



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

**EVALUACIÓN DE MÉTODOS ANALÍTICOS PARA LA
ESTIMACIÓN DE TEMPERATURAS ESTABILIZADAS
EN POZOS GEOTÉRMICOS**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA - GEOTERMIA

P R E S E N T A :

FIS. ORLANDO MIGUEL ESPINOZA

DIRECTOR DE TESIS:

DR. EDGAR ROLANDO SANTOYO GUTIÉRREZ



TEMIXCO, MORELOS, MÉXICO, 2007.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. SURENDRA PAL VERMA JAISWAL

Secretario: DR. EDGAR ROLANDO SANTOYO GUTIÉRREZ

Vocal: DR. GUSTAVO URQUIZA BELTRÁN

1^{er}. Suplente: DR. IGNACIO SALVADOR TORRES ALVARADO

2^{do}. Suplente: DR. JORGE ALBERTO ANDAVERDE ARREDONDO

Lugar donde se realizó la tesis:

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA
COORDINACIÓN DE GEOENERGÍA

DIRECTOR DE TESIS:

DR. EDGAR ROLANDO SANTOYO GUTIÉRREZ

FIRMA

En el trabajo desarrollado se obtuvieron como resultados lo siguiente:

- Exposición en sesión de póster en el 6to. Congreso de Estudiantes del CIE, del 30 de mayo al 1ro de junio de 2007.
- Exposición en modalidad de sesión oral en el congreso internacional *3rd Internacional Energy, Exergy and Environment Symposium*, que se llevo a cabo en la ciudad de Évora, Portugal, del 1ro. al 5 de julio de 2007. En este congreso se publico el trabajo in extenso.
- Se hará una publicación en revista internacional arbitrada de los resultados obtenido en la tesis.
- También se presentara este trabajo en el XVII Congreso Nacional de Geoquímica, en la ciudad de Pachuca, Hidalgo, del 1 al 6 de Octubre, 2007. La presentación en sesión oral la hará el Dr. Edgar R. Santoyo Gutiérrez.

Con mucho amor y cariño

a mis padres

Salvador y Ramona

a mis hermanos

Salvador, Jorge y Natalia

AGRADECIMIENTOS

A **Dios**, por haberme permitido concluir esta etapa profesional de mi vida y estar siempre conmigo en el andar de la vida.

A mis padres **Salvador** y **Ramona**, por darme tanto amor y cariño, por su apoyo moral, por sus consejos y por ser mi inspiración.

A mis hermanos **Salvador**, **Jorge** y **Natalia**, por que he aprendido mucho de ellos y por ser quienes son y como son.

Al **Dr. Edgar Santoyo**, por sus consejos, su dedicación, por haberme enseñado tanto, por sus regaños y sobretodo por haber creído en mí.

Al **Dr. Jorge Andaverde**, por su valiosa amistad, sus consejos y por haber aprendido mucho de el.

Al **Dr. Surendra P. Verma**, por su valiosa contribución al mejoramiento de este trabajo, sus consejos y enseñanzas.

Al **Dr. Ignacio Torres**, por sus valiosos comentarios sobre esta tesis, y por haberme impartido la materia de Estadística.

Al **Dr. Gustavo Urquiza**, por la revisión y sugerencias sobre esta tesis.

A los **Drs. Roberto Best, Sergio Cuevas, Octavio García, Raúl Rechtman y Ramón Tovar**, por haberme impartido materias que ayudaron mucho en mi formación académica.

Al **Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología**, por su apoyo económico para la realización de mis estudios de maestría.

A **Lino Meraz**, por ser un gran amigo, como un hermano, por sus consejos y apoyo moral.

A **Laura González** y **Lilí Gallo**, por brindarme una gran amistad, sus consejos, apoyo y por escucharme cuando lo he necesitado.

A mis **amigos** del grupo Kayros y Kelaia: Luis Ramos, Nelly y Mary Paz Mellado, Zoraya Palomera, Gaby Orozco, Mariana Herrera, Carmen Peralta, Josué Reyes, Beatriz Reynoso, Cesar Cortes, Octavio Orozco, Olga López, Jorge Capetillo, Naxyelli Ramírez, Liz Rodríguez, Janet , Elide Carmona, David Plata, Ari López, Gama López, Jessica Morales y al Padre Luis Martín (perdón si me falta alguien).

Y a todos mis **compañeros** del CIE, pues de ellos he aprendido mucho, tanto de la vida cotidiana como de la académica.

Índice de Contenido

	Página
<i>Resumen</i>	<i>I</i>
<i>Abstract</i>	<i>IV</i>
<i>Capítulo 1</i>	<i>1</i>
<i>Introducción</i>	<i>1</i>
<i>Capítulo 2</i>	<i>8</i>
<i>Conceptos de Geotermia y Tecnología de Pozos Geotérmicos</i>	<i>8</i>
2.1 Definición	8
2.2 El Papel de la Geotermia en las Energías Renovables	8
2.2.1 Implicaciones Ambientales	10
2.3 Exploración de los Recursos Geotérmicos	12
2.4 Pozos Geotérmicos (Tecnología y Construcción)	15
2.4.1 Perforación y Cementación	15
2.4.2 Registro de Temperaturas	18
2.5 Explotación y Usos de la Geotermia (Electricidad y Usos Directos)	21
2.5.1 Escenario Mundial Actual de Generación de Electricidad	23
2.5.2 Escenario Actual del Aprovechamiento de la Geoenergía en México	25
<i>Capítulo 3</i>	<i>27</i>
<i>Métodos para Estimar la Temperatura Estabilizada de Formación (TEF)</i>	<i>27</i>
3.1 Métodos Analíticos	28
<i>Capítulo 4</i>	<i>58</i>
<i>Metodología</i>	<i>58</i>
<i>Capítulo 5</i>	<i>64</i>
<i>Resultados y Discusión</i>	<i>64</i>
5.1 Selección de Métodos Analíticos	64
5.2 Base de Datos	65
5.3 Análisis Estadístico	68
5.3.1 Modelo de Regresión OLS	82
5.3.2 Pruebas de Linealidad	83
5.3.3 Modelo de Regresión WLS	90
5.3.4 Modelo de Regresión Polinomial (Cuadrática) (QR)	93
5.4 Análisis Cociente de Solución	99
<i>Capítulo 6</i>	<i>103</i>
<i>Conclusiones</i>	<i>103</i>
Trabajo Futuro	104
<i>Referencias Bibliográficas</i>	<i>105</i>

Resumen

En este trabajo se estudió la importancia de la estimación confiable de la temperatura estabilizada de formación (TEF) en pozos geotérmicos. Métodos analíticos basados sobre modelos simplificados de transferencia de calor fueron evaluados para el cálculo de la TEF. Una nueva metodología numérico-estadística fue desarrollada para la evaluación de las fuentes de error asociadas con el uso de métodos analíticos. Mediciones de temperatura y tiempo de “shut-in” (recuperación térmica), junto con datos sintéticos fueron usados para estos propósitos. Los estudios presentes fueron conducidos debido a las grandes discrepancias comúnmente encontradas durante la determinación de la TEF. Muchos de los métodos analíticos disponibles tienden a subestimar los valores actuales de TEF, mientras que existen algunos métodos que sistemáticamente sobreestiman las temperaturas. Los métodos evaluados consideran el análisis de transición térmica (registros de temperatura de shut-in, también conocidas como temperaturas de fondo de pozo, BHT por sus siglas en inglés) resultado de perturbaciones producidas por las operaciones de perforación y terminación de pozo. Siete métodos analíticos fueron seleccionados, derivados del conocido modelo de fuente de calor lineal constante. Muchos de estos métodos consideran procesos de flujo de calor conductivo bajo condición radial, cilíndrica, y esférica (p. ej., el método de Horner, Manetti, Brennan, Hasan-Kabir, Leblanc, Kutasov-Eppelbaum y Ascencio). Las soluciones exactas y aproximadas de cada método fueron evaluadas para estimar las diferencias entre ellas, así como también sus limitaciones físicas y estadísticas. El efecto de las condiciones de flujo de fluido de perforación (tiempos de circulación y shut-in, las propiedades termofísicas del fluido de perforación y formación, y las incertidumbres de las mediciones de los tiempos y de BHT) y las propiedades de la formación-pozo fueron también estudiadas.

La validez de las soluciones analíticas simplificadas propuestas en cada método fue individualmente evaluada versus su solución exacta correspondiente. Los objetivos de estas evaluaciones fue identificar las fuentes de error y definir las condiciones de

aplicabilidad de cada método analítico (es decir, cómo el uso del método analítico simplificado podría conducir a errores significativos en el cálculo de la TEF). Usando los datos sintéticos, los métodos analíticos basados en los modelos de transferencia de calor radial y cilíndrico mostraron que en algunos casos sus soluciones simplificadas se aproximan cercanamente a la solución exacta (especialmente en tiempos cortos de shut-in). La medición exacta de la perturbación térmica y los tiempos de shut-in fueron, por lo tanto, los parámetros más importantes en estos métodos analíticos.

En particular, el método de Horner (la herramienta más usada) no debería ser aplicado arbitrariamente porque fue basado en suposiciones de transferencia de calor que no podrían aplicarse directamente en pozos geotérmicos. Aun así, es reconocido que la simplicidad y aplicación práctica de este método provee algunas predicciones satisfactorias de la TEF en algunos sitios geotérmicos, aunque generalmente tiende a subestimar la TEF.

En otros casos (p. ej., el modelo esférico radial), los cocientes de solución obtenidos usando los mismos datos de temperatura fueron significativamente diferentes a la unidad. Esto parece explicar la predicción sistemática de valores sobreestimados de la TEF, cuando este método es usado en datos geotérmicos.

Por otra parte, cuando los métodos analíticos fueron usados para estimar la TEF a partir de los datos de BHT, los tiempos de circulación de fluido de perforación y shut-in, las propiedades termofísicas del fluido de perforación y de la formación, y el tipo de regresión numérica, estos parámetros jugaron un papel importante en los cálculos de las TEF. Este hecho parece explicar las grandes discrepancias y diferencias observadas a lo largo de todas las predicciones de los métodos. Muchos de los métodos analíticos simplificados se basan en el uso del tradicional modelo de regresión lineal ordinaria (OLS, por sus siglas en inglés) para que a través del valor del intercepto inferir la TEF. Después de evaluar los datos BHT, incluyendo los datos sintéticos, se encontró que el uso del método estadístico OLS es totalmente inválido debido a que la mayoría de los datos de BHT y tiempo de shut-in exhiben un claro comportamiento no lineal. Estos resultados fueron respaldados por pruebas estadísticas de linealidad (secuencia de signos y regresión

usando subconjuntos secuenciales), y el cálculo del cuadrado de la suma de residuales, estas pruebas fueron sistemáticamente aplicadas a los datos de campo y sintéticos.

Finalmente, los resultados obtenidos en este estudio sugieren que un nuevo método analítico debería ser desarrollado para proveer aproximaciones cercanas a la solución exacta. Este método deberá reproducir física y matemáticamente el proceso de perturbación térmica asociado con la perforación de un pozo geotérmico. Esta nueva herramienta analítica sería muy útil porque la determinación actual de la TEF aún representa un reto científico, no sólo en aplicaciones geotérmicas, sino también para la industria petrolera y algunas áreas de las geociencias.

Abstract

The importance of the reliable estimation of stabilized formation temperatures (SFT) in geothermal wells is studied in this work. Analytical methods based on simplified heat transfer models have been evaluated for the calculation of SFT. An improved numerical-statistical methodology was developed for the evaluation of the main error sources associated with the use of the analytical methods. Shut-in temperature and shut-in time measurements logged (during the wellbore thermal recovery), together with two synthetic temperature data sets were used for these purposes. The present studies were conducted due to the large discrepancies commonly found during the determination of the SFT. Most of the available analytical methods tend to underestimate the actual SFT values, although some methods systematically overestimate the temperatures. The evaluated methods consider the analysis of thermal transients (shut-in temperature logs, also known as bottom-hole temperatures, BHT) resulting from disturbances produced by wellbore drilling and completion operations. Seven analytical methods derived from the well-known constant linear heat source model were selected. Most of these methods consider conductive heat flow processes under radial, cylindrical, and spherical conditions (e.g. Horner, Manetti, Brennand, Hasan-Kabir, Kutasov, Kutasov-Eppelbaum and spherical-radial methods). Analytical and exact solutions of each method were evaluated in order to estimate their differences, as well as their physical and statistical limitations. The effect of the drilling fluid flow conditions and the wellbore-formation properties (i.e., circulation and shut-in times, the thermophysical properties of the drilling fluid and the formation, and the uncertainties of the BHT and time measurements) were also studied.

The validity of the simplified analytical solutions proposed in each method was individually evaluated versus their corresponding exact solution. The objectives of such evaluations were to identify the error sources and to define the applicability conditions of each analytical method (i.e., how the use of the simplified analytical method could lead to significant errors in the SFT calculation). Using the temperature synthetic data sets, the analytical methods based on radial and cylindrical heat transfer models show that their

simplified solutions closely approximate to the exact solution (especially in early shut-in times). The accurate measurement of the thermal disturbance and the shut-in times were therefore the most important parameters in these analytical methods.

The Horner method, the most used tool in petroleum and geothermal industries, was comprehensive evaluated. It was found that it should not be applied arbitrarily because it was based on heat transfer assumptions which could not directly apply in geothermal wells. Although, it is recognized that the simplicity and practical application of this method have provided some successful predictions of the SFT in some geothermal sites, the problem of the SFT underestimation still persists in most of the geothermal applications.

In other cases (for example, the spherical-radial model), the ratios of the simplified analytical/exact solutions obtained using the same temperature data were significantly different to unity. This fact seems to explain the systematic prediction of overestimated values of SFT, when this method is used in actual geothermal data.

On the other hand, when the analytical methods were used to estimate the SFT from the actual BHT data, the drilling fluid circulation and shut-in times, the thermophysical properties of the drilling fluid and formation, and the type of numerical regression, played an important role for these calculations. This fact seems to explain the large discrepancies and differences observed among all the method predictions. Most of the simplified analytical methods rely on the use of the well-known ordinary linear regression (OLS) to infer the SFT using the intercept values. After evaluating the BHT data, including the synthetic data sets, it was found that the use of the statistical OLS method is totally invalidated because most of the BHT and shut-in time data exhibited a clear non-linear behavior. These results were supported by linearity statistical tests (sequence of signs and regression using sequential subsets), and the calculation of residual sum of squares, these tests were systematically applied to all field and synthetic data.

Finally, the results obtained in this study research that a new analytical method should be developed in order to provide close approximations to the exact solution. This method should reproduce physical and mathematically the process of the thermal perturbation associated with the geothermal wellbore drilling. This new analytical tool would be very useful because the determination of actual SFT still represent a scientific challenge not only for geothermal applications but also for the petroleum industry and some areas of geosciences.

Capítulo 1

Introducción

La demanda creciente de electricidad a nivel mundial ha venido impulsando cada vez más el desarrollo de fuentes alternas de energías, entre las cuales destaca la energía geotérmica, por ser ésta la que mayor desarrollo tecnológico ha mostrado en los últimos años (p. ej., Lund, 2005). Actualmente, en México se cuenta con una capacidad instalada de 953 MW a partir de la explotación de estos recursos geotérmicos (Gutiérrez-Negrin & Quijano-León, 2005; Bertani, 2005). Hoy en día, existen programas de desarrollo geotérmico, a través de proyectos de investigación (básica y aplicada), encaminados a desarrollar o evaluar nuevas metodologías para un mejor aprovechamiento de estos recursos geoenergéticos renovables. En las etapas iniciales de exploración y explotación de un sistema geotérmico, numerosos estudios multidisciplinarios se realizan para estimar la extensión y localización del yacimiento, así como para evaluar el potencial energético acumulado y la factibilidad de su explotación con fines comerciales (p. ej., Kutasov 1999; Santoyo *et al.*, 2000a). La obtención de dicha información técnica y científica requiere del conocimiento de las características de un yacimiento productor, tales como: (a) los tipos de rocas y estructuras geológicas; (b) las dimensiones y estructuras geológicas del campo (área que ocupa, profundidad a la que se encuentra, permeabilidad, zonas de flujo y recarga, etc.); (c) las condiciones geoquímicas de los fluidos producidos (clasificación de fluidos, composición química, distribución de especies químicas); (d) los procesos de flujo de fluidos y calor; (e) las propiedades termofísicas de la roca; y (f) principalmente, la estimación y distribución de las temperaturas de fondo, las cuales se infieren inicialmente mediante la composición química de los fluidos y el uso de geotermómetros, y posteriormente, una vez que un pozo ha sido perforado mediante mediciones aisladas de temperaturas orientadas a estimar la temperatura estabilizada de la formación (existente antes de la perturbación térmica del sistema) y el gradiente geotérmico del sitio (p. ej., García *et al.*, 1998; Santoyo *et al.*, 2001, 2003).

La estimación confiable de las temperaturas estabilizadas de la formación constituye una de las tareas más importantes requeridas para la evaluación del potencial geotérmico de un sistema geotérmico. La determinación más realista de estas temperaturas procede cuando se tienen ya perforados los pozos mediante dispositivos sofisticados de medición, tales como: sondas analógicas, digitales o de fibra óptica (Hurtig *et al.*, 1997; Förster *et al.*, 1997a). Estas mediciones son generalmente muy costosas y pueden representar hasta un 10 % del costo total de la construcción de un pozo (siendo ésta aproximadamente de 1 a 2 millones de dólares), por lo que son escasamente llevadas a cabo (p. ej., Santoyo *et al.*, 2000a). No obstante, con el desarrollo de las nuevas tecnologías de medición debería de incrementarse el número de datos en el mismo intervalo de tiempo para no afectar el costo de la perforación y construcción del pozo.

Desde el punto de vista geotérmico, el conocimiento de las temperaturas estabilizadas de formación es requerido para: (i) determinar gradientes de temperatura en el subsuelo (p. ej., Dowdle & Cobb, 1975; Kutasov, 1999); (ii) diseñar programas de cementación y terminación de pozos (p. ej., Santoyo-Gutiérrez *et al.*, 1991); (iii) evaluar factores volumétricos de fluidos de la formación (p. ej., Dowdle & Cobb, 1975); (iv) localizar regiones permeables caracterizadas por zonas de pérdidas de circulación o ganancia de fluido y/o calor en pozos o yacimientos productores (p. ej., García *et al.*, 1998); (v) estimar reservas de calor en sistemas geotérmicos (p. ej., Santoyo, 1997); (vi) modelar térmicamente las fuentes primarias de calor de los sistemas geotérmicos, también conocidas como cámaras magmáticas (p. ej., Verma & Andaverde, 1996, 2006) y (vii) evaluar la factibilidad de explotar los recursos geotérmicos en la generación de potencia eléctrica (p. ej., Santoyo *et al.*, 2000a).

La predicción de la distribución del campo de temperaturas de una cámara magmática, requiere información sobre el tipo de roca de la formación, propiedades petrofísicas y termofísicas de las formaciones, así como la consideración de los procesos de contribución de calor por medio de recarga de magma o decaimiento natural de elementos radioactivos, así como el registro de temperaturas, por mencionar algunos (Andaverde, 2007). A partir del registro de temperaturas se puede determinar el gradiente geotérmico y la temperatura estática de la formación, información fundamental para

poder predecir la distribución de temperaturas en una cámara magmática (Verma & Rodríguez-González, 1997; Andaverde, 2007).

En las plantas geotérmoelectricas las pérdidas de calor de las paredes de los pozos de inyección y producción son un factor importante que afecta la productividad del sistema geotérmico. La interpretación de registros eléctricos y la estimación de las temperaturas de formación de los registros de los pozos también requieren el conocimiento de las temperaturas perturbadas en la formación. El cálculo del calor liberado por las rocas de alta temperatura transmitida hacia la broca de perforación o a la roca de formación, mediante el fluido de circulación, es de crucial importancia para el desarrollo de nuevas tecnologías y para el óptimo diseño de instrumentos y materiales usados en la perforación profunda en una formación de alta temperatura. De ahí la importancia del cálculo de flujo de calor que se da en los pozos geotérmicos, así como en la formación (Chugunov *et al.*, 2003).

Asimismo, el conocimiento de las temperaturas estabilizadas está siendo requerido en otros campos de las geociencias para: (1) predecir cambios climáticos en la Tierra (p. ej., Bodri *et al.*, 2001; Correia & Šafanda, 2001); (2) inferir procesos en la formación de hidrocarburos (p. ej., Prensky, 1992); (3) determinar flujos de calor en zonas de subducción (p. ej., Lewis *et al.*, 1988); (4) modelar térmicamente cuencas sedimentarias (p. ej., Hurter & Pollack, 1996); (5) estudiar procesos térmicos en regiones “permafrost” (p. ej., Kutasov & Eppelbaum, 2003); (6) estimar el régimen térmico de la corteza terrestre (p. ej., Clauser *et al.*, 1997; Günzel & Wilhelm, 2000); entre otros estudios que se mencionarán a continuación.

Conociendo la densidad de flujo de calor para cierta área y unidades geológicas, se pueda modelar las temperaturas del subsuelo para determinar su variación temperatura-profundidad en función de la estructura geológica regional. Una manera de modelar estas variaciones es considerar los espesores de varias unidades del subsuelo y su conductividad térmica característica (Chapman *et al.*, 1984).

La sección sedimentaria con sus cambios verticales y laterales de propiedades térmicas, así como su contenido de fluidos alteran la estructura térmica en una cuenca sedimentaria. Se cree que las temperaturas en pruebas de perforación (DST, por sus siglas en inglés), medidas en el fluido de formación representan valores cercanos a la temperatura de la formación. Por lo tanto, este tipo de registro de temperaturas se puede utilizar para corregir las temperaturas medidas en el pozo a condiciones de la formación (p. ej., Förster & Meman, 1995; Förster & Schrotter, 1997; Förster *et al.*, 1997b).

En general los recortes son mezclas bifásicas fluido-roca, y la estimación de la conductividad térmica se obtiene cuando es conocida la conductividad de algún componente individual. Por lo tanto, si la conductividad de una mezcla es medida, la conductividad de un componente será determinada a partir de los otros componentes (p. ej., Sass *et al.*, 1971; Seto & Bharatha, 1991). Algunos estudios realizados muestran como la conductividad térmica de la roca decrece conforme la temperatura aumenta, mientras la capacidad calorífica aumenta y la difusividad térmica decrece más que la conductividad (p. ej., Santoyo, 1997; Vosteen & Schellschmidt, 2003). Como consecuencia, los diferentes mecanismos de transferencia de calor para las rocas estudiadas causan diferentes funciones de la dependencia de la conductividad térmica sobre la temperatura (Seipold, 1998).

El método geotérmico de la reconstrucción del pasado climático basado en el análisis del componente transitorio de los perfiles temperatura-profundidad ($T-z$) del subsuelo medidos en pozos se estableció también como una aplicación importante en las últimas décadas. En este contexto, la suposición básica de este método es que los cambios climáticos están acompañados por cambios de temperatura del subsuelo de la Tierra, la diferencia de temperatura se propaga hacia abajo por conducción y puede ser reconstruido como los historiales de la temperatura de la superficie de la tierra (GTS, por sus siglas en inglés). La señal climática del subsuelo de este periodo está contenida dentro de los 150-200 m de los perfiles $T-z$, lo cual es la profundidad a la que se ha llegado para muchos pozos empleados para estudiar los cambios climáticos (p. ej., Bodri *et al.*, 2001; Correia & Šafanda, 2001).

Durante el proceso de perforación y aprovechando las tareas de cementación de cada estrato alcanzado (ver Capítulo 2), se lleva a cabo una medición aislada de temperaturas del sistema fluido-formación, también conocidas como temperaturas dinámicas de perforación. Analizando los efectos de transferencia de calor sobre las temperaturas del pozo, se ha encontrado que las propiedades de transporte (p. ej., viscosidad) y termofísicas del lodo de perforación afectan los perfiles de temperatura. Por lo tanto, la predicción no exitosa de las temperaturas se debe al poco conocimiento del comportamiento de las propiedades de los lodos de perforación con la variación de la temperatura (Santoyo *et al.*, 2001). Estas mediciones, si bien son realizadas a diferentes tiempos de recuperación térmica del pozo (generalmente después de 6, 12, 18, 24, ó 32 horas de haber concluido la perforación), éstas suelen ser insuficientes y de dudosa calidad para predecir confiablemente las TEF (Luheshi, 1983; Deming, 1989; Andaverde *et al.*, 2005). Los escasos datos de temperatura registrados de esta forma en la rutina técnica que se lleva a cabo por la industria de la perforación de pozos (geotérmicos o petroleros) es la única información disponible para el cálculo de las TEF.

Las temperaturas medidas durante la perforación son también afectadas por los siguientes factores: (a) la duración del proceso de circulación del fluido de perforación (p. ej., Drury, 1984; Shen & Beck, 1986); (b) la naturaleza de los procesos de intercambio de calor que ocurren durante la perforación del pozo (P. ej., Luheshi, 1983); (c) el gradiente de temperatura existente entre el reservorio (yacimiento) y el fluido de perforación (p. ej., Dowdle & Cobb, 1975); (d) las propiedades petrofísicas (densidad de la roca, porosidad, permeabilidad: Contreras *et al.*, 1990) y termofísicas de la formación y del fluido de perforación (difusividad térmica, conductividad térmica, y capacidad calorífica: Kutasov, 1999); (e) las propiedades de transporte (viscosidad) de los fluidos de perforación (Santoyo *et al.*, 2003); (f) el proceso de pérdidas de circulación y la invasión de flujo de fluido dentro de la formación (García *et al.*, 1998); y finalmente (g) la tecnología de perforación usada (Santoyo *et al.* 2000a y referencias reportadas por estos autores).

Las temperaturas del pozo claramente dependen de diversos factores, algunos de los cuales pueden ser controlados en las operaciones de perforación. Como las operaciones de perforación influyen en el gradiente del yacimiento, éste a su vez depende de la

entrada de energía calorífica al pozo, la transferencia de calor dentro del pozo, y la transferencia de calor entre el pozo y los alrededores. Minimizando el efecto de enfriamiento de la circulación en el pozo puede incrementar el gradiente efectivo de la fractura y el correspondiente margen de gradiente de presión, evitando costosas pérdidas de circulación e innecesarios puntos de cementado (González *et al.*, 2004).

El espesor de la cementación y la difusividad térmica de la formación tienen influencia en las temperaturas que se registran en la construcción de un pozo. Una interpretación de los registros de temperatura en términos del espesor de la cementación es permisible sólo si la litología de la formación es razonablemente uniforme (Gretener, 1968).

Este trabajo tiene como objetivos los siguientes puntos:

- Establecer una metodología para la evaluación de las incertidumbres asociadas con el cálculo de las TEF mediante la aplicación de la teoría estadística de propagación de errores.
- Aplicar la metodología estadística para validar los métodos analíticos disponibles en la literatura para la estimación de las temperaturas estabilizadas de formación (TEF) de sistemas geotérmicos.

El desarrollo de modelos y métodos analíticos para la determinación de TEF evolucionó muy rápidamente en la industria petrolera y no así en la geotérmica. Hoy en día, la predicción confiable de las TEF en pozos geotérmicos (y también en petroleros) sigue siendo un reto científico por alcanzar dado que los métodos ya desarrollados son incapaces de proveer las temperaturas realistas de estos sistemas. Ante esta situación, resulta evidente y necesario evaluar la validez de los modelos físicos y matemáticos de los métodos ya propuestos, así establecer las condiciones de aplicación de éstos, así como su evaluación estadística, particularmente en lo que se refiere a los métodos numéricos usados para la correlación de los datos transitorios de temperatura medidos en los pozos. La necesidad de registrar un mayor número de datos de temperatura es también evidente ante los resultados obtenidos a la fecha, y considerando que éstos son viables de realizarse debido a los avances alcanzados en los dispositivos desarrollados especialmente para este tipo de actividad.

Los objetivos propuestos en el presente proyecto se justifican claramente y son necesarios para que en el futuro se puedan proponer nuevos métodos analíticos para estimar las TEF. Estos nuevos métodos deberán cubrir las debilidades que se detecten en los modelos ya existentes para que puedan ser utilizados con una mayor confiabilidad en el pronóstico de las TEF y en la estimación posterior del gradiente y potencial geotérmico de un sistema geoenergético. Aún más, este tipo de tareas serían de gran importancia en otras áreas de las geociencias (p. ej., la industria petrolera y el estudio de los cambios climáticos).

Este trabajo de tesis está organizado por 6 capítulos:

En el Capítulo 1, se trata, de manera introductoria, los antecedentes de la problemática que implica calcular con exactitud la *Temperatura Estabilizada de Formación*, así como la utilidad de ésta, y de manera generalizada se mencionan algunos resultados obtenidos durante este trabajo.

En el Capítulo 2, se describen conceptos básicos de exploración y explotación de la geotermia, así como la tecnología utilizada y el papel que desempeña ésta en el programa de las energías renovables.

En el Capítulo 3, se reporta una revisión literaria sobre los métodos analíticos reportados en la literatura internacional para la determinación de la *Temperatura Estabilizada de Formación*.

En el Capítulo 4, se describe detalladamente la metodología desarrollada para lograr los objetivos y metas de este trabajo de tesis.

En el Capítulo 5, se reportan los resultados y discusiones sobre el trabajo desarrollado en esta tesis.

Finalmente, en el Capítulo 6 se incluyen las principales conclusiones producto del análisis y resultados obtenidos durante este trabajo.

Capítulo 2

Conceptos de Geotermia y Tecnología de Pozos Geotérmicos

2.1 Definición

En general, la palabra geotermia se refiere a la energía térmica natural del interior de la Tierra. En la práctica, se le denomina así al estudio y utilización de la energía térmica que, transportada a través de la roca y de fluidos, se desplaza desde el interior de la corteza terrestre hacia niveles superficiales de la misma, dando origen a los sistemas geotérmicos. Aún cuando la geotermia ha existido siempre, no fue sino hasta principios del siglo pasado que empezó a tener un uso comercial (p. ej., producción de electricidad) (p. ej., Boyle, 2004; DiPippo, 2005).

2.2 El Papel de la Geotermia en las Energías Renovables

Atendiendo a los tiempos de recuperación térmica y a su utilización, los recursos geotérmicos pueden ser de varios tipos: 1) alta entalpía, reservorio de dos fases, generación de electricidad (aproximadamente 100 años de producción); 2) acuífero hidrotermal, usado para el calentamiento de espacios (de 100-200 años de uso); 3) extracción conductiva de calor por bombas de calor de fuente terrestre poco profunda, aproximadamente el tiempo de producción. Los recursos geotérmicos pueden ser considerados renovables en escala temporal de sistemas tecnológicos/sociales y no necesitan tiempos geológicos (cientos de miles de años) para la regeneración como los combustibles fósiles. Hay ejemplos prominentes que esto puede suceder en una manera completamente renovable. Los manantiales térmicos en muchas partes del mundo han estado transmitiendo cantidades de calor a la superficie por siglos, sin mostrar cualquier signo de un declinamiento, p. ej., Cerro Prieto en México (Quintero *et al.*, 2005), Chipilapa en el Salvador (Iglesias *et al.*, 1995), Clear Lake en USA (Stimac *et al.*, 2001), por mencionar algunos. En tales situaciones obviamente existe un balance entra la descarga superficial y la recarga de fluido/calor en la profundidad. La producción de

fluido y/o calor geotérmico sucesivamente crea un sumidero hidráulico/calor en el reservorio. Esto lleva a los gradientes de presión y temperatura los cuales (después de la terminación de producción) generan influjo de fluido/calor para restablecer el estado de pre-producción (Rybach *et al.*, 2000).

En la continua búsqueda de encontrar formas efectivas de energía que no contribuyan al calentamiento global ni amenacen la seguridad mundial, la energía geotérmica ha tomado un importante papel. La geotermia es la única forma de energía 'renovable' que es independiente del sol, teniendo su máxima fuente de calor dentro de la Tierra. Afortunadamente, hay muchos lugares donde el flujo de calor de la Tierra esta suficientemente concentrado para generar recursos naturales en la forma de vapor y agua caliente, disponible en rocas poco profundas y conveniente para la generación de electricidad. Las técnicas para explotar los recursos se basan en principios básicos, y son análogas a las técnicas establecidas para extraer petróleo y gas. Uno o más pozos son perforados en el reservorio, el fluido caliente fluye o es bombeado a la superficie y es entonces usado en turbinas convencionales de vapor o equipo de calefacción. Obviamente, la electricidad es más valiosa como producto final que agua caliente, así que la atención más importante de la geotermia (en México, por ejemplo) ha sido enfocada a la generación de potencia eléctrica (Boyle, 2004).

Hay estrategias desarrolladas que incluyen políticas regulatorias para alcanzar un uso más eficiente y sustentable de los recursos geotérmicos, mientras se evita o minimizan los efectos adversos sobre el ambiente. Temas como los cambios netos en las emisiones de gases CO₂ y H₂S, de pozos y aberturas naturales, están siendo discutidos en términos de efectos locales y globales. Ejemplos de beneficios positivos ambientales incluye la restauración de riachuelos calientes, la creación de nuevas características térmicas usando desperdicios de agua caliente, subsidio-inducido de pantanos, incremento en vapor calentado de la tierra resultado de la reducción de presión, y el incremento en la actividad de manantiales térmicos estimulada por la reinyección (Bromley, 2005; Kagel & Gawell, 2005).

2.2.1 Implicaciones Ambientales

Significantes preocupaciones ambientales asociadas con la energía geotérmica incluyen la preparación del sitio, tal como la contaminación de ruido durante la perforación de los pozos, y la disposición de los fluidos de perforación, el cual requiere de grandes lagunas como contenedores (p. ej., Murphy & Niitsuma, 1999; Abbasi & Abbasi, 2000). El ruido es también un factor importante en áreas geotérmicas de alta entalpía durante las operaciones de prueba de pozos cuando el vapor es liberado, pero una vez que el campo empieza con la producción los niveles de ruido raramente exceden los de otras formas de la planta de poder. Accidentes durante el desarrollo del sitio son raros (p. ej., Murphy & Niitsuma, 1999; Abbasi & Abbasi, 2000).

Los efectos de la producción geotérmica incluye el hundimiento de tierra, inducido por la sismicidad y, la contaminación gaseosa. En campos de vapor seco, donde las presiones del reservorio son relativamente bajas, el hundimiento es raro. Pero la reducción significativa de las altas presiones en sistemas dominantes de líquido, por ejemplo debido a la inadecuada reinyección de fluido, puede inducir el hundimiento, usualmente en la escala de milímetros a centímetros. Las reducciones en la presión del reservorio puede también tener un efecto adverso sobre las manifestaciones naturales, las cuales se encuentran comúnmente en los campos de alta entalpía y a menudo importante para la industria turística local (p. ej., Murphy & Niitsuma, 1999; Abbasi & Abbasi, 2000).

La cuestión de que si hay sismicidad inducida alrededor de los sitios geotérmicos ha sido debatido, y debe ser reconocido que muchos de los campos de vapor están localizados en regiones ya propensas a terremotos naturales. Hay evidencia de que el fluido de inyección lubrica las fracturas e incrementa las presiones, creando pequeños terremotos, especialmente cuando la reinyección no es a la misma profundidad del acuífero de producción. De cualquier modo, en casos donde la reinyección esta diseñada para mantener las presiones del reservorio, la sismicidad no es incrementada por la producción geotérmica (p. ej., Murphy & Niitsuma, 1999; Abbasi & Abbasi, 2000).

Los ‘contaminates’ geotérmicos son principalmente asociados a los gases no condensables: dióxido de carbono (CO₂), ácido sulfhídrico (H₂S), o dióxido de azufre

(SO₂), hidrógeno (H₂), metano (CH₄) y nitrógeno (N₂). En el agua producida hay también arsénico, boro, sílice disuelto, metales pesados, iones (aniones y cationes) y carbonatos, dependiendo de la naturaleza de la interacción agua-roca en las profundidades del reservorio. Debido a estas características contaminantes, los fluidos geotérmicos (salmueras), una vez que se aprovecha su contenido energético, son reinyectados y esto también resuelve el problema de dispersión de la salmuera residual. Los productos gaseosos escapados de las viejas plantas han sido reducidos a través de procesos para minimizar el impacto ambiental de la producción térmica. Las plantas modernas son diseñadas con sistemas para eliminar gases contaminantes (CO₂ y H₂S). Por ejemplo, en Italia se ha estado trabajando en el desarrollo de métodos para inyectar los no condensables H₂S y CO₂ con el líquido residual (p. ej., Murphy & Niitsuma, 1999; Abbasi & Abbasi, 2000).

Estadísticas ambientales mundiales indican que aproximadamente el 90% de las emisiones de SO₂ están relacionadas a la energía debida a la combustión de hidrocarburos, y un 95% de óxido nítrico, derivado también de la combustión de combustibles fósiles. Mientras la geotermia es ampliamente considerada una fuente de energía 'verde', este punto de vista no es universalmente compartido. Hay algunas excepciones, como en Italia, algunos fluidos geotérmicos contienen muy alto CO₂ que varía entre 4 y 10% por peso del vapor, siendo estas emisiones de CO₂ mayores que la de una planta de gas natural. Por lo tanto, para comparar las plantas geotérmicas y térmicas es conveniente comparar los gramos de sulfuro emitido por kWh. Las plantas convencionales de carbón y petróleo emiten más del doble de sulfuro que las plantas geotérmicas (p. ej., Murphy & Niitsuma, 1999; Abbasi & Abbasi, 2000).

La posición sobre las emisiones de CO₂, un importante gas invernadero, es bastante complicado. Los reservorios geotérmicos con frecuencia contienen cantidades significativas de CO₂, así las emisiones de la planta de potencia también serían más altas en CO₂ de lo esperado. De otra manera, la explotación del campo con frecuencia reduce las emisiones naturales. Estudios llevados a cabo por la Internacional Geothermal Association (IGA) en el 2002, muestran una amplia variación en las emisiones de CO₂ de las plantas existentes, oscilando de 4 g por kWh a 740 g por kWh (Boyle; 2004). El

promedio es de 122 g por kWh. Las tasas típicas de emisión de CO₂ de las estaciones de potencia a base de combustibles fósiles son de 460 g por kWh para las plantas de ciclo combinado de gas natural, para las estaciones de carbón son de 960 g por kWh (p. ej., Murphy & Niitsuma, 1999; Abbasi & Abbasi, 2000; Boyle, 2004; Kagel & Gawell, 2005).

En resumen, es evidente que los desarrollos geotérmicos tienen un menor impacto sobre el ambiente comparado con muchos sistemas de energía convencionales. En producción del mismo monto de potencia eléctrica, las plantas geotérmicas modernas emiten menos CO₂ que las unidades más limpias de combustibles fósiles. En términos de desarrollo social, las plantas geotérmicas requieren muy poco terreno, tomando una hectárea en promedio por una planta de tamaño de 100 MW o más (p. ej., Murphy & Niitsuma, 1999; Abbasi & Abbasi, 2000; Boyle, 2004; Kagel & Gawell, 2005). La perforación geotérmica, sin riesgo de fuego, es más segura que la perforación de pozos de gas o petróleo. En aplicaciones de uso directo, las unidades geotérmicas son operadas en un ciclo cerrado, principalmente para minimizar los problemas de corrosión y sarro, y no hay emisiones. Así mientras los fluidos ácidos son corrosivos para la maquinaria tales como las bombas y turbinas, esto representa retos tecnológicos en vez de peligros ambientales (p. ej., Murphy & Niitsuma, 1999; Abbasi & Abbasi, 2000; Boyle, 2004; Kagel & Gawell, 2005).

2.3 Exploración de los Recursos Geotérmicos

Los objetivos de la exploración geotérmica son (Dickson & Fanelli, 2004; DiPippo, 2005):

- Identificar fenómenos geotérmicos.
- Reconocer el campo geotérmico para la producción.
- Estimar el tamaño del recurso.
- Determinar el tipo de campo geotérmico.
- Localizar zonas productivas.
- Determinar el contenido calorífico de los fluidos que serán descargados por los pozos en el campo geotérmico.

- Compilar una base de datos básicos contra los cuales los resultados de monitoreo futuro pueda ser comparado.
- Determinar los valores de pre-explotación de los parámetros ambientalmente sensibles.
- Adquirir conocimiento de las características que puedan causar problemas durante el desarrollo del campo.

La importancia relativa de cada objetivo depende de un número de factores, muchos de los cuales están ligados al mismo recurso. Estos incluyen la utilización anticipada, tecnología disponible, economía, también como la situación, localización y tiempo. Todos ellos afectan el programa de exploración (Dickson & Fanelli, 2004; DiPippo, 2005).

Estudios Geológicos e Hidrogeológicos. Son el punto de inicio de cualquier programa de exploración, y su función básica es la identificación de la localización y extensión de las áreas que merecen ser investigadas en detalle más grande y de la recomendación de los métodos de exploración más apropiados para esas áreas. Estos estudios tienen un papel importante en todas las fases subsecuentes de la investigación geotérmica, justo para la colocación de pozos de exploración y producción. También proveen la información de respaldo para interpretar los datos obtenidos con los otros métodos de exploración y, finalmente, para la construcción de un modelo realista del sistema geotérmico y la evaluación del potencial del recurso. La información obtenida de los estudios geológicos e hidrogeológicos puede ser usada en la fase de producción, para proveer información importante para la ingeniería del reservorio y producción. La duración y costo de la exploración puede ser apreciablemente reducida por un buen programa de exploración y una eficiente coordinación de la investigación (p. ej., Dickson & Fanelli, 2004; DiPippo, 2005).

Estudios Geoquímicos. Constituyen una herramienta útil para: (i) la evaluación de un sistema geotérmico (agua- o vapor-dominante); (ii) la estimación de la temperatura mínima esperada en la profundidad; (iii) la estimación de la recarga de agua, las características físico-químicas del fluido profundo y de la determinación de la fuente de

recarga de agua. Estos estudios son también importantes para la resolución de problemas probables durante la fase de reinyección y la utilización de la planta, p. ej., cambios en la composición química e isotópica de los fluidos, corrosión e incrustaciones en el interior de tuberías y las instalaciones de la planta, así como estudios de impacto ambiental. Una investigación geoquímica se apoya en el muestreo y análisis químico e isotópico de muestras de agua y gas de las manifestaciones geotérmicas o pozos en el área de estudio. Como este estudio provee datos útiles para la planeación de la exploración y su costo es relativamente bajo comparado con otros métodos más sofisticados (p. ej., Dickson & Fanelli, 2004; DiPippo, 2005).

Estudios Geofísicos. Están dirigidos a obtener indirectamente, de la superficie o de intervalos de profundidad cerca de la superficie, los parámetros físicos de formaciones geológicas profundas. Estos parámetros físicos incluyen:

- Temperatura (investigación térmica)
- Conductividad eléctrica (métodos eléctricos y electromagnéticos)
- Velocidad de propagación de ondas elásticas (investigación sísmica)
- Densidad (investigación de gravedad)
- Susceptibilidad magnética (investigación magnética).

Algunas de estas técnicas magnetotelúricas, tales como la sismicidad, gravedad y magnética, las cuales son tradicionalmente adoptadas en investigación petrolera, pueden dar información valiosa de la forma, tamaño, profundidad y otras características importantes de las estructuras geológicas profundas que podrían constituir un reservorio geotérmico, pero pueden dar poca o ninguna indicación de cómo esas estructuras actualmente contienen fluidos que son el objetivo primario de la investigación. Esas metodologías son, por lo tanto, más apropiadas para definir detalles durante las etapas finales de la exploración, antes de la perforación de los pozos. Información sobre la existencia de fluidos geotérmicos en las estructuras geológicas puede ser obtenida con prospección eléctrica y electromagnética, estas son más sensibles que otras técnicas a la presencia de fluidos y a las variaciones en temperatura; esas dos técnicas han sido ampliamente aplicadas con resultados satisfactorios (Dickson & Fanelli, 2004; DiPippo, 2005).

2.4 Pozos geotérmicos (Tecnología y construcción)

2.4.1 Perforación y Cementación

Una vez que se disponen los resultados de la exploración geoquímica, geológica y geofísica, y teniendo localizada la zona más viable para explotación, se procede a realizar las tareas de construcción de un pozo geotérmico (perforación y cementación). La perforación de los pozos geotérmicos se realiza usando una tecnología muy similar a la empleada en la industria petrolera (p. ej., Chilingarian & Vorabutr, 1981; DiPippo, 2005; Augustine *et al.*, 2006). Un sencillo esquema del equipo de perforación empleado para la construcción de pozos geotérmicos es mostrado en la Fig. 1.

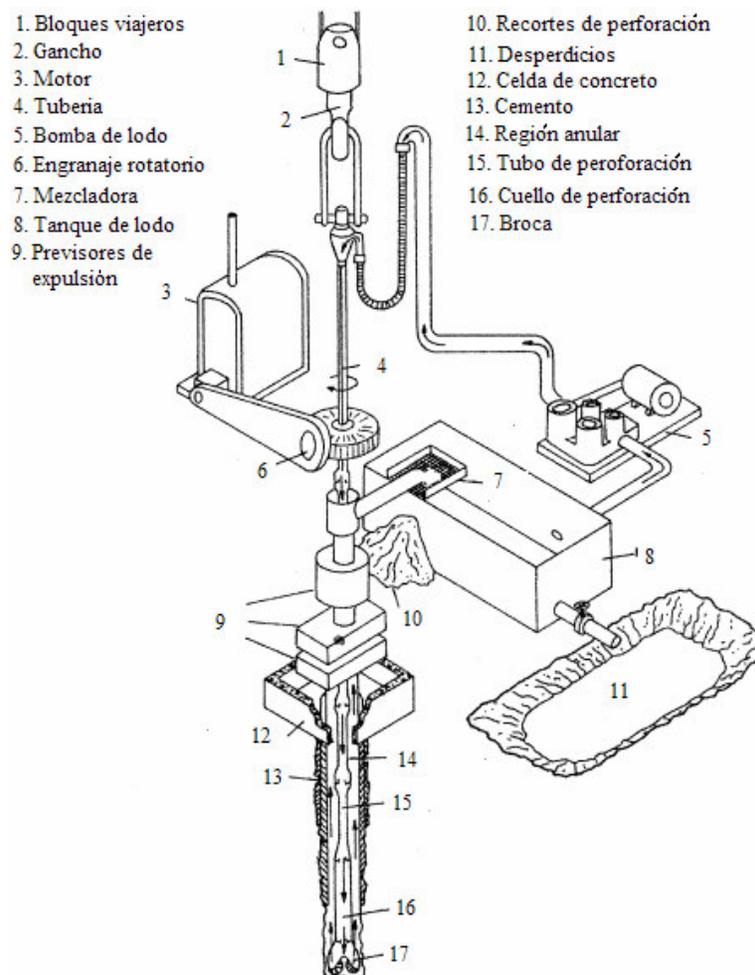


Fig. 1 Sistema típico de perforación de pozos geotérmicos (modificada de: Santoyo *et al.*, 2001).

La perforación de estos pozos presenta varios problemas técnicos asociados con las altas temperaturas presentes en estos sistemas (a diferencia de los pozos petroleros). Entre los problemas más frecuentes se tiene: (i) el calentamiento y desgaste de la barrena; (ii) la inestabilidad del agujero perforado; (iii) la estabilidad térmica del fluido de perforación y del cemento (lechadas) debido al deterioro de las propiedades reológicas; (iv) el arrastre de los recortes de la formación; y (v) las pérdidas de circulación hacia la formación, entre otros (Chilingarian & Vorabutr, 1981; Santoyo-Gutiérrez *et al.*, 1991). La barrena empleada para perforar la formación requiere de un proceso de lubricación y enfriamiento especial debido a la fricción y al calor generado al ir perforando. Esta lubricación es proporcionada por un fluido o lodo de perforación (de tipo no-Newtoniano) cuyas propiedades reológicas ayudan al enfriamiento eficiente y homogéneo de la barrena (Santoyo, 1997; Santoyo *et al.*, 2001, 2003). Este fluido comúnmente está compuesto por una mezcla de agua, bentonita y algunos aditivos. El proceso convencional o ideal de perforación inicia con el bombeo de este fluido a través de la tubería de perforación con el objeto de alcanzar la parte profunda de la formación, en donde entrará en contacto con ésta y arrastrará los recortes de perforación hacia la superficie a través de la parte anular (ver Fig. 1). Este proceso conservativo de masa de fluido se puede ver afectado si existieran problemas de pérdidas hacia la formación (ver Fig. 2), lo cual incrementaría el costo de perforación. Sin embargo, estas zonas de pérdidas resultan ser favorables en la identificación de las zonas permeables del yacimiento y cuando éstas se presentan a grandes profundidades suelen utilizarse para dejar montado la tubería de producción del pozo (Grant *et al.*, 1981; Santoyo, 1997; García *et al.*, 1998).

Debido a que las presiones de los fluidos de los acuíferos están por arriba de los 10 MPa, la perforadora debe asegurar que el lodo usado es lo suficiente denso para contrarrestar esas presiones y evitar una ‘explosión’, donde una incontrolable columna de gas puede ser descargada (Chilingarian & Vorabutr, 1981; Boyle, 2004; DiPippo, 2005). El pozo es alineado con una tubería de acero que es cementado, dejando una sección abierta o una cementación perforada a profundidades de producción. Como cada conjunto de cementación tiene que ser inyectado a través de sus antecesores conforme la profundidad del pozo aumenta, el diámetro del pozo decrece con la profundidad quizás desde 50 cm

cerca de la superficie hasta 15 cm en profundidades de producción. Una cabeza con válvula de engranaje está soldada a la tubería al nivel de la superficie. Esto permite que el pozo sea conectado a la planta de potencia vía la red de tuberías aisladas que son una señal familiar en áreas geotérmicas (Chilingarian & Vorabutr, 1981; Boyle, 2004; DiPippo, 2005).

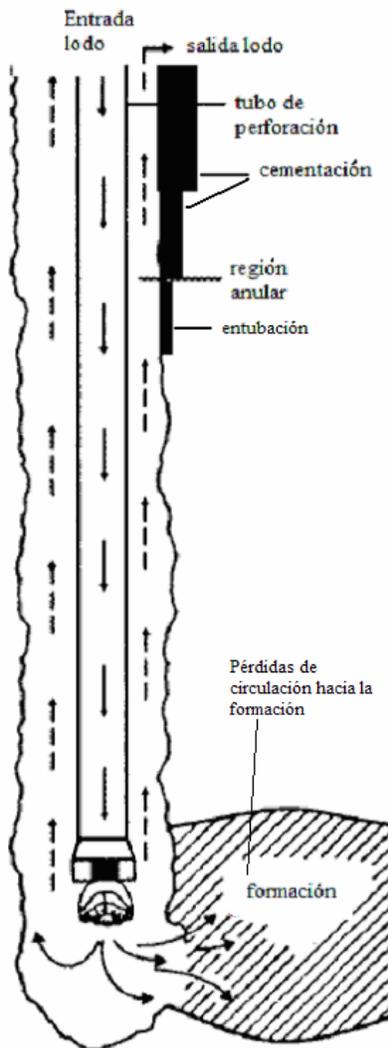


Fig. 2 Representación esquemática de la circulación del fluido de perforación y del problema de pérdidas de circulación hacia la formación que ocurre algunas veces durante la construcción de un pozo geotérmico (modificado de García *et al.*, 1998).

Las dificultades con el proceso de cementación de pozos son numerosas (p. ej., Chilingarian & Vorabutr, 1981; Wooley *et al.*, 1984; Morales *et al.*, 1990; Tilghman *et al.*, 1991; Davies *et al.*, 1994; DiPippo, 2005). Muchas compañías invierten considerable

tiempo, dinero y esfuerzo en investigar los factores importantes para obtener un buen trabajo de cementación. Entre estos factores se encuentra la formulación del cemento, eficiencia de desplazamiento, contaminación del lodo y formación hacia el cemento, tiempo de cementado, adherencia en los procedimientos de cementado, resistencia a la contrapresión y a la alta temperatura, entrenamiento del personal de servicio y de la torre de perforación. Un factor importante en el cementado de pozos, es la temperatura mientras se bombea el cemento y mientras éste se seca. Datos de registros estáticos, temperaturas de la línea de flujo de la superficie, y la circulación por la tubería de perforación todas proveen información útil, pero ninguna mide directamente las temperaturas del cemento. Escasez de mediciones de las temperaturas del cemento pueden resultar en un mal diseño de la cementación (p. ej., Chilingarian & Vorabutr, 1981; Wooley *et al.*, 1984; Morales *et al.*, 1991; Tilghman *et al.*, 1991; Davies *et al.*, 1994; DiPippo, 2005).

Los factores mayores para controlar los costos de perforación de pozos son la profundidad del pozo, diámetro, diseño de la tubería, y características específicas de la locación. En el caso de pozos de gas y petróleo, el costo de los pozos no incrementa linealmente, algunos investigadores le atribuyen un incremento exponencial. Mientras al costo de pozos geotérmicos, su incremento es polinomial de segundo orden (Chilingarian & Vorabutr, 1981; DiPippo, 2005; Augustine *et al.*, 2006). Finalmente se concluye que la perforación y terminación de pozos geotérmicos es más barato que en pozos de gas y petróleo (Chilingarian & Vorabutr, 1981; DiPippo, 2005; Augustine *et al.*, 2006).

Una manera de aprovechar el proceso de perforación, es haciendo prueba de los nuevos componentes de un sistema de perforación, así por muy pequeño que sea el componente, es importante determinar su calidad e intervalo de eficiencia (Saito *et al.*, 1998; Rowley *et al.*, 2000).

2.4.2 Registro de Temperaturas

Algunos de los factores que afectan las mediciones de temperatura, y que deben tomarse en cuenta para el desarrollo de instrumentos de registro de temperaturas, son: (1) el tratamiento del pozo antes de los registros, (2) el influjo del fluido del reservorio hacia el

pozo durante el registro, (3) convección natural que ocurre dentro del pozo, (4) precisión o exactitud de la herramienta de medición, y (5) la posición de la sonda dentro del pozo (p. ej., Fialka *et al.*, 1990; Davies *et al.*, 1994).

De los muchos tipos de dispositivos desarrollados para el registro de temperaturas, existen algunas sondas donde el sensor se encuentra cubierto de un material de forma esférica, lo suficientemente resistente a las altas presiones y temperaturas del pozo, y de dimensión pequeña de tal manera que pueda pasar por el pozo. Este tipo de dispositivos muestran ventaja en cuanto a su dimensión y densidad, ya que es de fácil transportación por medio del fluido que emerge al exterior. Pueden ser utilizados en procesos de perforación, cementación y terminación del pozo, soportando temperaturas mayores de 149 °C (Jones, 1986; Kabinoff *et al.*, 1992).

Una de las herramientas para medir temperaturas y composición de fluidos en pozos geotérmicos de alta temperatura son los registros sintéticos de inclusiones fluidas en un contenedor especial. El fluido en las microfracturas de un cristal puede ser atrapado en inclusiones a través del dispositivo. Los cristales fracturados del cuarzo, mojado en soluciones de silicio saturado en cápsulas de oro o platino montadas en contenedores, son colocados en el pozo geotérmico. El fluido geotérmico entra a las microfracturas en los cristales en las profundidades de muestreo seleccionadas, y las inclusiones conteniendo fluido ambiente están formadas a través de la fractura. Atrapando las temperaturas de las inclusiones de fluido en el cuarzo son determinados por microtermometría usando una plataforma de calentamiento con correcciones de presión. Otros cristales fracturados montados en los contenedores con ruptura de discos son usados para el muestreo de fluidos (Sawaki *et al.*, 1997; Sekine *et al.*, 2005).

La técnica de detección de temperatura por medio de la fibra óptica es una técnica que representa una aproximación física a las mediciones de temperatura en las geociencias (p. ej., Großwig *et al.*, 1996; Förster & Schrötter, 1997; Förster *et al.*, 1997a y b; Hurtig *et al.*, 1997; Sakaguchi & Matsushima, 2000). Este sistema de medición puede ser instalado en la región anular entre la entubación y las tuberías. Este método en su fundamento físico consiste en aplicar el efecto Raman. La dispersión de luz inelástica conectada con

un cambio de frecuencia de un dispersor de luz es conocida como el efecto Raman. Un láser pulsado es acoplado a una fibra óptica, la cual es el elemento de detección. La luz es dispersada como el pulso se propaga a través de la fibra debido a los cambios en la densidad y composición tanto como las vibraciones moleculares y masa total. La intensidad y composición espectral de la luz dispersada son determinadas por las moléculas en la fibra óptica. La luz dispersada incluye diferentes componentes espectrales, los cuales son causados por diferentes mecanismos de interacción entre la propagación del pulso de luz y la fibra óptica. El componente de dispersión de Raman es causado por las vibraciones moleculares influenciadas térmicamente. Entonces su intensidad depende de la temperatura (p. ej., Großwig *et al.*, 1996; Förster & Schrötter, 1997; Förster *et al.*, 1997a y b; Hurtig *et al.*, 1997; Sakaguchi & Matsushima, 2000). A pesar de que las herramientas computacionales y de línea-eléctrica tienen uno o dos órdenes de magnitud más grande en la precisión, y una mejor exactitud que los sistemas de fibra óptica, el sistema de fibra óptica tiene la ventaja de ser apto para medir la temperatura continuamente en todo el pozo, y es apropiado para monitorear sistemas estáticos y dinámicos, tales como pozos de producción o en no equilibrio (Wisian *et al.*, 1998).

El instrumento hilador de presión y temperatura (PTS, por sus siglas en inglés) está diseñado para medir continuamente y registrar temperaturas del fondo del pozo, presiones y flujos en pozos geotérmicos. Un transductor calibrado de esfuerzo de presión, y un detector de temperatura de resistencia de platino producen datos exactos de presión y temperatura. El diseño modular del instrumento lleva a una sección impulsadora que está conectada al instrumento para proveer mediciones al hilador. Cuatro canales de hilador son transmitidos a la superficie dando confianza en los datos. Cuando se está operando en cable mono conductor, los datos son transmitidos desde el microprocesador del fondo a la superficie. Los datos de presión y temperatura son visualizados en tiempo real dando una imagen del pozo durante la operación de registro. En modo memoria del fondo los datos registrados (temperatura del fondo, presión, velocidad de impulsor, temperatura interna y tiempo) son depositados en la memoria para un registro de más de 24 horas. Profundidad, velocidad lineal, peso lineal, presión de pie de pozo y tiempo son depositados en la

unidad de la superficie. El módulo de memoria puede ser operado en pozos donde las temperaturas exceden los 315°C y arriba de 200 bar de presión (Stevens, 2000; Alm & Bjelm, 2006).

2.5 Explotación y Usos de la Geotermia (Electricidad y Usos Directos)

Las tecnologías para la generación de potencia eléctrica dependen críticamente de la naturaleza del recurso, no sólo la temperatura y presión del fluido, sino también su salinidad y contenido de otros gases, los cuales afectan la eficiencia y diseño de la planta (Boyle, 2004; Hammons, 2004; DiPippo, 2005). El tamaño de cualquier estación de potencia es determinada por la escala económica. Estaciones convencionales de carbón o de petróleo son típicamente de unos cientos de MegaWatts por unidad. Una típica unidad geotérmica, en contraste, es usualmente de 30 o 50 MW (también existen de 5 MW). Esto es porque el monto de vapor liberado por un pozo es usualmente suficiente para generar sólo algunos MW, y los pozos son ligados a través del campo y de regreso a la estación por la tubería. Sobre una capacidad segura, el costo de las tuberías es tal que es más barato desarrollar una estación por separado en otra parte del campo (Boyle, 2004; Hammons, 2004; DiPippo, 2005). Los costos de la electricidad derivados de los recursos geotérmicos son evaluados por la necesidad de recuperar el capital invertido. Con los costos de operación día-a-día siendo relativamente menores, hay un gran incentivo para maximizar la eficiencia con el cual el relativo bajo grado de calor es convertido en energía útil. Hoy en día hay cientos de instalaciones operando y con cuatro principales tipos de plantas generadoras (Boyle, 2004; Hammons, 2004; DiPippo, 2005), las cuales se describen a continuación.

Vapor Seco (Dry Steam)

Este tipo de sistema esta asociada con la producción de vapor que no está contaminada con líquido. El reservorio produce vapor súpercalentado, típicamente a 180-225 °C y 4-8 MPa, llegando a la superficie a cientos de km/h. Pasando a través de una turbina, el vapor se expande, causando que las hojas y el eje roten y por lo tanto se genere potencia. Temperaturas arriba de 300-350 °C y presiones más grandes están siendo cada vez más explotadas, llevando a una eficiencia más grande en la producción de electricidad. La

eficiencia de la planta es fuertemente afectada por la presencia de los gases llamados no condensables en el fluido geotérmico, tales como el dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno. Un pequeño porcentaje de tales gases reduce la eficiencia de succión e impacta sobre la economía del sistema; por esta razón, muchas plantas geotérmicas son hechas con eyectores de gas. De cualquier forma, los mismos eyectores requieren también un suministro de vapor o potencia eléctrica de la turbina-generador y, consecuentemente, reduce la salida. Los gases no condensables tienen un impacto económico adicional, ya que no es aceptable en muchos lugares ventilarlos a la atmósfera, así que deben ser atrapados químicamente o reinyectados con el agua residual para evitar contaminación, y ambas opciones implican costos adicionales (Boyle, 2004; DiPippo, 2005).

“Flasheo” de Vapor (Single Flash Steam)

En estos sistemas el fluido geotérmico que llega a la superficie se representa como una mezcla agua-vapor o agua a alta presión. En el primer caso, un separador es instalado simplemente para proteger la turbina de un influjo masivo de agua. De cualquier forma, es aún mejor evitar el flasheo (cambio de fase) en el pozo porque esto puede llevar a un rápido aumento en la escala de depósitos como minerales disueltos en el fluido que salen de la solución, llegando a obstruir el pozo. Por esta razón, el pozo es mantenido bajo presión para mantener el fluido como agua líquida. Acorde a lo saliente, agua de alta presión requiere equipo complejo diseñado para reducir la presión en una manera controlable e inducir el flasheo para que el vapor pueda ser separado. Otra vez, una turbina convencional de condensación de vapor está en el corazón de la planta, pero las presiones y temperaturas mas bajas del vapor son comunes, así que la planta típicamente requiere más vapor por kWh que sería requerido en una planta de vapor seco. Además, el volumen del fluido producido, con frecuencia arriba del 80%, puede permanecer como salmuera, la cual es posteriormente reinyectada a menos que haya aplicaciones disponibles de uso directo (Boyle, 2004; DiPippo, 2005).

Ciclo Binario (Binary Cycle)

Este tipo de planta de potencia usa un fluido de trabajo secundario con un punto de ebullición mas bajo que el agua, tal como el pentano o butano, el cual es vaporizado y

usado para mover la turbina (Boyle, 2004; DiPippo, 2005). Es más comúnmente conocida como una planta de Ciclo Orgánico Rankine. Su principal ventaja es que los recursos de temperatura baja pueden ser desarrollados donde los sistemas de flasheo se han probado sin satisfacción. Además, los fluidos geotérmicos químicamente impuros pueden ser explotados, especialmente si son mantenidos bajo presión así que el flasheo no se llevara a cabo. La salmuera geotérmica es bombeada a presión del reservorio a través de una unidad de intercambio de calor y es entonces reinyectada; el escape superficial es cerrado y no hay emisiones hacia el ambiente. Idealmente, la energía térmica suministrada es adecuada para súper calentar el fluido secundario. Para temperaturas debajo de 170°C , las más altas eficiencias generadas son posibles que en plantas de ráfaga de vapor de baja temperatura. Una desventaja es que manteniendo el fluido geotérmico bajo presión y represurizando el fluido secundario puede consumir aproximadamente 30% de la potencia total de salida del sistema porque son requeridas grandes bombas (Boyle, 2004; DiPippo, 2005).

Doble Flasheo

Es la planta ideal, donde los fluidos geotérmicos contienen bajos niveles de impurezas y los problemas de los gases no condensables que afectan la rentabilidad están presentes con un mínimo de contaminantes. Simplemente, el líquido que no flashea permanece después de los flujos iniciales del flasheo de alta presión en un tanque de baja presión donde otra caída de presión provee vapor adicional. Este vapor es mezclado con el vapor restante de la turbina de alta presión para mover una turbina secundaria, idealmente aumentando la potencia de salida en un 20-25% por sólo un 5% de aumento en el costo de la planta. Aun así, se requieren volúmenes de fluido extremadamente grandes (Boyle, 2004; DiPippo, 2005).

2.5.1 Escenario Mundial Actual de Generación de Electricidad

La electricidad a partir de la energía geotérmica tuvo un modesto inicio en 1904 en Larderello al noroeste de Italia con un generador experimental de 10 kW (Lund, 2005). Hoy en día, esta forma de energía renovable ha crecido en 25 países produciendo un estimado de 56 831 GWh/año. Esta producción de electricidad esta sirviendo a un

equivalente de 63 millones de personas a través del mundo. Desde la segunda guerra mundial, la potencia geotérmica ha crecido a una tasa de 6.2% anualmente. La potencia eléctrica de la energía geotérmica, originalmente usando vapor de recursos sobre 150°C, esta ahora produciendo desde fuentes debajo de los 100°C usando ciclo orgánico de Rankine proceso en unidades de potencia binaria en combinación con un proyecto de calentamiento de distrito (Lund, 2005).

Hasta el 2005, se tenía un total de 24 países que generaban electricidad de los recursos geotérmicos. La capacidad instalada a nivel mundial es aproximadamente 8930 MW, siendo una capacidad en uso de 8030 MW y la producción de energía eléctrica esta cerca de los 57000 GWh. Costa Rica, Francia, Islandia, Indonesia, Italia, Kenya, México, Nicaragua, Rusia y EUA han incrementado la capacidad de sus instalaciones por mas de un 10% con respecto al año 2000 (Bertani, 2005).

Algunos de los países que están explotando los recursos geotérmicos para propósitos no eléctricos han escogido aplicaciones de uso directo en áreas de los principales campos de vapor. Japón, Nueva Zelanda, Islandia e Italia son ejemplos importantes, donde el vapor húmedo o agua caliente en un rango de temperaturas es fácilmente disponible para aplicaciones industriales, doméstico y otras necesidades. Las técnicas de perforación son generalmente menos peligrosas desde que el fluido geotérmico es encontrado bajo condiciones de presión y temperatura mucho más bajos que en campos de vapor caliente, y las bombas son usualmente requeridas para traer el fluido a la superficie a velocidades de flujo adecuadas. Sin embargo, el agua caliente es usualmente muy salina y corrosiva para ser enviada directamente en sistemas de calefacción, así de nuevo los intercambiadores de calor resistentes a la corrosión son ampliamente usados. El circuito secundario puede ser un vasto complejo invernadero usando tuberías aéreas y bajo tierra, o puede ser un calefactor domestico con una combinación de tuberías de radiador y entre paredes (Boyle, 2004).

71 países que reportaron utilización directa de la energía geotérmica y se estima una potencia térmica instalada para uso directo a finales del 2004, de 27 825 MW, creciendo a una tasa de 12.9% anualmente (Lund *et al.*, 2005a y b). La energía térmica usada es de

261 418 TJ/año, casi un 40% de incremento con respecto al 2000, creciendo a una tasa de 6.5% anualmente. La distribución de energía térmica usada por categoría es aproximadamente 33% para bombas de calor geotérmicas, 29% para baños y albercas, 20% para calefacción, 7.5% para invernaderos, 4% para procesos industriales, 4% para acuicultura, <1% para secado agricultura, <1% para derretir nieve y enfriamiento, y <0.5% para otros usos (Lund *et al.*, 2005a y b).

2.5.2 Escenario Actual del Aprovechamiento de la Geoenergía en México

México cuenta con cuatro plantas en producción, Cerro Prieto, Los Azufres, Los Húmeros y Las Tres Vírgenes, con un total de capacidad eléctrica instalada de 953 MW, colocando al país en tercer lugar a nivel mundial (Gutiérrez-Negrin & Quijano-León, 2005). En cuanto a usos directos de la geotermia, sólo se ha restringido a pequeños proyectos piloto en Los Azufres y Los Húmeros. También hay muchos lugares donde aguas calientes son usadas para la recreación y propósitos terapéuticos, pero no hay esfuerzos coordinados para promoverlos. En Los Azufres, la Comisión Federal de Electricidad ha desarrollado muchos proyectos piloto que incluye secado de fruta, secado de madera, calentamiento de invernaderos, y calefacción de un centro de conferencias y pequeñas cabinas (Gutiérrez-Negrin & Quijano-León, 2005; Lund *et al.*, 2005a y b). Baño y albercas, distribuidas en mas de 160 sitios, en 19 estados en el país, cuentan con un 99.6% de los desarrollos de uso directo. También se han desarrollado sitios de crecimiento de hongos. El calentamiento de espacios cuenta con un 0.5 MW y 13.2 TJ/año, calentamiento de invernaderos 0.004MW y 0.1 TJ/año, aplicaciones industriales (crecimiento de hongos) 0.2 MW y 4.9 TJ/año, para un total de 164.7 MW y 1931.8 TJ/año (Gutiérrez-Negrin & Quijano-León, 2005; Lund *et al.*, 2005a y b).

La energía geotérmica profunda es un potencial energético teóricamente infinito. Los reservorios hidrotermales en ciertos lugares a lo largo de las fallas entre placas tectónicas de la corteza oceánica son ejemplos notables. Los sistemas geotermales submarinos en México estas localizados en el Golfo de California y en la costa mexicana del Océano Pacifico. En esas regiones se descubrió un potencial geotérmico considerable que podría ser accesible y explotado en el futuro. Los movimientos entre las placas tectónicas que forman la corteza oceánica, permites transferencia vertical de calor magmático hacia el

suelo marino. Agua fría de mar entra a través de las fisuras en la corteza terrestre, donde se vuelve caliente y es químicamente cambiada. Otras áreas térmicas submarinas están localizadas a las afueras del Puerto de Ensenada, Baja California y en la Depresión de Wagner (Golfo de California), ambas zonas geotérmicas están accesibles para la explotación instalando plataformas similares a las usadas por la industria petrolera. Muchas estimaciones indican que el potencial geotérmico de esta zona submarina, podría ser 100 veces más grande que la del reservorio de Cerro Prieto. Algunos autores estiman un potencial geotérmico submarino de casi 100,000 MW por 30 años, a una temperatura promedio de 330°C. Esto indica que la fuente alternativa de energía más viable para el estado de Baja California, es la energía geotérmica (p. ej. Suárez-Bosche *et al.*, 2000; Suárez, 2004; Quintero *et al.*, 2005; Suárez-Bosche *et al.*, 2005).

Capítulo 3

Métodos para Estimar la Temperatura Estabilizada de Formación (TEF)

Uno de los principales problemas detectados en la evaluación del potencial geoenergético es la determinación de las TEF y el gradiente geotérmico. Las mediciones de temperaturas registradas durante la perforación y su extrapolación a tiempos infinitos de recuperación térmica ha sido la solución propuesta en la literatura para calcular las TEF (p. ej., Parasnis, 1971; Timko & Fertl, 1972; Dowdle & Cobb, 1975; Cao *et al.*, 1988; Prenskey, 1992; Ascencio *et al.*, 1994; Hasan & Kabir, 1994; Kutasov & Eppelbaum, 2005).

Como consecuencia de esta solución han surgido métodos analíticos y simuladores numéricos basados en modelos de transferencia de calor de muy variada complejidad. Estos métodos han sido originalmente propuestos para pozos petroleros y sólo algunos orientados a la industria geotérmica. Estos métodos pueden ser agrupados en dos clases: (i) los que describen la evolución de la temperatura a lo largo del pozo (p. ej., Edwardson *et al.*, 1962; Tragesser *et al.*, 1967; Raymond, 1969; Wooley, 1980; Luheshi, 1983; Beirute, 1991; García *et al.*, 1998; Lee *et al.*, 2003); y (ii) los que se concentran en la región del pozo donde se miden las temperaturas durante la perforación (p. ej., Bullard, 1947; Lachenbruch & Brewer, 1959; Timko & Fertl, 1972; Dowdle & Cobb, 1975; Brennand, 1984; Cao *et al.*, 1988; Ascencio *et al.*, 1994; Hasan & Kabir, 1994; Kutasov & Eppelbaum, 2005). En este trabajo de tesis, se considero únicamente el análisis de los métodos analíticos que están agrupados en la segunda clase, antes mencionada.

Este capítulo presenta una revisión de literatura en el estado de arte sobre la aplicación de estudios y modelos de transferencia de calor usados para predecir el comportamiento térmico de un pozo geotérmico bajo condiciones de perforación y shut-in (recuperación

térmica). La literatura fue analizada en orden cronológico para entender la evolución del análisis de los procesos físicos envueltos en el comportamiento del sistema de circulación del fluido de perforación y la perturbación térmica ocasionada por éste, durante la construcción del pozo geotérmico.

3.1 Métodos Analíticos

El estudio y evaluación de estos métodos constituye precisamente los objetivos centrales de este trabajo de tesis. Existen numerosos métodos reportados, algunos de los cuales son de uso práctico debido a la simplicidad de la solución exacta o aproximada obtenida del modelo de transferencia de calor que describe dicho método. También existen otros métodos como el reportado por Jaeger (1961), Shen & Beck (1986) y Cao *et al.* (1988), en los cuales las soluciones analíticas obtenidas no pueden ser aplicadas directamente, ya que requieren aproximaciones de tipo numérico. Los métodos analíticos generalmente se basan en la solución de la ecuación de difusión térmica (Carslaw & Jaeger, 1959):

$$\nabla^2 T = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (3.1)$$

Esta ecuación para ajustarse al modelo físico y matemático que describe el proceso de estabilización térmica en un pozo perforado. La física de cada método depende de las suposiciones o condiciones que ha empleado cada autor, de acuerdo a los procesos de transferencia de calor que ocurren entre la formación y la circulación del fluido de perforación (conducción o convección, o ambos tipos). En el caso de la convección, la ec. (3.1) debe ser extendida para su modelación mediante la consideración de términos convectivos relacionados con las propiedades termofísicas, tanto de la roca (formación) como del fluido de perforación, incluyendo el tipo de formación (medio poroso o fracturado). Por último, la geometría del modelo físico, ya sea cilíndrico, esférico o cartesiano debe ser también considerada. De acuerdo a estas suposiciones generales se han propuesto numerosos modelos matemáticos, los cuales serán brevemente resumidos a continuación, incluyendo, en algunos casos, las suposiciones y características de éstos.

Bullard (1947) propuso el primer modelo para representar el efecto de la circulación de fluidos de perforación como una línea-fuente constante de calor en el eje del pozo, y mediante el modelado del proceso de equilibrio en un medio infinito y homogéneo bajo

condiciones de flujo de calor conductivo-radial. El proceso de perforación fue convencionalmente considerado al introducir una temperatura constante anómala o al suministrar calor al fluido en circulación, empezando en el tiempo en que la barrena penetra la formación en la profundidad y terminando justo cuando se inicia el periodo de recuperación térmica o shut-in. Los cálculos de Bullard demostraron que para mediciones geotérmicas, el tiempo de recuperación térmica de un pozo es muy grande (≈ 10 a 20 veces el tiempo total invertido en la perforación).

Lanchenbruch & Brewer (1959) extendieron la aproximación de Bullard para incluir los efectos de la variación del potencial térmico de la fuente de calor con el tiempo y el diámetro finito del pozo. La base matemática de este modelo de transferencia de calor es expresado mediante la solución transitoria de la ecuación de fuente de calor constante lineal usando un tiempo t' , la cual fue descrita por Carslaw & Jaeger (1959) como:

$$T = Q' \int_0^{t'} \exp\left[\frac{-r_w^2}{4\alpha(\Delta t - t')}\right] \frac{dt'}{(\Delta t - t')} \quad (3.2)$$

La solución exacta de la ec. (3.2) para un tiempo Δt esta dada por:

$$\Delta T = Q' \left\{ Ei\left(\frac{-r_w^2}{4\alpha\Delta t}\right) - Ei\left(\frac{-r_w^2}{4\alpha(\Delta t + t')}\right) \right\} \quad (3.3)$$

donde $Ei(-x)$ es la integral exponencial. Para valores pequeños del argumento x ($x \ll 1$), esta integral puede ser aproximada logarítmicamente, para lo cual la ec. (3.3) se reduce a una simple ecuación que representa el comportamiento de la TEF contra los parámetros del tiempo de perforación Δt y t' .

$$\Delta T = Q' \ln\left(\frac{t' + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (3.4)$$

Esta simplificación es válida cuando $\Delta t \gg \frac{r_w^2}{4\alpha}$. Bajo estas condiciones una gráfica de T

contra $\ln\left(\frac{t' + \Delta t}{\Delta t}\right)$ conduce a la obtención de una línea recta, cuyo intercepto provee al

valor aproximado de la TEF (T_∞).

$$T = T_\infty + Q' \ln\left(\frac{t' + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (3.5)$$

Aunque esta aproximación exhibe algunas limitaciones, ésta ha sido usada ampliamente como la base de la mayoría de los métodos analíticos, a la fecha desarrollados para determinar la TEF en pozos geotérmicos y petroleros. De hecho, Luheshi (1983) en su trabajo mencionó que la ec. (3.5) implica que la temperatura del pozo se incrementa monótonamente durante el periodo shut-in. Una evaluación cuidadosa de la solución completa de la línea-fuente [Ec. (3.3)] muestra que durante el shut-in la temperatura en la superficie del pozo decrece inicialmente antes de iniciar su aumento. Esto significa que la fase de aumento de temperatura es retrasada más allá del fin de la fase de circulación. Bajo ciertas circunstancias esto podría llevar al modelo de línea-fuente a predecir un valor para T_{∞} el cual es mucho más bajo que las temperaturas medidas. La razón física para este retraso en el aumento puede ser localizada dependiendo de como la circulación del lodo y la fase shut-in son modelados. El modelo línea-fuente asume que el calor es continuamente extraído por un sumidero axial para todo el tiempo. La terminación del proceso de circulación es simulada por el intercambio en una fuente de calor en el eje, el cual es igual en magnitud al sumidero original. Esta fuente de calor toma algo de tiempo para ejercer un efecto apreciable en la frontera del pozo debido al diámetro finito del pozo. Entonces, inicialmente durante el periodo shut-in, la temperatura en la superficie del pozo continúa decreciendo a causa del efecto de enfriamiento del sumidero lineal original.

Jaeger (1961) utilizó el modelo de Carslaw & Jaeger (1959) para el cálculo de las temperaturas del fluido de perforación que circula en el pozo, en el caso particular de la utilización de barrena con punta de diamante. En este modelo, los datos considerados para la corrección del efecto del fluido de perforación sobre las temperaturas medidas, incluyeron: (1) la temperatura media del agua entrante, (2) el flujo de entrada del fluido de perforación, y (3) el tiempo de perforación. El modelo considera al sistema de perforación como un intercambiador de calor, en donde el fluido de perforación fluye hacia abajo dentro del tubo de perforación y hacia arriba a través de la región anular. Este sistema actúa como un intercambiador de calor debido al intercambio de calor entre el fluido y la roca exterior del pozo.

Squier *et al.* (1961) desarrollaron un modelo analítico enfocado a pozos de inyección de agua caliente. Este modelo se basa en un sistema de ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de la temperatura del fluido inyectado en un pozo a temperatura constante de la superficie. A partir de éste método, los autores obtuvieron una solución aplicable para calcular la temperatura del fluido a cualquier tiempo y profundidad, siendo también válida para tiempos muy grandes (desde horas hasta días).

Las suposiciones adoptadas en este sistema incluyeron las siguientes:

- Se desprecia la transferencia de calor por radiación en el sistema y la transferencia de calor por conducción en la dirección vertical.
- La tasa de flujo lineal volumétrico y de masa del agua es constante a través de la corriente de inyección.
- No existe gradiente de temperatura horizontal en la corriente de inyección.
- El producto de la densidad y la capacidad calorífica es constante para el fluido (H₂O) y la formación y la conductividad térmica de la formación es constante.
- Inicialmente, el agua en el pozo y la del reservorio están a una temperatura dada por la temperatura ambiente de la superficie más el producto de la profundidad y el gradiente geotérmico. A distancias grandes para el pozo ($r \rightarrow \infty$), la formación permanecerá a esta temperatura.
- La temperatura del agua y la temperatura de la formación en $r = r_w$ son iguales para todas las profundidades.

Schoepfel & Gilarranz (1966) desarrollaron un modelo el cual utiliza los registros de temperaturas de fluido para calcular los gradientes geotérmicos regionales de Oklahoma en USA. El modelo supone que a cierta profundidad no existe transferencia de calor entre el lodo y la formación. A estas profundidades, el fluido de la región anular actúa como un sumidero de calor, una porción del calor recibido de la formación siendo transmitida al tubo de perforación y al lodo entrante. El grado en el cual la TEF ha sido perturbada a cualquier nivel en particular perforado, depende de la duración y tasa de transferencia de calor de la formación. En este modelo, se consideraron dos periodos de transferencia de calor transitoria: *Periodo de circulación del fluido* y *Periodo de fluido inactivo*.

Cocanower *et al.* (1969) desarrollaron un método para obtener una mejor definición de las zonas de inyección. Este método de cálculo fue desarrollado para comparar las mediciones de temperatura de shut-in con las mediciones de temperatura de inyección o con los gradientes normales. El modelo considera el movimiento de fluido dentro de la formación enfriando la zona invadida tanto del pozo como del estrato por encima y debajo. La extensión del enfriamiento, horizontal y vertical, se incrementa con la inyección continua hasta aproximarse al flujo de calor en estado estacionario. Cuando el pozo está en condiciones de shut-in, para propósitos de medición, la temperatura normal de la formación continúa transfiriendo calor hacia el pozo. Los registros de temperatura llevados a cabo después del shut-in muestran el efecto de los cambios de tamaño del pozo y el enfriamiento de áreas verticalmente adjuntas a la zona de inyección.

Holmes & Swift (1970) desarrollaron un método analítico para poder predecir la temperatura del fluido en el tubo de perforación y en la región anular durante la perforación a cualquier profundidad del pozo. El método es una solución de la ecuación en estado estacionario y en coordenadas cilíndricas de la transferencia de calor entre el fluido que circula en la región anular y el tubo de perforación. Esta ecuación es también extendida como aproximación para calcular la transferencia de calor transitoria entre el fluido en la región anular y la formación. Las temperaturas dependen de la profundidad del pozo, de la tasa del flujo del fluido, de las características del fluido en circulación, de las propiedades del reservorio y de la geometría del pozo. Este método asume que la transferencia de calor entre el fluido anular y la formación puede ser aproximada por transferencia de calor lineal en estado estacionario. Otra suposición es que el calor generado por la barrena de perforación es despreciable y que existe un perfil geotérmico lineal.

Timko & Fertl (1972) sugirieron que las temperaturas registradas durante las operaciones de perforación (BHT, por sus siglas en inglés) podrían ser extrapoladas para estimar la TEF. Ellos asumen que las máximas temperaturas registradas corresponden a las temperaturas del fondo del pozo, pero que estos valores no pueden representar temperaturas absolutas al menos que el pozo y la formación circundante hayan llegado al equilibrio térmico. Estos autores extendieron por primera vez el método de Horner (1951,

originalmente sugerido para el cálculo de la presión inicial de yacimientos petroleros) al cálculo de las TEF debido a la similitud existente entre las ecuaciones de difusividad térmica y de presión. Durante este estudio la aparente aplicabilidad de esta técnica para predecir la TEF fue parcialmente demostrada. Esencialmente, la base matemática de este método fue una extensión de la aproximación a la solución completa de la línea-fuente previamente dada por Bullard (1947), la cual fue reducida a la siguiente ecuación:

$$BHT(t) = T_{HM} - b_{HM} \ln\left(\frac{\Delta t + t_c}{\Delta t}\right) \quad (3.6)$$

El método involucra gráficas de la función de tiempo de Horner (*HMTF*) contra las temperaturas medidas (*BHT*). Esto resulta en una línea recta cuyo intercepto (T_{HM}) con el eje de la temperatura (extrapolado a un tiempo de shut-in infinito) provee la estimación de la TEF. La pendiente del método de Horner (b_{HM}) es una constante desconocida, la cual depende del valor de Q' . La aplicación de este método proporciona una buena aproximación de la TEF. Timko & Fertl (1972) concluyeron en su estudio que diferencias de hasta 30°C entre las temperaturas medidas y las temperaturas de la formación deberían ser esperadas. Una explicación de estas diferencias fue posteriormente estudiada y justificada por varios autores, los cuales evaluaron la validez del método de Horner y sus posibles fuentes de error [p. ej., Dowdle & Cobb (1975), Luheshi (1983), Drury (1984), Shen & Beck (1986), Deming (1989), Andaverde *et al.*, (2005)]. En este contexto, Dowdle & Cobb (1975) encontraron que los métodos de aumento de presión y de la temperatura no son completamente análogos porque el análisis de temperatura tipo Horner no es matemáticamente correcto. Sin embargo, establecieron que bajo la suposición de tiempos de circulación cortos (< 5 hrs), la técnica puede ser usada para estimaciones confiables de la TEF, principalmente en regiones donde existen grandes gradientes geotérmicos. Estos gradientes indican que las temperaturas registradas son significativamente menores que las TEF. Por otro lado, Luheshi (1983) y Shen & Beck (1986) señalaron que la exactitud del modelo de Horner se incrementa por el aumento del cociente entre el tiempo shut-in respecto al tiempo de circulación. En particular, Shen & Beck (1986) demostraron que el método de Horner empieza a aproximar el aumento de temperatura en el pozo hasta que existe un tiempo shut-in al menos tan largo como la duración de la circulación del fluido de circulación. Deming (1989) identificó dos

principales problemas asociados con la aplicación del método de Horner: (i) no puede ser aplicado a cualquier medición de BHT, y (ii) aunque el tiempo de shut-in es usualmente reportado durante las operaciones de registros, información exacta sobre la duración de los tiempos de circulación no se conoce con precisión o simplemente no se reporta. Deming (1989) estableció que quizás lo más serio de estos problemas es que las series de datos de tiempo-temperatura no están frecuentemente disponibles en muchos de los pozos perforados. Cuando múltiples datos de temperatura-tiempo están disponibles, la dificultad práctica primaria en aplicar el método de Horner es que la información sobre la duración de la circulación no está disponible o es de dudosa confiabilidad. La solución simplificada del método de Horner, tipificada por una regresión lineal de los datos de temperatura medidos a diferentes tiempos, también fue estadísticamente criticada e invalidada al comprobarse que, tanto la solución de la ecuación original, como los datos de las temperaturas medidas muestran claramente una tendencia de tipo polinomial (Andaverde *et al.*, 2005; Verma *et al.*, 2005; Verma *et al.*, 2006a y b). A pesar de las debilidades señaladas por estos autores, el método de Horner sigue siendo ampliamente usado en la industria geotérmica, probablemente por su simplicidad y facilidad en el cálculo de las TEF (p. ej., Messer, 1976; Fertl & Wichmann, 1977; Chiang & Chang, 1979; Leblanc *et al.*, 1982; Sekiguchi, 1984; Fertl, 1985; Deming & Chapman, 1988; Takai *et al.*, 1994; Förster & Memam, 1995; Hyodo & Takasugi, 1995; Iglesias *et al.*, 1995; González Partida *et al.*, 1997; Santoyo *et al.*, 2000a y b; Espinosa-Paredes & García-Gutiérrez, 2003; Kutasov & Eppelbaum, 2003, 2005, 2006).

Manetti (1973) desarrolló un método analítico para el cálculo de las TEF, aplicable a un proceso sin pérdidas de circulación y sin convección de fluido en la formación. Bajo tales condiciones, la temperatura medida a varias profundidades después del proceso de perforación, tiende asintóticamente a retornar a valores iniciales no perturbados, debido a procesos de transferencia de calor puramente conductivos [ecuación de difusión de calor, ec. (3.1)]. El autor propuso que la temperatura en el eje de la fuente es calculada a diferentes intervalos de tiempo, y siendo estas mediciones seguidas por el término de la emisión térmica. La duración de la emisión térmica corresponde al periodo de perturbación, el cual corre aproximadamente desde el momento cuando la barrena llega al

punto de medición y al momento cuando llega al fondo del pozo. De acuerdo a Carslaw & Jaeger (1959) la tendencia radial de la temperatura corresponde a la emisión de una cantidad de calor $Q' = 2\pi r_w Q$ de una fuente de superficie “cilíndrica instantánea” a $t = 0$ y radio r_w con eje a lo largo del eje z . La solución está dada por la siguiente ecuación:

$$T(t) = T_{\infty} + \frac{Q'}{4\pi\alpha} \left[Ei\left(-\frac{r_w^2}{4\alpha t}\right) - Ei\left(-\frac{r_w^2}{4\alpha(t-t_1)}\right) \right] \quad (3.7)$$

donde t_1 es el tiempo de la emisión térmica. La ec. (3.7) representa la forma de variación de la temperatura con el tiempo, lo cual puede ser aproximada asintóticamente mediante la ley de variación logarítmica, de tal forma que sólo para valores de $t \gg t_1$, la solución adopta la forma de

$$T(t) \approx T_{\infty} + \frac{Q'}{4\pi\alpha} \ln\left(\frac{t}{t-t_1}\right) \quad (3.8)$$

El autor de este método no fue explícito en cuanto al valor real de t y t_1 , ya que no se sabe con certeza si $t = \Delta t + t_c$ o simplemente $t = \Delta t$, y tampoco es claro al referirse al tiempo de emisión, si éste se trata del tiempo de circulación. Por lo tanto, en el caso de que $t = \Delta t + t_c$ y $t_1 = t_c$, y haciendo una sustitución algebraica se obtiene el método clásico de Horner, por lo que este método no propone nuevas simplificaciones que lo puedan definir como método original. En caso contrario, si $t = \Delta t$ y $t_1 = t_c$, entonces finalmente la solución del método de Manetti estaría dado por

$$BHT(t) = T_{MM} + b_{MM} \ln\left(\frac{\Delta t}{\Delta t - t_c}\right) \quad (3.9)$$

La ec. (3.9) representa una línea recta cuando se grafica BHT vs $\ln\left(\frac{\Delta t}{\Delta t - t_c}\right)$ ($MMTF$),

teniendo como pendiente b_{MM} . La TEF puede ser obtenida como el intercepto (T_{MM}) cuando $\Delta t \rightarrow \infty$. Las condiciones iniciales y de frontera para la solución de la ecuación gobernante de este modelo no fueron presentadas por el autor. Podemos notar que este método es muy parecido al modelo de Horner, a diferencia de las soluciones simplificadas, el modelo de Horner es para tiempos cortos de shut-in y el modelo de Manetti para tiempos largos. El modelo fue desarrollado para tomar en cuenta las temperaturas a lo largo del pozo como si pertenecieran a una profundidad específica.

Además utiliza el método de regresión lineal ordinaria (mínimos cuadrados) para determinar los valores de los parámetros lineales, es decir la pendiente y el intercepto de la solución del modelo. Debido a la tendencia lineal de la solución, por medio de una regresión lineal, se puede encontrar la TEF, como fue propuesto en el método de Horner. Un trabajo muy similar posterior al de Manetti (1973) fue propuesto por Crosby (1977).

Albright (1975) desarrolló un método aplicable a la determinación de las TEF durante paros de las operaciones de perforación, típicamente en el periodo de 12 a 24 horas, y dependiendo de la profundidad y del tipo de roca. Este método fue diseñado específicamente para el proyecto geotérmico de roca seca caliente del laboratorio científico de Los Alamos, asociado con el pozo GT-2. Basándose en la teoría de flujo de calor en geometría cilíndrica y despreciando perturbaciones convectivas, y tomando en cuenta las características de temperatura y permeabilidad de las rocas del basamento de GT-2, se encontró que la diferencia entre las temperaturas observadas y las temperaturas de equilibrio también aumentan con la profundidad. Este método fue comparado con el modelo de Lachenbruch & Brewer (1959). El mayor aspecto innovador considerado por esta técnica fue analizar las temperaturas del pozo para estimar la TEF a partir de las mediciones realizadas en un tiempo corto. Aunque sus resultados mostraron que la estimación por extrapolación es válida cuando la temperatura transitoria ha llegado a unos cuantos grados por debajo ($< 10^{\circ}\text{C}$) de la TEF, el uso de las temperaturas medidas a tiempos cortos de recuperación térmica llevan a una sobreestimación de la TEF.

Middleton (1979) propuso un método para analizar la recuperación térmica asumiendo que la temperatura del lodo en circulación es constante sobre una distancia de algunas decenas de metros en la base del pozo. La determinación de la TEF es independiente de la duración de perforación y del tiempo de circulación. El tratamiento del problema de transferencia de calor se realizó conductivamente en forma vertical, asumiendo una región cilíndrica de diámetro pequeño y en coordenadas rectangulares, lo cual conduce a una expresión para estimar la temperatura. Siguiendo el procedimiento de Carslaw & Jaeger (1959, p. 54-55), la distribución de temperatura $T(x,y,t)$ sobre un cilindro vertical de longitud infinita, a una temperatura inicial dada y con una medición en el centro del pozo ($x = 0, y = 0$), permite que la temperatura sea función directa del tiempo. La

temperatura del pozo medida como una función del tiempo después de que la perforación del pozo ha sido completada y que la circulación ha cesado, puede calcularse finalmente como

$$BHT(t) = T_m + \Delta T \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{r_w}{\sqrt{4\alpha\Delta t}} \right) \right]^2 \quad (3.10)$$

Una suposición implícita de este modelo es que no existen fuentes o sumideros de calor cerca del fondo del pozo para $t > 0$. Esta ecuación exhibe un comportamiento asintótico. Las condiciones son esencialmente que: (1) la circulación del lodo en la base del pozo se detiene casi inmediatamente después de que la perforación ha cesado; (2) la circulación de agua subterránea no perturba las condiciones térmicas después de que la perforación se ha detenido; (3) la medición de la temperatura se realiza lo suficientemente lejos sobre la base del pozo (unos cuantos metros) de tal forma que el flujo radial de calor ocurre fácilmente; y (4) que la temperatura del lodo en el fondo del pozo es aproximadamente constante. Leblanc *et al.* (1982) realizaron una comparación entre el método de Middleton y el de Horner. En este estudio, se estableció que ambos métodos requieren tres o más mediciones de temperatura para inferir la TEF. El método de Horner requiere un conocimiento más preciso del tiempo de circulación, mientras que la aproximación de Middleton (1979) requiere una exacta estimación de la difusividad térmica de las rocas contenidas en el pozo.

Roux *et al.* (1980) realizó una modificación al método de Horner, obteniendo así una aproximación mejorada en el cálculo de la TEF que por medio del método convencional de Horner. Esta mejora fue alcanzada mediante un factor adimensional de corrección para estimar el aumento de temperatura en un tiempo adimensional, siendo específico sobre la pendiente del método de Horner. La solución presentada en este método está basada en un modelo conductivo y no debería ser usado para estimar la temperatura en equilibrio para una zona convectiva donde la pérdida de circulación ha tomado lugar. Los resultados concluyen que el método de Horner usualmente subestima la TEF al menos que el tiempo de shut-in sea lo suficientemente grande comparado con el tiempo de circulación.

Leblanc *et al.* (1981) propusieron otro método analítico para estimar la TEF, suponiendo un pozo circular con condiciones iniciales similares a la de un pozo cuadrado con

dimensiones de paralelepípedo considerado por Middleton (1979). Asumiendo simetría circular y que el flujo de calor es radial (sin dependencia en z), estos autores resolvieron la ecuación (3.1), y propusieron la siguiente expresión para calcular la temperatura dentro del pozo:

$$BHT(t) = T_{LM} - b_{LM} \left[1 - \exp\left(-\frac{r_w^2}{4\alpha\Delta t}\right) \right] \quad (3.11)$$

A partir de una graficación de BHT versus la función de tiempo del método de Leblanc *et al.* [$LMTF$, Ec. (3.11)], se obtiene una línea recta, con pendiente b_{LM} , y con intercepto T_{LM} (TEF). Leblanc *et al.* (1981) notaron que decreciendo α (tomando en cuenta la difusividad del lodo de perforación), la estabilización ocurre más lentamente. Esto concluye que la determinación rápida y correcta de la TEF depende fuertemente de la difusividad térmica. Estos autores también señalaron que la solución propuesta por Middleton (1979) para derivar las curvas de estabilización, no es consistente con las condiciones iniciales impuestas en el modelo físico-matemático, además de que no produce el comportamiento verdadero de las temperaturas medidas dentro del pozo. La solución analítica correspondiente fue dada por Carslaw & Jaeger [1959, p. 56, ec. (9)] y referida al centro del pozo ($x = 0$, $y = 0$), de tal forma que la solución se resume a la siguiente expresión:

$$BHT(t) = T_{\infty} - \Delta T \left[\operatorname{erf}\left(\frac{r_w}{2\sqrt{\alpha\Delta t}}\right) \right]^2 \quad (3.12)$$

El comportamiento de esta ecuación es igual que la propuesta por la ec. (3.10), pero se aproxima mucho más rápidamente al valor asintótico T_{∞} . Las principales dificultades con los modelos de Middleton (1979) y Leblanc *et al.* (1981) son que las suposiciones concernientes al tiempo correspondiente a cero perturbación/circulación y propiedades térmicas idénticas para el lodo y la roca.

Barelli & Palama (1981) desarrollaron un método analítico-gráfico para evaluar la TEF durante los paros de perforación. Basado en técnicas gráficas prácticas y apropiadas para el uso directo en el campo provee la información necesaria para evaluar la TEF y decidir la duración del tiempo de paro de perforación o circulación. Este método gráfico se apoyó en la solución propuesta por Leblanc *et al.* (1981).

Lee (1982) desarrolló un método analítico el cual considera los efectos físicos que ocurren dentro del pozo. El primero considera a la perforación como fuente de calor, utilizando a la circulación del lodo como medio de transporte del calor; y el segundo asume a la operación de perforación como proceso para mantener al pozo a cierta temperatura que es distinta de la TEF, hasta el cese de perforación y circulación del lodo. Asimismo, desarrollaron un método numérico basado en análisis de elemento finito para mostrar la perturbación térmica en cualquier sección del pozo. Para el caso especial en la que el fluido de perforación tiene propiedades térmicas similares a la de la formación circundante al pozo, se obtiene la ecuación dada por Carslaw & Jaeger (1959, p. 260) y Leblanc *et al.* (1981). Esta formulación es válida sólo si la perforación y la circulación del lodo cerca del fondo del pozo pueden ser detenidas ‘instantáneamente’. Sin embargo, esta condición no es satisfecha a profundidades lejanas del fondo del pozo, donde el efecto del tiempo de circulación finita no puede ser despreciado. El tiempo de circulación es definido aquí como el tiempo transcurrido cuando la barrena alcanzó la profundidad de interés y cuando el lodo ha dejado de circular. Wilhelm (1990) publicó un trabajo similar al de Lee (1982), en el cual evalúa las propiedades de las rocas mediante los registros de temperatura.

Otro trabajo similar al de Lee (1982), fue propuesto por Middleton (1982), quién reportó un trabajo en el cual examina las propiedades térmicas de roca porosa saturada y de fluidos de perforación para probar la validez de usar una difusividad térmica global para el sistema térmico fluido-roca del pozo. También desarrolló un modelo de estabilización térmica con una circulación lenta de fluidos de perforación. La circulación continua de fluidos de perforación es modelada como un decaimiento exponencial de un sumidero térmico de tiempo arbitrario constante. Este modelo permitió explicar el proceso de estabilización de las temperaturas observadas, las cuales no parecen conformar la estabilización térmica predicha por conducción térmica. El modelo de estabilización de un pozo cilíndrico de dos medios es físicamente similar al modelo presentado por Leblanc *et al.* (1981), asumiendo propiedades térmicas diferentes dentro y fuera del pozo. Este tipo de problema fue discutido por Carslaw & Jaeger (1959, p. 345-346) quienes propusieron una solución al problema específico de la estabilización de una región

cilíndrica inicialmente a una temperatura T rodeada por una región infinita inicialmente a temperatura cero.

Brennand (1984) desarrolló un método teórico el cual determina la TEF durante la perforación del pozo. La ecuación que gobierna la distribución de temperatura circundante al pozo es la ecuación de difusión térmica (3.1). Considerando implícitamente las siguientes suposiciones:

- Simetría radial con el pozo respecto al eje.
- Formación homogénea y radialmente infinita con propiedades constantes.
- Flujo de calor vertical despreciable.
- Flujo de calor puramente conductivo.

Inicialmente antes de que el pozo sea perforado toda la roca circundante al pozo está a temperatura T_∞ . Durante la circulación la temperatura en el pozo es mantenida a T_m y un frente térmico se propaga lentamente en la formación. Esta consideración permite asumir que la temperatura de la roca no es perturbada a mayores distancias. Cuando la circulación cesa la distribución de temperatura decae hacia la TEF. Como la condición de frontera interna es complicada y una función del tiempo de circulación t_c fue decidida no satisfacerla directamente. Por lo tanto, el tiempo t fue escrito como una función lineal del tiempo de circulación t_c , y el tiempo desde que cesó la circulación Δt . Que es $t = \Delta t + pt_c$, donde p es una constante. Entonces la solución es

$$T(r_w, t) = T_\infty - \frac{B\rho C_p r_w^2 (T_\infty - T_m)}{2k(\Delta t + pt_c)} \exp\left(-\frac{\rho C_p r_w^2}{4k(\Delta t + pt_c)}\right) \quad (3.13)$$

Los datos de campo de pozos geotérmicos perforados de las Filipinas sirvieron para encontrar los valores de las constantes $B = 12.56$ y $p = 0.785$. Además se encontró en la

práctica que $\frac{\rho C_p r_w^2}{k}$ es usualmente pequeño comparado a $\Delta t + pt_c$, de tal forma que la

ec. (3.13) puede ser simplificada a

$$BHT(t) = T_{BM} - \frac{b_{BM}}{(\Delta t + pt_c)} \quad (3.14)$$

Una gráfica de temperatura (*BHT*) versus $\frac{1}{\Delta t + pt_c}$ (*BMTF*), producirá una línea recta de pendiente $b_{BM} = \frac{B\rho C_p r_w^2 (T_\infty - T_m)}{2k}$ y el intercepto (T_{BM}) en el eje de la temperatura es igual a la TEF.

Ribeiro & Hamza (1986) desarrollaron un método analítico para la estabilización de temperaturas de pozos en presencia de flujo de fluidos hacia la formación. El modelo es aplicable a una formación con flujo de fluido a baja velocidad. El problema está idealizado de la siguiente manera: un pozo circular penetra una capa homogénea porosa donde el flujo de agua es homogéneo y horizontal. Se asume que este flujo no es afectado significativamente por la perforación. Los autores encontraron que la actividad de perforación induce una presión de perturbación en la capa porosa porque durante la perforación el pozo es mantenido a una presión más alta que la de la capa. Este exceso de presión tiende a difundirse en la capa porosa perturbando el campo de flujo en un área que puede tener una dimensión horizontal en el radio del pozo. Bajo estas condiciones ignoraron el efecto de tales perturbaciones, porque querían evaluar la influencia del fluido de la formación que fluye sobre la perturbación térmica causada por la perforación. La ecuación de transferencia de calor con presencia de movimientos de fluido es la que describe este método, las coordenadas siendo cartesianas. En este trabajo, los autores despreciaron el efecto del gradiente geotérmico vertical, debido a que la temperatura en la dirección radial generada por un flujo horizontal de calor es mayor que en la dirección vertical. Esta temperatura, en el centro del pozo, fue calculada mediante la siguiente ecuación:

$$T(0,0,t) = T_\infty - \frac{T_\infty - T_m}{\sqrt{4\pi\alpha\Delta t}} \int_{-r_w}^{r_w} d\hat{x}' \exp \left[- \frac{\left(\hat{x}' + \frac{\rho_m C_{pm} v_x \Delta t}{\rho C_p} \right)^2}{4\alpha\Delta t} \right] \operatorname{erf} \left(\sqrt{\frac{r_w^2 - \hat{x}'^2}{4\alpha\Delta t}} \right) \quad (3.15)$$

La solución de esta ecuación dió como resultado que la región afectada por la perturbación de calor se vuelve más pequeña para una diferencia de temperatura inicial y capacidad calorífica, y que al calor perturbado le toma más tiempo disiparse. El flujo de

fluidos es más eficiente en la rápida eliminación de calor desde una región más pequeña. En otras palabras, el pozo regresa al equilibrio térmico mucho más rápido bajo condiciones de baja difusividad térmica y bajo flujo de fluidos hacia la formación.

Shen & Beck (1986) propusieron un método analítico adicional en donde derivaron soluciones analíticas por Transformada de Laplace para modelar numéricamente la estabilización de temperaturas en pozos perforados. Tres tipos de mecanismos de transferencia de calor fueron considerados en su modelo: (i) conducción; (ii) conducción y flujo de fluido radial; y (iii) conducción y flujo de fluido lateral. El flujo, ya sea radial o lateral, se asume en forma continua a través de la frontera del pozo, y ambos persisten en los periodos de circulación y shut-in. Esta suposición adicional fue necesaria para deducir las soluciones analíticas. Los efectos térmicos de la circulación del fluido fueron modelados en dos formas. En la primera, la circulación del fluido mantiene su temperatura constante en el interior del pozo ($T_m = cte.$). Este es el modelo usado por Lee (1982) y Luheshi (1983) ya que es considerado mas apropiado para perforación rotacional, en la cual la circulación del fluido es rápida. En la segunda forma, la circulación del fluido fue usada para suministrar o remover una fracción constante de calor hacia o desde el pozo ($Q = cte.$). Tomando en cuenta el contraste de propiedades entre el fluido y la formación, este método de fuente cilíndrica elimina las dificultades asociadas con la aproximación línea fuente. Durante la circulación, el fluido del pozo es considerado como elemento de mezclado y puede ser tratado como un perfecto conductor. Sin embargo, durante tiempos de shut-in, el lodo puede tener conductividad térmica finita o infinita, dependiendo de la presencia de convección libre en el pozo. Luheshi (1983) mostró que la libre convección no dará aumento significativo a la transferencia de calor vertical pero puede aumentar la conducción de calor radial. Por consiguiente, se obtuvieron soluciones para el lodo con conductividades finitas e infinitas. Los autores despreciaron la transferencia de calor vertical. También se asumieron en los modelos planteados en este método que la sección del fondo del pozo es perforado instantáneamente y, por lo tanto, existe una circulación uniforme. Los escenarios modelados en este método son: (1) *Conducción: temperatura constante de fluido durante circulación* ($T_m = cte.$); (2) *Conducción: suministro constante de calor*

durante la circulación ($Q = \text{cte.}$); (3) Flujo de fluido radial + conducción: temperatura constante del lodo durante la circulación ($T_m = \text{cte.}$); y, (4) Flujo lateral de fluido + conducción: temperatura constante de lodo durante la circulación ($T_m = \text{cte.}$).

Gogoi & Kutasov (1987) desarrollaron un método para aproximar a la distribución de temperatura $T(r,t)$ alrededor de un pozo con un historial de variaciones en la temperatura del pozo. El método está basado en determinar $T(r,t)$ en periodos de perforación, producción y/o inyección, mediante el uso del principio de superposición. La validez del método fue demostrado comparándolo con la solución de Carslaw & Jaeger (1959) de la ecuación de conducción de calor para un cilindro sólido. Las suposiciones adoptadas en el método fueron:

- La formación alrededor del pozo es homogénea e isotrópica.
- No existe flujo de fluidos a través de la formación.
- El flujo de calor dentro de la formación es de tipo conductivo.
- Los horizontes penetrados por el pozo están en equilibrio térmico.
- Inicialmente, no existen gradientes térmicos radiales alrededor del pozo.
- La temperatura del pozo a una dada profundidad permanece constante para cierta velocidad de flujo.
- El gradiente térmico vertical del fluido del pozo es diferente del gradiente geotérmico dentro de la formación circundante.
- El efecto de lodo endurecido (gelación) es despreciable.
- Los cambios en la temperatura del fluido del pozo ocurre en pasos o puede ser aproximado por pasos.

Cao *et al.* (1988a) desarrollaron un método, en el cual se calculan las temperaturas de formación mediante técnicas de inversión. El método está basado en principios físicos y matemáticos requeridos para la estabilización de temperaturas de pozos geotérmicos. Cinco parámetros pueden ser determinados por este método: (1) la temperatura de formación (T_∞); (2) la temperatura del lodo (T_m) al tiempo en que cesa la circulación del lodo; (3) la distancia de la invasión térmica (R) en la formación; (4) la conductividad térmica de la formación (k) perpendicular al pozo; y (5) el factor de eficiencia (F) para el

calentamiento del lodo en el pozo después del cese de circulación. Las temperaturas medidas en el pozo en el tiempo en que cesa la circulación del lodo y la temperatura del lodo en la superficie cuando cesa la circulación son datos de entrada cruciales para estimar la temperatura de la formación y del lodo. Otros datos de entrada son el radio del pozo, las propiedades termofísicas de la formación y del fluido de perforación. Este segundo grupo de datos de entrada influye en la estimación de la distancia de invasión térmica, de la conductividad térmica, y el factor de eficiencia, y no afecta la estimación de la temperatura de la formación y del lodo. Las suposiciones básicas de este método fueron:

- La transferencia de calor de la formación al pozo, después del cese de circulación de lodo, es de tipo conductivo y radial.
- El gradiente de temperatura vertical es despreciable.
- La composición de la roca de la formación y el fluido del pozo son homogéneas pero con diferentes propiedades térmicas.

Asimismo, las condiciones iniciales del método están basadas en las siguientes suposiciones adicionales:

- La temperatura del lodo es constante durante la circulación y en la profundidad donde las temperaturas (BHT) son medidas.
- Antes del proceso de recuperación térmica o shut-in, la formación es enfriada por conducción por el fluido de perforación.

Por otro lado, las condiciones de frontera están basadas en las siguientes suposiciones:

- La existencia de una zona de invasión térmica cercana al pozo, pero la formación lejana a esta zona no es perturbada por el enfriamiento.
- El fluido en el interior del pozo está siendo uniformemente calentado (es decir que no existen gradientes térmicos horizontales en el lodo).

El método está descrito por la ecuación de conducción de calor en coordenadas cilíndricas (3.1), cuya solución simplificada está dada por la siguiente ecuación

$$T(t) = T_m + (T_\infty - T_m) \left[1 - \frac{I(t; \varepsilon, F_*, \tau)}{I(0; \varepsilon, F_*, \tau)} \right], \quad r = r_w \quad (3.20)$$

donde I es una integral dependiente de funciones Bessel de primer y segundo orden; ε es un parámetro a escala relacionado a la distancia de invasión térmica; F_* es un factor de

eficiencia normalizada para el calentamiento del lodo; y τ es la escala temporal de difusión. La mejor estimación para T_∞ y T_m es encontrada mediante la técnica de mínimos cuadrados, esto es minimizando la suma de las diferencias al cuadrado entre las temperaturas medidas y las que son calculadas mediante la solución [Ec. (3.20)]. Una versión mejorada de este método fue reportada por Cao *et al.* (1988b) con el objetivo de considerar el efecto de: (i) la inyección de fluido dentro de una formación permeable; y (ii) una formación sobrepresurizada expulsando fluido dentro del pozo. Los dos efectos fueron tratados en forma similar asumiendo un cambio del perfil de temperatura con el tiempo en el pozo. Cuando el fluido frío es inyectado al pozo que interacciona con una capa permeable caliente, se inicia la perturbación térmica (enfriamiento) hacia fuera del pozo en dirección de la formación. Las características y velocidad del frente dependen de la temperatura del fluido y de la profundidad de la formación. Con una velocidad de flujo radial y en estado estacionario en la pared del pozo ($r = r_w$) v_0 , la ecuación de transferencia de calor en coordenadas cilíndricas fue planteada de la siguiente forma

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{k}{\rho C_p} \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) - \frac{\rho_m C_{pm}}{\rho C_p} \frac{v_0 r_w}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \quad (3.17)$$

La solución de esta ecuación requirió la introducción de un parámetro ($\gamma = r/r_w$) como variable independiente para que las distancias radiales fueran medidas en unidades del radio del pozo. El resultado de esta simplificación condujo a determinar la temperatura en el pozo a través de la siguiente expresión

$$T(\gamma=1, t > 0) = T_m + (T_\infty - T_m) \left[1 - \frac{J(t; w, F_*, \tau, \varepsilon)}{J(0; w, F_*, \tau, \varepsilon)} \right] \quad (3.18)$$

donde J son funciones Bessel de primer orden y w la efectividad de transferencia de calor por el flujo efectivo conductivo de fluido. Cao *et al.* (1988c) hicieron una última mejora a sus métodos anteriores (Cao *et al.*, 1988a, b) mediante el uso de parámetros libres (ε , F_* , τ) basados en datos geofísicos de la formación, a partir de los cuales las temperaturas fueron medidas. Finalmente, la consistencia de las características geofísicas predichas (k , F , R) con los datos observados en la formación apoyó la estimación de las temperaturas de formación.

Carlson & Barnette (1988) desarrollaron un método basado en el modelo propuesto por Cocanower *et al.* (1969). En este método, se asume que la temperatura de inyección y al menos dos temperaturas de shut-in sean medidas a una profundidad específica. La primera consideración está dada para los perfiles de temperatura medidos a tiempos de shut-in igualmente espaciados. En este caso, el tiempo de shut-in referido al segundo perfil de temperatura medido es equivalente al doble del tiempo shut-in que el primer perfil medido.

Kritikos & Kutasov (1988) desarrollaron un método analítico muy práctico para determinar la TEF basado en mediciones de temperatura (BHT) registradas a tiempos cortos después del cese de perforación. La determinación de la temperatura shut-in del pozo asumió que la temperatura del lodo de perforación, T_m , a una profundidad dada sea constante durante el proceso de perforación. La estimación de temperatura a lo largo del eje del pozo, una vez que la circulación del fluido de perforación ha cesado, requiere la solución de la ecuación de la difusividad térmica que describe el enfriamiento a lo largo del eje de un cuerpo cilíndrico con distribución de temperatura inicial conocida, colocado en un medio infinito a temperatura constante. Si dos temperaturas medidas (BHT_1 , BHT_2) están disponibles a una profundidad dada, con $\Delta t = \Delta t_1$ y $\Delta t = \Delta t_2$, se obtiene una ecuación simplificada dada por:

$$T_{\infty} = BHT_2 + (BHT_1 - BHT_2) \left\{ \frac{Ei \left[-1.1925 \left(\frac{t_c}{\Delta t_2} \right) \right] + \ln \left(\frac{\Delta t_2}{t_c} \right) - 0.7532}{Ei \left[-1.1925 \left(\frac{t_c}{\Delta t_2} \right) \right] - Ei \left[-1.1925 \left(\frac{t_c}{\Delta t_1} \right) \right] + \ln \left(\frac{\Delta t_2}{\Delta t_1} \right)} \right\} \quad (3.23)$$

esta solución fue denominada como el método analítico de los “dos puntos”. En esta ecuación, el radio del pozo y la difusividad térmica del reservorio no tienen influencia sobre la T_{∞} . Por medio de la simplificación algebraica de la solución los parámetros desconocidos T_m , r_w , α y t_c fueron eliminados. Las cantidades r_w y α , de cualquier manera, afectan a T_{∞} así como a BHT_1 y BHT_2 . Evidentemente, este método está limitado por la exactitud de las temperaturas medidas y por el conocimiento del tiempo dimensional de circulación, el cual normalmente no es registrado o calculado durante el curso de las operaciones de perforación. El método propuesto por Kashikar & Arnold

(1991), es muy similar al método de los “dos puntos”. En esta variación del método la TEF puede ser determinada a través de la siguiente ecuación:

$$T_{\infty} = \frac{BHT_1 - \varphi(BHT_2)}{1 - \varphi} \quad (3.20)$$

$$\text{donde } \varphi = \frac{Ei\left(-\frac{1+2At_{D1}}{4t_{cD}}\right)}{Ei\left(-\frac{1+2At_{D2}}{4t_{cD}}\right)}.$$

Kutasov *et al.* (1988) presentaron una modificación a su método original, en el cual sugieren el uso de una relación empírica para predecir temperaturas dinámicas en pozos profundos de altas temperaturas. La fórmula analítica permite también predecir la temperatura del pozo durante la recuperación térmica del pozo. Al aplicar este método encontraron que la temperatura dinámica del pozo (T_m) puede ser aproximada, con suficiente exactitud, como una función de dos variables; el gradiente geotérmico y la temperatura estabilizada del pozo (T_{∞}), asumiendo que para pozos profundos T_m es una función lineal de T_{∞} . Los registros de temperatura (BHT) en muchos pozos han mostrado que tanto la temperatura de salida del lodo de perforación como la temperatura del pozo varían monótonamente con la profundidad vertical. La ecuación desarrollada en este método para estimar la temperatura del pozo durante el shut-in está dada por:

$$BHT = T_{\infty} + (T_m - T_{\infty}) \left\{ 1 - \frac{Ei\left[-\frac{1}{4t_D^*} \left(1 + \frac{t_D^*}{t_D}\right)\right]}{Ei\left(-\frac{1}{4t_D^*}\right)} \right\} \quad (3.21)$$

con; $t_D^* = t_D \left[\frac{2 + \frac{7}{8} [\ln(1+t_D)]^{\frac{2}{3}}}{1 + \frac{7}{8} [\ln(1+t_D)]^{\frac{2}{3}}} \right]$, para $t_D \leq 10$; y $t_D^* = \frac{t_D [\ln(t_D) - \exp(-0.236\sqrt{t_D})]}{\ln(t_D) - 1}$, para $t_D > 10$.

Hasan & Kabir (1991) desarrollaron un método para el cálculo de la TEF en pozos de producción o inyección. En este método, la transferencia de calor en la interfase formación/pozo es representada por la ley de Fourier de conducción de calor. El principio de superposición fue usado para considerar el cambio gradual en el flujo de calor entre el

pozo y la formación. Así mismo, derivaron una expresión de aproximación algebraica para obtener una solución rigurosa de la integral de la temperatura dimensional de formación, T_D . La derivación de la ecuación que permite estimar la temperatura del fluido como una función de la profundidad y tiempo, requirió primero establecer la distribución de la TEF como una función de la distancia radial y el tiempo, a un flujo constante de calor desde el pozo. De esta forma, un balance de energía en el fluido del pozo permitió relacionar la temperatura del fluido con la temperatura de la interfase pozo/roca y el flujo de calor, dado un coeficiente de transferencia de calor total en términos de una geometría particular del pozo. La solución para la temperatura del pozo fue expresada en la forma dimensional siguiente:

$$T_D = -\frac{2I}{\pi} \quad (3.22)$$

El cálculo de T_D requiere la evaluación de una integral (I) que envuelve funciones modificadas Bessel de orden cero y primero, sobre los límites de cero a infinito para la variable de integración. En esta metodología se observó que a valores muy pequeños del tiempo dimensional, T_D es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo dimensional, de tal modo que a tiempos dimensionales grandes, se encontró que el valor de T_D está dado en forma logarítmica lineal con t_D , por medio de las siguientes ecuaciones:

$$T_D = 1.1281\sqrt{t_D} [1 - 0.3\sqrt{t_D}] \quad \text{si} \quad t_D \leq 1.5 \quad (3.23)$$

$$T_D = [0.4063 + 0.5 \ln(t_D)] \left(1 + \frac{0.6}{t_D} \right) \quad \text{si} \quad t_D > 1.5 \quad (3.24)$$

A partir de esta metodología analítica Kabir *et al.* (1992), Hasan *et al.* (1996), y Kårstad & Aadnøy (1997) desarrollaron modelos analíticos para determinar la temperatura del fluido que fluye por la tubería de perforación y en la región anular como una función de la profundidad del pozo y tiempo de circulación. Los modelos están basados en balances de energía entre la formación y el fluido en la tubería y región anular, asumiendo una transferencia de calor en estado estacionario en el pozo y transitoria en la formación.

Ascensio *et al.* (1994) desarrollaron un método analítico diferente para calcular la TEF. El modelo conceptual considera flujo de calor esférico-radial en la formación circundante, asumiendo que la zona perturbada térmicamente alrededor de un pozo puede

ser aproximada como una región esférica de radio R y que la formación es infinita, homogénea, e isotrópica con propiedades termofísicas constantes, y despreciando convección en el pozo. La ecuación diferencial gobernante empleada en coordenadas esférico-radial del fenómeno de transferencia de calor está dada por:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T}{\partial t}; \quad 0 < r < \infty \quad (3.25)$$

Como una aproximación, asumieron que cuando la circulación se detiene, la zona perturbada puede permanecer a una temperatura constante dada por la temperatura media del fluido de perforación, T_m . Fuera de esta región, la formación circundante al pozo se considera que corresponde a la TEF, T_∞ . De esta manera, la condición inicial de esta ecuación está dada por:

$$T(t=0) = \begin{cases} T_m, & 0 \leq r \leq R \\ T_\infty, & R < r < \infty \end{cases} \quad (3.26)$$

El problema descrito por la ec. (3.25) y las condiciones iniciales (3.26) establecen que el retorno al equilibrio térmico de la zona perturbada sigue un patrón de calentamiento esférico-radial. La solución analítica exacta en variables reales está dada por:

$$T(t) = T_\infty - (T_\infty - T_m) \left\{ \frac{1}{2} \left[\operatorname{erf} \left(\frac{r+R}{2\sqrt{\alpha\Delta t}} \right) - \operatorname{erf} \left(\frac{r-R}{2\sqrt{\alpha\Delta t}} \right) \right] + \sqrt{\frac{\alpha\Delta t}{\pi r^2}} \left[\exp \left(-\frac{(r+R)^2}{4\alpha\Delta t} \right) - \exp \left(-\frac{(r-R)^2}{4\alpha\Delta t} \right) \right] \right\} \quad (3.27)$$

Los autores propusieron algunas simplificaciones a esta solución, las cuales pueden ser aplicadas en: (a) el centro de la esfera, para lo cual la ec. (3.27) se reduce a

$$T(t) = T_\infty - (T_\infty - T_m) \operatorname{erf} \left[\frac{R}{2\sqrt{\alpha\Delta t}} \right] \quad (3.28)$$

(b) tiempos lo suficientemente grandes en donde la ec. (3.28) puede ser aproximada a:

$$T(t) \approx T_\infty - \frac{R(T_\infty - T_m)}{\sqrt{\pi\alpha\Delta t}}, \text{ la cual se vuelve}$$

$$BHT(t) = T_{SRM} - b_{SRM} \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} \quad (3.29)$$

La ec. (3.29) representa una línea recta cuando BHT es graficada contra la función de tiempo del método de Ascencio *et al.* ($SRMTF$; $1/\sqrt{\Delta t}$) con pendiente $b_{SRM} = \frac{R(T_\infty - T_m)}{\sqrt{\pi\alpha}}$. La TEF puede ser obtenida como el intercepto (T_{SRM}) cuando

$\Delta t \rightarrow \infty$. De acuerdo a Ascencio *et al.* (1994), los datos medidos deben satisfacer dos condiciones para el uso correcto de su método:

$$\Delta t > \frac{2\pi b_{SRM}^2}{(T_{SRM} - T_m)^2} \quad \text{y} \quad BHT(t) > [T_{SRM} - \{0.4(T_{SRM} - T_m)\}]$$

Esta solución analítica muestra que, a tiempos grandes, la temperatura transitoria durante el regreso a las condiciones de equilibrio viaja linealmente con $1/\sqrt{\Delta t}$. Una ventaja de este método es que aparentemente no requiere conocer el tiempo de circulación. A pesar del intento de modelar, en forma más correcta, los fenómenos de transferencia de calor existentes en la perforación de un pozo, la aplicación de este método no ha sido generalizada en la industria geotérmica, ni tampoco ha sido exitosa, ya que existen también algunos trabajos que critican su validez y aplicabilidad en el cálculo de las TEF. Estos artículos señalan que el método fue incorrectamente planteado, tanto en su forma física como matemática (incluyendo el método de regresión lineal usado para estimar la TEF), y que esto en la mayoría de las aplicaciones geotérmicas explica la razón por la cual el método sistemáticamente tiende a sobreestimar las TEF (Andaverde *et al.*, 2005; Verma *et al.*, 2005, 2006a y b).

Hasan & Kabir (1994) desarrollaron un modelo teórico tomando en cuenta la transferencia de calor transitoria entre la formación y el fluido de perforación que circula en la tubería del pozo. Este modelo es válido para un pozo de fuente conductiva-convectiva cilíndrica a tiempos cortos. *La transferencia de calor transitoria entre la formación y el pozo* se lleva a cabo en un análisis por unidad de longitud del pozo, conteniendo m masa de fluido a una temperatura T_m . La pérdida de calor por unidad de tiempo y por unidad de longitud del pozo está dada por

$$\frac{dQ}{dz} = mC_{pm} \frac{dT_m}{dt} \tag{3.30}$$

Aplicando la ley de Fourier de conducción de calor estos autores relacionaron la ganancia de calor, la diferencia de calor entre el centro del pozo y la pared, y el coeficiente total de transferencia de calor para el pozo (U), a través de la siguiente ecuación

$$\frac{dQ}{dz} = -2\pi r U (T_m - T_w) \tag{3.31}$$

En este caso, el fluido es el único elemento de resistencia de la transferencia de calor en el pozo. Por otro lado, U representa la convección libre en el pozo. Similarmente, la transferencia de calor debida a la diferencia de temperatura entre la pared del pozo (como la interfase pozo/formación) y la temperatura no perturbada de la formación fue estimada como:

$$\frac{dQ}{dz} = -2\pi k \frac{(T_w - T_\infty)}{T_D} \quad (3.32)$$

En este análisis consideraron el efecto de la circulación del fluido en la distribución de formación mediante el principio de superposición. Entonces, para un tiempo dimensional total de circulación del lodo, t_{cD} , la temperatura del fluido para t_D después del cese de circulación está dado por:

$$BHT(t) = T_{CSM} - b_{CSM} [F(t_{cD} + t_D) - F(t_D)] \quad (3.33)$$

donde $F(t_D) = \left[\frac{\left(\frac{f_1(t_D)}{f_2(t_D)} \right)^{\left(\frac{5.555}{aC_2} \right)}}{f_3(t_D)^{\left(\frac{3.333}{C_2} \right)}} \right]^{-C_1}$, $f_1(t_D) = a + \sqrt{t_D} - 1.667$, $f_2(t_D) = a - \sqrt{t_D} + 1.667$,

$$f_3(t_D) = 1 + C_2\sqrt{t_D} - 0.3C_2t_D, \quad a = \left[2.777 + \left(\frac{3.3333}{C_2} \right) \right]^{\frac{1}{2}}, \quad C_1 = \left(\frac{2\pi}{mC_{pm}} \right) (r_w U) \left(\frac{r_w^2}{\alpha} \right),$$

$$C_2 = 1.1282 \left(\frac{r_w U}{k} \right).$$

La ec. (3.33) se denomina solución rigurosa de la transferencia de calor transitoria entre el fluido del pozo y la formación. La ec. (3.33) sugiere que una gráfica de BHT versus la función de tiempo $[F(t_{cD} + t_D) - F(t_D)]$ (CSMTF) resulta una línea recta, con un intercepto que corresponde a la TEF (T_{CSM}). El análisis anterior requiere que la tasa de flujo de calor sea nula inmediatamente después de que la circulación haya cesado. Una segunda solución a este problema fue propuesta por estos autores a través de una *aproximación exponencial*. Esta solución es una combinación de pequeños valores del tiempo dimensional t_D (que en términos prácticos corresponde al tiempo de shut-in largos) y bajos coeficientes de transferencia de calor para el fluido. Esta aproximación está dada por la siguiente aproximación

$$BHT(t) = T_{CSM} - b_{CSM} \exp\left(-\frac{\Delta t}{A'}\right) \quad (3.34)$$

donde $A' = \left(\frac{mC_{pm}}{2\pi}\right) \left(\frac{k + r_w UT_D}{r_w Uk}\right)$. Entonces, una gráfica de la temperatura (*BHT*) contra

$\exp\left(-\frac{\Delta t}{A'}\right)$ resulta una línea recta, con el intercepto siendo la TEF. Por otro lado, si el

fluido ha estado circulando un tiempo suficiente, una aproximación logarítmica a este problema fue también sugerida hacia la distribución de temperatura de la formación. Esta aproximación resulta ser similar al método de Horner (Dowdle & Cobb, 1975). Una última solución al problema conductivo-convectivo de la circulación de fluido de perforación, fue propuesto mediante una *aproximación tiempo-raíz*, la cual depende del principio de superposición, a través de una expresión diferente para el tiempo adimensional. Se obtiene

$$BHT(t) = T_{CSM} - b_{CSM} \left[\left(\sqrt{t_{cD} + t_D} \right) \left(1 - 0.3 \sqrt{t_{cD} + t_D} \right) - \left(\sqrt{t_{cD}} - 0.3 t_{cD} \right) \right] \quad (3.35)$$

El principal inconveniente de esta aproximación es que sólo es aplicable para datos de tiempo de shut-in cortos, de tal manera que el método es sólo recomendado para tiempos dimensionales menor a 2. El coeficiente total de transferencia de calor (*U*) en este método

fue aproximado por $U = \frac{k_m}{r_w}$.

En resumen, las soluciones simplificadas derivadas de estas ecuaciones condujeron a la propuesta de tres métodos analíticos: exponencial, logarítmico y la solución rigurosa del problema térmico global. En varios estudios se ha encontrado que la solución tiempo-raíz (3.35) provee valores irreales de las TEF, en tanto que la solución logarítmica, básicamente constituye el método original de Horner (Santoyo *et al.*, 2000a; Andaverde *et al.*, 2005; Verma *et al.*, 2005, 2006a y b). De esta forma, el método riguroso es la principal contribución de estos autores, el cual ha mostrado proveer TEF más realistas en diversas aplicaciones geotérmicas y petroleras, con la limitación de requerir el conocimiento de propiedades termofísicas de los materiales del sistema pozo-fluido-formación, esto ha limitado su aplicación generalizada (Andaverde *et al.*, 2005; Verma *et al.*, 2005, 2006a y b).

Prnić (1994) desarrolló un método en el cual calcula las temperaturas del fluido y de la formación. Este método presenta soluciones completas para el sistema de ecuaciones diferenciales a tiempos largos y cortos, además de considerar el efecto de la resistencia térmica causado por la circulación del fluido de perforación. Este coeficiente total (U) considera la resistencia neta al flujo de calor inducido por el fluido dentro de la tubería, la pared de la tubería, la circulación de fluidos en la región anular, la cementación del pozo y la formación. La formulación del modelo involucra las siguientes suposiciones:

- La transferencia de calor por conducción en la dirección vertical y la corriente de flujo o la formación no existe o es despreciable.
- La tasa de flujo del fluido es constante.
- El gradiente de presión es constante.
- Se consideró el efecto de calentamiento por fricción.

La resistencia térmica de la tubería de perforación o entubado del pozo puede ser despreciable ya que la conductividad térmica del acero es mucho más alta que la de otros materiales en el pozo o la formación. Además, asumió que la conductividad térmica del cemento es igual a la de la formación. El coeficiente total U se reduce al coeficiente h de transferencia de calor.

Kabir *et al.* (1997) desarrollaron un método analítico para determinar la TEF usando datos de pruebas de pozo y datos sintéticos (propiedades termofísicas, tiempo shut-in, BHT, tiempo circulación). De acuerdo a la analogía de la ecuación de aumento de presión desarrollada por Horner (1951), el término logarítmico fue expandido en series infinitas, considerando sólo los dos primeros términos, y arreglando algebraicamente:

$$BHT(t) = T_{\infty} - \frac{b}{2.303} \left[\ln(\eta) - 2 + \frac{4(t_c + \Delta t)}{t_c + (\eta + 1)\Delta t} \right] \quad (3.38)$$

donde η es una constante adimensional, aun cuando los autores no reportaron su valor o de qué manera calcularla. Estos autores sugieren asumir que $t_c + \Delta t \cong t_c$; sin embargo, no reportaron en qué circunstancias o bajo qué condiciones se puede considerar esta suposición.

Fomin *et al.* (2003) desarrollaron un método analítico para determinar la TEF durante el periodo de shut-in por medio de la aproximación del método generalizado de balance integral. El modelo considera el historial térmico de un pozo en explotación, lo cual puede incluir un número finito de periodos de circulación y shut-in, y diferentes regímenes de flujo durante periodos de circulación. De acuerdo a Shen & Beck (1986), la temperatura en la formación durante el periodo de shut-in será prácticamente la misma asumiendo que el fluido es un perfecto conductor durante los periodos de circulación y shut-in, o considerando la variación radial de la temperatura del fluido.

Kutasov (2003) presentó que la ecuación diferencial de difusividad térmica para una fuente cilíndrica infinitamente larga con una tasa de flujo de calor constante en un medio homogéneo e isotrópico, tiene una solución numérica de forma integral compleja. Las temperaturas en la pared de la fuente cilíndrica fueron determinadas mediante técnicas de integración numérica. Kutasov (2003) como consecuencia de su análisis presentó una solución semi-analítica para ser usada como aproximación a la temperatura transitoria de la pared del pozo. Consideró un cilindro largo con un flujo de calor constante, despreciando la resistencia térmica de contacto térmico. En este caso, la temperatura transitoria de la pared (T_w) es una función del tiempo, conductividad térmica, y capacidad volumétrica de calor de la formación. Para una fuente de calor cilíndrica-infinita a valores de $t_D \rightarrow 0$ existe un flujo lineal, y aplicando el método de prueba y error se encontró que para cualquier valor del tiempo adimensional, la siguiente ecuación semi-teórica fue propuesta como una buena aproximación para calcular la temperatura de la pared

$$T(r_w, t) = T_\infty + \frac{q}{2\pi k} \ln \left[1 + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{\frac{k\Delta t}{\rho C_p r_w^2}}} \right) \sqrt{\frac{k\Delta t}{\rho C_p r_w^2}} \right] \quad (3.37)$$

Como continuación a este método, Kutasov & Eppelbaum (2005) propusieron una nueva modificación del método de Horner. En su nuevo método sugirieron que a t_D cortos, el pozo no puede ser considerado como una fuente lineal de calor. Usando la ec. (3.37) y el

principio de superposición para un pozo como una fuente cilíndrica con una tasa constante de flujo de calor, en tiempos de circulación y shut-in obtuvieron una nueva ecuación mejorada para el procesamiento de datos de campo y para calcular la TEF.

$$BHT(t) = T_{KEM} + b_{KEM} \ln(X) \quad (3.38)$$

donde

$$X = \frac{1 + \left[1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{G \frac{\alpha_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right] \sqrt{G \frac{\alpha_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}}{1 + \left[1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right] \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}}, \quad G = \frac{2 + \frac{7}{8} \left[\ln \left(1 + \frac{\alpha_c}{r_w^2} \right) \right]^{\frac{2}{3}}}{1 + \frac{7}{8} \left[\ln \left(1 + \frac{\alpha_c}{r_w^2} \right) \right]^{\frac{2}{3}}}$$

para $\frac{\alpha_c}{r_w^2} \leq 10$, y $G = \frac{\ln \left(\frac{\alpha_c}{r_w^2} \right) - \exp \left(-0.236 \sqrt{\frac{\alpha_c}{r_w^2}} \right)}{\ln \left(\frac{\alpha_c}{r_w^2} \right) - 1}$ para $\frac{\alpha_c}{r_w^2} > 10$. Los autores le llamaron

a este el “*método generalizado de Horner*”.

Mas aún, Eppelbaum & Kutasov (2006) recientemente reportaron un modelo llamado “*método de los tres puntos*” para determinar la TEF. La principal característica de este método es que el punto de inicio en la recuperación térmica del pozo es movido del final de la terminación justo en el tiempo equivalente a la primera temperatura de shut-in. Se asume que tres temperaturas de shut-in BHT_1, BHT_2 y BHT_3 son medidas a una profundidad dada. De esta forma, el nuevo periodo de tiempo $t_c^* = t_c + \Delta t_1$, será el periodo de ‘perturbacion térmica’. De este modo, los ‘tiempos shut-in’ $\Delta t_1^* = \Delta t_2 - \Delta t_1$, $\Delta t_2^* = \Delta t_3 - \Delta t_1$ pueden ser empleados para aplicar la ecuación siguiente:

$$T_\infty = \frac{BHT_2 - BHT_1}{BHT_3 - BHT_1} = \frac{Ei \left[-\frac{r_w^2 \left(1 + 2.184 \sqrt{\frac{\alpha_c^*}{r_w^2}} \right)^2}{4\alpha \Delta t_1^*} \right] - Ei \left[-\frac{r_w^2}{4\alpha \Delta t_1^*} \right]}{Ei \left[-\frac{r_w^2 \left(1 + 2.184 \sqrt{\frac{\alpha_c^*}{r_w^2}} \right)^2}{4\alpha \Delta t_2^*} \right] - Ei \left[-\frac{r_w^2}{4\alpha \Delta t_2^*} \right]} \quad (3.39)$$

La ventaja del método de los tres puntos es que puede ser aplicado para el procesamiento de registro de temperaturas en regiones ‘permafrost’.

Como resultado de esta revisión de literatura, en la Tabla 1 se agruparon los métodos seleccionados para una evaluación a través de un análisis estadístico y numérico. Los criterios usados para hacer esta selección fueron: (i) métodos más usados en la industria geotérmica; (ii) métodos con solución analítica o aproximada a la cual pueda ser aplicable en la teoría de propagación de error; (iii) método reportado con solución analítica exacta y aproximada; y (iv) métodos con diferentes modelos físico-matemáticos del fenómeno de transferencia de calor que existe entre la formación y el fluido de perforación.

Tabla 1. Métodos analíticos seleccionados.

Método	Mecanismo de Trans. Calor	Referencia
Brennan (BM)	Conductivo cilíndrico-radial	Brennan (1984)
Fuente cilíndrica de calor (CSM)	Conductivo-convectivo cilíndrico	Hasan & Kabir (1994)
Horner (HM)	Línea fuente de calor	Timko & Fertl (1972)
Horner generalizado (KEM)	Conductivo fuente cilíndrica	Kutasov & Eppelbaum (2005)
Leblanc (LM)	Conductivo cilíndrico-radial	Leblanc <i>et al.</i> (1981)
Manetti (MM)	Conductivo cilíndrico-radial	Manetti (1973)
Esférico radial (SRM)	Conductivo esférico-radial	Ascencio <i>et al.</i> (1994)

Como conclusión de esta revisión bibliográfica, la perturbación térmica real asociada con el proceso de perforación (circulación del fluido de perforación) puede ser considerada como la distribución de temperatura causada por fuentes de calor moviéndose a través de un medio no homogéneo. Es claro que la física de este proceso es muy complicada y, por ende, todavía representa un reto por resolver para la industria geotérmica. Por eso, debe reconocerse que en el entendimiento del proceso físico real, las suposiciones adoptadas por muchos de los métodos son poco realistas. Consecuentemente, los valores estimados de la TEF por esos métodos son poco confiables y sólo proveen aproximaciones a la TEF. De esta forma, ha sido demostrado que el régimen de la temperatura no perturbada depende de varios factores, entre los cuales destacan:

- Mecanismos de flujo de calor (conductivo y convectivo).
- Distribución inicial de temperatura.

- Propiedades termofísicas de las rocas, fluidos de perforación, cemento y tubería.
- Velocidades de circulación del fluido de perforación.
- Entubación y cementación del pozo.
- Presencia del proceso de pérdidas de fluido de perforación hacia la formación, o ganancia de fluidos de la formación.

Desafortunadamente, no existe aún en la literatura una solución analítica física y matemáticamente correcta especializada para estimar el efecto neto de estos factores. Muchos de los modelos analíticos descritos en este capítulo consideran que el proceso de recuperación térmica de un sistema de pozo geotérmico o petrolero sigue la ley física del decaimiento logarítmico en la presencia de procesos de transferencia de calor puramente conductivo. Sin embargo, solo existen aproximaciones a este problema de equilibración del pozo. Estas aproximaciones han sido obtenidos por medio de modelos sofisticados que explícitamente incluyen un radio de pozo finito, tiempo de circulación finita y propiedades térmicas diferentes para las rocas y los fluidos de perforación [p. ej. Lee (1982); Luheshi (1983); Shen & Beck (1986)]. Tales modelos proveen un entendimiento parcial del aumento de temperatura en un pozo durante operaciones de shut-in. En esos modelos, se consideró la sensibilidad del aumento de temperatura en el pozo a (i) las propiedades térmicas del fluido de perforación y la roca circundante (formación), (ii) la duración de la circulación, (iii) el diámetro del pozo, y (iv) el flujo de fluido dentro y fuera del pozo. Sin embargo, la aplicación práctica de estos modelos para estimar la TEF es usualmente obstaculizado por la escasez de datos. Las suposiciones simplificadoras en los modelos sencillos resultan en un gran número de variables desconocidas. En particular, la información respecto a las propiedades termofísicas y de transporte de la formación y de los fluidos de perforación es raramente disponible. Los parámetros tales como la difusividad térmica de la roca son casi constantes para algunos materiales de la Tierra. Además, en el caso de las propiedades termofísicas, no hay información reportada en la literatura que muestre su comportamiento como una consecuencia de cambios en la temperatura y presión de los sistemas de perforación de pozos geotérmicos.

Capítulo 4

Metodología

En este capítulo se describe una metodología estadística y numérica mejorada para estimar la TEF y evaluar las principales fuentes de error asociados con el cálculo de estas temperaturas. Se describirá con detalle el análisis de las soluciones analíticas y aproximadas de los métodos mas comúnmente usados en la industria geotérmica. Esta metodología puede ser descrita mediante la ayuda del diagrama de flujo mostrado en la Fig. 1. A continuación se hará una explicación completa sobre cada paso a seguir en esta metodología.

1. Se realizó una exhaustiva revisión de literatura, en el estado del arte, con el propósito de encontrar los métodos analíticos existentes para el cálculo de la TEF, bajo condiciones de estabilización térmica de un pozo perforado.

2. Los métodos analíticos existentes fueron estudiados y analizados y se seleccionaron sólo aquellos que reportan las soluciones analíticas exacta y aproximada. Así mismo, se consideraron los métodos, cuyas soluciones fueran factibles de aplicarles la teoría de propagación de errores. Es decir, alguna de las dos soluciones debe tener una función de tiempo que sea de uso práctico o al menos se pueda programar en algún tipo de lenguaje. La aplicación de la teoría de propagación de errores requirió que la función de tiempo de shut-in del método, sea de tipo algebraico, exponencial, logarítmico o función trigonométrica.

- 3-4. Como resultado de este análisis, se seleccionaron siete métodos y se generó una base de datos de registros de temperatura con los cuales fueron evaluados. Los registros fueron exclusivos de condiciones de shut-in (recuperación térmica). Los registros incluyeron también información adicional, tal como difusividad térmica de la roca, radio del pozo, y el mayor número posible de registros, todo esto con la finalidad de satisfacer los

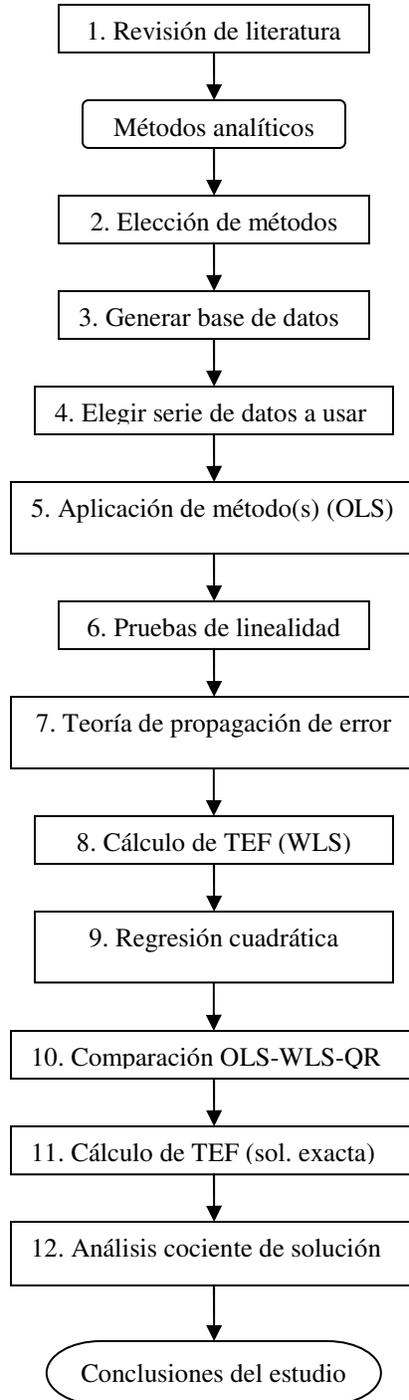


Fig. 1 Diagrama de flujo de la metodología estadística aplicada a los métodos utilizados para calcular la TEF.

requerimientos de aplicación de los métodos. En caso de no encontrar registros con propiedades térmicas, radio de pozo, flujos másicos, etc., se asumieron generalmente

valores comunes. Esta base de datos incluye diez series de datos, de las cuales ocho corresponden a pozos geotérmicos, y dos series de datos sintéticos.

5. Una regresión lineal de dos variables (x y y) está expresada por la ecuación $y = a + bx$, donde a es el intercepto de la regresión lineal y b es la pendiente. Para los siete métodos bajo estudio, x es la función de tiempo correspondiente a un método en particular, y la BHT medida y el intercepto a es la TEF inferida. Se calculó la regresión lineal ordinaria (OLS, por sus siglas en inglés) a los siete métodos elegidos, determinando la TEF para cada método por cada serie de datos, a través del software comercial STATISTICA versión 6 (StatSoft, 2003).

6. Después de haber aplicado la regresión OLS a todas las series y para cada método elegido, se analizaron las tendencias de las gráficas BHT versus la función de tiempo. Se observó que la mayoría de los datos BHT-función de tiempo muestran curvas y no líneas rectas como lo proponen los autores de cada método. Por lo tanto se realizaron pruebas de linealidad estadísticas para determinar el tipo de relación existente entre las BHT y la función de tiempo correspondiente, esto es si la relación es de tipo lineal o polinomial. Las pruebas de linealidad aplicadas fueron:

(a) Wald-Wolfowitz (Miller & Miller, 2000): esta prueba puede ser aplicada sólo cuando el número de datos $n \geq 9$ y $n \leq 20$. En esta prueba, se debe analizar la secuencia de signos de los residuales $(y_{(i)} - \hat{y}_{(i)})$, donde el valor $\hat{y}_{(i)}$ es calculado de la ecuación de regresión a un valor dado de $x_{(i)}$, donde $x_{(i)}$ representa un arreglo ordenado de valores (funciones de tiempo). En el caso de esperar un ajuste de tipo lineal, los signos de los residuales en una regresión lineal deberían ser aleatoriamente distribuidos. Un intento por ajustar una línea recta a un conjunto de puntos que actualmente cae en una curva producirá una secuencia no aleatoria de signos (corridas) positivos o negativos. Desde el punto de vista estadístico, el método de Wald-Wolfowitz aplica si el número de corridas es lo suficientemente pequeño para la hipótesis nula (H_0) de una distribución aleatoria de signos sea rechazada a un dado nivel de confianza establecido. En este caso, una regresión polinomial debería ser aplicado (la hipótesis alternativa H_1 es verdadera).

(b) Subconjuntos secuenciales de un arreglo ordenado de datos: esta prueba estadística consiste en calcular una serie de valores de pendientes e interceptos (TEF) de subconjuntos secuenciales de un arreglo ordenado de datos y comparándolos usando las pruebas F y t-Student (Miller & Miller, 2000; Verma, 2005). Si los valores de la pendiente y el intercepto de un subconjunto de datos (p. ej. usando un subconjunto de cuatro puntos de datos $\{x_{(1)}, y_{(1)}\}$ a $\{x_{(4)}, y_{(4)}\}$) al siguiente subconjunto (p. ej. $\{x_{(2)}, y_{(2)}\}$ a $\{x_{(5)}, y_{(5)}\}$) no son significativamente diferente (a un nivel de confianza dado), y así para los siguientes subconjuntos, los datos siguen una regresión lineal (y por lo tanto se dice que la hipótesis nula H_0 es verdadera). Por otra parte, si los valores de la pendiente o del intercepto cambian significativamente (y sistemáticamente) a un dado nivel de confianza, se puede decir que los datos obedecen una regresión de tipo no lineal o polinomial (y por lo tanto se dice que la hipótesis alterna H_1 es verdadera).

(c) Suma de residuales medios al cuadrado (RSS/n, por sus siglas en ingles): la relación lineal y polinomial existente entre los datos de *BHT* y la función de tiempo del método, se examina a través del cálculo de su respectiva suma de residuales al cuadrado (RSS). En esta prueba se mide la magnitud del RSS (Mendenhall & Sincich, 1996), la cual esta dada por

$$\frac{RSS}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{n} \quad (4.1)$$

donde \hat{y}_i es el valor predicho para la respectiva ecuación lineal o polinomial de los datos (x_i, y_i) y n es el número de datos. Por lo tanto entre más pequeño sea el RSS, es indicativo de que ese es el mejor ajuste.

7-8. El modelo de regresión lineal ponderada (WLS, por sus siglas en ingles) fue también usado para evaluar el efecto de los errores de las variables BHT y función de tiempo en el cálculo de las TEF. El uso de este modelo requirió el conocimiento de los errores medidos tanto de x (función de tiempo del método evaluado) como de y (*BHT*). Debido a que no se reportan usualmente los errores tanto de las BHT medidas, como de los tiempos de shut-in, se asumieron estos errores para aplicar el modelo WLS. Los errores homocedásticos (o varianzas constantes a través de la respuesta entera de la variable

medida) están raramente presentes en tales mediciones. Se asumió errores heterocedásticos para estimar el error propagado de la TEF. Para este propósito, se asumió que los errores del tiempo de shut-in son las fuentes de error de los métodos, además que este parámetro no es generalmente determinado con precisión en las operaciones rutinarias de perforación. En este contexto, se asumió errores típicos de 1% en las mediciones de BHT (variable y) (reportado por Beardsmore & Cull, 2001). Para las mediciones del tiempo de shut-in, también se considero errores de 1% como errores típicos (Beardsmore & Cull, 2001). Para estimar el error en las mediciones de la variable x , fue necesario usar la teoría de propagación de error para derivar sus ecuaciones de propagación en cada método (Bevington & Robinson, 2003). El tiempo de circulación usualmente es de 2 a 5 hr; por lo tanto, el error se consideró despreciable en comparación con el del tiempo de shut-in (Andaverde et al., 2005; Verma et al., 2005; Verma et al., 2006a y b). Los errores en las mediciones del tiempo de shut-in fueron propagadas en las funciones de tiempo de cada método. Se utilizó como notación s para la desviación estándar muestral, en vez de σ usado para la desviación estándar poblacional, la cual en la práctica nunca es conocida.

9. La regresión cuadrática (QR, por sus siglas en ingles) del tipo $y = a + bx + cx^2$ fue utilizada en el caso de ajuste polinomial de los datos BHT versus función de tiempo (de tipo heteroscedastico). Esta regresión se aplicó para calcular la TEF usando el valor del intercepto de la QR (Bevington & Robinson, 2003). Estos cálculos se realizaron mediante el uso del software comercial STATISTICA 6 (StatSoft, 2003).

10. Una vez definida la metodología estadística y de cálculo de las TEF (usando OLS, WLS y QR), y sus incertidumbres, se creó una base de datos con los resultados obtenidos en cada método usando los diferentes modelos de ajuste (OLS, WLS y QR).

11. Se calcularon las TEF utilizando las soluciones exactas, usando el modelo de ajuste OLS. Esto con la finalidad de comparar los resultados obtenidos con las TEF calculadas mediante las soluciones aproximadas, también usando el modelo de ajuste OLS.

12. Por último, se realizó un análisis del cociente de solución. Este análisis consiste en comparar la solución exacta y la solución aproximada, mediante un cociente, solución aproximada entre solución analítica. Si el cociente es aproximadamente 1 significa que la solución aproximada es semejante a la solución exacta. Del mismo modo, se hizo un cociente entre los tiempos de shut-in y de circulación, con la finalidad de determinar qué tiempos de shut-in son los más adecuados para determinar la TEF, en relación con el tiempo de circulación. Finalmente, se graficó el cociente de solución versus el cociente de tiempo adimensional.

Capítulo 5

Resultados y Discusión

5.1 Selección de métodos analíticos

En el presente estudio y para aplicaciones prácticas, se decidió evaluar siete métodos comúnmente usados en la industria geotérmica para la estimación de las TEF: (i) fuente radial con flujo de calor conductivo o método de Brennand (BM) propuesto por Brennand (1984); (ii) método de fuente cilíndrica con flujo de calor conductivo-convectivo (CSM) propuesto por Hasan & Kabir (1994); (iii) línea fuente o método de Horner (HM) originalmente sugerido por Timko & Fertl (1972), y analizado por Dowdle & Cobb (1975); (iv) el método generalizado de Horner o método de Kutasov-Eppelbaum (KEM) propuesto por Kutasov & Eppelbaum (2005); métodos que consideran fuente cilíndrica con flujo de calor conductivo; (v) método de Leblanc (LM) sugerido por Leblanc *et al.* (1981); y (vi) método de Manetti (MM) propuesto por Manetti (1973); y (vii) el método de flujo de calor esférico radial (SRM) propuesto por Ascencio *et al.* (1994). Estos métodos analíticos fueron seleccionados porque describen los mecanismos más importantes de flujo de calor presentes en las operaciones de perforación y terminación de pozo. En los siete métodos seleccionados (BM, CSM, HM, KEM, LM, MM y SRM), los modelos OLS, WLS y QR fueron usados para evaluar la relación estadística entre las dos variables (BHT y la función de tiempo de cada método). El cociente de solución (β) de las soluciones aproximada y exacta de cada método analítico fue también estimado para verificar la similaridad de estas soluciones. En vez de proveer detalles sobre la teoría del método analítico, las soluciones simplificada y exacta (cuando estén disponibles) fueron resumidas en este trabajo. En el caso de requerir más detalles de cada método se sugiere consultar las fuentes originales del método.

5.2 Base de Datos

Ocho series de datos de BHT-tiempo shut-in de registros de pozos geotérmicos y dos series de datos sintéticos fueron compilados de la literatura (ver Tabla 2, Fig. 1 y 2, respectivamente). Los registros de pozos geotérmicos fueron colectados de los siguientes campos geotérmicos: (1) Los Humeros, México (MXCO, pozo LH30, $n = 7$, para 36 horas de tiempo de shut-in y 2.5 horas de circulación: Sánchez-Upton, 2007); (2) Mississippi, USA (USAM, $n = 14$, 200 horas de tiempo de shut-in, 5 horas de circulación, radio del pozo 0.0984 m, y una difusividad de formación de $0.004 \text{ m}^2/\text{hr}$: Kutasov, 1999); (3) Larderello, Italia (ITAL, $n = 40$, para un total de 27 horas de tiempo de shut-in, 5 horas de circulación: Da-Xin, 1986); (4) Kyushu, Japón (JAPN, $n = 10$, para un total de 72.5 horas de tiempo de shut-in, 5 horas de circulación: Hyodo & Takasugi, 1995); (5) Norton Sound pozo COST #1, Alaska, USA (COST, $n = 6$, para un total de 75.5 horas de tiempo de shut-in, 5 horas de circulación, radio de pozo de 0.15555 m, y una difusividad de formación de $0.009467 \text{ m}^2/\text{hr}$: Cao *et al.*, 1988c); (6) Chipilapa, El Salvador (CH-A, $n = 5$, para 95.3 horas de tiempo de shut-in, 5 horas de circulación: González-Partida *et al.*, 1997); (7) Roosevelt, USA, pozo #9-1 (R #9-1, $n = 7$, para un total de 46 horas de tiempo de shut-in, 15 horas de circulación: Crosby, 1977); (8) Oklahoma, USA (SGIL, $n = 12$, para 12 horas de tiempo de shut-in, 3 horas de circulación, radio de pozo de 0.1002792 m, y una difusividad de formación de $0.004004 \text{ m}^2/\text{hr}$: Schoepfel & Gilarranz, 1966). Por otra parte, los conjunto de datos sintéticos (SHBE, $n = 8$) y (CLAH, $n = 15$) corresponden a trabajos experimentales llevados a cabo por Shen & Beck (1986) y Cao *et al.* (1988a), respectivamente. Estos datos sintéticos fueron usados para evaluar la exactitud de los siete métodos ya que se reporta la “temperatura de formación verdadera” para estos experimentos (es decir, SHBE = $80.0 \text{ }^\circ\text{C}$ y CLAH = $120.0 \text{ }^\circ\text{C}$). Los datos SHBE tienen como parámetros adicionales radio de pozo (0.108 m), difusividad de roca ($0.004323 \text{ m}^2/\text{hr}$), y una difusividad de lodo ($0.0005241 \text{ m}^2/\text{hr}$). CLAH tiene como parámetros adicionales radio de pozo (0.108 m), difusividad de roca ($0.005036 \text{ m}^2/\text{hr}$), y una difusividad de lodo de ($0.000523 \text{ m}^2/\text{hr}$). Ambos datos sintéticos tienen 5 horas como tiempo de duración de circulación.

Tabla 2. Series de datos de tiempo de shut-in (*t*) en hora, y temperatura de fondo de pozo (*BHT*) en grados Celsius.

Conjunto de Datos	Tiempo Shut-in (hr)	BHT (°C)	Conjunto de Datos	Tiempo Shut-in (hr)	BHT (°C)	Conjunto de Datos	Tiempo Shut-in (hr)	BHT (°C)
MXCO <i>n</i> = 7	6♦	178.6	ITAL <i>n</i> = 40	5.67♦	84.5	R #9-1 <i>n</i> = 7	22♦	141.11
	12	198.9		6♦	93.1		26.25♦	115.33
	18	211.4		6.5♦	95		28.5♦	155.56
	24	225.8		7	96.2		34.5♦	163.33
	30	235.1		7.5	97.5		38.33	166.67
	36	240.4		8	98.4		39.6	167.22
	42	247.1		8.5	99.3		46	170
USAM <i>n</i> = 14	*1♦	138.75		9	100.3	SGIL <i>n</i> = 12	*1♦	81.94
	*2♦	139.55		9.5	101.1		*2	86.56
	5	140.89		10	102		*3	88.84
	10	142.03		10.5	102.7		*4	90.76
	15	142.72		11	103.4		5	92.29
	20	143.21		11.5	104.2		6	93.44
	25	143.6		12	104.7		7	94.21
	30	143.92		12.5	105.4		8	94.59
	40	144.42		13	106.1		9	94.98
	50	144.81		13.5	106.7		10	95.36
	70	145.4		14	107.6		11	95.74
	100	146.04		14.5	108.3		12	96.13
	150	146.76		15	108.9	SHBE <i>n</i> = 8	*2.5♦	56.6
	200	147.27		15.5	109.6		5	61.3
JAPN <i>n</i> = 10	5.5♦	92		16	110.2		7.5	64.3
	6.5♦	98.5		16.5	110.8		10	66.6
	7.5♦	103		17	111.3		15	69.6
	8.5♦	107.4		17.5	111.9		20	71.7
	9.5♦	110.4		18	112.4		30	74.1
	12.5♦	119.6		18.5	112.9		40	75.5
	15.5♦	126.6		19	113.3	CLAH <i>n</i> = 15	*2	91.7
	18.5	132.8		19.5	113.8		*4	98.1
	24.5	142.4		20	114.2		6	102.4
	72.5	170.9		20.5	114.7		8	105.5
COST <i>n</i> = 6	8.5♦	45		21	115.1		10	107.9
	10♦	49.44		21.5	115.4		12	109.8
	16.5♦	55.56		22	115.7		14	111.3
	34.5♦	56.11		22.5	116.1		16	112.5
	38♦	57.22		23	116.5	18	113.6	
	75.5♦	56.11		24	117.1	20	114.4	
CH-A <i>n</i> = 5	6♦	90		25	117.7	22	115.2	
	12♦	102		26	117.9	24	115.8	
	26.57	116		27	118.7	30	117.1	
	47.1	130			40	118.4		
	95.27	145			50	119.1		

Los datos están reproducidos como fueron reportados por los autores. Los datos marcados por * y ♦ no pasaron los requerimientos propuestos por los autores para la aplicación del HM y SRM, respectivamente, y por lo tanto no fueron usados para los cálculos de la TEF en dichos métodos. MXCO = Los Húmeros, México; USAM = Mississippi, USA; ITAL = Larderello, Italia; JAPN = Kyushu, Japón; COST = Norton Sound, Alaska, USA; CH-A = Chipilapa, El Salvador; R #9-1 = Roosvelt, USA; SGIL = Oklahoma, USA; SHBE y CLAH = datos sintéticos de Shen & Beck (1986) y Cao *et al.* (1988a), respectivamente.

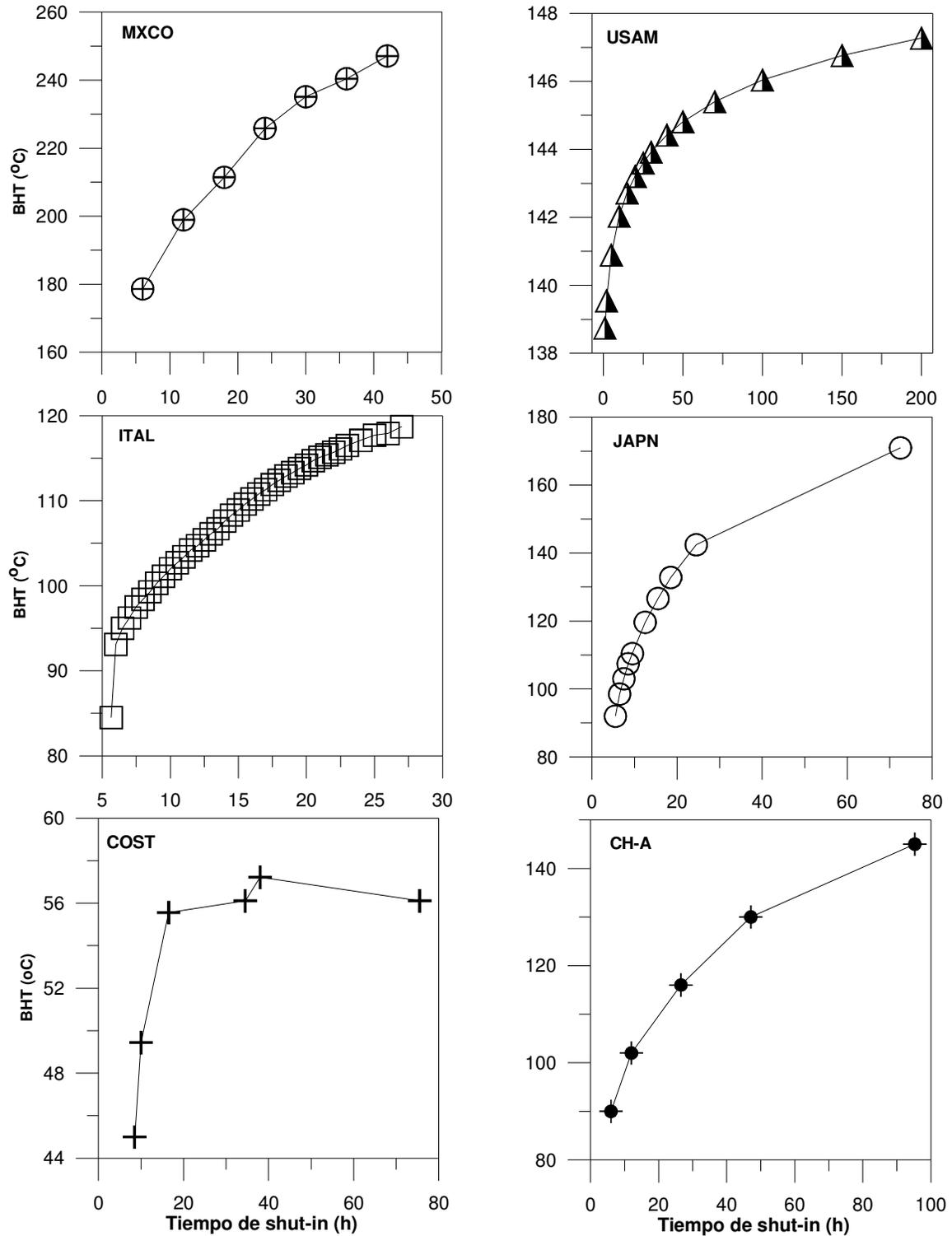


Fig. 1 Gráficas de las series de datos de la Tabla 2. Mediciones registradas de recuperación térmica de los pozos geotérmicos MXCO, USAM, ITAL, JAPN, COST y CH-A durante operaciones de perforación.

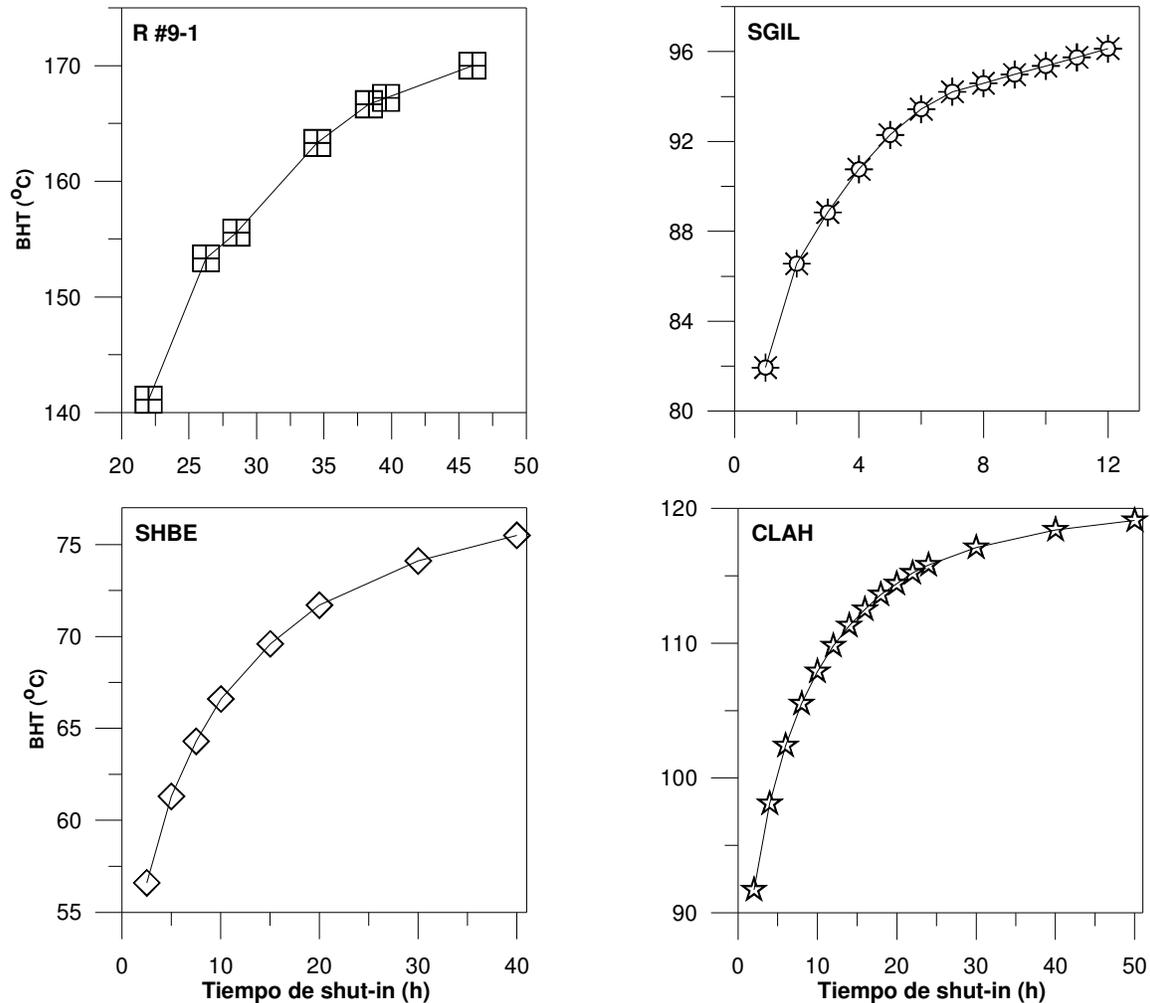


Fig. 2 Gráficas de las series de datos de la Tabla 2. Mediciones registradas de recuperación térmica de los pozos geotérmicos R #9-1 y SGIL durante operaciones de perforación, y dos experimentos sintéticos (SHBE y CLAH).

En las Figs. 1 y 2 se puede ver como las temperaturas registradas tienden a un comportamiento asintótico, lo cual denota preliminarmente que la recuperación térmica del pozo perforado no exhibe una tendencia lineal.

5.3 Análisis Estadístico

Antes de calcular la TEF de los datos de BHT registrados en operaciones de perforación geotérmica (MXCO, USAM, ITAL, JAPN, COST, CH-A, R #9-1, y SGIL) y experimental (SHBE y CLAH), las funciones de tiempo de los métodos analíticos fueron individualmente calculadas usando las soluciones simplificadas respectivas (es decir, BMTF, CSMTF, HMTF, LMTF, MMTF, y SRMTF usando las ecuaciones 3.14, 3.33, 3.6, 3.38, 3.11, 3.9, y 3.29, respectivamente). Las relaciones entre los datos BHT de

pozos geotérmicos y las funciones de tiempo calculadas para cada método analítico fueron graficadas en las Figs. 3 a la 10, 13 y 14, así como las relacionadas con los datos sintéticos (Figs. 11, 12 y 14). Todas las gráficas fueron agrupadas por serie de datos para facilitar el análisis estadístico. Para cada serie de datos del pozo geotérmico estudiada, las figuras muestran las curvas individuales de BHT versus la función de tiempo del método. Por ejemplo, la Fig. 3 describe el comportamiento de los datos de BHT geotérmicos MXCO contra la función de tiempo de los métodos BM (BMTF), CSM (CSMTF), HM (HMTF), KEM (KEMTF), LM (LMTF), MM (MMTF). Asimismo, en las Figs. 3 a la 14 se incluye como referencia la línea punteada derivada de la regresión OLS que se hizo a cada serie de datos para cada método analítico, así calcular la TEF, con el objeto de demostrar que la mayoría de los métodos exhiben tendencias no lineales entre estas dos variables (BHT y función de tiempo).

Los conjuntos de datos sintéticos SHBE y CLAH (denotados por los símbolos rombo y estrella, respectivamente) exhiben una tendencia cuasi-lineal (Figs. 11, 12 y 14). Todos estos resultados sugieren que el modelo de regresión polinomial debe ser usado para una determinación numérica más confiable de las TEF en cada conjunto de datos y sólo en algunos casos (p. ej. los datos sintéticos), parecería que un modelo lineal podría ser válido. Los modelos de regresión OLS y WLS fueron aplicados a las aproximaciones matemáticas de cada método analítico (ec. 3.14, BM; ec. 3.33, CSM; ec. 3.6, HM; ec. 3.29, KEM; ec. 3.11, LM; ec. 3.9, MM; ec. 3.29, SRM). Para hacer todos los cálculos de las TEF usando los algoritmos de regresión OLS y WLS, fue usado el código computacional OYNYL desarrollado recientemente por Verma *et al.* (2006c). Las regresiones cuadráticas fueron también empleadas para las soluciones analíticas. Los cálculos de QR fueron llevados a cabo por el uso del software comercial STATISTICA (StatSoft, 2003). Todos los resultados encontrados en los cálculos de las TEF son descritos en detalle a continuación.

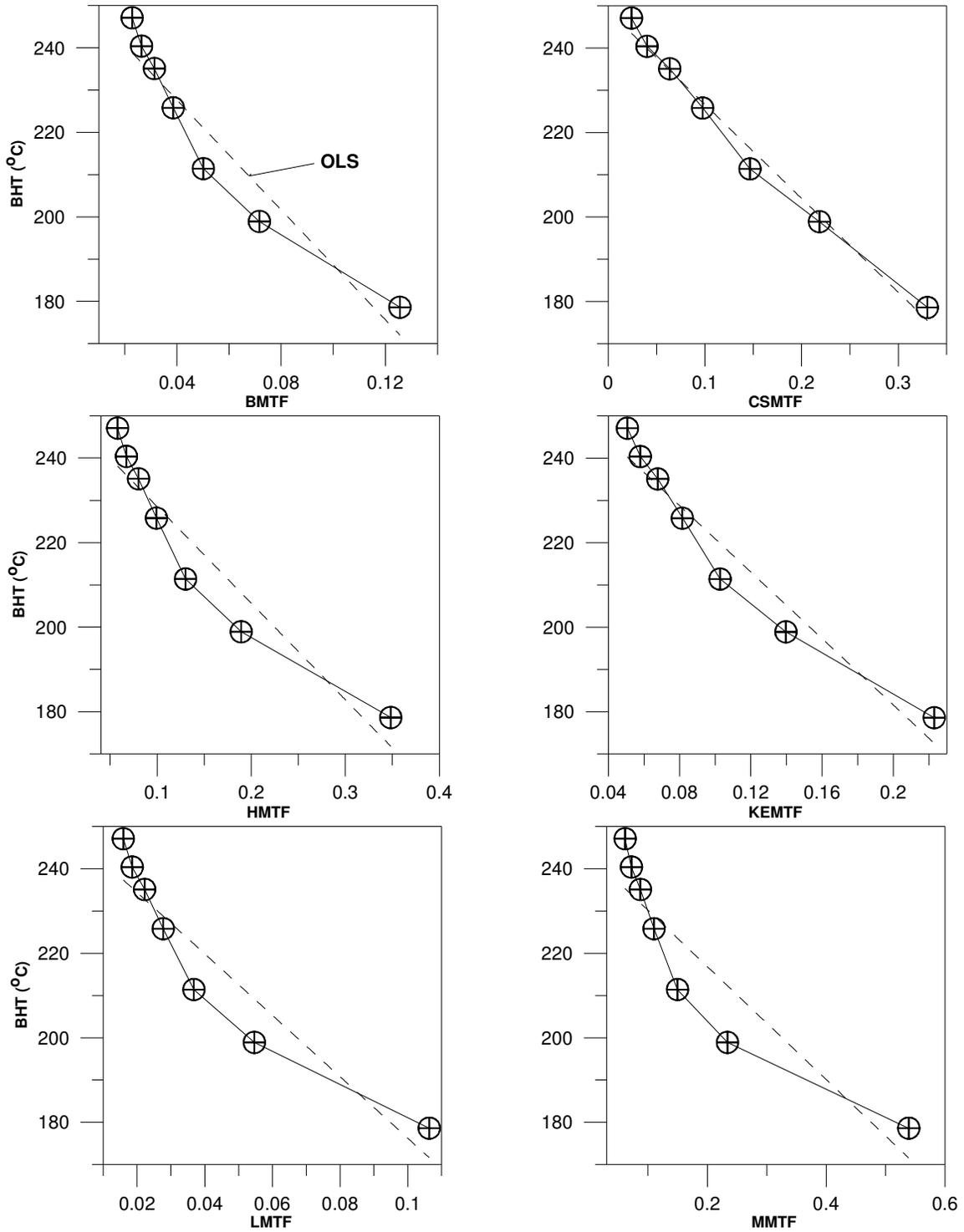


Fig. 3 Gráficas de mediciones de BHT del pozo geotérmico MXCO y las funciones de tiempo de los métodos analíticos BM, CSM, HM, KEM, LM y MM.

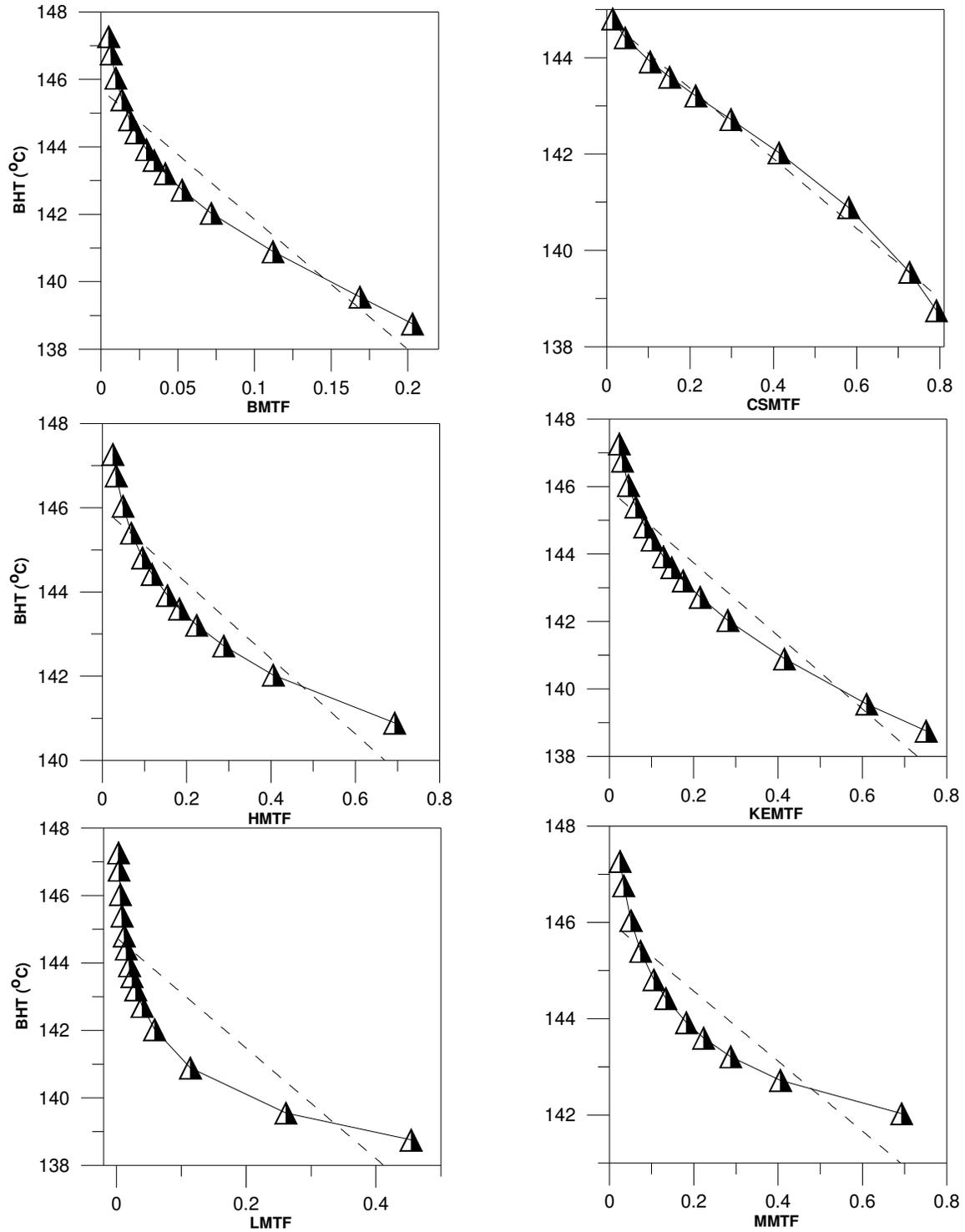


Fig. 4 Gráficas de mediciones de BHT del pozo geotérmico USAM y las funciones de tiempo de los métodos analíticos BM, CSM, HM, KEM, LM y MM.

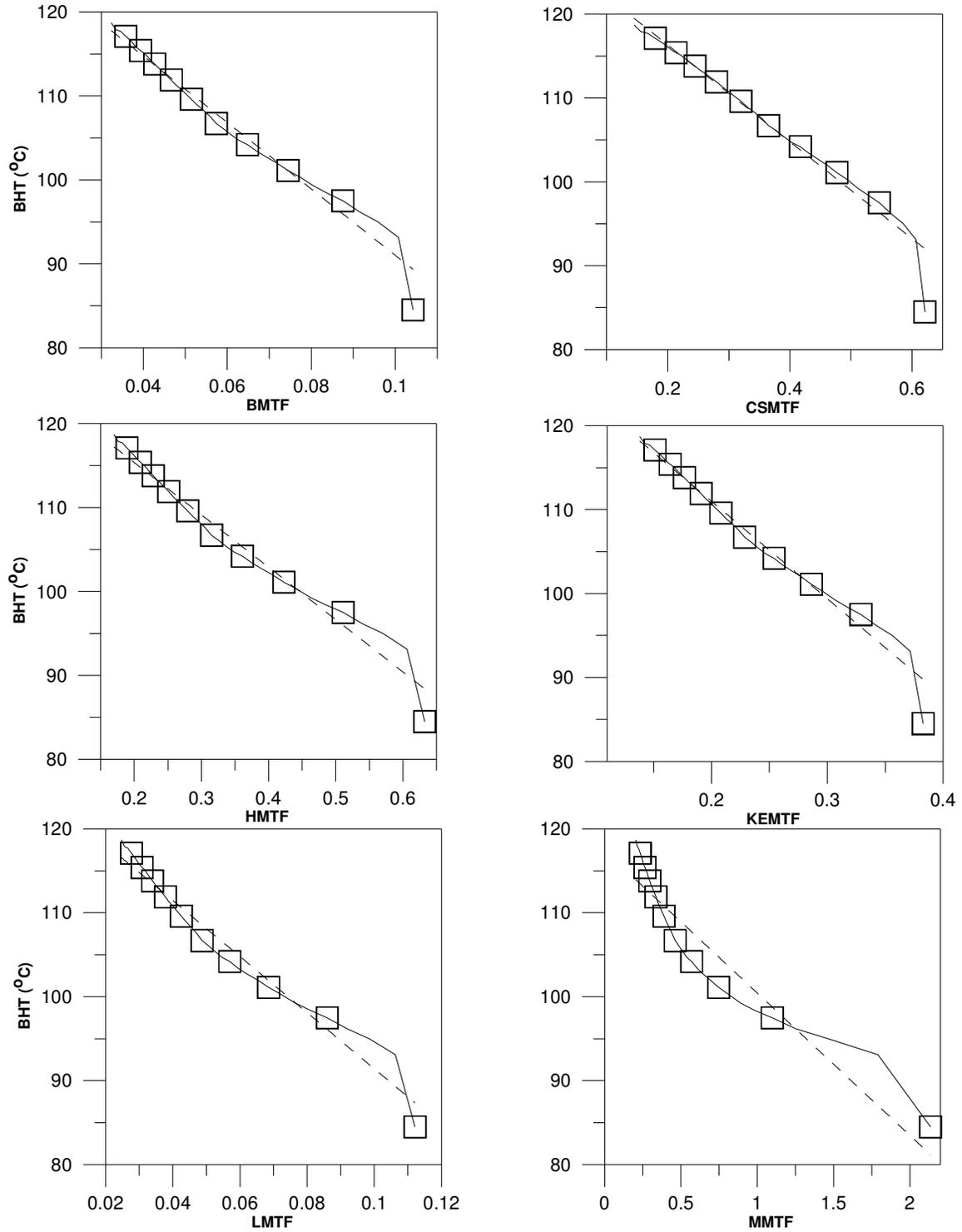


Fig. 5 Gráficas de mediciones de BHT del pozo geotérmico ITAL y las funciones de tiempo de los métodos analíticos BM, CSM, HM, KEM, LM y MM.

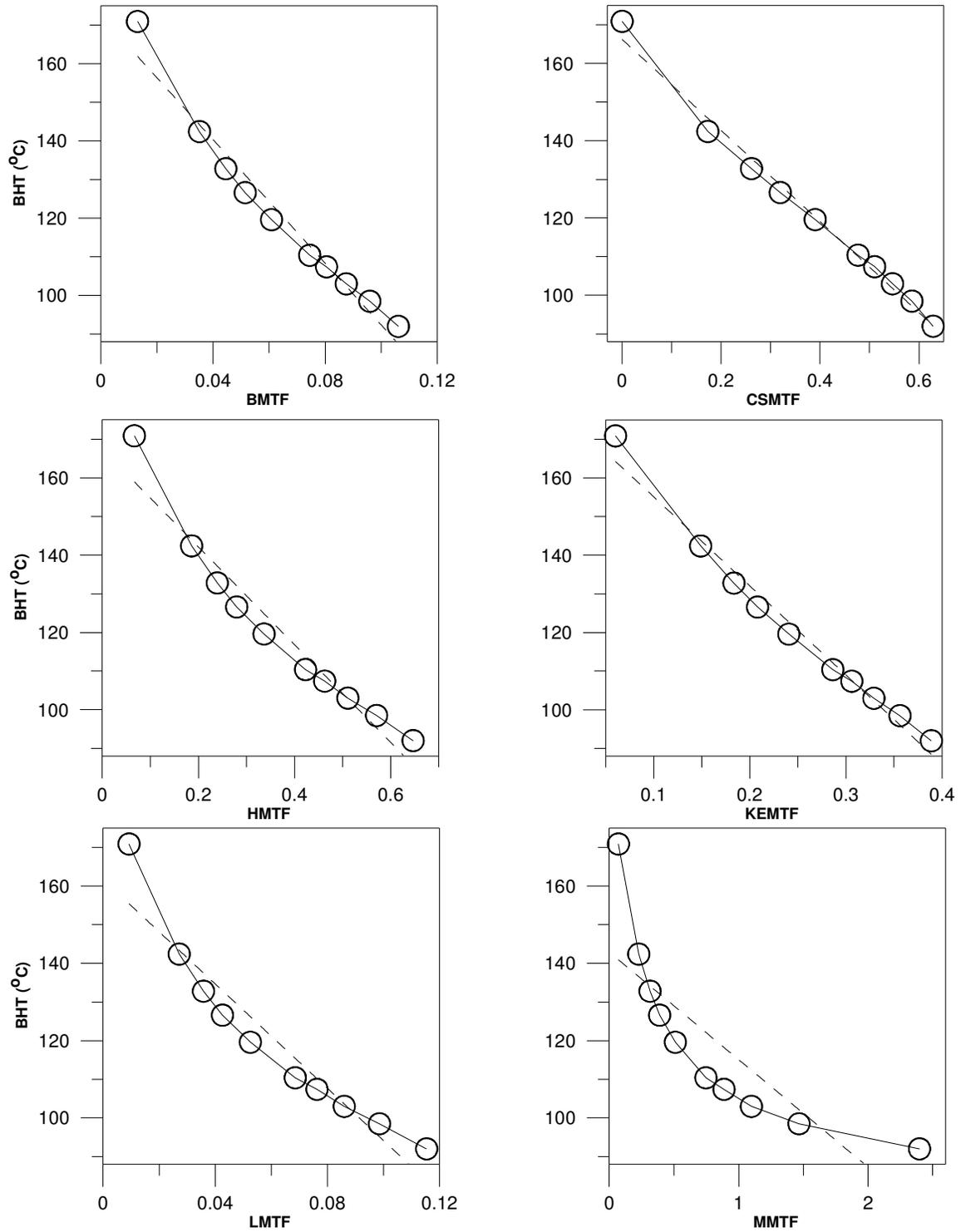


Fig. 6 Gráficas de mediciones de BHT del pozo geotérmico JAPN y las funciones de tiempo de los métodos analíticos BM, CSM, HM, KEM, LM y MM.

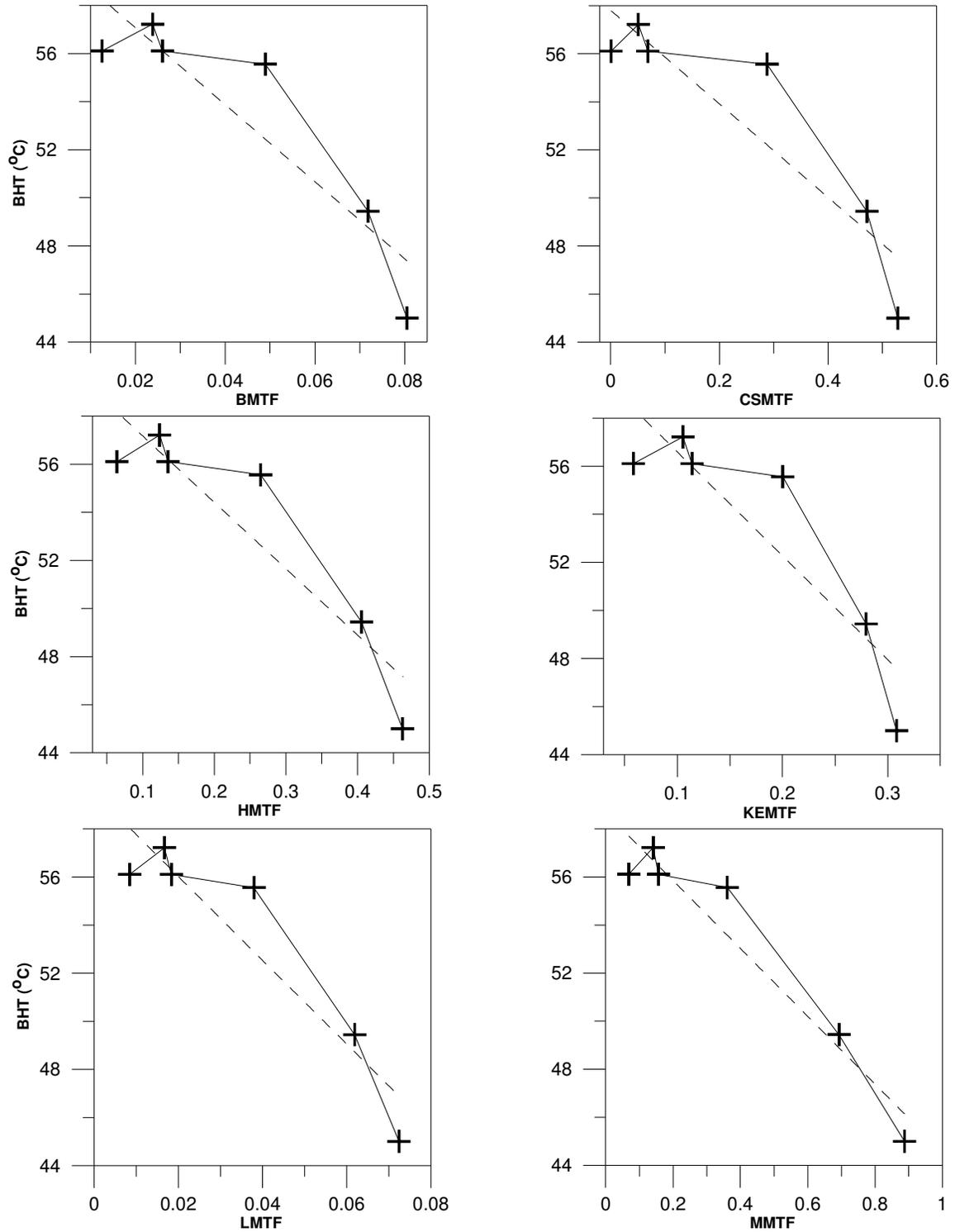


Fig. 7 Gráficas de mediciones de BHT del pozo geotérmico COST y las funciones de tiempo de los métodos analíticos BM, CSM, HM, KEM, LM y MM.

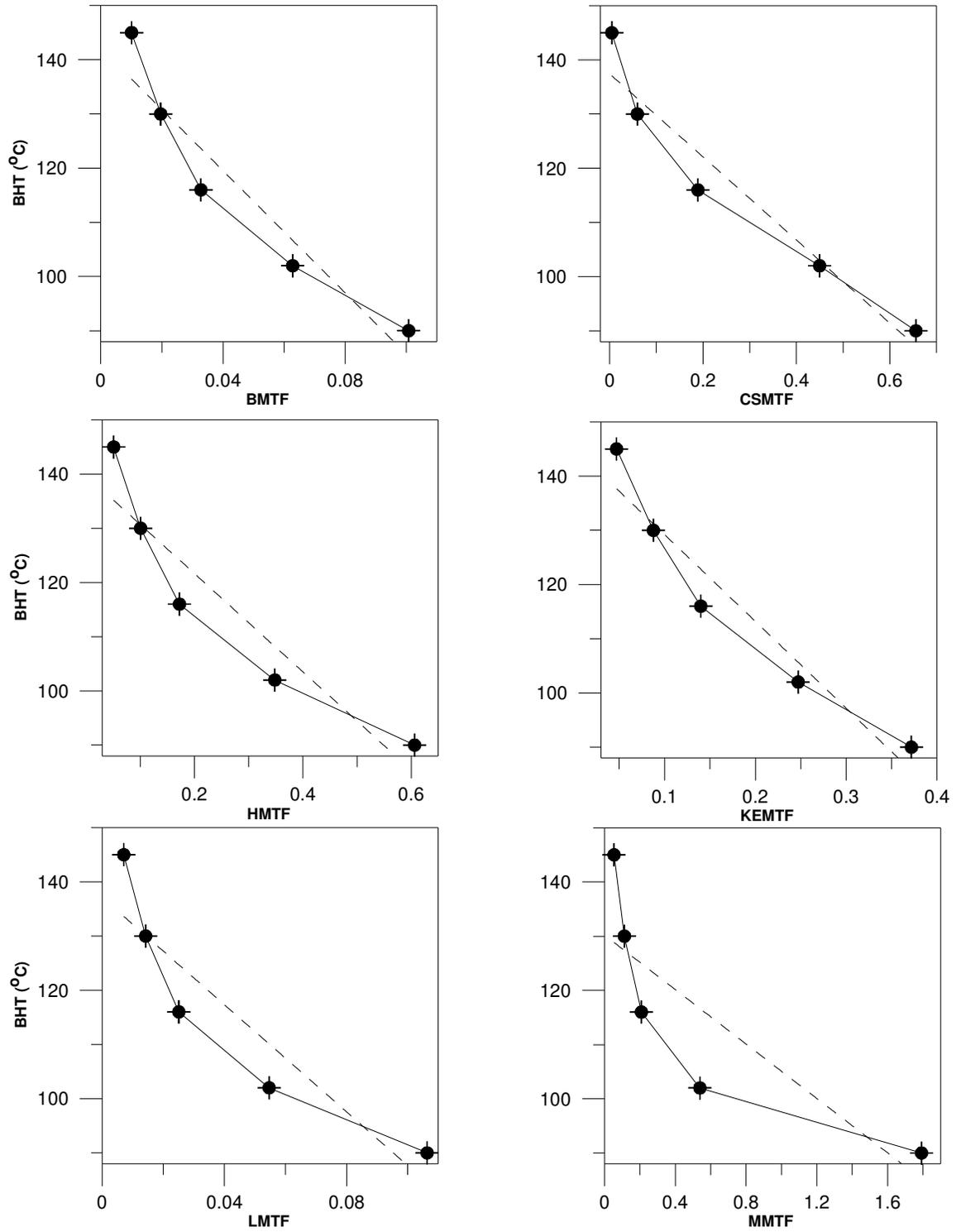


Fig. 8 Gráficas de mediciones de BHT del pozo geotérmico CH-A y las funciones de tiempo de los métodos analíticos BM, CSM, HM, KEM, LM y MM.

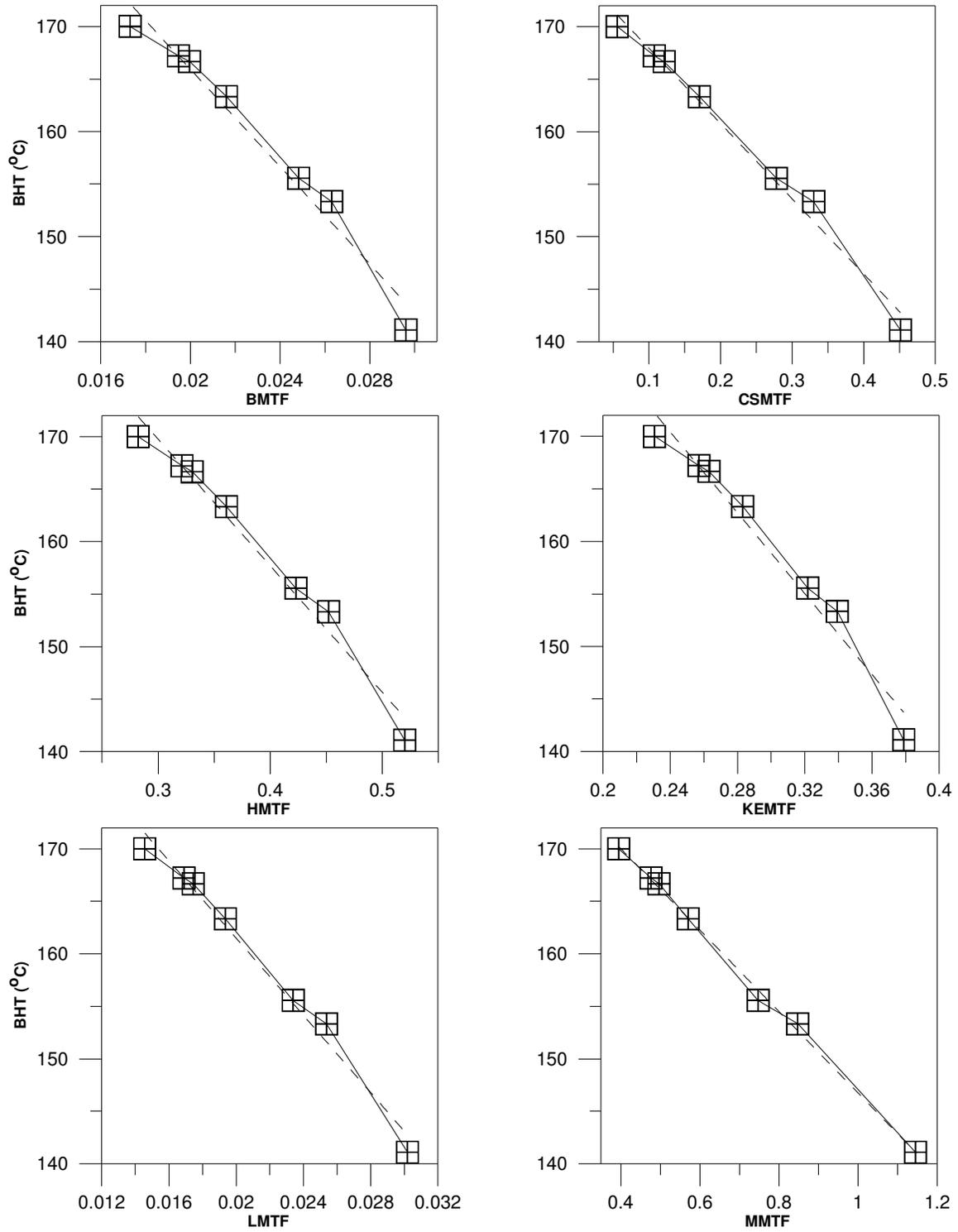


Fig. 9 Gráficas de mediciones de BHT del pozo geotérmico R #9-1 y las funciones de tiempo de los métodos analíticos BM, CSM, HM, KEM, LM y MM.

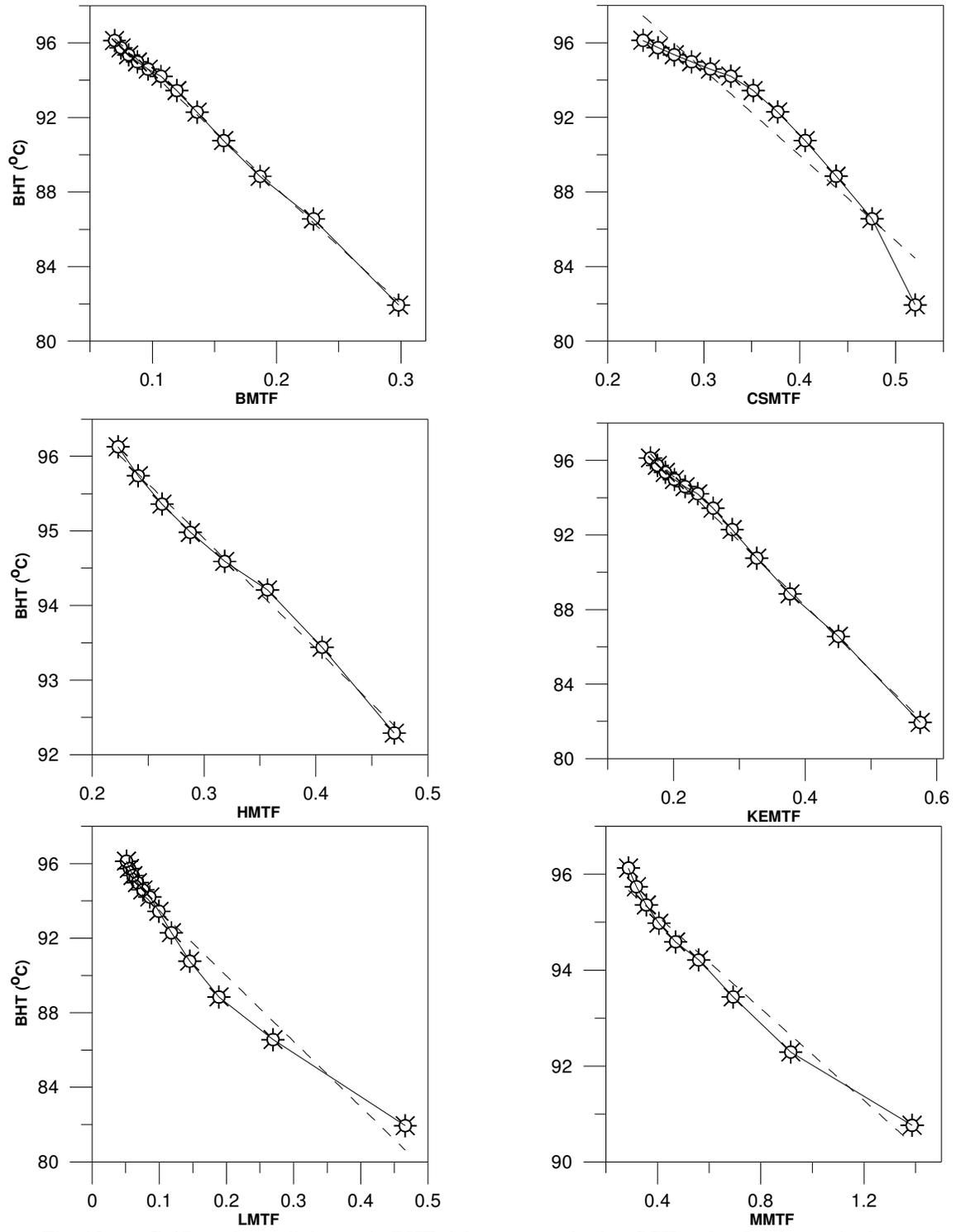


Fig. 10 Gráficas de mediciones de BHT del pozo geotérmico SGIL y las funciones de tiempo de los métodos analíticos BM, CSM, HM, KEM, LM y MM.

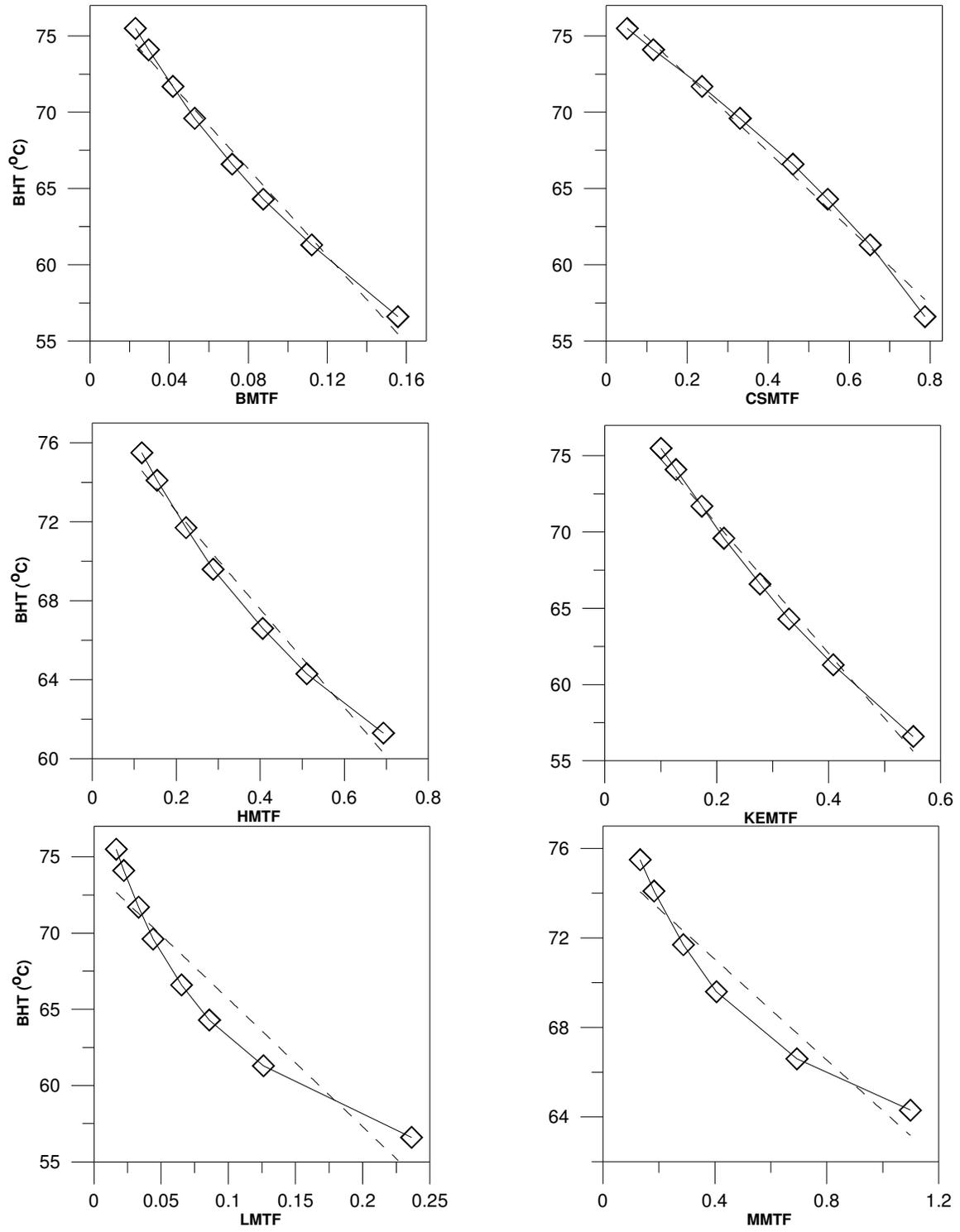


Fig. 11 Gráficas de mediciones de BHT de la serie sintética SHEN y las funciones de tiempo de los métodos analíticos BM, CSM, HM, KEM, LM y MM.

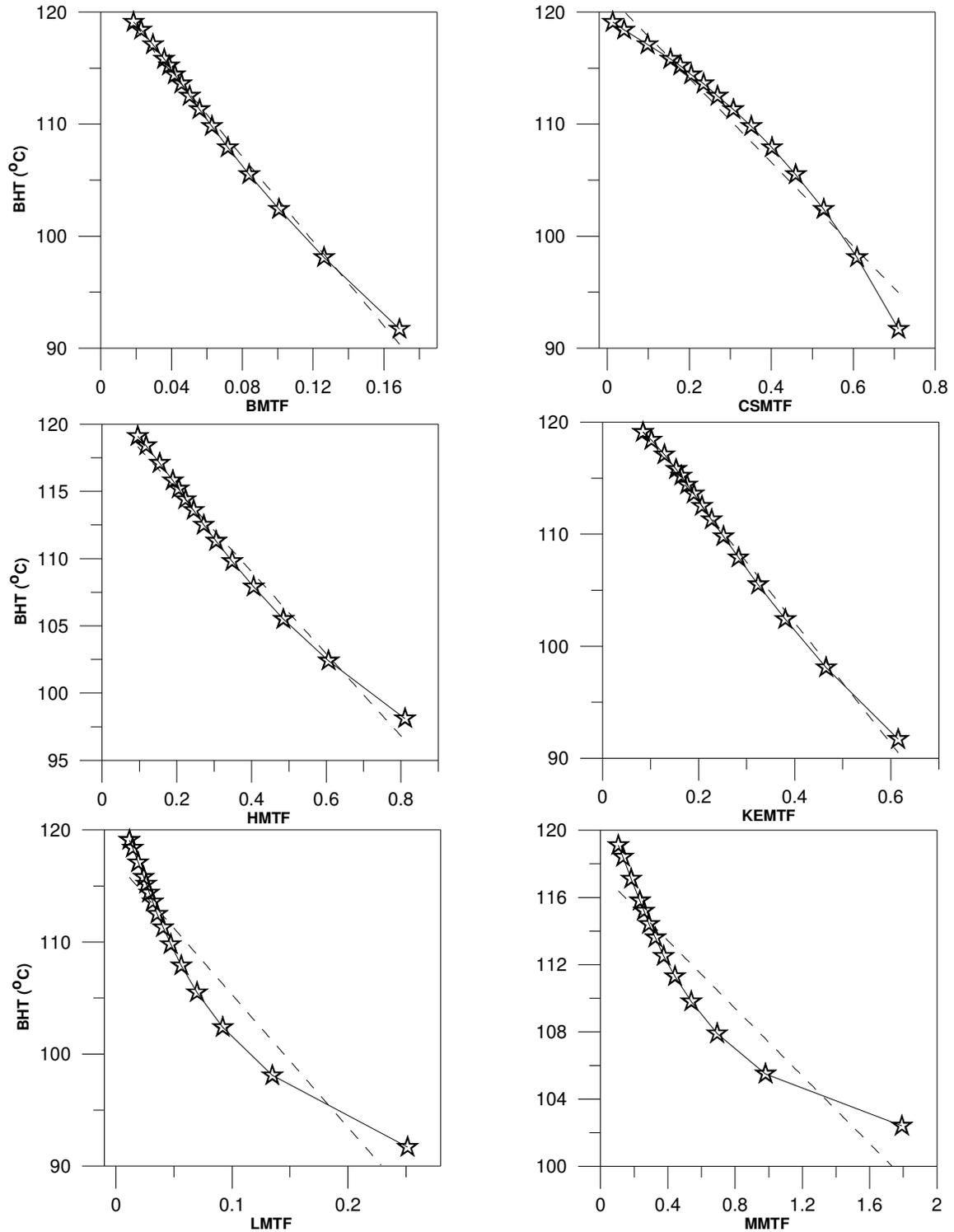


Fig. 12 Gráficas de mediciones de BHT de la serie sintética CLAH y las funciones de tiempo de los métodos analíticos BM, CSM, HM, KEM, LM y MM.

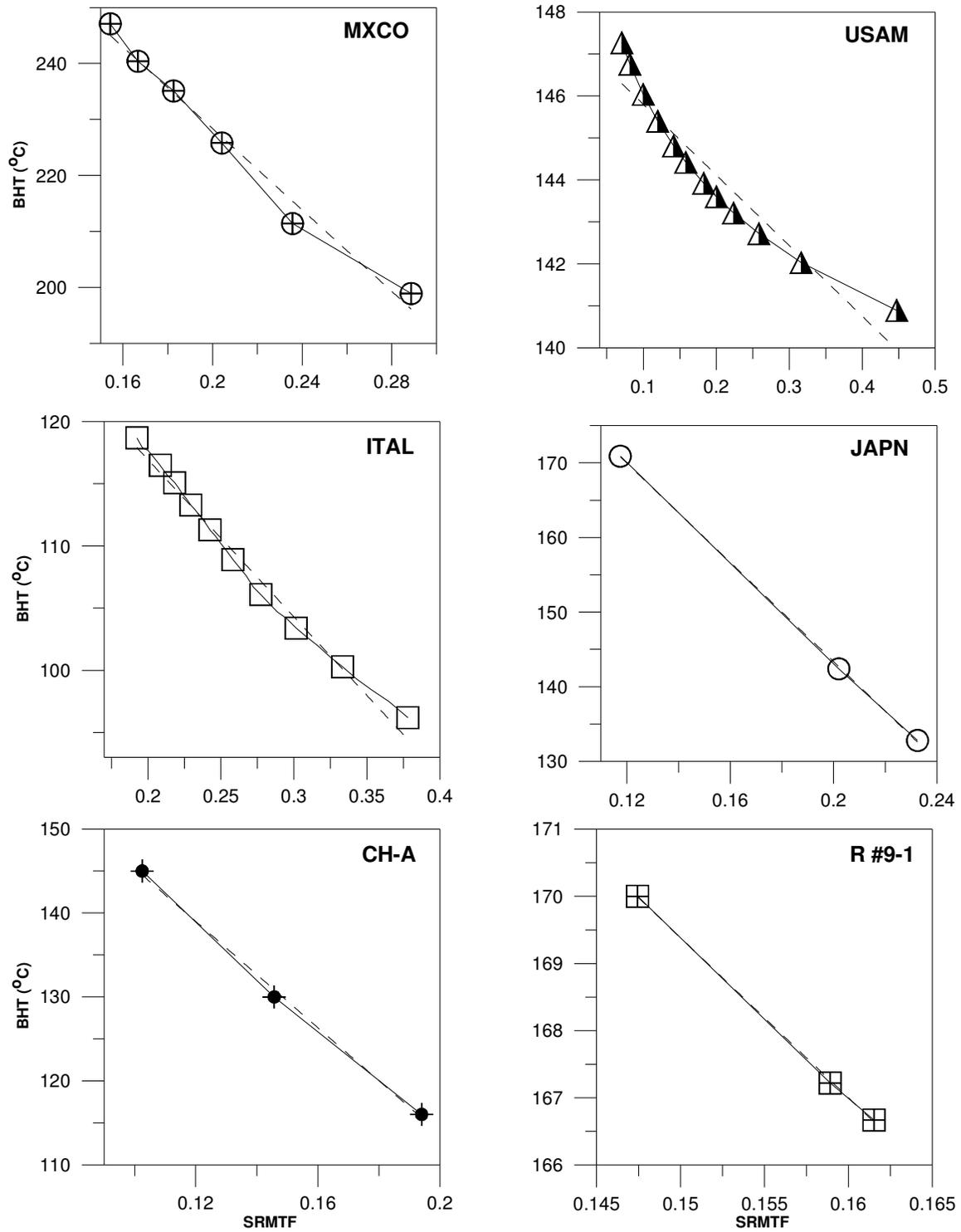


Fig. 13 Gráficas de mediciones de BHT de los campos geotérmicos MXCO, USAM, ITAL, JAPN, CH-A y R #9-1, y la función de tiempo del método analítico SRM.

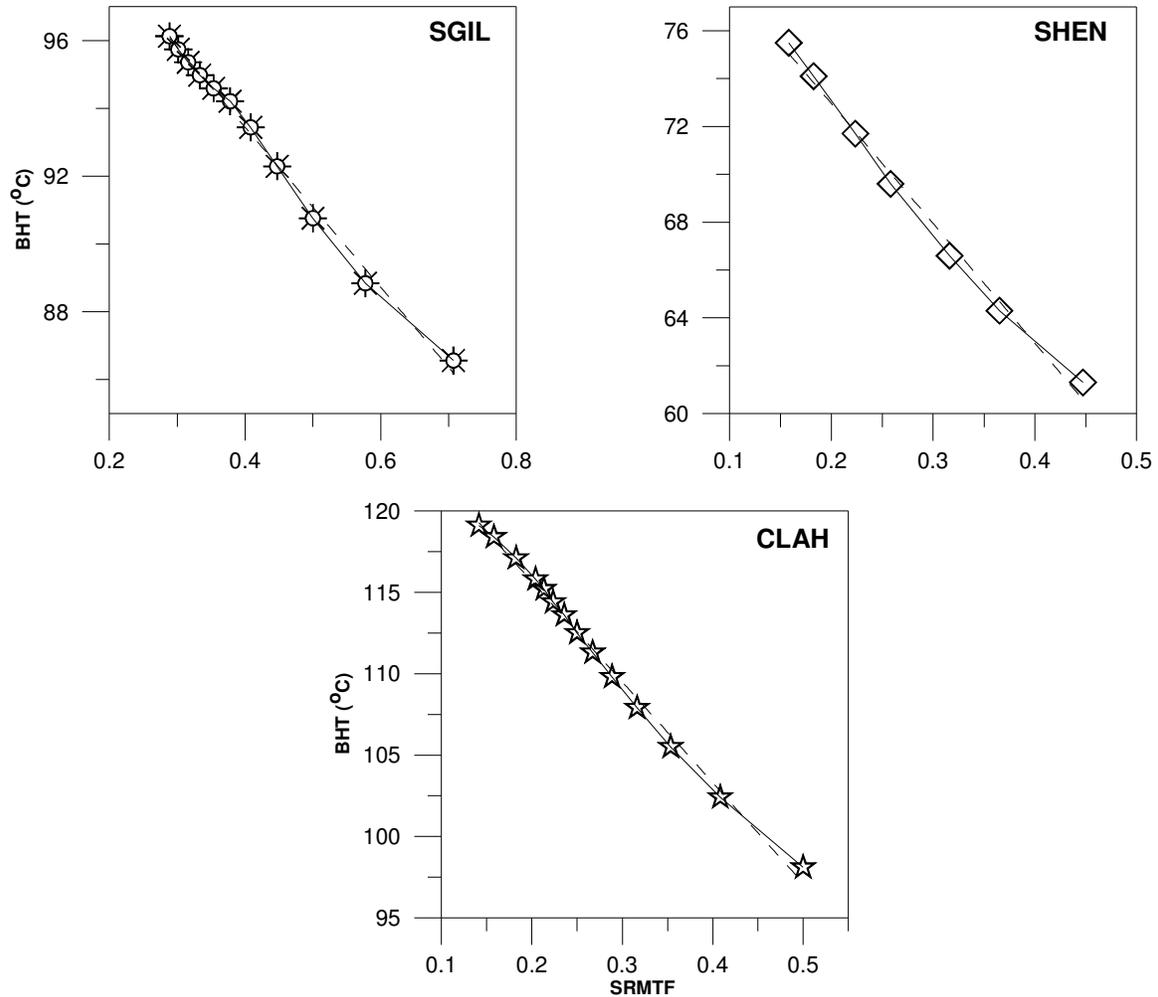


Fig. 14 Gráficas de mediciones de BHT del campo geotérmico SGIL y de los datos sintéticos SHBE y CLAH, y la función de tiempo del método analítico SRM.

En las Figuras 4 (USAM), 7 (COST) y 8 (CH-A), claramente se pudo observar que las relaciones BHT versus función de tiempo de todos los métodos es de tendencia polinomial. En el caso de la Fig. 5, la relación ITAL-CSMTF a simple vista parece ser lineal, así como los casos (Fig. 9) R #9-1-CSMTF, R #9-1-LMTF y R #9-1-MMTF; (Fig. 10) SGIL-BMTF, SGIL-HMTF y SGIL-KEMTF; (Fig. 12) CLAH-KEMTF; Fig. 14. Todos estos casos antes mencionados parecen mostrar una tendencia lineal, sin embargo, solo la aplicación de pruebas estadísticas de linealidad determinarían si se confirma. En el caso de la Fig. 13, las relaciones JAPN-SRMTF, CH-A-SRMTF y R #9-1-SRMTF son de tendencia lineal, esto debido a que solo tres datos cumplen los requisitos del método SRM, entonces si se obtuvo como resultado tendencia lineal en estas gráficas, aun así también se les aplicaron las pruebas de linealidad.

5.3.1 Modelo de regresión OLS

Una regresión lineal de dos variables (x y y) está correlacionada por la ecuación $y = a + bx$, donde a es el intercepto de la regresión lineal y b representa la pendiente (Bevington & Robinson, 2003; Verma, 2005). En los siete métodos bajo evaluación, x y y representan la función de tiempo correspondiente a un método particular y la BHT medida, respectivamente; así mismo, el intercepto a definirá la TEF predicha. Como un ejemplo se presenta el método de Horner (Ec. 3.6), x es la HMTF, $\ln\left(\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}\right)$; y es la $BHT(t)$; el intercepto, a es T_{HM} ; y la pendiente b es b_{HM} . Como fue ya mencionado, en todos los procedimientos analíticos propuestos por los autores originales, es aún una práctica común usar la regresión lineal OLS para correlacionar la BHT y la función de tiempo y para inferir la TEF (p. ej., Kutasov & Eppelbaum, 2005). Como fue ampliamente discutido por algunos autores (Bevington & Robinson, 2003; Andaverde *et al.*, 2005; Verma, 2005; Verma *et al.*, 2005, 2006a, 2006b), la correcta aplicación del modelo OLS requiere que sean satisfechas las suposiciones fundamentales, que avalan el uso correcto del modelo: (1) linealidad entre las variables x y y ; (2) que x este libre de error o que sea menor de un décimo del error de y ; (3) los errores en y estén normalmente distribuidos; (4) errores homocedásticos en y (varianza constante a través del intervalo de la respuesta entera); y (5) los errores asociados con diferentes observaciones son independientes. En el caso particular de las mediciones de BHT y el tiempo de shut-in, al menos las suposiciones (2) y (4) son generalmente violadas debido a que los errores de las mediciones en x y y , son de tipo heterocedástico tal y como lo reportan Beardsmore & Cull (2001) y Verma *et al.* (2006b). Por lo tanto, el OLS no es estadísticamente un modelo válido. El modelo de OLS es aún usado en aplicaciones geotérmicas y petroleras, y esto es básicamente la razón del por qué aún estamos considerando la evaluación de este modelo para la determinación de la TEF.

Los resultados de la TEF determinados para todas las series de datos (registros geotérmicos y sintéticos) aplicando OLS con los siete métodos analíticos (BM, CSM, HM, KEM, LM, MM, y SRM) son resumidos en la Tabla 10 (primera línea de cada conjunto de datos). Las incertidumbres de estos cálculos también son incluidos en la

misma tabla. Estas incertidumbres fueron calculadas por medio de la desviación estándar de la calibración de los datos usados en los cálculos (Verma, 2005).

5.3.2 Pruebas de Linealidad

La Tabla 3 presenta los resultados de la prueba de Wald-Wolfowitz aplicada a las series de datos USAM, JAPN, SGIL y CLAH y todos los métodos analíticos usados. Las Tablas 4, 5 y 6 muestran los resultados de la prueba de linealidad de secuencia de subconjuntos. La Tabla 7 muestra en forma resumida en que casos si hay tendencia lineal, esto es resultado de las Tablas 4, 5 y 6. En las Tablas 8 y 9 se resumen los resultados obtenidos de la prueba estadística de suma de residuales.

Tabla 3. Resultados de la prueba de linealidad Wald-Wolfowitz, para el modelo OLS.

Serie de Datos		BM	CSM	HM	KEM	LM	MM	SRM
USAM	+	6	5	5	6	6	4	4
	-	8	5	7	8	8	7	8
	Rachas	3	4	3	3	3	3	3
	V.C.	4	3	4	4	4	3	4
	H ₀	R	NR	R	R	R	NR	R
JAPN	+	4	5	4	4	3	3	
	-	6	5	6	6	7	7	
	Rachas	3	4	3	3	3	3	
	V.C.	3	3	3	3	3	3	
	H ₀	NR	NR	NR	NR	NR	NR	
SGIL	+	5	7		6	7	4	5
	-	7	5		6	5	5	6
	Rachas	5	3		5	3	3	5
	V.C.	4	4		4	4	3	4
	H ₀	NR	R		NR	R	NR	NR
CLAH	+	7	10	6	7	8	6	7
	-	8	5	8	8	7	7	8
	Rachas	3	3	3	4	3	3	3
	V.C.	5	4	4	5	5	4	5
	H ₀	R	R	R	R	R	R	R

El símbolo “+” indica el número de signos positivos.

El símbolo “-” indica el número de signos negativos.

El valor crítico (V.C.) para todos los casos fue de un 95% de confianza (P = 0.05).

La hipótesis nula (H₀, distribución aleatoria de signos de los residuales) es rechazada (R) si el número de rachas es menor que el valor crítico.

Tabla 4. Valores de intercepto (a) y pendiente (b) para subconjuntos secuenciales, para el modelo OLS de los métodos BM, CSM y HM.

Subconjunto	BM		CSM _@		HM*	
	a ± s _a	b ± s _b	a ± s _a	b ± s _b	a ± s _a	b ± s _b
MXCO						
(a) 1-4	240 ± 7	-504 ± 86	242.7 ± 3.1	-197 ± 14	237 ± 7	-174 ± 32
(b) 3-6	273.2 ± 0.9	-1232 ± 23	252.1 ± 0.9	-275 ± 9	271.9 ± 0.7	-465 ± 8
(c) 4-7	276.1 ± 2.6	-1311 ± 86	253 ± 1	-280 ± 20	275.2 ± 2.6	-501 ± 34
USAM						
(a) 1-4, *3-6	143.8 ± 0.1	-25 ± 1	145.7 ± 0.4	-8.6 ± 0.7	144.1 ± 0.2	-4.8 ± 0.5
(b) 6-9, @4-7	145.8 ± 0.1	-63.4 ± 3.6	144.5 ± 0.1	-6.0 ± 0.1	146.1 ± 0.1	-13.8 ± 0.8
(c) 11-14, @7-10	148.2 ± 0.2	-213 ± 20	144.9 ± 0.1	-8.7 ± 0.7	148.2 ± 0.2	-42 ± 4
ITAL						
(a) 4-7	121.7 ± 1.1	-278 ± 12	127.6 ± 1.7	-55.3 ± 3.1	117.9 ± 0.8	-40.2 ± 1.6
(b) 12-15	124.8 ± 1.1	-319 ± 17	123.9 ± 1.1	-47.5 ± 2.7	123 ± 1	-51 ± 3
(c) 21-24	133.5 ± 0.4	-464 ± 8	127.6 ± 0.4	-56.2 ± 1.2	131.6 ± 0.3	-78.7 ± 1.3
(d) 30-33	134.6 ± 1.3	-487 ± 32	126.6 ± 0.8	-52.3 ± 3.6	133.3 ± 1.2	-85.6 ± 5.6
(e) 37-40	132.5 ± 2.4	-431 ± 71	124.9 ± 1.2	-43.4 ± 7.1	131.7 ± 2.3	-77 ± 13
JAPN						
(a) 1-4	155.3 ± 1.3	-595 ± 14	173.4 ± 3.4	-129 ± 6	146 ± 1	-82.8 ± 1.8
(b) 4-7	160.6 ± 1.8	-667 ± 24	159.2 ± 0.7	-101.7 ± 1.5	155.7 ± 2.1	-106 ± 5
(c) 7-10	185.3 ± 2.4	-1168 ± 61	169.6 ± 2.4	-140 ± 11	183.9 ± 2.9	-211 ± 14
COST						
(a) 1-4	62.9 ± 3.6	-200 ± 59	59.3 ± 3.1	-23 ± 8	62.2 ± 3.1	-34 ± 9
(b) 2-5	60.7 ± 1.9	-142 ± 41	58.1 ± 1.4	-16 ± 5	60.3 ± 1.7	-25 ± 7
(c) 3-6	57 ± 1	-23 ± 28	56.6 ± 0.5	-3.3 ± 3.1	57 ± 1	-4 ± 5
CH-A						
(a) 1-4	135 ± 5	-467 ± 79	131.2 ± 2.6	-64 ± 6	132 ± 5	-74 ± 15
(b) 2-5	147 ± 6	-772 ± 160	139 ± 5	-88 ± 21	146 ± 6	-135 ± 31
(c) 3-6	164 ± 5	-1524 ± 232	150 ± 6	-195 ± 65	163 ± 5	-287 ± 46
R #9-1						
(a) 1-4	223 ± 8	-2739 ± 303	177.4 ± 2.4	-78 ± 8	214 ± 6	-138 ± 14
(b) 3-6	210.7 ± 2.4	-2211 ± 111	174.9 ± 0.4	-69 ± 2	205 ± 2	-117 ± 5
(c) 4-7	196.7 ± 3.1	-1527 ± 157	173.4 ± 0.4	-57.8 ± 3.4	193.8 ± 2.6	-84 ± 8
SGIL						
(a) 1-4, *5-8	100.6 ± 0.5	-62 ± 2	122.0 ± 3.6	-76 ± 8	99.6 ± 0.5	-15.4 ± 1.2
(b) 5-8, *7-10	100.4 ± 0.6	-59 ± 5	104.9 ± 1.4	-33 ± 4	98.5 ± 0.2	-12.1 ± 0.8
(c) 9-12	100.4 ± 0.3	-62.2 ± 3.3	101.5 ± 0.2	-22.7 ± 0.6	100.0 ± 0.3	-18 ± 1
SHBE						
(a) 1-4, *2-5	74.8 ± 0.6	-118 ± 5	81 ± 1	-30.7 ± 1.3	75.1 ± 0.8	-20.3 ± 1.6
(b) 3-6	78.3 ± 0.4	-161 ± 6	77.4 ± 0.3	-23.7 ± 0.6	77.2 ± 0.5	-25.5 ± 1.4
(c) 5-8	79.9 ± 0.1	-195.7 ± 2.3	76.6 ± 0.1	-21.0 ± 0.3	79.5 ± 0.2	-34.6 ± 0.8
CLAH						
(a) 2-5	120.6 ± 0.4	-179.5 ± 4.4	127 ± 1	-47.3 ± 1.9	117.3 ± 0.8	-23.9 ± 1.3
(b) 7-10	123.8 ± 0.2	-223.4 ± 3.9	120.7 ± 0.2	-30.4 ± 0.8	122.9 ± 0.2	-38 ± 1
(c) 12-15	122.7 ± 0.2	-192 ± 5	119.4 ± 0.1	-23.3 ± 0.2	122.5 ± 0.1	-35.3 ± 0.8

Los símbolos @ y * que corresponden al CSM y HM, respectivamente, indican un subconjunto diferente, debido a los requerimientos de cada método.

Tabla 5. Valores de intercepto (a) y pendiente (b) para subconjuntos secuenciales, para el modelo OLS de los métodos KEM, LM y MM.

Subconjunto	KEM		LM		MM [^]	
	a ± s _a	b ± s _b	a ± s _a	b ± s _b	a ± s _a	b ± s _b
MXCO						
(a) 1-4	247 ± 7	-314 ± 47	235 ± 7	-584 ± 109	229 ± 7	-98 ± 23
(b) 3-6	278.8 ± 1.4	-654 ± 18	270.4 ± 0.6	-1604 ± 23	267.5 ± 0.6	-376 ± 6
(c) 4-7	280.4 ± 2.7	-672 ± 41	274.1 ± 2.6	-1753 ± 121	272.1 ± 2.6	-425 ± 31
USAM						
(a) 1-4, ^4-7	143.9 ± 0.2	-7.0 ± 0.4	142.0 ± 0.5	-7.8 ± 1.7	144.2 ± 0.2	-3.2 ± 0.4
(b) 6-9, ^8-11	146.0 ± 0.1	-16.4 ± 0.8	145.6 ± 0.1	-81 ± 6	146.3 ± 0.2	-13.5 ± 1.5
(c) 11-14	148.3 ± 0.2	-47.5 ± 4.1	148.2 ± 0.2	-329 ± 33	148.2 ± 0.2	-38 ± 4
ITAL						
(a) 4-7	125.5 ± 1.2	-85.3 ± 3.9	114.3 ± 0.6	-197 ± 7	106.7 ± 0.2	-8.4 ± 0.2
(b) 12-15	128.0 ± 1.3	-94 ± 5	120.1 ± 0.9	-281 ± 15	115.8 ± 0.6	-20.5 ± 1.1
(c) 21-24	136.9 ± 0.5	-131 ± 2	129.4 ± 0.3	-465 ± 7	125.8 ± 0.2	-41.6 ± 0.6
(d) 30-33	137.3 ± 1.5	-133 ± 9	131.7 ± 1.1	-527 ± 35	129 ± 1	-52.3 ± 3.2
(e) 37-40	134.3 ± 2.7	-114 ± 19	130.7 ± 2.1	-492 ± 82	129.2 ± 1.9	-52 ± 9
JAPN						
(a) 1-4	163.8 ± 1.6	-184 ± 5	137 ± 1	-389 ± 11	114.3 ± 2.5	-9.6 ± 1.6
(b) 4-7	167.4 ± 1.8	-198 ± 7	150.3 ± 2.3	-573 ± 37	140.4 ± 2.8	-38.5 ± 4.3
(c) 7-10	188.6 ± 1.6	-303 ± 10	181.9 ± 3.5	-1350 ± 112	179 ± 5	-141 ± 17
COST						
(a) 1-4	64.0 ± 4.2	-55 ± 18	61.4 ± 2.6	-206 ± 51	59.8 ± 1.6	-15.7 ± 2.7
(b) 2-5	61.4 ± 2.3	-39 ± 12	59.9 ± 1.5	-156 ± 39	59 ± 1	-13.1 ± 2.6
(c) 3-6	57 ± 1	-6 ± 7	56.8 ± 0.8	-29 ± 33	56.8 ± 0.7	-3 ± 3
CH-A						
(a) 1-4	138 ± 5	-135 ± 20	129 ± 6	-398 ± 95	123 ± 7	-20 ± 8
(b) 2-5	150 ± 6	-207 ± 37	144 ± 6	-830 ± 209	141 ± 7	-78 ± 24
(c) 3-6	165.4 ± 4.3	-369 ± 49	162 ± 5	-1940 ± 335	161 ± 5	-228 ± 44
R #9-1						
(a) 1-4	229 ± 9	-229 ± 26	203.3 ± 4.3	-2031 ± 173	184.9 ± 1.7	-38.2 ± 1.9
(b) 3-6	214.8 ± 2.6	-183 ± 9	198.3 ± 1.3	-1823 ± 65	188.1 ± 0.5	-43.6 ± 0.8
(c) 4-7	199.2 ± 3.4	-125 ± 13	190.3 ± 2.1	-1375 ± 120	185.1 ± 1.2	-37.7 ± 2.5
SGIL						
(a) 1-4, ^4-7	102.2 ± 0.4	-35.2 ± 0.9	94.1 ± 0.6	-26.6 ± 2.1	96.3 ± 0.4	-4.1 ± 0.4
(b) 5-8, ^7-10	101.8 ± 0.8	-33 ± 3	98.8 ± 0.3	-55 ± 4	97.3 ± 0.2	-5.6 ± 0.5
(c) 9-12	101.3 ± 0.3	-31.6 ± 1.5	99.6 ± 0.3	-69.6 ± 4.4	98.9 ± 0.3	-9.7 ± 0.7
SHBE						
(a) 1-4, ^3-6	76.3 ± 0.7	-36.1 ± 1.6	69.3 ± 1.1	-56 ± 8	74 ± 1	-8.8 ± 1.4
(b) 3-6, ^4-7	79.8 ± 0.3	-47.3 ± 1.1	76 ± 1	-138 ± 10	76 ± 1	-14 ± 2
(c) 5-8	80.8 ± 0.1	-52.5 ± 0.2	79.0 ± 0.2	-216 ± 8	78.2 ± 0.4	-21.5 ± 1.4
CLAH						
(a) 2-5, ^3-6	122.9 ± 0.4	-53.6 ± 1.2	114 ± 1	-122 ± 11	112 ± 1	-6 ± 1
(b) 7-10	125.2 ± 0.2	-61.3 ± 1.1	121.8 ± 0.2	-261 ± 6	120.2 ± 0.3	-20 ± 1
(c) 12-15	123.2 ± 0.2	-47.9 ± 1.7	122.2 ± 0.1	-269 ± 4	121.8 ± 0.1	-25.8 ± 0.2

El símbolo ^ corresponde al MM, indica un subconjunto diferente, debido a los requerimientos de este método.

Tabla 6. Valores de intercepto (a) y pendiente (b) para subconjuntos secuenciales, para el modelo OLS del método SRM.

	Subconjunto		Subconjunto		Subconjunto	
	a ± s _a	b ± s _b	a ± s _a	b ± s _b	a ± s _a	b ± s _b
MXCO	(a) 2-5 295 ± 9	-341 ± 40	(b) 3-6 312 ± 3	-425 ± 17	(c) 4-7 311 ± 4	-417 ± 22
USAM	(a) 3-6 145.4 ± 0.2	-10.2 ± 0.8	(b) 7-10 147.7 ± 0.1	-20.6 ± 0.7	(c) 11-14 149.9 ± 0.2	-38.1 ± 1.9
ITAL	(a) 4-7 129.4 ± 1.3	-87.7 ± 3.6	(b) 12-15 134.9 ± 1.6	-105 ± 6	(c) 21-24 148 ± 1	-149.3 ± 2.7
	(d) 30-33 148.1 ± 2.2	-151 ± 10	(e) 37-40 143.3 ± 4.1	-128 ± 21		
SGIL	(a) 2-5 101.8 ± 1.1	-21.8 ± 1.8	(b) 5-8 103.5 ± 0.8	-24.9 ± 2.1	(c) 9-12 103.5 ± 0.4	-25.6 ± 1.3
SHBE	(a) 2-5 81 ± 1	-43.8 ± 2.7	(b) 3-6 83.2 ± 0.5	-52.0 ± 1.8	(c) 5-8 84.8 ± 0.1	-58.9 ± 0.5
CLAH	(a) 2-5 124.3 ± 1.1	-52.9 ± 2.6	(b) 7-10 130.4 ± 0.3	-71.6 ± 1.3	(c) 12-15 126.7 ± 0.4	-52.9 ± 2.6

A los resultados obtenidos de la regresión lineal de las series de datos (interceptos y pendientes) en cada método analítico evaluado (Tablas 4-6), se les aplicó la prueba F y t-student. Esto requirió el cálculo del valor *t*, y mismo que fue comparado con el valor crítico de la prueba t-student (Tabulado en Tabla A1; Verma, 2005). En esta prueba la hipótesis nula (H_0) es rechazada sólo sí el valor calculado *t* es mayor que el valor crítico. La Tabla 7 muestra los resultados de las Tablas 4-6, que corresponden a la comparación de intervalos donde no se rechaza la hipótesis nula (H_0), es decir, los únicos casos donde sí se cumple la linealidad de las regresiones OLS.

Tabla 7. Resultados de la comparación de intervalos donde no fue rechazada la hipótesis nula (H_0).

Serie de Datos	Método Analítico	Intervalo comparado	Método Analítico	Intervalo comparado
MXCO	BM	(b-c)	LM	(b-c)
	CSM	(b-c)	MM	(b-c)
	HM	(b-c)	SRM	(b-c)
	KEM	(b-c)		
ITAL	BM	(c-d), (c-e), (d-e)	LM	(c-e), (d-e)
	CSM	(a-c), (a-d), (b-e), (c-d), (d-e)	MM	(d-e)
	HM	(c-d), (c-e), (d-e)	SRM	(c-d), (c-e), (d-e)
	KEM	(c-d), (c-e), (d-e)		
JAPN	CSM	(a-c)		
COST	BM	(a-b)	LM	(a-b)
	CSM	(a-b)	MM	(a-b)
	HM	(a-b)		
	KEM	(a-b)		
R #9-1	CSM	(a-b)	LM	(a-b)
SGIL	BM	(a-b), (a-c), (b-c)	SRM	(b-c)
	KEM	(a-c), (b-c)		

De los resultados mostrados en la Tabla 7, se puede ver, que en el caso de la serie MXCO, los datos 3-7 son el único intervalo de esta serie que tiene tendencia lineal al ser aplicados en las funciones de tiempo de todos los métodos. En la serie ITAL, podemos ver que hay más intervalos los cuales cumplen la linealidad, a excepción de la aplicación en los métodos LM y MM, pero si se toma en cuenta el número total de datos, los datos de estos intervalos son minoría. En el caso de JAPN solo el método CSM cumplió la linealidad para una sola comparación de los intervalos analizados. Del caso R #9-1 solo los métodos BM y LM para los mismos intervalos cumplen la linealidad, en este caso al igual que en JAPN se cumple la linealidad en datos de tiempo cortos, es decir en datos muy cerca de la perturbación térmica, cuando la linealidad se sería mas común a tiempos mas lejanos de la perturbación térmica. El caso de COST es parecido al de MXCO, solo diferentes intervalos comparados. El caso de SGIL nos muestra que solo los métodos BM, KEM y SRM cumplen la linealidad, el BM para todos los intervalos, el KEM solo para los datos de los intervalos extremos de la regresión, y el SRM solo para los datos de en medio hacia los últimos registrados. En resumen, se puede decir que solo algunos intervalos comparados de estas series cumplen con la tendencia linealidad, además de ser

casi los mismos intervalos para algunos métodos o casi todos, esto quiere decir que son casos aislados los intervalos comparados que cumplen la linealidad.

Las Tablas 8 y 9 corresponden a los valores resultantes de los residuales medios (RSS/n), donde se comparan los valores obtenidos para los modelos de regresión lineal ordinaria (OLS), polinomial cuadrática (QR), polinomial cúbica (CR) y polinomial cuarta (FR).

Tabla 8. Valores resultantes RSS de la estimación del parámetro de mínimos cuadrados para los modelos lineales y polinomiales usando los conjuntos de datos (MXCO, USAM, ITAL, JAPN y COST).

Series de Datos	Modelo de Regresión	BM	CSM	HM	KEM	LM	MM	SRM
MXCO	OLS	42.6282	7.2030	49.7864	30.2068	57.8699	82.5553	4.8977
	QR	2.4078	1.0228	2.9151	1.5153	3.6203	5.9915	1.1052
	CR	0.7910	0.8154	0.7403	0.9055	0.6797	0.5428	0.4296
	FR	0.3747	0.5896	0.3566	0.4177	0.3414	0.3157	0.1065
USAM	OLS	0.7267	0.0290	0.6225	0.6317	1.954525	0.614627	1.0282
	QR	0.2373	0.0196	0.1357	0.1604	0.911323	0.132848	15.9647
	CR	0.0771	0.0010	0.0309	0.0509	0.37132	0.030258	0.0308
	FR	0.0291	0.0007	0.0068	0.0162	0.114203	0.006432	0.0049
ITAL	OLS	1.3651	1.6692	1.6294	1.2516	2.2065	8.0773	0.4829
	QR	1.2847	1.3372	1.3226	1.2371	1.4578	3.2723	0.0446
	CR	0.8134	1.0861	0.6958	0.8698	0.5489	0.1129	0.0366
	FR	0.3725	0.6444	0.3017	0.4024	0.2419	0.0827	0.0086
JAPN	OLS	17.1954	4.9594	28.6685	9.9873	45.8724	165.2031	0.0496
	QR	1.3521	2.2393	2.6308	0.5384	6.0370	43.9324	1.9x10 ⁻²⁵
	CR	0.0403	0.0664	0.0199	0.0887	0.1353	8.7120	
	FR	0.0193	0.0626	0.0197	0.0194	0.0212	0.8134	
COST	OLS	3.5182	3.5612	3.0805	3.9879	2.5601	1.4192	
	QR	0.2286	0.2980	0.1572	0.3294	0.1160	0.1891	
	CR	0.1139	0.1579	0.1113	0.1182	0.1111	0.1107	
	FR	0.1104	0.1166	0.1110	0.1094	0.1110	0.1107	

Tabla 9. Valores resultantes RSS de la estimación del parámetro de mínimos cuadrados para los modelos lineales y polinomiales usando los conjuntos de datos (CH-A, R #9-1, SGIL, SHBE y CLAH).

Serie de Datos	Modelo de Regresión	BM	CSM	HM	KEM	LM	MM	SRM
CH-A	OLS	35.3956	25.6713	45.8364	26.7263	60.1340	117.2413	0.3733
	QR	5.9004	10.5372	8.0995	3.5488	11.7846	23.5740	2.44x10 ⁻²⁵
	CR	0.0018	1.6613	0.0259	0.0188	0.1085	0.5131	
	FR	6.46x10 ⁻²²	2.08x10 ⁻²¹	1.87x10 ⁻²²	3.77x10 ⁻²⁴	1.01x10 ⁻²⁰	4.43x10 ⁻¹⁸	
R #9-1	OLS	2.5083	1.1431	1.9048	2.6349	1.2317	0.2361	0.0009
	QR	0.2779	0.2911	0.2567	0.2782	0.2451	0.2341	1.45x10 ⁻²⁵
	CR	0.2485	0.2307	0.2434	0.2479	0.2399	0.2337	
	FR		0.0586				0.0241	
SGIL	OLS	0.0316	1.2608	0.2291	0.0482	0.7031	0.0760	0.0475
	QR	0.0234	0.0479	4.2548	0.0312	0.0358	0.0092	0.0366
	CR	0.0216	0.0196	0.0236	0.0209	0.0203	0.0077	0.0089
	FR	0.0128	0.0196	0.0091	0.0143	0.0074	0.0016	0.0075
SHBE	OLS	0.5923	0.3663	0.5226	0.3784	4.1612	1.2220	0.2046
	QR	0.0128	0.0196	0.0055	0.0019	0.2621	0.0685	0.0070
	CR	0.0010	0.0012	0.0009	0.0019	0.0075	0.0003	0.0015
	FR	0.0008	0.0011	0.0009	0.0007	0.0008	0.0002	0.0009
CLAH	OLS	0.3444	1.8262	0.5275	0.2454	6.2734	3.4511	1.5883
	QR	0.0256	0.0361	0.0166	0.0833	0.3103	0.1607	0.1531
	CR	0.0171	0.0014	0.0114	0.0175	0.0096	0.0035	0.0590
	FR	0.0035	0.0011	0.0021	0.0023	0.0096	0.0035	0.0050

De los resultados presentados en las Tablas 8 y 9, se puede observar que la diferencia de los residuales medios entre el modelo de regresión OLS y el QR es grande en la mayoría de los casos, y del modelo QR al CR o al FR en otros casos es considerable. En el caso de la serie ITAL para los métodos BM, CSM, KEM y SRM la diferencia de los residuales medios del QR al CR es despreciable; para las series COST y R #9-1 la diferencia de los residuales medios del QR al CR es despreciable en todos los métodos usados; en la serie SGIL no existe diferencia significativa en los residuales medios del QR al CR en los métodos BM, CSM, KEM y SRM; en el caso de la serie SHBE en todos los métodos no existe diferencia significativa de los residuales medios comparando QR y CR; por ultimo, en CLAH los residuales medios calculados para los métodos CSM, LM y MM no presentan diferencias significativas. Por lo tanto para fines prácticos y confiables, esta última prueba de linealidad nos dice que el modelo a usarse debe ser el QR para la determinación de la TEF.

5.3.3 Modelo de regresión WLS

La aplicación del modelo WLS requirió el conocimiento de los errores de la medición de ambas variables x (función de tiempo del método evaluado) y y (datos BHT). A la fecha, tales datos desafortunadamente no están disponibles en actuales operaciones de registro geotérmico, aunque algunos autores recientemente señalaron la necesidad de obtener información concerniente a esos errores experimentales (Beardsmore & Cull, 2001; Andaverde *et al.*, 2005; Verma *et al.*, 2006a; Eppelbaum & Kutasov, 2006b). Para cualquier conjunto de datos (MXCO, USAM, ITAL, JAPN, COST, CH-A, R #9-1, SGIL, SHBE, y CLAH), los errores en ambas mediciones BHT y tiempo de shut-in no fueron reportados. Por lo tanto, para usar el modelo WLS fue necesario asumir estos errores para calcular los factores de peso (Bevington & Robinson, 2003). Dado que los errores homocedásticos (o varianzas constantes a través de la respuesta entera de la variable medida) están raramente presentes en tales mediciones, debido a esta razón sería más razonable que errores heterocedásticos sean asumidos para estimar los errores propagados de la TEF. Con estos propósitos, se asumió que los errores del tiempo de shut-in son las fuentes de error más importantes de los métodos (es decir, el error del tiempo de circulación fue despreciado porque este parámetro no es determinado generalmente con precisión en actuales operaciones de perforación). En este contexto, los errores típicos de 1% en las mediciones de BHT fueron asumidos (Beardsmore & Cull, 2001). Los errores de las mediciones del tiempo de shut-in del orden de 1% fueron considerados como errores típicos en los registros del tiempo de shut-in. Estas incertidumbres están probablemente presentes en actuales operaciones (Beardsmore & Cull, 2001; Andaverde *et al.*, 2005).

La propagación del error de las mediciones en la variable x (o la función de tiempo del método) requirió usar la teoría de propagación de errores para derivar las ecuaciones que permiten calcular el error de las funciones de tiempo a partir de los errores en las mediciones del tiempo de shut-in (BMTF, CSMTF, HMTF, KEMTF, LMTF, MMTF, y SRMTF, respectivamente para BM, CSM, HM, KEM, LM, MM, y SRM).

A continuación, se reportan brevemente las ecuaciones de propagación de errores de las funciones de tiempo para cada método analítico. Después de aplicar la teoría de

propagación de errores (Bevington & Robinson, 2003; Verma, 2005) para cada solución analítica aproximada (Ecs. 3.14, 3.33, 3.6, 3.38, 3.11, 3.9, y 3.29), se encontró que el error propagado para las funciones de tiempo de los métodos pueden ser calculados por las siguientes ecuaciones:

(i) Ecuación de propagación de error del BMTF:

$$s_{BMTF} = \frac{\sqrt{s_{\Delta t}^2 + p^2 s_{t_c}^2}}{(\Delta t + p t_c)^2}, \text{ despreciando el error en el tiempo de circulación esta ecuación se}$$

reduce a (aplicando esto a todas las ecuaciones de propagación de errores de cada método):

$$s_{BMTF} = \frac{s_{\Delta t}}{(\Delta t + p t_c)^2} \quad (5.1)$$

(ii) Ecuación de propagación de error del CSMTF:

$$s_{CSMTF} = F(t_D) \frac{\alpha s_{\Delta t}}{r_w^2} \left[\frac{5.555}{2aC_1C_2\sqrt{\Delta t}f_1} - \frac{3.333(0.5\Delta t^{-\frac{1}{2}} - 0.3)}{C_1f_3} - \frac{5.555}{2aC_1C_2\sqrt{\Delta t}f_2} \right] \quad (5.2)$$

Para la solución aproximada (ec. 3.34) a la solución rigurosa (ec. 3.33) reportada por Hasan & Kabir (1994), el error propagado es de la siguiente forma:

$$s_{CSMTF2} = \exp\left(-\frac{\Delta t}{A'}\right) \frac{s_{\Delta t}}{A'^2} \sqrt{A'^2 + s_{A'}^2 \Delta t^2} \quad (5.3)$$

$$\text{donde } s_{A'} = s_{\Delta t} \left(\frac{mC_{pm}}{2\pi k} \right) \sqrt{\frac{1.1826\alpha}{4r_w^2\Delta t}} \text{ para } t_D \leq 1.5$$

$$\text{y } s_{A'} = \frac{r_w^2 s_{\Delta t}}{\alpha \Delta t^2} \left(\frac{mC_{pm}}{2\pi k} \right) \sqrt{0.06 + \frac{0.25\alpha^2 \Delta t^2}{r_w^4} + (0.3 + 0.3 \ln(t_D))^2} \text{ para } t_D > 1.5$$

(iii) Ecuación de propagación de error del HMTF:

$$s_{HMTF} = \frac{\sqrt{\Delta t^2 s_{t_c}^2 + t_c^2 s_{\Delta t}^2}}{\Delta t(\Delta t + t_c)} \quad \rightarrow \quad s_{HMTF} = \frac{t_c s_{\Delta t}}{\Delta t(\Delta t + t_c)} \quad (5.4)$$

(iv) Ecuación de propagación de error del KEMTF:

$$s_{KEMTF} \cong \frac{1}{X} \left[\frac{\left(\frac{(G\alpha)^2 s_{tc}^2 + \alpha^2 s_{\Delta t}^2}{4r_w^4 \left(2.7010505 + \sqrt{G \frac{\alpha t_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}} \right)^4} + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{G \frac{\alpha t_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right)^2 \frac{(G\alpha)^2 s_{tc}^2 + \alpha^2 s_{\Delta t}^2}{4r_w^4 \left(G \frac{\alpha t_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2} \right)} \right]}{\left(1 + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right) \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}} \right)^2} + \frac{\left[\frac{\alpha^2 s_{\Delta t}^2}{4r_w^4 \left(2.7010505 + \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}} \right)^4} + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right) \frac{\alpha s_{\Delta t}^2}{4r_w^2 \Delta t} \right] \left[1 + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{G \frac{\alpha t_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right) \sqrt{G \frac{\alpha t_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}} \right]^2}{\left[1 + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right) \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}} \right]^4} \right]^{\frac{1}{2}},$$

aplicando el criterio de despreciar el error en el tiempo de circulación, esta ecuación se reduce a la siguiente ecuación:

$$s_{KEMTF} = \frac{1}{X} \left[\frac{\left(\frac{\alpha^2 s_{\Delta t}^2}{4r_w^4 \left(2.7010505 + \sqrt{G \frac{\alpha t_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}} \right)^4} + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{G \frac{\alpha t_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right)^2 \frac{\alpha^2 s_{\Delta t}^2}{4r_w^4 \left(G \frac{\alpha t_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2} \right)} \right]}{\left(1 + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right) \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}} \right)^2} + \frac{\left[\frac{\alpha^2 s_{\Delta t}^2}{4r_w^4 \left(2.7010505 + \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}} \right)^4} + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right) \frac{\alpha s_{\Delta t}^2}{4r_w^2 \Delta t} \right] \left[1 + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{G \frac{\alpha t_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right) \sqrt{G \frac{\alpha t_c}{r_w^2} + \frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}} \right]^2}{\left[1 + \left(1.4986055 - \frac{1}{2.7010505 + \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}}} \right) \sqrt{\frac{\alpha \Delta t}{r_w^2}} \right]^4} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (5.5)$$

(v) Ecuación de propagación de error del LMTF:

$$s_{LMTF} = \frac{r_w^2 s_{\Delta t}}{4\alpha \Delta t^2} \exp\left(-\frac{r_w^2}{4\alpha \Delta t}\right) \quad (5.6)$$

(vi) Ecuación de propagación de error del MMTF:

$$s_{MMTF} = \frac{\sqrt{s_{\Delta t}^2 (\Delta t - t_c) + \Delta t^2 (s_{\Delta t}^2 + s_{t_c}^2)}}{\Delta t (\Delta t - t_c)} \rightarrow s_{MMTF} = \frac{s_{\Delta t} \sqrt{2\Delta t^2 - 2\Delta t t_c - t_c^2}}{\Delta t (\Delta t - t_c)} \quad (5.7)$$

(vii) Ecuación de propagación de error del SRMTF:

$$s_{SRMTF} = \frac{s_{\Delta t}}{2\Delta t^{\frac{3}{2}}} \quad (5.8)$$

Una vez calculados los errores propagados de las funciones de tiempo, el modelo WLS fue aplicado a todas las series de datos BHT-funciones de tiempo en cada uno de los métodos evaluados. Los resultados de las TEF y sus respectivas incertidumbres obtenidas mediante el modelo de regresión WLS son resumidos en la Tabla 10. Las incertidumbres también están reportadas en la misma tabla.

5.3.4 Modelo de regresión polinomial (cuadrática) (QR)

Las regresiones cuadráticas fueron también aplicadas a las series de datos (Tabla 10) para calcular las TEF usando el valor del intercepto de la QR (Bevington & Robinson, 2003). Este modelo de regresión es estadísticamente válido dada la curvatura observada en muchas de las tendencias observadas (Figs. 3-14). Los resultados de las TEF determinadas para todos los conjuntos de datos (registros geotérmicos y sintéticos) usando QR con los siete métodos analíticos (BM, CSM, HM, KEM, LM, MM, y SRM) son también incluidos en la Tabla 10 (tercera línea de cada conjunto de datos). Las incertidumbres de las TEF fueron calculadas por los errores de los coeficientes de la QR. Los errores de cada coeficiente fueron calculados por medio de la suma de las varianzas de cada dato usado multiplicadas por la desviación estándar, esta a su vez esta dividida por el numero de grados de libertad (Bevington & Robinson, 2003).

Tabla 10. Comparación de las TEF calculadas por los siete métodos analíticos (BM, CSM, HM, KEM, LM, MM, y SRM) usando ocho conjuntos de datos BHT geotérmicos (MXCO, USAM, ITAL, JAPN, COST, CH-A, R #9-1, SGIL) y dos conjuntos de datos sintéticos (SHBE y CLAH).

Series de Datos	Modelo de Regresión	Temperatura Estabilizada de Formación, TEF (°C)						
		BM	CSM	HM	KEM	LM	MM	SRM
MXCO	OLS	254 ± 5	249 ± 2	251 ± 6	260 ± 5	249 ± 6	244 ± 6	301 ± 5
	WLS	252 ± 2	249.1 ± 2.4	250 ± 2	262 ± 3	247.3 ± 1.5	245 ± 2	300.3 ± 4.3
	QR	279.4 ± 3.5	253.8 ± 1.3	277.0 ± 3.5	288 ± 3	274.3 ± 3.7	269 ± 4	352 ± 16
USAM	OLS	145.7 ± 0.3	144.8 ± 0.1	146.0 ± 0.4	145.9 ± 0.3	144.8 ± 0.5	146.0 ± 0.4	147.5 ± 0.4
	WLS	145.7 ± 0.5	144.8 ± 0.8	146.0 ± 0.6	145.9 ± 0.6	144.7 ± 0.5	146.0 ± 0.6	147.5 ± 0.9
	QR	146.7 ± 0.3	144.7 ± 0.1	147.1 ± 0.3	147.0 ± 0.3	145.5 ± 0.4	147.1 ± 0.3	148.0 ± 0.3
ITAL	OLS	130.6 ± 0.6	127.8 ± 0.6	127.8 ± 0.6	134.2 ± 0.6	124.8 ± 0.6	120.1 ± 0.7	142.2 ± 0.6
	WLS	130.7 ± 0.5	129 ± 1	127.8 ± 0.5	134.6 ± 0.9	124.7 ± 0.4	119.8 ± 0.4	142 ± 1
	QR	133.4 ± 1.9	123.8 ± 1.4	132.2 ± 1.6	135.8 ± 2.5	130.0 ± 1.3	123.0 ± 0.9	161.9 ± 1.1
JAPN	OLS	172 ± 4	166.3 ± 1.8	167 ± 4	178 ± 3	162 ± 5	157 ± 7	209.9 ± 0.9
	WLS	169 ± 1	168.8 ± 1.6	164 ± 1	178 ± 2	158 ± 1	156 ± 1	209.8 ± 3.8
	QR	187 ± 2	169.4 ± 1.7	184.7 ± 2.5	192 ± 1	180.1 ± 3.4	162 ± 6	215
COST	OLS	60.3 ± 1.9	57.8 ± 1.4	60.0 ± 1.7	60.9 ± 2.2	59.5 ± 1.4	58.7 ± 1.0	
	WLS	60.5 ± 0.4	57.5 ± 0.4	60.1 ± 0.4	61.5 ± 0.6	59.6 ± 0.4	58.8 ± 0.4	
	QR	53.2 ± 1.2	55.8 ± 0.6	54 ± 1	51.9 ± 1.7	54.8 ± 0.7	56.3 ± 0.7	
CH-A	OLS	150 ± 7	144 ± 6	147 ± 7	152 ± 6	145 ± 8	137 ± 9	183.6 ± 4.0
	WLS	146 ± 1	147 ± 1	144 ± 1	153 ± 1	141.2 ± 0.8	151 ± 2	182.7 ± 2.2
	QR	155 ± 5	141.6 ± 4.2	153 ± 5	158.9 ± 4.5	150 ± 6	144 ± 7	189.8
R #9-1	OLS	212.3 ± 4.1	175.1 ± 0.9	205.9 ± 3.1	216.6 ± 4.5	198.3 ± 2.1	185.5 ± 0.6	205.1 ± 0.8
	WLS	213.2 ± 3.5	175.0 ± 1.7	206.5 ± 3.1	218.0 ± 4.5	198.6 ± 2.6	185.5 ± 1.9	205 ± 25
	QR	156 ± 10	172 ± 1	168 ± 8	149 ± 12	178 ± 5	185.9 ± 2.4	258.4
SGIL	OLS	100.5 ± 0.1	106 ± 1	99.3 ± 0.2	102.1 ± 0.2	97.0 ± 0.4	97.5 ± 0.2	102.9 ± 0.3
	WLS	100.6 ± 0.6	106.8 ± 1.6	99.3 ± 1.4	102.1 ± 0.7	96.9 ± 0.4	97.5 ± 0.9	103 ± 1
	QR	100.0 ± 0.3	87.7 ± 1.4	99 ± 1	101.1 ± 0.5	99.1 ± 0.2	98.3 ± 0.2	104 ± 1
SHBE	OLS	77.7 ± 0.6	77.4 ± 0.5	75.5 ± 0.7	79.0 ± 0.5	74.1 ± 1.3	75.6 ± 0.9	83.0 ± 0.6
	WLS	77.5 ± 0.5	77.8 ± 0.7	75.5 ± 0.4	78.9 ± 0.6	73.7 ± 0.4	75.4 ± 0.5	82.8 ± 0.8
	QR	80.2 ± 0.2	76.2 ± 0.2	80.1 ± 0.2	81.5 ± 0.1	78.0 ± 0.6	78.5 ± 0.5	87.3 ± 0.4
CLAH	OLS	122.2 ± 0.3	121.6 ± 0.7	121.2 ± 0.4	123.7 ± 0.3	117 ± 1	119.5 ± 0.5	125.6 ± 0.8
	WLS	122.0 ± 0.5	121.1 ± 0.8	119.4 ± 0.5	123.5 ± 0.6	116.8 ± 0.4	119.4 ± 0.6	127.2 ± 1.0
	QR	123.9 ± 0.2	119.0 ± 0.1	123.6 ± 0.1	125.2 ± 0.4	121.4 ± 0.4	121.1 ± 0.3	131.9 ± 0.6

Una comparación entre los tres modelos de regresión usados (OLS, WLS, QR) (Tabla 10) para los siete métodos usando datos sintéticos de SHBE y CLAH y la de registros del pozo geotérmico CH-A es mostrada en la Fig. 15. Esta comparación consiste en graficar el porcentaje de desviación de cada modelo de regresión empleado en todos los métodos. El porcentaje de desviación consiste en dividir la TEF calculada entre la TEF reportada como “verdadera” y después restarle 1, el resultado obtenido es multiplicado por 100, así determinar el porcentaje. De manera general, el modelo de regresión que determine desviaciones más pequeñas o cercanas a cero, es el modelo más confiable. La serie CH-A fue seleccionada debido a que los valores de BHT fueron medidos a tiempos muy largos de shut-in (arriba de 200 horas), según lo reportado (González-Partida *et al.*, 1997). La

temperatura medida en este tiempo largo indicó 160°C, la cual puede ser considerada muy cercana a la TEF.

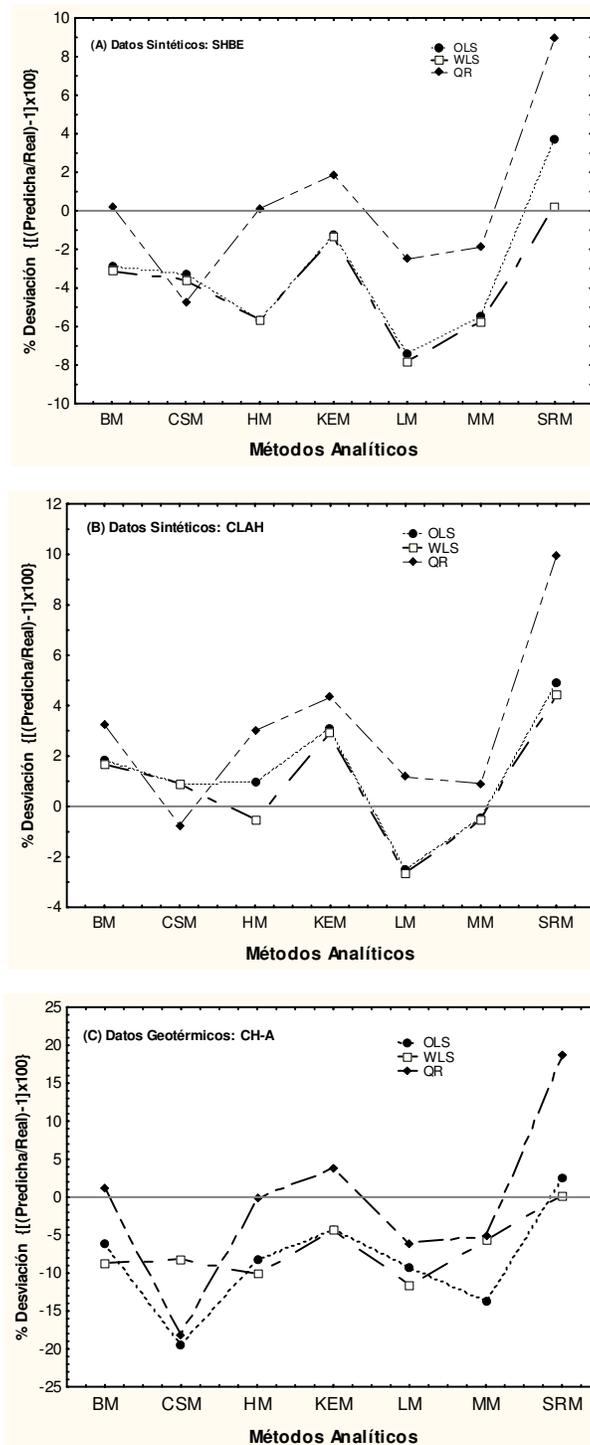


Fig. 15 Evaluación de exactitud de los modelos de regresión (OLS, WLS y QR) para la determinación de la temperatura de formación “verdadera” usando series de datos sintéticos BHT (A) y (B), y de mediciones registradas a un tiempo de shut-in muy largo y temperatura en el pozo geotérmico CH-A (C).

De la Fig. 15A podemos ver que el modelo QR provee resultados más confiables para los métodos BM, HM, KEM, LM y MM, sin embargo, en el método KEM los modelos OLS y WLS también arrojan resultados confiables. Para todos los métodos a excepción del SRM, los modelos OLS y WLS subestiman la TEF, solo en el CSM el modelo QR también subestima. En el método SRM podemos ver que los modelos QR y OLS sobreestiman la TEF, solo el modelo WLS provee resultados confiables para este método.

En la Fig. 15B, se puede ver que en los métodos CSM y MM los tres modelos usados muestran resultados confiables, para el HM solo el OLS y el WLS proveen resultados confiables, caso contrario el modelo QR sobreestima. En el caso del LM los modelos OLS y WLS subestiman la TEF y el modelo QR fue el más confiable. De los métodos BM, KEM y SRM, los tres modelos usados sobreestiman la TEF.

Finalmente, en la Fig. 15C se puede ver que tiene un comportamiento de los datos calculados similar a los resultados de la serie SHBE. Para los métodos BM, HM, KEM, LM y MM el modelo QR es el más confiable en cuanto al cálculo de la TEF. En estos mismos métodos los modelos OLS y WLS parecen subestimar la TEF. En el caso del CSM todos los modelos subestiman la TEF. Por ultimo, en el SRM el modelo QR sobreestima la TEF, en cambio los modelos OLS y WLS dan resultados mas confiables para este método.

Otra forma de corroborar los resultados obtenidos en la Fig. 15 es mediante la evaluación de las TEF calculadas por cada método analítico (Tabla 10), a través del uso de series de datos BHT, en donde se conoce la “verdadera” TEF. Con este objetivo se emplearon los datos de CH-A, SHBE y CLAH. En la Fig. 16 podemos ver que las TEF calculadas por cada modelo de regresión para cada método analítico, mostrándose qué valor de TEF calculada se acerca más al valor de la “verdadera” TEF de cada conjunto de datos utilizado en este caso.

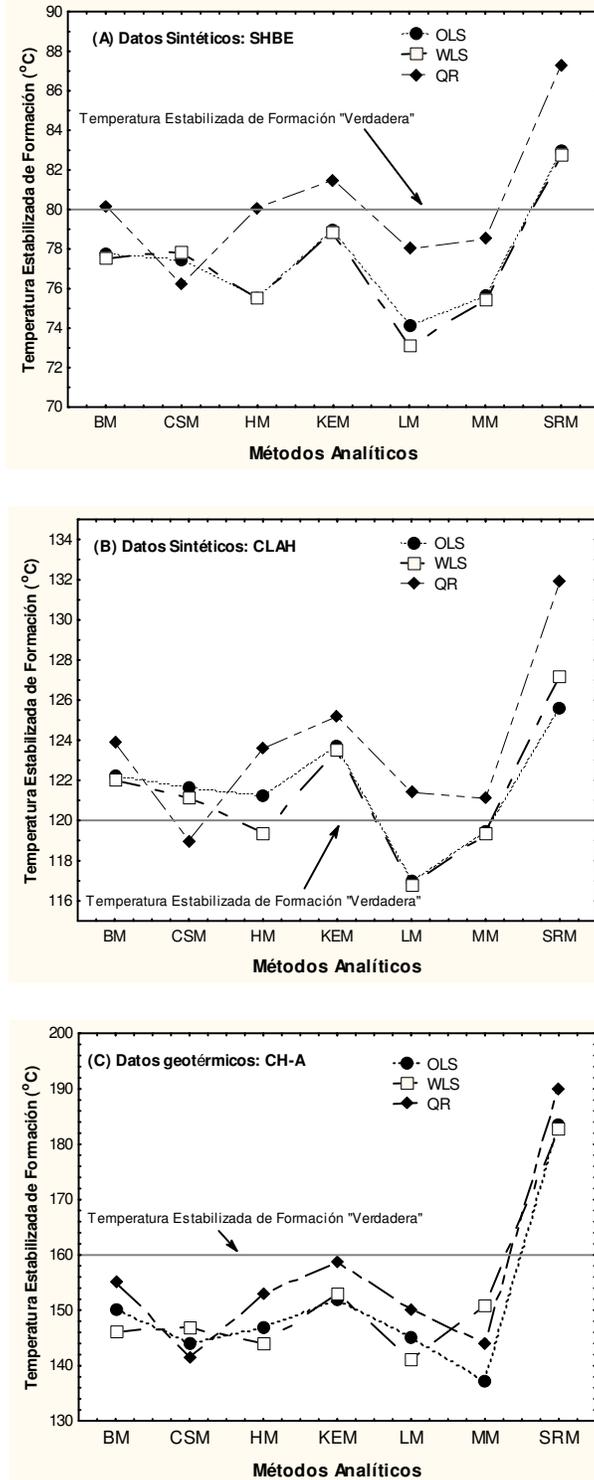


Fig. 16 Comparación de exactitud de los modelos de regresión (OLS, WLS y QR) para la determinación de la temperatura de formación “verdadera” usando conjunto de datos sintéticos BHT (SHBE) y (CLAH), y de mediciones registradas de tiempo largo de shut-in y temperatura en el pozo geotérmico CH-A (C).

En la Fig. 16A podemos observar que la mayoría de los valores calculados de las TEF, utilizando los modelos de regresión lineal (OLS, WLS) subestiman la TEF, excepto para el método SRM, que sobreestima la TEF. La aplicación del modelo QR parece ser el que mejor estima los valores de la TEF, a excepción del método CSM donde se subestima la TEF y en el SRM se sobreestima la TEF.

En la Fig. 16B se puede ver que para los métodos BM, HM, KEM y SRM el modelo QR sobreestima la TEF, en específico los tres modelos en el KEM y SRM sobreestiman la TEF. Para los métodos BM y HM los modelos OLS y WLS proveen resultados más confiables. Solo en los casos del CSM, LM y MM el modelo QR muestra resultados confiables. En los métodos CSM, HM y MM los modelos OLS y WLS también determinan resultados confiables de la TEF. En el método LM los modelos OLS y WLS subestiman la TEF.

Por último, el tercer caso (CH-A), la Fig. 16C, todos los métodos subestiman la TEF, a excepción del método SRM. Una vez más el modelo QR provee las estimaciones más confiables de las TEF, para los métodos BM, HM, KEM y LM. Solo el método SRM sobreestima la TEF para los tres modelos de regresión utilizados.

Finalmente, se determinaron las TEF para cada serie de datos, utilizando solo las soluciones exactas reportadas por los métodos analíticos (BM, HM, KEM, MM y SRM). Para el método BM se utilizó la ec. 3.12, en el caso del HM y KEM la solución exacta es la misma (ec. 3.3); para el caso del MM la solución exacta está dada por la ec. 3.7, y por último, en el método SRM se reportaron dos soluciones exactas, la ec. 3.27 (SRM_1) y la ec. 3.28 (SRM_2). Las TEF calculadas por cada solución exacta están reportadas en la Tabla 11. Solamente se utilizaron los modelos OLS y QR, ya que las funciones de tiempo de estas soluciones exactas no pueden ser propagadas para calcular su error. Por lo tanto el modelo WLS no se utilizó.

Tabla 11. Comparación de las TEF calculadas por las soluciones exactas de los métodos analíticos (BM, HM, KEM, MM, y SRM) usando ocho conjuntos de datos BHT geotérmicos (MXCO, USAM, ITAL, JAPN, COST, CH-A, R #9-1, SGIL) y dos conjuntos de datos sintéticos (SHBE y CLAH).

Series de Datos	Modelo de Regresión	Temperatura Estabilizada de Formación, TEF (°C)				
		BM	HM - KEM	MM	SRM ₁	SRM ₂
MXCO	OLS	256 ± 5	254 ± 6	240 ± 6	244 ± 6	285 ± 7
	QR	281.4 ± 3.4	271 ± 11	263 ± 7	266.9 ± 3.9	342 ± 7
USAM	OLS	145.8 ± 0.3	144.4 ± 0.2	144.8 ± 0.2	144.5 ± 0.5	146.4 ± 0.4
	QR	146.8 ± 0.3	145.1 ± 0.3	145.5 ± 0.4	145.1 ± 0.4	148.4 ± 0.3
ITAL	OLS	131.7 ± 0.6	128 ± 1	120.2 ± 0.7	121.8 ± 0.6	143.8 ± 0.8
	QR	133.8 ± 2.1	127.5 ± 2.5	126 ± 1	127 ± 1	148.4 ± 4.3
JAPN	OLS	174.1 ± 3.6	159 ± 3	141 ± 4	156 ± 6	195.6 ± 3.7
	QR	188.4 ± 1.9	164 ± 8	157 ± 3	173.5 ± 4.4	219.8 ± 1.7
COST	OLS	60 ± 2	62.3 ± 2.3	60 ± 1	68 ± 6	64 ± 3
	QR	52.9 ± 1.3	56 ± 5	56.6 ± 1.2	20 ± 22	43.8 ± 3.8
CH-A	OLS	150 ± 7	130 ± 6	125 ± 7	142 ± 8	165 ± 7
	QR	163 ± 5	144 ± 10	136 ± 7	154 ± 7	191 ± 5
R #9-1	OLS	213.1 ± 4.2	202 ± 10	184.8 ± 1.2	194.9 ± 1.7	237 ± 6
	QR	154 ± 11	107 ± 23	188 ± 5	180 ± 4	118 ± 21
SGIL	OLS	101.6 ± 0.2	100.0 ± 0.2	97.9 ± 0.2	95.9 ± 0.5	103.8 ± 0.2
	QR	99.7 ± 0.4	99.6 ± 0.6	98.9 ± 0.6	97.8 ± 0.2	104.5 ± 0.7
SHBE	OLS	78.3 ± 0.5	84.7 ± 2.4	76.2 ± 0.9	72.6 ± 1.4	81.7 ± 0.9
	QR	80.4 ± 0.2	75 ± 8	78.9 ± 1.1	76.3 ± 0.8	87.4 ± 0.3
CLAH	OLS	122.8 ± 0.2	122.8 ± 0.6	118.4 ± 0.7	115.4 ± 1.1	126.9 ± 0.6
	QR	124.0 ± 0.2	121.5 ± 1.2	121.4 ± 0.4	119.5 ± 0.6	131.9 ± 0.7

5.4 Análisis cociente de solución

Las soluciones aproximada y exacta para cada método fueron analizadas a través de una

gráfica entre β y $\left(\frac{\Delta t}{t_c}\right)$ para evaluar la similitud de ambas soluciones, también para

evaluar los tiempos de shut-in más confiables en relación a los tiempos de circulación, los cuales serían usados para una estimación confiable de la TEF. Un conjunto de datos geotérmicos (USAM) y ambos conjuntos de datos sintéticos (SHBE & CLAH) fueron usados para estas evaluaciones (Fig. 17). A continuación se mostraran las ecuaciones utilizadas en este análisis para cada método, y posteriormente las gráficas de los resultados obtenidos.

(a) Ecuación de cociente de solución para el BM:

Haciendo una combinación de las funciones de tiempo de las ecs. 3.13 y 3.14, se obtiene

$$\beta_{BM} = \frac{\frac{I}{\Delta t + pt_c}}{\left(\frac{I}{\Delta t + pt_c}\right) \exp\left(-\frac{\rho C_p r_w^2}{4k(\Delta t + pt_c)}\right)} = \frac{I}{\exp\left(-\frac{\rho C_p r_w^2}{4k(\Delta t + pt_c)}\right)} \quad (5.9)$$

(b) Ecuación de cociente de solución para el HM:

Combinando las funciones de tiempo de las ecs. 3.3 y 3.6, se obtiene

$$\beta_{HM} = \frac{\ln\left(\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}\right)}{Ei\left(\frac{-r_w^2}{4\alpha\Delta t}\right) - Ei\left(\frac{-r_w^2}{4\alpha(\Delta t + t_c)}\right)} \quad (5.10)$$

(c) Ecuación de cociente de solución para el KEM:

Combinando las funciones de tiempo de las ecs. 3.3 y 3.38, se obtiene

$$\beta_{KEM} = \frac{\ln(X)}{Ei\left(\frac{-r_w^2}{4\alpha\Delta t}\right) - Ei\left(\frac{-r_w^2}{4\alpha(\Delta t + t_c)}\right)} \quad (5.11)$$

(d) Ecuación de cociente de solución para el MM:

Combinando las funciones de tiempo de las ecs. 3.7 y 3.9, se obtiene

$$\beta_{MM} = \frac{\ln\left(\frac{\Delta t}{\Delta t - t_c}\right)}{Ei\left(-\frac{r_w^2}{4\alpha\Delta t}\right) - Ei\left(-\frac{r_w^2}{4\alpha(\Delta t - t_c)}\right)} \quad (5.12)$$

(e) Ecuación de cociente de solución para el SRM:

Combinando las funciones de tiempo de las ecs. 3.27 y 3.29 para el primer cociente y las ecs. 3.27 y 3.28 para el segundo de solución, se obtiene

$$\beta_{SRM1} = \frac{\frac{I}{\sqrt{\Delta t}}}{\left\{ \frac{I}{2} \left[\operatorname{erf}\left(\frac{r_w + R}{2\sqrt{\alpha\Delta t}}\right) - \operatorname{erf}\left(\frac{r_w - R}{2\sqrt{\alpha\Delta t}}\right) \right] + \sqrt{\frac{\alpha\Delta t}{\pi r_w^2}} \left[\exp\left(-\frac{(r_w + R)^2}{4\alpha\Delta t}\right) - \exp\left(-\frac{(r_w - R)^2}{4\alpha\Delta t}\right) \right] \right\}} \quad (5.13)$$

$$\beta_{SRM2} = \frac{\operatorname{erf}\left[\frac{R}{2\sqrt{\alpha\Delta t}}\right]}{\left\{\frac{1}{2}\left[\operatorname{erf}\left(\frac{r_w+R}{2\sqrt{\alpha\Delta t}}\right) - \operatorname{erf}\left(\frac{r_w-R}{2\sqrt{\alpha\Delta t}}\right)\right] + \sqrt{\frac{\alpha\Delta t}{\pi w_w^2}}\left[\exp\left(-\frac{(r_w+R)^2}{4\alpha\Delta t}\right) - \exp\left(-\frac{(r_w-R)^2}{4\alpha\Delta t}\right)\right]\right\}} \quad (5.14)$$

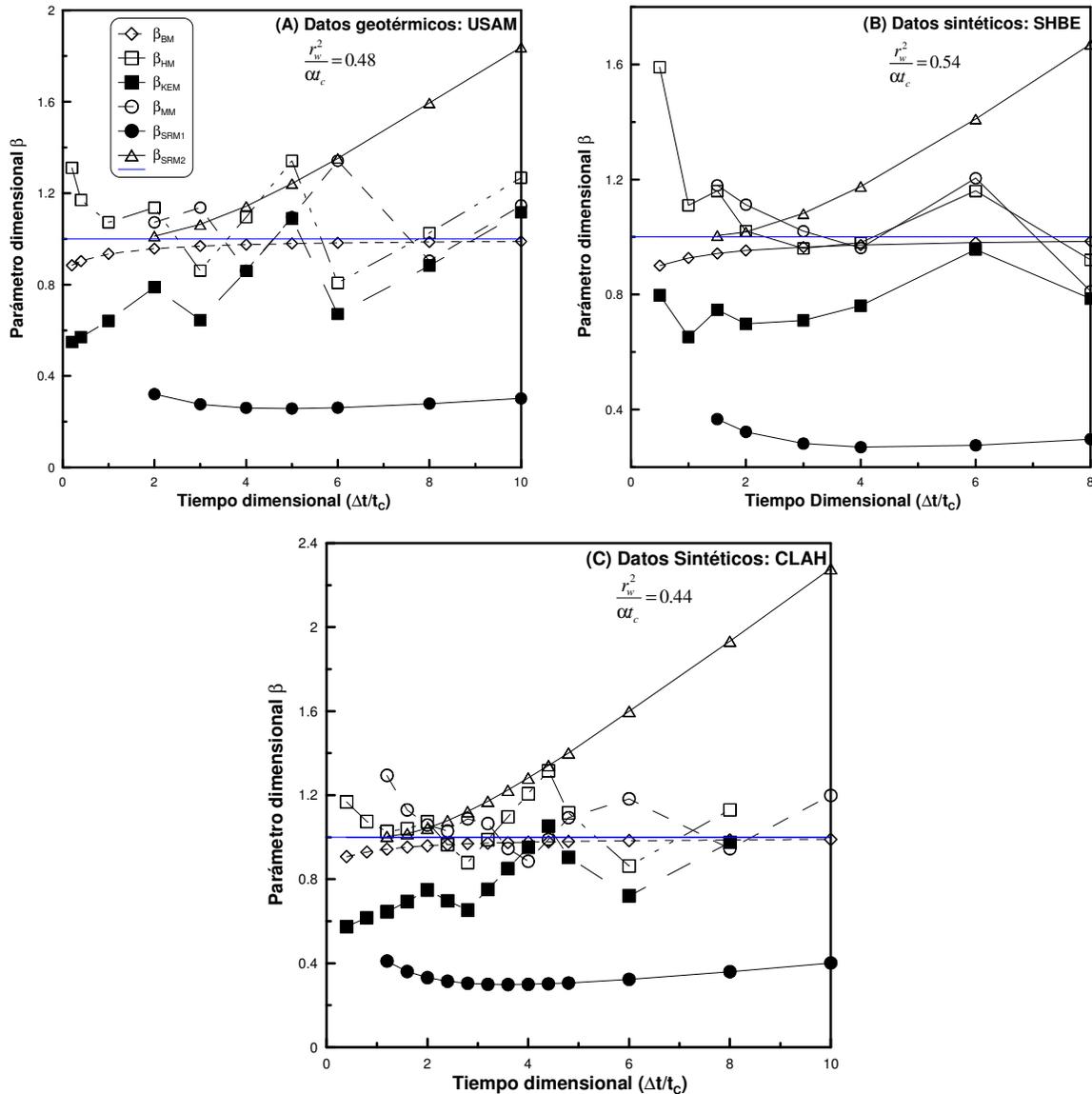


Fig. 17 Graficas del parámetro β como función del cociente $\left(\frac{\Delta t}{t_c}\right)$ para los conjuntos de datos geotérmicos: (A) USAM; y sintéticos: (B) SHBE; y (C) CLAH.

Para β cerca de 1, ambas soluciones (aproximada y exacta) proveen resultados similares. Para $\beta < 1$, la solución aproximada sobreestima la TEF, mientras que $\beta > 1$, la solución aproximada subestima la TEF. Los métodos BM, HM, y MM parecen proveer resultados aceptables para la TEF porque los valores de β están cerca de 1 para muchos cocientes de

$\left(\frac{\Delta t}{t_c}\right)$ (Figs. 17A, 17B y 17C). Por otra parte, el SRM da resultados inaceptables para muchos cocientes de $\left(\frac{\Delta t}{t_c}\right)$, especialmente la aproximación recomendada por los autores de este método (ec. 3.29, círculos rellenos en las Figs. 17A, 17B y 17C). Este comportamiento de los valores de β para el SRM probablemente explica la sobreestimación de la TEF (Tabla 9; Figs. 15 y 16). Los valores de β para el KEM podrían ser aceptables sólo para los cocientes de $\left(\frac{\Delta t}{t_c}\right)$ entre 4 y 6 (Figs. 17A, 17B y 17C).

Capítulo 6

Conclusiones

La evaluación empírica de las fuentes de error en modelos de transferencia de calor para la determinación de la TEF en pozos geotérmicos fue exitosamente llevada a cabo. Siete métodos analíticos (BM, CSM, HM, KEM, LM, MM y SRM) fueron seleccionados y evaluados exitosamente. Se confirmó que los datos registrados de BHT en operaciones de perforación geotérmica exhiben una clara tendencia polinomial, lo cual sugiere la QR como el modelo de regresión más confiable para estimar la TEF usando las soluciones aproximadas de los métodos evaluados. Esta conclusión es consistente con estudios previos (Andaverde *et al.*, 2005; Verma *et al.*, 2005, 2006a, 2006b).

Por otra parte, se confirmó que el modelo OLS, tradicionalmente usado por algunos métodos analíticos para el cálculo de la TEF, es estadísticamente un modelo de regresión inválido para los datos utilizados, y por lo tanto, debe ser abandonado. En el último contexto, el análisis de los datos de BHT con una tendencia cuasi-lineal, el WLS debería ser usado para inferir la TEF. De cualquier forma, la aplicación del modelo WLS requiere el conocimiento de errores, los cuales desafortunadamente no son reportados durante las operaciones de registro. Por lo tanto, la medición de errores debe ser una tarea fundamental en futuras operaciones de perforación de pozos (no sólo en pozos geotérmicos, sino también en aplicaciones petroleras). Desde el punto de vista práctico, la aplicación de métodos analíticos para la estimación de la TEF desde los registros de BHT y su exactitud dependen mucho de: (i) el número de mediciones y su precisión (BHT, tiempo de shut-in y de circulación); y (ii) la incertidumbre en la duración de la circulación del fluido de perforación y los errores en las mediciones de campo. Concerniente a (i), es importante adquirir un mayor número (>30) de datos, así como usar periodos más largos de mediciones en registros de BHT (en vez de registrar solo mediciones en un periodo dado de tiempo y aprovechando los avances modernos en

tecnología de medición, podría ser económicamente viable obtener más datos) en aplicaciones de campo.

Las pruebas de linealidad (secuencia de signos y regresión usando subconjuntos secuenciales) generalmente mostraron que la relación entre la función de tiempo y la BHT es de tipo polinomial. Los cálculos de la suma de residuales (*RSS*) usando ambos modelos de regresión lineal y polinomial, confirmaron que la relación entre los BHT y las funciones de tiempo para todos los modelos analíticos es de tipo polinomial.

Basado en la evaluación de diferentes regresiones polinomiales (desde segundo hasta cuarto orden), la regresión cuadrática (QR) parece ser el modelo de regresión más apropiado para estimar la TEF.

Finalmente, los resultados del análisis del cociente de soluciones (aproximada/exacta) mostraron que sólo las soluciones aproximadas de los métodos BM, HM y MM proveen estimaciones confiables de la TEF. En este caso, los tiempos de shut-in y circulación son parámetros fundamentales que influyen las determinaciones de la TEF, y por lo tanto deben ser medidos en el campo con más exactitud y precisión, incluyendo el conocimiento de los errores de sus mediciones.

Trabajo Futuro

- Desarrollar un nuevo método analítico para la estimación más realista de la TEF, con correcciones de los problemas observados en los trabajos de evaluación previos;
- Extender este método analítico al cálculo del gradiente geotérmico para calibrar y desarrollar un nuevo simulador numérico que permita describir el historial térmico de un pozo en su etapa de perforación y recuperación térmica; y
- Evaluar el efecto de las propiedades termofísicas y de transporte de los materiales que intervienen en el proceso (fluido de perforación, cemento, tubería y roca).

Referencias Bibliográficas

- Abbasi, S. A. & N. Abbasi (2000). The likely adverse environmental impacts of renewable energy sources. *Applied Energy*, **65**, 121-144.
- Albright, J. N. (1975). A new and more accurate method for the direct measurement of earth temperature gradients in deep boreholes. In: Proceedings of the *2nd UN Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources*, San Francisco, California, 847-851 p.
- Alm, P. & L. Bjelm (2006). Temperature logging in perforated wells. In: Proceedings of the *31st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, January 30 - February 1.
- Andaverde, J. (2007). Simulación numérica en 3-D de temperaturas y elementos químicos mayores en el campo geotérmico de Los Humeros, Puebla. Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México. 46 p. Tesis Doctoral.
- Andaverde, J., S. P. Verma, & E. Santoyo (2005). Uncertainty estimates of static formation temperatures in boreholes and evaluation of regression models. *Geophysical Journal International*, **160**, 1112-1122.
- Ascencio, F., A. García, J. Rivera, & V. Arellano (1994). Estimation of undisturbed formation temperatures under spherical-radial heat flow conditions. *Geothermics*, **23**, 317-326.
- Augustine, C., J. W. Tester, B. Anderson, S. Petty, & B. Livesay (2006). A comparison of geothermal with oil and gas well drilling costs. In: Proceedings of the *31st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, January 30-February 1, 15 p.
- Barelli, A. & A. Palama (1981). A new method for evaluating formation equilibrium temperature in holes during drilling. *Geothermics*, **10**, 95-105.
- Beardmore, G.R. & J.P. Cull. (2001). *Crustal Heat Flow*. Harlow, Cambridge Univ. Press.
- Beirute, R. M. (1991). A circulating and shut-in well-temperature-profile simulator. *Journal of Petroleum Technology*, **43**, 1140-1146.
- Bertani, R. (2005). World geothermal power generation in the period 2001-2005. *Geothermics*, **34**, 651-690.
- Bevington, P. R. & D. Robinson (2003). *Data reduction and error analysis for the physical sciences*. Third ed. McGraw Hill Higher Education, 320 p.

- Bodri, L., V. Cermak, & I. T. Kukkonen (2001). Climate change of the last 2000 years inferred from borehole temperatures: data from Finland. *Global And Planetary Change*, **29**, 189-200.
- Boyle, G. (2004). *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. Second ed. Oxford, 452 p.
- Brennand, A. W. (1984). A new method for the analysis of static formation temperature tests. In: Proceedings of the *6th New Zealand Geothermal Workshop*, New Zealand, 45-47 p.
- Bromley, C. J. (2005). Advances in environmental management of geothermal developments. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Antalya, Turkey, April 24-29, 1-7 p.
- Bullard, E.C. (1947). The time necessary for a borehole to attain temperature equilibrium. *Astronomical Society, Geophysics Supplement*, **5**, 125-130.
- Cao, S., I. Lerche, & C. Hermanrud (1988a). Formation temperature estimation by inversion of borehole measurements. *Geophysics*, **53**, 979-988.
- Cao, S., I. Lerche, & C. Hermanrud (1988b). Formation temperature estimation by inversion of borehole measurements, Part II: Effects of fluid penetration on bottom-hole temperature recovery. *Geophysics*, **53**, 1347-1354.
- Cao, S., C. Hermanrud, & I. Lerche (1988c). Estimation of formation temperature from bottom-hole temperature measurements: COST #1 well, Norton Sound, Alaska. *Geophysics*, **53**, 1619-1621.
- Carlson, N. R. & J. C. Barnette (1988). Determining a reliable estimate of the geothermal gradient from shut-in temperature recordings. In: Proceedings of the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, October 2-5, 375-387 p.
- Carslaw, H. S. & J. C. Jaeger (1959). *Conduction of Heat in Solids*. Second ed. Oxford Science Publications, 510 p.
- Chapman, D. S., T. H. Keho, M. S. Bauer, & M. D. Picard (1984). Heat flow in the Uinta Basin determined from bottom hole temperature (BHT) data. *Geophysics*, **49**, 453-466.
- Chiang, C. Y. & C. R. Y. Chang (1979). Application of the Horner method to the estimation of static reservoir temperature during drilling operations. In: Proceedings of the *5th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, 367-372 p.

- Chilingarian, G. V. & P. Vorabutr (1981). *Drilling and Drilling Fluids*. Vol. 11, *Developments in Petroleum Science*, Elsevier Scientific Publishing Company, 767 p.
- Chugunov, V., S. Fomin, & T. Hashida (2003). Heat flow rate a bore-face and temperature in the multi-layer media surrounding a borehole. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, **46**, 4769-4778.
- Clauser, C., P. Giese, E. Huenges, T. Kohl, H. Lehmann, & L. Rybach. (1997). The thermal regime of the crystalline continental crust: implications from the KTB. *Journal of Geophysical Research*, **102**, 18417-18441.
- Cocanower, R. D., B. P. Morris, & M. Dillingham (1969). Computerized temperature decay-An asset to temperature logging. *Journal of Petroleum Technology*, **21**, 933-941.
- Contreras, E., B. Domínguez, O.Rivera-M. (1990). Mediciones petrofísicas en núcleos de perforación del campo geotérmico Los Húmeros. *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, **6**, 9-42.
- Correia, A. & J. Šafanda (2001). Ground surface temperature history at a single site in southern Portugal reconstructed from borehole temperatures. *Global and Planetary Change*, **29**, 155-165.
- Crosby, G. W. (1977). Prediction of final temperature. In: *Proceedings of the 3rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, 89-95 p.
- Davies, S. N., M. M. Gunningham, S. H. Bittleston, F. Guillot, & B. W. Swanson (1994). Field studies of circulating temperatures under cementing conditions. *SPE Drilling & Completion*, **9**, 12-16.
- Da-Xin, L. (1986). Non-linear fitting method of finding equilibrium temperature from BHT data. *Geothermics*, **15**, 657-664.
- Deming, D. (1989). Application of bottom-hole temperature corrections in geothermal studies. *Geothermics*, **18**, 775-786.
- Deming, D. & D. S. Chapman (1988). Inversion of bottom-hole temperature data: The Pineview field, Utah-Wyoming thrust belt. *Geophysics*, **53**, 707-720.
- Dickson, M. H. & M. Fanelli (2004). (cited 2007). What is Geothermal Energy? [<http://iga.igg.cnr.it/geo/geoenergy.php>.]
- DiPippo, R. (2005). *Geothermal Power Plants: Principles, Applications and Case Studies*. Elsevier Advanced Technology, 450 p.

- Dowdle, W. L. & W. M. Cobb (1975). Static formation temperature from well logs - An empirical method. *Journal of Petroleum Technology*, **27**, 1326-1330.
- Drury, M. J. (1984). On a possible source of error in extracting equilibrium formation temperatures from borehole BHT data. *Geothermics*, **13**, 175-180.
- Edwardson, M. J., H. M. Girner, H. R. Parkinson, C. D. Williams, & C. S. Matthews (1962). Calculation of formation temperature disturbances caused by mud circulation. *Journal of Petroleum Technology*, **14**, 416-426.
- Eppelbaum, L. V. & I. M. Kutasov (2006). Determination of formation temperatures from temperature logs in deep boreholes: comparison of three methods. *Journal of Geophysics and Engineering*, **3**, 348-355.
- Espinosa-Paredes, G. & A. Garcia-Gutierrez (2003). Estimation of static formation temperatures in geothermal wells. *Energy Conversion and Management*, **44**, 1343-1355.
- Fertl, W. H. (1985). Logs help approximate reservoir temperature. *Oil & Gas Journal*, **85**, 89-92.
- Fertl, W. H. & P. A. Wichmann (1977). How to determine static BHT from well log data. *World Oil*, 105-106.
- Fialka, B. N. & H. S. Chhina (1990). The evaluation of temperature logging in thermal application. In: Proceedings of the *SPE California Regional Meeting*, Ventura, California, April 4-6, 571-580 p.
- Fomin, S., V. Chugunov, & T. Hashida (2003). Analytical modelling of the formation temperature stabilization during the borehole shut-in period. *Geophysical Journal International*, **155**, 469-478.
- Förster, A. & D. F. Memam (1995). A bottom-hole temperature analysis in the American midcontinent (Kansas): implications to the applicability of BHT's in geothermal studies. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Florence, Italy, 777-782 p.
- Förster, A. & J. Schrotter (1997a). Distributed optic-fibre temperature sensing (DTS): A new tool for determining subsurface temperature changes and reservoir characteristics. In: Proceedings of the *21st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, January 27-29, 253-257 p.
- Förster, A., D. F. Merriam, & J. C. Davis (1997b). Spatial analysis of temperature (BHT/DTS) data and consequences for heat-flow determination in sedimentary basins. *Earth and Environmental Science*, **86**, 252-261.

- Förster, A., J. Schrotter, D. F. Merriam, & D. D. Blackwell (1997c). Application of optical-fiber temperature logging-An example in a sedimentary environment. *Geophysics*, **62**, 1107-1113.
- García, A., E. Santoyo, G. Espinosa, I. Hernández, & 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.
- Gogoi, R. & I. M. Kutasov (1987). Temperature distribution around an uncased well with a history of variations in wellbore temperature. *Unsolicited. Society of Petroleum Engineers*, 1-34.
- González, M. E., J. B. Bloys, J. H. Schmidt, & C. J. Naquin (2004). Managing wellbore temperatures may increase effective fracture gradients. *Oil & Gas Journal*, **102**, 46-51.
- González Partida, E., A. García Gutiérrez, & V. Torres Rodríguez (1997). Thermal and petrologic study of the CH-A well from the Chipilapa-Ahuachapan geothermal area, El Salvador. *Geothermics*, **26**, 701-713.
- Grant, M. A., P. F. Bixley, & I. G. Donaldson (1983). Internal flows in geothermal wells: their identification and effect on the wellbore temperature and pressure profiles. *Society of Petroleum Engineers Journal*, **23**, 168-176.
- Gretener, P. E. (1968). Temperature anomalies in wells due to cementing of casing. *Journal of Petroleum Technology*, **20**, 147-151.
- Großwig, S., E. Hurtig, & K. Kühn (1996). Fibre optic temperature sensing: A new tool for temperature measurements in boreholes. *Geophysics*, **61**, 1065-1067.
- Günzel, U. & H. Wilhelm (2000). Estimation of the in-situ thermal resistance of a borehole using the Distributed Temperature Sensing (DTS) technique and the Temperature Recovery Method (TRM). *Geothermics*, **29**, 689-700.
- Gutiérrez-Negrín, L. C. A. & J. L. Quijano-León (2005). Update of geothermics in México. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Antalya, Turkey, April 25-29, 10 p.
- 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.
- Hasan, A. R. & C. S. Kabir (1991). Heat transfer during two-phase flow in wellbores: Part I-Formation temperature. In: Proceedings of the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, October 6-9, 469-478 p.

- Hasan, A. R. & C. S. Kabir (1994). Static reservoir temperature determination from transient data after mud circulation. *SPE Drilling & Completion*, **9**, 17-24.
- Hasan, A. R., C. S. Kabir, M. M. Ameen, & X. Wang (1996). A mechanistic model for circulating fluid temperature. *Society of Petroleum Engineers Journal*, **1**, 133-143.
- Holmes, C. S. & S. C. Swift (1970). Calculation of circulating mud temperatures. *Journal of Petroleum Technology*, **22**, 670-674.
- Horner, D. R. (1951). Pressure build-up in wells. In: Proceedings of the *3rd World Petroleum Congress*, The Hague, The Netherlands, 503-521 p.
- Hurter, S.J. & H.N. Pollack. (1996). Terrestrial heat flow in the Paraná basin, southern Brazil. *Journal of Geophysical Research*, **101**, 8659-8671.
- Hurtig, E., S. Grosswig, & K. Kuhn (1997). Distributed fibre optic temperature sensing: A new tool for long-term and short-term temperature monitoring in boreholes. *Energy Sources*, **19**, 55-62.
- Hyodo, M. & S. Takasugi (1995). Evaluation of the curve-fitting method and the Horner-plot method for estimation of the true formation temperature using temperature recovery logging data. In: Proceedings of the *20th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, January 24-26, 23-29 p.
- Iglesias, E. R., A. Campos-Romero, & 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 p.
- Jaeger, J. C. (1961). The effect of the drilling fluid on temperatures measured in bore holes. *Journal of Geophysical Research*, **66**, 563-569.
- Jones, R. R. (1986). A novel economical approach for accurate real-time measurement of wellbore temperatures. In: Proceedings of the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, October 5-8, 1-8 p.
- Kabinoff, K. B., B. B. Ekstrand, S. Shultz, S. E. Tilghman, & D. Fuller (1992). Determining accurate bottomhole circulating temperature for optimum cement slurry design. In: Proceedings of the *SPE Western Regional Meeting*, Bakersfield, California, March 30 - April 1, 229-236 p.
- Kabir, C. S., A. R. Hasan, G. E. Kouba, & M. Ameen (1996). Determining circulating fluid temperature in drilling, workover, and well control operations. *SPE Drilling & Completion*, **11**, 74-79.

- Kabir, C. S., A. G. Del Signore, A. R. Hasan, & Q. Al-Dashti (1997). Establishing geothermal gradient using a new static temperature analysis method. In: Proceedings of the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, October 5-8, 267-274 p.
- Kagel, A. & K. Gawell (2005). Promoting geothermal energy: Air emissions comparison and externality Analysis. *The Electricity Journal*, **18**, 90-99.
- Kårstad, E. & B. S. Aadnøy (1997). Analysis of temperature measurements during drilling. In: Proceedings of the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, October 5-8, 381-391 p.
- Kashikar, S. V. & F. C. Arnold (1991). Determination of formation temperature from flow tests: A new solution. In: Proceedings of the *SPE Production Operations Symposium*, Oklahoma City, Oklahoma, April 7-9, 701-711 p.
- Kritikos, W. P. & I. M. Kutasov (1988). Two-point method for determination of undisturbed reservoir temperature. *SPE Formation Evaluation*, **3**, 222-226.
- Kutasov, I. M. (1999). *Applied Geothermics for Petroleum Engineers*. First ed. Elsevier Scientific Publishing Company, 347 p.
- Kutasov, I. M. (2003). Dimensionless temperature at the wall of an infinite cylindrical source with a constant heat flow rate. *Geothermics*, **32**, 63-68.
- Kutasov, I. M. & L. V. Eppelbaum (2003). Prediction of formation temperatures in permafrost regions from temperature logs in deep wells-field cases. *Permafrost and Periglacial Processes*, **14**, 247-258.
- Kutasov, I. M. & 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., R. M. Caruthers, A. K. Targhi, & H. M. Chaaban (1988). Prediction of downhole circulating and shut-in temperatures. *Geothermics*, **17**, 607-618.
- Lachenbruch, A. H. & M. C. Brewer (1959). Dissipation of the temperature effect of drilling a well in Arctic Alaska. *Geological Survey*. United States Government Printing Office, 68-111.
- Leblanc, Y., L. J. Pascoe, & F. W. Jones (1981). The temperature stabilization of a borehole. *Geophysics*, **46**, 1301-1303.
- Leblanc, Y., H.-L. Lam, L. J. Pascoe, & F. W. Jones (1982). A comparison of two methods of estimating static formation temperature from well logs. *Geophysical Prospecting*, **30**, 348-357.

- Lee, T. (1982). Estimation of formation temperature and thermal property from dissipation of heat generated by drilling. *Geophysics*, **47**, 1577-1584.
- Lee, T., A. D. Duchkov, & S. G. Morozov (2003). Determination of thermal properties and formation temperature from borehole thermal recovery data. *Geophysics*, **68**, 1835-1846.
- Lewis, T.J., W.H. Bentkowski, E.E. Davis, R.D. Hyndman, J.G. Souther, & J.A. Wright. (1988). Subduction of the Juan de Fuca plate: thermal consequences. *Journal of Geophysical Research*, **93**, 15207-15225.
- Luheshi, M. N. (1983). Estimation of formation temperature from borehole measurements. *Geophysic Journal of Royal Astronomy Society*, **74**, 747-776.
- Lund, J. W. (2005). 100 years of geothermal power product. In: Proceedings of the *30th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, January 31 - February 2, 1-10 p.
- Lund, J. W., D. H. Freeston, & T. L. Boyd (2005a). World-wide direct uses of geothermal energy 2005. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Antalya, Turkey, April 24-29, 1-20 p.
- Lund, J. W., D. H. Freeston, & T. L. Boyd (2005b). Direct application of geothermal energy: 2005 Worldwide review. *Geothermics*, **34**, 691-727.
- Manetti, G. (1973). Attainment of temperature equilibrium in holes during drilling. *Geothermics*, **2**, 94-100.
- Messer, P. H. (1976). Estimation of static reservoir temperature during drilling operations. In: Proceedings of the *2nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, 136-142 p.
- Middleton, M. F. (1979). A model for bottom-hole temperature stabilization. *Geophysics*, **44**, 1458-1462.
- Middleton, M. F. (1982). Bottom-hole temperature stabilization with continued circulation of drilling mud. *Geophysics*, **47**, 1716-1723.
- Miller, J.C., & J.N. Miller. (2000). *Statistics and chemometrics for analytical chemistry*. 4th ed. Prentice Hall, Harlow.
- Morales, J. M., A. García & S. Santoyo-Gutiérrez (1990). Developments in geothermal energy in México part thirty-one. Prediction of geothermal cement durability from field tests. *Heat Recovery Systems and CHP*, **10**, 491-498 pp.

- Murphy, H. & H. Niitsuma (1999). Strategies for compensating for higher costs of geothermal electricity with environmental benefits. *Geothermics*, **28**, 693-711.
- Parasnis, D. S. (1971). Temperature extrapolation to infinite time in geothermal measurements. *Geophysical Prospecting*, **19**, 612-614.
- Prensky, S. (1992). Temperature Measurements in Boreholes: An overview of engineering and scientific applications. *The Log Analyst*, **33**, 313-333.
- Prnic, Z. (1994). A contribution to the enhanced interpretation of temperature surveys. *Unsolicited. Society of Petroleum Engineers*, 1-17.
- Quintero, M., J. García, & J. D. Ocampo (2005). Geothermics as an option of alternative source of energy in Baja California, México. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Antalya, Turkey, April 24-29, 5 p.
- Raymond, L. R. (1969). Temperature distribution in a circulating drilling fluid. *Journal of Petroleum Technology*, **21**, 333-341.
- Ribeiro, F. B. & V. M. Hamza (1986). Stabilization of bottom-hole temperature in the presence of formation fluid flows. *Geophysics*, **51**, 410-413.
- Roux, B., S. K. Sanyal, & S. Brown (1980). An improved approach to estimating true reservoir temperature from transient temperature data. In: Proceedings of the *SPE California Regional Meeting*, Los Angeles, California, April 9-11, 1-8 p.
- Rowley, J., S. Saito, & R. Long (2000). Advanced drilling system for drilling geothermal wells - An estimate of cost savings. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 2399-2404 p.
- Rybach, L., T. Mégel, & W. J. Eugster (2000). At what time scale are geothermal resources renewable? In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 867-872 p.
- Saito, S., S. Sakuma, & T. Uchida (1998). Drilling procedures, techniques and test results for a 3.7km deep, 500°C exploration well, Kakkonda, Japan. *Geothermics*, **27**, 573-590.
- Sakaguchi, K. & N. Matsushima (2000). Temperature logging by the distributed temperature sensing technique during injection tests. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 1657-1661 p.
- Sánchez-Upton, P. (2007). Modelado numérico del flujo vertical ascendente de fluidos bifásicos tricomponentes (H₂O–CO₂–NaCl) en pozos geotérmicos. Universidad Nacional Autónoma de México, México. Tesis Doctoral

- 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. Hernandez, & 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, & J. C. Viggiano (2000b). Thermal evolution study of the LV-3 well in the Tres Virgenes geothermal field, México. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 2177-2182 p.
- Santoyo, E., S. Santoyo-Gutiérrez, A. García, G. Espinosa, & S. L. Moya (2001). Rheological property measurement of drilling fluids used in geothermal wells. *Applied Thermal Engineering*, **21**, 283-302.
- Santoyo, E., A. García, G. Espinosa, S. Santoyo-Gutiérrez, & E. González-Partida (2003). convective heat-transfer coefficients of non-Newtonian geothermal drilling fluids. *Journal of Geochemical Exploration*, **78-79**, 249-255.
- Santoyo-Gutiérrez, S., A. García, J.M. Morales, J. Perezzyera, A. Rosas. (1991). Applied technology in the solution of geothermal drilling problems of deep wells in La Primavera caldera (Mexico). *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, **47**, 195-208.
- Sass, J. H., A. H. Lachenbruch, & R. J. Munroe (1971). Thermal conductivity of rocks from measurements on fragments and its application to heat-flow determinations. *Journal of Geophysical Research*, **76**, 3391-3401.
- Sawaki, T., M. Sasada, M. Sasaki, K. Tsukimura, M. Hyodo, T. Okabe, T. Uchida, & M. Yagi (1997). Synthetic fluid inclusion logging to measure temperatures and sample fluids in the Kakkonda geothermal field, Japan. *Geothermics*, **26**, 281-303.
- Schoepfel, R. J. & S. Gilarranz (1966). Use of well log temperatures to evaluate regional geothermal gradients. *Journal of Petroleum Technology*, **18**, 667-673.
- Seipold, U. (1998). Temperature dependence of thermal transport properties of crystalline rocks - a general law. *Tectonophysics*, **291**, 161-171.
- Sekiguchi, K. (1984). A method for determining terrestrial heat flow in oil basinal areas. *Tectonophysics*, **103**, 67-79.
- Sekine, K., G. Bignall, & N. Tsuchiya (2005). Use of synthetic fluid inclusions as a simultaneous temperature-pressure logging tool in high-temperature geothermal reservoirs. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Antalya, Turkey, April 24-29, 1-5 p.

- Seto, A. C. & S. Bharatha (1991). Thermal conductivity estimation from temperature logs. In: Proceedings of the *SPE International Thermal Operations Symposium*, Bakersfield, California, February 7-8, 179-186 p.
- Shen, P. Y. & A. E. Beck (1986). Stabilization of bottom hole temperature with finite circulation time and fluid flow. *Geophysic Journal of Royal Astronomy Society*, **86**, 63-90.
- Squier, D. P., D. D. Smith, & E. L. Dougherty (1961). Calculated temperature behavior of hot-water injection wells. *Journal of Petroleum Technology*, **14**, 436-440.
- StatSoft, Inc. (2003). STATISTICA (data analysis software system), version 6. www.statsoft.com.
- 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 p.
- Stimac, J. A., F. Goff, & K. Wohletz (2001). Thermal modeling of the Clear Lake magmatic-hydrothermal system, California, USA. *Geothermics*, **30**, 349-390.
- Suárez A., M. C. (2004). Evaluación del potencial, biogénesis y características esenciales de los sistemas geotérmicos submarinos en México -Norte de la costa mexicana del Océano Pacífico y Golfo de California-. *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía*, **17**, 31-43.
- Suárez-Bosche, N., K. Suárez-Bosche, & M. C. Suárez A. (2000). Submarine geothermal systems in México. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 3889-3893 p.
- Suárez-Bosche, N. E., M. C. Suárez-Arriaga, F. Samaniego, & V. Delgado (2005). Fundamental characteristics of hydrothermal submarine systems and preliminary evaluation of its geothermal potential in México. In: Proceedings of the *World Geothermal Congress*, Antalya, Turkey, April 24-29, 10 p.
- Takai, K., M. Hyodo, & T. Shinji (1994). Estimating of equilibrium formation temperature by curve fitting method and it's problems. In: Proceedings of the *19th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, 65-73 p.
- Tilghman, S. E., O. G. Bengel, & C. R. George (1991). Temperature data for optimizing cementing operations. *SPE Drilling Engineering*, **6**, 95-99.
- Timko, D.J., & W.H. Fertl. (1972). How down-hole temperatures, pressures affect drilling, part 5, Predicting hydrocarbon environments with wireline data. *World Oil*, **174**, 73-88.

- Tragesser, A. F., P. B. Crawford, & H. R. Crawford (1967). A method for calculating circulating temperatures. *Journal of Petroleum Technology*, **19**, 1507-1512.
- Verma, S. P. (2005). *Estadística Básica para el Manejo de Datos Experimentales: Aplicación en la Geoquímica (Geoquimiometría)*. 1 ed. Universidad Nacional Autónoma de México, 186 p.
- Verma, S. P. & U. Rodríguez-González (1997). Temperature field distribution from cooling of a magma chamber in La Primavera Caldera, Jalisco, México. *Geothermics*, **26**, 25-42.
- Verma, S. P. & J. Andaverde (2006). Coupling of thermal and chemical simulations in a 3-D integrated magma chamber-reservoir model: A new energy research frontier. *Geothermal Energy Research Frontiers*. F. Columbus, Ed., Nova Science Publishers, Inc.
- Verma, S. P., J. Andaverde, & E. Santoyo (2005). Error propagation in estimates of static formation temperature in boreholes. In: Proceedings of the *Heat Transfer in Components and Systems for Sustainable Energy Technologies*, Grenoble, France, April 5-7, 1-8 p.
- Verma, S. P., J. Andaverde, & 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, & 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.
- Verma, S. P., L. Díaz-González, P. Sánchez-Upton, & E. Santoyo (2006c). OYNYL: A new computer program for ordinary, York, and new York least-squares linear regressions. In: Proceedings of the *5th WSEAS International Conference on Environment, Ecosystems and Development*, Venice, Italy, November 20-22, 997-1002 p.
- Vosteen, H. & R. Schellschmidt (2003). Influence of the temperature on thermal conductivity, thermal capacity and thermal diffusivity for different types of rock. *Physics and Chemistry of the Earth*, **28**, 499-509.
- Wilhelm, H. (1990). A new approach to the borehole temperature relaxation method. *Geophysical Journal International*, **103**, 469-481.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Wisian, K., D. D. Blackwell, S. Bellani, J. A. Henfling, R. A. Normann, P. C. Lysne, A. Forster, & J. Schrotter (1998). Field comparison of conventional and new technology temperature logging systems. *Geothermics*, **27**, 131-141.
- Wooley, G. R. (1980). Computing downhole temperatures in circulation, injection, and production wells. *Journal of Petroleum Technology*, **32**, 1509-1522.
- Wooley, G. R., A. P. Giussani, J. W. Galate, & H. F. Wedelich III (1984). Cementing temperatures for deep-well production liners. In: Proceedings of the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, September 16-19, 1-11 p.