

GEOTERMIA

REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

ISSN 0186-5897

Volumen 24, No. 2

Julio-Diciembre de 2011

CONTENIDO

Editorial	1
Cambios en la producción de vapor debido a las condiciones del yacimiento en Cerro Prieto, BC	3
Ramón Morales Cárdenas y Marco H. Rodríguez Rodríguez	
Determinación de pérdidas de calor en la red de transporte de vapor del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, con base en el estado físico del aislamiento térmico de vaporductos	11
Rosember Ovando Castelar, Alfonso García Gutiérrez, Juan Ignacio Martínez Estrella, Ismael Canchola Félix, Paul Jacobo Galván, Carlos Miranda Herrera y Othón Mora Pérez	
Ahorro de vapor durante el mantenimiento de la U-7 de 50 MW en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich.	25
Elvia Nohemí Medina Barajas y Alejandro Ruiz Lemus	
Resultados de la prueba de neutralización de fluidos ácidos en el pozo H-43, campo geotérmico de Los Humeros, Pue.	31
Magaly del Carmen Flores Armenta, Miguel Ramírez Montes, Fernando Sandoval Medina y César Rosales López	
Resumen de la evaluación 2010 de los recursos geotérmicos mexicanos de temperatura intermedia a baja	39
Eduardo R. Iglesias, Rodolfo J. Torres, J. Ignacio Martínez-Estrella y Nefthalí Reyes-Picasso	
GeoSteamNet: Programa de cómputo para simular el flujo de vapor geotérmico de una red de vaporductos.	49
Mahendra P. Verma, Alfonso Aragón A., Alejandro Ruiz L. y Alfredo Mendoza C.	
Foro	58
Nuevos documentos internacionales sobre la energía geotérmica	59
Luis C.A. Gutiérrez-Negrín	
Emisiones de CO₂ a la atmósfera por actividades humanas y naturales	62
Jessica Marshall (Traducción de Luis C.A. Gutiérrez-Negrín)	
El Mundo de la Energía	64
Información recopilada por Alfredo Mañón Mercado	
Próximos congresos y reuniones relacionados con la geotermia	70

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

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

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

EDITORES

Director: José Luis Quijano León

Editor: Luis C.A. Gutiérrez Negrín

Consejo Editorial:

Alejandro Becerril Zavala

Magaly Flores Armenta

Raúl Sánchez Velasco

Jaime Vaca Serrano

Editores asociados:

Víctor Arellano Gómez (IIE)

Víctor Hugo Garduño Monroy (UMSNH)

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

Alfredo Mañón Mercado (Consultor)

José Manuel Romo Jones (CICESE)

Mario César Suárez Arriaga (UMSNH)

Secretaria:

Enedelia Calderón Ochoa

Responsable de sitio en página de la UMSNH:

Filho Enrique Borjas García

Oficinas:

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas

Morelia, Mich., 58290

Tel. (443) 322-7000

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

Editorial

Incluimos en este segundo número de 2011 dos artículos sobre el campo geotérmico de Cerro Prieto, uno de cada uno de los campos de Los Azufres y Los Humeros, y dos más de tipo general. De Cerro Prieto se presenta un artículo que comenta los cambios en la producción de vapor ocurridos en los últimos años en este campo, que fue presentado originalmente en la IV Reunión Interna de Mejora Continua (IV-RIMC), organizada por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) de la CFE en 2009, así como un interesante trabajo que describe y cuantifica las pérdidas de calor que ocurren en las tuberías conductoras de vapor (o vaporductos) que operan ahí, relacionándolas con el estado físico de sus recubrimientos o aislantes. Es muy ilustrativo que tales pérdidas, que resultan en la formación de más de 135 toneladas por hora (t/h) de condensado, podrían equivaler a la producción de tres pozos o a dejar de producir casi 18 MWh de energía eléctrica. O, dicho de otra manera, las pérdidas de calor en los vaporductos de Cerro Prieto equivalen a la generación de dos campos geotérmicos del tamaño del de Las Tres Vírgenes, en Baja California Sur. Este trabajo se presentó en el XVIII Congreso de la Asociación Geotérmica Mexicana, celebrado en Morelia, Mich., en octubre de 2010.

Los trabajos relativos a Los Azufres y a Los Humeros se presentaron también en la IV-RIMC. El primero describe una serie de medidas prácticas que se planearon y adoptaron durante un periodo de mantenimiento de la mayor unidad que opera en Los Azufres, y que significaron el ahorro de casi 170 mil toneladas de vapor. El segundo documenta los resultados de una prueba para neutralizar la acidez de los fluidos producidos por uno de los pozos del campo de Los Humeros, con base a la cual se ha diseñado un sistema que permite aprovechar una mayor producción del sector conocido como Colapso Central de ese campo y que está por implementarse. Y esto, cuando está a punto de entrar en operación la primera unidad de 25 MW del proyecto Los Humeros II que habrá de requerir todo el vapor disponible, no es un logro menor.

Los dos artículos que complementan este número se presentaron igualmente en el XVIII Congreso Anual de la AGM. En uno se actualiza la evaluación de los recursos geotérmicos del país con temperaturas menores de 200°C, incluyendo ahora 918 localidades termales de 26 estados, y en otro se presenta un nuevo programa de cómputo que simula el flujo de vapor en una red de vaporductos y su aplicación concreta para el caso del campo de Los Azufres.

En la sección del Foro, que incluye artículos no sujetos a revisión, se informa sobre un par de publicaciones que consideramos de interés para la comunidad geotérmica internacional, así como sobre un estudio reciente que refuta el mito, ampliamente difundido, de que la actividad volcánica natural emite más CO₂ a la atmósfera que las actividades antropogénicas: la realidad es exactamente lo contrario, pues descargamos a la atmósfera entre 100 y 150 veces más CO₂ que todos los volcanes del mundo juntos. Finalmente, se incluye la sección permanente de El Mundo de la Energía, y el anuncio de tres congresos geotérmicos que se realizarán durante este segundo semestre de 2011 en México, Estados Unidos y Europa.

Esperamos que al menos algo de lo aquí publicado le resulte interesante.

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Editorial

In this second issue of 2011, we include two papers on Cerro Prieto Geothermal Field, one paper on Los Azufres Field, one on Los Humeros Field, and two more of a general nature. The first Cerro Prieto paper covers recent changes in steam production in the field. Originally the paper was presented at the IV Reunión Interna de Mejora Continua (Fourth Internal Meeting of Continuous Improvement, IV-RIMC), held by the CFE Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos in 2009. The second paper is an interesting one describing and quantifying pipeline heat losses in steam lines operating in the field because of the physical condition of the insulation. It is instructive that such losses, which result in the formation of more than 135 tons per hour of condensate, could be equivalent to three wells producing almost 18 MWh of electricity. Or put another way, the heat losses in the Cerro Prieto steam lines could be equivalent to the generation of two geothermal fields the size of the Las Tres Vírgenes Field in Baja California Sur. The second paper was presented at the XVIII Congress of the Mexican Geothermal Association (AGM), held in Morelia, Michoacán, in October 2010.

The papers on Los Azufres and Los Humeros also were presented at the IV-RIMC meeting. The first describes a series of practical measures planned and undertaken during a maintenance period of the largest unit operating in Los Azufres, yielding a savings of almost 170,000 tons of steam. The second paper documents the results of a test to neutralize fluid acidity in one of the wells at Los Humeros, based on a system designed for increased-field production in an area known as Colapso Central. The system will be implemented at a time when the first 25 MWe unit of Los Humeros II is about to be commissioned, requiring all the available steam—not a minor achievement.

The two additional papers in this issue also were presented at the XVIII Annual Meeting of the AGM. One updates the assessment of Mexican geothermal resources with temperatures below 200°C, including 918 thermal locations in 26 states. The other presents a new computer program that simulates the flow of steam in a steam-line network—and the results of its implementation in Los Azufres Field.

*The Foro section, which includes items not subject to review, reports on publications we consider of interest to the international geothermal community, including a recent study refuting the widespread myth that natural volcanic activities emit more CO₂ into the atmosphere than do anthropogenic activities. Reality is the exact opposite, for we discharge into the atmosphere between 100 and 150 times more CO₂ than have all the volcanoes in the world combined. The issue also includes the permanent section, *El Mundo de la Energía* (The World of Energy), and an announcement of three geothermal conferences to be held during the second half of 2011 in Mexico, the United States, and Europe.*

We hope you will find this interesting.

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

Cambios en la producción de vapor debido a las condiciones del yacimiento en Cerro Prieto, BC

Ramón Morales Cárdenas y Marco H. Rodríguez Rodríguez

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia General de Cerro Prieto, Mexicali, BC, México. Correo: marco.rodriguez01@gfe.gob.mx

Resumen

En más de 35 años de explotación el yacimiento geotérmico de Cerro Prieto ha experimentado cambios en sus condiciones termodinámicas. En este trabajo se analiza el efecto de esos cambios del yacimiento y su repercusión en la producción de vapor para las diferentes zonas en las que se ha dividido el campo. Las propiedades más importantes del fluido en el yacimiento para la producción de vapor son su entalpía y su presión, por lo que se presenta la evolución de esas propiedades en un diagrama de presión-entalpía, en el que se observa que hay zonas del yacimiento que están próximas a alcanzar condiciones de abandono.

Palabras clave: Cerro Prieto, ingeniería de yacimientos, producción de vapor, termodinámica.

Changes in steam production due to the reservoir conditions in Cerro Prieto, BC

Abstract

In more than 35 years of exploitation, thermodynamic conditions have changed in the Cerro Prieto geothermal reservoir. The effects are analyzed of the changes to the reservoir and their consequences to steam production in different field zones. For steam production, the most important features of reservoir fluids are enthalpies and pressures. The evolution of these features is presented in an enthalpy-pressure diagram. Here it can be seen that some reservoir zones have almost reached abandonment conditions.

Keywords: Cerro Prieto, reservoir engineering steam production, thermodynamics.

1. Introducción

Para relacionar los cambios del yacimiento con la producción de vapor se hizo un análisis detallado de presión y entalpía a fin de determinar cuánto ha evolucionado el yacimiento en respuesta a la extracción de fluido. En algunos sectores del yacimiento hay pozos abandonados por no alcanzar condiciones mínimas para fluir, lo que se debe al arribo de fluidos de menor temperatura que provocan un enfriamiento en la formación productiva.

Para estudiar la evolución en el yacimiento y sus condiciones de producción, el campo se dividió en varias zonas. Se elaboraron gráficas con base en registros de presión a condiciones estáticas en cada sector. Para determinar la presión a una profundidad de referencia se graficó la presión contra el tiempo y se definió así el ritmo de declinación, calculándose su abatimiento. La entalpía considerada fue la correspondiente al fluido de producción. Bajo estas condiciones se empleó un diagrama presión-entalpía y se evaluó el campo y su capacidad para producir.

El objetivo de este trabajo es conocer las condiciones actuales del yacimiento y determinar qué tan próximo se encuentra de llegar a las condiciones mínimas de presión y entalpía necesarias para producir vapor. Por ejemplo, hay zonas del sector Cerro Prieto I (CPI) que ya han sido abandonadas a la explotación porque los pozos en ellas no alcanzan tales condiciones mínimas de producción. En estas zonas ya no se han invertido recursos para perforar ó reparar pozos, debido a que no resultaría rentable.

2. Generalidades del campo geotérmico de Cerro Prieto

El Campo Geotérmico de Cerro Prieto (CGCP) se localiza a 28.6 km al SE de la ciudad de Mexicali, entre los meridianos 114°40' y 115°33' de longitud al oeste de Greenwich y los paralelos 31°55' y 32°44' de latitud N, sobre la planicie deltaica que formaron los sedimentos transportados por el Río Colorado. A 6 km al NO del campo se encuentra el volcán de Cerro Prieto, que tiene una altura de 225 msnm, una composición dacítica a riodacítica y una edad menor a 700 mil años (Aguilar-Dumas, 2008).

El campo geotérmico ha sido explotado comercialmente desde 1973. En los primeros años (1973-1980) sólo se contaba con la planta de (CPI) y la demanda de vapor promedio era de 650 toneladas por hora (t/h). Entre 1979 y 1980 se amplió la capacidad instalada a 180 MW, con una demanda de vapor promedio de 1300 t/h. En 1985 y 1986 entraron en operación las plantas de Cerro Prieto II (CPII) y Cerro Prieto III (CPIII), aumentando la producción de vapor a 4000 y 5500 t/h, respectivamente (Gutiérrez y Rodríguez, 2000). En 2000 entró en operación la planta Cerro Prieto IV (CPIV), con una capacidad instalada de 100 MW, pero la demanda de vapor se mantuvo entre 4500 y 5000 t/h, con demandas pico de vapor de 6000 t/h. Durante el primer semestre de 2008 la producción de vapor se mantuvo ligeramente por arriba de las 5000 t/h (Rodríguez, 2009).

3. Localización de las zonas estudiadas

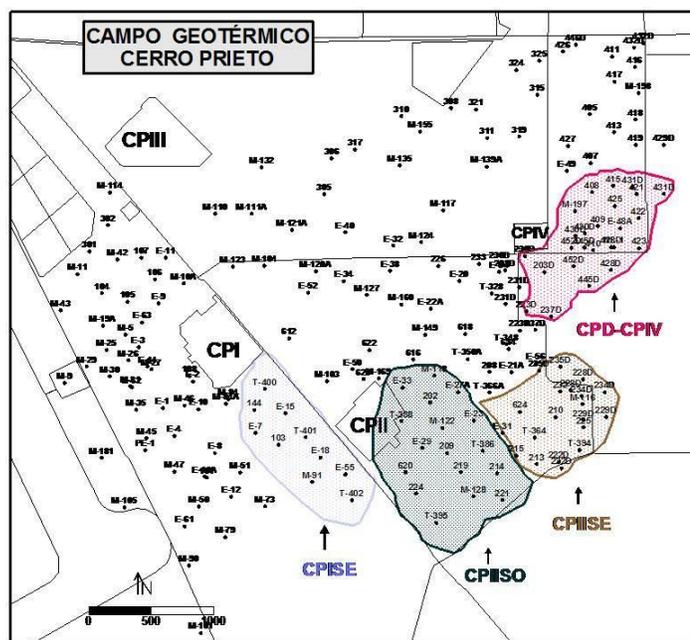


Fig. 1. Zonas analizadas del campo de Cerro Prieto.

En general, las condiciones del yacimiento varían a lo largo del campo, debido a su gran extensión. Por ello se decidió dividir el campo en zonas que presentan características similares dentro de ellos, lo que permite realizar un estudio detallado del comportamiento productivo en cada área. Las características que se tomaron en cuenta en cada zona son la presión del yacimiento y la historia productiva de los pozos localizados en ellas.

Para definir las zonas se consideró que estuvieran distribuidas a lo largo del campo, que hubiera varios pozos en producción y se tuvieran registros de presión suficientes para definir tendencias claras. Del sector CPI se determinó así la zona denominada CPISE, que es la zona de mayor aportación de vapor actual en CPI. Del sector CPII se consideraron dos zonas: la primera se ubica al suroeste y se llamó CPIISO, y la segunda al sureste, denominándosele CPIISE. Finalmente se consideró la zona CPD-CPIV, que se encuentra localizada entre los sectores CPII y CPIV, que abarca desde la parte sur de CPIV hasta la parte noreste de CPII incluyendo los pozos direccionales dirigidos hacia a los terrenos adquiridos recientemente por CFE (Fig. 1).

4. Análisis productivo y evolución del yacimiento en la zona CPISE

Esta zona empezó a explotarse desde enero de 1979, alcanzando unos 30 años de explotación, como se muestra en la historia productiva de la Figura 2 (Rodríguez, 2010).

Durante los primeros tres años sólo hubo un pozo integrado, el cual empezó con una producción de 90 t/h de vapor, entalpía de producción de 1400 kJ/kg y una presión de cabezal de 30 bar. En mayo de 1985 se encontraban ya 5 pozos en operación, y la producción de la zona se incrementó por arriba de las 300 t/h durante poco más de tres años. En mayo de 1990, con 8 pozos integrados, se obtuvo la máxima producción de la zona con 647 t/h, presión de cabezal promedio de 36 bar, y una producción promedio por pozo de más de 60 t/h, como se puede observar en la misma Figura 2.

Para analizar el comportamiento de presión en la zona se tomaron en cuenta los registros de presión medidos en condiciones estáticas desde 1982 hasta 2005 en los pozos T-400, T-402, E-15, E-55, 103, 144 y E-18 (RECP, 2010), de los cuales se tomaron los valores de presión a una profundidad de referencia de 2000 m (Fig. 3), por ser esta la profundidad en donde se localiza la zona productora de estos pozos.

Las presiones tomadas de los registros a la profundidad de referencia se graficaron respecto al tiempo para observar el comportamiento de la presión durante el periodo de explotación, obteniendo la gráfica que se muestra en la Figura 4, en la cual se puede observar la tendencia de la presión del yacimiento. En 1982 se registraba una presión de 160 kg/cm², para 1990 se tenía una de 130 kg/cm², y para 2005 se registró un promedio de 93 kg/cm². Así, en la zona se aprecia una tasa de declinación promedio de unos 2.3 kg/cm² por año, pudiéndose proyectar una presión de sólo 90 kg/cm² para el año 2010.

Para determinar los cambios de la capacidad del yacimiento para la producción de vapor, se presentan en el diagrama de presión–entalpía las condiciones al inicio de la explotación y las condiciones actuales (Fig. 5). En él se incluyen tres líneas de referencia a 1500, 2000 y 2500 m de profundidad, las cuales indican las condiciones mínimas de presión y entalpía que debe tener el yacimiento para producir 15 t/h de vapor,

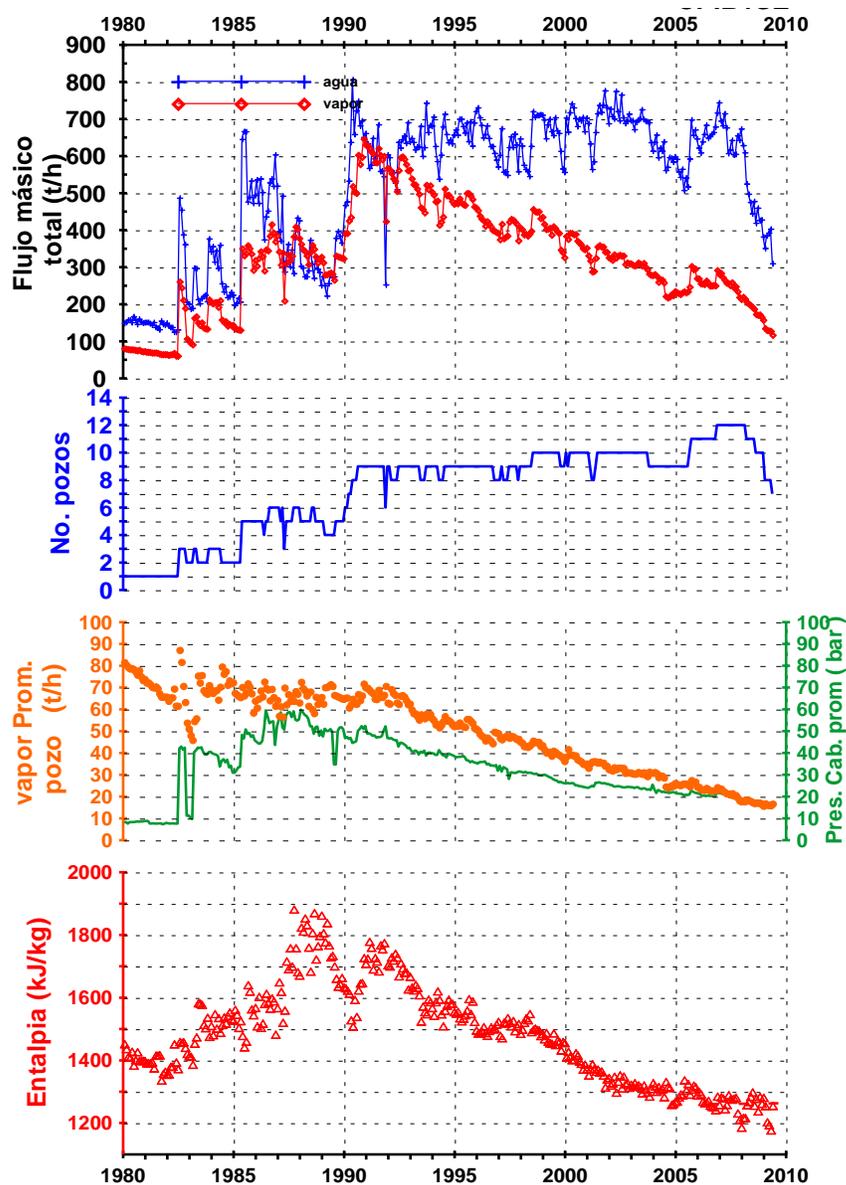


Fig. 2. Historia de producción de la zona CPISE.

utilizando los índices de productividad observados en el yacimiento de Cerro Prieto de acuerdo al trabajo presentado por Rodríguez (2009).

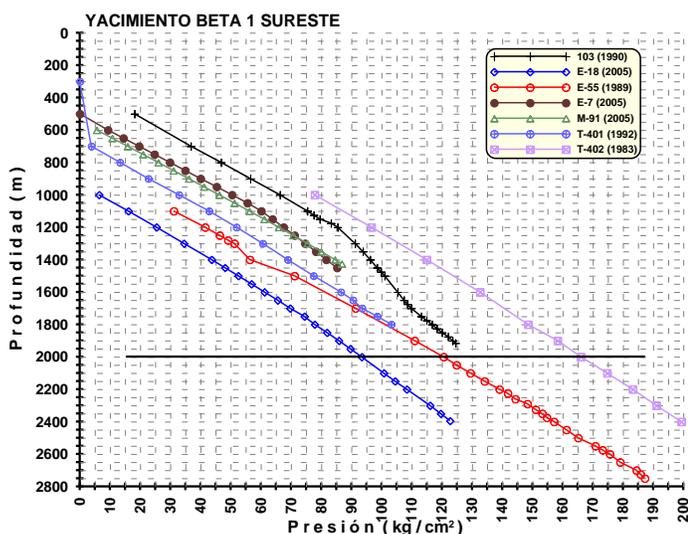


Fig. 3. Registros de presión estáticos en pozos de la zona CPISE.

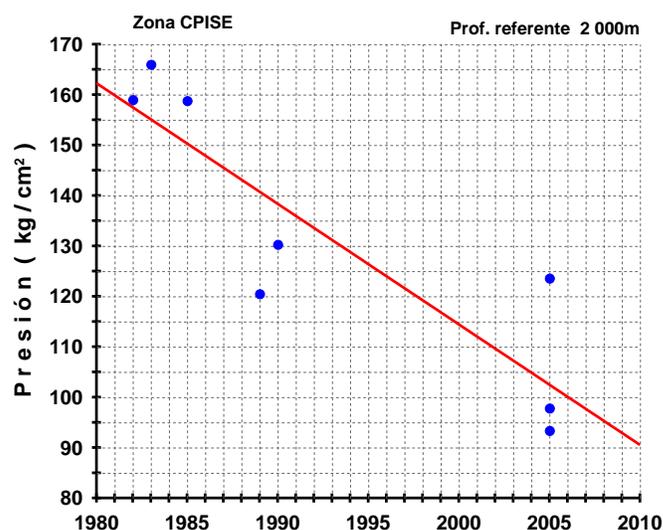


Fig. 4. Evolución de la presión del yacimiento a 2000 m en la zona CPISE.

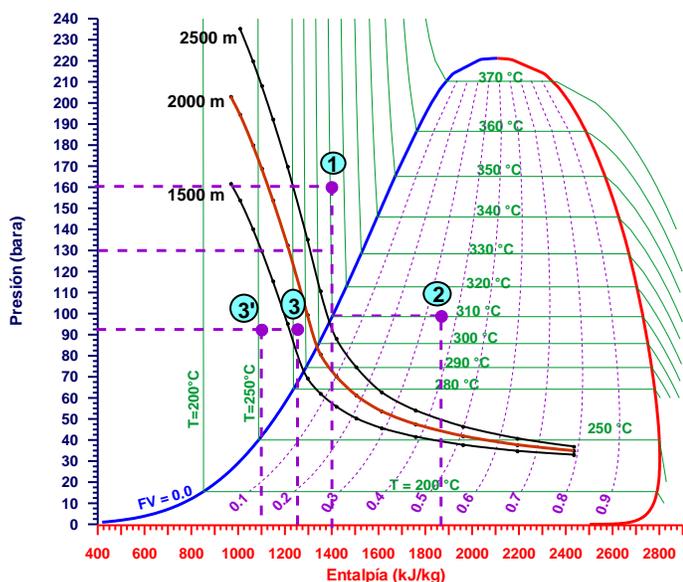


Fig. 5. Diagrama de presión-entalpía en la zona CPISE.

actualmente no hay pozos fluyendo y sólo se cuenta con registros de presión. Así, se estima una entalpía actual de 1000 kJ/kg en la zona CPISE.

De manera general, en el diagrama de la Figura 5 se observa que toda la zona CPISE del yacimiento se encuentra por debajo de las condiciones mínimas para que los pozos perforados en ella puedan producir vapor. Se observa también una reducción en la entalpía debido al enfriamiento de la zona por la entrada de fluidos de menor temperatura, lo que se debe a la pérdida de presión en el yacimiento. Estos fluidos de menor temperatura corresponden a la recarga natural y a los de la inyección en frío, provenientes del pozo E-6 y posiblemente del O-473 (Rodríguez, 2010).

La gráfica de la Figura 5 muestra en el punto 1 las condiciones iniciales del yacimiento en 1980. Entonces la presión era de 160 kg/cm² con entalpía de producción de 1400 kJ/kg, y temperatura del fluido de 310°C (RECP, 2010). En esa época los pozos se encontraban por arriba de las condiciones mínimas que requerían para fluir.

Debido a la extracción de fluidos, en 1989 el campo se despresurizó y el yacimiento evolucionó a dos fases, incrementando la entalpía de producción a 1872 kJ/kg, como se muestra en el punto 2 de la Figura 5. En la última medición de producción realizada en mayo de 2009, la entalpía de producción fue de 1257 kJ/kg y se estimó una presión en el yacimiento de 91 bar a la profundidad de referencia de 2000 m, como se muestra en el punto 3 de la misma figura. El punto 3' representa una estimación de las condiciones actuales de esa zona, ya que

El análisis realizado en esta zona CPISE se ha presentado con detalle para mostrar el procedimiento seguido paso a paso. De esta misma manera se analizaron las zonas CPIISO, CPIISE y CPII-CPIV, que se presentan a continuación.

5. Producción de las zonas CPIISO, CPIISE y CPII-CPIV

Zona CPIISO

La zona (ver Fig. 2 para localización) empezó a ser explotada en 1984 produciendo 432.3 t/h de vapor con 5 pozos integrados y un promedio de 86.45 t/h de vapor por pozo, como se muestra en la Figura 7 (izquierda). En 1989 la producción se incrementó a 666 t/h con 11 pozos integrados, en 2000 se alcanzó el máximo de producción de 745 t/h, con 15 pozos integrados, y en 2009 la producción de vapor cayó hasta 378 t/h, es decir 50.3 toneladas menos que al inicio de su etapa productiva (RECP, 2010). La declinación en los últimos años fue de 40 t/h.

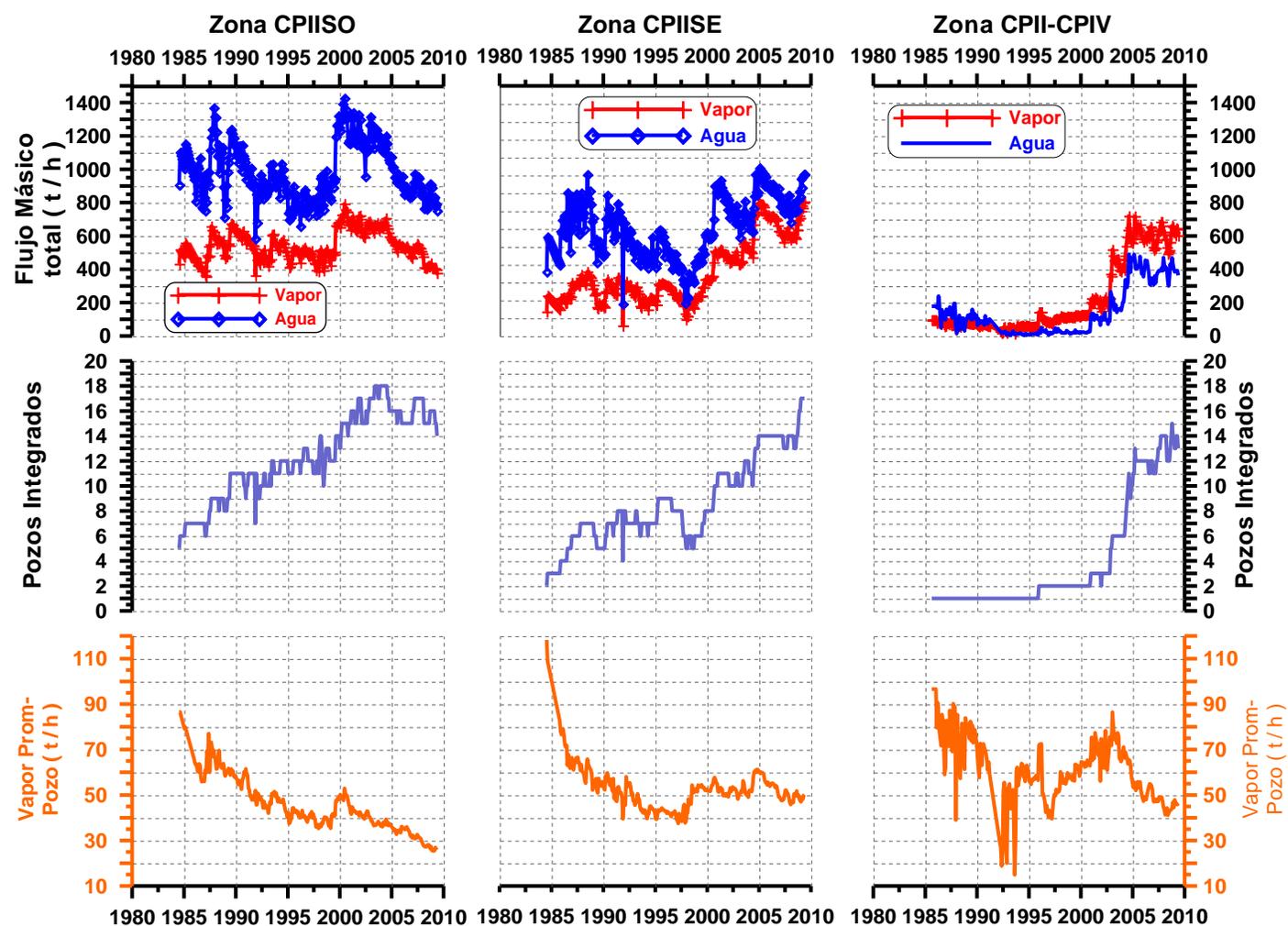


Fig. 6. Evolución de la producción en las zonas CPIISO, CPIISE y CPII-CPIV.

Zona CPIISE

Esta zona inició su producción en 1984 con 236 t/h y 2 pozos en operación, en 2005 incrementó su producción a 830 t/h con 14 pozos en operación, y para mayo de 2009 la producción era de 853 t/h con 17

pozos productores (datos de la RECP, 2010). La producción promedio por pozo se mantiene cerca de las 50 t/h (Fig. 6, centro).

Zona CPII-CPIV

La zona empezó a ser explotada en 1985 con un pozo que producía 96 t/h, en 2005 había 13 pozos integrados con un máximo de producción de 719 t/h, y en mayo de 2009 el ritmo de producción de vapor era de unas 650 t/h con 14 pozos integrados (RECP, 2010), lo cual da un promedio de 45 t/h de vapor por pozo (Fig. 7, derecha).

6. Análisis de presión-entalpía y evolución de las zonas CPIISO, CPIISE y CPII-CPIV

Zona CPIISO

En 1984 el yacimiento en esta zona tenía una presión de 198 kg/cm² y una entalpía de producción de 1339 kJ/kg a una profundidad referente de 2500 m, como se muestra en la gráfica de entalpía-tiempo de la Figura 7 (izquierda). En 1997 la presión cayó a 146 kg/cm², y en mayo de 2009 la presión era de 98 kg/cm², por lo que en 25 años de producción la presión ha caído 100 kg/cm² con un ritmo de abatimiento de 4 kg/cm² por año (datos de la RECP, 2010).

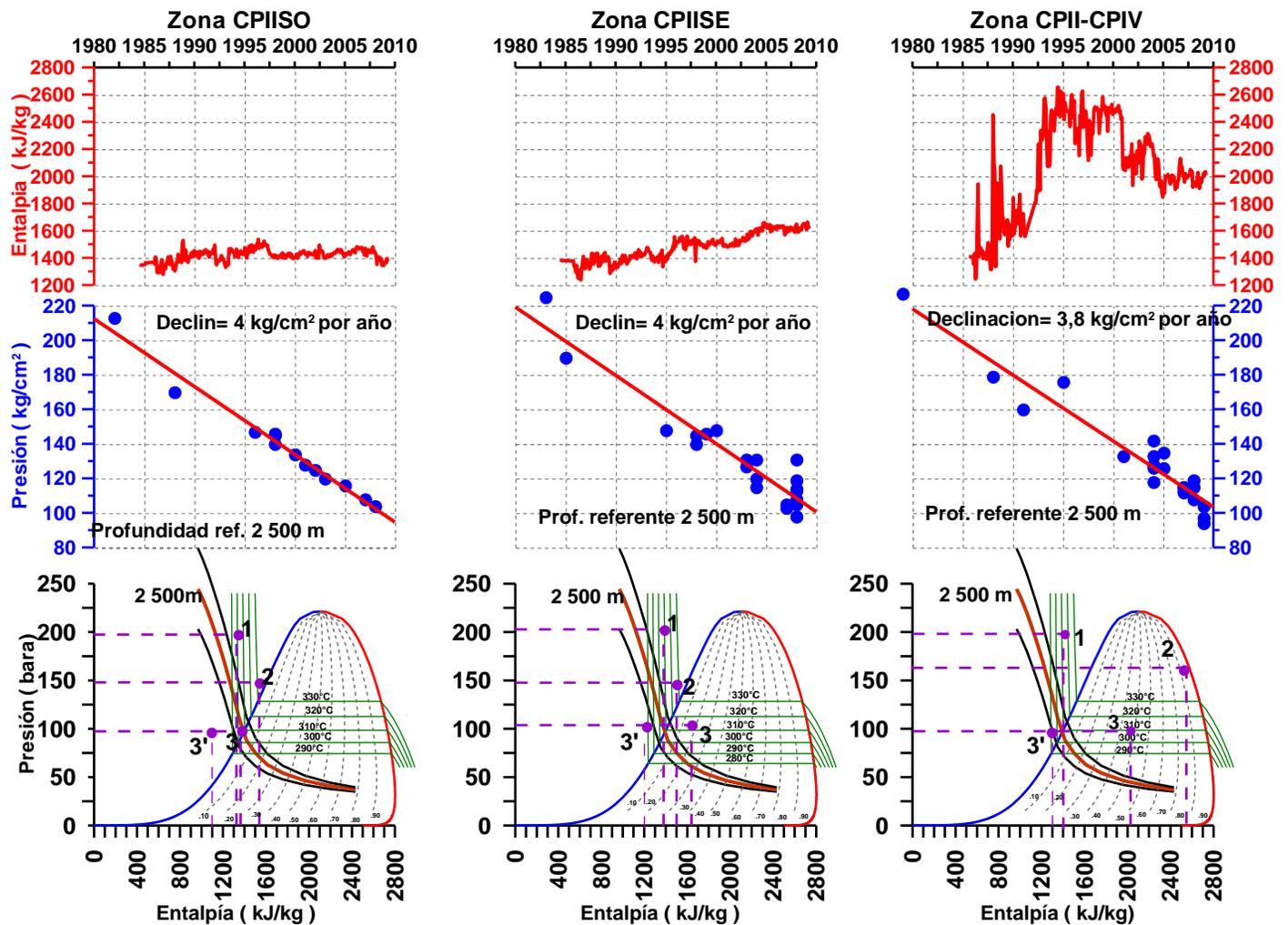


Fig. 7. Diagramas de entalpía y presión a la profundidad de referencia de 2500 m y diagramas de presión-entalpía en las zonas CPIISO, CPIISE y CPII-CPIV.

En el diagrama (Fig. 7, izquierda) se muestran las condiciones mínimas para producir vapor que requiere el yacimiento en la zona a la profundidad de referencia de 2500 m. En el punto número 1 se muestran las condiciones del yacimiento al inicio de su etapa productiva, con una temperatura de 310°C. En el punto 2 se muestran las condiciones del yacimiento en 1997, con una temperatura que se mantiene igual aunque aparenta tener un aumento, pero es debido al incremento de entalpía de producción del fluido debido a la despresurización del yacimiento. En el punto 3 se presentan las condiciones medidas en mayo de 2009, observándose que están en el límite de las condiciones de producción. En el punto 3' se estiman las condiciones que pudiera tener el yacimiento en las áreas de CPIISO que no tienen producción actual, sea por no contar con pozos o porque estos ya no produzcan.

Zona CPIISE

La presión inicial en esta zona en 1984 era de 208 kg/cm², con una entalpía de producción de 1378 kJ/kg a una profundidad referente de 2500 m. En 1997 la presión cayó a 143 kg/cm², y tuvo un incremento de entalpía a 1500 kJ/kg. En mayo de 2009 la entalpía de producción era de 1633 kJ/kg con una presión de yacimiento de 115 kg/cm² (RECP, 2010). El ritmo de declinación de la presión en esta área del yacimiento es 4 kg/cm² por año (Fig. 7, centro).

Reflejando estas condiciones en el diagrama de presión-entalpía de la Figura 8 (centro), en el punto 1 se muestran las condiciones iniciales de producción incluyendo una temperatura de 310°C. En el punto 2 se muestra el incremento de entalpía debido al cambio de fase de líquido dominante a dos fases. En el punto 3 se muestran las condiciones actuales del yacimiento fluyendo, y en el punto 3' las condiciones estimadas de las áreas sin pozos fluyendo.

Zona CPII-CPIV

En 1985 esta zona del campo tenía una presión de 211 kg/cm², con un solo pozo productor, y una entalpía de 1400 kJ/kg. En 1994 la presión cayó a 170 kg/cm² y la entalpía de producción se incrementó a 2550 kJ/kg, pasando de líquido dominante a dos fases con una calidad aproximada de 90% de vapor. Para 2005 había un promedio de 12 pozos integrados, una presión de yacimiento de 130 kg/cm² y 1900 kJ/kg de entalpía de producción. En las últimas mediciones en 2009, la presión del yacimiento era de alrededor de 100 kg/cm² y su entalpía de 2000 kJ/kg (RECP, 2010), con un ritmo de abatimiento de la presión de 3.8 kg/cm² anuales.

En el diagrama de presión-entalpía (Fig. 8, derecha) el punto 1 representa las condiciones del yacimiento al principio de la explotación, el punto 2 las condiciones en 1994 y el punto 3 representa las condiciones actuales del yacimiento fluyendo. El punto 3' representa una estimación de las condiciones de las áreas de esta zona donde no hay pozos o no se puede medir la entalpía.

7. Conclusión

En este análisis se mostraron las condiciones termodinámicas de cuatro zonas del campo de Cerro Prieto, denominadas como CPISE, CPIISO, CPIISE y CPII-CPIV, cuya ubicación se puede ver en la Figura 1, al inicio de su explotación así como su evolución a través del tiempo y su relación con la producción de vapor.

Los cambios de presión en la zona CPISE permitieron la entrada de fluidos de menor temperatura, provocando enfriamiento y de esta manera una declinación en la entalpía lo que provocó una reducción en la producción. Esta bajó de más de 600 t/h de vapor en 1991, con 9 pozos en operación y una producción media de 67 t/h por pozo, a sólo 118 t/h de vapor con 7 pozos operando (un promedio de 17 t/h por pozo). En esta

zona el diagrama de presión-entalpía indica que las condiciones del yacimiento ya están por debajo del límite para producir vapor de manera económica.

En la zona CPIISO la producción descendió de 432 t/h de vapor en 1984, con 5 pozos en operación, a 378 t/h en mayo de 2009, con 14 pozos operando. La producción promedio por pozo bajó, por tanto de 86 t/h a unas 27 t/h, es decir un abatimiento de casi 60 t/h de vapor a un ritmo de declinación de 2.4 t/h de vapor anuales. La zona está actualmente en el límite de las condiciones económicas de producción.

En las zonas de CPIISE y CPII-CPIV pareciera que la declinación no ha afectado mayormente, debido a que se mantienen los índices productivos, pero actualmente es necesario tener más pozos integrados para producir la misma cantidad de vapor que en años anteriores. Por lo tanto, la producción media por pozo ha descendido de unas 80 t/h en 2002 a poco más de la mitad (45 t/h de vapor) en 2009.

Referencias

- Aguilar-Dumas, A., 2008. Análisis geológico-productivo enfocado a la exploración de la parte oriental del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC. *Geotermia*, Vol. 21, No.1, pp.
- Gutiérrez-Puente, H., and M.H. Rodríguez-R., 2000. Development history of Cerro Prieto (1973-2000). *Transactions fo the Geothermal Resource Council*, Vol. 24, pp. 427-431.
- RECP, 2010. Archivos técnicos de la Residencia de Estudios de Cerro Prieto. Inédito.
- Rodríguez Rodríguez, M.H., 2009. Condiciones termodinámicas mínimas del yacimiento para producir vapor en el campo geotérmico de Cerro Prieto, BC. *Geotermia*, Vol. 22, No. 1, pp.
- Rodríguez Rodríguez, M.H., 2010. Evolución del sector CP-I del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto, BC, y alternativas de explotación. *Geotermia*, Vol. 23, No. 1, pp. 2-15.

Determinación de pérdidas de calor en la red de transporte de vapor del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, con base en el estado físico del aislamiento térmico de vaporductos

Rosember Ovando Castelar¹, Alfonso García Gutiérrez¹, Juan Ignacio Martínez Estrella¹, Ismael Canchola Félix², Paul Jacobo Galván², Carlos Miranda Herrera² y Othón Mora Pérez²

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Av. Reforma 113, Col. Palmira, 62490, Cuernavaca, Mor. Correo: rovando@iie.org.mx. ²Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia General de Cerro Prieto, Mexicali, BC.

Resumen

En el Campo Geotérmico de Cerro Prieto (CGCP), BC, el transporte de vapor desde los pozos hasta las plantas generadoras de electricidad se lleva a cabo mediante un extenso y complejo sistema de tuberías que típicamente se encuentran aisladas térmicamente con una capa de 2" de material aislante a base de lana mineral o fibra de vidrio, y una protección mecánica de aluminio o hierro galvanizado. Debido a la exposición a las condiciones meteorológicas a través del tiempo de operación del campo, el aislamiento ha experimentado cambios en su densidad y espesor y en ocasiones se ha perdido por completo, lo cual repercute en una mayor transferencia de calor de las tuberías hacia el medio ambiente. En este trabajo se analiza el impacto del estado físico del aislamiento térmico sobre las pérdidas de calor en las tuberías de la red de vaporductos del CGCP y se estima la magnitud de estas pérdidas mediante la aplicación de un método iterativo. Este método permitió determinar la temperatura de superficie con base en un balance de calor que considera los tres mecanismos básicos de transferencia de calor: conducción, convección y radiación térmica. Finalmente, con base en la determinación de longitudes y diámetros para cada estado de aislamiento de los vaporductos y en las condiciones de operación globales de la red, se cuantifican las pérdidas de calor a través de los aislantes para toda la red de transporte. Los resultados obtenidos permitieron evaluar la magnitud de estas pérdidas en comparación con la pérdida global de energía que ocurre durante el transporte de vapor desde los pozos hasta las plantas de generación eléctrica.

Palabras clave: Campo Geotérmico de Cerro Prieto, red de transporte de vapor, aislamiento térmico, pérdidas de calor.

Determination of heat losses in the Cerro Prieto, BC, geothermal field steam transportation network based on the thermal insulation condition of the steam pipelines

Abstract

In Cerro Prieto Geothermal Field (CPGF), the steam from producing wells is transported to power plants through a large and complex system of pipes thermally insulated with a 2" thick mineral wool or a fiber glass layer and an external aluminum or iron cover. The insulation material has been exposed to weather conditions during the field operation and has suffered density and thickness changes. In some cases the insulation has been lost completely, increasing heat transfer from the pipes to the environment. This paper analyzes the impact of the conditions of thermal insulation on heat losses in the CPGF steam-pipeline network. The heat losses are calculated by applying an iterative method to determine the surface temperature based on a heat balance calculated from the three basic mechanisms of heat transfer: conduction, convection,

and radiation. Finally, using length and diameter data corresponding to the condition of the thermal insulation of each pipeline—and field operation data, the overall heat losses are quantified for steam lines throughout the pipeline network in the field. The results allow us to evaluate the magnitude of the heat losses in comparison with the overall energy losses occurring during steam transport from wells to the power plants.

Keywords: Cerro Prieto Geothermal Field, steam-transportation network, thermal insulation, heat losses.

1. Introducción

El Campo Geotérmico de Cerro Prieto (CGCP), con una capacidad instalada de 720 MWe, es el campo de líquido dominante más grande del mundo. Se compone de cuatro sectores denominados progresivamente Cerro Prieto Uno (CPU), Cerro Prieto Dos (CPD), Cerro Prieto Tres (CPT) y Cerro Prieto Cuatro (CPC). En el campo operan un total de 13 plantas generadoras todas ellas de tipo condensante (Gutiérrez-Negrín *et al.*, 2010) las cuales son alimentadas con el vapor de 165 pozos productores a través de un complejo sistema de tuberías que incluye una red de alta presión (AP) y otra de baja presión (BP; excepto en CPU), que en su conjunto suman una longitud aproximada de 140 km. Estas tuberías se encuentran aisladas térmicamente con una capa de 2” de aislamiento a base de lana mineral o fibra de vidrio, y una protección exterior de aluminio o hierro.

Debido principalmente al impacto de las condiciones meteorológicas durante el tiempo de operación del campo, en algunas partes de la red el aislante térmico ha sufrido cambios respecto a su configuración original y actualmente presenta distintos grados de deterioro, incluyendo deformación geométrica, pérdida de la cubierta exterior o, incluso, la ausencia del aislamiento térmico. Esto repercute en un incremento de las pérdidas de calor desde las tuberías hacia el medio ambiente.

El transporte de vapor en redes de tuberías que conducen vapor geotérmico desde los pozos hasta las plantas generadoras involucra cambios dinámicos en sus propiedades térmicas y de transporte que impactan las condiciones terminales. El conocimiento de estos cambios puede ayudar a detectar anomalías en las variables de flujo, con el fin de corregir la operación del sistema de conducción del fluido. Las pérdidas de energía asociadas con el proceso de transporte de vapor a través de una red de ductos se deben principalmente a la fricción en tuberías y accesorios, a la transferencia de calor hacia el medio ambiente, y a la condensación de vapor y drenado de líquido a través de las purgas.

El conocimiento de las pérdidas de calor en las tuberías de la red asociadas a la condición del aislamiento, representa un aspecto importante en la evaluación de algunas áreas de oportunidad de mejora, puesto que permite determinar la magnitud relativa de estas pérdidas de energía, comparadas con otros mecanismos de pérdida, y con ello evaluar la conveniencia de mantener en buen estado el aislamiento de las tuberías en términos de costo-beneficio, por su impacto en la disminución de las pérdidas y en el incremento de la eficiencia del proceso de transporte.

Estudios relativos a la transferencia de calor en la red de vaporductos del CGCP, incluyen los trabajos de Peña (1986), y Peña y Campbell (1988), quienes desarrollaron un modelo de una ecuación basada en la expansión politrópica del vapor a medida que fluye en una tubería o una red de tuberías horizontales de diámetros grandes aisladas térmicamente. El modelo calcula la presión, la temperatura del fluido y aislante, la entalpía y humedad del vapor a lo largo de una tubería, dados el diámetro, espesor y tipo de aislante. Sin embargo, los ejemplos mostrados por estos autores incluyen tuberías relativamente cortas en relación con la longitud total de la red actual y del número de pozos integrados.

El modelo de Cruickshank *et al.* (1990) desarrollado para el CGCP es un modelo adiabático que no considera las pérdidas de calor. Otros trabajos (Schroeder, 1982) presentan estudios detallados para calcular la temperatura de la superficie de los aislantes térmicos y las pérdidas o ganancias de calor por un tubo, mientras que varían otros factores de flujo. Los modelos de Schroeder (1982) y Marconcini y Neri (1979), incluyen el transporte de calor por conducción, convección y radiación para el cálculo de las pérdidas de calor en vaporductos aislados térmicamente.

En este trabajo se analiza el impacto del estado físico del aislamiento térmico sobre las pérdidas de calor en las tuberías de la red de vaporductos del CGCP y se estima la magnitud de estas pérdidas mediante la aplicación de un método iterativo. Este método permitió determinar la temperatura de superficie con base en un balance de calor que considera los tres mecanismos básicos de transferencia de calor: conducción, convección y radiación térmica. Finalmente, con base en la determinación de longitudes y diámetros para cada estado de aislamiento de los vaporductos y en las condiciones de operación globales de la red, se cuantifican las pérdidas de calor a través de los aislantes para toda la red de transporte. Los resultados obtenidos permitieron evaluar la magnitud de estas pérdidas en comparación con la pérdida global de energía que ocurre durante el transporte de vapor desde los pozos hasta las plantas de generación eléctrica.

2. Descripción de las ecuaciones utilizadas en el cálculo de las pérdidas de calor

El cálculo de la pérdida de calor en una red de vaporductos, como es el caso del CGCP, involucra un tipo de problema en el que se presentan los tres mecanismos básicos de transferencia de calor: conducción, convección y radiación térmica.

A continuación se describen las correlaciones y ecuaciones básicas que se usaron para la determinación de los coeficientes de película tanto interno como externo para la transferencia de calor por convección, la conducción de calor a través de la pared del vaporducto y el aislante, el tratamiento de la radiación térmica y el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor.

2.1 Transferencia de calor por convección

El coeficiente de película es una variable que depende, entre otros factores, de:

- a) El régimen de flujo del fluido
- b) Las propiedades termofísicas del fluido
- c) La geometría del sistema

La transferencia de calor por convección depende de manera significativa de la geometría de la frontera sólida con la que intercambia calor. Por lo tanto, es conveniente dividir el estudio de la convección de calor en los vaporductos del campo de Cerro Prieto en dos partes:

- a) La convección de calor entre el vapor y la pared interna del vaporducto
- b) La convección entre la pared externa del vaporducto y el aire ambiental

El cálculo del coeficiente convectivo de transferencia de calor se describe por separado para cada caso de estudio, en las siguientes secciones.

Coefficiente de película interno

El mecanismo de transferencia de calor por convección en el interior del vaporducto es convección forzada. Los factores que influyen en la determinación del coeficiente de película son:

- a) La variación de la distribución de velocidades en la dirección de avance del flujo (región de entrada o región de flujo totalmente desarrollado)
- b) El régimen de flujo del fluido (flujo laminar o flujo turbulento)
- c) La variación de las propiedades termofísicas del fluido
- d) La influencia de las condiciones de frontera en la temperatura del fluido (flujo de calor constante o temperatura de pared constante)
- e) Los efectos de la rugosidad superficial y la geometría del conducto

La transferencia de calor en tuberías con flujo laminar ha sido tratada teóricamente. Se han encontrado soluciones analíticas para la región de flujo desarrollado, con propiedades del fluido constantes y condiciones de flujo de calor y temperatura de pared constante. En estas soluciones, el número de Nusselt es constante e independiente de los valores del número de Reynolds y de Prandtl. Para este estudio, se seleccionó la solución analítica propuesta por Rohsenow y Choi (1961) para flujo laminar.

En régimen turbulento, existen mayores restricciones para el desarrollo de soluciones analíticas o numéricas. En este régimen de flujo es generalizado el uso de correlaciones empíricas basadas en el desarrollo de trabajo experimental. En estas correlaciones, el número de Nusselt es función de los números de Reynolds y Prandtl.

La gran variedad de condiciones de flujo aplicables a la transferencia de calor con flujo interno, ha dado origen a numerosos trabajos experimentales y, por lo tanto, al desarrollo de diferentes correlaciones empíricas que son válidas en el intervalo de condiciones impuestas al trabajo experimental que las sustenta. Las correlaciones de Petukhov-Popov (1970) y Gnielinsky (1976) constituyen los trabajos más completos para convección forzada con flujo interno. En ellas se incluyen factores de corrección por variación de temperatura, rugosidad en la pared y longitud de entrada para el desarrollo del flujo. Los errores esperados son ordinariamente pequeños y su intervalo de aplicación es más generalizado. La correlación de Gnielinsky (1976) extiende su intervalo de validez hasta la región de transición, sacrificando un poco de precisión. Ambas correlaciones presentan una estructura compleja, con mayores dificultades para su implementación en un programa de computadora.

Por lo tanto, para el cálculo del coeficiente de película interno se determinó usar la correlación de Gnielinsky (1976), que es válida tanto para la región de transición como para flujo turbulento. Sin embargo, para facilitar su implementación en el cálculo de la transferencia de calor, se asumieron algunas simplificaciones a la correlación original, de modo que la correlación de Gnielinsky simplificada que se propone para este cálculo está dada por:

$$N_{um} = \frac{(f/8)(Re - 1000)Pr}{1 + 12.7(f/8)^{1/2}(Pr^{2/3} - 1)} \quad \dots(1)$$

Coefficiente de película externo

Basado en las mediciones meteorológicas dominantes en el CGCP, el mecanismo de convección de calor para el aire que circunda la pared exterior de un vaporducto es principalmente convección forzada. En convección forzada con flujo externo el coeficiente de película se evalúa también mediante el uso de

correlaciones semi-empíricas, que son función del número de Prandtl (Pr) y de Reynolds (Re_D), que a su vez dependen de las propiedades termofísicas del fluido y de la geometría del sistema.

La geometría de un vaporducto puede asumirse como un cilindro horizontal y largo con flujo cruzado. Esta importante geometría ha sido estudiada en forma extensiva y existen muchas correlaciones para evaluar la transferencia de calor. Churchill y Bernstein (1970) propusieron una correlación simple que cubre el intervalo completo de Re_D para el cual los datos están disponibles, así como también un amplio intervalo de Pr. El intervalo de validez para (2) son todos los valores de $Re_D.Pr > 0.2$.

$$Nu_m = 0.3 + \frac{0.62 Re_D^{1/2} Pr^{1/3}}{\left[1 + (0.4/Pr)^{2/3}\right]^{1/4}} \left[1 + \left(\frac{Re_D}{282,000}\right)^{5/8}\right]^{4/5} \dots(2)$$

Para propósitos de este cálculo se seleccionó la correlación de Churchill y Bernstein porque cubre un amplio intervalo de valores del Re_D y Pr, con una única expresión matemática. Las propiedades termofísicas del aire se evalúan a la temperatura de película (T_f), que representa la temperatura promedio entre la temperatura de superficie del cilindro (T_w) y la temperatura del fluido (T_∞).

2.2 Balance de calor en un vaporducto

Para evaluar la transferencia de calor desde la superficie exterior de un vaporducto hacia el aire ambiental que lo rodea, es preciso realizar un balance de calor en la superficie exterior de éste. En la Figura 1 se muestra un diagrama esquemático de los componentes típicos de un vaporducto. Puede apreciarse que en el caso de este sistema están presentes los tres mecanismos básicos de transferencia de calor: conducción, convección y radiación.

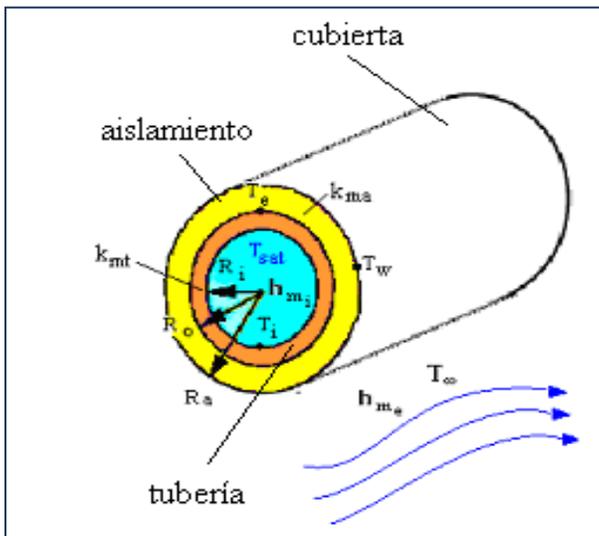


Fig. 1. Diagrama esquemático de un vaporducto.

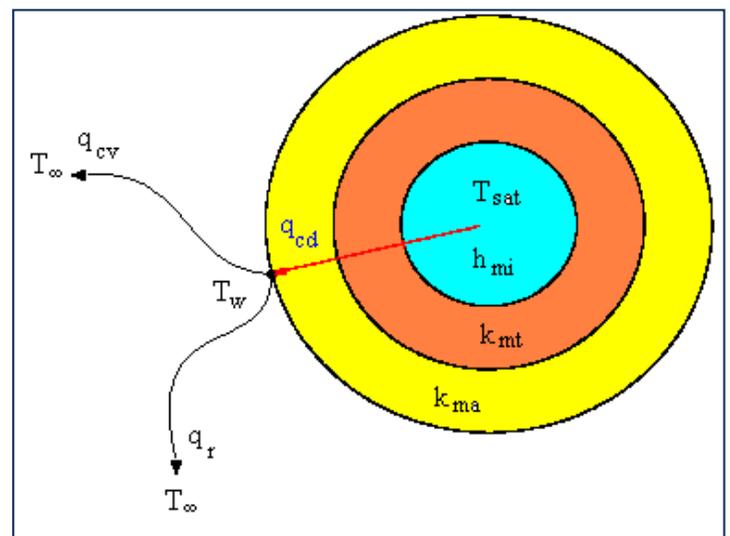


Fig. 2. Balance de calor en un vaporducto.

Realizando un balance de calor en la superficie exterior del vaporducto (Fig. 2) se tiene que el calor por unidad de longitud que se conduce hacia la superficie exterior, se transfiere al aire ambiental a través de los mecanismos de convección y radiación, de acuerdo con (3).

$$\frac{q_{cd}}{L} = \frac{q_{cv}}{L} + \frac{q_r}{L} \dots(3)$$

La transferencia de calor por conducción a través de la tubería y el aislante se puede evaluar aplicando el concepto de resistencia térmica equivalente. En coordenadas cilíndricas, la conducción de calor por unidad de longitud a través del vaporproducto está dada por (4).

$$\frac{q_{cd}}{L} = \frac{T_{sat} - T_w}{\frac{1}{\pi D_i h_{mi}} + \frac{\ln\left(\frac{D_o}{D_i}\right)}{2\pi k_{mt}} + \frac{\ln\left(\frac{D_a}{D_o}\right)}{2\pi k_{ma}}} \quad \dots(4)$$

La transferencia de calor por convección, por unidad de longitud, se evalúa aplicando la ley de enfriamiento de Newton, de acuerdo con (5).

$$\frac{q_{cv}}{L} = h_m \pi D_a (T_w - T_\infty) \quad \dots(5)$$

La pérdida de calor por radiación térmica desde un vaporproducto hacia el aire del ambiente depende de la temperatura absoluta y de la naturaleza de la superficie exterior del vaporproducto. Para evaluar la transferencia de calor por radiación, se asume que un vaporproducto es un cuerpo gris que intercambia calor con el aire ambiental que lo rodea. Por lo tanto, el calor por unidad de longitud transferido al aire se evalúa mediante la ley de Stefan-Boltzmann aplicada a un cuerpo gris:

$$\frac{q_r}{L} = \varepsilon \sigma \pi D_a (T_w^4 - T_\infty^4) \quad \dots(6)$$

Sustituyendo las ecuaciones (4), (5) y (6) en la ecuación (3) y expresándola como una función implícita de T_w , se obtiene una ecuación base para evaluar la temperatura de superficie del vaporproducto en forma iterativa:

$$f(T_w) = \frac{T_{sat} - T_w}{\frac{1}{\pi D_i h_{mi}} + \frac{\ln\left(\frac{D_o}{D_i}\right)}{2\pi k_{mt}} + \frac{\ln\left(\frac{D_a}{D_o}\right)}{2\pi k_{ma}}} - h_m \pi D_a (T_w - T_\infty) - \varepsilon \sigma \pi D_a (T_w^4 - T_\infty^4) = 0 \quad \dots(7)$$

Finalmente, la ecuación (7) se resuelve para la temperatura de superficie T_w aplicando el Método de Newton-Raphson. La forma general iterativa de primer orden de este método (Chapra y Canale, 1988) está dada por la siguiente ecuación:

$$T_{w_{n+1}} = T_{w_n} - \frac{f(T_{w_n})}{f'(T_{w_n})} \quad \dots(8)$$

2.3 Cálculo del coeficiente de transferencia de calor global

Para el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor debe considerarse que la transferencia de calor del vaporproducto hacia el aire del medio ambiente ocurre mediante los mecanismos combinados conducción-convección. Ambos mecanismos son representados por el coeficiente global, como si se tratase de convección pura.

En el caso del CGCP se presentan los tres mecanismos básicos de transferencia de calor. Por lo tanto, se debe calcular el coeficiente global con base en la igualación de la pérdida de calor del vaporducto con el caso de tener sólo convección pura. De acuerdo con la Figura 2, la pérdida de calor por unidad de longitud hacia el medio ambiente es la suma de la transferencia de calor por convección (q_{cv}/L) y radiación (q_r/L), que a su vez es igual a la suma de la conducción a través del sistema tubo-aislante y la convección interna (q_{cd}/L). Esto es:

$$\frac{q_{cd}}{L} = \frac{q_{cv}}{L} + \frac{q_r}{L} = U_{mi} \pi D_i (T_{sat} - T_{\infty}) \quad \dots(9)$$

Despejando de la ecuación (9) al coeficiente global basado en el área interna, y sustituyendo q_{cd}/L por su valor a partir de (4), se obtiene la siguiente ecuación:

$$U_{mi} = \frac{\frac{T_{sat} - T_w}{\frac{1}{\pi D_i h_{mi}} + \frac{\ln(D_o/D_i)}{2\pi k_{mt}} + \frac{\ln(D_a/D_o)}{2\pi k_{ma}}}}{\pi D_i (T_{sat} - T_{\infty})} \quad \dots(10)$$

En la ecuación (10) las conductividades térmicas (k_{mt} y k_{ma}) corresponden con los valores promedio de las conductividades térmicas de los materiales involucrados (tubería y aislante), las cuales se evalúan en el intervalo promedio de temperaturas de operación de la red de vaporductos.

La cuantificación de las pérdidas de calor está determinada de forma general, por la ecuación (11):

$$q = U_{mi} \pi D_i L (T_{sat} - T_{\infty}) \quad \dots(11)$$

El coeficiente global de transferencia de calor U_{mi} depende del estado físico del aislante, ya que su espesor puede ser menor al original, impactando también al área externa de transferencia de calor. Por tanto, para cuantificar las pérdidas de calor desde la red de tuberías al medio ambiente en el caso del CGCP, se requirió determinar la longitud y el diámetro de cada tramo de tubería de la red, y definir la condición actual de su respectivo aislamiento y el coeficiente global de transferencia de calor. A continuación se describe la metodología utilizada para la determinación de cada uno de estos parámetros.

3. Inventario del estado físico de los aislantes de tuberías

Para efectos del presente estudio la condición del aislamiento térmico se clasificó en cuatro niveles de calidad de acuerdo con su estado de conservación (A = Completo o Nuevo; B = Bueno sin lámina protectora; C = Regular o Deteriorado y D = Malo o tubería descubierta; ver Tabla 1).

Estado o condición del aislante	Clave	Color
Nuevo o completo	A	
Bueno o sin lamina	B	
Regular o deteriorado	C	
Ausente, destruido totalmente	D	

Tabla 1. Clasificación del estado físico del aislamiento térmico.

Las longitudes para cada estado de aislamiento se obtuvieron a partir del levantamiento de un inventario en campo donde se clasificó la condición que guarda el aislante a través de toda la red de vaporductos de acuerdo con la Tabla 1. La información sobre las diferentes secciones de aislamiento, así como la de los diámetros de tubería, se integró primeramente dentro

de una base de datos en MS Excel, y posteriormente se implementó dentro de un Sistema de Información Geográfica (SIG). Esta herramienta permitió en primera instancia la generación de mapas en formato electrónico de las redes de vaporductos (alta y baja presión) a partir de los cuales se cuantificaron de forma automatizada las longitudes correspondientes a cada condición del aislante térmico para cada diámetro de tubería (Martínez Estrella *et al.*, 2010). Los resultados del inventario se muestran más adelante (Tablas 2 a 4).

4. Determinación de la transferencia de calor hacia el medio ambiente

La determinación de la pérdida de calor de los vaporductos hacia el medio ambiente constituyó una tarea sumamente compleja, tomando en cuenta la gran variedad de diámetros de tubería, las diferentes condiciones de operación, los distintos tipos y estados físicos de los aislantes de la red de tuberías. Para facilitar esta tarea, se desarrolló un programa de aplicación basado en MS Excel donde se automatizaron los cálculos de la temperatura de superficie, el coeficiente global de transferencia de calor y la pérdida de calor hacia el medio ambiente, de acuerdo con las características que guarda la red de tuberías del CGCP (Figura 3).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
3	CPD,CPT,CPC		POZOS									
4				Baja Presión								
5		p _{máx} [barg]:		5.50		m _{máx} [ton/hr]:		24.70				
6		p _{mín} [barg]:		2.80		m _{mín} [ton/hr]:		1.20				
7		p _m [barg]:		4.15		Δm [ton/hr]:		5.88				
8												
9	Tubería completamente aislada											ε
10												
11					ITERA							
12												
13	V [m/s]	2.63		α[W/m ² .K ⁴]		ε						
14	T _∞ [°C]	23.81		5.669E-08		0.22						
15												
16												
17	Vaporductos Baja Presión					Tubería de acero al carbono ASTM A-53 Gr. B ó A-285 Gr. C						
18	D _{nom, Ced}	8, 20	10, 20	12, 20	14, 10	16, 10	18, 10	20, 10	22, 10	24, 10	26, st	28, st
19	Di [in]	8.125	10.250	12.250	13.500	15.500	17.500	19.500	21.500	23.500	25.500	27.500
20	De [in]	8.625	10.750	12.750	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000	26.000	28.000
21	Da [in]	11.625	13.750	16.750	18.000	20.000	22.000	24.000	26.000	28.000	30.000	32.000
22	P _{sat} [barg]	3.792	3.935	3.620	3.562	4.314	4.150	4.494	4.150	4.150	4.150	4.150
23	T _{sat} [°C]	150.35	151.44	148.99	148.52	154.24	153.05	155.51	153.05	153.05	153.05	153.05
24	T _i [°C]	150.339	151.436	148.976	148.514	154.232	153.012	155.509	153.010	153.014	153.013	153.012
25	T _e [°C]	149.406	150.192	147.516	146.843	153.032	143.739	153.978	140.154	136.626	134.515	132.376
26	T _w [°C]	33.496	34.340	32.006	32.204	33.146	32.609	33.907	32.802	33.848	33.846	33.816
27	T _f [°C]	28.652	29.074	27.907	28.006	28.477	28.208	28.857	28.305	28.828	28.827	28.812
28	k _{mt}	49.228	49.205	49.268	49.282	49.136	49.265	49.109	49.309	49.353	49.379	49.406
29	k _{ma}	0.049	0.050	0.049	0.049	0.050	0.049	0.050	0.048	0.055	0.055	0.054
30	h interna											

Fig. 3. Programa de aplicación basado en MS Excel para el cálculo de la pérdida de calor.

El programa de cálculo en MS Excel incluye cuatro hojas de cálculo, una por cada estado de aislamiento considerado (ver Tabla 1), en las que se determina el coeficiente global de transferencia de calor, las temperaturas de la superficie interior y exterior de la tubería, la temperatura en la interfaz tubería-aislante y la pérdida de calor por unidad de longitud desde la tubería hacia el aire ambiental.

5. Resultados

El cálculo de la pérdida de calor en los vaporductos del CGCP se realizó apoyado en el programa de aplicación basado en MS Excel, el cual, como ya se comentó, contiene hojas de cálculo para estimar el coeficiente global de transferencia de calor, las temperaturas superficial y de interfaz, y la pérdida de calor

por unidad de longitud hacia el medio ambiente, para cada uno de los cuatro estados de aislamiento analizados.

El procedimiento consistió en realizar simulaciones por separado considerando una clasificación jerárquica de las tuberías en vaporducto (individual) de pozo, subcolector y ramal. Para tener condiciones de operación más homogéneas en la evaluación de las pérdidas de calor, los cálculos se efectuaron por separado para los sectores CPU alta presión, CPD, CPT y CPC en alta y baja presión.

En el caso de los vaporductos individuales de pozo, las condiciones de operación (presión y flujo másico) utilizadas corresponden con el promedio por diámetro de tubería, de los datos obtenidos del reporte de producción de vapor para una fecha específica.

Para los ramales, la presión del ramal sigue una distribución lineal en función del diámetro de la tubería, partiendo de la presión promedio de los pozos y terminando con la presión promedio de llegada a la planta. Para CPU, donde prácticamente no existe diferencia entre la presión promedio de pozos y la presión promedio a la llegada en planta, se decidió considerar una presión constante para todos los diámetros de tubería y su valor se obtuvo a partir de un promedio entre la presión promedio de los pozos asociados y el promedio de la presión de llegada a plantas correspondientes. Para el flujo másico se consideró un valor promedio en todas las tuberías ramal, que se obtuvo de un promedio por ramal a partir de los datos de producción.

En cuanto a los subcolectores, se promedió la presión de pozos con la presión de ramales para cada diámetro de vaporducto. En el caso del flujo másico, se realizó una distribución lineal de caudal-masa como una función del diámetro, partiendo del caudal promedio por pozo y hasta alcanzar el caudal promedio por ramal.

En la Tabla 2 se muestran las condiciones de operación usadas en el cálculo de la pérdida de calor en vaporductos de CPU para las tres categorías en las que se clasificaron los vaporductos de la red, de acuerdo con su jerarquía y condición de operación.

Cerro Prieto Uno					6 Ramales
		Crane			
POZOS	D rep.	Dnom.	P _{LINEA SP} [psig]	Flujo Vapor [Ton/h]	
M-30	15.25	16,STD	100	6.537	
E-15	15.25	16,STD	100	11.209	
M-20	15.38	16,20	100	7.541	
105	17.25	18,STD	100	8.024	
107	17.25	18,STD	100	10.321	
301	17.25	18,STD	97.5	17.219	
302	17.25	18,STD	105	10.813	
102	17.25	18,STD	100	23.412	
103	17.25	18,STD	100	16.425	
M-19A	17.38	18,20	100	18.668	
E-2	17.38	18,20	97.5	6.155	
M-104	17.38	18,20	104	16.344	
605	19.25	20,STD	100	16.404	
144	19.25	20,STD	95	11.817	
E-18	19.25	20,STD	95	6.205	
			1494	187.094	

P _{LINEA SP} [psig]	Flujo Vapor [Ton/h]	P _{LINEA SP} [barg]
99.60	12.473	6.86718

	P _{LINEA SP} [psig]	Flujo Vapor [Ton/h]	P _{LINEA SP} [barg]
16	100.00	8.429	6.89476
18	100.44	14.153	6.92540
20	96.67	11.475	6.66494

Pm(E/R) [psig]	P _{LINEA} [psig]	Flujo Vapor [Ton/h]	P _{LINEA} [barg]
100.00	99.80	31.182	6.88097
18	99.80	31.182	6.88097
22	99.80	31.182	6.88097
26	99.80	31.182	6.88097
30	99.80	31.182	6.88097
32	99.80	31.182	6.88097
34	99.80	31.182	6.88097

Tabla 2. Condiciones de operación usadas para cada vaporducto con base en los datos de producción.

A partir de los resultados obtenidos con el programa de aplicación basado en MS Excel, se calculó la pérdida de calor total multiplicando las longitudes correspondientes a cada condición del aislante térmico (para cada diámetro de tubería) por la pérdida de calor por unidad de longitud calculada con el programa basado en MS Excel.

En la Tabla 3 se muestran los resultados que se obtuvieron para la pérdida de calor total en los vaporductos de alta presión de CPU, mientras que las Tablas 4 y 5 muestran las pérdidas de calor para cada vaporducto de CPD, CPT y CPC según su estado de aislamiento, para alta y baja presión respectivamente.

Tabla 3. Pérdida de calor total para cada vaporducto de Alta Presión de CPU en función del diámetro y del estado de aislamiento.

Tipo de ducto	Diámetro nominal	Longitud A [m]	Longitud B [m]	Longitud C [m]	Longitud D [m]	Estado A [KWt]	Estado B [KWt]	Estado C [KWt]	Estado D [KWt]	Subtotales
Vaporducto	16.000	0.000	141.123	115.294	0.000	0.000	27.930	40.934	0.000	68.863
	18.000	48.004	1791.373	1051.488	164.571	10.435	395.531	419.225	579.595	1404.786
	20.000	454.430	406.085	0.000	0.000	106.546	96.779	0.000	0.000	203.324
	SubTotal	502.434	2338.581	1166.782	164.571	116.981	520.240	460.159	579.595	1676.974
Subcolector	18.000	0.000	411.920	127.839	9.014	0.000	81.775	45.686	29.279	121.593
	20.000	0.000	94.573	0.000	0.000	0.000	20.794	0.000	0.000	22.945
	24.000	0.000	399.765	272.441	15.985	0.000	96.988	119.937	63.119	200.774
	SubTotal	0.000	906.259	400.279	24.999	0.000	199.557	165.623	92.398	345.312
Ramal	18.000	0.000	0.000	0.000	4.000	0.000	0.000	0.000	15.399	15.399
	22.000	0.000	56.669	154.115	30.696	0.000	15.013	74.362	133.811	223.185
	26.000	0.000	214.779	573.932	27.000	0.000	73.602	355.521	129.178	558.301
	30.000	0.000	603.222	749.334	20.000	0.000	234.998	527.522	102.712	865.233
	32.000	0.000	1419.936	595.030	7.000	0.000	586.029	443.476	36.941	1066.446
	34.000	58.508	793.824	1664.947	1.000	24.866	345.921	1309.179	5.417	1685.383
SubTotal	58.508	3088.430	3737.357	89.696	24.866	1255.564	2710.059	423.458	4413.947	
Total		560.942	6333.270	5304.418	279.266	141.847	1975.360	3335.841	1095.452	6436.233

Tabla 4. Pérdida de calor total para cada vaporducto de Alta Presión de CPD, CPT y CPC en función del diámetro y del estado de aislamiento.

Tipo de ducto	Diámetro nominal	Longitud A [m]	Longitud B [m]	Longitud C [m]	Longitud D [m]	Estado A [KWt]	Estado B [KWt]	Estado C [KWt]	Estado D [KWt]	Subtotales
Vaporducto	14.000	370.821	0.000	905.486	273.030	79.371	0.000	353.407	1052.696	1485.474
	16.000	1333.115	1824.247	2079.896	451.972	326.547	453.616	935.315	1998.842	3714.320
	18.000	990.565	1745.414	675.312	48.500	264.919	474.278	332.414	222.208	1293.819
	20.000	12547.734	3856.777	1697.738	749.226	3711.445	1160.072	927.906	3757.970	9557.394
	22.000	0.000	0.000	306.673	0.000	0.000	0.000	175.113	0.000	175.113
	24.000	320.921	0.000	0.000	2.000	122.109	0.000	0.000	11.256	133.365
SubTotal	15563.156	7426.438	5665.105	1524.727	4504.390	2087.967	2724.155	7042.972	16359.484	
Subcolector	14.000	0.000	244.536	0.000	0.000	0.000	53.490	0.000	0.000	53.490
	18.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	20.000	908.304	562.658	501.271	0.000	269.691	169.904	276.271	0.000	715.867
	22.000	0.000	518.848	0.912	12.000	0.000	169.598	0.546	70.849	240.992
	24.000	442.489	378.837	549.853	17.005	169.180	148.078	390.941	108.796	816.995
	28.000	225.942	462.704	188.431	0.000	98.969	207.542	154.231	0.000	460.742
	30.000	2098.917	12.808	0.000	0.000	977.431	6.112	0.000	0.000	983.543
	32.000	116.805	97.540	0.585	0.000	57.608	49.333	0.541	0.000	107.482
	36.000	0.000	785.649	0.000	0.000	0.000	441.689	0.000	0.000	441.689
SubTotal	3792.457	3063.580	1241.052	29.005	1572.880	1245.745	822.531	179.645	3820.801	
Ramal	18.000	53.514	542.722	0.000	8.000	14.521	149.645	0.000	41.197	205.363
	22.000	0.000	284.406	0.000	44.724	0.000	93.581	0.000	269.786	363.367
	24.000	159.685	512.354	188.397	81.437	60.888	199.725	133.662	525.400	919.676
	26.000	0.000	164.936	0.000	8.463	0.000	68.914	0.000	58.057	126.972
	28.000	23.790	2323.340	476.79087	90.322	10.351	1035.163	387.84176	655.565	2088.920
	30.000	24.671	0.000	0.000	0.000	11.387	0.000	0.000	0.000	11.387
	32.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	34.000	0.000	157.888	93.747	0.589	0.000	83.204	90.461	4.934	178.599
	36.000	7669.791	5364.814	876.185	182.827	4135.016	2969.819	888.750	1596.629	9590.214
	38.000	0.000	247.670	526.348	318.158	0.000	143.618	559.589	2888.486	3591.693
	40.000	4110.236	164.242	17.966	9.567	2422.565	99.513	19.968	90.066	2632.112
	42.000	7342.491	47.061	198.505	0.000	4508.944	29.725	230.071	0.000	4768.739
	44.000	713.755	72.621	248.944	0.000	455.721	47.715	300.241	0.000	803.677
46.000	3648.470	3577.891	120.563	34.774	2417.400	2440.753	151.005	360.219	5369.376	
48.000	534.806	0.000	0.000	28.024	367.077	0.000	0.000	298.541	665.618	
SubTotal	24281.208	13459.945	2747.447	806.885	14403.870	7361.376	2761.588	6788.880	31315.714	
Total		43636.821	23949.964	9653.604	2360.618	20481.140	10695.088	6308.274	14011.497	51495.999

El calor perdido hacia el medio ambiente a causa del deterioro del aislamiento de los vaporductos del CGCP, se traduce eventualmente en la condensación de vapor en el interior de los vaporductos y una consecuente reducción del vapor enviado a las plantas de generación, resultando esto en una disminución de la potencia

generada por las unidades. La tasa de vapor que se condensa en los vaporductos de la red se puede calcular a partir de la ecuación (12):

$$\dot{m}_{cond} = \frac{3.6 q}{h_{fg}} \quad \dots(12)$$

donde:

\dot{m}_{cond} = Tasa de vapor condensado [ton/hr],

q = Pérdida de calor hacia el medio ambiente [kWt],

h_{fg} = Entalpía de condensación [kJ/kg].

Tipo de ducto	Diámetro nominal	Longitud A [m]	Longitud B [m]	Longitud C [m]	Longitud D [m]	Estado A [KWt]	Estado B [KWt]	Estado C [KWt]	Estado D [KWt]	Subtotales
Vaporducto	8.000	0.000	0.000	548.037	0.000	0.000	0.000	117.966	0.000	117.966
	10.000	9017.095	1924.109	828.074	147.89466	1322.650	286.669	218.649	293.09496	2121.064
	12.000	348.181	587.239	868.613	233.386	45.438	77.626	203.983	479.180	806.226
	14.000	752.238	0.000	709.534	0.000	105.658	0.000	1798.474	0.000	1904.133
	16.000	53.370	457.504	176.490	37.519	8.974	78.054	54.116	101.936	243.080
	20.000	134.381	342.459	181.089	17.000	27.800	72.006	68.756	53.671	222.232
	SubTotal	10305.264	3311.311	3311.838	435.799	1510.521	514.355	2461.944	927.881	5414.700
Subcolector	10.000	552.177	0.000	500.081	0.000	81.467	0.000	133.094	0.000	214.562
	14.000	927.411	171.032	18.960121	44.624	134.383	25.123	5.0083962	117.331	281.846
	16.000	282.759	556.583	408.245	0.000	46.975	93.831	124.507	0.000	265.313
	18.000	0.000	0.000	329.685	26.000	0.000	0.000	111.886	86.966	198.851
	20.000	2147.446	129.688	64.213	0.000	429.614	26.374	23.809	0.000	479.798
	SubTotal	3909.794	857.303	1321.185	70.624	692.440	145.328	398.305	204.297	1440.370
Ramal	14.000	84.945	0.000	224.130	0.000	12.568	0.000	60.606	0.000	73.174
	16.000	0.000	312.174	423.027	88.112	0.000	51.606	126.687	269.472	447.766
	18.000	60.071	971.881	359.200	72.945	10.629	174.663	117.375	238.016	540.684
	20.000	0.000	165.222	179.505	34.768	0.000	31.915	63.221	119.626	214.762
	22.000	787.960	3163.048	338.942	63.921	159.257	650.315	127.330	229.586	1166.488
	24.000	5190.141	2223.745	976.405	144.942	1248.287	546.386	435.088	538.628	2768.388
	26.000	0.000	19.374	114.927	93.885	0.000	4.990	53.739	358.088	416.817
28.000	2703.296	5067.457	135.697	99.875	708.389	1358.573	66.087	388.270	2521.320	
	SubTotal	8826.412	11922.901	2751.833	598.448	2139.129	2818.448	1050.134	2141.687	8149.398
	Total	23041.470	16091.515	7384.856	1104.871	4342.090	3478.131	3910.382	3273.865	15004.469

Tabla 5. Pérdida de calor total para cada vaporducto de Baja Presión de CPD, CPT y CPC en función del diámetro y del estado de aislamiento

Por lo tanto, a partir de los resultados reportados en las Tablas 3 a 5 para la pérdida de calor en cada ducto y las condiciones de operación (presión) de la red en la fecha de referencia, se calculó la tasa de vapor condensado debido a las pérdidas de calor, de acuerdo con la clasificación de vaporductos descrita anteriormente, y que está basada en las condiciones de operación de la red. Finalmente, considerando los valores de consumo específico de vapor que le corresponden a cada una de las centrales generadoras del CGCP, se calculó la potencia eléctrica que se pierde debido a la transferencia de calor hacia el medio ambiente por el estado del aislamiento de los vaporductos de la red. Los resultados obtenidos se presentan en forma resumida en la Tabla 6.

Una comparación de estos resultados con una estimación de las pérdidas totales de energía que ocurren en el transporte de vapor en la red de vaporductos del CGCP

	Longitud [m]	%	q [MWt]	m [Ton/hr]	q [MWe]
TOTAL CP:	139701.618	100.00	72.937	136.282	17.569
TOTAL CPDTC AP:	79601.010	56.98	51.496	99.383	13.077
TOTAL CPDTC BP:	47622.712	34.09	15.004	25.394	3.341
TOTAL CPU:	12477.896	8.93	6.436	11.505	1.150

Tabla 6. Pérdida de calor total, tasa de condensación de vapor y pérdida de potencia estimada.

(García-Gutiérrez *et al.*, 2009), indica que las pérdidas de calor hacia el medio ambiente debidas al estado del aislamiento en la red de alta presión del CGCP representan aproximadamente el 46% de la pérdida total de energía, mientras que la pérdida en la red de baja presión representa alrededor del 28%.

6. Conclusiones

Se realizó la evaluación de la magnitud de las pérdidas de calor asociadas al estado físico del aislamiento térmico de las tuberías de la red de vaporductos del CGCP. El estudio se basó en un inventario del estado físico del aislamiento de las tuberías recopilado en campo y en un programa de aplicación basado en MS Excel para el cálculo de la transferencia de calor. Se tomaron en cuenta las condiciones de operación de la red para una fecha dada.

La condición del aislamiento térmico se clasificó en cuatro niveles de calidad de acuerdo con su estado de conservación: A = Completo o Nuevo; B = Bueno sin lámina protectora; C = Regular o Deteriorado y D = Malo o tubería descubierta. El inventario de longitudes y diámetros de tuberías para cada estado de aislamiento se obtuvo mediante la aplicación de un Sistema de Información Geográfica (SIG).

El programa de aplicación basado en MS Excel contiene hojas de cálculo para estimar la pérdida de calor por unidad de longitud para cada uno de los cuatro estados de aislamiento analizados.

Se realizaron simulaciones por separado considerando una clasificación jerárquica de las tuberías en vaporducto de pozo, subcolector y ramal, aplicando las condiciones de operación de la red para una fecha en específico.

Los resultados obtenidos indican que las pérdidas de calor estimadas para todos los ductos que conforman la red de transporte de vapor ascienden a 72.9 MWt (MW térmicos), distribuidos en 6.4 MWt para CPU, 51.5 MWt para la red de alta presión (AP) de CPD, CPT y CPC y 15.0 MWt para la red de baja presión (BP). Estas pérdidas dan lugar a la formación de 136.3 toneladas por hora (t/h) de condensado de las cuales 99.4 y 25.4 t/h son de las redes de AP y BP, respectivamente, de los campos de CPD, CPT, y 11.5 t/h son de CPU.

Estas pérdidas de calor y la formación de condensado resultante se traducen en una pérdida de potencia equivalente a 17.6 MWe o 2.44% de la potencia total instalada en el CGCP, que es de 720 MWe.

Una comparación de estos resultados con las pérdidas totales de energía que ocurren en el transporte de vapor en la red de vaporductos del CGCP, indica que las pérdidas de calor a través de los aislantes en la red de alta presión del CGCP representan aproximadamente el 46% de la pérdida total de energía, mientras que la pérdida en la red de baja presión representa alrededor del 28%. El resto de las pérdidas energía corresponden a pérdidas en accesorios de la red, pérdidas por fricción, y a la energía que se va con el agua caliente formada por condensación de vapor.

Estos resultados indican que un porcentaje significativo de las pérdidas de energía totales durante el transporte de vapor en el CGCP se originan por el mal estado de su aislamiento térmico y, en consecuencia, destacan la importancia de mantener en buen estado el aislamiento térmico de los vaporductos, no únicamente para preservar la seguridad del personal operativo sino como una buena práctica para disminuir la pérdida de energía hacia el medio ambiente.

Agradecimientos: Se agradece a las autoridades del CGCP de la Comisión Federal de Electricidad y del Instituto de Investigaciones Eléctricas por el apoyo y permiso para la realización de la presente publicación. Los resultados fueron obtenidos como parte del contrato CFE/I/SC/13391/2009 entre el Instituto de Investigaciones Eléctricas y la Comisión Federal de Electricidad.

Nomenclatura

Símbolos

C_p	Calor específico a presión constante (J/(kg-K))
D	Diámetro (m)
f	Factor de fricción (adimensional)
h_m	Coefficiente de película promedio (W/(m ² -K))
k_m	Conductividad térmica promedio (W/(m-K))
L	Longitud de la tubería (m)
Nu_m	Número de Nusselt promedio (adimensional)
Pr	Número de Prandtl (adimensional)
q	Tasa de transferencia de calor (W)
Re	Número de Reynolds (adimensional)
R	Radio (m)
T_e	Temperatura de la superficie externa de la tubería (K)
T_{sat}	Temperatura de saturación del vapor (K)
T_w	Temperatura de la superficie externa del aislante (K)
T_∞	Temperatura global del fluido (K)
U_m	Coefficiente global (W/(m ² -K))

Símbolos griegos

ε	Emisividad de la superficie (adimensional)
ρ	Densidad absoluta (kg/m ³)
σ	Constante de Stefan-Boltzmann (W/(m ² -K ⁴))
μ	Viscosidad absoluta (N-s/m ²)

Subíndices

a	Aislante
cd	Conducción de calor
cv	Convección de calor
e	Superficie exterior del aislamiento
i	Superficie interior de la tubería
o	Superficie exterior de la tubería
r	Radiación térmica
t	Tubería

Referencias

- Chapra, S.C. y R.P. Canale, 1988. *Métodos numéricos para ingenieros con aplicaciones en computadoras digitales*. Mc Graw Hill/Interamericana de México, S.A. de C.V., México, D.F.
- Churchill, S.W. and M.A. Bernstein, 1977. Correlating Equation for Forced Convection from Gases and Liquids to a Circular Cylinder in Cross Flow. *J. Heat Transfer*, 99, pp. 300-306.
- Cruickshank, C., E. Ordoñez, y G. Castillo, 1990. Modelo matemático de la red de vaporductos de la planta geotermoelectrica de Cerro Prieto. UNAM, Informe del proyecto 9361. Inédito.

- García Gutiérrez, A., J.I. Martínez Estrella y R. Ovando Castelar, 2009. Evaluación y optimización de la eficiencia del ciclo geotérmico del Campo Geotérmico de Cerro Prieto: Parte 1 - Sistema de producción y transporte de fluidos geotérmicos". Informe Final, Clave IIE/11/13743/I 02/F/DC, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Cuernavaca, Mor., Diciembre 2009. Inédito.
- Gnielinsky, V., 1976. New equations for heat and mass transfer in turbulent pipe and channel flow. *Int. Chem. Eng.*, Vol. 16, No. 2, pp. 359-368.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., R. Maya-González, and J.L. Quijano-León, 2010. Current Status of Geothermics in Mexico. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010.
- Marconcini, R. and G. Neri, 1979. Numerical simulation of a steam pipeline network. *Geothermics*, Vol. 7, pp. 17-27.
- Martínez Estrella, J.I., A. García Gutiérrez, R. Ovando Castelar, C. Gutiérrez Lara, I. Canchola Félix y P. Jacobo Galván, 2010. Uso de un Sistema de Información Geográfica para inventariar el estado físico del aislamiento térmico de la red de vaporductos del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC. *Memorias del XVIII Congreso Anual de la Asociación Geotérmica Mexicana*, octubre 15, Morelia, Mich.
- Peña, J.M., 1986. Energy losses in horizontal steam lines. *Geothermal Resources Council Transactions*, Vol. 10, pp. 347-252.
- Peña, J.M. y H. Campbell, 1988. Evaluación de las pérdidas de calor en líneas de vapor geotérmico. *Memorias del 3er Congreso Latinoamericano de Transferencia de Calor y Materia*, Guanajuato, Gto., 4-7 Julio, pp. 53-64.
- Pethukov, B.S., 1970. Heat transfer and friction in turbulent pipe flow with variable physical properties. *Adv. in Heat Transfer*, Vol. 6, pp. 503-564.
- Rohsenow, W.M. and H.Y. Choi, 1961. *Heat, Mass and Momentum Transfer*. Prentice-Hall.
- Schroeder, F.S., 1982. Calculating heat loss or gain by an insulated pipe. *Chemical Engineering*, January 25, pp. 111- 114.

Ahorro de vapor durante el mantenimiento de la Unidad 7 de 50 MW en el campo geotérmico de Los Azufres, Mich.

Elvia Nohemí Medina Barajas y Alejandro Ruiz Lemus

Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia de Los Azufres, Michoacán, México. Correo: elvia-medina@cfe.gob.mx

Resumen

La producción de vapor con fines comerciales en la zona sur del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., México, empezó en 1982 con la puesta en marcha de la Unidad 2 de 5 MW a contrapresión, para continuar en 1988 con la Unidad 7 de 50 MW a condensación. Para cumplir con el suministro de vapor a la U-7, a la fecha es necesario integrar la producción de 15 pozos productores, que producen un total de 450 toneladas por hora (t/h) a condiciones de operación. Durante los periodos de mantenimiento de la U-7 los pozos son desintegrados del sistema de suministro, pero continúan produciendo vapor, el cual es descargado a la atmósfera sin ningún provecho, lo que representa una pérdida que afecta la vida útil del yacimiento geotérmico. Por ello se han propuesto y aplicado diversas acciones operativas en cada uno de esos pozos con el objetivo de ahorrar vapor y preservar el recurso geotérmico. En este trabajo se presentan los resultados de esas acciones y los beneficios técnicos y económicos obtenidos.

Palabras clave: Los Azufres, generación de electricidad, mantenimiento de unidades, plantas a condensación, producción de vapor.

Steam saving during maintenance of the 50-MW Unit 7 at Los Azufres geothermal field, Mich.

Abstract

Commercial-steam production in the southern area of Los Azufres, Mich., Mexico, Geothermal Field began in 1982 with the operation of Unit 2, the backpressure 5-MW unit, and continued in 1988 when the 50-MW condensing Unit 7 was commissioned. Today to supply steam to Unit 7, it is necessary to gather steam from 15 production wells, amounting 450 tons per hour (t/h) under operating conditions. During maintenance periods for Unit 7, production wells are removed from the steam-supply system but continue producing steam that is discharged to the atmosphere—a loss affecting the economic life of the geothermal reservoir. Therefore several actions have been proposed and tried to save the steam and preserve the geothermal resource. This paper presents the results of the actions and the technical and economic benefits obtained from them.

Keywords: Los Azufres, electricity generation, maintenance to power units, condensing plants, steam production.

1. Antecedentes

El campo geotérmico de Los Azufres, ubicado en la porción noroeste de Michoacán, se encuentra dividido en dos zonas: Zona Norte y Zona Sur. En la Zona Sur, tema de este trabajo, operan 19 pozos productores que suministran el vapor requerido para la generación comercial de las unidades a contrapresión números 2, 6 y

Debido a lo anterior se ha tratado de implementar acciones que contribuyan al desarrollo sustentable, al cuidado y al mejor aprovechamiento del recurso geotérmico. Entre ellas se propuso un programa de cierre y/o reducción de orificios de producción en pozos durante los periodos de mantenimiento de la U-7, a fin de ahorrar el vapor que no se utilizará durante los mismos. En este trabajo se presentan los resultados y beneficios técnicos y económicos obtenidos con las acciones operativas propuestas.

2. Disponibilidad del vapor

En la Tabla 1 indican los datos principales de los 15 pozos que se encuentran integrados a las unidades U-7 y U-13, incluyendo su producción de agua y vapor, presión de cabezal y orificio de producción. La producción promedio conjunta de estos pozos suma 606 t/h de vapor y 325 t/h de salmuera (VGM, 2009).

Pozo	Presión de cabezal* (bar)	Producción* (t/h)		Orificio de producción	
		Vapor	Agua	pulgadas	cm
Az-2A	14	30	75	4.5	11.43
Az-6	13	30	0	3.5	8.89
Az-16D	15	20	20	2.25	5.71
Az-16AD	14	17	0	2.5	6.35
Az-23R	11	20	25	3.5	8.89
Az-33	12	32	0	4.5	11.43
Az-36	13	16	0	2.5	6.35
Az-37	12	26	0	3.5	8.89
Az-38	13	79	0	5.5	13.97
Az-46	14	41	0	4.5	11.43
Az-1A	13	43	13	4.5	11.43
Az-25	23	27	67	3.0	7.62
Az-35	15	40	0	4.0	10.16
Az-62	15	90	70	6.5	16.51
Az-22	13	95	55	6.5	16.51
Total		606	325		

* Datos promedio.

Tabla 1. Datos promedio de los pozos integrados a las unidades U-7 y U-13

Con base en el arreglo de vaporductos existente, es posible programar qué pozos se pueden sacar del sistema y cuáles se pueden dejar para que continúen suministrando vapor a la unidad U-13, cuando la U-7 deba salir a mantenimiento. Así, de manera general, los pozos que siempre se dejarán integrados a la U-13 mientras la U-7 esté fuera son los últimos cuatro de la Tabla 1: Az 25, Az-35, Az-62 y Az-22, cuya producción es recolectada por un mismo vaporducto (ver Fig. 2).

3. Análisis de la producción de vapor

Una vez definidos los pozos que no deberán salir del sistema para que sigan suministrando vapor a la U-13, fue necesario evaluar el comportamiento de los 11 pozos restantes a fin de determinar qué acciones se podrían tomar para ahorrar vapor durante los mantenimientos de la U-7. Así, se analizó su curva de producción, tasa de declinación particular, condiciones actuales de integración, tipo de fluido extraído, relación agua-vapor, presión de cabezal (P_c), producción (Q_v) y orificio de producción (θ), ya que cada pozo presenta un comportamiento diferente.

En cuanto a su producción, en la misma Tabla 1 puede observarse de los 11 pozos asociados a la U-7, cuatro son productores de mezcla (pozos Az-2A, Az-16D, Az-23R y Az-1A) y siete producen sólo vapor (pozos Az-6, Az-16AD, Az-33, Az-36, Az-37, Az-38 y Az-46).

Después se analizaron las características de producción de cada uno de los 11 pozos. Se observó que en los cuatro pozos que producen mezcla la relación agua-vapor es mayor al 50%, con excepción del pozo Az-1A cuya relación es del 23%. Se determinó que estos cuatro pozos no se deberían cerrar durante los mantenimientos de la U-7, ya que en caso de que se ahogaran el proceso de re-apertura requeriría mucho tiempo, lo que no resulta adecuado pues y en pruebas de rodamiento de la unidad es necesario tener disponible y estable la producción de vapor (Medina, 2008).

Sin embargo, se determinó que para los siete pozos que producen únicamente vapor era factible reducir el diámetro de su orificio de producción o bien purgarlos, es decir, desviar su flujo hacia una purga de ¼" de diámetro.

4. Acciones realizadas en el mantenimiento de la U-7 en 2009

Durante los periodos de mantenimiento de la U-7 se realizan actividades de limpieza, engrasado de componentes mecánicos, revisión de los álabes de la turbina, revisión de sistemas de lubricación, rodamientos, etc. Al término del mantenimiento es necesario volver a integrar el vapor necesario para poner a operar la unidad nuevamente.

En 2009 el periodo de mantenimiento fue mayor al promedio, pues abarcó del 16 de febrero al 11 de abril. De acuerdo a lo decidido después del análisis del tipo de fluido producido y del comportamiento general de los pozos que abastecen a la U-7, se decidió que en este periodo los 11 pozos asociados a esta unidad se dejarían en las condiciones que se presentan en la Tabla 2.

Pozo	Acción
Az-2A	Ninguna. Mantenerlo igual.
Az-6	Ponerlo a fluir por línea de 5.08 cm (2") de diámetro.
Az-16D	Ninguna. Mantenerlo igual.
Az-16AD	Ponerlo a fluir por línea de 5.08 cm (2") de diámetro.
Az-23R	Ninguna. Mantenerlo igual.
Az-33	Purgarlo por línea de 0.635 cm (¼") de diámetro.
Az-36	Purgarlo por línea de 0.635 cm (¼") de diámetro.
Az-37	Ponerlo a fluir por línea de 5.08 cm (2") de diámetro.
Az-38	Ponerlo a fluir por línea de 5.08 cm (2") de diámetro.
Az-46	Purgarlo por línea de 0.635 cm (¼") de diámetro.
Az-1A	Ninguna. Mantenerlo igual.

Tabla 2. Acciones operativas decididas para los pozos integrados a la U-7 en su mantenimiento de 2009.

Como se observa en la Tabla 2, no se decidió ninguna acción para los cuatro pozos productores de mezcla, mientras que cuatro de los pozos productores de vapor fueron puestos a fluir por una línea de 2" de diámetro y los otros tres fueron purgados por una línea de ¼" de diámetro.

5. Ventajas técnico-operativas

El personal de la Residencia de Producción que se encarga del suministro de vapor comenzó a sacar del sistema los pozos y a habilitar el material y arreglos necesarios para las acciones operativas decididas,

mismas que empezaron a ejecutarse la semana siguiente a la salida de la U-7. Finalmente los pozos quedaron en las condiciones indicadas en la Tabla 3, en la que también se presenta el flujo de vapor ahorrado gracias a las medidas adoptadas (RLA, 2009).

Pozo	Fecha de reducción de Ø	Duración Restringido (Días)	Condiciones	PC Max (Bar)	Qv Integrado t/h	Qv estimado descargado atmósfera	Qv Ahorrado t/h
Az-6	27-Feb-09	36	Línea 2"	24.5	30	10	20
Az-16AD	27-Feb-09	36	Línea 2"	25.5	17	8	9
Az-33	26-Feb-09	37	Línea 1/4"	35.0	32	0	32
Az-36	27-Feb-09	36	Línea 1/4"	20.0	16	0	16
Az-37	26-Feb-09	37	Línea 2"	20.7	26	8	18
Az-38	28-Feb-09	35	Orificio 1.5	28.6	79	20	59
Az-46	27-Feb-09	36	Línea 1/4"	38.0	41	0	41
						Total	195

Tabla 3. Resultados de la reducción de orificios de producción practicada en los pozos integrados a la U-7.

Como se observa en la Tabla 3, con la excepción del pozo Az-38 que fue puesto a producir por orificio de 1.5" de diámetro, todos los demás se dejaron en las condiciones decididas previamente.

En la misma Tabla 3 puede verse que en total se estima un ahorro de 195 t/h de vapor, cantidad que se evitó descargar a la atmósfera durante el mantenimiento de la U-7 en el año 2009.

Las principales ventajas técnico-operativas observadas en el periodo de ejecución de las acciones realizadas fueron las siguientes:

- Fácil instalación de purgas en cada pozo.
- Rápida estabilización de la presión de cabezal del pozo.
- Rápido monitoreo de los pozos purgados.

6. Beneficios técnicos y económicos

Los principales beneficios técnicos obtenidos con las acciones realizadas son los siguientes:

- Ahorro de tiempo en maniobras de campo.
- Reducción en la emisión de gases a la atmósfera.
- Reducción de ruido en las plataformas.
- Reducción de ruido en el ambiente.
- Ahorro de vapor no comercializado.
- Contribución a la reducción de la velocidad de abatimiento del recurso geotérmico.

Para evaluar los beneficios económicos, se calculó el volumen total de vapor ahorrado en cada pozo gracias a las medidas adoptadas durante el periodo de mantenimiento de la U-7, y se convirtió a generación de electricidad de acuerdo al consumo específico de vapor de esta unidad, tal como se observa en la Tabla 4.

Como se puede ver en esa Tabla 4, las 195 t/h de vapor promedio que se ahorraron equivalen a un total de 168,274 toneladas de vapor durante los 35 a 37 días en que cada pozo tuvo restringida su producción. Con

195 t/h de vapor la U-7 puede generar 22.16 MW cada hora (consumo específico de 8.8 toneladas de vapor por MW generado), por lo que durante esos 35 a 37 días se pueden generar poco más de 19 mil MWh.

<i>Pozo</i>	<i>Qv Ahorrado t/h</i>	<i>Duración restricción Días</i>	<i>Qv Ahorrado total toneladas</i>	<i>Generación ahorrada MWh/pozo</i>	<i>Generación MW total</i>
Az-06	20	36	17280	2.27	1963.64
Az-16AD	9	36	7776	1.02	883.64
Az-33	32	37	28416	3.64	3229.09
Az-36	16	36	13824	1.82	1570.91
Az-37	18	37	15984	2.05	1816.36
Az-38	59	35	49560	6.70	5631.82
Az-46	41	36	35424	4.66	4025.45
Total	195		168264	22.16	19120.91

Tabla 4. Producción ahorrada de vapor y su equivalente en generación de electricidad.

Desde otro punto de vista, en los 55 días que duró el mantenimiento de la U-7 en 2009 se habría producido un total de 580,800 toneladas de vapor, si no se hubiese adoptado ninguna de las medidas mencionadas en los pozos productores de vapor. Por lo tanto, dado que dejaron de producirse 168,264 toneladas gracias a esas medidas, se puede decir que se ahorró casi una tercera parte (el 29%) del vapor que se habría descargado a la atmósfera.

En términos económicos, y considerando que el costo unitario de la tonelada de vapor en el punto de entrega-recepción es de 14.15 pesos (dato de julio de 2009, CFE, 2009), el vapor ahorrado por la reducción de orificios de producción en los pozos equivale a 2.38 millones de pesos (o unos 170 mil dólares americanos al tipo de cambio a esa fecha).

7. Conclusiones y recomendaciones

- Con la reducción de orificios de producción, se logró ahorrar vapor en el 64% de los pozos integrados a la generación comercial de la U-7.
- Con las actividades operativas realizadas se logró ahorrar 168,264 toneladas de vapor, equivalentes a una generación de 19,120 MWh durante el mantenimiento de la U-7 en el año 2009.
- Se logró obtener un ahorro económico de 2.38 millones de pesos gracias al vapor no descargado a la atmósfera.
- Se comprobó que se pueden obtener beneficios técnico-operativo-económicos con la reducción de orificios y/o cierre de pozos, lo cual es beneficioso para la vida de un yacimiento, reflejándose directamente en ahorro de vapor, disminución de emisiones a la atmósfera y reducción de ruido, entre otros beneficios.
- Se recomienda aplicar la propuesta de cierre y/o reducción de orificios en pozos, de acuerdo a las características de cada campo, lo cual contribuye al desarrollo, cuidado y aprovechamiento sustentable del recurso geotérmico.

Referencias

- CFE, 2009. Reporte mensual de costos unitarios observados por campo geotermoeléctrico en 2009. CFE, Subdirección de Generación, Inédito.
- Medina Barajas, E.N., 2008. Propuesta para cierre de pozos de la zona sur durante el mantenimiento de la U-13. Reporte interno de la CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia de Los Azufres. Inédito.
- RLA, 2009. Reporte diario de producción. Libreta maestra. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia de Producción de la Residencia de Los Azufres. Inédito.
- VGM, 2009. *Vulcan Geodata Manager*, base de datos de producción del campo geotérmico de Los Azufres. CFE, Residencia de Los Azufres. Inédito.

Resultados de la prueba de neutralización de fluidos ácidos en el pozo H-43, campo geotérmico de Los Humeros, Pue.

Magaly del Carmen Flores Armenta, Miguel Ramírez Montes, Fernando Sandoval Medina y César Rosales López

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

Correo: magaly.flores@cfe.gob.mx

Resumen

El pozo H-43 fue perforado en el campo de Los Humeros, Pue., en 2007-2008, y al evaluar su producción se encontró que producía fluidos ácidos de alto potencial corrosivo. Se decidió por tanto realizar una prueba para neutralizar la acidez de los fluidos de este pozo, que consistió en agregarle una solución de hidróxido de sodio. Esta es una sustancia básica que neutraliza principalmente los grupos ácidos H⁺, con lo que se buscaba aumentar el pH del fluido lo necesario para reducir al máximo su carácter corrosivo. La inyección del hidróxido de sodio se realizó dentro del pozo a fin de proteger de la corrosión a la tubería de revestimiento de 244.4 mm (9 5/8"), y posteriormente a todos los equipos superficiales. Como resultado de la prueba, se logró aumentar el pH del fluido producido por el pozo de 5.2 a un máximo de 6.8, sin alterar su producción de vapor, demostrándose así que el procedimiento de neutralización es factible. Los costos aproximados de las pruebas de neutralización realizadas, incluyendo equipos del sistema de neutralización propuesto, los gastos del neutralizador (NaOH) y la perforación del pozo son de unos 71.4 millones de pesos. Se estimó una relación beneficio/costo de 1.5 y una recuperación de la inversión, considerando los ingresos por venta de energía a valor presente se obtiene en 5 años.

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

Results of test of acid fluids neutralization in the well H-43, Los Humeros geothermal field, Pue.

Abstract

The well H-43 was drilled in Los Humeros Geothermal Field, Pue., in 2007 and 2008. When well production was measured, it was found the well produced acid fluids with high corrosion potential. Then it was decided to try to neutralize the acidity of the H-43 fluids by adding a solution of sodium hydroxide. This is a basic substance used to neutralize mainly the acid groups H⁺, and the goal was to raise the pH of the fluids to minimize its corrosive features. First sodium hydroxide was injected into the well to protect the casing of 244.4 mm (9 5/8") against corrosion and then all the surface installations. It was possible to increase the pH of the well fluid from 5.2 up to 6.8 without altering the steam production, thus demonstrating the neutralization procedure is feasible. The approximate costs of the neutralization tests performed, including equipment for the proposed neutralization system, the neutralizer (NaOH), and drilling the well are about 71.4 million pesos (around 5.5 million USD). We estimate a benefit/cost ratio of 1.5 and a return on investment in five years, considering the income from energy sales at present value.

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

Antecedentes

El pozo H-43 se perforó del 26 de agosto de 2007 al 18 de enero de 2008. Se localiza en la zona norte del campo geotérmico de Los Humeros, Pue., que es uno de los cuatro campos geotérmicos en producción en México. El pozo es de tipo vertical con una profundidad total de 2200 m. Su objetivo estructural fue interceptar la zona de fracturamiento del sistema escalonado de dirección N-S y constituido por las fallas Malpaís, Antigua y La Cuesta, con bloque caído al oriente, así como el colapso de Los Potreros que en esta porción presenta una dirección NE-SW (Rocha *et al.*, 2006). A partir de estudios y pruebas realizadas a este pozo se determinaron dos zonas permeables, una de 1550-1900 m y otra entre 2050-2200 m de profundidad (Sánchez y Torres, 2008).

Durante la perforación del pozo se obtuvieron 206 muestras de las rocas cortadas, mismas que fueron estudiadas al microscopio. Entre otras cosas, se detectó la presencia de biotita y/o de mica blanca potásica (muscovita o pirofilita), lo cual puede indicar la presencia de fluidos ácidos (Rocha y Ramírez, 2008)

El pozo se abrió a producción el 19 de febrero de 2008, mediante una placa de orificio de 2" de diámetro al silenciador, midiéndose 61 t/h (toneladas por hora) de vapor y 4 t/h de agua, a una presión de cabezal de 51.7 bara y un pH de 5.2. En 10 días de producción continua el pH del pozo disminuyó hasta valores de 4.4 y el contenido de hierro disuelto en el agua separada llegó a 22.9 ppm, lo cual se asocia a los efectos de corrosión en las tuberías por fluidos ácidos (CFE, 2010).

Debido a la capacidad de generación eléctrica de este pozo, la cual se estima en 3.8 MW considerando un consumo específico de 13 toneladas por MW, era importante buscar soluciones que permitieran integrarlo al sistema de suministro de vapor para las unidades en operación (Martínez, 2008). Con este objetivo se realizó una prueba para determinar la viabilidad técnica de neutralizar los fluidos ácidos. Esta prueba se realizó del 13 al 16 de julio de 2008 y se corroboró que técnicamente los fluidos ácidos producidos por el pozo H-43 pueden neutralizarse inyectando a profundidad una solución concentrada de NaOH.

Preparativos preliminares

El 28 de febrero de 2008 se cambió el orificio de producción reduciéndose de 50.8 mm (2") de diámetro (\emptyset) a 25.4 mm (1") \emptyset . Con ello se redujo considerablemente el contenido de hierro (disuelto y precipitado) en el fluido producido, sin lograr abatirlo por completo. Por tal motivo, el 29 de febrero se tuvo que purgar por la línea de 50.8 mm (2") \emptyset con un orificio equivalente a 6.35 mm (1/4") \emptyset , y debido a que continuó saliendo una concentración considerable de hierro (disuelto y precipitado) se optó por purgarlo aún más. El 5 de marzo el orificio de producción se redujo a 3.175 mm (1/8") \emptyset , condición en la cual se dejó hasta colocar el equipo inhibidor de corrosión de manera permanente.

La prueba de neutralización de fluidos ácidos incluyó las etapas de desarrollo siguientes.

Etapa 1. Diseño del sistema.

En esta etapa se diseñó el sistema a utilizar para la neutralización de fluidos ácidos y se elaboraron las especificaciones (Cruz y Tovar, 2008; Ramírez y Flores, 2008). Para el diseño del sistema se tuvo el apoyo de personal técnico del ICE (Instituto Costarricense de Energía), y en abril de 2008 personal de la CFE realizó una visita al campo geotérmico de Miravalles, Costa Rica, para conocer el proceso de neutralización de fluidos ácidos que se utiliza en ese campo y estudiar los casos de los pozos H-43 de Los Humeros, y de los pozos 403, 410, 424, 425, 422, 423 y 428D del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC (Ramírez y Miranda, 2008).

Etapa 2. Suministro de equipos.

Esta etapa correspondió a la compra de materiales y el suministro de los equipos por parte de los proveedores.

Etapa 3. Instalación de equipos.

Esta etapa consistió en la construcción de una caseta para albergar los tanques para almacenamiento de NaOH y agua, además de las bombas y la instalación de tuberías para la conexión de las bombas a los tanques.

Etapa 4. Pruebas y puesta en servicio del sistema.

Esta etapa consistió en la realización de pruebas para determinar la efectividad de la neutralización y la dosis exacta del producto. Para instalar la cámara dentro del pozo H-43 se contó con el apoyo de personal de la Residencia de Las Tres Vírgenes, BCS, de la CFE, quien facilitó el malacate y un operador. Debido a la complejidad que presenta el pozo por la alta presión (mayor a 50 bar en el cabezal) y alta temperatura (cercana a los 300°C) se tuvieron que realizar tres intentos previos, en fechas diferentes, para inyectar NaOH al pozo.

Los equipos y materiales usados en la prueba fueron los siguientes.

- Tanque de polipropileno reforzado de 5 m³ de capacidad.
- Equipo de bombeo que consta de dos bombas con capacidad máxima de inyección de 52 litros por hora (l/h), con diafragma y amortiguador de pulsaciones.
- Cabeza de inyección de acero inoxidable, la cual permite la inyección desde su parte inferior.
- Tubería capilar (*tubing*) de 6.35 mm (1/4") de diámetro externo y 3.87 mm de diámetro interno de 'incoloy'.
- Hidróxido de sodio al 50% peso/peso, grado industrial.

Desarrollo de la prueba

La prueba se realizó del 13 al 16 de julio de 2009. Antes del inicio de las actividades el pozo se encontraba purgado por línea de 2" Ø y registraba una presión de cabezal de 103.4 barg (1500 psig). Con el pozo cerrado, se bajó la cámara de inyección hasta 1000 m de profundidad y se abrió el pozo. Durante 30 minutos se inyectó agua a razón de 700 ml/min, y posteriormente se bajó la cámara hasta 1350 m de profundidad para reiniciar la inyección de agua con el mismo gasto de 700 ml/min.

Al inicio de la inyección de agua se midió un pH de 5.16 en el fluido extraído. La inyección de agua se mantuvo durante 16 horas y durante este lapso de tiempo se estuvo monitoreando el pH, el gasto de inyección y la presión de inyección, además de tomar muestras para el análisis de Na, Fe, Cl y pH.

El 14 de julio se midió el gasto de vapor del pozo, siendo de 52 t/h a una presión de cabezal de 58.6 barg (850 psig). Este mismo día empezó la inyección de NaOH diluido al 47%, con un gasto promedio de 300 ml/min, el cual no se mantuvo constante, variando entre 260 y 320 ml/min. La presión de inyección del NaOH empezó con una variación entre 137.9 y 165.5 barg (2000 y 2400 psig).

El pH original, antes de empezar la inyección de NaOH, fue de 5.1 a 5.3 y así se mantuvo hasta 150 minutos después de iniciada la inyección, cuando se observó un incremento llegando a ser de entre 5.6 y 5.7. Cinco horas (300 minutos) después del inicio de la inyección de NaOH el pH medido fue de 5.8, alcanzando un valor máximo de 6.8 a los 540 minutos (Fig. 1). De tal manera, el pH del fluido del pozo empezó a subir hasta los 150 minutos de inyección de NaOH, y alcanzó su valor máximo a los 540 minutos (9 horas), con un gasto de inyección promedio de 300 ml/min de hidróxido de sodio al 47%.

A las 9 horas de estar inyectando NaOH la presión de la bomba comenzó a bajar, por lo cual se suspendió la inyección de NaOH y se empezó a inyectar agua para mantener la presión dentro del *tubing* y evitar su posible obstrucción. Al día siguiente se revisó la bomba y se observó que su diafragma y sello se encontraban perforados, por lo que se decidió suspender actividades, sacar el *tubing* a superficie y cerrar el pozo, dando por concluida la prueba el 16 de julio.

Durante toda la prueba, para el control del proceso de neutralización se realizaron mediciones de acidez del agua (pH) cada 30 minutos, y se tomaron muestras de líquido cada hora para determinar Na, Cl, Fe y pH. El gasto de inyección de la solución de NaOH varió entre 260 a 320 ml/min y la presión de inyección máxima fue de 165.7 barg (2400 psig), con el pozo produciendo 52 t/h a una presión en cabezal de 58 barg (850 psig).

Para evitar fallas en el suministro de energía eléctrica, se instaló un generador portátil que sin embargo no fue preciso utilizar.

Resultados e interpretaciones

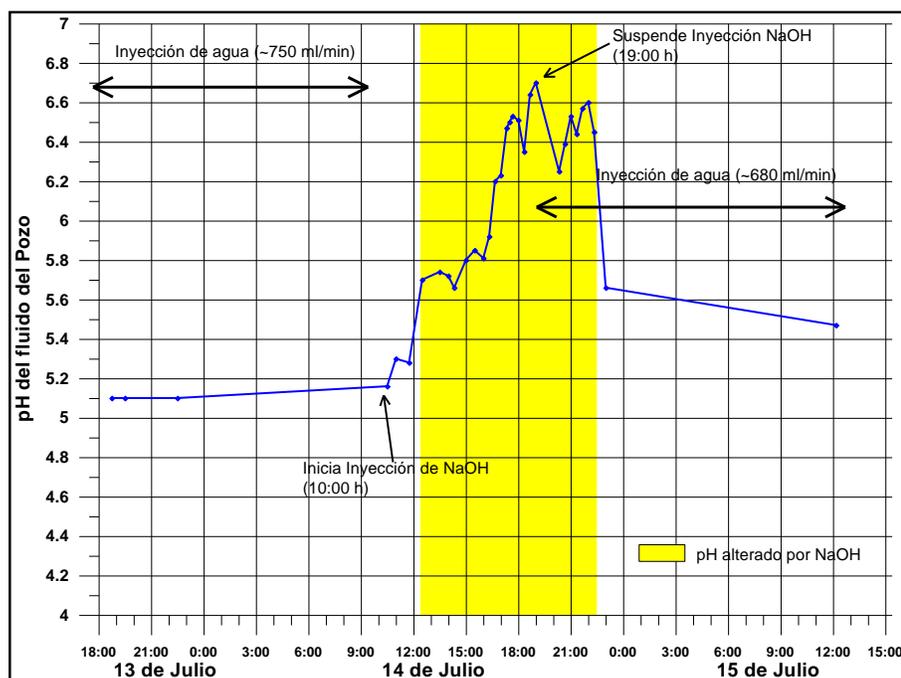


Fig. 1. Comportamiento del pH durante la prueba de neutralización.

una drástica disminución en el contenido de hierro (de 3.2 a 0.4 ppm) debido a la inyección de esta última. Esto confirma que la inyección de hidróxido de sodio reduce la corrosión del acero de las tuberías del pozo.

La Figura 3 muestra la evolución en el contenido de cloruros y sodio en los fluidos del pozo durante la misma prueba. El contenido de cloruros también presenta una fuerte reducción de 55 a 15 ppm, mientras que,

En la Figura 1 se presenta de manera gráfica la variación del pH con respecto al tiempo durante la prueba de inyección de la solución de NaOH, apreciándose que después de estabilizar el gasto de inyección el fluido del pozo se mantuvo durante 5 horas en un pH promedio de 6.5 con valores mínimos de 6.2 y máximos de 6.7. Debido a los problemas mencionados en la bomba de inyección, no fue posible disminuir el gasto de inyección para determinar el control que se podría tener sobre el sistema.

La Figura 2 muestra la variación en el contenido de hierro durante la prueba, tanto durante la inyección de agua como durante la inyección de la solución de NaOH. Se observa

como era de esperar, el contenido de sodio se eleva de un máximo de 10 a un máximo de 78 ppm, volviendo a bajar cuando se suspende la inyección de NaOH.

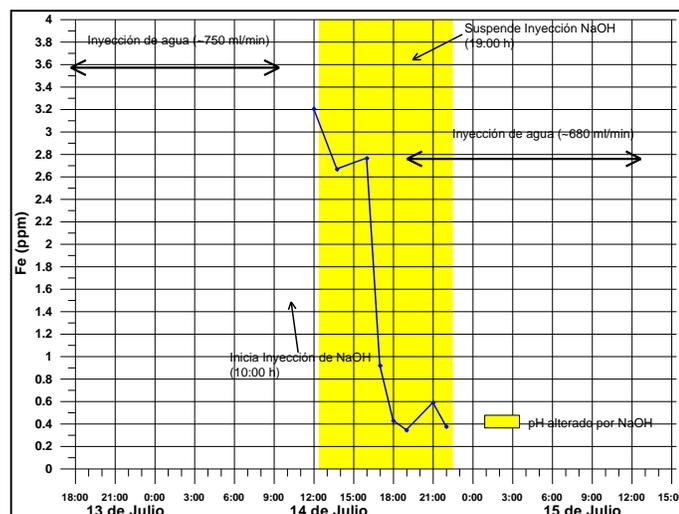


Fig. 2. Comportamiento del Fe durante la prueba de neutralización.

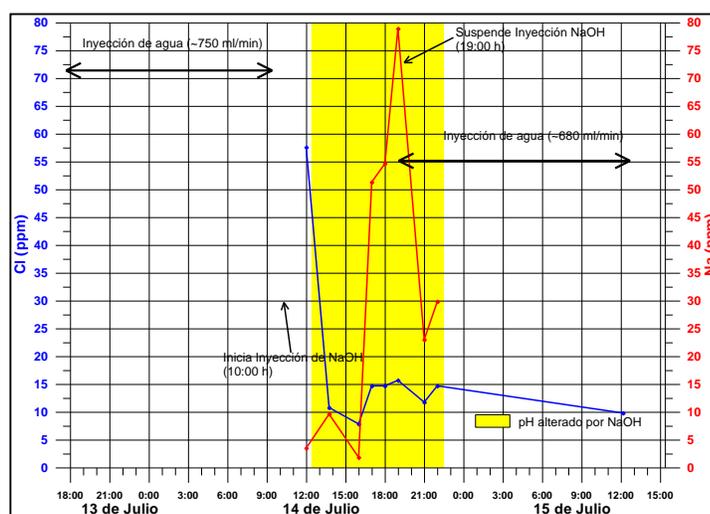


Fig. 3. Comportamiento del Cl y del Na durante la prueba de neutralización.

El pH medido antes y después de la prueba no significa que el aumento de pH se haya debido a un cambio en la composición química del fluido, sino que obedece más bien al periodo de estabilización del fluido del pozo, ya que en ocasiones anteriores después de 48 horas de estar fluyendo el pozo, se registran valores de pH cercanos a 3.7.

Es de recalcar que el proceso de neutralización en este pozo parece ser sumamente sensible. Como se observa en la Figura 4, al suspenderse la inyección de NaOH el pH vuelve a bajar en sólo 4 horas, que es aproximadamente el tiempo que tarda en llegar el agua al punto de inyección a través del *tubing*.

Lo anterior confirma que técnicamente se puede elevar el pH ácido del pozo H-43 al valor necesario para integrarlo a la producción comercial sin riesgos de corrosión, y que además se puede mantener este valor en el tiempo, siempre que se cuente con un adecuado sistema de inyección de neutralizador. De la actual prueba se determinó un gasto máximo de 320 ml/min con una concentración del 47% de NaOH.

Los análisis de contenido de hierro en el fluido producido por el pozo indican que en condiciones de neutralización el contenido de hierro es de aproximadamente 0.35 ppm, mientras que en condiciones de acidez llega hasta 3.2 ppm. Considerando una producción total de 50 t/h, con esta diferencia en el contenido del hierro puede inferirse que si el fluido no es neutralizado se corroerían las tuberías de ademe del pozo a razón de unos 130 kg de hierro diarios, es decir unas cuatro toneladas al mes. Es evidente que las tuberías del pozo quedarían inutilizables en menos de un mes con una producción continua de 50 t/h. Por ello, el sistema de neutralización que se instale finalmente deberá ser continuo y provisto de mecanismos de respaldo para evitar su interrupción.

Relación beneficio/costo

Los costos aproximados directos de la prueba de neutralización incluyendo los equipos del sistema de neutralización propuesto y los gastos del neutralizador (NaOH) fueron de unos 1.4 millones de pesos (108 mil dólares americanos al tipo de cambio de esas fechas). La perforación del pozo, incluyendo tuberías de ademe y cabezal, costó en números redondos 70 millones de pesos (5.43 millones de dólares americanos). Por lo tanto, la inversión del pozo más el sistema de neutralización resultaría en 71.4 millones de pesos, sin

considerar otros costos como instalaciones superficiales (separador, vaporductos, casetas), ni el suministro de energía eléctrica, gastos de personal ni movimiento de equipos (malacate).

La producción de vapor del pozo H-43 es, como se midió en su apertura, de 50 t/h de vapor en números cerrados. En términos energéticos esta producción de vapor equivale a una generación eléctrica de 3.8 MW, considerando un consumo específico promedio de 13 t/h por MW, que es el actual en las unidades a contrapresión que operan en el campo de Los Humeros. Si el costo del MWh generado es de 650 pesos (50.4 dólares americanos) según la metodología de cálculo de proyectos de la Unidad de Inversiones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, los ingresos anuales por la energía eléctrica producida por este pozo serían de 21.6 millones de pesos.

Para el cálculo del valor presente neto se consideró una tasa de descuento del 12%, y se tomó en cuenta el consumo anual de NaOH, considerado como mantenimiento al pozo. El ingreso a valor presente por venta de energía durante diez años es de unos 109.8 millones de pesos. Por lo tanto, la relación beneficio-costos resulta ser de 1.5, recuperándose la inversión inicial de 71.4 millones de pesos en poco menos de cinco años.

Conclusiones

La inyección en el pozo H-43 de 320 ml/min de NaOH, en promedio, permitió que el pH del fluido producido por este se incrementara de 5.3 a 6.8, y que la concentración de Fe en el mismo fluido se redujera de 3.2 ppm a 0.35 ppm. Por lo tanto, la prueba de neutralización permite concluir que técnicamente este pozo puede integrarse a la producción comercial mediante un sistema continuo de neutralización, sin riesgo de corrosión para las tuberías de ademe ni para los equipos superficiales.

La inversión realizada en este pozo, incluyendo su costo de perforación, de la prueba y del sistema propuesto, es de unos 71.4 millones de pesos. Pero los ingresos por la venta de la energía eléctrica que se podría generar con el vapor producido por el pozo son de unos 20.8 millones de pesos anuales, que a valor presente neto durante diez años suman 109.8 millones de pesos. Por tanto, se obtiene una relación beneficio-costos de 1.5 y se recupera la inversión total en cinco años.

Agradecimientos

Un reconocimiento al personal de la Residencia de Los Humeros, Pue., a las áreas de geoquímica, yacimientos, mediciones y suministro de vapor, por su participación entusiasta en el desarrollo y seguimiento de las actividades.

Referencias

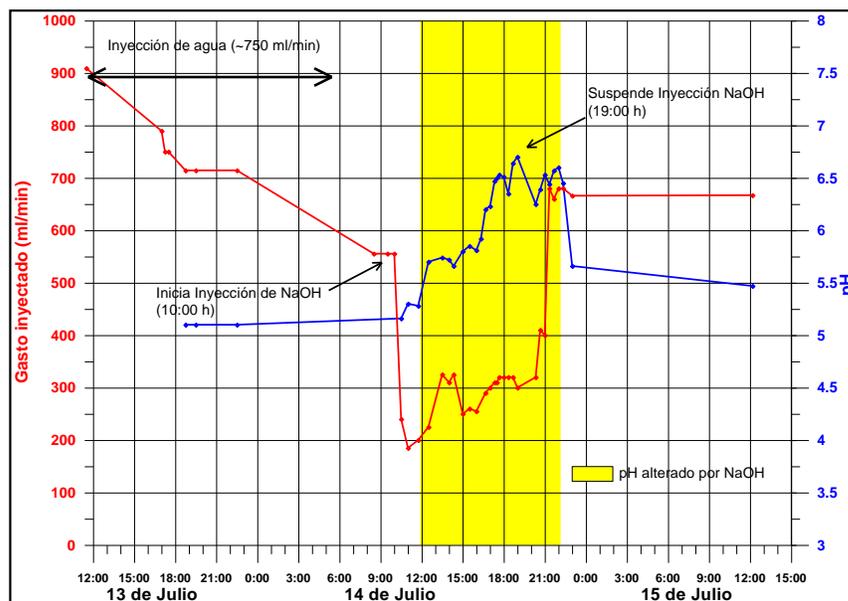


Fig. 4. Volumen inyectado al pozo (curva roja) y variación del pH del fluido producido (curva azul).

- CFE, 2010. Base de datos GManager del Campo Geotérmico Los Humeros, Pue. Inédito.
- Cruz, I. y R. Tovar, 2008. Evaluación preliminar de la cantidad de inhibidor de corrosión para la neutralización del fluido del H-43. CFE, Informe interno S/N de la Residencia de Los Humeros. Inédito.
- Martínez, M., 2008. Análisis de Declinación de Producción de los Pozos. CFE, Residencia de Los Humeros, Informe O-2159-019-R-03. Inédito.
- Ramírez, M. y M. Flores, 2008. Sistema de neutralización de ácidos para el campo geotérmico Los Humeros, Pue. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Informe DINYAC-006-2008. Inédito.
- Ramírez, M. y C. Miranda, 2008. Reporte de la visita al Campo Geotérmico de Miravalles en Costa Rica. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Informe DINYAC-014-2008. Inédito.
- Rocha, V.S., E. Jiménez y J. Arredondo, 2006. Propuesta para pozos de respaldo en el C.G. Los Humeros: H-41, H-42 y H-43. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Informe OGL-HM-01/06. Inédito.
- Rocha, V.S. y G. Ramírez, 2008. Informe de los resultados de la perforación del pozo H-43, Los Humeros Puebla. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Informe GG-HM-01-08. Inédito.
- Sánchez, M. y M.A. Torres, 2008. Análisis y diagnóstico de las pruebas durante la perforación del Pozo H-43 del Campo Geotérmico Los Humeros, Pue. CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Informe DINYAC-037-2008. Inédito.

Resumen de la evaluación 2010 de los recursos geotérmicos mexicanos de temperatura intermedia a baja

Eduardo R. Iglesias, Rodolfo J. Torres, J. Ignacio Martínez-Estrella y Neftalí Reyes-Picasso

Instituto de Investigaciones Eléctricas, Av. Reforma 113, Col. Palmira, 62490, Cuernavaca, Mor., México.
Correo: iglesias@iie.org.mx

Resumen

En 2003 publicamos nuestra primera estimación de los recursos geotérmicos mexicanos de temperatura intermedia a baja ($T \leq 200^{\circ}\text{C}$) con base en datos de 1358 manifestaciones superficiales identificadas en ese momento. Debido a falta de información en uno o más parámetros relevantes, como coordenadas geográficas, temperatura de muestra o del yacimiento, etc., dicha evaluación incluyó aproximadamente 30% de las manifestaciones identificadas. Desde entonces nuestro grupo incrementó significativamente la cantidad de la información en la base de datos, mediante compilación de datos de diferentes fuentes y trabajo de campo. Posteriormente desarrollamos una base de datos relacional y la implementamos en un Sistema de Información Geográfica (SIG). En este trabajo presentamos un resumen de nuestra evaluación 2010 de los recursos geotérmicos mexicanos de temperatura intermedia a baja resultante de nuestra base de datos actualizada, que incluye 2361 manifestaciones geotérmicas. Como en la versión precedente, utilizamos el método volumétrico y simulaciones Montecarlo para estimar los recursos geotérmicos y sus correspondientes incertidumbres para cada sistema geotérmico identificado. Estos sistemas geotérmicos frecuentemente incluyen más de una manifestación superficial, lo que incrementa la confiabilidad de las correspondientes estimaciones. En total estimamos los recursos de 918 sistemas geotérmicos que incluyen 1797 manifestaciones superficiales (como anteriormente, un porcentaje significativo de las manifestaciones identificadas carecen de información relevante), localizados en 26 de los 32 estados del país. En la mayoría de los casos estos recursos serían clasificados como 'recursos inferidos' en la terminología utilizada en el Código Geotérmico Australiano. A continuación, calculamos los recursos geotérmicos agregados de cada estado, mediante la 'suma Montecarlo' de las energías térmicas de los sistemas geotérmicos correspondientes. Finalmente, estimamos los recursos geotérmicos agregados de México, mediante la 'suma Montecarlo' de los recursos estimados para cada uno de los 918 sistemas geotérmicos identificados. Con la distribución estadística resultante estimamos que la energía térmica agregada correspondiente a los 918 sistemas geotérmicos se encuentra entre 1168 EJ y 1274 EJ con 90% de confianza. La distribución estadística de las temperaturas de yacimiento inferidas (conservadoramente) indica que 5% de los sistemas tiene temperaturas entre 151 y 208°C, 40% de los sistemas tienen temperaturas entre 102 y 151°C, 50% de los sistemas tienen temperaturas entre 60 y 102°C y 5% de los sistemas tienen temperaturas entre 36 y 60°C. Estos recursos contienen cantidades masivas de energía térmica con temperaturas apropiadas para una variedad de aplicaciones directas de calor y para generación eléctrica. Son potencialmente importantes para la economía de al menos 26 estados. Cabe destacar que este trabajo no incluye ningún intento para estimar el factor de recuperación de los recursos estimados.

Palabras clave: México, potencial geotérmico, recursos de temperatura media a baja, método volumétrico, método Montecarlo, Sistemas de Información Geográfica.

Summary of the 2010 assessment on medium- to low-temperature geothermal resources in Mexico

Abstract

In 2003 we published our first assessment of the medium- to low-temperature ($T \leq 200^{\circ}\text{C}$) Mexican geothermal resources. The assessment was based on a database of 1,358 geothermal manifestations (surface manifestations, *e.g.* springs, fumaroles, water wells, etc.) identified at that time. Due to a lack of information on one or more relevant parameters, such as geographical coordinates, reservoir or surface temperatures, types of fluid, etc., that assessment included only about 30% of the geothermal manifestations in the database. Since then our group has increased significantly the amount of information in the database, using field work and data compilation from different sources. We have developed a database linked with a Geographical Information System (GIS). This work presents an updated assessment of the medium- to low-temperature Mexican geothermal resources based on our current database, which includes 2,361 geothermal manifestations. As before, we have relied on the volume method and Montecarlo simulations to estimate geothermal resources and their uncertainties for each identified geothermal system. These geothermal systems very often include more than one geothermal manifestation, generally increasing the reliability of the individual estimations. In all, we estimated the geothermal resources of 918 individual geothermal systems which included 1,797 geothermal manifestations (as before, a significant fraction of the identified manifestations lack relevant information) located in 26 of the 32 Mexican States. In most cases these resources would be classified as “inferred resources”, according to the *Australian Geothermal Code*. We then added the inferred thermal-energy statistical distributions of the 918 geothermal systems by Montecarlo simulation, obtaining the total estimated geothermal resources of the 26 Mexican States and its uncertainty. With the resulting statistical distribution, we estimated the total-thermal energy stored in the 918 geothermal systems lies between 1,168 EJ and 1,274 EJ, with 90% confidence. The statistical distribution of the (conservatively) inferred reservoir temperatures indicates that 5% of these systems have temperatures between 151 and 208°C, 40% of these systems have temperatures between 102 and 151°C, 50% of these systems have temperatures between 60 and 102°C, and 5% of these systems have temperatures between 36 and 60°C. These resources contain massive amounts of thermal energy that could be used in a wide variety of direct applications and power generation projects. Potentially they are important for the economy of 26 of the 32 Mexican States. This work does not include any attempt to estimate the recuperation factor of the estimated resources.

Keywords: Mexico, geothermal potential, medium- to low-temperature resources, volume method, Montecarlo method, Geographic Information Systems.

Antecedentes

Debido a sus particulares y complejas condiciones geológico-estructurales, México cuenta con abundantes recursos geotérmicos. Un porcentaje significativo de los mismos es de alta temperatura ($T > 200^{\circ}\text{C}$) y está siendo explotado en cuatro campos geotérmicos: Cerro Prieto (BC), Los Azufres (Mich.), Los Humeros (Pue.) y Las Tres Vírgenes (BCS). Se espera que el campo geotérmico de Cerritos Colorados, Jal., que tiene un potencial de 75 MWe, entre en operación en el corto plazo. Además, varios prospectos de alta temperatura se encuentran en diferentes etapas de exploración o evaluación. La situación es muy diferente para los recursos de temperatura intermedia a baja ($T < 200^{\circ}\text{C}$), que están seriamente sub-explotados, siendo la balneología su mayor aplicación. En el actual escenario energético es importante para México contar con información acerca de este abundante recurso.

En 2003 nuestro grupo publicó una primera evaluación de los recursos geotérmicos mexicanos de temperatura intermedia a baja (Iglesias y Torres, 2003), que partió de datos publicados por Torres Rodríguez *et al.* (1993) en los que se identificaban 1,538 manifestaciones superficiales (manantiales, fumarolas, pozos de agua, etc.). Recientemente publicamos una versión mucho más detallada del trabajo mencionado, en la

que se desglosaron los recursos geotérmicos agregados de 20 estados de la República Mexicana (Iglesias y Torres, 2009).

A través de varios años nuestro grupo incrementó significativamente la cantidad de información contenida en nuestra base de datos, mediante trabajos de campo y compilación de datos de diferentes fuentes. También desarrollamos una nueva base de datos relacional (Torres *et al.*, 2005) y la ligamos con un sistema de información geográfica (Martínez Estrella *et al.*, 2005). En este trabajo presentamos una evaluación actualizada de los recursos geotérmicos mexicanos de temperatura intermedia a baja, efectuado a partir de nuestra base de datos actual que contiene 2361 manifestaciones superficiales. La Figura 1 ilustra su distribución geográfica, y la ubicación de los cuatro campos geotérmicos actualmente explotados.

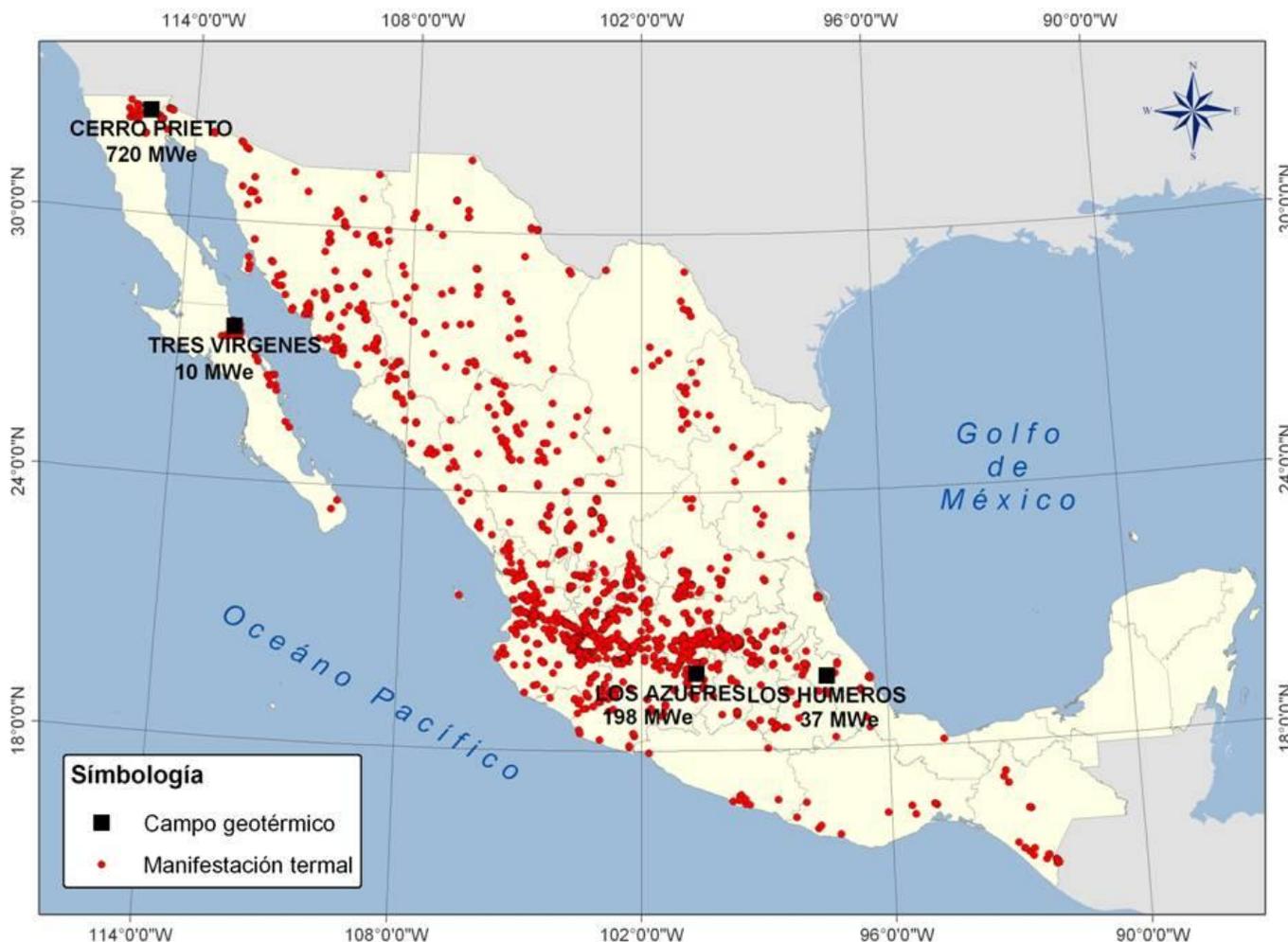


Fig. 1. Distribución geográfica de las manifestaciones geotérmicas superficiales identificadas en la base de datos.

Método

En este trabajo se adoptó el método volumétrico para la evaluación de los recursos. Con este método se estima la cantidad de calor presente en un determinado volumen de roca y agua como (e.g. Brook *et al.*, 1978)

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

donde q_R es la energía térmica en el reservorio, en kJ, ρ_C el calor específico volumétrico de la roca más agua ($2,700 \text{ kJ/m}^3\text{°C}$), A el área del reservorio (m^2), h el espesor del reservorio (m), T la temperatura media del reservorio (°C), y T_{ref} es la temperatura de referencia (temperatura media anual local, °C). El calor específico volumétrico se calculó suponiendo que el correspondiente a la roca es $2,500 \text{ kJ/m}^3\text{°C}$ y que la porosidad del reservorio es 15%. Como la mayor parte del calor está contenida en la roca (e.g., Grant *et al.*, 1982), esta estimación depende sólo débilmente de la magnitud supuesta para la porosidad. Cabe destacar que este trabajo no incluye ningún intento para estimar el factor de recuperación de los recursos estimados.

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

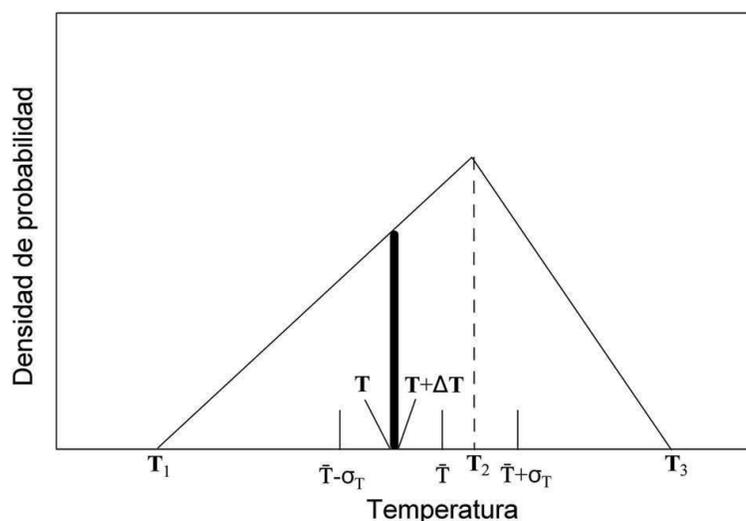


Fig. 2. Ejemplo de cálculo de variables de temperatura

Para determinar la incertidumbre en estos estimadores, asignamos a cada variable en el lado derecho de la ecuación (1) una distribución estadística triangular, que representa nuestro juicio subjetivo de la verdadera distribución. La Figura 2 presenta un ejemplo con la variable T . Los parámetros de la Figura 2 se definen como: T_1 = temperatura mínima del yacimiento; T_2 = temperatura más probable del yacimiento; y T_3 = temperatura máxima del yacimiento. En la figura se muestran también \bar{T} , la media de la distribución, y σ_T , su desviación estándar. El área de la banda oscura representa la probabilidad de que la temperatura característica del reservorio se encuentre entre T y $T+\Delta T$.

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

Después de computar las distribuciones de energía térmica para las 918 localidades geotérmicas individuales incluidas en esta evaluación, calculamos a partir de las mismas la distribución de la energía térmica total correspondiente a todas las localidades de cada estado del país. Este problema es intratable analíticamente (e.g., Natheson, 1978). Por ello utilizamos nuevamente el método de Montecarlo para computar la densidad de probabilidad de la energía térmica total de cada estado. Esto requirió primero ajustar densidades de probabilidad analíticas a los 918 histogramas estimados para las energías térmicas de las localidades consideradas, y después correr una simulación Montecarlo con las correspondientes a cada entidad. Con estas densidades de probabilidad, inferimos intervalos de confianza para evaluar la incertidumbre asociada con la energía térmica total de cada estado. Similarmente, estimamos el valor agregado de la energía térmica

correspondiente a los veinte estados corriendo una simulación de Montecarlo con las 918 distribuciones de energía térmica de las localidades geotérmicas en estas entidades.

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

Datos e hipótesis para la estimación de las reservas

Obtuvimos los datos necesarios de nuestra base de datos, que contiene información detallada acerca de 2361 manifestaciones geotérmicas superficiales con temperaturas de muestra mayor de 28°C. Para cada manifestación la información incluye un código de identificación alfanumérico, coordenadas geográficas, estado, municipio, nombre local, temperatura de la muestra, flujo de calor, seis códigos descriptivos (listados más abajo) y temperatura de yacimiento inferida por cinco geotermómetros. Los códigos descriptivos indican: (1) tipo de fluido, (2) tipo de manifestación superficial, (3) fuente de calor inferida, (4) clase de temperatura de yacimiento basada en el geotermómetro de sílice, (5) tipo de sistema geotérmico y (6) edad geológica de la zona productiva.

Área del yacimiento

Es difícil obtener áreas de yacimiento precisas, aun en campos bien estudiados y ampliamente perforados. Cuando la única evidencia de la existencia de un yacimiento geotérmico es una sola manifestación superficial, asignamos a la misma un área más probable $A_2 = 2.688 \text{ km}^2$, definida por un círculo de radio igual a 925 m. También asignamos un área mínima $A_1 = 0.5A_2$ y un área máxima $A_3 = 1.5A_2$. La experiencia internacional (e.g., Brook *et al.*, 1978) indica que estas son hipótesis razonables.

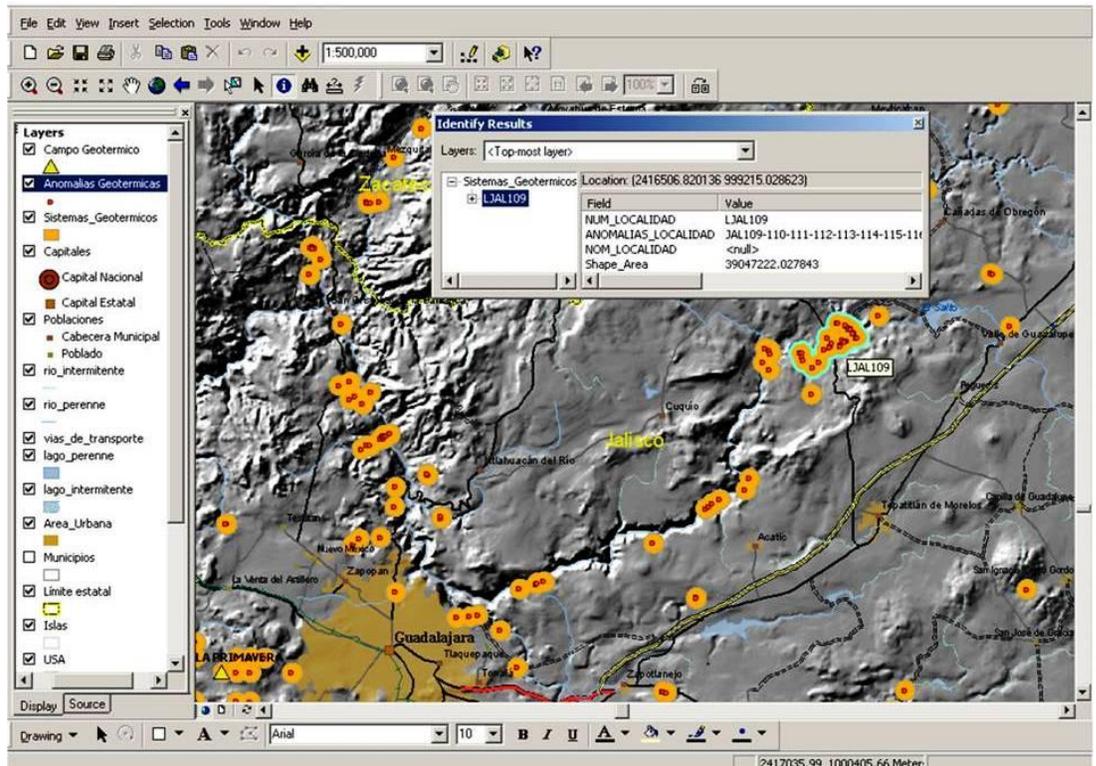


Fig. 3. Ejemplo de área de una localidad geotérmica (polígono en verde) en la que se identificaron varias manifestaciones (puntos en rojo).

Cuando las áreas más probables de manifestaciones geotérmicas vecinas se superponen (e.g., Figura 3) tomamos como el área más probable de la correspondiente localidad geotérmica el área del polígono resultante. Y como antes, asignamos un área mínima $A_1 = 0.5A_2$ y un área máxima $A_3 = 1.5A_2$. Las áreas de los polígonos fueron computadas automáticamente con el SIG desarrollado por nuestro grupo.

Temperatura de yacimiento

Para asignar valores a T_1 , T_2 y T_3 para cada localidad, establecimos las siguientes reglas: (a) T_1 = al máximo de todas las temperaturas de muestra en la localidad; (b) si la temperatura indicada por cualquiera de los geotermómetros es menor que T_1 , no incluir dicho(s) geotermómetro(s); (c) si después de este filtrado quedan menos de dos geotermómetros en la localidad, no tomarla en consideración; (d) T_2 = promedio entre todos los geotermómetros restantes en la localidad más temperaturas de muestra; (e) T_3 = temperatura máxima indicada por los geotermómetros disponibles. Nótese que nuestras estimaciones de la temperatura más probable del yacimiento están sesgadas hacia temperaturas más bajas, debido a la inclusión de las temperaturas de muestra en el promedio descrito en (d). Hemos adoptado esta aproximación conservadora para prevenir posibles estimaciones demasiado optimistas de la temperatura de yacimiento.

Espesor del yacimiento

Por simplicidad hemos supuesto espesores uniformes sobre toda el área del yacimiento. Siguiendo a Brook *et al.* (1978) las estimaciones de esta caracterización incluyen la energía térmica hasta una profundidad máxima de 3 km, que conservadoramente es lo que puede explotarse tecnológicamente y económicamente en forma razonable en la actualidad. Debido a esto, se supone que la profundidad del fondo del yacimiento es de 3 km, a menos que exista evidencia que sugiera profundidades menores. Si datos de levantamientos geofísicos o de perforación proveen alguna indicación de la cima del yacimiento, esos datos fueron utilizados para estimar el espesor. De otro modo, se supusieron profundidades hasta la cima del yacimiento de: mínima 0.5 km,

máxima 2 km y más probable 1.5 km. Las profundidades de cimas de yacimientos en sistemas geotérmicos con perforaciones extensas están típicamente en dicho rango.

Por lo antedicho, nuestras estimaciones estándar de espesor son $h_1 = 1,000$ m, $h_2 = 1,500$ m y $h_3 = 2,500$ m. Conviene notar que para la mayoría de los yacimientos las incertidumbres en cuanto a espesor son pequeñas comparadas con las del área respectiva (Brook *et al.*, 1978).

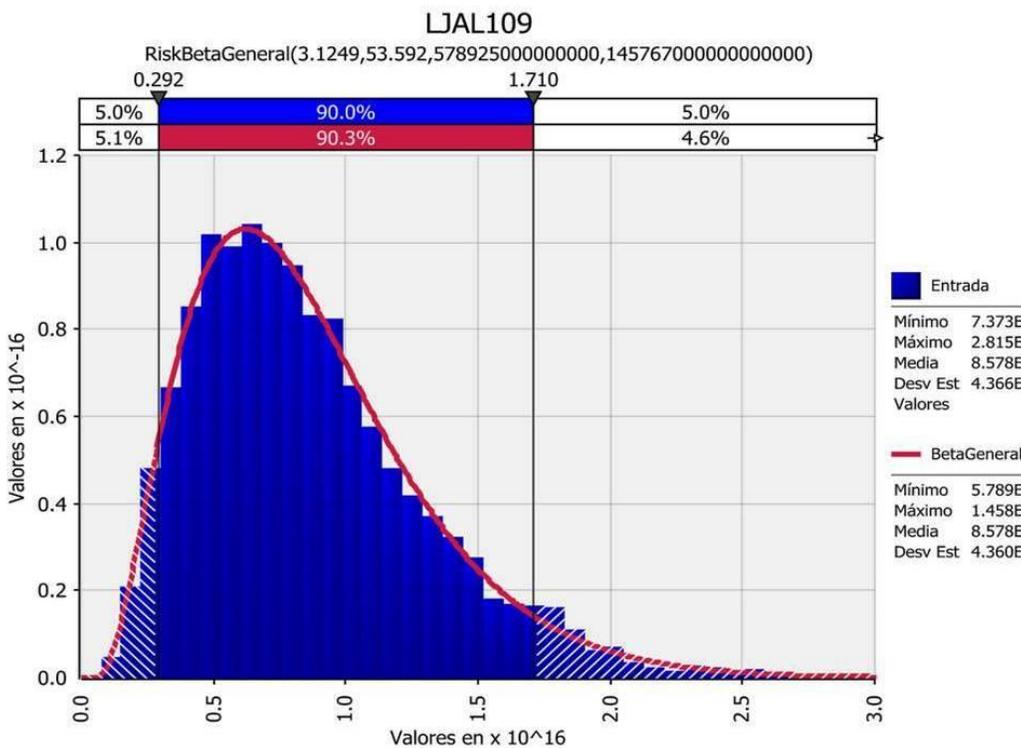


Fig. 4. Ejemplo de densidad de probabilidad para la energía térmica de la localidad geotérmica LJAL109 (energía en kJ).

Temperatura de referencia

Para las temperaturas de referencia mínima, más probable y máxima adoptamos promedios anuales de largo plazo para el estado correspondiente, publicados por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI, 2009) en su página web.

Resultados y discusión

Una fracción significativa (23.89%) de las 2361 manifestaciones geotérmicas superficiales en nuestra base de datos carecen de uno o más parámetros necesarios para estimar sus correspondientes energías térmicas de acuerdo a las reglas descritas en la sección precedente. Por ello sólo 1797 manifestaciones superficiales fueron utilizadas para la presente estimación. En la mayor parte de los casos nuestras estimaciones deben ser consideradas como ‘recursos inferidos’.

Usando los criterios de la sección precedente encontramos que las 1797 manifestaciones pueden agruparse en 918 localidades geotérmicas, localizadas en 26 de los 32 estados mexicanos. Para cada una de las 918 localidades nuestras simulaciones Montecarlo generaron distribuciones de probabilidad para la correspondiente energía térmica, y los parámetros estadísticos mencionados en secciones precedentes. Como un ejemplo de estos resultados, la Figura 4 presenta la distribución correspondiente al sistema geotérmico LJAL109, que incluye 36 manifestaciones superficiales.

La Tabla 1 resume nuestros resultados para la densidad de probabilidad de la energía térmica agregada de todas las localidades en cada Estado. Las temperaturas medias conservadoramente estimadas para las localidades varían entre 36 y 208°C.

Estas temperaturas son potencialmente útiles para una cantidad de aplicaciones en el entorno económico de México, como secado de frutas, cereales y bloques de cemento; evaporación de leche; calor de proceso para las industrias textil, papelera, azucarera, cervecera, etc.; invernaderos; cría de peces; y balnearios. Los sistemas de temperaturas más altas podrían ser utilizados para la generación eléctrica y aplicaciones en cascada.

Como se mencionó, también estimamos la densidad de probabilidad correspondiente a la energía térmica agregada de las 918 localidades geotérmicas. Estos resultados se ilustran en la Figura 5. La energía térmica agregada de las 918 localidades está entre 1168 EJ y 1274 EJ con 90% de confianza. Las estadísticas principales de

Estado	# de sistemas	# de manifestaciones	Energía térmica e intervalo 90%(EJ)		
			5%	Media	95%
Aguascalientes	16	49	22.111	28.422	35.618
Baja California	17	47	2.757	4.044	5.517
Baja California Sur	28	38	26.720	31.590	36.883
Chiapas	15	26	19.457	26.093	34.046
Chihuahua	24	56	25.861	29.938	34.420
Cohauila	12	17	12.034	15.270	18.912
Colima	3	4	1.662	2.981	4.576
Durango	47	54	34.119	37.955	42.117
Estado de Mexico	9	18	10.602	14.102	18.033
Guanajuato	89	146	123.112	135.806	149.202
Guerrero	10	10	4.585	5.908	7.510
Hidalgo	37	93	75.652	92.359	111.437
Jalisco	175	355	253.373	277.243	302.779
Michoacan	69	135	93.662	104.997	116.861
Morelos	6	10	5.480	8.170	11.353
Nayarit	69	134	100.865	115.551	131.387
Nuevo Leon	8	8	6.292	8.788	11.437
Oaxaca	11	12	6.615	8.442	10.445
Puebla	14	16	18.017	23.838	18.017
Queretaro	32	102	91.356	118.110	151.155
San Luis Potosi	25	45	27.438	33.442	39.908
Sonora	128	154	99.352	106.159	113.351
Tamaulipas	8	8	6.305	8.803	11.603
Tlaxcala	3	3	2.144	3.481	5.084
Veracruz	14	15	8.618	10.837	13.375
Zacatecas	49	76	62.366	72.042	83.079
TOTAL	918	1,631			

Tabla 1. Resumen de las energías térmicas estimadas en cada estado.

dicha distribución son: media = 1219 EJ, moda = 1215 EJ, mediana = 1218 EJ, desviación estándar = 32.33 EJ.

Estos recursos representan una cota inferior para los recursos geotérmicos de temperatura intermedia a baja de México, ya que (a) no fue posible estimar la energía térmica correspondiente al 23.89% de las manifestaciones geotérmicas catalogadas debido a la carencia de datos relevantes para las mismas; y (b) es posible que existan recursos no descubiertos todavía.

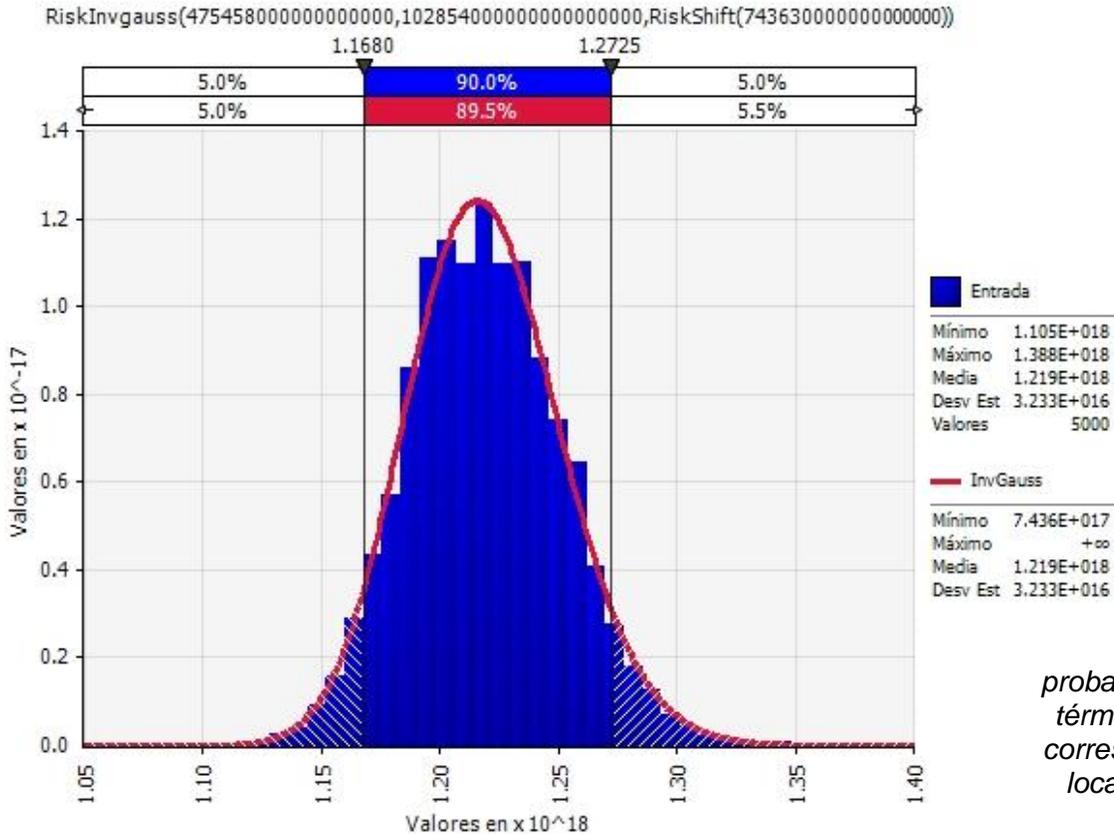


Fig. 5. Densidad de probabilidad de la energía térmica agregada (en kJ) correspondiente a las 918 localidades geotérmicas investigadas.

La Figura 6 presenta la distribución de las temperaturas de yacimiento más probables estimadas para los 918 sistemas geotérmicos, que cubren un rango de 36 a 208°C. De acuerdo con la Figura 6, 5% de estos sistemas tienen temperaturas entre 151 y 208°C, 40% de ellos tienen temperaturas entre 102 y 151°C, 50% tienen temperaturas entre 60 y 102°C y el 5% restante de estos sistemas tiene temperaturas entre 36 y 60°C.

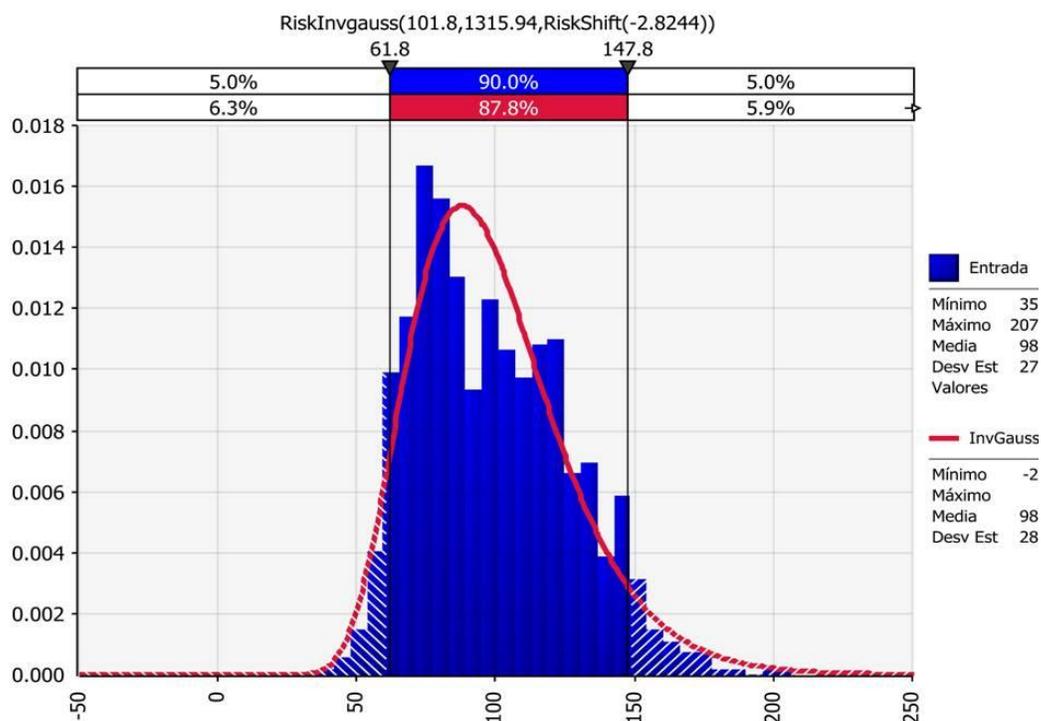
Sumario y conclusiones

Hemos estimado las energías térmicas correspondientes a 918 (76%) de las localidades geotérmicas de temperatura intermedia a baja de México, y las correspondientes incertidumbres.

Identificamos 1797 manifestaciones geotérmicas superficiales, agrupadas en 918 sistemas geotérmicos, con suficientes datos como para estimar las energías térmicas asociadas a los mismos. Los 918 sistemas se localizan en 26 de los 32 estados mexicanos. Estimamos las energías térmicas y los correspondientes intervalos de 90% de confianza para los 918 sistemas. La energía térmica media estimada de estos sistemas está en el rango de 2.98 a 277.24 EJ. Con estos resultados estimamos los valores agregados de la energía térmica correspondiente a cada uno de los 26 estados mexicanos y sus incertidumbres. Estos resultados se presentan en la Tabla 1.

Estimamos también las energías térmicas agregadas de los 918 sistemas geotérmicos. Estas se encuentran en el intervalo 1168 – 1274 EJ con 90% de confianza. Esta estimación representa una cota inferior para los recursos geotérmicos de temperatura intermedia a baja, porque incorpora solamente el 76% de las manifestaciones superficiales catalogadas, y porque podrían existir otros recursos geotérmicos aún no identificados.

Fig. 6. Distribución de las temperaturas de yacimiento más probables estimadas para los 918 sistemas geotérmicos.



Nuestras las temperaturas de yacimiento más probables estimadas para los 918 sistemas geotérmicos cubren el rango 36-208°C. Cinco por ciento de estos sistemas tienen temperaturas entre 151 y 208°C, 40% de estos sistemas tienen temperaturas entre 102 y 151°C, 50% de estos sistemas tienen temperaturas entre 60 y 102°C y 5% de estos sistemas tiene temperaturas entre 36 y 60°C.

La magnitud de los recursos geotérmicos inferidos y de sus temperaturas asociadas es potencialmente importante para impactar positivamente el desarrollo económico de la República Mexicana.

Referencias

- Brook, C.A., R.H. Mariner, D.R. Mabey, J.R. Swanson, M. Guffanti and L.J.P. Muffler, 1978. Hydrothermal Convection Systems with Reservoir Temperatures $\geq 90^{\circ}\text{C}$. In: Muffler, L.P.J., *Assessment of Geothermal Resources of the United States – 1978*, Circular 790, US Geological Survey, pp. 18-85.
- Grant, M.A., I.G. Donaldson, and P.F. Bixley, 1982. *Geothermal Reservoir Engineering*. Chapter 3: Simple quantitative models. Academic Press, pp. 46-75.
- Iglesias, E.R. and R.J. Torres, 2003. Low- to medium-temperature geothermal reserves in Mexico: a first assessment. *Geothermics*, vol. 43, pp. 711-719.
- Iglesias, E.R. y R.J. Torres, 2009. Primera estimación de las reservas geotérmicas de temperatura intermedia a baja de veinte Estados de México. *Geotermia*, Vol. 22, No. 2, pp. 54-65.

- INEGI, 2009. Página web del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, México. <http://mapserver.inegi.gob.mx/geografia/espanol/estados/ags/temper-tot-mens.cfm>
- Martínez-Estrella, I., R.J. Torres and E.R. Iglesias, 2005. A GIS-based information system for moderate- to low-temperature Mexican geothermal resources. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, April 24-29, 2005, 8 p.
- Natheson, M., 1978. *Methodology of determining the uncertainty in accesible geothermal resource base of identified hydrothermal convection systems*. US Geological Survey Open-File Report 78-1003, 50 pp.
- Torres, R.J., J.I. Martínez-Estrella, and E.R. Iglesias, 2005. Database of Mexican medium- to low-temperature geothermal resources. *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, April 24-29, 2005, 4 pp.
- Torres-Rodríguez, V., V. Arellano-Gómez, R.M. Barragán-Reyes, E. González-Partida, J.J. Herrera-Franco, E. Santoyo Gutiérrez, y S. Venegas-Salgado, 1993. En: *Geotermia en México* (Ed. Vicente Torres-Rodríguez), Universidad Nacional Autónoma de México.

***GeoSteamNet*: Programa de cómputo para simular el flujo de vapor geotérmico de una red de vaporductos**

Mahendra P. Verma¹, Alfonso Aragón A.¹, Alejandro Ruiz L.² y Alfredo Mendoza C.²

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Av. Reforma 113, Col. Palmira, Cuernavaca, Mor., México. Correo: mahendra@ie.org.mx, ²Comisión Federal de Electricidad, Campo Geotérmico Los Azufres, Campamento Agua Fría, Michoacán, México.

Resumen

Se desarrolló un paquete de cómputo, *GeoSteamNet*, para simular el transporte del flujo de vapor en una red de vaporductos de un campo geotérmico. El movimiento del fluido se rige por los siguientes principios básicos: la conservación de la masa, el principio de movimiento lineal (segunda ley de Newton o las ecuaciones de Navier Stokes) y la primera y segunda leyes de la termodinámica. La segunda ley de la termodinámica permite definir la dirección de un proceso espontáneo, que está indirectamente validado en el algoritmo, debido a que el vapor fluye de alta a baja presión y el calor fluye de alta a baja temperatura. Las ecuaciones no lineales se resuelven con el método de Newton-Raphson. Utilizando el componente ActiveX *OrificeMeter*, se realizó el balance de masa para el flujo de vapor en las unidades de generación U-15 y U-16 del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., en febrero de 2009. La U-15 fue alimentada por los pozos productores AZ-04, Z-28, Z-30, AZ-65D, y AZ-66, mientras que los pozos AZ-28A, AZ-45, Z-56, Z-67 y AZ-69D estaban conectados a la U-16. La diferencia entre la cantidad de vapor recibida en las unidades y producida por los pozos respectivos está dentro de $\pm 4\%$, lo cual es aceptable para fines prácticos para el suministro de vapor, tomando en cuenta las incertidumbres en varios parámetros tales como la presión, la temperatura, la fluctuación de la presión en el cabezal del pozo, entre otros. Los resultados de la simulación de una red hipotética de vaporductos de un sistema geotérmico con dos pozos productores y una planta de generación de energía eléctrica ilustran la funcionalidad de *GeoSteamNet*, mostrando varios puntos importantes a destacar. Para una geometría específica de las redes de vaporductos sólo hay una cierta cantidad de masa (vapor) que puede ser transportado a una presión dada de los pozos y de la planta generadora. La construcción y modificación de una red de vaporductos son muy costosas y la producción de pozos geotérmicos responde a los factores de su naturaleza, por lo tanto, hay necesidad de realizar un estudio de tolerancia de cada componente de la red. Un estudio de simulación de la red de tuberías virtuales durante el diseño de la planta energía geotérmica puede ahorrar dinero, esfuerzo y tiempo.

Palabras clave: *GeosteamNet*, *OrificeMeter*, ISO-5167-2, red de transporte de vapor, simulación numérica, Los Azufres, *Visual Studio.NET*.

***GeoSteamNet*: A Computer Code to Simulate Geothermal Steam Flow in a Pipeline Network**

Abstract

A computer package, *GeoSteamNet*, was developed to simulate steam transport in a pipeline network of a geothermal field. The fluid motion is governed by the following basic principles: conservation of mass, linear momentum principle (Newton's second law or the Navier Stokes equations), and the first and second laws of thermodynamics. The second law of thermodynamics defines the direction of a spontaneous process, which is indirectly validated in the algorithm as vapor flows from high-to-low pressure, and heat flows from high-to-low temperatures. The nonlinear equations are solved with the Newton-Raphson method. Using the ActiveX component *OrificeMeter*, the steam-flow balance was calculated for power plants U-15 and U-16 in Los Azufres Geothermal Field, Mich., in February 2009. U-15 was fed by the production wells AZ-04, AZ-28, AZ-30, AZ-65D, and AZ-66, whereas wells AZ-28A, AZ-45, AZ-56, AZ-67, AZ-69D were connected to

U-16. The analytical error is within $\pm 4\%$, which is acceptable for practical purposes for steam-supply management, considering the uncertainties in parameters, such as pressure, temperature, pressure fluctuation at the wellhead, etc. The steam simulation results by *GeoSteamNet* for a hypothetical-pipeline network in a geothermal system with two production wells and a power plant illustrate its functionality. Several points need to be emphasized. For a specific geometry-pipeline network, there is only a certain amount of mass (vapor) that can be transported at a given pressure at the wellheads and the power plant. The construction and modification of a pipeline network is very expensive and the production of geothermal wells depends on many natural factors; therefore, there is need to conduct a tolerance study for each component of the network. A simulation study of the virtual-pipeline network for the design of a geothermal power plant can save money, effort, and time.

Keywords: *GeosteamNet*, *OrificeMeter*, ISO-5167-2, steam-transport network, numerical simulation, Los Azufres, *Visual Studio.NET*.

1. Introducción

La simulación numérica de sistemas con componentes naturales tales como las plantas generadoras de energía eléctrica a partir de los recursos geotérmicos es un problema complejo, debido a que las características de los pozos productores son controladas por los factores naturales. El conocimiento de la simulación numérica del flujo de vapor en una red de vaporductos del sistema geotérmico es vital para la racionalización y optimización del vapor utilizado en la transformación de energía térmica a la energía eléctrica (Ruiz *et al.*, 2010). Hay dos aspectos fundamentales para ser contemplados dentro de la simulación del transporte de vapor en la red de vapor ductos: a) la consistencia interna en los datos termodinámicos del agua y b) el algoritmo apropiado.

La tendencia reciente en la simulación numérica de los sistemas es implementar los componentes ActiveX para las bases de datos termodinámicos de las sustancias (Span, 2000). En consecuencia, Verma (2003, 2009) desarrolló los componentes ActiveX, *SteamTables* y *SteamTablesIIE* para las propiedades termodinámicas del agua, basado en la formulación IAPWS-95 (Wegner y Proß, 2002). En la simulación numérica de sistemas como el flujo de vapor en una red de tuberías del sistema geotérmico, los valores de las variables independientes (temperatura y presión) cambian de punto a punto. La malla espacial de una red de tuberías geotérmicas puede tener miles de puntos nodales. A través del proceso de iteración en el algoritmo de la red de vaporductos se establece el cálculo de las propiedades termodinámicas del agua varias veces, lo que hace el cálculo muy lento. Tomando éstos en cuenta, Verma (2010) implementó un control ActiveX *SteamTablesGrid* para acelerar el cálculo de las propiedades termodinámicas del agua hasta 200 veces más rápido.

Enormes esfuerzos se han hecho en el mundo entero para comprender los mecanismos de transporte de vapor en las redes de vaporductos de campos geotérmicos (García *et al.*, 2009). Esto ha resultado en el desarrollo de varios programas de cómputo: VapStat-1 (Marconcini y Neri, 1979), FLUDOF (Sánchez *et al.*, 1987), Sims.Net (TS&E, 2005), etc. Todos los programas fueron escritos para resolver un problema específico, pero no proporcionan resultados satisfactorios cuando se utilizan para diferentes condiciones de producción, incluso en el mismo campo. García *et al.* (2009) simularon el efecto de la topografía superficial de campo sobre el transporte de vapor en la red de vaporductos del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., con el uso de programas comerciales como Pipephase y Sims.Net. Ellos encontraron que el transporte de fluidos geotérmicos del cabezal del pozo a las unidades de generación a través de las redes de tuberías afecta directamente la cantidad de electricidad generada.

Un grupo de la NASA desarrolló un programa de cómputo denominado *Generalized Fluid System Simulation Program* (GFSSP) para calcular la presión y el flujo en las redes complejas de fluidos (Majumdar, 1999).

Verma y Arellano (2010) escribieron un programa de cómputo, PipeCalc en Visual Basic 6.0, para el flujo de vapor en una tubería utilizando el algoritmo de GFSSP, modificado para el flujo unidireccional. El método numérico para resolver las ecuaciones de la conservación de masa, momento lineal y energía es explicado por Patanker (1980) y Majumdar (1999).

En este artículo se presenta el desarrollo de un paquete de cómputo, *GeoSteamNet*, para la simulación del transporte de vapor en una red de vaporductos de un sistema geotérmico, escrito en Visual Studio.NET. Las propiedades termodinámicas del agua fueron calculadas a través de *SteamTablesGrid*. Se analiza una planta hipotética de un sistema geotérmico con dos pozos y una unidad de producción para ilustrar la aplicabilidad del paquete en el manejo y optimización del transporte de vapor.

2. Balance de vapor en el campo geotérmico de Los Azufres

El campo geotérmico de Los Azufres, Mich., cuenta actualmente con catorce unidades con una capacidad total instalada de generación de energía eléctrica de 188 MWe (García *et al.*, 2009). Los trabajos de ampliación de la capacidad productiva están aún en progreso. El campo se divide en dos partes: Tejamaniles en la zona sur (93 MW) y Marítaro en la zona norte (95 MW). La Figura 1 muestra la ubicación de los pozos productores y las unidades en la zona norte (Marítaro) del campo.

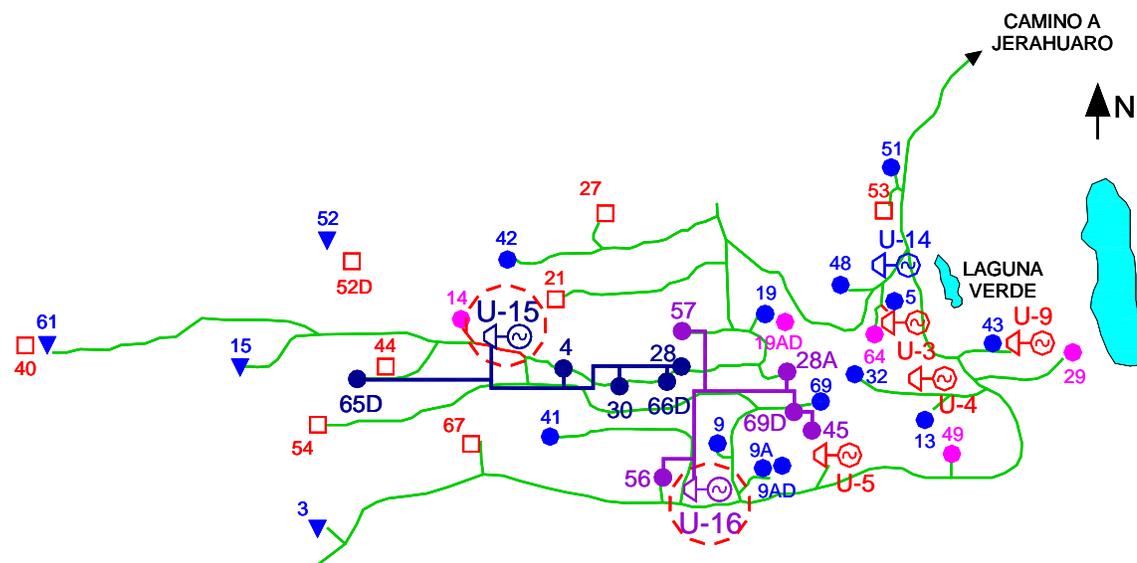


Fig. 1. Mapa de localización de la zona norte (Marítaro) del campo geotérmico de Los Azufres. Las unidades U-15 y U-16 están marcadas con círculos.

Se midió el caudal de vapor en las U-15 y U-16 y en los pozos productores conectados con ellas. La U-15 es alimentada por los pozos AZ-04, AZ-28, AZ-30, AZ-65D, y AZ-66, mientras que los pozos AZ-28A, AZ-45, AZ-56, AZ-67, y AZ-69D están conectados a la U-16 (Fig. 1).

La Tabla 1 presenta los datos medidos y los valores calculados del caudal de vapor para cada pozo y unidad. En el caso de la U-15, la producción total de vapor de los pozos conectados es 186.7 t/h, mientras que el vapor recibido en la unidad de generación es de 194.0 t/h. Hay una diferencia de 3.9%. Por otra parte, en el caso de la U-16, hay una diferencia de -2%. De acuerdo con lo anterior, el error global de las mediciones es de $\pm 4\%$. Desde el punto de vista práctico los resultados son satisfactorios. Sin embargo, las posibles razones de discrepancias son la incertidumbre en la medición de la presión y las condiciones del estado del vapor. El fluido geotérmico es separado en vapor y líquido en la boca de pozo. De esta manera, las condiciones de temperatura y presión del vapor en el cabezal del pozo caen dentro de la curva de saturación. De acuerdo con lo anterior, la medición de la presión o la temperatura es suficiente en el medidor de orificio del pozo; sin embargo, existe la necesidad de medir la temperatura y la presión en el medidor de orificio de la unidad.

Pozo o Unidad	Diámetro interno de tubería (m)	Diámetro de placa de orificio (m)	Presión aguas arriba de la corriente (Pa)	Diferencia de presión (m de columna Hg-Agua)	Caudal (t/h)
U-15 y pozos productores					
AZ-04	0.387	0.270	983855	0.056	37.8
AZ-28	0.387	0.1780	997644	0.218	32.5
AZ-30	0.387	0.270	1018328	0.041	32.8
AZ-65D	0.387	0.270	1011434	0.076	44.7
AZ-66	0.387	0.270	990749	0.058	38.8
Total de pozos					186.7
U-15	0.737	0.494	956276	0.142	194.0
U-16 y pozos productores					
AZ-28A	0.387	0.127	1094171	0.544	23.4
AZ-45	0.387	0.270	1018328	0.013	18.4
AZ-56	0.387	0.270	976960	0.107	52.0
AZ-67	0.387	0.270	1011434	0.023	24.6
AZ-69D	0.387	0.270	1011434	0.135	59.3
Total de pozos					177.7
U-16	0.737	0.494	956276	0.114	174.1

Tabla 1. Mediciones de flujo de vapor en las unidades U-15 y U-16, y en los pozos productores de cada unidad en la zona norte del campo geotérmico Los Azufres.

Además, las fluctuaciones de presión en el cabezal del pozo pueden estar asociadas con algún proceso de depósito y/o existencia de especies gaseosas en la fase de vapor. Del mismo modo, la medición de la diferencia de presión en la placa del medidor de orificio es crucial. Por ejemplo, un error de 0.002 m de columna de Hg de agua en la placa de orificio de las centrales eléctricas U-15 o U-16 es equivalente a 1 t/h.

3. Simulación de flujo de vapor: *GeoSteamNet*

El programa de cómputo *GeoSteamNet* desarrollado para la simulación numérica del transporte de vapor en las redes de vaporductos de los sistemas geotérmicos está escrito en Visual Studio.NET. Los datos termodinámicos de agua se calculan a partir del control ActiveX, *SteamTablesGrid* (Verma, 2010) en lugar del componente ActiveX, *SteamTables* (Verma, 2003). La versión preliminar del programa *PipeCalc* para calcular el flujo de vapor en una tubería fue escrito en Visual Basic 6.0 (Verma y Arellano, 2010). El programa *PipeCalc* se reescribió en Visual Studio.NET y se denominó como *PipeLine*. Se define una variable estructural para almacenar todos los parámetros de entrada y calculados para la tubería. Esto permite transformar los datos de la variable estructural en un control ActiveX cuando la funcionalidad del programa ha sido probada.

3.1. Transporte de vapor en una línea

La Figura 2 muestra un diagrama esquemático del elemento de volumen de control i entre los nodos i e $i-1$. Se considera una tubería horizontal de 1000 m, por lo que en realidad no hay inclinación en el elemento como se muestra en la figura. Todos los parámetros de entrada están dados en la Tabla 2.

Parámetro	Valor
Línea de tubería	
Longitud (m)	1000.0
Diámetro Interno (m)	0.3
Espesor (m)	0.005
Conductividad térmica ($W/m^2 K$)	80.2
Rugosidad (m)	2×10^{-7}
Aislante	
Espesor (m)	0.05
Conductividad térmica ($W/m^2 K$)	0.043
Coefficiente de transferencia de calor por convección	
Entre vapor y tubería ($W/m^2 K$)	30.0
Entre aislante y aire ($W/m^2 K$)	6.0
Flujo de entrada de vapor saturado	
Presión (Pa)	1.0×10^6
Caudal de flujo (kg/s)	10.0
Temperatura de Aire (K)	300.0
Tubería horizontal ($Z=0$)	

Tabla 2. Datos utilizados para la simulación del transporte de vapor en una línea.

Se realizó un cálculo preliminar con la variación de la longitud del segmento para 1.0, 10.0 y 100.0 m. No se observó diferencia apreciable en los resultados de la simulación usando longitudes de segmento de 1.0 y 10.0 m. De esta manera, se definió la división del vaporoducto en 100 elementos (es decir, una longitud de 10.0 m para cada segmento) para todas las simulaciones. La disminución de la longitud de un segmento aumenta la precisión en los valores calculados, pero también aumenta el tiempo de ejecución. Por lo tanto, siempre es útil realizar algunos cálculos preliminares con el objeto de optimizar los valores de los parámetros de entrada de acuerdo con los límites de confianza en la medición de estos parámetros. Esto puede acelerar los cálculos para obtener resultados confiables.

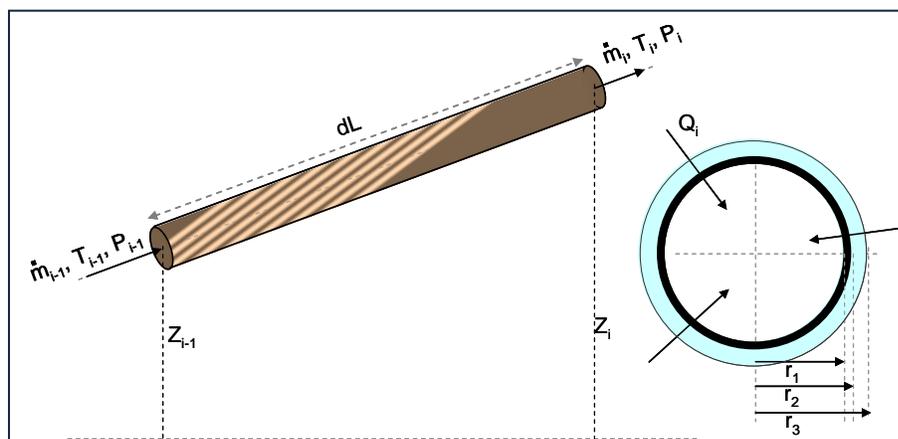


Fig. 2. Diagrama esquemático de elemento de volumen de control i de una tubería.

Notas: Las variables, T , P , Z , y \dot{m} representan la temperatura, la presión, la altitud y velocidad de flujo de masa en los nodos $i-1$ e i , respectivamente. La sección transversal del elemento muestra el valor positivo del flujo de calor Q_i . Los variables r_1 , r_2 y r_3 son los radios de la parte interior y exterior de la tubería, y la parte exterior del aislamiento del mismo, respectivamente.

La Figura 3(a) muestra el comportamiento de temperatura y presión a lo largo de la tubería considerando tres casos: i) no hay pérdida de calor por conducción-convección, ii) un aislamiento de 0.05 m de espesor de la tubería con los parámetros que se indican en la Tabla 2, y iii) pérdida máxima de calor (es decir, sin

aislamiento). Las condiciones de PT en el caso (i) se encuentran en la región de vapor sobrecalentado, mientras que las condiciones de P y T quedan dentro de la curva de saturación en los casos (ii) e (iii).

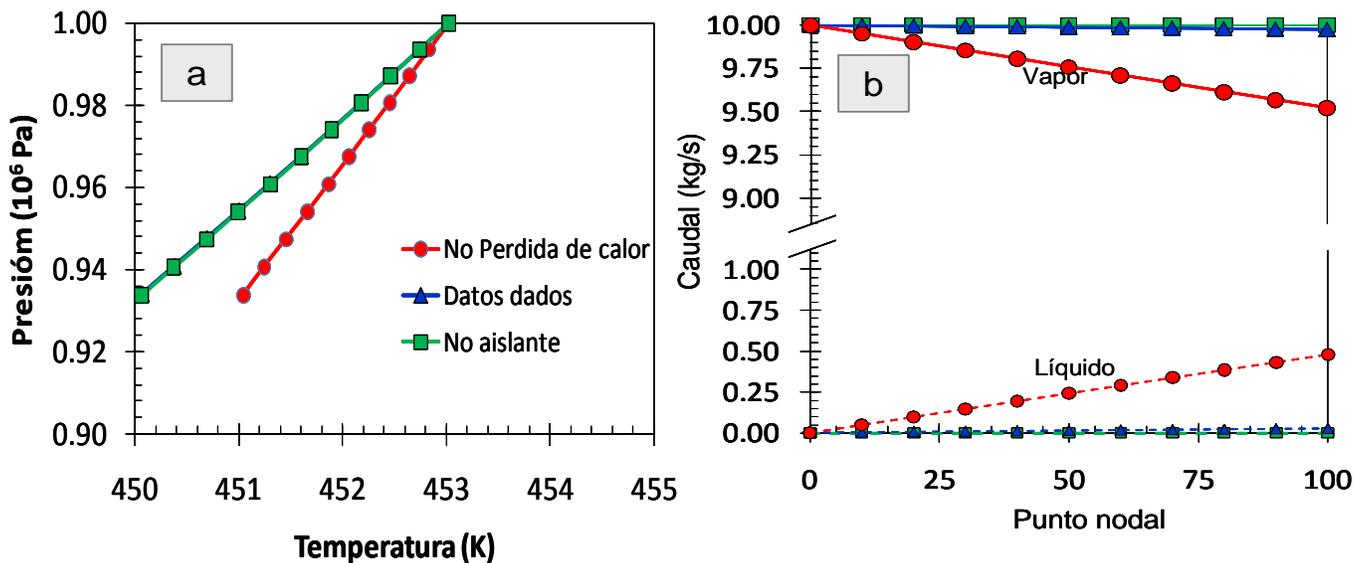


Fig. 3. Relaciones presión-temperatura y caudal-punto nodal.

(a) Relación entre la temperatura y la presión en una tubería, calculada con datos de la Tabla 1, para tres casos: i) no hay pérdida de calor por conducción-convección, ii) un aislamiento de 0,05 m de espesor de la tubería y iii) la pérdida máxima de calor (es decir, sin aislante sobre la tubería). Cuando no hay pérdida de calor a las condiciones de P y T quedan en la región de vapor sobrecalentado, de lo contrario quedan a lo largo de la curva de saturación de vapor líquido. (b) Cantidad de líquido y vapor a lo largo de la tubería para los tres casos.

La Figura 3(b) muestra la formación de agua a lo largo de la tubería durante el movimiento del vapor. Aunque el flujo de vapor es bastante rápido (aproximadamente 30 m/s), se forma una cantidad considerable de agua (alrededor de 5% en peso) a la salida de la tubería cuando esta no tiene aislamiento.

Muchas relaciones empíricas utilizadas en la mecánica de fluidos se basan en estudios de correlación de datos experimentales. Por ejemplo, el coeficiente de transferencia de calor por convección es altamente influenciado por las condiciones ambientales locales. Por lo tanto, es crucial la calibración del modelo numérico para un sistema real de estudio.

3.2. Transporte de vapor en una red de vaporductos

Para ilustrar la funcionalidad de *GeoSteamNet* se considera una red hipotética de vaporductos de un sistema geotérmico con dos pozos productores y una planta de generación de energía eléctrica, como se muestra en la Figura 4. Los pozos y las plantas están interconectados por medio de tres ductos que tienen los mismos parámetros geométricos.

GeoSteamNet está escrito para resolver un problema específico, pero la interfaz gráfica de usuario permite cambiar los valores de los parámetros de cada tubería, pozo y planta. Para agregar nuevos componentes en la red de vaporductos se requiere un conocimiento básico en programación. Sin embargo, está en construcción una interfaz gráfica de usuario a fin de que la documentación y el diseño de la red se hagan en forma gráfica y sencilla.

El procedimiento de cálculo utilizado en *GeoSteamNet* es el siguiente.

- a) *Definición del pozo para inicio del cálculo.* Un pozo que tiene una presión conocida puede ser considerado como punto de inicio del cálculo. En la red actual de vaporductos, la presión del pozo 1 es 1,100,000 Pa (Figura 4). Por lo tanto, se consideró éste como el punto inicial de cálculo.

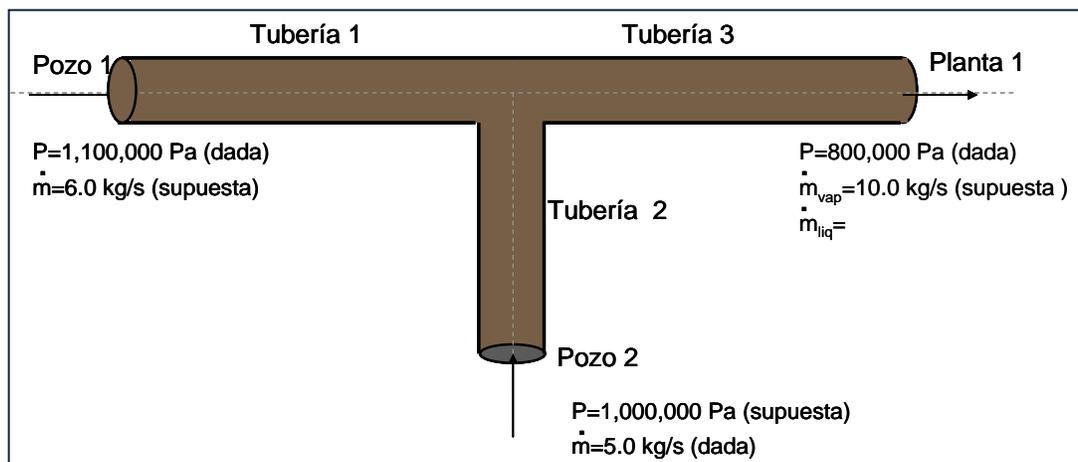


Fig. 4. Red hipotética de vaporductos de un sistema geotérmico con dos pozos productores y una planta de generación de energía eléctrica.

- b) *Suponer el valor de otros parámetros.* En los nodos fuente o demandas se requiere conocer la presión o caudal en una red de vaporductos. Si se conoce la presión se supone el caudal, y viceversa. Por ejemplo, la presión del nodo del pozo 1 es 1,000,000 Pa. Se supone un valor de caudal de 6 kg/s para iniciar el cálculo. Del mismo modo, se supone la presión de entrada del pozo 2 a 1,000,000 Pa. Se reduce considerablemente el tiempo de ejecución del programa con los valores supuestos al valor más cercano a la solución numérica. Sin embargo, el usuario puede asignar cualquier valor o dejarlo en blanco.
- c) *Cálculo y procedimiento de iteración.* Como se mencionó anteriormente, hay dos variables independientes entre la presión de entrada, la presión de salida y el caudal de flujo másico en una tubería. Por tanto, hay tres posibilidades para seleccionar las variables independientes: (i) la presión de entrada y el caudal, (ii) la presión de salida y el caudal, e (iii) la presión de entrada y la presión de salida. La clase *PipeLine* tiene un parámetro llamado *CalculationMethod* que se ha asignado entre 1 y 3 en función de cada situación.

En la red de vaporductos que se muestra en la Figura 4 el cálculo se inició en el pozo 1. Se calcula la presión de salida del tubo 1 considerando la presión dada de entrada y el caudal supuesto. Para el tubo 2 se asigna la presión de salida igual a la presión de salida calculada para el tubo 1. El cálculo se realiza teniendo en cuenta la presión de salida y el caudal. En el tubo 3 se calcula la presión de salida considerando la presión de entrada como la presión de salida en el tubo 1 y el caudal como la suma de los caudales de los tubos 1 y 2. El procedimiento consiste en iterar hasta que la presión de salida del tubo 3 es igual a la de la planta 1.

La Tabla 3 presenta los resultados de la simulación para dos escenarios: (a) cada tubería tiene los mismos parámetros que están dados en la Tabla 2 y (b) el diámetro del tubo 3 es diferente (es decir, todos los parámetros son los mismos que en el caso (a) excepto el diámetro del tubo 3 de 0.5 m en lugar de 0.3 m). Se observa un aumento en la capacidad del transporte de vapor con el aumento del diámetro del tubo 3. Esto valida el hecho bien conocido de que las dimensiones del colector son muy importantes en la red de vaporductos.

La red de tuberías que se presenta aquí es muy sencilla. Sin embargo, los resultados de la simulación muestran varios puntos importantes a destacar. Para una geometría específica de las redes de vaporductos

sólo hay una cierta cantidad de masa (vapor) que puede ser transportado a una presión dada de los pozos a la unidad de generación de energía eléctrica. La construcción y modificación de una red geotérmica de vaporductos es muy costosa y la producción de los pozos geotérmicos depende de factores propios de su naturaleza. Por lo tanto, es necesario realizar un estudio de tolerancia para cada componente de la red. El programa *GeoSteamNet* permite realizar dicha tarea. De la misma manera, un estudio de simulación de las redes virtuales de vaporductos es muy valioso para el diseño de una planta geotérmica, con lo cual puede operar eficientemente.

Escenario 1: Diámetro de tubo 3 = 0.30 m		Escenario 2: Diámetro de tubo 3 = 0.50 m	
Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
Pozo 1		Pozo 1	
Presión (Pa)	1,100,000	Presión (Pa)	1,100,000
Caudal de flujo (kg/s)	12.72	Caudal de flujo (kg/s)	20.93
Pozo 2		Pozo 2	
Presión (Pa)	1,022,500	Presión (Pa)	858,594
Caudal de flujo (kg/s)	5.0	Caudal de flujo (kg/s)	5.0
Planta 1		Planta 1	
Presión (Pa)	800,000	Presión (Pa)	800,000
Caudal de flujo (kg/s)	17.12	Caudal de flujo (kg/s)	25.93
Vapor (kg/s)	17.09	Vapor (kg/s)	25.85
Líquido (kg/s)	0.03	Líquido (kg/s)	0.07

Tabla 3: Resultados del cálculo del transporte de vapor en una red de vaporductos

4. Conclusiones

El paquete de cómputo *GeoSteamNet*, escrito en Visual Studio.NET, es útil para realizar los cálculos de la capacidad de transporte de vapor en una red de vaporductos de sistemas geotérmicos. Estos estudios permiten una optimización y racionalización de los recursos geotérmicos, y de esta manera un ahorro de dinero, esfuerzo y tiempo durante la planeación y construcción de una red de vaporductos.

El balance de masa calculado para las unidades de generación U-15 y U-16 del campo geotérmico de Los Azufres, Mich., en febrero de 2009 está dentro del $\pm 4\%$. El programa *GeoSteamNet* permite la simulación de flujo de vapor y balance de masa en tiempo real, lo que apoyará al personal de operación de un campo geotérmico en la toma de decisiones oportunas.

Referencias

- García, A., J.I. Martínez, A.F. Hernández, M.P. Verma, A. Mendoza, and A. Ruiz, 2009. Development of a hydraulic model and numerical simulation of Los Azufres steam pipeline network. *Geothermics*, Vol. 38, pp. 313-325.
- Majumdar, A., 1999. *Generalized Fluid System Simulation Program (GFSSP) Version 3.0*. NASA, USA, Report No. MG-99-290, 441 p.
- Marconcini, R., and G. Neri, 1979. Numerical simulation of a steam pipeline network. *Geothermics*, Vol. 7, pp. 17-27.
- Patanker, S.V., 1980. *Numerical heat transfer and fluid flow*. Hemisphere Publishing Corporation, USA, 197 p.

- Ruiz, A., A. Mendoza, M.P. Verma, A. García, J.I. Martínez, and V. Arellano, 2010. Steam Flow Balance in the Los Azufres Geothermal System, Mexico. *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, April 25-30, 2010.
- Sánchez, F., M.A. Quevedo, and M.R. de Santiago, 1987. Developments in geothermal energy in Mexico. Part eleven. Two-phase flow and the sizing of pipelines using the FLUDOF computer programme. *Journal of Heat Recovery System-Chapter 7*, pp. 231–242.
- Span, R., 2000. *Multiparameter equations of state: an accurate source of thermodynamic property data*. Springer, Berlin, 376 p.
- TS&E, 2005. *User's Manual for steam transmission network simulator*. Technical Software and Engineering, Richardson, Texas, USA, 70 p.
- Verma, M.P., 2003. Steam tables for pure water as an ActiveX component in Visual Basic 6.0. *Computers & Geosciences*, Vol. 29, pp. 1155-1163.
- Verma, M.P., 2009. Steam Tables: an approach of multiple variable sets. *Computers & Geosciences*, Vol. 35, pp. 2145-2150.
- Verma, M.P., 2010. *SteamTablesGrid: An ActiveX control for thermodynamic properties of pure water*. *Computers & Geosciences*, in press.
- Verma, M.P. and V.M. Arellano, 2010. GeoSteamNet.2: steam flow simulation in a pipeline. *Proceedings Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California.
- Wagner W., and A. Pruß, 2002. The IAPWS formulation 1995 for the thermodynamic properties of ordinary water substance for general and scientific use. *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, Vol. 31, pp. 387-535.

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.

Nuevos documentos internacionales sobre la energía geotérmica

Luis C.A. Gutiérrez-Negrín

En el primer semestre de 2011 se publicaron dos importantes documentos internacionales que sin duda habrán de convertirse en referencias futuras de frecuente utilización en el ambiente geotérmico. Se trata del *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (SRREN), publicado en versión digital en junio pasado por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático de la ONU (que estará disponible como publicación impresa a partir de septiembre de 2011) y del *Technology Roadmap: Geothermal heat and power*, publicado por la Agencia Internacional de Energía.

El SRREN es resultado del trabajo de más de 120 investigadores de diversas partes del mundo durante más de dos años, convocados por el Grupo de Trabajo III del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC: *Intergovernmental Panel on Climate Change*), organismo de las Naciones Unidas encargado de preparar análisis sobre asuntos climáticos para la comunidad mundial, cuyas conclusiones son avaladas por los gobiernos de los países miembros.

El documento indica que las energías renovables podrían suministrar hasta el 77% de la demanda mundial de energía a mediados de este siglo y que casi la mitad de la inversión actual en generación de electricidad se hace en este tipo de fuentes renovables, pero advierte que el crecimiento futuro dependerá de contar con las políticas públicas apropiadas y a tiempo. En sus principales conclusiones se señala que la creciente penetración de las energías renovables podría ahorrar un volumen total de gases de efecto invernadero (GEI) equivalente a entre 220 y 560 giga-toneladas de bióxido de carbono equivalentes (GtCO₂eq) de aquí al año 2050. Los escenarios más favorables entre los 164 analizados, que consideran un recorte de aproximadamente un tercio de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a las proyecciones basadas en una evolución uniforme, ayudarían a mantener las concentraciones de esos gases en la atmósfera en menos de 450 partes por millón (ppm), lo que contribuiría a lograr que el incremento en la temperatura media anual del planeta no supere los 2°C en este siglo.

Actualmente, las energías renovables representan el 13% de la oferta global de energía, pero la fuente que aporta casi la mitad es la bioenergía tradicional, es decir la combustión de madera para cocinar y obtener calor en los países en desarrollo. Esta no es una fuente totalmente renovable, ya que no siempre se plantan nuevos árboles para remplazar a los que son utilizados, además de que emite GEI a la atmósfera como producto de la combustión. El reporte examina seis tecnologías renovables, que incluyen a la bioenergía o energía de la biomasa, la energía solar, la geotérmica, la hidroeléctrica, la oceánica y la eólica. Entre ellas, la bioenergía moderna se considera con el mayor potencial de crecimiento a largo plazo, seguida de la solar y la eólica.

El resumen para responsables de políticas públicas (SPM: *Summary for Policy Makers*) fue dado a conocer el 5 de mayo pasado, y es una versión abreviada del reporte extenso, de unas mil páginas, que acaba de ser publicado en versión digital. Este resumen fue aprobado, línea por línea, por delegados de los países miembros del IPCC en la reunión plenaria del Grupo de Trabajo III realizada en Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, del 5 al 8 de mayo pasado.

Los capítulos del SRREN son los siguientes: 1. Energía renovable y cambio climático, 2. Bioenergía, 3. Energía solar directa, 4. Energía geotérmica, 5. Hidroelectricidad, 6. Energía del océano, 7. Energía eólica, 8. Integración de la energía renovable en los sistemas energéticos presentes y futuros, 9. La energía renovable en el contexto del desarrollo sustentable, 10. Potencial de mitigación y costos, y 11. Políticas, financiamiento

e implementación. Hay por tanto seis capítulos técnicos, dedicados a las tecnologías renovables, y cinco no técnicos, pero además el documento incluye seis anexos: I. Glosario, acrónimos, símbolos químicos y prefijos, II. Metodología, III. Costos recientes de la energía renovable y parámetros de desempeño, IV. Lista de autores del SRREN, V. Lista de revisores del SRREN, y VI. Permisos de publicación.



En particular, el capítulo 4 del SRREN, que aborda a la energía geotérmica, fue coordinado por Gerardo Hiriart, de México, y Barry Goldstein, de Australia (*Coordinating Lead Authors*). Participaron como autores líderes (*Lead Authors*): Ruggero Bertani (Italia), Christopher Bromley (Nueva Zelanda), Luis Gutiérrez-Negrín (México), Ernst Huenges (Alemania), Hirofumi Muraoka (Japón), Arni Ragnarsson (Islandia), Jefferson W. Tester (Estados Unidos) y Vladimir Zui (Bielorrusia), la mayoría de los cuales aparecen en la foto de la izquierda. También contribuyeron los autores siguientes (*Contributing Authors*): David Blackwell (Estados Unidos), Trevor Demayo (Estados Unidos/Canada),

Garvin Heath (Estados Unidos), Arthur Lee (Estados Unidos), John W. Lund (Estados Unidos, extrema derecha en la foto), Mike Mongillo (Nueva Zelanda), David Newell (Estados Unidos), Subir Sanyal (Estados Unidos), Kenneth H. Williamson (Estados Unidos) y Doone Wyborne (Australia). Los coordinadores, autores líderes y algunos de los autores contribuidores participaron en las reuniones de revisión de avances y discusión organizadas por el Grupo de Trabajo III en Oslo, Noruega (Septiembre de 2009), Oxford, Inglaterra (Febrero de 2010), y México, DF (Septiembre de 2010), pero también se realizó una última reunión de revisión y ajustes en Potsdam, Alemania, en enero de 2011, antes de la reunión final de mayo en Abu Dhabi.

El capítulo 4, además de un resumen ejecutivo, incluye los subcapítulos siguientes: 4.1. Introducción, 4.2. Potencial del recurso, 4.3. Tecnología y aplicaciones, 4.4. Situación global y regional del mercado y de la industria, 4.5. Impactos ambientales y sociales, 4.6. Perspectivas de mejoras tecnológicas, innovación e integración, 4.7. Tendencias de los costos, y 4.8. Desarrollo potencial. Presenta, por tanto, un panorama bastante completo y actualizado de los diversos tópicos relacionados con la geotermia. En particular, resalta que ésta puede utilizarse tanto para generar energía eléctrica como en diversas aplicaciones directas que requieren calor, y que proporciona actualmente unos 0.7 exajoules (EJ) al año, que provienen de una capacidad instalada de 10.7 gigawatts eléctricos y más de 50 gigawatts térmicos. Para el año 2050 se estima que la energía geotérmica podría suministrar un 3% de la demanda eléctrica mundial y un 5% de la demanda global de calor. Pero el potencial técnico de la energía geotérmica es mucho mayor, ya que es comparable al suministro primario de energía mundial en 2008, como se documenta en el subcapítulo 4.2.

Por su parte, a mediados de junio pasado la Agencia Internacional de Energía (IEA: *International Energy Agency*) dio a conocer en Estocolmo, Suecia, el *Technology Roadmap: Geothermal heat and power*, que es la más reciente en una serie de guías tecnológicas preparadas por la IEA con el objetivo que asesorar a los gobiernos y a la industria sobre las acciones necesarias para desarrollar el potencial total de diversas tecnologías basadas en fuentes limpias de energía.

La Guía Geotérmica coincide en lo general con varios de los planteamientos básicos del capítulo 4 del SRREN, e indica que la producción mundial de calor y electricidad a partir de recursos geotérmicos en el mundo podría decuplicarse, por lo menos, entre 2011 y 2050. También coincide en enfatizar que las fuentes renovables de energía deberán incrementar notablemente su contribución a la mezcla energética global en los años siguientes, si es que se desea mantener el nivel de emisiones de bióxido de carbono a la atmósfera por debajo de las 450 partes por millón, umbral clave para limitar el aumento de la temperatura mundial a 2°C – tal como fue aprobado por los gobiernos en la décimo sexta *Conference of the Parties* (COP-16) de Cancún, México, en noviembre de 2010.

El documento de la IEA declara que mediante la combinación de acciones para promover el desarrollo de recursos geotérmicos aún no explotados y de nuevas tecnologías, la energía geotérmica podría suministrar en el año 2050 alrededor del 3.5% de la producción mundial de electricidad y de un 3.9% de la demanda global de calor (sin incluir a las bombas de calor geotérmico), lo que representaría un incremento sustancial con respecto a los niveles actuales de 0.3% y 0.2%, respectivamente. Estas proyecciones, aunque ligeramente más optimistas, coinciden con las incluidas en el capítulo 4 del SRREN comentadas arriba.

Aunque el uso de los recursos geotérmicos para generar electricidad tiene más de cien años, los esfuerzos se han concentrado a la fecha en la explotación de recursos de tipo hidrotermal y generalmente de alta temperatura, asociados a menudo con áreas volcánicas. Y aunque aún existen importantes recursos no explotados de este tipo, particularmente en los países en desarrollo o con economías emergentes, la Guía Geotérmica de la IEA resalta también el potencial geotérmico de los sistemas de acuíferos profundos y, sobre todo, de los recursos de roca seca caliente que pueden explotarse con tecnologías como la de los sistemas geotérmicos mejorados (EGS: *Enhanced Geothermal Systems*). El reporte sugiere que los gobiernos deberían proporcionar recursos sostenidos y sustanciales para la investigación, desarrollo y demostración de unas 50 plantas piloto de tipo EGS en la próxima década.

Las acciones más relevantes para los gobiernos identificadas en la Guía Geotérmica incluyen establecer esquemas de metas e incentivos económicos para tecnologías maduras o casi maduras, pero también para tecnologías avanzadas que aún no son viables de manera comercial. Otras acciones propuestas son agilizar los procedimientos para la obtención de permisos y licencias, e integrar y poner a disposición pública bases de datos, protocolos y herramientas para evaluar y explotar recursos geotérmicos. Esto último requiere la cooperación entre grupos de las industrias geotérmica y petrolera, autoridades nacionales e institutos de investigación.

La Guía Geotérmica fue integrada por Milou Beerepoot como autora líder de la IEA, pero incluyó la contribución de más de 50 expertos en geotermia de diversos países del mundo, así como la realización de tres seminarios de discusión y revisión que se efectuaron en París, Francia (8 de abril de 2010), Sacramento, California (24 de octubre de 2010) y Bandung, Indonesia (29 de noviembre de 2010).



Emisiones de CO₂ a la atmósfera por actividades humanas y naturales

Jessica Marshall

(Tomado de *Discovery News*, ABC Science, junio 28, 2011. Traducción de Luis C.A. Gutiérrez Negrín)

Los volcanes son espectaculares manifestaciones de las fuerzas masivas que ocurren dentro de nuestro planeta, pero resultan empuñecidas frente a la actividad humana al menos en un aspecto: sus emisiones de bióxido de carbono.

A pesar de las declaraciones de quienes niegan el cambio climático, los volcanes liberan sólo una pequeña fracción del bióxido de carbono emitido por la actividad antropogénica cada año.

De hecho, la humanidad lanza a la atmósfera unas 135 veces más bióxido de carbono cada año de lo que los volcanes emiten en promedio, de acuerdo a nuevos análisis. Dicho de otra manera, en menos de tres días emitimos la cantidad que los volcanes emiten en un año, según las mejores estimaciones actuales.

“La pregunta de si los volcanes emiten o no más CO₂ que la actividad humana es la que recibo con más frecuencia en mi correo electrónico de parte del público en general”, comenta el Dr. Terrence Gerlach, vulcanólogo retirado que trabajó en el Observatorio Volcánico de Cascades, que es parte del Servicio Geológico Norteamericano (US Geological Survey). Incluso científicos especialistas en Ciencias de la Tierra que trabajan en otros campos le preguntan lo mismo, agrega.

Para encontrar una respuesta clara, Gerlach compiló las estimaciones disponibles sobre emisiones de CO₂ de toda la actividad volcánica en los continentes y debajo del mar, y las comparó con las estimaciones debidas a la actividad humana. Publicó su compilación en la revista *Eos*, publicada por la Unión Geofísica Americana.

Las cantidades de bióxido de carbono liberadas por erupciones volcánicas terrestres se estiman mediante métodos que incluyen sensores remotos o vuelos a través de nubes de gas volcánico producto de la erupción, y mediante la medición de ciertas concentraciones isotópicas cerca de los volcanes submarinos. El bióxido de carbono se disuelve en el magma a gran profundidad y se libera conforme el magma asciende a la superficie.

“Numerosos escépticos climatológicos han dicho que los volcanes emiten más CO₂ que la humanidad”, dice Gerlach. “No ofrecen números, pero el hecho es que nunca encontraremos a un solo científico especializado en gases volcánicos que esté de acuerdo en eso.”

Un ejemplo de tales declaraciones escépticas es el libro *Heaven and Earth: Global Warming, the Missing Science*, publicado en 2009 y escrito por el profesor Ian Plimer de la Universidad de Adelaide, quien no respondió a nuestra solicitud de comentarios.

“Creo que la razón principal de que este mito persista”, dice Gerlach, “es que, ante todo, las emisiones son sumamente espectaculares. Cuando la gente ve una erupción volcánica por televisión se asombra y es muy sencillo imaginar que se están emitiendo a la atmósfera gigantescas cantidades de CO₂.”

“Sin embargo, esas espectaculares explosiones volcánicas que son tan impactantes en la TV duran sólo unas cuantas horas”, dice. “Son efímeras. Al contrario, las fuentes del CO₂ antropogénico (chimeneas, escapes de automóviles, etc.) son comparativamente nada espectaculares, más comunes y familiares, y además están en todas partes de manera incesante e invariable. Estas fuentes emiten CO₂ las 24 horas de todos los días”.



Aunque hay cierta incertidumbre en las mediciones, los investigadores estiman que los volcanes liberan cada año entre 130 y 440 millones de toneladas métricas de CO₂, estando su mejor estimación entre 150 y 260 millones de toneladas. Incluso el límite superior de este rango resulta pequeño comparado con las emisiones de CO₂ de origen antropogénico, que fueron de 35 mil millones de toneladas en 2010.

Gerlach destaca que tan sólo el cambio provocado por la actividad humana en el uso de la tierra, lo que incluye la deforestación, libera 3500 millones de toneladas al año. Los automóviles y otros vehículos ligeros producen 2000 millones de toneladas. Incluso la producción de cemento provoca 1500 millones de toneladas. Cualquiera de estas fuentes de emisión es por sí sola varias veces superior a las emisiones anuales de todos los volcanes del mundo.

Gerlach indica en su artículo que países como Pakistán o Kazakstán producen, cada uno, una cantidad de CO₂ similar a la que emiten los volcanes.

En otra comparación, Gerlach escribe que para que las emisiones volcánicas igualaran a las emisiones antropogénicas, la erupción de 1980 del Monte Santa Elena, en Estados Unidos, tendría que haber ocurrido cada dos horas y media. La erupción de 1991 del Monte Pinatubo, Filipinas, debería haber sucedido dos veces diarias.

“No hay modo de negar el hecho de que los volcanes están liberando sólo una mínima cantidad de las emisiones actuales”, dice el profesor Bernard Marty del Centro de Investigaciones Petrográficas y Geoquímicas de Nancy, Francia. “No hay duda de esto”.

“Incluso si uno computara hacia atrás cuánta actividad volcánica tendría que haber ocurrido para alcanzar los niveles atmosféricos actuales, uno terminaría con tasas de erupción completamente irreales”, agregó.

La Dra. Marie Edmonds, vulcanóloga de la Universidad de Cambridge, coincide. Aunque los volcanes son la fuente natural más importante del CO₂ atmosférico, explica, “Los resultados muestran claramente que la cantidad es entre 100 y 150 veces menor que las cantidades antropogénicas”.

Fuente: <http://www.abc.net.au/science/articles/2011/06/28/3255476.htm?site=science&topic=enviro>

El Mundo de la Energía

Información recopilada por Alfredo Mañón Mercado

□ **Nuevo diseño podría evitar el fracturamiento en sistemas tipo EGS**

Los sistemas geotérmicos mejorados (EGS por sus siglas en inglés) carecen de dos de las condiciones usuales en sistemas geotérmicos convencionales: fluidos y permeabilidad de la roca. Por tanto, en estos sistemas se tienen que crear esas condiciones faltantes, lo que implica fracturar la roca sólida mediante el bombeo de fluidos a alta presión en el pozo. Este proceso, conocido como hidrofracturamiento, puede provocar sismos.

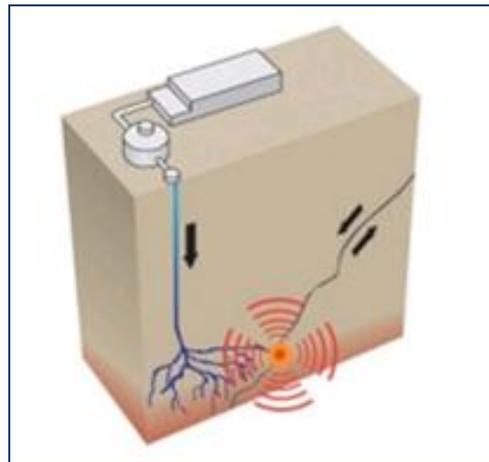
Este problema, llamado ‘sismicidad inducida’, provocó la cancelación en 2009 de un proyecto en Basilea, Suiza, tras un proceso de hidrofracturamiento que provocó cientos de eventos sísmicos, algunos lo suficientemente grandes como para causar algunos daños en propiedades cercanas. En Estados Unidos la compañía AltaRock Energy ha enfrentado una controversia similar.

Herbert Einstein, profesor de mecánica de rocas del departamento de ingeniería civil y medio ambiente del MIT, dijo que “se pueden observar eventos sísmicos con cualquier tipo de fracturamiento de roca si se hacen en las proximidades de una ciudad, lo que representa un verdadero problema.”

La firma GTherm, fundada en 2008, dice que ha encontrado un método que no requiere fracturar la roca ni inyectar agua para extraer el calor de la roca caliente. Este método consiste en utilizar en el fondo del pozo un tipo de intercambiador de calor al que denomina ‘nido de calor’, el cual extrae el calor de la roca circundante de manera más eficiente con la ayuda de un material altamente conductor que cubre al intercambiador.

Así, para generar energía eléctrica se inyecta un fluido a baja temperatura, éste se calienta en el ‘nido de calor’ y se recupera en superficie, en un

ciclo cerrado. En la superficie un fluido secundario es calentado hasta convertirlo en gas para impulsar una turbina generadora de electricidad, en otro ciclo cerrado independiente. Para mejorar aún más el proceso y aumentar la potencia de salida, se hacen perforaciones horizontales, fuera del pozo vertical, de unos 30 metros de longitud que son forradas con un material conductor de calor. “Básicamente estamos utilizando los mismos principios de una gran bomba de calor”, dice Michael Parrella, presidente y fundador de GTherm.



La compañía ha terminado el modelado tridimensional así como las pruebas de validación inicial y de viabilidad comercial con el Instituto de Investigación Eléctrica (EPRI). Los proyectos de demostración podrían comenzar a operar en 2012.

Fuente:

www.technologyreview.com/printer_friendly_article.aspx?id=37584

Más información:

www.nature.com/nature/journal/v462/n7275/full/462848a.html,

www.altarockenergy.com/AltaRock_EGS_Demonstration_Project_Status_101909.pdf

□ **Pruebas para utilizar CO₂ como fluido en sistemas de roca seca caliente**

La empresa Greenfire Energy intenta extraer energía geotérmica utilizando CO₂ inyectado como fluido de trabajo en lugar de agua. Ha sido seleccionada para recibir 2 millones de dólares en fondos del Departamento de Energía de los Estados Unidos, como parte de los 20 millones de dólares que la compañía invertirá en su proyecto.

La compañía utilizará depósitos naturales de CO₂ de un campo de gas ya empobrecido para probar su tecnología, patentada como CO₂E™. Hay varias ventajas en el uso de bióxido de carbono en lugar de agua, ya que aquel tiene menor viscosidad, lo que hace más fácil inyectarlo en formaciones rocosas, y puede ser llevado a un estado supercrítico de manera más fácil que el agua, que requiere mayor presiones y temperaturas.

El estado supercrítico es un estado de la materia que conserva las cualidades del gas y del líquido. Esto reduce la necesidad de bombas y torres de enfriamiento y lo hace más eficiente a bajas profundidades y menores temperaturas. De esta manera el potencial geotérmico se expande y al requerir menor profundidad los costos de perforación se reducen. El CO₂ aumenta su volumen con el incremento de temperatura mucho más que el agua. Una vez en estado supercrítico, volverá a la superficie para calentar un segundo fluido, el que hará girar las turbinas para generar electricidad. El CO₂ supercrítico se vuelve a reciclar una y otra vez en el sistema, para generar electricidad, aunque se estima que entre el 5 y el 60 por ciento del CO₂ puede permanecer atrapado en el subsuelo. Esto último ayuda al secuestro de bióxido de carbono, lo que le otorga al proyecto un valor agregado.

Fuente: cleantechnica.com/2011/04/19/doe-invests-in-greenfires-ccs-that-makes-geothermal-cheaper/

Más información:

www.greencarcongress.com/2011/02/geothermal-20110208.html,
www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/02/doe-looks-to-tap-more-energy-from-oil-and-gas-wells?cmpid=rss

□ **Proyectos para utilizar agua caliente residual de pozos de petróleo y gas para generar energía eléctrica**

De tiempo atrás se conoce que hay muchos recursos geotérmicos de baja temperatura en pozos de petróleo y gas en Estados Unidos. El Departamento de Energía (DOE) ha anunciado que probará la confiabilidad y eficiencia de la coproducción geotérmica de aguas residuales en su yacimiento de pruebas del Rocky Mountain Oilfield Testing Center (RMOTC) ubicado cerca de Casper, Wyoming. El DOE planea probar y validar tecnologías de generación de energía geotérmica de baja temperatura (entre 32 y 121°C) asociadas con la producción de petróleo y gas.



El RMOTC, que ha estado en operación desde 2008, sirve como un centro de investigación y desarrollo para combinar esfuerzos en la investigación y uso de la energía de fluidos coproducidos o de salmuera caliente, que normalmente se consideran aguas residuales resultantes de las operaciones de explotación de gas y petróleo. Se ubica en la Reserva Naval de Petróleo No. 3 (NPR-3), históricamente conocida como Teapot Dome. El sitio, que es una de las mayores reservas de petróleo federal, también produce 45 mil barriles diarios de agua caliente a 88°C de la Formación Tensleep y 28 mil más a 99°C de la Formación Madison. Ahí ha venido operando una turbina de Ormat Technologies que genera de 250 kW a partir de aguas residuales calientes de pozos de gas y petróleo. La unidad ha producido 1918 MWh de electricidad hasta la fecha, lo que la convierte en la primera unidad de pruebas del mundo que genera electricidad con el

uso de agua caliente asociada a un campo petrolero en funcionamiento.

Investigadores de la Universidad Metodista del Sur, Texas, han estimado que el potencial geotérmico combinado de pozos de petróleo y gas en Texas y seis estados más cercanos a las planicies de la costa de golfo es de 1000 a 5000 MW, si tan sólo el agua caliente residual que producen fuera bombeada haciéndola circular a través de intercambiadores de calor. El DOE estima que estos estados tienen una capacidad potencial de más de 7800 MW en los 37 mil pozos conocidos.

En algunas localidades se han identificado fluidos geopresurizados que contienen gas natural que no había sido económicamente viable producir. Esto podría cambiar si la energía geotérmica de la salmuera caliente contribuye al retorno de la inversión.

Fuente:

www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/02/doe-looks-to-tap-more-energy-from-oil-and-gas-wells

Más información:

www.docs.google.com/viewer?url=http%3A%2F%2Fwww.und.edu%2Forg%2Fihfc%2FGosnoldAAPG07.ppt,

www.nrel.gov/docs/fy10osti/47523.pdf

□ **Próxima planta ‘undimotriz’ en Escocia**



Un acuerdo firmado entre las empresas Aquamarine Power y Fugro Seacore permitirá poner en marcha, en el archipiélago de las Islas Orcadas (Escocia), una nueva planta Oyster para

generar energía renovable a partir de tecnología ‘undimotriz’. La potencia del sistema, cuyas obras se iniciarán este verano, será de 2.4 MW.

El proyecto denominado Oyster-2 consistirá en la instalación de un sistema de conversión de ondas, desarrollado por la empresa Aquamarine Power, conocido como Oyster. Esta tecnología ha sido diseñada para captar la energía de las olas cercanas a la costa y convertirla en electricidad. Las obras se dividirán en dos fases y se iniciarán este mismo verano en Billia Croo (Islas Orcadas), donde la compañía cuenta con otro sistema, denominado Oyster Aquamarine Power 1, que fue instalado en 2009.

Este año se llevarán a cabo los trabajos de perforación e instalación de los pilotes de acero para uno de los tres dispositivos con los que contará Oyster-2. En 2012 se continuará con la instalación de las dos estructuras restantes. La energía producida en la planta marina se transportará mediante gasoductos submarinos a una estación de generación única ubicada en la costa.

Las obras contemplan la instalación de un marco de pila conector (PCF) en el fondo del mar, que servirá de base para conectar el Oyster. Esta pila, una vez bajada al fondo del mar con una grúa, se anclará a unas estructuras de acero con tomas que alcanzan una profundidad de varios metros. El PCF requiere la colocación y nivelación exacta para compensar los fondos rocosos e irregulares.

Fuente: www.energias-renovables.com/energias/renovables/index/pag/energias-del-mar/botid/29/colright/energias-del-mar/tip/articulo/title/Ir%20a%20Otras%20fuentes/pagid/14268/

Más información: www.aquamarinepower.com, www.seacore.com

□ **España, líder europeo en generación eololéctrica en 2010**

Con menos potencia instalada, España generó más electricidad con viento que Alemania en 2010. La generación de electricidad con energía eólica en 2010 alcanzó en España los 42,976 GWh,

superando los 36,500 GWh generados en Alemania, con lo que se ha convertido en el primer productor europeo de energía eólica, según los datos del Barómetro Euroserv'ER, el observatorio de energías renovables de la Comisión Europea. La energía eólica representó el 16.4% del total generado en España en 2010, contra el 6.2% de Alemania.

No obstante, Alemania mantiene el primer puesto de Europa en potencia instalada, con un total de 27,215 MW eólicos al 31 de diciembre de 2010. España ocupa el segundo lugar, con 20,676 MW. Esto implica un buen funcionamiento del sistema español, al haber logrado producir más electricidad con menos aerogeneradores, lo que se explica porque España tiene costos de generación menores, sus parques eólicos funcionan más horas, cuenta con aerogeneradores más modernos que Alemania (el mercado eólico comenzó a desarrollarse más tarde) y tiene un mejor sistema de integración a la red. Todo ello redundará en la mayor eficacia del modelo español.

Al igual que España, Alemania tiene un sistema de incentivos y tarifas subsidiadas a la energía eólica basado en primas medioambientales, considerado por la Comisión Europea como el más eficiente de Europa en términos económicos. Los nuevos parques alemanes percibieron el año pasado 92 euros por MWh, frente a los 77 euros en promedio que recibieron los españoles.

Fuente:

www.gamesa.es/es/comunicacion/noticias/espana-se-convierte-en-el-primer-productor-eolico-de-europa.html?idCategoria=0&fechaDesde=&especifica=0&texto=&fechaHasta

Más información:

www.gamesa.es/recursos/memoria2010/castellano/GAMESA_Informe-Anual-2010.pdf

□ **Empieza construcción de planta con nueva tecnología solar en Nevada**

El Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) ha destinado una garantía de préstamos condicionados por 737 millones dólares a la empresa SolarReserve para la construcción de una planta de 110 MW de capacidad en el estado de

Nevada, que generará electricidad las 24 horas del día y que se está construyendo en 910 hectáreas arrendadas a la Oficina de Administración de Tierras (BLM).

Este proyecto, conocido como Crescent Dunes Solar Energy Project (Proyecto de Energía Solar Dunas Crecientes) generará 500 GWh al año, energía suficiente para abastecer a más de 43 mil hogares.

El sistema utilizado por SolarReserve combina las sales fundidas con la tecnología de transferencia de calor utilizada en motores de propulsor líquido de cohetes, en una torre de almacenamiento térmico. La torre, de casi 200 metros de altura, albergará en su estructura a las sales fundidas. El sistema de almacenamiento puede capturar la energía solar de hasta 17,500 helióstatos. La energía solar se utiliza para calentar las sales fundidas durante el día, que a su vez generan el calor que hace girar las turbinas durante la noche.

SolarReserve es el titular de la licencia exclusiva para esta tecnología, que ha sido aprobada por los laboratorios nacionales del DOE.

Fuente: www.energias-renovables.com/energias/renovables/index/pag/termoelectrica/botid/23/colright/termoelectrica/tip/articulo/title/Tr%20a%20Solar/pagid/15568/#slidem4

Más información: www.solar-reserve.com

□ **Plan japonés para convertir a la luna en un enorme colector solar**

La empresa japonesa Shimizu ha presentado un plan para convertir a la luna en un colector solar gigante. La idea, que no es nueva, ha logrado cierta resonancia debido a la catástrofe nuclear de la planta de Fukushima.

Shimizu propone colocar en el ecuador de la luna colectores solares que absorberían luz solar sin filtrar por atmósfera alguna. La energía así recogida sería transmitida y recolectada en estaciones en la tierra a través de satélites de retransmisión.

El plan de Shimizu prevé un anillo de colectores solares de 6800 kilómetros de largo y 240 km de ancho. El concepto japonés implicaría una antena de 12 millas de ancho para transmitir la energía a una estación receptora en la tierra. La propuesta parece estar basada en un concepto desarrollado por David Criswell, director del Instituto para Operaciones de Sistemas Espaciales de la Universidad de Houston, quien lo propuso en un documento titulado “Energía Solar a través de la Luna”.

El plan requeriría la construcción de una serie de estaciones colectoras situadas alrededor de la luna, con antenas que transmitirían la energía recibida del sol por microondas, empleando una serie de satélites re-transmisores a grupos de estaciones o ‘rectenas’ (antenas rectificadoras) colocadas en la superficie de la tierra. Cada rayo de microondas podría entregar 200 watts por metro cuadrado de rectena. El sistema completo transmitiría 20 terawatts de energía limpia a la tierra, suficiente para proveer las necesidades de 10 mil millones de personas con la tecnología actual, según Criswell. La parte lunar de la infraestructura sería construida con materiales principalmente locales.

Convertir a la Luna en un colector solar gigante sería el mayor proyecto en la historia de la humanidad. Implicaría muchos años de trabajo con trabajadores humanos y robóticos en la superficie lunar. Al final, si Criswell y Shimizu tienen razón, se podría haber resuelto el problema de energía en la Tierra.

Fuente:

www.news.yahoo.com/s/ac/20110529/us_ac/8555681_japanese_plan_would_turn_moon_into_a_giant_solar_collector/print

Más información: www.aip.org/tip/INPHFA/vol-8/iss-2/p12.pdf,

www.dailymail.co.uk/sciencetech/article-1390682/Plans-gigantic-lunar-ring-solar-panels-beam-energy-Earth-unveiled.html?ITO=1490

❑ Preparativos para la próxima gran tormenta solar

En septiembre de 1859, durante la víspera de un ciclo solar que se pensaba sería de intensidad

inferior al promedio, el sol desató una de las tormentas más poderosas de los últimos siglos. La erupción solar subyacente fue tan inusual que los investigadores aún no están seguros sobre cómo clasificarla. El estallido bombardeó la Tierra con los protones más energéticos de la última mitad del milenio, indujo corrientes eléctricas que incendiaron oficinas de telégrafos y desencadenó auroras boreales sobre Cuba y Hawai. Esto se conoció como el ‘Evento Carrington’ en honor del astrónomo Richard Carrington, quien presenció la erupción solar que lo causó. A fines de junio pasado las autoridades se reunieron en el Club Nacional de Prensa, en Washington, DC, para hacerse una simple pregunta: ¿Y si esto ocurre de nuevo? “En la actualidad, una tormenta como esa podría darnos una buena sacudida”, dice Lika Guhathakurta, quien trabaja en física solar en la base de operaciones de la NASA. “La sociedad moderna depende de sistemas de alta tecnología como las redes eléctricas inteligentes, el Sistema de Posicionamiento Global (GPS), y las comunicaciones satelitales. Todos estos sistemas son vulnerables a las tormentas solares”.

A mediados de este año el sol se encuentra una vez más en la víspera de un ciclo solar de intensidad inferior a la usual. Pero el ‘Evento Carrington’ recuerda que pueden ocurrir tormentas muy



fuertes incluso cuando el sol está pasando por un ciclo nominalmente débil. En 1859, las consecuencias más graves fueron un día o dos sin mensajes telegráficos y muchos perplejos observadores del cielo en islas tropicales. Hoy la situación sería mucho más grave. La avalancha de apagones, propagada a través de los continentes por las líneas de energía eléctrica de larga distancia, podría durar semanas o incluso meses, que es el tiempo necesario para reparar los transformadores dañados. Los barcos y los aviones ya no podrían confiar en sus aparatos GPS para la navegación. Las redes bancarias y financieras podrían dejar de funcionar, trastornando de este modo al comercio. Según un informe de 2008,

publicado por la Academia Nacional de Ciencias de Estados Unidos, una poderosa tormenta solar, como las que ocurren una vez al siglo, podría tener el mismo impacto económico que 20 huracanes Katrina.

Mientras las autoridades se reúnen para conocer más sobre esta amenaza, los investigadores de la NASA ya están haciendo algo al respecto. “Ya es posible rastrear el progreso de las tormentas solares en tres dimensiones, conforme se acercan a la Tierra”, dice Michael Hesse, director del Laboratorio del Tiempo en el Espacio en el Centro Goddard para Vuelos Espaciales de la NASA. “Esto permite desplegar alertas que podrían proteger las redes de energía eléctrica y otros dispositivos de alta tecnología durante los períodos de actividad solar extrema”. Esto se consigue utilizando datos recolectados por la flota de naves espaciales que la NASA tiene en órbita alrededor del sol. Los analistas del laboratorio proporcionan la información a un grupo de supercomputadoras que se encarga de procesarla. Unas cuantas horas después de una erupción de gran magnitud, las computadoras producen una película

tridimensional que muestra hacia dónde se dirige la tormenta y qué planetas y naves espaciales serán golpeadas; además dicha película predice cuándo ocurrirá cada impacto. Este tipo de predicción de las condiciones del tiempo interplanetario no tiene precedentes en la corta historia de los pronósticos del tiempo en el espacio.

Algunos de los modelos realizados por computadora son tan sofisticados que pueden incluso predecir las corrientes eléctricas que fluyen en el suelo de la Tierra cuando nos golpea una tormenta solar. Estas corrientes son las más dañinas para los transformadores eléctricos. El proyecto experimental denominado ‘Escudo Solar’, tiene como objetivo ubicar los transformadores que poseen una mayor probabilidad de fallar durante una tormenta. Desconectar un transformador específico durante unas pocas horas puede prevenir semanas de apagones regionales.

Fuente: http://ciencia.nasa.gov/ciencias-especiales/22jun_swef2011/

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 tiene alguna historia, anécdota o foto, relativa a la geotermia, compártala con la comunidad y envíele un mensaje a la dirección: cosmos@dcn.org.

PRÓXIMOS EVENTOS RELACIONADOS CON LA GEOTERMIA



XIX Congreso Anual de la Asociación Geotérmica Mexicana

22-23 de septiembre de 2011, Los Humeros, Puebla, México.

<http://www.geotermia.org.mx>

35th Annual Meeting of the Geothermal Resources Council

23-26 de octubre de 2011, San Diego, California, EUA.

<http://www.geothermal.org>



6-7 de diciembre de 2011, NH Milanofiori Congress Centre, Milán, Italia.

www.greenpowerconferences.com/geoeurope2011

Los lectores de esta revista obtendrán un 20% de descuento sobre la cuota de inscripción oficial a GeoPower Europe 2011. Simplemente inscriba el código **AGM20** al registrarse en línea, o envíe un mensaje a: laura.proctor@greenpowerconferences.com

INSTRUCCIONES DE PUBLICACIÓN EN LA REVISTA GEOTERMIA

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

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.

Morelia, Mich., C.P. 58290, México

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

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

Los trabajos deberán cumplir con las siguientes instrucciones de publicación.

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

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

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

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

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

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

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

DIRECTIONS FOR CONTRIBUTORS

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

GEOTERMIA, REVISTA MEXICANA DE GEOENERGÍA

Alejandro Volta 655, Col. Electricistas.

Morelia, Mich., C.P. 58290, México

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

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

Contributions must follow these guidelines:

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

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

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

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

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