

MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA TEMPERATURA ESTÁTICA DE LA FORMACIÓN EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GEOTÉRMICOS.

RODRÍGUEZ MARTÍN, Javier ^(1,2); PANIAGUA LÓPEZ, Ignacio ⁽²⁾

JIMÉNEZ ÁLVARO, Ángel ⁽²⁾; NIETO CARLIER, Rafael ⁽²⁾

GONZÁLEZ FERNÁNDEZ, Celina ⁽²⁾

⁽¹⁾ javier.rodriguez.martin@upm.es

⁽²⁾ Unidad docente de Termodinámica

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales.

Universidad Politécnica de Madrid

RESUMEN

Las empresas explotadoras de yacimientos de petróleo y geotérmicos diseñan y construyen sus instalaciones optimizándolas según dos características especialmente representativas: su temperatura y su presión. Por ello, tener información precisa sobre ambos aspectos lo antes posible puede permitir ahorros importantes en las inversiones en infraestructuras y también acortar los plazos de comienzo de explotación; ambos, aspectos esenciales en la rentabilidad del yacimiento.

La temperatura estática de una formación es la temperatura existente antes del inicio de las tareas de perforación del yacimiento. Las operaciones de perforación tienen como objetivo perforar, evaluar y terminar un pozo para que produzca de una forma rentable. Durante estas tareas se perturba térmicamente la formación debido a la duración de la perforación, la circulación de fluidos de refrigeración, la diferencia de temperaturas entre la formación y el fluido que perfora, el radio, la difusividad térmica de las formaciones y la tecnología de perforación [7].

La principal herramienta para determinar la temperatura estática de formación son las medidas de temperaturas en los pozos. Estas medidas de temperatura se realizan una vez cesados los trabajos de perforación y circulación de fluidos. El conjunto de medidas de temperatura obtenidas es una serie de valores ascendentes, pero no llega a alcanzar el valor de la temperatura estática de la formación. Para estimar esta temperatura se plantean las ecuaciones diferenciales que describen los fenómenos de transmisión de calor en el yacimiento [14]. Estos métodos se emplean tanto en yacimientos geotérmicos como en yacimientos de petróleo indistintamente [16]. Cada uno de ellos modela el problema de transmisión de calor asociado de una forma distinta, con hipótesis simplificadoras distintas.

Se ha comprobado que la aplicación de los distintos métodos a un yacimiento en concreto presenta discrepancias en cuanto a los resultados obtenidos [2,16]. En muchos de los yacimientos no se dispone de información sobre los datos necesarios para aplicar el método de estimación. Esto obliga a adoptar una serie de hipótesis que comprometen la precisión final del método utilizado. Además, puede ocurrir que el método elegido no sea el que mejor reproduce el comportamiento del yacimiento.

En el presente trabajo se han analizado los distintos métodos de cálculo. De la gran variedad de métodos existentes [9] se han seleccionado los cuatro más representativos [2,7]: *Horner* (HM), *flujo radial* y *esférico* (SRM), *de las dos medidas* (TLM) y *de fuente de calor cilíndrica* (CSM). Estos métodos se han aplicado a una serie de yacimientos de los cuales se conoce la temperatura estática de la formación. De cada yacimiento se disponía de datos tanto de medidas como de las propiedades

termo-físicas. Estos datos, en ocasiones, eran insuficientes para la aplicación de todos los métodos, lo cual obligo a adoptar hipótesis sobre los mismos. Esto ha permitido evaluar la precisión de cada método en cada caso. A partir de los resultados obtenidos se han formulado una colección de criterios que permiten seleccionar qué método se adapta mejor para el caso de un yacimiento concreto, de tal manera que el resultado final sea lo más preciso posible. Estos criterios se han fijado en función de las propiedades termo-físicas del yacimiento, que determinan el tipo de yacimiento, y del grado de conocimiento que se dispone del yacimiento objeto de estudio.

Palabras clave: Yacimiento geotérmico, yacimiento de petróleo, temperatura estática, formación, métodos de cálculo, Horner.

1. Introducción

La perforación de yacimientos de petróleo y geotérmicos presentan técnicas de perforación y terminación similares [12]. La caracterización de los yacimientos de petróleo y geotérmicos es una tarea de gran importancia para las empresas explotadoras. Los parámetros más representativos de un yacimiento son: presión, temperatura y composición. En el caso de los yacimientos de petróleo estos tres parámetros permiten estimar el volumen y el tipo de petróleo del que se dispone en el yacimiento [4]. En el caso de los yacimientos geotérmicos, la presión, la temperatura y la composición del recurso determinan el tipo de central eléctrica que permitirá obtener un mayor rendimiento tanto económico como energético del yacimiento [12].

La composición del yacimiento, tanto en el caso del petróleo como en el caso geotérmico se obtiene mediante el análisis de muestras extraídas directamente durante la perforación [4, 12]. La presión y la temperatura se obtienen mediante medidas realizadas a través de sensores una vez finalizadas las tareas de perforación. El problema reside en que tanto la temperatura como la presión son perturbadas durante la perforación, lo que hace necesario que transcurra un cierto tiempo, llamado *tiempo de estabilización*, hasta que recuperan su valor original [7].

La técnica de perforación más empleada es la perforación a rotación. Este proceso requiere de un sistema de refrigeración y de extracción de residuos. Se inyecta por el centro de la columna de perforación un fluido, llamado *fluido de circulación*, que baja hasta el trépano, refrigerando, y asciende a la superficie por el exterior de la columna, arrastrando los residuos. Una vez alcanzado el yacimiento, la columna de perforación no se extrae inmediatamente, sino que permanece un tiempo dentro del pozo. Durante parte de este periodo, denominado *tiempo de circulación*, se continúa inyectando fluido de circulación para limpiar el pozo de restos de tierra y rocas. Una vez finalizada la circulación de fluidos, se realizan las operaciones de medida de temperatura y presión sin extraer la columna de perforación ya que ésta tiene incluidos los sensores de medida.

Debido a que mientras se realiza la toma de medidas el yacimiento no es productivo, estas se realizan en tiempos anteriores al tiempo de estabilización. Esto provoca que los registros no representen las condiciones del yacimiento. Si las medidas se realizasen en un tiempo suficientemente largo, tiempo de estabilización, el registro obtenido coincidiría con el valor original del yacimiento, presión y temperatura de formación.

Esto hace necesario el empleo de métodos basados en medidas para la estimación de la presión y la temperatura de los yacimientos. En el caso de la presión, el tiempo de estabilización es más corto que en el caso de la temperatura y las condiciones de contorno son similares en todos los casos. Esto permite obtener una única solución a la ecuación diferencial que gobierna el fenómeno. Esta solución es común para todos los tipos de yacimientos [5]. Para la temperatura existe una gran variedad de métodos de estimación [9]. Esto es debido a que las condiciones de contorno del problema son más variables que en el caso de la presión. Cada método utiliza unas hipótesis y condiciones de contorno diferentes. Por lo tanto presentan resultados distintos según se ajusten las hipótesis del método al yacimiento objeto de estudio [2, 14, 16]. Una primera clasificación de los métodos se puede hacer según la geometría adoptada para modelizar la zona perturbada térmicamente. Existen dos configuraciones dependiendo de la simetría respecto el punto de medida de temperaturas: cilíndrica y esférica. Otra posible clasificación hace referencia a los métodos de transmisión de calor considerados: conducción y convección.

En esta comunicación se van a estudiar cuatro de los métodos más utilizados tanto en yacimientos geotérmicos como en yacimientos de petróleo [2, 7]: *Horner (HM)*, *flujo radial y esférico (SRM)*, *de*

las dos medidas (TLM) y de fuente de calor cilíndrica (CSM). Estos métodos se han analizado según los siguientes criterios:

- Representatividad del problema.
- Dificultad de aplicación del método.
- Velocidad de estabilización del yacimiento.
- Disponibilidad de propiedades termo-físicas.
- Dependencia del número de medidas.

Se va mostrar un ejemplo de aplicación a tres casos concretos: un yacimiento de referencia, que permitirá comprobar el empleo correcto de los métodos, un yacimiento de petróleo y un yacimiento geotérmico.

2. Métodos de cálculo.

En la Tabla 1 se presentan las principales características de los métodos objeto de estudio. Se han seleccionado métodos que combinan distintas geometrías para la zona perturbada térmicamente, distintos fenómenos de transmisión de calor y distintas condiciones de contorno. Una descripción más detallada de cada método se puede consultar en la bibliografía [3, 5, 8, 10].

Tabla 1: Principales características de los métodos estudiados.

Método	Geometría	Fenómenos de transmisión de calor	Condiciones de contorno
HM [5]	Cilíndrica	Conducción	- Temperatura uniforme en el instante inicial. - Gradiente de radial de temperaturas nulo.
SRM [3]	Esférica	Conducción	- Se desprecia la perturbación originada por el periodo de circulación de fluidos.
TLM [10]	Cilíndrica	Conducción	- Se modeliza la perforación como un cilindro con una distribución inicial de temperaturas inmerso en un medio infinito a temperatura constante.
CSM [8]	Cilíndrica	Conducción Convección	- Fuente de calor cilíndrica.

3. Datos de medidas y propiedades termo-físicas de los pozos.

Como ejemplo, se va presentar la aplicación de los métodos anteriormente expuestos a los tres yacimientos de la Tabla 2. El yacimiento SHEN1 es un yacimiento de referencia, empleado para validar los métodos de cálculo. En esta comunicación se emplea para verificar que los métodos estudiados se han utilizado correctamente y permite disponer de datos con un grado alto de fiabilidad.

El yacimiento DOWDLE1 es un yacimiento de petróleo situado en el Golfo de México (USA), mientras que el pozo ROUX1 es de origen geotérmico y se encuentra en la región de Kelly Hot Spring (USA).

Tabla 2: Datos de las medidas de los casos de ejemplo.

Nombre	Tipo	Localización	Medidas	
			Tiempo (h)	Temperatura (K)
SHEN1 [8,15]	Validación	-	2,5	330
			5	334
			7,5	337
			10	340
			15,5	343
			20	345
			30	347
DOWDLE1 [5,8]	Petróleo	Golfo México (USA)	8,3	389
			11	398
			13,5	401
ROUX1 [8, 13]	Geotérmico	Kelly Hot Springs (USA)	14,3	357
			22,3	363
			29,3	368

Aparte de las medidas de temperatura, son necesarias otra serie de variables que permiten la caracterización del yacimiento, tanto geoméricamente como térmicamente, y que son utilizadas en los distintos métodos. Las variables necesarias son:

- Tiempo de circulación de fluidos.
- Propiedades térmicas de la formación
- Propiedades térmicas del fluido de circulación
- Coeficiente de transmisión de calor
- Difusividad térmica de la formación
- Radio del pozo
- Masa de fluido de circulación.

Un parámetro que caracteriza el yacimiento es su velocidad. Se entiende por velocidad de un yacimiento el tiempo de estabilización que necesita para recuperar su temperatura de formación una vez perturbado térmicamente. La velocidad del yacimiento se puede evaluar mediante el cociente de la difusividad térmica y el radio del pozo. Valores de este parámetro muy inferiores a 0,4 permiten afirmar que un yacimiento es rápido. Por el contrario valores cercanos o superiores a 0,4 indican que

un yacimiento es lento. Los yacimientos que sirven de ejemplo se pueden catalogar, atendiendo a su velocidad, como: ROUX1 lento, SHEN1 y DOWDLE rápidos.

En muchas ocasiones no se conocen todos los valores de estas variables, por lo que hay que realizar hipótesis sobre estos parámetros condicionando de este modo el resultado de la estimación. Para el yacimiento SHEN1, al tratarse de un yacimiento de referencia se dispone de toda la información necesaria, mientras que de los yacimientos ROUX1 Y DOWDLE1 se dispone de una información parcial, la cual se ha completado utilizando consultado la bibliografía existente [8]. Esto ha permitido apreciar cómo afecta al resultado final el grado de conocimiento de las variables de entrada.

4. Resultados

En la tabla 3 se aprecian los resultados obtenidos al aplicar los cuatro métodos de estimación de la temperatura estática de formación. (HM, SRM, TLM y CSM) a los yacimientos ejemplo (ROUX1, DOWDLE1 y SHEN1).

Tabla 3: Resultados obtenidos para la temperatura estática de la formación.

POZO	TEMPERATURA ESTÁTICA DE FORMACIÓN				
	Real (K)	HM (K)	SRM (K)	TLM (K)	CSM (K)
ROUX1	388,15	380,51	391,28	378,55	373,92
DOWDLE1	422,04	423,91	444,34	421,41	426,35
SHEN1	353,15	350,04	358,06	347,69	351,48

En la Figura 1 se pueden reflejar los errores cometidos en la estimación de la temperatura estática de la formación para cada yacimiento. Cabe destacar que los resultados para el pozo de SHEN1 son bastante precisos, lo que valida la correcta utilización de los cuatro métodos de cálculo.

A continuación se van a analizar los distintos criterios expuestos en la introducción.

4.1. Representatividad del problema.

El método CSM es el que mejor representa el problema, ya que está comprobado que, dependiendo de la estructura terrestre de la región donde se localiza el yacimiento, los fenómenos de convección de calor pueden tener una influencia apreciable. Los métodos HM y SRM presentan una representatividad media, ya que solo consideran fenómenos de conducción a la hora de plantear y resolver la ecuación diferencial. El método TLM presenta una representatividad media baja, ya que está orientado a la utilización de solamente dos medidas para su aplicación.

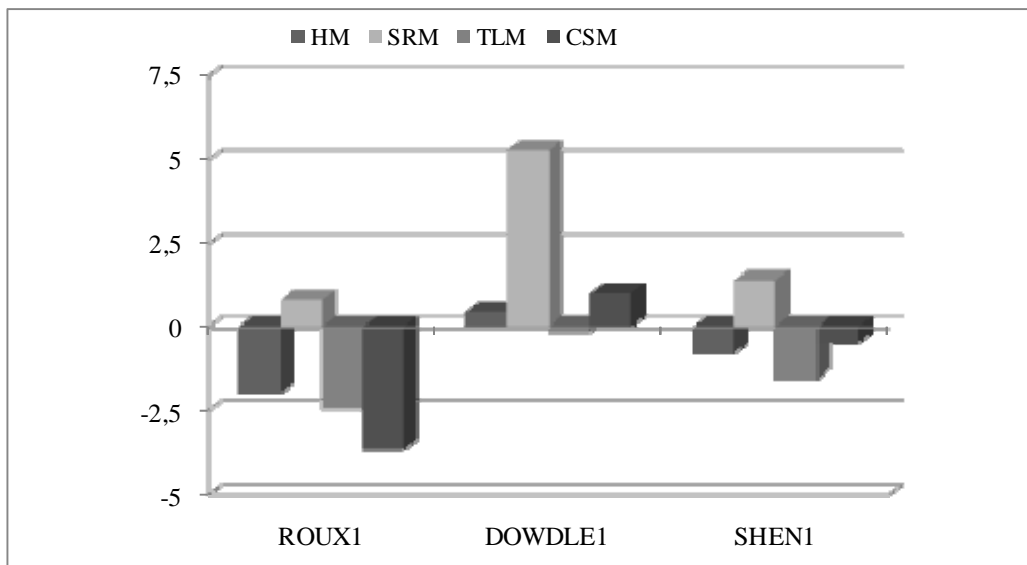


Figura 1. Resultados obtenidos para la temperatura estática de la formación.

4.2. Dificultad de aplicación.

Los métodos HM y SRM presentan una dificultad de aplicación baja, ya que el problema se resuelve mediante una regresión lineal directa entre las medidas y una función del tiempo particular de cada método [2,14 ,16]. El método TLM se aplica resolviendo el algoritmo de cálculo para cada pareja de temperaturas y calculando la media de todos los resultados obtenidos. Precisa de la resolución de la integral exponencial mediante una aproximación numérica [2, 14, 16]. Esto hace que su dificultad de aplicación sea intermedia. El método CSM, al ser el que más rigurosamente representa la solución, precisa de un algoritmo de cálculo más complicado.

4.3. Disponibilidad de las propiedades termo-físicas.

En los ejemplos desarrollados, se comprueba que el caso de los yacimientos ROUX1 y DODWLE1 los resultados obtenidos por el método CSM presentan errores mayores que otros métodos. Esto se debe a que este método exige un conocimiento preciso de las propiedades termo-físicas y geométricas del yacimiento [8].

Para los métodos TLM y HM únicamente es necesario disponer de los datos referentes al tiempo de circulación y del cociente de la difusividad térmica y el radio del pozo. Para el método SRM únicamente es necesario el conocimiento de este último parámetro, ya que se desprecia el periodo de circulación de fluidos [3].

4.4. Tipología del yacimiento.

Los métodos HM y SRM son los más influenciados por la rapidez del yacimiento, debido a las hipótesis empleadas en ambos. La solución del método HM se obtiene bajo la condición de que el gradiente radial de temperaturas permanezca constante durante el tiempo de estabilización, lo cual se cumple en yacimientos rápidos [5]. En el método SRM se desprecia el periodo de circulación de fluidos [3]. Este periodo presenta una menor influencia en yacimiento en los cuales se necesite un tiempo grande para alcanzar la estabilización, es decir en yacimientos lentos. El método TLM depende

en gran medida del instante en que se realizan las dos medidas necesarias por su aplicación. Por motivos económicos, como se dijo anteriormente, se intenta realizar las medidas de temperatura lo más pronto posible. Por este motivo este método presenta mejores resultados para pozos rápidos, ya que en estos las medidas empleadas permiten realizar una mejor aproximación. El método CSM es de aplicación general, por lo tanto es aplicable tanto para yacimientos lentos como rápidos.

En los ejemplos desarrollados se puede apreciar como el método HM presenta mejores resultados en los yacimientos rápidos (DODWLE1 y SHEN1) mientras que el método SRM los presenta en el yacimiento lento (ROUX1). Para el método CSM el efecto de la velocidad del yacimiento está solapado por el error cometido a la hora de estimar las propiedades termo-físicas necesarias para la aplicación de este método.

4.5. Número de medidas.

En general se puede afirmar que cuanto más tiempo se tarde en realizar las medidas y más se realicen, estas serán más representativas. Esto es inviable por motivos económicos. La práctica general es la de realizar de 2 a 4 medidas en tiempos relativamente cercanos al fin de la perforación. Los métodos HM y SRM presentan mejores resultados cuanto más medidas se disponga, siendo 3 el número mínimo de medidas necesario para su aplicación. Mediante el método TLM se obtienen buenos resultados con 2 ó 3 medidas. Para un número mayor de medidas presenta peores resultados ya que las temperaturas realizadas en tiempos cortos penalizan gravemente la estimación [6]. El método CSM es independiente del número de medidas que se utilice, siendo 3 el número mínimo de medidas.

En la tabla 4 se presenta un resumen de la influencia de los distintos factores estudiados en la precisión de los métodos estudiados.

Tabla 1. Resumen del análisis de los distintos métodos.

Método	Dificultad de aplicación	Representatividad del problema	Conocimiento propiedades termo-físicas	Tipología del yacimiento.	Numero Medidas
HM	Baja	Media	Bajo	Rápidos	Media
TLM	Medio	Baja	Medio	Rápidos	Alta
SRM	Baja	Media	Bajo	Lentos	Media
CSM	Alta	Alta	Alta	General	Independiente

5. Conclusiones.

La temperatura estática de formación es uno de los parámetros que caracteriza un yacimiento, tanto de petróleo como geotérmico. Su determinación con precisión es vital para obtener un diseño óptimo de las instalaciones que permitirán la explotación del yacimiento.

El método ideal para determinar la temperatura estática de formación sería medirla directamente una vez estabilizado el yacimiento. Pero esto no es posible porque durante el tiempo de medida el yacimiento no es productivo y, por lo tanto, no es rentable. Para poder estimar el valor de esta temperatura se han desarrollado una gran variedad de métodos. Estos utilizan como variables de entrada medidas de temperatura en tiempos inferiores al de estabilización y propiedades termo-físicas propias del yacimiento.

De todos los métodos existentes, los métodos HM, SRM, TLM y CSM son los más empleados. Cada uno de estos métodos de estimación de la temperatura de formación tiene unas hipótesis propias. La precisión del método utilizado depende de la concordancia entre las condiciones reales del yacimiento y las hipótesis propias del método. Además, en multitud de yacimiento se dispone de una información sesgada a cerca de sus propiedades termo-físicas, lo cual limita la precisión del cálculo.

La conclusión fundamental es que se debe tratar de obtener la mayor información posible del yacimiento objeto de estudio para obtener una solución con la máxima precisión (CSM). En caso de no disponer de datos precisos para la aplicación de un método sofisticado, optar por la aplicación de otro más sencillo (HM para yacimientos rápidos ó SRM para lentos). Se necesitan como mínimo 2 medidas de temperatura para poder realizar una estimación de la temperatura de formación de un yacimiento (método TLM).

6. Referencias

- [1] ABRAMOWITZ, M. STEGUN, I.A. (1964). *Handbook of mathematical functions with formulas, graphs, and mathematical tables*. New York: Dover 1964, (Ed. Dover publications).
- [2] ANDAVERDE, J. ET AL. *Uncertainty estimates of static formation temperatures in boreholes and evaluation of regression models*. Geophysical Journal International, 2005, vol 160, pp 1112-1122.
- [3] ASCENCIO, F. SAMANIEGO, F. RIVERA, J. Application of a spherical-radial heat transfer model to calculate geothermal gradients from measurements in deep boreholes. Geothermics, 2006, vol 35, pp 70-78.
- [4] BIDNER, M.S. *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo*. Buenos Aires: Eudeba 2001, 20 p. (Ed. de la Universidad de Buenos Aires).
- [5] DOWDLE, W. L. COBB, W. M. *Static formation temperature from well logs-an empirical method*. Journal of Petroleum Technology, 1975, vol 27, pp. 1326-1330.
- [6] DRURY, M. J. *On a possible source of error in extracting equilibrium formation temperatures from borehole BHT data*. Geothermics, 1984, vol 13, pp. 175-180.
- [7] ESPINOSA-PAREDES, G. ET AL. *Application of a proportional-integral control for the estimation of static formation temperatures in oil wells*. Marine and Petroleum Geology, 2009, vol 26, pp. 259-268.
- [8] HASAN, A. R., & KABIR, C. S. *Static reservoir temperature determination from transient data after mud circulation*. SPE Drilling and Completion, 1994, vol 9, pp 17-24.
- [9] HERMANRUD, C. ET AL. *Estimates of virgin rock temperature derived from BHT measurements: bias and error*. Geophysics, 1990, vol 55, 924-931.

- [10] KRITKOS, W. P. KUTASOV, I. M. (1988). *Two-point method for determination of undisturbed reservoir temperature*. SPE Formation evaluation, 1988, vol 3, pp 222-226.
- [11] OLEA-GONZÁLEZ, U. ET AL. *Estimación de temperaturas de formación en yacimientos: Método inverso*. Revista Mexicana de Ingeniería Química, 2007, vol 6, pp 65-74.
- [12] POUS, J. JUTGLAR, LL. *Energía geotérmica*. Barcelona: Energías Alternativas y Medio Ambientales, 2004. 104-118 p. (Ed. Ceac).
- [13] ROUX, B., SANYAL, S., & BROWN, S. "An improved approach to estimating true reservoir temperature from transient temperature data". *Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, (1980) Stanford, CA, USA. p 373-384.
- [14] SANTOYO, E. ET AL. *STATIC TEMP: a useful computer code for calculating static formation temperatures in geothermal wells*. Computers & Geosciences, 2000, vol 26, pp 201-217.
- [15] SHEN, P. Y. BECK, A. E. *Stabilization of bottom hole temperature with finite circulation time and fluid flow*. Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society, 1986, vol 86, pp. 63-90.
- [16] SURENDRA, P. ET AL. *Application of the error propagation theory in estimates of static formation temperatures in geothermal and petroleum boreholes*. Energy Conversion and Management, 2006, vol 47, pp 3659-3671.