

Un método inverso para estimación de la temperatura inicial de yacimientos geotérmicos

Alfonso García-Gutiérrez¹, José R. Ramos-Alcántara² y Víctor M. Arellano-Gómez¹

¹Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Geotermia, Av. Reforma 113, Col. Palmira, Cuernavaca, Morelos, 62490, México. E-mail: aggarcia@ie.org.mx. ²Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Departamento de Ingeniería Mecánica, Av. Palmira Esq. Apatzingán, Col. Palmira, Cuernavaca, Mor., 62490, México.

Resumen

Se presenta un método para la estimación de la temperatura inicial en las formaciones de yacimientos geotérmicos. El método se basa en la teoría de control donde las temperaturas medidas o registros de temperatura se comparan con las correspondientes temperaturas simuladas a diferentes tiempos con el pozo cerrado. La comparación se hace usando un algoritmo de control el cual hace cambios a las temperaturas de yacimiento originalmente supuestas y realiza iteraciones hasta que se obtiene el mejor ajuste entre los registros de temperatura y las temperaturas simuladas. La simulación del transporte de fluidos y calor en el pozo incluye los procesos de circulación y paro en presencia de pérdidas de circulación, modelados a partir de balances macroscópicos de *momentum* y energía. Los procesos de transporte en la formación consideran al yacimiento como un medio poroso isotrópico y el flujo de fluidos es descrito mediante la Ley de Darcy. Con este modelo se genera el campo de temperaturas, presiones y velocidades como función del tiempo y del espacio. El método se probó usando datos del pozo LV-3 del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, Baja California Sur, México. Las temperaturas estimadas de la formación no perturbada o iniciales se comparan dentro de $\pm 15^{\circ}\text{C}$ con las temperaturas medidas, lo cual es un resultado aceptable desde el punto de vista ingenieril.

Palabras clave: Ingeniería de yacimientos, pozos, registros de temperatura, temperatura inicial, teoría de control.

A reverse method to estimate initial temperatures in geothermal reservoirs

Abstract

A method is presented for estimating the initial temperature in geothermal-reservoir formations. The method is based on *control theory* where the measured temperatures or temperature logs are compared with corresponding simulated temperatures for different times with the well closed. The comparison is made using a control algorithm that makes changes to the originally assumed reservoir temperatures and performs iterations until the best fit between the temperature logs and the simulated temperatures is obtained. The simulation of fluid transport and heat in the well includes the processes of circulation and stop in the presence of circulation losses, modeled on macroscopic balances of momentum and energy. The transport processes in the formation regard the reservoir as an isotropic porous medium and fluid flow is described by Darcy's law. This model generates the fields of temperatures, pressures and speeds as a function of time and space. The method was tested with data from well LV-3 in Las Tres Vírgenes geothermal field, Baja California Sur, Mexico. The estimated temperatures of the undisturbed formation—or initial temperatures—are compared within $\pm 15^{\circ}\text{C}$ with the measured temperatures, which is an acceptable outcome from an engineering point of view.

Keywords: Reservoir engineering, wells, temperature logs, initial temperature, control theory.

1. Introducción

Las temperaturas de formación de los yacimientos geotérmicos constituyen un parámetro importante para su adecuada explotación en la generación de energía eléctrica y/o en el uso directo del calor. Estas temperaturas se emplean en actividades tales como la ubicación de zonas permeables en pozos, la evaluación de reservas energéticas y gradientes geotérmicos, el apoyo a la interpretación de registros de pozo, el diseño de fluidos de perforación y lechadas cementantes, entre otras (e.g., Grant *et al.*, 1969; Ascencio *et al.*, 1994; Takahashi *et al.*, 1997; García *et al.*, 1998a,b, 2000; Santoyo *et al.*, 2000).

Las temperaturas de formación en un pozo geotérmico se obtienen a partir de (1) los registros de temperatura (Dowdle and Cobb, 1975; Ascencio *et al.*, 1994); (2) las temperaturas de entrada y salida de los fluidos de circulación (Osato and White, 2003); (3) correlaciones empíricas (Farris, 1941; Kutasov and Targhi, 1987), y (4) estudios de inclusiones fluidas (Fujino and Yamasaki, 1985). Las correlaciones empíricas fueron desarrolladas en la industria petrolera y tienden a sobreestimar las temperaturas de las formaciones geotérmicas, mientras que el estudio de inclusiones fluidas puede no resultar económico. Los demás métodos pueden agruparse en:

- Clase A, o métodos analíticos sencillos, que se concentran en la parte más profunda del pozo donde se miden directamente las temperaturas de pozo mediante registros. El método de Horner es quizá el más representativo y usado (Dowdle and Cobb, 1975; Kritikos and Kutasov, 1988; Hasan and Kabir, 1994; Ascencio *et al.*, 1994).
- Clase B o métodos de simulación, los cuales tratan de reproducir toda o gran parte de la historia térmica del pozo y la formación circundante (e.g., Raymond, 1969; Luhesi, 1983; Arnold, 1990; Beirute, 1991; García-Gutiérrez *et al.*, 1998a,b, 2000; Ramos-Alcántara, 2004; Olea-González, 2007). En esta clase de métodos hay dos enfoques: (1) A partir de las temperaturas de entrada y salida del fluido de perforación (Osato and White, 2003), y (2) A partir de registros de temperatura medidos a pozo cerrado (e.g., García-Gutiérrez *et al.*, 2002; Ramos-Alcántara, 2004; Olea-González, 2007). Matemáticamente, ambas clases son del tipo de métodos inversos o mal planteados (*ill-posed*) donde la condición inicial, es decir la temperatura no perturbada de la formación, es desconocida.

En el presente trabajo se describe un método para la estimación de la temperatura inicial de las formaciones de yacimientos geotérmicos basado en teoría de control y en registros de temperatura, derivado de los trabajos de Ramos-Alcántara (2004) y Ramos-Alcántara *et al.* (2005).

2. Temperaturas de Yacimiento o Formación

2.1. Metodología

Se simularon los campos de temperatura, velocidad y presión en el pozo y en la formación durante la circulación de fluidos de perforación y durante los paros de perforación, usando una versión modificada de *Geotrans* (García-Gutiérrez *et al.*, 2000). Enseguida, se ajustaron las temperaturas de los lodos de perforación a los registros de temperatura corridos a diferentes profundidades y tiempos de reposo usando un algoritmo de control. Debido a la naturaleza transitoria del proceso simulado, se requiere de una condición inicial de temperatura, la cual se desconoce, por lo que la simulación empieza con valores supuestos de la temperatura inicial del yacimiento, la porosidad y las pérdidas de circulación, los cuales se varían

automáticamente para mejorar el ajuste. Los valores finales se obtienen cuando se satisface un criterio de error (Ramos-Alcántara, 2004).

2.2. Modificaciones a *Geotrans*

El nuevo código de *Geotrans* incluye un balance macroscópico de *momentum* para estimar la presión y velocidad en el pozo. La formación se considera como un medio poroso mediante una ecuación de energía promediada en volumen para estimar el campo de temperaturas, mientras que los campos de velocidad y presión se obtienen de un modelo *darciiano* promediado en volumen. El código modificado es ejecutado como subrutina desde el programa principal que contiene al algoritmo de control (Ramos-Alcántara, 2004).

2.3. Algoritmo de control para inversión de temperaturas

El proceso de inversión para estimar la temperatura inicial de formación a partir de temperaturas registradas y simuladas, consiste en simular la circulación de fluidos y el paro de la perforación partiendo de un perfil supuesto de temperatura inicial y de datos del pozo y de las pérdidas de circulación. Las temperaturas del lodo simuladas durante el reposo se ajustan a los registros de temperatura a diferentes profundidades y tiempos usando el algoritmo de control, el cual varía la temperatura inicial y otras variables independientes, si se usan, hasta que se satisfaga un criterio de error. Las temperaturas iniciales de la última iteración se toman como la verdadera temperatura inicial de la formación o del yacimiento. El algoritmo se basa en el control proporcional que ofrece una acción de control sobre el error de regulación:

$$\frac{dT_{ift}}{dt} = -\frac{e_{reg}}{\tau} \quad (1)$$

donde τ es una constante de tiempo y e_{reg} es un error de regulación, el cual se define en el punto de ajuste (*set-point*) como $e_{reg} = (T_{log} - T_{sim})$. Con esta expresión y el uso de una aproximación de diferencias finitas para la derivada de la ecuación (1), se obtiene:

$$T_{ift}^{t+\Delta t} = T_{ift}^t - \frac{(T_{log} - T_{sim})}{\tau^*}; \quad \tau^* = \frac{\tau}{\Delta t} \quad (2)$$

donde $t+\Delta t$ indica tiempo presente y t denota tiempo pasado.

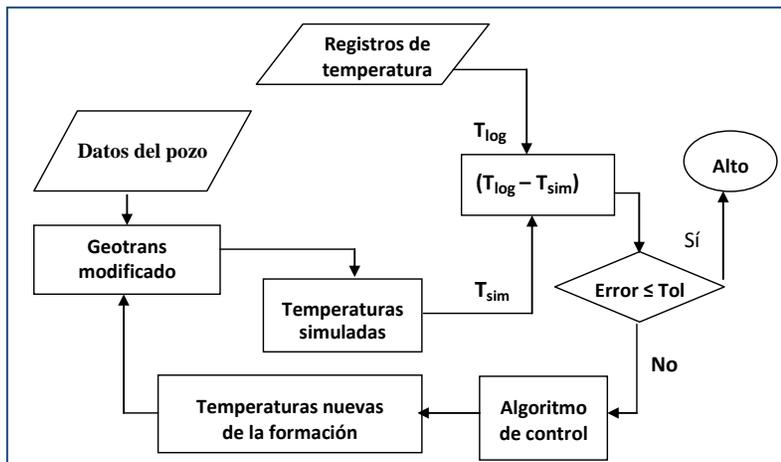


Fig. 1. Algoritmo de control del problema inverso

La Figura 1 muestra la idea del algoritmo, el cual indica que se dispone de temperaturas simuladas y registros de temperatura en aproximadamente las mismas condiciones. Ambos conjuntos de temperatura se comparan punto a punto hasta que se ajustan el uno al otro. El proceso depende de muchas variables, especialmente de la temperatura inicial de la formación, es decir, de la condición inicial del problema matemático.

3. Estimación de T_{sim}

3.1. Modelo térmico del pozo

El modelo térmico del pozo incluido en la versión original de *Geotrans* se describe en detalle por García-Gutiérrez *et al.* (2000). Sin embargo, en la versión modificada, las temperaturas de formación se obtienen a partir de un modelo de una ecuación promediada en volumen, considerando a la formación como un medio poroso isotrópico con conducción y en dos dimensiones. Se incluyen además modelos de la hidrodinámica del pozo y de la formación circundante para estimar las distribuciones de presión y velocidad.

3.2. Hidrodinámica del pozo

La presión y velocidad en el cilindro de perforación y en el espacio anular se obtienen a partir de balances macroscópicos de *momentum* bajo las siguientes suposiciones (Ramos-Alcántara, 2004):

- (i) Un flujo estacionario desarrollado completamente,
- (ii) Un fluido de perforación incompresible con propiedades constantes, y
- (iii) Un área transversal constante en dirección axial.

Las ecuaciones gobernantes en términos de masa son:

$$\frac{1}{A} \frac{\partial W}{\partial z} - \phi = 0 \quad (3)$$

$$\frac{1}{A^2} \frac{\partial W^2}{\partial z} = -\partial z - \frac{fW^2}{2A\rho} - \rho g \quad (4)$$

donde W es el flujo másico, f es un coeficiente de pérdidas por fricción y ϕ es un término fuente de masa que representa las pérdidas de circulación y es nulo en el tubo de perforación. Las pérdidas por fricción están dadas por:

$$f = [1.82 \log(\text{Re}) - 1.64]^{-2} \quad (5)$$

donde Re es el número de Reynolds. Un balance de masa en el espacio anular da:

$$W_1 = W_2 + W_3 \quad (6)$$

donde W_1 y W_2 son los flujos de entrada y salida del fluido de perforación, y W_3 representa el flujo másico que se pierde hacia la formación. Este modelo se resolvió usando diferencias finitas implícitas.

3.3. Modelo térmico de la formación

Matemáticamente, el promediado en volumen permite derivar rigurosamente ecuaciones del *continuum* para sistemas de varias fases. El presente modelo se basa en conservación de masa, *momentum* y energía para un medio poroso efectivo (Ramos-Alcántara, 2004). La ecuación de energía considera conducción y convección bidimensional debido a que el flujo de fluidos se localiza en los intersticios de los poros de la roca del yacimiento.

El sistema físico del yacimiento bajo consideración es un medio fracturado como el ilustrado en la Figura 2, donde la fase σ representa una fase sólida rígida impermeable y la fase o representa un fluido incompresible. El volumen escogido es utilizado para desarrollar las ecuaciones promediadas en volumen que describen el transporte de masa, el *momentum* y la energía. El modelo de transporte de energía promediado en volumen en un sistema geotérmico se obtiene como un modelo de una ecuación a partir de las ecuaciones de transporte de las fases individuales del sólido y líquida, y aplicando el principio de equilibrio térmico local (Quintard y Whitaker, 2000; Ramos-Alcántara, 2004):

$$\langle \rho \rangle C_p \frac{\partial \langle T \rangle}{\partial t} + (\rho C_p)_o \langle \mathbf{v}_o \rangle \cdot \nabla \langle T \rangle = \nabla \cdot [\mathbf{K}^* \cdot \nabla \langle T \rangle] \quad (7)$$

donde $\langle \mathbf{v}_o \rangle$ es la velocidad superficial promedio, $\langle T \rangle$ es la temperatura espacial promedio, $\langle \rho \rangle C_p$ es el producto de la densidad promedio y el calor específico del medio, $(\rho C_p)_o$ es el producto de la densidad promedio y el calor específico de la fase fluida, y $\mathbf{K}^* (= \mathbf{K}_{eff} + \mathbf{K}_D)$ es el tensor total efectivo de conductividad térmica que incluye la contribución de la dispersión térmica. La ecuación (7) permite obtener las temperaturas espaciales promedio si se conocen las velocidades.

Para la solución del tensor efectivo de conductividad térmica y del problema de cerradura, se usan las ecuaciones de Kaviany (1999):

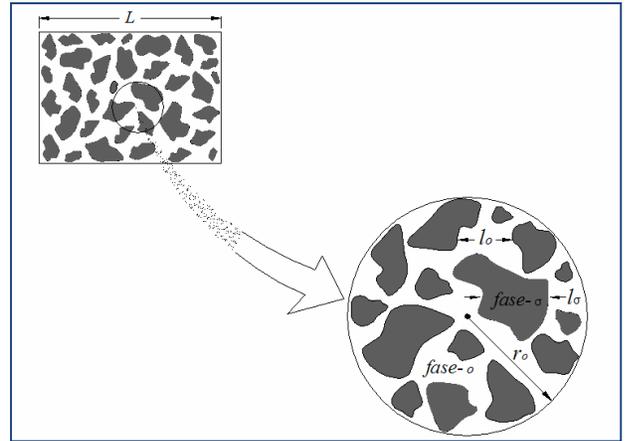


Fig. 2. Volumen promediante de dos fases en un yacimiento geotérmico.

$$\mathbf{K}^*_{\parallel} = (k_{\sigma} + k_1 Pe k_o); \quad k_1 = 0.7 - 0.8 \quad (8)$$

$$\mathbf{K}^*_{\perp} = (k_{ef} + k_2 Pe k_o); \quad k_2 = 0.1 - 0.3 \quad (9)$$

donde

$$k_{ef} = \frac{2\varepsilon_o + (3 - 2\varepsilon_o)(k_R)}{3 - 2\varepsilon_o * \varepsilon_o k_R} (k_o); \quad k_R = (k_{\sigma} / k_o) \quad (10)$$

donde \mathbf{K}^*_{\parallel} y \mathbf{K}^*_{\perp} son los componentes longitudinal y transversal del tensor total efectivo de conductividad térmica, k_o y α_o son la conductividad y difusividad térmicas de la fase fluida, respectivamente, k_{σ} es la conductividad térmica de la fase sólida, y Pe es el número de Peclet. Este modelo se resolvió mediante diferencias finitas implícitas y el algoritmo ADI para obtener las temperaturas promediadas en volumen de la formación (Ramos-Alcántara, 2004).

3.4. Hidrodinámica de la formación del yacimiento – Flujo Darcy

Las ecuaciones gobernantes en 2D promediadas en volumen del transporte de un fluido incompresible en un medio poroso son (Ramos-Alcántara, 2004) son:

(i) Conservación de Masa:
$$\frac{1}{r} \frac{\partial r \langle u_r \rangle}{\partial r} + \frac{\partial \langle u_z \rangle}{\partial z} + \frac{q}{\rho_o} = 0 \quad (11)$$

(ii) Conservación de *momentum* en dirección radial:

$$\langle u_r \rangle = -\frac{K}{\mu_o} \left(\frac{\partial \langle p_o \rangle^o}{\partial r} \right) \quad (12)$$

(iii) Conservación de *momentum* en dirección axial:

$$\langle u_z \rangle = -\frac{K}{\mu_o} \left(\frac{\partial \langle p_o \rangle^o}{\partial z} - \rho_o g \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \quad (13)$$

donde g es la aceleración de la gravedad, μ_o es la viscosidad dinámica, ρ_o es la densidad, $\langle p_o \rangle^o$ es la presión intrínseca, $K (= \mathbf{K}_o = K_r = K_z)$ es la permeabilidad absoluta del medio poroso isotrópico y q es un

término fuente de masa. Despreciando la velocidad axial promedio, caso práctico, en comparación con la velocidad axial del fluido, se obtiene:

$$\frac{K}{\mu_o} \frac{\partial^2 \langle p_o \rangle^o}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{K}{\mu_o} \frac{\partial \langle p_o \rangle^o}{\partial r} + \frac{q}{\rho_o} = 0 \quad (14)$$

con condiciones de frontera impermeables dadas por:

$$\frac{\partial \langle p_o \rangle^o}{\partial r} = 0 \quad \text{en } r = R \quad \forall z \quad (15)$$

$$\frac{\partial \langle p_o \rangle^o}{\partial r} = 0 \quad \text{en } r \rightarrow \infty \quad \forall z \quad (16)$$

Las presiones se obtienen de las ecuaciones (14), (15) y (16), y enseguida se obtienen las velocidades superficiales promedio con la ecuación (13). La permeabilidad se obtiene del modelo de un arreglo de esferas (Whitaker, 1999). La Figura 3 muestra el dominio computacional usado para la estimación de presiones por el método de volumen finito (Patankar, 1980).

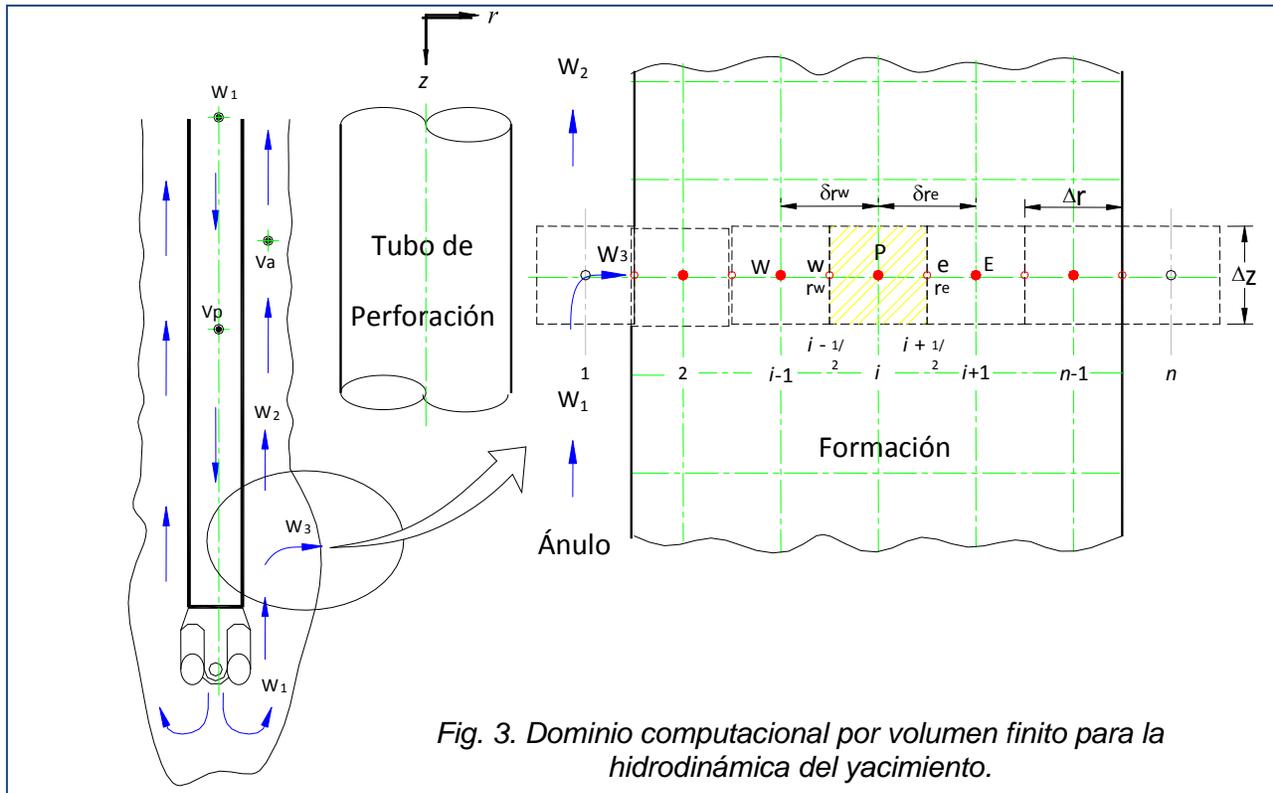


Fig. 3. Dominio computacional por volumen finito para la hidrodinámica del yacimiento.

4. Resultados y discusión

El método presentado fue aplicado para estimar las temperaturas iniciales de formación del pozo LV-3, perforado en el campo geotérmico de Las Tres Vírgenes, Baja California Sur. Se centró en el intervalo de profundidades de interés para la producción de fluidos geotérmicos, es decir, en la zona del yacimiento que corresponde a la etapa cuatro de perforación con barrena de 0.22 m de diámetro, entre los 1281 m y los 1671

m de profundidad. Los registros de temperatura disponibles se tomaron entre 6 y 24 horas de reposo hasta 1996 m de profundidad. Los datos del pozo se muestran en la Tabla 1.

Terminación del Pozo LV-3				
Etapa	1	2	3	4
Diámetro de agujero, m	0.66	0.44	0.31	0.22
Longitud, m	48.00	354.00	879.00	719.00
Diámetro de TP, m	0.1143	0.11430.0	0.1143	0.1143
Espesor de TP, m	0.0074	074	0.0074	0.0074
Propiedades térmicas y de transporte				
Material	K W/(m ² -K)	Cp J/(kg-K)	ρ kg/m ³	μ Pa-s
			2620.0	
Formación	1.86	930.00	0	
Cemento	0.7	2000.00	3140.0	
Metal	43.3	440.00	0	
Fluido de perforación	0.23	1990.00	7800.0	0.000076
			0	
			282.00	
Datos de temperatura y flujo				
Temperatura de entrada °C	Temperatura de superficie °C	Flujo másico kg/s	Gradiente geotérmico °C/m	
30.00	30.00	24.72	0.12	

Tabla 1. Datos del pozo LV-3.

4.1. Hidrodinámica de la formación

Los campos de presión y velocidad del tubo de perforación y ánulo se calcularon primero considerando las pérdidas de circulación. Enseguida, las presiones del ánulo se usaron como condiciones de frontera para resolver el modelo hidrodinámico de la formación. Se usó una permeabilidad de yacimiento (medio poroso isotrópico) de $6.858 \times 10^{-12} \text{ m}^2$, estimada para un diámetro de partícula de $10 \times 10^{-3} \text{ m}$ y porosidades ente 4 y 10% (Ramos-Alcántara, 2004).

La Fig. 4 muestra la distribución de velocidades en el yacimiento alrededor del pozo LV-3, obtenido con el moldeo de flujo *darciiano* promediado en volumen. Se observa flujo del fluido de perforación en los nodos axiales 18, 21, 22, 23 y 24, que corresponden a las profundidades del pozo donde ocurrieron las pérdidas de circulación: 1281 m, 1416 m, 1460 m, 1506 m y 1685 m, de acuerdo al reporte de perforación. Las velocidades calculadas están en el intervalo de 10^{-6} a 10^{-7} m/s . Esto indica la existencia de flujo reptante o de Stokes en la formación del yacimiento de este pozo, y confirma las suposiciones del modelo y el modelado satisfactorio de las pérdidas de circulación.

4.2. Estimación de las temperaturas de la formación no perturbada

Los registros de temperatura del pozo LV-3 con 6, 12, 18 y 24 horas de reposo se muestran en la Figura 5. También se incluyen las temperaturas obtenidas del gradiente geotérmico como referencia.

La Figura 6 muestra una comparación de las temperaturas medidas, o registros de temperatura, y las temperaturas simuladas, las cuales se obtuvieron usando el modelo matemático y el algoritmo de control

descrito antes. También se incluyen las temperaturas medidas y calculadas iniciales o no perturbadas del yacimiento.

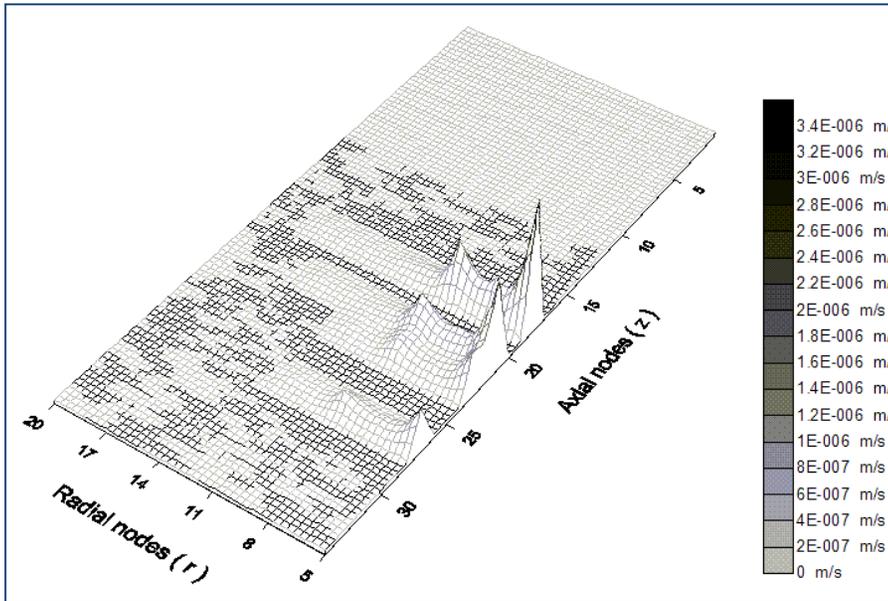


Fig. 4. Campo de velocidades en la formación alrededor del pozo LV-3.

En la Figura 6 se observa que los perfiles de temperatura simulados con el pozo en reposo se ajustan satisfactoriamente a los registros de temperatura con una diferencia máxima de unos 15°C, la cual ocurrió entre 1000 m y 1200 m de profundidad con un tiempo de reposo de 6 horas. Sin embargo, los ajustes mejoran a mayor tiempo de reposo.

Para tiempos cortos de reposo la recuperación térmica observada en las mediciones de temperatura parece ser más lenta que la simulada. Esto puede deberse al efecto pronunciado que la temperatura tiene sobre las propiedades termo-físicas de los

fluidos de perforación, y en menor grado de los materiales sólidos del pozo y del yacimiento que intervienen en el intercambio de calor, efectos no considerados en el presente trabajo.

En las figuras 5 y 6 también se observa que la forma del registro de temperatura con 6 horas de reposo difiere de los demás registros en los intervalos de profundidad de 0 a 600 m y de 900 a 1200 m. Estos intervalos están por encima de la zona permeable del yacimiento (1300 a 2000 m), y por ende este hecho puede ser marginal desde el punto de vista de producción de fluidos geotérmicos.

Por el contrario, se obtuvo un ajuste satisfactorio entre las temperaturas simuladas y los registros de temperatura en la zona de pérdidas, de 1281 a 1685 m de profundidad.

En la Figura 6 se observa también que las temperaturas iniciales o no perturbadas del yacimiento, tanto las medidas como las obtenidas mediante la presente inversión matemática son semejantes. La diferencia típica es de un 7% ($\approx 13^\circ\text{C}$) desde los 500 m hasta la profundidad total del pozo. Sin embargo, a 100 m y a 400 m las diferencias son mayores, con un máximo de 26% ($\approx 19.8^\circ\text{C}$) a 331 m de

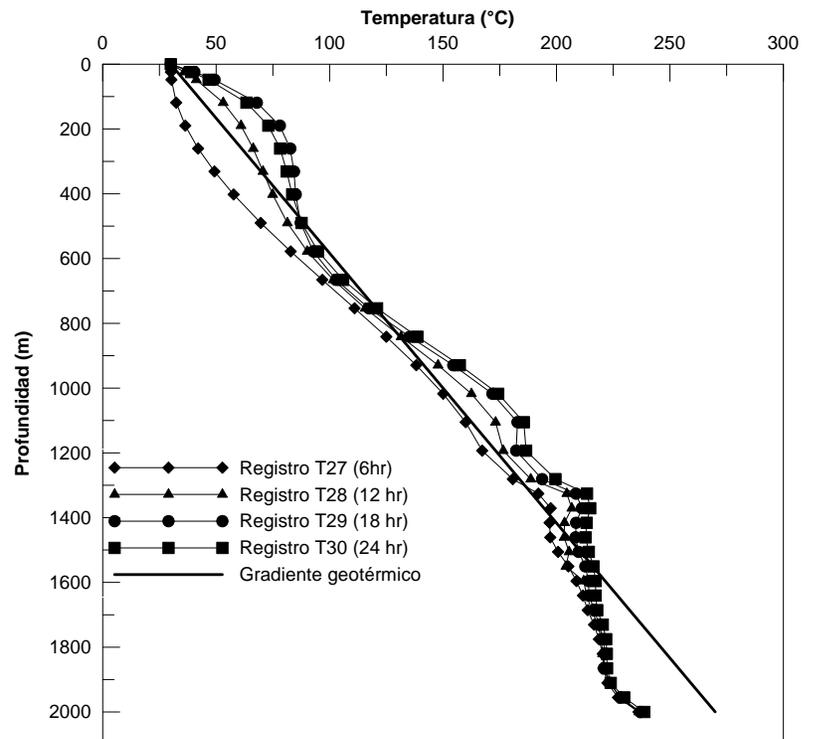


Fig. 5. Registros de temperatura en el pozo LV-13 y gradiente geotérmico.

En la Figura 6 se observa que los perfiles de temperatura simulados con el pozo en reposo se ajustan satisfactoriamente a los registros de temperatura con una diferencia máxima de unos 15°C, la cual ocurrió entre 1000 m y 1200 m de profundidad con un tiempo de reposo de 6 horas. Sin embargo, los ajustes mejoran a mayor tiempo de reposo.

profundidad. Estas elevadas diferencias se localizan lejos de la zona productiva del yacimiento y se consideran aceptables desde un punto de vista práctico.

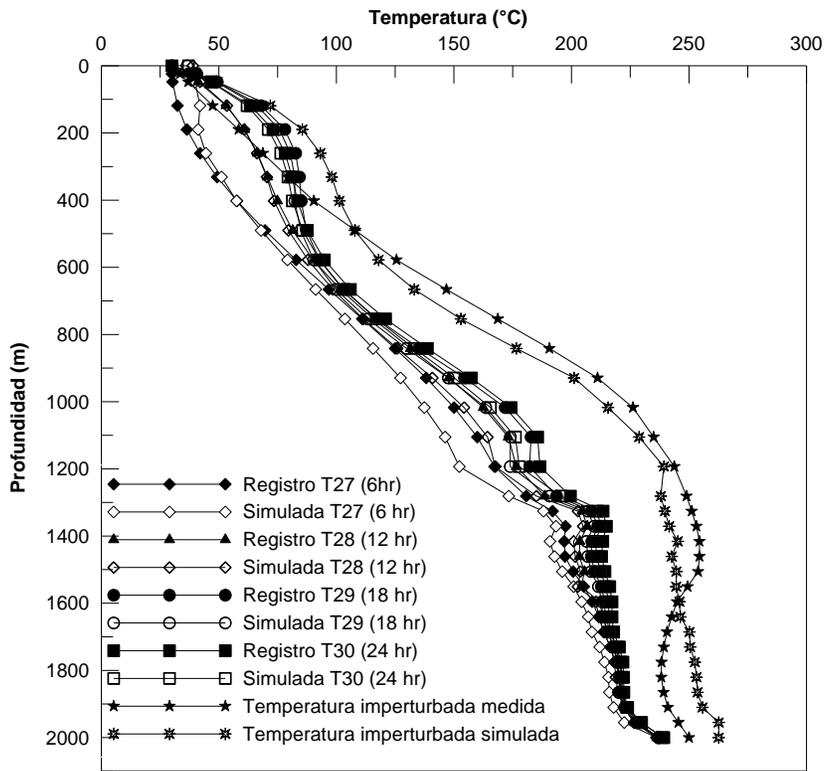


Fig. 6. Ajuste de temperaturas simuladas a los registros de temperatura del pozo LV-3 y a las temperaturas iniciales del yacimiento medidas y estimadas con el presente método.

5. Discusión

Los resultados del presente trabajo indican que el método es adecuado para la estimación de las temperaturas iniciales de un yacimiento geotérmico a partir de datos de registros de temperatura tomados durante la perforación de un pozo, y que el modelo matemático empleado es una aproximación razonable de los procesos de circulación y paro en presencia de pérdidas de circulación.

El algoritmo de inversión proporciona un ajuste adecuado de las temperaturas simuladas a los registros de temperatura cambiando la temperatura inicialmente supuesta del yacimiento, es decir la condición inicial desconocida del problema inverso, y la temperatura no perturbada resultante del yacimiento se compara satisfactoriamente con las temperaturas estabilizadas medidas en el pozo.

El modelado en detalle de la zona del yacimiento donde ocurren las pérdidas de circulación resulta en una mejor estimación de las temperaturas no perturbadas del yacimiento, aunque aún se requieren modelos más detallados y extensos para mejorar las estimaciones. También es deseable realizar más pruebas de la presente metodología.

6. Conclusiones

Se desarrolló una metodología para estimar las temperaturas no perturbadas de los yacimientos geotérmicos, la cual consiste en un modelo mejorado de la circulación y suspensión de la perforación de un pozo en presencia de pérdidas de circulación, y de un problema inverso basado en teoría de control para su solución. La formación se consideró como un medio poroso isotrópico, y su modelado mediante promedios volumétricos permitió entender mejor y con más detalle los fenómenos de transporte en el yacimiento. La aplicación del modelo y del algoritmo de inversión para la estimación de las temperaturas iniciales del yacimiento en el pozo LV-3 del campo geotérmico de Las Tres Vírgenes se realizó satisfactoriamente. La diferencia entre temperaturas medidas y estimadas resultó típicamente en un 7% ($\approx 13^{\circ}\text{C}$) desde los 500 m de profundidad hasta el fondo del pozo, con diferencias máximas de 26% ($\approx 19.8^{\circ}\text{C}$) a 331 m de profundidad. Estos resultados son aceptables para aplicaciones prácticas, aunque se requiere realizar más pruebas con el presente método.

Agradecimientos

Los autores agradecen a las autoridades del Instituto de Investigaciones Eléctricas y del Centro Nacional de Investigación y Desarrollo por su permiso y apoyo para publicar el presente trabajo.

Referencias

- Arnold, F.C., 1990. Temperature variation in a circulating wellbore fluid. *Journal of Energy Resources Technology*, 112, pp. 79-83.
- Ascencio, F., A. García, J. Rivera, y V. Arellano, 1994. Estimation of undisturbed formation temperatures under spherical radial heat flow conditions. *Geothermics*, 23(4), pp. 317-326.
- Beirute, R.M., 1991. A circulating and shut-in well-temperature-profile simulator. *Journal of Petroleum Technology*, September 1991. pp. 1140-1146.
- Dowdle, W. L., and W.M. Cobb, 1975. Static formation temperatures from well logs – an empirical method. *Journal of Petroleum Technology*, November 1975, pp. 1326-1330.
- Farris, R.F., 1941. A practical evaluation of cement for oil wells. In: *Drilling Production Practice*, American Petroleum Institute, 11, pp. 283-292.
- Fujino, T., and T. Yamasaki, 1985. The use of fluid inclusion geothermometry as an indicator of reservoir temperature and thermal history in the Hatchobaru geothermal field, Japan. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 9, pp. 429-433.
- García-Gutiérrez, A., E. Santoyo, G. Espinosa, and I. Hernández, 1998a. Estimation of temperatures in geothermal wells during circulation and shut-in in the presence of lost circulation. *Journal of Transport in Porous Media*, 33(12), pp. 103-127.
- García-Gutiérrez, A., I. Hernández, G. Espinosa, and E. Santoyo, 1998b. TEMLOPI: A thermal simulator for estimation of drilling mud and formation temperatures during drilling of geothermal wells. *Computers and Geosciences*, 24(5), pp. 465-477.
- García-Gutiérrez, A., G. Espinosa, E. Santoyo, P. Mendoza, and I. Hernández, 2000. GEOTRANS: A computer code for estimating transient temperatures in the completion of geothermal wells with drilling losses. *Proceedings of the World Geothermal Congress*, Kyushu – Thohoku, Japan, May 28-June 10, 2000, pp. 4023-4028.
- García-Gutiérrez, A., G. Espinosa, A. Vázquez, J. De León, M. Rodríguez, and V. Arellano, 2002. Estimation of formation temperatures using simulation and optimization techniques of circulation and shut-in processes. In: *Proceedings of the International Conference on the Earth's Thermal Field and Related Research Methods*, Moscow, Russia, 17-20 June 2002, pp. 73-77.
- Grant, M.A., I.G. Donaldson, and P.F. Bixley, 1969. *Geothermal Reservoir Engineering*, Academic Press, New York.
- Hasan, A.R., and C.S. Kabir, 1994. Static reservoir temperature determination from transient data after mud circulation. *SPE Drilling and Completion*, March, 1994, pp. 17-24.

- Kaviany, M., 1999. *Principles of heat transfer in porous media*. Springer-Verlag, New York, USA.
- Kritikos, W.R., and I.M. Kutasov, 1988. Two-point method for determination of undisturbed reservoir temperature. *SPE Formation Evaluation Journal*, March 1988, pp. 222-226.
- Kutasov, I. M., and A.K. Targhi, 1987. Better deep-hole BHTC estimations possible. *Oil and Gas Journal*, May 1987, pp. 71-73.
- Luhesi, M.N., 1983. Estimation of formation temperature from borehole measurements. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, 74, pp. 747-776.
- Olea-González, U., 2007. Transferencia de Calor en la Construcción de Pozos Petroleros: Método Inverso. Tesis Doctoral, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca, México. Inédito.
- Osato, K., S. Ujo, and S.P. White, 2003. Prediction of formation equilibrium temperature while drilling based on drilling mud temperature: inverse problem using TOUGH2 and wellbore thermal model. *Proceedings of TOUGH Symposium 2003*, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, USA.
- Patankar, S.V. 1980. *Numerical heat transfer and fluid flow*. McGraw-Hill, New York, USA.
- Quintard, M., and S. Whitaker, 2000. Theoretical analysis of transport in porous media. *In: Handbook of Heat Transfer in Porous Media* (Hadim, H. and Kambiz V., Eds.). Marcel Decker, Inc., New York, USA.
- Ramos-Alcántara, J.R., 2004. Estimación de temperaturas de yacimientos geotérmicos a partir de las temperaturas de entrada y salida de los fluidos de perforación. Tesis de Maestría, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Cuernavaca, México. Inédito.
- Ramos-Alcántara, J.R., A. Vázquez-Rodríguez, R. Salazar-Mendoza, and O. Cázares-Candia, 2005. Estimation of unperturbed formation temperatures of geothermal reservoirs by mud temperature logs taken while drilling a geothermal well (inverse problem). *Transactions of the Geothermal Resources Council*, Vol. 31, pp. 575-579.
- Raymond, L.R., 1969. Temperature distribution in a circulating drilling fluid. *Journal of Petroleum Technology*, March 1969, pp. 333-341.
- Santoyo, E., A. García, G. Espinosa, I. Hernández, and S. Santoyo, 2000. STATIC_TEMP: A useful computer code for calculating static formation temperatures in geothermal wells. *Computers and Geosciences*, 26, pp. 01-217.