



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN  
INGENIERÍA**

**CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA**

**MODELACIÓN NUMÉRICA DE FLUJO BIFÁSICO  
EN POZOS GEOTÉRMICOS Y ANÁLISIS DE  
INCERTIDUMBRE MEDIANTE  
EL MÉTODO DE MONTE CARLO**

**T E S I S**

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

**DOCTOR EN INGENIERÍA**

ENERGÍA - GEOTERMIA

P R E S E N T A :

**M.I. ALEJANDRA LIRYAD ALVAREZ DEL CASTILLO MOCTEZUMA**

DIRECTOR DE TESIS:

**DR. EDGAR R. SANTOYO GUTIÉRREZ**



2012



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: DR. GARCÍA VALLADARES OCTAVIO

Secretario: DR. SANTOYO GUTIÉRREZ EDGAR R.

Vocal: DR. HERNÁNDEZ PÉREZ JOSÉ ALFREDO

1<sup>er</sup>. Suplente: DR. KAILASA PANDARINATH

2<sup>do</sup>. Suplente: DR. ARAGÓN AGUILAR ALFONSO

Lugar donde se realizó la tesis:

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA  
COORDINACIÓN DE GEOENERGÍA

**DIRECTOR DE TESIS:**

DR. EDGAR R. SANTOYO GUTIÉRREZ

---

**FIRMA**

# NOMENCLATURA

## Mayúsculas

$A$	Área de la sección transversal	[m <sup>2</sup> ]
$BHT$	Temperatura de recuperación térmica	[°C]
$C_p$	Calor específico	[J/kg°C]
$D$	Diámetro	[m]
$Ex$	Rugosidad relativa = $(\epsilon/D)$	[Adimensional]
$Fr$	Número de Froude = $G^2/g\rho D$	[Adimensional]
$FDP_i$	Función de Densidad de Probabilidad	
$F_t$	Función de tiempo	
$G$	Velocidad de masa	[kg/m <sup>2</sup> s]
$In$	Datos de entrada para la RNA	
$IW$	Pesos en las capas entrada-oculta	
$J$	Velocidad superficial	[m/s]
$LW$	Pesos en las capas oculta-salida	
$P_c$	Presión crítica del agua	[bar]
$P_{er}$	Perímetro	[m]
$Q$	Flujo de calor por unidad de longitud	[W/m]
$R$	Radio de la esfera perturbada térmicamente	[m]
$Re$	Número de Reynolds = $GD/\mu$	[Adimensional]
$T$	Temperatura	[°C]
$T_D$	Temperatura adimensional = $(T_i - T)/(T_i - T_f)$	[Adimensional]
$T_f$	Temperatura del fluido de perforación y cuando no hay circulación	[°C]
$T_i$	Temperatura estabilizada de formación	[°C]
$T_{wb}$	Temperatura del pozo hacia la tubería	[°C]
$U_{to}$	Coefficiente de transferencia de calor entre el interior y el exterior de la tubería	[W/m <sup>2</sup> K]
$V$	Velocidad de flujo	[m/s]
$VC$	Volumen de control	
$We$	Número de Weber = $G^2D/\rho\sigma_s$	[Adimensional]

## Minúsculas

$b$	Bias (pesos en cada neurona oculta y de salida)	
$e$	Energía específica = $h + V^2/2 + gz\sin\theta$	[J/kg]
$f$	Factor de fricción	
$g$	Aceleración debido a la gravedad	[m <sup>2</sup> /s]
$g_Y$	Función de probabilidad	
$h$	Entalpía	[J/kg]
$k$	Conductividad térmica de la Tierra	[W/m K]
$k_c$	Conductividad térmica del revestimiento	[W/m K]

$k_{cem}$	Conductividad térmica del cemento	[W/m K]
$k_{ins}$	Conductividad térmica del aislante	[W/m K]
$k_t$	Conductividad térmica de la tubería	[W/m K]
$m$	Masa	[kg]
$p$	Presión	[bar]
$p_a$	Presión por aceleración	[bar]
$p_f$	Presión por fricción	[bar]
$p_g$	Presión debido a la gravedad	[bar]
$p_r$	Presión reducida = $p/P_c$	[Adimensional]
$\dot{q}$	Flujo de calor por unidad de área	[W/m <sup>2</sup> ]
$r$	Distancia radial	[m]
$r_{cem}$	Radio interior de la parte cementada	[m]
$r_{ci}$	Radio interior del revestimiento	[m]
$r_{co}$	Radio exterior del revestimiento	[m]
$r_D$	Coordenada radial adimensional = $r/R$	
$r_{ins}$	Radio interior del aislante	[m]
$r_{ti}$	Radio interior de la tubería	[m]
$r_{to}$	Radio exterior de la tubería	[m]
$r_{wb}$	Radio del pozo	[m]
$s$	Error	
$t$	Tiempo	[s]
$t_c$	Tiempo de circulación	[s]
$t_D$	Tiempo adimensional = $\lambda T/\rho C_p R^2$	
$w$	Flujo másico	[kg/s]
$x$	Calidad de vapor	
$z$	Profundidad	[m]

### Letras griegas

$\alpha$	Fracción volumétrica de vapor	
$\alpha_D$	Difusividad térmica de la formación	[m <sup>2</sup> /s]
$\alpha_h$	Coefficiente de transferencia de calor convectivo	[W/m <sup>2</sup> K]
$\alpha_{ANN}$	Fracción volumétrica de vapor ANN	
$\Delta t$	Tiempo de recuperación	[s]
$\varepsilon$	Rugosidad	[m]
$\eta$	Valores posibles que puede adoptar la función $\gamma$	
$\mu$	Viscosidad dinámica	[Pa/s]
$\pi$	PI = 3.14159	
$\theta$	Ángulo de inclinación	[grados]
$\rho$	Densidad	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\sigma_s$	Tensión superficial	[N/m]

$\tau$	Esfuerzo cortante	[Pa]
$\omega$	Media aritmética	
$\xi$	Posibles valores atribuidos a los parámetros de entrada	
$\Psi$	Variable dependiente (flujo másico, presión y entalpía)	

### Subíndices

<i>ANN</i>	Red Neuronal Artificial (RNA)
<i>e</i>	Este
<i>f</i>	Fluido
<i>g</i>	Vapor
<i>l</i>	Líquido
<i>HM</i>	Método analítico de Horner
<i>m</i>	Mezcla
<i>med</i>	Medido
<i>n</i>	Norte
<i>nor</i>	Normalizado
<i>opt</i>	Optimizado
<i>s</i>	Sur
<i>sim</i>	Simulado
<i>SRM</i>	Método analítico de Ascencio et al. (método de la esfera)
<i>w</i>	Oeste
<i>wall</i>	Pared

### Superíndices

- Media aritmética entre la entrada y salida de un VC =  $\bar{\Psi} = (\Psi_i + \Psi_{i+1})/2$
- ~ Media Integral sobre un VC =  $\bar{\Psi} = \left(\frac{1}{\Delta z}\right) \int_z^{z+\Delta z} \Psi dz$

# ÍNDICE

RESUMEN

ABSTRACT

1. Introducción	11
1.1 Antecedentes	11
1.2 Futuro de la Energía Geotérmica: Perspectiva al 2050	15
1.3 Objetivo del proyecto doctoral	19
1.4 Justificación del proyecto doctoral	19
1.5 Estructura general de la Tesis	20
2. Principales mecanismos de flujo de fluidos en pozos geotérmicos	23
2.1 Flujo monofásico	25
2.2 Flujo bifásico	26
2.3 Patrones de flujo bifásico	27
2.4 Simulador numérico de pozos - GEOWELLS	31
3. Base de datos de pozos geotérmicos productores	35
3.1 Fuentes de información y recopilación de datos	35
3.2 Descripción de la base de datos	35
4. Desarrollo de una nueva correlación empírica de la fracción volumétrica de vapor	42
4.1 Redes Neuronales Artificiales como herramienta computacional	44
4.2 Metodología desarrollada	46
4.3 Resultados y discusión	51
5. Metodología numérico- estadística para la predicción de perfiles de presión en pozos geotérmicos y evaluación de errores propagados	61
5.1 Teoría estadística sobre la propagación de error	63
5.2 Metodología computacional desarrollada para la determinación de perfiles de presión en pozos geotérmicos y su error asociado	66
5.3 Resultados y discusión	76
6. Modelación de procesos de flujo de fluidos en pozos geotérmicos en condiciones no-adiabáticas	84
6.1 Herramientas teóricas para la estimación de temperaturas estabilizadas	88
6.2 Metodología	90

6.3 Validación de resultados	97
CONCLUSIONES	109
REFERENCIAS	112
APÉNDICES:	
Apéndice A: <i>Artículo publicado</i> - Evaluación estadística de correlaciones de fracción volumétrica de vapor para la modelación numérica de flujo bifásico en pozos geotérmicos. <u><i>Revista Mexicana de Ingeniería Química</i></u> .	118
Apéndice B: <i>Artículo publicado</i> - A new void fraction correlation inferred from artificial neural networks for modelling two-phase flow in geothermal wells. <u><i>Computers &amp; Geosciences</i></u> .	119
Apéndice C: <i>Resumen de Artículo</i> – Prediction of flowing pressure gradients with uncertainties by a benchmark solution based on a computational coupling: Geothermal Wellbore Simulator – Monte Carlo method. <u><i>Computers &amp; Geosciences</i></u> .	120
Apéndice D : Coautoría en Artículos	122
Apéndice E: <i>Artículo en revisión</i> - Determination of flowing pressure gradients inside geothermal wells using artificial neural networks and wellbore simulation tools. <u><i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i></u> .	124
Apéndice F: Participación en Congresos Nacionales e Internacionales	125
Apéndice G: Tabla de perfiles de presión medidos de los pozos reportados en la Tabla 3.1.	126

## Resumen

La evaluación de los mecanismos de producción de pozos geotérmicos es una tarea fundamental en la ingeniería de yacimientos requerida para la optimización de sus recursos en el proceso de generación de energía eléctrica. La evaluación de la productividad de estos sistemas geoenergéticos es comúnmente evaluada a partir de datos de pozos geotérmicos productores (flujo másico, presión, entalpía, temperatura, entre otros). Estos datos son usualmente inferidos a partir de costosas mediciones de flujo estable que se realizan directamente en los pozos.

En este contexto, el uso de simuladores numéricos para modelar algunos de los principales mecanismos de producción de los pozos se ha conceptualizado como una herramienta fundamental para abatir los costos de registro e interpretación de datos de producción, así como para establecer políticas óptimas de explotación de sus recursos geotérmicos. Estos estudios numéricos pueden ser afectados por varios factores, entre los cuales se tiene: (i) la determinación de las fracciones volumétricas de las fases (líquido y vapor) con implicaciones en patrones de flujo bifásico que gobiernan su transporte en el interior de los pozos; (ii) los errores de las mediciones de parámetros de producción efectuadas *in-situ* en los pozos y la propagación de éstos; y (iii) la modelación de procesos de flujo de fluidos en pozos geotérmicos bajo condiciones no-adiabáticas; entre otros.

El objetivo principal de este proyecto de tesis doctoral fue desarrollar una nueva metodología numérico-estadística para estudiar el flujo bifásico de producción en el interior de los pozos geotérmicos, y con ello predecir confiablemente los perfiles de presión y temperatura. Con este propósito, se plantearon 3 objetivos específicos: (1) el desarrollo de una nueva correlación para el cálculo de la fracción volumétrica de vapor utilizando una base de datos de pozos geotérmicos; (2) la predicción de los perfiles de presión y sus incertidumbres, mediante el simulador GEOWELLS y la técnica de Monte Carlo, y (3) la modelación de los procesos de flujo de fluidos en términos de los perfiles de presión y temperatura, en condiciones adiabáticas y no-adiabáticas. Esta última condición se realizó mediante el estudio de los efectos causados por las temperaturas estabilizadas.

De acuerdo a estos objetivos se creó una base de datos mundial con datos de geometría y producción de 55 pozos geotérmicos. Esta base de datos fue utilizada para entrenamiento de la RNA con el objeto de encontrar una nueva correlación de fracción volumétrica de vapor que permita modelar confiablemente el flujo bifásico en pozos geotérmicos productores. Además esta base se utilizó para modelar los perfiles de presión (a través del simulador GEOWELLS), los cuales son comparados con los perfiles de presión medidos.

El primer objetivo de la tesis se alcanzó utilizando un modelo de redes neuronales artificiales (RNA) para determinar una nueva correlación que calcule la fracción volumétrica de vapor (hasta este momento no disponible en la literatura). Esta correlación de fracción volumétrica de vapor fue acoplada al simulador GEOWELLS para la predicción de los perfiles de presión. Como resultado de este análisis, se obtuvo que la nueva correlación de la fracción volumétrica de vapor inferida de RNA, mejora la calidad de predicción de los perfiles de presión con errores menores al 5%, comparado con los errores de las otras correlaciones utilizadas (Dix y Duns-Ros).

En relación al segundo objetivo, la presión simulada depende fundamentalmente de la presión de fondo y del gradiente de presión total, el cual a su vez depende de la fracción volumétrica de vapor, de propiedades termofísicas y de propiedades geométricas del pozo. Debido esencialmente a que no se acostumbra reportar mediciones experimentales con errores, se consideraron algunos escenarios probables de error en cada uno de estos parámetros. De acuerdo a los estudios previos y a los resultados obtenidos, la fracción volumétrica de vapor fue una de las variables de entrada que más afectó el cálculo del gradiente de presión total para los pozos simulados. En cuanto a la presión simulada y su error asociado, los resultados mostraron que el error asignado al término de presión de fondo es más importante y significativo en comparación al término de las caídas de presión (o gradiente de presión total), para los casos estudiados. Este resultado sugiere que las mediciones de este parámetro (presión de fondo) se realicen con mayor exactitud y precisión ya que pueden afectar sensiblemente la calidad de predicción de los perfiles de presión simulados. El éxito de esta metodología, dependerá de la calidad de los datos y de los errores que se obtengan en las mediciones, ya que éstos son fundamentales para realizar este tipo de simulación.

Finalmente, de acuerdo al tercer objetivo, se modeló el perfil de la TEF mediante los métodos analíticos de Horner (HM) y el esférico-radial (SRM). La metodología desarrollada fue probada en el pozo H1 (con flujo másico de 28kg/s), del campo geotérmico Los Humeros, Puebla. Los resultados obtenidos con el simulador GEOWELLS fueron comparados con el caso adiabático. Los resultados mostraron que el parámetro de flujo másico es muy importante. En condiciones reales de pozo, el efecto del flujo de calor hacia la formación es despreciable. Cuando se consideraron valores de flujo másico menores (de la mitad y un cuarto del valor real), los resultados obtenidos presentaron cambios significativos con respecto al caso adiabático. Utilizando el modelo SRM se tuvieron diferencias máximas del orden del 1.3% para la presión y 0.3% para la temperatura, mientras que con el modelo HM las diferencias fueron 6.2% y 1.2% para los perfiles de presión y temperatura, respectivamente. Por lo que es de gran importancia determinar la TEF por un método analítico nuevo que sea más confiable y preciso.

## Abstract

The reliable estimation of the production mechanisms of geothermal wells is a fundamental engineering task for optimizing electric power generation. The productivity evaluation of these systems is commonly evaluated from wellbore producing data (mass flow, pressure, enthalpy, temperature, etc.). The knowledge of these production parameters is usually obtained from costly stable flow measurements carried out *in-situ* during wellbore logging operations.

In this context, numerical simulation of fluid and heat flows inside geothermal wells is recognized as an effective and economic tool that can be used for a better understanding and exploitation of the geothermal resource. These numerical studies can be affected by several factors, which are: (i) determination of the void fraction or liquid hold-up with implications in two-phase flow patterns that govern inside the wells; (ii) propagation errors in the field measurements; and (iii) modeling the fluid flow process in geothermal wells under non-adiabatic conditions, among others.

The main objective of this project was to develop a new numerical-statistical methodology to study the two-phase flow inside geothermal wells. This methodology was created for the reliably prediction of the pressure and temperature profiles. For this purpose, the next three objectives were carried out: (1) the development of a new void fraction correlation using a world geothermal database; (2) the prediction of the pressure profiles and their uncertainties, by the simulator GEOWELLS and Monte Carlo technique; and (3) the modeling of the fluid flow processes in terms of pressure and temperature profiles in adiabatic and non-adiabatic conditions. The last condition was made by studying the effects caused by the static formation temperature.

According to these objectives it was created a world database with geometry and production data from 55 geothermal wells. This database was used to train the ANN in order to find a new void fraction correlation for modeling two-phase flow in producing geothermal wells. Also, this database was used for modeling the pressure profiles (through the simulator GEOWELLS), which were compared with measured pressure profiles.

The first goal of this work was achieved using an artificial neural networks (ANN) model to determine a new void fraction correlation (not available in literature). This new correlation was coupled to the simulator GEOWELLS for pressure profiles prediction. As a result of this task, it was found that the new void fraction correlation (inferred from ANN), improves the quality of prediction of pressure profiles with errors less than 5%, compared with other correlations (Dix and Duns-Ros).

In relation to the second target, the simulated pressure depends mainly on the background pressure and total pressure gradient, which depends on the void fraction parameter and thermophysical and geometrical properties of the well. Due to the lack of experimental measurements with errors, in this study some error probable scenarios were considered in each

of these parameters. According to previous studies and the obtained results, the void fraction parameter was one of the input variables that most affect the calculation of the total pressure gradient on simulated wells. For the simulated pressure and its error, the results showed that the error term assigned to the bottom-hole pressure is more significant in comparison to the term of the total pressure gradient. This result suggests that this parameter (bottom-hole pressure) needs to be measured more accurately because it can significantly affect the prediction quality of simulated pressure profiles. The success of this methodology depends on the quality of the measured data and its errors.

Finally, according to the third objective, the SFT profile by the analytical methods of Horner (HM) and the spherical-radial (SRM) were modeled. The methodology was tested in the well H1 (with mass flow rate of 28 kg/s) from Los Humeros geothermal field, Puebla. The results obtained using the simulator GEOWELLS were compared to the adiabatic case. The results showed that the mass flow parameter is very important. The effect of heat flow of fluid into the formation is negligible in actual conditions of the well. When considering lower values of mass flow rate (a half and quarter of the actual value), the results showed significant changes. Using the SRM model it had maximum differences 1.3% and 0.3%, whereas with the HM model the results were 6.2% and 1.2% for pressure and temperature profiles, respectively. Therefore, a new analytical method still needed for a reliable estimation of the SFT profile.

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Antecedentes

La disponibilidad de energía es un requisito indispensable para el crecimiento económico de los países. Datos reportados por la Unidad de Inteligencia Económica (2011), indican que el consumo mundial de energía se incrementó un 45% entre 1990 y 2010. En este periodo, Estados Unidos de Norteamérica (EUA) aumentó su consumo energético en un 19%, la Unión Europea un 5%, mientras que China (el mayor consumidor mundial de energía) y la India lo incrementaron en un 149% y 116%, respectivamente [Economist Intelligence Unit, 2011]. El ahorro y uso eficiente de energía también se han convertido en uno de los grandes temas de actualidad. Las medidas de ahorro de energía han sido generalmente destinadas a disminuir el consumo de combustibles fósiles y derivados del petróleo. Las energías renovables, hoy en día, constituyen una solución en este contexto energético e incluso son concebidas como una alternativa de creación hacia una nueva cultura y paradigma energético [Estrada-Gasca e Islas, 2010; IEA, 2011].

Uno de los compromisos más importantes en el desarrollo de las tecnologías de fuentes renovables de energía es precisamente la generación de energía limpia y sustentable como alternativa viable de sustitución de las fuentes convencionales basadas en combustibles fósiles. Dentro del contexto, la energía geotérmica es reconocida ampliamente como una de las energías renovables con mayor madurez tecnológica y sustentabilidad energética [Bertani, 2010]. En el año 2010, la capacidad mundial geoenergética instalada fue de ~10.7 GWe los cuales permitieron la generación de aproximadamente 67.2 TWh/año de electricidad [Bertani, 2010]. México ocupa actualmente el cuarto lugar a nivel mundial en la generación de energía eléctrica por medio de la explotación de recursos geotérmicos, detrás de Estados Unidos

(3,093 MW); Filipinas (1,904 MW) e Indonesia (1,197 MW) [Bertani, 2010]. Datos registrados al 2011, reportan que la capacidad geotérmica instalada en México es de 965 MW, a través de la explotación de 4 campos geotérmicos: Cerro Prieto en Baja California (720 MW); Los Azufres en Michoacán (195 MW); Los Humeros en Puebla (40 MW) y Las Tres Vírgenes en Baja California Sur (10 MW): ver Fig. 1.1. Además, esta capacidad será probablemente aumentada con el proyecto reestructurado del campo geotérmico Cerritos Colorados, localizado en Jalisco, cuyo potencial estimado es de ~75 MW [Santoyo y Barragán-Reyes, 2010].



Fig. 1.1 Principales campos geotérmicos de México actualmente en explotación geoenergética [modificado de Santoyo y Barragán-Reyes, 2010].

Estudios científicos recientes relacionados con el desarrollo de técnicas mejoradas de exploración y explotación para nuevas generaciones de sistemas geotérmicos muestran que, a mediano plazo, la generación geotermoeléctrica se convertirá en una pieza clave dentro del abanico energético mundial [Santoyo y Barragán-Reyes, 2010; Santoyo y Torres-Alvarado,

2011]. Hoy en día, en las etapas iniciales de exploración y explotación de un sistema geotérmico, numerosos estudios multidisciplinarios se realizan para estimar la extensión y localización del yacimiento, así como para evaluar el potencial energético acumulado y la factibilidad de su explotación con fines comerciales. Los sistemas geotérmicos hidrotermales (también llamados “convectivos”) se clasifican de forma general, con base a la temperatura que presenta el fluido que está confinado en yacimientos de líquido dominante. Cuando la temperatura del fluido geotérmico es menor a los 100°C o está en el intervalo de 100 a 200°C, se les denomina sistemas hidrotermales de baja o mediana entalpía, respectivamente. Estos sistemas son comúnmente aprovechados en una amplia variedad de aplicaciones directas, tales como, el acondicionamiento térmico de espacios y viviendas, procesos industriales, calentamiento de invernaderos y estanques, entre otros (Lund et al., 2010). Si la temperatura del fluido es mayor a los 200°C, se le considera un recurso de alta entalpía (o alto contenido energético), característica que ha sido ideal para la producción de electricidad con sistemas convencionales de generación.

En el proceso de aprovechamiento de los recursos geotérmicos, la energía eléctrica se inicia con la extracción de fluidos (monofásicos o bifásicos: líquido-vapor) de los yacimientos a través de pozos perforados similares a los petroleros. Estos fluidos son transportados hacia la superficie para llevar a cabo la separación eficiente del vapor geotérmico [Santoyo y Barragán-Reyes, 2010]. El proceso de separación se realiza generalmente mediante el uso de separadores centrífugos de tipo “Webre”. Dependiendo del fluido extraído y de sus características termodinámicas, su contenido energético puede aprovecharse con plantas de ciclo binario, de “Flasheo” de vapor o de vapor seco.

Las plantas de ciclo binario han sido las más apropiadas para la explotación de recursos geotérmicos de baja o mediana temperatura (<200°C). Debido a esta característica, los fluidos geotérmicos usados ceden su energía a un fluido secundario de bajo punto de ebullición para evaporarlo y utilizarlo como vapor para producir electricidad: Fig. 1.2. Hoy en día, existen unidades comerciales de 1 a 25 MWe [Nieva, 2009; Santoyo y Barragán-Reyes, 2010].

Por otra parte, las plantas de flasheo de vapor son comúnmente utilizadas cuando el fluido disponible en el yacimiento geotérmico presenta temperaturas  $> 200^{\circ}\text{C}$ . El fluido sobrecalentado es conducido hasta la superficie por un equipo que mantiene las altas presiones presentes en el subsuelo, luego cerca de la turbina, la presión decae rápidamente y el agua se vaporiza instantáneamente, e impulsa la turbina, ver Fig. 1.3. Actualmente se disponen plantas de flasheo de vapor con una capacidad que fluctúa entre 10 y 55 MW [Nieva, 2009].

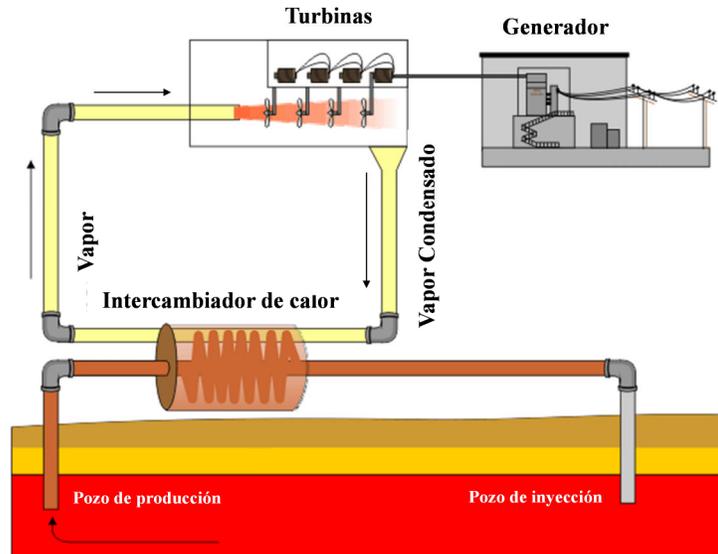


Fig. 1.2 Diagrama esquemático de una planta geotérmica típica de ciclo binario [modificado de Ryan, 2009]

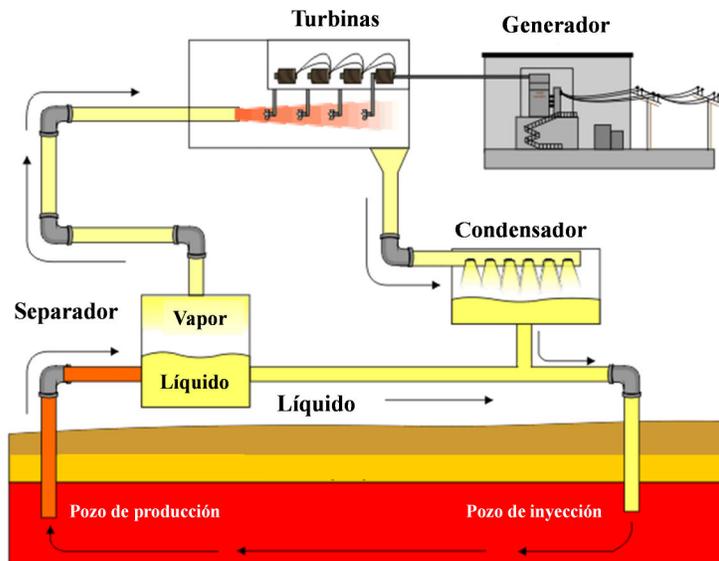


Fig. 1.3. Diagrama esquemático de una planta geotérmica típica de flasheo de vapor [modificado de Ryan, 2009].

Finalmente las plantas de vapor seco se utilizan generalmente para producir energía de yacimientos de vapor dominante. En este caso el vapor saturado o ligeramente sobrecalentado que se obtiene en la superficie, se envía directamente a las turbinas para generación de energía eléctrica (Fig. 1.4). El vapor húmedo a la salida se condensa y a través de pozos de inyección se regresa al yacimiento. Esta es una tecnología bien desarrollada y comercialmente disponible, con tamaños de turbina típicos en el rango de 35 a 120 MWe [Nieva, 2009; Santoyo y Barragán-Reyes, 2010].

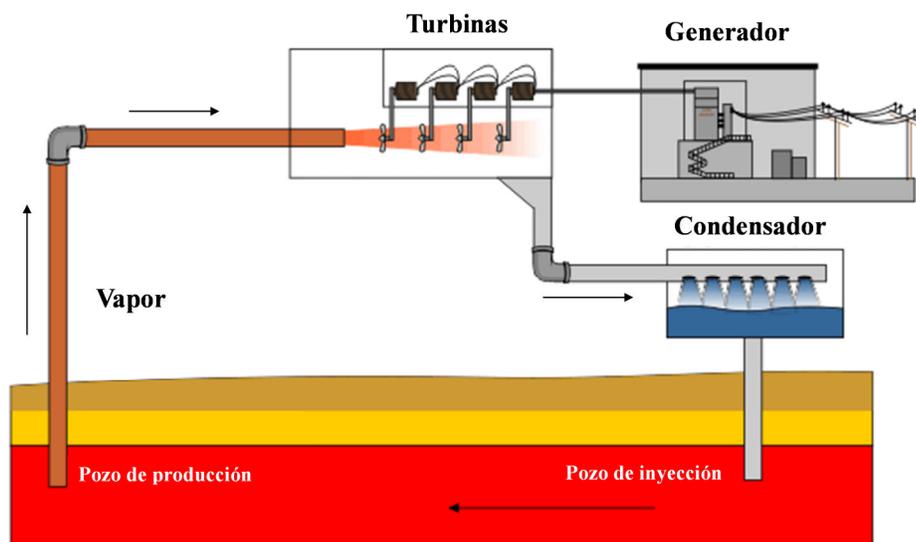


Fig. 1.4 Diagrama esquemático de una planta geotérmica típica de vapor seco [modificado de Ryan, 2009].

## 1.2. Futuro de la Energía Geotérmica: Perspectiva al 2050

La demanda energética está en continuo aumento, a un ritmo de crecimiento anual del 2% [Santoyo y Barragán-Reyes, 2010]. A medida que crece la población y la economía, millones de personas requieren cantidades de energía cada vez mayores para abastecer sus necesidades. Se estima que para el 2050 la generación de energía geotermoeléctrica podría alcanzar los 1,400 TWh/año, la cual representará el 3.5% de la producción de electricidad global [IEA, 2011]. Hasta ahora, la utilización de la energía geotérmica se ha concentrado en las áreas de producción natural de agua o vapor, con suficiente permeabilidad en la roca. Sin embargo, se tiene contemplado que para el año 2050 más de la mitad del aumento proyectado en la

producción vendrá incuestionablemente de la explotación de los recursos disponibles en los sistemas de roca seca caliente o sistemas geotérmicos mejorados (EGS) [Santoyo y Barragán-Reyes, 2010]. Estos sistemas consisten en roca seca a muy alta temperatura ( $\sim 650^{\circ}\text{C}$ ) localizada dentro de los 10 km superiores de la corteza terrestre, y se caracterizan por no contar con fluido suficiente como para transportar calor a la superficie, su explotación requiere de la creación de una red de fracturas en la roca y de la inyección de fluidos para su aprovechamiento: Fig. 1.5 [Santoyo y Barragán-Reyes, 2010].

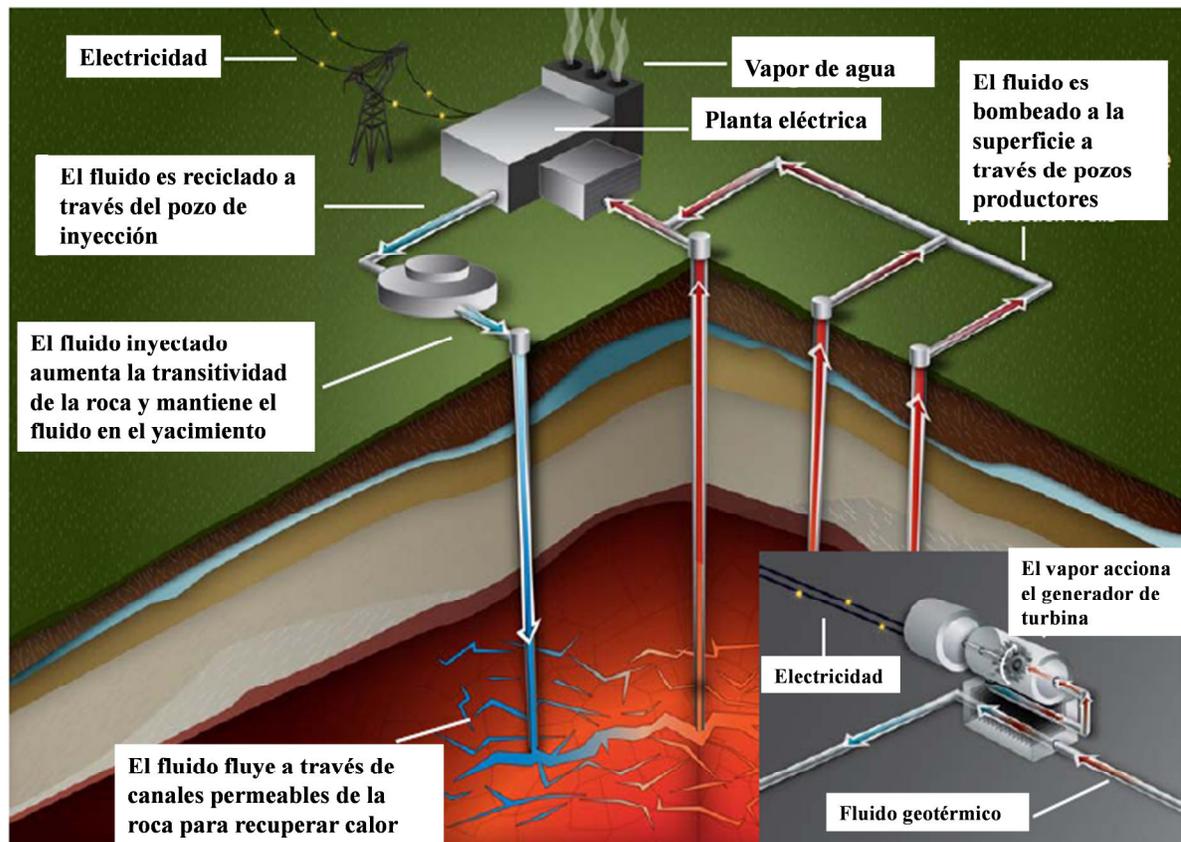


Fig. 1.5 Diagrama esquemático de los sistemas de roca seca caliente.

Actualmente, esta tecnología se encuentra ya en fase de investigación en algunos países (p.ej., EU y Australia) y en desarrollo con avances muy importantes, (p. ej., el proyecto piloto en Soultz-sous-Forêts, en Francia, con una planta de 1.5 MWe). El proyecto EGS más grande en el mundo se desarrolla en la Cuenca Cooper en Australia, en la cual se tiene identificado un potencial geotérmico entre 5GWe a 10 GWe [IEA, 2011]. En México aún no se han explotado

estos recursos, sin embargo, existen áreas localizadas en el Cinturón Volcánico Mexicano (CVM) que parecen demostrar tener gran potencial geotérmico, como los que se muestran en la Fig. 1.1 (p. ej., Acoculco, Puebla).

En las próximas décadas, México requiere un mayor número de proyectos de investigación, desarrollo y sobretodo de demostración tecnológica para asegurar que los sistemas de roca seca caliente puedan ser comercialmente viables en el país. Con esto se necesitarán crear nuevas políticas sobre el aprovechamiento integral de los recursos geotérmicos de acuerdo a todas sus aplicaciones actualmente viables. Además se requiere definir prioridades importantes para acelerar la evaluación del recurso, el desarrollo de nuevas tecnologías avanzadas de perforación, reducir los costos de inversión y operación de las plantas, entre otros [IEA, 2011].

Por otro lado, a pesar de la madurez tecnológica alcanzada a la fecha en la explotación de los recursos geotérmicos, estudios más precisos y exactos sobre la mecánica de fluidos y la transferencia de calor en los pozos son todavía requeridos para tratar de resolver o minimizar los problemas que han afectado históricamente a la explotación de recursos geotérmicos, en particular a la vida útil de los pozos y del yacimiento productor [Coddington y Macian, 2002; García-Valladares et al., 2006; Lu et al., 2006; Hasan et al., 2007; Kelessidis et al., 2007; Álvarez del Castillo et al., 2012]. Entre estos problemas de explotación destacan principalmente: la declinación temprana de la producción del yacimiento (o sobreexplotación del sistema), la reinyección de fluido de desecho, la estimación realista de temperaturas estabilizadas de la formación, las pérdidas de calor hacia la formación circundante, la localización del punto de flasheo en los pozos, la incrustación y corrosión de tuberías y pozos, los factores de daño en pozos y los problemas ambientales asociados con la descarga de gases a la atmósfera [Kanev et al., 1997; Zschocke, 2005; Andaverde et al., 2005, Quijano, 2006; Thorhallsson, 2006; Verma et al., 2006a y b; Aragón, 2007; Timlin, 2008].

Dentro del contexto de la mecánica de fluidos, el estudio de flujo bifásico en el interior de pozos geotérmicos es una de las tareas de investigación más importantes que vienen realizando en la ingeniería de yacimientos para ayudar a describir los patrones de flujo y los

principales mecanismos de producción que dominan en el interior de los pozos, en términos de la predicción confiable de los perfiles de presión, temperatura y composición, entre otros [Garg et al., 2004; Hasan et al., 2007]. La calidad o eficiencia de predicción de estos parámetros se evalúa generalmente mediante análisis comparativos que se realizan entre los datos de producción que se miden en los pozos y los predichos a través de simuladores [Gunn et al., 1992]. Los estudios numéricos inferidos de simuladores se ven generalmente afectados por varios factores, entre los cuales se encuentran principalmente: (i) la definición del modelo conceptual y numérico del pozo; (ii) la descripción realista de los patrones de flujo bifásico que gobiernan su transporte en el interior de los pozos; (iii) la determinación de las fracciones volumétricas de las fases (líquido y vapor) que se transportan en el interior de los pozos; (iv) el cálculo de los factores de fricción; (v) las propiedades termodinámicas y de transporte de los fluidos geotérmicos multi-componentes; (vi) las múltiples zonas de alimentación que pueden existir en los pozos; (vii) el efecto de los perfiles de temperaturas estabilizadas de la formación; (viii) la geometría de la tubería de los pozos modificada por agentes externos, como incrustaciones y corrosión; (ix) los errores de las mediciones de parámetros de producción efectuadas in-situ en los pozos; y (x) el efecto de estos errores e incertidumbres en la simulación numérica de los procesos.

En resumen, hoy en día, no obstante que ha existido un considerable avance en el desarrollo de simuladores de pozos geotérmicos y aplicaciones de éstos, no se ha reportado en la literatura ningún estudio que considere integralmente los factores arriba citados para la predicción más confiable de los perfiles de producción de los pozos. Como consecuencia de esta limitación, los resultados estadísticos que se han obtenido entre los datos medidos y simulados (“cuando éstos se realizan correctamente sin sesgo ni manipulación”), llegan a alcanzar diferencias significativas hasta de un 20 % [Gunn et al., 1992; Álvarez del Castillo et al., 2012].

Por tal razón, la realización de este tipo de investigación todavía representa un reto científico muy importante por alcanzar para la comunidad científica y la industria geotérmica mundial. Esta investigación precisamente se realizó en el contexto del presente proyecto doctoral.

## **1.1. Objetivo del proyecto doctoral**

El objetivo general del proyecto contempló desarrollar una nueva metodología numérico-estadística para estudiar confiablemente el flujo bifásico en el interior de pozos geotérmicos. Dentro de este contexto se planteó alcanzar esta meta a través de los siguientes objetivos específicos:

- La compilación y el análisis de literatura al estado del arte;
- El desarrollo de una nueva correlación o correlaciones mejoradas para el cálculo de la fracción volumétrica de la fase líquida (“liquid holdup”) y de vapor (“void fraction”) en pozos geotérmicos bifásicos;
- La realización, por primera vez en estudios geotérmicos, de un análisis de propagación de incertidumbre asociado con la predicción de los perfiles de producción (presión, temperatura) usando técnicas de simulación de Monte Carlo; y
- La evaluación del efecto de las pérdidas de calor a través del perfil de temperaturas estabilizadas de la formación, en la predicción de perfiles de presión y temperatura en condiciones no-adiabáticas.

## **1.2. Justificación del proyecto**

La realización de este proyecto permitirá obtener una predicción más confiable de los perfiles de producción y mecanismos de flujos bifásicos en pozos geotérmicos, incluyendo la evaluación de error e incertidumbres de estos pronósticos.

La aplicación de este estudio pretende ayudar a resolver numerosos problemas de la ingeniería geotérmica, entre los cuales destacan: (1) el análisis de riesgo de incrustaciones y de corrosión en el pozo y en sus instalaciones; (2) el diseño de los programas de construcción de los pozos; (3) la reducción de costos debido al registro de datos en campo; (4) la detección anticipada del factor de daño en los pozos; (5) la predicción de curvas de productividad y análisis de declinación temprana de la producción del pozo; (6) el análisis de coste-beneficio de sistemas de bombeo profundo en los pozos, cuando éstos se requieren; (7) la identificación de zonas permeables y de riesgo dentro del pozo; y (8) la explotación óptima y económica de los pozos

geotérmicos con el objeto de proteger la inversión de los proyectos geoenergéticos comerciales.

### 1.3. Estructura general de la Tesis

El diagrama de la Fig. 1.6, muestra de manera esquemática la metodología numérico-estadística desarrollada para alcanzar los objetivos, así como la estructura general de la tesis.

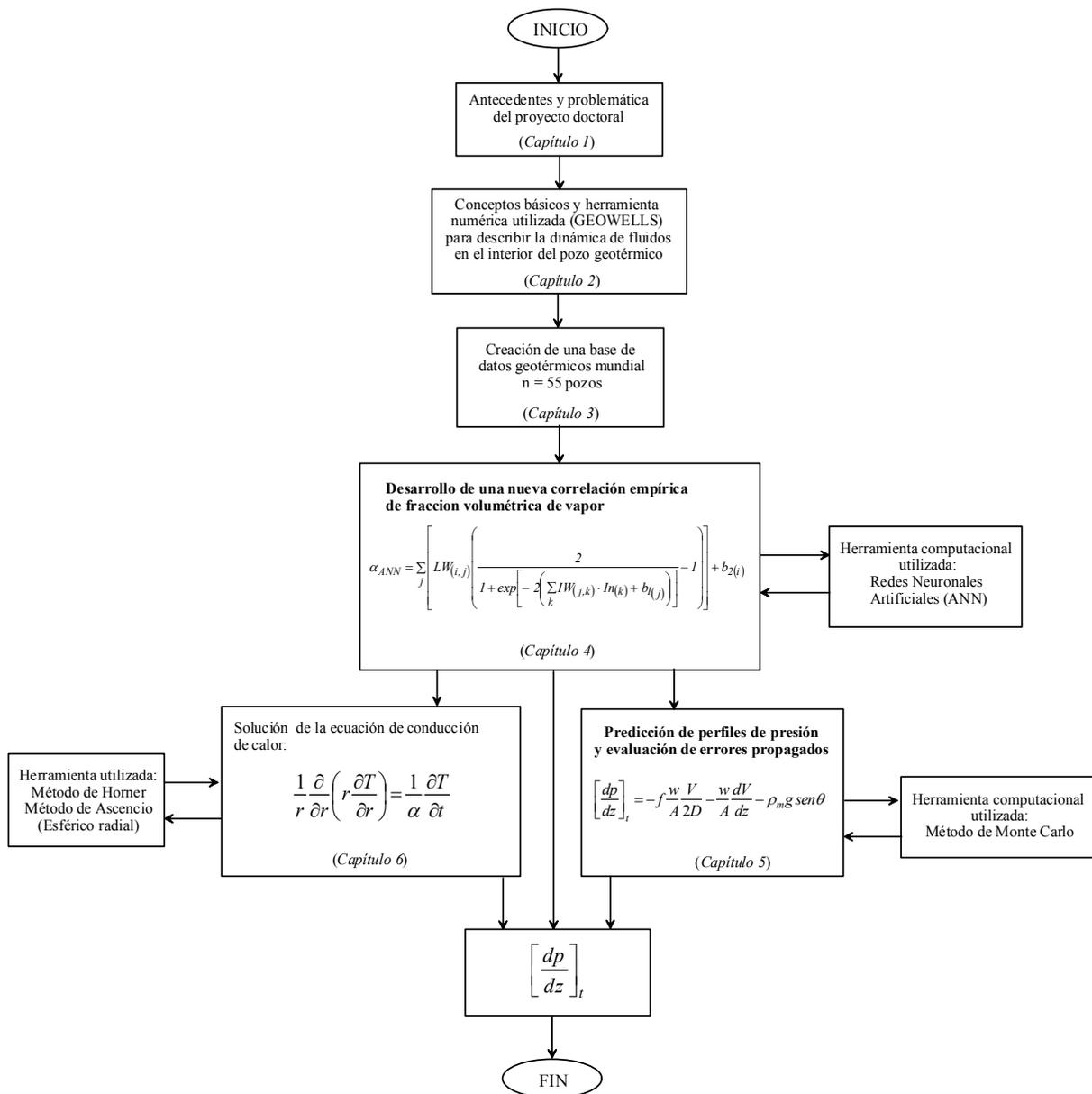


Fig. 1.6 Diagrama esquemático de la metodología numérico-estadística general del proyecto doctoral.

De acuerdo al diagrama de la Fig. 1.6, al inicio de la tesis, se dio una breve introducción de la problemática que aún existe en las etapas de exploración y explotación de los recursos geotérmicos, a través de los principales mecanismos de producción que predominan en el interior de los pozos. Adicionalmente se presentaron los antecedentes así como la justificación que llevaron a la realización de este proyecto doctoral. Asimismo, para llevar a cabo este proyecto en el capítulo 2 se describen algunos conceptos básicos de la mecánica de fluidos presentes en el interior de tuberías verticales e inclinadas de pozos geotérmicos, así como el uso de un simulador numérico de pozos (GEOWELLS) para estudiar los procesos de conservación de masa, momentum y energía, y la predicción de los perfiles de presión y temperatura.

Siguiendo con el diagrama de la Fig. 1.6, se realizó una búsqueda exhaustiva en la literatura especializada para la recopilación de algunas características de pozos geotérmicos provenientes de diferentes partes del mundo. Estas características fueron: geometría del pozo; flujo másico, presión, temperatura y calidad de vapor de fondo de pozo (calculada con datos de presión y temperatura por el software NIST); las cuales fueron utilizadas como datos de entrada al simulador geotérmico GEOWELLS. Adicionalmente, en el Apéndice G se presentan los perfiles de presión y temperatura de cada pozo, para la comparación entre los resultados simulados y medidos. Con toda esta información se formó una base de datos de 55 pozos geotérmicos.

De acuerdo a lo descrito en el capítulo 1, uno de los principales objetivos de la tesis es el desarrollo de una nueva correlación empírica de fracción volumétrica de vapor (Fig. 1.6, capítulo 4). Entre los antecedentes relacionados con esta investigación se publicó el artículo: *Evaluación estadística de correlaciones de fracción volumétrica de vapor para la modelación numérica de flujo bifásico en pozos geotérmicos*, publicado en la *Revista Mexicana de Ingeniería Química* (revista con arbitraje) en el 2010, resultado del trabajo realizado en los estudios de maestría e inicios del doctorado (ver Apéndice A). En este artículo se demostró que el uso de las correlaciones disponibles en la literatura, las cuales no fueron desarrolladas bajo condiciones geotérmicas, afecta sensiblemente la predicción

confiable de los gradientes de presión y temperatura en flujos bifásicos de pozos geotérmicos productores. Con el propósito de resolver la ausencia de correlaciones de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ), Álvarez del Castillo et al. (2010) recomiendan el uso de las correlaciones reportadas por Duns-Ros (DR) y el modelo de Dix (DX); para una obtención razonable de los gradientes de presión y temperatura ( $p$ - $T$ ) con errores promedio menores al 10%. Asimismo, el desarrollo de una nueva correlación específica para estimar la fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ), y describir más realísticamente el flujo bifásico dominante en el interior de las tuberías de producción de los pozos geotérmicos, es necesaria. Por lo que en esta parte de investigación se desarrolló una nueva correlación empírica utilizando redes neuronales artificiales (metodología descrita ampliamente en el capítulo 4). De esta investigación se publicó un artículo en una revista internacional con arbitraje: *Álvarez del Castillo, A., Santoyo, E., García-Valladares, O., 2012. A new empirical void fraction correlation inferred from artificial neural networks for modeling two-phase flow in geothermal wells. Computers & Geosciences, 41, 25-39: ver Apéndice B.*

Otro de los objetivos de la tesis, y del cual se creó el capítulo 5, fue desarrollar una nueva metodología para la predicción de los perfiles de presión y la estimación de sus errores propagados, utilizando el método de Monte Carlo. De este trabajo y por invitación del editor de la revista *Computers & Geosciences* para la edición de un volumen especial, se preparó un resumen: *A. Álvarez del Castillo y E. Santoyo. Prediction of flowing pressure gradients with uncertainties by a benchmark solution based on a computational coupling: Geothermal Wellbore Simulator-Monte Carlo method* (ver Apéndice C), el cual ha sido seleccionado para una segunda etapa de preparación de un artículo en extenso para ser publicado en el verano del 2012. Actualmente ya se tiene un borrador del manuscrito.

Finalmente, de acuerdo a la Fig. 1.6, para la predicción de los perfiles de presión y temperatura, se modeló los procesos de flujo de fluidos en pozos geotérmicos en condiciones no-adiabáticas (capítulo 6). En esta investigación solo se evaluó el pozo H1, del campo geotérmico Los Humeros, Puebla; debido a la escasa información reportada en la literatura.

Conclusiones de este proyecto doctoral son presentadas al final de la tesis. Los artículos publicados son mostrados en los apéndices, así como los congresos asistidos.

## Capítulo 2

# Principales mecanismos de flujo en el interior de pozos geotérmicos

### Introducción

En el desarrollo de un campo geotérmico, una de las tareas tecnológicas y de investigación de ingeniería de yacimientos está orientada al estudio de los procesos de flujo de fluidos que dominan en el interior de los pozos geotérmicos. La tubería de producción de un pozo geotérmico que penetra el yacimiento o reservorio es el único medio práctico que existe para explorar las condiciones reales de producción del yacimiento [Jung et al., 2001].

La medición correcta del flujo es una tarea importante para determinar el diseño óptimo del equipo, así como para estimar las reservas disponibles del recurso y ayudar a entender los principales procesos que gobiernan en el pozo. Los cambios que experimenta el flujo másico suelen ser indicativos de posibles problemas como la obstrucción en tuberías o equipos, la identificación de problemas mecánicos que se presenten en el fondo del pozo, o simplemente proveer señales anticipadas de la disminución o agotamiento del recurso geotérmico. En términos práctico-económicos, un déficit de eficiencia que oscila entre el 5 y 20% puede representar millones de dólares o incluso el agotamiento prematuro del recurso [Jung et al., 2001].

Uno de los problemas más importantes que existen en la actualidad, durante el desarrollo y explotación de un yacimiento geotérmico, es la predicción confiable de los gradientes de presión y temperatura que se presentan durante los procesos de flujo de fluidos en los pozos. La estimación confiable de estos gradientes (presión y temperatura) es fundamental para la solución de numerosos problemas asociados con la ingeniería de yacimientos y por ende, de la producción misma [Chadha et al., 1993; Hasan et al., 2007]. Estos gradientes son usualmente

inferidos a partir de costosas mediciones de flujo estable que se realizan en los pozos productores [Jung et al., 2001; Atalay et al., 2008]. El estudio de los procesos de flujo de fluidos y de transferencia de calor que ocurren en el interior de los pozos también juegan un papel muy importante en la evaluación de su productividad [Garg et al., 2004; García-Valladares et al., 2006; Hasan et al., 2007]. A partir de este conocimiento se trata de proporcionar elementos teórico-experimentales para lograr una explotación racional y económica de los recursos geotérmicos y con esto proteger la alta inversión que presentan los proyectos geoenergéticos comerciales. Por ejemplo, la perforación de un pozo tiene un costo elevado que oscila aproximadamente entre uno y dos millones de dólares, lo cual puede llegar a representar hasta el 40% del costo total del proyecto [Santoyo, 1997; Augustine et al., 2006].

El modelo físico conceptual de un pozo puede ser descrito, en forma simple, como una tubería circular vertical con flujo en fase líquida en la parte más profunda, la cual tiende a “flashear” a una profundidad más somera debido a la disminución de la presión y temperatura del fluido. Desde este punto de flasheo, se produce una zona de flujo bifásico (líquido-vapor), con incrementos paulatinos en la velocidad de mezcla y la calidad de vapor (Fig. 2.1).

Durante su trayectoria de ascenso del fluido, pueden aparecer algunos patrones de flujo bifásico (p. ej., burbuja, bala, agitado, anular disperso y anular) dependiendo de la distribución de vapor y líquido y de la velocidad de estas fases [Taitel et al., 1980]. La determinación de la distribución de las fases en flujo ascendente dentro de tuberías verticales o inclinadas es por lo tanto compleja debido al deslizamiento que existe entre las fases participantes. Cuando la mezcla alcanza la superficie, presenta calidades de vapor del orden de 0.0268 a 0.7834 [Álvarez del Castillo et al., 2012], por ello es dirigida hacia separadores centrífugos en donde el vapor es separado y dirigido hacia la turbina para la generación de energía eléctrica, mientras que el líquido remanente es regresado al subsuelo a través de pozos de reinyección para evitar la afectación al medio ambiente [García-Valladares et al., 2006; Santoyo y Barragán-Reyes, 2010].

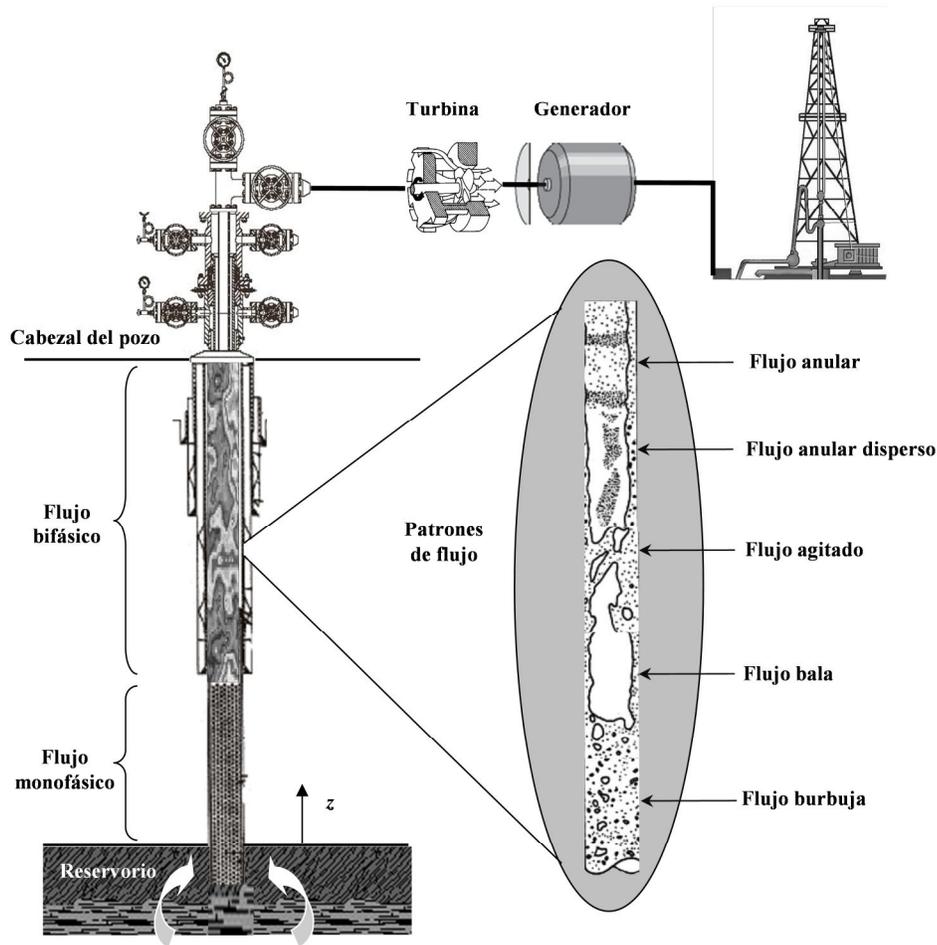


Fig. 2.1 Diagrama esquemático de un pozo geotérmico típico mostrando el cambio de fase y los diferentes patrones de flujo.

## 2.1 Flujo monofásico

El flujo monofásico es el modelo más simple del proceso de flujo de fluidos en el pozo, y está caracterizado, como su nombre lo indica, por tener una sola fase (generalmente líquido o gas). Los métodos que existen para calcular el gradiente de presión asociado con flujos monofásicos en tuberías verticales es un tema que ha sido tratado con amplio detalle en las ingenierías química y mecánica. El gradiente de presión en este flujo se debe básicamente a la suma de los efectos de la energía perdida por fricción, y los cambios de energía potencial y cinética. Dicho gradiente de presión se determina a partir de un balance de la energía mecánica del sistema haciendo uso de las ecuaciones de continuidad y momentum [Wallis, 1969; Cinar, 2006].

## 2.2 Flujo bifásico

El flujo bifásico, teóricamente, es el proceso de flujo en el que puede coexistir dos fases de los tres estados de la materia (sólido, líquido y gas) de cualquier componente o combinación de componentes (binario, ternario o multicomponente). Algunas de las aplicaciones prácticas de flujo bifásico son comúnmente encontradas en la industria petrolera, geotérmica, nuclear, etc. [Wallis, 1969; Cinar, 2006].

En contraste con el flujo monofásico, el gradiente de presión asociado con el flujo bifásico es mucho más complicado y no siempre se incrementa con la reducción del diámetro de la tubería o con un aumento en el flujo. Este fenómeno se debe a la presencia de la fase de vapor, la cual tiende a deslizarse por la fase líquida sin que realmente contribuya al desplazamiento de ésta. Otro fenómeno que se observa en este tipo de flujo es que, bajo ciertas condiciones, la velocidad superficial del líquido en la tubería puede variar apreciablemente sobre distancias relativamente cortas de tubería, resultando en una pérdida de presión variable por fricción. Bajo otro tipo de condiciones, también puede suceder que la fase líquida sea completamente embebida por la fase gaseosa y que tenga poco efecto la pérdida de presión por fricción [Wallis, 1969].

Los modelos que existen reportados para estudiar el flujo bifásico pueden ser clasificados en dos grandes grupos:

- a) **Modelo de flujo homogéneo.** Los modelos de flujo homogéneo son los más sencillos, ya que facilitan un tratamiento analítico y requieren un mínimo de información. La mezcla de dos fases es tratada como si fuera una sola fase con propiedades representativas de la mezcla. Esto es, se asume que las fases líquida y vapor fluyen a una misma velocidad lineal. Este modelo puede ser conveniente para describir patrones de flujo burbuja, en donde las fases de vapor y líquido fluyen a una misma velocidad [Whalley, 1996].

b) **Modelo de flujo de desplazamiento (“drift-flux”).** Este tipo de modelos de flujo son también conocidos como flujo separado en donde su principal característica se centra en el movimiento relativo de cada una de las fases. En este modelo, el flujo es simulado a través de las ecuaciones de conservación de masa, momentum y energía. La teoría de flujo separado tiene una amplia aplicación en diferentes patrones de flujo gas-líquido [Wallis, 1969].

### 2.3 Patrones de flujo bifásico

Desde el punto de vista de la mecánica de fluidos, los fluidos bifásicos pueden adoptar diferentes configuraciones durante su transporte a través de canales o tuberías cerradas, a las cuales se le denominan patrones de flujo [Wallis, 1969]. Estos patrones tienen como génesis las inherentes caídas de presión, la calidad del vapor o líquido del fluido, la temperatura, la orientación y las diferentes geometrías de las tuberías de producción de los pozos.

Los patrones que usualmente tipifican los procesos de flujo bifásico en el interior de tuberías verticales (p. ej., pozos geotérmicos) se denominan flujo burbuja (A), flujo bala (B), flujo semi-anular o agitado (C), flujo anular disperso (D) y flujo anular (E) [p. ej., Bertola, 2003; Cardemil, 2006]. La Figura 2.2 muestra una representación esquemática de los diferentes regímenes de flujo [Cardemil 2006].

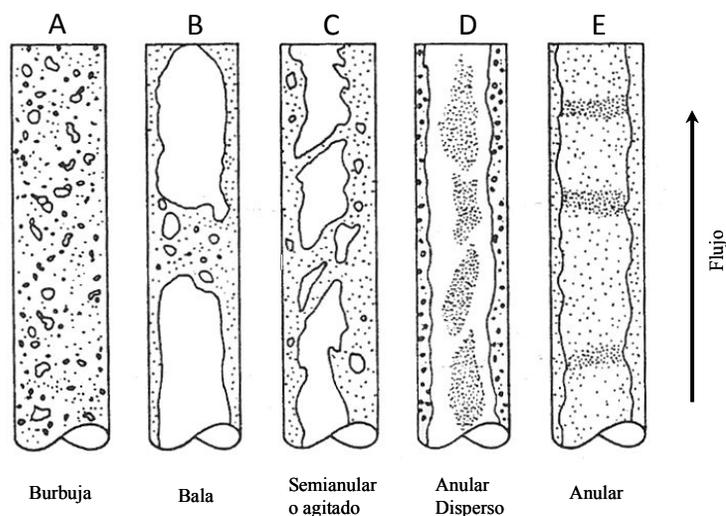


Fig. 2.2 Representación esquemática de patrones de flujo bifásico en tubos.

En la configuración de flujo burbuja se tiene una fase líquida continua y una fase de vapor que se dispersa en pequeñas burbujas dentro de la fase líquida. Las burbujas viajan dentro del fluido con un movimiento complejo y generalmente presentan tamaños distintos (Fig. 2.2A). En algunos casos estas burbujas se concentran en la parte central de la tubería y en otros casos, cerca de las paredes [Bertola, 2003]. El incremento en la densidad de las burbujas en la mezcla y la fusión entre ellas produce como resultado burbujas más grandes, también conocidas como “burbujas de Taylor”, cuyo fenómeno causa la transición a patrón de flujo bala (Fig. 2.2B) [Kelessidis et al., 2007]. Bertola (2003) describe que en general, este tipo de patrón de flujo no se presenta en tuberías de grandes diámetros (0.15- 0.2 m), ya que en este caso existe una transición directa de flujo burbuja a flujo semianular (Fig. 2.2C). La característica principal del flujo semianular o agitado es la inestabilidad que éste presenta. A medida que se desarrolla el flujo existe una separación de fases, en donde la fase líquida fluye principalmente en las paredes de la tubería, mientras que la fase gaseosa viaja en la parte central de la misma (Fig. 2.2C). Entre las dos fases siguen existiendo pequeñas gotas, que son arrastradas por el mismo fluido [Holland y Bragg, 1995].

El patrón de flujo anular disperso se produce generalmente cuando las pequeñas gotas arrastradas forman estructuras coherentes transitorias como nubes o espirales de líquido en la base central de fase de vapor (ver Fig. 2.2D). La transición al patrón de flujo anular ocurre a velocidades de flujo de gas muy altas. La fase líquida asciende como una película delgada cubriendo la pared de la tubería, mientras que la fase de vapor fluye hacia arriba llevando pequeñas gotas líquidas arrastradas de la película de líquido, Fig. 2.2E [Bertola, 2003].

La descripción o el estudio de los patrones de flujo bifásico, se puede analizar a través del uso de mapas de flujo que generalmente están en función de las velocidades superficiales de las fases [Cardemil, 2006]. Actualmente, existen numerosos mapas para diversas geometrías en donde las fronteras de cada patrón cambian de acuerdo a cada autor. La mayoría de los mapas propuestos se usan para condiciones específicas y comúnmente no son representativos cuando se aplican a otros sistemas [Aprin et al., 2007].

Dentro de esta fenomenología de la mecánica de fluidos, la fracción volumétrica de vapor o líquido son parámetros muy importantes en el diseño de mapas y operación de sistemas de flujo bifásico. Hoy en día existen numerosos métodos para medir experimentalmente este tipo de parámetros. Entre los métodos más usados están: (a) la absorción de Rayos-X (XRA) y (b) el uso de Sondas de Fibra Óptica (OFS) [Rojas y Loewen, 2007].

El método XRA mide la intensidad de los Rayos-X que traspasan la tubería en la que fluye una mezcla bifásica (líquido-vapor). La intensidad del rayo se mide con un detector de centelleo que posee un cristal de tipo NaI (TI) y éste a su vez está asociado con un foto-multiplicador [Kendoush y Sarkis 2002]. El cristal está formado por un material aislante (NaI) y un activador (TI). El aislante tiene la propiedad de tener la banda de valencia llena y la banda de conducción vacía, una radiación incidente puede excitar un electrón, haciéndolo saltar a la banda de conducción. En un momento dado este electrón, perderá esta energía, emitiendo un fotón y cayendo de nuevo a la banda de valencia (Fig. 2.3). El activador TI permite aumentar la probabilidad de emisión de fotones y reducir la auto-absorción de luz. Al incidir estos fotones al foto-multiplicador a la salida se obtienen pulsos los cuales son amplificados y cuantificados por un espectroscopio.

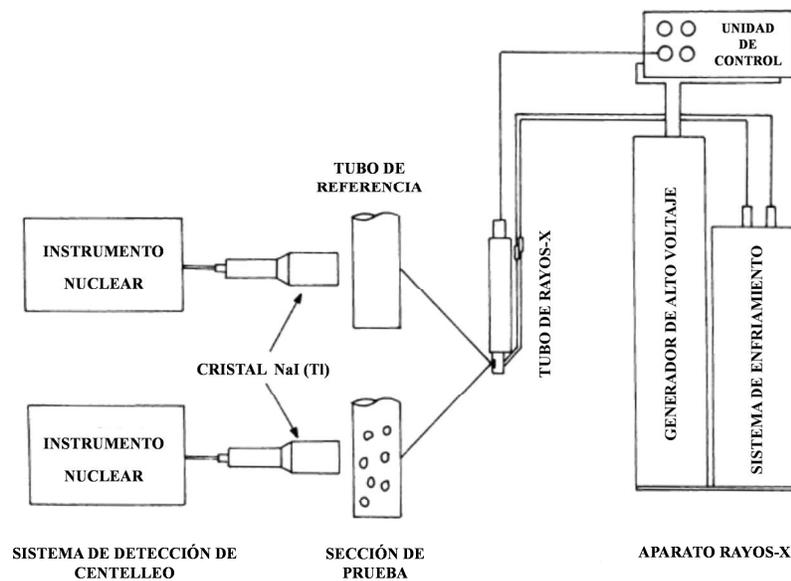


Fig. 2.3 Representación esquemática del método de absorción de Rayos-X (XRA) para la medición de fracción volumétrica de vapor.

El segundo método OFS usa un sensor compuesto por dos sondas de fibra óptica, una sonda para transmitir la luz y otra sonda para recibirla (Fig. 2.4). La punta de cada sonda es de zafiro y en forma de cono con un diámetro de 1mm. La primera sonda es dirigida hacia el flujo bifásico con cierto ángulo de inclinación; cuando la punta de la sonda penetra la fase líquida de la mezcla produce un rayo de luz reflejante de baja intensidad, mientras que cuando ésta atraviesa la fase de vapor o las burbujas de vapor, la luz producida es casi totalmente reflejada mediante un haz de luz de alta intensidad. La luz reflejada es transmitida al módulo de condicionamiento de señal a través de una segunda fibra óptica.

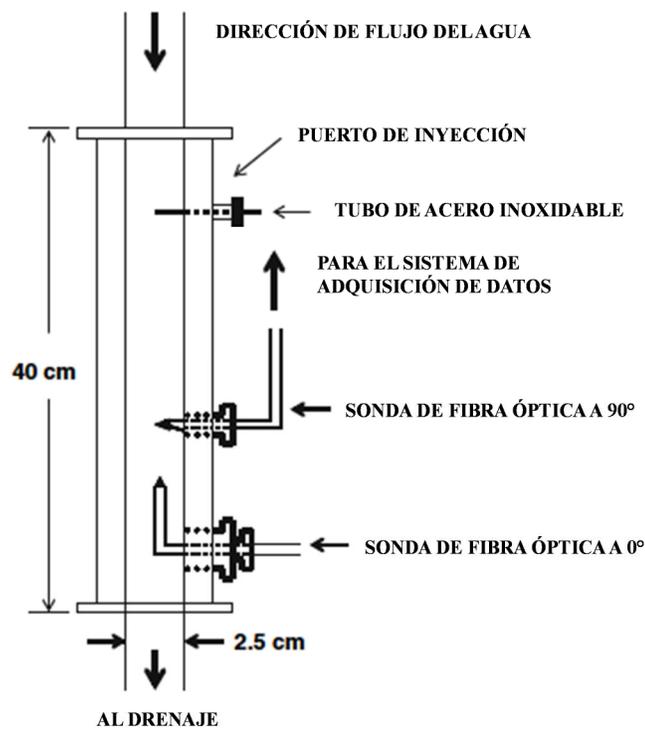


Fig. 2.4 Representación esquemática del método de sonda de fibra óptica (OFS) para la medición de fracción volumétrica de vapor.

A pesar de la madurez tecnológica de estos dispositivos, en pozos geotérmicos no se han aplicado estos dispositivos por la resistencia de los sensores de medir temperaturas de ambientes geotérmicos de  $\sim 300^{\circ}\text{C}$ . Hoy en día no se tiene reportadas mediciones de fracción volumétrica de vapor o líquido en pozos geotérmicos; por lo que se ha optado por utilizar métodos empíricos desarrollados por otras industrias para ser aplicados en esta área de conocimiento.

## 2.4 Simulador numérico de pozos (GEOWELLS)

El uso de simuladores numéricos para modelar los principales mecanismos de producción de los pozos se ha conceptualizado como una herramienta fundamental para abatir los costos de registro e interpretación de datos de producción, así como para establecer políticas óptimas de explotación de los recursos geotérmicos en la generación de electricidad [Gunn et al., 1992; Tian y Finger, 2000; Hasan et al., 2007; Timlin, 2008; Álvarez del Castillo et al., 2012]. Por ejemplo, a flujos máscicos superiores a 30tn/hr ó 8.33kg/s, las herramientas de medición no se pueden introducir en el pozo, por lo que el uso de simuladores en estos casos es muy útil.

Dentro de los simuladores desarrollados a la fecha para estudiar los mecanismos de producción está el simulador GEOWELLS (desarrollado por García-Valladares et al., 2006). El simulador numérico GEOWELLS fue originalmente desarrollado para modelar procesos de flujo de fluidos en sistemas de refrigeración, y fue codificado bajo las siguientes consideraciones: a) análisis de flujos monofásicos (líquido), flujo bifásico y flujo de vapor sobrecalentado; b) modelación de flujo desde el fondo de la tubería hasta la superficie, y viceversa, a través de volúmenes de control (VC); c) determinación de variables de salida, tales como la : presión, temperatura, entalpía, calidad de vapor, y el flujo máscico, entre otras más que pueden definirse por programación; d) estimación de las pérdidas de transferencia de calor entre la tubería y los alrededores; y e) el uso de diferentes geometrías de pozos, incluyendo tuberías verticales e inclinadas. [García-Valladares et al., 2006].

Las suposiciones consideradas por el simulador GEOWELLS para su aplicación al caso de simulación de un pozo geotérmico incluyen: (i) flujo unidimensional [ $P(z,t)$ ,  $h(z,t)$ ,  $T(z,t)$ , etc.]; (ii) flujo bifásico, analizado mediante modelos homogéneo o separado; (iii) comportamiento termodinámico de los fluidos geotérmicos aproximado con las propiedades de agua pura; (iv) la ecuación de conducción de calor a través de los materiales del pozo (tubería, cementación y la formación de la roca), para estimar el efecto térmico que tiene sobre el fluido, es resuelta utilizando la distribución de temperatura simétrica-axial de transferencia tridimensional; y (v) equilibrio termodinámico entre las fases en el flujo bifásico [García-Valladares et al., 2006].

Las ecuaciones gobernantes semi-integradas para el análisis del fluido a través de volúmenes de control finito están dadas por las ecuaciones de conservación de masa, momentum y energía [García-Valladares et al., 2006]:

$$[w]_i^{i+1} + \left( \frac{\partial m}{\partial t} \right) = 0 \quad (2.1)$$

$$[w_g V_g]_i^{i+1} + [w_l V_l]_i^{i+1} + \Delta z \left( \frac{\partial \mathcal{W}}{\partial t} \right) = -[p]_i^{i+1} A - \tilde{\tau} P_{er} \Delta z - mg \operatorname{sen} \theta \quad (2.2)$$

$$[w_l e_l + w_g e_g]_i^{i+1} + \frac{\partial (\bar{m}_l \bar{e}_l + \bar{m}_g \bar{e}_g)}{\partial t} - A \Delta z \frac{\partial \tilde{p}}{\partial t} = \tilde{q} P_{er} \Delta z \quad (2.3)$$

La descripción de las variables considerada por las ecuaciones anteriores, se encuentra en la sección de nomenclatura de la tesis. Las ecuaciones (2.1-2.3) son resueltas bajo condiciones iniciales dadas por el flujo másico, la presión del fluido y la entalpía o temperatura del fluido, dependiendo del estado termodinámico (monofásico o bifásico) que se presenta en las condiciones de fondo del pozo.

Las regiones del flujo dentro del pozo son definidas con base en 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 energía sobre un volumen de control (VC):

$$(\tilde{q}_w P_w - \tilde{q}_e P_e) \Delta z + (\tilde{q}_s - \tilde{q}_n) A = m \left( \frac{\partial \tilde{h}}{\partial t} \right) \quad (2.4)$$

donde el flujo de calor ( $\tilde{q}$ ) es evaluado dependiendo de los nodos vecinos. Si el nodo vecino es un material sólido (p. ej., formación de la roca, materiales del pozo), el flujo de calor

(conductor) se calcula como  $\tilde{q} = -\lambda(\partial T/\partial z)$ . Por otra parte, si el nodo vecino es un fluido geotérmico, el flujo de calor (convectivo) será calculado mediante la ecuación:

$$\tilde{q} = \alpha_h (T_{wb} - T_f).$$

Algunas correlaciones empíricas han sido usadas para estimar algunos parámetros del fluido y de flujo de calor. El esfuerzo cortante es estimado a través del factor de fricción ( $f$ ). La transferencia de calor entre el fluido y la tubería es calculada a través del uso del coeficiente de transferencia de calor convectivo (CTCC) [García-Valladares et al., 2006].

En el caso de flujo monofásico, el factor de fricción ( $f$ ) es calculado mediante diversas ecuaciones dependiendo del tipo de flujo. En el caso de flujo laminar ( $R < 3.3$ ), donde  $R = \log_{10}(Re)$ , la ecuación que se utiliza es la siguiente:

$$f = \frac{64}{Re} \tag{2.5}$$

Cuando se tiene flujo en transición ( $3.3 < R < 3.6$ ), el factor de fricción está dado por la siguiente ecuación:

$$f = 10^{[260.67 - 228.62Re + 66.307Re^2 - 6.3944Re^3]} \tag{2.6}$$

En el caso de flujo turbulento ( $3.6 < R < 7.0$ ), el valor del factor de fricción se toma considerando el menor valor entre la ec. 2.7 y 2.8 obtenida de García et al. (1999):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \left( \frac{D}{\varepsilon} \right) + 2 \log \left( \frac{9.34}{\left( \frac{\varepsilon}{D} \right) Re \sqrt{f}} \right) + 1.14 \tag{2.7}$$

$$f = 10^{[-1.953 + 0.0518Ex + 3.69 \times 10^{-2} Ex^2 + 9.309 \times 10^{-5} Ex^3]} \tag{2.8}$$

Cuando se tiene valores de  $R \geq 7.0$  entonces el factor de fricción se calcula mediante la ecuación (2.8).

Cuando se tiene flujo bifásico, el factor de fricción ( $f$ ) está dado por las ecuaciones (2.5-2.8) multiplicado por el factor de correlación ( $\phi$ ) sugerido por Beattie [García-Valladares et al., 2006]:

$$\phi = \left[ 1 + x_g \left( \frac{\rho_l}{\rho_g} - 1 \right) \right]^{0.08} \left\{ 1 + x_g \left[ \frac{3.5\mu_g - 2\mu_l}{(\mu_g + \mu_l)\rho_g} - 1 \right] \right\}^{0.2} \quad (2.9)$$

Mayores detalles del modelo conceptual, el algoritmo numérico y la nomenclatura usada por el simulador GEOWELLS son descritos por García-Valladares et al. (2006).

## Capítulo 3

### Base de datos de pozos geotérmicos productores

#### 3.1 Creación de base datos mundial con datos de producción de pozos geotérmicos.

Con el objeto de realizar el presente trabajo de investigación, se creó una base de datos (BD) con datos de producción compilados de 55 pozos geotérmicos procedentes de varios campos geotérmicos del mundo [p. ej., Ambastha and Gudmundsson, 1986; Bjornsson, 1987; Freeston and Hadgu, 1988; Aragón et al., 1999; Garg et al., 2002; Garg et al., 2004; Álvarez del Castillo et al., 2010; Sánchez-Upton, 2010]. Las fuentes de información incluyeron literatura especializada de artículos publicados en revistas internacionales indizadas, congresos nacionales e internacionales, así como en reportes técnicos disponibles en internet. La Tabla 3.1 muestra de manera simplificada algunas de las características recopiladas de cada pozo, entre las que se encuentran: profundidad, inclinación y diámetro del pozo; flujo másico; presión, temperatura y calidad de vapor de fondo de pozo; país en donde se ubica el campo geotérmico y la referencia de donde se obtuvo la información.

#### 3.2 Descripción de la Base de Datos (BD)

Los datos de producción de la Tabla 3.1 fueron compilados de pruebas efectuadas en pozos productores de campos geotérmicos del mundo, destacando en forma específica los siguientes: 41 pozos de Japón, 6 pozos de México, 2 pozos de Djibouti, África, 2 pozos de Nueva Zelanda, 1 pozo de China, 1 pozo de Islandia, 1 pozo de Italia y 1 pozo de Filipinas (Fig. 3.1). La BD contiene 512 mediciones de parámetros de pozos, los cuales muestran una gran variedad de condiciones de flujo geotérmico y diferentes geometrías de pozos. Esta BD fue específicamente utilizada como datos de entrada para las simulaciones realizadas con el simulador GEOWELLS.

Tabla 3.1 Características de la base de datos de entrada para el análisis numérico de flujo bifásico de 55 pozos geotérmicos utilizando el simulador GEOWELLS.

No.	Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Inclinación del pozo* [grados]	Diámetro [m]	Flujo másico [kg/s]	Presión de fondo [bar]	Temperatura de fondo [°C]	Calidad de vapor de fondo	País	Referencia
1	A1	253.0 793.1	0 14.068	0.384 0.315	107	18.34	208.04	0.1134	Japón	[Garg et al., 2004]
2	A2	261.5 812.3	0 13.853	0.384 0.315	107	18.83	209.35	0.0922	Japón	[Garg et al., 2004]
3	A4	277.4 888.5	0 11.759	0.384 0.315	135	23.49	220.66	0.0834	Japón	[Garg et al., 2004]
4	A6	450.5 962.9 1216.2	0 12.529 20.767	0.384 0.315	145	49	259.61	0	Japón	[Garg et al., 2004]
5	A7	494.1 762.0 1466.4	0 13.489 19.595	0.384 0.315	202	59.08	252.94	0	Japón	[Garg et al., 2004]
6	A8	563.9 1016.8	0 10.625	0.384 0.315	101.1	22.17	217.65	0.0746	Japón	[Garg et al., 2004]
7	A9	559.0 1048.2	0 14.177	0.384 0.315	139	31.1	235.86	0.0634	Japón	[Garg et al., 2004]
8	A10	435.0 662.0 806.2 1240.0	0 7.192 18.99 23.986	0.384 0.315	145	35.46	243.31	0.0123	Japón	[Garg et al., 2004]
9	A11	444.1 101.1	0 21.445	0.384 0.315	126	27.2	228.48	0.0632	Japón	[Garg et al., 2004]
10	A12	377.6 876.0	0 13.14	0.384 0.315	113	21.65	216.42	0.1404	Japón	[Garg et al., 2004]
11	A13	392.3 983.9	0 17.468	0.384 0.315	88	20.03	212.45	0.2049	Japón	[Garg et al., 2004]
12	A14	295.0 932.4	0 1.758	0.384 0.315	107	23.67	221.06	0.0737	Japón	[Garg et al., 2004]
13	A16	375.8 877.8	0 23.644	0.384 0.315	79	21.7	216.54	0.0915	Japón	[Garg et al., 2004]
14	A18	281.0 768.1	0 2.01	0.384 0.315	40	16.28	202.21	0.2106	Japón	[Garg et al., 2004]
15	A19	403.6 998.5	0 15.748	0.384 0.315	123	22.05	217.37	0.0945	Japón	[Garg et al., 2004]
16	A20	380.7 1023.8	0 11.848	0.384 0.315	120	23.12	219.83	0.0954	Japón	[Garg et al., 2004]
17	B3	433.7 847.1 1310.0	0 8.416 14.533	0.315 0.221	36.5	26.85	227.78	0.7122	Japón	[Garg et al., 2004]
18	B4	445.3 845.2	0 6.76	0.221	17.8	25.84	225.71	0.3285	Japón	[Garg et al., 2004]
19	B5	415.1 843.7	0 10.711	0.221	38.8	20.72	214.17	0.1585	Japón	[Garg et al., 2004]
20	B13	155.4 805.9	0 7.816	0.221	11	14.81	197.68	0.3716	Japón	[Garg et al., 2004]
21	C1	244.4 818.0	0 1.07	0.221	18.3	15.58	200.09	0.4869	Japón	[Garg et al., 2004]
22	C2	587.3	0	0.221	14.6	14.58	196.94	0.6136	Japón	[Garg et al., 2004]
23	C3	720.0	0	0.320	19.7	13.58	193.62	0.5444	Japón	[Garg et al., 2004]
24	C4	438.9 730.6	0 12.429	0.320	22	14.65	197.17	0.6487	Japón	[Garg et al., 2004]
25	C5	439.2 843.2	0 11.584	0.320	39.4	19.3	211.43	0.4862	Japón	[Garg et al., 2004]
26	C6	484.6 1004.5	0 15.832	0.217	64.9	30.98	235.68	0.0522	Japón	[Garg et al., 2004]
27	CS1	237.7 679.8	0 3.444	0.315	22.3	8.92	174.97	0.1561	Japón	[Garg et al., 2004]
28	KE1-4	1300.0	0	0.102	8.44	61	227.45	0	Japón	[Garg et al., 2004]
29	KE1-17	200.0 848.1	0 10.293	0.224	25.8	26.07	226.19	0.0151	Japón	[Garg et al., 2004]
30	KE1-19S	94.00 734.9	0 7.343	0.159	14.5	19.42	210.89	0.0518	Japón	[Garg et al., 2004]
31	KE1-22	873.9	2.873	0.224	48	29.71	231.02	0	Japón	[Garg et al., 2004]
32	GH-11	298.3 654.5	6.102 27.064	0.253	62.8	28.06	230.17	0.0149	Japón	[Garg et al., 2004]
33	GH-20	298.7 785.8	5.336 27.67	0.224	78.6	44.95	240.91	0	Japón	[Garg et al., 2004]
34	N-6T	806.5 990.0	0	0.224 0.216	17.2	18.83	209.35	0.7230	Japón	[Garg et al., 2002]

35	N-11T	912.1 1173.8	8.942 18.69	0.224 0.216	18.4	16.46	202.74	0.4227	Japón	[Garg et al., 2002]
36	N-15T	967.5 1282.1	1.648 5.959	0.224	47.2	77.66	292.94	0.4313	Japón	[Garg et al., 2002]
37	N-17T	857.2 918.8	6.435 19.125	0.224 0.159	17.6	14.35	196.2	0.5397	Japón	[Garg et al., 2002]
38	Az-18	959.0 1250.0	0	0.220 0.157	26.7	47.2	260.4	0.2912	México	[Álvarez del Castillo et al., 2010]
39	H1	814.0 918.0 1200.0	0	0.220 0.157	28	67.8	274.2	0	México	[Álvarez del Castillo et al., 2010]
40	M90	1200.0	0	0.220	44.96	88.5	292	0	México	[Álvarez del Castillo et al., 2010]
41	Az-42	1296.6 1800.0	0	0.222 0.157	21.44	107.6	292.8	0	México	[Sánchez-Upton, 2010]
42	As2	820.0 1175.0	0	0.220 0.216	43.3	84.6	264	0	Djibouti, África	[Sánchez-Upton, 2010]
43	As3	1016.0 1175.0	0	0.220 0.216	42.5	82.2	265.1	0	Djibouti, África	[Sánchez-Upton, 2010]
44	M51	1600.0	0	0.157	33	116.43	322.09	0.1199	México	[Bjornsson, 1987]
45	Svartsengi-4	320.0 800.0	0	0.220 0.157	30	55.7	241.21	0	Islandia	[Bjornsson, 1987]
46	Okoy-7	1308.0 2600.0	0	0.221 0.159	13.2	162.9	311.78	0	Filipinas	[Ambastha and Gudmundsson, 1986]
47	Wk-207	445.0 1000.0	0	0.199 0.150	9.722	56	240	0	Nueva Zelanda	[Freeston and Hadgu, 1988]
48	B885	100.0	0	0.103	1.1944	10	162	0	Nuena Zelanda	[Freeston and Hadgu, 1988]
49	ZK-327	51.00 110.0	0	0.320 0.224	21.39	9.92	151	0	China	[Freeston and Hadgu, 1988]
50	Az-19	930.0 1663.0	0	0.222 0.157	8.56	52	266.4	0.8354	México	[Aragón et al., 1999]
51	A21	443.7 1010.1	1.216 21.414	0.384 0.315	89.5	23.9	221.57	0.0584	Japón	[Garg et al., 2004]
52	KE1-9	773.4	0	0.224	17.2	18.18	207.6	0.1279	Japón	[Garg et al., 2004]
53	W4	800.0	0	0.220	19.862	64	285	0.1483	Italia	[Freeston and Hadgu, 1988]
54	N-26P	1300.9 1329.1	17.218 37.408	0.224 0.216	18.61	17.03	204.39	0.8832	Japón	[Garg et al., 2002]
55	N-16T	964.0 1289.2	7.992 20.199	0.224 0.216	18.1	17.96	207	0.3248	Japón	[Garg et al., 2002]

<sup>a</sup> Ángulo de inclinación con respecto a la vertical.

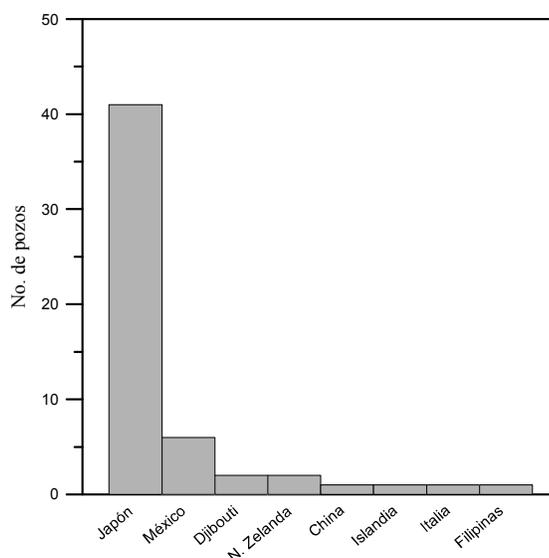


Fig. 3.1 Histograma del número de pozos versus país en donde se encuentra el pozo.

Adicionalmente, se graficaron unos histogramas destacando las características principales de cada pozo. La Fig. 3.1 muestra claramente que la compilación de estas características se concentra básicamente en diferentes campos geotérmicos de Japón con un 74.5% de un total de 55 pozos registrados, mientras que solo se tiene compilados algunos pozos de campos geotérmicos de México (1%); esto es debido a la escasa información reportada en la literatura. La Fig. 3.2 presenta el número de pozos versus flujo másico. En esta Fig. se observa claramente que el mayor número de pozos se concentra a valores de flujo másico bajos con un 58%, en el intervalo entre 0 - 40kg/s.

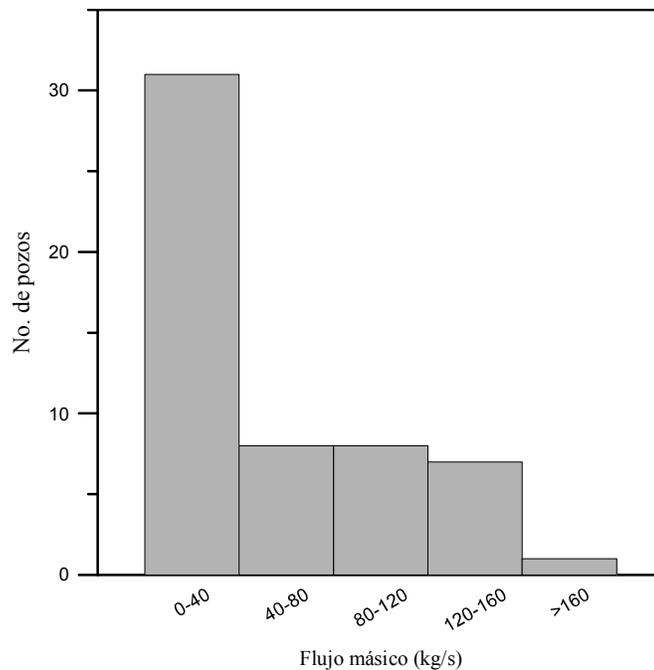


Fig. 3.2 Histograma del número de pozos versus flujo másico.

Caso muy similar sucede en la Fig. 3.3, en donde se muestra, a través de un histograma, que la mayoría de los pozos ~ 64%, se encuentra en el intervalo entre 0 – 30 bares. Por otro lado, cuando se obtiene el histograma del número de pozos versus temperatura de fondo de pozo (Fig. 3.4), se tiene una mayor acumulación de pozos en el intervalo de 210 – 240°C, por lo que en este único caso los datos de temperatura parecerían tender a una distribución normal.

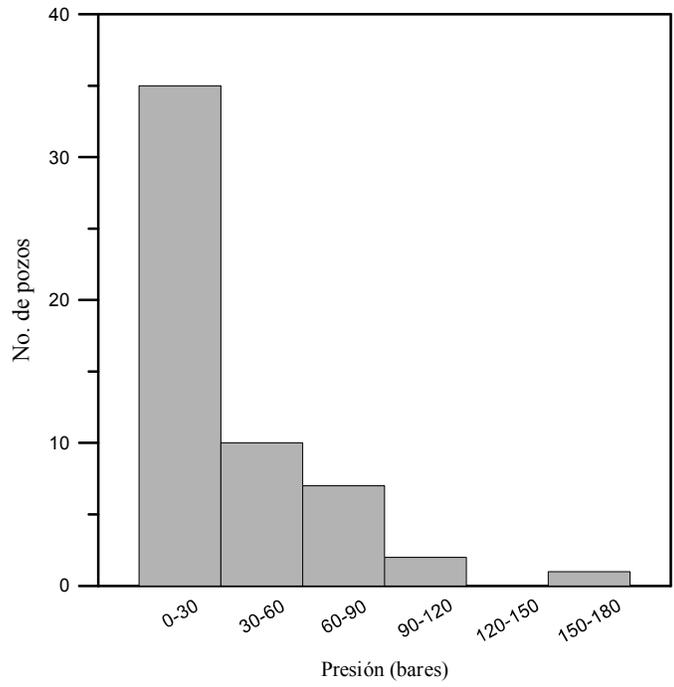


Fig. 3.3 Histograma del número de pozos versus presión de fondo de pozo.

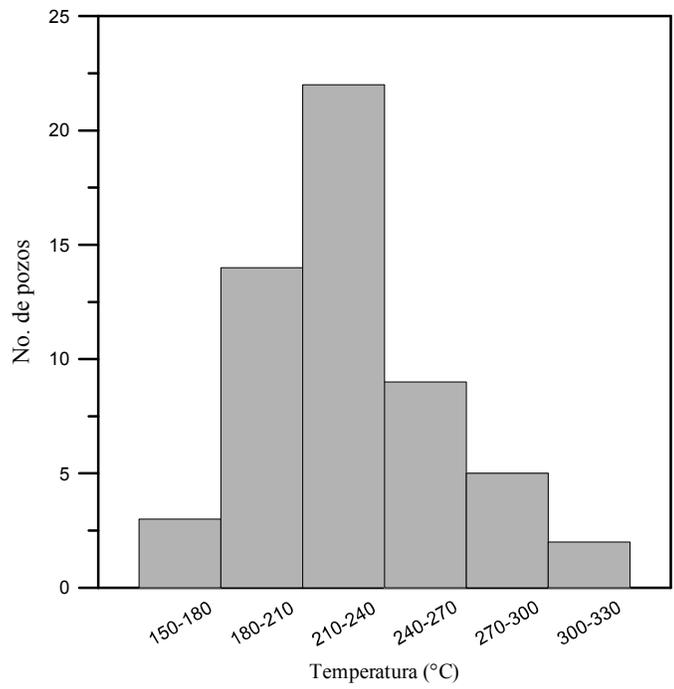


Fig. 3.4 Histograma del número de pozos versus temperatura de fondo de pozo.

Finalmente se presenta en la Fig. 3.5 el histograma del número de pozos versus calidad de vapor de fondo de pozo. De esta Fig, se concluye que en la mayoría de los pozos (~63%) el flujo comienza su ascenso a través de la tubería en fase líquida o como patrón burbuja, ya que la calidad de vapor es baja.

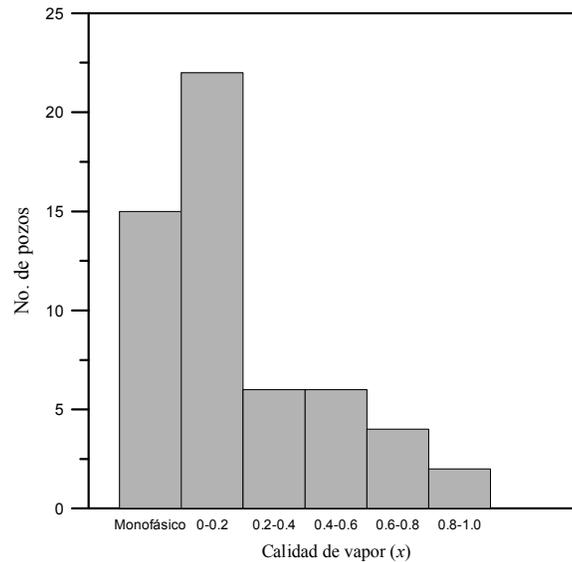


Fig. 3.5 Histograma del número de pozos versus calidad de vapor de fondo de pozo.

Por otra parte, y como descripción adicional, la BD se representó esquemáticamente a través de un mapa de velocidades de las fases propuesto por Mills (1991). La Fig. 3.6 muestra los patrones de flujo usualmente encontrados en las tuberías de producción de los pozos: burbuja, bala, agitado, anular disperso y anular. La clasificación de patrones se determinó a través de las ecs. 3.1 y 3.2; donde  $J_l^2$  y  $J_g^2$  son las velocidades superficiales de líquido y vapor, respectivamente [Cardemil, 2006].

$$\rho_l J_l^2 = \frac{G^2(1-x)^2}{\rho_l} \quad (3.1)$$

$$\rho_g J_g^2 = \frac{G^2 x^2}{\rho_g} \quad (3.2)$$

Como se puede ver en la Fig. 3.6, pueden coexistir más de dos patrones de flujo dentro de los pozos geotérmicos. Esto generó una modelación del flujo más complicada lo cual motivó a que en muchos casos los simuladores numéricos utilizan más de una correlación de fracción volumétrica de vapor para la modelación más precisa de los procesos de flujo en el interior de los pozos.

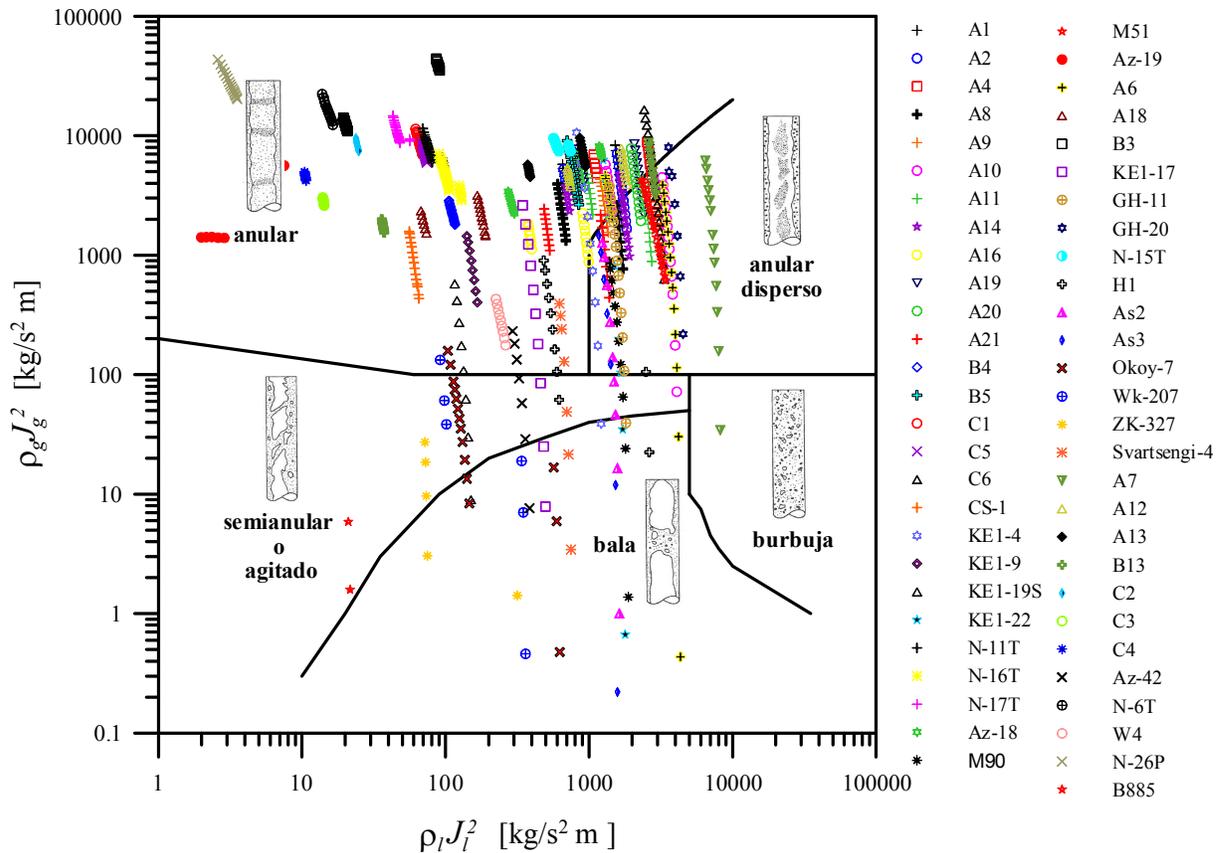


Fig. 3.6 Mapa de los patrones de flujo bifásico [modificado de Mills, 1991]. Los símbolos representan los datos de producción de 55 pozos geotérmicos ubicados en distintas partes del mundo. Las líneas negras denotan las fronteras de los patrones de flujo.

Finalmente y como parte de los datos requeridos para la simulación y comparación entre los resultados simulados y medidos, en el Apéndice G se presentan los perfiles de presión medidos de cada uno de los pozos mostrados en la Tabla 3.1.

## Capítulo 4

# Desarrollo de una nueva correlación empírica de la fracción volumétrica de vapor

### Introducción

El conocimiento correcto de las características de flujo y de los parámetros termodinámicos en pozos geotérmicos productores, es una tarea fundamental para una mejor explotación y optimización del recurso [Garg et al., 2004; García-Valladares et al., 2006]. Las mediciones de campo durante la operación del pozo, usualmente resultan muy costosas y a veces irrealizables [Jung et al., 2001]. Por ello, la simulación numérica del flujo de fluidos y de calor dentro del pozo ha sido reconocida como una herramienta económica y útil para un mejor entendimiento de los mecanismos de producción de un pozo geotérmico [Fukuda et al., 2001; García-Valladares et al., 2006; Vidovic y Glusevic, 2007].

El análisis de flujo bifásico dentro del pozo requiere el cálculo de parámetros de producción (p. ej., presión, temperatura, entalpía, flujo de calor, perfiles de velocidad) y de propiedades termofísicas del fluido. Estos parámetros son teóricamente calculados mediante el uso de las ecuaciones de conservación de masa, momento y energía las cuales son acopladas a simuladores numéricos.

Hoy en día existen disponibles en la literatura numerosos simuladores geotérmicos (comerciales y de dominio libre), cuya capacidad de predicción se ha visto limitada debido a la falta de una razonable concordancia entre datos medidos y simulados. Una de las causas más importantes es el uso de las correlaciones empíricas que determinan los principales parámetros de flujo en la zona bifásica del pozo (p. ej., la fracción volumétrica de vapor, la fracción volumétrica del líquido y los factores de fricción). En este contexto, la mayoría de los simuladores calculan el desplazamiento de las fases mediante modelos propuestos para el

análisis de procesos de flujo en las industrias petrolera, nuclear e ingeniería química; con correlaciones que han sido desarrolladas empíricamente, teóricamente o experimentalmente [Woldesemayat and Ghajar, 2007]. Otros simuladores han usado correlaciones simples derivadas del modelo clásico de flujo homogéneo [Armand, 1946; Chisholm, 1983; Bangkoff, 1960; Huhgmark, 1962; Garg et al., 2004]. Entre estas correlaciones se encuentra la metodología propuesta por Garg et al. (2004), la cual propone un método numérico complejo para la estimación de la fracción volumétrica del líquido en pozos geotérmicos. La metodología está fundamentada en una técnica de optimización compleja, que utiliza inicialmente las correlaciones del modelo homogéneo y del modelo de Hughmark [Wallis, 1969]. No obstante, que esta metodología fue validada utilizando 42 pozos de diferentes campos geotérmicos de Japón, su uso generalizado ha sido muy limitado o escasamente aplicado debido a la ausencia de información sobre el procedimiento numérico, lo que ha representado una seria desventaja para su aplicación generalizada en la industria geotérmica (evidenciado por el número muy limitado de citas reportadas en la literatura).

Por lo tanto, el estudio de flujo bifásico dentro del pozo sigue representado un desafío en la ingeniería geotérmica. Se requiere desarrollar modelos de flujo que permitan calcular confiablemente los parámetros de fracción volumétrica de vapor o líquido. De acuerdo con algunos estudios previos, el uso de cualquiera de estos dos parámetros afecta sensiblemente la predicción de los perfiles de presión y temperatura en pozos geotérmicos bifásicos [Álvarez del Castillo et al., 2010]. La mayoría de las correlaciones disponibles para calcular dichos parámetros presentan restricciones importantes que necesitan ser consideradas; por ejemplo, la dependencia de los patrones de flujo y sus fronteras, la geometría del pozo, entre otras. Álvarez del Castillo et al. (2010) a través de un estudio minucioso, evaluaron estadísticamente 8 correlaciones empíricas para el cálculo de la fracción volumétrica de vapor, en 4 pozos geotérmicos. Los resultados mostraron que ninguna de las correlaciones permitió predecir confiablemente los perfiles de presión y temperatura, a excepción de dos correlaciones (Duns-Ros y Dix), las cuales mostraron errores menores al 10%. De acuerdo a estos resultados, la industria geotérmica continúa requiriendo correlaciones específicas que permitan predecir los perfiles de presión y temperatura con mejores resultados y que por ende sugieran un uso

generalizado; esto debido fundamentalmente a la gran variedad de patrones de flujo bifásico que existen en el interior de los pozos (Fig. 3.1).

Asimismo, en este trabajo se probaron diferentes metodologías para buscar la derivación de una nueva correlación empírica para estimar la fracción volumétrica de vapor en condiciones de flujo bifásico de pozos geotérmicos. Una de estas metodologías fue mediante la regresión lineal múltiple, la cual busca correlacionar variables de entrada a través de polinomios. La ecuación que se obtuvo fue programada en el simulador GEOWELLS para la predicción de los perfiles de presión. Lamentablemente, los resultados mostraron muy poca concordancia entre los perfiles de presión simulados y medidos. Por lo que se desarrolló una nueva metodología utilizando el método de Redes Neuronales Artificiales (RNA).

Las RNA han sido recomendada como una herramienta computacional exitosa para ser utilizada en tareas prácticas de ciencia e ingeniería con el objeto de modelar y resolver problemas complejos cuya experimentación o medición sería muy costosa o simplemente difícil de realizar [p. ej., Zhang et al., 2002; Sablani et al., 2003; Goutorbe et al., 1006; Bassam et al., 2009]. Las RNA han sido también utilizadas para la obtención de ecuaciones prácticas o correlaciones empíricas relacionadas con datos multivariados experimentales para una mejor descripción del proceso complejo a estudiar, y reemplazando métodos estadísticos multivariados orientados a la misma derivación de correlaciones empíricas (p. ej. Álvarez del Castillo et al., 2012). El uso de técnicas RNA en el área de Ciencias de la Tierra se ha incrementado continuamente, p. ej., en aplicaciones de ingeniería petrolera y geotérmica se encuentran los trabajos realizados por: Farshad et al. (2000); Díaz-Gonzalez et al. (2001); Spichak y Goidina (2005); Spichak (2006); Bassam et al. (2010), (2012); Álvarez del Castillo et al. (2012).

#### **4.1 Las RNA como herramienta computacional**

Las RNA han sido también utilizadas para resolver fenómenos no-lineales en una amplia variedad de problemas en ingeniería [Hernández et al., 2009]. La estructura general de la RNA consta básicamente de tres capas (entrada, oculta y salida) formadas por neuronas (Fig. 4.1).

El número de neuronas en las capas de entrada y salida están dadas por el número de variables de entrada y salida que tenga el problema a estudiar [Hernández-Pérez et al., 2004].

Una RNA es usualmente entrenada por el método numérico de mínimos cuadrados promedio, conocido en inglés como “Least Mean Square (LMS)”; mientras que los coeficientes relacionados con los pesos y bias del modelo RNA son parámetros que son ajustados mediante un proceso de minimización de residuales entre la salida (obtenida por la RNA) y la salida deseada (datos experimentales): Ozesmi (1999). El método comúnmente utilizado para la convergencia del proceso de entrenamiento es el algoritmo clásico de Levenberg-Marquardt [Demuth y Beale, 2005]. Este método es una combinación entre el algoritmo de Gauss-Newton y el método de pendiente del gradiente [Hagan et al, 2002].

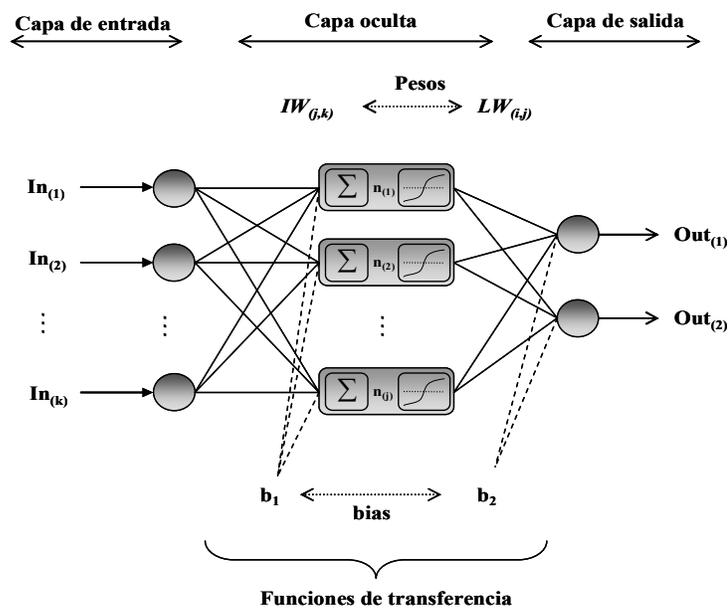


Fig. 4.1 Arquitectura general de un modelo RNA.

Con el propósito de cuantificar las diferencias o residuales estimados durante el entrenamiento entre cada iteración, se utiliza el parámetro estadístico de la raíz cuadrada del error promedio (RMSE):

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n [Exp(i) - Sim(i)]^2} \quad (4.1)$$

El número óptimo de neuronas en la capa oculta ( $j$ ) es difícil de definir ya que depende de la complejidad del problema. En este trabajo,  $j$  es definida durante el proceso de entrenamiento utilizando los datos simulados ( $\alpha_{sim}$ ) obtenidos de la evaluación de diferentes arquitecturas de RNA. Por otro lado cada neurona en la capa oculta y salida tienen coeficientes conocidos como “bias” ( $b_j$ ), los cuales se suman al producto algebraico dado por los pesos  $IW_{(j,k)}$  y las variables de entrada  $In_{(k)}$  correspondientes. La capa de salida permite calcular la suma de los pesos dados por la capa oculta y los coeficientes por cada neurona de salida  $LW_{(i,j)}$ , a través de la siguiente ecuación:

$$Out_{(i)} = g[LW_{(i,j)}f(IW_{(j,k)}In_{(k)} + b_1) + b_2] \quad (4.2)$$

donde los subíndices  $k, j$ , e  $i$  refieren el número de variables de entrada, de neuronas en la capa oculta y variables en la capa de salida, respectivamente. Las neuronas de las capas oculta y de salida pueden utilizar diferentes funciones de transferencia o de activación ( $f$  y  $g$ , respectivamente) para determinar la salida deseada. Una función de transferencia es un modelo matemático el cual, a través de un cociente relaciona la respuesta de un sistema (variables de entrada) a una señal de salida.

## 4.2 Metodología desarrollada

La Figura 4.2 muestra la metodología computacional numérico-estadística desarrollada para la obtención de la nueva correlación de fracción volumétrica de vapor usando una base de datos de producción de pozos geotérmicos.

La nueva correlación constituye la primera ecuación empírico-analítica desarrollada a nivel mundial para el estudio de los mecanismos de producción de pozos geotérmicos (ver detalles en el trabajo reportado por Álvarez del Castillo et al., 2012). La metodología numérico-estadística desarrollada, se resume en las siguientes 5 etapas: (1) Creación de una base de datos mundial con datos de producción de pozos compilados de diferentes campos geotérmicos; (2) Simulación numérica de procesos de flujo bifásico en pozos geotérmicos productores para la obtención de valores de fracción volumétrica de vapor (denominados

optimizados:  $\alpha_{opt}$ ) utilizando el simulador de pozos GEOWELLS; (3) Creación de una base de datos de entrada normalizada para el entrenamiento y evaluación de la red neuronal; (4) Desarrollo de la nueva correlación de fracción volumétrica de vapor  $\alpha_{ANN}$  utilizando los coeficientes (pesos y bias) del modelo RNA desarrollado y optimizado en este trabajo; y (5) Aplicación de la nueva correlación  $\alpha_{ANN}$  y evaluación de resultados mediante pruebas estadísticas basadas en residuales.

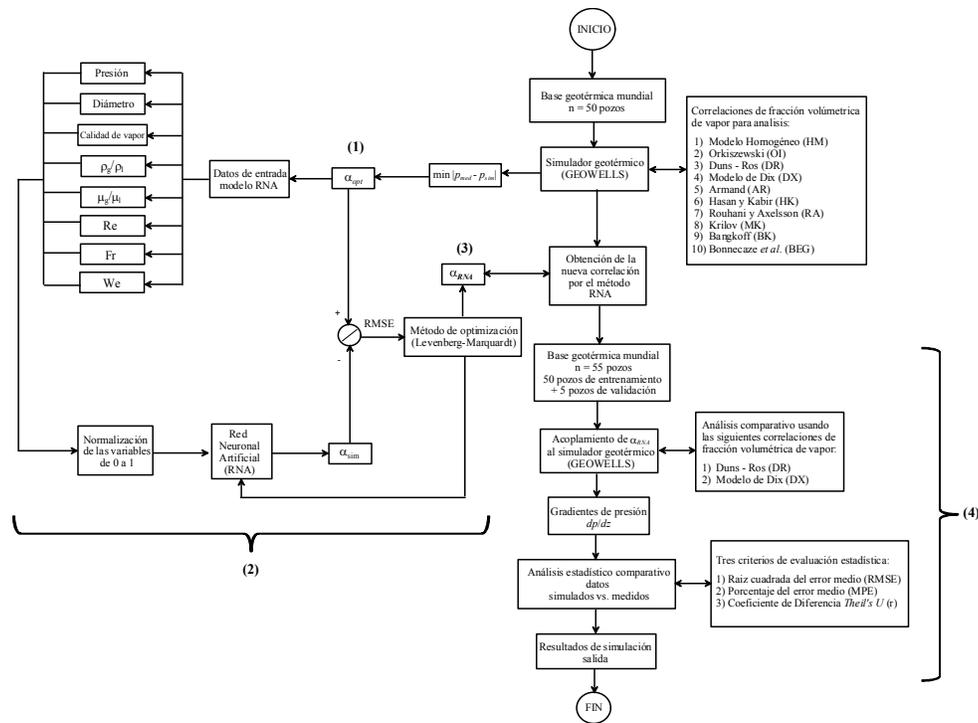


Fig. 4.2 Diagrama de flujo esquemático que muestra la metodología numérico-estadística utilizada para el desarrollo de la nueva correlación de fracción volumétrica de vapor basada en redes neuronales.

1) *Creación de una base de datos mundial con datos de producción de pozos compilados de diferentes campos geotérmicos.* Se creó una primera base de datos mundial con información de condiciones de producción establecidas en 55 pozos perforados en varios campos geotérmicos del mundo. La Tabla 3.1 del capítulo anterior muestra la estructura general de esta base de datos, de la cual los primeros 50 pozos fueron aleatoriamente seleccionados para el entrenamiento de la RNA, mientras que los 5 pozos restantes fueron separados para los casos de validación y evaluación estadística.

Tabla 4.1 Correlaciones de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) utilizadas en este estudio.

Autor / Referencia	Correlación volumétrica de vapor ( $\alpha$ )										
Modelo Homogéneo – (HM) /[Wallis, 1969]	$\alpha_H = \frac{1}{1 + \left(\frac{1-x}{x}\right) \left(\frac{\rho_g}{\rho_l}\right)}$										
Orkiszewski – (OI) /[Orkiszewski, 1967]	$\alpha = \frac{V_g}{1.0(V_l + V_g) + 0.24}$										
Duns y Ros – (DR) /[Duns y Ros, 1963]	$\alpha = \frac{V_g}{1.026(V_m + V_g) + 0.28}; \text{ donde } V_m = V_g + V_l$										
Modelo de Dix – (DX) /[Dix, 1971]	$\alpha = \frac{x\rho_l G}{C_0 [x\rho_l + (1-x)\rho_g]G + v_{gj}\rho_l\rho_g}$ <p>donde <math>C_0 = \beta \left[ 1 + \left( \frac{1}{\beta} - 1 \right) \left( \frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^{0.1} \right]</math>,</p> $\beta = \frac{x}{x + (1-x)\rho_g / \rho_l}, \quad v_{gj} = 1.41 \left[ \frac{\sigma_s g (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2} \right]^{1/4}$										
Armand – (AR) /[Armand, 1946]	$\alpha = (0.833 + 0.167x)\alpha_H$										
Hasan y Kabir – (HK) /[Hasan y Kabir, 1992]	$\alpha = \frac{V_g}{C_0 V_m - v_\infty} \quad C_0 \text{ depende del patrón de flujo:}$ <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <thead> <tr> <th>Patrón de flujo</th> <th><math>C_0</math></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Burbuja</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td>Bala</td> <td>1.2</td> </tr> <tr> <td>Agitado</td> <td>1.15</td> </tr> <tr> <td>Anular</td> <td>1.0</td> </tr> </tbody> </table> <p>donde <math>v_\infty = 1.53 [g\sigma_s (\rho_l - \rho_g) / \rho_l^2]^{1/4}</math></p>	Patrón de flujo	$C_0$	Burbuja	2.0	Bala	1.2	Agitado	1.15	Anular	1.0
Patrón de flujo	$C_0$										
Burbuja	2.0										
Bala	1.2										
Agitado	1.15										
Anular	1.0										
Rouhani y Axelsson – (RA) /[Rouhani y Axelsson, 1970]	$\alpha = \left( \frac{x_g}{\rho_g} \right) \left\{ \left[ 1 + 0.12(1-x_g) \right] \left[ \left( \frac{x_g}{\rho_g} \right) + \left( \frac{1-x_g}{\rho_l} \right) \right] + \frac{[1.18(1-x_g)][g\sigma_s (\rho_l - \rho_g)]^{0.25}}{G\rho_l^{0.5}} \right\}^{-1}$										
Krilov – (MK) /[Szilas and Patsch, 1975]	$\alpha = \frac{V_g}{1.0(V_l + V_g) + 1.0}$										
Bangkoff – (BK) /[Bangkoff, 1960]	$\alpha = [0.71 + (0.145)p]\alpha_H$										
Bonnecaze – (BEG) /[Bonnecaze et al., 1971]	$\alpha = \frac{V_g}{\left( 1.2V_m + 0.35\sqrt{gD} \left( 1 - \frac{\rho_g}{\rho_l} \right) \right)}$										

2) *Simulación numérica de procesos de flujo bifásico en pozos geotérmicos productores para la obtención de valores de fracción volumétrica de vapor utilizando el simulador de pozos GEOWELLS.* En esta primera etapa de investigación, se modeló el flujo bifásico de los primeros 50 pozos geotérmicos (Tabla 3.1), utilizando el simulador numérico de pozos GEOWELLS. De acuerdo a la gran variedad de patrones de flujo que se llevan a cabo dentro de los pozos geotérmicos (Fig. 3.6), el simulador GEOWELLS fue utilizado para evaluar 10 correlaciones de fracción volumétrica de vapor (HM, OI, DR, DX, AR, HK, RA, MK, BH y BEG: acrónimos descritos en la Tabla 4.1 y Fig. 4.2), para minimizar los residuales entre las presiones simuladas y medidas. Tales simulaciones fueron desarrolladas para encontrar los valores de fracción volumétrica de vapor que más se aproximaran a los valores predichos por GEOWELLS, en donde las diferencias entre las presiones simuladas y medidas fueran menores del 5%. A las estimaciones de fracción volumétrica de vapor obtenidas de este proceso se les denominó valores optimizados  $\alpha_{opt}$ . Estos valores optimizados  $\alpha_{opt}$  fueron subsecuentemente utilizados, como variable de salida deseada, en el desarrollo del modelo RNA, con el cual se encontrará la nueva correlación empírica de fracción volumétrica de vapor.

3) *Creación de una base de datos de entrada normalizada para el entrenamiento y evaluación de la red neuronal.* La matriz que se forma con los valores optimizados de la fracción volumétrica de valor ( $\alpha_{opt}$ ), en conjunto con los datos de producción de los pozos permitieron generar una segunda versión modificada de la base de datos (Tabla 3.1), misma que fue usada para el entrenamiento de RNA. La estructura de esta base de datos de entrenamiento estuvo definida por 9 variables de entrada, de las cuales las primeras 8 incluyen a: la presión ( $p_{med}$ ), el diámetro del pozo ( $D$ ), la calidad de vapor ( $x$ ), el cociente de densidades del fluido ( $\rho_g/\rho_l$ ), el cociente de viscosidad ( $\mu_g/\mu_l$ ), y los números adimensionales  $Re$ ,  $Fr$  y  $We$ . La novena variable fue determinada con los valores de fracción volumétrica de vapor obtenida de los trabajos previos de simulación ( $\alpha_{opt}$ ), la cual es utilizada como la salida deseada o esperada del modelo RNA. Las propiedades termodinámicas y de transporte del fluido fueron calculadas con el programa NIST (2007) y los números adimensionales fueron obtenidos de acuerdo a su definición mostrada en la sección de nomenclatura. Como parte del

entrenamiento de la red, las variables de entrada se normalizaron en el intervalo de 0 a 1, con la finalidad de eliminar sesgo. En el caso de la variable de presión ( $p_{med}$ ), la normalización se realizó utilizando la presión reducida ( $p_r$ ), es decir, dividiendo la presión medida ( $p_{med}$ ) entre la presión crítica ( $P_c$ ) del agua, asumiendo que el fluido se comporta termodinámicamente como este fluido. En el resto de las variables ( $D$ ,  $x$ ,  $\rho_g/\rho_l$ ,  $\mu_g/\mu_l$ ,  $Re$ ,  $Fr$  y  $We$ ) la normalización se realizó utilizando el valor de cada variable entre su valor máximo correspondiente encontrado en la base de datos utilizada, más un 5%. Como resultado del entrenamiento RNA se asume que los valores de  $\alpha_{ANN}$  se aproximarán a los obtenidos con el simulador GEOWELLS ( $\alpha_{opt}$ ), procedimiento que ayudará a verificar la eficiencia del proceso de entrenamiento de RNA.

4) *Desarrollo de la nueva correlación de fracción volumétrica de vapor  $\alpha_{ANN}$  mediante el modelo RNA propuesto.* En esta etapa de la metodología se probaron distintas arquitecturas de RNA. La estructura general óptima de la RNA se muestra en la Fig. 4.3. La arquitectura de la RNA consiste en un grupo de neuronas distribuidas en diferentes capas (capa de entrada, oculta y de salida), las cuales están conectadas con otras neuronas en la capa subsecuente a través de pesos ( $IW$ ,  $LW$ ) y los coeficientes “bias” ( $b$ ), parámetros de la RNA que serán ajustados durante el entrenamiento [Cortés et al., 2009]. La suma de neuronas de entrada y bias son utilizadas para generar la función de transferencia de entrada, la cual permite matemáticamente estimar la salida deseada [Imrie et al., 2000]. Durante el proceso de entrenamiento, se evaluaron diferentes funciones de activación para la capa oculta y la capa de salida. Las neuronas de entrada están definidas por las variables de entrada, mientras que la salida deseada será los valores optimizados de  $\alpha_{opt}$ .

Con el propósito de minimizar los residuales entre  $\alpha_{opt}$  y  $\alpha_{sim}$  (valor estimado por la RNA en cada iteración), se utilizó el algoritmo Levenberg- Marquardt y como resultado de este entrenamiento se obtuvo una serie de datos de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha_{sim} = \alpha_{ANN}$ ), los cuales serán usados para la creación de la nueva correlación empírica.

5) *Aplicación de la nueva correlación  $\alpha_{ANN}$  y evaluación de resultados mediante pruebas estadísticas basadas en residuales.* La capacidad de predicción de la nueva correlación

empírica de la fracción volumétrica de vapor fue analizada a través de la modelación de los mecanismos de flujo bifásico en pozos geotérmicos. Con estos propósitos, la nueva correlación fue codificada en el simulador GEOWELLS y los resultados de estas simulaciones fueron comparados con los resultados obtenidos por 2 de las mejores correlaciones recomendadas para este tipo de estudios (Duns and Ros: Duns and Ros, 1963; y el modelo de Dix: Dix, 1971). La evaluación entre los datos simulados y medidos se realizó mediante la técnica estadística de residuales usando los siguientes criterios diferentes: MPE, RMSE y *Theil's U*. Los resultados de la simulación y evaluación se describen en la siguiente sección.

### 4.3 Resultados y discusión

**Entrenamiento de la RNA desarrollada.** Durante esta etapa, se probaron varias arquitecturas computacionales con el propósito de alcanzar un residual mínimo de RMSE (Ec. 4.1) entre  $\alpha_{sim}$  y  $\alpha_{opt}$ . Como producto de este entrenamiento se encontró que la estructura más eficiente del modelo RNA se logró con una capa oculta conformada por 6 neuronas con 8 variables de entrada y 1 de salida, y ajustada por coeficientes dados por 54 factores de pesos y 7 bias (Fig. 4.3).

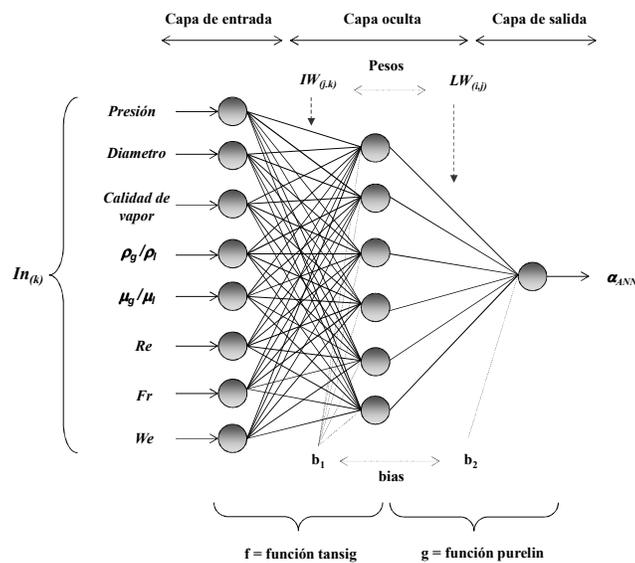


Fig. 4.3 Estructura del modelo RNA desarrollado en este trabajo para la obtención de la nueva correlación empírica  $\alpha_{ANN}$  para calcular la fracción volumétrica de vapor y modelar flujo bifásico bajo condiciones geotérmicas.

La selección de las mejores funciones de activación ( $f$  y  $g$ ) para la estructura de las capas oculta-salida, se llevó a cabo mediante una evaluación preliminar usando diferentes

combinaciones de funciones de activación lineal-lineal, lineal-tansig, tansig-lineal y tansig-tansig.

La eficiencia de predicción del modelo RNA se evaluó a través del coeficiente de determinación ( $R^2$ ) obtenido de la regresión lineal entre los valores de  $\alpha_{sim}$  predichos por la RNA y los valores de salida deseados inferidos de la simulación optimizada con GEOWELLS ( $\alpha_{opt}$ ). Cuando la función de activación lineal (fija para la capa oculta) adoptó una combinación lineal-lineal y lineal-tansig, los resultados obtenidos mostraron valores bajos del coeficiente  $R^2$ : 0.7191 y 0.8939, respectivamente. Por otro lado, cuando se consideró funciones de activación tansig para la capa de oculta (tansig-lineal y tansig-tansig), los resultados obtenidos mostraron mejores coeficientes de determinación ( $R^2$ ): 0.9722 y 0.9625, respectivamente.

De acuerdo a estos resultados y con el objetivo de seleccionar la mejor combinación de funciones de activación, se realizó un análisis estadístico adicional basado en el cálculo de los principales parámetros de regresión (estos es, la pendiente, el intercepto y sus errores respectivos). Cuando las funciones de activación estuvieron dados por la combinación tansig-lineal, los parámetros de regresión obtenidos fueron los siguientes: pendiente ( $0.9792 \pm 0.0044$ ), intercepto ( $0.0181 \pm 0.0038$ ), y con residuales entre  $\alpha_{opt}$  y  $\alpha_{sim}$  que fluctuaron entre 0.00004 y 0.09365: (ver Fig. 4.4). Asimismo, cuando la función de activación estuvo dada por una combinación tansig-tansig, los resultados de la pendiente y el intercepto fueron: ( $0.971 \pm 0.007$ ) y ( $0.024 \pm 0.006$ ), respectivamente, con residuales en el intervalo de 0.00005 a 0.15491. De esta manera, se concluyó que la mejor función de activación estuvo dada por una combinación tansig-lineal. Basada en esta estructura, el modelo ANN propuesto se representó mediante la siguiente expresión matemática:

$$\alpha_{ANN} = \sum_j \left[ LW_{(i,j)} \left( \frac{2}{1 + \exp \left[ -2 \left( \sum_k IW_{(j,k)} \cdot In_{(k)} + b_{I(j)} \right) \right]} - 1 \right) \right] + b_{2(i)} \quad (4.3)$$

Donde  $j=6$ : número de neuronas en la capa oculta;  $k=8$ : número de neuronas de entrada;  $i=1$ : número de neuronas de salida;  $IW$ ,  $LW$  corresponden a los pesos y  $b_1$ ,  $b_2$  a las bias (ver Tabla

4.2). Estos coeficientes fueron calculados después de 1,255 iteraciones aproximadamente, lo cual permitió obtener un óptimo desempeño para la salida deseada (es decir,  $\alpha_{sim} \rightarrow \alpha_{opt}$  para después obtener:  $\alpha_{ANN} \approx \alpha_{opt}$ ).

Tabla 4.2 Coeficientes optimizados calculados durante el proceso de entrenamiento por la RNA.

6 neuronas en la capa oculta ( $j = 6, k = 8$ y $i = 1$ )								
$IW_{(j,k)}$	$IW_{(j,1)}$	$IW_{(j,2)}$	$IW_{(j,3)}$	$IW_{(j,4)}$	$IW_{(j,5)}$	$IW_{(j,6)}$	$IW_{(j,7)}$	$IW_{(j,8)}$
	17.91	-0.07	-8.65	-17.89	-0.78	4.60	0.64	1.56
	-3.04	-2.83	3.38	2.83	2.38	2.46	-0.43	-2.41
	1.19	0.13	-18.46	-2.05	0.46	0.15	3.37	-16.33
	-2.00	-2.92	3.66	1.60	2.39	2.86	-0.35	-2.66
	12.47	14.80	-3.52	14.09	-19.63	11.39	0.33	-5.34
	7.55	-2.85	1.58	-3.04	-11.82	-8.24	-3.34	-2.92
$LW_{(i,j)}$	$LW_{(1,1)}$	$LW_{(1,2)}$	$LW_{(1,3)}$	$LW_{(1,4)}$	$LW_{(1,5)}$	$LW_{(1,6)}$		
	-0.19	-3.04	-8.60	2.97	-3.01	0.10		
$\mathbf{b}_1$	$\mathbf{b}_{1(j,1)}$							
	-2.09							
	-0.36							
	-1.83							
	-0.51							
	2.91							
	6.63							
$\mathbf{b}_2$	$\mathbf{b}_{2(1,1)}$							
	-4.79							

La Fig 4.4 muestra la eficiencia del proceso en entrenamiento de la red RNA obtenida con las funciones de activación tansig-lineal obtenidas para las capas oculta y de salida.

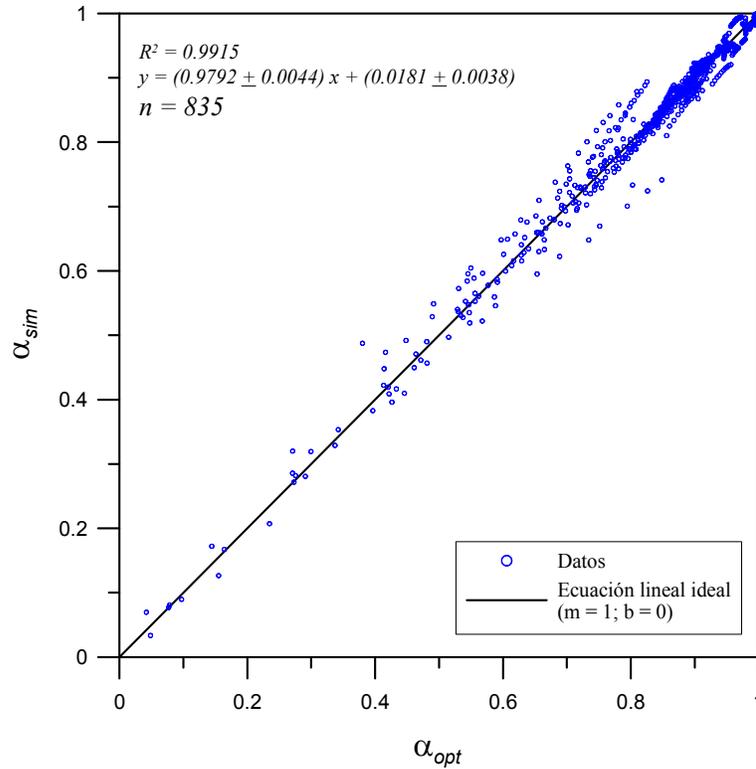


Fig. 4.4 Relación lineal obtenida entre  $\alpha_{ANN}$  y  $\alpha_{opt}$  durante el proceso en entrenamiento RNA.

Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad para detectar las variables de entrada que tienen más importancia en el cálculo de la correlación empírica. Este análisis se realizó a través de los pesos obtenidos de las capas de la RNA y de acuerdo a la ecuación de Garson (1991):

$$I_m = \frac{\sum_{j=1}^6 \left( \left( \frac{|IW(m,j)|}{\sum_{k=1}^8 |IW(k,j)|} \right) \times |LW(i,j)| \right)}{\sum_{k=1}^8 \left\{ \sum_{j=1}^6 \left( \frac{|IW(k,j)|}{\sum_{k=1}^8 |IW(k,j)|} \right) \times |LW(i,j)| \right\}} \quad (4.4)$$

donde  $I_m$  es la importancia relativa de las  $m$  conexiones entre las variables de entrada y la salida. La Tabla 4.3 muestra el porcentaje de importancia relativa de las variables de entrada normalizadas. Los resultados demostraron que la calidad de vapor ( $x$ ) fue el parámetro con mayor porcentaje de importancia con 28.2%, seguida del número adimensional  $We$  con 24.3%; mientras que el parámetro  $Fr$  fue el que presentó menor porcentaje con 4.7%.

Tabla 4.3 Análisis de sensibilidad de las variables de entrada utilizadas para el modelo RNA.

<b>Variables de entrada normalizadas</b>	<b>Importancia relativa (%)</b>
$p_r = p_{nor}$	8.80
$D_{nor}$	8.30
$x_{nor}$	28.15
$(\rho_g / \rho_l)_{nor}$	9.50
$(\mu_g / \mu_l)_{nor}$	8.94
$(Re)_{nor}$	7.41
$(Fr)_{nor}$	4.65
$(We)_{nor}$	24.25

Aparentemente, en el modelo RNA, la importancia de las variables de entrada no tiene ninguna influencia en la dinámica de fluidos. No obstante, en este estudio, las variables  $x$  y  $We$  tienen un efecto importante en la dinámica del fluido, debido a que proveen una mejor noción de los patrones de flujo que predominan dentro del pozo. Por lo tanto, el modelo RNA es aceptado como una aproximación de una función matemática que busca correlacionar variables de entrada y salida [Farshad et al., 2000].

**Validación de la nueva correlación obtenida por RNA.** La nueva correlación  $\alpha_{ANN}$  fue programada en el simulador GEOWELLS para predecir los gradientes de presión total en los 55 pozos geotérmicos de la Tabla 3.1. Con el propósito de optimizar el espacio solo se muestran los resultados de 18 pozos, 5 de ellos no fueron considerados en la etapa de entrenamiento mientras que los otros 13 pozos fueron seleccionados al azar de los primeros 50 pozos de la base de datos. Las gráficas A-F de las Figs. 4.5-4.7 presentan la comparación entre los perfiles de presión medidos y los obtenidos por la nueva correlación (RNA o ANN), y las correlaciones Duns-Ros (DR) y Dix (DX). En el caso de los 13 pozos incluidos en el entrenamiento de la RNA (A10, Svartsengi-4, ZK-327, A1, Az-18, As-2, Wk-207, C1, C4, B5, B13, Az-42 y KE1-9), los resultados demuestran que en la mayoría, los perfiles de presión calculados por la correlación ANN se aproximan más a los datos medidos que el resto de las correlaciones. En el caso particular de los pozos KE1-9, N-26P, W4, A21 y N-16T (pozos no incluidos en el proceso de entrenamiento), la mejor aproximación a los datos medidos fue

nuevamente con la correlación  $\alpha_{ANN}$ , a excepción del pozo N-16T, en donde la mejor aproximación estuvo dada por la correlación DX. Estos resultados fueron posteriormente evaluados por un análisis estadístico de acuerdo a los criterios presentados en la Tabla 4.4: MPE, RMSE y *Theil's U* [Bolzan et al., 2008].

Tabla 4.4 Parámetros estadísticos utilizados para el análisis de residuales entre las presiones medidas y simuladas por las correlaciones ANN, DR y DX.

Parámetros estadísticos	Ecuación
Error porcentual medio ( <i>MPE</i> )	$MPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{p_{sim(i)} - p_{med(i)}}{p_{sim(i)}} \right) 100$
Raíz cuadrada del error medio ( <i>RMSE</i> )	$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (p_{sim(i)} - p_{med(i)})^2}{n}}$
Coefficiente de diferencia ( <i>Theil's U</i> ) - <i>r</i>	$r = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (p_{sim(i)}^{ANN} - p_{med(i)})^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (p_{sim(i)}^c - p_{med(i)})^2}}$

$p^c$  es la presión calculada con GEOWELLS utilizando las correlaciones DR y DX.

El parámetro MPE es el promedio calculado de los errores en porcentaje en donde las predicciones estimadas difieren de los valores reales. MPE tiene la desventaja de dar valores tanto positivos como negativos lo cual resulta no representativo cuando se calcula la suma total de los errores. Por otro lado, este valor ayuda a evaluar si los datos predichos están sobre- o sub-estimando los datos reales. El parámetro RMSE es frecuentemente utilizado para medir las diferencias entre los valores predichos y medidos, también conocidos como residuales. El valor de *Theil's U* es utilizado para medir la eficiencia de la predicción de un modelo cuando es comparado con otros. En este estudio, valores menores a 1, indica que el error obtenido por el modelo bajo evaluación (RNA o ANN) es menor que el obtenido por los otros modelos (DR y DX).

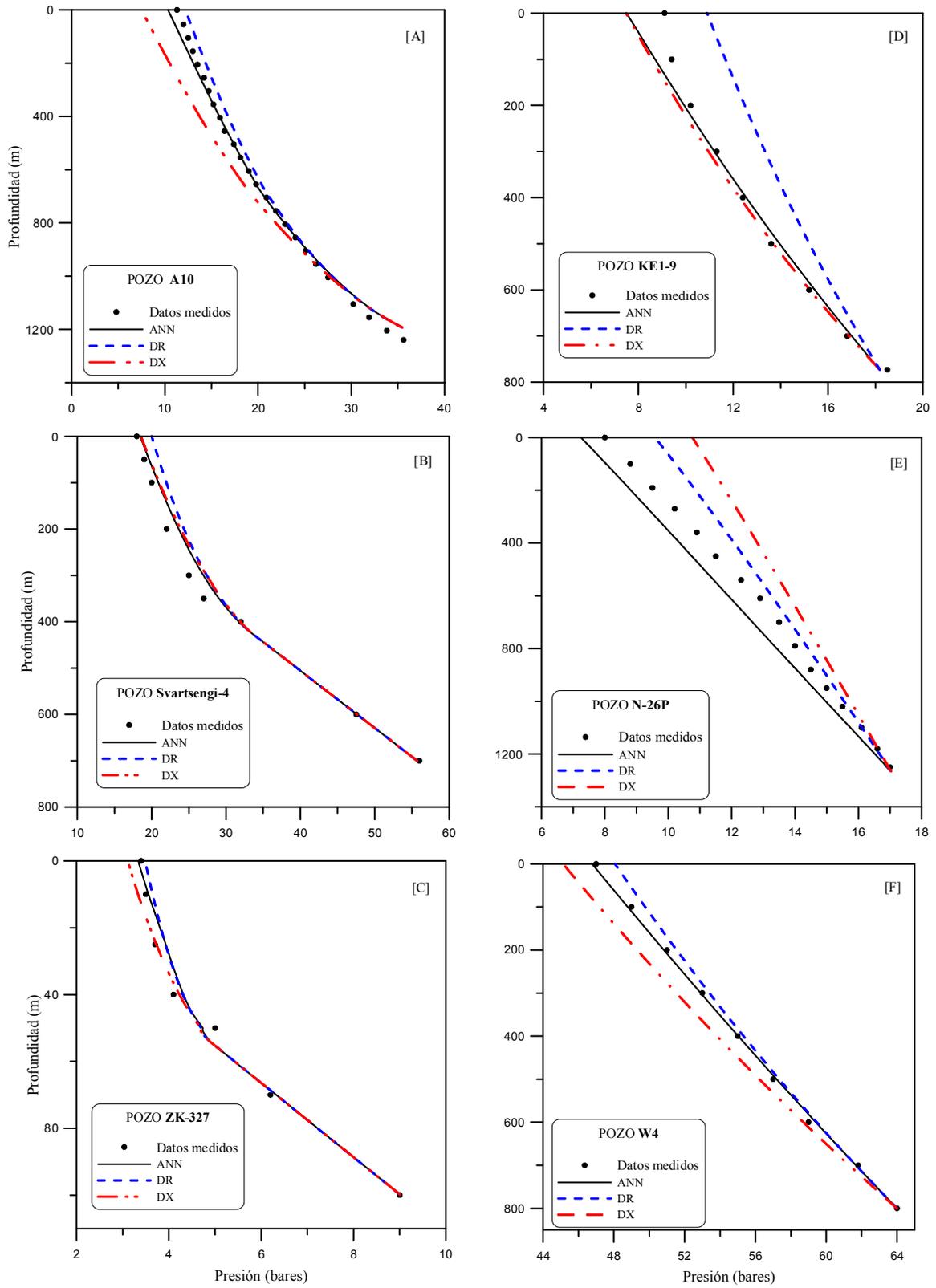


Fig. 4.5 Perfiles de presión predichos utilizando las correlaciones DR, DX y ANN. Las 3 gráficas de la izquierda pertenecen al grupo de pozos que fueron utilizados en el entrenamiento de la red neuronal, mientras que los 3 pozos de la derecha (KE1-9, N-26P y W4) no fueron incluidos en el entrenamiento.

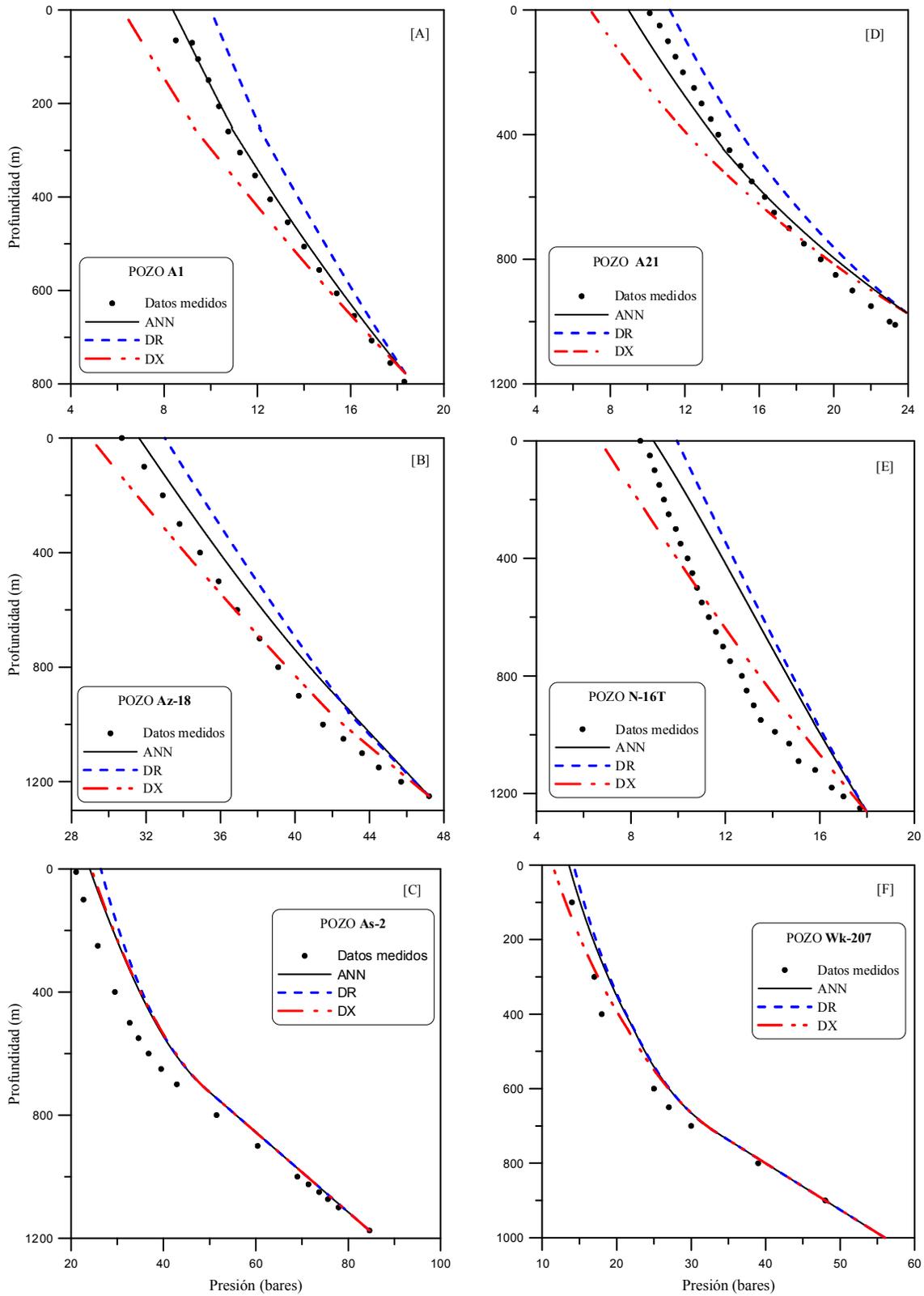


Fig. 4.6 Perfiles de presión predichos utilizando las correlaciones DR, DX y ANN. Las gráficas A-C y F pertenecen al grupo de pozos que fueron utilizados en el entrenamiento de la red neuronal, mientras que los 2 primeros pozos de la derecha (A21 y N-16T) no fueron incluidos en el entrenamiento.

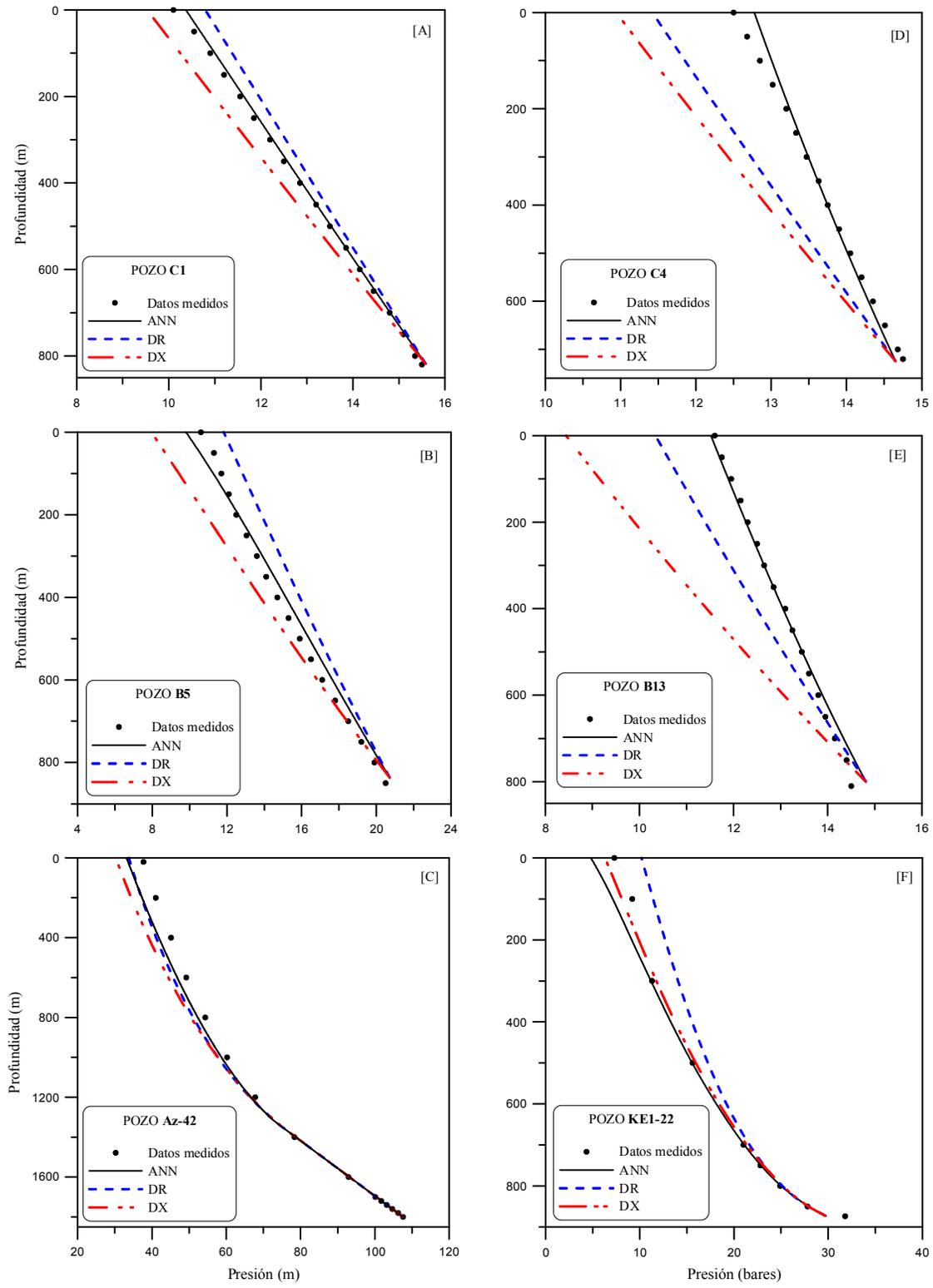


Fig. 4.7 Perfiles de presión predichos utilizando las correlaciones DR, DX y ANN. Estas gráficas pertenecen al grupo de pozos que fueron utilizados en el entrenamiento de la red neuronal.

La evaluación estadística de los residuales de la Tabla 4.4 se llevo a cabo entre la comparación de los datos simulados (con GEOWELLS por las correlaciones ANN, DR y DX) y los datos medidos en campo. En términos generales, los errores calculados (con MPE y RMSE) por la nueva correlación fueron sistemáticamente menores que los obtenidos por las otras dos correlaciones: DR y DX (ver Tabla 4.5). Cabe mencionar que los resultados individuales por cada pozo se encuentran reportados en el artículo publicado por Álvarez del Castillo et al. (2012): “A new empirical void fraction correlation inferred from artificial neural networks for modeling two-phase flow in geothermal wells”, publicado en la revista Computers & Geosciences (citado en el Apéndice B).

Tabla 4.5 Resultados globales de los criterios estadísticos utilizados para la evaluación de los perfiles de presión predichos por las correlaciones ANN, DR y DX.

Criterios de evaluación	Correlación volumétrica de vapor ( $\alpha$ )								
	ANN			DR			DX		
	<i>min</i>	<i>máx</i>	<i>global</i>	<i>min</i>	<i>máx</i>	<i>global</i>	<i>min</i>	<i>máx</i>	<i>global</i>
<b>MPE</b>	0.17	15.1	$1.8 \pm 7.6$	0.46	20.11	$6.5 \pm 7.6$	0.09	30.47	$-5.2 \pm 15.8$
<b>RMSE</b>	0.0966	5.2723	1.6082	0.1435	5.8567	1.9205	0.2098	5.2472	1.8407
<b>Theil's <math>U - r</math></b>					0.6998			0.7639	

Los resultados de la evaluación estadística de acuerdo al parámetro *Theil's U*, mostraron que de nuevo la mejor correlación es la desarrollada por el modelo RNA. El valor de *Theil's U* obtenido para las correlaciones DR y DX, fueron menores a 1, lo cual significa que la correlación  $\alpha_{ANN}$  provee los mejores resultados de predicción de los perfiles de presión en los pozos geotérmicos evaluados.

## Capítulo 5

# Metodología numérico-estadística para la predicción de perfiles de presión en pozos geotérmicos y evaluación de errores propagados

### Introducción

Las mediciones exactas de las características de producción existentes en pozos geotérmicos son de gran importancia para la generación de energía eléctrica, la evaluación del recurso y la administración óptima de su explotación. El estudio del comportamiento dinámico de extracción de fluidos y los cambios en sus características de producción (en términos de los cambios en entalpía, flujo másico, presión, entre otros), pueden también ayudar a diagnosticar anticipadamente problemas en las tuberías de producción del pozo (causados principalmente por incrustación y/o corrosión). La identificación tardía de cualquiera de estos problemas podría representar pérdidas económicas considerables o en el peor de los casos ocasionar el decaimiento paulatino de la producción en el yacimiento productor [Meinrath, 2001].

Por otra parte, el registro de mediciones experimentales de las principales características de producción requiere su repetición con refinamientos sucesivos de la técnica o el método utilizado, con el objeto de que éstos muestren niveles de confianza aceptables para tratar de representar los procesos que ocurren en el pozo o yacimiento [Theys, 1999]. Esta rutina de réplicas evidentemente siempre introduce una incertidumbre en las variables o parámetros a medir, actividad científica y de ingeniería que ha sido normalmente ignorada en la mayoría de estudios. En el caso particular de las características de producción de pozos geotérmicos, existen algunos parámetros fisicoquímicos y/o termodinámicos que no se miden directamente (p. ej., fracción volumétrica de vapor, entre otros), razón por la cual generalmente son inferidos de ecuaciones empíricas o analíticas que dependen de otras variables independientes, que si suelen medirse en campo.

La estimación de la incertidumbre en este tipo de ecuaciones y de ahí en los parámetros no determinables experimentalmente, se puede realizar indirectamente mediante la aplicación de técnicas de propagación o transporte de errores de las variables independientes (que son medidas), mediante reglas algebraicas o métodos numéricos [Bevington, 1969]. De esta manera, se puede a su vez aplicar a la determinación de los parámetros de producción y su incertidumbre asociada, conocimiento que puede ayudar en la toma de decisiones para una mejor explotación del recurso geotérmico. Sin embargo, es importante reconocer que este tipo de tareas o estudios integrales de determinación de la incertidumbre pueden representar enormes desafíos técnicos, analíticos y con ello tener un costo adicional para la industria geotérmica debido a las rutinas ya establecidas.

Hoy en día, para reducir los costos de medición de algunos de estos parámetros (p. ej., temperatura, presión, flujo másico, entalpía, geometría del pozo, entre otros), se utilizan simuladores de pozos que permiten conocer de manera aproximada y confiable el comportamiento del proceso de producción del recurso geotérmico. Estos simuladores requieren parámetros de entrada los cuales son medidos experimentalmente, en condiciones de fondo (Tabla 3.1) o de cabezal del pozo. Los resultados obtenidos de simuladores deben ser validados con datos medidos en pozos [Gunn et al., 1992]. Muchas de los estudios comparativos reportados en la literatura, se han realizado rutinariamente en forma visual y de manera subjetiva, a través de una simple evaluación gráfica y comparativa entre resultados simulados y medidos [Bjornsson, 1987; Barelli et al., 1982; Hadgu and Fresston, 1990]. Por otro lado, en ausencia de un número considerable de mediciones en campo, algunos autores acostumbran a cuantificar la mediante una simple asignación de porcentajes de error en las variables independientes y en los perfiles de presión simulados [Goyal, et al., 1980; Ambastha and Gudmunsson, 1986; Gould, 1974; García-Valladares et al., 2006].

En particular, García-Valladares et al. (2006), ante la ausencia de incertidumbres en las mediciones, asumieron errores basados en valores mínimos y máximos esperados en este tipo de tareas. En este contexto, los errores mínimos asumidos en la presión ( $\pm 0.4$  bares) y temperatura ( $\pm 1^\circ\text{C}$ ) intentaron representar una medición controlada utilizando equipo de alta precisión y exactitud; mientras que los errores máximos considerados para la presión ( $\pm 2.0$

bares) y la temperatura ( $\pm 5^{\circ}\text{C}$ ) pretenden representar errores que podrían obtenerse se tiene en campo durante las pruebas de producción [Gunn et al., 1992; Jung et al., 2001; Garg et al., 2004].

La importancia de conocer o determinar los errores en mediciones experimentales de campo asociados con producción de pozos, se justifica claramente en las aplicaciones anteriormente descritas. Por lo que en esta parte del proyecto doctoral, se propone una nueva metodología numérico-estadística para una predicción numérica más realista de los perfiles de presión y sus incertidumbres a través de técnicas avanzadas de propagación de error fundamentadas en los métodos de Monte Carlo y Bevington (1969).

### 5.1 Teoría estadística sobre la propagación de error

En una ecuación o modelo matemático  $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , las variables independientes  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  generalmente presentan errores asociados con su medición  $(s_{x_1}, s_{x_2}, \dots, s_{x_n})$ . Estos errores deben ser propagados o transportados para obtener una estimación de la incertidumbre total de la variable dependiente ( $y$ ), la cual depende de:  $s_y = f(x_1, x_2, \dots, x_n, s_{x_1}, s_{x_2}, \dots, s_{x_n})$  [Bevington, 1969; Anderson, 1976; Theys, 1999]. A este procedimiento se le conoce como “teoría de propagación de error” o “ley de propagación de incertidumbre”.

De acuerdo a Bevington (1969) la propagación de error puede realizarse mediante: (a) la solución de la ecuación general y (b) la aplicación de la técnica de Monte Carlo.

(a) Solución de la ecuación general:

$$s_y^2 \cong s_{x_1}^2 \left( \frac{\partial y}{\partial x_1} \right)^2 + s_{x_2}^2 \left( \frac{\partial y}{\partial x_2} \right)^2 + \dots + 2s_{x_1 x_2}^2 \left( \frac{\partial y}{\partial x_1} \right) \left( \frac{\partial y}{\partial x_2} \right) + \dots \quad (5.1)$$

Esta ley se basa en aproximaciones lineales de una función  $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , la cual depende de  $n$ -variables independientes  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$ . El último término de la Ec. (5.1),

corresponde al término de covarianza ( $s_{x_1x_2}$ ); la cual es referida como una medida de dispersión conjunta de dos variables estadísticas que muestran una correlación lineal. La solución de la Ec. (5.1) puede obtenerse mediante dos métodos diferentes: (i) el uso de ecuaciones analíticas simplificadas (propuestas por Bevington 1969) y (ii) la solución de las ecuaciones diferenciales correspondientes.

(i) *Método fundamentado sobre ecuaciones analíticas simplificadas.* Esta técnica se basa en un método algebraico en el cual se aplican las ecuaciones analíticas reducidas de la Ec. (5.1). La Tabla 5.1 presenta algunas de las ecuaciones propuestas para calcular el error global asociado a las variables dependientes de acuerdo con las funciones algebraicas descritas.

Tabla 5.1. Ecuaciones analíticas simplificadas para el cálculo de la incertidumbre. Los coeficientes a y b son constantes.

<b>Ecuación</b>	<b>Incertidumbre</b>
$y = ax_1 \pm bx_2$	$s_y^2 = a^2 s_{x_1}^2 + b^2 s_{x_2}^2 + 2abs_{x_1x_2}$
$y = \pm ax_1x_2$	$\frac{s_y^2}{y^2} = \frac{s_{x_1}^2}{x_1^2} + \frac{s_{x_2}^2}{x_2^2} + 2\frac{s_{x_1x_2}}{x_1x_2}$
$y = \pm \frac{ax_1}{x_2}$	$\frac{s_y^2}{y^2} = \frac{s_{x_1}^2}{x_1^2} + \frac{s_{x_2}^2}{x_2^2} - 2\frac{s_{x_1x_2}}{x_1x_2}$
$y = ax_1^{\pm b}$	$\frac{s_y}{y} = b \frac{s_{x_1}}{x_1}$
$y = ae^{\pm bx_1}$	$\frac{s_y}{y} = bs_{x_1}$
$y = a \ln(bx_1)$	$s_y = ab \frac{s_{x_1}}{x_1}$

A pesar de ser una técnica relativamente simple para la propagación del error, el uso de esta técnica exhibe algunas limitantes cuando se tienen ecuaciones o funciones más complejas, en donde el cálculo algebraico de la incertidumbre se vuelve un proceso muy tedioso. Además cuando se requiere determinar el término de covarianza, el procedimiento resulta muy complicado y en algunos ocasiones difícil de estimar.

(ii) *Método fundamentado en la solución de ecuaciones diferenciales.* Esta técnica se sustenta en la solución de las derivadas de la Ec. (5.1) [Theys, 1999]. Este método aunque resulta ser más rápido que el anterior también tiene sus limitantes, ya que cuando se tiene una ecuación compleja generalmente las derivadas suelen ser difíciles de resolver, aún cuando éstas se resuelvan numéricamente. Por otro lado, en la mayoría de los casos, nuevamente el cálculo del término de covarianza resulta ser muy complejo.

(b) *Técnica de Monte Carlo.* Ante la problemática y limitaciones presentadas por los dos métodos anteriores (i y ii), el método de Monte Carlo sugerido para el cálculo de la incertidumbre, emerge como una herramienta alternativa viable para determinar el error global de una variable dependiente a través de la propagación de error de las variables independientes. Esta técnica está basada en el muestreo de parámetros de entrada en una secuencia aleatoria que exhibe una distribución normal, la cual se determina previamente a través de simulaciones numéricas aplicadas a cada variable independiente para subsecuentemente propagar el error en la variable dependiente [Bevington, 1969]. El uso de la técnica de Monte Carlo involucra un método estadístico basado en el estudio de números aleatorios similares a los generados en los juegos de azar de un casino (de ahí el origen de su nombre). La técnica de Monte Carlo, resuelve con gran facilidad y precisión problemas científicos y matemáticos muy complicados que requieren el cálculo de una incertidumbre en la variable dependiente; por lo que este método ofrece al científico experimental una de las herramientas disponibles más poderosas para el diseño óptimo de experimentos y de análisis de datos [Bevington, 1969].

En la evaluación de las mediciones de incertidumbre se utilizan funciones de densidad de probabilidad, en cada variable dependiente ( $y$ ) a través de la siguiente expresión [Wübbeler et al., 2008]:

$$y = \int g_y(\eta) \eta d\eta \quad (5.2)$$

cuya incertidumbre asociada estará dada por la ecuación:

$$s_y^2 = \int g_y(\eta)(\eta - y)^2 d\eta \quad (5.3)$$

donde  $g_y(\eta)$  es la función de probabilidad,  $\eta$  denota los valores posibles que puede adoptar y la variable  $y$ , como una función de sus variables de entrada  $x_1, x_2, \dots, x_n$ . Una de las ventajas de este método, es que en el cálculo de la incertidumbre total, el término de covarianza no se desprecia, como en el caso simplificado de la propagación de error sugerido en los métodos (i) y (ii). De tal forma que la desviación estándar  $s_y^2(x_i)$  y las covarianzas  $y = (x_i, x_j)$ , estarán dadas por la siguiente ecuación para  $i \neq j$ :

$$s_y^2(x_i) = \int g_{x_1, \dots, x_N}(\xi_1, \dots, \xi_N) [x_i - \xi_i]^2 d\xi_1, \dots, d\xi_N \quad (5.4)$$

donde  $g_{x_1, \dots, x_N}(\xi_1, \dots, \xi_N)$  es la función de probabilidad de las variables de entrada y  $\xi_1, \dots, \xi_N$  son los posibles valores que pueden ser atribuidos a los parámetros de entrada.

La evaluación de las funciones  $g_y(\eta)$  requiere el cálculo de integrales multidimensionales, las cuales se resuelven numéricamente. El procedimiento que utiliza Monte Carlo puede resumirse de la siguiente forma: (1) Cálculo de la distribución aleatoria de las variables de entrada, siguiendo una función de densidad de probabilidad  $[g_{x_1, \dots, x_N}(\xi_1, \dots, \xi_N)]$ ; con integrales que se resuelven numéricamente; (2) Determinación de los valores de la función  $y$  con las variables de entrada  $g_{x_1, \dots, x_N}(\xi_1, \dots, \xi_N)$ ; y finalmente (3) Estimación de los parámetros de tendencia central y de dispersión de la variable dependiente (media y desviación estándar).

## 5.2 Metodología computacional desarrollada para la determinación de perfiles de presión en pozos geotérmicos y su error propagado.

La metodología utilizada para obtener los perfiles de presión y su error propagado, es descrita en forma esquemática a través de las Figuras 5.1 y 5.2. En la primera de estas figuras se muestra un diagrama esquemático del procedimiento general usado para determinar el

gradiente de presión total ( $\Delta p_t$ ) y con ello la presión simulada ( $p_{sim}$ ) a diferentes profundidades del pozo (Fig. 5.1).

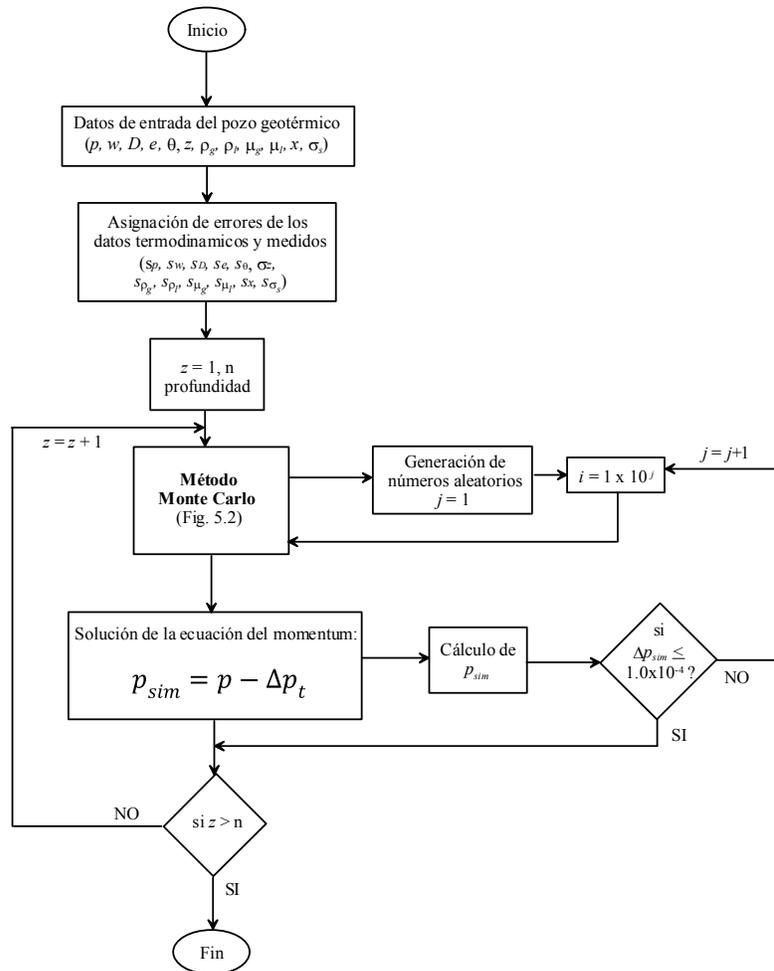


Fig. 5.1. Diagrama esquemático de la metodología general utilizada para la determinación de los perfiles de presión y sus errores, a diferentes profundidades. Al inicio de la simulación  $p$  representa la presión inicial a fondo de pozo.

Este procedimiento consiste en la asignación de un porcentaje de error probable (en la mayoría de los casos), a cada una de las variables independientes involucradas en el cálculo de la ecuación del momentum. Una vez asignado este error, mediante el simulador GEOWELLS se obtienen los términos  $\Delta p_t$  y  $p_{sim}$ , y a través del método de Monte Carlo se propagan conjuntamente los errores de las variables de la ecuación del momentum para estimar la incertidumbre global de  $\Delta p_t$  y  $p_{sim}$ . Este procedimiento se aplicó iterativamente a diferentes profundidades del pozo. Como parte de este método se realizó también una prueba de

independencia de malla con el objetivo de determinar la muestra óptima de números aleatorios a ser usada en la distribución de probabilidad para el cálculo del error total propagado. Esta prueba de independencia de malla se llevó a cabo mediante la estimación de las diferencias entre las presiones (simuladas) obtenidas usando diferente tamaño de muestras ( $i$ ) de números aleatorios, definido esto como  $p_{sim (i)}$  y  $p_{sim (i-1)}$ . La muestra óptima de números aleatorios se obtiene cuando los valores de las dos presiones [ $p_{sim (i)}$  y  $p_{sim (i-1)}$ ] son semejantes o bien si la diferencia entre éstos es menor a  $1.0 \times 10^{-4}$  [bar].

De la Tabla 3.1, se seleccionaron tres pozos geotérmicos (Okoy-7, M-90 y Svartsengi-4) para este estudio [Ambastha y Gudmundsson, 1986; Bjornsson, 1987; Álvarez del Castillo et al., 2010]. Estos pozos se ubican en campos geotérmicos de Filipinas, México e Islandia, respectivamente. La razón por la cual se seleccionaron estos pozos fue debido a la particularidad de presentar fracciones volumétricas de vapor bajas ( $\alpha < 0.77$ ) en la superficie. Con estas características de producción, la asignación del error máximo para esta variable será del orden de hasta el 30% (ya que si sobrepasa este intervalo se tendrían valores irreales de  $\alpha$  por arriba de 1, lo cual no es físicamente posible).

La Fig. 5.2 muestra con más detalle el algoritmo matemático desarrollado para la determinación de los perfiles de presión con sus incertidumbres. Básicamente, la metodología consistió en 5 tareas principales: (i) compilación de datos de entrada; (ii) asignación de porcentajes de error a las variables independientes de entrada; (iii) distribución de probabilidad y propagación de error, (iv) propagación de error asociado con el cálculo de los perfiles de presión y (v) distribución normal de la variable de salida  $p_{sim}$ .

**(i) *Compilación de datos de entrada.*** La selección de las variables de entrada se fundamentó en los parámetros requeridos para el cálculo del gradiente de presión total ( $\Delta p_t$ ) y la presión simulada ( $p_{sim}$ ), a través de la ecuación del momentum (Figs. 5.1 y 5.2). Estos datos de entrada incluyen los datos de campo y los de propiedades termodinámicas y de transporte del fluido.



aplicó la nueva ecuación inferida del método de redes neuronales artificiales (RNA), presentada en el capítulo 4 de la tesis.

***(ii) Asignación de porcentajes de error a las variables independientes de entrada.***

*Presión de fondo de pozo.* Existen varios métodos para medir la presión de fondo en pozos geotérmicos y petroleros. Las mediciones de presión en el fondo de los pozos se aplican de diversas formas dependiendo del objetivo. Algunas mediciones se realizan con el pozo fluyendo, mientras que otras se realizan con el pozo cerrado. Las mediciones se pueden realizar a lo largo del pozo o bien a una profundidad determinada (estacionada la herramienta). Asimismo, se puede analizar el comportamiento transitorio de la presión a través de pruebas de presión, en donde algunas mediciones se hacen en tiempo real y otras se registran usando módulos de memoria (data loggers). Entre los sistemas que más se usan están: *(i) dispositivos de medición de cuarzo*, los cuales ofrecen mediciones de presión precisas y de alta resolución en todos los entornos operativos, incluidos aquellos con altas presiones y altas temperaturas; *(ii) Sistema de prueba de yacimiento de fondo de pozo Wireless (EnACT)*, el cual permite interactuar con las tecnologías líderes de fondo de pozo, administrar los eventos del pozo, y perfeccionar el diseño de la prueba en tiempo real. Esta tecnología permite transmitir los datos en la superficie permitiendo su análisis *in-situ* o a distancia para validar las pruebas de yacimiento; *(iii) Sistema DataLatch*, el cual combina los registros de datos del fondo de pozo y lecturas de la superficie durante las pruebas de perforación; y *(iv) Sistema de medición de presión UNIGAGE*, el cual permite obtener datos de presión exactos en condiciones de fondo de pozo de difícil acceso (p. ej., pozos inclinados). Este sistema también ofrece una alta calidad y confiabilidad durante las pruebas de medición de la presión del yacimiento en pozos de exploración, desarrollo y producción. [Schlumberger, 2012].

*Flujo másico.* En el caso de las mediciones del flujo másico, el intervalo de error que se reporta para esta variable se fundamenta en el método del tubo Pilot promedio multi-puerto (conocido en inglés como “multi-port averaging Pilot tube”), el cual oscila entre 1% y 20% [Jung et al., 2001]. Sin embargo, existen otros autores que reportan errores típicos entre 5% y

10% para mediciones de flujo másico inferidas con métodos de placa de orificio y venturi [Oliveira et al., 2009].

Con base en las características de medición de las variables de presión y flujo másico, y debido fundamentalmente a que no se acostumbra a reportar mediciones experimentales con errores para las otras variables de entrada (como debería de hacerse, según la estadística y el diseño de experimentos), se consideraron dos escenarios hipotéticos con errores probables en cada una de las variables independientes de entrada para la simulación y el cálculo de los perfiles de presión ( $\Delta p_t$  y  $p_{sim}$ ).

Básicamente, en los dos escenarios se asignó un error mínimo del 1% a las variables de entrada (datos de campo y termodinámicos) con excepción de la fracción volumétrica de vapor, en la cual se asumió un error del 10% y 30%. En el caso de los datos de campo ( $p$ ,  $D$ ,  $e$ ,  $\theta$  y  $z$ ), los errores asumidos corresponden a mediciones con errores muy pequeños, constantes y controlados en la mayoría de los pozos. Las variables o datos termodinámicos ( $\rho_g$ ,  $\rho_l$ ,  $\mu_g$ ,  $\mu_l$  y  $x$ ) fueron calculados mediante el software comercial de propiedades termodinámicas y de transporte NIST, y según las consideraciones indicadas en el manual de operación, éste implementa en sus rutinas numéricas modelos muy exactos [NIST, 2007]. El porcentaje asignado a las variables termodinámicas se considera que pudiera ser representativo para los casos presentados en este estudio, sin embargo habría que tener cuidado cuando se tiene condiciones cercanas al punto crítico, en donde el error podría ser mayor. En el caso de la variable de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) los porcentajes de error asignados fueron del 10% y 30%. El 10% de error se considera razonable de acuerdo a los errores obtenidos en el cálculo de los perfiles de presión mediante la aplicación de las correlaciones de Duns-Ros y Dix [Álvarez del Castillo et al., 2010]. El 30% de error sería esperado cuando se utilizan correlaciones de fracción volumétrica de vapor no adecuadas a las condiciones de pozos geotérmicos [Álvarez del Castillo et al., 2010].

A partir de estos errores asignados en este estudio se determinó el error total asociado con el cálculo del gradiente de presión total y la presión simulada en diferentes pozos geotérmicos.

**(iii) Distribución de probabilidad y propagación de error.** A cada variable independiente de entrada se le asignó una función de densidad de probabilidad (FDP) para generar una muestra estadística caracterizada por una distribución de números aleatorios en el intervalo o dominio [0,1]. La FDP fue determinada con herramientas de MatLab versión 7.0, específicamente mediante la subrutina “randtool” [Trauth, 2006]. De esta forma, la FDP utilizada en estos estudios estuvo dada por una ecuación general que describe una distribución Gaussiana [Verma, 2005]:

$$FDP_i = f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\Pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x_i - \omega}{\sigma}\right)^2\right] \quad (5.5)$$

Los términos  $\omega$  (media aritmética) y  $\sigma$  (desviación estándar) de la Ec. (5.5) corresponden a parámetros de una población (conjunto de elementos, conocido también como universo); mientras que para una muestra (parte representativa de una población), se utilizan los parámetros  $\bar{x}$  y  $s$  como se presentan en la Ec. (5.6):

$$FDP_i = f(x) = \frac{1}{s\sqrt{2\Pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x_i - \bar{x}}{s}\right)^2\right] \quad (5.6)$$

Los parámetros  $\mu$  y  $\bar{x}$  determina la simetría de la distribución, mientras que los parámetros  $\sigma$  y  $s$  controla la amplitud de la distribución. Aplicando esta ecuación general (5.6), se encuentra que la distribución normal aleatoria que representa a una variable involucrada en la determinación del perfil de presión de pozos geotérmicos, estará dada por la siguiente ecuación:

$$x_N(i) = (x_N - sx_N) + (FDP_{x_N}(i) \cdot 2 \cdot sx_N) \quad (5.7)$$

donde  $x_N$  y  $sx_N$  son los valores de las variables independientes de entrada y su error asociado, respectivamente, (ver Fig. 5.3).

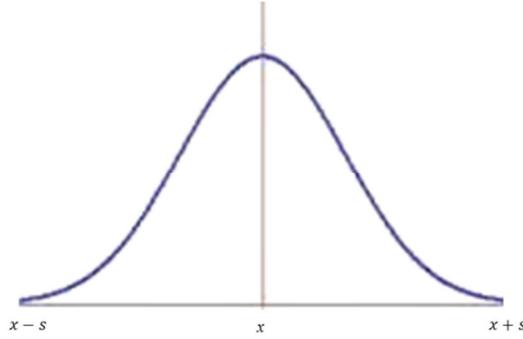


Fig. 5.3. Esquema de una distribución Gaussiana [Verma, 2005].

**(iv) Propagación de errores asociado con el cálculo de los perfiles de presión.** Los perfiles de presión que es una función que depende de diversos parámetros [ $p_{sim} = función(p, \Delta p_t)$ ]; los cuales se calculan a partir de las ecuaciones (5.8a-b) con el simulador GEOWELLS; mientras que para el cálculo de la incertidumbre se requiere aplicar la teoría de propagación de error a esta ecuación (ver Ec. 5.9).

$$p_{sim} = p - \Delta p_t \quad (5.8)$$

$$p_{sim} = p_{\kappa+1} = p_{\kappa} - \underbrace{\left\{ \left[ \frac{dp}{dz} \right]_f + \left[ \frac{dp}{dz} \right]_a + \left[ \frac{dp}{dz} \right]_g \right\}}_{\Delta p_t} \quad (5.8a)$$

$$p_{sim} = p_{\kappa+1} = p_{\kappa} - \left\{ \left[ f \frac{w}{A} \frac{V}{2D} \right]_f + \left[ \frac{w}{A} \frac{dV}{dz} \right]_a + [\rho_m g \text{ sen } \theta]_g \right\} \quad (5.8b)$$

$$s_{p_{sim}} = función(p, f, w, A, V, D, z, \rho_m, g, \theta, s_p, s_f, s_w, s_A, s_V, s_D, s_z, s_{\rho_m}, s_{\theta}) \quad (5.9)$$

Cuando se inicia el cálculo de la  $p_{sim}$  mediante el simulador GEOWELLS, el término  $p_k$  de la Ec. (5.8b) corresponde a la presión inicial de fondo de pozo. A medida que va ascendiendo el fluido a través de la tubería la presión disminuye y  $p_k$  adopta el valor de la presión calculada a la profundidad anterior mediante un proceso recursivo. Las variables de la Ec. (5.8a) son

obtenidas directamente con el simulador GEOWELLS utilizando los datos de entrada (datos de campo y termodinámicos). La Tabla 5.2, resume las principales ecuaciones requeridas para calcular las variables intermedias y sus errores respectivos, los cuales fueron usados para el cálculo de la incertidumbre a través de la propagación de error (Ec. 5.9). Cada una de estas expresiones (Ecs. 5.10-5.16) fueron desarrolladas a través de la metodología de propagación de error descrita en los incisos (ii) y (iii).

**(v) Distribución normal de la variable de salida  $p_{sim}$ .** A partir de la propagación de error de todas las variables independientes (Tabla 5.2), se obtienen finalmente los vectores de datos con los posibles valores de  $\Delta p_t$  y  $p_{sim}$  estimados por simulación y su error asociado, a cada profundidad del pozo. El error asociado representativo de la distribución normal es estimado como el promedio de los errores calculados.

Tabla 5.2. Ecuaciones, variables dependientes e independientes y sus errores respectivos, utilizados para el cálculo de los perfiles de presión y su incertidumbre.

Ecuación	Definición/característica	Variables dependientes	Error de la ecuación	Ec. (No.)
$A = \frac{\pi D^2}{4}$	Área de sección transversal de tubería	$A = \text{función } (D)$	$s_A = \text{función } (D, s_D)$	(5.10)
$f = \frac{64}{Re}$ ; $Re = \frac{Dv\rho}{\mu}$	Factor de fricción de Darcy. Flujo laminar: ( $R < 3.3$ ) donde $R = \log_{10}(Re)$	$f = \text{función } (Re),$ $Re = \text{función } (D, v, \rho, \mu)$	$s_f = \text{función } (Re, s_{Re}),$ $s_{Re} = \text{función } (D, v, \rho, \mu, s_D, s_v, s_\rho, s_\mu)$	(5.11)
$f = 10^{[260.67 - 228.62 Re + 66.307 Re^2 - 6.3944 Re^3]}$	Flujo en transición ( $3.3 \leq R < 3.6$ )	$f = \text{función } (Re)$	$s_f = \text{función } (Re, s_{Re})$	(5.12)
$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log \left( \frac{D}{\varepsilon} \right) + 2 \log \left( \frac{9.34}{\left( \frac{\varepsilon}{D} \right) Re \sqrt{f}} \right) + 1.14$	Ecuación de Colebrook [Colebrook, 1939]. ( $3.6 \leq R < 7.0$ ). Valor mínimo entre la ec. 5.13 y 5.14	$f = \text{función } (D, \varepsilon)$	$s_f = \text{función } (D, \varepsilon, s_D, s_\varepsilon)$	(5.13)
$f = 10^{[-1.953 + 0.0518 Ex + 3.69 \times 10^{-2} Ex^2 + 9.309 \times 10^{-5} Ex^3]}$	Flujo turbulento ( $R \geq 7.0$ )	$f = \text{función } (Ex, D, \varepsilon)$	$s_f = \text{función } (Ex, D, \varepsilon, s_D, s_\varepsilon, s_{Ex})$	(5.14)
$Ex = (\varepsilon/D) 1 \times 10^{-4}$				
$\phi = \left[ 1 + x \left( \frac{\rho_l}{\rho_g} - 1 \right) \right]^{0.8} \left\{ 1 + x \left[ \frac{3.5 \mu_g + 2 \mu_l}{(\mu_g + \mu_l) \rho_g} - 1 \right] \right\}^{0.2}$	Factor de corrección que multiplica las ecs. (5.11 – 5.13) para el cálculo del factor de fricción en condiciones de flujo bifásico [Beattie, 1973]	$\phi = \text{función } (\rho_l, \rho_g, \mu_l, \mu_g, x)$	$s_\phi = \text{función } (\rho_l, \rho_g, \mu_l, \mu_g, x, s_{\rho_l}, s_{\rho_g}, s_{\mu_l}, s_{\mu_g}, s_x)$	(5.15)
$\rho_m = \rho_g \alpha + \rho_l (1 - \alpha)$	Densidad de mezcla	$\rho_m = \text{función } (\rho_l, \rho_g, \alpha)$	$s_{\rho_m} = \text{función } (\rho_l, \rho_g, \alpha, s_{\rho_l}, s_{\rho_g}, s_\alpha)$	(5.16)

## 5.3 Resultados y discusión

### 5.3.1 Validación del algoritmo numérico

La validación del algoritmo propuesto en este estudio, se realizó aplicando dos casos de propagación de error. El primero de ellos es un caso simple reportado por Bevington (1969), en donde calculan el área de una superficie mediante las ecuaciones de Bevington y el método de Monte Carlo. Los resultados obtenidos fueron similares, en el caso del método de Monte Carlo el error fue ligeramente mayor que aplicando las ecuaciones de Bevington, esto debido posiblemente a que este último método no considera el cálculo de las covarianzas. El segundo caso de validación fue a través del cálculo de los gradientes de presión a través de las ecuaciones de Bevington. Este procedimiento se realizó para una serie de datos de entrada de un pozo geotérmico en particular. Los resultados obtenidos mostraron nuevamente ligeras diferencias, en donde el error de las variables propagadas por Monte Carlo, era ligeramente mayor que los obtenidos por el otro método. Por lo tanto, las condiciones del algoritmo físico-matemático dentro del ambiente de Monte Carlo fueron correctas.

### 5.3.2 Análisis de independencia de malla

Una vez validado el algoritmo y de acuerdo al procedimiento numérico descrito anteriormente, se desarrolló y aplicó una metodología para estimar el error asociado con el cálculo numérico de los perfiles de presión ( $\Delta p_t$  y  $p_{sim}$ ) de seis pozos geotérmicos productores usando el simulador GEOWELLS y la técnica de Monte Carlo. Con este propósito, se realizó preliminarmente, un análisis de independencia de malla con el objeto de estimar la muestra óptima de números aleatorios requerida por el método de Monte Carlo. Para realizar la prueba de la independencia de malla en la predicción de los perfiles de presión con la muestra de números aleatorios (Fig. 5.1), se realizaron varias simulaciones considerando tres casos particulares de pozos geotérmicos a una determinada profundidad ( $z$ ). La Fig. 5.4 muestra los resultados obtenidos, en términos del porcentaje de error, para los pozos Okoy-7 ( $z = 0\text{m}$ ), M-90 ( $z = 25\text{m}$ ) y Svartsengi-4 ( $z = 100\text{m}$ ), considerando un error de  $\pm 10\%$  en la fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) y un error de  $\pm 1\%$  en el resto de las variables de entrada.

Este parámetro (*%error*) fue calculado mediante la ecuación:

$$\%error = \left[ \frac{p_{sim\ i} - p_{sim\ i-1}}{p_{sim\ i-1}} \right] \times 100 \quad (5.16)$$

donde  $p_{sim\ i}$  representa la presión simulada y el subíndice  $i$  corresponde al tamaño de la muestra de números aleatorios.

Tabla 5.3. Resultado del análisis de independencia de malla sobre el tamaño óptimo de la muestra de números aleatorios en diferentes pozos geotérmicos, a una determinada profundidad ( $z$ ).

Tamaño de muestra de números aleatorios	$i$	$p_{sim}^*$ [bar]	$\%error$ $\%error = \left[ \frac{p_{sim\ i} - p_{sim\ i-1}}{p_{sim\ i-1}} \right] \times 100$
<b>Okoy- 7 (<math>z=0</math> m, <math>p_{med} = 40.0</math> bar)</b>			
100	1	43.12080760	---
1000	2	43.11921502	0.0036934
10 000	3	43.11932547	0.0002562
100 000	4	43.11926308	0.0001447
500 000	5	43.11926804	0.0000115
1 000 000	6	43.11926698	0.0000024
<b>M-90 (<math>z=700</math> m, <math>p_{med} = 60.5</math> bar)</b>			
100	1	59.77628710	---
1000	2	59.77550310	0.0013116
10 000	3	59.77556252	0.0000994
100 000	4	59.77553742	0.0000420
500 000	5	59.77555824	0.0000348
1 000 000	6	59.77555496	0.0000055
<b>Svartsengi-4 (<math>z=400</math> m, <math>p_{med} = 32.0</math> bar)</b>			
100	1	31.73475840	---
1000	2	31.73419906	0.0017626
10 000	3	31.73423850	0.0001243
100 000	4	31.73421628	0.0000700
500 000	5	31.73421812	0.0000058
1 000 000	6	31.73421826	0.0000005

\*Obtenida de GEOWELLS

Estos datos revelaron que los valores de *%error* se mantienen relativamente constantes en los tres pozos, utilizando una muestra de números aleatorios de tamaño  $n \geq 500,000$  (Tabla 5.3), situación que permitió definirse como criterio de convergencia ( $\leq 5.5 \times 10^{-6}$ ).

### 5.3.3 Aplicaciones

Las Tablas 5.4 y 5.5 presentan un resumen de los resultados obtenidos en el cálculo de las incertidumbres asociadas con la predicción de los perfiles de presión usando el método de Monte Carlo para los tres pozos geotérmicos estudiados (Okoy-7, M-90 y Svartsengi-4), considerando un error del  $\pm 1\%$  en las variables de entrada y dos escenarios hipotéticos de error asignados a la variable fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ), estos son:  $\alpha \pm 10\%$  y  $\alpha \pm 30\%$ . Los parámetros mostrados en las Tablas 5.4 y 5.5 a diferentes profundidades de pozo son: la presión medida ( $p_{med}$ ); los tres gradientes de presión de la Ec. (5.8):  $\Delta p_g$ ,  $\Delta p_f$  y  $\Delta p_a$ ; el gradiente de presión total ( $\Delta p_t$ ) y la presión simulada ( $p_{sim}$ ), con sus respectivos errores.

Los resultados obtenidos muestran claramente que el error de cada gradiente de presión dado por el escenario  $\alpha \pm 30\%$ , es en general 3 veces más grande que en los resultados obtenidos con  $\alpha \pm 10$  (Tablas 5.4 y 5.5). Es importante destacar que el valor de  $s\Delta p_t$  aumenta a medida que la profundidad decrece. Esto se debe principalmente a que cuando asciende el fluido geotérmico a través de la tubería del pozo y se da la aparición de la zona bifásica (a partir del punto de flasheo), la fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) tiende a incrementar y con ello su error, propagando un efecto mayor de error en las variables que utilizan esta variable. Este comportamiento se refleja claramente en los errores individuales que se calculan para los gradientes de presión  $s\Delta p_g$ ,  $s\Delta p_f$  y  $s\Delta p_a$ .

Los resultados obtenidos en cuanto al cálculo de los términos  $p_{sim}$  y  $sp_{sim}$ , muestran que el término de presión ( $p$ ) de la ecuación (5.8), es más significativo que el término de la caída de presión total ( $\Delta p_t$ ). Este resultado sugiere que la medición del parámetro  $p$ , en condiciones de fondo de pozo es muy importante, y por lo tanto, ésta debe realizarse con mayor exactitud y precisión ya que afecta sensiblemente la calidad de predicción de los perfiles de presión.

Tabla 5.4. Resultado de las simulaciones realizadas por Monte Carlo para el cálculo de las incertidumbres de los gradientes de presión (gravedad, aceleración y fricción), considerando errores en la fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) de 10% y 1% en el resto de las variables de entrada.

<b>POZO/</b>											
Profundidad (m)	$p_{med}$	$\Delta p_g$	$S\Delta p_g$	$\Delta p_f$	$S\Delta p_f$	$\Delta p_a$	$S\Delta p_a$	$\Delta p_t$	$S\Delta p_t$	$p_{sim}^*$	$S p_{sim}$
<b>Caso: <math>\alpha \pm 10\%</math> error</b>											
<b>Okoy-7</b>											
1500 m	90.0	0.0519	0.0017	3.91E-05	2.42E-07	3.53E-06	9.13E-09	0.0519	0.0017	87.9577	0.8801
1100 m	70.0	0.0332	0.0039	7.24E-05	1.20E-06	2.77E-06	1.06E-08	0.0333	0.0039	70.7267	0.7076
600 m	55.0	0.0263	0.0049	1.08E-04	4.82E-06	2.39E-06	5.28E-08	0.0264	0.0049	55.5536	0.5558
0 m	40.0	0.0207	0.0058	3.20E-04	2.56E-05	1.32E-06	7.13E-08	0.0210	0.0058	43.119	0.4314
<b>Caso: <math>\alpha \pm 10\%</math> error</b>											
<b>M-90</b>											
1000 m	72.2	0.0659	0.0006	0.00071	5.48E-06	9.91E-06	8.07E-09	0.0666	0.0006	74.1295	0.7420
700 m	60.5	0.0364	0.0038	0.00091	3.64E-05	1.68E-05	2.14E-07	0.0373	0.0038	59.7727	0.5981
300 m	48.1	0.0249	0.0051	0.0013	1.40E-04	6.44E-05	1.46E-06	0.0263	0.0052	47.4062	0.4744
25 m	40.9	0.0218	0.0056	0.0028	2.60E-04	8.02E-05	3.33E-06	0.0247	0.0059	40.5612	0.4060
<b>Caso: <math>\alpha \pm 10\%</math> error</b>											
<b>Svartsengi-4</b>											
400 m	32.0	0.0603	0.002	3.81E-04	4.35E-06	7.01E-06	3.08E-08	0.0607	0.0020	31.7339	0.3180
300 m	25.0	0.038	0.0044	6.01E-04	1.36E-05	4.21E-05	4.82E-07	0.0386	0.0044	26.9219	0.2696
100 m	20.0	0.0247	0.0059	8.20E-04	6.84E-05	6.09E-05	1.35E-06	0.0256	0.0060	21.8912	0.2193
0 m	18.0	0.0223	0.0062	1.40E-03	1.10E-04	1.04E-04	2.53E-06	0.0238	0.0063	18.4599	0.1850

\*Término que depende de la presión de fondo  $p \pm s_p$ . Este último parámetro ( $s_p$ ) no se conoce.

Tabla 5.5. Resultado de las simulaciones realizadas por Monte Carlo para el cálculo de las incertidumbres de los gradientes de presión (gravedad, aceleración y fricción), considerando errores en la fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) de 30% y 1% en el resto de las variables de entrada.

<b>POZO/</b>											
Profundidad (m)	$p_{med}$	$\Delta p_g$	$s\Delta p_g$	$\Delta p_f$	$s\Delta p_f$	$\Delta p_a$	$s\Delta p_a$	$\Delta p_t$	$s\Delta p_t$	$p_{sim}$	$Sp_{sim}$
<b>Caso: <math>\alpha \pm 30\%</math> error</b>											
<b>Okoy-7</b>											
1500 m	90.0	0.0519	0.0052	3.91E-05	4.40E-07	3.53E-06	2.74E-08	0.0519	0.0052	87.9577	0.8801
1100 m	70.0	0.0332	0.0118	7.24E-05	3.32E-06	2.77E-06	3.18E-08	0.0333	0.0118	70.7267	0.7077
600 m	55.0	0.0263	0.0147	1.08E-04	1.45E-05	2.39E-06	1.58E-07	0.0264	0.0147	55.5536	0.5560
0 m	40.0	0.0207	0.0173	3.20E-04	7.68E-05	1.32E-06	2.14E-07	0.0210	0.0174	43.119	0.4317
<b>Caso: <math>\alpha \pm 30\%</math> error</b>											
<b>M-90</b>											
1000 m	72.2	0.0659	0.0019	0.00071	6.14E-06	9.91E-06	2.42E-08	0.0666	0.0019	74.1295	0.7420
700 m	60.5	0.0364	0.0113	0.00091	9.89E-05	1.68E-05	6.42E-07	0.0373	0.0114	59.7728	0.5982
300 m	48.1	0.0249	0.0153	0.0013	4.10E-04	6.44E-05	4.38E-06	0.0263	0.0157	47.4062	0.4746
25 m	40.9	0.0218	0.0169	0.0028	7.70E-04	8.02E-05	9.99E-06	0.0247	0.0177	40.5612	0.4064
<b>Caso: <math>\alpha \pm 30\%</math> error</b>											
<b>Svartsengi-4</b>											
400 m	32.0	0.0603	0.0059	3.81E-04	7.24E-06	7.01E-06	9.24E-08	0.0607	0.0059	31.7339	0.3180
300 m	25.0	0.038	0.0132	6.01E-04	3.74E-05	4.21E-05	1.45E-06	0.0386	0.0132	26.922	0.2699
100 m	20.0	0.0247	0.0176	8.20E-04	2.00E-04	6.09E-05	4.04E-06	0.0256	0.0178	21.8912	0.2199
0 m	18.0	0.0223	0.0185	1.40E-03	3.20E-04	1.04E-04	7.38E-06	0.0238	0.0188	18.4599	0.1858

\*Término que depende de la presión de fondo  $p \pm s_p$ . Este último parámetro ( $s_p$ ) no se conoce.

Estos resultados fueron también graficados para mostrar de manera más clara, el comportamiento de los gradientes de presión (Figs. 5.4- 5.6). En estas figuras se presenta el %RSD (Ec. 5.17) de los tres gradientes de presión ( $\Delta p_g$ ,  $\Delta p_f$  y  $\Delta p_a$ ), así como su mediana y los cuartiles superior e inferior. Los cuartiles superior e inferior se definen como el dato que representa el 75% y el 25% de las medidas, respectivamente.

$$\%RSD = (s_{p_i}/p_i) \times 100 \quad (5.17)$$

donde  $s_{p_i}$  representa el error calculado para cada gradiente de presión  $p_i$  y el subíndice  $i$  corresponde a los términos de gravedad, fricción y aceleración.

Del análisis de estos resultados se infiere que para errores del 10% en la variable  $\alpha$ , los errores propagados en condiciones de fondo de pozo son del orden de 3% en condiciones de fondo de pozo, mientras que a medida que asciende el fluido hacia la superficie del pozo, los porcentajes de error podrían alcanzar hasta 28% (Figs. 5.4-5.6). Cuando el error de  $\alpha$  es del 30%, los errores propagados son mucho mayores y podrían estar en el intervalo [10% - 83%], como se muestra en las Figs. 5.4-5.6.

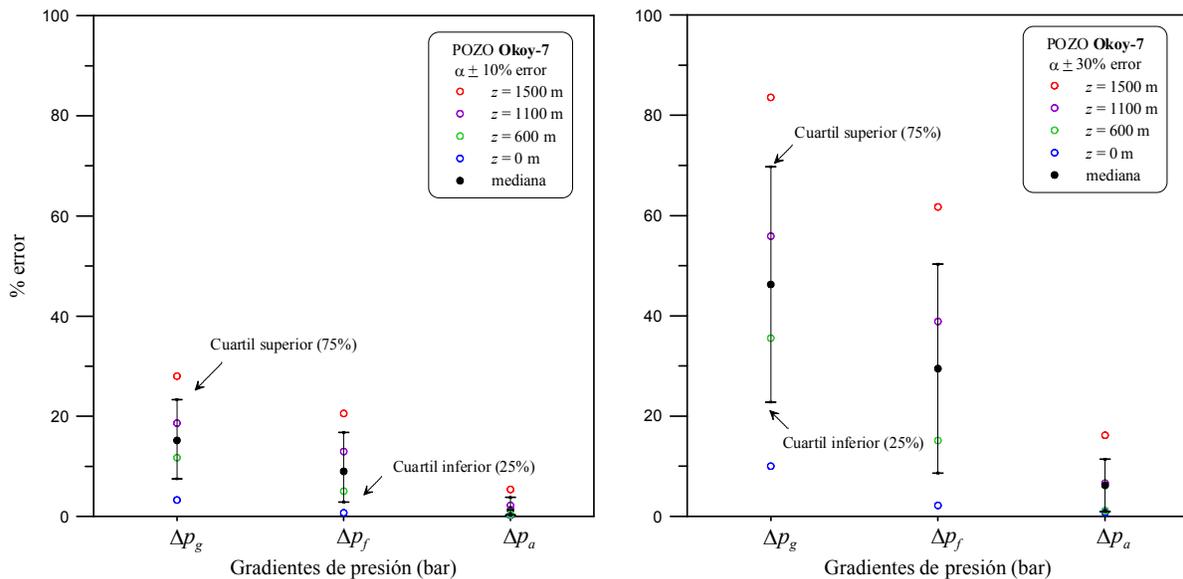


Fig. 5.4. Resultado de los gradientes de presión por gravedad, fricción y aceleración para el pozo geotérmico Okoy-7. También se muestra la mediana de cada gradiente así como los cuartiles superior (75%) e inferior (25%), considerando los casos:  $\alpha \pm 10\%$  y  $\alpha \pm 30\%$ .

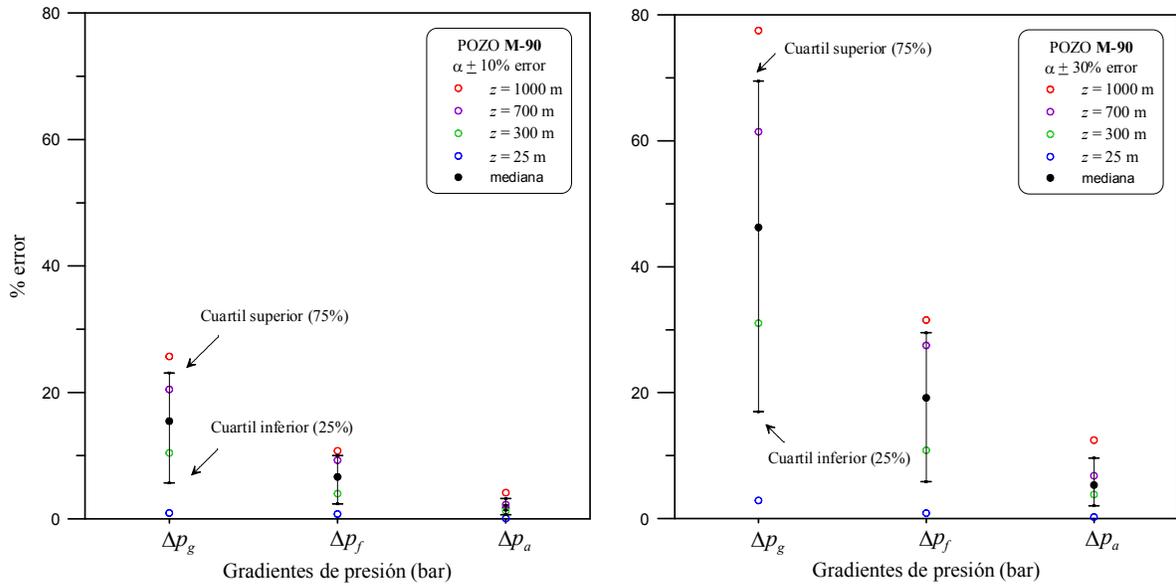


Fig. 5.5. Resultado de los gradientes de presión por gravedad, fricción y aceleración para el pozo M-90. También se muestra la mediana de cada gradiente así como los cuartiles superior (75%) e inferior (25%), considerando los casos:  $\alpha \pm 10\%$  y  $\alpha \pm 30\%$ .

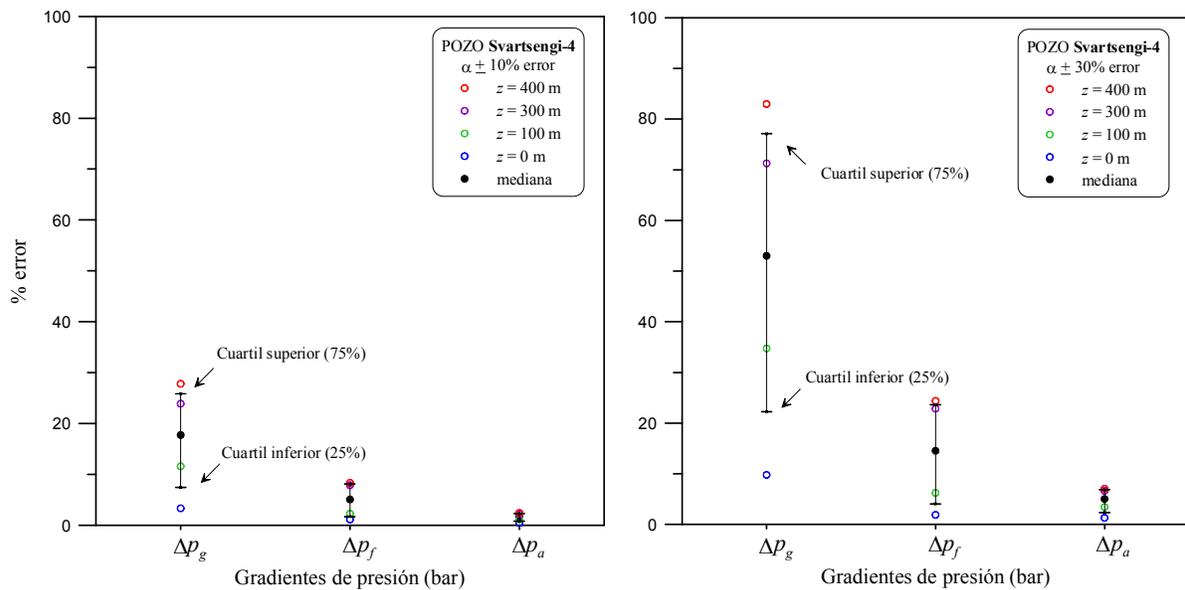


Fig. 5.6. Resultado de los gradientes de presión por gravedad, fricción y aceleración para el pozo Svartsengi-4. También se muestra la mediana de cada gradiente así como los cuartiles superior (75%) e inferior (25%), considerando los casos:  $\alpha \pm 10\%$  y  $\alpha \pm 30\%$ .

### 5.3.4 Discusión de resultados

Los resultados obtenidos para los tres gradientes de presión ( $\Delta p_g$ ,  $\Delta p_f$  y  $\Delta p_a$ ) y sus errores respectivos, muestran que el término del gradiente de presión debido a la gravedad y su error

asociado, son mayores que en los gradientes de fricción y aceleración. Este término depende principalmente de la densidad de mezcla, que a su vez depende de la fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ). Esta fuerte dependencia justificó la asignación de un intervalo de error más amplio, tomando en cuenta siempre que el dominio de valores de esta variable no sobrepasara su valor máximo esperado ( $\alpha=1.0$ ).

Es importante mencionar que este resultado no puede generalizarse a todos los pozos, ya que en algunos casos el término del gradiente de presión por fricción ( $\Delta p_f$ ) pudiera tener una mayor influencia en el cálculo del gradiente total de presión ( $\Delta p_t$ ). En estos casos la principal fuente de error podría constituir la ecuación empírica que se utiliza para el cálculo del factor de fricción. Sin embargo, es importante reconocer que los errores de los coeficientes de regresión de esta correlación generalmente no se reportan, y que éstos son muy importantes en el cálculo de las variables que correlacionan (tal y como lo sugieren Verma y Santoyo 2006, en la estimación de los errores de geotermómetros).

Finalmente, cabe destacar que los resultados de evaluación de la incertidumbre asociada con la predicción de perfiles de presión en los pozos geotérmicos estudiados permiten demostrar la aplicabilidad de la metodología numérico-estadística desarrollada. En este contexto, es muy importante resaltar que las incertidumbres calculadas para la presión ( $p_{sim}$ ) y sus decrementos totales ( $\Delta p_t$ ) están directamente soportadas por la ponderación de errores hipotéticos de mediciones de parámetros de producción, y que éstas se deben considerar con precaución ya que constituyen sólo una referencia del orden de magnitud esperado en las incertidumbres totales propagadas de estos perfiles. Una estimación más realista vendría al aplicar la metodología propuesta con errores reales medidos en cada pozo, para lo cual se debe insistir en las industrias geotérmica y petrolera la realización de mediciones en pozos de producción con replicas para conocer con precisión y exactitud el error experimental asociado. Esta propuesta es viable, desde el punto de vista técnico y económico ya que los dispositivos electrónicos y digitales que se utilizan en la actualidad permiten el registro de estos parámetros con muy alta resolución, precisión y exactitud, además de su registro en tiempo real en intervalos razonablemente cortos para evitar incrementar sus costos.

## Capítulo 6

# Modelación de procesos de flujo de fluidos en pozos geotérmicos bajo condiciones no-adiabáticas

### Introducción

Como parte del desarrollo de los recursos geotérmicos, la determinación de la temperatura estabilizada de formación (TEF), constituye una de las tareas esenciales requerida para la evaluación de sistemas geoenergéticos (Santoyo et al., 2000a; Fomin et al., 2003; Huang et al., 2008; Pasquale et al., 2008). La determinación de las TEF se realiza a partir de las mediciones transitorias de temperatura (BHT) registradas durante y a la terminación del pozo, así como durante su etapa de calentamiento. Las mediciones BHT son generalmente costosas debido al equipo sofisticado de exploración empleado y a que se requiere interrumpir las operaciones de perforación para tomar los registros a diferente tiempo de reposo (Freifeld et al., 2008).

El conocimiento de la TEF es esencialmente requerida para: la estimación de pérdidas o ganancias de calor en la simulación de flujo, así como la estimación de los perfiles geotérmicos de pozos productores (Teng y Koike, 2007); la determinación del flujo de calor (Ranalli y Rybach, 2005); la ingeniería de reservorios (DiPippo, 2005; Acuña et al., 2008); la evaluación de propiedades termofísicas y de transporte de la formación (Somerton, 1992; Schön, 1996); entre otras tareas. La estimación de la TEF se concibe, por lo tanto, como una herramienta valiosa en los programas de planeación, exploración y desarrollo de proyectos geotérmicos y petroleros (Verma et al., 2006c; Bodri y Cermak, 2007). Existen diversos métodos analíticos y simuladores numéricos, basados en modelos de transferencia de calor, que han sido propuestos para pozos petroleros y extendidos a la industria geotérmica, para la

determinación de la TEF. Con estos métodos se determina el historial térmico y la distribución de temperatura en un pozo y la formación circundante.

La mayoría de los modelos computacionales desarrollados en la actualidad, coinciden en suponer la perforación del pozo como un proceso de flujo de calor. La circulación del fluido de perforación introduce una anomalía o perturbación térmica constante. Este fenómeno ha sido estudiado a través de temperaturas transitorias resultantes de la recuperación térmica (BHT).

En la industria geotérmica, el método analítico más utilizado ha sido el de Horner, el cual fue originalmente sugerido para el cálculo de la presión inicial de pozos petroleros [Horner, 1951]. Sin embargo, existen numerosos trabajos que han criticado la validez de éste método. En éstos se demuestra que el método fue planteado incorrectamente, razón por la cual generalmente los resultados que se obtienen tienden a subestimar sistemáticamente la TEF (p. ej., Dowdle y Cobb, 1975; Luheshi, 1983; Drury, 1984; Shen y Beck, 1986; Deming, 1989; Andaverde et al., 2005). La solución simplificada del método de Horner, ha sido estadísticamente criticada e invalidada. Esta solución se realiza a través de una simple regresión lineal entre los datos de temperatura (BHT) medidos a diferentes tiempos de recuperación térmica. Se ha comprobado que tanto la solución de la ecuación original, como el comportamiento de las temperaturas medidas obedecen generalmente tendencias de tipo no-lineal (Andaverde et al., 2005; Verma et al., 2005, 2006b, 2006c). No obstante, a pesar de estas inconsistencias, el método de Horner sigue siendo ampliamente utilizado en la industria geotérmica y petrolera, probablemente por su simplicidad y facilidad en el cálculo las TEF (p. ej., Espinosa-Paredes y García-Gutiérrez, 2003; Kutasov y Eppelbaum, 2005; Goutorbe et al., 2007; Pasquale et al., 2008; Kutasov y Eppelbaum, 2010; Eppelbaum y Kutasov, 2011).

Existen numerosos simuladores geotérmicos que desprecian las pérdidas de calor ( $Q = 0$ ) a través de la formación (debido fundamentalmente a que el efecto suele ser despreciable a ciertas condiciones de flujo). Sin embargo, cuando éste se considera ( $Q \neq 0$ ) la modelación de la pérdida de calor del fluido a la formación puede ser evaluado por distintos métodos:

Ramey; Hasan y Kabir; y a través de la ley de Fourier; este último acoplado a GEOWELLS (simulador geotérmico utilizado en este estudio).

Ramey (1962), propone modelar la pérdida de calor del fluido hacia la formación mediante dos procesos: la pérdida de calor del fluido hacia la tubería del pozo y de esta tubería hacia la formación (ver Fig. 6.1). La primera etapa está dada por la siguiente ec:

$$Q = -2\pi r_{to} U_{to} (T_f - T_{wb}) \quad (6.1)$$

Mientras que el flujo de calor de la tubería hacia la formación se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{-2\pi k (T_{wb} - T_i)}{F_t} \quad (6.2)$$

Hasan y Kabir (2010) sugieren modelar la pérdida de calor del fluido hacia la tubería mediante la Ec. (6.3); mientras que la pérdida de calor de la tubería a la formación depende de la diferencia de temperatura ( $T_{wb}-T_i$ ), y la temperatura adimensional  $T_D$ , como se muestra en la Fig 6.1 y la ecuación (6.4):

$$Q = -2\pi r_{to} U_{to} (T_f - T_{wb}) \quad (6.3)$$

$$Q = -\frac{2\pi k}{T_D} (T_{wb} - T_i) \quad (6.4)$$

Donde  $T_D$  está dado por:

$$T_D = \ln[e^{(-0.2t_D)} + (1.5 - 0.3719e^{-t_D})] \sqrt{t_D} \quad (6.5)$$

Si se combinan las Ecs. (6.3) y (6.4), se obtiene:

$$Q = -L_R (T_f - T_i) \quad (6.6)$$

donde

$$L_R = \frac{2\pi}{wC_p} \left[ \frac{r_{to} U_{to} k}{k + r_{to} U_{to} T_D} \right] \quad (6.7)$$

y

$$\frac{1}{U_{to}} = \frac{r_{to}}{r_{ti} h_t} + \frac{r_{to} \ln(r_{ins}/r_{to})}{k_{ins}} + \frac{r_{to} \ln(r_{to}/r_{ti})}{k_t} + \frac{r_{to} \ln(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{r_{to} \ln(r_{co}/r_{ci})}{\alpha_h} + \frac{r_{to} \ln(r_{cemo}/r_{co})}{k_{cem}} \quad (6.8)$$

Detalles del procedimiento matemático de estos términos, se presentan en Hasan y Kabir, (2010).

Finalmente, el simulador geotérmico GEOWELLS calcula el flujo de calor (convectivo) del fluido hacia la tubería será calculado mediante la ecuación:

$$\tilde{q} = \alpha_h (T_{wb} - T_f) \quad (6.9)$$

Donde el término  $\tilde{q} = Q/A$ . Por otra parte, para modelar el flujo de calor (conectivo) de la tubería hacia la formación utiliza la ley de Fourier a través de la siguiente ecuación:

$$\tilde{q} = -k(T_{wb} - T_i) \quad (6.10)$$

En la sección de nomenclatura puede verse la descripción detallada de cada uno de estos parámetros.

De acuerdo a las ecuaciones anteriores la temperatura  $T_i$  corresponde a la temperatura estabilizada de formación (TEF). En este estudio, este parámetro ( $T_i$ ) se determinó mediante los métodos analíticos de Horner (HM) y el esférico-radial (SRM), para posteriormente modelar el flujo de calor ( $Q$ ) a través de la ley de Fourier (modelo acoplado al simulador geotérmico GEOWELLS), y de ahí finalmente, determinar el efecto de la TEF en los perfiles de presión y temperatura en pozos geotérmicos productores, siendo este último el objetivo

principal de este trabajo. Los valores de  $k$  (conductividad térmica) tomados en este estudio fueron: para la tubería de 43.75 W/mK, para la roca de 1.686 W/mK y para el cemento de 0.7 W/mK. En las secciones siguientes se presenta a detalle los métodos analíticos utilizados así como los resultados obtenidos.

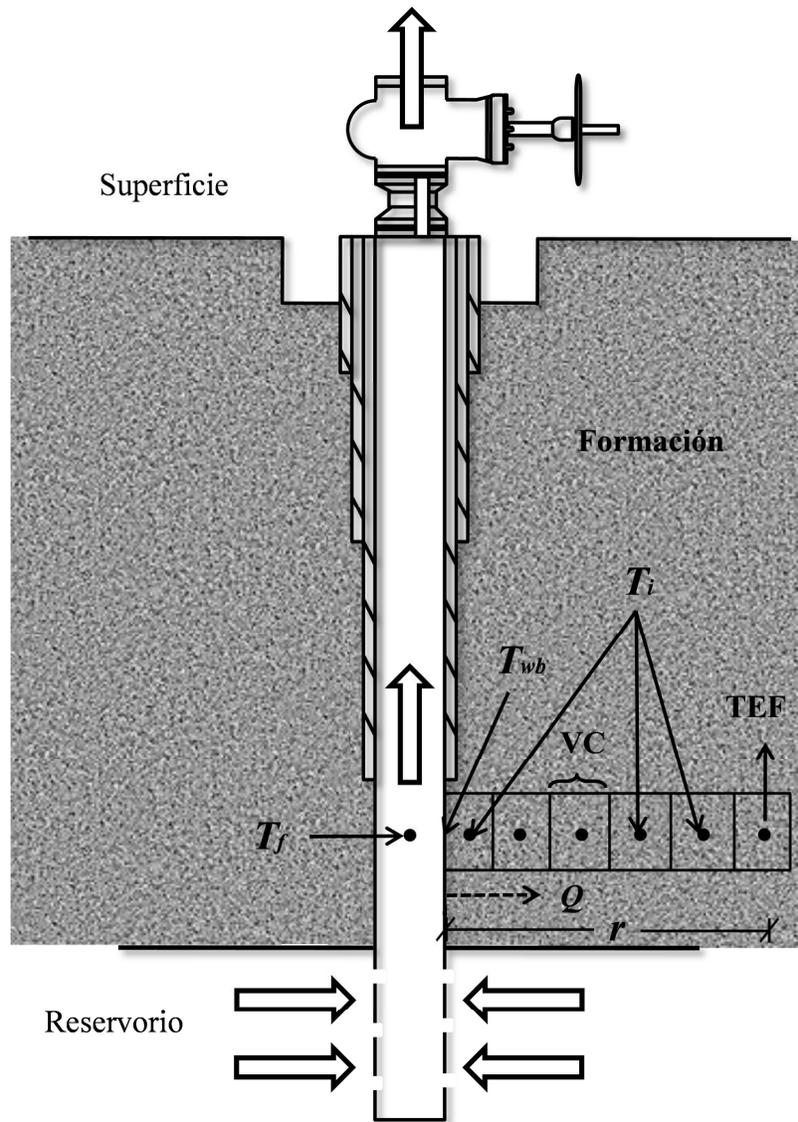


Fig 6.1. Diagrama esquemático de un pozo geotérmico, mostrando la geometría del pozo y el modelo matemático para flujo de calor conductivo para considerar el caso no-adiabático.

## 6.1 Herramientas teóricas para la estimación de temperaturas estabilizadas

Las mediciones de temperaturas registradas durante la perforación y su extrapolación a tiempos infinitos de recuperación térmica, ha sido la solución propuesta por diversos autores para calcular las TEF [Parasnis, 1971; Timko y Fertl, 1972; Dowdle y Cobb, 1975; Hasan y Kabir, 1994]. Como consecuencia de esta solución, han surgido numerosos métodos analíticos basados en la solución de la ecuación de difusión térmica [Carslaw y Jaeger, 1959]:

$$\nabla^2 T = \frac{1}{\alpha_h} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (6.11)$$

En este estudio se seleccionaron solamente 2 métodos analíticos para la determinación de las TEF: el método de fuente constante de calor lineal de Horner: HM [Dowdle y Cobb, 1975], el cuál generalmente subestima el cálculo de la TEF; y el método de flujo de calor esférico-radial propuesto por Ascencio et al. (1994): SRM, el cuál generalmente tiende a sobreestimar la TEF.

El método de Horner (1951), como ya se mencionó, es sugerido originalmente para el cálculo de la presión inicial de pozos petroleros, por ello es ampliamente utilizado en la ingeniería de yacimientos petroleros. Este método se utiliza para procesar datos acumulados obtenidos de pruebas de presión para pozos productores a un flujo másico constante. Timko y Fertl (1972) extendieron por primera vez este método, al cálculo de las TEF debido a la similitud de la ecuación de difusividad térmica con la ecuación de perfil de presión. Este método resuelve el proceso conductivo a través de la ec. 6.11.

El método desarrollado por Ascencio et al. (1994), intenta modelar, en forma más correcta, los fenómenos de transferencia de calor existente en la perforación de un pozo, sin embargo no ha sido generalizado en la industria geotérmica, ya que existen algunos trabajos que critican su validez en el cálculo de las TEF (p. ej., Andaverde et al., 2005; Verma et al., 2005; Verma et al., 2006b, 2006c). Estos artículos señalan que el método fue incorrectamente planteado, tanto en su forma física como matemática (incluyendo el método

de regresión lineal usado), y que esto explica la razón por la cual el método tiende a sobreestimar sistemáticamente las TEF.

El método de Ascencio et al., considera que la zona térmicamente perturbada alrededor del pozo se puede aproximar como una región esférico-radial de transferencia de calor puramente conductiva. Se asume que la formación es infinita, homogénea e isotrópica con propiedades termofísicas constantes. A partir de estas suposiciones, Ascencio et al. (1994) resuelven el proceso conductivo bajo coordenadas esférico-radiales:

$$\left(\frac{\partial^2 T_D}{\partial r_D^2}\right) + \left(\frac{2}{r_D}\right)\left(\frac{\partial T_D}{\partial r_D}\right) = \left(\frac{1}{\alpha_D}\right)\left(\frac{\partial T_D}{\partial t_D}\right), \quad 0 < r_D < \infty \quad (6.12)$$

A pesar de que ambos métodos (HM y SRM) han sido fuertemente criticados, siguen siendo utilizados con frecuencia por la industria geotérmica. Por otro lado, según Espinoza-Ojeda (2011), la TEF resultante de HM y SRM generalmente sub- y sobre-estima la TEF medida, respectivamente. Por esta razón en este estudio se utilizaron ambos métodos para conocer el efecto de la TEF al modelar el flujo de calor hacia la formación para determinar los perfiles de presión y temperatura en pozos geotérmicos productores.

## 6.2 Metodología

La Fig. 6.2 muestra la metodología que se siguió para evaluar el efecto de las TEF en el fluido geotérmico, en condiciones no adiabáticas. Esta metodología consta de 4 etapas importantes: (i) Compilación de datos de mediciones BHT a diferentes tiempos de reposo; (ii) Selección del método analítico para el cálculo de TEF; (iii) Aplicación de los métodos OLS y QR para el cálculo de las TEF; y (iv) Acoplamiento del perfil de la TEF en el simulador geotérmico GEOWELLS para el cálculo de  $Q$  y posteriormente los perfiles de presión y temperatura.

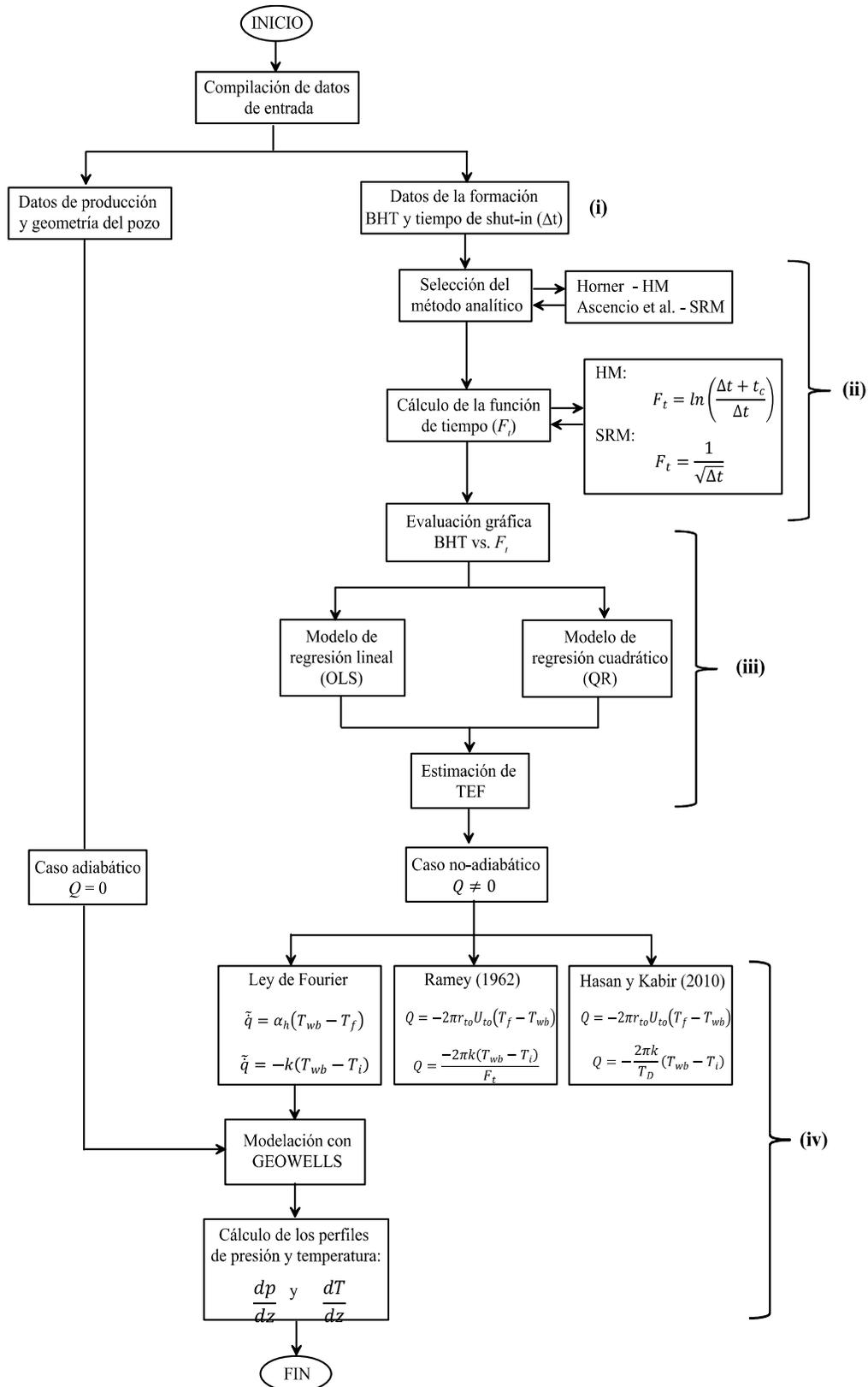


Fig. 6.2. Diagrama esquemático de la metodología utilizada en este estudio.

*(i) Compilación de datos de mediciones BHT a diferentes tiempos de shut-in.* Debido a la escasa información reportada en la literatura, en este estudio, se utilizaron solamente las características del pozo H1, ubicado en el campo geotérmico Los Humeros. En la Tabla 3.1 se muestran algunas características del pozo como son la geometría y algunos datos de producción, datos que servirán para el cálculo de los perfiles de presión y temperatura. En cuanto a los datos de la formación (BHT y los tiempos de reposo) para el cálculo de la TEF, se obtuvieron de Bassam et al. (2010), los cuales se resumen en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1. Mediciones BHT registradas a diferentes tiempos de reposo, durante la perforación del pozo H1, del campo geotérmico Los Humeros.

Profundidad (m)	Tiempo de reposo (h)	BHT (°C)
300	12	43.24
	18	51.02
	24	57.22
700	6	105.65
	12	104.9
	18	114.16
	24	127.12
1000	6	110.74
	12	131.8
	18	153.46
	24	165.24
1457	6	131.82
	12	137.87
	18	144.41
	24	148.7
1815	6	175.5
	12	201.39
	18	211.74
	22	222.61

*(ii) Selección del método analítico para el cálculo de TEF.* Existen numerosos métodos analíticos propuestos o sugeridos para el cálculo de las TEF. Sin embargo, en este estudio se adoptaron únicamente los métodos analíticos HM y SRM para observar el efecto de la TEF en  $Q$  y de ahí en el cálculo de los perfiles de presión y temperatura. Andaverde et al. (2005) y Espinoza-Ojeda et al. (2011) establecieron que estos métodos (HM y SRM) proveen las

estimaciones más bajas y más altas de la TEF, con respecto a la gran variedad disponible de métodos analíticos. La Tabla 6.2 resume las soluciones analíticas aproximadas de ambos métodos.

De la Tabla 6.2 el parámetro  $\Delta t$  representa el tiempo de recuperación (o tiempo de shut-in) y  $t_c$  el tiempo de circulación, parámetro muy importante en los métodos y que en la mayoría de los casos no se mide con precisión. En este estudio, se consideró un valor de  $t_c$  de 2 horas, valor sugerido en la mayoría de aplicaciones reportadas en la literatura.

Tabla 6.2. Soluciones analíticas simplificadas de los métodos HM y SRM.

Método analítico	Solución aproximada	Función de tiempo ( $F_t$ )
HM	$BHT(t) = T_{HM} - B_{HM} \cdot \ln\left(\frac{\Delta t + t_c}{\Delta t}\right)$	$F_t = \ln\left(\frac{\Delta t + t_c}{\Delta t}\right)$
SRM	$BHT(t) = T_{SRM} - B_{SRM} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{\Delta t}}\right)$	$F_t = \frac{1}{\sqrt{\Delta t}}$

**(iii) Aplicación de los métodos OLS y QR para el cálculo de las TEF.** De acuerdo a la solución simplificada de los métodos HM y SRM, es fácil inferir que la ecuación tiende a un comportamiento de tipo lineal (OLS), dado por la ecuación  $y = a + bx$ , donde el parámetro  $a$  corresponde al intercepto. Haciendo un análisis comparativo entre esta última ecuación y las soluciones simplificadas, se observa claramente que este intercepto corresponde a la temperatura  $T_{HM}$  o  $T_{SRM}$ . Por lo tanto, para obtener este último se graficaron los datos  $F_t$  versus BHT y se extrapoló la temperatura a un tiempo de reposo infinito. Adicionalmente, y dado que generalmente los datos muestran tendencias de tipo no lineal, se recomienda el uso de la regresión cuadrática (QR:  $y = a + bx + cx^2$ ) para la determinación del intercepto  $a$  que corresponde a la TEF.

*(iv) Acoplamiento del perfil de la TEF en el simulador geotérmico GEOWELLS para el cálculo de  $Q$  y los perfiles de presión y temperatura.* Una vez obtenida las estimaciones de TEF correspondientes a cada profundidad del pozo, se generó una matriz de datos ( $z$ , TEF) que fue analizada mediante una regresión polinomial para determinar todo el perfil de TEF del pozo. Este perfil o gradiente térmico de la formación se acopló al simulador geotérmico GEOWELLS para determinar  $Q$ . Dado que GEOWELLS resuelve las ecuaciones gobernantes y el modelo de conducción de calor a través de volúmenes de control (VC), se realizó un estudio de independencia de malla para conocer el número óptimo de VC a utilizar en el cálculo de los perfiles de presión y temperatura. Para ello, se efectuó una serie de simulaciones en donde se graficó la temperatura de la formación ( $T_i$ ) versus la distancia radial ( $r$ ) a diferentes VC: 5, 15, 25 y 30 (Fig. 6.1). Adicionalmente se consideraron diferentes valores de distancia radial ( $r$ ): 5, 10, 15 y 25m, para conocer el efecto que causa este parámetro en la temperatura de formación.

Una vez realizado el análisis de independencia de malla y determinado el número óptimo de VC, se procedió a calcular los perfiles de presión y temperatura en el pozo H1, considerando diferente valor de conductividades térmicas de la formación. Esto último se realizó de acuerdo a los diferentes tipos de roca que se tienen en la formación, según lo reportado por García-Gutiérrez et al. (2002). Por lo que para evaluar el efecto de la conductividad térmica sobre la modelación del flujo de calor del fluido hacia la formación, se seleccionó el mínimo y máximo de los valores presentados en la Tabla 6.3 ( $k = 1.68$  y  $k = 0.96$ ).

Tabla 6.3. Conductividades térmicas de los diferentes tipos de roca existentes en el pozo H1.

<b>Nombre de roca</b>	<b>Conductividad térmica [W/mK]</b>
Toba litica	0.96
Ignimbritas liticas y vitreas	1.161
Andesitas e ignimbritas	1.022
Andesitas cuaternarias (de augita)	1.28
Tobas vitreas	1.68
Andesitas terciarias (de hornblenda)	1.32

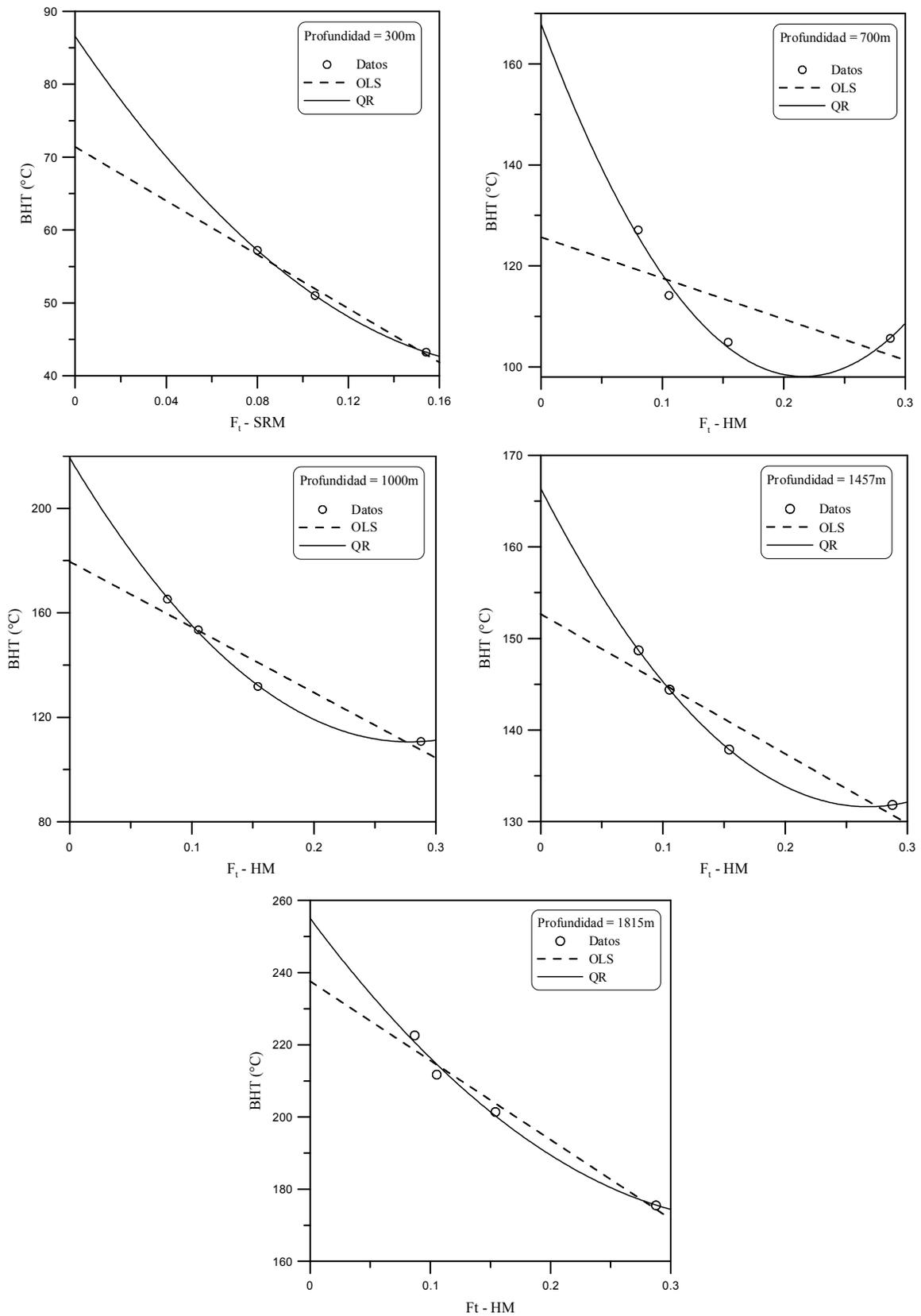


Fig. 6.3. Graficas de los datos  $F_t$  vs. BHT a diferentes profundidades del pozo geotérmico H1 aplicando el método analítico HM.

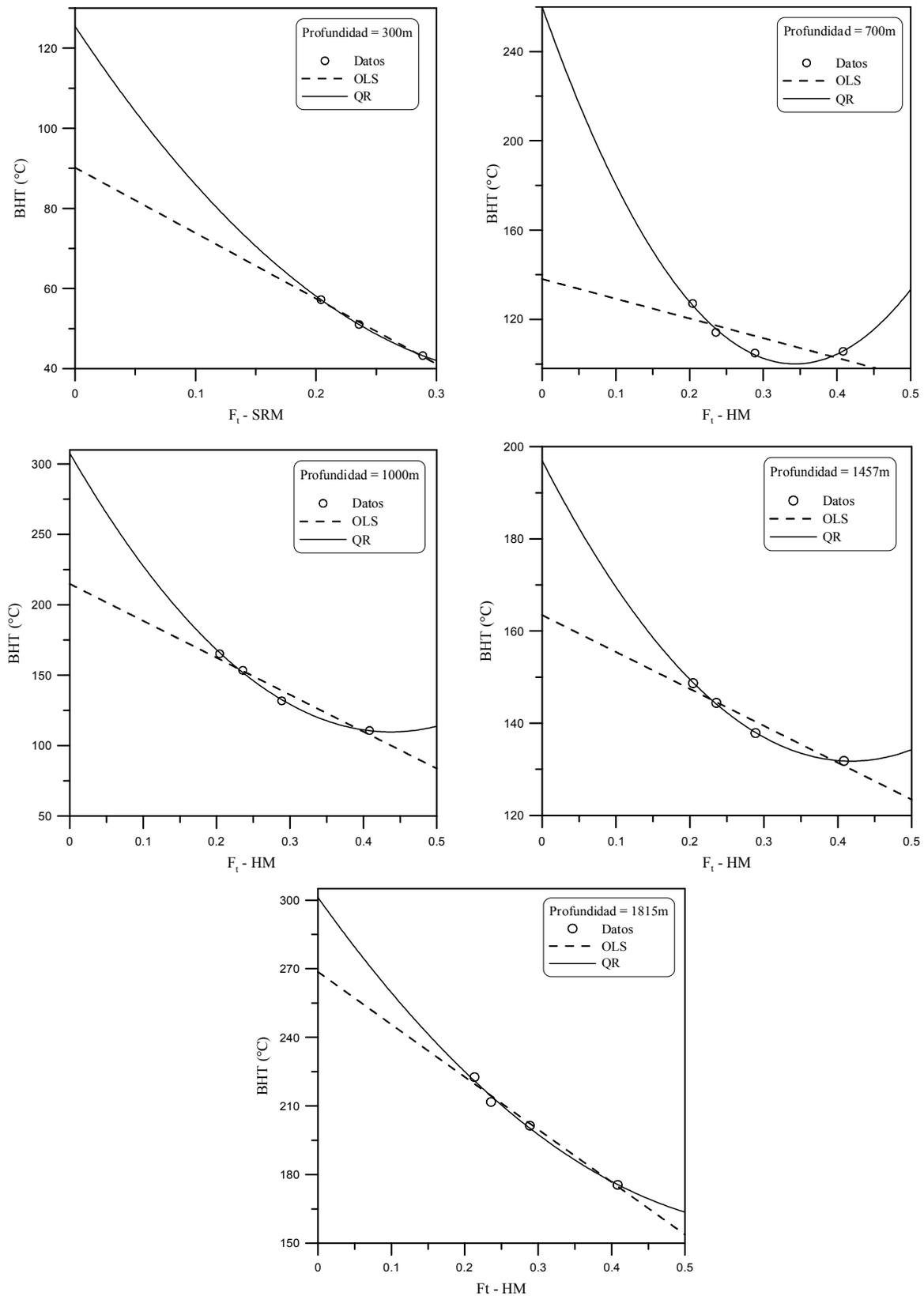


Fig. 6.4. Gráficas de los datos  $F_i$  vs. BHT a diferentes profundidades del pozo geotérmico H1 aplicando el método analítico SRM.

### 6.3 Validación de resultados

De acuerdo a la metodología descrita, se utilizaron los datos del proceso de recuperación térmica ( $\Delta t$ , BHT) del pozo H1, para la aplicación de la solución analítica aproximada de los métodos HM y SRM, obteniendo la función de tiempo ( $F_t$ ). Los resultados obtenidos de la aplicación de los modelos OLS y QR en las soluciones analíticas ( $F_t$ , BHT), fueron graficados y son presentados en las Figs. 6.3 y 6.4.

De las Figs. 6.3 y 6.4 es claro observar que en la mayoría de las gráficas se tiene un mejor ajuste con el modelo QR. No obstante de esta tendencia, el modelo OLS ha sido históricamente usado para la determinación de las TEF; por lo que a través del intercepto de las ecuaciones lineal y polinomial se obtiene la TEF para cada método analítico (HM y SRM). El intercepto de cada serie de datos utilizando ambos modelos OLS y QR se presentan resumidos en la Tabla 6.3. En esta Tabla se observa que la TEF calculada por el modelo QR sobreestima en cada profundidad al modelo OLS en ambos métodos analíticos.

Tabla 6.3. Datos de TEF y su error calculados con el método de Horner (HM) y Ascencio et al. (SRM), aplicando los modelos OLS y QR, para el pozo H1.

Profundidad (m)	OLS				QR			
	TEF <sub>HM</sub> (°C)	s <sub>TEF<sub>HM</sub></sub>	TEF <sub>SRM</sub> (°C)	s <sub>TEF<sub>SRM</sub></sub>	TEF <sub>HM</sub> (°C)	s <sub>TEF<sub>HM</sub></sub>	TEF <sub>SRM</sub> (°C)	s <sub>TEF<sub>SRM</sub></sub>
300	71.40	2.52	90.18	3.21	86.54	---	125.45	---
700	125.68	9.55	138.05	15.38	167.99	10.55	259.98	21.42
1000	179.63	8.76	214.85	11.85	219.30	4.13	307.72	21.86
1457	152.67	3.02	163.45	4.19	166.39	0.03	196.97	3.40
1815	237.63	4.44	268.61	5.81	255.08	15.33	301.14	42.33

De la Tabla 6.3 podemos observar que el método analítico HM subestima al modelo SRM en ambos modelos de ajuste (OLS y QR). Con base en estos resultados se puede definir un mínimo y un máximo global para evaluar el efecto de la TEF en los perfiles de presión y temperatura. El mínimo global estará dado por la TEF<sub>HM</sub> con el modelo OLS y el máximo global será el valor de la TEF<sub>SRM</sub> por el modelo QR (ambos valores marcados en color gris).

Adicionalmente, la Fig. 6.5 muestra gráficamente los resultados presentados en la Tabla 6.3 con respecto al perfil de TEF obtenido con los métodos HM y SRM y el perfil de temperatura medido de producción (Tabla 6.3). Los cuatro perfiles fueron acoplados al simulador geotérmico GEOWELLS a través de polinomios de ajuste, para modelar el flujo de calor ( $Q$ ) y posteriormente obtener los perfiles de presión y temperatura.

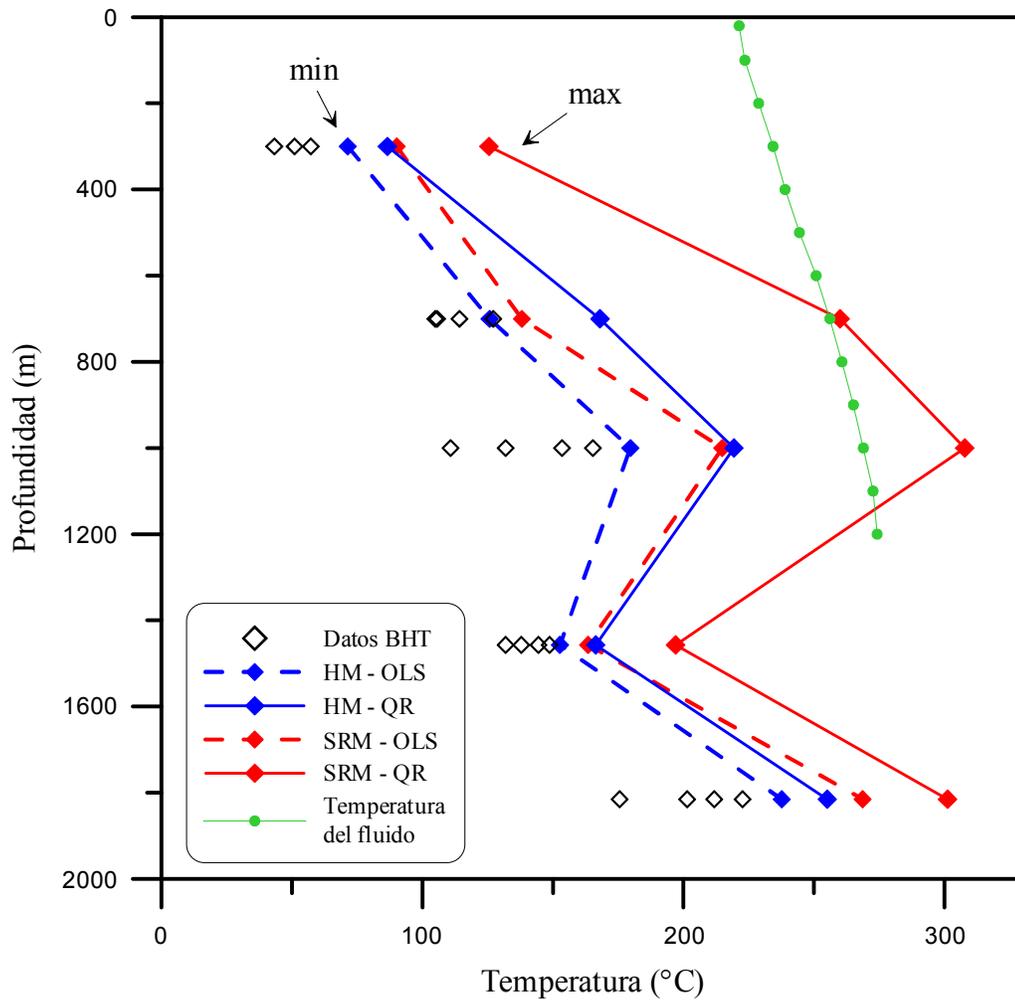


Fig. 6.5. Perfil de la TEF del pozo H1 obtenida de los modelos OLS y QR para los métodos analíticos HM y SRM.

Una vez acoplados al simulador GEOWELLS los cuatro perfiles de la TEF de la Fig. 6.5, se realizó un análisis de independencia de malla para conocer el número óptimo de volúmenes de control (VC), para la obtención de los perfiles de presión y temperatura. En este análisis se consideró diferente número de VC: 5, 15, 25 y 30 y se simuló la temperatura de la

formación ( $T_i$ ) a diferentes distancias  $r$ : 5, 10, 15 y 25m. Las Figs. 6.6 y 6.7 muestran el comportamiento entre la temperatura de formación simulada y la distancia radial ( $r$ ) a las profundidades de 5 y 1200 m, respectivamente; y considerando el modelo OLS en el cálculo de la TEF con los métodos analíticos HM y SRM.

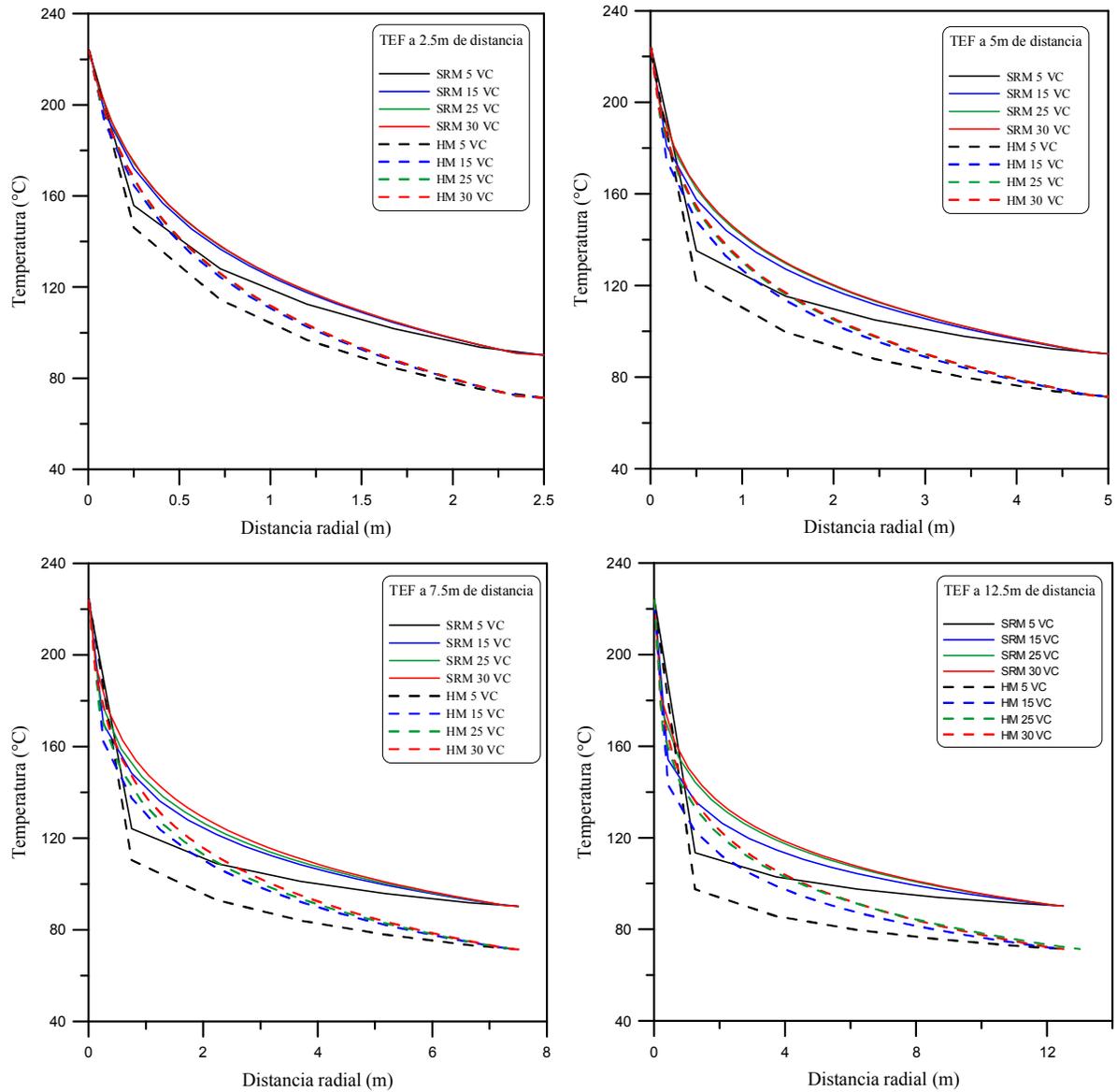


Fig. 6.6. Análisis de independencia de malla con 5, 15, 25 y 30 volúmenes de control a una profundidad de la superficie de  $z=5$  m, considerando el modelo OLS para los métodos HM y SRM.

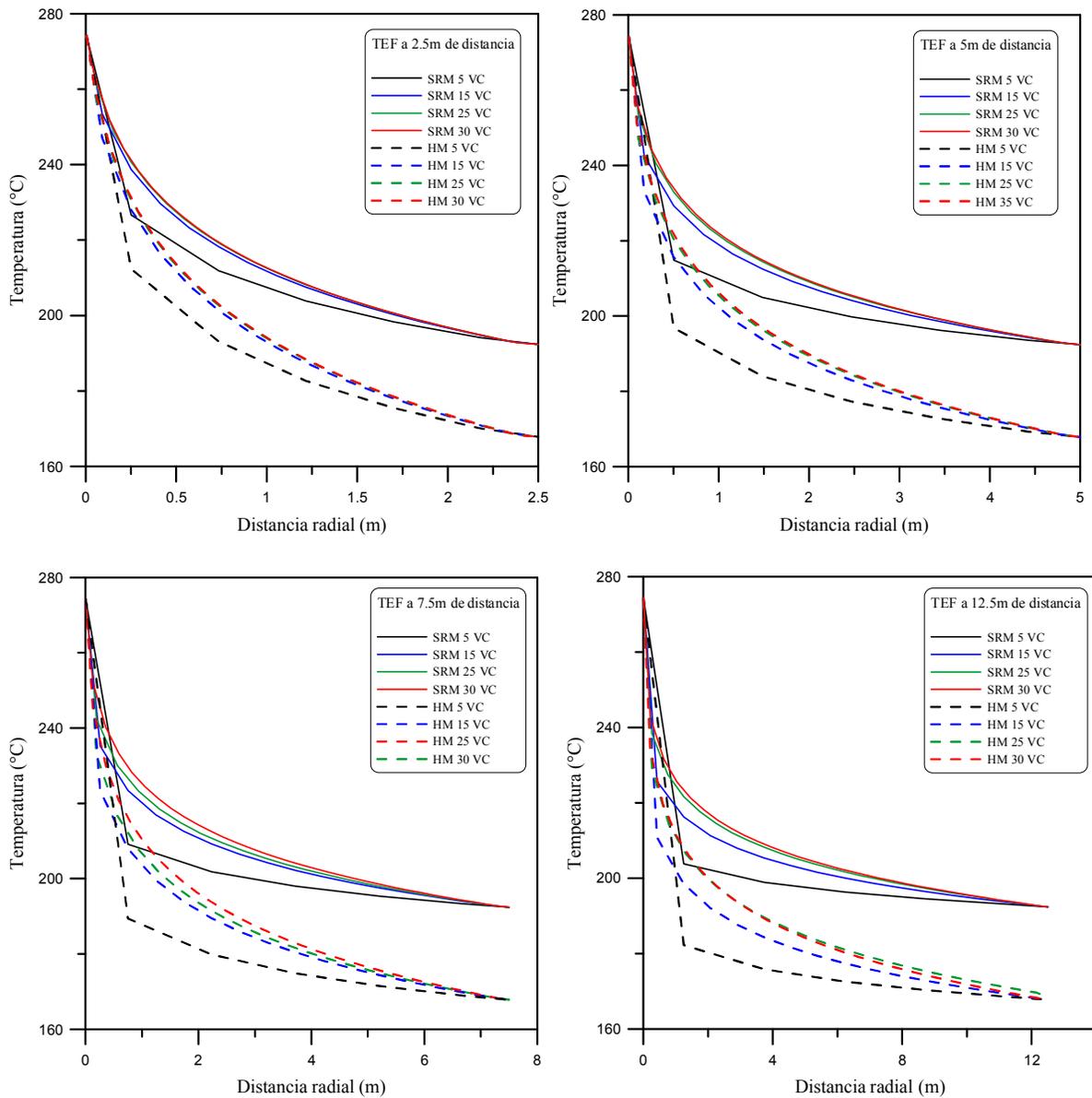


Fig. 6.7. Análisis de independencia de malla con 5, 15, 25 y 30 volúmenes de control a la profundidad de fondo de pozo ( $z=1200$  m), considerando el modelo OLS para los métodos HM y SRM.

Es importante mencionar que estas gráficas muestran los resultados del comportamiento de la temperatura de formación de un sólo lado del pozo, por lo que la distancia radial que aparece en el eje x es la mitad de la distancia total (5, 10, 15 y 25m).

En la Fig. 6.6., es claro observar que el comportamiento de la temperatura para 5 VC es inestable; mientras que para 15, 25 y 30 VC se observan menores diferencias. Lo mismo sucede para la profundidad de fondo de pozo ( $z=1200\text{m}$ ): Fig 6.7. En esta Fig., es más fácil distinguir que para 25 y 30 VC la temperatura es prácticamente la misma, las diferencias entre éstas son cada vez menores. Por otro lado, se observan menores diferencias para estos VC (25 y 30) a distancias radiales pequeñas (2,5 y 5m), mientras que para una  $r = 7.5$  y 12.5 m la diferencia de temperaturas  $T_i$  entre 25 y 30 VC es mayor.

Adicionalmente se realizó el mismo análisis considerando en este caso el modelo QR: ver Fig. 6.8. Los resultados que se obtuvieron de este análisis fueron similares a los obtenidos con el modelo OLS, por lo que sólo se presentan los resultados de dos simulaciones a las profundidades de  $z = 5$  m y  $z = 1200$  m, considerando una  $r = 10$  m (5 m a la derecha y 5 m a la izquierda del pozo).

Es evidente que se tiene el mismo comportamiento que en las Figs. 6.6 y 6.7, la temperatura es similar para 25 y 30 VC. La diferencia de temperaturas  $T_i$  en la gráfica de la derecha es más evidente debido al valor de la TEF calculada por el modelo SRM, la cual subestima por casi  $100^\circ\text{C}$  al modelo HM, como se muestra claramente en la Fig. 6.5 a la profundidad de 1200 m.

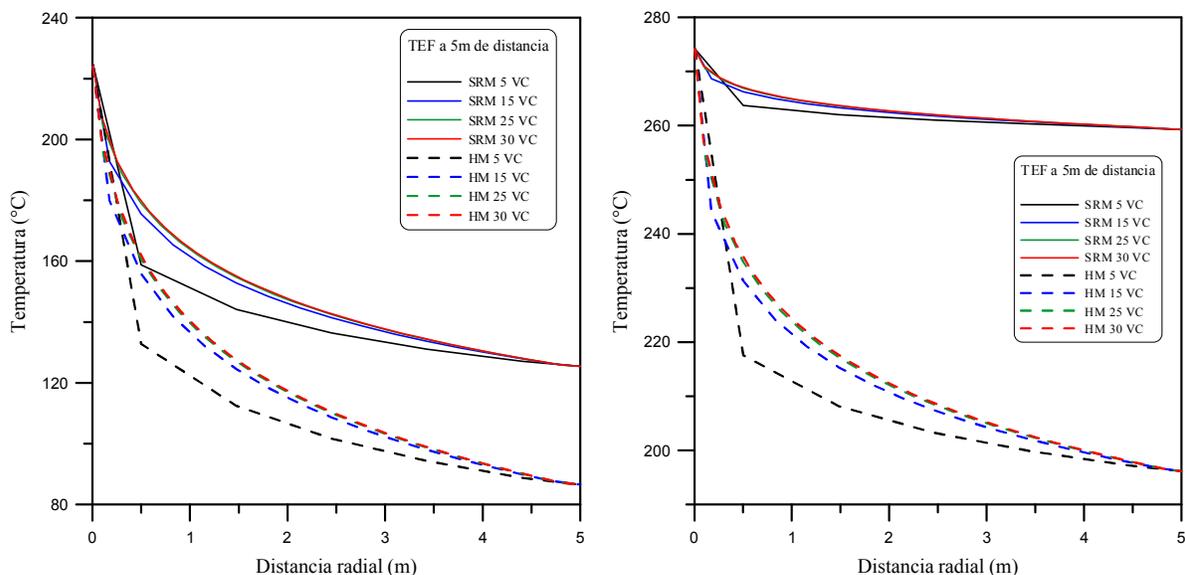


Fig. 6.8. Análisis de independencia de malla con 5, 15, 25 y 30 volúmenes de control a una profundidad de fondo de  $z = 5$  m (gráfica izquierda) y  $z = 1200$  m (gráfica derecha), considerando el modelo QR para los métodos HM y SRM.

Con base a estos resultados, se consideró que 30 VC era el número óptimo para una estimación confiable de los perfiles de presión y temperatura. La Tabla 6.4 presenta los perfiles de presión y temperatura medidos en campo, mismo que nos servirán para hacer una comparación gráfica con los datos simulados.

Tabla 6.4. Datos de producción medidos: perfiles de presión y temperatura del pozo H1.

Profundidad (m)	Presión (bar)	Temperatura (°C)
20	20.4	221.3
100	22.1	223.5
200	24.5	228.8
300	27.0	234.3
400	29.9	238.9
500	32.6	244.4
600	36.4	250.8
700	39.7	256.1
800	43.4	260.7
900	48.0	265.1
1000	53.5	268.9
1100	59.6	272.6
1200	67.8	274.2

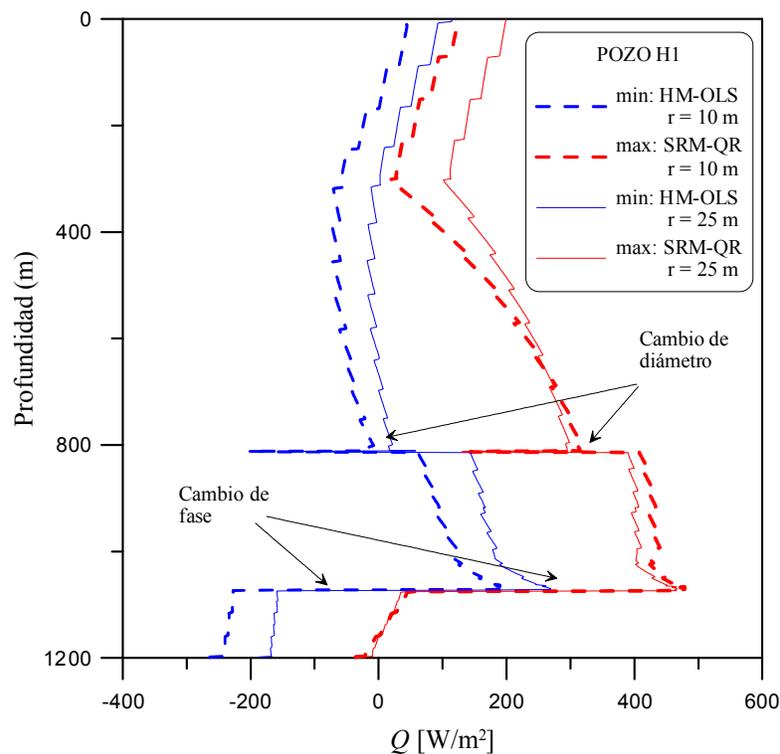


Fig. 6.9. Modelación del flujo de calor  $Q$  mediante la ley de Fourier para el pozo H1 aplicando el mínimo: HM-OLS y máximo: SRM-QR a distancias radial de  $r = 10$  m y 25 m. Se considera un flujo másico real de 28 kg/s para 30 VC.

Las Fig. 6.9, presenta el perfil de flujo de calor  $Q$  (acoplado al simulador GEOWELLS y de acuerdo a la ley de Fourier) a lo largo del pozo considerando 30 VC, una distancia radial de  $r=10$  m y 25 m y un flujo másico de 28 kg/s. En esta Fig. se graficaron los métodos analíticos mínimo (HM-OLS) y máximo (SRM-QR) de acuerdo a la Fig. 6.5. El comportamiento del flujo de calor para este pozos a las profundidades de  $\sim 1050$  m y  $\sim 800$  m se debe a que se tiene un cambio de fase, de monofásico (líquido) a bifásico (líquido-vapor) y un cambio de diámetro, respectivamente.

Una vez obtenido el perfil de flujo de calor en el pozo H1, a continuación se presentan los perfiles de presión y temperatura simulados con GEOWELLS. La Fig. 6.10 presenta los resultados obtenidos del cálculo de los perfiles simulados a través de GEOWELLS, de acuerdo al mínimo (HM-OLS) y máximo (SRM-QR) de la predicción de la TEF (Fig. 6.5), con 30 VC, a una distancia  $r = 10$  m y considerando diferentes valores de conductividad térmica ( $k = 0.96$  y  $k = 1.68$  W/mK). Cabe mencionar que, adicionalmente se obtuvieron los perfiles de presión y temperatura para  $r = 5, 15$  y 25 m, sin embargo debido a que los resultados son similares, solo se presentan los obtenidos para  $r = 10$  m.

La Fig. 6.10 presenta ambos perfiles (presión y temperatura) considerando el perfil de TEF máximo y mínimo (Fig. 6.5) y un flujo másico real de 28 kg/s. Los resultados muestran una muy ligera subestimación del modelo HM-OLS al modelo SRM-QR y al caso adiabático. Lo cual era esperado ya que de acuerdo al perfil de TEF (Fig. 6.5), las temperaturas obtenidas con el modelo HM-OLS son menores que las temperaturas medidas de producción. Por otro lado, los resultados que se obtienen con el modelo SRM-QR presentan una sobreestimación al caso adiabático. Esto comportamiento pudiera deberse a la zona donde  $z > 700$  m, en donde los datos de la TEF son mayores que los datos de producción. Las diferencias entre los resultados obtenidos para diferentes conductividades térmicas de la formación, es prácticamente despreciable para ambos modelos (HM-OLS y SRM-QR).

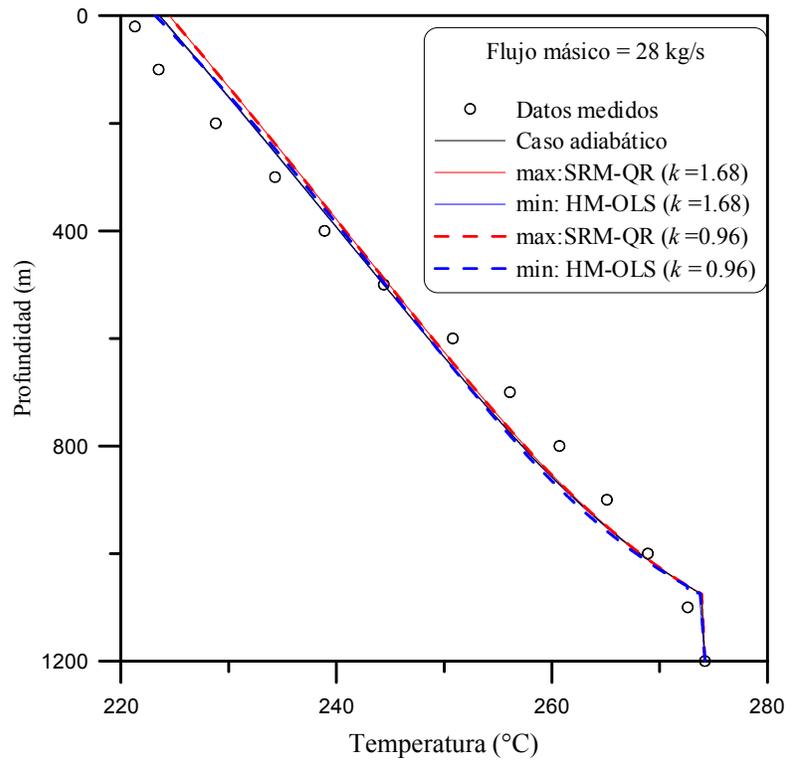
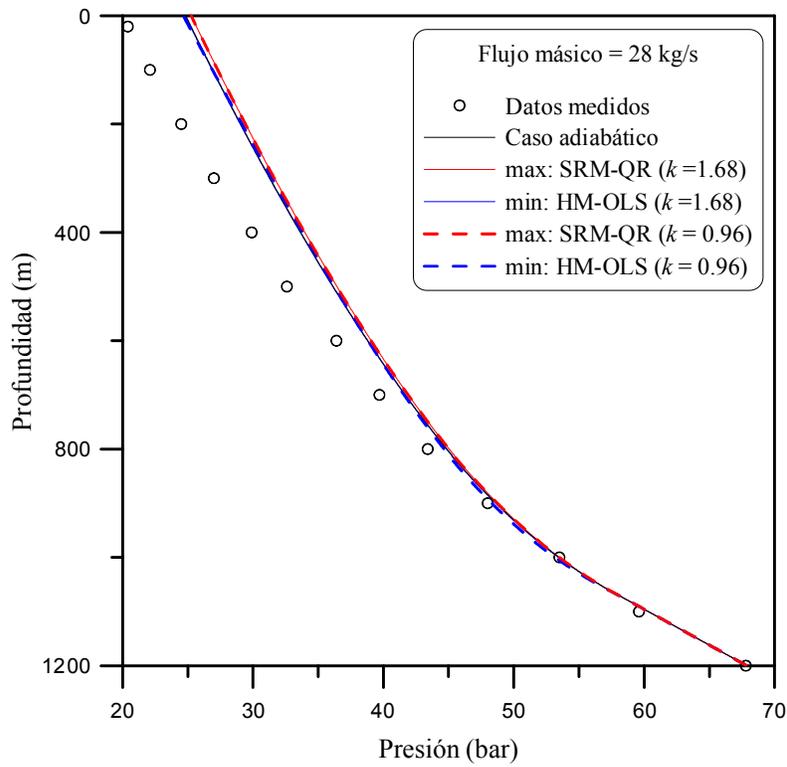


Fig. 6.10. Perfiles de presión y temperatura para el pozo H1 aplicando el mínimo: HM- OLS y máximo: SRM-QR considerando 30 VC, una distancia radial de  $r = 10$  m y un flujo másico de 28 kg/s.

Por otro lado, con el objetivo de determinar en que condiciones el efecto de la TEF es evidente sobre los perfiles de presión y temperatura, se realizaron modificaciones a la variable de flujo másico. Asimismo, en este estudio se consideró la mitad y un cuarto del valor real de flujo másico, es decir, 14 kg/s y 7 kg/s, respectivamente. Las Figs. 6.11 y 6.12 exhiben los perfiles obtenidos suponiendo estos valores de flujo másico, utilizando nuevamente los modelos máximo y mínimo de la TEF de la Fig. 6.5 y considerando diferente conductividad térmica ( $k = 0.96$  y  $k = 1.68$  W/mK). Los resultados obtenidos muestran un efecto más notorio cuando se considera la TEF en la modelación de flujo de calor de la formación hacia el pozo. Es evidente que el caso del método SRM con el modelo QR sobrestima al método analítico HM-OLS y al caso adiabático.

En la Fig. 6.11 (flujo másico de 14 kg/s) se observa claramente que los resultados bajo el modelo SRM-QR y con una conductividad térmica de la formación de  $k = 1.68$  W/mK, presentan ligeras diferencias (en condiciones de cabezal) comparados con el caso adiabático, del orden de 1.4% para presión y 0.34% para la temperatura. El perfil que se obtiene considerando una conductividad térmica de  $k = 0.96$ , es prácticamente el mismo al caso SRM-QR con  $k = 1.68$ . Por otro lado, la diferencia entre los resultados obtenidos considerando el caso adiabático y el modelo HM-OLS es más evidente. En condiciones de cabezal y para el caso de  $k = 1.68$ , las diferencias son del orden de 1.9% para presión y 0.4% para la temperatura, mientras que para el caso con  $k = 0.96$ , son de 0.4% y 0.1% para la presión y temperatura, respectivamente.

En el caso de los resultados obtenidos cuando se considera un flujo másico de 7 kg/s (Fig. 6.12), las diferencias entre los perfiles calculados con los modelos HM-OLS y SRM-QR y el caso adiabático, son más notorias. Con una conductividad térmica de  $k = 1.68$ , los resultados entre el modelo SRM-QR y el caso adiabático son de 1.3% para la presión y 0.3% para la temperatura; mientras que con el modelo HM-OLS son del 6.2% y 1.2%, respectivamente. Cuando se considera una  $k = 0.96$ , los resultados con el modelo SRM-QR son prácticamente los mismo que para  $k = 1.68$ . Con el modelo HM-OLS las diferencias son del orden del 3.0% para la presión y 0.7% para la temperatura.

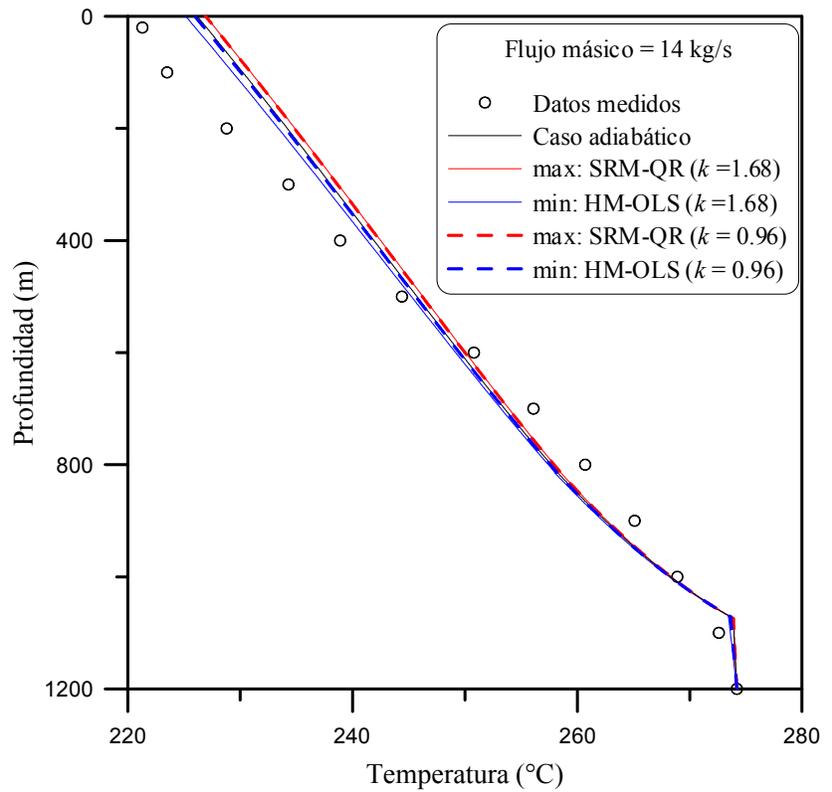
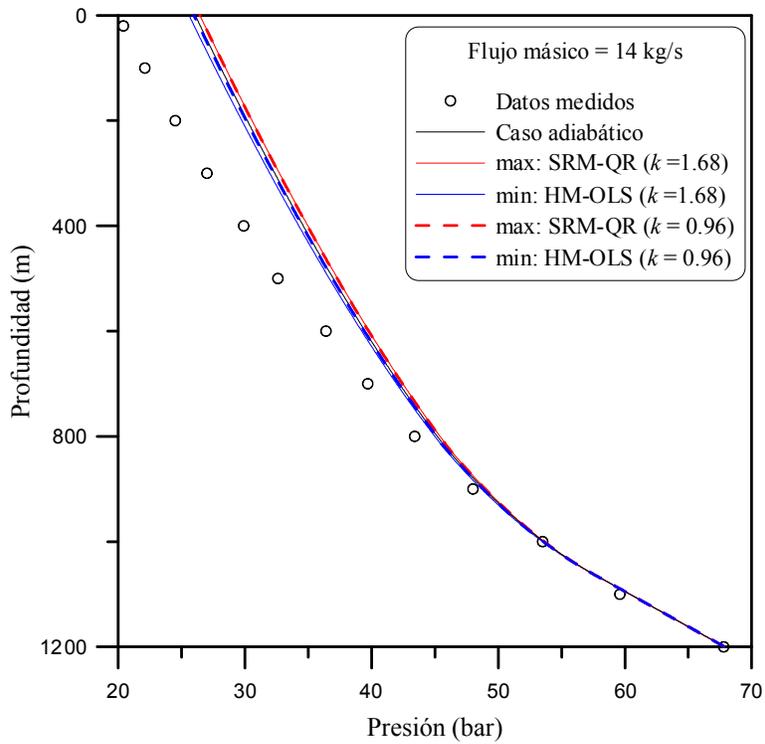


Fig. 6.11. Perfiles de presión y temperatura para el pozo H1 aplicando el mínimo: HM- OLS y máximo: SRM-QR considerando 30 VC, una distancia radial de  $r = 10$  m y un flujo másico de flujo másico (14 kg/s).

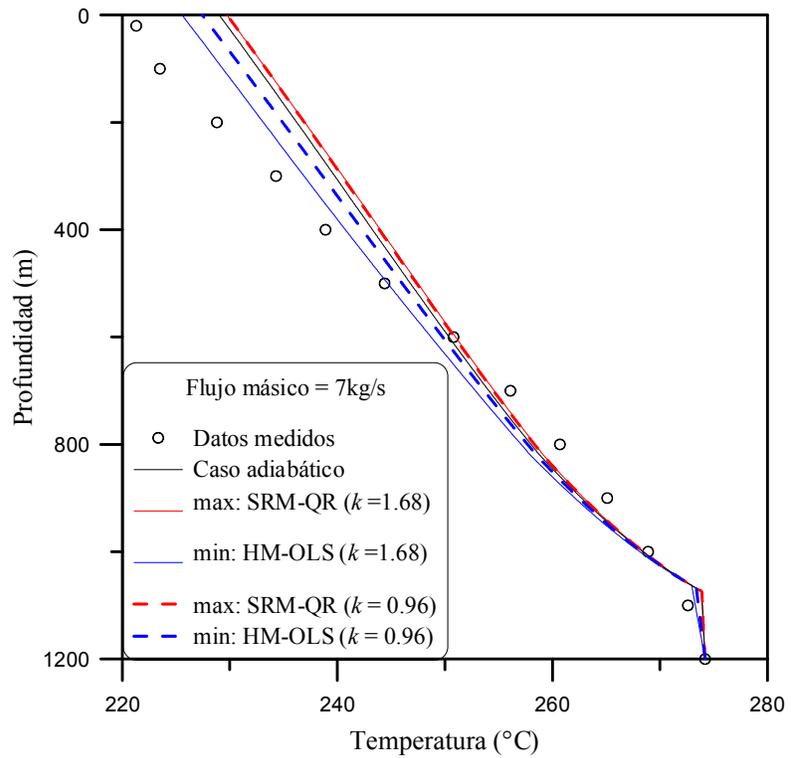
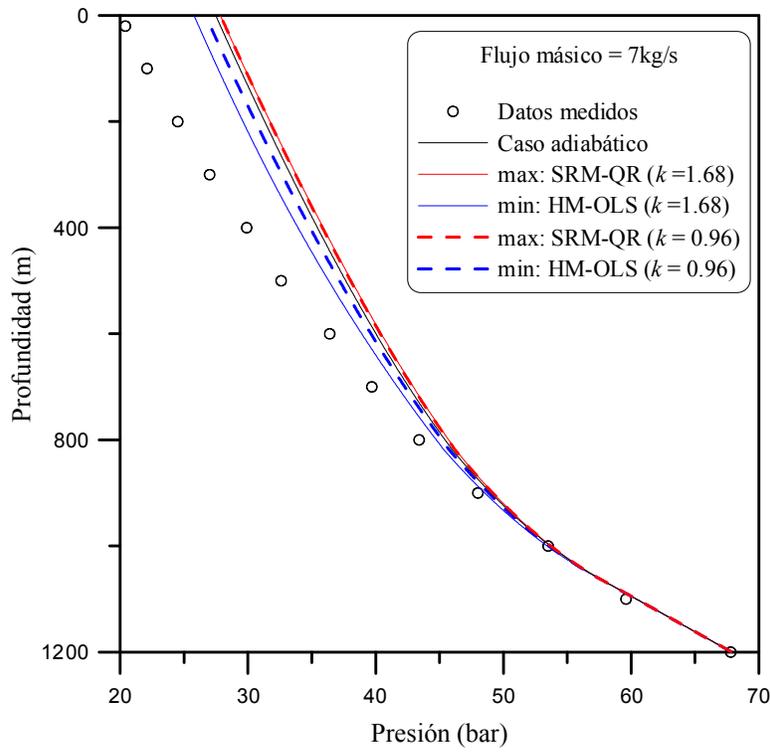


Fig. 6.12. Perfiles de presión y temperatura para el pozo H1 aplicando el mínimo: HM- OLS y máximo: SRM-QR considerando 30 VC, una distancia radial de  $r = 10$  m y un flujo másico de flujo másico (7 kg/s).

Con base en los resultados obtenidos y para este pozo en particular, es evidente que al reducir el flujo másico, el efecto de la TEF se hace más notable, sobre todo cuando se utiliza el modelo de Horner. Este efecto podría causar que los perfiles de presión y temperatura se aproximen o se alejen de los datos medidos. Por lo que se sugiere calcular la TEF a través de un método que represente de manera más confiable y realista estas temperaturas a un tiempo de reposo infinito.

Por otro lado, a condiciones reales de pozo (flujo másico de 28 kg/s) y considerando las pérdidas de calor a través del modelo de HM-OLS; las diferencias entre los resultados simulados (perfiles de presión y temperatura) y los datos medidos siguen siendo significativas. Este comportamiento puede deberse a diferentes razones. La primera de ellas puede deberse a la correlación de fracción volumétrica de vapor que se utiliza. En este sentido, no obstante que se demostró que la correlación RNA obtenida en este proyecto doctoral es en promedio mejor que el resto de las correlaciones utilizadas en este estudio, para este pozo en particular el porcentaje de error MPE (Tabla 4.4 y Apéndice B) excede el error promedio obtenido para los 55 pozos geotérmicos (<5%). De acuerdo al estudio que se realizó en Álvarez del Castillo et al. (2010), las correlaciones que mejor funcionan para el pozo H1 fueron las de Hasan y Kabir (1992) para el perfil de presión y la de Dix (1971) para el perfil de temperatura. Esta característica de utilizar dos correlaciones para mejorar la predicción de los perfiles fue una de las razones principales por las que se desarrolló una nueva correlación.

Otra de las razones de este comportamiento pudiera deberse al efecto de gases y sales que presenta este pozo. Según Álvarez del Castillo et al. (2010) el efecto de gases puede provocar una disminución en los perfiles de presión y temperatura, dando como resultado (para este pozo en particular), menores diferencias entre los perfiles simulados y medidos.

Una razón más para explicar estas diferencias sería a través de los errores experimentales. Es probable que el método que se utilizó para realizar el registro de datos (tomando en cuenta que es un pozo perforado años atrás) haya sido poco preciso y exacto. Desafortunadamente al no reportar en la literatura los errores de las mediciones, la confiabilidad de los datos medidos es imprecisa.

## CONCLUSIONES

Considerando las metas definidas en este proyecto de tesis doctoral para lograr una modelación numérica más realista del fenómeno de flujo bifásico en el interior de tuberías de producción de pozos geotérmicos y con ello una mejor predicción de los perfiles de presión y temperatura, se obtuvieron las siguientes contribuciones a la literatura científica de la industria geotérmica:

1. A partir de la modelación numérica de flujo bifásico, y utilizando la técnica computacional de RNA, se logró obtener una nueva correlación empírica para determinar la fracción volumétrica de vapor en flujos bifásicos de pozos geotérmicos. La nueva correlación es aplicable para pozos de producción con las siguientes características termodinámicas y de transporte, e intervalos de parámetros de producción: presiones de fondo de pozo entre 2.3 y 117.0 bar; diámetros de pozo entre 0.102 y 0.385 m; calidades de vapor entre 0.0015 y 0.8362; relaciones de densidad ( $\rho_g/\rho_l$ ) y viscosidad ( $\mu_g/\mu_l$ ) de fluidos en el rango de 0.001 a 0.103 y 0.059 a 0.272, respectivamente; y números adimensionales de flujo de Reynolds ( $3.5 \times 10^{-5}$ - $3.2 \times 10^{-7}$ ), Froude (0.4-4354.6) y Weber ( $4.9$ - $2.9 \times 10^{-5}$ ). El acoplamiento de esta nueva correlación en el simulador de pozos GEOWELLS permitió una reducción importante (de ~30% a 5%) en las diferencias de error que se tenían entre los perfiles de presión simulados y los medidos en pozos geotérmicos. Estos resultados avalan el uso de la nueva correlación como una herramienta práctica y confiable en futuros trabajos de modelación numérica de los mecanismos de flujo bifásico de pozos geotérmicos bajo las condiciones de producción tipificadas por los intervalos antes señalados.
2. Se desarrolló una nueva metodología numérico-estadística para la predicción simultánea de los perfiles de presión y sus incertidumbres totales a través de técnicas avanzadas de propagación de error fundamentadas en la técnica de Monte Carlo. Los resultados obtenidos en la aplicación de esta metodología permitieron demostrar que el gradiente de presión debido a la gravedad ( $\Delta p_g$ ) fue el término más importante en la

mayoría de los pozos simulados ( $> 93\%$ ), siguiéndole el término de fricción ( $\Delta p_f: < 6\%$ ), y finalmente el de aceleración ( $\Delta p_a: < 1\%$ ), el cual fue prácticamente despreciable. Los errores propagados que se obtienen en las caídas totales de presión ( $\Delta p_t$ ), mostraron que son éstas son significativamente menores que los errores que se esperarían de la medición de la presión inicial (presión de fondo pozo). Esta observación sugiere una mayor atención o seguimiento en los métodos de medición adoptados por la industria geotérmica para disponer de estas mediciones con mayor precisión y exactitud, pero sobre todo con el conocimiento de los errores experimental asociados ya que éstos han sido totalmente ignorados a la fecha.

Los resultados obtenidos en la evaluación de la incertidumbre asociada con la predicción de perfiles de presión en los pozos geotérmicos estudiados, permitieron demostrar la aplicabilidad exitosa de esta nueva metodología. Se encontró que las incertidumbres calculadas para la presión total simulada ( $p_{sim}$ ) y sus caídas totales ( $\Delta p_t$ ), estuvieron relacionadas con la ponderación de errores hipotéticos de mediciones de parámetros de producción, y que por ende proveen sólo un orden de magnitud esperado en las incertidumbres totales de estos perfiles. La estimación más realista de los perfiles de presión podría venir cuando se dispongan errores reales medidos en pozos, actividad que debe ya de implementarse en la industria geotérmica para conocer con mayor precisión y exactitud sus errores globales involucrados. Esta propuesta es técnica y económicamente viable si consideramos los dispositivos electrónicos y digitales que hoy en día se utilizan para el registro de estos parámetros, además de las capacidades tecnológicas que ofrecen en tiempo real con intervalos razonablemente cortos, que evitan el incremento del costo de los registros.

3. Se desarrolló una metodología para estimar las pérdidas de calor que experimentan los pozos geotérmicos productores a través del efecto del perfil de temperaturas estabilizadas de formación (TEF). Las temperaturas estabilizadas fueron representadas por los valores que se infieren de los métodos analíticos de Horner (HM) y Ascencio et al. (SRM), los cuales se consideraron como estimaciones más bajas y altas,

respectivamente, esto último con base en la evaluación de métodos que ha sido recientemente reportada por algunos autores. Las simulaciones realizadas demostraron que para flujos máxicos de  $\sim 28\text{kg/s}$  (en condiciones semejantes a las del pozo H1), la modelación del flujo de calor del fluido de producción hacia la formación es despreciable, lo cual avala la suposición de realizar simulación en condiciones adiabáticas. Cuando se asumieron flujos máxicos menores ( $<14\text{kg/s}$ ), se encontraron diferencias importantes entre los valores simulados y medidos, del orden de 6.2% y 1.2% con el modelo HM y 1.3% y 0.3% utilizando el modelo SRM, para los perfiles de presión y temperatura, respectivamente. Estos resultados sugieren calcular la TEF a través de un método que represente más confiable y realista estas temperaturas a un tiempo de reposo infinito.

Finalmente se concluye que, cada uno de los objetivos desarrollados en este proyecto doctoral, pretenden mejorar la calidad de predicción de los perfiles de presión y temperatura en pozos geotérmicos productores. Recordemos que el conocimiento exacto de estos perfiles podría minimizar o ayudar a resolver los numerosos problemas que han afectado por años la exploración y explotación de los recursos geotérmicos (tarea que no se abordó en este trabajo doctoral). En el futuro se espera que la industria geotérmica considere los objetivos aquí desarrollados y que fundamentalmente cambien sus métodos de registro de datos, para una mejor estimación numérica de las principales características de producción.

## REFERENCIAS

- Acuña, J.A., Stimac, J., Sirad-Azwar, L., Pasikki, R.G., 2008. Reservoir management at Awibengkok geothermal field, West Java, Indonesia. *Geothermics*, 37, 332-346.
- Álvarez del Castillo, A., Santoyo, E., García-Valladares, O., Sánchez-Upton, P., 2010. Evaluación estadística de correlaciones de fracción volumétrica de vapor para la modelación numérica de flujo bifásico en pozos geotérmicos. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 9, 285-311.
- Álvarez del Castillo, A., Santoyo, E., García-Valladares O. 2012. A new void fraction correlation inferred from artificial neural networks for modeling two-phase flows in geothermal wells. *Computers & Geosciences*, DOI: 10.1016/j.cageo.2011.08.001.
- Ambastha, A.K., Gudmundsson, J.S., 1986. Pressure profiles in two-phase geothermal wells: comparison of field data and model calculations. In: Proceedings of the 11th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, California, USA, 183-188.
- Andaverde, J., Verma, S.P., Santoyo, E., 2005. Uncertainty estimates of static formation temperatures in boreholes and evaluation of regression models. *Geophysical Journal International*, 160, 1112-1122.
- Anderson, G.M., 1976. Error propagation by the Monte Carlo method in geochemical calculations. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 40, 1533-1538.
- Aprin, L., Mercier, P., Tadrist, L., 2007. Experimental analysis of local void fraction measurements for boiling hydrocarbons in complex geometry. *International Journal of Multiphase Flow*, 33, 371-393.
- Aragón, A., García, A., Baca, A., González, E., 1999. Comparison of measured and simulated pressure and temperature profiles in geothermal Wells. *Geofísica Internacional*, 38, 35-42.
- Armand, A.A., 1946. The resistance during the movement of a two-phase system in horizontal pipes. *Izv Vses Teplotekh, Institute, AERA-Lib/Transactions*, 828, 18-23.
- Ascencio, F., García, A., Rivera, J., Arellano, V., 1994. Estimation of undisturbed formation temperatures under spherical-radial heat flow conditions. *Geothermics*, 23, 317-326.
- Ascencio, F., Espinosa, G., Santoyo, E., Gutiérrez, H., Arellano, V., 1999. Numerical modeling of high-temperature deep wells in the Cerro Prieto geothermal field, Mexico. *Geofísica Internacional*, 38, 251-260.
- Atalay, N., Li, K., H, R.N., 2008. Downhole enthalpy measurement with fiber optics. In: Proceedings 31st Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California, 5p.
- Augustine, C., Tester, J.W., Anderson, B., 2006. A comparison of geothermal with oil and gas well drilling costs, en Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Proceedings: Stanford, California, Stanford University, SGP-TR-179, 15 pp.
- Bangkoff, S.K., 1960. A variable density single-fluid model for two-phase flow with particular reference to steam-water flow. *Journal of Heat Transfer* 82, 265-272.
- Barelli, A., Corsi, R., Del Pizzo, G. and Scali, C., 1982. A two-phase flow model for geothermal wells in the presence on non-condensable gas. *Geothermics*, 11, 175-191.
- Bassam, A., Ortega-Toledo, D., Hernández, J.A., González-Rodríguez, J.G., Uruchurtu, J., 2009. Artificial neural network for the evaluation of CO2 corrosion in a pipeline steel. *Journal of Solid State Electrochemistry* 13, 773-780.
- Bassam, A., Santoyo, E., Andaverde, J., Hernández, J.A., Espinoza-Ojeda, O.M., 2010. Estimation of static formation temperatures in geothermal wells by using an artificial neural network approach. *Computers & Geosciences* 36, 1191-1199.
- Bassam, A., Álvarez del Castillo, A., Santoyo, E., García-Valladares, O., 2012. Determination of flowing pressure gradients inside geothermal wells using artificial neural networks and wellbore simulation tools. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (en revisión).
- Beattie, D.R.H. 1973. A note of the calculation of two-phase pressure losses. *Nuclear Engineering and Design*, 25, 395-402.
- Bellani, S., Brogi, A., Lazzarotto, A., Liotta, D., Ranalli G., 2004. Heat flow, deep temperatures and extensional structures in the Larderello Geothermal Field (Italy): constraints on geothermal fluid flow. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 132, 15-29.
- Bertani, R., 2005. World geothermal power generation in the period 2001-2005. *Geothermics* 34, 651-690.
- Bertani, R., 2010. Geothermal power generation in the world 2005-2010 update-report. In: Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 41p.

- Bertola, V., 2003. Modelling and Experimentation in Two-Phase Flow. Ed. Springer Wien, New York, USA, 429p.
- Bevington, P.R., 1969. Data Reduction and Error Analysis for the Physical Sciences. New York, McGraw Hill, 336p.
- Bjornsson, G., 1987. A multi-feedzone geothermal wellbore simulator. M.Sc. Thesis, Lawrence Berkeley Laboratory University of California, 102p.
- Bodri, L., Cermak, V., 2007. Borehole climatology: A New Method on How to Reconstruct Climate. First ed., Elsevier, Oxford, UK, 335p.
- Bolzan, A.C., Machado, R.A.F., Piaia, J.C.Z., 2008. Egg hatchability prediction by multiple linear regression and artificial neural networks. *Brazilian Journal of Poultry Science* 10, 97-102.
- Bonnecaze, R.H., Erskine, W., Greskovich, E.J., 1971. Holdup and pressure drop for two phase slug flow in inclined pipes. *AIChE. J.*, 17, 1109–1113.
- Cardemil, J.M., 2006. Modelación de flujo bifásico en un pozo geotérmico. Tesis de Doctorado, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 109p.
- Carslaw, H. S., Jaeger, J.C., 1959. Conduction of Heat in Solids. Second ed., Oxford Science Publications, 510p.
- Cinar, M., Onur, M., Satman, A., 2006. Develop of a multi-feed P-T wellbore model for geothermal wells. In: *Proc. of the 31<sup>th</sup> Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, CA, USA, 6p.
- Chadha, P.K., Malin, M.R., Palacio-Pérez, A., 1993. Modelling of two-phase flow inside geothermal wells. *Appl. Math. Model* 17, May, 236-245.
- Chierici, G. L., Giannone, G., Scholocchi, G., 1981. A wellbore model for two-phase flow in geothermal reservoirs. In: *Proceedings of the 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, 16p.
- Chisholm, D., 1983. Two-phase Flow in Pipelines and Heat Exchangers. London, New York, 304p.
- Coddington, P., Macian, R., 2002. A study of the performance of void fraction correlations used in the context of drift-flux two-phase flow models. *Nuclear Engineering Design*, 215, 199-216.
- Colebrook, C.F., 1939. Turbulent flow in pipes with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws. In: *Proceedings Institution of Civil Engineers*, 12, 393-422.
- Cortés, O., Urquiza, G., Hernández, J.A., 2009. Optimization of operating conditions for compressor performance by means of neural network inverse. *Applied Energy* 86, 2487-2493.
- Deming, D., 1989. Application of bottom-hole temperature corrections in geothermal studies. *Geothermics*, 18, 775-786.
- Demuth, H., Beale, M., 2005. Neural Network Toolbox for MatLab-User's Guide Version 4. The MathWorks Inc: Natick, MA, 846p.
- Díaz-Gonzalez, L., Santoyo, E., Hernández, I., 2001. Tres nuevos geotermómetros mejorados de Na/K usando herramientas computacionales y geoquimométricas: aplicación a la predicción de temperaturas de sistemas geotérmicos. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas* 25, 465-482.
- DiPippo, R., 2005. Geothermal Power Plants: Principles, Applications and Case Studies, Elsevier Advanced Technology, 450p.
- Dix, G. E., 1971. Vapor void fractions for forced convection with subcooled boiling at low flow rate. Ph. D. Thesis, University of California.
- Dowdle, W.L., Cobb, W.M., 1975. Static formation temperature from well logs - An empirical method. *Journal of Petroleum Technology*, 27, 1326-1330.
- Drury, M.J., 1984. On a possible source of error in extracting equilibrium formation temperatures from borehole BHT data. *Geothermics*, 13, 175-180.
- Duns, H., Ros, N.C.J., 1963. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. In: *Proceedings 6th World Petroleum Congress*, Section 11, Paper 22 - PD 6, Frankfurt Am Main, Germany, 451-465.
- Economics Intelligence Unit (EIU), 2011. The Global Energy Conversation transitions from west to east. <http://live.economistconferences.co.uk>
- Eppelbaum, L.V., Kutasov, I.M., 2011. Determination of the formation temperature from shut-in logs: Estimation of the radius of thermal influence. *Journal of Applied Geophysics*, 73, 278-282.
- Espinosa-Paredes, G., García-Gutiérrez, A., 2003. Estimation of static formation temperatures in geothermal wells. *Energy Conversion and Management*, 44, 1343-1355.

- Espinoza-Ojeda, O.M., Santoyo, E., Andaverde, J., 2011. A new look at the statistical assessment of approximate and rigorous methods for the estimation of stabilized formation temperatures in geothermal and petroleum wells. *Journal of Geophysics and Engineering*, 8, 233-258.
- Estrada-Gasca, C., Islas, J., 2010. Energías Alternas: Propuesta de Investigación y Desarrollo Tecnológico para México. Academia Mexicana de Ciencias. , México, 136p.
- Farshad, F.F., Garber, J.D., Lorde, J.L., 2000. Predicting temperature profiles in producing oil wells using artificial neural networks. *Engineering Computations* 17, 735-754.
- Fomin, S., Chugunov, V., Hashida, T., 2003. Analytical modelling of the formation temperature stabilization during the borehole shut-in period. *Geophysical Journal International*, 155, 469-478.
- Freeston, D.H., Hadgu, T., 1988. Comparison of results from some wellbore simulators using a data bank. In: Proceedings 10th Geothermal Workshop, New Zealand, 299-305p.
- Freifeld, B.M., Finsterle, S., Onstott, T.C., Toole, P., Pratt, L.M., 2008. Ground surface temperature reconstructions: Using in situ estimates for thermal conductivity acquired with a fiber-optic distributed thermal perturbation sensor. *Geophysical Research Letters*, 35, 5.
- Fukuda, M., Nakamura, H., Matsuura, S., Tanaka, T., Itoi, R., 2001. An analysis of steam-water two-phase flow in the geothermal well. In: Proceeding of 22nd Annual PNOC-EDC Geothermal Conference, Makati, Philippines, 89-94p.
- García, A., Ascencio, F., Espinosa, G., Santoyo, E., Gutiérrez, H., 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., Arellano, V., Barragán, R.M., Espinosa Paredes, G., 2002. Initial temperature field in the Los Humeros geothermal reservoir. *Geofísica Internacional*, 41, 303-312.
- García-Valladares, O., Sánchez, U. P., 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., Combs, J., 2002. A study of production/injection data from slim holes and large-diameter wells at the Okuaizu geothermal field, Tohoku, Japan. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory Bechtel BWXT, LLC Report INEEL/EXT-02-01429, Idaho 257p.
- Garg, S.K., Pritchett, J.W., Alexander, J.H., 2004. Development of a new geothermal wellbore holdup correlations using flowing well data. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory Bechtel BWXT, LLC Report EXT-04-01760, Idaho 166p.
- Gould, T.L., 1974. Vertical two-phase steam-water flow in geothermal wells. *Journal of Petroleum Technology*, August, 833-842.
- Goutorbe, B., Lucazeau, F., Bonneville, A., 2006. Using neural networks to predict thermal conductivity from geophysical well logs. *Geophysical Journal International*, 166, 115-125.
- Goutorbe, B., Lucazeau, F., Bonneville A., 2007. Comparison of several BHT correction methods: a case study on an Australian data set. *Geophysical Journal International*, 170, 913-922.
- Goyal, K.P., Miller, C.P. and Lippmann, M.J., 1980. Effect of measured wellhead parameters and well scaling on the computed downhole conditions in Cerro Prieto wells. In: Proceedings 6th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California, 130-138.
- Grant, M.A., James, R., Bixley, B.F., 1982. A modified gas correction for the lip-pressure method. In: Proceedings Eighth Workshop Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 133-136.
- Gunn C.I.M., Freeston D.H., Hadgu T., 1992. Principles for wellbore simulator validation and calibration using matching analysis — I. Analytical techniques. *Geothermics*, 21, 341-361.
- Gutiérrez-Negrin, L.C.A., Quijano, J.L., 2005. Update of Geothermics in Mexico. In: Proceedings World Geothermal Congress, Antalya, Turquía, 24-29 Abril, 1- 10p.
- Hadgu, T. and Freeston, D.H., 1990. A multi-purpose wellbore simulator. *Geothermal Resources Council Trans.*, 14, 1279-1286.
- Hagan, M.T., Demuth, H.B., Beala, M., 2002. Neural Network Design. PWS Publishing Company, 734p.
- Hasan, A. R., and Kabir, C. S., 1992. Two-phase flow in vertical and inclined annuli. *Int. J. Multiphase Flow*, 18, 279-293.
- Hasan, A.R., Kabir C.S., 1994. Static reservoir temperature determination from transient data after mud circulation. *SPE Drilling & Completion*, 9, 17-24.

- Hasan, A.R., 1995. Void fraction in bubbly and slug flow in downward vertical and inclined system. *Society of Petroleum Engineers Production and Facilities*, August, 172-176.
- Hassan, A., Pohlmann, K., Chapman, J., 2001. Uncertainty analysis of radionuclide transport in a fractured coastal aquifer with geothermal effects. *Transport in Porous Media*, 43, 107-136.
- Hasan, A.R., Kabir, C.S., Sayarpour, M., 2007. A basic approach to wellbore two-phase flow modeling. In: *Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, CA, USA, 9p.
- Hernández, J.A., Bassam, A., Siqueiros, J., Juárez-Romero, D., 2009. Optimum operating conditions for a water purification process integrated to a heat transformer with energy recycling using neural network inverse. *Renewable Energy*, 34, 1084-1091.
- Hernández-Pérez, J.A., García-Alvarado, M.A., Trystram, G., Heyd, B., 2004. Neural networks of the heat and mass transfer prediction during drying of cassava and mango. *Innovative Food Science and Engineering Technologies*, 5, 57-64.
- Holland, F.A., Bragg, R., 1995. Gas Liquid Two Phase Flow, Chapter 7. In: *Fluid Flow for Chemical Engineers*. 2nd Ed. Edward Arnold. London, UK. 358p.
- Horner, D.R., 1951. Pressure build-up in wells. In: *proceedings of the 3rd World Petroleum Congress*, The Hague, The Netherlands, 503-521p.
- Huang, S.P., Pollack, H.N., Shen, P.Y., 2008. A late Quaternary climate reconstruction based on borehole heat flux data, borehole temperature data, and the instrumental record. *Geophysical Research Letters*, 35.
- Hughmark, G.A., 1962. Holdup in gas liquid flow. *Chemical Engineering Progress* 58, 62-65.
- International Energy Agency (IEA), 2011. Technology Roadmap: Geothermal Heat and Power. [www.iea.org](http://www.iea.org)
- Imrie, C.E., Durucan, S., Korre, A., 2000. River flow prediction using artificial neural networks: generalization beyond the calibration range. *Journal of Hydrology* 233, 138-153.
- Jung, D.B., Wai, K.W., Howard, W.T., 2001. Geothermal flow metering errors. *Geotherm. Res. Council, Trans.*, 25, 23-25.
- Kanev, K., Ikeuchi, J., Kimura, S., Okajima, A., 1997. Heat loss to the surrounding rock formation from a geothermal wellbore. *Geothermics*, 26, 329-349.
- Kelessidis V.C., Karydakis G.I., Andritsos N., 2007. Method for selecting casing diameters in wells producing low-enthalpy geothermal waters containing dissolved carbon dioxide. *Geothermics*, 36, 243-264.
- Kendoush, A. A., Sarkis, Z.A., 2002. Void fraction measurement by X-ray absorption. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 25, 615-621.
- Khassani, Suhanan, Deendarlianto, Harijoko, A., Dwinkorianto, T., Raharjo, I.B., 2008. Application of transient wellbore simulator to evaluate deliverability curve on hypothetical well-x. In: *Proc. 31<sup>st</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, CA, USA, 5p.
- Kutasov, I.M., Eppelbaum, L.V., 2005. Determination of formation temperature from bottom-hole temperature logs—a generalized Horner method. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2, 90-96.
- Kutasov, I.M., Eppelbaum, L.V., 2010. A new method for determining the formation temperature from bottom-hole temperature logs. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 1, 1-8.
- Lu, X., Watson, A., Gorin, A.V., Deans, J., 2006. Experimental investigation and numerical modelling of transient two-phase flow in a geysiring geothermal well. *Geothermics*, 3, 409-427.
- Luheshi, M.N., 1983. Estimation of formation temperature from borehole measurements. *The Geophysical Journal of the Royal Astronomy Society*, 74, 747-776.
- Lund, J.W., 2006. Geothermal Energy Focus. *reFOCUS* November/December, 48-61.
- Lund, J.W., Freeston, D.H., Boyd, T.L., 2010. Direct Utilization of Geothermal Energy 2010 Worldwide Review. In: *Proceedings World Geothermal Congress*, 25-29 April, Bali, Indonesia, 23p.
- Meinrath, G., 2001. Measurement uncertainty of thermodynamic data. *Fresenius Journal of Analytical Chemistry*, 369, 690-697.
- Moya S.L., Aragon A., Iglesias E., Santoyo E., 1998. Prediction of mass deliverability from a single wellhead measurement and geothermal inflow performance reference curves. *Geothermics*, 27, 317-329.
- Nieva, D., 2009. Presentación para el Centro Tepoztlán Víctor L. Urquidi A.C. Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties—REFPROP, 2007. NIST Standard Reference Database 23 (on CD: Executable with Source), Version 8.0. U.S. Department of Commerce.
- Orkiszewski, J., 1967. Predicting two-phase pressure drop in vertical pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 19, 829-838.

- Oliveira, J. L. G., Passos, J. C., Verschaeren, R. and Van der Geld, C., 2009. Mass flow rate measurements in gas-liquid flows by means of a venturi or orifice plate coupled to a void fraction sensor. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 33, 253-260.
- Orkiszewski, J., 1967. Predicting two-phase pressure drop in vertical pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 19, 829-838.
- Ozesmi, S.L., Ozesmi, U., 1999. An artificial neural network approach to spatial habitat modelling with interspecific interaction. *Ecological Modelling*, 116, 15-31.
- Parasnis, D.S., 1971. Temperature extrapolation to infinite time in geothermal measurements. *Geophysical Prospecting*, 19, 612-614.
- Pasquale, V., Chiozzi, P., Gola, G., Verdoya, M., 2008. Depth-time correction of petroleum bottom-hole temperatures in the Po Plain, Italy. *Geophysics*, 73, 187-196.
- Premoli, A., Francesco, D., Prima, A., 1970. An empirical correlation for evaluating two-phase mixture density under adiabatic conditions. In: Proceedings of the European Two-Phase Flow Group Meeting, Milan, Italy.
- Quijano, L., 2006. Lessons learned from geothermal development in Mexico. In: Proceedings Workshop for Decisions Makers on Geothermal Projects in Central America, San Salvador, El Salvador, 5p.
- Rabin, Y., 2003. A general model for the propagation of uncertainty in measurements into heat transfer simulations and its application to cryosurgery. *Cryobiology*, 46, 109-120.
- Ranalli, G., Rybach, L., 2005. Heat flow, heat transfer and lithosphere rheology in geothermal areas: Features and examples. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 148, 3-19.
- Rojas, G., Loewen, M.R., 2007. Fiber optic probe measurements of void fraction and bubble size distribution beneath breaking waves. *Experiments in Fluids*, 43, 895-906.
- Rouhani, S.Z., Axelsson, E., 1970. Calculation of void volume fraction in the subcooled and quality boiling regions. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 13, 383-393.
- Ruiz, R., 2010. Energías Alternativas. *Ciencia-Revista de la Academia Mexicana de Ciencias*, 61, 3-4.
- Ryan, V., 2009. World Association of Technology Teachers. <http://www.technologystudent.com/energy1/engex.html>
- Sablani, S.S., Shayyab, W.H., Kacimovc, A., 2003. Explicit calculation of the friction factor in pipeline flow of Bingham plastic fluids: a neural network approach. *Chemical Engineering Science*, 58, 99-106.
- Sánchez-Upton P., Santoyo, E., 2003. A comprehensive evaluation of empirical correlations for computing the solubility of CO<sub>2</sub> in water. In: Proceedings 28<sup>th</sup> Stanford Workshop on Geothermal Reservoir Engineering., Stanford University, CA, USA, 338-344p.
- Sánchez-Upton, P., 2010. Numerical model of the ascending vertical flow of a two-phase fluid of three components (H<sub>2</sub>O-CO<sub>2</sub>-NaCl) in geothermal wells. Tesis de Doctorado, UNAM, Mexico, in Process.
- Santoyo, E., 1997. Transient numerical simulation of heat transfer processes during drilling of geothermal wells: United Kingdom, University of Salford, Tesis de Doctorado, 351 pp.
- Santoyo, E., García, A., Espinosa, G., González-Partida, E., Viggiano, J.C., 2000. Thermal evolution study of the LV-3 well in the Tres Virgenes geothermal field, México. In: Proceedings of the World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28 - June 10, 2177-2182p.
- Santoyo, E., Barragán-Reyes R.M. 2010. Energía Geotérmica. *Ciencia-Revista de la Academia Mexicana de Ciencias*, 61, 40-51.
- Santoyo, E., Torres-Alvarado, I.S., 2010. Escenario futuro de explotación de la energía geotérmica: hacia un desarrollo sustentable. *Revista Digital Universitaria* [en línea], 11, 10. ISSN, 1607-6079. <http://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art95/index.html>
- Schön, J. H., 1996. Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics. First ed. 18, Handbook of geophysical exploration: Seismic exploration, Elsevier Science, 583p.
- Schlumberger, 2012. [http://www.slb.com/services/characterization/testing/downhole\\_pressure\\_measure.aspx](http://www.slb.com/services/characterization/testing/downhole_pressure_measure.aspx)
- Shen, P.Y., Beck, A.E., 1986. Stabilization of bottom-hole temperature with finite circulation time and fluid flow. *The Geophysical Journal of the Royal Astronomy Society*, 86, 63-90.
- Somerton, W.H., 1992. Thermal properties and temperature-related behavior of rock/fluid systems. *Developments in petroleum science*, 37, Elsevier Science, 257p.
- Spichak, V.V., Goidina, A.G., 2005. Temperature prediction in geothermal zones from borehole measurements using neural networks. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 41, 844-852.
- Spichak, V.V., 2006. Estimating temperature distributions in geothermal areas using a neuronet approach. *Geothermics*, 35, 181-197.

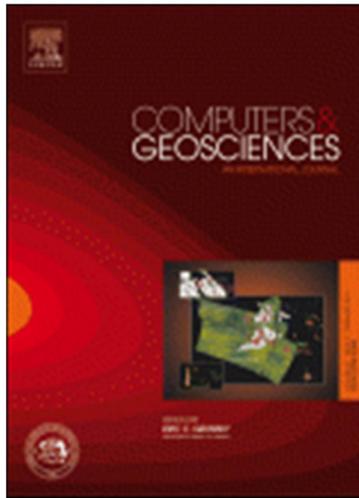
- Szilas, A. P., and Patsch, F., 1975. Flow in geothermal hot water wells. *Geothermics*, 4, 79-88.
- Taitel, Y., Barnea, D., Dukler, A.E., 1980. Modelling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in a vertical tubes. *AIChE. J.*, 26, 345-354.
- Teng, Y., Koike, K., 2007. Three-dimensional imaging of a geothermal system using temperature and geological models derived from a well-log dataset. *Geothermics*, 36, 518-538.
- Theys, P., 1999. Log Data Acquisition and Quality Control. Editions Technip, Paris, 453p.
- Thorhallsson, S., 2006. Common problems faced in geothermal generation and how to deal with them. In: Proceedings Workshop for Decision Makers on Geothermal Projects in Central America, San Salvador, El Salvador, 11p.
- Tian S., Finger J.T., 2000. Advanced geothermal wellbore hydraulics model. *Trans. of the ASME*, 122, 142-146.
- Timko, D.J., Fertl, W.H., 1972. How downhole temperatures, pressures affect drilling. Part VII: The shale resistivity ratio - A valuable tool for making economic drilling decisions. *World Oil*, July, 59-63p.
- Timlin, M., 2008. Superwell - A simple well bore flow simulator in spreadsheet format. In: Proceedings 31<sup>st</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, CA, USA, 7p.
- Trauth, M.H., 2006. MatLab Recipes for Earth Sciences. The MathWorks, Inc. Natick, MA, USA, 240 p.
- Verma, S.P., Santoyo, E., 1997. New improved equations for Na/K, Na/Li and SiO<sub>2</sub>, geothermometers by outlier detection and rejection. *Journal of Volcanology and Geothermal Research* 79, 9-23.
- Verma, S.P., 2005. Estadística básica para el manejo de datos experimentales: aplicación en la geoquímica (Geoquimiometría). Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F., 186p.
- Verma, S. P., Andaverde, J., Santoyo, E., 2005. Error propagation in estimates of static formation temperature in boreholes. In: Proceedings of the Heat Transfer in Components and Systems for Sustainable Energy Technologies, Grenoble, France, April 5-7, 1-8p.
- Verma, S.P., Santoyo, E., González-Partida, E., Torres-Alvarado, I.S., Tello E., 2006a. Fluid chemistry and temperatures prior to exploitation at the Las Tres Virgenes geothermal field, Mexico. *Geothermics*, 35, 156-180.
- Verma, S.P., Andaverde, J., Santoyo, E., 2006b. Statistical evaluation of methods for the calculation of static formation temperatures in geothermal and oil wells using an extension of the error propagation theory. *Journal of Geochemical Exploration*, 89, 398-404.
- Verma, S. P., Andaverde, J., Santoyo, E., 2006c. Application of the error propagation theory in estimates of static formation temperatures in geothermal and petroleum boreholes. *Energy Conversion and Management*, 47, 3659-3671.
- Verma, S. P., Andaverde, J., 2007. Coupling of thermal and chemical simulations in a 3-D integrated magma chamber-reservoir model: A new geothermal energy research frontier. In: Geothermal Energy Research Trends, Editor: H.I. Ueckermann, Nova Science Publishers, New York, USA, Chapter 7, 149-188p.
- Verma, S.P., Díaz-González, L., 2011. Application of the discordant outlier detection and separation system in the geosciences. *International Geology Review*, DOI:10.1080/00206814.2011.569402.
- Vidovic, S., Gluscevic, A., 2007. Optimization of geothermal wells and production systems. In: Proceeding European Geothermal Congress, Unterhaching, Germany, 4p.
- Whalley P.B., 1996. Two-Phase Flow and Heat Transfer. Oxford University Press.
- Wallis, G.B., 1969. One-Dimensional Two-Phase Flow. Ed. McGraw-Hill, USA, 408p.
- Woldesemayat, M. A., 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.
- Zhang, G., Patuwo, B.E., Hu, M.Y., 2002. Forecasting with artificial neural networks: to optimum bit selection. *Computers & Geosciences*, 28, 131-141.
- Zschocke, A., 2005. Correction of non-equilibrated temperature logs and implications for geothermal investigations. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2, 364-371.

## Apéndice A



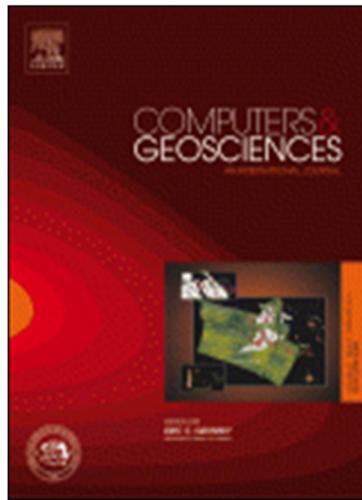
- Álvarez del Castillo, A., Santoyo, E., García-Valladares, O., Sánchez-Upton, P., 2010. **Evaluación estadística de correlaciones de fracción volumétrica de vapor para la modelación numérica de flujo bifásico en pozos geotérmicos.** *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 9 (3), 285 -311.

## Apéndice B



- Álvarez del Castillo, A., Santoyo, E., García-Valladares, O., 2012. **A new void fraction correlation inferred from artificial neural networks for modeling two-phase flow in geothermal wells.** *Computers & Geosciences*, 41, 25-39.

## Apéndice C



- Álvarez del Castillo, A., Santoyo, E., 2012. **Prediction of flowing pressure gradients with uncertainties by a benchmark solution based on a computational coupling: Geothermal Wellbore Simulator - Monte Carlo method.** *Computers & Geosciences* (Abstract accepted).

## **Prediction of flowing pressure gradients with uncertainties by a benchmark solution based on a computational coupling: Geothermal Wellbore Simulator - Monte Carlo method**

A. Álvarez del Castillo<sup>1</sup> and E. Santoyo<sup>2,\*</sup>

<sup>1</sup>Centro de Investigación en Energía (UNAM), Posgrado en Ingeniería (Energía-Geotermia), Privada Xochicalco s/n, Centro, Temixco, Mor., 62580, México. <sup>2</sup>Centro de Investigación en Energía (UNAM), Sistemas Energéticos, Privada Xochicalco s/n, Centro, Temixco, Mor., 62580, México. \*Corresponding author: [esg@cie.unam.mx](mailto:esg@cie.unam.mx)

### **Abstract**

The comprehensive study of heat and fluid flow processes inside production geothermal wells still requires some numerical challenges to be achieved. A refined mathematical modeling of the major physical processes is therefore needed to predict the most important production parameters with high precision and accuracy (e.g., the gradients of flowing pressure:  $dp/dz$ , among others).

Measurement and prediction of flowing pressure gradients are crucial tasks required for the geothermal industry to solve some engineering problems, such as: (i) the design of the wellbore geometry and surface equipment; (ii) the identification of permeable production zones; (iii) the prediction of wellbore productivity curves for the anticipated analysis of a production declining; (iv) the early identification of the wellbore scaling problems; (v) the sustainable exploitation of geothermal resources; among others.

Simulated pressure gradients are inferred from wellbore numerical modeling which are validated by comparing with measured field data (usually scarce or poorly reported due to their high cost). For an appropriated statistical comparison, the accurate knowledge of simulated pressure gradients with uncertainties is an engineering task needed. Unfortunately, in most of the numerical studies reported in the literature, the determination of uncertainties has been ignored or neglected. Error propagation techniques are therefore recognized as fundamental tasks that require to be addressed as an important benchmark problem. The application of Monte Carlo techniques has emerged as a benchmarking solution to solve the error propagation problem entailed with the wellbore numerical modeling.

In the present work, results of a multivariate analysis to determine the propagated errors of simulated pressure gradients of geothermal wells are reported. Simulated pressure gradients were estimated by using a wellbore simulator (GEOWELLS). Monte Carlo method was also used to propagate each input variable errors, as well as to compute the global uncertainties of the pressure gradients. Wellbore pressure, mass flow rate, wellbore diameter, steam quality, pipe roughness, inclination angle of the well, wellbore depth, steam and liquid density, steam and liquid viscosity, and surface tension were used as input variables. A Gaussian distribution with 100,000 data was employed as the probability density function to create random statistical distributions for each variable involved. Using this computational methodology, an average flowing pressure at each wellbore depth was successfully estimated together with its uncertainty. A full description of the computational methodology used in this work is reported.

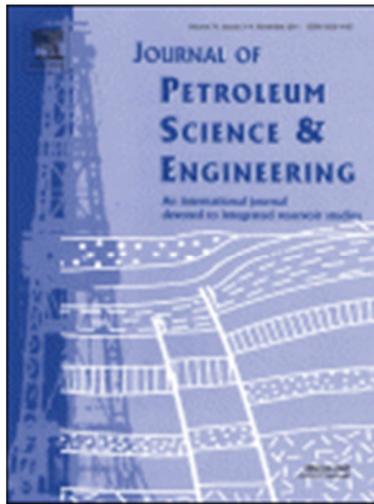
**Submitted Abstract to the Special Issue on "Benchmark problems, datasets and methodologies for the computational geosciences" (Computers & Geosciences): 15 Nov. 2011**

## Apéndice D

### Coautoría en Artículos

- A., Bassam, A. Álvarez del Castillo, O. García-Valladares, E. Santoyo, 2012. Determination of flowing pressure gradients inside geothermal wells using artificial neural networks and wellbore simulation tools. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (en revisión por la revista).
- J.A. Correa-Espinoza, E. Santoyo, O. García-Valladares, J.A. Andaverde-Arredondo, A. Álvarez del Castillo, 2012. Experimental determination of convective heat transfer coefficients in horizontal tubes and uncertainty analysis with error propagation techniques. *Measurement Science and Technology*, (en revisión).
- P. Sánchez-Upton, E. Santoyo, A. Álvarez del Castillo 2012. A new improved equation to compute the solubility of CO<sub>2</sub> in water and in NaCl solutions at geothermal temperature and pressure conditions. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, (en borrador).

## Apéndice E



- Bassam, A., Álvarez del Castillo, A., Santoyo, E., García-Valladares, O., 2012. **Determination of flowing pressure gradients inside geothermal wells using artificial neural networks and wellbore simulation tools.** *Journal of Petroleum Science and Engineering (en revisión por la revista).*



**CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA**  
**Universidad Nacional Autónoma de México**



December 16<sup>th</sup>, 2011

**Prof. Dr. Birol Dindoruk**  
**Editor in Chief**  
**Journal of Petroleum Science and Engineering**

We would like to submit the manuscript "Determination of flowing pressure gradients inside geothermal wells using artificial neural networks and wellbore simulation tools" by A. Bassam, A. Álvarez del Castillo, E. Santoyo, O. García-Valladares", for its possible publication as a paper in your prestigious journal *Journal of Petroleum Science and Engineering*. We are submitting on-line in the Web page of the journal, Word files containing text, tables and figures of the manuscript.

We sincerely hope you will find this manuscript in good shape and up to the high standards of the journal. Please acknowledge its receipt and inform us of its later progress.

Sincerely yours,

**Dr. E. Santoyo**  
Leader of the Geoenergy Research Group/Energy Systems  
CIE-UNAM

Corresponding author  
Tel: +52-55-56229723; Fax: +52-55-56229791; e-mail: [esg@cie.unam.mx](mailto:esg@cie.unam.mx)

## Apéndice F

### Participación en Congresos Internacionales

- Álvarez del Castillo A., Santoyo E., García-Valladares O., 2010. Prediction of pressure profiles in two-phase geothermal wells using a new void fraction correlation derived from artificial neural networks. *Simposio International sobre Energías Renovables y Sustentabilidad*, 9 y 10 Agosto, Temixco, Morelos (*Poster*).
- Álvarez del Castillo A., Santoyo E., García-Valladares O., 2010. Development of a new void fraction correlation for modeling two-phase flow in producing geothermal wells using artificial neural networks. *ASME International Mechanical Engineering (IMECE2010)*, 12-18 Noviembre, Vancouver, BC, Canada, (*Technical publication y session oral*).

### Participación en Congresos Nacionales

- Álvarez del Castillo A., Santoyo E., García-Valladares O., 2010. Predicción de los perfiles de presión de flujo bifásicos de pozos geotérmicos utilizando una nueva correlación de fracción volumétrica de vapor derivada del modelo ANN. *XX Congreso Nacional de Geoquímica (INAGEQ)*, 11-15 Octubre, Temixco, Morelos (*Sesion oral*).
- Álvarez del Castillo A., Santoyo E., García-Valladares O., 2011. A new empirical void fraction correlation by using artificial neural network (ANN) techniques. *XXI Congreso Nacional de Geoquímica (INAGEQ)*, 3-7 Octubre, Monclova, Coahuila (*sesión oral*).

## Apéndice G

Tabla de perfiles de presión medidos de los pozos reportados en la Tabla 3.1.

Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]	Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]
A1	65	8.5	A2	0	8.5
	70	9.2		57	8.8
	105	9.5		100	9.3
	150	9.9		150	9.6
	206	10.4		207	10.0
	260	10.8		255	10.4
	305	11.3		300	11.0
	354	11.9		350	11.7
	405	12.6		405	12.4
	454	13.3		450	13.0
	506	14.0		507	13.8
	556	14.7		550	14.5
	606	15.4		605	15.3
	654	16.2		650	16.0
707	16.9	700	16.7		
755	17.7	750	17.4		
795	18.3	796	18.1		
A4	8.3	9.7	A6	20	16.2
	16.7	10.3		50	16.4
	50	10.9		105	16.8
	100	11.3		155	16.5
	155	11.8		200	16.8
	200	12.3		255	17.3
	255	12.8		305	18.0
	300	13.1		350	18.5
	355	14.0		405	19.2
	405	14.8		455	20.0
	450	15.5		505	20.9
	505	16.4		550	22.0
	555	17.3		605	23.3
	605	18.2		650	24.3
655	19.0	700	25.6		
705	19.8	750	27.0		
755	20.8	805	28.3		
805	21.8	855	29.8		
850	22.5	900	31.2		
876	23.3	955	32.5		
A8	10	9.6	1005	34.3	
	55	10.0	1050	36.3	
	105	10.4	1105	38.5	
	155	10.7	1150	40.6	
	205	11.3	1210	48.3	
	255	11.7	1216	49	
	305	12.2	A9	15	14.9
	350	12.5		55	15.2
	405	13.1		105	15.6
	455	13.5		155	16.2
	505	14.1		205	16.7
	555	14.6		255	17.4
	602	15.2		305	18.0
	650	15.9		355	18.6
705	16.6	405		19.4	
755	17.4	455		20.0	
805	18.3	505		20.7	
855	19.1	555		21.5	

Continúa Tabla...

Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]	Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]
	905	19.9		605	22.4
	955	20.8		655	23.4
	1005	21.7		705	24.4
	1020	21.9		755	25.4
A10	0	11.3		800	26.4
	55	12.0		850	27.5
	105	12.5		905	28.7
	155	13.0		955	29.8
	205	13.5		1005	31.2
	255	14.2		1040	31.9
	305	14.7			
	355	15.2	A11	10	11.1
	405	15.9		55	11.3
	455	16.4		105	11.8
	505	17.4		155	12.4
	555	18.1		205	12.9
	605	19.0		255	13.5
	655	19.8		305	14.0
	705	21.8		355	14.6
	755	21.9		405	15.1
	805	22.9		455	15.6
	855	24.0		505	16.5
	905	25.1		555	17.4
	955	26.2		605	18.3
	1005	27.5		655	19.2
	1105	30.2		705	20.1
	1155	31.9		755	21.1
	1205	33.8		805	22.1
	1240	35.6		855	23.1
A12	15	12.0		905	24.1
	55	12.3		955	25.2
	105	12.7		1005	26.3
	155	13.1		1015	26.5
	205	13.6	A13	0	11.9
	255	14.0		55	12.2
	305	14.5		105	12.4
	350	14.8		155	12.7
	405	15.3		200	13.0
	455	16.0		255	13.3
	505	16.6		305	13.6
	550	17.3		355	13.8
	600	17.9		405	14.2
	650	18.5		455	14.7
	705	19.2		505	15.4
	750	19.8		555	15.8
	805	20.5		605	16.4
	855	21.2		655	16.9
	880	21.5		705	17.3
A14	10	10.8		755	17.7
	55	11.2		800	18.3
	100	11.7		855	18.5
	155	12.2		905	18.8
	205	12.7		950	19.4
	255	13.3		990	19.7
	305	13.7	A16	75	11.4
	355	14.3		105	11.6
	405	15		155	12.0
	455	15.6		200	12.5
	505	16.4		250	13.0
	550	17.1		300	13.5
	600	17.8		350	14.0
	655	18.6		400	14.7
	700	19.4		450	15.5
	755	20.2		500	16.3
	800	21		550	17.0
	850	21.8		600	17.9

Continúa Tabla...

Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]	Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]
	900	22.8		650	18.6
	940	23.4		700	19.1
A18	10	7.8		755	19.7
	50	8.2		805	20.7
	100	8.6		880	21.9
	150	9.0	A19	10	9.3
	200	9.4		55	9.6
	250	9.9		105	10.0
	300	10.3		155	10.4
	350	10.7		205	10.9
	410	11.2		255	11.5
	450	11.8		305	11.8
	500	12.3		355	12.4
	550	12.9		405	12.6
	600	13.5		455	13.3
	650	14.1		505	14.1
	710	15.2		555	14.8
	750	15.8		605	15.6
	770	15.9		655	16.4
A20	10	10.1		705	17.1
	50	10.4		755	17.9
	105	10.9		805	18.6
	155	11.3		855	19.5
	205	11.8		905	20.3
	255	12.3		955	21.1
	305	12.7		1005	21.9
	355	13.1	A21	10	10.1
	400	13.5		50	10.7
	455	14.3		100	11.1
	500	15.0		150	11.5
	550	15.6		200	11.9
	600	16.5		250	12.5
	650	17.1		300	12.9
	700	17.8		350	13.4
	750	18.6		400	13.8
	800	19.4		450	14.4
	855	20.3		500	15.0
	905	21.0		550	15.6
	950	21.8		600	16.3
	1000	22.7		650	16.8
	1030	23.2		700	17.6
A7	15	12.8		750	18.4
	55	13		800	19.3
	100	13.8		850	20.1
	160	14.4		900	21.0
	210	15		950	22.0
	260	16		1000	23.0
	310	16.4		1010	23.3
	360	17.2	B3	250	17.6
	410	18.2		300	17.9
	460	18.8		350	18.3
	510	19.6		400	18.4
	550	20.8		450	18.7
	610	22.4		500	19
	660	23.6		550	19.3
	710	24.8		600	19.55
	760	26.1		650	19.8
	860	28.6		700	20.1
	910	30		750	20.35
	950	31.5		800	20.65
	1010	33		850	20.85
	1060	34.6		900	21.55
	1110	36.4		950	22.3
	1160	38.4		1000	23.2
	1210	40.8		1050	23.7

1260 43.5  
1300 46.8

1100 24.3  
1150 24.8

*Continúa Tabla...*

Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]	Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]
	1360	50.5		1200	25.4
	1400	54.2		1250	26
	1460	58.2		1290	26.5
	1466	59.2			
B4	10	18.7	B5	0	10.6
	50	19.1		50	11.3
	100	19.5		100	11.7
	150	19.9		150	12.1
	200	20.4		200	12.5
	250	20.7		250	13.1
	300	21.1		300	13.6
	350	21.5		350	14.1
	400	22.0		400	14.7
	450	22.4		450	15.3
	500	22.8		500	15.9
	550	23.2		550	16.5
	600	23.6		600	17.1
	650	24.1		650	17.8
	700	24.6		700	18.5
	800	25.5		750	19.2
	850	25.9		800	19.9
B13	0	11.6	C1	0	10.1
	50	11.8		50	10.6
	100	12.0		100	10.9
	150	12.2		150	11.2
	200	12.3		200	11.6
	250	12.5		250	11.9
	300	12.7		300	12.2
	350	12.9		350	12.5
	400	13.1		400	12.9
	450	13.3		450	13.2
	500	13.5		500	13.5
	550	13.6		550	13.9
	600	13.8		600	14.2
	650	14.0		650	14.5
	700	14.2		700	14.8
	750	14.4		750	15.1
	810	14.5		800	15.4
C2	10	11.5		820	15.5
	50	11.9	C3	0	11.6
	100	12.2		50	11.8
	150	12.5		100	11.9
	200	12.8		150	12.0
	250	13.1		200	12.1
	300	13.3		250	12.3
	350	13.5		300	12.4
	400	13.8		350	12.5
	450	14.1		400	12.6
	500	14.3		450	12.7
	550	14.4		500	12.8
	590	14.5		550	12.9
C4	0	12.5		600	13.1
	50	12.7		650	13.2
	100	12.9		700	13.4
	150	13.0		720	13.4
	200	13.2	C5	0	13.6
	250	13.3		50	14.1
	300	13.5		100	14.4
	350	13.6		150	14.7
	400	13.8		200	15.1
	450	13.9		250	15.35
	500	14.1		300	15.8
	550	14.2		350	16.1

600	14.4	400	16.45
650	14.5	450	16.75
700	14.7	500	17.1

Continúa Tabla...

Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]	Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]
	720	14.8		550	17.5
C6	250	13.5		600	17.8
	300	14.3		650	18.1
	350	15.1		700	18.4
	400	16.1		750	18.8
	450	17.2		800	19.1
	500	18.2		850	19.3
	550	19.2	CS1	25	4.1
	600	20.3		50	4.2
	650	21.3		100	4.4
	700	22.4		150	4.7
	750	23.5		200	4.9
	800	24.7		250	5.3
	850	26		300	5.6
	900	27.2		350	6.0
950	28.9	400		6.4	
1000	30.4	450		6.9	
1005	30.5	500		7.3	
KE1-4	500	13		550	7.6
	600	15			
	700	18		600	7.6
	800	22	650	8.5	
	900	28	680	8.9	
	1000	37	KE1-9	0	9.1
	1050	41		100	9.4
	1100	45		200	10.2
	1150	49		300	11.3
	1200	53		400	12.4
1250	57	500		13.6	
KE1-17	1300	61	600	15.2	
	0	6.8	700	16.8	
	100	7.7	773	18.5	
	200	8.8	KE1-19S	0	6.3
	300	10.2		100	6.8
	400	12.1		200	8.1
	490	14.1		300	9.6
	590	16.4		400	11.3
	690	19.0		500	13.2
	790	22.4	600	15.4	
840	24.8	700	17.7		
850	28.1	740	21.4		
KE1-22	0	7.3	GH-11	0	10.4
	100	9.2		50	11.4
	300	11.3		100	12.5
	500	15.6		150	13.3
	700	21.0		200	14.3
	750	22.8		250	15.2
	800	24.9		300	16.3
	850	27.8		350	17.4
	874	31.8		400	18.7
	GH-20	0		12.3	450
100		15.0	500	21.5	
200		17.4	550	23.3	
300		20.0	600	25.4	
400		22.5	650	28.0	
490		25.5	N-6T	100	9.2
580		29.4		171	9.8
660		34.8		214	10.5
740		41.5		260	11.2
830		48.3		340	11.8
N-11T	0	18.7		400	12.4
	100	20.5	460	13.0	

200	22.4	530	13.4
300	24.4	585	14.0
400	26.4	650	14.6
500	28.5	710	15.2

Continúa Tabla...

Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]	Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]
	600	31		770	16.2
	700	33.5		830	17.0
	800	36		885	17.6
	850	37.6		950	18.2
	900	39.2		985	18.7
	950	41.2	N-15T	100	60
	980	43.2		150	60.5
N-16T	0	8.4		220	61.5
	50	8.8		280	62
	100	9		330	63
	150	9.2		400	63.8
	200	9.4		450	64.6
	250	9.6		510	65.5
	300	9.9		580	66.5
	350	10.1		650	67
	400	10.4	700	68	
	450	10.6	750	69	
500	10.8	840	69.6		
550	11	890	71		
600	11.3	950	72		
650	11.6	1000	73.5		
700	11.9	1080	74.4		
750	12.2	1130	75.8		
800	12.7	1200	77		
850	12.9	1250	77.8		
900	13.2	1280	78.3		
950	13.5	N-17T	0	8.2	
990	14.1		50	8.5	
1030	14.7		100	8.9	
1090	15.1		150	9.3	
1120	15.8		200	9.6	
1180	16.5		250	9.9	
1210	17		300	10.1	
1250	17.7		350	10.5	
N-26P	0		8.0	400	10.8
	100		8.8	450	11.1
	190	9.5	500	11.3	
	270	10.2	550	11.6	
	360	10.9	600	11.9	
	450	11.5	650	12.1	
	540	12.3	700	12.4	
	610	12.9	750	12.7	
	700	13.5	800	12.9	
	790	14.0	850	13.2	
880	14.5	880	14.2		
950	15.0	900	14.5		
1020	15.5	910	14.7		
Az-18	1100	16.1	0	30.7	
	1180	16.6	100	31.9	
	1250	17.0	200	32.9	
	Az-19	0	42.5	300	33.8
		200	43.5	400	34.9
		400	44	500	35.9
		600	45	600	36.9
		800	46	700	38.1
		1000	47	800	39.1
		1050	47.1	900	40.2
1100		47.8	1000	41.5	
1150		48	1050	42.6	
1200		48.5	1100	43.6	
1250	49	1150	44.5		

1300	49.3
1350	49.8
1400	50
1450	50.5
1500	51

1200	45.7	
1250	47.2	
Az-42	20	37.73
	200	41.01
	400	45.13

Continúa Tabla...

Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]	Pozo geotérmico	Profundidad [m]	Presión [bar]
	1550	51.5		600	49.23
	1600	52		800	54.34
	1663	52.1		1000	60.22
As2	10	21.1		1200	67.79
	100	22.7		1400	78.36
	250	25.8		1600	92.9
	400	29.5		1700	100.09
	500	32.7		1720	101.72
	550	34.6		1740	103.19
	600	36.8		1760	104.69
	650	39.5		1780	106.27
	700	42.9		1800	107.59
	800	51.5	As3	5	19.4
	900	60.4		100	21.9
	1000	69.0		250	25.2
	1025	71.4		400	29.2
	1050	73.7		550	34.1
	1073	75.6		700	41.5
	1100	77.9		750	44.9
	1175	84.6		800	49.1
H1	20	20.4		900	58.1
	100	22.1		1000	66.8
	200	24.5		1050	71.2
	300	27.0		1075	73.5
	400	29.9		1100	75.6
	500	32.6		1125	77.9
	600	36.4		1175	82.2
	700	39.7	M51	0	67
	800	43.4		100	68
	900	48.0		200	71
	1000	53.5		300	73.5
	1100	59.6		400	76.5
	1200	67.8		500	79
M90	25	40.9		600	82
	100	42.5		700	85
	199.9	45.3		800	88
	299.9	48.1		900	92
	399.9	51.0		1000	94
	499.9	54.0		1100	98
	599.8	57.4		1200	101.5
	699.8	60.5		1250	103
	799.8	64.3		1300	104
	899.8	68.3		1350	107
	999.7	72.2		1400	109
	1099.7	76.8		1450	110
	1199.7	82.0		1500	113
	1224.7	83.6		1550	116
	1249.7	85.0		1600	117
	1298.8	88.5	Svartengi-4	0	18.0
Okoy-7	0	40		50	19.0
	200	44		100	20.0
	400	50		200	22.0
	500	52		300	25.0
	600	55		350	27.0
	700	58		400	32.0
	800	60		600	47.5
	900	61		700	56.0
	1000	64	W4	0	47.0
	1100	70		100	49.0
	1200	74		200	51.0

	1300	79		300	53.0
	1400	83		400	55.0
	1500	90		500	57.0
	1600	95		600	59.0
Wk-207	100	14.0		700	61.8
	300	17.0		800	64.0
<i>Continúa Tabla ...</i>					
<b>Pozo geotérmico</b>	<b>Profundidad [m]</b>	<b>Presión [bar]</b>	<b>Pozo geotérmico</b>	<b>Profundidad [m]</b>	<b>Presión [bar]</b>
	400	18.0	ZK-327	0	3.4
	600	25.0		10	3.5
	650	27.0		25	3.7
	700	30.0		40	4.1
	800	39.0		50	5.0
	900	48.0		70	6.2
B885	30	4.2		100	9.0
	45	5.0			
	80	8.0			
	90	9.5			
	100	10.0			