento, las turbinas de mareas son costosas debido a la necesidad de contar con cimientos muy resistentes. Conceptos innovadores como el de la Universidad Robert Gordon de Aberdeen, en Escocia, pueden reducir los costos de instalación de las turbinas de mareas debido a su naturaleza prefabricada. Esta plataforma de 30 toneladas utiliza “alas marinas” para generar un efecto de autoanclaje en el fondo marino, producido por las corrientes marinas. Una vez colocada la plataforma, se coloca la turbina. La URG (Universidad Robert Gordon) tiene instalado un prototipo de 150 kw en Eynhallow Sound de Orkney, con el cual pretende probar la conveniencia de desarrollar un equipo de 750 kW a un costo de 400 mil libras esterlinas en un futuro

próximo. Los métodos actuales propuestos para generar energía en una corriente producida por las mareas son costosos. El Sea Snail de tamaño completo, está en espera de condiciones favorables antes de lanzarlo al mar. La versión más pequeña será probada en un río. El proyecto está siendo financiado por la empresa Scottish Enterprise, el Consejo de la Ciudad de Aberdeen, el Centro Europeo de Energía Marina (Orkney) y la Universidad Robert Gordon.



Más información:

<http://www.rgu.ac.uk/cree/general/page.cfm?pge=10769>,

<http://radio.weblogs.com/0105910/2004/04/09.html>,

[http://members.nickelinstitute.org/index.cfm/ci\\_id/12759/la\\_id/12.htm](http://members.nickelinstitute.org/index.cfm/ci_id/12759/la_id/12.htm),

<http://www.scotlandistheplace.com/stip/1962.1.1724.html>,

[http://peswiki.com/energy/Directory:Tidal\\_Power](http://peswiki.com/energy/Directory:Tidal_Power)

#### **Geothermal History**

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

## INSTRUCCIONES DE PUBLICACIÓN EN LA REVISTA GEOTERMIA

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

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.

Morelia, Mich., C.P. 58290, México

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

[luis.quijano@geotermia.org.mx](mailto:luis.quijano@geotermia.org.mx), [luis.gutierrez03@cfe.gob.mx](mailto:luis.gutierrez03@cfe.gob.mx), [luis.gutierrez@geotermia.org.mx](mailto: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, y se colocará entre paréntesis el año de la publicación después del apellido del último autor. El título de la revista o libro referenciado deberá escribirse en cursivas. Ejemplos:

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

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

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

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

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

---

## DIRECTIONS FOR CONTRIBUTORS

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

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.

Morelia, Mich., C.P. 58290, México

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

[luis.quijano@geotermia.org.mx](mailto:luis.quijano@geotermia.org.mx), [luis.gutierrez03@cfe.gob.mx](mailto:luis.gutierrez03@cfe.gob.mx), [luis.gutierrez@geotermia.org.mx](mailto: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. *Geothermia* offers special support to first-time authors for whom publishing papers is not part of their jobs. The editorial board can make small modifications or corrections to such papers without a new peer-review process.
7. All papers must include the following sections. Those considered as indispensable are underlined, yet they can be included under other chapters or subtitles. The other parts are optional, plus authors can include additional sections: Title, Author(s), Company or institution, Address, Abstract in Spanish, Keywords in Spanish, Title in English, Abstract in English, Keywords in English, Introduction or background, Objective, Methodology, Data, Processing, Interpretation, Alternative interpretations, Conclusions, Verification, Acknowledgement, References, Appendix.
8. All references must be cited in the text, and all citations must be included in the References. In the text, the Harvard citation system (last name and year) must be used: "Some authors (González, 1995)...", or: "González (1995) indicates that..." In the case of two authors, the citation must include both (González and Rodríguez, 1995), and in the case of more than two authors the convention *et al.* (González *et al.*, 1995) must be used. The list of references must be arranged alphabetically and include all the authors and details of the cited publication. All abbreviations must be from the *World List of Scientific Periodicals*. Initials of the first author must follow the last name, putting into parenthesis the year of publication after the last author. The title of a magazine or book must be written in italics. Examples:  
  
Cedillo-Rodríguez, F. (1999). Modelo hidrogeológico de los yacimientos geotérmicos de Los Humeros. *Geothermia*, 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 *Geothermia* 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.