



EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DE CORRELACIONES DE FRACCIÓN VOLUMÉTRICA DE VAPOR PARA LA MODELACIÓN NUMÉRICA DE FLUJO BIFÁSICO EN POZOS GEOTÉRMICOS

STATISTICAL EVALUATION OF VOID FRACTION CORRELATIONS FOR THE NUMERICAL MODELING OF TWO-PHASE FLOW IN GEOTHERMAL WELLS

A. Álvarez del Castillo¹, E. Santoyo^{2*}, O. García-Valladares² y P. Sánchez-Upton¹

¹Centro de Investigación en Energía (UNAM), Posgrado en Ingeniería (Energía-Geotermia), Privada Xochicalco s/n, Centro, Temixco, Mor., 62580, México

²Centro de Investigación en Energía (UNAM), Sistemas Energéticos, Privada Xochicalco s/n, Centro, Temixco, Mor., 62580, México

Recibido 3 de Julio 2009; Aceptado 5 de Marzo 2010

Resumen

La predicción de los perfiles de presión y temperatura en pozos geotérmicos bifásicos es una tarea fundamental para estudiar sus mecanismos de producción de flujo. La fracción volumétrica de vapor es uno de los parámetros más importantes requeridos para la predicción realista de los perfiles de producción. En este trabajo se evaluaron ocho correlaciones empíricas (Bonnecaze, modelo de Dix, Duns-Ros, Krilov, Hasan, Rouhani, modelo Homogéneo y Orkiszewski) para estimar la fracción volumétrica de vapor y modelar sus implicaciones en el flujo bifásico de pozos geotérmicos productores. Estas correlaciones fueron evaluadas mediante la modelación del flujo bifásico usando los simuladores GEOPOZO y GEOWELLS en 4 pozos productores de campos geotérmicos de México: Los Azufres, Mich. (Az-18), Los Humeros, Pue. (H-1) y Cerro Prieto, B.C. (M-90 y M-201). Los perfiles de presión y temperatura obtenidos por simulación fueron estadísticamente comparados con datos medidos en los pozos. Se encontró sistemáticamente que los perfiles simulados con la correlación del modelo de Dix provee las aproximaciones más aceptables (< 10%) al compararse con los datos medidos en los pozos evaluados, sugiriendo su uso para simular el flujo bifásico en pozos geotérmicos, ante la ausencia de correlaciones más confiables para estimar la fracción volumétrica de vapor.

Palabras clave: fracción volumétrica de gas, fracción volumétrica de líquido, flujo vapor-líquido, flujo vertical-inclinado, perfiles de producción, energía geotérmica.

Abstract

Predicting flowing pressure and temperature profiles in geothermal wells is a fundamental task to study the in flow production mechanisms. The gas void fraction is one of the most important parameters required for the better prediction of production profiles. Eight empirical correlations (Bonnecaze, Dix model, Duns-Ros, Krilov, Hasan, Rouhani, Homogeneous Model and Orkiszewski) for the estimation of gas void fractions and to model their implications on the two-phase flow inside geothermal wells were evaluated. These correlations were assessed through the two-phase flow modeling (using the wellbore simulators GEOPOZO and GEOWELLS) in four producer wells from Mexican geothermal fields: Los Azufres, Mich. (Az-18), Los Humeros, Pue. (H-1), and Cerro Prieto, B.C. (M-90 and M-201). The simulated pressure and temperature profiles were statistically compared with actual field data. An acceptable agreement (< 10%) between the simulated profiles, obtained with the Dix model correlation, and measured data was obtained. These results enabled the modeling of two-phase flow inside geothermal wells to be reliably performed, which constitute an advantage due to the limited number of available correlations to calculate the gas void fraction in geothermal wells.

Keywords: gas void fraction, liquid hold-up, steam-liquid flow, vertical-inclined flow, production profiles, geothermal energy.

* Autor para la correspondencia. E-mail: esg@cie.unam.mx

1 Introducción

La evaluación de los mecanismos de producción de flujo en pozos geotérmicos es una tarea esencial en la ingeniería de yacimientos requerida para una explotación sustentable de sus recursos en el proceso de generación de energía eléctrica (García y col., 1999). El diseño óptimo de la geometría de un pozo, la identificación de zonas permeables dentro del pozo, el diseño del equipo de operación, la definición de las políticas de explotación, entre otras aplicaciones, son comúnmente realizadas a partir de los datos de producción de los pozos (Aragón y col., 1999; García-Valladares y col., 2006; Verma y Andaverde, 2007).

Las principales características de producción son usualmente determinadas a partir de costosas mediciones de flujo estable efectuadas en los pozos (Jung y col., 2001). En este contexto, el modelado numérico con simuladores de pozos ha sido reconocido como una herramienta efectiva y económica en sustitución o reducción del número de experimentos de medición en pozos geotérmicos, los cuales pueden resultar difíciles, costosos o algunas veces irrealizables (García-Valladares y col., 2006). Hoy en día, existen numerosos simuladores reportados en la literatura que modelan el flujo de fluidos y de calor en pozos geotérmicos, sin embargo su capacidad de predicción para lograr que los datos simulados y medidos concuerden ha sido parcialmente exitosa o algunas veces cuestionable (Gunn y col., 1992). Esto último debido a que algunos autores suelen manipular los intervalos de los ejes de graficación para lograr una aparente concordancia, en lugar de realizar análisis estadísticos comparativos más apropiados para la evaluación de estos casos (Verma, 2005).

Los factores que han influido en la predicción fallida o parcial de estas herramientas son principalmente atribuidos a: (i) los errores experimentales que se presentan en el registro de los datos de presión y temperatura (Hurtig y col., 1997; Jung y col., 2001; García-Valladares y col., 2006); (ii) el uso de propiedades termodinámicas y de transporte del agua, las cuales no representan fielmente el comportamiento real del fluido geotérmico debido a su compleja naturaleza química y multi-componente (Nieva y col., 1987; Santoyo y col., 1991; Alkan y Satman, 1990); (iii) el uso de correlaciones empíricas no adecuadas para la determinación

de los parámetros de flujo bifásico, a saber la fracción volumétrica de vapor (α) o líquido ($1-\alpha$) y el factor de fricción (Garg y col., 2004; Kelessidis y col., 2007; Woldesemayat y Ghajar, 2007); (iv) la estimación realista de temperaturas estabilizadas de la formación (Espinosa-Paredes y García-Gutiérrez, 2004; Verma y col., 2006a); y finalmente (v) la geometría variada de los pozos con terminaciones horizontales, verticales o inclinadas, (p. ej., Espinosa-Paredes y col., 2007).

El modelo físico generalmente considerado en la mayoría de los simuladores geotérmicos asume al pozo como una tubería circular vertical con un flujo de fluidos ascendente desde la zona más profunda (Fig. 1). Con el ascenso del fluido se produce una pérdida de presión y temperatura lo cual promueve el flasheo del fluido, produciendo una mezcla bifásica líquido-vapor en el interior del pozo (Satman y Ugür, 2002). Al formarse esta zona bifásica se incrementa la velocidad de la mezcla y la calidad del vapor. Al llegar la mezcla a la superficie, el vapor se separa eficientemente mediante separadores centrífugos (tipo Webre) y es finalmente usado para la generación de energía eléctrica; mientras que el agua separada es reinyectada en el subsuelo (Rybach, 2003). Este último proceso reduce problemas ambientales y hace más eficiente el uso de la energía térmica disponible al recargar tanto térmica como hidráulicamente al yacimiento.

La modelación física y numérica de los mecanismos de producción de flujo bifásico de pozos geotérmicos es una tarea complicada debido a la coexistencia simultánea de dos fases (líquido y vapor) (Gunn y col., 1992; Tian y Finger, 2000; Lu y col., 2006; García-Valladares y col., 2006; Hasan y col., 2007). Aunado a este problema, se tiene la formación de varios patrones de flujo bifásico, los cuales dependen de la geometría de las tuberías (verticales e inclinadas) y del comportamiento dinámico de las velocidades de transporte de las fases. Estos patrones tienen como origen las caídas de presión que se presentan en las tuberías de producción. Entre los patrones de flujo bifásico que más se presentan en pozos geotérmicos se encuentran los modelos de: flujo burbuja, flujo bala, flujo agitado y flujo anular (Chadha y col., 1993; Espinosa-Paredes y col., 2004; Garg y col., 2004).

Garg y col. (2004) y García-Valladares y col. (2006) señalan que la predicción correcta de los perfiles de presión y temperatura en pozos

bifásicos está fuertemente influenciada por el cálculo correcto de α o $1-\alpha$. Sus resultados muestran que cambios o errores en la estimación de este parámetro del orden de $\pm 5\%$ podrían tener un efecto significativo en la predicción de los perfiles de presión (p) y temperatura (T) de los pozos. Este tipo de incertidumbres son normalmente esperadas, si consideramos que la determinación de estos parámetros de flujo bifásico se realiza mediante el uso de correlaciones empíricas, las cuales han sido derivadas para otro tipo de sistemas de flujo.

En el caso de los pozos geotérmicos y a pesar de los esfuerzos de algunos autores (p. ej., Garg y col., 2004), la disponibilidad de correlaciones prácticas y adecuadas para estimar la fracción volumétrica de gas o líquido ha sido escasa o prácticamente nula, lo cual ha producido una consecuente limitación de precisión y exactitud en los estudios de simulación numérica de estos procesos. En este contexto, Garg y col. (2004) proponen un método complejo de optimización, y no una correlación práctica, para estimar la fracción volumétrica del líquido (α). Este método busca modificar la aproximación original de la correlación de Hughmark (1962) para calcular la fracción volumétrica del líquido como una función de parámetros de flujo bifásico [p. ej., la fracción volumétrica del líquido (Y_l) sin deslizamiento dado por el modelo homogéneo, los números adimensionales de Reynolds (Re), Froude (Fr) y Weber (We), así como globalmente por el parámetro de Hughmark (η), el cual depende de una función no-lineal e implícita con una solución limitada a condiciones muy particulares de flujo en pozos geotérmicos de Japón]. Desafortunadamente los autores no reportan claramente el algoritmo numérico de optimización lo cual ha limitado grandemente su aplicación.

Estas limitaciones motivaron la realización del presente estudio donde el objetivo principal de este trabajo fue evaluar estadística y numéricamente 8 correlaciones empíricas (comúnmente usadas, tanto en pozos geotérmicos como petroleros) para calcular la α y extender su efecto a la predicción de los perfiles de p y T de pozos geotérmicos bifásicos. A partir de esta evaluación se pretende encontrar la(s) correlación(es) empírica(s) que, con base en la simulación numérica de los procesos de flujo en los pozos geotérmicos, concuerde(n) mejor con los

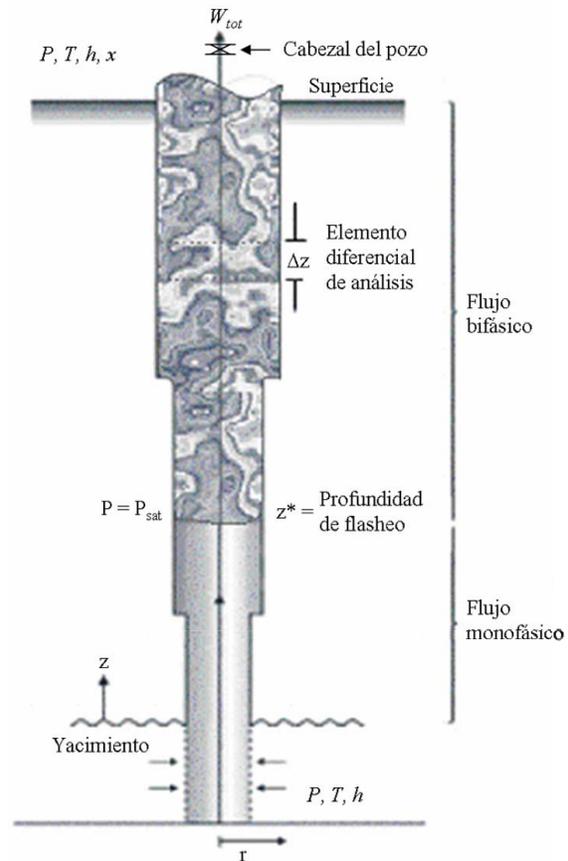


Fig. 1: Diagrama esquemático de un pozo geotérmico.

datos que han sido medidos en el campo. Detalles de las metodologías de simulación y evaluación son presentadas en este estudio.

2 Metodología numérico-estadística

En este trabajo se desarrolló una nueva metodología numérico-estadística para evaluar el efecto de la α , calculada mediante diferentes correlaciones, en la simulación del flujo bifásico de pozos geotérmicos, y en particular en la predicción de los perfiles de p y T . La metodología se representa esquemáticamente en el diagrama de flujo de la Fig. 2, la cual básicamente se puede describir en forma general, en 4 etapas: (1) introducción de datos de entrada (características termodinámicas y de transporte así como de la geometría del pozo) al simulador GEOPOZO y GEOWELLS; (2) modelación del flujo a través de

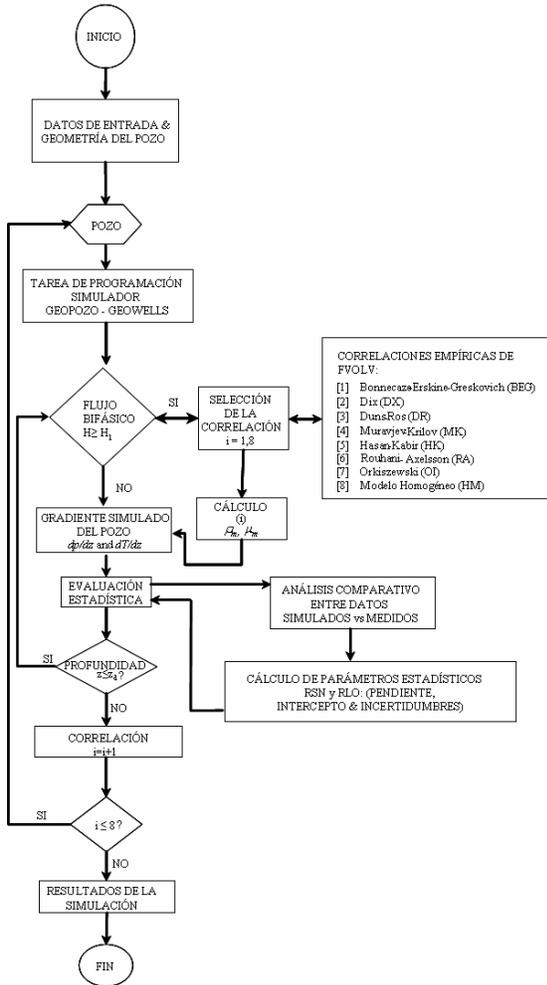


Fig. 2: Diagrama de flujo de la metodología numérico-estadística utilizada para la evaluación de las correlaciones de fracción volumétrica de gas (α) en la simulación de flujo bifásico de pozos geotérmicos productores.

las ecuaciones de transporte; (3) si se trata de flujo bifásico se selecciona una de las 8 correlaciones para el cálculo de los perfiles p y T ; si se tiene flujo monofásico se calcula directamente los perfiles p y T ; y finalmente (4) se analizan gráfica y estadísticamente los datos simulados y medidos por dos métodos comparativos: residuales simples normalizados y regresión lineal ordinaria.

En general, el estudio contempló la aplicación de 8 correlaciones empíricas de α acopladas a dos simuladores numéricos de pozos, y una metodología de evaluación estadística basada en residuales simples normalizados, límites de confianza al 99% y regresiones lineales entre los

datos simulados y medidos, a través del análisis estadístico de la pendiente e intercepto y sus errores, así como en los intervalos de dichos valores.

2.1 Simuladores numéricos

En este trabajo se seleccionaron dos simuladores numéricos de pozos (GEOWELLS y GEOPOZO) para realizar el análisis de flujo bifásico en pozos geotérmicos. Estos simuladores fueron desarrollados por García-Valladares y col. (2006) y García y col. (1999), respectivamente, y aplicados exitosamente al estudio de los mecanismos de producción de flujo de pozos geotérmicos de México (García y col., 1999; García-Gutiérrez y col., 2002a). Estos simuladores fueron modificados para implementar el algoritmo descrito en la metodología (Fig. 2), específicamente para incluir las correlaciones empíricas de α sujetas a evaluación.

Ambos simuladores tienen la capacidad de modelar numéricamente el flujo bifásico en los pozos con las siguientes características: (i) el análisis de pozos con diferentes geometrías de terminación; (ii) la cuantificación de pérdidas de calor entre la tubería y la formación circundante usando modelos radiales de transferencia de calor, así como en condiciones de flujo adiabático; (iii) la simulación de flujo unidimensional, tanto en estado permanente como transitorio; (iv) la suposición de condiciones de equilibrio termodinámico entre las fases; y (v) la consideración de que las propiedades termodinámicas y de transporte del fluido geotérmico se asuman con un comportamiento similar a las de agua pura, lo cual constituye una limitación ya que se desprecian los efectos debidos al contenido de gases y sales en el fluido geotérmico (García y col., 2002b). El cálculo de las propiedades termodinámicas y de transporte del agua se realizó mediante las rutinas numéricas del NIST/ASME (1996), funciones que proveen datos de precisión y exactitud comparable con la de programas recientemente reportados en la literatura (p. ej., M.P. Verma, 2009).

Si bien esta última suposición parece limitar las capacidades de los simuladores usados (así como de muchos otros que están disponibles en la literatura geotérmica), ésta se considera razonablemente aceptable cuando las concentraciones de gases no-condensables

(tipificados por el CO₂, por ser el gas mayoritariamente presente en el vapor) y sales (representadas por la concentración equivalente de NaCl) no exceden el 10% en peso (ó su equivalente de 100,000 ppm): según se indican en los diagramas termodinámicos para los sistemas H₂O-CO₂-NaCl reportados por Barelli y col. (1982) y Battistelli y col. (1997).

Otra de las consideraciones que pudiera limitar la simulación de los procesos de flujo bifásico es el uso de simuladores unidimensionales en el pozo acoplados con modelos radiales de transferencia de calor en la formación, esto debido a la complejidad de representar más realísticamente al sistema Tierra (Verma y Andaverde, 2007). Sin embargo, en el caso de los pozos geotérmicos es importante señalar que todavía no se han desarrollado modelos bi- o tri-dimensionales para simular el flujo, lo cual aunado a que el transporte de masa, momentum y energía se da predominantemente en la dirección axial del pozo, la suposición de flujo unidimensional puede considerarse como aceptable. Por lo que respecta a la formación circundante, se reconoce la existencia de modelos bi- y tri-dimensionales para estudiar la transferencia de calor entre la tubería y los alrededores (p. ej., Verma y Andaverde, 1996; Verma y Andaverde, 2007), sin embargo el conocimiento exacto de las propiedades termofísicas y petrofísicas de la formación, debido a la heterogeneidad de la roca en yacimientos, podría constituir una limitación de estos modelos ante la ausencia de datos confiables en la literatura.

2.1.1 GEOWELLS

Las características y suposiciones consideradas por este simulador son descritas en detalle por García-Valladares y col. (2006). Entre las variables de entrada se encuentran: presión, temperatura, entalpía, calidad de vapor y el flujo másico, entre otras. Las ecuaciones gobernantes semi-integradas para el análisis del fluido, a través de volúmenes de control (VC) finitos, están dadas por las siguientes ecuaciones de conservación de masa, momentum y energía (García-Valladares y col., 2006):

$$[w]_i^{i+1} + \left(\frac{\partial m}{\partial t} \right) = 0 \quad (1)$$

$$[w_g V_g]_i^{i+1} + [w_l V_l]_i^{i+1} + \Delta z \left(\frac{\partial \tilde{w}}{\partial t} \right) = - [p]_i^{i+1} A - \tilde{\tau} P_{er} \Delta z - mg \operatorname{sen} \theta \quad (2)$$

$$[w_l e_l + w_g e_g]_i^{i+1} + \frac{\partial (\tilde{m}_l \bar{e}_l + \tilde{m}_g \bar{e}_g)}{\partial t} - A \Delta z \frac{\partial \tilde{p}}{\partial t} = \tilde{q} p \Delta z \quad (3)$$

donde $e = h + \frac{V^2}{2} + gz \operatorname{sen} \theta$, $\tilde{\Psi}$ representa el promedio integral sobre el VC de cualquier variable Ψ (p. ej., w, τ, p, q), y $\tilde{\Psi}$ es el valor promedio estimado de la variable entre la entrada y salida sobre VC.

Las Ecs. (1-3) son resueltas bajo condiciones iniciales dadas por el flujo másico, presión del fluido y la entalpía o temperatura del fluido, dependiendo del estado termodinámico (monofásico o bifásico) que se tenga a condiciones de fondo del pozo. Las regiones del flujo de fluidos dentro del pozo son definidas mediante los siguientes criterios termodinámicos: (i) región líquida: $h(p) < h_l(p)$; $x = 0$, $\alpha = 0$; (ii) región bifásica: $h_l(p) \leq h(p) \leq h_g(p)$; $0 < x_g < 1$, $0 < \alpha < 1$; y (iii) región de vapor: $h(p) > h_g(p)$; $x = 1$, $\alpha = 1$; donde $h_l(p)$ y $h_g(p)$ representan la entalpía de saturación del líquido y del vapor para una presión dada, respectivamente. La conducción de calor a través de los materiales del pozo es simulada mediante la integración de la ecuación de la energía sobre un VC:

$$(\tilde{q}_w p_w - \tilde{q}_e p_e) \Delta z + (\tilde{q}_s - \tilde{q}_n) A = m \left(\frac{\partial \tilde{h}}{\partial t} \right) \quad (4)$$

donde el flujo de calor (\tilde{q}) es evaluado dependiendo de los nodos vecinos. Si el nodo vecino es un material sólido (dado por roca o los materiales del pozo), el flujo de calor se calcula mediante la ecuación de Fourier: $\tilde{q} = -\lambda (\partial T / \partial z)$. Por otra parte, si el nodo vecino está dado por el fluido geotérmico, el flujo de calor se calcula por medio de la ecuación de enfriamiento de Newton: $\tilde{q} = h_{conv} (T_{wall} - T_f)$. Mayores detalles del modelo conceptual, el algoritmo numérico y la nomenclatura usada en GEOWELLS son descritos por García-Valladares y col. (2006).

2.1.2 GEOPOZO

Las características y suposiciones consideradas por este simulador son descritas en detalle por García y col. (1999). El algoritmo

numérico original de GEOPOZO considera el modelo homogéneo para simular el flujo en la zona bifásica del pozo (asumiendo que las fases se deslizan a la misma velocidad: Wallis 1969); sin embargo debido a la implementación de diferentes correlaciones empíricas, ahora GEOPOZO también puede modelar el flujo bifásico a través de la estimación del parámetro α mediante correlaciones propuestas para modelos simples de flujo separado con deslizamiento (también conocido en inglés como “drift flux”), tal y como lo sugieren Wallis (1969) y Woldeamayyat y Ghajar (2007). Es importante mencionar que modelos más sofisticados de flujo separado requieren de ecuaciones de transporte para cada fase del flujo bifásico, así como de ecuaciones para el transporte interfacial, a partir de las cuales se predicen presiones, velocidades, temperaturas y la fracción volumétrica para cada una de las fases (Wallis, 1969; Espinosa-Paredes y Soria, 1998).

Los parámetros de flujo a condiciones de fondo de pozo (presión, temperatura, flujo másico y la distribución de las temperaturas estabilizadas de la formación) son utilizados como datos de entrada para la simulación. El cálculo del punto de flasheo y el estado termodinámico del fluido a través de la determinación de los perfiles de presión y temperatura, entalpía, calidad másica de vapor y α son considerados como parámetros de salida. La capacidad de GEOPOZO fue modificada y mejorada para este trabajo incluyendo 4 nuevas opciones de simulación: (1) el análisis de geometrías más complejas en los pozos geotérmicos para poder estudiar pozos verticales-inclinados; (2) el acoplamiento de correlaciones empíricas de modelos simples de flujo separado tipo “drift” para estimar α y modelar los flujos bifásicos; (3) el acoplamiento de diferentes distribuciones de temperatura estabilizada de la formación (TEF) con respecto a la profundidad; y 4) el acoplamiento de la fracción másica de vapor (o calidad de vapor) como dato de entrada para modelar pozos con una alimentación de flujo bifásico. El simulador GEOPOZO resuelve las ecuaciones unidimensionales de conservación de masa, momentum y energía para flujo monofásico y bifásico dentro de pozos geotérmicos productores:

$$\left(\frac{dw}{dz}\right) = 0 \quad (5)$$

$$\left(\frac{dp}{dz}\right) - \left[\left(\frac{dp}{dz}\right)_f + \left(\frac{dp}{dz}\right)_a + \left(\frac{dp}{dz}\right)_g\right] = 0 \quad (6)$$

$$\left(\frac{de}{dz}\right) - q = 0 \quad (7)$$

Los términos que están entre corchetes representan los gradientes de presión de fricción, aceleración y gravedad, respectivamente, los cuales son específicamente calculados mediante las siguientes ecuaciones:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = f_M \frac{w}{A} \frac{V}{2D} \quad (8)$$

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_a = \frac{w}{A} \frac{dV}{dz} \quad (9)$$

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_g = \frac{w}{VA} g \sin\theta \quad (10)$$

donde f_M es el factor de fricción de Moody.

La Ec. (10) en términos de la densidad estaría dada por la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_g = \rho_m g \sin\theta \quad (10a)$$

El gradiente de energía está dado por los cambios en la entalpía y las energías cinética y potencial Ec. (11):

$$\left(\frac{de}{dz}\right) = w \frac{d}{dz} \left[h + \frac{V^2}{2} + gz \sin\theta \right] \quad (11)$$

La distribución de temperatura en la formación se estima resolviendo el modelo de conducción de transferencia de calor radial dado por la Ec. (12):

$$\frac{\partial T_r}{\partial t} = \frac{\alpha_r}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_r}{\partial r} \right) \quad (12)$$

La conducción de calor en dirección vertical se desprecia debido a que es mucho más pequeña que los gradientes de temperatura en dirección radial. La Ec. (12) es resuelta sujeta a las condiciones iniciales: $T(r, z, 0) = T_o$; y a las condiciones de frontera interior: $T(0, z, t) = T_w$; y exterior: $T(\infty, z, t) = T_o$.

Con base en los parámetros de entrada del fluido geotérmico a condiciones de fondo de pozo, GEOPOZO calcula el estado termodinámico del fluido desde el fondo hasta la superficie (o cabezal

del pozo). En condiciones de fondo de pozo, se tiene generalmente líquido comprimido como estado termodinámico inicial [$z = z_d$; $h(p) < h_l(p)$], véase Fig. 1. Cuando el fluido asciende hacia la superficie, la presión decrece hasta igualarse con la presión de saturación del agua [$h(p) = h_l(p)$], en este punto el fluido flashea ($z = z^*$, punto de flasheo), promoviendo la formación de la zona bifásica en el pozo [$h_l(p) \leq h(p) \leq h_g(p)$]. La α es calculada a partir de la formación de la zona bifásica con las correlaciones empíricas sujetas a evaluación en este estudio. Una vez estimada α se procede a calcular las propiedades de transporte de la mezcla, entre ellas la densidad de la mezcla mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_m = \rho_l (1 - \alpha) + \rho_g \alpha \quad (13)$$

A partir de estos parámetros, GEOPOZO

finalmente calcula los perfiles de p y T , entre otros gradientes.

2.2 Selección y evaluación de las correlaciones de fracción volumétrica de vapor

Como parte del estudio de selección de correlaciones para calcular la α , se realizó una revisión en la literatura especializada y se creó una base de datos con alrededor de 50 correlaciones recomendadas para el estudio de flujo bifásico en pozos petroleros y geotérmicos, y otras sugeridas para el análisis de flujo en tuberías horizontales, inclinadas y verticales (p. ej., Espinosa-Paredes y col., 2002; Woldesemayat y Ghajar, 2007; y Dalkilic y col., 2009).

Tabla 1. Listado de correlaciones empíricas de fracción volumétrica de vapor (α) reportadas en la literatura y utilizadas en el presente estudio.

Autor/Referencia bibliográfica	Correlaciones de fracción volumétrica de vapor (α)
Bonnecaze y col. (1971)	$\alpha = \frac{V_g}{\left(1.2V_m + 0.35\sqrt{gD} \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_l}\right)\right) x \rho_l G}$
Dix (1971)	$\alpha = \frac{x \rho_l G}{C_0 [x \rho_l + (1-x) \rho_g] G + v_{gj} \rho_l \rho_g}$ donde $\beta = \frac{x}{x + (1-x) \rho_g / \rho_l}$, $v_{gj} = 1.41 \left[\frac{\sigma g (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2}\right]^{1/4}$, $C_0 = \beta \left[1 + \left(\frac{1}{\beta} - 1\right) \left(\frac{\rho_g}{\rho_l}\right)^{0.1}\right]$
Duns y Ros (1963)	$\alpha = \frac{V_g}{1.026 (V_m + V_g) + 0.28}$; donde $V_m = V_g + V_l$
Krilov (1949) obtenido de Szilas and Patsch (1975)	$\alpha = \frac{V_g}{1.0 (V_m + V_g) + 1.0}$; donde $V_m = V_g + V_l$
Hasan y Kabir (1992)	$\alpha = \frac{V_g}{C_0 V_m - V_\infty}$; donde $V_\infty = 1.53 [g \sigma (\rho_l - \rho_g) / \rho_l^2]^{1/4}$
Rouhani y Axelsson (1970)	$\alpha = \left(\frac{x}{\rho_g}\right) \left\{ [1 + 0.12 (1-x)] \left[\left(\frac{x}{\rho_g}\right) + \left(\frac{1-x}{\rho_l}\right) \right] + \frac{[1.18(1-x)] [g \sigma (\rho_l - \rho_g)]^{0.25}}{G \rho_l^{0.5}} \right\}^{-1}$
Modelo Homogéneo obtenido de Rice (1987)	$\alpha = \frac{1}{1 + \left(\frac{1-x}{x}\right) \left(\frac{\rho_g}{\rho_l}\right)}$
Orkiszewski (1967)	$\alpha = \frac{V_g}{1.0 (V_m + V_g) + 0.24}$

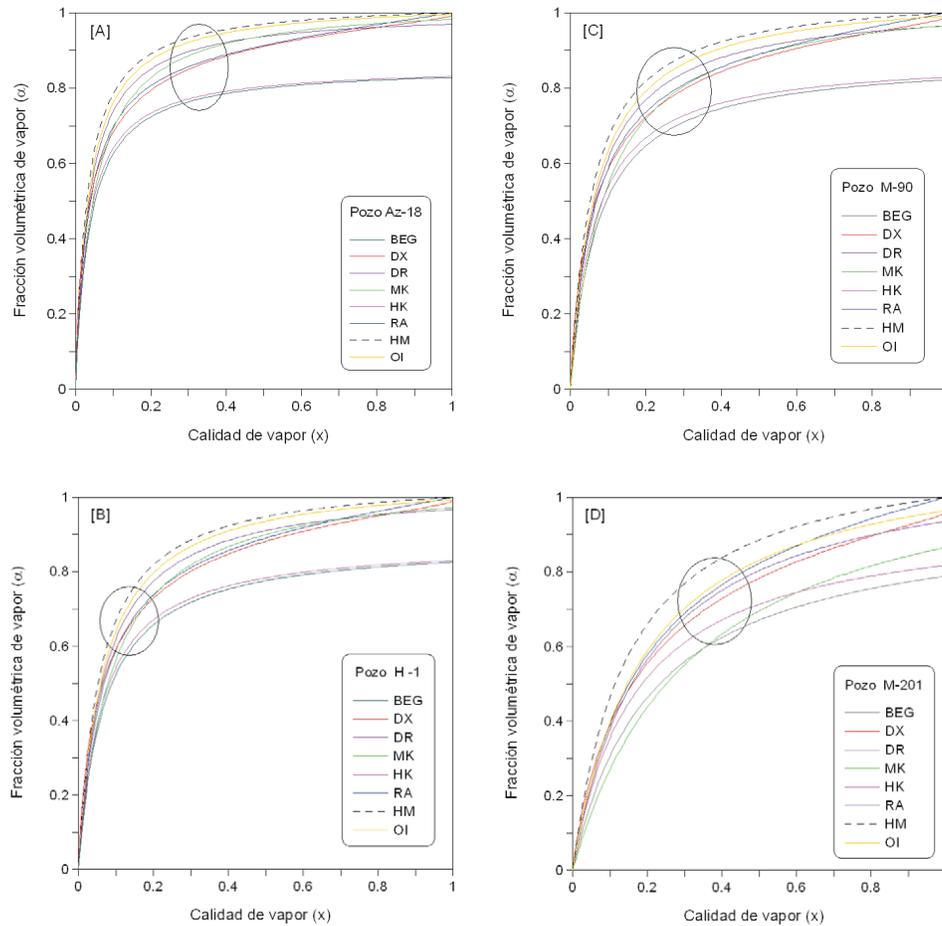


Fig. 3: Evaluación preliminar de correlaciones empíricas para el cálculo de la fracción volumétrica de gas (α) en condiciones de flujo bifásico de los pozos geotérmicos (Az-18, H-1, M-90 y M-201). Los círculos representan los valores esperados de α , para cada correlación, atendiendo las condiciones particulares del cabezal en los pozos.

A partir de esta compilación, se seleccionaron preferencialmente las correlaciones que hayan sido desarrolladas para tuberías verticales-inclinadas y usadas en el análisis de flujo en el interior de pozos. Un problema adicional relacionado con algunas correlaciones fue el requerimiento de datos difíciles de medir u obtener en pozos petroleros o geotérmicos.

Ante el problema de disponibilidad de datos para la aplicación de las correlaciones, se seleccionaron las siguientes 8 correlaciones: (i) Bonnacaze-Erskine-Greskovich (BEG) sugerida para tuberías inclinadas y flujo bala (Bonnacaze y col., 1971); (ii) Modelo de flujo de Dix (DX) recomendada para flujo burbuja y bajas

velocidades (Dix, 1971); (iii) Duns-Ros (DR) desarrollada para pozos petroleros verticales con patrones de flujo de transición entre agitado y anular (Duns y Ros, 1963); (iv) Muravjev-Krilov (MK) utilizada por los autores Szilas y Patsch (1975), para tuberías verticales; (v) Hasan-Kabir (HK) con aplicación en pozos petroleros verticales y flujos de tipo burbuja (Hasan y Kabir, 1992); (vi) Modelo Homogéneo (HM) modelo que ha sido aplicado con éxito en diferentes geometrías de tuberías verticales, inclinadas y horizontales (Rice, 1987); (vii) Orkiszewski (OI) propuesto para pozos petroleros y geotérmicos verticales caracterizados por flujo bala (Orkiszewski, 1967); y finalmente (viii) Rouhani-Axelsson (RA)

correlación recomendada para condiciones de vapor subenfriado y recientemente aplicada para pozos geotérmicos (Rouhani y Axelsson, 1970; García-Valladares y col., 2006). La mayoría de estas correlaciones han sido sugeridas para el estudio de flujo bifásico en tuberías verticales (Woldesemayat y Ghajar, 2007). Las ecuaciones que describen matemáticamente las correlaciones anteriormente citadas son incluidas en la Tabla 1.

Es importante resaltar que ninguna de estas correlaciones fue desarrollada originalmente para pozos geotérmicos, y que las restricciones particulares de éstas fueron ignoradas para evaluar su capacidad predictiva en el modelado numérico de los mecanismos de producción de flujo bifásico. Esta limitación, claramente precisa que el desarrollo de una nueva correlación empírica para calcular α o $1-\alpha$ en pozos geotérmicos, es una tarea de investigación aún requerida por la industria geotérmica (Garg y col., 2004).

Previo a la implementación de las correlaciones en los simuladores GEOWELLS y GEOPOZO, todas las correlaciones fueron preliminarmente evaluadas para confirmar si eran capaces de estimar valores razonables de α (esto es, en el dominio $0 < \alpha < 1$) bajo condiciones de flujo bifásico esperado en pozos geotérmicos. Con este propósito, los datos de producción de algunos pozos de México (Az-18, H-1, M-90 y M-201 de los campos geotérmicos Los Azufres, Los Humeros, y Cerro Prieto respectivamente) fueron utilizados para evaluar la variabilidad entre α y la calidad o fracción másica de vapor (figs. 3A-3D). De este análisis, se infirió preliminarmente que, bajo las condiciones típicas de flujo de los

pozos Az-18, H-1, M-90 y M-201, la mayoría de las correlaciones parecen proveer valores razonables de α , excepto las correlaciones BEG y HK, y en el caso del pozo M-201 la correlación MK; las cuales muestran diferencias significativas con respecto al comportamiento mostrado por el resto de las correlaciones, lo cual podría afectar el cálculo de los perfiles de p y T .

2.3 Selección de pozos geotérmicos a modelar

La capacidad de los simuladores GEOPOZO y GEOWELLS fue demostrada a través del análisis de los mecanismos de producción de flujo bifásico de cuatro pozos productores localizados en campos geotérmicos de México: (i) pozo Az-18 de Los Azufres, Mich.; (ii) pozo H-1 de Los Humeros, Pue.; y (iii) los pozos M-90 y M-201 de Cerro Prieto, B.C. Estos pozos se han caracterizado por estar acoplados a sistemas de generación de energía eléctrica. La selección de estos pozos se realizó con base en la disponibilidad de los parámetros de entrada requeridos por los simuladores. Los datos de los pozos Az-18, H-1, M-90 y M-201 fueron reportados por: Ambastha y Gudmundsson (1986); García-Valladares y col. (2006); Ortiz-R (1983); y García y col. (1999), respectivamente. Los datos de producción y las condiciones de operación de los pozos son incluidos en la Tabla 2.

Los contenidos de gases no-condensables y sales en los fluidos producidos por los pozos geotérmicos no fueron usados como criterios de selección debido a que se despreciaron los efectos

Tabla 2. Datos de entrada usados en el análisis numérico de flujo bifásico en cuatro pozos productores de campos geotérmicos de México: Los Azufres, Mich.: Az-18; Los Humeros, Pue.: H-1 y Cerro Prieto, B.C.: M-90 y M-201.

Pozo Geotérmico	Profundidad (m)	Inclinación del pozo (grados)*	Diámetro (m)	Flujo másico (kg/s)	Presión** P (MPa)	Temperatura T (°C)	Calidad de vapor (x)
Az-18	959	0	0.220	26.7	4.72	260.4	0.29
	1250	0					
H-1	814	0	0.220	28.0	6.78	274.2	0
	918	0	0.157				
	1200	5.1	0.157				
M-90	1300	0	0.220	44.96	8.85	292.0	0
M-201	2350	0	0.220	20.0	32.1	350.0	0
	3600	0	0.157				
	3820	0	0.1				

*Inclinación del pozo con respecto a la vertical (grados); **Las presiones iniciales de fondo en cada pozo fueron

compiladas de estudios de ingeniería de yacimientos (ver sección 2.3). Estas fueron originalmente estimadas a partir de registros transitorios de presión y el método de presión inicial del yacimiento propuesto por Horner (1951).

termodinámicos de estos componentes en la formulación matemática de los dos simuladores usados.

Esta suposición se fundamenta en que las concentraciones de gases (tipificado por el CO_2) y sales (tipificado por el NaCl) en los pozos seleccionados son menores al 10% en peso. En el caso del Pozo Az-18, se reportan concentraciones promedio menores al 6% (Nieva y col., 1987; Suárez y col., 2000), mientras que para los pozos M-90 y M-201 de Cerro Prieto y H-1 de Los Humeros, valores promedio inferiores al 3% (Castañeda y col., 1981; Gokcen y Yildirim, 2008; y Barragán y col., 1991, respectivamente).

Por otro lado, el análisis numérico del flujo bifásico de los pozos se realizó en estado permanente y en todos los casos se alcanzó la convergencia. Se realizó un análisis de independencia de malla con los dos simuladores usando diferentes tamaños y los resultados obtenidos fueron muy similares: $< 1\%$ en el caso de GEOPOZO ($\Delta z = 1\text{m}$ y $\Delta z = 50\text{m}$); y $< 0.1\%$ con GEOWELLS ($\Delta z = 0.1\text{m}$ y $\Delta z = 1\text{m}$). Las diferencias en los tamaños de malla entre simuladores se deben a los métodos de solución numérica empleados, diferencias finitas para GEOPOZO y volúmenes de control en GEOWELLS. De esta forma se adoptaron los tamaños de $\Delta z = 50\text{m}$ y $\Delta z = 1\text{m}$ para GEOPOZO y GEOWELLS, respectivamente con el objeto de reducir el tiempo de cómputo.

Pozo geotérmico Az-18

Este pozo productor se encuentra localizado en la parte Sur del campo geotérmico Los Azufres (ver mapa de localización y composición química típica de las rocas en Santoyo y col. 1991, Torres-Alvarado y col. 2007, respectivamente). El pozo se caracteriza por producir un fluido geotérmico bifásico (agua-vapor) desde el fondo (1250 m) hasta la superficie. De acuerdo con las condiciones termodinámicas de alimentación ($p - h$, Tabla 2), el fluido ascendente inicia con una calidad de vapor $x = 0.29$, valor calculado con las rutinas numéricas del NIST (NIST/ASME 1996). Estos datos de entrada se muestran también en la Tabla 2. La calidad de vapor medida en este pozo en condiciones de cabezal del pozo (superficie) es

del 33% ($x = 0.33$): Ambastha y Gudmundsson (1986).

Pozo geotérmico H-1

Este pozo tiene una profundidad de 1200 m y se encuentra perforado al Sureste del campo geotérmico Los Humeros (ver mapa de localización y composición química de las rocas en Barragán y col. 1991, Verma y Andaverde 2007, respectivamente). De acuerdo con las condiciones termodinámicas iniciales, el fluido geotérmico entra como líquido comprimido a una temperatura de 274.2°C (Tabla 2). La calidad de vapor en este pozo a condiciones de cabezal del pozo es del 15% ($x = 0.15$): NIST/ASME (1996).

Pozo geotérmico M-90

Ambastha y Gudmundsson (1986) reportan datos de producción para este pozo a una profundidad de 1300 m y señalan que se encuentra localizado en la parte Sur del campo geotérmico de Cerro Prieto (ver mapa de localización y datos típicos de la composición química de rocas dominantes en este campo en García y col. 1999 y Herzig 1990, respectivamente). De acuerdo con las condiciones termodinámicas iniciales, el fluido geotérmico entra a la zona de alimentación como líquido comprimido a una temperatura de 292°C . El punto de flasheo se reporta a una profundidad de 1250 m (Gunn y col. 1992), mientras que la calidad de vapor medida en el cabezal es del 15% ($x = 0.15$): Ambastha y Gudmundsson (1986).

Pozo geotérmico M-201

Este pozo tiene una profundidad total de 3820 m y se encuentra localizado en la parte Este del campo geotérmico de Cerro Prieto. Este pozo está termodinámicamente caracterizado por una alimentación de líquido comprimido en la zona más profunda con una temperatura de 350°C . La calidad de vapor medida en el cabezal es del 11% ($x = 0.11$), según lo reporta García y col. (1999).

2.4 Evaluación estadística de residuales y regresión lineal

Con el objeto de realizar el análisis comparativo entre los resultados obtenidos por simulación (con GEOPOZO y GEOWELLS) y los datos medidos en cada uno de los pozos estudiados, se utilizaron dos métodos estadísticos: (i) residuales simples normalizados y (ii) regresiones lineales entre los resultados predichos por simulación (variable- y) y los datos medidos en el campo (variable- x).

(i) **Método de residuales simples normalizados.** Este método estadístico fue usado para evaluar numéricamente las correlaciones empíricas que estadísticamente proveen los mejores resultados en las simulaciones numéricas de los pozos estudiados. El método de residuales involucró el cálculo de los parámetros estadísticos de tendencia central y dispersión: media (Ec. 14), desviación

estándar (Ec. 15) y los límites de confianza al 99% (Ec. 16), utilizando el programa DODESYS desarrollado por Verma y col. (2008). En este estudio se decidió utilizar, como variable de evaluación, los residuales simples absolutos $|\phi_{sim} - \phi_{med}|$; en donde la variable ϕ puede representar a las variables p o T , con el objeto de mantener sus mismas unidades.

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n |(\phi_{sim} - \phi_{med})|_i}{n} \quad (14)$$

$$s_{\phi} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\phi_i - \bar{\phi})^2}{n - 1}} \quad (15)$$

$$\left[\bar{\phi} - \left\{ t_{(n-1)} \left(\frac{s_{\phi}}{\sqrt{n}} \right) \right\}, \bar{\phi} + \left\{ t_{(n-1)} \left(\frac{s_{\phi}}{\sqrt{n}} \right) \right\} \right] \quad (16)$$

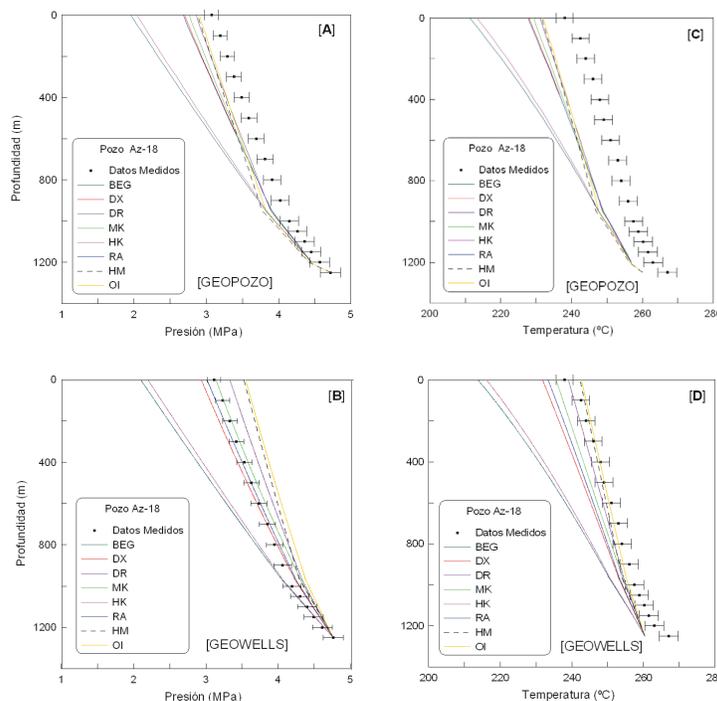


Fig. 4: Comparación gráfica de los perfiles p y T simulados (para cada correlación de α) versus los datos medidos del pozo Az-18. Las barras de error representan errores típicos de medición de presión y temperatura de 3% y 1%, respectivamente. Las gráficas [A] y [C] muestran los gradientes p y T simulados por GEOPOZO, respectivamente; mientras que [B] y [D] representan los gradientes simulados por GEOWELLS.

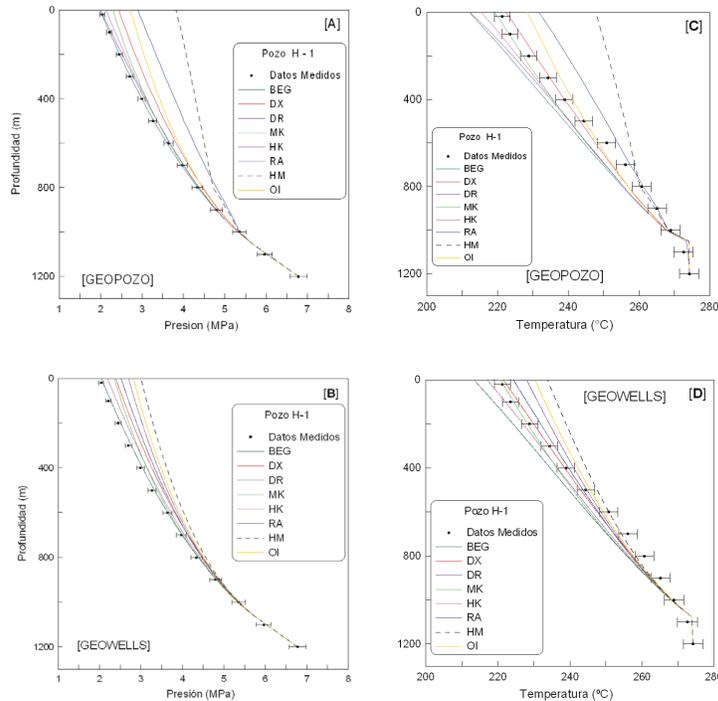


Fig. 5: Comparación gráfica de los perfiles p y T simulados (para cada correlación de α) versus los datos medidos del pozo H-1. Las descripciones de las barras de error y gráficas [A-D] son similares a las señaladas en la leyenda complementaria de la Fig. 4.

El cálculo correcto de las medidas de tendencia central y dispersión en una muestra con distribución normal o “Gaussiana” requirió la identificación y eliminación de datos discordantes (Verma, 2005). Esta metodología estadística requirió el uso del programa DODESYS para aplicar las pruebas de discordancia más comúnmente usadas en la normalización de muestras estadísticas (pruebas de tipo Grubbs y Dixon: Barnett y Lewis, 1994; Verma, 2005). En este estudio y debido al tamaño de la muestra ($n \leq 50$), se utilizó la prueba “single-outlier test” empleando las 13 pruebas de discordancia sencillas (N1U, N1L, N2, N4U, N4L, N7, N8, N9U, N9L, N10U, N10L, N14 y N15) para la detección de los datos discordantes en la muestra. Con respecto al cálculo de los límites de confianza, DODESYS utiliza los valores críticos de la t -student para dos colas al 99%, obtenidas de nuevas ecuaciones de interpolación polinomial reportadas en la literatura (Verma, 2009).

(ii) **Regresiones lineales entre los resultados simulados (variable- y) y los datos medidos (variable- x).** Este método permitió evaluar las correlaciones empíricas de α que estadísticamente aproximan mejor los datos simulados a los medidos, considerando grupalmente los 4 pozos estudiados. El método emplea los perfiles de p y T (medidos y simulados con cada correlación), normalizados previamente por el programa DODESYS, los cuales son analizados por el método de regresión lineal ordinaria (RLO) para calcular la pendiente (b) y la ordenada al origen o intercepto (a). En este método se utilizó el programa OYNYL (Verma y col. 2006b) para estimar los parámetros de la regresión (a , b , y las incertidumbres de éstos s_a y s_b), y de ahí la calidad de predicción de la correlaciones de α . Es importante señalar que en este estudio se utilizó el método de regresión lineal ordinaria (RLO), y no la regresión lineal ponderada (RLP), también sugerida por Verma y col. (2006b) para

transportar los errores individuales de las variables dependiente e independiente. Esto debido a la forma equivocada de realizar las mediciones en los pozos, ignorando los errores de medición y calibración de instrumentos (precisión y exactitud) y sus implicaciones, rutina que ha sido seriamente criticada por Verma y col. (2006a). Además se desconocen los errores en los datos simulados, al menos por la forma actual en la que fueron programados los simuladores.

3 Resultados y discusión

De acuerdo a la metodología descrita anteriormente, las series de datos de producción de cada pozo (datos de entrada de los simuladores) junto con las ocho correlaciones de α fueron implementadas para modelar el flujo. Como resultado de las simulaciones, se obtuvieron los perfiles de presión y temperatura para los pozos Az-18, H-1, M-90 y M-201, los cuales han sido graficados en las figs. 4, 5, 6 y 7, respectivamente.

Estas figuras muestran los perfiles simulados y su comparación con los datos medidos en cada pozo, usando intervalos gráficos adecuados para evaluar el efecto de las diferentes correlaciones α en la zona de flujo bifásico de los pozos (esto es sin manipular los intervalos de los ejes). Los datos medidos se representan con sus barras de error experimental, asumiendo que las incertidumbres de medición son del orden de 1% para T y 3% para p , y considerando que estas fueron realizadas con dispositivos de medición de primera generación (Jung y col., 2001).

En las figs. 4-7, se muestran 4 gráficos por pozo (A-D), 2 en la parte izquierda (gráficas A y B) que corresponden a los perfiles de presión simulados con GEOPOZO y GEOWELLS, respectivamente; y 2 en la parte derecha (gráficas C y D) referidas a los perfiles de temperatura predichos con los mismos simuladores. En cada uno de los gráficos se describen los perfiles obtenidos con cada una de las correlaciones α . En los casos simulados se consideró la determinación de los puntos de flasheo en los pozos y la descripción del flujo en la región bifásica.

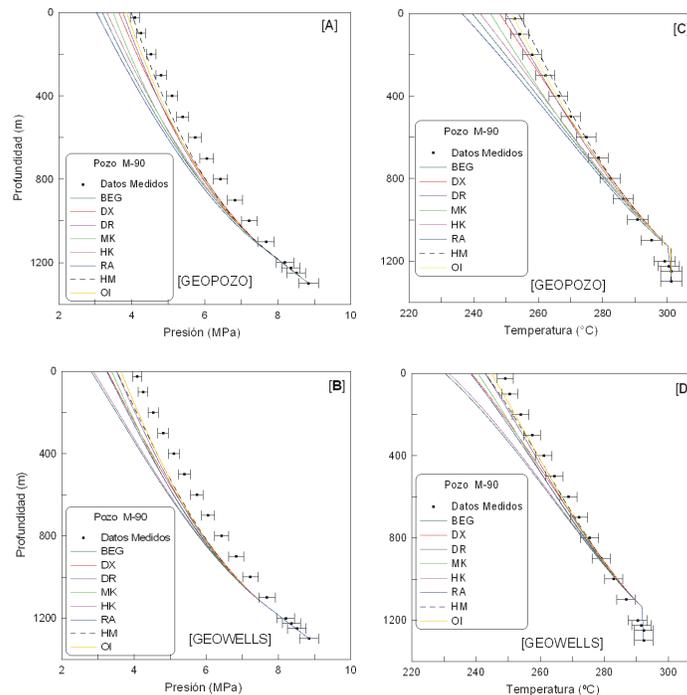


Fig. 6: Comparación gráfica de los perfiles p y T simulados (para cada correlación de α) versus los datos medidos del pozo M-90. Las descripciones de las barras de error y gráficas [A-D] son similares a las señaladas en la leyenda complementaria de la Fig. 4.

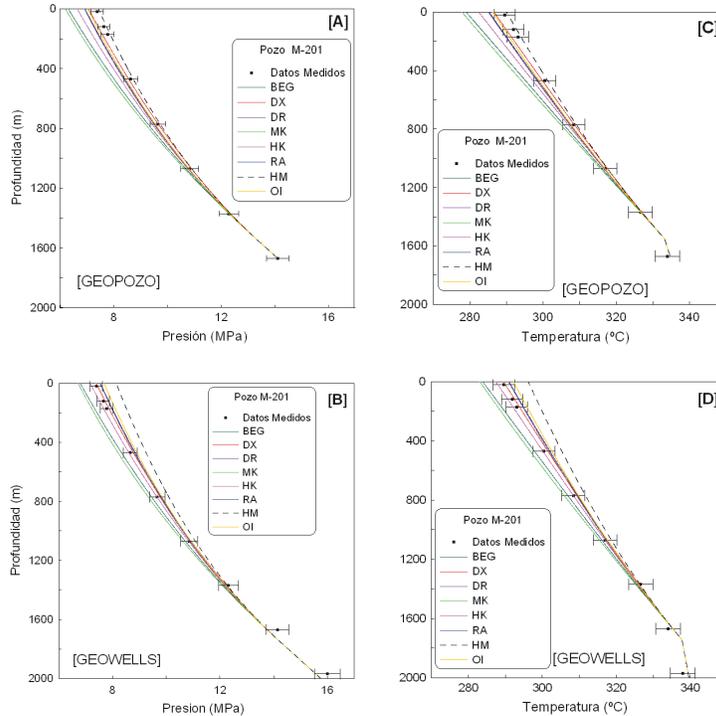


Fig. 7: Comparación gráfica de los perfiles p y T simulados (para cada correlación de α) versus los datos medidos del pozo M-201 en la región de flujo bifásico. Las descripciones de las barras de error y gráficas [A-D] son similares a las señaladas en la leyenda complementaria de la Fig. 4.

La simulación de la zona monofásica de los pozos no representó ningún problema ya que las predicciones obtenidas con los dos simuladores mostraron una concordancia muy aceptable con los datos medidos ($< 1\%$).

Pozo Az-18

Los resultados de las simulaciones obtenidos con los datos de producción del pozo Az-18 son presentados en la Fig. 4. En esta figura se observa que los perfiles p y T simulados por GEOPOZO (4A y 4C) y GEOWELLS (4B y 4D) muestran gráficamente algunas diferencias en relación con las correlaciones de α que mejor funcionaron en los pozos analizados. En el caso de GEOPOZO, los perfiles de presión y temperatura simulados que más se aproximaron cualitativamente a los datos medidos (desde el fondo del pozo hasta el cabezal) fueron los obtenidos con las correlaciones OI y DR (figs. 4A y 4C). De acuerdo a los resultados obtenidos por la correlación OI, este pozo parecería estar gobernado por un patrón de flujo bala. En el caso de GEOWELLS, las correlaciones de RA y DX proporcionaron los

mejores resultados para los perfiles de presión (Fig. 4B), mientras que en el caso de los perfiles de temperatura (Fig. 4D), las correlaciones OI y HM fueron las que más se aproximaron a los datos medidos. Es importante señalar que las correlaciones de BEG y HK constituyeron sistemáticamente las predicciones más alejadas en ambos simuladores (Fig. 4A-4D).

Las diferencias observadas en la mayoría de los perfiles de temperatura podrían ser explicadas en términos del efecto de sales producido sobre las presiones de vapor, en donde se esperarían presiones más altas que las correspondientes al agua pura (Barelli *y col.* 1982; Satman y Ugür 2002). Sin embargo debido a la baja salinidad del fluido geotérmico de este pozo ($< 3\%$) y a los órdenes de magnitud de la presión (3 a 4 MPa), el incremento esperado en los perfiles de temperatura sería muy pequeño, tal y como lo sugieren los diagramas termodinámicos del sistema H_2O-CO_2-NaCl reportados por Battistelli *y col.* (1997).

En lo que respecta a las condiciones de cabezal simuladas con GEOPOZO y GEOWELLS,

resultados similares fueron observados para α , p y x en el pozo Az-18 (figs. 8A y 8B). En estas gráficas se muestran los valores de presión estimados a la salida del pozo por correlación α , incluyendo líneas de referencia (como parámetro de exactitud) que denotan la presión medida en el cabezal del pozo y su incertidumbre de medición ($\pm 3\%$). En el caso de GEOPOZO (Fig. 8A), se observa sistemáticamente que las 8 correlaciones α subestiman las presiones de cabezal, mientras que para el simulador GEOWELLS (Fig. 8B), se tiene un comportamiento diferente, 4 casos muestran una aproximación aceptable (MK, DR, DX y RA), 2 de sobreestimación (OI y HM) y 2 de subestimación extrema (BEG y HK). En el caso de α , la variación global obtenida entre las 8 correlaciones usando GEOPOZO estuvo en el intervalo $0.8038 \leq \alpha \leq 0.9653$, mientras que para GEOWELLS el intervalo de variación fue de $0.8037 \leq \alpha \leq 0.9553$. Estas variaciones de α explican los cambios significativos observados en el cálculo de la presión de cabezal (Figs. 8A y 8B). Considerando las mejores predicciones de presión realizadas con GEOPOZO (OI y HM) y GEOWELLS (con RA y MK), el valor promedio de α en la superficie correspondiente a estas últimas fue de 0.9581 ± 0.0101 y 0.8963 ± 0.0113 , respectivamente.

Un efecto menor de las 8 correlaciones de α fue observado en el cálculo de la x . De acuerdo a las mejores predicciones de GEOPOZO (con OI y HM) y GEOWELLS (con RA y MK), la x promedio estimada en el cabezal del pozo es de 0.3262 ± 0.0005 y 0.3316 ± 0.0032 , respectivamente;

valores que concuerdan con la x medida ($x = 0.33$) y reportada previamente por Ambastha y Gudmundsson (1986). Todos estos resultados fueron validados estadísticamente mediante el cálculo de residuales y parámetros de regresión lineal global entre los datos simulados y medidos (los cuales se describen más adelante).

Pozo H-1

Los resultados simulados de los perfiles p y T y los datos medidos en este pozo son presentados en la Fig. 5. En esta figura se observa que los perfiles simulados por GEOPOZO (5A y 5C) y GEOWELLS (5B y 5D) no muestran gráficamente diferencias importantes. Estos resultados se deben probablemente al bajo contenido de gases y sales que presenta el fluido geotérmico producido en este pozo (Barragán y col., 1991). En ambos simuladores, las correlaciones de BEG y HK proveen perfiles de presión más aproximados a los datos medidos, en tanto que, DX y MK lo hacen para los perfiles de temperatura. Las correlaciones de BEG y HK fueron desarrolladas para pozos petroleros con tuberías inclinadas, lo cual considerando la geometría de terminación del pozo (Tabla 2), explican la aplicabilidad exitosa de estas correlaciones, sugiriendo además que el flujo en el interior del pozo esté gobernado por patrones de flujo burbuja y bala. Las correlaciones menos concordantes en este pozo correspondieron a las correlaciones de HM y RA para GEOPOZO, mientras que en el caso de GEOWELLS, HM y OI.

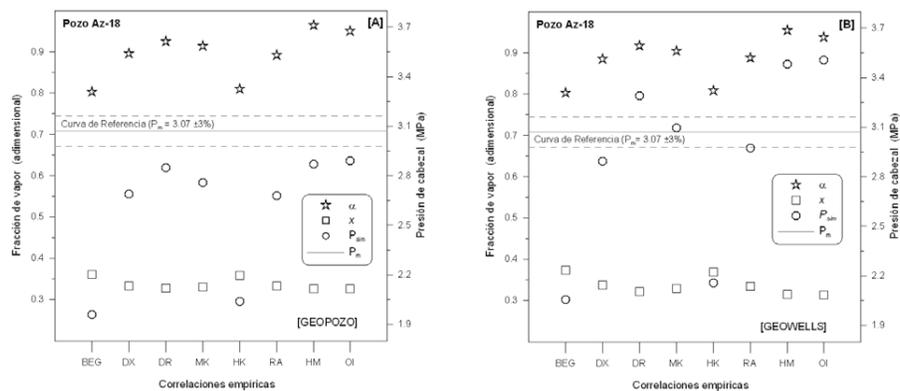


Fig. 8: Comportamiento de los parámetros α , x y p calculados por simulación en condiciones de cabezal del pozo Az-18. Las gráficas [A] y [B] representan los resultados obtenidos por los simuladores GEOPOZO y GEOWELLS, respectivamente. La línea horizontal trazada en cada gráfica representa, como referencia de exactitud, la p medida en el cabezal del pozo con una incertidumbre de $\pm 3\%$ (líneas segmentadas).

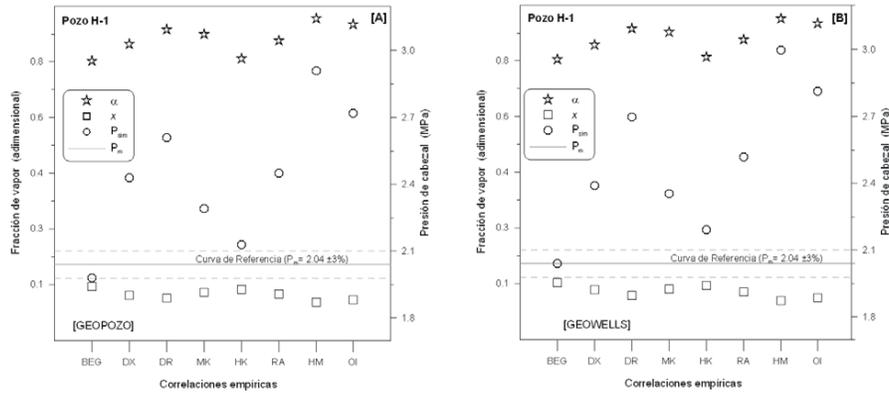


Fig. 9: Comportamiento de los parámetros α , x y p calculados por simulación en condiciones de cabezal del pozo H-1. Las descripciones de las gráficas [A-D] y líneas de referencia son similares a las señaladas en la leyenda complementaria de la Fig. 8.

En condiciones de cabezal del pozo (figs. 9A y 9B), los resultados obtenidos mostraron similitud entre los datos predichos por los 2 simuladores. En el caso de α , la variación global obtenida por todas las correlaciones con GEOPOZO estuvo en el intervalo $0.7516 \leq \alpha \leq 0.8660$, mientras que para GEOWELLS el intervalo de variación fue $0.7512 \leq \alpha \leq 0.8613$. Considerando que las 2 mejores correlaciones de α coinciden en las predicciones de GEOPOZO y GEOWELLS (BEG y HK), la α promedio estimada en el cabezal del pozo es de 0.7563 ± 0.0042 ($n = 4$). En lo que se refiere a los valores de x calculados, éstos mostraron variaciones similares que los valores estimados para α . Tomando en cuenta las mejores predicciones de los dos simuladores (a través de las correlaciones BEG y HK), la x promedio en la superficie fue de 0.1448 ± 0.0063 ($n = 4$). Este valor promedio concuerda aceptablemente con el valor de x que corresponde a las condiciones termodinámicas del fluido en el cabezal del pozo ($p = 2.08 \pm 0.04$ MPa; $T = 214 \pm 2^\circ\text{C}$; $h_l = 916 \pm 11$ kJ/kg; $h_g = 2799 \pm 1$ kJ/kg; $h_m = 1180 \pm 10$ kJ/kg). Finalmente, dado que la alimentación de este pozo inicia como flujo monofásico (como líquido comprimido), el análisis de los perfiles de temperatura simulados permitió inferir el punto de flasheo, región donde inicia la zona bifásica de flujo. En el caso de GEOPOZO, el punto de flasheo se localizó sistemáticamente a una profundidad de 1000 m, mientras que para GEOWELLS se determinó consistentemente a 1067 m. Estas diferencias se deben al efecto de tamaño de malla (Δz) usado por ambos

simuladores (GEOPOZO: 50 m y GEOWELLS: 1 m).

Pozo M-90

La Fig. 6 muestra los resultados obtenidos en las simulaciones y los datos medidos en este pozo. En esta figura no se observan gráficamente diferencias significativas entre los resultados predichos por GEOPOZO (6A y 6C) y GEOWELLS (6B y 6D). En este pozo, las correlaciones OI y HM proveen los mejores resultados de concordancia, tanto para los perfiles p como de T ; sugiriendo que este pozo está gobernado por un régimen de flujo burbuja con una similitud en las velocidades de fases (líquido-vapor). En este caso particular de análisis, los resultados menos concordantes correspondieron a las correlaciones α de BEG y HK para ambos simuladores. En las condiciones de cabezal del pozo se obtuvieron resultados muy similares (figs. 10A y 10B). En el caso de GEOPOZO (Fig. 10A), se observó que 7 de las 8 correlaciones tienden a subestimar la presión de cabezal y que la correlación HM provee una mejor estimación de la presión ya que se aproxima al valor medido considerando su intervalo de incertidumbre de medición. Los resultados predichos por GEOWELLS (Fig. 10B), muestran sistemáticamente una subestimación con todas las correlaciones usadas. El intervalo de variación observado en α usando las 8 correlaciones y el simulador GEOPOZO muestra valores de $0.7174 \leq \alpha \leq 0.8281$, mientras que para GEOWELLS se observa un intervalo de

$0.7607 \leq \alpha \leq 0.8809$. A partir de las mejores predicciones de GEOPOZO y GEOWELLS dadas por las mejores correlaciones que aproximan los valores medidos de p y T en el cabezal (OI y HM), la α promedio estimada fue de 0.8470 ± 0.0295 ($n = 4$). Por otra parte, el parámetro x mostró variaciones con GEOPOZO y GEOWELLS de $0.1078 \leq x \leq 0.1394$ y $0.1337 \leq x \leq 0.1702$, respectivamente. Tomando en cuenta las mejores predicciones de ambos simuladores (OI y HM), la x promedio calculada fue de 0.1233 ± 0.0151 ($n = 4$). Finalmente el punto de flasheo para este pozo de acuerdo a los perfiles de temperatura simulados se determinó a una profundidad de 1200 m.

Pozo M-201

Los perfiles de p y T simulados para este pozo son presentados en la Fig. 7, en la cual se puede observar que los valores predichos por GEOPOZO (7A y 7C) y GEOWELLS (7B y 7D) muestran algunas diferencias. En el caso de GEOPOZO, las correlaciones de HM y DX se aproximan más a los datos medidos de p y T ; mientras que para GEOWELLS las correlaciones DX y HK fueron las mejores. Como la correlación DX coincide en ambos simuladores y ésta fue desarrollada para flujo burbuja, se sugiere que el flujo bifásico en este pozo está gobernado por este régimen (desde el punto de flasheo hasta el cabezal). Los resultados menos concordantes correspondieron a las correlaciones de α propuestas por BEG y MK (GEOPOZO), mientras que HM y MK para GEOWELLS.

A las condiciones de cabezal del pozo (Fig. 11),

los resultados observados muestran tendencias diferentes. En el caso de GEOPOZO (Fig. 11A), se observó que 7 de las 8 correlaciones tienden a subestimar la presión de cabezal, y que la correlación HM provee una buena estimación de la presión considerando su intervalo de incertidumbre asumida de medición. En el caso de GEOWELLS (Fig. 11B), se observa que las predicciones de las correlaciones DX, DR, HK y RA concuerdan con los intervalos de incertidumbre de la presión medida. Asimismo, se tienen dos casos de sobre-estimación de la presión (HM y OI) y dos de subestimación (BEG y MK). Los intervalos de variación de α obtenidos con GEOPOZO y GEOWELLS usando las 8 correlaciones fueron de $0.5776 \leq \alpha \leq 0.6966$ y $0.6187 \leq \alpha \leq 0.7464$, respectivamente.

Considerando las mejores predicciones de GEOPOZO (HM y DX) y GEOWELLS (DX y DR) para p y T en el cabezal del pozo, se determinó una α promedio de 0.6652 ± 0.0445 y 0.6808 ± 0.0271 , respectivamente, que de acuerdo a las pruebas de significancia F y t -student y con un 99% de confianza no muestran diferencias significativas. Un efecto mayor en las predicciones realizadas con las 8 correlaciones se observó en el cálculo de x . De acuerdo a las mejores predicciones de GEOPOZO (HM y DX) y GEOWELLS (DX y DR), el valor promedio calculado para x en el cabezal fue de 0.1149 ± 0.0076 y 0.1702 ± 0.0030 , respectivamente, que nuevamente con base en las pruebas de significancia F y t -student y con un 99% de confianza se demuestra que no existen diferencias significativas.

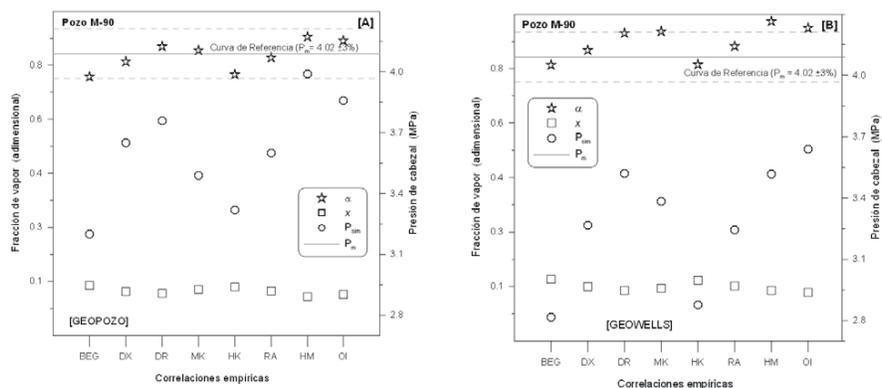


Fig. 10: Comportamiento de los parámetros α , x y p calculados por simulación en condiciones de cabezal del pozo M-90. Las descripciones de las gráficas [A-D] y líneas de referencia son similares a las señaladas

en la leyenda complementaria de la Fig. 8.

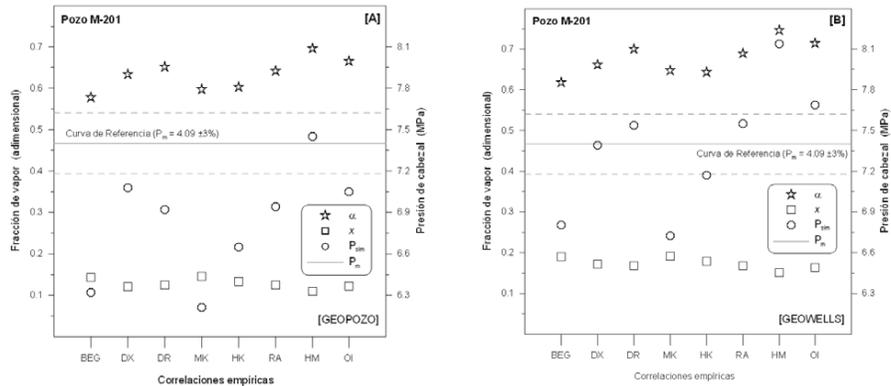


Fig. 11: Comportamiento de los parámetros α , x y p calculados por simulación en condiciones de cabezal del pozo M-201. Las descripciones de las gráficas [A-D] y líneas de referencia son similares a las señaladas en la leyenda complementaria de la Fig. 8.

De acuerdo a los perfiles de temperatura simulados por GEOPOZO y GEOWELLS, el punto de flasheo se determinó a profundidades de 1550 m y 1744 m, respectivamente. Los resultados proporcionados por GEOPOZO son consistentes con los resultados reportados por García y col. (1999).

Evaluación estadística de residuales y regresión lineal

A partir de la metodología propuesta en la sección 2.4 y con el objeto de realizar un análisis estadístico comparativo y sobre todo cuantitativo entre los resultados de p y T obtenidos por simulación (mediante GEOPOZO y GEOWELLS) y los datos medidos en cada pozo estudiado, se aplicaron dos métodos estadísticos diferentes sustentados en: (i) el cálculo de residuales simples normalizados por el número de datos; y (ii) la regresión lineal ordinaria entre los valores de p y T simulados y medidos. Antes de iniciar con la descripción de los resultados obtenidos mediante estos métodos estadísticos, es importante mencionar que la comparación entre los datos simulados y medidos se concentró sólo en la zona bifásica de cada pozo.

(i) Cálculo de residuales simples. Con el objeto de aplicar este método se calcularon inicialmente, por pozo y por correlación de α , los residuales simples normalizados entre los datos medidos y los resultados de p y T predichos en

las simulaciones de GEOPOZO y GEOWELLS. Los residuales promedio de p y T y su desviación estándar son incluidos en las tablas 3 y 4 (primeras cuatro columnas), respectivamente. Asimismo, se estimaron los residuales promedio totales por correlación, integrando para esto los residuales de todos los pozos y considerando sólo los datos normalizados (sexta columna), es decir eliminando los datos discordantes de la muestra original (quinta columna).

A partir de la evaluación de residuales promedio en los perfiles de presión normalizados, por pozo, con el simulador GEOPOZO (Tabla 3), se infiere que las 2 correlaciones que mejor se aproximan a los datos medidos por pozo corresponden a: DR y OI para Az-18; BEG y HK para H-1; HM y OI para M-90; HM y DX para M-201; mientras que para GEOWELLS, las 2 mejores correlaciones fueron: RA y DX para Az-18; BEG y HK para H-1; OI y HM para M-90; y finalmente DX y HK para M-201. En el caso de los residuales promedio de los perfiles de temperatura por pozo (Tabla 4), obtenidos con el simulador GEOPOZO, las 2 correlaciones que mejor concordaron con los datos medidos fueron: DR y OI para Az-18; DX y MK para H-1; HM y OI para M-90; HM y DX para M-201; mientras que para GEOWELLS, se tuvieron: OI y HM para Az-18; DX y MK para H-1; OI y HM para M-90; y finalmente DX y HK para M-201.

Considerando los residuales totales (normalizados) calculados para los perfiles de pre-

Tabla 3. Resultados del método estadístico de residuales simples normalizados aplicado a las simulaciones de los perfiles de presión (p) de pozos geotérmicos bifásicos usando 8 correlaciones empíricas para el cálculo de la α y los simuladores GEOPOZO y GEOWELLS.

PRESIÓN

Correlaciones de α	GEOPOZO - Media y desviación estándar de residuales de presión*[MPa]				Datos desviados	No. total de datos analizados	Promedio total [limites de confianza al 99%]
	Az-18 ($n = 16$) $\bar{x} \pm s$	H-1 ($n = 12$) $\bar{x} \pm s$	M-90 ($n = 14$) $\bar{x} \pm s$	M-201 ($n = 7$) $\bar{x} \pm s$			
BEG	0.534 ± 0.354	0.023 ± 0.019	0.560 ± 0.264	0.566 ± 0.400	0	49	0.419 ± 0.361 [0.279 - 0.559]
DX	0.232 ± 0.099	0.229 ± 0.144	0.339 ± 0.127	0.129 ± 0.093	0	49	0.248 ± 0.134 [0.195 - 0.300]
DR	0.184 ± 0.040	0.281 ± 0.213	0.337 ± 0.139	0.236 ± 0.164	0	49	0.260 ± 0.154 [0.201 - 0.320]
MK	0.217 ± 0.074	0.110 ± 0.099	0.476 ± 0.203	0.657 ± 0.444	3	46	0.281 ± 0.214 [0.196- 0.367]
HK	0.499 ± 0.325	0.079 ± 0.052	0.499 ± 0.222	0.368 ± 0.271	0	49	0.375 ± 0.295 [0.261 - 0.489]
RA	0.237 ± 0.104	0.592 ± 0.328	0.396 ± 0.155	0.214 ± 0.158	0	49	0.369 ± 0.246 [0.273 - 0.464]
HM	0.228 ± 0.040	0.426 ± 0.318	0.234 ± 0.139	0.087 ± 0.018	4	45	0.210 ± 0.127 [0.159 - 0.262]
OI	0.196 ± 0.031	0.330 ± 0.251	0.297 ± 0.135	0.168 ± 0.117	1	48	0.245 ± 0.148 [0.187 - 0.304]

Correlaciones de α	GEOWELLS - Media y desviación estándar de residuales de presión*[MPa]				Datos desviados	No. total de datos analizados	Promedio total [limites de confianza al 99%]
	Az-18 ($n = 16$) $\bar{x} \pm s$	H-1 ($n = 12$) $\bar{x} \pm s$	M-90 ($n = 14$) $\bar{x} \pm s$	M-201 ($n = 7$) $\bar{x} \pm s$			
BEG	0.409 ± 0.360	0.042 ± 0.024	0.682 ± 0.349	0.338 ± 0.148	0	50	0.386 ± 0.360 [0.248 - 0.524]
DX	0.086 ± 0.051	0.219 ± 0.126	0.488 ± 0.209	0.087 ± 0.029	18	32	0.096 ± 0.056 [0.068 - 0.124]
DR	0.174 ± 0.040	0.328 ± 0.241	0.434 ± 0.163	0.140 ± 0.058	0	50	0.285 ± 0.188 [0.213 - 0.358]
MK	0.087 ± 0.049	0.137 ± 0.120	0.508 ± 0.204	0.424 ± 0.154	0	50	0.274 ± 0.232 [0.185 - 0.363]
HK	0.364 ± 0.325	0.120 ± 0.072	0.654 ± 0.328	0.126 ± 0.120	0	50	0.348 ± 0.334 [0.220 - 0.477]
RA	0.066 ± 0.032	0.257 ± 0.181	0.530 ± 0.225	0.188 ± 0.093	0	50	0.265 ± 0.238 [0.174 - 0.356]
HM	0.232 ± 0.106	0.481 ± 0.347	0.403 ± 0.146	0.493 ± 0.269	0	50	0.384 ± 0.242 [0.291 - 0.477]
OI	0.278 ± 0.104	0.381 ± 0.280	0.390 ± 0.145	0.246 ± 0.114	0	50	0.330 ± 0.180 [0.261 - 0.399]

* Valor absoluto

Tabla 4. Resultados del método estadístico de residuales simples normalizados aplicado a las simulaciones de los perfiles de temperatura (T) de pozos geotérmicos bifásicos usando 8 correlaciones empíricas para el cálculo de la α y los simuladores GEOPOZO y GEOWELLS.

TEMPERATURA							
Correlaciones de α	GEOPOZO - Media y desviación estándar de residuales de temperatura* [°C]				Datos desviados	No. total de datos analizados	Promedio total [limites de confianza al 99%]
	Az-18 ($n = 16$) $\bar{x} \pm s$	H-1 ($n = 12$) $\bar{x} \pm s$	M-90 ($n = 14$) $\bar{x} \pm s$	M-201 ($n = 7$) $\bar{x} \pm s$			
BEG	14.700 ± 7.469	5.124 ± 2.032	4.216 ± 3.154	5.143 ± 3.957	5	44	6.014 ± 3.907 [4.406 - 7.621]
DX	8.830 ± 2.056	2.106 ± 1.274	1.415 ± 0.873	1.121 ± 0.911	15	34	1.604 ± 1.088 [1.085 - 2.122]
DR	7.920 ± 1.138	3.044 ± 1.818	1.159 ± 0.699	2.091 ± 1.577	0	49	3.879 ± 3.112 [2.673 - 5.085]
MK	8.531 ± 1.683	3.026 ± 1.940	2.932 ± 1.648	5.983 ± 4.412	0	49	5.150 ± 3.366 [3.846 - 6.454]
HK	13.967 ± 6.773	3.693 ± 1.443	3.361 ± 2.423	3.305 ± 2.627	7	42	4.464 ± 2.966 [3.211- 5.717]
RA	8.916 ± 2.142	5.465 ± 4.758	1.943 ± 1.026	1.896 ± 1.518	0	49	4.996 ± 4.052 [3.426 - 6.565]
HM	8.588 ± 1.164	4.703 ± 3.777	1.270 ± 0.884	0.710 ± 0.217	0	49	4.333 ± 3.811 [2.857- 5.810]
OI	8.083 ± 1.059	3.566 ± 2.390	0.649 ± 0.536	1.479 ± 1.121	0	49	3.871 ± 3.366 [2.567 - 5.176]

Correlaciones de α	GEOWELLS - Media y desviación estándar de residuales de temperatura* [°C]				Datos desviados	No. total de datos analizados	Promedio total [limites de confianza al 99%]
	Az-18 ($n = 16$) $\bar{x} \pm s$	H-1 ($n = 12$) $\bar{x} \pm s$	M-90 ($n = 14$) $\bar{x} \pm s$	M-201 ($n = 7$) $\bar{x} \pm s$			
BEG	12.409 ± 7.251	4.357 ± 1.768	5.839 ± 5.215	2.628 ± 1.669	8	42	4.642 ± 3.038 [3.359 - 5.925]
DX	5.411 ± 1.662	1.749 ± 1.263	3.141 ± 2.612	0.790 ± 0.305	0	50	3.111 ± 2.459 [2.169 - 4.054]
DR	2.384 ± 0.637	3.336 ± 2.384	2.185 ± 1.346	1.205 ± 0.537	2	48	2.150 ± 1.158 [1.696 - 2.604]
MK	3.656 ± 0.833	2.599 ± 1.928	3.163 ± 2.086	3.349 ± 1.921	0	50	3.206 ± 1.712 [2.550 - 3.862]
HK	11.510 ± 6.454	2.828 ± 1.394	5.428 ± 4.828	0.783 ± 0.573	10	40	3.282 ± 2.592 [2.157 - 4.408]
RA	4.746 ± 1.185	2.489 ± 1.434	3.556 ± 2.751	1.355 ± 0.563	0	50	3.300 ± 2.108 [2.492 - 4.108]
HM	2.110 ± 1.281	5.044 ± 4.706	1.823 ± 1.279	3.896 ± 2.652	6	44	2.139 ± 1.524 [1.512 - 2.766]
OI	1.700 ± 1.284	3.982 ± 3.164	1.572 ± 0.858	1.854 ± 1.027	3	47	1.821 ± 1.132 [1.372 - 2.269]

* Valor absoluto

sión y sus límites de confianza al 99% (Tabla 3: séptima columna), se encontró globalmente y estadísticamente que las 2 correlaciones que proveen los mejores resultados de aproximación con los datos medidos en todos los pozos son HM ($0.245 \pm 0.127\text{MPa}$) y DX ($0.248 \pm 0.134\text{MPa}$) para GEOPOZO, mientras que para GEOWELLS fueron DX ($0.096 \pm 0.056\text{MPa}$) y RA ($0.265 \pm 0.238\text{MPa}$). En el caso de los residuales totales de temperatura (Tabla 4: séptima columna), las 2 mejores correlaciones fueron DX ($1.604 \pm 1.088^\circ\text{C}$) y OI ($3.871 \pm 3.366^\circ\text{C}$) para GEOPOZO; mientras que para GEOWELLS, OI ($1.821 \pm 1.132^\circ\text{C}$) y HM ($2.139 \pm 1.524^\circ\text{C}$).

(ii) Regresiones lineales ordinarias (RLO) entre datos simulados y medidos. El método involucró la regresión lineal ordinaria de los perfiles de p y T , usando los datos medidos y los resultados simulados (normalizados) correspondientes por correlación. Con este propósito se calcularon los parámetros principales de RLO: intercepto (a), pendiente (b), sus respectivas incertidumbres (s_a y s_b), y los intervalos estadísticos de variación $a \pm s_a$ y $b \pm s_b$. En el caso ideal, se esperaría que las predicciones de los simuladores concuerden completamente con los datos medidos, y que consecuentemente a y b adopten valores lo más cercanos a 0 y 1, respectivamente. Los resultados obtenidos con este método estadístico se muestran en las tablas 5 y 6. En la Tabla 5 se muestran los resultados obtenidos para las predicciones de GEOPOZO. Los resultados calculados para los perfiles de presión y temperatura son presentados en la parte izquierda y derecha de la Tabla 5, respectivamente.

De acuerdo a los parámetros calculados de la RLO y sus intervalos ($a \pm s_a$ y $b \pm s_b$) y considerando globalmente las simulaciones de todos los pozos, las 2 mejores correlaciones que proveen los valores más aproximados a los datos medidos, tanto para presión como para temperatura, correspondieron a las correlaciones de: DX ($a = -0.042 \pm 0.090$; $b = 0.984 \pm 0.016$) y OI ($a = 0.087 \pm 0.096$; $b = 0.963 \pm 0.017$). En el caso de GEOWELLS (Tabla 6), las 2 mejores correlaciones que se aproximan a los datos medidos de presión son: DX ($a = 0.014 \pm 0.048$; $b = 1.003 \pm 0.008$) y RA ($a = 0.093 \pm 0.113$; $b = 0.970 \pm 0.019$). En el caso de la temperatura, OI ($a = -4.519 \pm 3.645$; $b = 1.016 \pm 0.014$) y DR ($a = -8.205 \pm 3.608$; $b = 1.027 \pm 0.013$) proporcionaron los valores más aproximados a los

datos medidos.

Los resultados obtenidos en las diferentes evaluaciones estadísticas usadas en este estudio claramente muestran la dificultad de disponer de una sola correlación para simular correctamente los datos de los perfiles de p y T en pozos geotérmicos. De aquí que el futuro planteamiento de la obtención de una nueva correlación mejorada para estimar más realísticamente la α sea requerida para obtener una mejor concordancia con los datos que se miden en los pozos usando la metodología estadística propuesta en este trabajo.

Conclusiones

Se realizó un estudio para evaluar estadísticamente, por primera vez en la literatura geotérmica, la simulación numérica del flujo bifásico en el interior de pozos geotérmicos usando 8 correlaciones diferentes para calcular la fracción volumétrica de gas (α) y evaluar su efecto en la determinación de los perfiles de p y T . Los efectos de gases no-condensables y sales, aunque son termodinámicamente importantes, no influyeron en los cálculos de los perfiles debido a las bajas concentraciones de estos componentes en los fluidos de los pozos simulados ($< 10\%$ en peso). El estudio permitió una evaluación estadística y cuantitativa de las diferencias observadas entre los perfiles simulados y medidos a través del cálculo de residuales simples normalizados. Este método no es comúnmente usado en la industria geotérmica ya que los métodos tradicionales se limitan sólo a evaluaciones cualitativas y gráficas, en donde suelen manipularse los intervalos de los ejes de p y T para demostrar la capacidad de predicción de los simuladores.

Se encontró que ninguna de las correlaciones de α evaluadas fue capaz de proporcionar datos simulados de p y T en concordancia total con los datos medidos en los pozos. Esto se debe a la complejidad que existe en conocer con precisión los patrones de flujo bifásico que dominan en el interior de los pozos geotérmicos, razón por la cual no se tiene aún disponible en la literatura geotérmica ninguna correlación de α específica para esta aplicación. A pesar de esta limitación, algunas de las correlaciones evaluadas fueron más apropiadas para describir el flujo bifásico existente en los pozos estudiados. Globalmente y atendiendo los resultados predichos por los simula-

Tabla 5. Resultados de los análisis de regresión lineal ordinaria aplicados a los perfiles de presión (p) y temperatura (T) simulados (con GEOPOZO y las 8 correlaciones de α) y su comparación con los datos $p - T$ medidos en los pozos geotérmicos. Los parámetros de regresión lineal calculados incluye el intercepto ($a \pm s_a$), la pendiente ($b \pm s_b$) y los intervalos.

GEOPOZO														
Corre- lación (α)	Presión (p)					Temperatura (T)								
	No. de datos	a		Intervalo [$a - s_a, a \pm s_a$]	b	Intervalo [$b - s_b, b \pm s_b$]	No. de datos	a		Intervalo [$a - s_a, a \pm s_a$]	b	Intervalo [$b - s_b, b \pm s_b$]		
BEG	49	-0.411 0.134	\pm	[-0.545, -0.277]	1.001 0.024	\pm	[0.977, 1.025]	44	-30.674 6.848	\pm	[-37.522, -23.826]	1.094 0.026	\pm	[1.068, 1.120]
DX	49	-0.042 0.090	\pm	[-0.132, 0.048]	0.984 0.016	\pm	[0.968, 1.000]	34	-0.703 3.530	\pm	[-4.233, 2.827]	1.001 0.013	\pm	[0.988, 1.014]
DR	49	0.119 0.093	\pm	[0.026, 0.212]	0.954 0.016	\pm	[0.938, 0.970]	49	-8.776 6.910	\pm	[-15.686, -1.866]	1.023 0.026	\pm	[0.997, 1.049]
MK	46	-0.047 0.097	\pm	[-0.144, 0.05]	0.965 0.018	\pm	[0.947, 0.983]	49	-16.431 6.237	\pm	[-22.668, -10.194]	1.044 0.024	\pm	[1.020, 1.068]
HK	49	-0.357 0.123	\pm	[-0.480, -0.234]	1.005 0.022	\pm	[0.983, 1.027]	42	-21.788 5.663	\pm	[-27.451, -16.125]	1.066 0.021	\pm	[1.045, 1.087]
RA	49	0.272 0.149	\pm	[0.123, 0.421]	0.934 0.026	\pm	[0.908, 0.960]	49	1.666 10.206	\pm	[-8.540, 11.872]	0.986 0.038	\pm	[0.948, 1.024]
HM	45	-0.142 0.093	\pm	[-0.235, -0.049]	1.009 0.016	\pm	[0.993, 1.025]	49	-4.178 9.297	\pm	[-13.475, 5.119]	1.010 0.035	\pm	[0.975, 1.045]
OI	48	0.087 0.096	\pm	[-0.009, 0.183]	0.963 0.017	\pm	[0.946, 0.980]	49	-5.965 7.644	\pm	[-13.609, 1.679]	1.014 0.029	\pm	[0.985, 1.043]

Tabla 6. Resultados de los análisis de regresión lineal ordinaria aplicados a los perfiles de presión (p) y temperatura (T) simulados (con GEOWELLS y las 8 correlaciones de α) y su comparación con los datos $p - T$ medidos en los pozos geotérmicos. Los parámetros de regresión lineal calculados incluye el intercepto ($a \pm s_a$), la pendiente ($b \pm s_b$) y los intervalos.

GEOWELLS														
Corre- lación (α)	Presión (p)					Temperatura (T)								
	No. de datos	a		Intervalo $[a - s_a, a \pm s_a]$	b	Intervalo $[b - s_b, b \pm s_b]$	No. de datos	a		Intervalo $[a - s_a, a \pm s_a]$	b	Intervalo $[b - s_b, b \pm s_b]$		
BEG	50	-0.361	\pm	[-0.488, -0.234]	1.001	\pm	[0.980, 1.022]	42	-26.318	\pm	[-31.111, -21.525]	1.082	\pm	[1.064, 1.100]
DX	32	0.014	\pm	[-0.034, 0.062]	1.003	\pm	[0.995, 1.011]	50	-18.677	\pm	[-23.036, -14.318]	1.061	\pm	[1.000, 1.032]
DR	50	0.311	\pm	[0.208, 0.414]	0.945	\pm	[0.928, 0.962]	48	-8.205	\pm	[-11.813, -4.597]	1.027	\pm	[1.014, 1.040]
MK	50	0.188	\pm	[0.095, 0.281]	0.937	\pm	[0.921, 0.953]	50	-9.023	\pm	[-12.488, -5.558]	1.023	\pm	[1.010, 1.036]
HK	50	-0.308	\pm	[-0.437, -0.179]	1.005	\pm	[0.983, 1.027]	40	-19.470	\pm	[-23.865, -15.075]	1.061	\pm	[1.045, 1.077]
RA	50	0.093	\pm	[-0.020, 0.206]	0.970	\pm	[0.951, 0.989]	50	-14.322	\pm	[-19.238, -9.406]	1.046	\pm	[1.028, 1.064]
HM	50	0.398	\pm	[0.260, 0.536]	0.951	\pm	[0.928, 0.974]	44	-10.052	\pm	[-14.524, -5.580]	1.036	\pm	[1.019, 1.053]
OI	50	0.429	\pm	[0.321, 0.537]	0.936	\pm	[0.918, 0.954]	47	-4.519	\pm	[-8.064, -0.774]	1.016	\pm	[1.002, 1.030]
		0.108			0.018				3.645			0.014		

dores GEOPOZO y GEOWELLS, las mejores correlaciones usadas para modelar los perfiles de p y T fueron DX y OI con errores promedio de predicción menores al 10%. Estos resultados fueron validados mediante los análisis estadísticos de residuales simples normalizados y regresiones lineales ordinarias aplicados entre los datos simulados y medidos.

A pesar de las diferencias encontradas entre los resultados simulados por GEOPOZO y GEOWELLS, es claro inferir que pequeños cambios en la fracción volumétrica de gas (α) afectan sensiblemente los perfiles de p y T en cada pozo. Debido a esta razón, el desarrollo de una nueva correlación específica para estimar la α , y describir más realísticamente el flujo bifásico dominante en el interior de las tuberías de producción de los pozos geotérmicos, es necesaria. Esta investigación representa todavía un reto científico muy importante por alcanzar para la ingeniería de yacimientos geotérmicos.

Agradecimientos

La primera autora agradece el apoyo económico brindado por el CONACyT y el Posgrado en Ingeniería (Energía de la UNAM) para la realización de los estudios de doctorado. Asimismo, los autores agradecen los excelentes comentarios de los árbitros anónimos y del Dr. S.P. Verma, los cuales permitieron mejorar el manuscrito.

Nomenclatura

A	área transversal, m^2
D	diámetro, m
e	energía específica, $= \left(h + V^2/2 + gz \sin\theta \right)$, J/kg
Fr	número de Froude $= \left(\frac{G^2}{\rho D g} \right)$
g	aceleración por gravedad, m/s^2
G	velocidad másica, kg/m^2s
h	entalpía, kJ/kg
m	masa, kg
p	presión, MPa
Per	perímetro, m
q	flujo de calor por unidad de longitud, W/m
\dot{q}	flujo de calor por unidad de área, W/m^2
Re	número de Reynolds $= \left(\frac{GD}{\mu} \right)$
s	desviación estándar de p o T , MPa o $^{\circ}C$
t	tiempo, s

T	temperatura, $^{\circ}C$
Tr	temperatura de formación-roca, $^{\circ}C$
V	velocidad del flujo, m/s
w	flujo másico, kg/s
We	número de Weber $= \left(\frac{G^2 D}{\sigma \rho} \right)$
x	fracción de vapor
Y_l	fracción volumétrica del líquido sin deslizamiento $= \left[\frac{w_l (1/\rho_l)}{w_l (1/\rho_l) + w_g (1/\rho_g)} \right]$
z	profundidad del pozo

Símbolos griegos

α	fracción volumétrica de gas
α_r	difusividad térmica de la roca, m^2/s
η	parámetro de Hughmark $= \left(\frac{R e^{1/6} Fr^{1/8}}{Y_l^{1/4}} \right)$
λ	conductividad térmica, W/m K
μ	viscosidad dinámica, Pa/s
θ	ángulo de inclinación, rad
ρ	densidad, kg/m^3
σ	tensión superficial, N m
τ	esfuerzo cortante, Pa
Ψ	variable dependiente (flujo másico, presión, esfuerzo cortante, flujo de calor)

Subíndices

a	aceleración
d	fondo del pozo
f	fricción
g	vapor
l	líquido
m	mezcla
r	coordenada radial
T	total
z	coordenada axial
θ	coordenada angular

Superíndices

$-$	Promedio aritmético entre la entrada y salida de un volumen de control (VC) $= \bar{\Psi} = (\Psi_i + \Psi_{i+1})/2$
\sim	Promedio integral sobre un VC $= \tilde{\Psi} = \left(\frac{1}{\Delta z} \right) \int_z^{z+\Delta z} \Psi dz$

Referencias

- Alkan, H. y Satman, A. (1990). A new lumped parameter model for geothermal reservoirs in the presence of carbon dioxide. *Geothermics* 19, 469-479.
- Ambastha, A.K. y Gudmundsson, J.S. (1986). Pressure profiles in two-phase geothermal wells: comparison of field data and model

- calculations. SGP-TR-93, June 21-23, Stanford, California, USA: *11th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.
- Aragón, A., García, A., Baca, A. y González, E. (1999). Comparison of measured and simulated pressure and temperature profiles in geothermal wells. *Geofísica Internacional* 38, 35-42.
- Barelli, A., Corsi, R., Del Pizzo, G. y Scali, C. (1982). A two-phase flow model for geothermal wells in the presence of non-condensable gas. *Geothermics* 11, 175-191.
- Barnett, V. y Lewis, T. (1994). *Outliers in statistical data*. John Wiley & Sons, Chichester, UK.
- Barragán, R.M., Nieva, D., Santoyo, E., González, E., Verma, M. y López-Mendiola, J.M. (1991). Geoquímica de fluidos del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla (México). *Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía* 7, 23-48.
- Battistelli, A., Calore, C. y Pruess, K. (1997). The simulator TOUGH2/EWASG for modeling geothermal reservoirs with brines and non-condensable gas. *Geothermics* 26, 437-464.
- Bonnecaze, R.H., Erskine, W. y Greskovich, E.J. (1971). Holdup and pressure drop for two phase slug flow in inclined pipes. *Journal of American Institute of Chemical Engineers* 17, 1109-1113.
- Castañeda, M., Abril, A., Arellano, V. y McCoy, R.L. (1981). Well log analysis applied to Cerro Prieto geothermal field. SGP-TR-55, December 16-18. Stanford, California, USA: *7th Workshop Geothermal Reservoir Engineering*.
- Chadha, P.K., Malin, M.R. y Palacio-Pérez, A. (1993). Modelling of two-phase flow inside geothermal wells. *Applied Mathematical Modelling* 17, 236-245.
- Dalkilic, A.S., Laohalertdecha, S. y Wongwises, S. (2009). Effect of void fraction models on the two-phase friction factor of R134a during condensation in vertical downward flow in a smooth tube. *International Communications in Heat and Mass Transfer* 35, 921-927.
- Dix, G.E. (1971). *Vapor void fractions for forced convection with subcooled boiling at low flow rate*. Tesis de Doctorado, University of California, USA.
- Duns, H. y Ros, N.C.J. (1963). Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. Paper 10132, June 19-26. Frankfurt, Germany: *6th World Petroleum Congress*.
- Espinosa-Paredes, G. y Soria, A. (1998). Method of finite difference solutions to the transient bubbly air-water flows. *International Journal for Numerical Methods in Fluids* 26, 1155-1180.
- Espinosa-Paredes, G., Cazarez-Candia, O., García-Gutiérrez, A. y Martínez-Mendez, J. (2002). Void fraction propagation in a bubbly two-phase flow with expansion effects. *Annals of Nuclear Energy* 29, 1261-1298.
- Espinosa-Paredes, G. y García-Gutiérrez, A. (2004). Thermal behaviour of geothermal wells using mud and air-water mixtures as drilling fluids. *Energy Conversion and Management* 45, 1513-1527.
- Espinosa-Paredes, G., Cazarez-Candia, O. y Vazquez, A. (2004). Theoretical derivation of the interaction effects with expansion effects to bubbly two-phase flows. *Annals of Nuclear Energy* 31, 117-133.
- Espinosa-Paredes, G., Salazar-Mendoza, R. y Cazarez-Candia, O. (2007). Averaging model for cuttings transport in horizontal wellbores. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 55, 301-316.
- García, A., Ascencio, F., Espinosa, G., Santoyo, E., Gutiérrez, H. y Arellano, V. (1999). Numerical modeling of high-temperature deep wells in the Cerro Prieto geothermal field, Mexico. *Geofísica Internacional* 38, 251-260.
- García-Gutiérrez, A., Espinosa-Paredes, G. y Hernández-Ramírez, I. (2002a). Study on the flow production characteristics of deep geothermal wells. *Geothermics* 31, 141-167.

- García, A., Espinosa-Paredes, G. y Barragán, R.M. (2002b). Effect of non-condensable gases on the flow of water and steam in geothermal wells. *Geofísica Internacional* 41, 377-383.
- García-Valladares, O., Sánchez-Upton, P. y Santoyo, E. (2006). Numerical modeling of flow processes inside geothermal wells: An approach for predicting production characteristics with uncertainties. *Energy Conversion and Management* 47, 1621-1643.
- Garg, S.K., Pritchett, J.W. y Alexander, J.H. (2004). A new liquid holdup correlation for geothermal wells. *Geothermics* 33, 795-817.
- Gokcen, G. y Yildirim, N. (2008). Effect of non-condensable gases on geothermal power plant performance. Case study: Kizildere Geothermal Power Plant-Turkey. *International Journal of Exergy* 5, 684-695.
- Gunn, C.I.M., Freeston, D.H. y Hadgu, T. (1992). Principles for wellbore simulator validation and calibration using matching analysis - I. Analytical techniques. *Geothermics* 21, 341-361.
- Hasan, A.R. y Kabir, C.S. (1992). Two-phase flow in vertical and inclined annuli. *International Journal of Multiphase Flow* 18, 279-293.
- Hasan, A.R., Kabir, C.S. y Sayarpour, M. (2007). A basic approach to wellbore two-phase flow modeling. Paper 109868-MS, November 11-14. Anaheim, California, USA: *Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Herzig, C.T. (1990). Geochemistry of igneous rocks from the Cerro Prieto geothermal field, northern Baja California, Mexico. *Journal of Volcanology and Geothermal Research* 42, 261-271.
- Horner, D.R. (1951). Pressure build-up in wells. Paper 4135, May 28 - June 6. The Hague, The Netherlands: *3rd World Petroleum Congress*.
- Hughmark, G.A. (1962). Holdup in gas-liquid flow. *Chemical Engineering Progress* 53, 62-65.
- Hurtig, E., Grosswig, S. y Kühn, K. (1997). Distributed fibre-optic temperature sensing: a new tool for long term temperature monitoring in boreholes. *Energy Sources* 19, 55-62.
- Jung, D.B., Wai, K.W. y Howard, W.T. (2001). Geothermal flow metering errors. *Geothermal Resources Council Transactions* 25, 23-25.
- Kelessidis, V.C., Karydakis, G.I. y Andritsos, N. (2007). Method for selecting casing diameters in wells producing low-enthalpy geothermal waters containing dissolved carbon dioxide. *Geothermics* 36, 243-264.
- Lu, X., Watson, A., Gorin, A.V. y Deans, J. (2006). Experimental investigation and numerical modelling of transient two-phase flow in a geysiring geothermal well. *Geothermics* 3, 409-427.
- Nieva, D., Verma, M., Santoyo, E., Barragán, R.M., Portugal, E., Ortiz, J. y Quijano, L. (1987). Chemical and isotopic evidence of steam up-flow and partial condensation in Los Azufres reservoir. SGP-TR-109, January 20-22. Stanford, California, USA: *12th Workshop on Geothermal Resources Engineering*.
- NIST/ASME Steam v2.2, (1996). Formulation for General and Scientific Use. *NIST Standard References Database* Number 10.
- Orkiszewski, J. (1967). Predicting two-phase pressure drop in vertical pipes. *Journal of Petroleum Technology* 19, 829-838.
- Ortiz-R, J. (1983). *Two-Phase Flow in Geothermal Wells: Development and Uses of a Computer Code*. Internal Report SGP-TR-66. June. Stanford Geothermal Program, Stanford University, California, USA.
- Rice, C.K. (1987). The effect of void fraction correlation and heat flux assumption on refrigerant charge inventory predictions. *ASHRAE Transactions* 93, 341-367.
- Rouhani, S.Z. y Axelsson, E. (1970). Calculation of void volume fraction in the sub cooled and quality boiling regions. *International*

- Journal of Heat and Mass Transfer* 13, 383-393.
- Rybach, L. (2003). Geothermal energy: sustainability and the environment. *Geothermics* 32, 463-470.
- Santoyo, E., Verma, S.P., Nieva, D. y Portugal, E. (1991). Variability in the gas phase composition of fluids discharged from Los Azufres Geothermal Caldera (México). *Journal of Volcanology and Geothermal Research* 47, 161-181.
- Satman, A. y Ugür, Z. (2002). Flashing point compressibility of geothermal fluids with low CO₂ content and its use in estimating reservoir volume. *Geothermics* 31, 29-44.
- Suárez, M.C., Tello, M.R. y Samaniego, F. (2000). Geochemical evolution of the Los Azufres, Mexico, geothermal reservoir. Part II: Non-condensable gases. Paper R0375, May 28 - June 10, Japan: *World Geothermal Congress 2000*.
- Szilas, A. P. y Patsch, F. (1975). Flow in geothermal hot water wells. *Geothermics* 4, 79-88.
- Tian, S. y Finger, J.T. (2000). Advanced geothermal wellbore hydraulics model. *Journal of Energy Resources Technology* 122, 142-146.
- Torres-Alvarado, I.S., Pandarinath, K., Verma, S.P., y Dulski, P. (2007). Mineralogical and geochemical effects due to hydrothermal alteration in the Los Azufres geothermal field, Mexico. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* 24, 15-24.
- Verma, S.P. (2005). *Estadística básica para el manejo de datos experimentales: Aplicación en la geoquímica (Geoquimiometría)*. (UNAM), México.
- Verma, M.P. (2009). Steam Tables: An approach of multiple variable sets. *Computers & Geosciences* 35, 2145-2150.
- Verma, S.P. (2009). Evaluation of polynomial regression models for the *Student t* and *Fisher F* critical values, the best interpolation equations from double and triple natural logarithm transformation of degrees of freedom up to 1000, and their applications to quality control in science and engineering. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* 26, 79-92.
- Verma, S.P. y Andaverde, J. (1996). Temperature distribution from cooling of a magma chamber in Los Azufres geothermal field, Michoacán, Mexico. *Geofísica Internacional* 35, 105-113.
- Verma, S.P. y Andaverde, J. (2007). Coupling of thermal and chemical simulations in a 3-D integrated magma chamber-reservoir model: A new geothermal energy research frontier. En: *Geothermal Energy Research Trends*, pp. 149-188, Nova Science Publishers, New York, USA.
- Verma, S.P., Andaverde, J. y Santoyo, E. (2006a). 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., Quiroz-Ruiz, A. y Díaz-González, L. (2008). Critical values for 33 discordancy test variants for outliers in normal samples up to sizes 1000, and applications in quality control in Earth Sciences. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* 25, 82-96.
- Verma, S.P., Díaz-González, L., Sánchez-Upton, P. y Santoyo, E. (2006b). OYNYL: A new computer program for ordinary, York, and New York least-squares linear regressions. *WSEAS Transactions Environment Development* 2, 997-1002.
- Wallis, G.B. (1969). *One-dimensional two-phase flow*. Editorial McGraw-Hill, USA.
- Woldesemayat, M.A. y Ghajar, A.J. (2007). Comparison of void fraction correlations for different flow patterns in horizontal and upward inclined pipes. *International Journal of Multiphase Flow* 33, 347-370.