



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN  
INGENIERIA

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

EVALUACIÓN DE CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA EL  
ESTUDIO DE FLUJO BIFÁSICO Y DETERMINACIÓN DE  
PERFILES DE PRESION Y TEMPERATURA DE POZOS  
GEOTÉRMICOS

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA  
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

P R E S E N T A:

**Alejandra Liryad Álvarez del Castillo Moctezuma**

TUTOR:

Dr. Edgar R. Santoyo Gutiérrez

2008



Centro de Investigación  
en Energía



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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 Rolando

Vocal: Dr. Urquiza Beltrán Gustavo

1<sup>er</sup>. Suplente: Dr. Torres Alvarado Ignacio Salvador

2<sup>do</sup>. Suplente: Dr. Hernández Pérez José Alfredo

Lugar donde se realizó la tesis:

Centro de Investigación en Energía

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Santoyo Gutiérrez Edgar Rolando

---

FIRMA

*Con amor y cariño...*

*A la persona más importante en mi vida*

*Luis G. Vidriales Escobar*

*Gracias por llenas mi vida de amor e ilusión*

*A mis padres*

*Reynalda Moctezuma Estrada*

*Luis A. Álvarez del Castillo García*

*Que sin su apoyo no hubiera sido posible llegar hasta aquí*

*y a mis hermanos*

*Rebeca y Luis Antonio*

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a mi asesor al Dr. Edgar R. Santoyo Gutiérrez por sus consejos, su gran apoyo y ayuda en la elaboración de la tesis.

Gracias al Dr. Octavio García-Valladares, por su ayuda en la realización de la tesis.

Gracias al Dr. Ignacio Torres Alvarado, al Dr. Gustavo Urquiza Beltrán y al Dr. Alfredo Hernández Pérez, por sus comentarios y críticas hacia mi trabajo de tesis.

Agradezco a CONACYT por la beca otorgada durante el posgrado y la realización de mi tesis.

Y finalmente agradezco a Maribel Fernández Pérez por su apoyo en la impresión de la tesis.

## Resumen

La evaluación de los mecanismos de producción de un pozo geotérmico es una tarea fundamental de la ingeniería de yacimientos requerida para explotar y optimizar sus recursos en el proceso de generación de energía eléctrica. El diseño óptimo de la geometría de un pozo, la identificación de zonas permeables dentro del pozo, el diseño del equipo de operación, la evaluación de la productividad de pozos, la explotación óptima del yacimiento, entre otras aplicaciones, son comúnmente evaluadas a partir de datos de producción de pozos geotérmicos productores. Estas aplicaciones son usualmente inferidas a partir de las costosas mediciones de flujo estable que se realizan en los pozos productores. En este sentido, 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. Entre los parámetros que se requiere para la predicción de los gradientes de presión y temperatura esta el de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ). La predicción de este parámetro generalmente se realiza por medio de correlaciones empíricas derivadas de experimentos o de bases de datos de producción.

En este trabajo se seleccionó de la literatura especializada un grupo de 10 correlaciones de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) aplicables al estudio de flujo bifásico en pozos geotérmicos. Estas correlaciones fueron evaluadas en dos diferentes simuladores, GEOPOZO y GEOWELLS. Se seleccionó 4 diferentes pozos productores localizados en campos geotérmicos de México. Un pozo en Los Azufres, Mich. (Az-18), uno en Los Humeros, Pue. (H-1) y dos pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto, B. C. (M-90 y M-201). Se realizó un análisis comparativo por 3 métodos estadísticos distintos: residuales simples, boxplot y por regresiones lineales.

Como resultado del análisis de las correlaciones, se tuvo que no existe ninguna correlación que fuera capaz de proporcionar una excelente concordancia entre los datos simulados y los medidos. Sin embargo la correlación de DX (modelo de Dix) proporciona los mejores resultados de concordancia bajo la variedad de las condiciones modeladas de flujo bifásico geotérmico.

Finalmente, con este trabajo se espera contribuir en un futuro al desarrollo de una mejor correlación de fracción volumétrica de vapor y a un nuevo y mejorado simulador numérico para el análisis de flujo bifásico en pozos geotérmicos.

---

---

# Índice

<b>1. Introducción</b>	
1.1 Antecedentes	1
1.2 Objetivo	4
1.3 Justificación del proyecto	4
1.4 Estructura de la tesis	5
<b>2. Generalidades – Energía Geotérmica</b>	
2.1 Sistemas geotérmicos	6
2.2 Aplicaciones	7
2.3 Estado actual del desarrollo	8
2.4 Tecnología de pozos geotérmicos	12
<b>3. Flujo de Fluidos en Pozos Geotérmicos</b>	
3.1 Conceptos fundamentales	15
3.2 Flujo monofásico	17
3.3 Flujo bifásico	18
3.3.1 Patrones de flujo	19
3.3.2 Diagramas o mapas de patrones de flujo	20
3.4 Mecanismos de flujo de fluidos en pozos geotérmicos	21
<b>4. Metodología para Evaluación de Correlaciones para Estudio de Flujo Bifásico en Pozos Geotérmicos</b>	
4.1 Introducción	26
4.2 Selección de simuladores	28
4.2.1 GEOPOZO	28
4.2.2 GEOWELLS	32
4.3 Selección y evaluación de correlaciones de fracción volumétrica de vapor	36
4.4 Características de pozos geotérmicos	39
4.5 Técnicas estadísticas para evaluación	41
<b>5. Resultados y Discusión</b>	
5.1 Resultados	43
5.2 Evaluación estadística	69
5.3 Discusión de resultados	77
5.3.1 Evaluación estadística	79
<b>6. Conclusiones</b>	83
<b>Referencias</b>	85

---

---

## Tablas

2.1	Uso geotérmico por regiones en el 2005 [Lund, 2006].	8
2.2	Capacidad mundial instalada hasta el 2007 [Bertani, 2007].	9
2.3	Campos geotérmicos de México [Bertani, 2005].	11
4.1	Correlaciones de fracción volumétrica de vapor utilizadas en este estudio.	37
4.2	Datos de entrada para el análisis de flujo en cuatro pozos productores Az-18, H-1, M-90 y M-201.	39
5.1	Gradientes de presión y temperatura de datos medidos y simulados para el pozo Az-18.	51
5.2	Gradientes de presión y temperatura de datos medidos y simulados para el pozo H-1.	55
5.3	Gradientes de presión y temperatura de datos medidos y simulados para el pozo M-90.	58
5.4	Gradientes de presión y temperatura de datos medidos y simulados para el pozo M-201.	62
5.5	Parámetros obtenidos con el simulador GEOPOZO y GEOWELLS para el pozo Az-18, en condiciones de cabezal. Gradientes de presión por $dP_g$ = gravedad, $dP_f$ = fricción y $dP_a$ = aceleración; $\alpha$ = fracción volumétrica de vapor; $x$ = calidad másica vapor; $h_m$ = entalpía de la mezcla.	66
5.6	Parámetros obtenidos con el simulador GEOPOZO y GEOWELLS para el pozo H-1, en condiciones de cabezal. Gradientes de presión por $dP_g$ = gravedad, $dP_f$ = fricción y $dP_a$ = aceleración; $\alpha$ = fracción volumétrica de vapor; $x$ = calidad másica vapor; $h_m$ = entalpía de la mezcla.	67
5.7	Parámetros obtenidos con el simulador GEOPOZO y GEOWELLS para el pozo M-90, en condiciones de cabezal. Gradientes de presión por $dP_g$ = gravedad, $dP_f$ = fricción y $dP_a$ = aceleración; $\alpha$ = fracción volumétrica de vapor; $x$ = calidad másica vapor; $h_m$ = entalpía de la mezcla.	68
5.8	Parámetros obtenidos con el simulador GEOPOZO y GEOWELLS para el pozo M-201, en condiciones de cabezal. Gradientes de presión por $dP_g$ = gravedad, $dP_f$ = fricción y $dP_a$ = aceleración; $\alpha$ = fracción volumétrica de vapor; $x$ = calidad másica vapor; $h_m$ = entalpía de la mezcla.	69
5.9	Valor promedio de residuales totales y para cada pozo, calculados entre los gradientes de presión y temperatura simulados y medidos utilizando las diez correlaciones; $n$ significa el número de datos en zona bifásica; $P$ [MPa] y $T$ [°C].	72
5.10	Parámetros de regresión lineal calculados con los datos medidos y simulados (GEOPOZO) de presión y temperatura para todos los pozos y para cada correlación utilizando el programa OYNYL.	74



---

---

## Figuras

2.1	Campos y zonas geotérmicas en México [Hiriart and Gutiérrez-Negrín, 2003].	10
2.2	Sistema típico de perforación de pozos geotérmicos [modificada de Santoyo, 1997].	13
3.1	Representación esquemática de regímenes de flujo en tubos verticales para flujos bifásicos [modificado de Kelessidis <i>et al.</i> , 2007].	19
3.2	Representación esquemática de los patrones de flujo [Garg <i>et al.</i> , 2004].	20
4.1	Diagrama de flujo esquemático de la metodología numérico-estadística utilizada para la evaluación de las correlaciones de fracción volumétrica en el análisis de flujo bifásico en pozos geotérmicos productores.	27
4.2	Idealización del sistema físico pozo-yacimiento [modificado de García-Gutiérrez <i>et al.</i> , 2002].	31
4.3	Diagrama esquemático de un pozo geotérmico donde se muestra las características de volúmenes de control. Para el fluido, las secciones de entrada y salida están representadas como “i” y “i+1”. “P” es el nodo central, “E”, “W”, “N” y “S” representan los nodos vecinos, “e”, “w”, “n” y “s” son las caras del VC sólido [García-Valladares, <i>et al.</i> , 2006].	33
4.4	Comportamiento de los valores de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) calculados con las correlaciones empíricas y modelos teóricos seleccionados, utilizando las condiciones de flujo bifásico y la geometría de fondo de cada pozo (Az-18 y H-1).	38
5.1	Ejemplo del archivo de entrada para el simulador GEOPOZO en el caso del pozo M-201	44
5.2	Ejemplo del archivo de salida para el pozo M-201 utilizando la correlación HK; en donde se muestran los parámetros de profundidad (z [m]), temperatura (T [°C]), presión (P [MPa]), la fracción volumétrica de vapor (alpha), la calidad masica de vapor (x) y la entalpía de la mezcla (H,mez [kJ/kg]).	44
5.3	Gradientes de presión y temperatura medidos (puntos negros), en el pozo Az-18. Los errores de las barras representan los errores típicos de medición de presión y temperatura (1% y 3%, respectivamente). Los gradientes de presión y temperatura simulados por GEOPOZO [A1] y [B1], y por GEOWELLS [A2] y [B2], están representados por las líneas de colores, para cada una de las 10 correlaciones de $\alpha$ usadas en este trabajo.	47
5.4	Gradientes de presión y temperatura medidos (puntos negros), en el pozo H-1. Los errores de las barras representan los errores típicos de medición de presión y temperatura (1% y 3%, respectivamente). Los gradientes de presión y temperatura simulados por GEOPOZO [C1] y [D1], y por GEOWELLS [C2] y [D2], están representados por las líneas de colores, para cada una de las 10 correlaciones de $\alpha$ usadas en este trabajo.	48
5.5	Gradientes de presión y temperatura medidos (puntos negros), en el pozo M-90. Los errores de las barras representan los errores típicos de medición de presión y temperatura (1% y 3%, respectivamente). Los gradientes de presión y temperatura simulados por GEOPOZO [E1] y [F1], y por GEOWELLS [E2] y [F2], están representados por las líneas de colores, para cada una de las 10 correlaciones de $\alpha$ usadas en este trabajo.	49
5.6	Gradientes de presión y temperatura medidos (puntos negros), en el pozo M-201. Los errores de las barras representan los errores típicos de medición de presión y temperatura (1% y 3%, respectivamente). Los gradientes de presión y temperatura simulados por GEOPOZO [G1] y [H1], y por GEOWELLS [G2] y [H2], están representados por las líneas de colores, para cada una de las 10 correlaciones de $\alpha$ usadas en este trabajo.	50

---

5.7	Representación esquemática por medio de boxplot, de los residuales de presión y temperatura (GEOPOZO y GEOWELLS), considerando todos los pozos, para cada correlación de fracción volumétrica. Los números que están por arriba o debajo de las cajas representan los puntos desviados (“outliers”) y el número total de datos procesados durante el análisis comparativo, respectivamente.	73
5.8	Comparación estadística entre los gradientes simulados y medidos de presión y temperatura, empleando análisis por regresión lineal. Los resultados presentados en esta figura muestran la mejor, la peor correlación y la ec. lineal ideal utilizando el simulador GEOPOZO	75
5.9	Comparación estadística entre los gradientes simulados y medidos de presión y temperatura, empleando análisis por regresión lineal. Los resultados presentados en esta figura muestran la mejor, la peor correlación y la ec. lineal ideal utilizando el simulador GEOWELLS	76
5.10	Comparación entre los simuladores GEOPOZO y GEOWELLS; empleando la mejor correlación: DX para el gradiente de presión y DR para el gradiente de temperatura. Se presenta la ec. lineal ideal y se considera un error del 5 y 10% en ambos gradientes	77

---

---

## Nomenclatura

$V$	Velocidad del flujo	[m/s]
$g$	Aceleración gravitacional	[m/s <sup>2</sup> ]
$z$	Profundidad del pozo	[m]
$P$	Presión	[MPa]
$T$	Temperatura	[°C]
$A$	Área transversal	[m <sup>2</sup> ]
$P_{er}$	Perímetro	[m]
$g$	Aceleración por gravedad	[m/s <sup>2</sup> ]
$t$	Tiempo	[s]
$W$	Flujo másico	[Kg/s]
$z$	Profundidad del pozo	[m]
$x$	Calidad del vapor	
$E_t$	Energía total específica	[J/Kg]
$q$	Flujo de calor por unidad de longitud	[W/m]
$D$	Diámetro	[m]
$f_M$	Factor de fricción de Moody	
$Re$	Numero de Reynolds	
$h$	Entalpía	[KJ/Kg]
$Tr$	Temperatura de formación-roca	[°C]
$V_{esp}$	Volumen específico	[m <sup>3</sup> /Kg]
$m$	Masa	[Kg]
$\dot{q}$	Flujo de calor por unidad de área	[W/m <sup>2</sup> ]
$Nu$	Número de Nusselt	
$Pr$	Número de Prandtl	
$N$	Velocidad adimensional	

### Letras griegas

$\rho$	Densidad	[Kg/m <sup>3</sup> ]
$\lambda$	Conductividad térmica	[W/m K]
$\tau$	Esfuerzo cortante	[Pa]

---

$\alpha$	Fracción volumétrica de vapor	
$\alpha_r$	Difusividad térmica de la roca	[m <sup>2</sup> /s]
$\mu$	Viscosidad dinámica	[Pa/s]
$\varepsilon$	Rugosidad	[m]
$\theta$	Ángulo de inclinación	[rad]
$\sigma$	Tensión superficial	[N m]

### Subíndices

$z$	Coordenada axial
$r$	Coordenada radial
$m$	Mezcla
$a$	Aceleración
$l$	Líquido
$g$	Vapor
$f$	Fricción
$T$	Total
$sat$	Saturación
$\theta$	Coordenada angular

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Antecedentes.

Uno de los compromisos más importantes en el desarrollo de tecnologías de fuentes renovables de energía es precisamente la generación de energía limpia como alternativa viable para sustitución de las fuentes convencionales. Entre las tecnologías de fuentes renovables con mayor madurez tecnológica destaca la energía geotérmica [Bertani, 2005].

México tiene una larga historia de aprovechamiento de la geotermia para generar electricidad, misma que se inicia en la década de los cincuenta cuando se instaló en Pathé, Hidalgo, la primera planta geotermoeléctrica en el Continente Americano. Actualmente la capacidad geotermoeléctrica de México es de 953 megawatts (MW) [Bertani, 2005].

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. La extracción del fluido que se encuentra confinado en los yacimientos se realiza a través de pozos perforados similares a los petroleros. Atendiendo al tipo de fluido producido en los yacimientos, los pozos geotérmicos pueden ser de líquido o de una mezcla de líquido y vapor [Chierici *et al.*, 1981; Woldesemayat & Ghajar, 2007].

La evaluación de los mecanismos de producción de un pozo geotérmico es una tarea fundamental en la ingeniería de yacimientos requerida para explotar y optimizar los recursos en el proceso de generación de energía. El diseño óptimo de la geometría de un pozo, la identificación de zonas permeables dentro del pozo, el diseño del equipo de operación, entre

otras aplicaciones, son comúnmente realizadas a partir de datos de pozos productores [Moya *et al.*, 1998; Aragón *et al.*, 1999; García-Valladares *et al.*, 2006; Khasani *et al.*, 2008]. Las principales características de producción son usualmente determinadas a partir de mediciones de flujo estable efectuadas en los pozos. El estudio del flujo y los procesos de transferencia de calor dentro del pozo, también juega un papel muy importante en la evaluación de la productividad de los pozos. En este contexto, el modelado numérico ha sido reconocido extensamente como una herramienta efectiva y económica en sustitución o reducción del número de experimentos de medición en pozos geotérmicos, lo cuales pueden resultar difíciles, costosos o irrealizables [García-Valladares *et al.*, 2006].

El modelo físico considerado en el desarrollo de simuladores comúnmente asume al pozo como una tubería circular vertical con un flujo de fluidos ascendente desde la zona más profunda. Con el ascenso del fluido se produce una pérdida de presión y temperatura y el fluido eventualmente flashea, produciendo una mezcla bifásica líquido-vapor en el interior del pozo. Al formarse esta zona bifásica se incrementa la velocidad de la mezcla y la calidad del vapor. Al llegar la mezcla a la superficie, el vapor se separa y es usado directamente para la generación de energía eléctrica; mientras que el agua separada es reinyectada en el subsuelo [Gould, 1974]. Este último proceso reduce problemas ambientales y hace más eficiente el uso de la energía térmica disponible al recargar tanto térmica como hidráulicamente al yacimiento.

La modelación física y numérica de los mecanismos de producción de pozos con mezclas bifásicas es una tarea complicada debido a la coexistencia simultánea de dos fases (líquido y vapor) [Wallis, 1969].

La correcta y confiable predicción de los perfiles de presión y temperatura en pozos bifásicos por medio de los parámetros fracción volumétrica de vapor (conocida en inglés como “*void fraction*”) o la fracción volumétrica del líquido ( $\alpha$ ) (conocida como “*liquid holdup*”); es fundamental para diseñar los sistemas de transporte de líquido-gas en instalaciones geotérmicas [Xlao *et al.*, 1990].

La determinación de estos parámetros (fracción volumétrica de vapor y del líquido) generalmente se realiza por medio de correlaciones empíricas derivadas de experimentos o simplemente de bases de datos de producción, en donde se registran los gastos individuales de las fases líquida y vapor. Las correlaciones disponibles en la literatura para estimar las fracciones volumétricas de líquido o vapor han sido desarrolladas para la modelación de procesos de refrigeración, evaporación y condensación [Rouhani & Axelsson, 1970; Chen,

1986; Delhay *et al.*, 2004; Hibicki *et al.*, 2004; Woldesemayat *et al.*, 2007], aunque también existen algunas ecuaciones desarrolladas para modelar el flujo bifásico en reactores nucleares [Madsen, 1975; Coddington and Macian, 2002] y pozos petroleros [Arya and Gould, 1981; Ghassan and Abdul-Majeed, 2000; Hasan *et al.*, 2007]. La mayoría de estos trabajos han usado diferentes modelos de flujo para el desarrollo de estas correlaciones, entre las cuales destacan: (a) modelos de flujo homogéneo [Rouhani and Axelsson, 1970; Tolivia, 1972; Gould, 1974; Madsen, 1975; Laggiard *et al.*, 1997; Coddington and Macian, 2002; Delhay *et al.*, 2004; Hibicki, 2004; Lu *et al.*, 2006]; (b) modelos de flujo separado [Szilas and Patsch, 1975; Ambastha, 1986; Ghassan, 2000; McNeil, 2003; Woldesemayat *et al.*, 2007]; y (c) modelos combinados que consideran una subdivisión de las condiciones de flujo con diferentes patrones [Arya and Gould, 1981; Chierici *et al.*, 1981; Chen, 1986; Chadha *et al.*, 1993; Hasan *et al.*, 2007; Kelessidis *et al.*, 2007]. En el caso particular de flujo bifásico de pozos geotérmicos, no existe ninguna correlación empírica que haya sido desarrollada para estimar  $\alpha$  en estos sistemas. Garg, (2004) es de los pocos autores que intenta proponer una correlación empírica única para determinar la fracción líquida de flujo bifásico en el interior de pozos geotérmicos. Con estos propósitos reporta una nueva correlación de fracción líquida para pozos, utilizando datos de presión y temperatura medidos en pozos geotérmicos. Sin embargo, el autor no reporta la correlación de manera explícita, ya que solo presenta una función que depende de la fracción volumétrica del líquido y de los números adimensionales de Reynolds (Re), Froude (Fr) y Weber (We). Es importante resaltar que Garg (2004) busca proponer una nueva correlación de manera general e independientemente del tipo de régimen de flujo.

Atendiendo a esta necesidad de la industria geotérmica, el objetivo principal de este trabajo fue evaluar las correlaciones empíricas disponibles en la literatura para estudiar el flujo bifásico en el interior de pozos geotérmicos. Esta evaluación se realizó a través de la simulación numérica de procesos de flujo de fluidos y calor, con la finalidad de comparar los datos simulados con los datos registrados de temperatura y presión en pozos geotérmicos, con la idea de 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 and Finger, 2000; Cinar *et al.*, 2006; Lu *et al.*, 2006; García-Valladares *et al.*, 2006; Hasan *et al.*, 2007; Timlin, 2008].

## **1.2. Objetivo**

Evaluar estadística y numéricamente las correlaciones empíricas disponibles en la literatura para estimar la fracción volumétrica de las fases (líquido y vapor) y estudiar el flujo bifásico en pozos geotérmicos productores (verticales o inclinados), específicamente para la predicción más confiable de perfiles de presión y temperatura.

## **1.3. Justificación del proyecto**

Uno de los problemas que se tiene en la actualidad durante un proyecto geotérmico comercial de generación de energía eléctrica, es la correcta predicción de los gradientes de presión y temperatura que se presentan durante procesos de flujo bifásico en el interior de los pozos. La estimación confiable de dichos gradientes (presión y temperatura) en pozos es esencial para la solución de numerosos problemas de ingeniería de yacimientos y producción. Una de las aplicaciones más importantes del conocimiento correcto de los gradientes de presión y temperatura en los pozos es determinar el punto de flasheo, en donde generalmente se presentan los problemas de incrustación por la precipitación de minerales, los cuales ocasionan grandes problemas de obstrucción o reducción de flujo en las tuberías e instalaciones de una planta geotérmica. Otro problema que aparece comúnmente dentro de los pozos productores es la corrosión, debido a la presencia de concentraciones muy importantes de algunos gases (p. ej.,  $H_2S$ ), los cuales suelen también afectar la localización del punto de flasheo.

La realización de este proyecto permitirá hacer una mejor evaluación estadística y numérica de las mejores correlaciones disponibles en la literatura para simular numéricamente los procesos de flujo de fluidos y calor y así obtener datos simulados que concuerden con los datos de presión y temperatura medidos en los pozos. Además, la evaluación de estas correlaciones permitirá disminuir los costos generados en la obtención de los gradientes de presión y temperatura, ya que actualmente este tipo de parámetros se obtienen directamente en el campo al inicio de la producción de los pozos geotérmicos.



#### **1.4. Estructura de la Tesis**

En el primer capítulo se presentan los antecedentes, una breve explicación de la justificación del proyecto y el objetivo principal de la tesis.

En el segundo capítulo se mencionan algunas generalidades de la energía geotérmica, tales como el estado actual del desarrollo de este tipo de energía renovable, algunas aplicaciones entre las que se destaca la generación de energía eléctrica por medio de pozos geotérmicos de alta temperatura y entalpía, y los procesos que se siguen en la perforación de estos pozos geotérmicos.

En el tercer capítulo se presenta una breve introducción a las ecuaciones gobernantes de masa, momentum y energía, en donde se explican los diferentes patrones de flujo con enfoque a los principales mecanismos de flujo de fluidos y calor dominantes en el interior de pozos geotérmicos (p. ej., correlaciones de fracción volumétrica de líquido o vapor).

El cuarto capítulo describe la metodología usada para la evaluación del fluido geotérmico. Se muestran las características de los pozos estudiados y las técnicas estadísticas aplicadas a la evaluación de las correlaciones, así como una breve descripción simplificada de los simuladores de pozos usados en el presente trabajo de tesis.

En el quinto capítulo se muestran y se discuten los resultados obtenidos de las simulaciones y de la evaluación estadística para cada una de las correlaciones de fracción volumétrica de vapor.

Finalmente, en el capítulo seis se presentan las principales conclusiones alcanzadas en este estudio, así como algunas recomendaciones de trabajo a futuro con la finalidad de buscar resolver el problema de predicción más confiable de los parámetros de producción de los pozos.

## Capítulo 2

### Generalidades - Energía Geotérmica

#### 2.1 Sistemas Geotérmicos

Desde la antigüedad, el ser humano ha utilizado la energía geotérmica con diversos fines. Las aguas termales, los géiseres, los volcanes de lodo, las fumarolas y las erupciones volcánicas son manifestaciones de un mismo fenómeno: el calor terrestre. La ubicación de los sitios o yacimientos geotérmicos está ligada a los límites entre las placas tectónicas que conforman la litosfera o capa externa de la Tierra; zonas también asociadas a los cinturones sísmicos y al vulcanismo [Lund *et al.*, 2005; Lund, 2006]. Asimismo, la fuente de calor de los yacimientos geotérmicos es una acumulación de magma formado a grandes profundidades y que en su ascenso hacia la superficie quedó atrapado a una profundidad menor, del orden de los 5 a 10 km. Estas cámaras magmáticas constituyen las fuentes de calor primarias de los sistemas geotérmicos [Verma and Andaverde, 1996 y 2007].

La capacidad de explotación de un yacimiento depende de la entalpía de sus fluidos y de la porosidad y permeabilidad de sus rocas. En el caso de la geotermia, la entalpía es la cantidad de calor contenido en un determinado espesor másico de agua o vapor. La porosidad de las rocas está determinada por el porcentaje de espacios vacíos que contiene, lo que se refleja como su coeficiente de almacenamiento de agua dentro del yacimiento. A su vez la permeabilidad se debe a la mayor o menor interconexión entre esos espacios vacíos de las rocas, manifestándose como el coeficiente de conductividad hidráulica del yacimiento [Kaspereit, 1990; Lund *et al.*, 2005].

Aunque la energía geotérmica es considerada como una fuente de energía renovable y limpia existen algunos impactos ambientales que deben ser considerados y que son usualmente atenuados. Uno de los impactos ambientales es la emisión de gases de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), entre otros. Sin embargo al comparar estas emisiones con los de una planta de carbón que produce 994 MWh de dióxido de carbono mientras que una planta geotérmica 40 MWh, 4.71 MWh de dióxido de azufre vs. 0.16 MWh de la planta geotérmica, 1.95 de óxidos de nitrógeno vs. 0 de la planta geotérmica, etc. [Lund, 2006]. Asimismo, es importante mencionar que las plantas de ciclo binario y los proyectos en donde se utiliza directamente la energía, normalmente no producen ninguna contaminación, mientras que el agua sea reinyectada en el subsuelo después de usarla y sin exponerla a la atmósfera [Rybach, 2003; Lund, 2006].

Otros de los impactos ambientales importantes es el ruido, y éste se produce mayormente durante la perforación del pozo, que normalmente se detiene por las noches. El ruido que se produce por la planta es muy bajo, a menos se este cerca o dentro de la planta. Existen otros contaminantes menores como la calidad y el uso del agua, el uso de la tierra y el impacto en fenómenos naturales como son: la vegetación y los organismos en el sitio de la planta [Rybach, 2003; Lund, 2006].

En resumen, la energía geotérmica se considera una fuente de energía limpia. Si se toman las medidas apropiadas para su explotación, el impacto ambiental de los desarrollos geotérmicos se puede eliminar y/o controlar casi completamente. Las plantas geotermoeléctricas generan aproximadamente un sexto del  $\text{CO}_2$  que producen las plantas que queman combinaciones de combustibles fósiles y prácticamente no producen óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) o de azufre ( $\text{SO}_2$ ). Se tiene reportado en análisis de externalidades que por cada 1,000 MWe generados con recursos geotérmicos se evita la emisión anual a la atmósfera de aproximadamente 860 toneladas de diversas partículas contaminantes y aproximadamente 3.5 millones de toneladas de dióxido de carbono de las plantas que queman gas [Rybach, 2003].

## **2.2 Aplicaciones**

Actualmente existen 72 países que utilizan la energía geotérmica ya sea para generación de energía eléctrica o de manera directa [Bertani, 2005; Lund, 2006].

La tabla 2.1 muestra un resumen del uso geotérmico en el 2005 en diferentes regiones. En ella se puede observar que en la mayor parte de las regiones le dan un mayor uso a la energía geotérmica para generación de energía eléctrica que para uso directo.

Tabla 2.1. Uso geotérmico por regiones en el 2005 [Lund, 2006].

Regiones	Energía eléctrica		Uso directo	
	% MWe	% GWh/año	% MWe	% GWh/año
África	1.5	1.9	0.7	1.1
América	43.9	47	32.3	16.7
Asia	37.2	33.8	20.9	29.4
Europa	12.4	12.4	44.6	49
Oceanía	5	4.9	1.5	3.8

Los sistemas geotérmicos de baja entalpía son los que generalmente se destinan a usos directos. El uso directo de la energía geotérmica es una de las aplicaciones más antiguas y más versátiles, y por lo general se localizan en lugares remotos. Entre los usos que se le dan están los siguientes: balneología (baño en manantiales termales), agricultura (invernaderos y calentamiento de suelos), acuicultura (cría de peces, camarones y cocodrilos), usos industriales (secado de productos y calefacción), calefacción o enfriamiento de residencias, bombas de calor y otros [Lund *et al.*, 2005; Lund, 2006].

La capacidad total instalada, reportada en mayo del 2005 para el uso de la energía geotérmica de manera directa mundialmente es de 28,268 MWt, creciendo anualmente a una índice de 13.3% [Lund *et al.*, 2005].

En el caso de generación de energía eléctrica, se tiene que desde el 2000 la capacidad instalada en el mundo se ha incrementado a casi 1,000 MWe. Se ha instalado plantas adicionales a las que se tenían en Costa Rica, Francia, Islandia, Indonesia, Kenia, México y Filipinas [Lund, 2006].

### 2.3 Estado actual de desarrollo

La energía geotérmica ha estado proporcionando calor y energía a los humanos por siglos. El primer uso de la energía geotérmica para producción de energía eléctrica comenzó en Italia entre los años 1904 y 1905. La primera planta comercial de energía (250 MWe) en funcionamiento fue en Larderello, Italia, en 1913. A estos desarrollos le siguió Wairakei,

Nueva Zelanda, en 1958 y una planta experimental en Pathé Hidalgo, México, en 1959. Todas estas plantas usaban vapor directo de la Tierra, excepto Nueva Zelanda, en donde se uso por primera vez vapor separado para hacer trabajar las turbinas.

La tabla 2.2 muestra un resumen de datos geotérmicos hasta el 2007 y de lo que se espera para el 2010, de los países que más se destacan en la industria geotérmica [Bertani, 2007].

Tabla 2.2. Capacidad mundial instalada hasta el 2007 [Bertani, 2007].

PAIS	Capacidad instalada en 2000 (MW)	Capacidad instalada en 2005 (MW)	Capacidad instalada en 2007 (MW)	Capacidad en funcionamiento en 2007 (MW)	Incremento (MW)	Incremento (%)	Pronóstico para 2010(MW)
AUSTRALIA	0,2	0,2	0,2	0,1			0,2
AUSTRIA	0,0	1,1	1,1	0,7			1
CHINA	29,2	27,8	27,8	18,9			28
COSTA RICA	142,5	163,0	162,5	162,5			197
EL SALVADOR	161,0	151,0	204,2	189,0	53	35%	204
ETIOPIA	7,3	7,3	7,3	7,3			7
FRANCIA	4,2	14,7	14,7	14,7			35
ALEMANIA	0,0	0,2	8,4	8,4	8		8
GUATEMALA	33,4	33,0	53,0	49,0	20	61%	53
ISLANDIA	170,0	202,0	421,2	420,9	219	109%	580
INDONESIA	589,5	797,0	992,0	991,8	195	24%	1192 (3)
ITALIA	785,0	791,0	810,5	711,0	20	2%	910
JAPON	546,9	535,0	535,2	530,2			535
KENIA	45,0	129,0	128,8	128,8			164
MEXICO	755,0	953,0	953,0	953,0			1178 (4)
NUEVA ZELANDA	437,0	435,0	471,6	373,1	37	8%	590
NICARAGUA	70,0	77,0	87,4	52,5	10	14%	143
PAPUA-NUEVA GUINEA	0,0	6,0	56,0	56,0	50	833%	56
FILIPINAS	1909,0	1930,0	1969,7	1855,6	40	2%	1991 (2)
PORTUGAL	16,0	16,0	23,0	23,0	7	44%	35
RUSIA	23,0	79,0	79,0	79,0			185
TAILANDIA	0,3	0,3	0,3	0,3			0,3
TURQUIA	20,4	20,0	38,0	29,5	18	90%	83
USA	2228,0	2564,0	2687,0	1935,0	123	5%	2817 (1)
<b>TOTAL</b>	<b>7973</b>	<b>8933</b>	<b>9732</b>	<b>8590</b>	<b>800</b>		<b>10993</b>

Actualmente México ocupa el cuarto lugar a nivel mundial (ver Tabla 2.2). En México existen 4 campos geotérmicos en producción: Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros y Las Tres Vírgenes (ver figura 2.1). La capacidad geotérmica total instalada en el país hasta el 2007 es de 953 MWe [Bertani, 2007; Hiriart and Gutiérrez-Negrín, 2003].

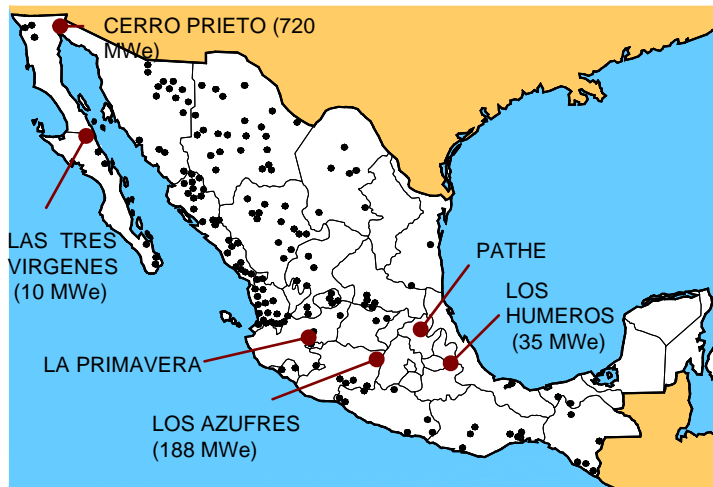


Figura 2.1. Campos y zonas geotérmicas en México [Hiriart and Gutiérrez-Negrín, 2003].

México es uno de los principales países en el desarrollo geotérmico para producción eléctrica. Desde el 2000, ocho nuevas unidades están en funcionamiento: cuatro en Cerro Prieto (100MWe), cuatro en Los Azufres (100MWe) y 10 MWe en Las Tres Vírgenes. Además, hay instalaciones planeadas a futuro en Los Húmeros (50MWe) y en La Primavera (75MWe), localizada en el estado de Jalisco [Bertani, 2005; Hiriart and Gutiérrez-Negrín, 2003].

Cerro Prieto es el campo geotérmico más grande conocido en México localizado en Baja California; y es probablemente uno de los campos más estudiados en el país. Actualmente, la explotación comercial, la cual inició en 1973, alcanza una capacidad de 720MWe (cuatro unidades de 110MWe, cuatro de 37.5 MWe, cuatro 25 MWe y una de 30MWe). En este campo se encuentran 149 pozos productores en operación. El campo está localizado dentro de una cuenca separada, limitada por las fallas de Cerro Prieto e Imperial, que pertenecen al sistema de la falla de San Andrés [Bertani, 2005; Hiriart and Gutiérrez-Negrín, 2003].

El campo geotérmico Los Azufres está localizado en el estado de Michoacán. El campo se extiende dentro del Cinturón Volcánico Mexicano. La generación de energía geotérmica inició en 1982. Actualmente existen 14 unidades en operación. La capacidad total instalada es de 188 MWe, con 29 pozos productores y 6 pozos de reinyección [Bertani, 2005; Hiriart and Gutiérrez-Negrín, 2003].

El sistema geotérmico Los Humeros está también localizado sobre rocas volcánicas en el estado de Puebla. La primera unidad energética se instaló en 1990. La capacidad total instalada es de 35 MWe, 17 pozos productores y 2 de reinyección. Para el 2008 se tiene programado 2 unidades nuevas de 50 MWe [Bertani, 2005; Hiriart and Gutiérrez-Negrín, 2003].

Finalmente, se tiene el campo geotérmico Las Tres Vírgenes, localizado en Baja California Sur. El campo está cerca de los volcanes La Virgen, El Azufre y El Viejo y cae sobre la reserva de la biosfera El Vizcaíno, la cual es una de las reservas más grandes en Latinoamérica. El campo Las Tres Vírgenes se extiende sobre un área de 57 km<sup>2</sup> y a 720 m en promedio sobre el nivel del mar. En el 2001 se instalaron las 2 primeras unidades de 5 MWe cada una [Bertani, 2005; Hiriart and Gutiérrez-Negrín, 2003].

La tabla 2.3 presenta en resumen la capacidad instalada en MWe de los campos geotérmicos de México.

Tabla 2.3. Campos geotérmicos de México [Bertani, 2005].

Campo	Capacidad Instalada (MWe)	Número de Unidades	Producción de electricidad anual (GWh/año)
Cerro Prieto	720	13	5112
Los Azufres	188	14	852
Los Humeros	35	7	285
Las Tres Vírgenes	10	2	33
Total	953	36	6282

Como hemos visto, no habido aportaciones para la generación de energía eléctrica por medio de la energía geotérmica desde el 2005; sin embargo, existen un par de proyectos, el de Cerro Prieto V (100MW) y Los Humeros II (46MW) que han sido aprobados y se espera que ambos queden terminados para el 2010 [Bertani, 2007].

## 2.4 Tecnología de Pozos Geotérmicos

El proceso de exploración de pozos geotérmicos se inicia con la selección del área de interés, una vez que se han hecho los estudios de riesgo volcánico y de posibles deslizamientos de tierra para realizar la obra de ingeniería. El propósito de la exploración geotérmica es definir tamaño, forma y estructura del yacimiento, y determinar características tales como tipo de fluido, temperatura, composición química de los fluidos y su capacidad para producir energía. Estas características pueden ser determinadas por exploración superficial y con perforaciones exploratorias posteriores [Chierici *et al.*, 1981; Woldesemayat and Ghajar, 2007].

Una vez que se cuenta con los resultados de la exploración, y teniendo la zona más viable para explotación, se procede a la construcción del pozo geotérmico (perforación y cementación). La perforación de los pozos geotérmicos se realiza usando una tecnología muy similar a la empleada por la industria petrolera [Santoyo, 1997]. La figura 2.2 muestra un esquema del equipo de perforación empleado para la construcción de pozos geotérmicos.



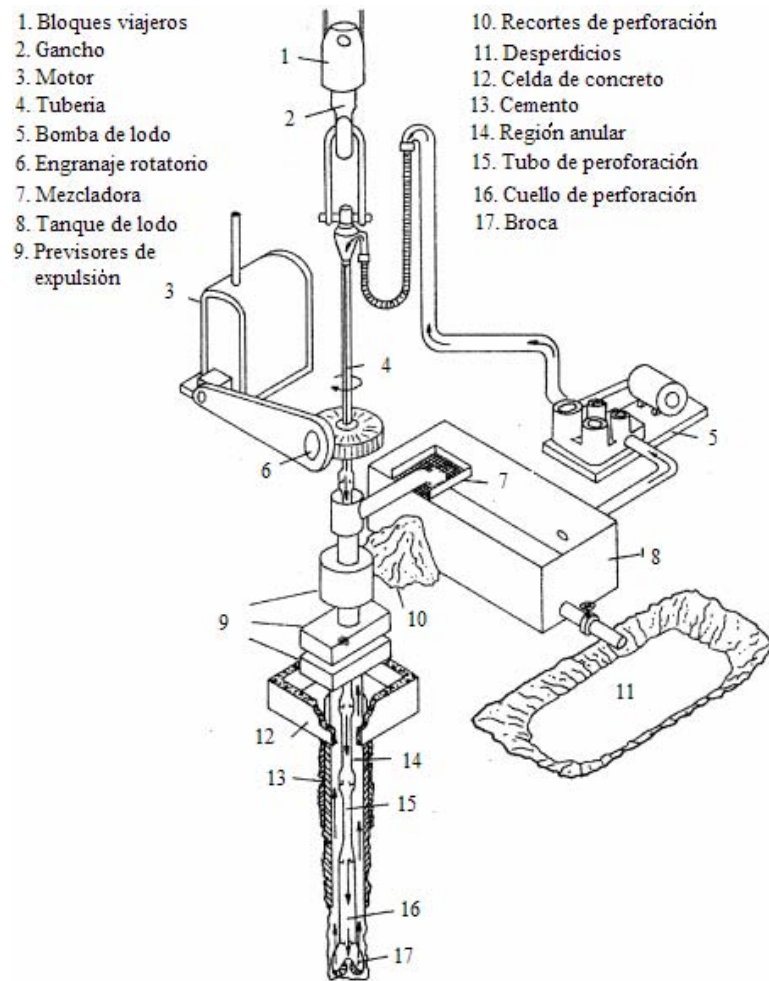


Figura 2.2. Sistema típico de perforación de pozos geotérmicos [modificada de Santoyo, 1997].

La barrena empleada para perforar requiere de un proceso de lubricación y enfriamiento especial. Para esto se utiliza el llamado lodo de perforación, cuyas propiedades reológicas ayudan al enfriamiento eficiente y homogéneo de la barrena. El proceso convencional o ideal de perforación inicia con el bombeo de este fluido a través de la tubería de perforación con el objeto de alcanzar la parte más profunda de la formación, en donde entrará en contacto con ésta y arrastrará los recortes de perforación hacia la superficie a través de la parte central de la tubería [Espinoza, 2007]. Debido a que las presiones de los fluidos del yacimiento geotérmico están por arriba de los 10 MPa, el equipo de perforación debe asegurar que el lodo usado es lo suficientemente denso para contrarrestar estas presiones y evitar una explosión. El pozo es alineado con una tubería de acero que es cementada, dejando una sección abierta o una cementación perforada a profundidades de producción. Una cabeza con válvula de engranaje

está soldada a la tubería al nivel de la superficie; esto permite que el pozo sea conectado a la planta de potencia para generación de energía eléctrica [Espinoza-Ojeda, 2007].

Las dificultades en el proceso de cementación de pozos son numerosas. Muchas compañías invierten tiempo, dinero y esfuerzo en investigar los factores importantes para obtener un buen trabajo de cementación. Entre estos factores se tienen: formulación del cemento, eficiencia del desplazamiento, contaminación del lodo, tiempo de cementado, adherencia a los procedimientos del cementado, resistencia a la contrapresión y a la alta temperatura [Espinoza-Ojeda, 2007].

Los factores más importantes o con mayor peso para controlar los costos de perforación de pozos son la profundidad del pozo, su diámetro, el diseño de la tubería y las características específicas de la locación. En el caso de pozos de gas y petróleo, el costo de los pozos se incrementa exponencialmente; mientras que en el caso de los pozos geotérmicos el incremento es de tipo polinomial de segundo grado. Por lo tanto, la perforación y terminación de los pozos geotérmicos es menos costosa que los pozos de gas y petróleo [Augustine *et al.*, 2006; Espinoza-Ojeda, 2007].

## Capítulo 3

### Flujo de Fluidos en Pozos Geotérmicos

#### 3.1 Conceptos Fundamentales

En el desarrollo de un campo geotérmico, el ingeniero de yacimientos está interesado en el estudio de los procesos de flujo de fluidos dentro del pozo. El pozo que alcanza a penetrar en el yacimiento o reservorio es la única ventana para explorar las condiciones reales del yacimiento, las cuales son medidas directamente en el pozo [Jung *et al.*, 2001; Lung, 2006].

La medición exacta de los parámetros físicos y químicos de los fluidos de producción tienen una gran importancia para la generación de energía, evaluación del yacimiento y en general para la correcta explotación del pozo geotérmico [Jung *et al.*, 2001]. La medición correcta del flujo es importante para determinar el tamaño y el rendimiento del equipo, para la valoración del recurso y para predecir problemas inminentes. El cambio en la entalpía del fluido o el cambio en el flujo másico pueden ser un indicativo de problemas de turbina, una obstrucción en el sistema, problemas mecánicos que se presenten en el fondo del pozo, o incluso la disminución del recurso. Una eficiencia de pérdida 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 reconocidos en la actualidad durante el desarrollo de un yacimiento geotérmico es la correcta predicción de los gradientes de presión y temperatura que se presenta durante el flujo de fluidos en los pozos. La estimación confiable de dichos gradientes (presión y temperatura) en pozos es fundamental para la solución de numerosos problemas de ingeniería de yacimientos y producción [Chadha *et al.*, 1993; Hasan, 2007].

Desde el punto de vista teórico, los gradientes de presión y temperatura se obtienen generalmente a partir de un balance de la energía mecánica del sistema involucrando la ecuación de continuidad y el balance del momentum apropiado.

Según Currie (1993) la ecuación general de momentum es:

$$\rho \left[ \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + (\vec{v} \cdot \nabla) \vec{v} \right] = -\nabla P + \nabla \cdot \vec{\tau} + \rho \vec{f} \quad (3.1)$$

donde

$$\begin{aligned} \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + (\vec{v} \cdot \nabla) \vec{v} &= \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + v_r \frac{\partial \vec{v}}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial \vec{v}}{\partial \theta} + v_z \frac{\partial \vec{v}}{\partial z} \\ \nabla \cdot \vec{\tau} &= \frac{1}{c_1 c_2 c_3} \left[ \frac{\partial}{\partial x_1} (c_2 c_3 \tau_{x_1 x_3}) + \frac{\partial}{\partial x_2} (c_1 c_3 \tau_{x_2 x_3}) + \frac{\partial}{\partial x_3} (c_1 c_2 \tau_{x_3 x_3}) \right] \end{aligned}$$

donde

$$\begin{aligned} c_1 &= 1 & c_2 &= r & c_3 &= 1 \\ x_1 &= r & x_2 &= \theta & x_3 &= z \end{aligned}$$

Donde  $\rho$  es la densidad del fluido;  $v$  la velocidad;  $r, \theta$  y  $z$  representan las coordenadas cilíndricas,  $C_1, C_2$  y  $C_3$  son constantes;  $t$  es el tiempo,  $\vec{f}$  representa las fuerzas por fricción;  $P$  es la presión y  $\vec{\tau}$  es el esfuerzo cortante.

Si se representa el flujo del fluido geotérmico en la tubería en coordenadas cilíndricas, y tomando en cuenta que la componente de la dirección del eje vertical de la tubería es mucho mayor que en las otras direcciones, la ecuación del momentum (3.1) para la componente  $z$  en estado permanente, se representa de la siguiente manera:

$$\rho \left[ \frac{\partial v_z}{\partial t} + v_r \frac{\partial v_z}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial v_z}{\partial \theta} + v_z \frac{\partial v_z}{\partial z} \right] = -\frac{\partial P}{\partial z} + \frac{1}{r} \left[ \frac{\partial}{\partial r} r \tau_{rz} + \frac{\partial}{\partial \theta} \tau_{\theta z} + \frac{\partial}{\partial z} r \tau_{zz} \right] + \rho g \sin \theta \quad (3.2)$$

Una solución simplificada de esta ecuación aceptada para el caso de un pozo geotérmico se tiene bajo consideración de las siguientes suposiciones:

- Flujo estable y unidimensional. Asumiendo que la porción de flujo que viaja por la tubería es corta y que el flujo alcanza las condiciones estables relativamente rápido. Así mismo, se asume que la dirección predominante del flujo es vertical.
- Las fases se encuentran en equilibrio termodinámico, es decir las fases de vapor y de líquido se consideran que se encuentran a la misma temperatura.
- Las propiedades del fluido permanecen constantes dentro de un intervalo.
- En el caso del último término ( $\rho g \text{sen}\theta$ ) se utiliza  $\text{sen}\theta$  cuando se refiere al ángulo de inclinación con respecto a la horizontal y  $\text{cos}\theta$  cuando el ángulo de inclinación es con respecto a la vertical.

Lo cual implica lo siguiente:

$$\frac{\partial v_z}{\partial t} = 0, \quad v_r = v_\theta = 0, \quad y \quad \tau_{\theta z} = \tau_{zz} = 0$$

Considerando las condiciones anteriores, la ecuación 3.2 puede expresarse como:

$$\rho v_z \frac{\partial v_z}{\partial z} = -\frac{\partial P}{\partial z} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \tau_{rz} + \rho g \text{sen}\theta \quad (3.3)$$

La descripción de cada una de las variables involucradas en las ecuaciones está dada en la sección de nomenclatura (Pág. v).

### 3.2 Flujo monofásico

El flujo monofásico es el modelo más simple del proceso de flujo de fluidos en el pozo, y está compuesto, como su nombre lo indica, por una fase (sólido, líquido o gas).

Los métodos para calcular el gradiente de presión para flujos monofásicos en tuberías verticales es un tema que ha sido tratado con amplio detalle en la ingeniería. El gradiente de presión en este flujo se debe a la suma de los efectos de la energía perdida por fricción, el cambio de energía potencial y cinética. Dicho gradiente de presión se obtiene a partir de un balance de la energía mecánica del sistema, es decir, utilizando las ecuaciones de continuidad y momentum [Wallis, 1969; Cinar, 2006].

### 3.3 Flujo bifásico

El flujo bifásico, teóricamente, es el flujo simultáneo de dos fases de cualquiera de los tres estados de la materia (sólido, líquido y gas) de cualquier componente o combinación de componentes (binario, ternario o multicomponentes). 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 en 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 es debido a la presencia de la fase gaseosa, 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 el líquido sea completamente embebido por la fase gaseosa y tenga poco efecto la pérdida de presión por fricción [Wallis, 1969].

Los métodos de análisis para el flujo bifásico pueden ser clasificados en dos grandes grupos:

- a) **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 el flujo del líquido y vapor fluye a la misma velocidad lineal. Este método puede ser conveniente, para flujo burbuja y flujo anular (ver sección 3.3.1), donde el vapor y el líquido se encuentran fluyendo a velocidades promedio del fluido [Whalley, 1996].
- b) **Flujo separado.** En este método de análisis cada fase es representada por parámetros diferentes; por ejemplo, para este tipo de flujos las velocidades de cada fase son distintas [Whalley, 1996].

La modelación física y numérica de mezclas bifásicas es una tarea complicada debido a que coexisten dos fases simultáneamente. La interfase entre ambas fases puede estar formada por muchos patrones, lo cuales se denominan patrones de flujo [Wallis, 1969].

### 3.3.1 Patrones de flujo

Como se sabe, los fluidos bifásicos adoptan diferentes configuraciones durante su transportación a través de canales cerrados. Desde el punto de vista de la mecánica de fluidos, estas configuraciones se denominan patrones de flujo [Wallis, 1969]. Aparentemente, los patrones de flujo en fluidos bifásicos, como los fluidos geotérmicos, 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.

Los patrones que usualmente tipifican los procesos de flujo de fluidos bifásicos en el interior de tuberías verticales (p.ej., pozos geotérmicos) se denominan flujo burbuja (también conocido en inglés como “bubble flow”), flujo bala (conocido como “plug or slug flow”), flujo agitado (conocido como “churn flow”) y flujo anular (conocido como “annular flow”) [Bertola, 2003]. La figura 3.1 muestra una representación esquemática de los diferentes regímenes de flujo.

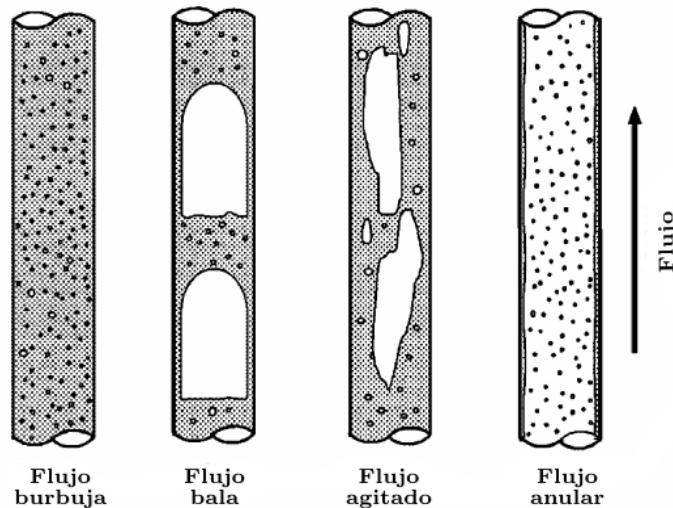


Figura. 3.1 Representación esquemática de regímenes de flujo en tubos verticales para flujos bifásicos [modificado de Kelessidis et al., 2007].

En la configuración de flujo burbuja se tiene una fase líquida continua y una fase de gas 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. 3.1). En algunos casos estas burbujas se congregan 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 el hecho de que se fusionen entre ellas da como resultado burbujas más grandes, también conocidas como “burbujas de Taylor”, causando la transición a flujo bala (fig. 3.1) [Kelessidis *et al.*, 2007]. Por otro lado, Bertola (2003) menciona en su libro, que este tipo de patrón de flujo no se presenta en tuberías de grandes diámetros (0.15- 0.2 m), en este caso hay una transición directa de flujo burbuja a flujo agitado (fig. 3.1).

La característica principal del flujo agitado es la inestabilidad que éste presenta. A medida que se desarrolla el flujo hay una separación de fases, el líquido fluye principalmente en las paredes de la tubería mientras que la fase gaseosa viaja en la parte central (fig. 3.1). Entre las dos fases siguen existiendo pequeñas gotas, que son arrastradas por el mismo fluido [Holland and Bragg, 1995].

La transición a flujo anular ocurre a velocidades de flujo de gas muy altas. El líquido asciende como una película delgada cubriendo la pared de la tubería, mientras que el gas fluye hacia arriba llevando pequeñas gotas líquidas arrastradas de la película de líquido [Bertola, 2003]. La representación esquemática de este flujo se observa también en la figura 3.1.

### 3.3.2 Diagramas o mapas de patrones de flujo

En el caso de este tipo de flujos bifásicos ascendentes a través de tuberías verticales de sección circular existen varios mapas de patrones de flujo reportados en la literatura especializada (fig. 3.2). Estos patrones permiten determinar el régimen de flujo dominante dentro de una tubería horizontal, inclinada o vertical (p. ej., un pozo geotérmico o petrolero).

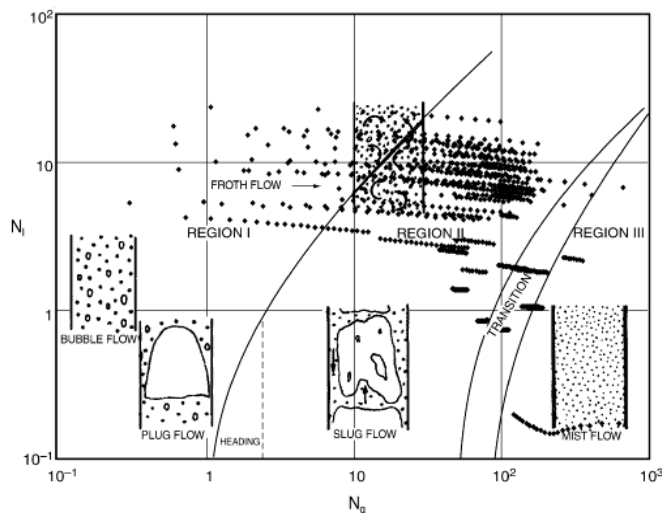


Figura 3.2. Representación esquemática de los patrones de flujo en función de los parámetros  $N_l$  y  $N_g$  [Garg *et al.*, 2004].



La figura 3.2 presentada en el trabajo de Garg *et al.* (2004), muestra la ubicación de los diferentes regímenes de flujo bifásico según su dependencia con  $N_l$  y  $N_g$  (ecs. 3.4 y 3.5), que son números adimensionales de la velocidad del líquido y del gas, que a su vez dependen de parámetros físicos (p. ej., la densidad) y de propiedades fisicoquímicas de la mezcla (p. ej., la gravedad, y la tensión superficial, entre otros).

$$N_l = (1 - \alpha) V_l \left( \frac{\rho_l g}{\sigma} \right)^{0.25} \quad (3.4)$$

$$N_g = \alpha V_g \left( \frac{\rho_g g}{\sigma} \right)^{0.25} \quad (3.5)$$

Como puede apreciarse en esta figura, mediciones reales de datos de flujo bifásico obtenidos en pozos geotérmicos muestran un amplio intervalo de valores de  $N_l$  y  $N_g$ , y consecuentemente, muy diferentes tipos de flujo bifásico. Este comportamiento (un tanto aleatorio) denota claramente la complejidad de tratar de modelar física y numéricamente los procesos de masa, momentum y energía en el interior de un pozo. Aunado a esto, se puede también apreciar que no existe ninguna tendencia estadística (lineal, exponencial, polinomial, etc.) que tipifique el comportamiento de los datos reales de flujo bifásico a través de  $N_l$  y  $N_g$ . En este sentido, conocer la función numérica que represente estos datos resulta de gran importancia ya que se tendría un conocimiento más claro de las características fisicoquímicas de cada fase dentro del pozo, lo cual a su vez permitiría calcular los perfiles de presión y temperatura dentro de los pozos geotérmicos.

### 3.4 Mecanismos de flujo de fluidos en pozos geotérmicos

Como se describió anteriormente, las ecuaciones básicas unidimensionales para estudiar y modelar flujo monofásico y bifásico en el interior del pozo o tubería están dadas por las ecuaciones de conservación de masa, momentum y energía.

En la sección (3.1) de este capítulo se presentó la ecuación que permite obtener la caída de presión en pozos geotérmicos para estado permanente. Siguiendo con el desarrollo y reacomodando la ecuación 3.3 y redefiniendo  $z$  como positiva hacia abajo, se tiene:

$$\frac{\partial P}{\partial z} = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \tau_{rz} - \rho v_z \frac{\partial v_z}{\partial z} - \rho g \sin \theta \quad (3.6)$$

La ecuación del momentum, comúnmente usada para estimar los perfiles de presión, se puede reescribir como una ecuación explícita simplificada en la siguiente forma [Wallis, 1969]:

$$\left[ \frac{dP}{dz} \right]_T = \left[ \frac{dP}{dz} \right]_f + \left[ \frac{dP}{dz} \right]_a + \left[ \frac{dP}{dz} \right]_g \quad (3.7)$$

El término del lado izquierdo representa el gradiente de presión total (ec. 3.7.1) de un pozo o tubería y los tres términos del lado derecho representan las componentes de fricción (ec. 3.7.2), aceleración (ec. 3.7.3) y gravedad (ec. 3.7.4) del gradiente de presión, respectivamente, es decir,

$$\frac{\partial P}{\partial z} = \left[ \frac{\partial P}{\partial z} \right]_T \quad \text{Gradiente de presión total} \quad (3.7.1)$$

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \tau_{rz} = \left[ \frac{\partial P}{\partial z} \right]_f \quad \text{Gradiente de presión por fricción} \quad (3.7.2)$$

$$-\rho v_z \frac{\partial v_z}{\partial z} = \left[ \frac{\partial P}{\partial z} \right]_a \quad \text{Gradiente de presión por aceleración} \quad (3.7.3)$$

$$-\rho g \sin \theta = \left[ \frac{\partial P}{\partial z} \right]_g \quad \text{Gradiente de presión gravitacional} \quad (3.7.4)$$

Tomando en cuenta las condiciones de frontera:  $\tau_{rz} = \tau_m$  y haciendo algunas simplificaciones, se tiene:

$$\left[ \frac{dP}{dz} \right]_f = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \tau_{rz} = -\frac{P_{er}}{A} \tau_m, \quad \left[ \frac{dP}{dz} \right]_a = -\frac{A \rho v_z}{A} \frac{\partial v_z}{\partial z} = -\frac{W}{A} \frac{dv_z}{dz} \quad \text{y} \quad \left[ \frac{dP}{dz} \right]_g = -\rho_m g \sin \theta$$

Sustituyendo estos términos en la ecuación 3.7, se tiene finalmente:

$$\left[ \frac{dP}{dz} \right]_T = -\frac{P_{er}}{A} \tau_m - \frac{W}{A} \frac{dV}{dz} - \rho_m g \sin \theta \quad (3.8)$$

Esta ecuación unidimensional generalmente ha sido usada por numerosos investigadores para describir las características del flujo bifásico en pozos geotérmicos [Wallis, 1969; Bonnecaze *et al.*, 1971; Dix, 1971; Ambastha, A. K., Gudmundsson, J. S., 1986a; García *et al.*, 1999; Tian and Finger, 2000; Cinar *et al.*, 2006; Hasan, 2007; Timlin, 2008].

La variable  $\rho_m$  de la ec. 3.8 representa la densidad del fluido bifásico dentro del pozo. Esta densidad de la mezcla ( $\rho_m$ ) depende fuertemente de dos parámetros fundamentales del flujo: la fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) comúnmente conocida en inglés como “void fraction” y la fracción volumétrica del líquido ( $1-\alpha$ ), conocida también como “liquid holdup”, a través de la siguiente ec.:

$$\rho_m = \rho_l \alpha + \rho_g (1 - \alpha) \quad (3.9)$$

Estos importantes parámetros de flujo bifásico, fracción volumétrica de las fases líquido y vapor, implicados en predecir directamente la pérdida de presión e indirectamente los perfiles de temperatura a través de los procesos de transferencia de calor, son definidos como el volumen ocupado en el espacio por líquido y gas, respectivamente [Melkamu and Afshin, 2007]. La correcta y confiable predicción de patrones de flujo, de los parámetros fracción volumétrica de vapor y del líquido, y los perfiles de presión y temperatura en pozos bifásicos es fundamental para diseñar los sistemas de transporte de líquido-gas en instalaciones geotérmicas [Xlao *et al.*, 1990].

La predicción de la fracción volumétrica de las fases líquido y vapor generalmente se realiza por medio de correlaciones empíricas derivadas de experimentos o simplemente de bases de datos de producción, en donde se registran los gastos individuales de la fase líquida y de vapor. Los investigadores que han trabajado en este tema han usado diferentes consideraciones para el desarrollo de estas correlaciones. Algunos asumen que las fases de líquido y gas fluyen a la misma velocidad (flujo homogéneo) y evalúan empíricamente sólo el factor de fricción ( $f$ ). Otros trabajos desarrollan métodos para calcular ambos parámetros, fracción volumétrica de vapor y factor de fricción. Otros investigadores dividen las

condiciones de flujo en diferentes patrones y desarrollan por separado, ya sea experimentalmente o numéricamente, correlaciones para cada patrón [Arya & Gould, 1981].

En este contexto y como ya se había mencionado anteriormente, los simuladores han sido reconocidos extensamente como una herramienta efectiva y económica para la sustitución o reducción del número de experimentos que se realizan en pozos geotérmicos [Cinar *et al.*, 2006; Lu *et al.*, 2006; García-Valladares *et al.*, 2006; Hasan *et al.*, 2007; Timlin, 2008].

En la actualidad existen numerosos simuladores que entre otras cosas, simulan un flujo bifásico a través de tuberías. Solo por mencionar algunos se tienen los siguientes: el simulador HOLA desarrollado por Bjornsson and Bodvarsson (1987); WELLSIM mencionado en Freeston and Gunn (1993); ORKISZEWSKI y GEOWELLS, ambos mencionados en García-Valladares, *et al.*, (2006); y finalmente, GEOPOZO, que fue desarrollado por García & Santoyo (1991) para estudiar los mecanismos de producción de Cerro Prieto, México considerando un flujo homogéneo unidimensional bifásico.

En resumen, existen algunos trabajos dedicados al estudio de flujo bifásico por medio de correlaciones para pozos geotérmicos. De los pocos que existen, los resultados que se obtienen del acoplamiento de estas correlaciones a simuladores de pozos geotérmicos difieren significativamente de los datos medidos en el campo. De hecho, en algunos casos de comparación (perfiles de presión y temperatura), la escala del eje de las x (p. ej., presión o temperatura) es frecuentemente manipulada para tratar de mostrar una buena concordancia entre lo simulado y lo medido, especialmente cuando se utiliza un método gráfico simple [García-Valladares *et al.*, 2006]. Las predicciones inexactas de los simuladores de pozos geotérmicos están generalmente asociadas con: (i) errores medidos en los registros de temperatura y presión, entalpía y velocidad de flujo másico; (ii) el uso de modelos físicos que no describen exactamente el flujo de fluidos y de calor dentro del pozo; (iii) el uso de correlaciones empíricas no representativas de los parámetros de flujo bifásico, tales como factores de fricción o fracción volumétrica de vapor; y (iv) el uso de propiedades termofísicas del agua que no representan el comportamiento termodinámico real de los fluidos geotérmicos [García -Valladares *et al.*, 2006].

El objetivo principal de este trabajo es buscar correlaciones confiables que estudien el flujo bifásico, y que al aplicarlas en algún simulador, los resultados numéricos que se obtengan concuerden con los datos registrados de temperatura y presión de pozos geotérmicos. En este contexto, básicamente lo que se busca es corregir el problema señalado

en el inciso iii), es decir, de la literatura especializada compilar correlaciones que permitan describir flujo bifásico en pozos verticales o inclinados, y con base en evaluaciones estadísticas y numéricas, seleccionar la mejor correlación que aplique para el estudio del flujo bifásico.

## Capítulo 4

### Metodología para Evaluación de Correlaciones para Estudio Bifásico en Pozos Geotérmicos

#### 4.1 Introducción

En el capítulo anterior se mencionó, entre otras cosas, la importancia de los simuladores aplicados a pozos geotérmicos y también se mencionaron algunos códigos numéricos existentes en la literatura, desarrollados para estudiar el flujo bifásico en el interior de pozos geotérmicos.

Retomando este tema, este capítulo reporta la metodología desarrollada para evaluar el efecto de las correlaciones de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) en la predicción de los perfiles de presión y temperatura para flujo bifásico. Esta metodología involucra el uso de diez correlaciones empíricas las cuales fueron evaluadas con dos diferentes simuladores (GEOPOZO y GEOWELLS), usando técnicas numérico-estadísticas. La figura 4.1 muestra esquemáticamente un diagrama de flujo que describe en forma general la metodología usada en este estudio.

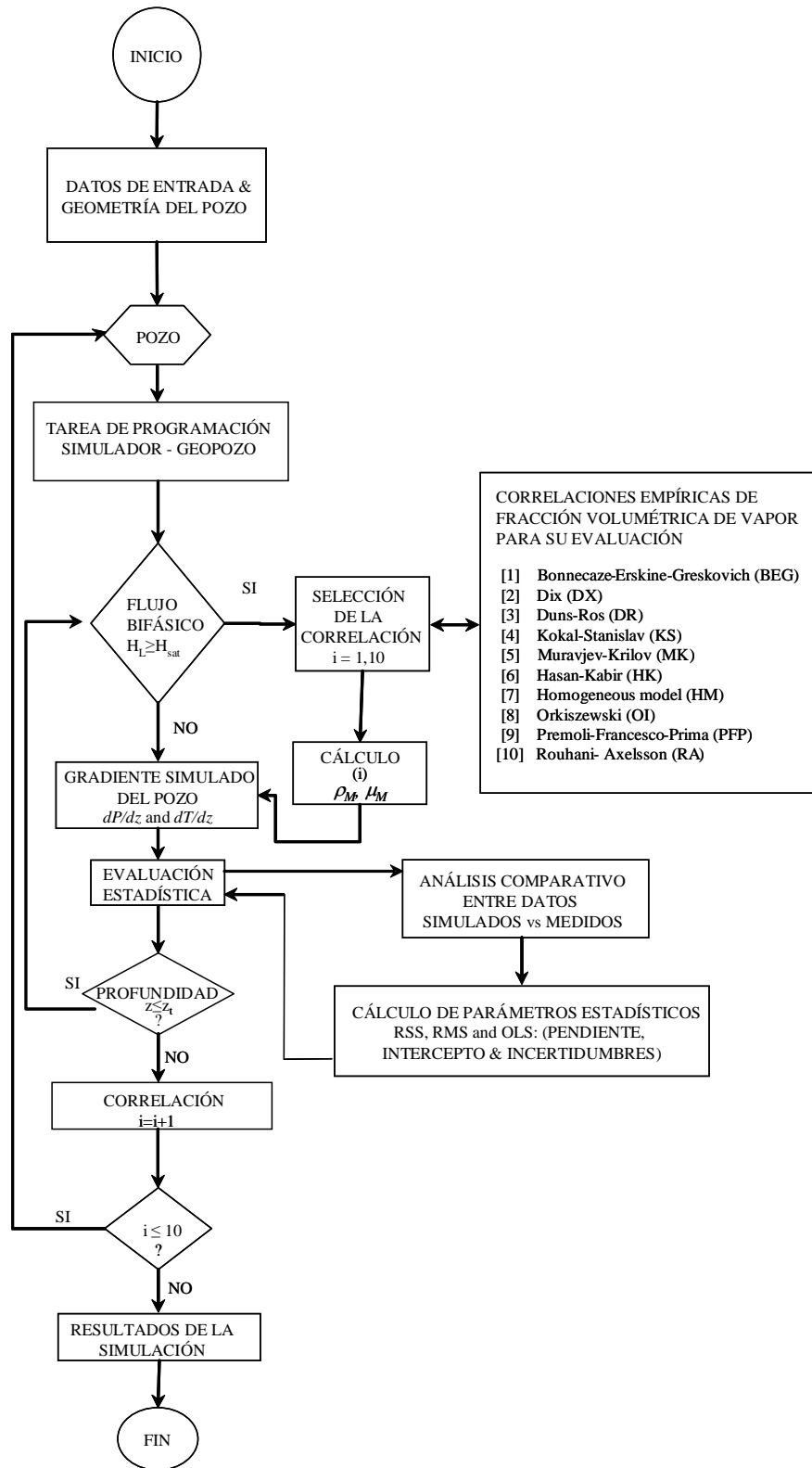


Figura 4.1 Diagrama de flujo esquemático de la metodología numérico-estadística utilizada para la evaluación de las correlaciones de fracción volumétrica en el análisis de flujo bifásico en pozos geotérmicos productores.

## 4.2 Selección de simuladores

En este trabajo se seleccionaron dos simuladores numéricos de pozos para realizar el análisis de flujo bifásico en pozos geotérmicos: GEOPOZO propuesto originalmente por García & Santoyo (1991) y GEOWELLS desarrollado por García-Valladares *et al.*, (2006). Ambos simuladores han sido aplicados al análisis de flujo de pozos de campos geotérmicos de México.

### 4.2.1. GEOPOZO

El simulador GEOPOZO asume básicamente flujo unidimensional dentro del pozo con la posibilidad de modelar múltiples entradas secundarias de fluido. La transferencia de calor entre el pozo y la formación es calculada con el modelo transitorio-radial de conducción de calor. Otros puntos importantes que se asumen en el código incluyen: i) equilibrio termodinámico entre las fases; ii) la temperatura a lo largo del eje del pozo actúa como condición de frontera para el modelo de conducción de calor de la formación; iii) la termodinámica de los fluidos geotérmicos fueron aproximados con las propiedades de agua pura, iv) se considera estado permanente, v) no hay transferencia de calor por radiación, vi) diámetros y rugosidad constantes para cada sección y vii) no hay transferencia de calor por conducción en el fluido. El algoritmo numérico originalmente codificado en GEOPOZO considera el modelo de flujo homogéneo, donde las fases se deslizan a la misma velocidad. Los parámetros de flujo en condiciones de fondo del pozo (presión, temperatura, flujo másico y la distribución de las temperaturas estabilizadas de la formación) son utilizados como datos de entrada para la simulación; el cálculo del punto de flasheo, así como el estado termodinámico del fluido (gradientes de presión y temperatura, entalpía, calidad másica de vapor, densidad, etc.) son considerados como resultados de salida.

El código GEOPOZO resuelve las ecuaciones unidimensionales de conservación de masa, momentum y energía para flujo monofásico y bifásico dentro de pozos geotérmicos productores:

$$\left(\frac{dW}{dz}\right) = 0 \quad (4.1)$$

$$\left(\frac{dP}{dz}\right) - \left[ \left(\frac{dP}{dz}\right)_f + \left(\frac{dP}{dz}\right)_a + \left(\frac{dP}{dz}\right)_g \right] = 0 \quad (4.2)$$



$$\left(\frac{dE_t}{dz}\right) - q = 0 \quad (4.3)$$

donde  $W$  es el gasto másico del fluido;  $E_t$  es la energía total específica;  $q$  es el intercambio de calor entre el pozo y la formación;  $z$  es la coordenada vertical y  $P$  es la presión del fluido.

Las ecuaciones (4.1), (4.2) y (4.3) fueron resueltas bajo las siguientes condiciones: i)  $w$  es constante; ii) la presión del flujo inicial es igual a la presión de fondo o reservorio ( $z = 0$ ); y iii) la energía total en las condiciones de fondo está dada por la suma de la entalpía específica del reservorio y la energía potencial.

Como se describe en el capítulo 3, los términos que están entre corchetes representa el gradiente de presión debido a la fricción, aceleración y gravedad, respectivamente. Estos gradientes fueron calculados por GEOPOZO individualmente mediante las siguientes ecuaciones:

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_f = f_M \rho \frac{V^2}{2D} \quad (4.4)$$

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_a = \rho V \frac{dV}{dz} \quad (4.5)$$

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_g = \rho g \text{sen} \theta \quad (4.6)$$

donde  $V$  es la velocidad del fluido;  $D$  es el diámetro interior del pozo;  $\rho$  es la densidad del fluido;  $\theta$  es el ángulo de inclinación del pozo con respecto a la horizontal y  $f_M$  es el factor de fricción de Moody, la cual es calculada como función de la rugosidad de la tubería ( $\varepsilon = 0.0001$ ) y el número adimensional Reynolds (Re), dependiendo del patrón o régimen de flujo (laminar, transición o turbulento).

El gradiente de energía está dado por la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{dE_t}{dz}\right) = W \frac{d}{dz} \left[ h + \frac{V^2}{2} + gz \right] \quad (4.7)$$

donde el cambio de energía total con la profundidad es una función de la entalpía ( $h$ ), de la energía cinética y potencial (segundo y tercer término dentro de los corchetes, respectivamente).

La distribución de temperatura en la formación fue estimada asumiendo el modelo de conducción de transferencia de calor radial a través de la solución numérica de la ecuación:

$$\frac{\partial T_r}{\partial t} = \frac{\alpha_r}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T_r}{\partial r} \right) \quad (4.8)$$

donde  $T_r$  es la temperatura de la formación-roca;  $\alpha_r$  es la difusividad térmica de la roca;  $r$  es la coordenada radial y  $t$  es el tiempo. La conducción de calor vertical es despreciada debido a que los gradientes de temperatura radial son mucho más grandes que los gradientes verticales. La ecuación (4.8) es resuelta bajo las siguientes condiciones:

Condición inicial:  $T(r, z, 0) = T_o$

Condición de frontera interior:  $T(0, z, t) = T_w$

Condición de frontera exterior:  $T(\infty, z, t) = T_o$

La capacidad de GEOPOZO fue modificada y mejorada para este trabajo de tesis incluyendo 5 nuevas opciones: 1) el análisis de las geometrías complejas de los pozos, en donde se consideran pozos verticales-inclinados; 2) el acoplamiento de los modelos de flujo separado a través del uso de las correlaciones de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) para modelar flujos bifásicos; 3) el acoplamiento de diferentes distribuciones de temperatura estabilizada de la formación con respecto a la profundidad (TEF); 4) el acoplamiento de la fracción másica como dato de entrada cuando se tienen pozos puramente bifásicos; y 5) se modificó el cálculo de la densidad de mezcla, ya que originalmente GEOPOZO calcula el volumen específico como

$V_{espm} = (1 - \alpha)V_{espl} + \alpha V_{espv}$  y la densidad de mezcla como  $\rho_m = 1/V_{espm}$ . Sin embargo, esto es

incorrecto, ya que  $\rho_m = (1 - \alpha)\rho_l + \alpha\rho_v$  ó si se requiere usar el volumen específico entonces

$$V_{espm} = \frac{1}{(1 - \alpha)\rho_l + \alpha\rho_v} \quad \text{ó} \quad V_{espm} = \frac{1}{(1 - \alpha)/V_{espl} + \alpha/V_{espv}}$$

El modelo físico del sistema pozo geotérmico bajo consideración se ilustra esquemáticamente en la Fig. 4.2. Como se puede observar, el modelo matemático del simulador debe ser capaz de describir el proceso de flujo de fluidos en su trayectoria yacimiento-pozo-superficie.

Dados ciertos parámetros del fluido bajo condiciones de fondo de pozo, GEOPOZO fue usado para calcular el estado termodinámico del fluido desde el fondo hasta la superficie (cabezal del pozo). Generalmente, en condiciones de fondo de pozo se tiene líquido comprimido como estado termodinámico inicial [ $z = z_f$ ;  $h(P) > h_{sat}(P)$ ]. Cuando el fluido asciende hacia la superficie, la presión decrece hasta alcanzar la presión de saturación del agua [ $h(P) = h_{sat}(P)$ ], en este punto el fluido empieza a flashear ( $z = z^*$ , punto de flasheo) y la zona bifásica es formada [ $h_{sat}(P) \leq h(P) \leq h_{gsat}(P)$ ].

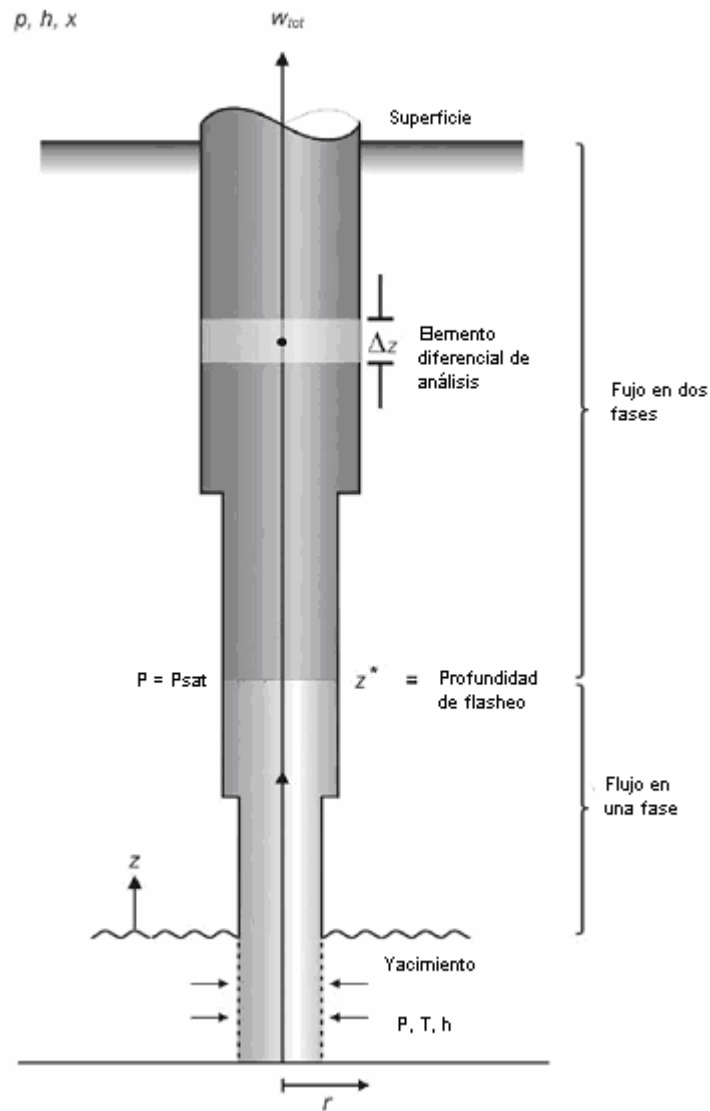


Figura 4.2 Idealización del sistema físico pozo-yacimiento [modificado de García-Gutiérrez *et al.*, 2002].

A partir de la profundidad de flasheo, la presión de flujo bifásico decrece hasta alcanzar la superficie. De acuerdo con la metodología propuesta en la fig. 4.1 y bajo estas condiciones, la fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) es calculada mediante cualquiera de las correlaciones compiladas en la tabla 4.1 (Pág. 37). Una vez estimada  $\alpha$  se procede a calcular la densidad  $\rho$  que es una propiedad de transporte de la mezcla del fluido, mediante la ecuación:

$$\rho_m = \rho_l(1 - \alpha) + \rho_g \alpha \quad (4.9)$$

A partir de estas propiedades, GEOPOZO calcula el número de Reynolds, el factor de fricción de Moody, las componentes del gradiente de presión y los gradientes de flujo de presión y temperatura totales son calculadas con GEOPOZO.

#### 4.2.2. GEOWELLS

El simulador numérico GEOWELLS fue originalmente desarrollado para modelar flujo en sistemas de refrigeración codificado y considera las siguientes características: a) analiza flujo monofásico (líquido), flujo bifásico y flujo de vapor sobrecalentado; b) modela desde el fondo de la tubería hasta la superficie, y viceversa, a través de volúmenes de control (VC) en intervalos por arriba de 0.1 m sin problemas de estabilidad; c) considera diferentes geometrías, incluyendo tuberías desviadas, es decir, verticales-inclinadas; d) cuantifica las pérdidas de transferencia de calor entre la tubería y los alrededores; e) entre las variables que obtiene como resultados de salida están: presión, temperatura, entalpía, calidad de vapor, flujo másico, etc. [García-Valladares *et al.*, 2006].

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

Las ecuaciones generales que describen el flujo de fluidos dentro de un volumen de control (VC) de un pozo geotérmico para GEOWELLS están basadas en el esquema que se presenta en la fig. 4.3.

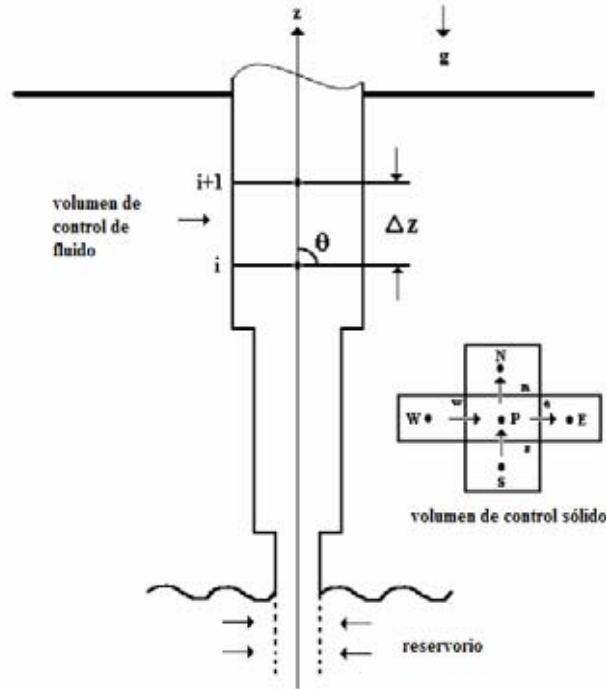


Figura 4.3 Diagrama esquemático de un pozo geotérmico donde se muestran las características de los volúmenes de control. Para el fluido, las secciones de entrada y salida están representadas como “i” y “i+1”. “P” es el nodo central, “E”, “W”, “N” y “S” representan los nodos vecinos, “e”, “w”, “n” y “s” son las caras del VC sólido [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]:

$$[\dot{m}]_i^{i+1} + \left( \frac{\partial m}{\partial t} \right) = 0 \quad (4.11)$$

$$[\dot{m}_g v_g]_i^{i+1} + [\dot{m}_l v_l]_i^{i+1} + \Delta z \left( \frac{\partial \tilde{m}}{\partial t} \right) = -[P]_i^{i+1} A - \tau P_{er} \Delta z - mg \text{ sen} \theta \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} \dot{m}[e_l]_i^{i+1} + [m_g(E_{tg} - E_{tl})]_i^{i+1} + (E_{tg} - E_{tl}) \left( \frac{\partial m_g}{\partial t} \right) + m_g \left( \frac{\partial \tilde{E}_{tg}}{\partial t} \right) + m_l \left( \frac{\partial \tilde{E}_{tl}}{\partial t} \right) - A \Delta z \left( \frac{\partial \tilde{P}}{\partial t} \right) \\ + (E_{tg} - E_{tl}) \left( \frac{\partial m_l}{\partial t} \right) = \tilde{q} P_{er} \Delta z \end{aligned} \quad (4.13)$$

donde  $m$  es la masa,  $\dot{m}$  es el flujo másico,  $A$  es el área de sección transversal,  $P$  es la presión,  $P_{er}$  es el perímetro,  $e$  es la energía específica,  $\dot{q}$  es el flujo de calor por unidad de área,  $t$  es el tiempo,  $v$  es la velocidad,  $\tilde{\tau}$  es el esfuerzo cortante y  $z$  es la coordenada axial.

Las ecuaciones (4.11), (4.12) y (4.13) son resueltas bajo condiciones iniciales dadas por el flujo másico, presión del fluido y la entalpía o temperatura del fluido, dependiendo del estado termodinámico (monofásico o bifásico) que se presenta en las condiciones de fondo del pozo.

Las regiones del flujo de fluidos dentro del pozo están definidas con el siguiente criterio termodinámico: i) región líquida:  $h(P) < h_l(P)$ ;  $x = 0$ ,  $\alpha = 0$ ; ii) región bifásica:  $h_l(P) \leq h(P) \leq h_g(P)$ ;  $0 < x_g < 1$ ,  $0 < \alpha < 1$ ; 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 está simulada mediante la integración de la ecuación de la energía sobre un volumen de control (VC):

$$(\tilde{q}_w P_w - \tilde{q}_e P_e) \Delta z + (\tilde{q}_s - \tilde{q}_n) A = m \left( \frac{\partial \tilde{h}}{\partial t} \right) \quad (4.14)$$

donde el flujo de calor ( $\tilde{q}$ ) es evaluada 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 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 será calculado usando la ecuación:  $\tilde{q} = \alpha(T_{wall} - T_f)$ .

Algunas correlaciones empíricas son usadas para estimar los 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 por medio del coeficiente de transferencia de calor convectivo (CTCC) [García-Valladares *et al.*, 2006].

Flujo monofásico. El CTCC es estimado a través del número adimensional de Nusselt ( $Nu$ ) y el uso de la ecuación Gnielinski para flujo turbulento [García-Valladares *et al.*, 2006]:

$$Nu = \frac{(f_G/8)(Re - 1000)Pr}{1 + 12.7\sqrt{f_G/8}\left(Pr^{2/3} - 1\right)} \quad \text{para } Re > 2300 \quad (4.15)$$

donde  $f_G = [1.82 \log(Re) - 1.64]^{-2}$

El factor de fricción ( $f$ ) es calculado por una correlación empírica [García-Valladares *et al.*, 2006]:

$$f = 2 \cdot \left[ \left( \frac{8}{Re} \right)^{12} + \frac{1}{(A+B)^{1.5}} \right]^{1/12} \quad (4.16)$$

donde  $A = \left[ 2.457 \ln \left( \frac{1}{(7/Re)^{0.9} + 0.27(\varepsilon/D)} \right) \right]^{16}$  y  $B = \left( \frac{37530}{Re} \right)^{16}$

Flujo bifásico. a) condensación: si la temperatura de la pared ( $T_{wall}$ ) es menor que la temperatura del fluido ( $T_f$ ), el CTCC es calculado con la correlación de Dobson-Chato [Dobson & Chato, 1998; citado en García-Valladares *et al.*, 2006], la cual fue propuesta para flujo anular:

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} \left( 1 + \frac{2.22}{X_{tt}^{0.889}} \right) \quad (4.17)$$

b) evaporación: si la temperatura de la pared ( $T_{wall}$ ) es mayor que la temperatura del líquido ( $T_f$ ), el CTCC es calculado por la ecuación de Shah, [Shah, 1982; citado en García-Valladares *et al.*, 2006]:

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} (\psi_{shah}) \quad (4.18)$$

donde el término  $\psi_{shah}$  es calculado dependiendo del tipo de régimen ó patrón de flujo.

El factor de fricción ( $f$ ), está dado por la ecuación para flujo monofásico multiplicado por el factor de correlación ( $\phi$ ) dado por Beattie [García-Valladares *et al.*, 2006]:

$$\phi = \left[ 1 + x_g \left( \frac{\rho_l}{\rho_g} - 1 \right) \right]^{0.08} \left\{ 1 + x_g \left[ \frac{3.5\mu_g - 2\mu_l}{(\mu_g + \mu_l)\rho_g} - 1 \right] \right\}^{0.2} \quad (4.19)$$

### 4.3 Selección de Correlaciones Empíricas para el Cálculo de la Fracción Volumétrica de Vapor ( $\alpha$ )

A través de una revisión exhaustiva de la literatura especializada, se encontraron cerca de 50 correlaciones para el estudio del flujo bifásico en tuberías horizontales, inclinadas y verticales. A partir de esta compilación inicial y para efectos del estudio planeado, se seleccionaron solo las correlaciones que fueron desarrolladas para tuberías verticales (aprox. 30 correlaciones). Un problema adicional se presentó con algunas correlaciones que requieren de datos difíciles de obtener para pozos geotérmicos (p. ej., el diámetro de burbuja, cuando se trataba de flujo burbuja; algunos parámetros de régimen, etc.). Por esta razón, un grupo de 10 correlaciones fue seleccionado para este estudio:

- i) Orkiszewski (OI), desarrollada para pozos petroleros verticales y empleada para flujo bala;
- ii) Modelo Homogéneo (HM), este tipo de modelo es utilizado para diferentes geometrías de tuberías (verticales, inclinados y horizontales);
- iii) Hasan-Kabir (HK), desarrollada para pozos petroleros verticales y empleada para flujo burbuja;
- iv) Bonnecaze-Erskine-Greskovich (BEG), utilizada para tuberías inclinadas y empleada para flujo bala;
- v) Modelo de flujo de Dix (DX), empleado para fuerzas convectivas con flujos a bajas velocidades y considerando vapor subenfriado;
- vi) Duns-Ros (DR), desarrollada para pozos verticales y considerando un régimen de transición entre agitado y anular;
- vii) Kokal-Stanislaw (KS), para tuberías inclinadas principalmente y considerando un régimen de flujo bala o agitado;
- viii) Muravjev-Krilov (MK);
- ix) Premoli-Francesco-Prima (PFP), empleada para flujo burbuja; y
- x) Rouhani- Axelsson (RA), desarrollada para condiciones de vapor subenfriado;



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

Autor/Referencia bibliográfica	Correlaciones de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ )
Bonnecaze et al. (1971)	$\alpha = \frac{U_{SG}}{\left(1.2U_M + 0.35\sqrt{gD}\left(1 - \frac{\rho_G}{\rho_L}\right)\right)}$
Dix (1971)	$\alpha = \frac{x\rho_l G}{C_0[x\rho_l + (1-x)\rho_v]G + v_{gj}\rho_l\rho_v}$ <p>where <math>\beta = \frac{x}{x + (1-x)\rho_v/\rho_l}</math>, <math>v_{gj} = 1.41\left[\frac{g(\rho_l - \rho_v)}{\rho_l^2}\right]^{1/4}</math>, <math>C_0 = \beta\left[1 + \left(\frac{1}{\beta} - 1\right)\left(\frac{\rho_l}{\rho_v}\right)^{0.1}\right]</math></p>
Duns and Ros (1963)	$\alpha = \frac{v_g}{1.026(v_w + v_g) + 0.28}$
Hasan and Kabir (1995)	$\alpha = \frac{v_{GS}}{C_0 v_m - v_\infty}$ <p>where <math>v_\infty = 1.53\left[g\sigma(\rho_L - \rho_G)/\rho_L^2\right]^{1/4}</math></p>
Homogeneous <sup>a</sup>	$\alpha = \frac{1}{1 + \left(\frac{1-x}{x}\right)\left(\frac{\rho_g}{\rho_l}\right)}$
Kokal and Stanislav (1989)	$\alpha = \frac{v_{GS}}{C_1 v_m - v_{\infty T}}$ <p>where <math>v_{\infty T} = 0.345\sqrt{gd\left(\frac{\rho_L - \rho_G}{\rho_L}\right)}</math></p>
Krilov (1949) <sup>b</sup>	$\alpha = \frac{v_g}{1.0(v_w + v_g) + 1.0}$
Orkiszewski (1967)	$\alpha = \frac{v_g}{1.0(v_w + v_g) + 0.24}$
Premoli et al. (1970)	$\alpha = \left[1 + A_{PRM}\left(\frac{1-x}{x}\right)\left(\frac{\rho_G}{\rho_L}\right)\right]^{-1}$ <p>where <math>A_{PRM} = 1 + F_1\left\{\frac{y}{1 + yF_2} - yF_2\right\}</math>, <math>F_1 = 1.578Re_L^{-0.19}\left(\frac{\rho_L}{\rho_G}\right)^{0.22}</math></p> $F_2 = 0.0273We_L Re_L^{-0.51}\left(\frac{\rho_L}{\rho_G}\right)^{-0.08}$ , $y = \left[\left(\frac{1-x}{x}\right)\left(\frac{\rho_G}{\rho_L}\right)\right]^{-1}$ , $We_L = \frac{G^2 D}{\sigma\rho_L}$ , $Re_L = \frac{GD}{\mu_L}$
Rouhani and Axelsson (1970)	$\alpha = \left(\frac{x_g}{\rho_g}\right)\left\{1 + 0.12(1-x_g)\left[\left(\frac{x_g}{\rho_g}\right) + \left(\frac{1-x_g}{\rho_l}\right)\right] + \frac{[1.18(1-x_g)]g\gamma(\rho_l - \rho_g)}{G\rho_l^{0.5}}\right\}^{-1}$

<sup>a</sup>Rice (1987)

<sup>b</sup>Szilas and Patsch (1975)

Es importante resaltar que ninguna de estas correlaciones fue desarrollada originalmente para la modelación de flujo en pozos geotérmicos, y todas las restricciones particulares de cada correlación fueron ignoradas para evaluar su capacidad para modelar mecanismos de flujo bifásico en pozos geotérmicos.

Previo a la implementación de las correlaciones en el simulador, todas las correlaciones fueron inicialmente evaluadas por separado para confirmar si eran capaces de proporcionar valores razonables de fracción volumétrica bajo condiciones de flujo bifásico en pozos geotérmicos, es decir, dentro del dominio esperado  $0 < \alpha < 1$ . Esta evaluación preliminar fue realizada usando como datos las condiciones de frontera dadas por la presión de saturación (o temperatura), el flujo másico, y el diámetro del pozo en condiciones de fondo. Con este propósito, los datos de producción de algunos pozos mexicanos (p.ej., los pozos Az-18 y H-1 de los campos geotérmicos Los azufres y Los Humeros, respectivamente, descritos más adelante) fueron utilizados para evaluar la variabilidad entre la fracción volumétrica y la calidad o fracción másica de vapor (Fig. 4.4).

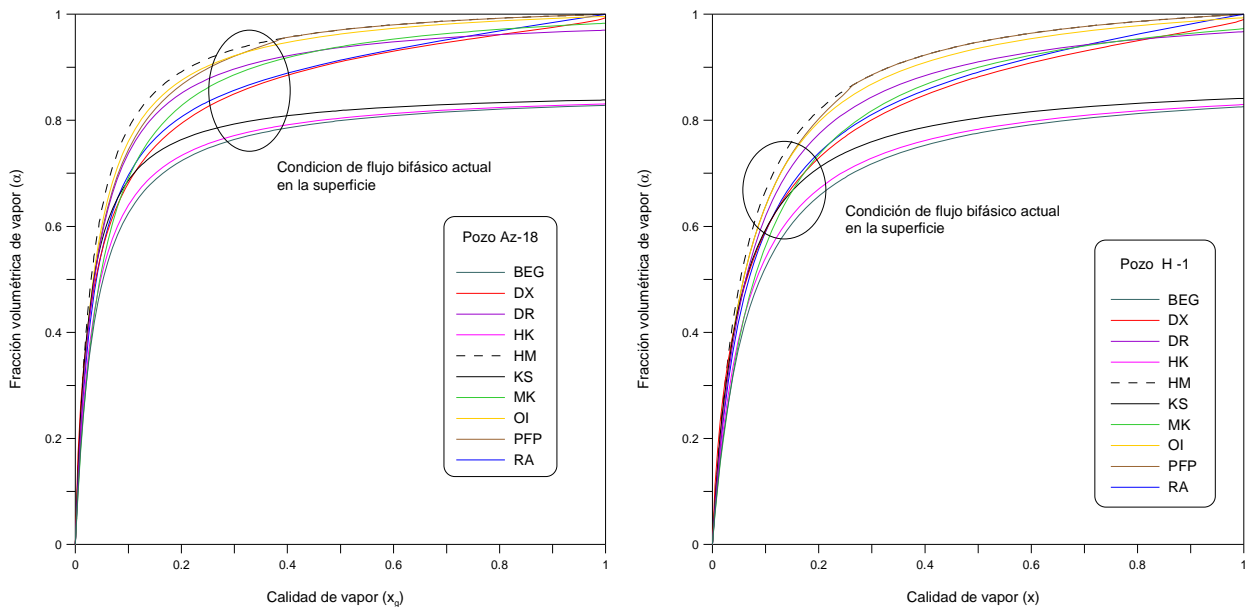


Figura 4.4 Comportamiento de los valores de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) calculados con las correlaciones empíricas y modelos teóricos seleccionados, utilizando las condiciones de flujo bifásico y la geometría de fondo de cada pozo (Az-18 y H-1).

Es claro observar que bajo las condiciones reales de flujo bifásico actual del pozo H-1, la mayoría de las correlaciones proveen valores bastante razonables de  $\alpha$ . Sin embargo, en el caso del pozo Az-18 se observan ciertas diferencias entre las correlaciones, lo cual podría afectar en la simulación de pozos que requiere este tipo de cálculos de  $\alpha$ .

#### 4.4 Características de los Pozos Geotérmicos

La capacidad de los simuladores GEOPOZO y GEOWELLS para modelar procesos de flujo bifásico en pozos geotérmicos productores fue demostrada a través del análisis numérico de cuatro pozos productores localizados en campos geotérmicos de México (Tabla 4.2). Cuatro series de datos basados de mediciones de campo registradas durante pruebas de producción en pozos productores de los campos geotérmicos Los Azufres, Mich. (Az-18); Los Humeros, Pue. (H-1); y Cerro Prieto, B.C. (M-90 y M-201), fueron utilizadas para el estudio (ver figura 2.1). Estos pozos están actualmente bajo explotación para la generación de energía eléctrica en México [Quijano, 2006].

Como se muestra en la tabla 4.2, los pozos geotérmicos tienen geometrías variadas (secciones verticales e inclinadas), diferentes profundidades y un amplio intervalo de índices de flujo másico, presión y temperatura de fondo.

Tabla 4.2. Datos de entrada para el análisis de flujo en cuatro pozos productores Az-18, H-1, M-90 y M-201.

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

Pozo geotérmico Az-18. El Az-18 es un pozo productor perforado al Sur del campo geotérmico Los Azufres (Fig. 2.1). El pozo tiene una producción de mezcla de agua/vapor desde el fondo (1250 m) hasta la superficie, es decir, produce fluido geotérmico como mezcla bifásica. El fluido geotérmico de este pozo entra con una calidad de vapor  $x = 0.29$ , valor calculado con el programa NIST [NIST/ASME, 1996] para las condiciones de presión y temperatura medidas a esta profundidad. Estas características fueron tomadas en cuenta en la simulación con GEOPOZO (utilizando como tamaño de malla:  $\Delta z = 50 m$ ) y GEOWELLS (con un tamaño de malla:  $\Delta z = 1 m$ ). Los datos de entrada del simulador se muestran en la tabla 4.2. La calidad de vapor reportada para este pozo según Ambastha and Gudmundsson (1986b) en condiciones de cabezal es de  $x = 0.33$ .

Pozo geotérmico H-1. Este pozo también es un pozo somero (1200m), perforado al Sureste del campo geotérmico Los Humeros (Fig. 2.1). De acuerdo con las condiciones termodinámicas iniciales, el fluido geotérmico entra como líquido comprimido [García-Valladares *et al.*, 2006]. Estas características son utilizadas como datos de entrada en las simulaciones con GEOPOZO (tamaño de malla:  $\Delta z = 50 m$ ) y GEOWELLS (tamaño de malla:  $\Delta z = 1 m$ ).

Pozo geotérmico M-90. Este pozo también es un pozo poco profundo (1300m) y se encuentra perforado en la parte Sur del campo geotérmico de Cerro Prieto (Fig. 2.1). De acuerdo con las condiciones termodinámicas iniciales, el fluido geotérmico entra como líquido comprimido [Ambastha and Gudmundsson, 1986b]. Estas características son utilizadas como datos de entrada en las simulaciones con GEOPOZO y GEOWELLS (tamaño de malla en ambos simuladores:  $\Delta z = 1 m$ ). De acuerdo con el artículo de Gunn *et al.*, (1992) el punto de flasheo se encuentra a una profundidad de 1250m y a una temperatura de 292 °C. La calidad de vapor reportada para este pozo en el cabezal es de  $x = 0.15$  [Ambastha and Gudmundsson, 1986b].

Pozo geotérmico M-201. El pozo M-201 es un pozo profundo (3820m), perforado en la parte Este del campo geotérmico de Cerro Prieto. Este pozo está termodinámicamente caracterizado por líquido comprimido en condiciones de fondo de pozo [García *et al.*, 1999]. En este caso GEOPOZO utiliza un tamaño de malla igual a GEOWELLS ( $\Delta z = 1 m$ ).

#### 4.5 Técnicas Estadísticas para Evaluación

Con el objeto de realizar el análisis comparativo entre los resultados obtenidos por simulación con GEOPOZO y GEOWELLS y los datos medidos en cada uno de los pozos estudiados (Tabla 4.2), se utilizaron tres métodos estadísticos diferentes:

- a) Residuales simples. Este método estadístico permite evaluar numéricamente, en forma rápida, cual de las correlaciones empíricas provee estadísticamente mejores resultados para cada pozo y globalmente. En este estudio globalmente significa que se analiza cada correlación individualmente considerando los resultados de todos los pozos. Este método involucra el cálculo del valor promedio de los valores absolutos de las diferencias entre los datos simulados y los datos medidos (residuales), es decir,

$$\Delta\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n |(P_{sim} - P_{med})_i|}{n} \quad (4.20)$$

$$\Delta\bar{T} = \frac{\sum_{i=1}^n |(T_{sim} - T_{med})_i|}{n} \quad (4.21)$$

Los residuales se muestran en las tablas 5.1 a la 5.4 para cada pozo y para cada correlación empleando los resultados de los dos simuladores (GEOPOZO y GEOWELLS).

- b) Boxplot. El método por boxplot es una forma conveniente de representar muestras de datos numéricos a través de parámetros de estadística descriptiva tales como: cuartil inferior, media, cuartil superior y valores desviados (conocidos en inglés como “*outliers*”). Además, estos diagramas indican de manera gráfica que tan normalizada esta nuestra muestra. En este sentido, para los resultados obtenidos con los dos simuladores (GEOPOZO y GEOWELLS), este método nos permite evaluar cualitativamente cuál de las correlaciones empíricas provee mejores resultados. A diferencia del método estadístico anterior (residuales simples), los resultados que se obtienen por este método son solo globales y no por pozo.

En este análisis se utilizó el programa UDASYS [Verma *et al.*, 2008] con el cual, usando los residuales de cada correlación, se obtuvieron los parámetros estadísticos cuartil inferior, media, cuartil superior y valores desviados.

- c) Regresiones lineales. Este método permite evaluar numéricamente los resultados obtenidos de cada correlación y obtener cuál de ellas provee mejores resultados. A diferencia de los otros dos métodos (residuales simples y boxplot) en donde ambos utilizaban residuales, este método emplea los gradientes de presión y temperatura medidos y simulados para el cálculo de la pendiente (b) y la ordenada al origen o intercepto (a).

En este método se utilizó el programa OYNYL [Verma, *et al.*, 2006] el cual obtiene los parámetros pendiente y ordenada al origen con incertidumbres ( $s_a$  y  $s_b$ ) por medio del análisis de regresiones lineales ordinarias (OLS) o por regresiones lineales ponderadas (WLS). En este estudio se empleó el método de regresiones lineales ordinarias debido a que no se tienen reportados errores en los datos medidos.

Básicamente lo que se busca por este método es que los valores de la pendiente y ordenada al origen se aproximen a 1 y 0, respectivamente, lo cual representaría una excelente concordancia entre los datos simulados y medidos.

## Capítulo 5

### Resultados y Discusión

#### 5.1 Resultados

Siguiendo la metodología descrita en el capítulo anterior (Fig. 4.1), el conjunto de datos de entrada junto con las diez correlaciones de fracción volumétrica de vapor, fueron utilizadas para modelar el flujo de cada pozo geotérmico.

En este sentido, en las figuras 5.1 y 5.2 se muestra un ejemplo del archivo de entrada y del archivo de salida, respectivamente para el simulador GEOPOZO modelando el pozo M-201 y utilizando la correlación HK. Los archivos de salida son generados por el simulador en formato de texto simple, lo cual facilita la manipulación de los datos y su graficación en programas como Excel, Grapher, etc.

Entre los datos de entrada que son indispensables para iniciar la simulación están: el gasto másico, la presión, la temperatura y los parámetros de la parte de “altura, diámetros y segmentos del pozo”.

```

POZO - Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
***** DATOS DEL SIMULADOR GEOPOZO.FOR *****

NO. DE GASTOS A SIMULAR NW= 1
GASTO w(1) [kg/s]= 20.0
PRESION [MPa]= 32.1
TEMPERATURA [oC]= 350.00
TRANSMISIVIDAD [m3]= 0.8E-12
ESPESOR DEL YACIMIENTO [m]= 300.0
POROSIDAD= 0.15
COMPRESIBILIDAD TOTAL [1/Pa]= 0.12E-08
TIEMPO DE SIMULACION [días]= 10.0
Incremento de tiempo [días]= 10.00
RUGOSIDAD [m]= 0.50E-04

***** PROPIEDADES DE LA FORMACION *****

CONDUCTIVIDAD TERMICA [kw/m oC] = 0.001686
CALOR ESPECIFICO DE LA ROCA [J/g oC] = 1.000
DENSIDAD DE LA ROCA [kg/m3] : 2500.0
CALOR ESPECIFICO DEL AGUA [J/g oC]= 4.2

***** ALTURA, DIAMETROS Y SEGMENTOS DEL POZO *****

NUMERO DE SEGMENTOS DE TUBERIA= 3
ALTURA [m], Z(1)= 220.0
DIAMETRO [m], D(1)= 0.1000
SEGMENTOS, NZ(1)=220
ALTURA [m], Z(2)= 1250.0
DIAMETRO [m], D(2)= 0.1575
SEGMENTOS, NZ(2)=1250
ALTURA [m], Z(3)= 2350.0
DIAMETRO [m], D(3)= 0.2224
SEGMENTOS, NZ(3)=2350
LONGITUD TOTAL DE LA TUBERIA [m]= 3820.0

```

Figura 5.1 Ejemplo del archivo de entrada para el simulador GEOPOZO en el caso del pozo M-201

Z, m	T, oC	P, MPa	ALPHA	X	H,mez
3819.0000	350.0000	27.5687	0.0000	0.0000	0.0000
3818.0000	350.0000	27.5616	0.0000	0.0000	0.0000
3817.0000	350.0000	27.5545	0.0000	0.0000	0.0000
3816.0000	350.0000	27.5475	0.0000	0.0000	0.0000
3815.0000	350.0000	27.5404	0.0000	0.0000	0.0000
3814.0000	350.0000	27.5333	0.0000	0.0000	0.0000
3813.0000	350.0000	27.5262	0.0000	0.0000	0.0000
3812.0000	350.0000	27.5191	0.0000	0.0000	0.0000
3811.0000	350.0000	27.5120	0.0000	0.0000	0.0000
3810.0000	350.0000	27.5049	0.0000	0.0000	0.0000
3809.0000	350.0000	27.4978	0.0000	0.0000	0.0000
3808.0000	350.0000	27.4907	0.0000	0.0000	0.0000
3807.0000	350.0000	27.4837	0.0000	0.0000	0.0000
3806.0000	350.0000	27.4766	0.0000	0.0000	0.0000
3805.0000	350.0000	27.4695	0.0000	0.0000	0.0000
3804.0000	350.0000	27.4624	0.0000	0.0000	0.0000
3803.0000	350.0000	27.4553	0.0000	0.0000	0.0000
3802.0000	350.0000	27.4482	0.0000	0.0000	0.0000
3801.0000	350.0000	27.4411	0.0000	0.0000	0.0000
3800.0000	350.0000	27.4340	0.0000	0.0000	0.0000
3799.0000	350.0000	27.4270	0.0000	0.0000	0.0000
3798.0000	350.0000	27.4199	0.0000	0.0000	0.0000
3797.0000	350.0000	27.4128	0.0000	0.0000	0.0000
3796.0000	350.0000	27.4057	0.0000	0.0000	0.0000
3795.0000	350.0000	27.3986	0.0000	0.0000	0.0000
3794.0000	350.0000	27.3915	0.0000	0.0000	0.0000

Figura 5.2 Ejemplo del archivo de salida para el pozo M-201 utilizando la correlación HK; en donde se muestran los parámetros de profundidad (z [m]), temperatura (T [°C]), presión (P [MPa]), la fracción volumétrica de vapor (alpha), la calidad másica de vapor (x) y la entalpía de la mezcla (H,mez [kJ/kg]).



La figura 5.2 muestra los resultados que se obtienen de la simulación para el pozo M-201 empleando la correlación HK. Entre los parámetros que se tienen están: profundidad ( $z$  [m]) con una  $\Delta z = 1$  m, temperatura ( $T$  [°C]), presión ( $P$  [MPa]), la fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ), la calidad másica de vapor ( $x$ ) y la entalpía de la mezcla ( $H_{mez}$  [kJ/kg]). En el caso de las fracciones volumétricas y másicas de vapor,  $\alpha$  y  $x$  respectivamente, los valores que se muestran, las cuales inician en condiciones de fondo del pozo, son cero debido a que se está simulando la zona monofásica en donde se tiene líquido comprimido solamente.

Siguiendo la misma metodología en la evaluación de cada correlación para todos los pozos, se obtuvieron numerosos archivos de salida cuyos resultados fueron graficados y analizados estadísticamente.

Este capítulo muestra la comparación de los resultados obtenidos con los dos simuladores. Se graficaron los gradientes de presión y temperatura simulados, así como los datos medidos para los pozos Az-18, H-1, M-90 y M-201 (ver tablas 5.3 a la 5.6; Págs. 47-50). A estos últimos (datos medidos) se les estimó un error típico de medición del 1 y 3%. En estas gráficas se observa el comportamiento de las diez correlaciones utilizando los simuladores GEOPOZO y GEOWELLS. Como parte de los resultados que se presentan, también se muestran los gradientes de presión y temperatura de forma numérica en las tablas 5.1 a la 5.4 (Págs. 51-65), en donde se exhiben los datos medidos, los simulados, y adicionalmente la diferencia entre estos dos grupos de datos (residuales).

Adicionalmente, las tablas 5.5 a la 5.8 presentan algunos parámetros importantes que también se calcularon para cada correlación ( $\alpha$ ): los gradientes de presión por gravedad ( $dP_g$ ), por fricción ( $dP_f$ ) y por aceleración ( $dP_a$ ); fracción volumétrica ( $\alpha$ ) y másica ( $x$ ) de vapor; la entalpía de la mezcla ( $h_m$ ) y la presión medida y simulada. Todos estos parámetros se obtuvieron en condiciones o cerca del cabezal para cada pozo con cada simulador y utilizando las 10 correlaciones, a excepción de los gradientes de presión por gravedad, fricción y aceleración calculados con GEOWELLS, que fueron calculados como el valor promedio a lo largo de todo el pozo. Algunos de estos resultados fueron comparados con datos de mediciones reales reportados anteriormente por algunos investigadores [Ambastha and Gudmundsson, 1986b]. En estas tablas (5.5 a la 5.8) se puede ver que para todos los pozos, el gradiente de presión que más domina durante la simulación del fluido geotérmico es el de gravedad, siguiéndole el de fricción y por último el de aceleración. Los valores obtenidos de la fracción másica o calidad de vapor ( $x$ ) se aproximan con los datos medidos reportados por Ambastha and Gudmundsson, (1986b) en condiciones cerca del cabezal, para el pozo Az-18  $x = 0.33$  y para el pozo M-90  $x = 0.15$ .

Debido a que fue difícil la interpretación de los datos solo con las representaciones gráficas y numéricas, se optó por emplear diferentes herramientas estadísticas para el análisis de los resultados. Es importante resaltar que dada la buena concordancia entre los datos simulados y medidos en la zona monofásica, solo se analizaron estadísticamente los resultados obtenidos en la zona bifásica, que es donde actúa realmente cada una de las correlaciones.

Del primer método que se utilizó (residuales simples) se obtuvo la tabla 5.9 en donde se muestra el valor promedio de los residuales por pozo y globalmente.

El segundo método consiste en el análisis de los residuales por boxplot. De este análisis se obtuvo la gráficas de la figura 5.5, en donde se observa de manera esquemática por medio de boxplot, los residuales de presión y temperatura y cual de las correlaciones provee mejores resultados. También se muestran los valores desviados para cada correlación.

El último de los métodos estadísticos que se utilizó fue por medio de regresiones lineales. De este análisis se obtuvo la tabla 5.10, en donde se muestran los valores de la pendiente, la ordenada al origen, los intervalos de confianza aplicando el valor de  $t_{(n-2)} = 2.012$  para  $(n-2)$  grados de libertad y para 95% de confianza; y el factor de correlación. Al ver que los valores de estos parámetros dan resultados muy variados, se graficó cada una de las regresiones lineales para visualizar y verificar cual de las correlaciones tiene mejores predicciones. Debido a que son demasiadas correlaciones, se optó por presentar solamente la mejor, la peor y la ecuación lineal ideal para el simulador GEOPOZO (tabla 5.8) y GEOWELLS (tabla 5.9).

Después de obtener resultados congruentes entre los diferentes métodos estadísticos, así como también entre los dos simuladores, se realizó adicionalmente un análisis comparativo entre los dos simuladores empleando la mejor correlación, con la finalidad de cuantificar de alguna manera qué tan distintos son los resultados entre los dos métodos de simulación. La figura 5.10 presenta este análisis para el gradiente de presión y para el gradiente de temperatura. En esta figura se muestran los datos de la zona bifásica de todos los pozos simulados por GEOPOZO y GEOWELLS y se considera un error del 5 y 10% con respecto a la ec. lineal ideal, para ambos gradientes.

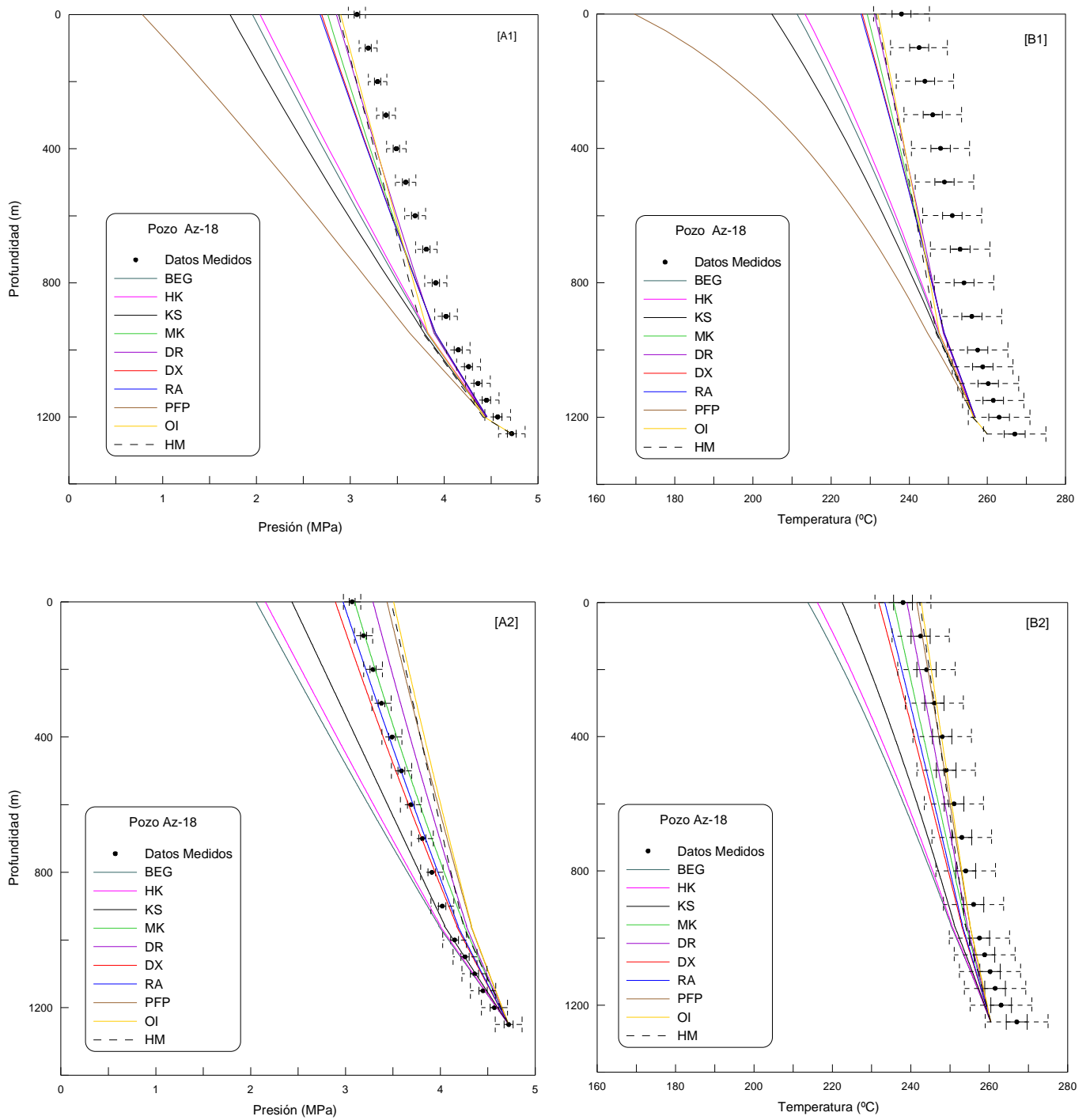


Figura 5.3 Gradientes de presión y temperatura medidos (puntos negros), en el pozo Az-18. Los errores de las barras representan los errores típicos de medición de presión y temperatura (1% y 3%, respectivamente). Los gradientes de presión y temperatura simulados por GEOPOZO [A1] y [B1], y por GEOWELLS [A2] y [B2], están representados por las líneas de colores, para cada una de las 10 correlaciones de  $\alpha$  usadas en este trabajo.

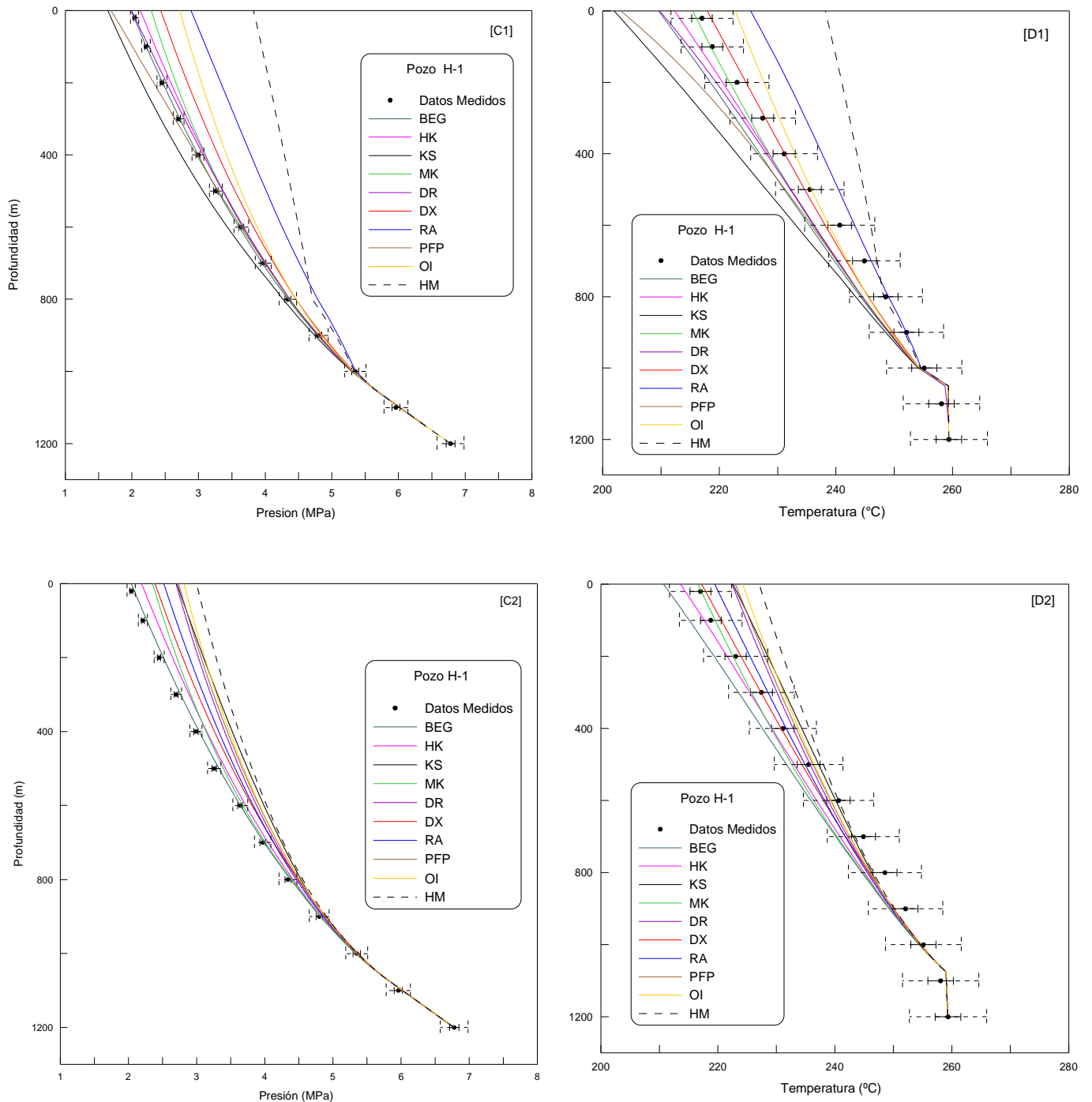


Figura 5.4 Gradientes de presión y temperatura medidos (puntos negros), en el pozo H-1. Los errores de las barras representan los errores típicos de medición de presión y temperatura (1% y 3%, respectivamente). Los gradientes de presión y temperatura simulados por GEOPOZO [C1] y [D1], y por GEOWELLS [C2] y [D2], están representados por las líneas de colores, para cada una de las 10 correlaciones de  $\alpha$  usadas en este trabajo.

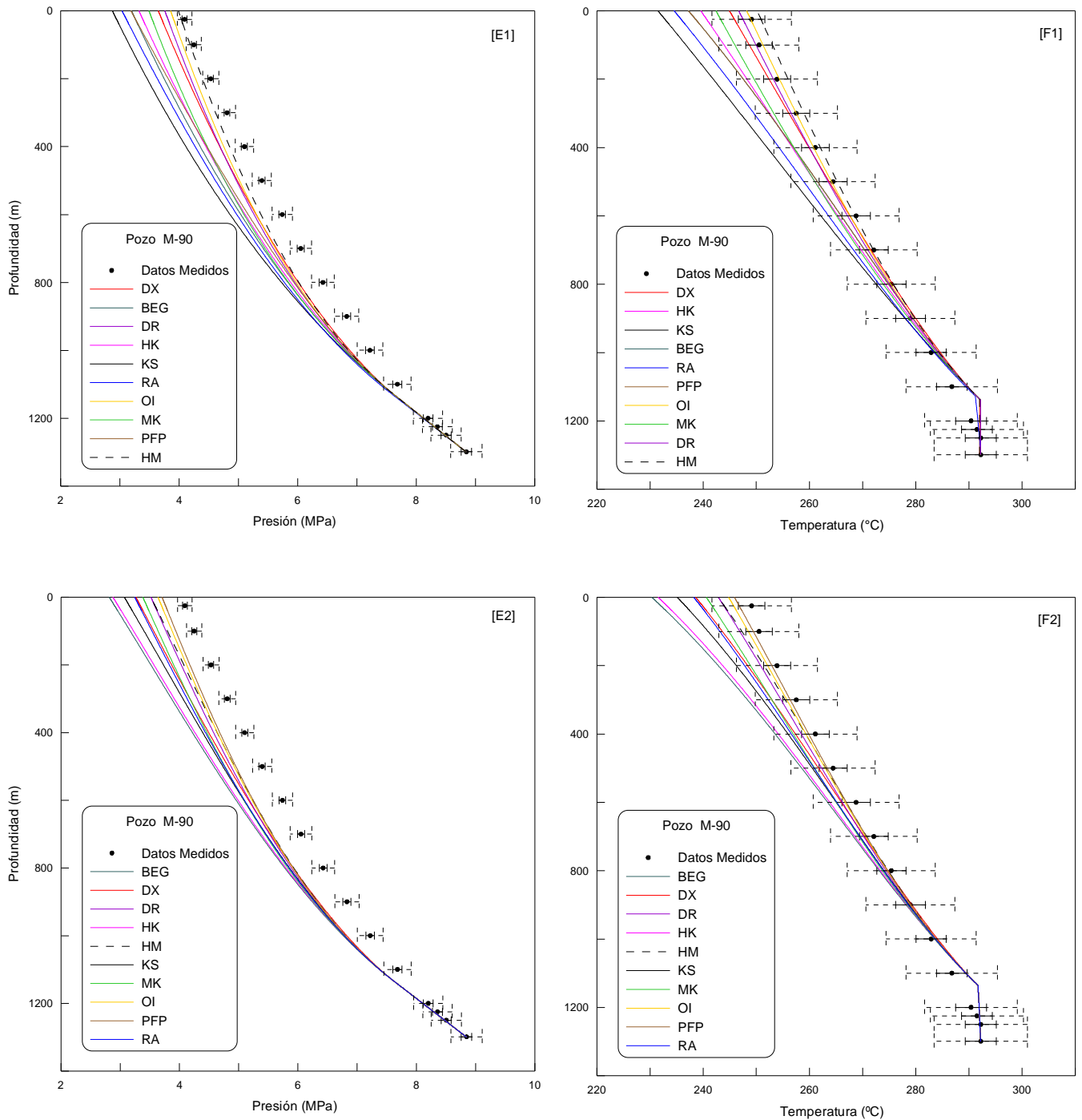


Figura 5.5 Gradientes de presión y temperatura medidos (puntos negros), en el pozo M-90. Los errores de las barras representan los errores típicos de medición de presión y temperatura (1% y 3%, respectivamente). Los gradientes de presión y temperatura simulados por GEOPOZO [E1] y [F1], y por GEOWELLS [E2] y [F2], están representados por las líneas de colores, para cada una de las 10 correlaciones de  $\alpha$  usadas en este trabajo.

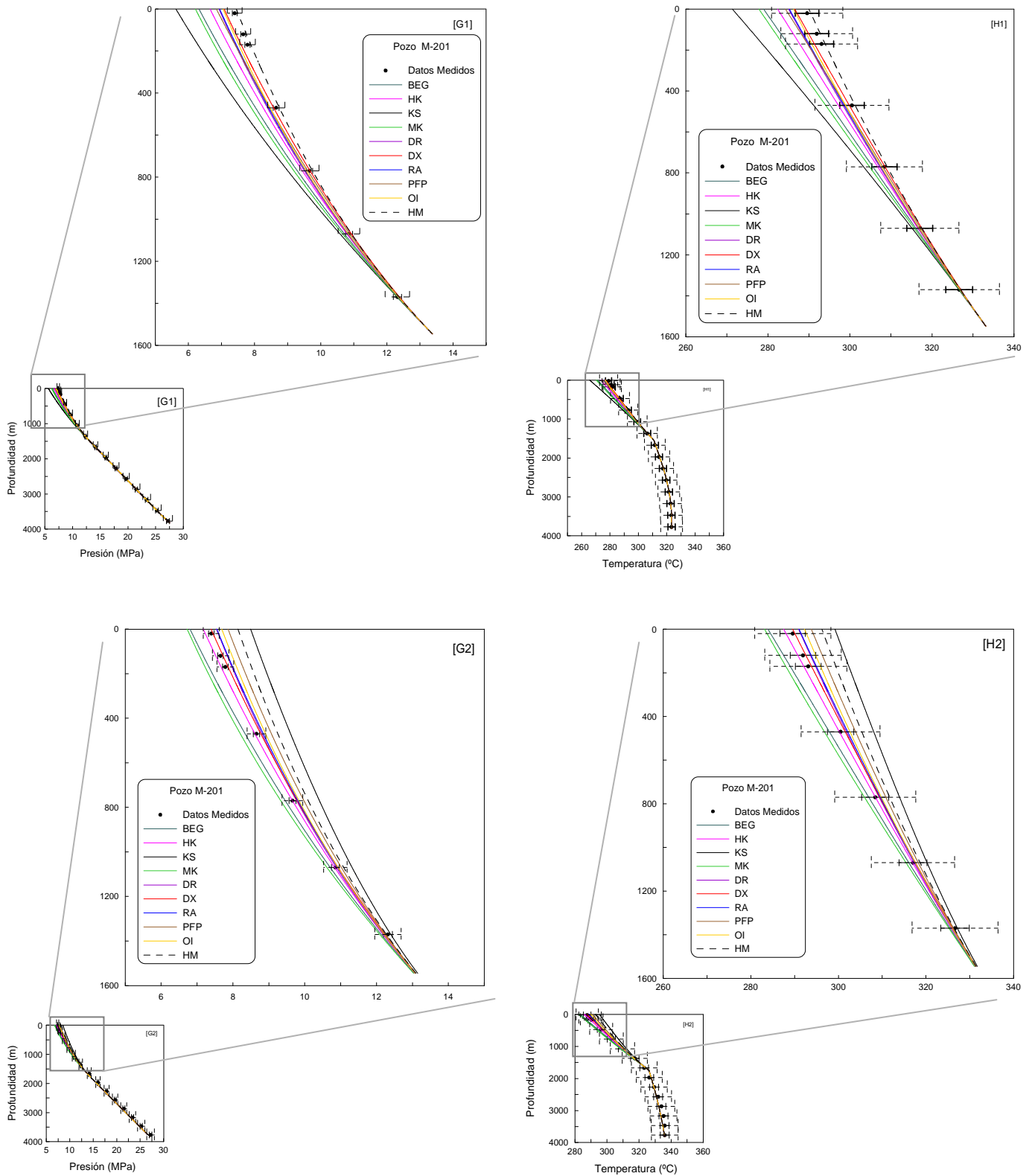


Figura 5.6 Gradientes de presión y temperatura medidos (puntos negros), en el pozo M-201. Los errores de las barras representan los errores típicos de medición de presión y temperatura (1% y 3%, respectivamente). Los gradientes de presión y temperatura simulados por GEOPOZO [G1] y [H1], y por GEOWELLS [G2] y [H2], están representados por las líneas de colores, , para cada una de las 10 correlaciones de  $\alpha$  usadas en este trabajo.

Tabla 5.1 Gradientes de presión y temperatura de datos medidos y simulados para el pozo Az-18.

BEG – Az-18			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
0	3.07	238	1.96	-1.11	211.26	-26.74	2.06	-1.01	213.80	-24.23
100	3.19	242.5	2.14	-1.05	215.87	-26.63	2.25	-0.94	218.40	-24.09
200	3.29	244	2.33	-0.96	220.22	-23.78	2.45	-0.84	222.70	-21.25
300	3.38	246	2.52	-0.86	224.37	-21.63	2.64	-0.74	226.90	-19.10
400	3.49	248	2.71	-0.78	228.33	-19.67	2.84	-0.65	230.80	-17.16
500	3.59	249	2.91	-0.68	232.12	-16.88	3.04	-0.55	234.60	-14.41
600	3.69	251	3.11	-0.58	235.78	-15.22	3.24	-0.45	238.20	-12.80
700	3.81	253	3.31	-0.50	239.30	-13.70	3.45	-0.36	241.70	-11.35
800	3.91	254	3.51	-0.40	242.71	-11.29	3.65	-0.26	245.00	-8.97
900	4.02	256	3.72	-0.30	246.03	-9.97	3.86	-0.16	248.30	-7.70
1000	4.15	257.5	3.95	-0.20	249.52	-7.98	4.09	-0.06	251.60	-5.88
1050	4.26	258.8	4.07	-0.19	251.39	-7.41	4.21	-0.05	253.40	-5.36
1100	4.36	260.2	4.20	-0.16	253.23	-6.97	4.34	-0.02	255.20	-4.97
1150	4.45	261.5	4.33	-0.12	255.04	-6.46	4.47	0.02	257.00	-4.53
1200	4.57	263	4.46	-0.11	256.81	-6.19	4.59	0.02	258.70	-4.32
1250	4.72	267.0	4.72	0.00	267.00	0.00	4.72	0.00	260.36	-6.64

DX – Az-18										
0	3.07	238.0	2.69	-0.38	227.95	-10.05	2.89	-0.18	231.80	-6.20
100	3.19	242.5	2.81	-0.38	230.31	-12.19	3.02	-0.17	234.10	-8.40
200	3.29	244.0	2.94	-0.35	232.64	-11.37	3.14	-0.15	236.40	-7.60
300	3.38	246.0	3.06	-0.32	234.92	-11.08	3.27	-0.11	238.60	-7.40
400	3.49	248.0	3.18	-0.31	237.16	-10.84	3.40	-0.09	240.90	-7.10
500	3.59	249.0	3.31	-0.28	239.36	-9.64	3.53	-0.06	243.10	-5.90
600	3.69	251.0	3.44	-0.25	241.54	-9.46	3.67	-0.02	245.20	-5.80
700	3.81	253.0	3.57	-0.24	243.70	-9.30	3.80	-0.01	247.40	-5.60
800	3.91	254.0	3.70	-0.21	245.82	-8.18	3.94	0.03	249.50	-4.50
900	4.02	256.0	3.84	-0.18	247.93	-8.07	4.09	0.07	251.70	-4.30
1000	4.15	257.5	4.02	-0.13	250.59	-6.91	4.25	0.10	253.90	-3.60
1050	4.26	258.8	4.13	-0.13	252.20	-6.60	4.34	0.08	255.20	-3.60
1100	4.36	260.2	4.24	-0.12	253.77	-6.43	4.43	0.07	256.50	-3.70
1150	4.45	261.5	4.35	-0.10	255.32	-6.18	4.53	0.08	257.80	-3.70
1200	4.57	263.0	4.46	-0.11	256.84	-6.16	4.62	0.05	259.10	-3.90
1250	4.72	267.0	4.72	0.00	267.00	0.00	4.72	0.00	260.36	-6.64

(Continua Tabla 5.1)

HK – Az-18			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
0	3.07	238.0	2.04	-1.03	213.32	-24.68	2.16	-0.91	216.18	-21.82
100	3.19	242.5	2.22	-0.97	217.67	-24.83	2.34	-0.85	220.53	-21.97
200	3.29	244.0	2.40	-0.89	221.79	-22.21	2.53	-0.76	224.59	-19.41
300	3.38	246.0	2.58	-0.80	225.71	-20.29	2.72	-0.66	228.48	-17.52
400	3.49	248.0	2.77	-0.72	229.46	-18.54	2.91	-0.58	232.17	-15.83
500	3.59	249.0	2.96	-0.63	233.06	-15.94	3.10	-0.49	235.72	-13.28
600	3.69	251.0	3.15	-0.54	236.52	-14.48	3.30	-0.39	239.12	-11.88
700	3.81	253.0	3.34	-0.47	239.86	-13.14	3.49	-0.32	242.38	-10.62
800	3.91	254.0	3.53	-0.38	243.09	-10.91	3.69	-0.22	245.55	-8.45
900	4.02	256.0	3.73	-0.29	246.23	-9.77	3.89	-0.13	248.63	-7.37
1000	4.15	257.5	3.95	-0.20	249.63	-7.87	4.10	-0.05	251.81	-5.69
1050	4.26	258.8	4.08	-0.18	251.48	-7.32	4.22	-0.04	253.59	-5.21
1100	4.36	260.2	4.20	-0.16	253.29	-6.91	4.35	-0.01	255.34	-4.86
1150	4.45	261.5	4.33	-0.12	255.07	-6.43	4.47	0.02	257.05	-4.45
1200	4.57	263.0	4.46	-0.11	256.82	-6.18	4.60	0.03	258.71	-4.29
1250	4.72	267.0	4.72	0.00	267.00	0.00	4.72	0.00	260.36	-6.64

DR – Az-18										
0	3.07	238.0	2.85	-0.22	231.06	-6.94	3.29	0.22	239.01	1.01
100	3.19	242.5	2.96	-0.23	233.03	-9.47	3.39	0.20	240.63	-1.87
200	3.29	244.0	3.06	-0.23	234.97	-9.03	3.48	0.19	242.25	-1.75
300	3.38	246.0	3.17	-0.21	236.87	-9.13	3.58	0.20	243.85	-2.15
400	3.49	248.0	3.28	-0.21	238.75	-9.25	3.68	0.19	245.47	-2.53
500	3.59	249.0	3.38	-0.21	240.60	-8.40	3.78	0.19	247.06	-1.94
600	3.69	251.0	3.49	-0.20	242.43	-8.57	3.89	0.20	248.66	-2.34
700	3.81	253.0	3.61	-0.20	244.25	-8.75	3.99	0.18	250.25	-2.75
800	3.91	254.0	3.72	-0.19	246.04	-7.96	4.10	0.19	251.83	-2.17
900	4.02	256.0	3.83	-0.19	247.82	-8.18	4.21	0.19	253.42	-2.58
1000	4.15	257.5	4.00	-0.15	250.37	-7.13	4.34	0.19	255.17	-2.33
1050	4.26	258.8	4.11	-0.15	252.01	-6.79	4.41	0.15	256.22	-2.58
1100	4.36	260.2	4.23	-0.13	253.61	-6.59	4.49	0.13	257.27	-2.93
1150	4.45	261.5	4.34	-0.11	255.18	-6.32	4.57	0.12	258.31	-3.19
1200	4.57	263.0	4.45	-0.12	256.70	-6.30	4.64	0.07	259.34	-3.66
1250	4.72	267.0	4.72	0.00	267.00	0.00	4.72	0.00	260.36	-6.64

HM – Az-18										
0	3.07	238.0	2.88	-0.19	231.50	-6.50	3.48	0.41	242.28	4.28
100	3.19	242.5	2.97	-0.22	233.28	-9.22	3.56	0.37	243.51	1.01
200	3.29	244.0	3.06	-0.23	235.02	-8.98	3.63	0.34	244.73	0.73
300	3.38	246.0	3.16	-0.22	236.71	-9.29	3.71	0.33	245.96	-0.04
400	3.49	248.0	3.25	-0.24	238.36	-9.64	3.79	0.30	247.18	-0.82
500	3.59	249.0	3.35	-0.24	239.98	-9.02	3.87	0.28	248.39	-0.61
600	3.69	251.0	3.44	-0.25	241.56	-9.44	3.95	0.26	249.60	-1.40
700	3.81	253.0	3.54	-0.27	243.12	-9.88	4.03	0.22	250.79	-2.21
800	3.91	254.0	3.63	-0.28	244.64	-9.36	4.11	0.20	251.99	-2.01
900	4.02	256.0	3.73	-0.29	246.15	-9.85	4.19	0.17	253.19	-2.81
1000	4.15	257.5	3.91	-0.24	248.94	-8.56	4.31	0.16	254.79	-2.71
1050	4.26	258.8	4.04	-0.22	250.89	-7.91	4.39	0.13	255.94	-2.86
1100	4.36	260.2	4.17	-0.19	252.75	-7.45	4.47	0.11	257.08	-3.12
1150	4.45	261.5	4.29	-0.16	254.53	-6.97	4.56	0.11	258.19	-3.31
1200	4.57	263.0	4.41	-0.16	256.24	-6.76	4.64	0.07	259.28	-3.72
1250	4.72	267.0	4.72	0.00	267.00	0.00	4.72	0.00	260.36	-6.64



MK – Az-18			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
0	3.07	238.0	2.76	-0.31	229.23	-8.77	3.10	0.03	235.61	-2.39
100	3.19	242.5	2.87	-0.32	231.36	-11.14	3.20	0.01	237.52	-4.98
200	3.29	244.0	2.98	-0.31	233.48	-10.52	3.31	0.02	239.41	-4.59
300	3.38	246.0	3.09	-0.29	235.57	-10.43	3.43	0.05	241.32	-4.68
400	3.49	248.0	3.21	-0.28	237.64	-10.36	3.54	0.05	243.24	-4.76
500	3.59	249.0	3.33	-0.26	239.71	-9.29	3.66	0.07	245.16	-3.84
600	3.69	251.0	3.45	-0.24	241.76	-9.24	3.78	0.09	247.08	-3.92
700	3.81	253.0	3.58	-0.23	243.81	-9.19	3.91	0.10	249.00	-4.00
800	3.91	254.0	3.71	-0.20	245.85	-8.15	4.04	0.13	250.95	-3.05
900	4.02	256.0	3.84	-0.18	247.89	-8.11	4.18	0.16	252.91	-3.09
1000	4.15	257.5	4.01	-0.14	250.47	-7.03	4.32	0.17	254.90	-2.60
1050	4.26	258.8	4.12	-0.14	252.10	-6.70	4.40	0.14	256.00	-2.80
1100	4.36	260.2	4.23	-0.13	253.69	-6.51	4.48	0.12	257.10	-3.10
1150	4.45	261.5	4.34	-0.11	255.24	-6.26	4.56	0.11	258.19	-3.31
1200	4.57	263.0	4.45	-0.12	256.75	-6.25	4.64	0.07	259.28	-3.72
1250	4.72	267.0	4.72	0.00	267.00	0.00	4.72	0.00	260.36	-6.64
<b>KS – Az-18</b>										
0	3.07	238.0	1.72	-1.35	204.82	-33.18	2.43	-0.64	222.52	-15.48
100	3.19	242.5	1.92	-1.27	210.25	-32.25	2.60	-0.59	226.11	-16.39
200	3.29	244.0	2.12	-1.17	215.35	-28.65	2.77	-0.52	229.48	-14.52
300	3.38	246.0	2.33	-1.05	220.18	-25.82	2.94	-0.44	232.72	-13.28
400	3.49	248.0	2.54	-0.95	224.79	-23.21	3.11	-0.38	235.82	-12.18
500	3.59	249.0	2.76	-0.83	229.20	-19.80	3.28	-0.31	238.78	-10.22
600	3.69	251.0	2.98	-0.71	233.44	-17.56	3.44	-0.25	241.63	-9.37
700	3.81	253.0	3.21	-0.61	237.53	-15.47	3.61	-0.20	244.35	-8.65
800	3.91	254.0	3.44	-0.47	241.48	-12.52	3.78	-0.13	247.01	-6.99
900	4.02	256.0	3.67	-0.35	245.33	-10.67	3.95	-0.07	249.59	-6.41
1000	4.15	257.5	3.92	-0.23	249.11	-8.39	4.14	-0.01	252.39	-5.11
1050	4.26	258.8	4.05	-0.21	251.08	-7.72	4.26	0.00	254.05	-4.75
1100	4.36	260.2	4.18	-0.18	253.01	-7.19	4.37	0.01	255.68	-4.52
1150	4.45	261.5	4.32	-0.13	254.91	-6.59	4.49	0.04	257.27	-4.23
1200	4.57	263.0	4.45	-0.12	256.78	-6.22	4.60	0.03	258.83	-4.17
1250	4.72	267.0	4.72	0.00	267.00	0.00	4.72	0.00	260.36	-6.64
<b>OI – Az-18</b>										
0	3.07	238.0	2.90	-0.17	231.92	-6.08	3.51	0.44	242.67	4.67
100	3.19	242.5	2.99	-0.20	233.70	-8.80	3.59	0.40	243.95	1.45
200	3.29	244.0	3.09	-0.20	235.45	-8.55	3.67	0.38	245.24	1.24
300	3.38	246.0	3.18	-0.20	237.16	-8.84	3.75	0.37	246.52	0.52
400	3.49	248.0	3.28	-0.21	238.85	-9.15	3.83	0.34	247.83	-0.17
500	3.59	249.0	3.38	-0.21	240.51	-8.49	3.92	0.33	249.11	0.11
600	3.69	251.0	3.48	-0.21	242.15	-8.85	4.00	0.31	250.42	-0.58
700	3.81	253.0	3.58	-0.23	243.77	-9.24	4.09	0.28	251.71	-1.29
800	3.91	254.0	3.68	-0.23	245.37	-8.63	4.18	0.27	253.02	-0.98
900	4.02	256.0	3.78	-0.24	246.95	-9.05	4.28	0.26	254.33	-1.67
1000	4.15	257.5	3.95	-0.20	249.60	-7.90	4.38	0.23	255.80	-1.70
1050	4.26	258.8	4.07	-0.19	251.41	-7.39	4.45	0.19	256.72	-2.08
1100	4.36	260.2	4.19	-0.17	253.15	-7.05	4.52	0.16	257.64	-2.56
1150	4.45	261.5	4.31	-0.14	254.83	-6.67	4.58	0.13	258.55	-2.95
1200	4.57	263.0	4.43	-0.14	256.45	-6.55	4.65	0.08	259.46	-3.54
1250	4.72	267.0	4.72	0.00	267.00	0.00	4.72	0.00	260.36	-6.64

RA – Az-18			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
0	3.07	238.0	2.68	-0.39	227.62	-10.38	2.97	-0.10	233.36	-4.64
100	3.19	242.5	2.80	-0.39	230.05	-12.45	3.09	-0.10	235.54	-6.96
200	3.29	244.0	2.92	-0.37	232.43	-11.57	3.21	-0.08	237.68	-6.32
300	3.38	246.0	3.05	-0.33	234.76	-11.24	3.34	-0.04	239.81	-6.19
400	3.49	248.0	3.18	-0.31	237.04	-10.96	3.46	-0.03	241.89	-6.11
500	3.59	249.0	3.31	-0.28	239.28	-9.72	3.59	0.00	243.95	-5.05
600	3.69	251.0	3.44	-0.25	241.49	-9.51	3.71	0.02	245.99	-5.01
700	3.81	253.0	3.57	-0.24	243.66	-9.34	3.84	0.03	247.99	-5.01
800	3.91	254.0	3.70	-0.21	245.80	-8.20	3.98	0.07	249.98	-4.02
900	4.02	256.0	3.84	-0.18	247.91	-8.09	4.11	0.09	251.95	-4.05
1000	4.15	257.5	4.02	-0.13	250.59	-6.91	4.26	0.11	254.10	-3.40
1050	4.26	258.8	4.13	-0.13	252.19	-6.61	4.35	0.09	255.39	-3.41
1100	4.36	260.2	4.24	-0.12	253.77	-6.43	4.44	0.08	256.65	-3.55
1150	4.45	261.5	4.35	-0.10	255.32	-6.18	4.53	0.08	257.90	-3.60
1200	4.57	263.0	4.46	-0.11	256.84	-6.16	4.63	0.06	259.14	-3.86
1250	4.72	267.0	4.72	0.00	267.00	0.00	4.72	0.00	260.36	-6.64

PFP – Az-18										
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
0	3.07	238.0	0.78	-2.29	169.56	-68.44	3.44	0.37	241.51	3.51
100	3.19	242.5	1.11	-2.08	184.58	-57.92	3.52	0.33	242.94	0.44
200	3.29	244.0	1.43	-1.86	196.06	-47.94	3.61	0.32	244.34	0.34
300	3.38	246.0	1.74	-1.64	205.45	-40.55	3.70	0.32	245.76	-0.24
400	3.49	248.0	2.04	-1.45	213.44	-34.56	3.79	0.30	247.17	-0.83
500	3.59	249.0	2.34	-1.25	220.45	-28.56	3.88	0.29	248.58	-0.42
600	3.69	251.0	2.63	-1.06	226.70	-24.30	3.98	0.29	250.00	-1.00
700	3.81	253.0	2.92	-0.89	232.36	-20.64	4.07	0.26	251.39	-1.61
800	3.91	254.0	3.21	-0.70	237.56	-16.44	4.17	0.26	252.81	-1.19
900	4.02	256.0	3.49	-0.53	242.36	-13.64	4.27	0.25	254.21	-1.79
1000	4.15	257.5	3.80	-0.35	247.24	-10.26	4.38	0.23	255.76	-1.74
1050	4.26	258.8	3.96	-0.30	249.70	-9.10	4.45	0.19	256.69	-2.11
1100	4.36	260.2	4.12	-0.24	252.08	-8.12	4.51	0.15	257.62	-2.58
1150	4.45	261.5	4.28	-0.17	254.38	-7.12	4.58	0.13	258.53	-2.97
1200	4.57	263.0	4.44	-0.13	256.62	-6.38	4.65	0.08	259.45	-3.55
1250	4.72	267.0	4.72	0.00	267.00	0.00	4.72	0.00	260.36	-6.64

Tabla 5.2. Gradientes de presión y temperatura de datos medidos y simulados para el pozo H-1.

BEG – H-1			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
20	2.04	221.3	2.00	-0.04	213.00	-8.30	2.09	0.05	214.50	-6.80
100	2.21	223.5	2.22	0.01	217.64	-5.86	2.27	0.06	218.89	-4.61
200	2.45	228.8	2.46	0.01	223.09	-5.71	2.51	0.06	224.20	-4.60
300	2.70	234.3	2.72	0.02	228.43	-5.87	2.77	0.07	229.40	-4.90
400	2.99	238.9	2.99	0.00	233.70	-5.20	3.04	0.05	234.52	-4.38
500	3.26	244.4	3.29	0.03	238.94	-5.46	3.33	0.07	239.70	-4.70
600	3.64	250.8	3.61	-0.03	244.25	-6.55	3.64	0.00	244.88	-5.92
700	3.97	256.1	3.96	-0.01	249.68	-6.42	3.99	0.02	250.20	-5.90
800	4.34	260.7	4.34	0.00	255.22	-5.48	4.38	0.04	255.82	-4.88
900	4.80	265.1	4.78	-0.02	261.17	-3.93	4.81	0.01	261.58	-3.52
1000	5.35	268.9	5.31	-0.04	267.68	-1.22	5.34	-0.01	268.06	-0.84
1100	5.96	272.6	6.02	0.06	274.08	1.48	6.02	0.06	273.83	1.23
1200	6.78	274.2	6.78	0	274.2	0	6.779	-0.001	274.15	-0.05

DX – H-1										
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
20	2.04	221.3	2.43	0.39	223.46	2.16	2.43	0.39	222.38	1.08
100	2.21	223.5	2.63	0.42	226.58	3.08	2.59	0.38	225.74	2.24
200	2.45	228.8	2.83	0.38	230.71	1.91	2.79	0.34	229.93	1.13
300	2.70	234.3	3.06	0.36	234.86	0.56	3.02	0.32	234.22	-0.08
400	2.99	238.9	3.29	0.30	239.04	0.14	3.26	0.27	238.52	-0.38
500	3.26	244.4	3.55	0.29	243.30	-1.10	3.53	0.27	242.99	-1.41
600	3.64	250.8	3.82	0.18	247.67	-3.13	3.81	0.17	247.54	-3.26
700	3.97	256.1	4.13	0.16	252.19	-3.91	4.13	0.16	252.28	-3.82
800	4.34	260.7	4.46	0.12	256.87	-3.83	4.49	0.15	257.34	-3.36
900	4.80	265.1	4.86	0.06	262.15	-2.95	4.89	0.09	262.56	-2.54
1000	5.35	268.9	5.32	-0.03	267.88	-1.02	5.37	0.02	268.45	-0.45
1100	5.96	272.6	6.02	0.06	274.08	1.48	6.02	0.06	273.83	1.23
1200	6.78	274.2	6.78	0	274.2	0	6.779	-0.001	274.15	-0.05

HK – H-1										
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
20	2.04	221.3	2.18	0.14	216.67	-4.63	2.24	0.20	218.06	-3.24
100	2.21	223.5	2.35	0.14	220.67	-2.83	2.41	0.20	222.09	-1.41
200	2.45	228.8	2.59	0.14	225.72	-3.08	2.65	0.20	226.97	-1.83
300	2.70	234.3	2.83	0.13	230.66	-3.64	2.89	0.19	231.79	-2.51
400	2.99	238.9	3.09	0.10	235.55	-3.35	3.15	0.16	236.53	-2.37
500	3.26	244.4	3.37	0.11	240.41	-3.99	3.43	0.17	241.31	-3.09
600	3.64	250.8	3.67	0.03	245.32	-5.48	3.72	0.08	246.12	-4.68
700	3.97	256.1	4.00	0.03	250.35	-5.75	4.05	0.08	251.06	-5.04
800	4.34	260.7	4.36	0.02	255.55	-5.15	4.42	0.08	256.28	-4.42
900	4.80	265.1	4.80	0.00	261.35	-3.75	4.83	0.03	261.78	-3.32
1000	5.35	268.9	5.31	-0.04	267.71	-1.19	5.34	-0.01	268.11	-0.79
1100	5.96	272.6	6.02	0.06	274.08	1.48	6.02	0.06	273.83	1.23
1200	6.78	274.2	6.78	0	274.2	0	6.779	-0.001	274.15	-0.05

(Continua Tabla 5.2)

DR – H-1			GEOPOZO				GOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
20	2.04	221.3	2.64	0.60	226.88	5.58	2.73	0.69	228.63	7.33
100	2.21	223.5	2.78	0.57	229.56	6.06	2.86	0.65	231.13	7.63
200	2.45	228.8	2.95	0.50	232.97	4.17	3.02	0.57	234.31	5.51
300	2.70	234.3	3.15	0.45	236.47	2.17	3.21	0.51	237.63	3.33
400	2.99	238.9	3.35	0.36	240.08	1.18	3.41	0.42	241.07	2.17
500	3.26	244.4	3.58	0.32	243.85	-0.55	3.63	0.37	244.73	0.33
600	3.64	250.8	3.83	0.19	247.82	-2.98	3.88	0.24	248.58	-2.22
700	3.97	256.1	4.12	0.15	252.05	-4.05	4.16	0.19	252.73	-3.38
800	4.34	260.7	4.44	0.10	256.57	-4.13	4.49	0.15	257.31	-3.39
900	4.80	265.1	4.83	0.03	261.81	-3.29	4.87	0.07	262.27	-2.83
1000	5.35	268.9	5.32	-0.03	267.69	-1.21	5.35	0.00	268.22	-0.68
1100	5.96	272.6	6.02	0.06	273.77	1.17	6.02	0.06	273.83	1.23
1200	6.78	274.2	6.78	0	274.2	0	6.779	-0.001	274.15	-0.05

HM – H-1			GEOPOZO				GOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
20	2.04	221.3	2.91	0.87	232.20	10.90	3.03	0.99	234.31	13.01
100	2.21	223.5	3.06	0.85	234.90	11.40	3.14	0.93	236.33	12.83
200	2.45	228.8	3.21	0.76	237.66	8.86	3.28	0.83	238.92	10.12
300	2.70	234.3	3.38	0.68	240.52	6.22	3.45	0.75	241.66	7.36
400	2.99	238.9	3.56	0.57	243.49	4.59	3.62	0.63	244.51	5.61
500	3.26	244.4	3.76	0.50	246.61	2.21	3.82	0.56	247.56	3.16
600	3.64	250.8	3.97	0.33	249.92	-0.88	4.03	0.39	250.79	-0.01
700	3.97	256.1	4.22	0.25	253.48	-2.62	4.27	0.30	254.30	-1.80
800	4.34	260.7	4.50	0.16	257.37	-3.33	4.56	0.22	258.23	-2.47
900	4.80	265.1	4.87	0.07	262.24	-2.86	4.90	0.10	262.72	-2.38
1000	5.35	268.9	5.32	-0.03	267.86	-1.04	5.36	0.01	268.35	-0.55
1100	5.96	272.6	6.02	0.06	274.12	1.52	6.02	0.06	273.83	1.23
1200	6.78	274.2	6.78	0	274.2	0	6.779	-0.001	274.15	-0.05

MK – H-1			GEOPOZO				GOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
20	2.04	221.3	2.33	0.29	220.30	-1.00	2.39	0.35	221.48	0.18
100	2.21	223.5	2.47	0.26	223.22	-0.28	2.52	0.31	224.45	0.95
200	2.45	228.8	2.66	0.21	227.25	-1.55	2.71	0.26	228.23	-0.57
300	2.70	234.3	2.87	0.17	231.41	-2.89	2.91	0.21	232.22	-2.08
400	2.99	238.9	3.10	0.11	235.75	-3.15	3.14	0.15	236.37	-2.53
500	3.26	244.4	3.36	0.10	240.28	-4.12	3.39	0.13	240.79	-3.61
600	3.64	250.8	3.66	0.02	245.08	-5.72	3.68	0.04	245.46	-5.34
700	3.97	256.1	3.99	0.02	250.21	-5.89	4.01	0.04	250.47	-5.63
800	4.34	260.7	4.36	0.02	255.55	-5.15	4.39	0.05	255.96	-4.74
900	4.80	265.1	4.79	-0.01	261.25	-3.85	4.82	0.02	261.63	-3.47
1000	5.35	268.9	5.31	-0.04	267.68	-1.22	5.34	-0.01	268.03	-0.87
1100	5.96	272.6	6.02	0.06	274.08	1.48	6.02	0.06	273.83	1.23
1200	6.78	274.2	6.78	0	274.2	0	6.779	-0.001	274.15	-0.05

(Continua Tabla 5.2)

KS – H-1			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
20	2.04	221.3	1.74	-0.30	207.47	-13.83	2.75	0.71	228.99	7.69
100	2.21	223.5	1.88	-0.33	209.37	-14.13	2.90	0.69	232.01	8.51
200	2.45	228.8	2.15	-0.30	215.99	-12.81	3.10	0.65	235.68	6.88
300	2.70	234.3	2.43	-0.27	222.43	-11.87	3.31	0.61	239.34	5.04
400	2.99	238.9	2.73	-0.26	228.76	-10.14	3.52	0.53	242.93	4.03
500	3.26	244.4	3.07	-0.19	235.06	-9.34	3.75	0.49	246.56	2.16
600	3.64	250.8	3.43	-0.21	241.37	-9.43	3.99	0.35	250.21	-0.59
700	3.97	256.1	3.83	-0.14	247.81	-8.29	4.25	0.28	253.93	-2.17
800	4.34	260.7	4.27	-0.07	254.22	-6.48	4.53	0.19	257.87	-2.83
900	4.80	265.1	4.74	-0.06	260.66	-4.44	4.88	0.08	262.47	-2.63
1000	5.35	268.9	5.30	-0.05	267.59	-1.31	5.36	0.01	268.32	-0.58
1100	5.96	272.6	6.02	0.06	274.08	1.48	6.02	0.06	273.83	1.23
1200	6.78	274.2	6.78	0	274.2	0	6.779	-0.001	274.15	-0.05

OI – H-1										
20	2.04	221.3	2.75	0.71	228.62	7.32	2.84	0.80	230.87	9.57
100	2.21	223.5	2.87	0.66	231.48	7.98	2.96	0.75	233.11	9.61
200	2.45	228.8	3.04	0.59	234.61	5.81	3.12	0.67	235.99	7.19
300	2.70	234.3	3.22	0.52	237.84	3.54	3.29	0.59	239.05	4.75
400	2.99	238.9	3.42	0.43	241.21	2.31	3.48	0.49	242.24	3.34
500	3.26	244.4	3.64	0.38	244.74	0.34	3.69	0.43	245.65	1.25
600	3.64	250.8	3.88	0.24	248.49	-2.31	3.93	0.29	249.27	-1.53
700	3.97	256.1	4.15	0.18	252.51	-3.59	4.20	0.23	253.21	-2.89
800	4.34	260.7	4.46	0.12	256.84	-3.86	4.51	0.17	257.60	-3.10
900	4.80	265.1	4.84	0.04	261.94	-3.16	4.88	0.08	262.42	-2.68
1000	5.35	268.9	5.32	-0.03	267.80	-1.10	5.35	0.00	268.26	-0.64
1100	5.96	272.6	6.02	0.06	274.08	1.48	6.02	0.06	273.83	1.23
1200	6.78	274.2	6.78	0	274.2	0	6.779	-0.001	274.15	-0.05

RA – H-1										
20	2.04	221.3	2.99	0.95	232.72	11.42	2.55	0.51	225.08	3.78
100	2.21	223.5	3.11	0.90	235.88	12.38	2.70	0.49	228.10	4.60
200	2.45	228.8	3.33	0.88	239.76	10.96	2.89	0.44	231.86	3.06
300	2.70	234.3	3.56	0.86	243.47	9.17	3.10	0.40	235.71	1.41
400	2.99	238.9	3.78	0.79	247.04	8.14	3.32	0.33	239.61	0.71
500	3.26	244.4	4.01	0.75	250.54	6.14	3.57	0.31	243.65	-0.75
600	3.64	250.8	4.25	0.61	254.02	3.22	3.83	0.19	247.82	-2.98
700	3.97	256.1	4.51	0.54	257.55	1.45	4.13	0.16	252.20	-3.90
800	4.34	260.7	4.79	0.45	261.22	0.52	4.47	0.13	256.96	-3.74
900	4.80	265.1	5.09	0.29	265.08	-0.02	4.85	0.05	262.10	-3.00
1000	5.35	268.9	5.36	0.01	268.26	-0.64	5.35	0.00	268.19	-0.71
1100	5.96	272.6	6.02	0.06	274.12	1.52	6.02	0.06	273.83	1.23
1200	6.78	274.2	6.78	0	274.2	0	6.779	-0.001	274.15	-0.05

(Continua Tabla 5.2)

PFP – H-1			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
20	2.04	221.3	1.79	-0.25	205.96	-15.34	2.77	0.73	229.38	8.08
100	2.21	223.5	2.01	-0.20	212.57	-10.93	2.89	0.68	231.87	8.37
200	2.45	228.8	2.33	-0.12	220.14	-8.66	3.07	0.62	235.03	6.23
300	2.70	234.3	2.65	-0.05	226.97	-7.33	3.25	0.55	238.33	4.03
400	2.99	238.9	2.97	-0.02	233.25	-5.65	3.45	0.46	241.75	2.85
500	3.26	244.4	3.30	0.04	239.13	-5.27	3.67	0.41	245.36	0.96
600	3.64	250.8	3.64	0.00	244.74	-6.06	3.92	0.28	249.12	-1.68
700	3.97	256.1	3.99	0.02	250.18	-5.92	4.19	0.22	253.15	-2.95
800	4.34	260.7	4.37	0.03	255.60	-5.10	4.51	0.17	257.57	-3.13
900	4.80	265.1	4.81	0.01	261.52	-3.58	4.88	0.08	262.42	-2.68
1000	5.35	268.9	5.31	-0.04	267.77	-1.13	5.36	0.01	268.28	-0.62
1100	5.96	272.6	6.02	0.06	274.08	1.48	6.02	0.06	273.83	1.23
1200	6.78	274.2	6.78	0	274.2	0	6.779	-0.001	274.15	-0.05

Tabla 5.3. Gradientes de presión y temperatura de datos medidos y simulados para el pozo M-90.

BEG – M-90			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
25.0	4.09	249.10	3.26	-0.83	238.54	-10.56	2.90	-1.19	232.05	-17.05
100.0	4.25	250.50	3.47	-0.78	241.98	-8.52	3.17	-1.08	236.93	-13.57
199.9	4.53	253.90	3.75	-0.78	246.51	-7.39	3.52	-1.01	242.86	-11.04
299.9	4.81	257.50	4.04	-0.77	250.99	-6.51	3.87	-0.94	248.36	-9.14
399.9	5.10	261.10	4.36	-0.74	255.45	-5.65	4.22	-0.88	253.55	-7.55
499.9	5.40	264.40	4.69	-0.71	259.93	-4.47	4.58	-0.82	258.55	-5.85
599.8	5.74	268.80	5.04	-0.70	264.44	-4.36	4.96	-0.78	263.44	-5.36
699.8	6.05	272.10	5.42	-0.63	269.04	-3.06	5.35	-0.70	268.23	-3.87
799.8	6.43	275.40	5.84	-0.59	273.77	-1.63	5.78	-0.65	273.13	-2.27
899.8	6.83	279.00	6.30	-0.53	278.71	-0.29	6.24	-0.59	278.17	-0.83
999.7	7.22	282.90	6.81	-0.41	283.97	1.07	6.76	-0.46	283.51	0.61
1099.7	7.68	286.80	7.42	-0.26	289.74	2.94	7.38	-0.30	289.40	2.60
1199.7	8.20	290.40	8.13	-0.07	292.20	1.80	8.11	-0.09	291.91	1.51
1224.7	8.36	291.50	8.31	-0.05	292.20	0.70	8.29	-0.07	291.99	0.49
1249.7	8.50	292.20	8.47	-0.03	292.20	0.00	8.46	-0.04	292.05	-0.15
1298.8	8.85	292.2	8.84	-0.01	292.20	0.00	8.84	-0.01	292.20	-0.01

(Continua Tabla 5.3)

DX – M-90			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad (m)	Presión Medida (MPa)	Temperatura Medida (°C)	Presión Simulada (MPa)	Residuales Simples Psim-Pmed	Temperatura Simulada (°C)	Residuales Simples Tsim-Tmed	Presión Simulada (MPa)	Residuales Simples Psim-Pmed	Temperatura Simulada (°C)	Residuales Simples Tsim-Tmed
25.0	4.09	249.10	3.71	-0.38	245.88	-3.22	3.34	-0.75	239.90	-9.20
100.0	4.25	250.50	3.89	-0.36	248.67	-1.83	3.57	-0.68	243.62	-6.88
199.9	4.53	253.90	4.14	-0.39	252.40	-1.50	3.87	-0.66	248.38	-5.52
299.9	4.81	257.50	4.41	-0.40	256.13	-1.37	4.18	-0.63	252.95	-4.55
399.9	5.10	261.10	4.69	-0.41	259.90	-1.20	4.50	-0.60	257.38	-3.72
499.9	5.40	264.40	4.98	-0.42	263.71	-0.69	4.82	-0.58	261.72	-2.68
599.8	5.74	268.80	5.30	-0.44	267.60	-1.20	5.17	-0.57	266.03	-2.77
699.8	6.05	272.10	5.64	-0.41	271.57	-0.53	5.53	-0.52	270.32	-1.78
799.8	6.43	275.40	6.01	-0.42	275.69	0.29	5.92	-0.51	274.73	-0.67
899.8	6.83	279.00	6.42	-0.41	280.00	1.00	6.35	-0.48	279.28	0.28
999.7	7.22	282.90	6.88	-0.34	284.63	1.73	6.82	-0.40	284.12	1.22
1099.7	7.68	286.80	7.43	-0.25	289.84	3.03	7.39	-0.29	289.50	2.70
1199.7	8.20	290.40	8.13	-0.07	292.00	1.60	8.11	-0.09	291.91	1.51
1224.7	8.36	291.50	8.31	-0.05	292.00	0.50	8.29	-0.07	291.99	0.49
1249.7	8.50	292.20	8.47	-0.03	292.00	-0.20	8.46	-0.04	292.05	-0.15
1298.8	8.85	292.2	8.84	-0.01	292.00	-0.20	8.84	-0.01	292.20	0.00

DR – M-90										
25.0	4.09	249.10	3.81	-0.28	247.50	-1.60	3.58	-0.51	243.89	-5.21
100.0	4.25	250.50	3.97	-0.28	249.93	-0.57	3.77	-0.48	246.91	-3.60
199.9	4.53	253.90	4.20	-0.33	253.22	-0.68	4.03	-0.50	250.82	-3.08
299.9	4.81	257.50	4.44	-0.37	256.56	-0.94	4.30	-0.51	254.67	-2.83
399.9	5.10	261.10	4.69	-0.41	259.98	-1.12	4.58	-0.52	258.48	-2.62
499.9	5.40	264.40	4.97	-0.43	263.51	-0.89	4.87	-0.53	262.31	-2.09
599.8	5.74	268.80	5.27	-0.48	267.17	-1.63	5.18	-0.56	266.21	-2.59
699.8	6.05	272.10	5.59	-0.46	271.01	-1.09	5.52	-0.53	270.18	-1.92
799.8	6.43	275.40	5.95	-0.48	275.07	-0.33	5.89	-0.54	274.37	-1.03
899.8	6.83	279.00	6.37	-0.46	279.44	0.44	6.31	-0.52	278.86	-0.14
999.7	7.22	282.90	6.84	-0.38	284.26	1.36	6.79	-0.43	283.77	0.87
1099.7	7.68	286.80	7.42	-0.26	289.77	2.97	7.38	-0.30	289.42	2.62
1199.7	8.20	290.40	8.13	-0.07	292.20	1.80	8.11	-0.09	291.91	1.51
1224.7	8.36	291.50	8.31	-0.05	292.20	0.70	8.29	-0.07	291.99	0.49
1249.7	8.50	292.20	8.47	-0.03	292.20	0.00	8.46	-0.04	292.05	-0.15
1298.8	8.85	292.2	8.84	-0.01	292.00	-0.20	8.84	-0.01	292.20	0.00

HK – M-90										
25.0	4.09	249.10	3.39	-0.70	240.66	-8.44	2.97	-1.12	233.19	-15.91
100.0	4.25	250.50	3.59	-0.66	243.94	-6.56	3.23	-1.02	237.91	-12.59
199.9	4.53	253.90	3.86	-0.67	248.25	-5.65	3.57	-0.96	243.70	-10.20
299.9	4.81	257.50	4.15	-0.66	252.52	-4.98	3.91	-0.90	249.07	-8.43
399.9	5.10	261.10	4.45	-0.65	256.77	-4.33	4.26	-0.84	254.15	-6.95
499.9	5.40	264.40	4.77	-0.63	261.04	-3.36	4.62	-0.78	259.05	-5.35
599.8	5.74	268.80	5.11	-0.63	265.35	-3.45	4.99	-0.75	263.84	-4.96
699.8	6.05	272.10	5.48	-0.57	269.74	-2.36	5.38	-0.67	268.54	-3.56
799.8	6.43	275.40	5.88	-0.55	274.27	-1.13	5.80	-0.63	273.35	-2.05
899.8	6.83	279.00	6.33	-0.51	279.02	0.02	6.25	-0.58	278.30	-0.70
999.7	7.22	282.90	6.83	-0.39	284.11	1.21	6.77	-0.45	283.57	0.67
1099.7	7.68	286.80	7.42	-0.26	289.76	2.96	7.38	-0.30	289.41	2.61
1199.7	8.20	290.40	8.13	-0.07	292.20	1.80	8.11	-0.09	291.91	1.51
1224.7	8.36	291.50	8.31	-0.05	292.20	0.70	8.29	-0.07	291.99	0.49
1249.7	8.50	292.20	8.47	-0.03	292.20	0.00	8.46	-0.04	292.05	-0.15
1298.8	8.85	292.2	8.84	-0.01	292.00	-0.20	8.84	-0.01	292.20	0.00

HM – M-90			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad (m)	Presión Medida (MPa)	Temperatura Medida (°C)	Presión Simulada (MPa)	Residuales Simples Psim-Pmed	Temperatura Simulada (°C)	Residuales Simples Tsim-Tmed	Presión Simulada (MPa)	Residuales Simples Psim-Pmed	Temperatura Simulada (°C)	Residuales Simples Tsim-Tmed
25.0	4.09	249.10	4.04	-0.05	250.88	1.78	3.59	-0.50	243.98	-5.12
100.0	4.25	250.50	4.19	-0.06	253.05	2.55	3.80	-0.45	247.30	-3.20
199.9	4.53	253.90	4.39	-0.14	255.98	2.08	4.08	-0.45	251.47	-2.43
299.9	4.81	257.50	4.62	-0.19	258.97	1.47	4.35	-0.46	255.44	-2.06
399.9	5.10	261.10	4.85	-0.25	262.05	0.95	4.64	-0.46	259.29	-1.81
499.9	5.40	264.40	5.11	-0.29	265.23	0.83	4.93	-0.47	263.09	-1.31
599.8	5.74	268.80	5.38	-0.36	268.55	-0.25	5.24	-0.50	266.91	-1.89
699.8	6.05	272.10	5.68	-0.37	272.06	-0.05	5.57	-0.48	270.76	-1.34
799.8	6.43	275.40	6.02	-0.41	275.79	0.39	5.93	-0.50	274.82	-0.58
899.8	6.83	279.00	6.41	-0.42	279.86	0.86	6.33	-0.50	279.14	0.14
999.7	7.22	282.90	6.86	-0.36	284.42	1.52	6.80	-0.42	283.91	1.01
1099.7	7.68	286.80	7.42	-0.26	289.77	2.97	7.38	-0.30	289.43	2.63
1199.7	8.20	290.40	8.13	-0.07	292.00	1.60	8.11	-0.09	291.91	1.51
1224.7	8.36	291.50	8.31	-0.05	292.00	0.50	8.29	-0.07	291.99	0.49
1249.7	8.50	292.20	8.47	-0.03	292.00	-0.20	8.46	-0.04	292.05	-0.15
1298.8	8.85	292.2	8.84	-0.01	292.00	-0.20	8.84	-0.01	292.20	0.00

KS – M-90										
25.0	4.09	249.10	2.95	-1.14	232.82	-16.28	3.15	-0.94	236.65	-12.45
100.0	4.25	250.50	3.16	-1.09	236.75	-13.75	3.40	-0.85	240.94	-9.56
199.9	4.53	253.90	3.46	-1.07	241.89	-12.01	3.73	-0.80	246.26	-7.64
299.9	4.81	257.50	3.78	-1.03	246.98	-10.52	4.06	-0.75	251.24	-6.26
399.9	5.10	261.10	4.12	-0.98	252.03	-9.07	4.39	-0.71	255.97	-5.13
499.9	5.40	264.40	4.48	-0.93	257.08	-7.32	4.74	-0.66	260.55	-3.85
599.8	5.74	268.80	4.86	-0.88	262.16	-6.64	5.09	-0.65	265.05	-3.75
699.8	6.05	272.10	5.28	-0.77	267.31	-4.79	5.46	-0.59	269.48	-2.62
799.8	6.43	275.40	5.73	-0.70	272.56	-2.84	5.86	-0.57	274.02	-1.38
899.8	6.83	279.00	6.23	-0.60	277.99	-1.01	6.29	-0.54	278.73	-0.27
999.7	7.22	282.90	6.78	-0.44	283.67	0.77	6.79	-0.43	283.76	0.86
1099.7	7.68	286.80	7.42	-0.26	289.71	2.91	7.38	-0.30	289.42	2.62
1199.7	8.20	290.40	8.13	-0.07	292.20	1.80	8.11	-0.09	291.91	1.51
1224.7	8.36	291.50	8.31	-0.05	292.20	0.70	8.29	-0.07	291.99	0.49
1249.7	8.50	292.20	8.47	-0.03	292.20	0.00	8.46	-0.04	292.05	-0.15
1298.8	8.85	292.2	8.84	-0.01	292.00	-0.20	8.84	-0.01	292.20	0.00

MK – M-90										
25.0	4.09	249.10	4.09	249.10	3.55	-0.54	243.29	-5.81	3.45	-0.64
100.0	4.25	250.50	4.25	250.50	3.71	-0.54	245.96	-4.54	3.64	-0.61
199.9	4.53	253.90	4.53	253.90	3.95	-0.58	249.58	-4.32	3.90	-0.63
299.9	4.81	257.50	4.81	257.50	4.20	-0.61	253.29	-4.21	4.18	-0.63
399.9	5.10	261.10	5.10	261.10	4.48	-0.62	257.09	-4.01	4.46	-0.64
499.9	5.40	264.40	5.40	264.40	4.77	-0.63	261.02	-3.38	4.77	-0.63
599.8	5.74	268.80	5.74	268.80	5.10	-0.65	265.10	-3.70	5.09	-0.65
699.8	6.05	272.10	6.05	272.10	5.45	-0.60	269.38	-2.72	5.44	-0.61
799.8	6.43	275.40	6.43	275.40	5.85	-0.58	273.89	-1.51	5.83	-0.60
899.8	6.83	279.00	6.83	279.00	6.30	-0.53	278.71	-0.29	6.27	-0.56
999.7	7.22	282.90	7.22	282.90	6.81	-0.41	283.94	1.04	6.77	-0.45
1099.7	7.68	286.80	7.68	286.80	7.42	-0.26	289.74	2.94	7.38	-0.30
1199.7	8.20	290.40	8.20	290.40	8.13	-0.07	292.20	1.80	8.11	-0.09
1224.7	8.36	291.50	8.36	291.50	8.31	-0.05	292.20	0.70	8.29	-0.07
1249.7	8.50	292.20	8.50	292.20	8.47	-0.03	292.20	0.00	8.46	-0.04
1298.8	8.85	292.2	8.85	292.2	8.84	-0.01	292.20	0.00	8.84	-0.01



OI – M-90			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad (m)	Presión Medida (MPa)	Temperatura Medida (°C)	Presión Simulada (MPa)	Residuales Simples Psim-Pmed	Temperatura Simulada (°C)	Residuales Simples Tsim-Tmed	Presión Simulada (MPa)	Residuales Simples Psim-Pmed	Temperatura Simulada (°C)	Residuales Simples Tsim-Tmed
25.0	4.09	249.10	3.91	-0.18	248.95	-0.15	3.70	-0.39	245.73	-3.37
100.0	4.25	250.50	4.06	-0.19	251.25	0.75	3.88	-0.37	248.51	-1.99
199.9	4.53	253.90	4.28	-0.25	254.35	0.45	4.12	-0.41	252.14	-1.76
299.9	4.81	257.50	4.51	-0.30	257.52	0.02	4.38	-0.43	255.74	-1.76
399.9	5.10	261.10	4.75	-0.35	260.78	-0.32	4.64	-0.46	259.35	-1.75
499.9	5.40	264.40	5.02	-0.38	264.16	-0.24	4.92	-0.48	262.99	-1.41
599.8	5.74	268.80	5.31	-0.43	267.67	-1.13	5.23	-0.51	266.72	-2.08
699.8	6.05	272.10	5.62	-0.43	271.38	-0.72	5.55	-0.50	270.55	-1.55
799.8	6.43	275.40	5.98	-0.45	275.32	-0.08	5.91	-0.52	274.62	-0.78
899.8	6.83	279.00	6.38	-0.45	279.59	0.59	6.32	-0.51	278.99	-0.01
999.7	7.22	282.90	6.85	-0.37	284.32	1.42	6.80	-0.42	283.83	0.93
1099.7	7.68	286.80	7.42	-0.26	289.78	2.98	7.38	-0.30	289.43	2.63
1199.7	8.20	290.40	8.13	-0.07	292.20	1.80	8.11	-0.09	291.91	1.51
1224.7	8.36	291.50	8.31	-0.05	292.20	0.70	8.29	-0.07	291.99	0.49
1249.7	8.50	292.20	8.47	-0.03	292.20	0.00	8.46	-0.04	292.05	-0.15
1298.8	8.85	292.2	8.84	-0.01	292.00	-0.20	8.84	-0.01	292.20	0.00

PFP – M-90										
25.0	4.09	249.10	3.27	-0.82	238.58	-10.52	3.77	-0.32	246.78	-2.32
100.0	4.25	250.50	3.50	-0.75	242.52	-7.98	3.94	-0.31	249.44	-1.06
199.9	4.53	253.90	3.82	-0.71	247.54	-6.36	4.18	-0.35	252.94	-0.96
299.9	4.81	257.50	4.14	-0.67	252.35	-5.15	4.42	-0.39	256.39	-1.11
399.9	5.10	261.10	4.47	-0.63	256.99	-4.11	4.68	-0.42	259.86	-1.24
499.9	5.40	264.40	4.81	-0.59	261.51	-2.89	4.95	-0.45	263.37	-1.03
599.8	5.74	268.80	5.17	-0.57	265.97	-2.83	5.25	-0.49	266.96	-1.84
699.8	6.05	272.10	5.54	-0.51	270.40	-1.70	5.56	-0.49	270.71	-1.39
799.8	6.43	275.40	5.94	-0.49	274.88	-0.52	5.92	-0.51	274.73	-0.67
899.8	6.83	279.00	6.37	-0.46	279.48	0.48	6.33	-0.50	279.06	0.06
999.7	7.22	282.90	6.85	-0.37	284.35	1.45	6.80	-0.42	283.86	0.96
1099.7	7.68	286.80	7.42	-0.26	289.79	2.99	7.38	-0.30	289.43	2.63
1199.7	8.20	290.40	8.13	-0.07	292.20	1.80	8.11	-0.09	291.91	1.51
1224.7	8.36	291.50	8.31	-0.05	292.20	0.70	8.29	-0.07	291.99	0.49
1249.7	8.50	292.20	8.47	-0.03	292.20	0.00	8.46	-0.04	292.05	-0.15
1298.8	8.85	292.2	8.84	-0.01	292.00	-0.20	8.84	-0.01	292.20	0.00

RA – M-90										
25.0	4.09	249.10	3.65	-0.44	245.02	-4.08	3.32	-0.77	239.50	-9.60
100.0	4.25	250.50	3.83	-0.42	247.76	-2.74	3.54	-0.71	243.16	-7.34
199.9	4.53	253.90	4.07	-0.46	251.43	-2.47	3.83	-0.70	247.81	-6.09
299.9	4.81	257.50	4.33	-0.48	255.12	-2.38	4.13	-0.68	252.27	-5.23
399.9	5.10	261.10	4.61	-0.49	258.85	-2.25	4.44	-0.66	256.61	-4.49
499.9	5.40	264.40	4.90	-0.50	262.66	-1.74	4.76	-0.64	260.89	-3.51
599.8	5.74	268.80	5.21	-0.53	266.56	-2.24	5.10	-0.64	265.17	-3.63
699.8	6.05	272.10	5.56	-0.49	270.60	-1.50	5.46	-0.59	269.47	-2.63
799.8	6.43	275.40	5.93	-0.50	274.83	-0.57	5.85	-0.58	273.93	-1.47
899.8	6.83	279.00	6.35	-0.48	279.33	0.33	6.28	-0.55	278.62	-0.38
999.7	7.22	282.90	6.84	-0.38	284.23	1.33	6.78	-0.44	283.69	0.79
1099.7	7.68	286.80	7.42	-0.26	289.77	2.97	7.38	-0.30	289.41	2.61
1199.7	8.20	290.40	8.13	-0.07	292.20	1.80	8.11	-0.09	291.91	1.51
1224.7	8.36	291.50	8.30	-0.06	292.20	0.70	8.29	-0.07	291.99	0.49
1249.7	8.50	292.20	8.49	-0.01	292.20	0.00	8.46	-0.04	292.05	-0.15
1298.8	8.85	292.2	8.84	-0.01	292.00	-0.20	8.84	-0.01	292.20	0.00

Tabla 5.4. Gradientes de presión y temperatura de datos medidos y simulados para el pozo M-201.

BEG – M-201			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
3770	27.22	350.0	27.22	0.00	350.00	0.00	26.76	-0.46	349.78	-0.22
3470	25.22	349.9	25.21	-0.01	349.90	0.03	24.80	-0.42	348.45	-1.43
3170	23.36	349.1	23.35	-0.01	349.22	0.12	22.94	-0.43	347.00	-2.10
2870	21.51	347.4	21.51	-0.01	347.62	0.23	21.08	-0.43	345.37	-2.03
2570	19.67	344.9	19.66	-0.01	345.25	0.35	19.23	-0.44	343.56	-1.35
2270	17.83	341.7	17.83	0.00	342.23	0.49	17.39	-0.44	341.60	-0.14
1970	15.99	338.0	15.99	0.00	338.55	0.60	15.57	-0.42	339.44	1.48
1670	14.14	334.0	14.15	0.01	334.71	0.70	13.76	-0.38	335.28	1.27
1370	12.32	326.6	12.33	0.01	326.70	0.07	12.13	-0.19	325.48	-1.14
1070	10.85	317.0	10.72	-0.14	316.06	-0.96	10.71	-0.14	316.07	-0.95
770	9.66	308.4	9.29	-0.37	305.60	-2.81	9.46	-0.20	306.92	-1.49
470	8.65	300.5	8.03	-0.62	295.23	-5.26	8.34	-0.31	297.91	-2.57
170	7.79	293.1	6.90	-0.88	284.87	-8.23	7.33	-0.46	288.98	-4.12
120	7.66	291.9	6.73	-0.93	283.13	-8.77	7.17	-0.48	287.48	-4.42
20	7.40	289.6	6.39	-1.01	279.66	-9.90	6.86	-0.53	284.50	-5.06
<b>DX – M-201</b>										
3770	27.22	350.0	27.22	0.00	350.00	0.00	26.76	-0.46	349.78	-0.22
3470	25.22	349.9	25.21	-0.01	349.90	0.03	24.80	-0.42	348.45	-1.43
3170	23.36	349.1	23.35	-0.01	349.22	0.12	22.94	-0.43	347.00	-2.10
2870	21.51	347.4	21.51	-0.01	347.62	0.23	21.08	-0.43	345.37	-2.03
2570	19.67	344.9	19.66	-0.01	345.25	0.35	19.23	-0.44	343.56	-1.35
2270	17.83	341.7	17.83	0.00	342.23	0.49	17.39	-0.44	341.60	-0.14
1970	15.99	338.0	15.99	0.00	338.55	0.60	15.57	-0.42	339.44	1.48
1670	14.14	334.0	14.15	0.01	334.71	0.70	13.76	-0.37	335.33	1.32
1370	12.32	326.6	12.38	0.06	327.02	0.39	12.23	-0.08	326.14	-0.49
1070	10.85	317.0	10.93	0.07	317.53	0.50	10.93	0.08	317.59	0.57
770	9.66	308.4	9.68	0.02	308.54	0.13	9.79	0.13	309.43	1.02
470	8.65	300.5	8.58	-0.08	299.85	-0.64	8.78	0.12	301.53	1.05
170	7.79	293.1	7.59	-0.20	291.33	-1.76	7.87	0.08	293.83	0.74
120	7.66	291.9	7.44	-0.22	289.93	-1.98	7.72	0.07	292.56	0.66
20	7.40	289.6	7.14	-0.26	287.12	-2.43	7.45	0.05	290.04	0.48
<b>DR – M-201</b>										
3770	27.22	350.0	27.22	0.00	350.00	0.00	26.76	-0.46	349.78	-0.22
3470	25.22	349.9	25.21	-0.01	349.90	0.03	24.80	-0.42	348.45	-1.43
3170	23.36	349.1	23.35	-0.01	349.22	0.12	22.94	-0.43	347.00	-2.10
2870	21.51	347.4	21.51	-0.01	347.62	0.23	21.08	-0.43	345.37	-2.03
2570	19.67	344.9	19.66	-0.01	345.25	0.35	19.23	-0.44	343.56	-1.35
2270	17.83	341.7	17.83	0.00	342.23	0.49	17.39	-0.44	341.60	-0.14
1970	15.99	338.0	15.99	0.00	338.55	0.60	15.57	-0.42	339.44	1.48
1670	14.14	334.0	14.15	0.01	334.71	0.70	13.76	-0.38	335.29	1.28
1370	12.32	326.6	12.34	0.03	326.80	0.17	12.19	-0.13	325.88	-0.75
1070	10.85	317.0	10.81	-0.04	316.72	-0.30	10.88	0.03	317.28	0.25
770	9.66	308.4	9.51	-0.15	307.26	-1.14	9.77	0.11	309.30	0.89
470	8.65	300.5	8.39	-0.26	298.30	-2.19	8.81	0.16	301.82	1.33
170	7.79	293.1	7.42	-0.37	289.75	-3.34	7.97	0.18	294.75	1.66
120	7.66	291.9	7.27	-0.39	288.36	-3.54	7.84	0.19	293.60	1.70
20	7.40	289.6	6.98	-0.42	285.61	-3.95	7.59	0.19	291.34	1.78

(Continúa Tabla 5.4)

HK – M-201			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
3770	27.22	350.0	27.22	0.00	350.00	0.00	26.76	-0.46	349.78	-0.22
3470	25.22	349.9	25.21	-0.01	349.90	0.03	24.80	-0.42	348.45	-1.43
3170	23.36	349.1	23.35	-0.01	349.22	0.12	22.94	-0.43	347.00	-2.10
2870	21.51	347.4	21.51	-0.01	347.62	0.23	21.08	-0.43	345.37	-2.03
2570	19.67	344.9	19.66	-0.01	345.25	0.35	19.23	-0.44	343.56	-1.35
2270	17.83	341.7	17.83	0.00	342.23	0.49	17.39	-0.44	341.60	-0.14
1970	15.99	338.0	15.99	0.00	338.55	0.60	15.57	-0.42	339.44	1.48
1670	14.14	334.0	14.15	0.01	334.71	0.70	13.76	-0.38	335.29	1.28
1370	12.32	326.6	12.34	0.03	326.79	0.16	12.18	-0.14	325.80	-0.83
1070	10.85	317.0	10.79	-0.06	316.58	-0.44	10.83	-0.02	316.93	-0.10
770	9.66	308.4	9.45	-0.21	306.78	-1.63	9.66	0.00	308.45	0.04
470	8.65	300.5	8.26	-0.39	297.21	-3.28	8.61	-0.04	300.20	-0.29
170	7.79	293.1	7.20	-0.58	287.75	-5.35	7.67	-0.12	292.07	-1.02
120	7.66	291.9	7.04	-0.62	286.17	-5.73	7.52	-0.13	290.72	-1.18
20	7.40	289.6	6.72	-0.68	283.02	-6.54	7.23	-0.17	288.02	-1.53

HM – M-201										
3770	27.22	350.0	27.22	0.00	350.00	0.00	26.76	-0.46	349.78	-0.22
3470	25.22	349.9	25.21	-0.01	349.90	0.03	24.80	-0.42	348.45	-1.42
3170	23.36	349.1	23.35	-0.01	349.22	0.12	22.94	-0.43	347.00	-2.10
2870	21.51	347.4	21.51	-0.01	347.62	0.23	21.08	-0.43	345.37	-2.03
2570	19.67	344.9	19.66	-0.01	345.25	0.35	19.23	-0.44	343.56	-1.35
2270	17.83	341.7	17.83	0.00	342.23	0.49	17.39	-0.44	341.60	-0.14
1970	15.99	338.0	15.99	0.00	338.55	0.60	15.57	-0.42	339.44	1.48
1670	14.14	334.0	14.15	0.01	334.71	0.70	13.76	-0.38	335.32	1.31
1370	12.32	326.6	12.37	0.05	326.94	0.32	12.28	-0.04	326.41	-0.21
1070	10.85	317.0	10.93	0.08	317.56	0.54	11.09	0.23	318.66	1.64
770	9.66	308.4	9.75	0.09	309.09	0.68	10.10	0.44	311.70	3.29
470	8.65	300.5	8.75	0.10	301.28	0.79	9.25	0.60	305.32	4.84
170	7.79	293.1	7.89	0.10	293.96	0.87	8.52	0.73	299.40	6.31
120	7.66	291.9	7.75	0.10	292.78	0.88	8.40	0.75	298.45	6.55
20	7.40	289.6	7.50	0.10	290.46	0.90	8.18	0.78	296.58	7.03

KS – M-201										
3770	27.22	350.0	27.22	0.00	350.00	0.00	26.76	-0.46	349.78	-0.22
3470	25.22	349.9	25.21	-0.01	349.90	0.03	24.80	-0.42	348.45	-1.43
3170	23.36	349.1	23.35	-0.01	349.22	0.12	22.94	-0.43	347.00	-2.10
2870	21.51	347.4	21.51	-0.01	347.62	0.23	21.08	-0.43	345.37	-2.03
2570	19.67	344.9	19.66	-0.01	345.25	0.35	19.23	-0.44	343.56	-1.35
2270	17.83	341.7	17.83	0.00	342.23	0.49	17.39	-0.44	341.60	-0.14
1970	15.99	338.0	15.99	0.00	338.55	0.60	15.57	-0.42	339.44	1.48
1670	14.14	334.0	14.15	0.01	334.71	0.70	13.77	-0.37	335.37	1.36
1370	12.32	326.6	12.31	-0.01	326.56	-0.06	12.40	0.08	327.16	0.53
1070	10.85	317.0	10.58	-0.27	315.14	-1.88	11.32	0.47	320.23	3.21
770	9.66	308.4	9.00	-0.66	303.33	-5.08	10.41	0.75	313.95	5.55
470	8.65	300.5	7.57	-1.08	291.15	-9.33	9.61	0.95	308.05	7.56
170	7.79	293.1	6.29	-1.50	278.63	-14.47	8.88	1.09	302.37	9.27
120	7.66	291.9	6.09	-1.57	276.50	-15.40	8.76	1.11	301.43	9.53
20	7.40	289.6	5.70	-1.70	272.22	-17.34	8.54	1.14	299.57	10.02

(Continúa Tabla 5.4)

MK – M-201			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
3770	27.22	350.0	27.22	0.00	350.00	0.00	26.76	-0.46	349.78	-0.22
3470	25.22	349.9	25.21	-0.01	349.90	0.03	24.80	-0.42	348.45	-1.43
3170	23.36	349.1	23.35	-0.01	349.22	0.12	22.94	-0.43	347.00	-2.10
2870	21.51	347.4	21.51	-0.01	347.62	0.23	21.08	-0.43	345.37	-2.03
2570	19.67	344.9	19.66	-0.01	345.25	0.35	19.23	-0.44	343.56	-1.35
2270	17.83	341.7	17.83	0.00	342.23	0.49	17.39	-0.44	341.60	-0.14
1970	15.99	338.0	15.99	0.00	338.55	0.60	15.57	-0.42	339.44	1.48
1670	14.14	334.0	14.15	0.01	334.71	0.70	13.75	-0.39	335.26	1.25
1370	12.32	326.6	12.32	0.00	326.63	0.00	12.09	-0.23	325.22	-1.40
1070	10.85	317.0	10.66	-0.20	315.67	-1.36	10.62	-0.24	315.43	-1.59
770	9.66	308.4	9.19	-0.47	304.79	-3.62	9.33	-0.33	305.94	-2.46
470	8.65	300.5	7.90	-0.75	294.09	-6.40	8.21	-0.45	296.79	-3.70
170	7.79	293.1	6.78	-1.01	283.63	-9.46	7.22	-0.56	287.97	-5.13
120	7.66	291.9	6.61	-1.05	281.92	-9.99	7.07	-0.58	286.53	-5.38
20	7.40	289.6	6.28	-1.12	278.50	-11.05	6.78	-0.62	283.68	-5.88

OI – M-201										
3770	27.22	350.0	27.22	0.00	350.00	0.00	26.76	-0.46	349.78	-0.22
3470	25.22	349.9	25.21	-0.01	349.90	0.03	24.80	-0.42	348.45	-1.43
3170	23.36	349.1	23.35	-0.01	349.22	0.12	22.94	-0.43	347.00	-2.10
2870	21.51	347.4	21.51	-0.01	347.62	0.23	21.08	-0.43	345.37	-2.03
2570	19.67	344.9	19.66	-0.01	345.25	0.35	19.23	-0.44	343.56	-1.35
2270	17.83	341.7	17.83	0.00	342.23	0.49	17.39	-0.44	341.60	-0.14
1970	15.99	338.0	15.99	0.00	338.55	0.60	15.57	-0.42	339.44	1.48
1670	14.14	334.0	14.15	0.01	334.71	0.70	13.76	-0.38	335.30	1.29
1370	12.32	326.6	12.35	0.03	326.82	0.19	12.21	-0.11	325.98	-0.65
1070	10.85	317.0	10.83	-0.02	316.88	-0.15	10.92	0.07	317.55	0.53
770	9.66	308.4	9.56	-0.10	307.63	-0.78	9.84	0.18	309.82	1.41
470	8.65	300.5	8.47	-0.19	298.94	-1.55	8.91	0.26	302.63	2.14
170	7.79	293.1	7.52	-0.26	290.72	-2.37	8.10	0.31	295.89	2.80
120	7.66	291.9	7.38	-0.27	289.39	-2.51	7.98	0.32	294.81	2.91
20	7.40	289.6	7.10	-0.30	286.76	-2.80	7.74	0.34	292.67	3.11

PFP – M-201										
3770	27.22	350.0	27.22	0.00	350.00	0.00	26.76	-0.46	349.78	-0.22
3470	25.22	349.9	25.21	-0.01	349.90	0.03	24.80	-0.42	348.45	-1.43
3170	23.36	349.1	23.35	-0.01	349.22	0.12	22.94	-0.43	347.00	-2.10
2870	21.51	347.4	21.51	-0.01	347.62	0.23	21.08	-0.43	345.37	-2.03
2570	19.67	344.9	19.66	-0.01	345.25	0.35	19.23	-0.44	343.56	-1.35
2270	17.83	341.7	17.83	0.00	342.23	0.49	17.39	-0.44	341.60	-0.14
1970	15.99	338.0	15.99	0.00	338.55	0.60	15.57	-0.42	339.44	1.48
1670	14.14	334.0	14.15	0.01	334.71	0.70	13.76	-0.38	335.32	1.31
1370	12.32	326.6	12.36	0.05	326.92	0.29	12.25	-0.06	326.28	-0.35
1070	10.85	317.0	10.89	0.03	317.24	0.22	11.02	0.17	318.22	1.20
770	9.66	308.4	9.61	-0.05	308.02	-0.38	9.98	0.32	310.82	2.42
470	8.65	300.5	8.46	-0.19	298.92	-1.57	9.07	0.42	303.91	3.42
170	7.79	293.1	7.41	-0.38	289.67	-3.43	8.27	0.49	297.37	4.28
120	7.66	291.9	7.24	-0.41	288.10	-3.81	8.15	0.50	296.32	4.41
20	7.40	289.6	6.91	-0.49	284.92	-4.64	7.91	0.51	294.22	4.66

(Continúa Tabla 5.4)

RA – M-201			GEOPOZO				GEOWELLS			
Profundidad	Presión Medida	Temperatura Medida	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples	Presión Simulada	Residuales Simples	Temperatura Simulada	Residuales Simples
(m)	(MPa)	(°C)	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed	(MPa)	Psim-Pmed	(°C)	Tsim-Tmed
3770	27.22	350.0	27.22	0.00	350.00	0.00	26.76	-0.46	349.78	-0.22
3470	25.22	349.9	25.21	-0.01	349.90	0.03	24.80	-0.42	348.45	-1.43
3170	23.36	349.1	23.35	-0.01	349.22	0.12	22.94	-0.43	347.00	-2.10
2870	21.51	347.4	21.51	-0.01	347.62	0.23	21.08	-0.43	345.37	-2.03
2570	19.67	344.9	19.66	-0.01	345.25	0.35	19.23	-0.44	343.56	-1.35
2270	17.83	341.7	17.83	0.00	342.23	0.49	17.39	-0.44	341.60	-0.14
1970	15.99	338.0	15.99	0.00	338.55	0.60	15.57	-0.42	339.44	1.48
1670	14.14	334.0	14.15	0.01	334.71	0.70	13.76	-0.38	335.30	1.29
1370	12.32	326.6	12.35	0.03	326.83	0.20	12.21	-0.11	325.98	-0.64
1070	10.85	317.0	10.83	-0.02	316.87	-0.15	10.91	0.06	317.49	0.47
770	9.66	308.4	9.54	-0.12	307.52	-0.88	9.81	0.15	309.59	1.18
470	8.65	300.5	8.43	-0.23	298.61	-1.88	8.85	0.19	302.11	1.62
170	7.79	293.1	7.45	-0.34	290.01	-3.09	7.99	0.21	294.95	1.86
120	7.66	291.9	7.30	-0.36	288.60	-3.31	7.86	0.21	293.78	1.88
20	7.40	289.6	7.00	-0.40	285.80	-3.76	7.60	0.20	291.46	1.91

Tabla 5.5 Parámetros obtenidos con el simulador GEOPOZO y GEOWELLS para el pozo Az-18, en condiciones cerca del cabezal. Gradientes de presión por  $dP_g$  = gravedad,  $dP_f$  = fricción y  $dP_a$  = aceleración;  $\alpha$  = fracción volumétrica de vapor;  $x$  = calidad másica vapor;  $h_m$  = entalpía de la mezcla.

<b>GEOPOZO</b>			Porcentaje (%)			$\alpha$	$x$	$h_m$ [kJ/kg]
Pozo	$P_{med}$ [MPa]	$P_{sim}$ [MPa]	$dP_g$	$dP_f$	$dP_a$			
<b>Az - 18</b>								
BEG	3.07	1.96	93.08	6.90	0.02	0.8038	0.3614	1587.79
DX	3.07	2.69	80.71	19.19	0.10	0.8971	0.3329	1586.73
DR	3.07	2.85	70.84	29.00	0.16	0.9261	0.3273	1586.57
KS	3.07	1.72	94.01	5.96	0.03	0.7881	0.3720	1588.21
MK	3.07	2.76	75.37	24.42	0.20	0.9148	0.3306	1586.68
HK	3.07	2.04	92.66	7.13	0.22	0.8099	0.3580	1587.66
RA	3.07	2.68	81.95	17.98	0.07	0.8921	0.3335	1586.75
HM	3.07	2.88	55.37	44.34	0.29	0.9653	0.3266	1586.69
OI	3.07	2.90	56.48	43.21	0.31	0.9510	0.3258	1586.6
PPF	3.07	0.78	97.95	2.03	0.02	0.6294	0.4258	1589.76
<b>GEOWELLS</b>								
BEG	3.07	2.06	88.61	11.09	0.30	0.8037	0.3735	1618.50
DX	3.07	2.89	85.52	14.25	0.23	0.8848	0.3370	1606.84
DR	3.07	3.29	82.57	17.18	0.25	0.9174	0.3223	1603.35
KS	3.07	2.43	87.72	12.03	0.25	0.8285	0.3560	1612.58
MK	3.07	3.10	83.89	15.84	0.27	0.9043	0.3293	1604.93
HK	3.07	2.16	88.42	11.30	0.28	0.8095	0.3687	1616.84
RA	3.07	2.97	85.11	14.67	0.22	0.8883	0.3339	1606.13
HM	3.07	3.49	66.38	33.43	0.19	0.9553	0.3152	1601.44
OI	3.07	3.51	80.09	19.60	0.31	0.9376	0.3143	1601.07
PPF	3.07	3.44	80.87	18.85	0.28	0.9291	0.3168	1601.76

Tabla 5.6 Parámetros obtenidos con el simulador GEOPOZO y GEOWELLS para el pozo H-1, en condiciones cerca del cabezal. Gradientes de presión por  $dP_g$  = gravedad,  $dP_f$  = fricción y  $dP_a$  = aceleración;  $\alpha$  = fracción volumétrica de vapor;  $x$  = calidad másica vapor;  $h_m$  = entalpía de la mezcla.

<b>GEOPOZO</b>			Porcentaje (%)			$\alpha$	$x$	$h_m$ [kJ/kg]
Pozo	$P_{med}$ [MPa]	$P_{sim}$ [MPa]	$dP_g$	$dP_f$	$dP_a$			
<b>H - 1</b>								
BEG	2.04	1.99	95.08	4.87	0.06	0.7516	0.1449	1180.74
DX	2.04	2.43	92.89	7.01	0.10	0.7972	0.1220	1180.14
DR	2.04	2.61	89.78	10.04	0.17	0.8365	0.1135	1180.03
KS	2.04	1.64	95.66	4.28	0.06	0.7365	0.1647	1181.27
MK	2.04	2.29	90.97	8.84	0.19	0.8247	0.1291	1180.47
HK	2.04	2.13	94.77	5.18	0.05	0.7590	0.1340	1180.54
RA	2.04	2.45	92.21	7.68	0.11	0.8075	0.1242	1185.58
HM	2.04	2.91	86.05	13.71	0.24	0.8660	0.1025	1185.23
OI	2.04	2.72	88.22	11.57	0.21	0.8505	0.1048	1179.9
PFP	2.04	1.69	97.58	2.41	0.01	0.6343	0.1615	1180.87
<b>GEOWELLS</b>								
BEG	2.04	2.09	97.29	2.61	0.10	0.7512	0.1505	1201.31
DX	2.04	2.43	97.28	2.61	0.11	0.7900	0.1318	1198.02
DR	2.04	2.73	97.07	2.79	0.14	0.8346	0.1169	1196.43
KS	2.04	2.75	97.34	2.56	0.10	0.7871	0.1159	1196.05
MK	2.04	2.39	97.03	2.84	0.13	0.8240	0.1341	1198.59
HK	2.04	2.24	97.32	2.58	0.10	0.7580	0.1421	1199.80
RA	2.04	2.55	97.22	2.67	0.11	0.8045	0.1254	1197.33
HM	2.04	3.03	96.10	3.76	0.14	0.8613	0.1026	1194.54
OI	2.04	2.84	97.00	2.84	0.16	0.8481	0.1113	1195.70
PFP	2.04	2.77	97.11	2.75	0.14	0.8325	0.1150	1196.18

Tabla 5.7 Parámetros obtenidos con el simulador GEOPOZO y GEOWELLS para el pozo M-90, en condiciones cerca del cabezal. Gradientes de presión por  $dP_g$  = gravedad,  $dP_f$  = fricción y  $dP_a$  = aceleración;  $\alpha$  = fracción volumétrica de vapor;  $x$  = calidad másica vapor;  $h_m$  = entalpía de la mezcla.

<b>GEOPOZO</b>			Porcentaje (%)			$\alpha$	$x$	$h_m$ [kJ/kg]
Pozo	$P_{med}$ [MPa]	$P_{sim}$ [MPa]	$dP_g$	$dP_f$	$dP_a$			
<b>M - 90</b>								
BEG	4.09	3.26	90.20	9.69	0.11	0.7133	0.1371	1273.47
DX	4.09	3.71	87.10	12.72	0.17	0.7559	0.1189	1272.09
DR	4.09	3.81	82.64	17.07	0.29	0.7985	0.1156	1273.15
KS	4.09	2.95	91.31	8.57	0.11	0.6935	0.1502	1273.7
MK	4.09	3.55	84.11	15.59	0.30	0.7862	0.1259	1273.35
HK	4.09	3.39	89.71	10.18	0.11	0.7210	0.1321	1273.37
RA	4.09	3.65	86.16	13.65	0.19	0.7666	0.1217	1273.23
HM	4.09	4.04	78.92	20.70	0.37	0.8240	0.1064	1271.95
OI	4.09	3.91	80.63	19.02	0.35	0.8130	0.1119	1273.09
PPF	4.09	3.27	93.01	6.97	0.02	0.6526	0.1370	1273.37
<b>GEOWELLS</b>								
BEG	4.09	2.90	81.58	17.92	0.50	0.7565	0.1663	1299.69
DX	4.09	3.34	81.42	18.03	0.55	0.7959	0.1465	1295.83
DR	4.09	3.58	79.82	19.42	0.76	0.8430	0.1364	1294.36
KS	4.09	3.15	81.70	17.82	0.48	0.7647	0.1549	1297.57
MK	4.09	3.45	79.57	19.64	0.79	0.8469	0.1421	1295.29
HK	4.09	2.97	81.61	17.89	0.50	0.7582	0.1635	1299.15
RA	4.09	3.32	80.76	18.65	0.59	0.8074	0.1477	1296.26
HM	4.09	3.59	74.24	25.08	0.68	0.8760	0.1359	1293.96
OI	4.09	3.70	79.36	19.76	0.88	0.8572	0.1316	1293.58
PPF	4.09	3.77	79.09	19.98	0.93	0.8628	0.1287	1293.09



Tabla 5.8 Parámetros obtenidos con el simulador GEOPOZO y GEOWELLS para el pozo M-201, en condiciones cerca del cabezal. Gradientes de presión por  $dP_g$  = gravedad,  $dP_f$  = fricción y  $dP_a$  = aceleración;  $\alpha$  = fracción volumétrica de vapor;  $x$  = calidad másica vapor;  $h_m$  = entalpía de la mezcla.

<b>GEOPOZO</b>			Porcentaje (%)					
Pozo	Pmed [MPa]	Psim [MPa]	$dP_g$	$dP_f$	$dP_a$	$\alpha$	$x$	$h_m$ [kJ/kg]
<b>M - 201</b>								
BEG	7.39	6.39	98.95	1.04	0.01	0.5737	0.1418	1453.84
DX	7.39	7.14	98.62	1.37	0.01	0.6305	0.1194	1452.93
DR	7.39	6.98	98.50	1.48	0.01	0.6485	0.1242	1453.24
KS	7.39	5.70	99.18	0.81	0.01	0.5151	0.1624	1454.63
MK	7.39	6.28	98.86	1.13	0.01	0.5927	0.1451	1454.05
HK	7.39	6.72	98.81	1.18	0.01	0.5999	0.1319	1453.46
RA	7.39	7.00	98.57	1.42	0.01	0.6389	0.1236	1453.18
HM	7.39	7.50	98.10	1.88	0.02	0.6933	0.1089	1452.67
OI	7.39	7.10	98.39	1.59	0.02	0.6620	0.1206	1453.12
PPF	7.39	6.91	98.90	1.10	0.00	0.5817	0.1261	1453.13
<b>GEOWELLS</b>								
BEG	7.39	6.86	98.90	1.10	0.00	0.6156	0.1882	1545.54
DX	7.39	7.45	98.90	1.10	0.00	0.6588	0.1712	1542.96
DR	7.39	7.59	98.89	1.11	0.00	0.6970	0.1671	1542.44
KS	7.39	8.54	98.88	1.11	0.01	0.7310	0.1394	1538.84
MK	7.39	6.78	98.90	1.10	0.00	0.6434	0.1907	1545.99
HK	7.39	7.23	98.90	1.10	0.00	0.6402	0.1775	1543.89
RA	7.39	7.60	98.90	1.10	0.00	0.6865	0.1667	1542.37
HM	7.39	8.18	98.82	1.18	0.00	0.7438	0.1498	1540.17
OI	7.39	7.74	98.89	1.11	0.00	0.7119	0.1628	1541.87
PPF	7.39	7.91	98.88	1.11	0.01	0.7124	0.1577	1541.16

## 5.2 Evaluación Estadística

En esta sección es importante mencionar que para los diferentes análisis estadísticos que se presentan a continuación, se utilizaron solo los datos que se encontraban en la zona bifásica de cada pozo. Al número de datos en esta zona lo denotamos con la letra  $n$ , en donde para GEOPOZO  $n = 49$  datos y para GEOWELLS  $n = 50$  datos. El porque es diferente  $n$  para cada pozo se debe a que para el caso del pozo M-201 el simulador GEOPOZO encuentra el punto de flasheo más arriba que GEOWELLS.

a) Residuales simples. En la tabla 5.9 se presenta el valor promedio de los residuales calculados con las ecuaciones (4.20) y (4.21), entre los gradientes simulados y medidos de presión y temperatura, para cada pozo y para cada correlación utilizada. La suma total de los residuales absolutos (para todos los datos de pozos  $n = 49$  GEOPOZO y  $n = 50$  GEOWELLS) fueron adicionalmente calculados y compilados en la séptima y última columna de la tabla 5.9.

En esta misma tabla se muestra también el número de datos ( $n$ ) que se encuentran en la zona bifásica de cada pozo; es decir, para el pozo Az-18 se usaron todos los datos ( $n = 16$ ), ya que este pozo es puramente bifásico, no tiene zona monofásica. En el pozo H-1 se tiene un total de 13 datos, pero en este estudio solo se utilizaron 12, el dato sobrante corresponde al caso de zona monofásica (líquido). En el caso del pozo M-90 el número total de datos es 16, pero en este análisis solo se utilizaron 14. Finalmente, para el pozo M-201 el número total de datos es 15, y se utilizaron 7 para GEOPOZO y 8 para GEOWELLS.

b) Boxplot. En este análisis se utilizaron los residuales simples (tablas 5.1 a la 5.4, columnas 5 y 9 para residuales de presión, y columnas 7 y 11 para residuales de temperatura), para los gradientes de presión y temperatura empleando cada correlación  $\alpha$ . Se manejaron un total de 49 datos medidos para GEPOZO y 50 datos para GEOWELLS, datos que corresponden a la zona bifásica de cada pozo. Parámetros como el cuartil inferior, la media (línea dentro de la caja), el cuartil superior y los puntos desviados fueron calculados por el programa estadístico UDASYS [Verma et al., 2008]. Los resultados de este análisis se presentan en la figura 5.7.

c) Regresiones lineales. La tabla 5.10 muestra los principales resultados que se obtuvieron del análisis por regresión lineal ordinaria (OLS) aplicado a todo el conjunto de datos simulados y medidos (gradientes de presión y temperatura), para todos los pozos, utilizando las diez correlaciones de  $\alpha$ . Las regresiones lineales fueron obtenidas utilizando el programa estadístico OYNYL [Verma *et al.*, 2006]. Entre los parámetros que se calculan están: la ordenada al origen o intercepto (a) y la pendiente (b) calculados conjuntamente con sus incertidumbres ( $s_a$  y  $s_b$ ), así como el factor de correlación ( $r$ ).

Este análisis de comparación estadística fue también graficado. Los resultados se presentan en las figuras 5.8 y 5.9. La primera figura muestra la mejor, la peor correlación y la ecuación lineal ideal (según los resultados de a y b que se muestran en la tabla 5.10), para los datos simulados por GEOPOZO y medidos de presión y temperatura. En este caso la mejor correlación resultó ser la de DX y la peor correlación fue KS, para el caso del gradiente de presión; para el gradiente de temperatura la mejor fue la correlación de DR y la peor la correlación de PFP. En el caso de GEOWELLS la mejor correlación fue la de DX y la peor correlación la de KS para presión; y para temperatura la mejor correlación fue la de DR y la peor correlación la de BEG.

Adicionalmente, se realizó un análisis comparativo entre los dos simuladores (GEOPOZO y GEOWELLS) utilizando la mejor correlación (DX para el gradiente de presión y DR para el gradiente de temperatura) para cuantificar porcentualmente qué tan diferentes son los resultados entre los simuladores. Se tomó un porcentaje de error del 5 y 10% en ambos gradientes (presión y temperatura). Los resultados de este análisis se presentan en la figura 5.10.

Tabla 5.9 Valor promedio de residuales totales y para cada pozo, calculados entre los gradientes de presión y temperatura simulados y medidos utilizando las diez correlaciones; n significa el número de datos en zona bifásica; P [MPa] y T[°C].

## PRESIÓN

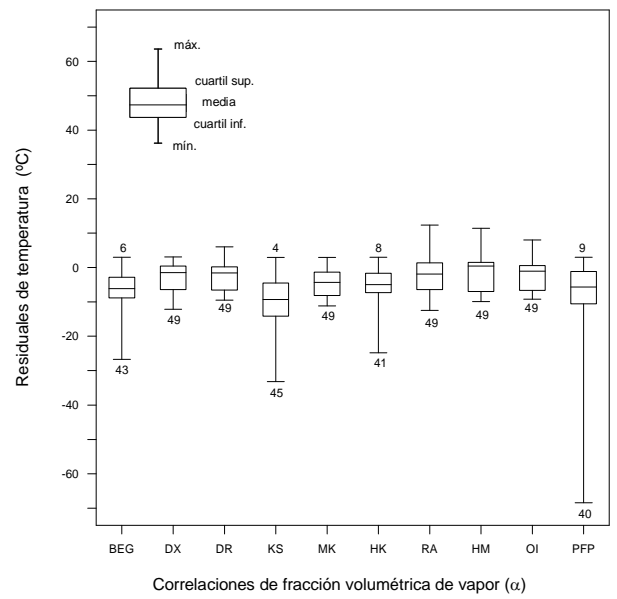
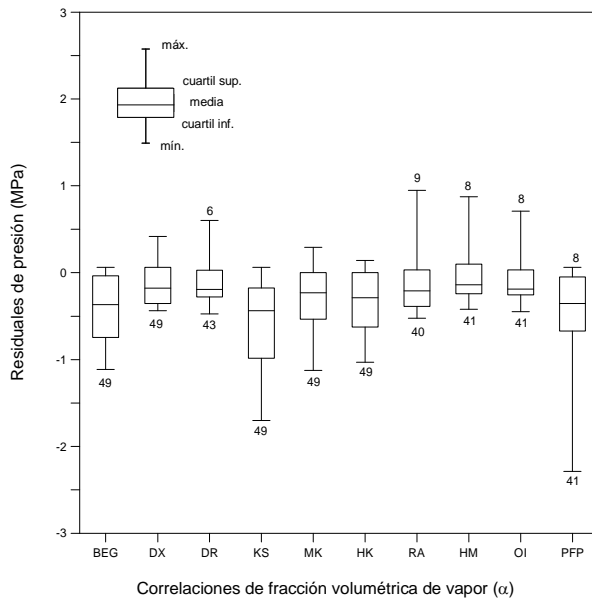
Correlaciones de $\alpha$	GEOPOZO - Valor promedio de residuales de presión*					GEOWELLS - Valor promedio de residuales de presión*				
	Az-18	H-1	M-90	M-201	Promedio total de residuales	Az-18	H-1	M-90	M-201	Promedio total de residuales
n	16	12	14	7	49	16	12	14	8	50
BEG	0.5010	0.0232	0.5605	0.5660	0.4103	0.3830	0.0424	0.6822	0.3384	0.3779
DX	0.2180	0.2287	0.3392	0.1292	0.2425	0.0803	0.2192	0.4879	0.1226	0.2346
DR	0.1721	0.2807	0.3374	0.2365	0.2551	0.1629	0.3277	0.4345	0.1703	0.2797
KS	0.6019	0.1864	0.7154	0.9694	0.5851	0.2261	0.3883	0.5673	0.7436	0.4434
MK	0.2035	0.1104	0.4761	0.6569	0.3233	0.0816	0.1368	0.5077	0.4239	0.2689
HK	0.4679	0.0793	0.4987	0.3681	0.3673	0.3415	0.1205	0.6543	0.1255	0.3415
RA	0.2223	0.5916	0.3956	0.2137	0.3610	0.0615	0.2573	0.5300	0.1884	0.2600
HM	0.2133	0.4265	0.2344	0.0871	0.2535	0.2171	0.4810	0.4028	0.4928	0.3766
OI	0.1840	0.3304	0.2970	0.1682	0.2499	0.2602	0.3810	0.3902	0.2465	0.3234
PFP	0.9334	0.0707	0.4972	0.2284	0.4968	0.2354	0.3559	0.3648	0.3545	0.3196

## TEMPERATURA

Correlaciones de $\alpha$	GEOPOZO - Valor promedio de residuales de temperatura*					GEOWELLS - Valor promedio de residuales de temperatura*				
	Az-18	H-1	M-90	M-201	Promedio total de residuales	Az-18	H-1	M-90	M-201	Promedio total de residuales
n	16	12	14	7	49	16	12	14	8	50
BEG	13.7819	5.1244	4.2164	5.1435	7.6946	12.0488	4.3573	5.8387	2.6281	6.9567
DX	8.2778	2.1058	1.4152	1.1206	3.7831	5.4884	1.7492	3.1412	0.7903	3.1821
DR	7.4255	3.0448	1.1588	2.0906	3.8001	2.6506	3.3356	2.1850	1.2053	2.4534
KS	15.9526	8.6302	6.4647	9.0816	10.4669	8.9319	3.6952	4.1719	5.8792	5.8539
MK	7.9977	3.0255	2.9324	5.9828	5.0450	3.8425	2.5995	3.1629	3.3493	3.2750
HK	13.0938	3.6927	3.3607	3.3048	6.6122	11.2056	2.8280	5.4278	0.7832	5.9096
RA	8.3584	5.4651	1.9429	1.8955	4.8936	4.8651	2.4894	3.5556	1.3554	3.3667
HM	8.0513	4.7030	1.2701	0.7103	4.2451	2.3934	5.0442	1.8231	3.8962	3.1103
OI	7.5781	3.5664	0.8168	1.4786	3.7925	2.0093	3.9816	1.5721	1.8544	2.3355
PFP	24.6226	6.3712	3.5415	2.0483	10.9048	1.9356	3.5681	1.2343	2.7561	2.2623

\* Valor absoluto

**GEOPOZO**



**GEOWELLS**

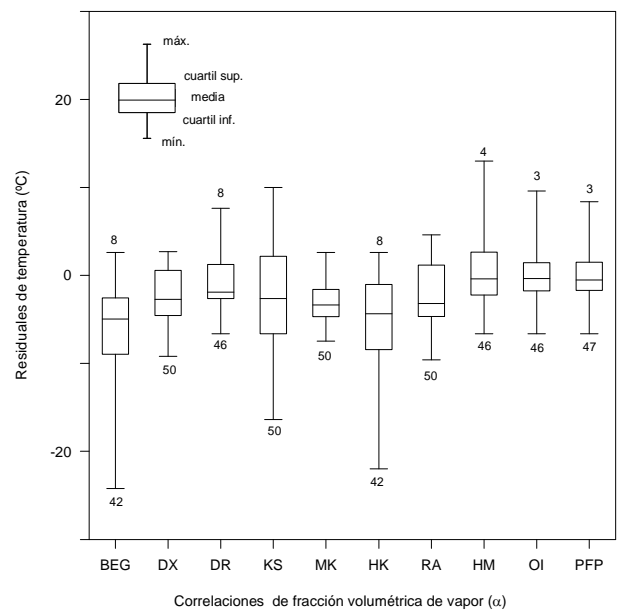
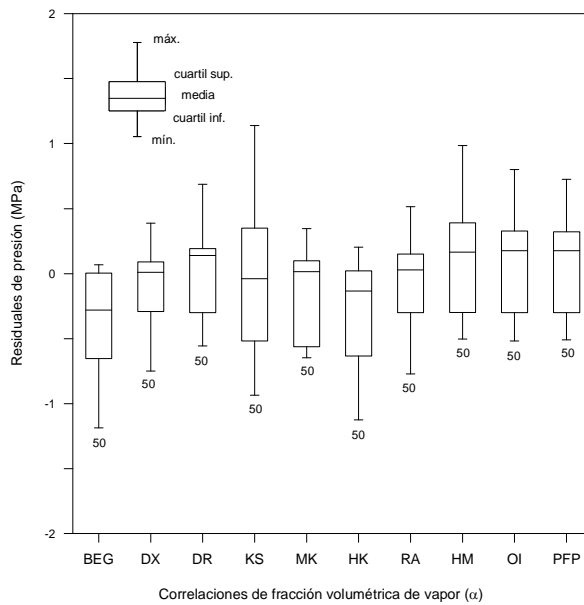


Figura 5.7 Representación esquemática por medio de boxplot, de los residuales de presión y temperatura (GEOPOZO y GEOWELLS), considerando todos los pozos, para cada correlación de fracción volumétrica. Los números que están por arriba o debajo de las cajas representan los puntos desviados (“outliers”) y el número total de datos procesados durante el análisis comparativo, respectivamente.

Tabla 5.10 Parámetros de regresión lineal calculados con los datos medidos y simulados (GEOPOZO) de presión y temperatura para todos los pozos y para cada correlación utilizando el programa OYNL.

	Temperatura					Intervalos de confianza al 95%							
	a	sa	b	sb	r	superior	inferior	superior	inferior	r			
<b>GEOPOZO</b>													
Presión													
BEG	-0.4109	0.1341	1.0012	0.0237	1.0489	0.9535	0.9871	1.0872	1.1591	0.0381	1.2358	1.0824	0.9755
DX	-0.0421	0.0902	0.9840	0.0159	1.0160	0.9520	0.9939	6.8138	1.0656	0.0257	1.1173	1.0139	0.9866
DR	0.1190	0.0934	0.9544	0.0165	0.9876	0.9212	0.9931	-8.7755	6.9101	0.0232	1.0757	0.9707	0.9851
KS	-0.5805	0.1746	0.9996	0.0308	1.0616	0.9376	0.9784	-64.3182	11.9122	1.2053	1.2958	1.1148	0.9688
MK	0.0269	0.1116	0.9426	0.0197	0.9822	0.9030	0.9899	-16.4310	6.2372	1.0444	1.0919	0.9969	0.9883
HK	-0.3571	0.1231	1.0054	0.0217	1.0491	0.9617	0.9892	-44.3296	9.8274	1.1443	1.2189	1.0697	0.9762
RA	0.2725	0.1487	0.9341	0.0263	0.9870	0.8812	0.9819	1.6665	10.2061	0.9863	1.0638	0.9088	0.9659
HM	0.1548	0.1157	0.9662	0.0204	1.0072	0.9252	0.9897	-4.1785	9.2967	1.0103	1.0809	0.9397	0.9728
OI	0.1502	0.0973	0.9542	0.0172	0.9888	0.9196	0.9925	-5.9651	7.6439	1.0141	1.0722	0.9560	0.9815
PPF	-0.9547	0.1936	1.0900	0.0342	1.1588	1.0212	0.9776	-100.8010	22.1772	1.3423	1.5109	1.1737	0.9194
<b>GEOWELLS</b>													
Presión													
BEG	-0.3609	0.1273	1.0009	0.0214	1.0439	0.9579	0.9892	-46.4108	8.1596	1.1499	1.2114	1.0884	0.9834
DX	0.0438	0.0997	0.9754	0.0168	1.0092	0.9416	0.9930	-18.6770	4.3589	1.0611	1.0941	1.0281	0.9943
DR	0.3112	0.1030	0.9451	0.0173	0.9799	0.9103	0.9921	-0.6203	4.4596	0.9996	1.0332	0.9660	0.9933
KS	-0.1702	0.1829	1.0260	0.0307	1.0877	0.9643	0.9791	-29.7839	9.8618	1.1035	1.1779	1.0291	0.9740
MK	0.1885	0.0930	0.9368	0.0156	0.9682	0.9054	0.9934	-9.0231	3.4650	1.0230	1.0491	0.9969	0.9961
HK	-0.3082	0.1287	1.0049	0.0216	1.0483	0.9615	0.9891	-41.7951	8.0315	1.1365	1.1972	1.0758	0.9835
RA	0.0932	0.1127	0.9696	0.0189	1.0076	0.9316	0.9910	-14.3216	4.9161	1.0459	1.0831	1.0087	0.9926
HM	0.3979	0.1375	0.9510	0.0231	0.9975	0.9045	0.9861	5.7040	6.5631	0.9813	1.0308	0.9318	0.9852
OI	0.4293	0.1083	0.9361	0.0182	0.9727	0.8995	0.9911	6.4231	4.7881	0.9767	1.0129	0.9405	0.9920
PPF	0.3658	0.1093	0.9502	0.0184	0.9872	0.9132	0.9912	1.7331	4.6016	0.9945	1.0293	0.9597	0.9928

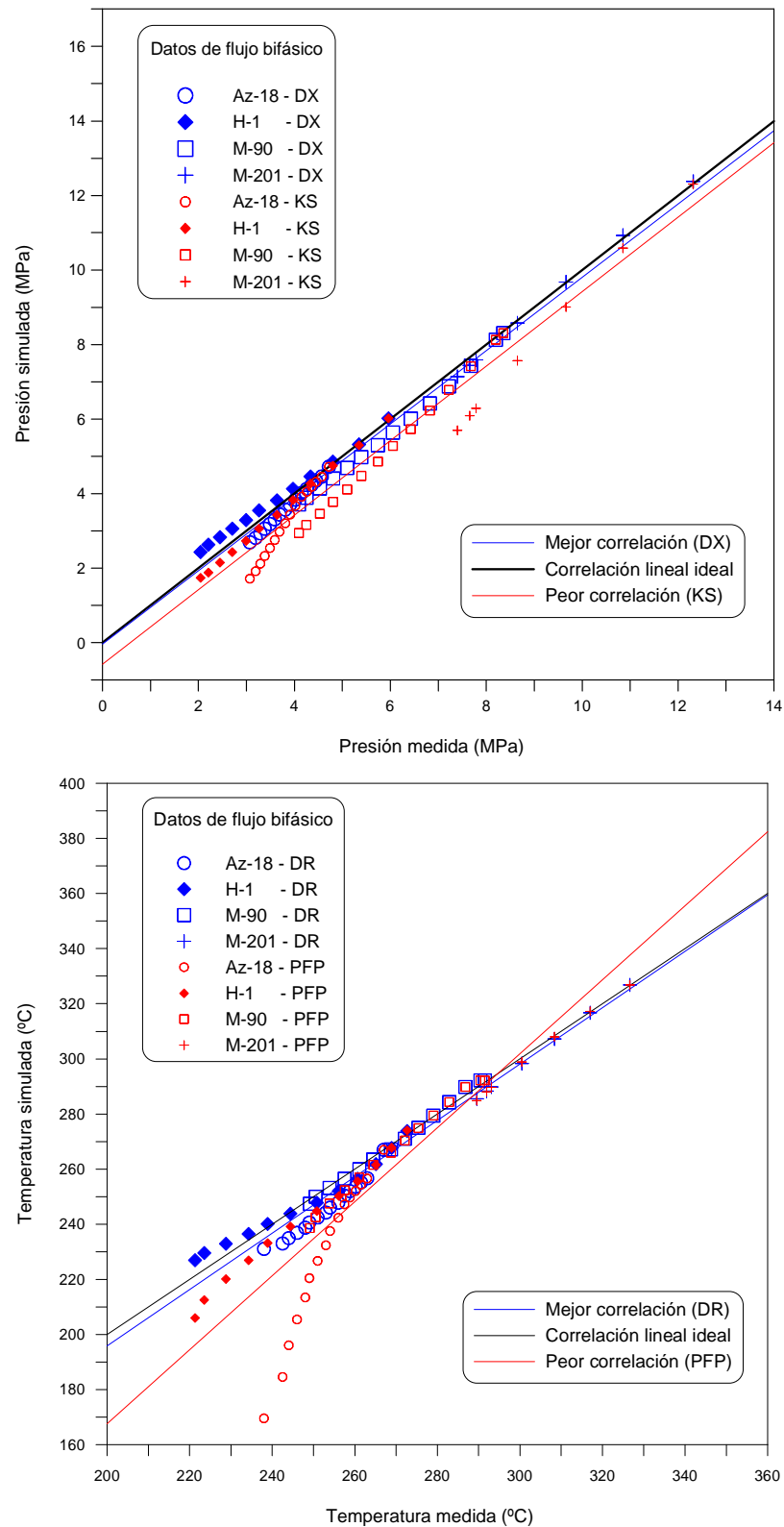


Figura 5.8 Comparación estadística entre los gradientes simulados y medidos de presión y temperatura, empleando análisis por regresión lineal. Los resultados presentados en esta figura muestran la mejor, la peor correlación y la ec. lineal ideal utilizando el simulador GEOPOZO.

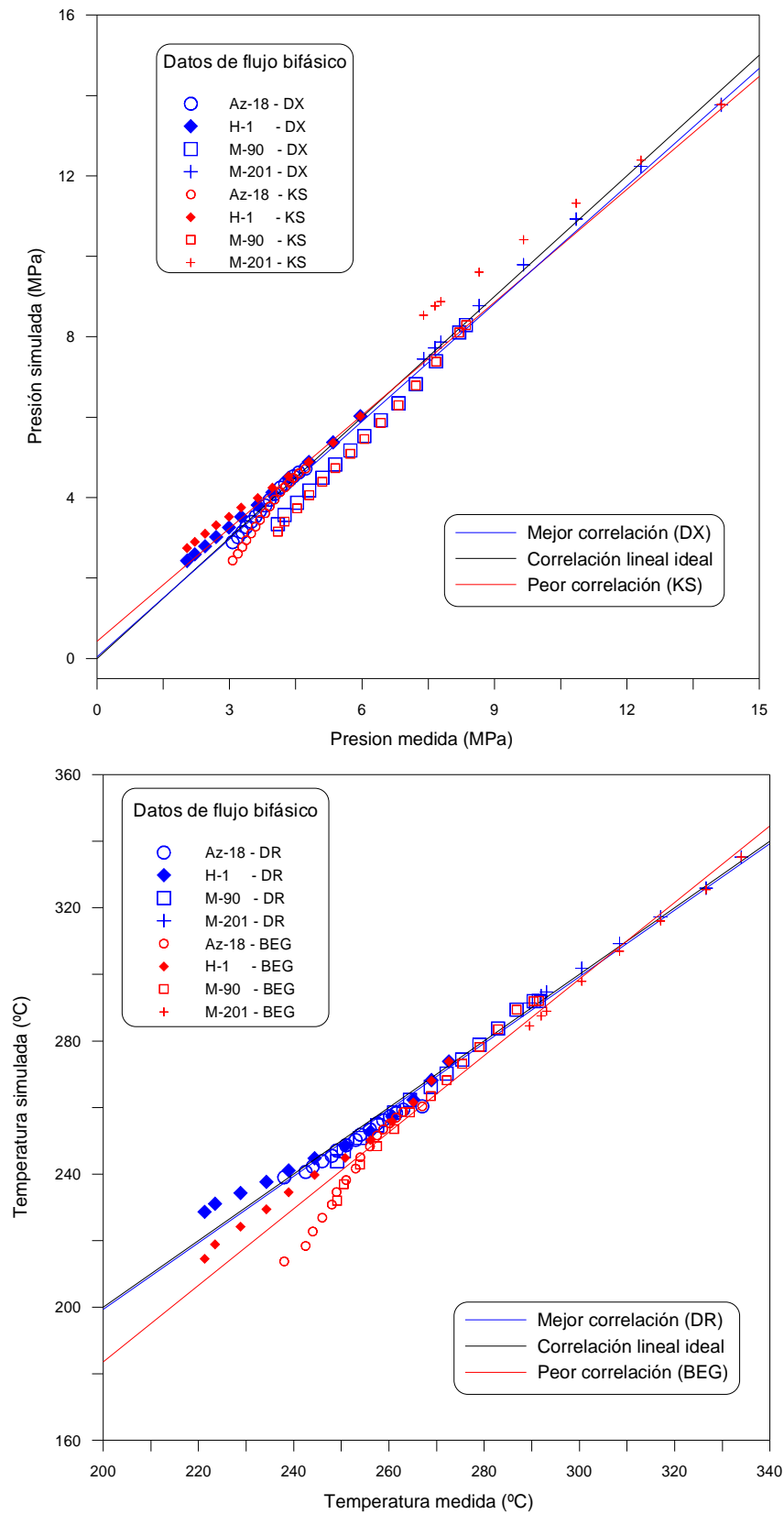


Figura 5.9 Comparación estadística entre los gradientes simulados y medidos de presión y temperatura, empleando análisis por regresión lineal. Los resultados presentados en esta figura muestran la mejor, la peor correlación y la ec. lineal ideal utilizando el simulador GEOWELLS.



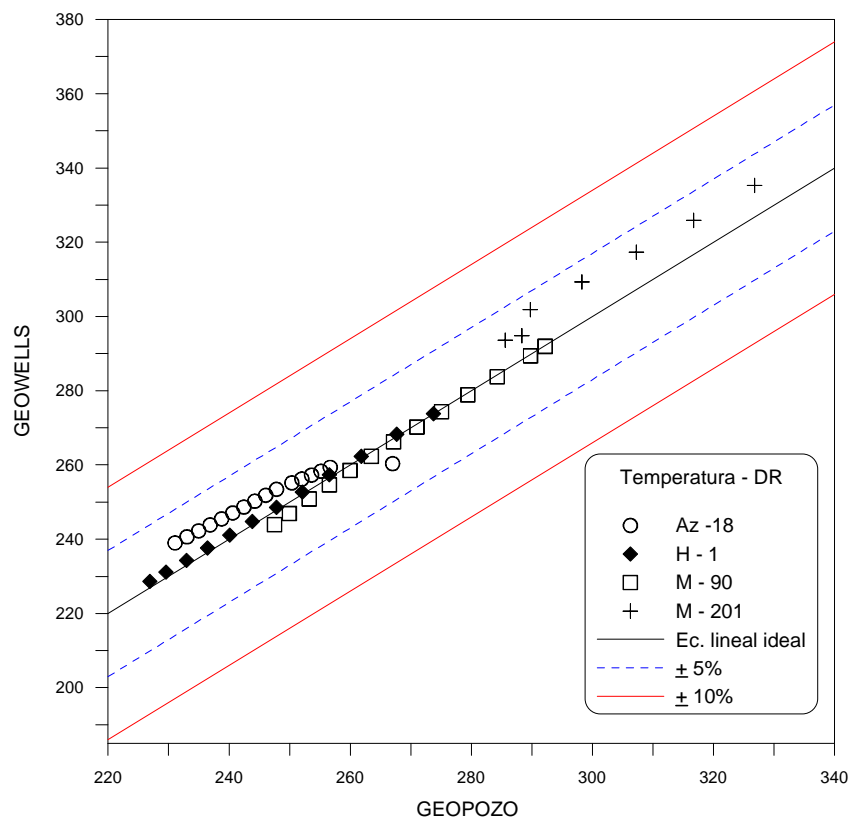
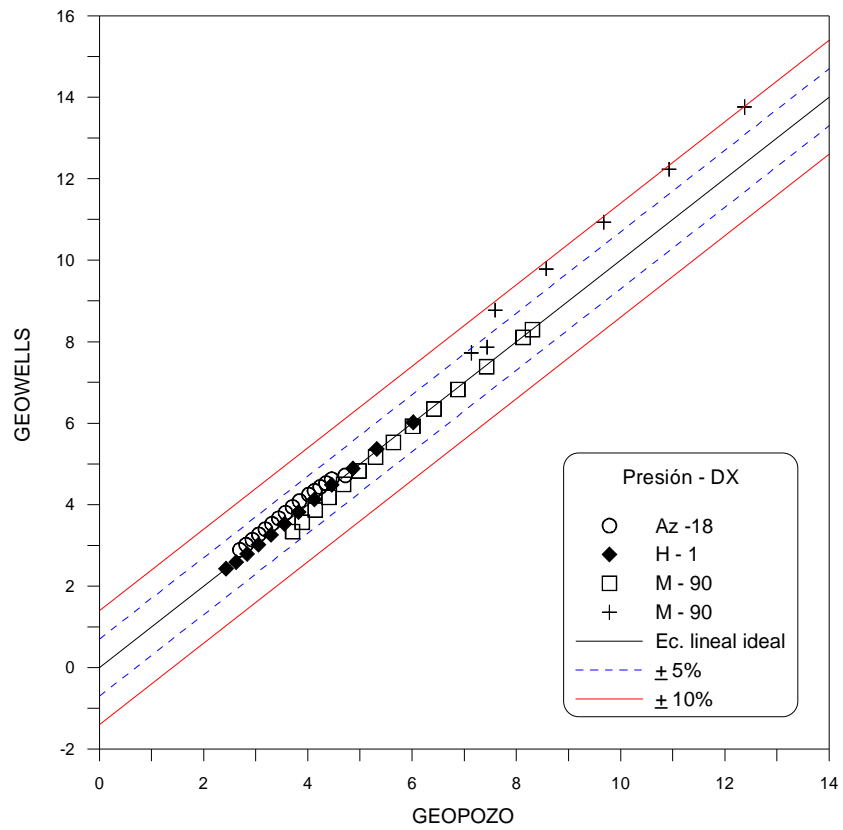


Figura 5.10 Comparación entre los simuladores GEOPOZO y GEOWELLS empleando la mejor correlación: DX para el gradiente de presión y DR para el gradiente de temperatura. Se presenta la ec. lineal ideal y se considera un error del 5 y 10% en ambos gradientes.

### 5.3 Discusión de Resultados

#### 5.3.1. Método gráfico

Las figuras 5.3 a la 5.6 y las tablas 5.1 a la 5.4 presentan los gradientes de presión y temperatura (simulados por GEOPOZO y GEOWELLS, respectivamente) para la zona monofásica (caracterizado por líquido comprimido en la zona de alimentación) y bifásica en cada pozo geotérmico. En el caso de los pozos que inician con zona monofásica se observa una excelente concordancia con los datos medidos. Por esta razón, nos concentraremos en los resultados obtenidos para la zona bifásica que es precisamente donde actúan las correlaciones de fracción volumétrica de vapor.

La figura 5.3 corresponde a los resultados obtenidos para el pozo Az-18 (pozo puramente bifásico); los casos [A1] y [B1] fueron simulados por GEOPOZO. En estas gráficas se observa difícilmente una única correlación que se aproxime a los datos medidos. Sin embargo, las correlaciones que más se aproximan son las que corresponden a OI (correlación originalmente desarrollada para flujo bala), y posiblemente la de HM y DR. En el caso de los resultados obtenidos por GEOWELLS (gráficas [A2] y [B2]), se observa en general una mejor predicción entre los datos simulados y los medidos para algunas correlaciones. Para el caso del gradiente de presión, la mejor aproximación está dada por la correlación RA para las zonas más profundas y MK para zonas más someras. Sin embargo en el caso del gradiente de temperatura [B2], las correlaciones que mejor predicen los datos medidos son OI, HM y PFP, dando las tres resultados muy semejantes (ver Tabla 5.1).

La figura 5.4 corresponde al pozo del campo geotérmico Los Humeros (H-1), los casos [C1] y [D1], resultados simulados por GEOPOZO, presentan un comportamiento más aleatorio, ya que para el caso del gradiente de presión se tiene que las mejores aproximaciones se obtienen con la correlación de BEG y HK. Para el caso del gradiente de temperatura es más difícil ver cual de ellas es mejor, pues en la parte más profunda del pozo (1210m a aprox. 800m) parece concordar la correlación de RA, sin embargo para profundidades más someras (de 500m hasta la superficie), la correlación que más se aproxima a los datos medidos es la de DX. Los casos [C2] y [D2] corresponden a los datos simulados por GEOWELLS; en estas gráficas se observa que indiscutiblemente la mejor predicción para los datos medidos de presión está dada por la correlación BEG. Sin embargo, para el caso del gradiente de temperatura [D2], aunque también se observa una buena predicción con la correlación de BEG, resulta mejor la que se tiene con la correlación DX.

La figura 5.5 corresponde al pozo M-90. Las gráficas [E1] y [F1] simuladas por GEOPOZO, muestran que la mejor predicción entre los datos simulados y medidos para el gradiente de presión es la de HM, sugiriendo que el flujo bifásico en este pozo está gobernado por flujo burbuja dispersa. Este tipo de patrón de flujo ocurre a flujos de bajo índice de vapor y a altos índices de líquido. Para el caso del gradiente de temperatura, las mejores aproximaciones están dadas por las correlaciones de DR, DX y OI. De acuerdo al gradiente de temperatura predicho por GEOPOZO, el punto de flasheo para este pozo está localizado a aprox. 1200m. En las gráficas [E2] y [F2], que corresponden a los resultados obtenidos por GEOWELLS, se observa que la mejor aproximación a los datos medidos está dada por la correlación PFP desarrollada originalmente para flujo burbuja, lo cual sugiere que este pozo está gobernado por este tipo de flujo. De acuerdo al gradiente de temperatura predicho por GEOWELLS, el punto de flasheo para este pozo concuerda con el predicho por GEOPOZO (aprox. 1200m).

Por último la figura 5.6 corresponde al pozo M-201. En los resultados obtenidos con GEOPOZO, casos [G1] y [H1], puede verse que nuevamente la mejor predicción está dada por la correlación HM, la cual sugiere flujos de bajo índice de vapor y altos índices de líquido, lo que corresponde a flujo burbuja dispersa. El punto de flasheo de este pozo está localizado a aprox. 1546m según el gradiente de temperatura simulado. Algunos resultados concuerdan con los que se obtuvieron en trabajos previos [García et al., 1999]. En el caso de GEOWELLS las gráficas [G2] y [H2], que corresponden a los gradientes de presión y temperatura simulados, se observa que hay dos correlaciones que predicen de manera más acertada los datos medidos, éstas son HK y DX. En este caso, y a diferencia de GEOPOZO, de acuerdo con el gradiente de temperatura predicho por GEOWELLS, el punto de flasheo está a aprox. 1744m.

Después de analizar las figuras 5.3 a la 5.6 se concluye que, en general, las mejores predicciones para simular los datos medidos se obtienen con las correlaciones DX, DR, HM, y OI. Sin embargo, ninguna de estas correlaciones predice de manera exacta los datos medidos para las diferentes características de cada pozo.

También se observa que, en general, los gradientes de presión y temperatura están ligeramente desplazados de los datos medidos. Hay tres casos de subestimación: los pozos Az-18, M-90 y M-201; y un caso de sobrestimación: el pozo H-1. En el caso de los gradientes subestimados, es probable que signifique que el efecto de concentración de gases incondensables (actualmente presentes en el fluido de estos pozos geotérmicos) sea significativo, y podría explicar los problemas de concordancia observados, ya que ni GEOPOZO ni GEOWELLS consideran este tipo de efecto. Para el problema de sobreestimación, la salinidad

del fluido podría ser responsable del problema de concordancia para este pozo, ya que ninguno de los simuladores toma en cuenta tampoco este efecto.

Debido a que no se observa de manera óptima cuál de las correlaciones provee mejores resultados, se realizó el análisis estadístico. La discusión de los resultados de este análisis se presenta a continuación.

### 5.3.2. Evaluación estadística

Como se mencionó en el capítulo 4, y observando lo que se tiene gráficamente, se decidió realizar una evaluación estadística de todos los pozos para cada correlación utilizando 3 métodos distintos de análisis: a) Residuales simples, b) boxplot y por c) regresiones lineales.

a) Residuales simples. Respecto a los resultados que se obtiene en este análisis (tabla 5.9), resulta ser la mejor predicción aquella que tenga el promedio de los residuales más pequeño, ya que esto significa que hay una menor diferencia entre los datos simulados y los medidos.

En el caso de GEOPOZO se tiene que la mejor predicción para los datos medidos del pozo Az-18 es bajo la correlación DR en los dos gradientes (presión y temperatura), lo cual es consistente con los resultados del método gráfico. Para el caso del pozo H-1, la mejor correlación esta dada por BEG para el gradiente de presión y por DX para el gradiente de temperatura. En el caso del pozo M-90 la correlación que más se aproxima a los datos medidos es la de HM para el gradiente de presión y OI para el gradiente de temperatura. Finalmente para el pozo M-201 se tiene que la mejor aproximación para el caso de los dos gradientes es bajo la correlación HM. Todos estos resultados son consistentes con el método gráfico que se muestran en las figuras 5.3 a la 5.6. En el caso del resultado global, en donde se consideran todos los pozos juntos para la evaluación de cada correlación, el resultado que se observa como la mejor predicción es la correlación bajo el modelo de Dix (DX), para ambos gradientes.

En los resultados obtenidos utilizando el simulador GEOWELLS (tabla 5.9), se tiene que para el pozo Az-18 la mejor predicción en el gradiente de presión esta dada por la correlación de RA y para el gradiente de temperatura es la correlación PFP. Los resultados que se obtienen para el pozo H-1 son las correlaciones de BEG para el gradiente de presión y la correlación de DX para el gradiente de temperatura, como mejores predicciones. En el caso del pozo M-90, indudablemente la mejor aproximación está dada por la correlación PFP en ambos gradientes (presión y temperatura). Para el pozo M-201, las correlaciones DX y HK resultan ser las mejores correlaciones para la predicción de los perfiles de presión y temperatura medidos, respectivamente. Todos estos resultados son consistentes con lo que se obtuvo con el método

grafico en las figuras 5.3 a la 5.6. El resultado global, esta dado por la correlación DX para el gradiente de presión y PFP para el gradiente de temperatura, como mejor predicción.

Con base a este primer análisis estadístico, observamos nuevamente que no existe ninguna única correlación que tipifique de manera correcta los datos medidos en pozos. Sin embargo, podemos ver de forma muy general qué correlaciones representan mejor los datos medidos y cuáles no. Dentro de las correlaciones que tienen mejor concordancia entre los datos simulados y medidos están, para GEOPOZO, DX, DR, MK, HM y OI para el gradiente de presión. En cuanto al gradiente de temperatura, DX, DR, HM, OI y RA son las correlaciones que más se aproximan a los datos medidos. Para GEOWELLS, se tiene que para el gradiente de presión, las mejores correlaciones son: DX, DR, MK, RA y PFP; y para el gradiente de temperatura, DX, DR, HM, OI y PFP. Estos resultados resultan consistentes con los que se tienen para GEOPOZO. En el caso de las peores correlaciones, para GEOPOZO son: KS, PFP y BEG en ambos perfiles (presión y temperatura); para GEOWELLS son: KS, BEG y HM para presión; KS, BEG y HK para temperatura. Nuevamente vemos resultados consistentes entre los dos simuladores.

b) Boxplot. Lo que se pretende ver en este análisis es la mejor predicción global para cada correlación entre los datos simulados y medidos, por medio de los residuales simples calculados en las tablas 5.1 a la 5.4, basándose principalmente en el tamaño de la caja y en el número de datos desviados que se reporta. Entre más pequeños sean estos dos parámetros, mejor será la predicción de la correlación.

Para GEOPOZO (fig. 5.4) es claro ver que entre las mejores predicciones están las correlaciones de DX, DR, HM, OI y RA para el gradiente de presión y, DR, DX, RA, OI y MK para el gradiente de temperatura. Entre las peores correlaciones están KS, BEG y PFP, para el gradiente de presión y, KS, BEG, HK y PFP para el gradiente de temperatura. Estos resultados son consistentes con el primer análisis estadístico (tabla 5.9) y con el método gráfico (figs. 5.3 a la 5.6).

Para los resultados obtenidos con GEOWELLS (fig. 5.3) se observan cajas de tamaños más homogéneos que en el caso de GEOPOZO, además de que en el caso del gradiente de presión, no resultaron datos desviados para ninguna correlación, lo cual indica que el conjunto de datos para cada correlación está normalizado. Entre las cajas de menor tamaño están DX, DR y RA para el gradiente de presión; DR, DX, MK, OI y PFP para el de temperatura. Entre las peores correlaciones están: KS, BEG, HM y HK para presión y KS, BEG y HK para temperatura. Estos resultados son consistentes entre los datos obtenidos con el análisis de residuales simples (tablas 5.9) y los resultados obtenidos con GEOPOZO.

c) Regresiones lineales. En esta parte lo que se busca básicamente, es que los valores obtenidos sean cercanos a la ec. lineal ideal, es decir que el intercepto ( $a$ ) sea igual a 0, que la pendiente ( $b$ ) y el factor de correlación ( $r$ ) sean iguales a 1, y que los intervalos de confianza (inferior y superior) estén más aproximados a 1; estos valores implicarían una excelente concordancia entre los datos simulados y medidos. Este método de análisis nos permite visualizar más específicamente la mejor y la peor aproximación a los datos medidos.

En el caso de GEOPOZO (tabla 5.10) y para el caso del gradiente de presión vemos que el valor de ( $a$ ) que más se aproxima a 0 es el caso de la correlación MK; el valor de ( $b$ ) que más se aproxima a 1 es con la correlación KS, el factor de correlación ( $r$ ) que más se aproxima a 1 es con la correlación DX y para el caso de los intervalos de confianza, los intervalos (inferior y superior) más cercanos a uno es por la correlación DX; resultado que coincide con lo obtenido para  $r$ . Por lo tanto, debido a que ninguna de las correlaciones cumple con los 3 criterios para una excelente concordancia entre los datos simulados y los datos medidos, se graficó todos los valores de  $a$  y  $b$  para cada correlación. Debido a que son demasiadas correlaciones solo se graficó la mejor y la peor correlación, y la ec. lineal ideal (ver figura 5.8). Los resultados para el gradiente de presión fueron: como mejor correlación DX, con valores del intercepto, de la pendiente y del factor de correlación de  $a = -0.0421 \pm 0.0902$ ,  $b = 0.9840 \pm 0.0159$  y  $r = 0.9939$ , respectivamente; y para el gradiente de temperatura la correlación de DR, con valores de  $a = -8.7755 \pm 6.9101$ ,  $b = 1.0232 \pm 0.0261$  y  $r = 0.9851$ , respectivamente. Como peor aproximación se obtuvo la correlación KS para el gradiente de presión y PFP para el de temperatura. Estos resultados concuerdan con los obtenidos en las otras dos pruebas estadísticas.

El mismo análisis se realizó para los resultados obtenidos con GEOWELLS. Las conclusiones fueron: como mejor correlación para el gradiente de presión es nuevamente DX con valores del intercepto, de la pendiente y del factor de correlación de  $a = 0.0438 \pm 0.0997$ ,  $b = 0.9754 \pm 0.0168$  y  $r = 0.9930$ , respectivamente; y para el gradiente de temperatura la correlación de DR, con valores de  $a = -0.6203 \pm 4.4596$ ,  $b = 0.9996 \pm 0.0167$  y  $r = 0.9933$ , respectivamente. Como peor aproximación se obtuvo la correlación KS para el gradiente de presión y en este caso BEG para el gradiente de temperatura. Estos resultados coinciden con los obtenidos con GEOPOZO y con los otros análisis estadísticos.

Con la finalidad de realizar un análisis comparativo entre los dos simuladores, se realizaron las gráficas de la fig. 5.10, utilizando las correlaciones DX para el gradiente de presión y DR para el de temperatura. Se observa una diferencia de menos del 5% para el gradiente de presión con datos de la zona bifásica de los pozos Az-18, H-1 y M-90 y hasta un 10% para el pozo M-201. Para el gradiente de temperatura, la diferencia es menor al 5% en

todos los pozos. En particular el pozo H-1 presenta una diferencia entre los resultados de cada simulador de prácticamente cero, lo cual indica que los resultados obtenidos de cada simulación para este pozo son casi las mismas.

Después de analizar todos los resultados, concluimos entonces que no existe una única correlación que prediga de manera correcta los datos medidos de los gradientes de presión y temperatura.

Estas diferencias pueden ser explicadas por diversas razones: (i) el hecho de que ninguno de los simuladores toma en cuenta la composición real del fluido geotérmico (gases y sales), sino que ambos consideran al fluido como agua pura; (ii) la gran diversidad de patrones o regímenes de flujo que se desarrollan en el fluido y la mayoría de las correlaciones utilizadas para este estudio están tipificadas bajo un régimen de flujo específico; (iii) las múltiples zonas de alimentación que pueden existir en los pozos; (iv) el efecto de los perfiles de temperaturas estabilizadas de la formación; (v) la geometría variada de la terminación de los pozos; (vi) los errores de las mediciones de parámetros de producción efectuadas *in-situ* en los pozos; y (vii) el efecto de estos errores e incertidumbres en la simulación numérica de los procesos. Todos estos parámetros deben tomarse en consideración para una mejor predicción entre los datos simulados y los medidos.

A pesar de que no existe ninguna correlación que represente los datos medidos, se encontró del análisis estadístico que las correlaciones DX y DR correspondientes al modelo de Dix y a la correlación desarrollada por Duns and Ros, respectivamente, proveen las mejores aproximaciones para los datos medidos de presión y temperatura. Sin embargo, si se tuviera que elegir una sola correlación para la evaluación de los pozos, se escogería la correlación DX, ya que con base al gradiente de presión se calcula el gradiente de temperatura.

No obstante, el desarrollo de una nueva correlación de fracción volumétrica de vapor para la industria geotérmica sigue siendo una necesidad real hasta nuestros días.

## Capítulo 6

### Conclusiones

Se seleccionó de la literatura especializada un grupo de 10 correlaciones de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) aplicables al estudio de flujo bifásico en pozos geotérmicos.

Estas correlaciones fueron evaluadas en dos diferentes simuladores, GEOPOZO y GEOWELLS, para la determinación de los perfiles de presión y temperatura de pozos geotérmicos.

Se seleccionaron 4 diferentes pozos productores localizados en campos geotérmicos de México. Un pozo en Los Azufres, Mich. (Az-18), uno en Los Humeros, Pue. (H-1) y dos pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto, B. C. (M-90 y M-201). Estos pozos cuentan con una serie de datos basados en mediciones de campo registrados durante pruebas de producción en los pozos productores, como son: geometría, profundidad, índice de flujo másico, presión y temperatura de fondo.

Se realizó un análisis comparativo por 3 métodos estadísticos distintos (residuales simples, boxplot y por regresiones lineales), entre los resultados obtenidos de las simulaciones numéricas y los datos medidos de campo (gradientes de presión y temperatura) recopilados de los 4 diferentes pozos geotérmicos.

Después de analizar los resultados de las simulaciones numéricas se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Ninguna de las correlaciones de fracción volumétrica de vapor evaluadas en este estudio fue capaz de proporcionar una excelente concordancia entre los datos simulados y medidos. Algunas de estas correlaciones fueron más apropiadas para describir un tipo particular de flujo bifásico en los pozos que otras. Para ambos simuladores (GEOPOZO y GEOWELLS) al parecer las correlaciones DX y DR proporcionan los mejores



---

resultados de concordancia bajo la variedad de las condiciones modeladas de flujo bifásico geotérmico.

- Algunas de las posibles razones por lo que ninguna correlación ( $\alpha$ ) fuera capaz de predecir los datos medidos, se debe a: (i) la composición del fluido geotérmico es asumido como agua pura en los dos simuladores (GEOPOZO y GEOWELLS). Sin embargo, la composición real del fluido geotérmico está caracterizada por el contenido de gases y sales, parámetros importantes que deben ser considerados en el futuro para la determinación más real de los gradientes de presión y temperatura y para la localización más realista de la zona del punto de flasheo en el pozo; (ii) cada correlación que se evaluó en este estudio fue desarrollada para diferentes patrones de flujo. En este sentido, se requiere el desarrollo de una nueva correlación de fracción volumétrica de vapor ( $\alpha$ ) que dependa de parámetros geotérmicos y que tenga la versatilidad de identificar el patrón de flujo que se desarrolla en el fluido a lo largo de todo el pozo; (iii) las múltiples zonas de alimentación que pueden existir en los pozos; (iv) el efecto de los perfiles de temperaturas estabilizadas de la formación; (v) la geometría variada de la terminación de los pozos; (vi) los errores de las mediciones de parámetros de producción efectuadas *in-situ* en los pozos; y (vii) el efecto de estos errores e incertidumbres en la simulación numérica de los procesos. Todos estos parámetros deben tomarse en consideración para una mejor predicción entre los datos simulados y los medidos.
- La diferencia entre los resultados que se obtienen de cada simulador (GEOPOZO y GEOWELLS) utilizando la correlación DX, es de menos del 5% para el gradiente de presión con datos de la zona bifásica de los pozos Az-18, H-1 y M-90 y hasta un 10% para el pozo M-201. Para el gradiente de temperatura, la diferencia es menor al 5% en todos los pozos.
- Finalmente, con este trabajo se espera contribuir en un futuro al desarrollo de una mejor correlación de fracción volumétrica de vapor y un nuevo y mejorado simulador numérico para el análisis de flujo bifásico en pozos geotérmicos, que considere la composición actual del fluido.

## Referencias

- Ambastha, A. K., Gudmundsson, J. S., 1986a. Geothermal two-phase wellbore flow: Pressure drop correlations and flow pattern transitions. *In: Proceedings of the 11<sup>th</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, California USA, 277-281.
- Ambastha, A. K., Gudmundsson, J. S., 1986b. Pressure profiles in two-phase geothermal wells: comparison of field data and model calculations. *In: Proceedings of the 11<sup>th</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford, California USA, 6p.
- Ansari, A.M., Sylvester, N.D., Sarica, C., Shoham, O., Brill, J.P., 1994. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. *Soc. Petrol. Eng. (Production and Facilities)*, 143-165.
- Aragón, A., García, A., Baca, A., González, E., 1999. Comparison of measured and simulated pressure and temperatura profiles in geothermal Wells. *Geofísica Internacional*, 38, 35-42.
- Arya, A., Gould, T.L., 1981. Comparison of two phase liquid holdup and pressure drop correlations across flow regime boundaries for horizontal and inclined pipes. *In: Proceedings of the 56<sup>th</sup> Annual Fall Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA, 8 p.
- Battistelli, A., Calore, C., Pruess, K., 1997. The simulator TOUGH2/EWASG for modelling geothermal reservoirs with brines and non-condensable gas. *Geothermics*, 26, 437-464.
- Beggs, H.D., Brill, J.P., 1973. A study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, May, 607-617.
- Bertani, R., 2005. World geothermal power generation in the period 2001-2005. *Geothermics* 34, 651-690.
- Bertani, R., 2007. World Geothermal Generation in 2007. *In: Proceedings European Geothermal Congress*. Unterhaching, Germany, 1-11.
- Bertola, V., 2003. *Modelling and Experimentation in Two-Phase Flow*. Ed. Springer Wien New York. Italy, 429p.
- Bjornsson, G., Bodvarsson, G.S., 1987. A multi-feedzone wellbore simulator. *Geotherm. Res. Council, Trans.*, 10, 1-5.
- 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.
- 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.
- 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, 6 p.
- Chen, J.J.J., 1986. A further examination of void fraction in annular two-phase flow. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 29, 1760-1763.
- 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, 16 p.

- 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.
- Currie, I.G., 1974. *Fundamental mechanics of fluids*. Ed. Mc. Graw Hill, Inc.
- Delhaye, J.M., Maugin, F., Ochterbeck, J.M., 2004. Void fraction predictions in forced convective subcooling of water between 10 and 18 MPa. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 47, 4415-4425.
- Dix, G. E., 1971. Vapor void fractions for forced convection with subcooled boiling at low flow rate. Ph. D. Thesis, University of California.
- Duns, H., Ros, N.C.J., 1963. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. *In: Proc. 6th World Petroleum Congress*, Section 11, Paper 22 - PD 6, Frankfurt Am Main, Germany, 451-465.
- Espinoza-Ojeda, O.M., 2007. evaluación de metodos analiticos para la estimación de temperaturas estabilizadas en pozos geotérmicos. Tesis. 117p.
- Freeston D.H., Gunn C.I.M., 1993. Wellbore simulation-case studies. *In: Proc. 30<sup>th</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, CA, USA, 261-266.
- Fukuda, M., Nakamura, H., Matsuura, S., Tanaka T., Itoi, R., 2001. An analysis of steam-water two-phase flow in the geothermal well. *In: Proc. 22<sup>nd</sup> Annual PNOC-EDC Geothermal Conference*, Makati, Philippines, 89-108.
- García, A., Santoyo, E., 1991. Pronóstico de la producción del pozo M-205 del campo geotérmico de Cerro Prieto, B.C. (in Spanish). *Report of Project*, Instituto de Investigaciones Eléctricas: IIE/11/3167/I 01/F, Cuernavaca, México, 76 p.
- 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-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., Pritchett, J.W., Alexander, J.H., 2004. A new liquid holdup correlation for geothermal wells. *Geothermics*, 33, 795-817.
- Ghassan, H. Abdul-Majeed, 1993. Liquid holdup correlation for horizontal, vertical and inclined two-phase flow. *Paper available from Society of Petroleum Engineers*, Richardson, Texas, USA, 17 p.
- Ghassan, H. Abdul-Majeed, 2000. Liquid slug holdup in horizontal and slightly inclined two-phase slug flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 27, 27-32.
- Gould, T.L., Rasin, Tek M., Katz, D.L., 1974. Two-phase flow through vertical, inclined, or curved pipe. *Journal of Petroleum Technology*, August, 915-926.
- Gould, T.L., 1974. Vertical two-phase steam-water flow in geothermal wells. *Journal of Petroleum Technology*. August, 833-842.
- 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, L., 2004. Update of geothermics in Mexico. *Geotermia*, 17, 21-30.

- Hadgu, T., 1989. Vertical two-phase flow studies and modeling of flow in geothermal wells. Ph.D. Thesis, University of Auckland, Auckland, New Zealand.
- 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., 1995. Void fraction in bubbly and slug flow in downward vertical and inclined system. *Society of Petroleum Engineers Production and Facilities*, August, 172-176.
- 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, 9 p.
- Hibicki, T., Goda, H., Kim, S., Ishii, m., Uhle, J., 2004. Structure of vertical downward bubbly flow. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 47, 1847-1862.
- Hiriart, G., and Gutierrez-Negrín, L.C.A., 2003. Main Aspect of geothermal energy in Mexico. *Geothermics* 32, 389-396.
- Holland, F.A., Bragg, R., 1995. Gas liquid two phase flow, Chapter 7. In: *Fluid Flow for Chemical Engineers*. 2<sup>nd</sup> Ed. Edward Arnol. London, UK. 358 p.
- Holmes, J.A., 2001. Modeling advanced wells in reservoir simulation. *J. Petrol. Eng.*, November, 54-60.
- Jung, D.B., Wai, K.W., Howard, W.T., 2001. Geothermal flow metering errors. *Geotherm. Res. Council, Trans.*, 25, 23-25
- Kabir, C.S., Hasan, A.R., 1993. Two-phase flow correlations as applied to pumping well testing. *Journal of Energy Resources Technology* 116, 121-128.
- Karaalioglu, H., Watson, A., 1999. A comparison of two wellbore simulators using field measurements. *In: Proc. 21<sup>th</sup> NZ Geothermal Workshop*, New Zealand, 211-222.
- Kaspereit, D.H., 1990. Enthalpy determination using flowing pressure-temperature surveys in two-phase wellbores in the Coso Geothermal Field. *Geothermal Resources Council TRANSACTIONS*, 14, 1211-1218.
- 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.
- 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.
- 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.
- Kleinstreuer, C. 2003. *Two-phase Flow, Theory and Applications*. Ed. Taylor & Francis Group, New York-London, 454 p.
- Kokal, S.L., Stanislav, J.F., 1989. An experimental study of two phase flow in slightly inclined pipes – II. Liquid holdup and pressure drop. *Chem. Eng. Sci.*, 44, 681–693.
- Laggiard, E., Runkel, J., 1997. Detection of subcooled boiling in a PWR using noise analysis and calculation of the steam void fraction. *Ann. Nucl. Energy*, 24, 49-54.
- 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.

- Lund, J.W., 2005. Direct application of geothermal energy: 2005 Worldwide review. *Geothermics* 34, 691-727.
- Lund, J.W., 2006. Geothermal energy focus. *reFOCUS* November/December, 48-61.
- Madsen, N., 1975. A void fraction correlation for vertical and horizontal bulk-boiling of water. *AIChE Journal*, 21, 607-608.
- Manabe, R., Tochikawa, T., Tsukuda, M., Arihara, N., 1997. Experimental and modeling studies of two phase flow in pipelines. *Society of Petroleum Engineers Production and Facilities*, November, 212-217.
- McNeil, D.A., Stuart, A.D., 2003. The effects of high viscous liquid phase on vertically upward two-phase flow in a pipe. *International Journal of Multiphase Flow*, 29, 1523-1549.
- Michaelides, E.E. 1981. Thermodynamic properties of geothermal fluids. *Geotherm. Res. Council, Trans.*, 5, 361-364.
- Minami, K., Brill J.P., 1985. Liquid holdup in wet-gas pipelines. M. Sc. Thesis, U. Tulsa, USA, 44 p.
- 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.
- NIST/ASME Steam v2.2, 1996. Formulation for General and Scientific Use, NIST Standard References Database Number 10.
- Orkiszewski, J., 1967. Predicting two-phase pressure drop in vertical pipes. *J. Petrol. Tech.*, 19, 829-838.
- Ortíz-Ramírez J., 1983. Two-phase flow in geothermal wells: development and uses of a computer code. M.Sc. Thesis, University of Stanford, CA, USA, 89 p.
- Premoli, A., Francesco, D., Prima, A., 1970. An empirical correlation for evaluating two-phase mixture density under adiabatic conditions. *In: Proc. of the European Two-Phase Flow Group Meeting*, Milan, Italy.
- Pritchett, J.W., 1985. WELLBOR: a computer program for calculating flow in a producing geothermal well. *Int. Report SSS-R-85-7283*, La Jolla, CA, USA.
- Quijano, L., 2006. Lessons learned from geothermal development in Mexico. *In: Workshop for Decisions Makers on Geothermal Projects in Central America*, San Salvador, El Salvador, 5 p.
- Rice, C. K., 1987. The effect of void fraction correlation and heat flux assumption on refrigerant charge inventory predictions. *ASHRAE Transactions*, 93, 341-367.
- Rouhani, S.Z., Axelsson, E., 1970. Calculation of void volume fraction in the subcooled and quality boiling regions. *Int. J. Heat Mass Transfer*, 13, 383-393.
- Rybach, L., 2003. Geothermal energy: sustainability and the environment. *Geothermics* 32, 463-470.
- Sánchez-Upton, P., 1990. El simulador de pozos SIMU89 (in Spanish). *Geotermia*, 6, 141-154.
- Sánchez-Upton P., Santoyo, E., 2003. A comprehensive evaluation of empirical correlations for computing the solubility of CO<sub>2</sub> in water. *In: 28<sup>th</sup> Stanford Workshop on Geothermal Reservoir Engineering.*, Stanford University, CA, USA, 338-344.
- Santoyo E., 1997. Transient numerical simulation of heat transfer processes during drilling of geothermal wells. PhD thesis, University of Salford, UK.
- 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.
- Ternyik, J., Bilgesu, H.I., Mohaghegh, S., 1995. Virtual Measurement in pipes: part 2- liquid holdup and flow pattern correlations. *In: Proceedings at the Society of Petroleum Engineers Eastern Regional Conference and Exhibition. Morgantown, West Virginia, USA*, 21-25.
- Tian S., Finger J.T., 2000. Advanced geothermal wellbore hydraulics model. *Trans. of the ASME*, 122, 142-146.
- Timlin, M., 2008. Superwell - A simple well bore flow simulator in spreadsheet format. *In: Proc. 31<sup>st</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, CA, USA, 7 p.
- Tolivia, E., 1972. Flow in geothermal wells (an analytical study). *Geothermics*, 1, 141-145.
- Verma S. P. and. Andaverde J. \* (1996) Temperature distribution from cooling of a magma chamber in Los Azufres geothermal field, Michoacán, Mexico. *Geofísica Internacional*, 35: 105-113.
- Verma, S.P., 2005. Estadística básica para el manejo de datos experimentales: aplicación en la geoquímica (Geoquimiometría). Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F., 186 p.
- Verma, S.P., Diaz-Gonzalez, L., Sánchez-Upton, P., Santoyo, E., 2006. OYNYL: A new computer program for ordinary, York, and New York least-squares linear regressions. *WSEAS Trans. Environ. Develop.*, 2, 997-1002.
- Verma, S. P., and 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, pp. 149-188.
- Verma, S.P., Quiroz-Ruiz, A., Diaz-Gonzalez, L., 2008. Critical values for 33 discordancy test variants for outliers in normal samples up to sizes 1000, and applications in quality control in Earth Science. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 25, 82-96.
- Vidovic, S. Gluscevic, A., 2007. Optimization of geothermal wells and production systems. *In: Proc. European Geothermal Congress*, Unterhaching-Germany, 1-4.
- Wallis, G.B., 1969. One-dimensional Two-Phase Flow. Ed. McGraw-Hill, USA, 408 p.
- Whalley P.B., 1996. Two-phase flow and heat transfer. Oxford University Press.
- 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.
- Xlao, J.J., Shoham, O. Brill, J.P., 1990. A comprehensive mechanistic model for two-phase flow in pipelines. *In: Proceedings of the 55<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of the Society Petroleum Engineers*. New Orleans, USA, 167-180.