

Evaluación del régimen térmico del subsuelo y sus implicaciones en el análisis y explotación de los sistemas geoenergéticos (pozos geotérmicos, petroleros y permafrost)

Orlando Miguel Espinoza Ojeda y Edgar Rolando Santoyo Gutiérrez

Centro de Investigación en Energía, Universidad Nacional Autónoma de México,
Priv. Xochicalco s/n, Col. Centro, Temixco, Morelos 62580, México.

RESUMEN

En trabajos reportados en la literatura mundial se ha demostrado que la determinación de las temperaturas estabilizadas de formación (TEF) en sistemas geotérmicos y petroleros es relevante para la evaluación de las reservas energéticas. Esta importancia se ve reflejada en la demanda de métodos analíticos y modelos numéricos de transferencia de calor usados para la determinación confiable de las TEF. En estudios de cambio climático, la determinación de las TEF en pozos tipo permafrost, también tiene relevancia científica para dilucidar los cambios de temperatura superficial, principalmente, que está experimentando la Tierra.

Existen métodos analíticos y simuladores numéricos que han sido desarrollados para predecir las TEF. Algunos de estos métodos analíticos han sido evaluados, a través de estudios geoquimiométricos, para determinar sus fuentes de error e incertidumbres asociadas con el cálculo de las TEF. En trabajos recientes, los modelos conceptuales de métodos analíticos y simuladores numéricos han sido parcialmente evaluados, desde el punto de vista físico y matemático. También se reportan las discrepancias estadísticamente significativas que han sido sistemáticamente observadas en las estimaciones de las TEF que proveen algunos de los métodos analíticos existentes. Estos resultados, sumados a las deficiencias conceptuales de los métodos y simuladores, confirman la necesidad de desarrollar nuevos métodos que ofrezcan herramientas prácticas y más precisas para la determinación confiable de las TEF en los ambientes geoenergéticos.

INTRODUCCION

Se ha puesto mucha atención a nivel mundial respecto a los problemas de la demanda futura de energía y el agotamiento de las reservas de petróleo. Ello ha motivado un incremento en el desarrollo de tecnologías de energías renovables para la producción de electricidad con bajo impacto al medio ambiente (Demirbas, 2006). En este contexto, la energía geotérmica emerge como una de las formas de energía menos contaminantes y ofrece una

fuerza de energía inmensa que puede ser aprovechada en muchas partes del mundo (ver Figura 1), incluyendo México (Kagel y Gawell, 2005). Este tipo de energía es una opción viable para enfrentar el reto energético del futuro. Los proyectos de explotación han crecido y, sobre todo, se observa gran madurez tecnológica en muchos países (Hammons, 2004; Gupta y Roy, 2007; Bertani, 2010; Lund *et al.*, 2010).

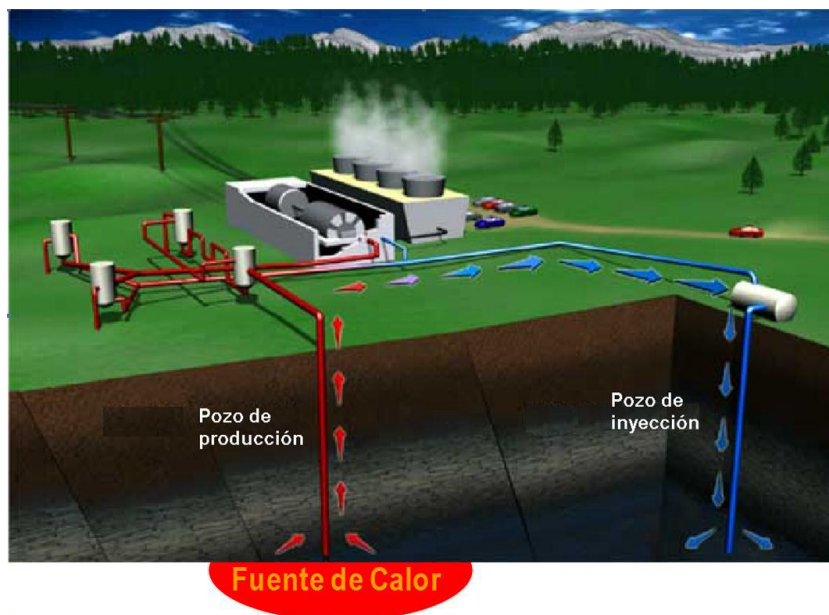


Fig. 1. Esquema típico de una planta geotérmica (modificado de: <http://www.esustentable.com/2008/11/energia-geotermica-la-mejor-opcion-para-chile/>).

Como parte del desarrollo de los recursos geotérmicos (en particular de los yacimientos hidrotermales), la explotación de yacimientos petroleros y el estudio del historial térmico de pozos permafrost, la determinación de la temperatura estabilizada de formación (TEF, también conocida como temperatura inicial de equilibrio o estática de formación), a partir de las mediciones transitorias de temperatura del fondo de pozo (BHT, por sus siglas en inglés) constituye una de las tareas esenciales requerida para la evaluación de estos sistemas geoenergéticos (Santoyo et al., 2000a; Fomin et al., 2003; Huang et al., 2008; Pasquale et al., 2008). En estos estudios, el conocimiento de la TEF es específicamente requerido para: (a) la estimación de los gradientes geotérmicos para el mapeo de exploración (e.g., Teng y Koike, 2007); (b) la determinación del flujo de calor (e.g., Ranalli y Rybach, 2005); (c) la interpretación de registros de pozo (e.g., Stevens, 2000); (d) el diseño óptimo de

programas de perforación y terminación de pozos (e.g., Saito et al., 1998; Fomin et al., 2003); (e) la estimación de las reservas de calor en términos del potencial del fluido almacenado en los sistemas geotérmicos (e.g., Bellani et al., 2004); (f) la calibración de simuladores térmicos de pozos (Santoyo, 1997; García et al., 1998); (g) la ingeniería de reservorios (Peaceman, 1977; Iglesias et al., 1995; DiPippo, 2005; Acuña et al., 2008); (h) la explotación de hidrocarburos (Curtis y Witterholt, 1973; Romero Juárez, 1976; Wooley, 1980; McKenzie, 1981; Hagoort, 2005); (i) el estudio del potencial de acuíferos y aguas subterráneas (Kukkonen, 1995; Ge, 1998; Zschocke et al., 2005); (j) la evaluación de propiedades termofísicas y de transporte de la formación (Čermák y Rybach, 1991; Somerton, 1992; Schön, 1996); (k) la exploración de los minerales (Hill, 1990; Mwenifumbo, 1993); (l) la evolución térmica de la Tierra (MacDonald, 1959; Donaldson, 1962; Pollack y Chapman, 1977; Turcotte, 1980;

Sass et al., 1992; Beltrami, 2002); y (m) el estudio del historial térmico de las regiones permafrost y sus implicaciones en el cambio climático (Lachenbruch y Marshall, 1986; Wang y Lewis, 1992; Harris y Chapman, 1997; Pollack et al., 1998; Huang et al., 2000; Bodri y Cermak, 2007; Huang et al., 2008). Las mediciones de BHT son usualmente costosas, debido a lo sofisticado del equipo de registro que se utiliza y al tiempo de muestreo. Estas mediciones se llevan a cabo generalmente durante las operaciones de perforación, las cuales suelen interrumpirse, lo que explica su elevado costo (Wisian et al., 1998;

Freifeld et al., 2008). La estimación de la TEF, a partir de los datos transitorios de BHT, ofrece la oportunidad de determinar las temperaturas iniciales de la roca circundante al pozo perforado, muchos meses, probablemente, antes de que puedan ser calculadas o medidas durante los procesos de recuperación térmica del pozo. Por esta razón se concibe como una herramienta valiosa en términos de los programas de planeación, exploración y desarrollo de proyectos geotérmicos, petroleros y permafrost (Verma et al., 2006a; Bodri y Cermak, 2007; Kutasov y Eppelbaum, 2010; Figura 2).

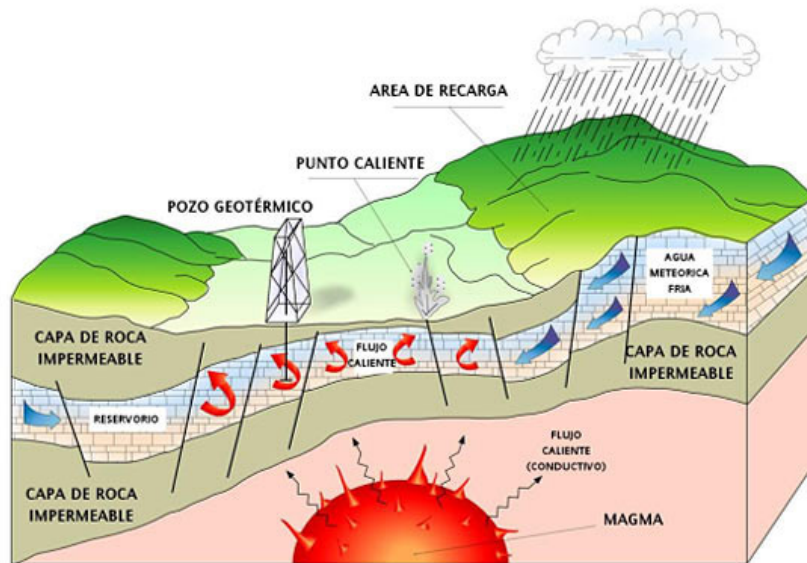


Fig. 2. La exploración y explotación de los recursos geotérmicos requiere de un conocimiento confiable o aproximado de las temperaturas de fondo que predominan en estos sistemas (modificado de: www.cienciasespacial.com).

Para hacer estimaciones confiables del régimen térmico del subsuelo a través de la TEF (por ejemplo, flujos de calor y perfiles de temperatura) son necesarias técnicas nuevas y mejoradas. Por lo tanto, es importante aprender a inferir los gradientes térmicos por medio de las TEF usando los registros de mediciones BHT provenientes de pozos perforados destinados para la exploración o explotación (Figura 3). En

México, las dificultades en la medición del gradiente térmico en pozos han permitido que la evaluación de flujos de calor y de los perfiles de temperatura se haga por medio de métodos indirectos como la geoquímica (Prol-Ledesma y Juárez, 1986). Desde el punto de vista geoquímico, la mayoría de los trabajos son empíricos y están basados en datos obtenidos de estimaciones indirectas con parámetros

químicos (por ejemplo, geotemperaturas de silicio e isótopos de helio) en manantiales térmicos (muestras de agua o gas) y manifestaciones hidrotermales submarinas, así como su relación directa con el régimen térmico; dichos métodos arrojan resultados ambiguos (Elder et al., 1984; Prol-Ledesma y Juárez, 1986; Prol-Ledesma, 1991a; Barragán et al., 2001; Beltrán-Abauza y Quintanilla-Montoya, 2001; Arango-Galván et al., 2011).

Es necesario definir las anomalías locales dentro de las provincias térmicas (una vez que sean definidas) y también comparar resultados de las estimaciones geoquímicas con las estimaciones del régimen térmico a través de mediciones de pozos. Las relaciones entre las mediciones de pozos y la caracterización geoquímica indirecta del régimen térmico pueden aumentar la confiabilidad con la que podemos conocer los flujos de calor, los gradientes térmicos y los perfiles de temperatura en México, mediante una buena estimación del parámetro inicial, la TEF (Smith, 1974; Smith et al., 1979; Reiter y Tovar, 1984; Ziagos et al., 1985; Prol-Ledesma, 1991b).

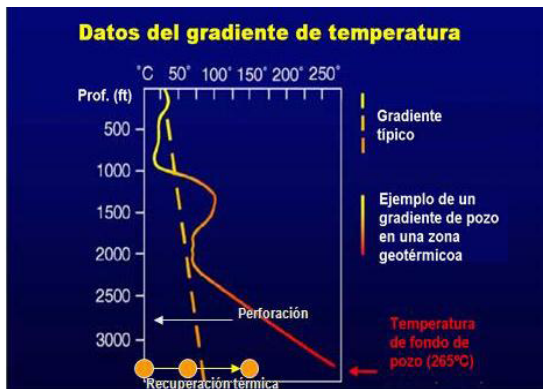


Fig. 3. Esquema teórico de los perfiles registrados de temperatura-profundidad que describen las tendencias de las temperaturas del subsuelo (modificado de: www.portal-cifi.com).

Métodos analíticos y numéricos para el cálculo de las TEF

Uno de los principales problemas requeridos para la evaluación del potencial de los sistemas geoenergéticos es la determinación confiable de las TEF y del gradiente geotérmico. Las mediciones de temperaturas registradas durante la perforación y su extrapolación a tiempos infinitos de recuperación térmica son usualmente el tipo de información requerida para tener una aproximación razonable de las TEF.

Han sido propuestos –y extendido a la industria geotérmica y al estudio del historial térmico de regiones permafrost– métodos analíticos y simuladores numéricos basados en modelos de transferencia de calor de muy variada complejidad. Los modelos reportados a la fecha pueden ser agrupados en dos clases: (i) los que intentan describir la evolución transitoria y espacial de la temperatura en el pozo recién perforado (p. ej., Wooley, 1980; Beirute, 1991; García et al., 1998); y (ii) los que se concentran en la región del pozo donde realmente se miden las temperaturas transitorias (BHT) durante la perforación (p. ej., Luheshi, 1983; Shen y Beck, 1986; Cao et al., 1988).

También existen simuladores numéricos reportados en la literatura para estimar el historial térmico y la distribución de temperatura en un pozo y la formación circundante (usando las BHT). Algunos de estos han sido diseñados para atacar aplicaciones prácticas y pueden basarse en una amplia variedad de suposiciones físicas y matemáticas. En este contexto, se han propuesto simuladores numéricos para: (i) determinar las temperaturas perturbadas térmicamente a cualquier distancia (radial y axial) del pozo como

una función del tiempo; (ii) calcular las temperaturas durante la circulación del lodo de perforación y la cementación del pozo; (iii) determinar las temperaturas del pozo durante la perforación como una función de la posición y tiempo; (iv) predecir las temperaturas del fondo del pozo en varias condiciones de flujo equi-corriente o contra-corriente de fluido hacia la formación geotérmica, durante la etapa de recuperación térmica y cementación; (v) modelar la perturbación térmica alrededor de un pozo considerando un modelo con pérdidas de fluido de perforación hacia la formación geotérmica, así como para determinar la TEF; y (vi) determinar la temperatura de equilibrio y la conductividad térmica a partir de los registros del historial de recuperación térmica (temperatura y tiempo) existentes en los pozos.

La mayoría de las aplicaciones de los modelos computacionales mencionados coinciden en considerar la perforación del pozo como un proceso de flujo de calor en donde se introduce una anomalía o perturbación térmica constante inducida por la circulación de fluido de perforación. Este fenómeno ha sido estudiado a través de temperaturas transitorias resultantes de la recuperación térmica (BHT). En el caso de aplicaciones geotérmicas y petroleras, el fenómeno causado por la perforación de un pozo es el enfriamiento de la formación, mientras que para las regiones permafrost, se tiene un proceso inverso de calentamiento en la formación seguido por un proceso de recuperación térmica hacia su temperatura original por enfriamiento.

Como es normal, muchos de los métodos analíticos requieren al menos dos o más mediciones de BHT a la misma

profundidad del pozo pero en diferentes momentos. La TEF se estima usualmente a través de una aproximación matemática lograda por cada método a partir de los registros transitorios de BHT.

Los métodos analíticos se fundamentan generalmente en la solución de la ecuación general de difusión térmica, también conocida como la ecuación de Fourier (Carslaw y Jaeger, 1959). Esta ecuación se puede ajustar a los modelos físicos y matemáticos que describen el proceso de estabilización térmica en un pozo perforado (Bullard, 1947). La física de cada método depende de las suposiciones o condiciones que han empleado cada autor, de acuerdo con los procesos de transferencia de calor que suelen estar presentes entre la formación geotérmica, el pozo y el fluido de perforación (generalmente por conducción o convección), así como la consideración de las propiedades termofísicas, tanto de la roca (formación) como del fluido de perforación, y las propiedades petrofísicas del tipo de formación litología (medio poroso o fracturado). Por último, la geometría del modelo físico, ya sea cilíndrico, esférico o cartesiano, ha sido también considerada. De acuerdo con las suposiciones generales de los modelos físicos de transferencia de calor existentes se han propuesto numerosos métodos analíticos a través de modelos matemáticos prácticos que se utilizan en las industrias petrolera, geotérmica y en el estudio del historial térmico de los pozos tipo permafrost.

Numerosos trabajos han criticado la validez de algunos métodos usados para el cálculo de las TEF. La mayoría de ellos coincide en demostrar que los métodos fueron incorrectamente

planteados en su forma matemática, lo que explica porqué la mayoría tiende a subestimar sistemáticamente la TEF (p. ej., Dowdle y Cobb, 1975; Luheshi, 1983; Drury, 1984; Shen y Beck, 1986; Deming, 1989; Andaverde et al., 2005; Espinoza-Ojeda, 2011; Espinoza-Ojeda et al., 2011). Sin embargo, a pesar de las debilidades señaladas por estos autores, algunos métodos siguen utilizándose ampliamente en la industria geotérmica y petrolera, probablemente por su simplicidad y facilidad en el cálculo las TEF (p. ej., Espinosa-Paredes y García-Gutiérrez, 2003; Kutasov y Eppelbaum, 2005; Goutorbe et al., 2007; Pasquale et al., 2008; Kutasov y Eppelbaum, 2010; Eppelbaum y Kutasov, 2011).

Aunque se ha obtenido un considerable progreso concerniente al problema de la estimación de la TEF en la industria geotérmica, petrolera y permafrost, se ha reportado que el uso de soluciones simplificadas de estos modelos puede conducir a errores significativos en el cálculo de la TEF (Verma et al., 2006a). Grandes discrepancias entre los resultados predichos por la mayoría de los métodos analíticos han sido analizadas y reportadas en la literatura (p. ej., Santoyo et al., 2000b). Estos resultados han motivado el estudio de las fuentes de error asociadas con el uso de estos métodos, especialmente para el método de Horner, que es el más ampliamente usado en la industria geotérmica (Horner, 1951; Dowdle y Cobb, 1975; Drury, 1984; Andaverde et al., 2005; Verma et al., 2006a, 2006b). En este contexto, Dowdle y Cobb (1975), Drury (1984) y Hasan y Kabir (1994) criticaron la validez de los métodos analíticos para extraer la TEF a partir de los datos BHT, y puntualizaron que las mediciones transitorias de BHT son imprecisas porque

son comúnmente registradas en tiempos donde la perturbación térmica causada por la circulación del fluido de perforación es intensa. Por otro lado, Kutasov y Eppelbaum (2005) indicaron que las BHT o los tiempos de circulación no pueden ser estimados con suficiente exactitud durante las operaciones de perforación, lo cual hace que la estimación de la TEF sea afectada sensiblemente por las incertidumbres de estas mediciones.

Andaverde et al. (2005) llevaron a cabo un estudio estadístico, basado en pruebas de linealidad, para estimar las incertidumbres de la TEF en pozos geotérmicos usando sólo tres métodos analíticos comúnmente empleados. Por su parte, Verma et al. (2005, 2006a, 2006b) aplicaron recientemente la teoría de propagación de errores para calcular las incertidumbres en las estimaciones de la TEF en pozos geotérmicos y petroleros usando los tres métodos analizados por Andaverde et al. (2005).

Resultados Recientes

En los últimos cuatro años, sólo se han reportado cuatro nuevos métodos del tipo numérico, así como algunos trabajos en los cuales se siguen utilizando los métodos analíticos tradicionales (p. ej., Goutorbe et al., 2007; Pasquale et al., 2008; Kutasov y Eppelbaum 2009, 2010; Bassam et al., 2010). En los trabajos de Olea-González et al. (2007, 2008), Olea-González y García-Gutiérrez (2008) y Espinosa-Paredes et al. (2009) se describen procedimientos numéricos basados en métodos inversos para modelar la estabilización térmica de pozos petroleros y geotérmicos durante la perforación. La mayoría de estos modelos refieren la aplicación del método Marquardt como método de inversión y el uso de datos de temperaturas transitorias

(Marquardt, 1963). En el trabajo de Bassam et al. (2010) se desarrolló un nuevo modelo numérico para el cálculo de las TEF en pozos geotérmicos mediante la aplicación de Redes Neuronales Artificiales (ANN, por sus siglas en inglés). En este trabajo se entrenó una arquitectura ANN de tres capas usando una base de datos geotérmica, la cual contiene estimaciones de TEF “estadísticamente normalizadas”. Las mediciones de BHT y tiempo de recuperación fueron usados como las principales variables de entrada para el entrenamiento de la ANN y como variable secundaria el gradiente de temperatura transitorio. Otro método desarrollado para el cálculo de las TEF fue realizado por Wong (2010), quien propone el uso de una función racional polinomial como herramienta de ajuste de los datos de temperatura transitoria (BHT) que exhiben comportamientos asintóticos durante la etapa de recuperación térmica.

Sobre la estimación de la TEF, podemos mencionar que dicho problema no está resuelto y que aún representa un reto importante para las industrias geotérmica, petrolera y de pozos permafrost.

El desarrollo de modelos y métodos analíticos para la determinación de la TEF evolucionó muy rápidamente en la industria petrolera pero no en la geotérmica, debido al gran interés económico por explotar el petróleo. Hoy en día, la predicción confiable de las TEF en pozos geotérmicos sigue representando un reto científico dado que los métodos desarrollados son incapaces de proveer temperaturas realistas y confiables. Diferencias significativas entre las predicciones de TEF por varios métodos son comúnmente observadas. Ante esta situación resulta evidente y muy necesario

desarrollar nuevas herramientas (métodos analíticos o simuladores numéricos), que reproduzcan con mayor precisión y exactitud los procesos de recuperación térmica de los pozos y con ello el historial térmico de los procesos de circulación y recuperación térmica a los cuales están sujetos los pozos. En este último contexto, Espinoza-Ojeda et al. (2011) reportaron un nuevo estudio estadístico con el que se identifican las principales debilidades numéricas de los métodos analíticos disponibles en las industrias geotérmica y petrolera para la determinación de la TEF. Los métodos analíticos analizados muestran discrepancias estadísticamente significativas y diferencias sistemáticas en las estimaciones de TEF para pozos geotérmicos y petroleros. Se encontró además que las temperaturas (BHT), los tiempos de recuperación térmica y la circulación de fluido de perforación son parámetros fundamentales que pueden influir fuertemente en las estimaciones de la TEF, por lo que deben ser medidos en el campo con alta precisión y exactitud, incluyendo la estimación de sus errores.

Con base en el trabajo de Espinoza-Ojeda et al. (2011) se decidió extender su aplicación a la determinación de TEF en pozos permafrost con la finalidad de demostrar la importancia e implicaciones en el área de investigación sobre cambio climático. A través de los diferentes análisis estadísticos utilizados se identificaron las principales problemáticas y discrepancias encontradas en las TEF estimadas, así como las implicaciones que se tienen en la determinación del perfil térmico del pozo permafrost. A partir de estos resultados, se definieron con mayor precisión y exactitud los procesos de enfriamiento y calentamiento que ocurren en la sección somera de los pozos permafrost (Figura 4).

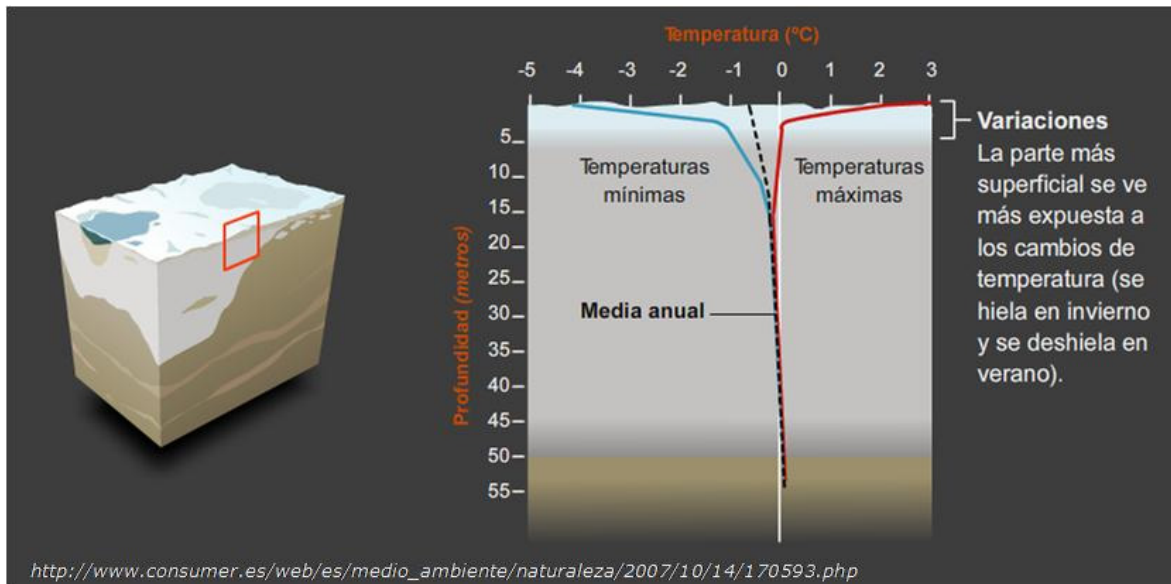


Fig. 4. El estudio de historiales de temperatura de la superficie terrestre es una de las tareas principales usada en la investigación sobre el cambio climático y así determinar los procesos de enfriamiento o calentamiento de la Tierra

CONCLUSIONES

De acuerdo con los estudios mencionados se justificó la necesidad de desarrollar un nuevo método analítico-empírico mejorado para la determinación de las TEF (Espinoza-Ojeda, 2011). Este nuevo método se fundamentó en la aplicación novedosa de una metodología matemática con el objetivo principal de reproducir el fenómeno de recuperación térmica (proceso que exhibe un comportamiento asintótico) de los datos transitorios de temperatura para determinar la TEF a tiempos infinitos, cuando se asume que la formación ha alcanzado nuevamente su estado de equilibrio térmico. Este método puede tener aplicaciones en el desarrollo y calibración de simuladores numéricos para reproducir los historiales térmicos de los pozos o de la formación litológica circundante.

Una observación general que se menciona en los últimos trabajos relacionados al estudio de los perfiles térmicos del subsuelo, es que la disponibilidad de series con el mayor número de mediciones ($n > 10$), provee la posibilidad de obtener un mejor análisis de los datos medidos, lo que repercute en la obtención de estimaciones TEF más confiables. Es importante remarcar que el número y la calidad de los datos medidos juegan un papel importante para una mayor eficacia en la aplicación de los últimos métodos desarrollados, en especial en la de mediciones térmicas del subsuelo.

Las dificultades que impiden una evaluación integral y una mejor selección de los métodos analíticos y empíricos se deben básicamente a los siguientes factores: (i) al número limitado de mediciones de BHT que se realizan comúnmente en las diferentes aplicaciones, para lo

cual sería altamente deseable disponer de al menos 30 mediciones (situación que puede ser factible con la tecnología actual de medición: fibra óptica o digital); y (ii) al replanteamiento de algunos de los modelos físicos (conceptuales) y matemáticos de los métodos analíticos simplificados debido a la presencia de fenómenos de transferencia de calor complejos que dominan en estos procesos de perturbación térmica.

Como conclusión se puede establecer que las discrepancias observadas entre los métodos aún persisten y que definir el mejor método para la estimación más confiable y realista de las TEF sigue siendo un reto científico en todos los campos de aplicación estudiados.

AGRADECIMIENTOS

El primer autor desea agradecer al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por los apoyos económicos brindados durante la realización de los proyectos desarrollados en la maestría y doctorado de este mismo, de los cuales uno de los productos finales es este manuscrito. Ambos autores agradecen los comentarios, sugerencias y correcciones realizadas por los revisores de este trabajo.

REFERENCIAS

- Acuña, J. A., J. Stimac, L. Sirad-Azwar, and R. G. Pasikki (2008). Reservoir management at Awibengkok geothermal field, West Java, Indonesia. *Geothermics*, 37, 332-346.
- Andaverde, J., S. P. Verma, and E. Santoyo (2005). Uncertainty estimates of static formation temperatures in boreholes and evaluation of regression models. *Geophysical Journal International*, 160, 1112-1122.
- Arango-Galván, C. R.M. Prol-Ledesma, E.L. Flores-Márquez, C. Canet, and R.E. Villanueva Estrada (2011). Shallow submarine and subaerial, low-enthalpy hydrothermal manifestations in Punta Banda, Baja California, Mexico: Geophysical and geochemical characterization. *Geothermics*, 40, 102-111.
- Barragan, R.M., P. Birkle, E. Portugal, V.M. Arellano and J. Alvarez (2001). Geochemical survey of medium temperature geothermal resources from the Baja California Peninsula and Sonora, Mexico. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 110, 101-119.
- Bassam A., Santoyo E., Andaverde J., Hernández J.A. and Espinoza-Ojeda O.M. (2010). Estimation of static formation temperatures in geothermal wells by using an artificial neural network approach *Computers & Geosciences*, 36, 1191-1199.
- Beirute, R. M. (1991). A circulating and shut-in well-temperature-profile simulator. *Journal of Petroleum Technology*, 43(9), 1140-1146.

- Bellani, S., A. Brogi, A. Lazzarotto, D. Liotta, and G. Ranalli (2004). Heat flow, deep temperatures and extensional structures in the Larderello Geothermal Field (Italy): constraints on geothermal fluid flow. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 132, 15-29.
- Beltrami, H. (2002). Earth's long-term memory. *Science*, 297, 206-207.
- Beltrán-Abaunza, J.M., and A.L. Quintanilla-Montoya (2001). Calculated heat flow for the Ensenada region, Baja California, Mexico. *Ciencias Marinas*, 27, 619-634.
- Bertani, R. (2010). Geothermal power generation in the world 2005-2010 update report. In: proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April, 41 pp.
- Bodri, L., and V. Cermak (2007). Borehole climatology: A new method on how to reconstruct climate. First ed., Elsevier, Oxford, UK, 335 pp.
- Bullard, E.C., 1947. The time necessary for a borehole to attain temperature equilibrium. *Astronom. Soc., Monthly Notices, Geophys. Suppl.*, 5, 125-130.
- Cao, S., I. Lerche, and C. Hermanrud (1988). Formation temperature estimation by inversion of borehole measurements. *Geophysics*, 53(7), 979-988.
- Carslaw, H. S., and J. C. Jaeger (1959). *Conduction of Heat in Solids*. Second ed., Oxford Science Publications, 510 pp.
- Curtis, M. R., and E. J. Witterholt (1973). Use of the temperature log for determining flow rates in producing wells. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1-12.
- Čermák, V., and L. Rybach (Eds.) (1991). *Terrestrial heat flow and the lithosphere structure*, First ed., 507 pp., Springer-Verlag.
- Deming, D. (1989). Application of bottom-hole temperature corrections in geothermal studies. *Geothermics*, 18(5-6), 775-786.
- Demirbaş, A. (2006). Global renewable energy sources. *Energy Sources, Part A*, 28, 779-792.
- DiPippo, R. (2005). *Geothermal Power Plants: Principles, Applications and Case Studies*, Elsevier Advanced Technology, 450 pp.
- Donaldson, I. G. (1962). Temperature gradients in the upper layers of the Earth's Crust due to convective water flows. *Journal of Geophysical Research*, 67(9), 3449-3459.
- Dowdle, W. L., and W. M. Cobb (1975). Static formation temperature from well logs - An empirical method. *Journal of Petroleum Technology*, 27(11), 1326-1330.
- Drury, M. J. (1984). On a possible source of error in extracting equilibrium formation temperatures from borehole BHT data. *Geothermics*, 13(3), 175-180.
- Elder, W.A., D.K. Bird, A.E. Williams and P. Schiffman (1984). Hydrothermal flow regime and magmatic heat source of the Cerro Prieto geothermal system, Baja California, Mexico. *Geothermics*, 13, 27-47.

- Eppelbaum, L. V., and I. M. Kutasov (2011). Determination of the formation temperature from shut-in logs: Estimation of the radius of thermal influence. *Journal of Applied Geophysics*, 73, 278-282.
- Espinosa-Paredes, G., and A. García-Gutiérrez (2003). Estimation of static formation temperatures in geothermal wells. *Energy Conversion and Management*, 44, 1343-1355.
- Espinosa-Paredes, G., A. Morales-Díaz, U. Olea-González, and J. J. Ambriz-García (2009). Application of a proportional-integral control for the estimation of static formation temperatures in oil wells. *Marine and Petroleum Geology*, 26, 259-268.
- Espinoza-Ojeda, O. M. (2011). Evaluación de modelos matemáticos y de transferencia de calor en el desarrollo de un nuevo método analítico para la determinación de temperaturas estabilizadas en sistemas geoenergéticos (pozos geotérmicos, petroleros y permafrost). Centro de Investigación en Energía (Sistemas Energéticos - Geoenergía), Universidad Nacional Autónoma de México, Temixco, Morelos. 223 pp. Tesis de Doctorado.
- Espinoza-Ojeda, O. M., E. Santoyo, and J. Andaverde (2011). A new look at the statistical assessment of approximate and rigorous methods for the estimation of stabilized formation temperatures in geothermal and petroleum wells. *Journal of Geophysics and Engineering*, 8, 233-258.
- Fomin, S., V. Chugunov, and T. Hashida (2003). Analytical modelling of the formation temperature stabilization during the borehole shut-in period. *Geophysical Journal International*, 155, 469-478.
- Freifeld, B. M., S. Finsterle, T. C. Onstott, P. Toole, and L. M. Pratt (2008). Ground surface temperature reconstructions: Using in situ estimates for thermal conductivity acquired with a fiber-optic distributed thermal perturbation sensor. *Geophysical Research Letters*, 35(L14309), 5.
- García, A., E. Santoyo, G. Espinosa, I. Hernández, and H. Gutiérrez (1998). Estimation of temperatures in geothermal wells during circulation and shut-in in the presence of lost circulation. *Transport in Porous Media*, 33, 103-127.
- Ge, S. (1998). Estimation of groundwater velocity in localized fracture zones from well temperature profiles. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 84, 93-101.
- Goutorbe, B., F. Lucazeau, and A. Bonneville (2007). Comparison of several BHT correction methods: a case study on an Australian data set. *Geophysical Journal International*, 170, 913-922.
- Gupta, H., and S. Roy (2007). *Geothermal energy: An alternative resource for the 21st century*. First ed., Elsevier, Oxford, UK
- Hagoort, J. (2005). Prediction of wellbore temperatures in gas production wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 49, 22-36.

- Hammons, T. J. (2004). Geothermal power generation worldwide: Global perspective, technology, field experience, and research and development. *Electric Power Components and Systems*, 32, 529-553.
- Harris, R. N., and D. S. Chapman (1997). Borehole temperature and a baseline for 20th-century global warming estimates. *Science*, 275(5306), 1618-1621.
- Hill, A.D., 1990. Temperature logging: in production logging-theoretical and interpretative elements. *Society of Petroleum Engineers Memoir*, 14, 19-36.
- Horner, D. R. (1951). Pressure build-up in wells. In: proceedings of the 3rd World Petroleum Congress, The Hague, The Netherlands, 503-521 pp.
- Huang, S., H. N. Pollack, and P. Y. Shen (2000). Temperature trends over the past five centuries reconstructed from borehole temperatures. *Nature*, 403, 756-758.
- Huang, S. P., H. N. Pollack, and P.-Y. Shen (2008). A late Quaternary climate reconstruction based on borehole heat flux data, borehole temperature data, and the instrumental record. *Geophysical Research Letters*, 35, L13703.
- Iglesias, E. R., A. Campos-Romero, and R. J. Torres (1995). A reservoir engineering assessment of the Chipilapa, El Salvador, geothermal field. In: proceedings of the World Geothermal Congress, Florence, Italy, 1531-1536 pp.
- Kagel, A., and K. Gawell (2005). Promoting geothermal energy: Air emissions comparison and externality Analysis. *The Electricity Journal*, 18(7), 90-99.
- Kukkonen, I. T. (1995). Thermal aspects of groundwater circulation in bedrock and its effect on crustal geothermal modelling in Finland, the central Fennoscandian Shield. *Tectonophysics*, 244, 119-136.
- Kutasov, I. M., and L. V. Eppelbaum (2005). Determination of formation temperature from bottom-hole temperature logs-a generalized Horner method. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2, 90-96.
- Kutasov, I. M., and L. V. Eppelbaum (2009). Estimation of geothermal gradients from single temperature log-field cases. *Journal of Geophysics and Engineering*, 6, 131-135.
- Kutasov, I. M., and L. V. Eppelbaum (2010). A new method for determining the formation temperature from bottom-hole temperature logs. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 1(1), 1-8.
- Lachenbruch, A. H., and B. V. Marshall (1986). Changing climate: Geothermal evidence from permafrost in the Alaskan Arctic. *Science*, 234(4777), 689-696.
- Luheshi, M. N. (1983). Estimation of formation temperature from borehole measurements. *The Geophysical Journal of the Royal Astronomy Society*, 74, 747-776.

- Lund, J. W., D. H. Freeston, and T. L. Boyd (2010). Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review. In: proceedings of the World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April, 23 pp.
- MacDonald, G. J. F. (1959). Calculations on the thermal history of the Earth. *Journal of Geophysical Research*, 64(11), 1967-2000.
- Marquardt, W.D. (1963). An algorithm for least squares estimation of non linear parameters. *Journal Society Industrial Applied Mathematics*, 11 (2), 431-441.
- McKenzie, D. (1981). The variation of temperature with time and hydrocarbon maturation in sedimentary basins formed by extension. *Earth and Planetary Science Letters*, 55, 87-98.
- Mwenifumbo, C.J. (1993). Temperature logging in mineral exploration. *Journal of Applied Geophysics*, 30, 297-313
- Olea-González, U., A. Vázquez-Rodríguez, A. García-Gutiérrez, y P. Anguiano-Rojas (2007). Estimación de temperaturas de formación en yacimientos: Método inverso. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 6(1), 65-74.
- Olea-González, U., D. Bautista-Pastrana, y G. Espinosa-Paredes (2008). Transporte de calor con pérdida de circulación en un pozo-formación de la zona marina, al aplicar un método inverso. In: proceedings of the Congreso Mexicano del Petróleo, 1-10 pp.
- Olea-González, U., and A. García-Gutiérrez (2008). Estimation of static formation temperatures in geothermal and oil well by inversion of logged temperatures. *Geothermal Resources Council Transactions*, 32, 53-56.
- Pasquale, V., P. Chiozzi, G. Gola, and M. Verdoya (2008). Depth-time correction of petroleum bottom-hole temperatures in the Po Plain, Italy. *Geophysics*, 73(6), E187-E196.
- Peaceman, D. W. (1977). *Fundamentals of numerical reservoir simulation*, Elsevier Scientific Publishing Company, 176 pp.
- Pollack, H. N., and D. S. Chapman (1977). Mantle heat flow. *Earth and Planetary Science Letters*, 34, 174-184.
- Pollack, H. N., S. Huang, and P. Y. Shen (1998). Climate change record in subsurface temperatures: A global perspective. *Science*, 282(5387), 279-281.
- Prol-Ledesma, R.M. (1991a). Chemical geothermometers applied to the study of thermalized aquifers in Guaymas, Sonora, Mexico: a case history. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 46, 49-59.
- Prol-Ledesma, R.M. (1991b). Terrestrial heat flow in Mexico, in *Terrestrial Heat Flow and the Lithosphere Structure*, edited by V. Čermák and L. Rybach, pp. 475-485, Springer-Verlag.
- Prol-Ledesma, R. M., and G. Juarez M. (1986). Geothermal map of Mexico. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 28, 351-362.

- Ranalli, G., and L. Rybach (2005). Heat flow, heat transfer and lithosphere rheology in geothermal áreas: Features and examples. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 148, 3-19.
- Reiter, M. and Tovar, J.C. (1984). Estimates of terrestrial heat flow in northern Chihuahua, Mexico, based upon petroleum bottom-hole temperatures. *Geological Society of America Bulletin*, 93, 613-624.
- Romero Juarez, A. (1976). A simplified method for calculating temperature changes in deep oil well stimulations. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1-22.
- Saito, S., S. Sakuma, and T. Uchida (1998). Drilling procedures, techniques and test results for a 3.7km deep, 500oC exploration well, Kakkonda, Japan. *Geothermics*, 27(5/6), 573-590.
- Santoyo, E. (1997). Transient numerical simulation of heat transfer processes during drilling of geothermal wells. Ph.D Thesis, University of Salford, UK
- Santoyo, E., A. García, G. Espinosa, I. Hernández, and S. Santoyo (2000a). STATIC_TEMP: a useful computer code for calculating static formation temperatures in geothermal wells. *Computers & Geosciences*, 26, 201-217.
- Santoyo, E., A. García, G. Espinosa, E. González-Partida, and J. C. Viggiano (2000b). Thermal evolution study of the LV-3 well in the Tres Vírgenes geothermal field, México. In: proceedings of the World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 2177-2182 pp.
- Sass, J.H., Lachenbruch, A.H., Moses Jr., T.H., Morgan, P., (1992). Heat flow from a scientific research well at Cajon Pass, California. *Journal of Geophysical Research*, 97, 5017-5030.
- Schön, J. H. (1996). Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics. First ed. 18, *Handbook of geophysical exploration: Seismic exploration*, Elsevier Science, 583 pp.
- Shen, P. Y., and A. E. Beck (1986). Stabilization of bottom hole temperature with finite circulation time and fluid flow. *The Geophysical Journal of the Royal Astronomy Society*, 86, 63-90.
- Smith, D. L. (1974). Heat flow, radioactive heat generation, and theoretical tectonics for northwestern Mexico. *Earth and Planetary Science Letters*, 23, 43-52.
- Smith, D. L., C. E. Nuckels, R. L. Jones, and G. A. Cook (1979). Distribution of heat flow and radioactive heat generation in northern Mexico. *Journal of Geophysical Research*, 84, 2371-2379.
- Somerton, W. H. (1992). Thermal properties and temperature-related behavior of rock/fluid systems. 37, *Developments in petroleum science*, Elsevier Science, 257 pp.
- Stevens, L. (2000). Pressure, temperature and flow logging in geothermal wells. In: proceedings of the World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 2435-2437 pp.

- Teng, Y., and K. Koike (2007). Three-dimensional imaging of a geothermal system using temperature and geological models derived from a well-log dataset. *Geothermics*, 36, 518-538.
- Turcotte, D. L. (1980). On the thermal evolution of the Earth. *Earth and Planetary Science Letters*, 48, 53-58.
- Verma, S. P., J. Andaverde, and E. Santoyo (2006a). Application of the error propagation theory in estimates of static formation temperatures in geothermal and petroleum boreholes. *Energy Conversion and Management*, 47, 3659-3671.
- Verma, S. P., J. Andaverde, and E. Santoyo (2006b). Statistical evaluation of methods for the calculation of static formation temperatures in geothermal and oil wells using an extension of the error propagation theory. *Journal of Geochemical Exploration*, 89, 398-404.
- Wang, K., and T. J. Lewis (1992). Geothermal evidence from Canada for a cold period before recent climatic warming. *Science*, 256(5059), 1003-1005.
- Wisian, K., D. D. Blackwell, S. Bellani, J. A. Henfling, R. A. Normann, P. C. Lysne, A. Forster, and J. Schrotter (1998). Field comparison of conventional and new technology temperature logging systems. *Geothermics*, 27(2), 131-141.
- Wooley, G. R. (1980). Computing downhole temperatures in circulation, injection, and production wells. *Journal of Petroleum Technology*, 32(9), 1509-1522.
- Wong, J.A. (2010). Nuevo Método para el Cálculo de Temperaturas Estabilizadas de Formación, basado en la Extrapolación Racional Polinomial. Centro de Investigación en Energía (Sistemas Energéticos - Geoenergía), Universidad Nacional Autónoma de México, Temixco, Morelos. 99 pp. Tesis de Maestría.
- Ziagos, J. P., D. D. Blackwell, and F. Mooser (1985). Heat flow in southern Mexico and the thermal effects of subduction. *Journal of Geophysical Research*, 90, 5410-5420.
- Zschocke, A., V. Rath, C. Grisseemann, and C. Clauser (2005). Estimating Darcy flow velocities from correlated anomalies in temperature logs. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2, 332-342.

Manuscrito recibido: 20 de octubre de 2011

Recepción del manuscrito corregido: 7 de diciembre de 2011

Manuscrito aceptado: 15 de diciembre de 2011