



Universidad Autónoma de Baja California

Facultad de Ingeniería, Arquitectura y Diseño



**DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL Y MODELACIÓN NUMÉRICA DE
DOS YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS, CASOS DE ESTUDIO: SISTEMA
GEOTÉRMICO MANEADERO, BAJA CALIFORNIA, Y CAMPO GEOTÉRMICO
LOS HUMEROS, PUEBLA**

Tesis

que para cubrir parcialmente los requisitos necesarios para obtener el grado de

DOCTOR EN CIENCIAS

Presenta:

José Alonso Aguilar Ojeda

Ensenada, Baja California, septiembre del 2021.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA

FACULTAD DE INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y DISEÑO

MAESTRÍA Y DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERÍA

DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL Y MODELACIÓN NUMÉRICA DE DOS YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS, CASOS DE ESTUDIO: SISTEMA GEOTÉRMICO MANEADERO, BAJA CALIFORNIA, Y CAMPO GEOTÉRMICO LOS HUMEROS, PUEBLA

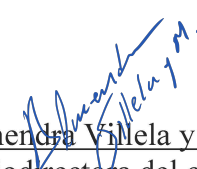
TESIS

Que para obtener el grado de Doctor en Ciencias presenta:

José Alonso Aguilar Ojeda

Aprobada por:


Dr. José Rubén Campos Gaytán
Director del comité


Dra. Almendra Vilela y Mendoza
Codirectora del comité


Dra. Claudia Soledad Herrera Oliva
Miembro del comité


Dr. Jorge Ramírez Hernández
Miembro del comité

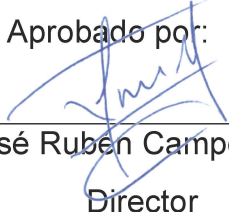

Dr. Thomas Gunter Kretzschmar
Miembro del comité

Ensenada Baja California, México, Septiembre 2021

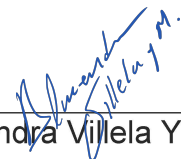
Resumen de la tesis de José Alonso Aguilar Ojeda, presentada como requisito parcial para la obtención del grado de Doctor en Ciencias del programa de Maestría y Doctorado en Ciencias e Ingeniería (MYDCI) de la UABC. Ensenada, Baja California, México, Septiembre de 2021.

**DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL Y MODELACIÓN NUMÉRICA DE
DOS YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS, CASOS DE ESTUDIO: SISTEMA
GEOTÉRMICO MANEADERO, BAJA CALIFORNIA, Y CAMPO GEOTÉRMICO
LOS HUMEROS, PUEBLA**

Resumen Aprobado por:



Dr. José Rubén Campos Gaytán
Director



Dra. Almendra Vilela Y Mendoza
Codirectora

Un modelo conceptual es de gran importancia ya que provee un marco de referencia para el estudio, exploración y explotación de un sistema geotérmico. En este trabajo se han desarrollado dos modelos conceptuales hidrogeológicos, uno para el Sistema Geotérmico Maneadero (SGM), en la región de Ensenada, Baja California, México, y cuya experiencia obtenida durante su diseño y construcción fue aplicada para desarrollar otro correspondiente al Campo Geotérmico Los Humeros (CGLH), en Puebla, México. Con base en tales modelos: a) se ha realizado una modelación numérica bidimensional en estado estacionario del flujo de agua subterránea y la transferencia de calor en un perfil del modelo del SGM, utilizando el software COMSOL Multiphysics. En el modelo del SGM se considera que agua de mar alimenta al sistema geotérmico, mientras que una intrusión magmática a 2 km de profundidad funciona como fuente de calor. Los resultados de esta modelación muestran una temperatura del yacimiento de 164 °C y una temperatura del afluente de 108 °C, variando entre 1 °C y 3 °C, respectivamente, con estudios previos. Además, se estimó un potencial geotérmico de 0.48 MW para el perfil simulado. b) Por otra parte, se ha realizado la modelación numérica tridimensional del flujo de

agua subterránea y transferencia de calor, en estado estacionario y transitorio, para el modelo del CGLH, empleando el código TOUGH3. El modelo del CGLH considera un reservorio único ubicado a aproximadamente 2.1 km de profundidad, que es alimentado por flujos regionales provenientes de las cuencas circundantes, en el que las fallas dentro de la Caldera Los Potreros controlan la conductividad; mientras que un flujo de calor de una cámara de magma calienta el sistema. Con los resultados de este modelo se obtuvo un error cuadrático medio (RMSE) entre las temperaturas calculada y registrada en campo de 35.81 °C para el estado estacionario; mientras que en el estado transitorio durante el periodo 1982-2006 se obtuvo un RMSE de 4.43 bares entre las presiones calculadas y registradas en campo.

Palabras clave: Modelo conceptual, Maneadero, COMSOL Multiphysics, Los Humeros, TOUGH3.

Dedicatoria

Dedico esta tesis a mis padres, quienes han sido un gran apoyo y a quienes les tengo gran admiración y respeto, ya que me han inculcado los valores con los que me guio.

A mis hermanos que siempre me estuvieron motivando y apoyando para seguir adelante desde que tengo memoria.

A mi esposa, a quien amo y me motiva siempre a mejorar, quien además me apoyó y apoya para continuar avanzando durante el desarrollo de este trabajo.

Y en especial a mis bebés que desde el día que supe que estaban en camino a este mundo se convirtieron en la principal motivación para mantenerme de pie y seguir adelante para convertirme en el mejor ejemplo de vida que puedan tener.

Agradecimientos

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la beca manutención otorgada.

A la Facultad de Ingeniería Arquitectura y Diseño de la Universidad Autónoma de Baja California por proporcionarme el espacio y material de biblioteca esencial para la realización de este trabajo, además del otorgamiento de un espacio en la estación de trabajo del laboratorio de electrónica para ejecutar simulaciones de modelos y por el préstamo de equipo.

A mi director, Dr. José Rubén Campos Gaytán, por su apoyo académico y personal, así como por su empatía y paciencia hacia mí a lo largo del desarrollo de este trabajo y por proporcionar recursos para el desarrollo de la investigación.

A la Dra. Almendra Villela y Mendoza por aceptar formar parte del comité de tesis y la atención brindada. A la Dra. Claudia Soledad Herrera Oliva por siempre manifestarme su apoyo y el gran aporte a mi desarrollo académico. Al Dr. Jorge Ramírez Hernández por el apoyo y aporte brindados en el desarrollo del proyecto de tesis y los trabajos que se desarrollaron a la par. Al Dr. Thomas Gunter Kretschmar por el apoyo brindado y por proporcionar las licencias de software, así como del préstamo del Cluster Lamb y acceso a la información del proyecto GeMex que fue esencial para el desarrollo del trabajo.

ÍNDICE GENERAL

I. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.1.1. Problemática del Sistema Geotérmico Maneadero (SGM)	3
1.1.2. Problemática del Campo Geotérmico Los Humeros (CGLH)	3
1.2. Hipótesis	4
1.3. Objetivo general	4
1.4. Objetivos específicos	4
II. ANTECEDENTES	5
2.1. Antecedentes del SGM	5
2.2. Antecedentes del CGLH	6
III. METODOLOGÍA	9
3.1. Modelo matemático para el SGM	12
3.2. Modelo matemático para el CGLH	13
IV. ZONAS DE ESTUDIO	17
4.1. Descripción del Sistema Geotérmico Maneadero (SGM)	17
4.1.1. Ubicación del SGM	17
4.1.2. Clima del SGM	18
4.1.3. Geología del SGM	18
4.1.3.1. Geología estructural	19
4.1.4. Hidrogeología del SGM	20
4.1.5. Fuente de calor del SGM	21
4.2. Descripción del Campo Geotérmico Los Humeros (CGLH)	22
4.2.1. Ubicación del CGLH	22
4.2.2. Clima del CGLH	23
4.2.3. Geología del CGLH	26
4.2.3.1. Geología estructural	27
4.2.3.2. Tectónica	29
4.2.3.3. Sismicidad	30
4.2.4. Hidrogeología del CGLH	30
4.2.4.1. Regiones hidrológicas del CGLH	31
4.2.4.2. Recarga natural del CGLH	32
4.2.4.3. Infiltración del CGLH	33
4.2.5. Manifestaciones geotérmicas superficiales del CGLH	34

4.2.6. Fuente de calor del CGLH.....	34
4.2.7. Geofísica del CGLH.....	35
V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	37
5.1. Modelo conceptual del SGM.....	37
5.1.1. Modelado numérico para el SGM.....	39
5.1.1.1. Discretización.....	39
5.1.1.2. Condiciones iniciales y de contorno.....	40
5.1.2. Calibración del SGM.....	41
5.1.3. Resultados del SGM en estado estacionario.....	41
5.2. Modelo conceptual del CGLH.....	42
5.2.1. Modelado numérico para el CGLH.....	45
5.2.1.1. Discretización.....	45
5.2.1.2. Estructura del modelo numérico.....	46
5.2.1.2.1. Descripción general del programa.....	48
5.2.2. Calibración.....	55
5.2.3. Validación.....	57
5.2.4. Análisis de sensibilidad del modelo.....	63
5.3. Discusión.....	66
5.3.1. Discusión del SGM.....	66
5.3.2. Discusión del CGLH.....	68
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	76
6.1. Conclusiones.....	76
6.2 Recomendaciones.....	78
Bibliografía.....	79
Apéndice A.....	88
Apéndice B.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Estaciones climatológicas cercanas al área de estudio	25
Tabla 2. Balance hidrometeorológico del Acuífero de Los Humeros.....	33
Tabla 3. Tipos de roca y la permeabilidad con la que se obtuvo el mejor ajuste después de la validación del modelo	55
Tabla 4. Producción total anual del CGLH de 1982 a 2006.....	58
Tabla 5. Volumen de mezcla producido por los pozos.	59
Tabla 6. Inyección total para el CGLH de los pozos H-13, H-29, H-38 y H-40.....	60
Tabla 7. Parámetros del análisis de sensibilidad del modelo del CGLH.....	65
Tabla 8. RMSE de los pozos del CGLH.....	72

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del Sistema Geotérmico Maneadero, Ensenada, BC, México....	18
Figura 2. Geología del Sistema Geotérmico Maneadero, Ensenada, BC, México (Corral et al., 2003). El respiradero hidrotermal submarino se ubica en la intersección del lineamiento L3 y la Falla Agua Blanca Sur (también conocida como Falla Soledad) (Cruz-Castillo, 2002)	19
Figura 3. Localización del Campo Geotérmico Los Humeros, Puebla, México.....	23
Figura 4. Geología del CGLH, modificada de Carrasco-Núñez et al. (2017).....	27
Figura 5. Fallas geológicas (F) del CGLH.....	29
Figura 6. Microcuencas que afectan el CGLH.....	31
Figura 7. a) Cortes 2D del modelo de resistividad 3D de Herrera (2018), y b) Localización de los perfiles interpretados en cortes 2D dentro del CGLH)	36
Figura 8. a) Sistema Geotérmico Maneadero, Ensenada, BC, México. b) Perfil del lineamiento L3	38
Figura 9. a) Malla de elementos finitos generada en COMSOL Multiphysics para el lineamiento L3 del Sistema Geotérmico Maneadero, Ensenada, BC, México. Durante la simulación se considera que el área bajo la línea verde está afectada por la herramienta de temperatura específica. b) Zoom sobre el lineamiento L3 en el tramo correspondiente a la Península de Punta Banda, las líneas naranjas representan la Falla Agua Blanca Norte y la Falla Agua Blanca Sur (por donde emerge el fluido caliente).....	40
Figura 10. a) Resultados del modelado con COMSOL Multiphysics aplicado al lineamiento L3 del Sistema Geotérmico Maneadero, BC, México. b) Detalle del punto caliente, donde el agua está a unos 108 °C.....	42
Figura 11. Modelo conceptual hidrogeológico propuesto para el Campo Geotérmico de los Los Humeros. Definido con base en la información de: Yáñez y García (1980); Robin (1982); Campos-Enríquez y Garduño-Monroy (1987); Hinojosa (2005); Cedillo-Rodriguez (2012); CFE (2014); Carrasco-Núñez et al. (2017); INEGI (2017); Arzate et al. (2018); Díaz-Martos (2018); Herrera (2018); Paromita et al. (2019), y Lelli et al. (2020)	44
Figura 12. Cuadrícula computacional utilizada para la modelación numérica del Campo Geotérmico de Los Humeros, vistas en un plano 2D y un isométrico del mallado (3D)..	46
Figura 13. Diagrama de flujo del código desarrollado en MATLAB	51
Figura 14. a) Componentes geológicos del modelo conceptual 3D del CGLH, mostrados individualmente, y b) Componentes geológicos mostrados en conjunto.....	52
Figura 15. Temperatura del modelo conceptual hidrogeológico del CGLH en la frontera superior a 2,500 msnm	53

Figura 16. Flujo del calor en el fondo del modelo conceptual hidrogeológico del CGLH (a -1,500 msnm)	54
Figura 17. Temperaturas simulada y medida en los pozos H-1D, H-2, H-3, H-4, H-5, H-6 y H- 44	56
Figura 18. a) Producción total anual de mezcla desde 1982 hasta 2006; b) Producción de mezcla en 22 pozos, y c) Gráfica de la presión promedio al fondo del pozo (Arellano et al., 2007)	57
Figura 19. Comparación entre la presión promedio al fondo de pozo calculada de Arellano et al. (2007) y la presión promedio al fondo de pozo derivada del modelo propuesto en esta investigación	61
Figura 20. Comparación de las presiones de fondo en los pozos H-1 y H-1D. La línea verde corresponde a la información publicada por Arellano et al. (2015) y la línea azul a la simulada en esta investigación	62
Figura 21. Graficas del RMSE entre la temperatura calculada y la medida en los pozos H-1D, H-2, H-3, H-4, H-5, H-6 y H- 44.....	71
Figura 22. Distribución de los pozos con buen ajuste y ajuste regular en el CGLH..	73
Figura 23. a) RMSE del promedio de presión al fondo de pozo del modelo en estado transitorio y el promedio de presión reportado por Arellano et al. (2007) (representado con puntos rojos), y b) RMSE de presión al fondo de pozo H-1 y H-1D del modelo propuesto para el CGLH, estado transitorio, y la presión reportada por Arellano et al. (2015) (representado con puntos azules).....	74

I. INTRODUCCIÓN

Se define a la Geotermia como: *“una rama de la ciencia geofísica dedicada al estudio de las condiciones térmicas de la Tierra. Se emplea indistintamente para designar tanto a la ciencia que estudia los fenómenos térmicos internos del planeta como al conjunto de procesos industriales necesarios en la extracción de esta energía geotérmica, es decir, calor útil para producir energía eléctrica y/o para el ser humano”* (Servicio Geológico Mexicano, 2017). La energía geotérmica se usa comúnmente de forma directa y para la producción de energía eléctrica, ya que, es una fuente de energía relativamente benigna en comparación con otras fuentes de energía, debido a sus reducidas emisiones de gases de efecto invernadero (Kömürcü y Akpınar, 2009). México cuenta con recursos geotérmicos suficientes para producir toda la energía eléctrica del país, por lo que es lamentable que no se le haya prestado la debida atención (Peláez, 2017); cuenta con un potencial avalado en 2009 por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de 2,077 MW para las reservas probables y cerca de 10,000 MW para las reservas totales calculadas (Ordaz-Méndez *et al.*, 2011).

De acuerdo con Ungemach *et al.* (2005), para que los recursos geotérmicos puedan considerarse como una fuente de energía renovable, la recarga natural y artificial de fluido en el yacimiento siempre debe estar por encima de la extracción; quienes coinciden con Stefansson (2000) en que un esquema de utilización de la energía geotérmica que no produzca más fluido del que recarga, se puede considerar totalmente renovable. Por otro lado, el concepto de sostenibilidad aplicado a la energía geotérmica, significará la capacidad del sistema geotérmico de producir energía para mantener los niveles normales de producción en extensos periodos de tiempo con escala de cientos de años (González, 2019). Es decir, la manera en que se administran los recursos en geotermia definirá la sostenibilidad del recurso. Mientras que, el desarrollo sustentable se basa en los aspectos social, económico y ambiental. La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y la “International Atomic Energy Agency” (IAEA) (OCDE/IEA, 2001, 2002; IAEA, 2001, 2005) anteponen el crecimiento económico sobre el aspecto social y

ambiental, ya que, consideran que al existir un buen desarrollo económico los otros aspectos tenderán a desarrollarse y mejorarse en la misma medida. Por lo anterior, tales instituciones fundamentan sus indicadores de sostenibilidad solamente en la productividad económica (Sheinbaum-Pardo *et al.*, 2012).

Respecto a la importancia que tiene el desarrollo sustentable en el mundo y al inmenso potencial que tiene la energía geotérmica en México, resulta indispensable el estudio de nuevos campos geotérmicos como el Sistema Geotérmico de Maneadero (SGM) y la correcta gestión de los campos que actualmente son explotados, como el Campo Geotérmico de Los Humeros (CGLH), que es una de las plantas de energía geotérmica más antiguas de México (Gómez-Arias, 2019). Dada la necesidad que implica hoy en día el conocimiento de la potencialidad de los acuíferos termales (reservorios o yacimientos) someros o profundos, en esta investigación se tiene como objetivo diseñar y construir un modelo conceptual hidrogeológico para el sistema geotérmico de media temperatura sin explotar definido como SGM; proceso mediante el cual se obtendrá experiencia y habilidad que se aplicará en el desarrollo de otro modelo correspondiente a un sistema geotérmico supercaliente y que actualmente está siendo explotado, definido aquí como CGLH (el cual cuenta con una extensión en superficie mayor a la del SGM y está caracterizado con un mayor número de componentes geológicos).

1.1. Planteamiento del problema

El Sistema Geotérmico Maneadero y el Campo Geotérmico los Humeros poseen características totalmente distintas, uno es un sistema geotérmico submarino de media a baja entalpia sin explotar y el otro es un campo geotérmico súper caliente en explotación actualmente. Ambas zonas presentan un reto para su mejor aprovechamiento. Sin embargo, el SGM por su tamaño, composición, temperatura y capacidad ofrece la oportunidad de adquirir la destreza necesaria para la formulación de modelos conceptuales y aplicarla a regiones más complejas, con mayor potencial y en uso como el CGLH; a continuación, se describe de manera particular la problemática de cada una de las zonas de estudio.

1.1.1. Problemática del Sistema Geotérmico Maneadero (SGM)

El SGM comenzó a estudiarse en 1972 cuando se llevó a cabo una evaluación de la temperatura a profundidad para un reservorio geotérmico submarino propuesto en la región de Punta Banda, Ensenada, Baja California, México (James, 1972). En ese momento, varios respiraderos térmicos quedaron expuestos en la región con anomalías térmicas superiores a la temperatura promedio registrada en la zona. Sin embargo, no se ha desarrollado como zona de producción debido a la falta de un modelo conceptual que permita comprender el comportamiento del SGM. Con los hallazgos en esta investigación se busca enfatizar la exploración y uso de otros recursos energéticos disponibles, particularmente la energía geotérmica, para trazar un nuevo mapa energético de la región, aportando al mapa energético del país y así contribuir al uso de fuentes de energía más limpias.

1.1.2. Problemática del Campo Geotérmico Los Humeros (CGLH)

Hoy en día se realiza la explotación de la región sur del CGLH; además, la sección norte del campo geotérmico tiene una temperatura superior a la de los pozos productores de la actualidad ($> 380\text{ }^{\circ}\text{C}$). La explotación de la sección norte del yacimiento representa un reto, por la composición del fluido y su temperatura tan elevada (Grupo Energía México (GEMex), 2016). Puesto que, las temperaturas por arriba de los $380\text{ }^{\circ}\text{C}$ dificultan su modelación debido a que los simuladores numéricos presentan errores de cálculo; mientras que la química del agua desempeña un papel de gran importancia para la vida útil de la infraestructura usada para la exploración y explotación del recurso geotérmico. A pesar de que el área ha sido caracterizada en estudios hidrogeológicos previos, la comprensión necesaria para el desarrollo y la explotación de este recurso super caliente es limitada (GEMex, 2016). Las complicaciones técnicas de la explotación de un sistema geotérmico super caliente y la interrogante del posible potencial que este presenta, complican la explotación económica del yacimiento en la actualidad. Considerando lo anterior, en este trabajo se desarrolla un modelo conceptual hidrogeológico que represente el comportamiento del CGLH.

1.2. Hipótesis

Se pretende que los modelos conceptuales hidrogeológicos propuestos para el SGM y el CGLH, así como su correspondiente modelación mediante simuladores numéricos, representen acertadamente el comportamiento del flujo de agua subterránea y transporte de calor en las zonas de estudio.

1.3. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es modelar numéricamente el flujo de agua subterránea y el transporte de calor en los sistemas geotérmicos de Maneadero y Los Humeros, a partir de la formulación de sus modelos conceptuales hidrogeológicos correspondientes. Cuyo diseño y construcción se realiza con base en la información hidrológica, geológica, hidrogeológica, geofísica y geoquímica, recopilada sobre cada una de las zonas de estudio.

1.4. Objetivos específicos

- Diseñar y construir modelos conceptuales hidrogeológicos para el SGM y el CGLH, tomando como base la información de estudios previos existentes para ambas regiones.
- Elaborar un modelo numérico basado en el modelo conceptual hidrogeológico para cada zona de estudio mediante la discretización del dominio de flujo.
- Calibrar los modelos numéricos de ambas zonas de estudio en estado estacionario.
- Validar el modelo numérico del CGLH en estado transitorio.
- Realizar un análisis de sensibilidad para determinar la incertidumbre del modelo del CGLH.

II. ANTECEDENTES

Para desarrollar un modelo conceptual hidrogeológico y modelar numéricamente el flujo de agua subterránea y el transporte de calor en yacimientos geotérmicos se requiere conocer las características hidrológicas, geológicas, hidrogeológicas, geofísicas y geoquímicas, que son relevantes para la descripción explícita del sistema. A continuación, se presentan los trabajos que anteceden a los modelos conceptuales de los yacimientos geotérmicos analizados en el presente trabajo.

2.1. Antecedentes del SGM

En la década de 1960, buzos de abulón descubrieron un respiradero hidrotermal en las costas de Punta Banda. Este respiradero submarino fue caracterizado por primera vez por Vidal *et al.* (1978, 1981, 1982) y, posteriormente, por Vidal y Vidal (2003). En aquellas fechas, estos investigadores desarrollaron una expedición con el fin de conocer con más detalle la ubicación del respiradero submarino y las características químicas del agua que allí emerge. El estudio encontró que el agua provenía de un reservorio geotérmico debajo del fondo marino y que el respiradero hidrotermal tiene un caudal aproximado de 330,000 m³/año, con temperaturas máximas de hasta 108 °C (Vidal *et al.*, 1978; Arango-Galván *et al.*, 2011). Este respiradero hidrotermal submarino se encuentra a unos 400 m de la costa y a 30 m de profundidad. Actualmente, la conexión entre el respiradero hidrotermal submarino y la geología del área de estudio no es bien conocida. Las fallas secundarias de desplazamiento lateral derecho en el área, relacionadas con el sistema de fallas de Agua Blanca, podrían usarse como conductos para el respiradero hidrotermal.

De acuerdo con Lindal (1973), este tipo de fuente geotérmica puede explotarse mediante “spas” (balnearios), fermentación y biodegradación, hasta destilación de agua potable; siendo este último similar a lo reportado por otros autores (James, 1972; Vidal *et al.*, 1978; Gastil y Bertine, 1981; Beltrán, 1999). En lo que respecta a los sistemas submarinos, ha habido intentos de explotarlos: entre ellos, existen proyectos de investigación que han evaluado tres áreas en el Golfo de California y el diseño preliminar de equipos para hacer uso de respiraderos submarinos con un

proceso sustentable (Hiriart *et al.*, 2010; Arango-Galván *et al.*, 2015); los cuales pueden ser de utilidad en la zona de Punta Banda.

2.2. Antecedentes del CGLH

A partir del año de 1968, la CFE realizó las primeras investigaciones geológicas, geoquímicas y geofísicas en el CGLH (Mena y González-Morán, 1978; Pérez-Reynoso, 1978; Yañez-García *et al.*, 1979; Palacios-Hertweg y García-Velázquez, 1981). Por otra parte, para reafirmar la información obtenida en los estudios efectuados en 1982 se realizó la primera perforación profunda (Arellano *et al.*, 2000) y para el año 1995 ya se habían perforado más de 40 pozos (Quijano y Torres, 1995), contándose con un potencial instalado de 35 MW.

En el pasado se desarrollaron diversos modelos conceptuales y matemáticos para el CGLH, algunos de los más antiguos son: Prol y Gonzalez-Moran (1982); Viggiano y Robles (1988 a, b); Torres (1995); Cedillo (1997), y Prol-Ledesma (1998), por mencionar algunos. Sin embargo, existía incertidumbre en algunos aspectos como la presencia de un solo yacimiento o varios de ellos dentro del campo, también se desconocían las condiciones iniciales y la procedencia de los fluidos ácidos muestreados en la profundidad del sistema. Por lo que, Arellano *et al.* (1998) desarrollaron un modelo conceptual del estado inicial del CGLH.

Posteriormente, Arellano *et al.* (2000) construyeron un modelo para conocer las condiciones iniciales de la temperatura y la presión del CGLH. Con base en los datos analizados en dicho estudio se construyeron modelos 1D y 2D, que representaban el estado inicial del campo y concluyeron que existen al menos dos yacimientos. Uno de ellos se ubica entre 1,600 y 1,025 metros sobre el nivel del mar (msnm), a una profundidad de entre 2,075 y 1,500 m, y es un yacimiento conformado principalmente por líquido a temperaturas de 300 a 330 °C. El otro yacimiento se encuentra localizado bajo los 850 msnm, a una profundidad de 2,300 m, con temperaturas entre 300 y 400 °C. Tres años después, Arellano *et al.* (2003) confirmaron estos resultados demostrando la existencia de dos yacimientos en el CGLH.

En 2011, Bernard y colaboradores desarrollaron un modelo donde se proponen tres niveles para el CGLH. En el primer nivel y más profundo existe salmuera inmadura, moderadamente ácida, que está hirviendo a una temperatura de 350 °C, produciendo un vapor muy caliente. En el segundo nivel está la condensación parcial de este vapor y en el nivel superior un acuífero poco profundo, dominado por agua, sobre un límite litológico de baja permeabilidad. El modelado termodinámico se llevó a cabo utilizando un código de computadora que analiza procesos termoquímicos y se conoce como HSC-7 (Roine, 2006), en el que los resultados de la simulación están en un acuerdo cualitativo con los datos observados.

En 2015, el análisis de detección remota por infrarrojos térmicos se aplicó al CGLH por primera vez (Norini *et al.*, 2015). Con esta herramienta se obtuvo un modelo estructural del CGLH, centrado en las características tectónicas y volcano-tectónicas cuaternarias, incluida la distribución regional de los centros volcánicos monogenéticos. En este estudio concluyeron que las principales fallas de anillo de las Calderas Los Humeros y Los Potreros se encuentran enterradas y selladas por los productos volcánicos postcalderas; siendo probable que por ello no tengan suficiente permeabilidad para ser los principales transportadores de la circulación del fluido geotérmico. Además, definieron un sistema de fallas activo, no reconocido anteriormente dentro de la Caldera Los Potreros. Este sistema de fallas activas define tres sectores estructurales distintos en el piso de la caldera, donde la presencia de fluidos hidrotermales se controla mediante la permeabilidad secundaria inducida por fallas. El resurgimiento del piso de la caldera podría ser inducido por una intrusión magmática inferida, que representa la fuente de calor del sistema geotérmico y alimenta la actividad volcánica monogenética simultánea alrededor del área de deformación.

Posteriormente, Calcagno *et al.* (2018) construyeron un modelo geológico regional y uno local basado en mapas geológicos, secciones transversales y registros de pozos, cuyos datos fueron proporcionados principalmente por la CFE y el Centro Mexicano para la Innovación en Energía Geotérmica (Consorcio CeMIE-Geo). Mientras que, uno de los modelos más completos fue propuesto por Diaz-Martos

(2018); el cual cubre toda la Caldera de Los Humeros, se compone por 42,408 celdas (con tamaño promedio de 500 m × 500 m × 100 m) que se extienden desde los -1,800 hasta aproximadamente los 2,800 msnm y considera la Falla La Antigua como su principal fuente de flujo y calor. El modelo en cuestión fue calibrado con perfiles de temperatura de los pozos y su simulación se llevó a cabo en TOUGH2 (Pruess, 2003); el ajuste del modelo fue realizado considerando únicamente el acuífero superior.

Por último, Paromita *et al.* (2019) presentaron un modelo que fue simulado en TOUGH2 (Pruess, 2003) también; este cuenta con 28,800 celdas y únicamente cubre la superficie actual de explotación del CGLH de 70 km² (7 km × 10 km), desde los -2,000 msnm hasta la superficie topográfica del campo. La fuente de temperatura propuesta se simuló restringiendo la temperatura del fondo con registros de pozos, mientras que la fuente de recarga propuesta se definió como una entrada de recarga relacionada principalmente con una zona de alimentación, que tiene un intervalo de temperatura entre 200 y 250 °C. La simulación del modelo presentó un buen ajuste, ya que se realizó con la temperatura de dos puntos de cada pozo censado y no en toda la columna de pozo.

III. METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología que se desarrolló para la construcción de los modelos conceptuales de cada zona de estudio, el software y los modelos matemáticos utilizados para su correspondiente simulación numérica.

La modelación de un sistema geotérmico involucra la construcción y ejecución de un modelo que represente el comportamiento real del yacimiento estudiado. Tal modelo puede ser un conjunto de materiales (modelo físico), o un conjunto de resistencias eléctricas (modelo analógico) o bien matemático.

El modelo matemático se define como un conjunto de ecuaciones, mismas que, restringidas por algunas hipótesis, describen los principales procesos físicos activos del yacimiento (Rivera, 1985). Este tipo de modelo puede ser determinístico, estadístico, o alguna mezcla de ambos. A continuación, se describirán los modelos determinísticos, es decir, los que determinan la relación causa-efecto fundamentada en el razonamiento del sistema físico.

Para construir un modelo matemático determinístico de algún sistema físico se debe seguir la siguiente serie de pasos. Primero se debe comprender el comportamiento físico del sistema. Es aquí donde se determinará la relación causa-efecto de cada fenómeno que se desea modelar y se construirá un modelo conceptual que describa el comportamiento del sistema. Por ejemplo, en el flujo de agua subterránea, las relaciones ya están definidas, estas se representan usando conceptos como gradiente hidráulico para indicar la dirección de flujo (Rivera, 1985). Mientras que, para el desplazamiento de contaminantes en el agua subterránea, las relaciones que determinan el comportamiento del sistema no son entendidas en su totalidad, algunos programas de computadora como SUTRA representan el calor como un contaminante. Después se traduce la física del sistema a ecuaciones matemáticas, es decir, establecer las hipótesis que restringirán el sistema de ecuaciones que describen el sistema. Esto es lo que compone el modelo matemático. Para el flujo de agua subterránea el modelo matemático consta de una ecuación diferencial parcial no-lineal con condiciones iniciales y de contorno con las que se expresa la conservación de la masa y que describe variables continuas sobre la zona de

estudio (Rivera, 1985). También está sujeto a algunas leyes fenomenológicas, por ejemplo, para el flujo de fluidos en medios porosos la ley de Darcy se usa comúnmente para denotar conservación de momento. Por último, se pueden agregar algunas hipótesis de la dimensionalidad del flujo y las condiciones freáticas o artesianas (Rivera, 1985).

Para estudiar el transporte de solutos y calor, adicionalmente se necesitan ecuaciones diferenciales parciales con condiciones iniciales y de contorno que expresen de manera adecuada la conservación de la masa y la energía, para los contaminantes y el calor, respectivamente. En estos casos se usaría comúnmente la ley de Fick para expresar las relaciones fenomenológicas en la difusión química y la ley de Fourier para el flujo de calor (Rivera, 1985).

El método de diferencias finitas se utiliza para obtener una aproximación de ecuaciones diferenciales ordinarias y derivadas parciales, mismas que regularmente tienen condiciones iniciales y de contorno. Mediante un proceso de discretización, el conjunto infinito de números que representan la función o funciones incógnitas en el continuo, se reemplaza por un número finito de parámetros incógnita, y este proceso requiere alguna forma de aproximación (Álvarez y Yutsis, 2017).

El desarrollo de un modelo numérico para simular el flujo de agua subterránea y el transporte de solutos y calor requiere el procesamiento de una gran cantidad de información con respecto al área del dominio de flujo y, generalmente, se compone de los siguientes siete pasos descritos por Bundschuh y Suarez (2010) en el libro “Introduction to the numerical modeling of groundwater and geothermal systems”.

1. Definir los objetivos específicos del modelo. En esta etapa se definirá la finalidad del modelo, es decir, el fenómeno que se desea reproducir o modelar. Para los modelos del SGM y el CGLH la simulación debe incluir el flujo de agua subterránea y el transporte de calor en estado estacionario; adicionalmente, para el CGLH se incluirá el flujo de agua subterránea y el transporte de calor en estado transitorio.

2. Desarrollar un modelo conceptual del acuífero o reservorio geotérmico, incluyendo toda la información disponible sobre la geología en las bases de datos existentes para las propiedades físicas y químicas del sistema, que son reveladoras para la descripción explícita del sistema. Estas son las propiedades que describen el flujo de agua subterránea y el transporte de solutos y calor.
3. Construir un modelo matemático, donde todas las características del modelo conceptual se expresan en ecuaciones matemáticas. Se incluyen aquí las suposiciones sobre las condiciones de contorno y otras propiedades del modelo conceptual.
4. Elaborar el modelo numérico mediante la discretización del dominio de flujo, creando una malla o cuadrícula numérica del área a modelar; discretizar las ecuaciones matemáticas del modelo matemático (si escribes tu propio programa de modelado) o seleccionar un programa de computadora que pueda resolver las ecuaciones matemáticas del modelo matemático. El programa de computadora debe ser verificado contra soluciones analíticas conocidas o problemas previamente resueltos para determinar si el código de computadora es correcto y funciona según lo previsto.
5. Calibrar el modelo numérico. En esta etapa se optimizan los valores de los parámetros del modelado numérico para que se pueda lograr un buen ajuste entre los datos de campo medidos y los calculados, de tal forma que los resultados derivados sean plausibles. La calibración del modelo se realiza utilizando datos de campo recolectados en el pasado y comparados con los resultados numéricos.
6. Validar el modelo numérico. En esta etapa se determinará el grado en que el modelo conceptual hidrogeológico que se propone es una representación acertada del mundo real. Para ello, se emplearán datos de campo que no han sido utilizados en la calibración del modelo.
7. Realizar un análisis de sensibilidad para determinar los parámetros más importantes que afectan al comportamiento del sistema. Si la incertidumbre del modelo es baja (comparación entre los resultados numéricos y los datos

de campo o experimentales), el modelo numérico puede considerarse adecuado para realizar las sumas numéricas de acuerdo con las tareas específicas para las que se desarrolló (por ejemplo, para hacer predicciones).

3.1. Modelo matemático para el SGM

Para la modelación numérica del SGM se consideraron las ecuaciones matemáticas que rigen el transporte de calor y la Ley de Darcy para el flujo de agua en medios porosos; las cuales se integraron en COMSOL Multiphysics, una herramienta numérica empleada para resolver ecuaciones diferenciales parciales en múltiples campos, que involucran deformación, transferencia de calor, flujo de fluidos, etc. (Yao *et al.*, 2020). COMSOL Multiphysics es un código de elementos finitos para el análisis y resolución 3D en diversas aplicaciones físicas y de ingeniería, especialmente fenómenos acoplados (COMSOL, 2008). Dado que los campos geotérmicos acoplan el flujo de agua, el flujo de calor, el transporte de sedimentos, así como las reacciones químicas del agua y el medio ambiente a diferentes temperaturas, este software es adecuado para simular el flujo de agua subterránea y el transporte de calor.

Además, se han considerado los siguientes factores en el desarrollo del modelo matemático:

- a. La presión sobre la superficie del mar es constante.
- b. El flujo de agua líquida depende de la presión total y las fuerzas capilares en el medio poroso.
- c. El equilibrio térmico entre todas las fases se conserva a lo largo de la simulación.
- d. El coeficiente de transferencia de calor convectivo se considera el mismo para todos los ejes del material.
- e. La porosidad y el volumen permanecen constantes.
- f. El dominio computacional es una geometría 2D.

La ecuación utilizada para el flujo del fluido en medios porosos fue:

$$\nabla \cdot (\rho u) = Q_m \quad (1)$$

$$u = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad (2)$$

donde: ρ es la densidad (ML^{-3}); u es el vector de velocidad (Lt^{-1}); p es la presión ($\text{ML}^{-1} \text{t}^{-2}$); k es la permeabilidad (L^{-2}); μ es la viscosidad del fluido ($\text{ML}^{-1} \text{t}^{-1}$) y Q_m es el caudal ($\text{L}^3 \text{t}^{-1}$).

Considerando para el transporte de calor en medios porosos la ecuación:

$$d_z \rho C_p u \cdot \nabla T = \nabla \cdot (d_z k_{eff} \nabla T) + d_z Q \quad (3)$$

donde: d_z es el espesor del modelo (L); ρ es la densidad (ML^{-3}); u es el vector de velocidad (Lt^{-1}); C_p es la capacidad calorífica ($\text{L}^2 \text{t}^{-2} \text{T}^{-1}$); T es la temperatura absoluta (T); k_{eff} es la conductividad térmica ($\text{MLt}^{-3} \text{T}$) y Q es el caudal de calor ($\text{ML}^{-1} \text{t}^{-3}$).

COMSOL Multiphysics combina las ecuaciones 1 y 3 y las aproxima por el método de elementos finitos. Con este software se realizó el modelado bidimensional del flujo de agua subterránea y el transporte de calor en el lineamiento L3.

3.2. Modelo matemático para el CGLH

Para la simulación del flujo de agua subterránea y el transporte de calor mediante el modelo conceptual hidrogeológico propuesto para el CGLH se utiliza el software conocido como TOUGH3 (Transport Of Unsaturated Groundwater and Heat) (Jung *et al.*, 2018), ya que es un programa de simulación numérica de propósito general para fluidos multidimensionales y flujos de calor de mezclas de fluidos de múltiples fases y múltiples componentes en medios porosos y fracturados (Pruess, 2003). TOUGH3 (Jung *et al.*, 2018) resuelve las ecuaciones de balance de masa y energía que describen el flujo de fluidos y calor en sistemas multifase generales y de múltiples componentes. La advección de los fluidos se describe con una extensión multifase de la ley de Darcy. Además, hay transporte difusivo de masas en todas las fases. El flujo de calor se produce por conducción y convección, esta última incluye efectos de calor sensible y latente. La descripción de las condiciones termodinámicas se basa en el supuesto de equilibrio local de todas las fases. Los

parámetros de fluidos y de formación pueden ser funciones no lineales arbitrarias de las variables termodinámicas primarias (Ma Zhenyu, 2019).

Para la simulación se utilizó el módulo de “ecuación de estado” (EOS1) para agua pura. Todas las propiedades del agua (densidad, entalpía específica, viscosidad y presión de vapor saturado) son proporcionadas por las tablas de ecuaciones de vapor del “International Formulation Committee” (1967). Las ecuaciones básicas de balance de masa y energía resueltas por TOUGH3 (Jung et al., 2018) para un medio fracturado poroso tienen la siguiente forma general:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_n} M^k dV_n = \int_{\Gamma_n} F^k \cdot n d\Gamma_n + \int_{V_n} q^k dV_n \quad (4)$$

donde el primer término es la acumulación de masa/calor en el elemento V_n , el segundo término es el flujo de masa/calor a través de las superficies del elemento V_n , y el tercer término incluye descargas/recargas de calor y masa. El índice k puede ser igual a: agua, aire, calor, trazador, etc. La integración se realiza sobre un subdominio arbitrario V_n del sistema de flujo en estudio, que está delimitado por la superficie cerrada Γ_n . Se debe definir la masa y el calor acumulados en cada elemento, la masa y el flujo de calor a través de los límites del elemento y las posibles masas/disipadores/fuentes de calor (afluencia, pozos, fuentes termales). La forma general del término de acumulación de masa es la siguiente:

$$M^K = \phi \sum_{\beta} S_{\beta} \rho_{\beta} X_{\beta}^K (1 - \phi) \rho_R \rho_l X_l^K K_d \quad (5)$$

donde ϕ es la porosidad, S_{β} es la saturación de la fase β (por ejemplo, β = gas, fase acuosa, líquida no acuosa), ρ_{β} es la densidad de la fase β y X_{β}^K es la fracción de masa del componente K en la fase β , ρ_R es la densidad del grano de la roca y K_d es el coeficiente de distribución de la fase acuosa (líquida). La masa total del componente K se obtiene sumando las fases fluidas β . De manera similar, el término de acumulación de calor en un sistema multifásico se puede expresar como:

$$M^h = (1 - \phi)\rho_R C_R T + \phi \sum_{\beta} S_{\beta} \rho_{\beta} u_{\beta} \quad (6)$$

donde C_R es el calor específico de los granos de roca, T es la temperatura y u_{β} es la energía interna específica de la fase β .

El flujo de masa advectivo es una suma de fases:

$$F_{adv}^K = \sum_{\beta} X_{\beta}^K F_{\beta} \quad (7)$$

donde los flujos de fase individuales están dados por una versión multifásica de la ley de Darcy:

$$F_{\beta} = \rho_{\beta} u_{\beta} = -k \frac{k_{r\beta} \rho_{\beta}}{\mu_{\beta}} (\nabla P_{\beta} - \rho_{\beta} \mathbf{g}) \quad (8)$$

Aquí, u_{β} es la velocidad de Darcy (flujo de volumen) de la fase β , k es la permeabilidad absoluta, $k_{r\beta}$ es la permeabilidad relativa a la fase β , μ_{β} es la viscosidad dinámica y P_{β} es la presión del fluido en la fase β .

Todas las ecuaciones son no lineales, por lo tanto, solo se pueden resolver mediante métodos numéricos. Al simular un reservorio geotérmico, generalmente se supone que el fluido tiene un solo componente (agua). En este caso, hay dos ecuaciones de dos incógnitas para cada elemento. Las incógnitas son la presión y la temperatura (en condiciones de una sola fase) o la presión y la saturación (en condiciones de dos fases). Para un sistema con N elementos, hay un sistema de $2N$ ecuaciones con $2N$ incógnitas, el cual puede resolverse mediante el esquema de iteración de Newton-Raphson (Pruess *et al.*, 1999).

Existen dos métodos para realizar la simulación de las condiciones del estado natural de un campo geotérmico con una zona gruesa no saturada: 1. Utilizando EOS3 que aplica la ecuación de estado para aire y agua a diferentes profundidades del modelo, y 2. Descartando la capa superior correspondiente a la zona insaturada y utilizando EOS1. En este estudio se utilizó el segundo método. De acuerdo con los niveles de agua medidos en el área de estudio, se definió la zona insaturada del

modelo y se descartó de los cálculos posteriores (con un nivel mínimo de 2,500 msnm).

IV. ZONAS DE ESTUDIO

En este capítulo se presenta la información recopilada de ambas zonas de estudio que se considera relevante para la descripción explícita de los sistemas geotérmicos y para la construcción de sus correspondientes modelos conceptuales hidrogeológicos.

4.1. Descripción del Sistema Geotérmico Maneadero (SGM)

La Península de Baja California posee un alto potencial geotérmico calculado para las áreas no explotadas mayor a 400 MW (Arango-Galván *et al.*, 2015); entre estas áreas no explotadas se encuentra el SGM, con un potencial de energía geotérmica entre 1 y 1.48 MW (Beltrán, 1999; González-García, 2018). Considerando este potencial de energía geotérmica, el SGM se encuentra rodeado por una zona importante, ya que, se estima que aunado a las áreas explotadas de Cerro Prieto y Las Tres Vírgenes podría generar hasta 580 MW (Romo-Jones *et al.*, 2020).

4.1.1. Ubicación del SGM

Con base en información del Sistema de Información Geográfica de Acuíferos y Cuencas de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA, 2015), el SGM se ubica dentro del Acuífero Maneadero, al sur de la ciudad de Ensenada, BC, México. Limita al oeste con el Océano Pacífico, al norte con la Cuenca Ensenada, al este con la Cuenca de Maneadero y al sur con la Cuenca Las Animas (Figura 1). De acuerdo con un mapa de las provincias geotérmicas de México, el SGM puede ubicarse entre la provincia CV3-CP (Convection-dominated extensional domain-Cerro Prieto) y la provincia CV1-GE (Convection-dominated magmatic-Golfo Extensional) (Prol-Ledesma y Morán-Zenteno, 2019).

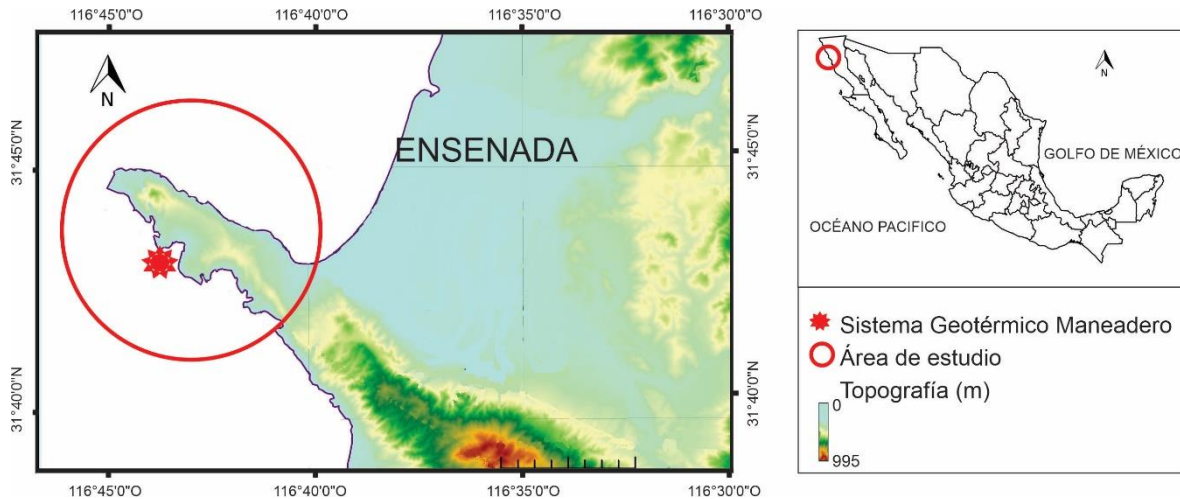


Figura 1. Ubicación del Sistema Geotérmico Maneadero, Ensenada, BC, México.

4.1.2. Clima del SGM

En la zona de estudio se cuenta con un clima semidesértico con temperaturas promedio de aproximadamente 12 a 15 °C en otoño-invierno y de 15 a 25 °C en primavera-verano (Gil, 2010; Flores, 2016). Dentro de la información climática, el dato más importante para el modelado del acuífero es la precipitación. Con base en información de las estaciones meteorológicas ubicadas cerca del área de estudio y operadas por la CONAGUA, la precipitación media anual (MAP, por sus siglas en inglés, “*mean annual precipitation*”) es igual a 250 mm, ocurriendo las mayores precipitaciones en los meses de noviembre a abril (en menor medida, ocurren tales precipitaciones como tormentas de verano); mientras que los meses de sequía son desde mayo a octubre. Es importante señalar que periódicamente existe una amplia variabilidad de la precipitación en la zona de estudio, en unos años hay precipitaciones muy elevadas que sobrepasan la MAP por más del 200%, mientras que en otros años de baja precipitación el promedio solo llega al 30% de la MAP (Gil, 2010; Huaico, 2014; Flores, 2016).

4.1.3. Geología del SGM

El SGM está ubicado sobre rocas de Andesita y Riolita, así como sobre Aluvión (Corral *et al.*, 2003) (Figura 2). El Aluvión se ubica en el borde norte del área de estudio, mientras que en las partes central y sur se puede encontrar roca Andesita;

por ello, las permeabilidades menores se concentran en las zonas central y sur del área de estudio.

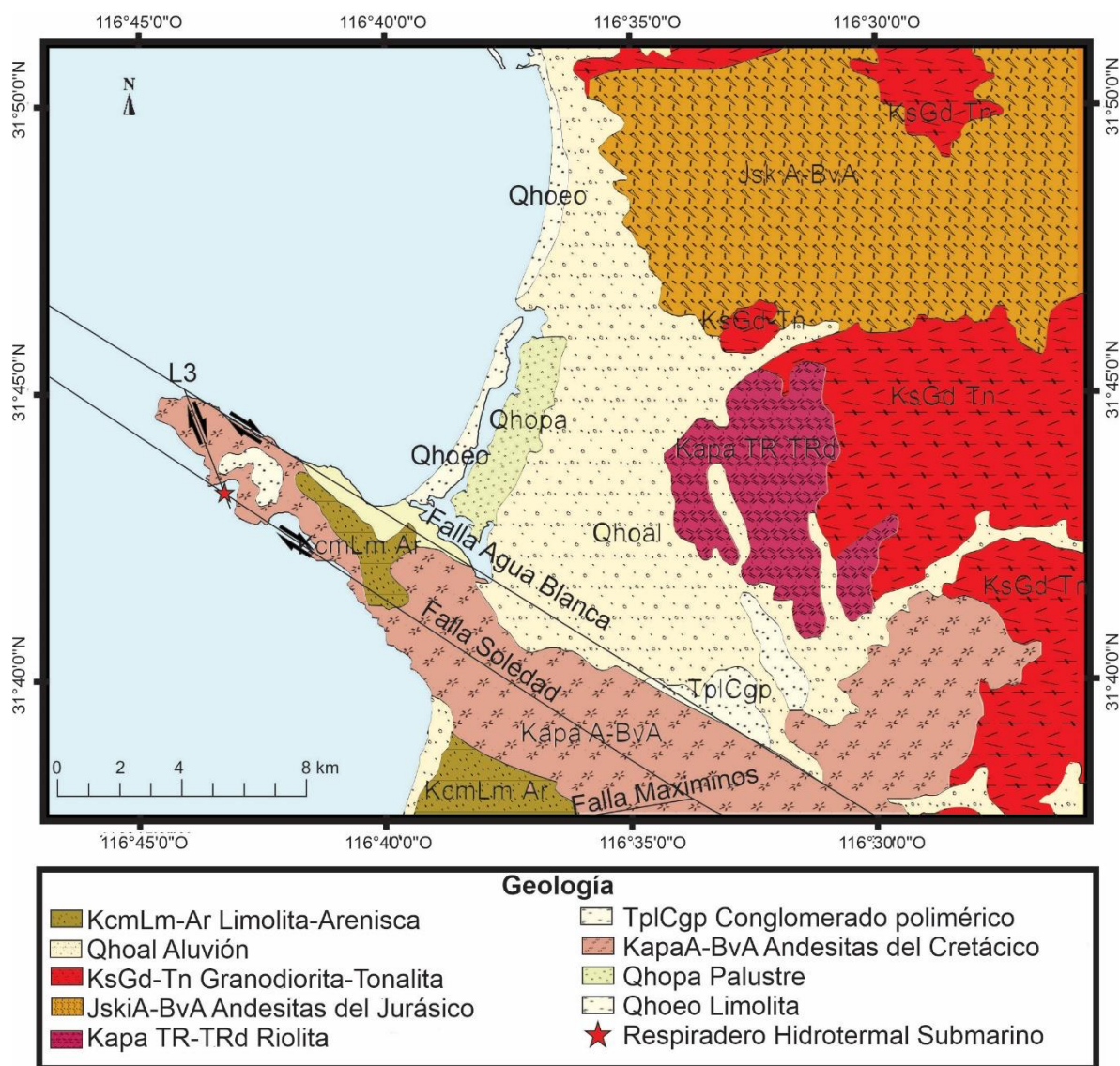


Figura 2. Geología del Sistema Geotérmico Maneadero, Ensenada, BC, México (Corral et al., 2003). El respiradero hidrotermal submarino se ubica en la intersección del lineamiento L3 y la Falla Agua Blanca Sur (también conocida como Falla Soledad) (Cruz-Castillo, 2002).

4.1.3.1. Geología estructural

El SGM es atravesado de sureste a noroeste por la Falla Agua Blanca, la cual se empezó a estudiar en 1960. Esta falla inicia en el Paso de San Matías y recorre 22 km con un rumbo N72°W hasta llegar a la Bahía de Todos Santos, es la falla más antigua que se encuentra en el norte de Baja California y se originó a finales del

Mesozoico (Allen *et al.*, 1960). La Falla Agua Blanca se ramifica en dos lineamientos al llegar al Valle de Santo Tomás, los cuales delimitan los bordes norte y sur de la Península de Punta Banda; el lineamiento sur se conoce con el nombre de Falla Santo Tomás y se ramifica en las Fallas Soledad (Falla Agua Blanca Sur) y Maximinos (Cruz-Castillo, 2002). La Falla Agua Blanca genera rasgos geomorfológicos bien definidos, ya que, corta y desplaza abanicos aluviales, forma cañones, cordilleras, cuencas triangulares, valles escalonados, y en la Península de Punta Banda se aprecian sus facetas triangulares (Cruz-Castillo, 2002). En el Valle de Santo Tomás, la Falla Agua Blanca no presenta movimientos laterales principales y cambios a un movimiento oblicuo (Rockwell *et al.*, 1987). Además, la falla se considera de baja sismicidad, ya que, aunque se mueve en promedio 4 mm por año, no provoca sismos importantes (Allen *et al.*, 1960). Información más reciente permite inferir que existe una recarga o descarga de agua al respiradero hidrotermal, ya que muestra la existencia de tres lineamientos que atraviesan la Península de Punta Banda con orientación NNW-SSE, estos se identifican como fallas secundarias de desplazamiento lateral derecho, relacionadas con el sistema de Falla Agua Blanca (González-Fernández *et al.*, 2012). Un respiradero hidrotermal con temperaturas más altas se ubica muy cerca de estas fallas o por encima de ellas. El respiradero hidrotermal más caliente del Sistema Geotérmico Maneadero se encuentra donde el lineamiento L3 cruza la Falla Agua Blanca Sur (González-Fernández *et al.*, 2012).

4.1.4. Hidrogeología del SGM

La Cuenca de Maneadero ocupa un área de 1,866 km² (CONAGUA, 2015) y tiene una capacidad efectiva de almacenamiento de aproximadamente 637.5x10⁶ m³ (Cruz Falcón, 1986; Cruz Falcón y Vázquez González, 1989). Para delimitar el dominio de flujo del agua subterránea es importante conocer las características hidrogeológicas, principalmente, permeabilidad y porosidad de las rocas. El área de estudio está compuesta por rocas ígneas y sedimentarias, así como por aluvión, donde las rocas ígneas delimitan los límites del acuífero por ser consideradas impermeables. Es decir, la unidad hidrogeológica impermeable está compuesta por rocas Andesita y Riolita, mientras que el Aluvión corresponde a la zona permeable

predominante (Figura 2). La profundidad al basamento impermeable en el Valle de Maneadero fue tomada de un conjunto de datos de gravedad y magnéticos generados por Pérez-Flores *et al.* (2004) en el mismo valle; mientras que la profundidad del fondo marino se extrajo del estudio realizado por Krause (1965): “Tectónica, Batimetría y Geomagnetismo de la Frontera Continental Sur Occidental de California y Baja California Norte”.

La secuencia sedimentaria está compuesta por la alternancia de arenas, arcillas y gravas. Siendo las gravas más predominantes, alcanzando un espesor de hasta 500 m de rocas permeables en la porción donde se ubica el Acuífero Maneadero. En ausencia de un límite impermeable en su parte superior, se considera un acuífero no confinado. El acuífero colinda con el Océano Pacífico en la parte occidental, donde se ubica el estuario de Punta Banda, por lo que lo convierte en un acuífero no confinado y costero (Gil, 2010).

4.1.5. Fuente de calor del SGM

De acuerdo con Vidal *et al.* (1978), la fuente de calor del SGM podría ser una intrusión magmática superficial remanente del vulcanismo pasado a una profundidad de aproximadamente 2 km. Considerando que la temperatura del acuífero profundo es 57 °C más alta que la temperatura del agua que emerge (Beltrán, 1999) y aunque la velocidad con la que aumenta la temperatura varía de un lugar a otro, el gradiente geotérmico oscila entre 20 y 30 °C por kilómetro en la corteza superior (Tarbuck y Lutgens, 2005); por lo que, 2 km serían suficientes para compensar el desajuste de temperatura entre el yacimiento y el punto caliente.

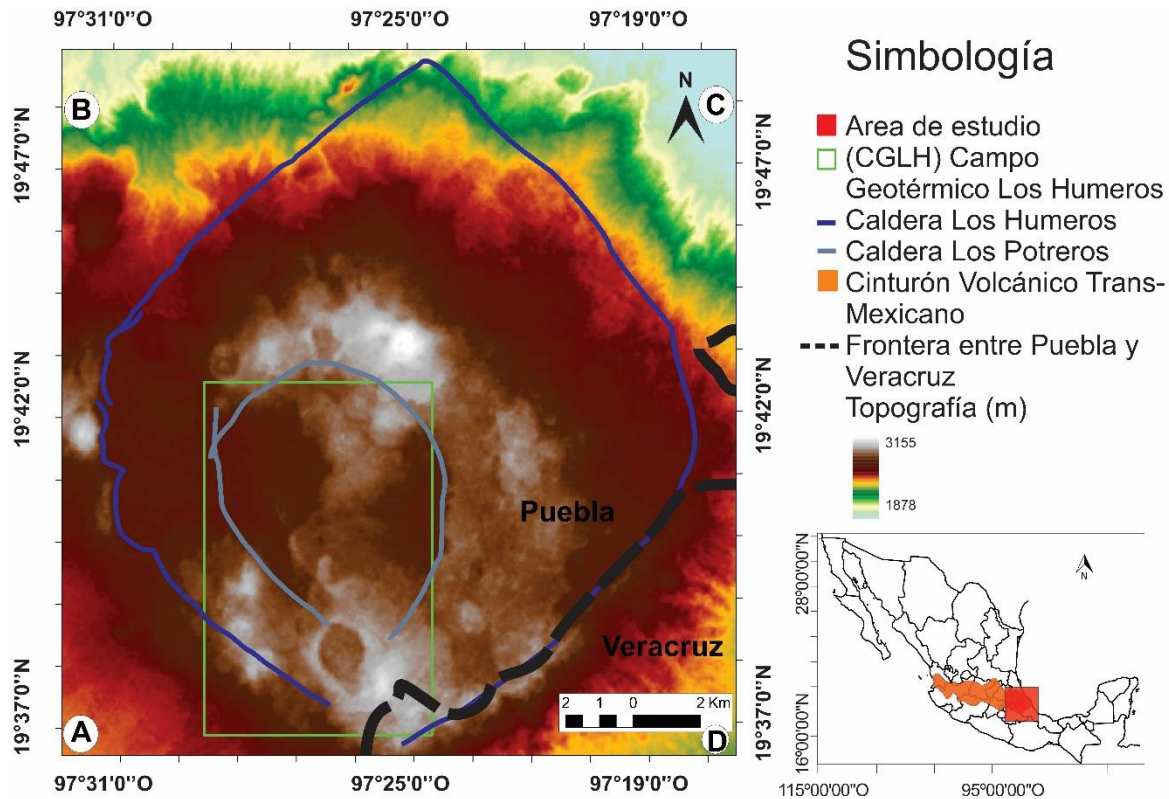
En los estudios de Beltrán (1999) y González García (2018) se calcularon los potenciales geotérmicos de 1.48 MW (considerando los puntos calientes de las Zonas La Jolla y La Bufadora) y de 1.00 MW (considerando los puntos calientes de la Zona La Jolla solamente), respectivamente. Con base en la metodología empleada por tales autores y considerando el punto caliente analizado en este estudio, podría generarse un potencial geotérmico de hasta 0.48 MW.

4.2. Descripción del Campo Geotérmico Los Humeros (CGLH)

El CGLH es el tercero más grande en México con 95 MW de capacidad instalada (Norini *et al.*, 2019). Se estima que el reservorio cubre un área de más de 400 km², con temperaturas de alrededor de 350 °C (Diaz-Martos, 2018). La extracción y explotación del acuífero termal profundo con fines comerciales inició en el año de 1985 (Arellano *et al.*, 2000).

4.2.1. Ubicación del CGLH

El CGLH se localiza en la parte centro oriente del territorio mexicano, en los límites de los estados de Puebla, Veracruz y Tlaxcala (Figura 3), en el extremo oriental de la fisiografía del Cinturón Volcánico Transmexicano (TMVB, por sus siglas en inglés, “Trans-Mexican Volcanic Belt”) que atraviesa todo el país con dirección W-E, en intersección con la Sierra Madre Oriental. La zona de estudio considerada en el presente estudio, se ubica en las coordenadas A (19 ° 36 '48.49 "N, 97 ° 31' 3.88" O); B (19 ° 36 ' 50.31" N, 97 ° 31' 3.87" O); C (19 ° 47 ' 31.24" N, 97 ° 19' 32.49" O); D (19 ° 36 ' 44.20" N, 97 ° 19' 37.40" O); cubriendo un área de 400 km², básicamente un cuadrado de 20 km x 20 km en el que cabe la Caldera Los Humeros.



4.2.2. Clima del CGLH

De acuerdo con el mapa de unidades climáticas de Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) (Anuario Estadístico del Estado de Puebla, Veracruz y Tlaxcala, 2017), el área de estudio presenta climas templados húmedos, templados subhúmedos y semifríos subhúmedos. Por otra parte, de acuerdo con la Guía para la Interpretación de Cartografía Climatológica del INEGI (2019) tales climas tienen las características siguientes:

- Templado húmedo, C (m), pertenece al tipo de clima con abundante lluvia en verano, su porcentaje de precipitación invernal es mayor al 5%.
- Templado sub-húmedo, C (w_1) (w), pertenece al tipo de clima con lluvias en verano, con un porcentaje de precipitación invernal menor al 5%.
- Templado sub-húmedo, C (w_0) (w), pertenece al tipo de clima con lluvias en verano, con un porcentaje de precipitación invernal menor al 5%, su precipitación del mes más seco es menor a 40 mm.

- Semifrío sub-húmedo, C (E)(w₂) (w), pertenece al tipo de clima con lluvias en verano, con un porcentaje de precipitación invernal menor al 5%.

Con base en información de la red de estaciones climatológicas de la CONAGUA, existen 43 estaciones cercanas a la zona de estudio, de las cuales se extrajo la información de temperatura y precipitación (Tabla 1).

En general, la temperatura media anual en la zona es de 14 °C y una MAP igual a 590 mm. El periodo de lluvia se presenta entre abril y octubre, mientras que agosto y septiembre son los meses más lluviosos con precipitaciones de 14 a 50 mm. Por otro lado, la evaporación potencial media anual es de 1,460 mm/año y la evaporación real media de 472 mm/año (CFE, 2014). Aunque la precipitación es abundante, la disponibilidad de agua es variable hacia la porción Sur y Sureste del Valle de Perote, cuyo clima predominante es el desértico.

Tabla 1. Estaciones climatológicas cercanas al área de estudio.

No.	No. Estación	Dependencia	Operando	Coordenadas	
				X	Y
1	21025	CFE	Suspendida	690994.44	2130042.09
2	21038	CONAGUA-DGE	Operando	679667.51	2144349.01
3	21040	CONAGUA-DGE	Operando	672680.61	2142620.61
4	21043	CFE	Operando	645780.47	2202740.37
5	21052	CONAGUA-DGE	Operando	668640.01	2147194.94
6	21054	CFE	Suspendida	676271.3	2195761.88
7	21055	CFE	Suspendida	653476.02	2197332.53
8	21056	CFE	Operando	687399.49	2133141.47
9	21059	CONAGUA-DGE	Operando	652224.14	2180502.47
10	21064	CFE	Operando	658568.27	2197193.05
11	21068	CONAGUA-DGE	Suspendida	645689.42	2203200.83
12	21074	CFE	Suspendida	670947.93	2198630.9
13	21077	CONAGUA-DGE	Operando	662170.37	2139879.28
14	21090	CFE	Suspendida	671493.19	2193408.52
15	21091	CONAGUA-SMN	Operando	672801.37	2193544.26
16	21103	SMN	Operando	647798.59	2197899.03
17	21104	DGE	Suspendida	647489.72	2200048.79
18	21105	CONAGUA-DGE	Suspendida	654103.52	2130923.26
19	21111	CFE	Operando	639092.69	2180425.8
20	21117	CONAGUA-DGE	Operando	674223.3	2133902.49
21	21122	CONAGUA-SMN	Suspendida	645129.66	2143147.89
22	21129	CONAGUA-DGE	Operando	657183.53	2169537.69
23	21145	CONAGUA-DGE	Suspendida	678622.35	2134898.35
24	21162	CONAGUA-SMN	Suspendida	670667.45	2191524.74
25	21207	CONAGUA-DGE	Operando	651602.95	2188460.87
26	21209	CFE	Operando	667081.08	2176761.28
27	21226	CFE	Suspendida	660494.08	2154469.63
28	21244	CONAGUA-DGE	Operando	658004.2	2155739.05
29	29007	CONAGUA-DGE	Operando	642117.4	2136575.29
30	29151	CONAGUA-DGE	Operando	626097.29	2148631.6
31	30008	CONAGUA-DGE	Operando	684955.37	2186163.51
32	30012	CONAGUA-SMN	Operando	683760.67	2189072.6
33	30074	CONAGUA-SMN	Operando	677251	2190912.9
34	30089	CFE	Operando	694184.37	2178204.5
35	30128	CONAGUA-DGE	Operando	683794.25	2166039.49
36	30178	CONAGUA-DGE	Operando	682181.02	2155536.76
37	30186	CONAGUA-DGE	Suspendida	674405.06	2157458.59
38	30198	CONAGUA-DGE	Operando	669163.1	2147415.06
39	30366	CFE	Suspendida	674638	2157460
40	30368	CFE	Suspendida	676674.46	2184510.82
41	30370	CFE	Suspendida	678984.06	2174877.94
42	30384	CFE	Operando	677633.74	2193376.88
43	30175	CONAGUA-DGE	Operando	697488.27	2158588.9

4.2.3. Geología del CGLH

El CGLH está ubicado dentro de la caldera del Volcán Los Humeros, al este del TMVB y tiene una evolución geológica extensa y complicada en los últimos 0.46 Millones de años (Ma) que incluye la formación de por lo menos dos calderas anidadas una dentro de la otra y relacionadas con erupciones que dieron lugar a la formación de ignimbritas muy grandes (Ferriz y Mahood, 1984). Debido a su actividad reciente, existe un campo geotérmico activo, convirtiéndolo en uno de los complejos volcánicos silícicos más importantes del Pleistoceno (Yáñez y García, 1980; Carrasco-Núñez *et al.*, 2017). Además, el CGLH está ubicado sobre tres estructuras regionales de gran importancia: el Macizo de Teziutlán, la Sierra Madre Oriental y el TMVB.

El Macizo de Teziutlán es la estructura más antigua y el basamento de la región, al norte de la caldera resalta como un macizo montañoso alto, continúa por el Volcán Cofre de Perote, los domos riolíticos de Las Derrumbadas-Pinto para cerrar el círculo con el Volcán Cerro Grande. Este complejo basal, sobre el cual descansan los sedimentos del Mesozoico, consiste de una serie de rocas ígneas y metamórficas de composición granítica, granodiorítica y esquistosa. Tales esquistos son producto del emplazamiento del batolito que produjo metamorfismo termodinámico en las rocas mesozoicas, transformándolas a esquistos en las áreas cercanas al Macizo de Teziutlán. Los afloramientos de estas rocas forman un núcleo que emergió durante el Mesozoico, al cual se le denominó Macizo de Teziutlán (Olivas, 1953).

Las rocas mesozoicas de la Sierra Madre Oriental presentes en la región se encuentran no depositadas de manera normal sobre un gran cuerpo batolítico, describen la deformación de las rocas mesozoicas y su complejo basal que fueron levantadas, comprimidas y transportadas hacia el noreste, formando pliegues y cabalgaduras durante el evento de la Orogenia Laramide en el Eoceno tardío (Aranda García *et al.*, 2000).

En resumen, el campo está dominado por dos eventos de colapso de caldera. El primero conocido como Los Humeros y una segunda caldera colapsada que lleva

por nombre Los Potreros; siendo en esta última, donde se ubica el CGLH. En la Figura 4 se muestra la geología publicada por Carrasco-Núñez *et al.* (2017).

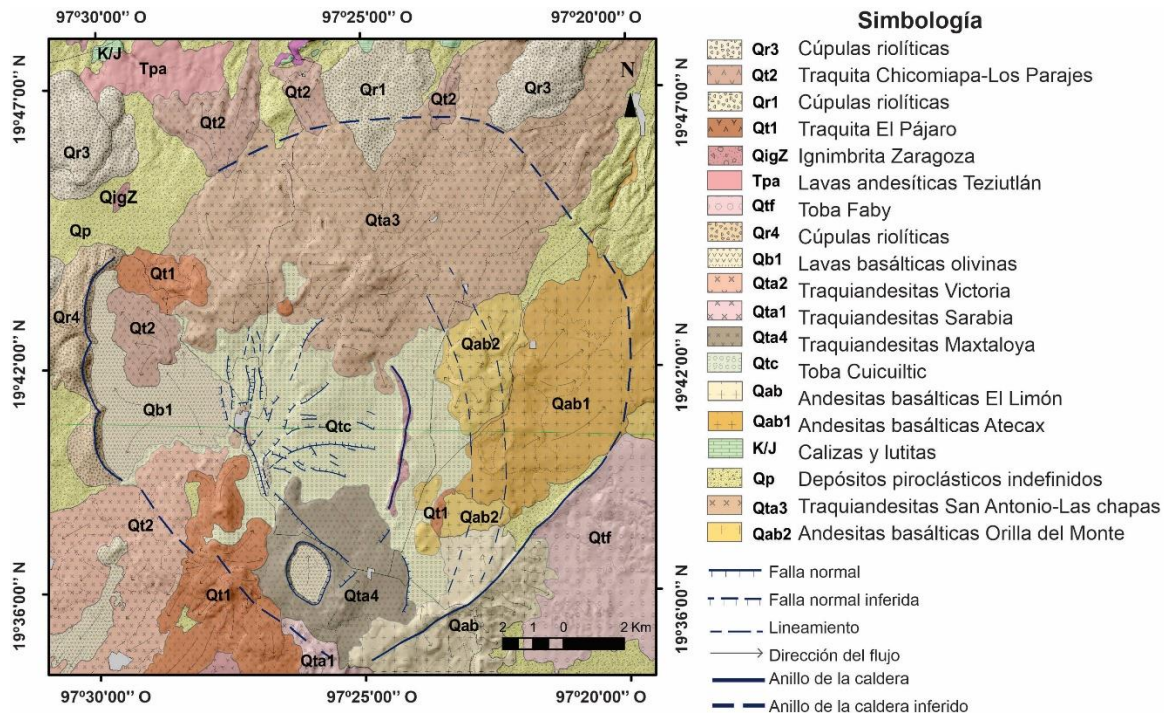


Figura 4. Geología del CGLH, modificada de Carrasco-Núñez *et al.* (2017).

4.2.3.1. Geología estructural

La Caldera Los Humeros se encuentra enclavada dentro del domo regional Macizo de Teziutlán, y está rodeada por los sedimentos de la Sierra Madre Oriental, al norte se encuentra el sector Huayacocotla, al centro Libres-Oriental, y al sur La Plataforma de Córdoba. Éstos frentes de sierras presentan un empuje causado por el movimiento del Bloque Oaxaca hacia el norte, por lo que en la zona predominan los lineamientos de dirección NW-SE y NE-SW.

De acuerdo con información de la CFE (2014), las fallas características de la Caldera Los Humeros se encuentran representadas por las que se mencionan a continuación:

- Caldera Los Humeros, corresponde a los labios o límites de la caldera (Figura 5).

- Colapso de Los Potreros, se encuentra dentro de la Caldera Los Humeros.
- Maztaloya, se encuentra en la parte sur casi en el límite.
- Falla Los Humeros, se encuentra en la parte centro con un buzamiento al oeste. Rocha y Juárez (2011) reportan que la orientación es N5°W73° al oeste, de acuerdo con un afloramiento de piroclásticos al oriente del Pozo H-8. La falla se encuentra asociado con una descarga hidrotermal.
- Falla La Antigua, se ubica en la parte oeste y tiene una dirección preferencial casi N-S.
- Falla Loma Blanca, se ubica en el extremo norte de la Falla Los Humeros y tiene un buzamiento al oriente.
- Falla La Cuesta, se encuentra ubicada entre la Falla La Antigua y la Falla Loma Blanca.
- Falla Los Pájaros, se ubica al norte de la Falla Los Humeros entre la Falla La Antigua y la Falla Loma Blanca.
- Falla Los Conejos, se ubica al este de la Falla Loma Blanca.
- Falla Las Víboras, se ubica al sur de la Falla Los Conejos y al norte del sistema de Falla Las Papas.
- Sistema de Falla Las Papas, tiene un buzamiento al EW.

En la Figura 5 se muestran las fallas dentro de la Caldera Los Humeros, en su mayoría presentan una dirección preferencial de NW-SE o N-S.

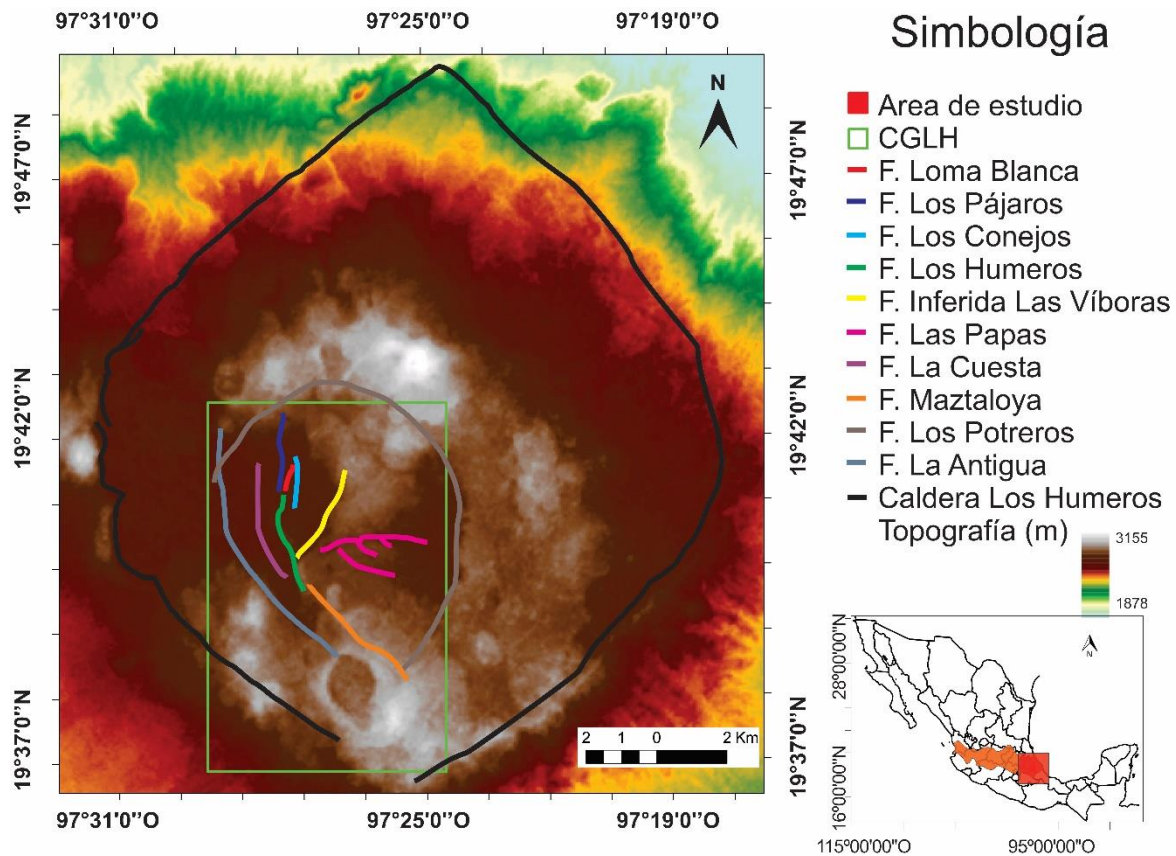


Figura 5. Fallas geológicas (F) del CGLH.

4.2.3.2. Tectónica

Mooser y Ramírez (1987) detallaron el límite del Bloque Oaxaca colisionando con los sedimentos de la Sierra Madre Oriental, donde prácticamente los empujó y rompió emergiendo los grandes volcanes. Siguiendo un combamiento o curvatura muy clara como reflejo de la forma y las dimensiones de dicho bloque. Esta se encuentra representada al Oeste por La Sierra Nevada, la cual como sabemos, la constituyen los volcanes Tlaloc-Telapón Ixtaccihuatl y Popocatepetl con una dirección preferencial norte-sur, al centro el Volcán La Malinche o Matlacueyatl. Al este la sierra constituida por los Volcanes Sierra Negra, Pico de Orizaba, La cumbre, y otros más pequeños hacia el norte, de dirección NNE-SSW; le sigue como continuación hacia el norte otro gran volcán, El Cofre de Perote o Naucampantepetl, pero con un cambio de dirección NE-SW, y prácticamente sobre el Macizo de Teziutlán aparece La Caldera Los Humeros.

4.2.3.3. Sismicidad

En 1997 se instaló una red sísmica telemétrica de seis sensores en las cercanías del sistema geotérmico Los Humeros y de acuerdo con Díaz-Martos (2018) el análisis espacial muestra que las zonas sísmicas más activas parecen estar ubicadas dentro del campo geotérmico. Además, esta actividad podría estar asociada con los sistemas estructurales descritos en la geología. La información demuestra que la mayoría de los hipocentros ubicados están alineados con la falla NW-SE, y sus profundidades varían de 1,000 a 4,000 m, lo que podría indicar una relación con la actividad de inyección del desarrollo geotérmico.

4.2.4. Hidrogeología del CGLH

De acuerdo con Campos-Aranda (1992), la hidrología es la ciencia que se ocupa del estudio de las aguas de la Tierra, su ocurrencia, circulación y distribución, así como sus propiedades físicas y químicas y su influencia sobre el medio ambiente; mientras que el ciclo hidrológico es el movimiento continuo del agua entre la Tierra y la atmósfera (Bateman, 2011). El ciclo hidrológico no tiene principio ni fin, pero siempre se considera la evaporación como el inicio del ciclo, después se forman las nubes y bajo las condiciones adecuadas ocurre la precipitación. Sin embargo, no toda el agua que precipita llega al suelo, ésta puede ser interceptada por la vegetación o evaporarse de nuevo antes de llegar al terreno. Cuando el agua logra llegar al terreno, una parte de esta se infiltra y otra parte escurre sobre él, formando pequeños cauces que se integrarán en arroyos o ríos para desembocar en el océano (Ávalos *et al.*, 2015). Es por eso que la recarga dependerá de las características geológicas y de las circunstancias climáticas, entre otros factores (Salgado *et al.*, 2014).

El CGLH se caracteriza por contar con una topografía accidentada y según el mapa de unidades climáticas del INEGI (Anuario Estadístico del Estado de Puebla, Veracruz y Tlaxcala, 2017), el área de estudio presenta climas subhúmedos semifríos, aunque la precipitación es abundante, tiene un espesor insaturado entre los 2,500 a 2,600 msnm hasta la superficie topográfica.

4.2.4.1. Regiones hidrológicas del CGLH

De acuerdo con la clasificación de regiones hidrológicas del INEGI (2017), en la zona de estudio se localizan dos regiones hidrológicas (RH): la RH-18 (Región hidrológica Balsas) en la parte sur y la RH-27 (Región hidrológica Norte de Veracruz Tuxpan-Nautla). La RH-18 pertenece a la cuenca del Río Atoyac y en el área de estudio a la subcuenca L. Totolzingo; la RH-27 pertenece a la cuenca del Río Nautla y otros, y en el área de estudio comprende las subcuencas de Río Apulco, Río Joloapan y Río Bobos.

El área de estudio está afectada por 16 microcuencas (CFE, 2014); no obstante, por cuestiones prácticas para el desarrollo de esta investigación sólo se tomarán en cuenta siete de ellas. En particular, las que se encuentran dentro de la Caldera Los Humeros: Zaragoza, Chignautla, Altotonga, Los Humeros, Tepeyahualco, Teziutlán y Perote (Figura 6).

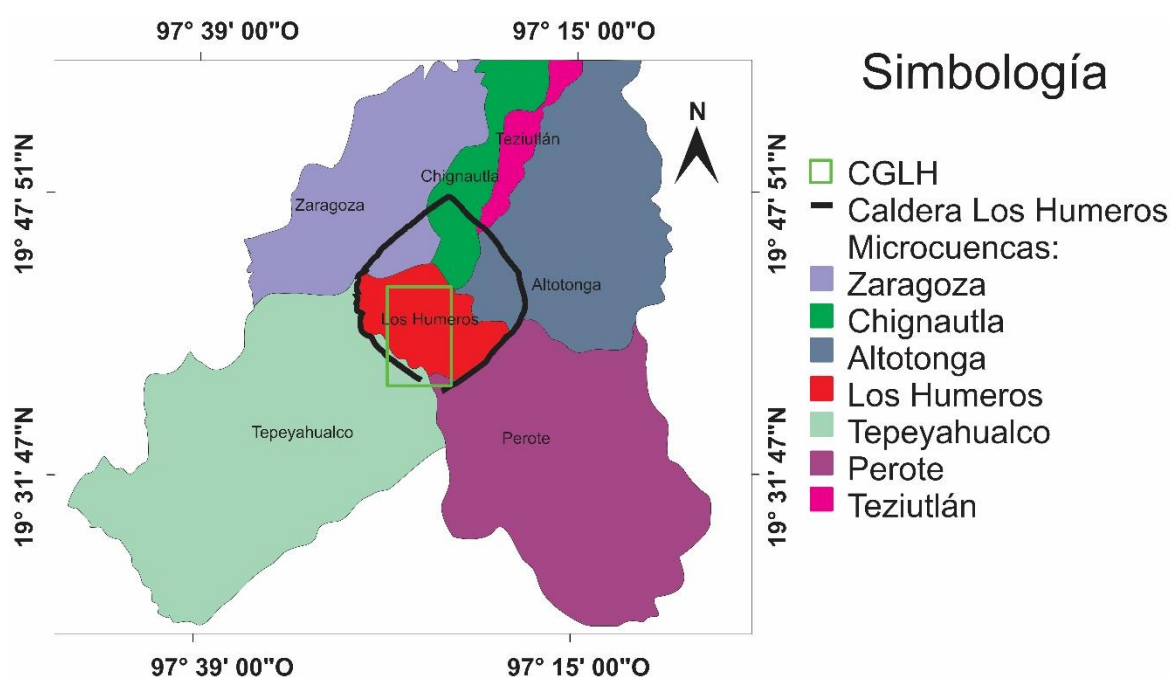


Figura 6. Microcuencas que afectan el CGLH.

La Microcuenca Los Humeros, está ubicada en la parte centro-sur de la Caldera Los Humeros. Hacia el norte, es limítrofe con la Microcuenca Zaragoza. Siguiendo la dirección de las manecillas del reloj, se observa que limita también con las Microcuencas Chignautla y Altotonga. A través de estas últimas tres microcuencas mencionadas escurre gran parte del agua de lluvia fuera de la Microcuenca Los Humeros, en forma directa desplazándose sobre la superficie y/o penetrando sub-superficialmente, para finalmente aflorar en forma de numerosos manantiales que se manifiestan al norte y al noreste de la Microcuenca Los Humeros. El agua obtenida de estos manantiales cuenta con muy buena calidad físico-química, muy cercana a las características del agua de lluvia, lo que permite concluir que fluye rápidamente desde la parte superior de la caldera, hacia los sitios donde finalmente aflora el agua a la superficie.

Hacia el sureste, la Microcuenca Los Humeros limita con la Microcuenca Perote y hacia el suroeste con la de Tepeyahualco. En éstas dos últimas microcuencas limítrofes a la de Los Humeros existen dos acuíferos de importancia, que actualmente son aprovechados para el abastecimiento de agua potable para las poblaciones existentes y en forma extensiva para el riego.

4.2.4.2. Recarga natural del CGLH

De las cinco microcuencas que están dentro de la Caldera Los Humeros, las que pueden estar influyendo a la zona de la caldera, son tres: Los Humeros, Tepeyahualco y Perote (las tres son de tipo endorreico). Las que se encuentran en la parte norte se descartan de estar recargando el CGLH, ya que, de acuerdo a la piezometría y calidad del agua existente, el agua tiende a drenar rápidamente hacia el norte fuera del área de la caldera.

La Microcuenca Los Humeros, es la de mayor influencia en la infiltración directa del agua de lluvia hacia la caldera, además de que el agua superficial que se almacena en esa área, una gran parte de ella se infiltra por el subsuelo y fallas que se presentan (Díaz-Martos, 2018).

Las Microcuencas de Tepeyahualco y Perote, de acuerdo a la piezometría que se obtuvo de los datos obtenidos en los pozos y norias censadas, aparentemente,

están aportando agua subterránea a través de los sistemas de fallas que existen en el límite entre ellas.

El agua existente en el acuífero de la Microcuenca Perote es producto de la infiltración del agua de lluvia en el valle y en las zonas de los derrames de basaltos y andesitas basálticas presentes; además, de los escurrimientos de las laderas hacia el valle donde finalmente se infiltra.

4.2.4.3. Infiltración del CGLH

En el ciclo hidrológico el estudio de la infiltración es muy importante ya que es el proceso por el que el suelo recibe recarga de fluidos, primero satura de humedad el suelo en la parte superficial y después de superar cierta profundidad, esta humedad prosigue el proceso de infiltración hasta formar parte del agua subterránea, alcanzando el nivel de saturación en el suelo. La capacidad de infiltración es la cantidad máxima de agua que puede absorber un suelo en determinadas condiciones, valor que es variable en el tiempo, en función de la humedad y tipo de suelo (Weber, 2014).

Utilizando la metodología de Thornthwaite, la CFE realizó un estudio del balance hidrometeorológico, en el cual se tienen en cuenta todos los parámetros, entradas y salidas de masa. Dicho estudio se centralizó en las Microcuencas Los Humeros, Perote y Tepeyahualco, ya que son las que influyen en el área superficial del CGLH.

Considerando que el volumen de infiltración representa las Entradas (E), el volumen extraído debido a los pozos de agua representa las Salidas (S), y suponiendo condiciones de equilibrio, $E = S$, se obtendrá la posible recarga del acuífero (Tabla 2).

Tabla 2. Balance hidrometeorológico del Acuífero de Los Humeros.

Microcuenca	E (Mm ³ /año)	S (Mm ³ /año)	E-S (Mm ³ /año)
Los Humeros	52.22	0.79	51.43
Perote	260.47	10.07	250.40
Tepeyahualco	92.00	92.00	88.78

Se considera que el Acuífero de Los Humeros tiene una pequeña recarga vertical por efectos meteorológicos y tiene una posible recarga a profundidad con aportaciones de las Microcuencas Perote y Tepeyahualco, sumando 390.61 Mm³/año (CFE 2014). Esta consideración es reforzada por estudios más recientes que también proponen una recarga regional subterránea en el CGLH, ya que, es probable que los fluidos geotérmicos en el campo sean derivados de la infiltración de agua en los afloramientos de piedra caliza de la Sierra Madre Oriental y durante su flujo (Lelli *et al.*, 2020).

Estos datos hacen evidente que el volumen de agua que se infiltra es alto, aunque es importante resaltar que se deben cumplir las condiciones geológicas necesarias para que se pueda dar el almacenamiento, es decir, el agua no se puede almacenar en todos lados y por lo tanto el volumen de recarga no será el mismo que el volumen de disposición contenido en el acuífero.

4.2.5. Manifestaciones geotérmicas superficiales del CGLH

El CGLH se caracteriza por la falta de características geotérmicas superficiales, ya que, no se conoce flujo de salida subsuperficial lateral; sólo los suelos cálidos con temperatura de aproximadamente 25 °C que se mapean alrededor del área de la Falla La Antigua. La falta de características geotérmicas superficiales significativas podría explicarse debido a la baja permeabilidad del reservorio, pero también debido a la capa gruesa de baja permeabilidad que oculta el recurso de calor inferior debajo de él (Hinojosa, 2005).

4.2.6. Fuente de calor del CGLH

Se han propuesto varios modelos como la posible fuente de calor del sistema geotérmico de la caldera. Entre los más destacados: Robin (1982) propuso una cámara magmática poco profunda en términos de evolución petrológica; Verma (1985) propuso que la fuente de calor se debía a una cámara de magma estratificada con dos conductos de aproximadamente 5 km de profundidad, estimada a partir del equilibrio geoquímico para las Calderas Los Potreros y Los Humeros; Campos-Enríquez y Garduño-Monroy (1987) propusieron dos fuentes de calor separadas asociadas con los dos sistemas geotérmicos (Los Potreros y Los

Humeros) a una profundidad de 10 a 20 km, y Arzate *et al.* (2018) propusieron un cuerpo intrusivo propílico fracturado con una corteza media y una resistividad relativamente alta, que se presume tienen alta capacidad calorífica y se calientan desde abajo. Díaz-Martos (2018) desarrolló un modelo en el que el flujo de calor del fondo del CGLH es constante a 60 mW/m^2 , con excepción de la zona de la Falla La Antigua, donde hay un flujo de calor de 100 mW/m^2 . Recientemente, Paromita *et al.* (2019) propusieron un modelo en equilibrio del CGLH en el que el flujo de calor está concentrado en cuatro rectángulos, el primero y más grande que abarca todo el modelo tiene el menor flujo de calor, el segundo de menor tamaño que el primero solo cubre el área de la Caldera Los Humeros con un flujo de calor mayor al del primero, el tercero más pequeño que el segundo cubre la Caldera Los Potreros con un flujo de calor mayor al segundo y por último un cuarto rectángulo más pequeño que el tercero solo cubre una porción del área de la Caldera Los Potreros con el flujo de calor más alto.

4.2.7. Geofísica del CGLH

Los estudios geofísicos son de gran utilidad para conocer lo que existe debajo de la superficie terrestre con métodos indirectos: magnetotelúricos (MT) o gravimétricos, por mencionar algunos.

En el CGLH se han desarrollado algunos estudios de MT que ayudan a identificar las zonas de mayor temperatura. Por ejemplo, Herrera (2018) presenta un modelo tridimensional magnetotelúrico del CGLH (Figura 7a) y analizó 3 perfiles uno con orientación norte-sur y dos con orientación este-oeste (Figura 7b), en cuya concepción utilizó el código de inversión ModEM (Egbert y Kelbert, 2012; Kelbert *et al.*, 2014). De acuerdo con Herrera (2018) el modelo obtenido puede interpretarse en el contexto de un sistema geotérmico convencional, en el cual los productos litológicos están relacionados con la transferencia de calor y fluidos desde la fuente térmica del reservorio.

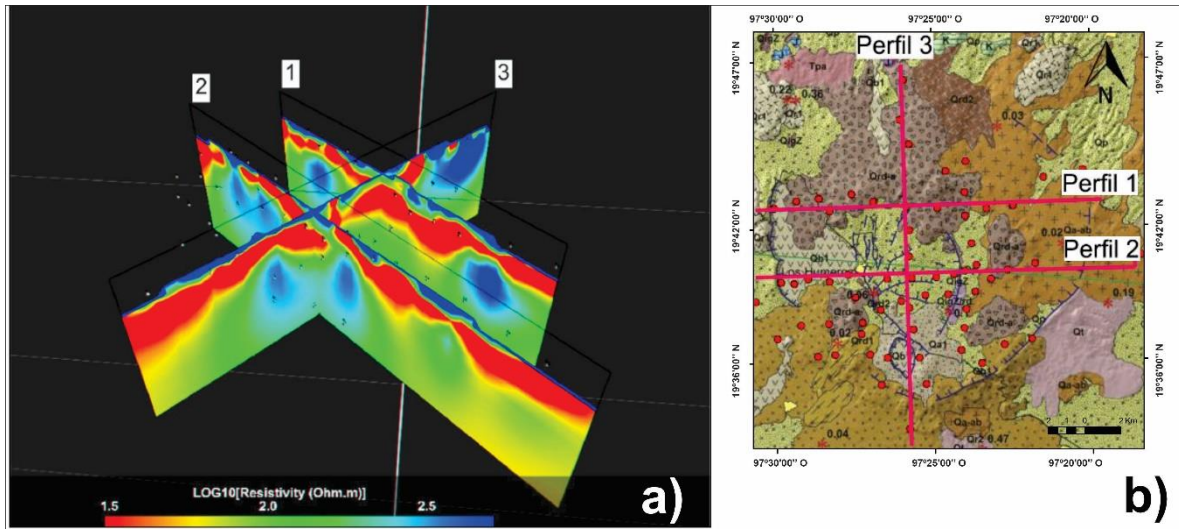


Figura 7. a) Cortes 2D del modelo de resistividad 3D de Herrera (2018), y b) Localización de los perfiles interpretados en cortes 2D dentro del CGLH).

Las estructuras superficiales con resistividades mayores a 200 ohm-m las interpretó como la zona no alterada del reservorio. La capa conductiva con resistividades inferiores a 15 ohm-m representa una zona de alteración hidrotermal rica en arcillas conductivas precipitadas, la cual actúa como la capa sello del reservorio. Mientras que, el basamento regional es representado por estructuras más profundas con resistividades mayores a 500 ohm-m y pueden corresponder a las zonas de mayor temperatura del reservorio. Este modelo concuerda con el modelo de Arzate *et al.* (2018) que también fue deducido de datos magnetoteléuricos, pero utilizando el algoritmo 2D de Rodi y Mackie (2001) para la versión de los datos.

Ambos modelos deducidos (Herrera (2018) y Arzate *et al.* (2018)) coinciden con un perfil de resistividades de la Caldera Los Humeros presentado por Cedillo-Rodriguez (2012), esto indica que los resultados de estudios geofísicos previos son consistentes, ya que los tres trabajos obtenidos con diferentes metodologías concuerdan en los mismos resultados.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los modelos conceptuales hidrogeológicos propuestos después del análisis, caracterización e integración de la información recopilada y la aplicación de la metodología para ambas zonas de estudio; además, se presenta la discusión de los resultados obtenidos.

5.1. Modelo conceptual del SGM

Según varios investigadores, los respiraderos hidrotermales del SGM tienen temperaturas que oscilan entre 30 a 108 °C (James, 1972; Vidal *et al.*, 1978; Gastil y Bertine, 1981; Secretaría de Programación y Presupuesto (SPP), 1981). La información sobre la temperatura, la ubicación y la tasa de flujo del punto caliente principal, un respiradero hidrotermal poco profundo (el que tiene una temperatura de 108 °C), ha sido reportado por Vidal *et al.* (1978). Considerando toda la información recolectada y analizada, se desarrolló un modelo conceptual hidrogeológico para el área de estudio (Figura 8), destacando el lineamiento L3 identificado por González-Fernández *et al.* (2012) (este lineamiento atraviesa la Falla Agua Blanca Sur por un punto ubicado al este de la Península de Punta Banda. En cuyo punto de intersección emerge el agua con una temperatura de 108 °C). Como parte de este modelo conceptual, la fuente de calor considerada fue una intrusión magmática superficial remanente del vulcanismo pasado a una profundidad de 2 km (Vidal *et al.*, 1978); además, la temperatura del yacimiento es 57 °C más alta que la temperatura del agua que emerge (Beltrán, 1999). De acuerdo con el gradiente geotérmico definido por Tarbuck y Lutgens (2005), el yacimiento geotérmico debería estar 2 km por debajo del punto caliente. Agua de mar antigua, subsuperficial anóxica y local, abastece al sistema geotérmico (Vidal *et al.*, 1981); la cual interactúa con la fuente de calor aumentando su temperatura y disminuyendo su densidad, para emerger a través de la intersección entre la Falla Agua Blanca Sur y el lineamiento L3. La pendiente de inmersión de la falla se obtuvo de Pérez-Flores *et al.* (2004). El lineamiento L3 presenta la dirección NNW-SSE y su componente principal se interpreta como un desplazamiento lateral derecho, ya que, en conjunto con otros lineamientos, debe acomodar la deformación producida por el movimiento lateral derecho presentado por los dos brazos de la Falla Agua Blanca

(González-Fernández *et al.*, 2012). Debido a este comportamiento, es posible que no se presenten manifestaciones térmicas en la intersección del lineamiento L3 y la Falla Agua Blanca Norte.

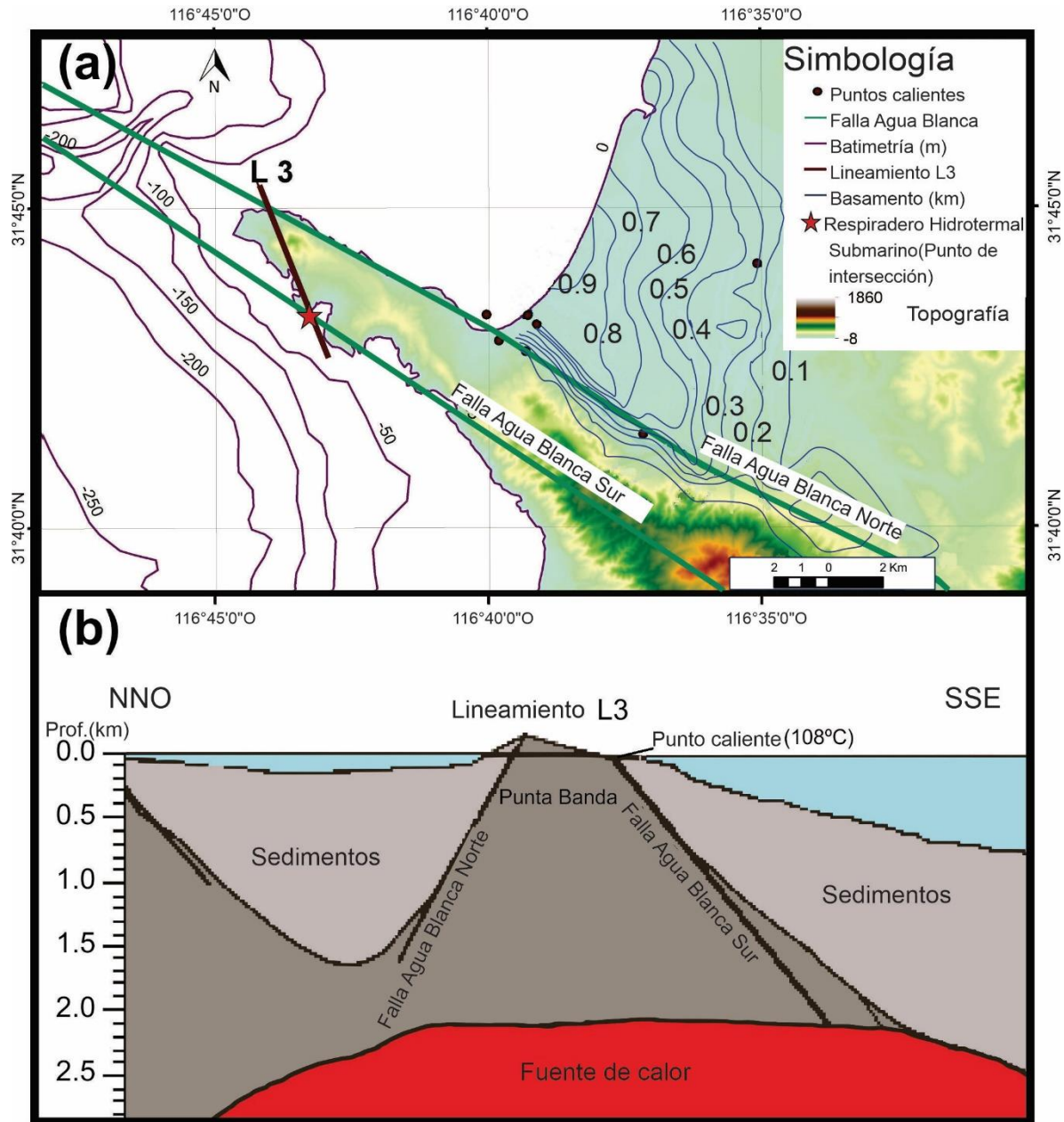


Figura 8. a) Sistema Geotérmico Maneadero, Ensenada, BC, México. b) Perfil del lineamiento L3.

En la construcción de este modelo conceptual no se han considerado todos los respiraderos hidrotermales someros, ya que algunos de ellos se encuentran muy

alejados del centro del área de estudio y otros, aunque relativamente cercanos, no presentan temperaturas tan elevadas como las del área de estudio.

La abundancia de sistemas hidrotermales submarinos dentro de la zona económica mexicana (Canet y Prol-Ledesma, 2006) respalda nuestro interés en desarrollar el modelo conceptual del lineamiento L3 presentado aquí.

5.1.1. Modelado numérico para el SGM

Se desarrolló un modelo conceptual hidrogeológico para el lineamiento L3. En la intersección entre la Falla Agua Blanca Sur y el lineamiento L3 se encuentra un respiradero hidrotermal por donde emerge agua con una temperatura de hasta 108 °C, la cual resulta ser más alta que aquellas registradas en otras zonas de la región (Figura 8a).

5.1.1.1. Discretización

Para la discretización del dominio de flujo se utilizó la rejilla que recomienda COMSOL Multiphysics. El modelo consta de 1,399 elementos, de los cuales el más pequeño tiene una altura de 0.48 m (con un área de $1.1\text{E}-1 \text{ m}^2$) y el más grande tiene una altura de 717.00 m (con un área de $2.5\text{E}5 \text{ m}^2$) (Figura 9).

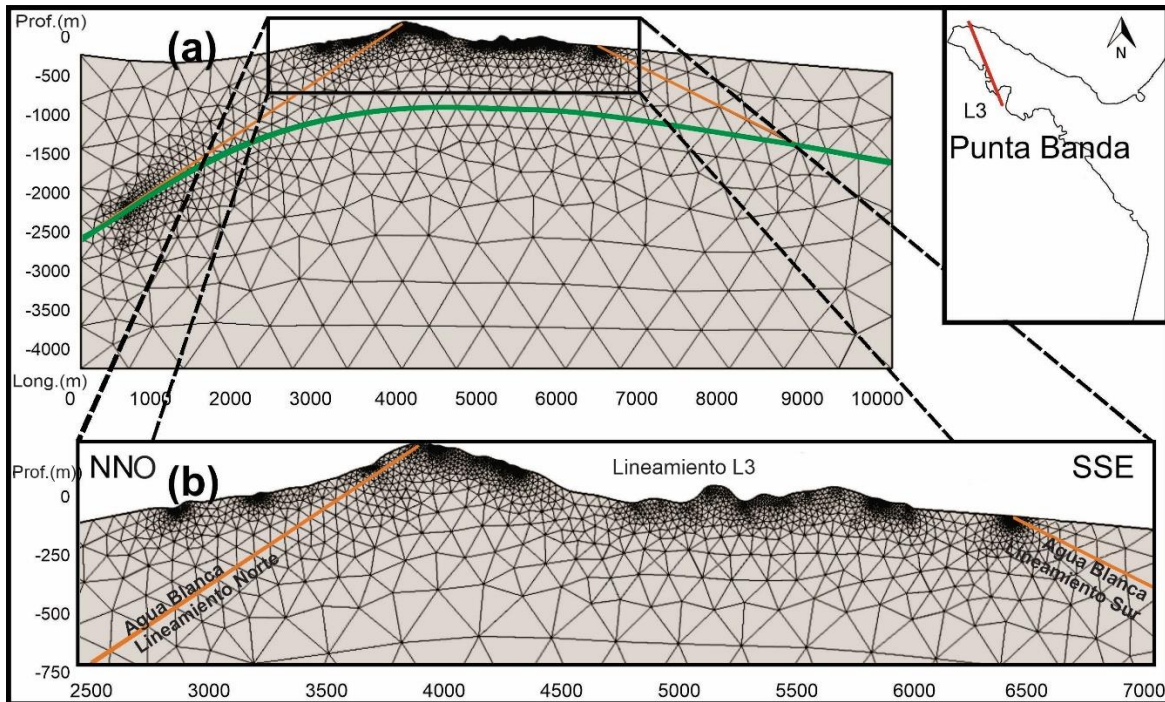


Figura 9. a) Malla de elementos finitos generada en COMSOL Multiphysics para el lineamiento L3 del Sistema Geotérmico Maneadero, Ensenada, BC, México. Durante la simulación se considera que el área bajo la línea verde está afectada por la herramienta de temperatura específica. b) Zoom sobre el lineamiento L3 en el tramo correspondiente a la Península de Punta Banda, las líneas naranjas representan la Falla Agua Blanca Norte y la Falla Agua Blanca Sur (por donde emerge el fluido caliente).

5.1.1.2. Condiciones iniciales y de contorno

Se utilizó la herramienta de temperatura específica para definir en el modelo numérico la temperatura del acuífero profundo (164 °C, la cual fue calculada por Beltrán (1999)), así como la reportada para el respiradero hidrotermal de 108 °C (Vidal *et al.*, 1978). Este acuífero profundo está ubicado a profundidades de aproximadamente -1,000 m y más profundas (es decir, cubre toda el área que está debajo de la línea verde en la Figura 9a). Además, se utilizó la herramienta del flujo de fluido para representar un gasto de salida de $3.30E5 \text{ m}^3/\text{año}$, reportado por Vidal *et al.* (1978), y se utilizó la herramienta de presión específica para representar la presión constante que ejerce la capa oceánica sobre el fondo marino y así recargar el acuífero profundo. Para definir las propiedades de los sedimentos se utilizó Arenisca y para definir las propiedades de la Península de Punta Banda se utilizó Basalto, ambos tipos de roca incluidas en la biblioteca de materiales de COMSOL

Multiphysics. Para facilitar el flujo ascendente del fluido caliente, se definió una fractura de un cm de espesor en el borde sur de la Falla Agua Blanca, ya que la caracterización de las propiedades de flujo de la falla es más significativa que la caracterización estructural de la falla (Daniilidis *et al.*, 2020). De esta manera, el agua fría del océano desciende lentamente desde la superficie del mar para convertirse en agua de mar vieja y anóxica y llega a la fuente de calor, luego, cuando esta agua se calienta, fluye hacia arriba por la Falla Agua Blanca Sur y el lineamiento L3.

5.1.2. Calibración del SGM

Los parámetros calibrados de este modelo son: conductividad térmica de 0.59 a 0.69 W/(m*K); difusividad térmica de 1.42E-7 a 1.73E-7 m²/s; porosidad en el intervalo de 0.0 a 0.2 y permeabilidad de 0.0 a 0.3 m². En general, los valores de dichos parámetros se han calibrado con base en el tipo de roca que existe en la región y su existencia en la biblioteca de materiales de COMSOL Multiphysics.

5.1.3. Resultados del SGM en estado estacionario

El modelo conceptual hidrogeológico del SGM aquí propuesto considera que el yacimiento geotérmico se encuentra a 2,000 m de profundidad y subyace a las Fallas Agua Blanca Norte y Agua Blanca Sur a lo largo del lineamiento L3. Cuenta con una temperatura de 164 °C y la intersección entre la Falla Agua Blanca Sur y el lineamiento L3 promueve fluidos calientes hacia el respiradero hidrotermal submarino. Con base en los resultados de la simulación, la distribución de la temperatura en el yacimiento se muestra en la Figura 10, en la que el color guinda indica una temperatura de alrededor de 164 °C y representa el depósito profundo. A su vez, el color dominante en la superficie del fondo marino es azul, lo que indica una temperatura del agua alrededor de los 20 °C. Además, en la Figura 10b se muestra un área en la superficie del lecho marino donde los colores varían entre el amarillo y el verde; esta área representa el punto donde el agua caliente emerge del fondo del océano, lo que indica que el agua que emerge de ese punto es de aproximadamente 105 °C.

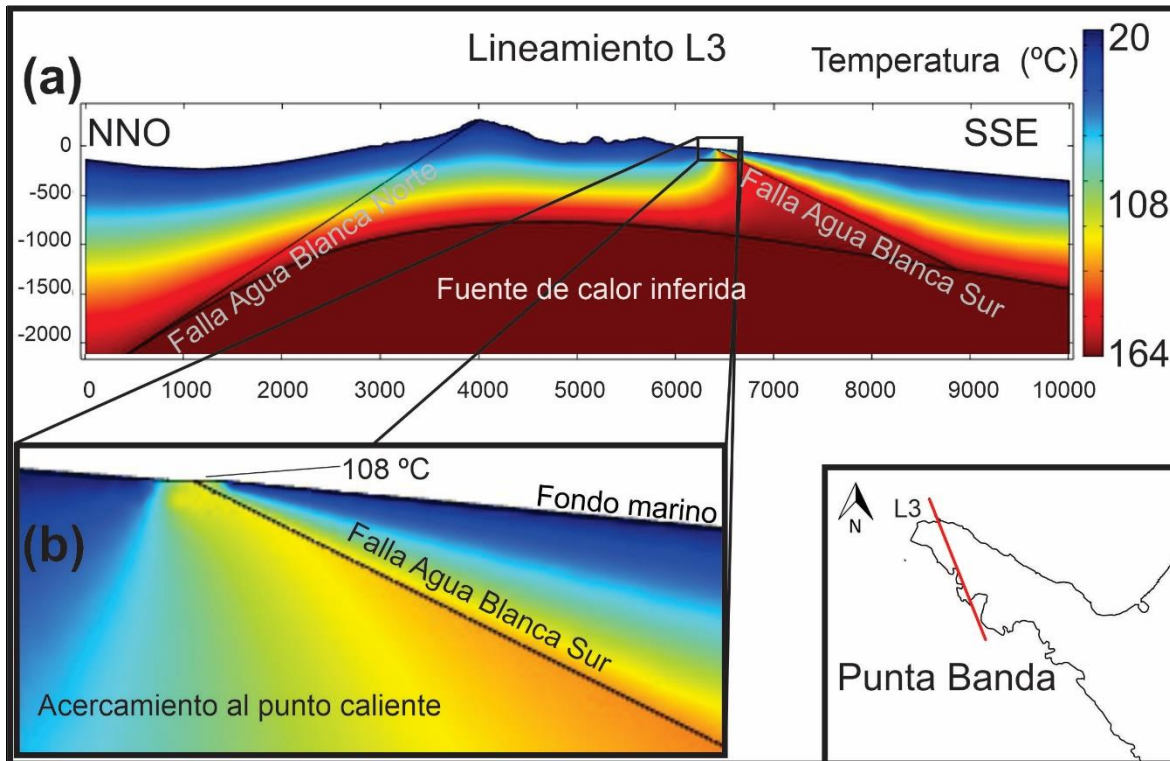


Figura 3. a) Resultados del modelado con COMSOL Multiphysics aplicado al lineamiento L3 del Sistema Geotérmico Maneadero, BC, México. b) Detalle del punto caliente, donde el agua está a unos 108 °C.

5.2. Modelo conceptual del CGLH

Con la información recopilada se construyó un modelo conceptual del CGLH, el cual es conformado por: (1) definición espacial y a profundidad del modelo, (2) condiciones de frontera, (3) propiedades físicas de los materiales que lo componen, y (4) variables externas al sistema.

La frontera superior del modelo está definida por la atmósfera, mientras que la frontera inferior del modelo se encuentra a -1,500 msnm. Debido a que la fuente de calor se encuentra a gran profundidad, se ha definido un flujo de calor a una profundidad menor como frontera inferior.

En la Figura 11 se muestra el modelo conceptual hidrogeológico propuesto (final) para la sección transversal A-A'. Este modelo ha sido desarrollado tomando como base las características geológicas, hidrológicas, geofísicas, geoquímicas y datos de temperatura extraídos de la información concentrada para el CGLH en los

trabajos de: Yáñez y García (1980); Robin (1982); Campos-Enríquez y Garduño-Monroy (1987); Hinojosa (2005); Cedillo-Rodriguez (2012); CFE (2014); Carrasco-Núñez et al. (2017); INEGI (2017); Arzate et al. (2018); Diaz-Martos (2018); Herrera (2018); Paromita et al. (2019), y Lelli et al. (2020).

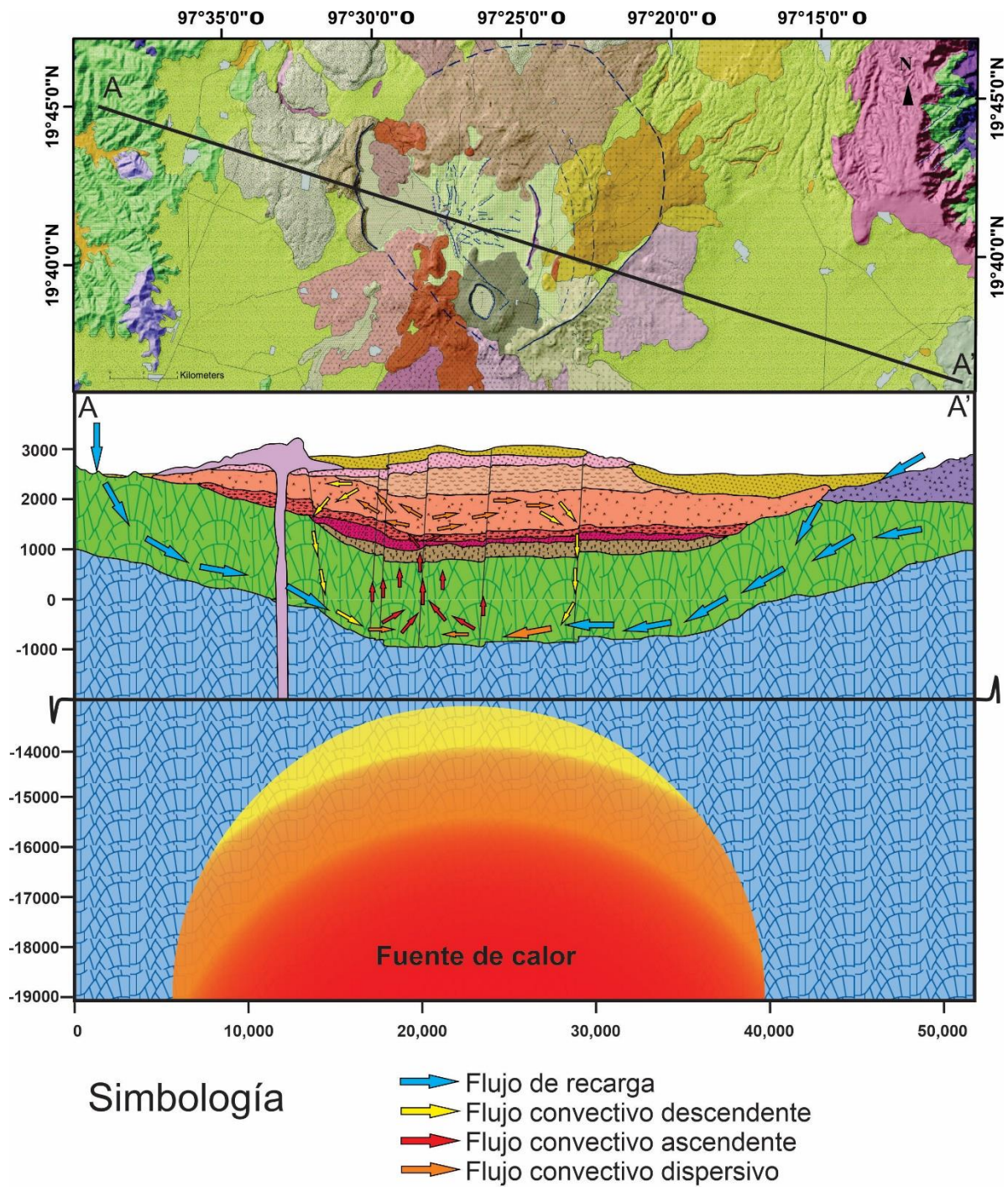


Figura 11. Modelo conceptual hidrogeológico propuesto para el Campo Geotérmico de los Los Hornos. Definido con base en la información de: Yáñez y García (1980); Robin (1982); Campos-Enríquez y Garduño-Monroy (1987); Hinojosa (2005); Cedillo-Rodríguez (2012); CFE (2014); Carrasco-Núñez et al. (2017); INEGI (2017); Arzate et al. (2018); Diaz-Martos (2018); Herrera (2018); Paromita et al. (2019), y Lelli et al. (2020).

Los resultados de los estudios MT desarrollados por Arzate *et al.* (2018) y Herrera (2018) revelaron que la reserva geotérmica está asociada con las zonas resistivas ($300 \Omega.m$) debajo de la Caldera Los Humeros, entre 1,000 y -1,000 msnm (profundidad de 2,100 m desde la base de la caldera). Los perfiles de temperatura en el área de explotación actual podrían indicar la existencia de dos reservorios, pero según Díaz-Martos (2018) se trata de un reservorio único ubicado en los depósitos de andesita precaldera y es un reservorio líquido dominante, en estado de saturación. Se considera un solo reservorio, alrededor de los 1,000 msnm, pero con dos zonas muy diferenciadas: una de mayor permeabilidad y menor temperatura ($<260^\circ C$) y otra de menor permeabilidad y mayor temperatura ($> 300^\circ C$). Las fallas dentro de la Caldera Los Potreros posiblemente controlen la conductividad del reservorio. Además, juegan un papel importante en la creación de una zona de flujo ascendente con el agua recargada de las cuencas circundantes por flujos regionales donde las diferencias de calor y presión provocan que un flujo viaje a través de estas fallas y las otras fracturas por convección. Posteriormente, mientras el fluido asciende, se enfría y se dispersa en la parte superior del acuífero de mayor permeabilidad. Al mezclarse con agua fría cercana a la superficie una pequeña parte de este fluido se devuelve por la Caldera Los Humeros para recargar nuevamente el reservorio, cerrando así el ciclo de convección.

5.2.1. Modelado numérico para el CGLH

Se desarrolló un modelo conceptual hidrogeológico para el CGLH, el cual se ubica dentro de la Caldera Los Humeros, para su modelación numérica se realizó la discretización del dominio de flujo.

5.2.1.1. Discretización

Los detalles de la cuadrícula computacional utilizada para modelar el CGLH se muestran en la Figura 12, donde pueden observarse las vistas de la cuadrícula computacional en un plano 2D y un isométrico del mallado (3D). Para el modelado se asume un prisma cuadrado, de 20 km de longitud por 20 km de ancho (400 km^2) y 4 km de profundidad. La cuadrícula comprende 40 capas horizontales de 100 m de espesor, que se extienden desde un máximo de 2,500 msnm hasta los -1,500

msnm. Cada capa horizontal cuenta con 1,600 bloques de cuadrícula, analizándose en total hasta 64,000 bloques de cuadrícula. Cada bloque de cuadrícula tiene una dimensión horizontal de 500×500 m. Para representar la forma del sistema lo más fielmente posible y para ser coherente con la dirección de flujo principal en el sistema, la cuadrícula numérica se orientó en la dirección N-S.

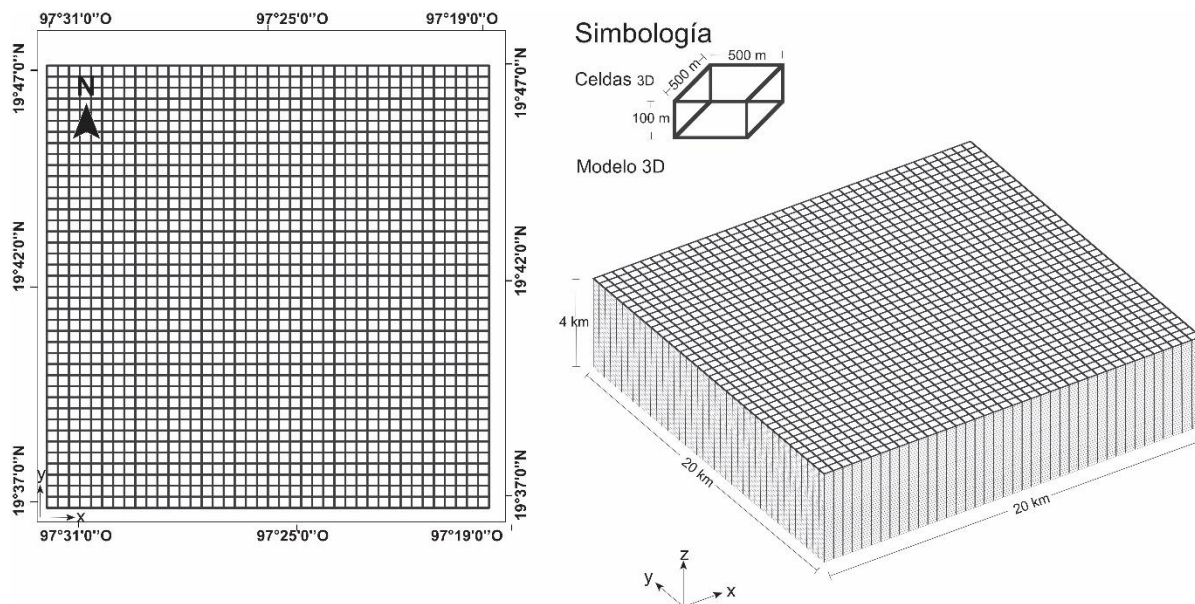


Figura 12. Cuadrícula computacional utilizada para la modelación numérica del Campo Geotérmico de Los Humeros, vistas en un plano 2D y un isométrico del mallado (3D).

5.2.1.2. Estructura del modelo numérico

Cuanto más apegado sea el modelo conceptual a la realidad del sistema que se desea modelar, los resultados obtenidos mejor representarán el comportamiento del campo geotérmico real. Este modelo conceptual también debe transformarse en un código numérico, donde todos sus componentes se reescribirán como números para ingresarlos en un modelo numérico y realizar su análisis. Durante el proceso de transformación, el medio físico se segmenta o divide en cuerpos de diferentes tamaños (celdas) en los que las propiedades de interés se puedan considerar constantes. Esta fragmentación del espacio físico se le conoce como discretización y se debe tener en cuenta el número y tamaño de celdas en el modelo, es decir, si

se utilizan celdas de volumen pequeño, el modelo podría representar mejor la distribución de materiales, pero el número de celdas será muy grande, y el tiempo para resolver el problema también aumentará significativamente. Mientras que, si las celdas del modelo tienen un volumen muy grande, el tiempo para resolver el problema será muy corto. Sin embargo, estas celdas no representarán con precisión la distribución de los materiales en el campo geotérmico real. Los modelos complejos y de escala fina mejoran la precisión de la predicción, pero exigen más recursos computacionales (Khait y Voskov, 2018). Entonces, la construcción de un modelo tridimensional requiere encontrar un equilibrio entre el número de celdas y su tamaño. La realización de una simulación en TOUGH3 (Jung et al., 2018) requiere un archivo INFILE con los siguientes elementos de información: a) ROCKS, define las propiedades de las rocas tales como nombre del material (tipo de roca), densidad de grano de roca (kg/m^3), porosidad predeterminada (fracción de vacío), permeabilidades absoluta a lo largo de los tres ejes principales, conductividad térmica de la formación en condiciones de saturación total de líquido y calor específico del grano de roca; b) MULTI, especifica el número de componentes de fluido y ecuaciones de equilibrio por bloque de cuadrícula; c) START es un registro de datos para una inicialización más flexible; d) PARAM, parámetros computacionales, paso de tiempo y opciones del programa sobre parámetros de convergencia y condiciones iniciales predeterminadas; e) SOLVR, parámetros para el solucionador de ecuaciones lineales; f) ELEME, lista de bloques de cuadrícula (elementos de volumen); g) CONNE, lista de conexiones de flujo entre bloques de la red; h) INCON, lista de condiciones iniciales para bloques de cuadrícula específicos, e i) ENDCY es el último registro para cerrar el archivo de entrada TOUGH3 (Jung et al., 2018) e iniciar la simulación. Los elementos que definen físicamente el modelo son ROCKS, ELEME y CONNE.

TOUGH3 (Jung et al., 2018) utiliza su herramienta MESHMAKER para construir un modelo 3D que genera elementos de información: ELEME y CONNE (Moridis, 2016). Sin embargo, el modelo creado con esta herramienta considera que todas sus celdas son del mismo material. Por lo tanto, es necesario modificar manualmente la columna de materiales para cada celda en el archivo creado, lo que

se vuelve muy tedioso cuando aumenta el número de celdas y materiales. Además, si la distribución de materiales no es uniforme, esta tarea se complica.

Existen algunos software comerciales que ayudan a la construcción de modelos 3D que consideran varios tipos de materiales. Entre ellos: "Leapfrog" permite la construcción rápida de modelos conceptuales 3D directamente a partir de perforaciones dispersas y datos del Sistema de Información Geográfica (GIS, por sus siglas en inglés) (ARANZ Geo Limited, 2014); "MView" y "RE-Studio" son herramientas numéricas que se utilizan para el pre- y pos-procesamiento de modelos TOUGH2 (Avis *et al.*, 2012; Lawrence Berkeley National Laboratory, 2021), mientras que "PetraSim" es una interfaz gráfica para pre- y pos-procesamiento de modelos TOUGH2 (Thunderhead Engineering, 2018). Sin embargo, las licencias de uso de este software tienen un costo y solo son compatibles con TOUGH2. Además, existen software de dominio público como "AddBound", "AssignRock" e "iMatTOUGH" que ayudan a cambiar el tipo de elemento o material en un archivo "MESH"; no obstante, tienen como condición que las celdas que necesiten cambiar el tipo de material deben estar en una caja específica o un prisma poligonal. Sin embargo, para algunas áreas de estudio, los recuadros o prismas no logran representar las distribuciones de materiales de un sistema de agua subterránea real, ya que dichas distribuciones de materiales son complejas. Por estos motivos, al igual que otros investigadores en su respectiva área de estudio (Verma *et al.*, 2008; Zheng-Wei *et al.*, 2018; Dehina *et al.*, 2020), aquí se desarrolló un código para adaptar modelos conceptuales 3D de ArcMap contruidos por capas y dejarlos compatibles numéricamente con TOUGH3 (Jung *et al.*, 2018). El código fue desarrollado en MATLAB, un lenguaje de alto rendimiento para cálculos técnicos, que es tanto un entorno como un lenguaje de programación. Una de las fortalezas de MATLAB es que nos permite construir nuestras propias herramientas reutilizables (Casado-Fernández, 2006).

5.2.1.2.1. Descripción general del programa

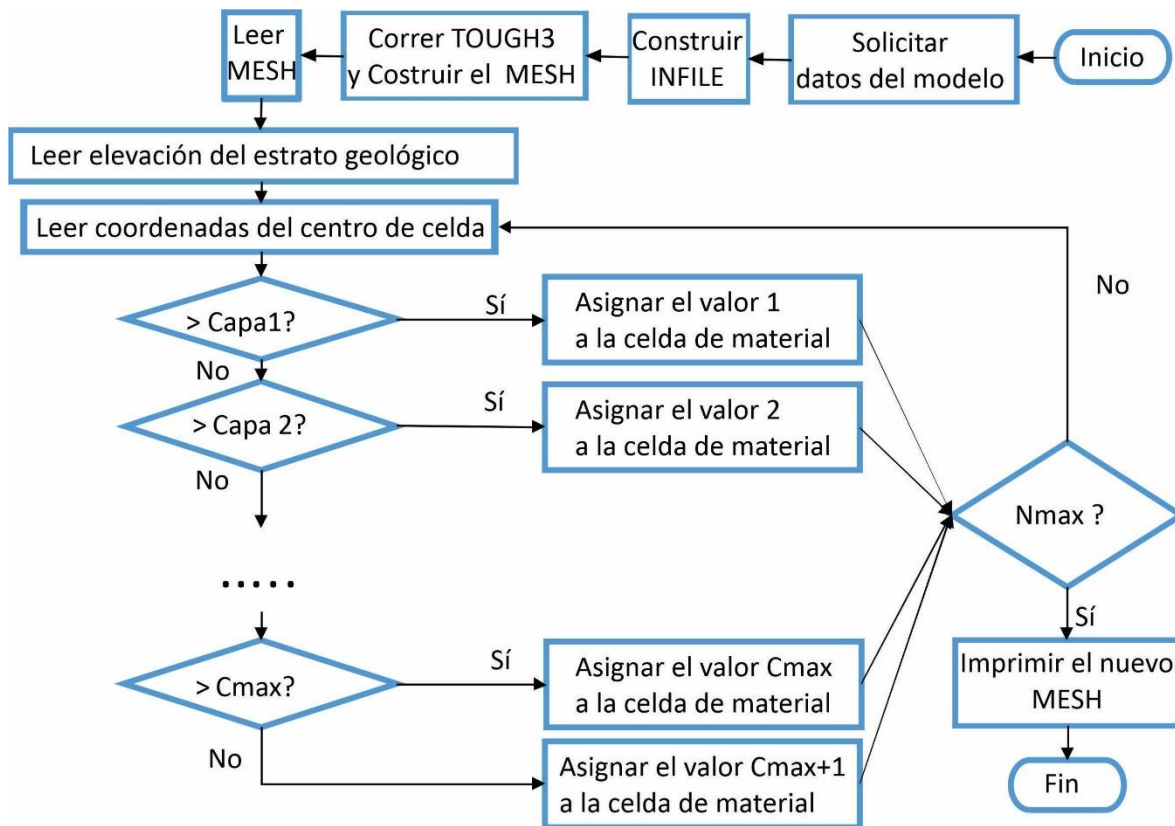
De acuerdo con los principios estratigráficos básicos establecidos en el siglo XVII (Steno, 1669), los estratos más recientes se depositan aproximadamente

horizontalmente sobre los estratos más antiguos; variantes provienen de eventos geológicos posteriores formando capas (Wellmann y Caumon, 2018). Por ello, es muy común tener un modelo geológico del área de estudio compuesto por capas, en el que cada capa define la separación entre los estratos geológicos. Por ejemplo, la primera capa puede ser el modelo de elevación digital, que define la separación entre la atmósfera y la topografía, la segunda capa definirá la separación del primer y segundo estrato geológico y así sucesivamente, hasta llegar al fondo del modelo.

El primer paso para construir un modelo de ArcMap compuesto por capas numéricamente compatible con TOUGH3 (Jung et al., 2018) es construir una malla en el modelo de ArcMap con la herramienta "Create Fishnet". Al utilizar esta herramienta se mostrará una ventana donde se debe definir el tamaño y la cantidad de celdas. También es imprescindible marcar la opción de crear puntos de etiqueta, que creará un punto en cada centro de celda, y de esta forma podemos ingresar los datos de elevaciones para cada capa que compone el modelo conceptual hidrogeológico estudiado. Entonces es necesario exportar la información de elevación de las capas del modelo para cada punto en un formato de "archivo.txt". Este "archivo.txt" resume el modelo conceptual y es el que será utilizado por el programa desarrollado aquí para crear un archivo compatible con TOUGH3 (Jung et al., 2018).

El siguiente paso consiste en ejecutar el código MATLAB, que le pedirá al usuario el número de celdas en el eje x , y su tamaño (en metros); luego solicita los mismos datos para los ejes y y z . Finalmente, el código pregunta al usuario el número de capas en su modelo y la elevación en el punto más alto del modelo, este último para referenciar las coordenadas del modelo ArcMap con las coordenadas creadas por MESHMAKER (debido a que las coordenadas del eje z deben ir de cero hacia abajo para coincidir con el formato de TOUGH3 (Jung et al., 2018)). Teniendo en cuenta todos los datos solicitados al usuario, el código creará un archivo INFILE con las instrucciones para construir una malla y ejecutará TOUGH3, dentro de la carpeta donde se está ejecutando el código. A continuación, se generará un archivo "MESH" con las dimensiones ingresadas por el usuario.

El código en MATLAB desarrollado aquí importa y lee el archivo “MESH”, así como el “archivo.txt” que se exportó desde ArcMap y que contiene el modelo conceptual. Posteriormente, el código lee todas las coordenadas del centro de la celda y las compara con las elevaciones topográficas y estratos geológicos para asignar el valor del estrato correspondiente. Si los valores de las coordenadas del centro de la celda evaluada están por encima de la elevación topográfica, el valor de uno (1) se asigna a la columna de material de esa celda; mientras que, si dichos valores de coordenadas están por debajo de la elevación topográfica y por encima de la elevación del primer estrato, se le asigna un valor de dos (2) a la columna de materiales de esa celda, y así sucesivamente. Luego, el código pasa a la siguiente celda y se repite el procedimiento hasta llegar a la última celda del modelo. Una vez que el código ha terminado con la evaluación de todos los centros de celdas del modelo, crea un nuevo archivo “MESH” que contiene una columna de material con los valores correctos para cada celda del modelo. El diagrama de flujo del código desarrollado se muestra en la Figura 13.



Simbología

Cmax?= Capa máxima? o ultima capa?

Nmax ? = numero de celda maximo? o ultima celda?

Figura 13. Diagrama de flujo del código desarrollado en MATLAB.

La estructura principal de los tipos de rocas se proporcionó con base en la distribución de unidades de roca encontrada en las secciones geológicas. Se utilizaron diez tipos de rocas para asignar propiedades de rocas; los cuales han derivado del proceso de validación del modelo. La configuración tridimensional del modelo resultante y las unidades de roca relacionadas (de manera individual y en forma conjunta) se muestra en la Figura 14.

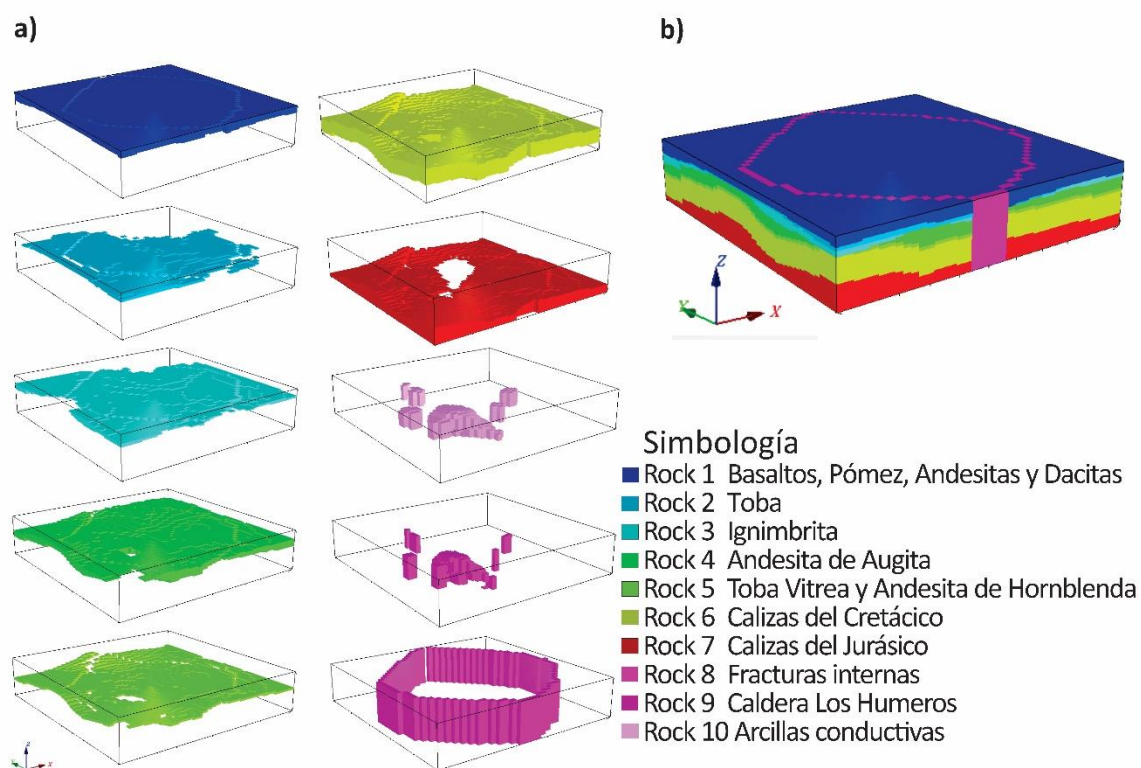


Figura 14. a) Componentes geológicos del modelo conceptual 3D del CGLH, mostrados individualmente, y b) Componentes geológicos mostrados en conjunto.

5.2.1.3. Condiciones iniciales y de contorno

La condición inicial del modelo se cargó en la rejilla especificando un perfil de presión hidrostática con agua a 25 °C, para que el modelo iniciara lleno de fluido a una temperatura uniforme. En la frontera superior del modelo se consideró una presión constante de la atmósfera y la temperatura a 2,500 msnm de cada uno de los pozos (Figura 15). Se asignó un área de recarga en el perímetro de las cuatro (4) capas inferiores del modelo con un flujo regional de agua a 150 °C proveniente de las zonas de recarga. La tasa de entrada total de fluido geotérmico fue de 640 l/s (1 kg/s en cada bloque) con una temperatura de 150 °C (entalpía especial de 1,056.43 kJ/kg). La temperatura del fluido se calculó mediante prueba y error y aplicando un proceso iterativo del modelo de estado natural. La ubicación de los bloques de recarga se ha definido con base en estudios geoquímicos (Martínez, 2020).

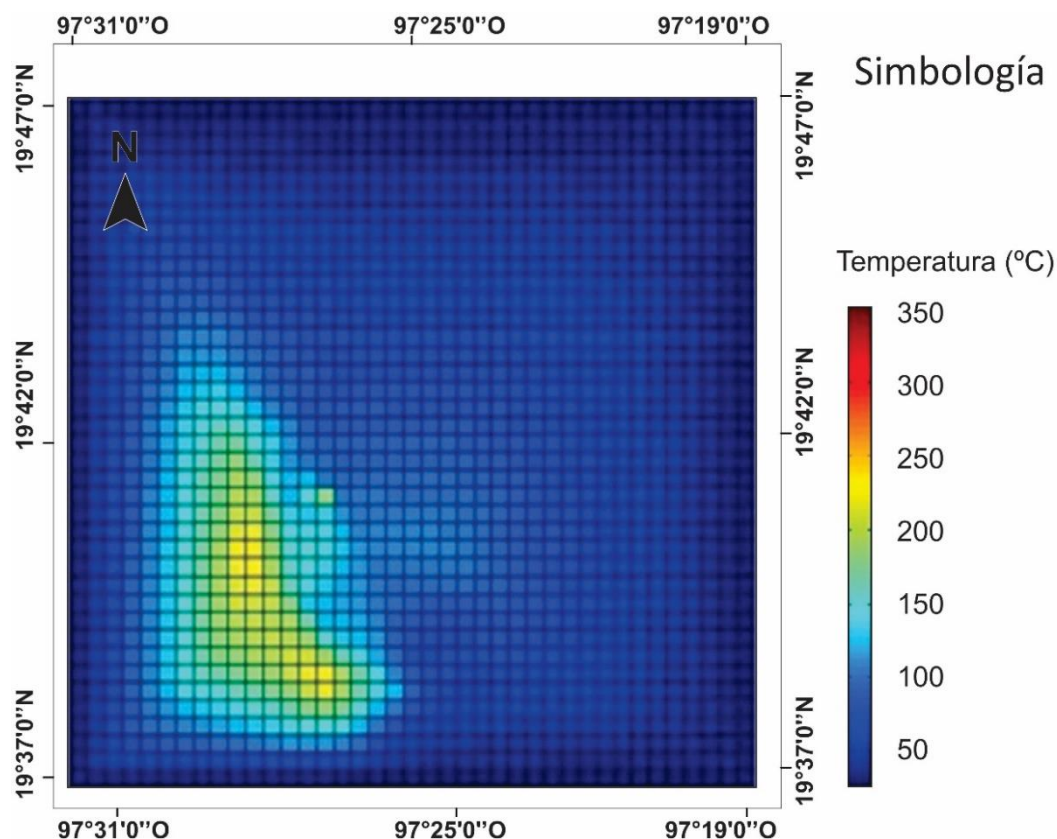


Figura 15. Temperatura del modelo conceptual hidrogeológico del CGLH en la frontera superior a 2,500 msnm.

El límite inferior del modelo está definido por un flujo de calor constante de una fuente de calor que bien podría ser una cámara de magma (Robin, 1982; Verma, 1985). Sin embargo, no se definió una fuente como tal sino únicamente el flujo de calor que genera según lo propuesto por Díaz-Martos (2018) y Paromita *et al.*, (2019), el cual asciende gradualmente desde la Caldera Los Humeros mientras se acerca a la Caldera Los Potreros (Figura 16).

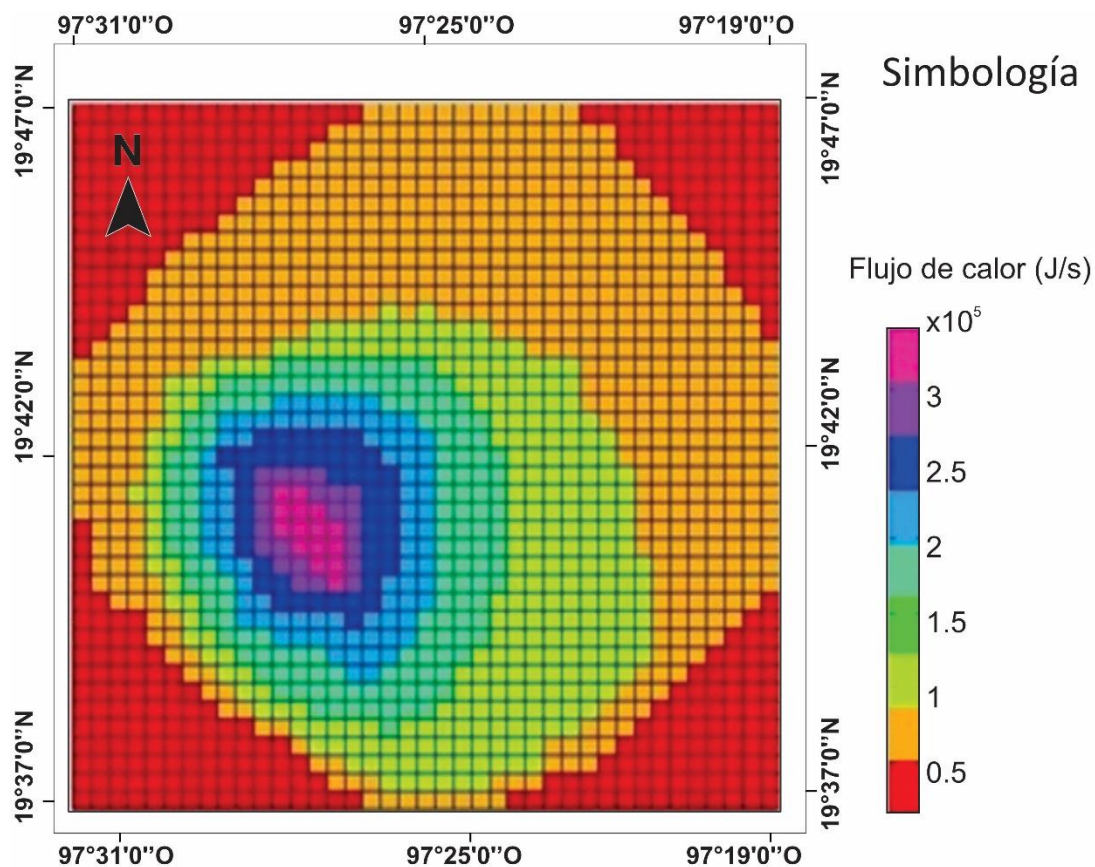


Figura 16. Flujo del calor en el fondo del modelo conceptual hidrogeológico del CGLH (a - 1,500 msnm).

5.2.2. Calibración

El modelo del CGLH se calibró de forma manual (con la técnica de prueba y error) mediante un ajuste de la permeabilidad (Tabla 3), el caudal de fluido y la entalpía específica de la recarga de alta temperatura asignada a los bloques de la capa inferior. Los valores iniciales de permeabilidad se asignaron a cada tipo de roca en función de las características hidráulicas generales de las formaciones. Para calibrar el modelo, los resultados obtenidos se compararon con las temperaturas medidas del yacimiento en 38 pozos publicados por Díaz-Martos (2018). La mayoría de los pozos se perforaron antes de la explotación del campo. Sin embargo, hay pozos que se perforaron después del inicio de la producción. En el caso de los pozos que se perforaron después del inicio de la producción, se asume que no han sido afectados térmicamente por la explotación del depósito. El modelo en estado estacionario se estableció en 1982, ya que fue el año en que se inició la explotación (Arellano *et al.*, 2000).

Tabla 3. Tipos de roca y la permeabilidad con la que se obtuvo el mejor ajuste después de la validación del modelo.

Roca	Descripción	Permeabilidad (en m ²)
Rock 1	Basaltos, Pómez, Andesitas y Dacitas	4.00E-14
Rock 2	Toba	2.36E-15
Rock 3	Ignimbrita	5.28E-17
Rock 4	Andesita de Augita	9.58E-15
Rock 5	Toba Vítreo y Andesita de Hornblenda	8.32E-17
Rock 6	Calizas del Cretácico	7.60E-15
Rock 7	Calizas del Jurásico	3.90E-15
Rock 8	Fracturas internas	1.50E-15
Rock 9	Caldera Los Humeros	8.90E-15
Rock 10	Arcillas conductivas	6.00E-17

De la comparación entre los datos recopilados en el trabajo de Díaz-Martos (2018) y algunos de los resultados numéricos de esta investigación, se puede apreciar un ajuste muy cercano entre los valores medidos y los correspondientes simulados (Figura 17). En el Apéndice B se encuentran los resultados de todos los pozos analizados en este trabajo.

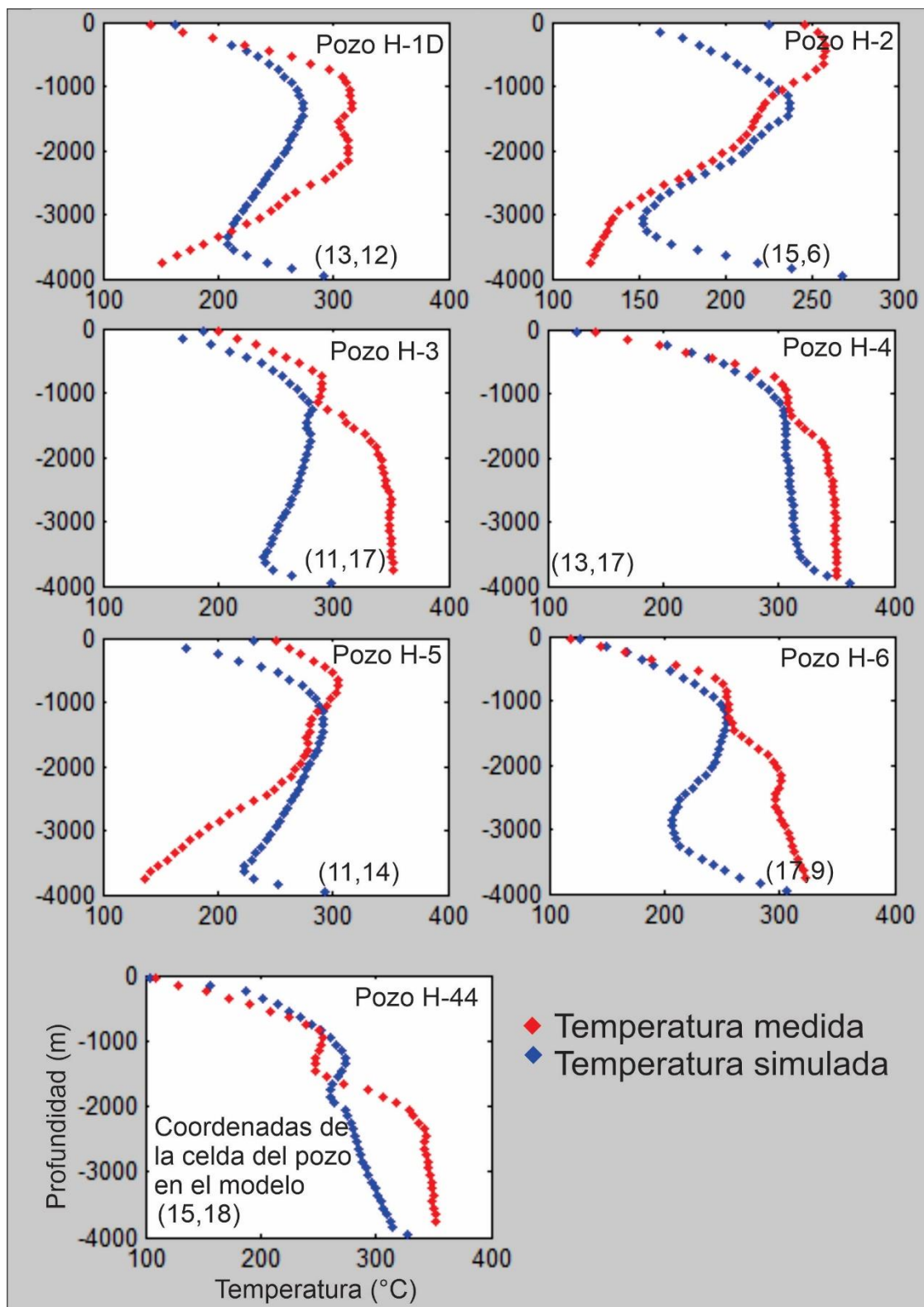


Figura 4. Temperaturas simulada y medida en los pozos H-1D, H-2, H-3, H-4, H-5, H-6 y H- 44.

5.2.3. Validación

En esta etapa se determinará el grado en que el modelo conceptual hidrogeológico propuesto es una representación acertada del mundo real. Para ello, se emplearon datos de Arellano *et al.* (2007) donde se publicó información que ha servido de base para la validación del modelo propuesto, tal como: 1. la producción e inyección de fluido total anual desde 1982 hasta 2006 (Figura 18a) (Tabla 4); 2. la producción de mezcla de 22 pozos (Figura 18b) (Tabla 5), y 3. el promedio de la presión al fondo del pozo (Figura 18c).

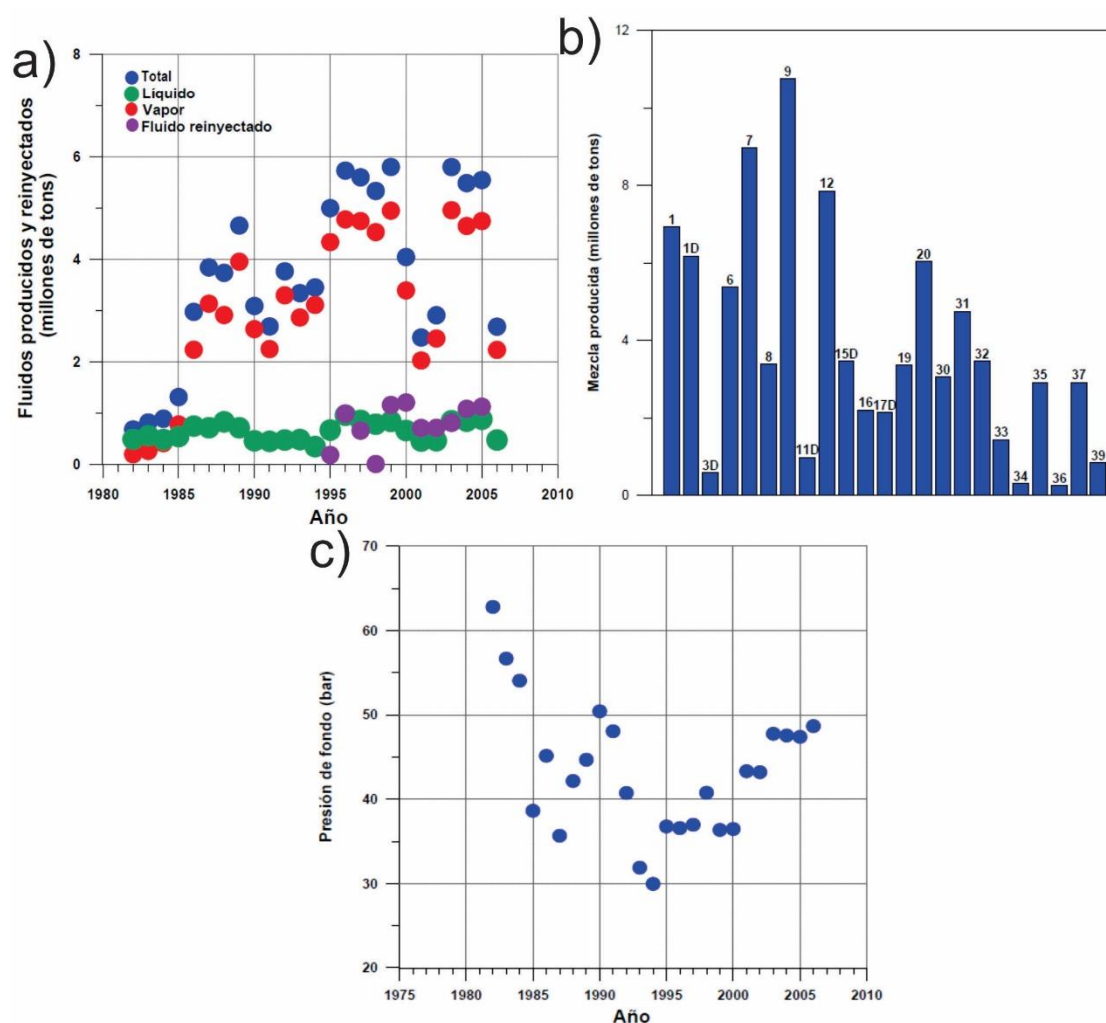


Figura 5. a) Producción total anual de mezcla desde 1982 hasta 2006; b) Producción de mezcla en 22 pozos, y c) Gráfica de la presión promedio al fondo del pozo (Arellano *et al.*, 2007).

Tabla 4. Producción total anual del CGLH de 1982 a 2006 (Digitalizado de Arellano *et al.*, 2007).

Año	Extracción total (millones de ton)	Vapor (millones de ton)	Líquido (millones de ton)	Inyección (millones de ton)
1982	0.7022	0.2028	0.4994	
1983	0.8476	0.2637	0.5839	
1984	0.8972	0.4144	0.4828	
1985	1.3206	0.7945	0.5261	
1986	2.9912	2.2500	0.7412	
1987	3.8515	3.1374	0.7141	
1988	3.7485	2.9222	0.8263	
1989	4.6717	3.9667	0.7050	
1990	3.0998	2.6570	0.4428	
1991	2.6990	2.2595	0.4395	
1992	3.7890	3.3071	0.4819	
1993	3.3447	2.8906	0.4541	
1994	3.4636	3.1156	0.3480	
1995	5.0104	4.3563	0.6541	0.1952
1996	5.7395	4.7900	0.9495	0.9985
1997	5.6221	4.7495	0.8726	0.6663
1998	5.3434	4.5402	0.8032	0.0170
1999	5.8052	4.9575	0.8477	1.1655
2000	4.0507	3.4118	0.6389	1.2196
2001	2.4863	2.0355	0.4508	0.7141
2002	2.9173	2.4613	0.4560	0.7223
2003	5.8137	4.9730	0.8407	0.8209
2004	5.5011	4.6481	0.8530	1.0955
2005	5.5567	4.7546	0.8021	1.1406
2006	2.6933	2.2446	0.4487	

Tabla 5. Volumen de mezcla producido por los pozos (Digitalizado de Arellano et al., 2007).

Pozo	Mezcla Producida (millones de ton)	Porcentaje respecto al total
H-1	6.9218	8.1379
H-1D	6.1811	7.2670
H-3D	0.5513	0.6482
H-6	5.3636	6.3059
H-7	8.9845	10.5630
H-8	3.3691	3.9610
H-9	10.7703	12.6625
H-11D	0.9687	1.1389
H-12	7.8611	9.2422
H-15D	3.4619	4.0701
H-16	2.1776	2.5602
H-17D	2.1109	2.4818
H-19	3.3517	3.9405
H-20	6.0333	7.0933
H-30	3.0502	3.5861
H-31	4.7606	5.5970
H-32	3.4532	4.0599
H-33	1.4152	1.6638
H-34	0.2962	0.3482
H-35	0.2367	0.2783
H-37	2.9154	3.4276
H-39	0.8223	0.9668

Considerando la información de la producción total anual y el volumen de mezcla producido por los pozos, se ha logrado obtener una descarga anual para cada pozo cuando se multiplicó el porcentaje del pozo por la producción anual. De este modo se asignaron descargas anuales para cada uno de los pozos desde 1982 hasta 2006 y se programó el modelo en estado transitorio (Apéndice A).

Para considerar el proceso de inyección durante la simulación se ha distribuido la inyección total entre los cuatro (4) pozos de inyección marcados por Arellano *et al.* (2007): Pozos H-13, H-29, H-38 y H-40 (Tabla 6).

Tabla 6. Inyección total para el CGLH de los pozos H-13, H-29, H-38 y H-40 (Digitalizado de Arellano et al., 2007).

Año	Inyección (millones de ton)
1995	0.1952
1996	0.9985
1997	0.6663
1998	0.017
1999	1.1655
2000	1.2196
2001	0.7141
2002	0.7223
2003	0.8209
2004	1.0955
2005	1.1406

Debido a que no se cuenta con información de la profundidad de extracción en los pozos, se asume que dicha extracción se realizó en la profundidad máxima perforada que aparece en los pozos en las diferentes secciones geológicas. La comparación entre la presión promedio al fondo de pozo calculada de Arellano *et al.* (2007) y la correspondiente presión promedio al fondo de pozo derivada del modelo propuesto se aprecia en la Figura 19, donde se puede observar una gran diferencia entre las presiones simuladas y las publicadas por Arellano *et al.* (2007), líneas azul y verde, respectivamente. Cuya diferencia podría atribuirse a que las profundidades de los pozos se obtuvieron de secciones geológicas, ya que no se cuenta con información más precisa al respecto. Además, la información de descarga es producto de la digitalización de la información gráfica, es decir, no son los datos exactos de descarga de los pozos.

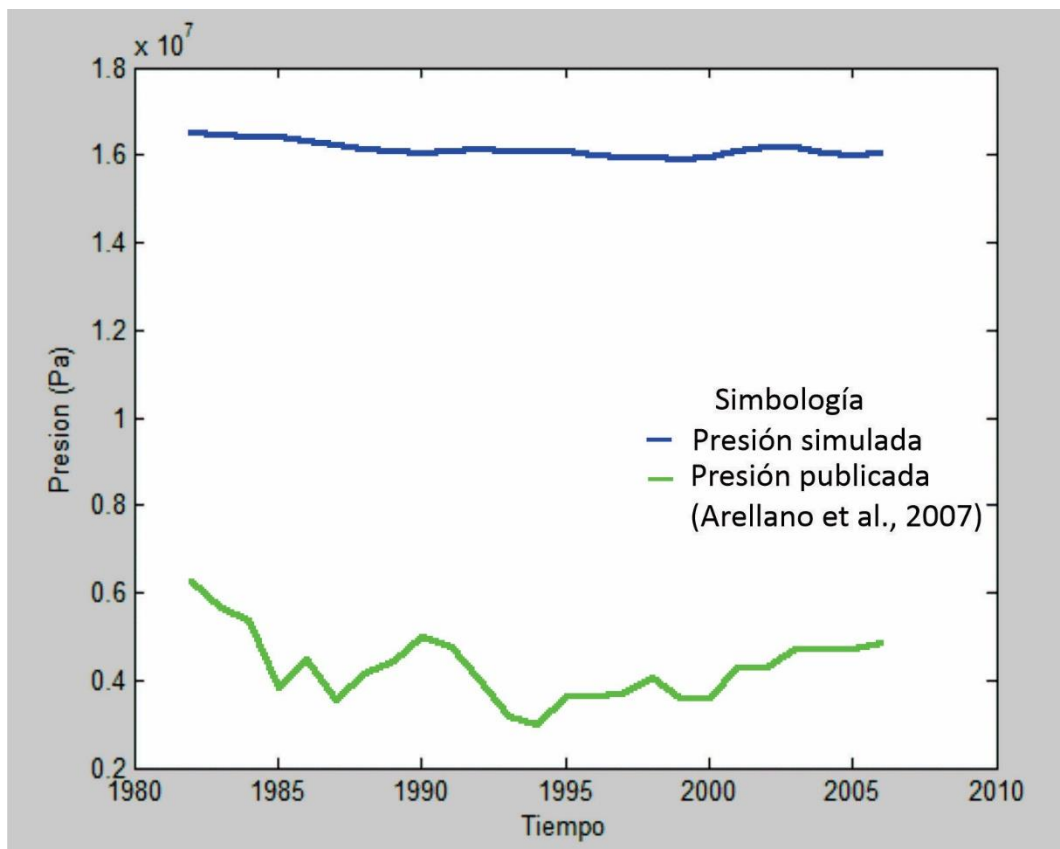


Figura 6. Comparación entre la presión promedio al fondo de pozo calculada de Arellano *et al.* (2007) y la presión promedio al fondo de pozo derivada del modelo propuesto en esta investigación.

En particular, se sabe que el pozo H-1 contaba inicialmente con una profundidad perforada de 1,458.6 m, con 297 m de revestimiento ranurado (1,153 – 1,450 m) y estuvo produciendo desde junio de 1982 a diciembre de 1993. Posteriormente, este pozo se desvió y dejó de operar. No obstante, se realizó una nueva perforación en la misma ubicación del pozo H-1 y se le dio el nombre de pozo H-1D, la cual contaba en ese entonces con una profundidad perforada de 1,850 m y 599 m de revestimiento ranurado (1,245 - 1,844 m) (Arellano *et al.*, 2015). Por ello, para el pozo en cuestión se asume que las profundidades de descarga son conocidas y, por lo tanto, considerando el dato de la presión de fondo del pozo en cuestión que ha sido publicada por Arellano *et al.* (2015), es posible realizar una comparación contra la presión de fondo calculada en esta investigación para este pozo en específico (Figura 20).

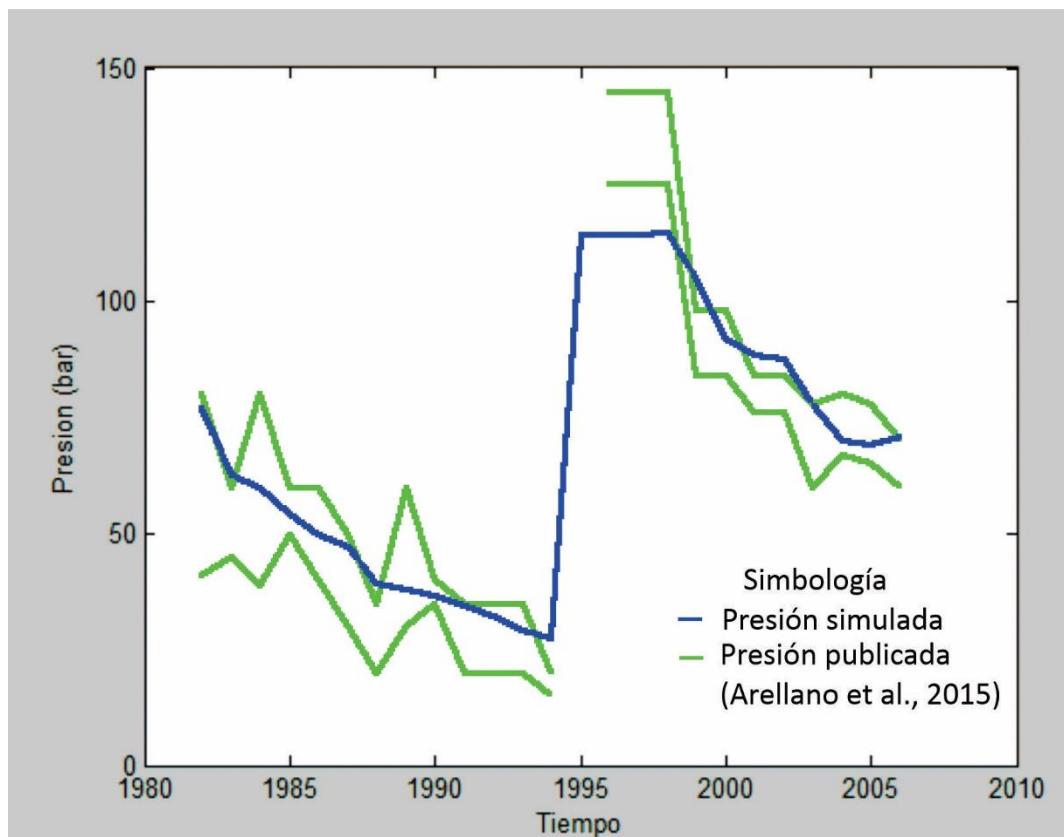


Figura 20. Comparación de las presiones de fondo en los pozos H-1 y H-1D. La línea verde corresponde a la información publicada por Arellano et al. (2015) y la línea azul a la simulada en esta investigación.

En la Figura 20 se presentan los resultados de presión del fondo del pozo H-1 y H-1D (único pozo del que se cuenta con información de profundidad y presión al fondo); en ella se puede apreciar un buen ajuste entre las líneas de presión al fondo del pozo publicada y simulada (la línea verde corresponde a la información publicada por Arellano et al. (2015) y la línea azul a la simulada en esta investigación). Con base en este análisis se puede suponer que si se contara con la información real de descarga y la profundidad de cada pozo, se podría calibrar con mayor precisión el modelo propuesto aquí para el estado transitorio.

5.2.4. Análisis de sensibilidad del modelo

El análisis de sensibilidad consiste en realizar un estudio de la variabilidad de los resultados debido a la modificación de los diferentes parámetros del modelo y definir cuáles de ellos son los que afectan más el comportamiento del modelo (Bundschuh y Suarez, 2010). Para el modelo en estado estacionario los parámetros que resultaron más importantes para la adecuada calibración fueron los siguientes:

- La distribución de las rocas en el modelo juega un papel muy importante, ya que define la ubicación del acuífero y las rutas que puede seguir el fluido en el modelo, ya sea el fluido de recarga o los fluidos calientes ascendentes (Bundschuh y Suarez, 2010). Por ello, es imprescindible la utilización de información existente de geología y geofísica que sirva de base para ubicar con mayor precisión los estratos rocosos en el modelo.
- La permeabilidad de las rocas es la propiedad que tiene el suelo de transmitir el fluido y juega un papel muy importante en la construcción del modelo, ya que también definirá el comportamiento de los estratos rocosos, es decir, le dará las propiedades para almacenar fluido al estrato que define el acuífero y también dará las propiedades a la roca que define la capa sello del reservorio. Así como definir el tiempo que tardará el fluido en atravesar cierto estrato, lo que se traduce en enfriamiento o calentamiento del mismo. Al reducir la permeabilidad del modelo en un orden de magnitud, el modelo presentó un error de convergencia en algunas celdas, las cuales se enfriaron o calentaron demasiado, por ende, la ecuación de estado no alcanzó una solución numérica con este software (sugiriendo que durante el modelado las temperaturas fueron mayores a los 390 °C, lo que resulta difícil de reproducir para TOUGH3 (Jung *et al.*, 2018)). Mientras que, al aumentar la permeabilidad del modelo en un orden de magnitud, el modelo presentó un descenso en la temperatura de 4.22°C en promedio en cada celda, lo que equivale a 1.2 % de la temperatura máxima del CGLH.
- El caudal del fluido de recarga es otro de los factores que más afecta el comportamiento del modelo, ya que si se supera por mucho la recarga real puede desequilibrar la temperatura del modelo o tornarse uniforme. Es decir, el modelo propuesto podría solo representar la temperatura del fluido de recarga en todo su

volumen; en contraparte, si el caudal de recarga es menor al caudal real, el modelo podría sobre calentarse. Al aumentar la recarga en un orden de magnitud la presión promedio del modelo aumentó 940,534.0 Pa, es decir el 6 % de la presión promedio del modelo y la temperatura promedio también aumentó 12.43 °C, el 3 % de la temperatura máxima del CGLH. Mientras que, al reducir la recarga en un orden de magnitud el modelo continuó en equilibrio con las mismas condiciones.

- La entalpía específica del fluido de recarga también es importante en algunos modelos, ya que si esta es muy elevada el modelo puede presentar temperaturas controladas por el fluido de recarga, al igual que si es muy baja también disminuirá la temperatura del modelo. Lo más prudente es acercarla al valor de la entalpía del estrato donde se está llevando a cabo la recarga del modelo, de este modo el fluido tomará la temperatura de acuerdo con el recorrido que realice por los estratos del modelo y tendrá un comportamiento más apegado a la realidad. En esta modelación, al aumentar o reducir la entalpía específica un orden de magnitud no se produjeron cambios en los resultados.

Por otra parte, los parámetros que resultaron más importantes del análisis de sensibilidad realizado durante la validación del modelo en estado transitorio son:

- El volumen de descarga en los pozos juega un papel muy importante en el comportamiento de la presión del modelo en estado transitorio, ya que si este es muy elevado el modelo reduciría su presión hasta que se genere un error de cálculo y no se ejecute correctamente o se aborte. También si el volumen de descarga es muy bajo las presiones del modelo superarán las presiones contra las que se está comparando. Al aumentar el volumen de descarga un orden de magnitud en el pozo H-1 la presión disminuyó en promedio 38.2 bares, es decir el 60 % de la presión promedio del pozo. Mientras que al disminuir el volumen de descarga un orden de magnitud la presión aumentó en promedio 16.6 bares, equivalente al 16 % de la presión promedio del pozo.
- La profundidad de la recarga y descarga en conjunto con el volumen de recarga y descarga del modelo. La profundidad a la que estas se realizan (recarga y descarga) también es muy importante para la validación del modelo, y que si esta

se realiza a una profundidad mayor que la profundidad real, la presión del modelo será superior que la presión contra la que se está comparando, y si esta se realiza a una profundidad menor que la profundidad real, la presión del modelo no alcanzará la presión contra la que se está comparando. Al disminuir la profundidad de la descarga en 100 m el promedio de presión del fondo del pozo H-1 aumentó 0.03 bares en 5 años, tan solo el 0.05 % de la presión promedio del pozo. Mientras que al aumentar la profundidad del pozo 100 m el promedio de presión del fondo del pozo H-1 disminuyó 10.9 bares en 5 años, equivalente al 18 % de la presión promedio del pozo.

En general, los factores antes mencionados son los más importantes para el adecuado funcionamiento del modelo y si estos están bien controlados la certidumbre del modelo aumentará (Tabla 7).

Tabla 7. Parámetros del análisis de sensibilidad del modelo del CGLH.

Parámetro	Modificación	% de afectación a la temperatura	% de afectación a la presión
Permeabilidad	+ un orden de magnitud	-1.2 %	Sin cambios
	- un orden de magnitud	Fuera de rango	Fuera de rango
Caudal de fluido de recarga	+ un orden de magnitud	+3%	+6%
	- un orden de magnitud	Sin cambios	Sin cambios
Volumen de descarga	+ un orden de magnitud	Sin cambios	-60%
	- un orden de magnitud	Sin cambios	+16%
Profundidad de descarga	+100 m	Sin cambios	-18%
	-100 m	Sin cambios	+0.05%

5.3. Discusión

5.3.1. Discusión del SGM

El modelo conceptual hidrogeológico propuesto para el SGM en este estudio y que representa un respiradero hidrotermal poco profundo con un potencial estimado de 0.48 MW, localizado en la intersección del lineamiento L3 con la Falla Agua Blanca Sur, considera las siguientes características.

a) Fuente de agua: se supone que el fluido que recarga el sistema geotermal es agua de mar, anóxica, local y antigua. b) Fuente de calor: la fuente térmica considerada es una intrusión magmática superficial remanente de vulcanismo pasado, ubicada a 2 km de profundidad, por ello, se supone que el acuífero se ubica entre el fondo oceánico y la fuente de calor en la zona fracturada del sur de la Península de Punta Banda, desde profundidades de aproximadamente -1,000 m y mayores. c) Hidrodinámica: después de la interacción agua-fuente geotérmica, el fluido aumenta su temperatura y disminuye su densidad para emerger a través de la intersección entre la Falla Agua Blanca Sur y el lineamiento L3. En dicha intersección, el agua emerge con una temperatura de 108 °C. d) Control estructural: el lineamiento L3 y otras alineaciones en la zona de estudio, acomodan la deformación producida por el movimiento lateral derecho presentado por los dos ramales del sistema de Falla Agua Blanca. Lo cual favorece el ascenso de fluidos hacia el sur de la Península de Punta Banda y explica porque no se encuentran manifestaciones térmicas en la intersección del lineamiento L3 con la Falla Agua Blanca Norte. e) Propuesta exploratoria: con base en el modelo conceptual hidrogeológico se propone que el plano de falla controla el flujo de calor desde la base del sistema geotérmico y favorece el ascenso de los fluidos desde el reservorio, por tal motivo, se considera que los pozos de exploración deben estar al sur de la Península de Punta Banda hasta profundidades de aproximadamente -1,000 m, para aprovechar el comportamiento natural del sistema de fallas. Este modelo conceptual hidrogeológico para el lineamiento L3, que forma parte del SGM, explica razonablemente la existencia del punto más caliente de la región y las condiciones que lo hacen posible. f) Limitaciones: el modelo propuesto no considera las características químicas del agua que alimenta al sistema, además para los

valores de permeabilidad, dispersividad longitudinal, permeabilidad, porosidad nodal y dispersividad transversal se utilizaron datos de la biblioteca de materiales de COMSOL Multiphysics y no los valores reales de permeabilidad que representan la geología del área de estudio, ni los valores de dispersividad longitudinal, permeabilidad, porosidad nodal y dispersividad transversal, debido a que no existen valores reportados para la región.

Además, se realizó la simulación del flujo de agua subterránea y el transporte de calor en estado estacionario (calibración) mediante el empleo del modelo numérico COMSOL Multiphysics (el cual es recomendado por Bundschuh y Suarez (2010) para la simulación de modelos geotérmicos). En la cual se incluye una discretización del dominio de flujo recomendada por COMSOL Multiphysics de 1,399 elementos de entre 0.48 m (con un área de $1.1\text{E}-1\text{m}^2$) y 717.00 m (con un área de $2.5\text{E}5\text{ m}^2$) de altura, tales elementos tienen el tamaño ideal para representar las características hidrológicas y geológicas que componen el perfil del modelo SGM.

Con base en los resultados de la calibración, se puede decir que las temperaturas calculadas reproducen con éxito las temperaturas medidas en el punto caliente de la superficie del lecho marino y en el depósito profundo, ya que estas varían entre 0 y 3 °C entre los datos medidos y los modelados, por lo cual el modelo conceptual hidrogeológico propuesto para el SGM se considera confiable.

5.3.2. Discusión del CGLH

Por otro lado, el modelo conceptual hidrogeológico propuesto para el CGLH en este estudio y que representa un sistema geotérmico de acuífero profundo, localizado en la sección fracturada dentro de la Caldera Los Potreros, a su vez dentro de la Caldera Los Humeros, considera las siguientes características:

- a) Fuente de agua: se supone que el fluido que recarga el sistema geotermal es en parte la infiltración directa del agua de lluvia hacia la caldera de la Microcuenca Los Humeros y, principalmente, flujos regionales provenientes de las cuencas circundantes a la Caldera Los Humeros, especialmente, de las Microcuencas Perote y Tepeyahualco; además, de la infiltración de agua en los afloramientos de roca Caliza de la Sierra Madre Oriental y durante su flujo hacia la Caldera Los Humeros.
- b) Fuente de calor: se asume un cuerpo intrusivo propílico fracturado con una corteza media y una resistividad relativamente alta, con alta capacidad calorífica a una profundidad de entre 15 y 20 km.
- c) Hidrodinámica: el agua recargada llega al yacimiento y aumenta su temperatura por el calor proveniente del fondo, después las diferencias de temperatura y presión provocan que el fluido ascienda por convección. Posteriormente, mientras el fluido asciende, se enfría y se dispersa en la parte superior del acuífero de mayor permeabilidad. Al mezclarse con agua fría cercana a la superficie una pequeña parte de este fluido se regresa por la Caldera Los Humeros para recargar nuevamente el reservorio.
- d) Control estructural: posiblemente, las fallas dentro de la Caldera Los Potreros controlen la conductividad del acuífero formando una zona de flujo ascendente en el yacimiento.
- e) Limitaciones: el modelo propuesto no considera las características químicas del agua que alimenta el sistema ni las reacciones que se pueden generar con los cambios de temperatura dentro del mismo, tampoco se consideraron flujos de salida natural de fluidos desde el CGLH hacia las cuencas circundantes.

El modelo conceptual hidrogeológico del CGLH se construyó con información respaldada por diferentes autores en sus respectivos trabajos. Para la geología se utilizaron seis (6) secciones geológicas de la CFE definidos por los mapas geológicos de Carrasco (2008) y el Servicio Geológico Mexicano (2012), así como

información de fotointerpretación y cortes litológicos de 47 pozos geotérmicos proporcionados por la CFE (2014) y el estudio de Carrasco-Núñez *et al.* (2017). Todo esto ha servido de base para proponer un modelo geológico compuesto por capas de espesores irregulares y zonas fracturadas debido a dos eventos de colapso de caldera. Siendo Los Humeros el primer colapso y el segundo Los Potreros. Mientras que, para la distribución y ubicación de puntos específicos del modelo que no aparecen en las secciones geológicas, como capas con arcillas producto de la precipitación, se utilizó información de estudios MT de Arzate *et al.* (2018) y Herrera (2018), quienes coinciden en la distribución de los estratos y concuerdan con una sección geológica del CGLH de Cedillo-Rodríguez (2012). Esto último es indicativo de que los resultados de los diferentes autores son consistentes y, por lo tanto, aportan certidumbre al modelo conceptual hidrogeológico propuesto en esta investigación. En cuanto a la definición espacial, el modelo conceptual incluye todas las estructuras geológicas importantes tales como las fallas internas a la Caldera Los Potreros, la Caldera Los Humeros y la estratificación de los distintos tipos de rocas. Las cuales pueden estar afectando el comportamiento del CGLH, ya que la superficie de 400 km² es suficiente para contener la Caldera Los Humeros y las fallas dentro de la misma. Además, la profundidad de 4 km del modelo simulado es suficiente para incluir al último estrato geológico muestreado, las Calizas del Jurásico, siendo por éste por donde se infiltra y realiza la recarga subterránea de flujos regionales. A pesar de que la profundidad del modelo simulado no abarca hasta la fuente de calor, esta es suficiente como para cubrir el acuífero y definir un flujo de calor proveniente desde la fuente de calor.

El modelo numérico incluye una discretización del dominio de flujo lo suficientemente fina como para reproducir las características hidrológicas y geológicas que componen el CGLH, ya que al realizar la conversión del modelo conceptual al modelo numérico no se pierde ninguna capa o estructura geológica del modelo con las celdas de 500 x 500 x 100 m que componen el modelo. Lo que nos hace concluir que el código aquí desarrollado y utilizado para reescribir tales componentes del modelo conceptual como números ha resultado eficiente y preciso, a diferencia de otros códigos que solo pueden representar estructuras

dentro de polígonos regulares como "AddBound", "AssignRock" y "iMatTOUGH". Posteriormente, la versión numérica de estos componentes del modelo conceptual se analiza con el simulador numérico TOUGH3, un programa de computadora que forma parte de la familia de códigos recomendada por Bundschuh y Suarez (2010) para la simulación de sistemas geotérmicos.

En la sección de calibración del modelo se presentaron los resultados del modelo en estado estacionario. Haciendo una comparación visual con los datos de temperatura reportados por Díaz-Martos (2018) (Figura 17) se puede apreciar un ajuste muy cercano entre los datos medidos y los simulados para los pozos H-2, H-4, H-5 y H-44. Aun así, para demostrar numéricamente este ajuste y evaluar el desempeño del modelo, se calculó el RMSE para las temperaturas calculadas y las medidas en los pozos analizados en este estudio (Figura 21 y Apéndice B).

El rango de error determinado con este método fue de 16.14 a 60.40 °C para la temperatura (Tabla 8). Como criterio para clasificar el ajuste en los pozos estudiados se realizó el cociente entre el valor del RMSE de cada pozo dividido por la temperatura máxima medida en el CGLH, que es igual a 418 °C (García, 2009). En consecuencia, se ha definido que los pozos con un cociente menor al 10% tienen buen ajuste, mientras que aquellos con un cociente entre 10% y 15% tienen un ajuste regular. No obstante, de acuerdo con algunos autores que han tomado en cuenta un criterio similar al que aquí se aplica, han considerado que valores de este cociente igual a 11.5% representan un ajuste adecuado (Seyedrahimi-Niaraq *et al.*, 2019), mientras que otros consideran adecuado hasta un valor de 16.5% (Yilmaz y Simsek, 2017). Con base en el criterio aquí establecido, es importante resaltar que durante la modelación en estado estacionario no se presentó ningún pozo con un porcentaje mayor al 15%.

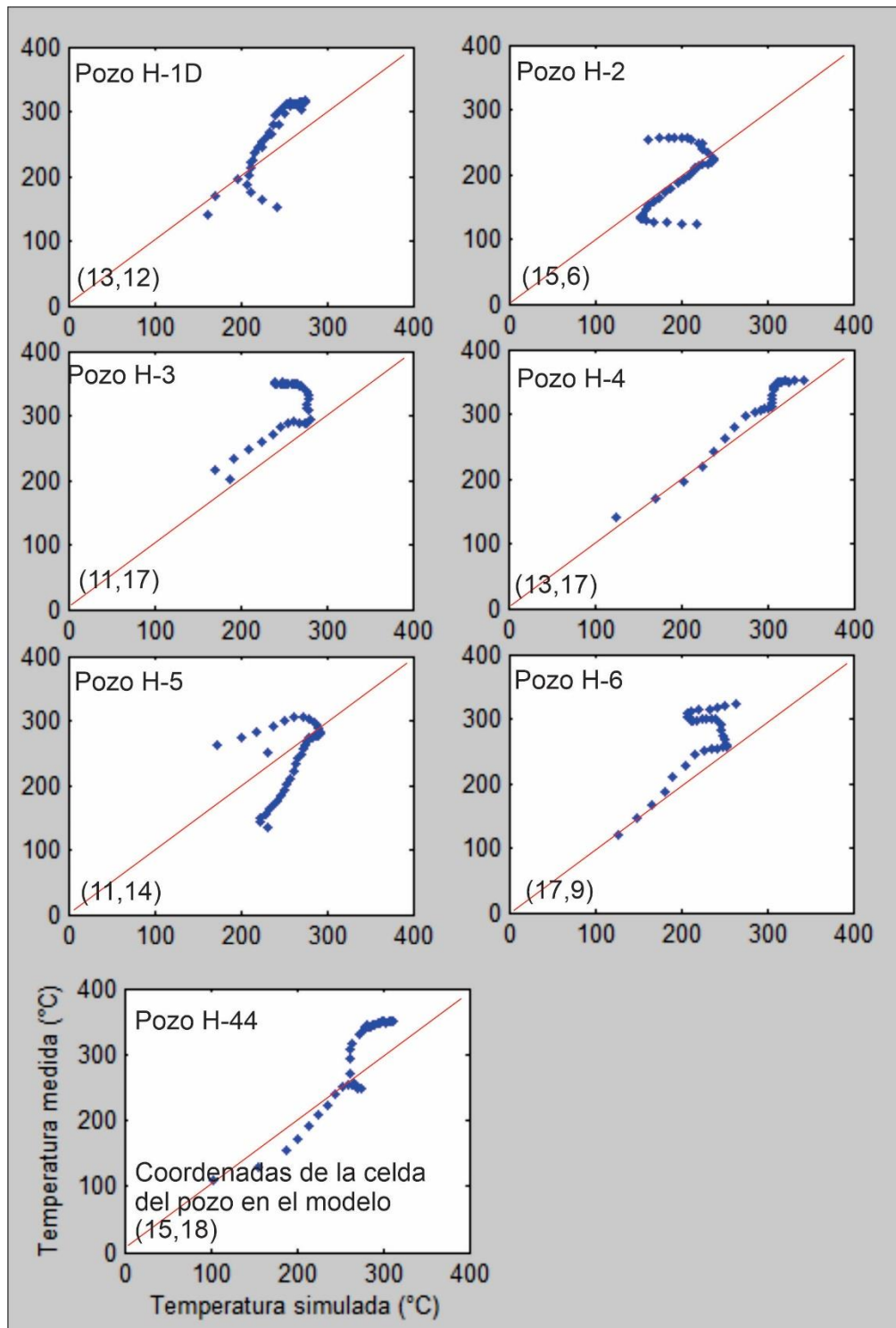


Figura 21. Graficas del RMSE entre la temperatura calculada y la medida en los pozos H-1D, H-2, H-3, H-4, H-5, H-6 y H- 44.

Tabla 8. RMSE de los pozos del CGLH.

Buen Ajuste			Ajuste regular		
Pozo	RMSE (°C)	Cociente [%]	Pozo	RMSE (°C)	Cociente [%]
H-31	16.14	3.86	H-14	42.54	10.18
H-34	16.44	3.93	H-30	44.73	10.70
H-36	16.44	3.93	H-6	45.28	10.83
H-35	18.54	4.44	H-22	46.45	11.11
H-26	21.52	5.15	H-10	48.31	11.56
H-20	21.76	5.21	H-21	50.69	12.13
H-4	22.63	5.41	H-13	50.88	12.17
H-9	22.79	5.45	H-12	55.22	13.21
H-16	22.98	5.50	H-3	57.69	13.80
H-37	27.20	6.51	H-7	59.79	14.30
H-2	27.58	6.60	H-15	60.40	14.45
H-28	28.43	6.80			
H-23	30.75	7.36			
H-32	31.63	7.57			
H-27	32.29	7.73			
H-38	33.59	8.04			
H-44	34.11	8.16			
H-1-D	34.45	8.24			
H-5	36.39	8.71			
H-17	37.10	8.88			
H-29	37.22	8.91			
H-19	37.58	8.99			
H-33	38.65	9.25			
H-11	38.69	9.26			
H-18	39.57	9.47			
Promedio:			35.81	8.56	

En promedio, el RMSE obtenido de la modelación numérica del CGLH fue de 35.81 °C, el cual se obtuvo comparando el registro de la temperatura en los pozos con los resultados del modelo; dicho promedio equivale al 8.56 % de la temperatura máxima del modelo y de acuerdo con la clasificación definida para los ajustes de los pozos, el modelo tiene un buen ajuste.

En la Figura 22 se puede apreciar la distribución de los pozos con buen ajuste (representados con un cuadro en color verde) y los pozos con ajuste regular (estos se representan con un cuadro en color amarillo). Además, se puede observar que los pozos en las regiones central, noreste y suroeste, son los que tienen mejor ajuste; mientras que los pozos con ajuste regular se encuentran dispersos en el campo geotérmico. Esta situación se debe principalmente a que el comportamiento del campo no es homogéneo, ya que, de un punto a otro, aunque sean cercanos las propiedades de los estratos pueden variar, posiblemente, debido al fracturamiento del área de estudio. Aun así, hay más pozos con buen ajuste que pozos con ajuste

regular en el dominio de flujo. Por lo tanto, en general, se considera que el ajuste del modelo es aceptable y se encuentra bien calibrado, por lo que se supone que el modelo reproduce el comportamiento medido del CGLH en estado estacionario

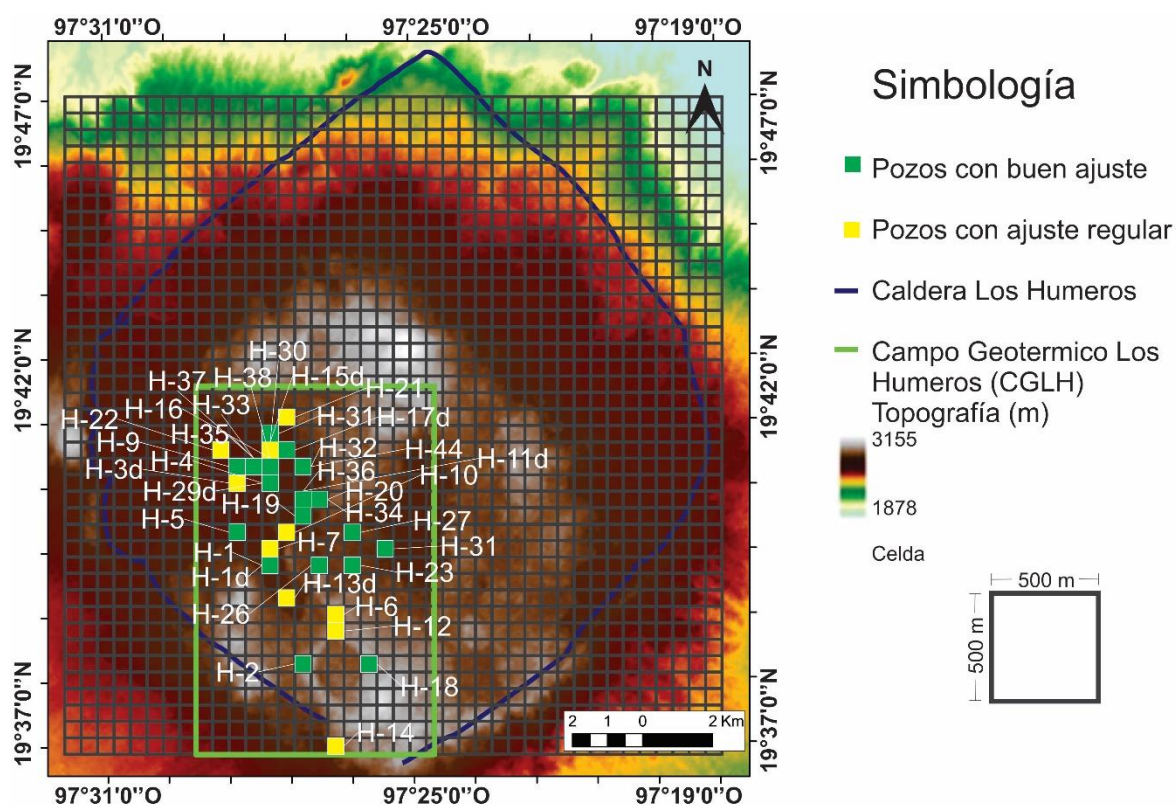


Figura 22. Distribución de los pozos con buen ajuste y ajuste regular en el CGLH.

En la sección de validación del modelo se presenta la presión del modelo en estado transitorio y los datos de presión promedio al fondo de pozo publicados por Arellano *et al.* (2007) (Figura 19) y la presión del fondo del pozo H-1 y H-1D (Figura 18). En dicha información puede apreciarse un desajuste muy marcado en la presión promedio al fondo de pozo (Figura 19). Aun así, en la comparación de la presión para el fondo del pozo H-1 y H-1D resultan con un buen ajuste. Para demostrar numéricamente tal ajuste y evaluar el desempeño del modelo en estado transitorio, se calculó el RMSE para las presiones simuladas y las reportadas por Arellano *et al.* (2007) y Arellano *et al.* (2015) (Figura 23).

La comparación del RMSE para el modelo propuesto en el estado transitorio contra los resultados del promedio de presión reportados por Arellano *et al.* (2007), ha resultado ser 137 bares mayor, siendo hasta 227.11 % mayor que la presión más alta reportada y percibiéndose como una validación no aceptable (Figura 23a). No obstante, específicamente, los resultados del modelo para el pozo H-1 y H-1D en comparación con los resultados de presión del mismo pozo reportados por Arellano *et al.* (2015) sí han mostrado un mejor ajuste (Figura 23b).

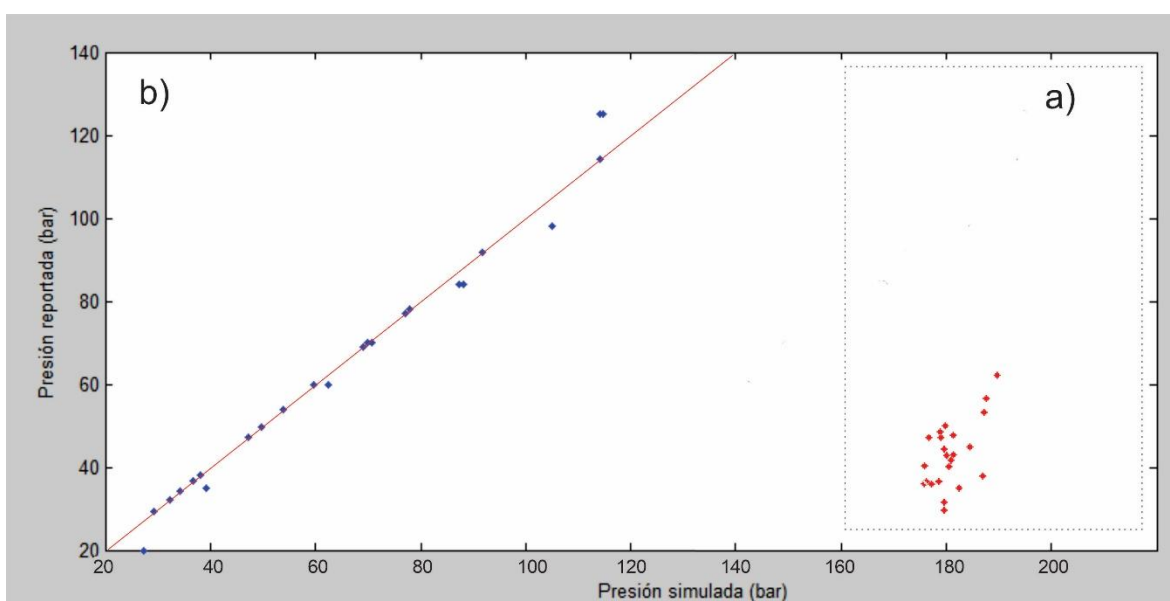


Figura 23. a) RMSE del promedio de presión al fondo de pozo del modelo en estado transitorio y el promedio de presión reportado por Arellano *et al.* (2007) (representado con puntos rojos), y b) RMSE de presión al fondo de pozo H-1 y H-1D del modelo propuesto para el CGLH, estado transitorio, y la presión reportada por Arellano *et al.* (2015) (representado con puntos azules).

La comparación del RMSE para el modelo en el estado transitorio, específicamente para el pozo H-1 y H-1D, contra los resultados de presión reportados por Arellano *et al.* (2015), ha resultado de 4.43 bares, lo que equivale al 3.05 % de la presión máxima reportada para el fondo de esos pozos. Por ello, de acuerdo con el criterio establecido en la sección 5.2.3. *Discusión del CGLH*, se considera que este modelo propuesto está bien validado y cuenta con buen ajuste, ya que tiene un RMSE menor al 10 %.

Además, en el análisis de sensibilidad se mencionó que la profundidad de extracción en el modelo juega un papel muy importante en la obtención de buenos resultados en las presiones del modelo y como se indicó en la sección de validación, a excepción del pozo H-1 y H-1D, las profundidades de extracción de los pozos no son confiables, debido a que dicha información se extrajo de secciones geológicas. Por lo que se supone que el desajuste entre los datos de presión promedio del fondo de pozo del modelo propuesto y los de Arellano *et al.* (2007) puede deberse a que las profundidades de extracción no son las reales.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se presentan las conclusiones derivadas de esta investigación y se proponen algunas recomendaciones para mejorar la construcción del modelo conceptual hidrogeológico para cada zona de estudio, por ende, los resultados de la modelación numérica del flujo de agua subterránea y transporte de calor.

6.1. Conclusiones

Se modeló numéricamente el flujo de agua subterránea y el transporte de calor de los yacimientos geotérmicos del SGM y el CGLH a partir de los modelos conceptuales propuestos en el presente estudio. En los cuales se ha definido la recarga, la fuente de calor y los flujos convectivos que se generan dentro de los sistemas geotérmicos; tales flujos, debido a la interacción entre el calor y el fluido en el entorno que provee la geología de cada zona de estudio. Ambos modelos conceptuales hidrogeológicos propuestos en este proyecto (SGM y CGLH) pueden ser de gran utilidad para estudiar la explotación de los recursos geotérmicos en la región de Ensenada, BC, México, y en la región de Los Humeros, Puebla, México, y así contribuir al desarrollo energético sostenible del país. Además, se concluye lo siguiente:

1. Se ha diseñado y construido un modelo conceptual hidrogeológico del SGM, el cual sirve para explicar el funcionamiento general del sistema geotérmico y su relación con el sistema de fallas de la Falla Agua Blanca.
2. Con base en el modelo conceptual hidrogeológico del SGM se ha elaborado un modelo numérico mediante la discretización del perfil del lineamiento L3.
3. El modelo numérico del SGM se calibró con las temperaturas del fondo del reservorio de aproximadamente 164 °C y la superficie del fondo marino de 105 °C. Además, se estimó que la región de Punta Banda tiene un potencial geotérmico de 0.48 MW factible de ser explotado y se propone que la ubicación de los pozos exploratorios debe ser unos 400 m al sur de la Península de Punta Banda, aproximadamente a 1,000 m de profundidad, para aprovechar el comportamiento natural del sistema de la Falla Agua Blanca.

4. Se ha diseñado y construido un modelo conceptual hidrogeológico del CGLH; el cual sirve para comprender el funcionamiento general del campo geotérmico.
5. El modelo conceptual hidrogeológico del CGLH se ha discretizado en una rejilla de 64,000 elementos para construir su modelo numérico.
6. Se calibró el modelo numérico del CGLH mediante el ajuste de columnas de temperaturas simuladas y reportadas, obteniéndose un RMSE promedio de 8.56 %, el cual fluctúa desde 3.86 hasta 14.45 %. De este modo se ha logrado estimar el orden de magnitud de los parámetros involucrados en el flujo de agua subterránea y el transporte de calor en el área de estudio.
7. Se validó el modelo numérico del CGLH mediante el ajuste de las presiones simuladas y las reportadas para los pozos H-1 y H-1D, obteniéndose un RMSE promedio de 3.05 % para la presión máxima reportada para el fondo de esos pozos. Durante la validación del modelo numérico del CGLH destacó que las profundidades de extracción de los pozos fueron clave en el proceso de ajuste entre las presiones simuladas y las reportadas.
8. Se realizó un análisis de sensibilidad al modelo del CGLH, en el cual se puede observar que los parámetros que afectan más al comportamiento del modelo en estado estacionario son: la distribución y la permeabilidad de las rocas, así como el caudal del fluido de recarga. Mientras que, los parámetros que resultaron más importantes durante la validación del modelo en estado transitorio son: el volumen de descarga en los pozos, la profundidad de la recarga y descarga, así como el volumen de recarga.

6.2 Recomendaciones

Asumiendo que el modelo del SGM reproduce con éxito las temperaturas reportadas para los puntos más calientes en el área de estudio, una en la superficie del lecho marino y la otra para el reservorio profundo, se considera que puede ser utilizado para simular la explotación del recurso geotérmico. Sin embargo, con el fin de conocer con mayor detalle los valores reales de la permeabilidad que representa la geología del área de estudio, se recomienda que los valores de la dispersividad longitudinal, permeabilidad, porosidad nodal y dispersividad transversal sean muestreados en campo mediante la realización de ensayos de permeabilidad. Lo anterior, dado que este tipo de pruebas no se han realizado en el área de estudio y no existe un rango de valores reportados para la región. Posteriormente, los resultados de tales muestreos se podrían utilizar como datos de entrada para llevar a cabo las simulaciones de los escenarios de explotación de flujo de agua subterránea y transporte de calor, en lugar de utilizar valores de la biblioteca de materiales de COMSOL Multiphysics.

Mientras que para el modelo del CGLH se recomienda considerar algunos flujos de salida del fluido que podrían estar calentando el agua de ciertos pozos del Valle de Perote. A pesar de que la temperatura en estos pozos pudiera darse por la misma fuente de calor considerada en este trabajo para el modelo propuesto del CGLH, no se descarta que la anomalía de temperatura en los pozos sea debido a fluidos que estén saliendo desde el CGLH.

Bibliografía

- Allen, C. R., Silver, L. T., y Stehl, F. G., 1960. AGUA BLANCA FAULT—A MAJOR TRANSVERSE STRUCTURE OF NORTHERN BAJA CALIFORNIA, MEXICO, Geological Society of America Bulletin, 71(4), 457-482. Doi: [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1960\)71\[467:ABFMTS\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1960)71[467:ABFMTS]2.0.CO;2)
- Álvarez, R. y Yutsis, V., 2017. Potential fields modeling of the Serdán Oriental basin, Eastern Mexico, South Am. Earth Sci, vol. 80, pp. 375–388.
- Aranda, G. M., Marrett, R. y Eguiluz de Antuñano, S., 2000. Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México. Obtenido de: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=edsbas&AN=edsbas.3167D7E1&site=eds-live>
- Arango-Galván, C., Prol-Ledesma, R. M., y Torres-Vera, M. A., 2015. Geothermal prospects in the Baja California Peninsula, Geothermics, vol. 55, pp. 39–57. Doi: <https://libcon.rec.uabc.mx:4440/10.1016/j.geothermics.2015.01.005>
- Arango-Galvan, C., Prol-Ledesma, R. M., Flores-Marquez, E. L., Canet, C., y Villanueva Estrada, R. E., 2011. Shallow submarine and subaerial, low-enthalpy hydrothermal manifestations in Punta Banda, Baja California, Mexico: Geophysical and geochemical characterization, Geothermics, vol. 40(2), pp. 102–111. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2011.03.002>
- Aranz Geo Limited., 2014. User Manual for Leapfrog, Christchurch 8140.
- Arellano, V. M., García, A., Barragán, R. M., Izquierdo, G., Aragón, A., y Pizano, A., 2000. Distribución inicial de presión y temperatura del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, Boletín iie, pp. 169-177. Obtenido de: <https://www.ineel.mx/bolEA00/aplica.pdf>
- Arellano, V.M., García, A., Ramírez, M., López, S., Paredes, A., Aragón, A., y Tovar, R., 2015. The Response to Exploitation of the Los Humeros (México) Geothermal Reservoir, Proceedings World Geothermal Congress.
- Arellano, V.M., Aragón, A., Barragán, R.M., Flores, M., Ramírez, M., y Tovar, R., 2007. Análisis de Datos de Producción y Condiciones Termodinámicas del Fluido de Alimentación de Pozos de Los Humeros, Pue., MEMORIAS DEL CONGRESO ANUAL 2007 LOS HUMEROS, PUE.
- Arellano, V.M., García, A., Barragán, R.M., Izquierdo, G., Aragón, A., y Nieva, D., 2003. An updated conceptual model of the Los Humeros geothermal reservoir (Mexico), Journal of volcanology and geothermal research, vol 124. Num 1-2, pp 67-88. Obtenido de: <http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=search&terms=14735450>
- Arellano, V.M., García, A., Barragán, R.M., Izquierdo, G., Aragón, A., Nieva, D., Portugal, E. y Torres, I., 1998. Desarrollo de un modelo básico actualizado del yacimiento geotérmico de Los Humeros, Pue. Informe IIE/11/11459/I01/F, Instituto de Investigaciones Eléctricas— Comisión Federal de Electricidad, Cuernavaca, pp. 450.
- Arzate, F. Corbo-Camargo, G. Carrasco-Núñez, J. Hernández, y Yutsis, V., 2018. The Los Humeros (Mexico) geothermal field model deduced from new geophysical and geological data, Geothermics, vol. 71, pp. 200–211. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2017.09.009>
- Ávalos, H. C., Alcántar, A. G., González, I. M., López, R. P., y Patrón, E. R., 2015. Cuencas hidrográficas. Fundamentos y perspectivas para su manejo y gestión. Red Mexicana de Cuencas Hidrográficas.

- Avis, J., Calder, N., y Walsh, R., 2012. MVIEW—A POWERFUL PRE- AND POST-PROCESSOR FOR TOUGH2. PROCEEDINGS, TOUGH Symposium 2012, Berkeley, California.
- Bateman, A. 2011. Hidrología básica y aplicada. Brazilian Journal of Biology, vol. 71, pp. 241-253.
- Beltrán, A. M., 1999. Evaluación del flujo de calor y potencial geotérmico en la región de Ensenada, B.C. México. (Tesis de maestría), Universidad Autónoma de Baja California, Ensenada.
- Bernard, R., Taran, Y., Pennisi, M., Tello, E., y Ramirez, A., 2011. Chloride and Boron behavior in fluids of Los Humeros geothermal field (Mexico): A model based on the existence of deep acid brine. Applied Geochemistry, vol. 26, pp. 2064–2073. Obtenido de: <http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=search&terms=25262510>
- Bundschuh, J., Suarez A. M., 2010. Introduction to the numerical modeling of groundwater and geothermal systems, pp. 479. ISBN978-0-415-40167-8.
- Calcagno, P., Evanno, G., Trumpy, E., Gutiérrez-Negrín, L. C., Macías, J. L., Carrasco-Núñez, G. y Liotta, D., 2018. Preliminary 3-D geological models of Los Humeros and Aocolco geothermal fields (Mexico) – H2020 GEMex Project. Advances in Geosciences, vol. 45, pp. 321-333. Obtenido de: <https://adgeo.copernicus.org/articles/45/321/2018/>
- Campos, D. A., 1992. Procesos Del Ciclo Hidrológico. Obtenido de: <http://ninive.uaslp.mx/xmlui/handle/i/3331>
- Campos-Enríquez, J.O., Garduño-Monroy, V. H., 1987. The shallow structure of Los Humeros and Las Derrumbadas geothermal fields, Mexico. Geothermics, vol. 16, pp. 539-554. Doi: [https://doi.org/10.1016/0375-6505\(87\)90038-1](https://doi.org/10.1016/0375-6505(87)90038-1)
- Canet, C., Prol-Ledesma, R. M., 2006. Procesos de mineralización en manantiales hidrotermales submarinos someros. Ejemplos en México / Mineralizing processes at shallow submarine hydrothermal vents: examples from Mexico. Boletín de La Sociedad Geológica Mexicana, vol. 58(1), pp. 83–102. <https://libcon.rec.uabc.mx:4440/10.18268/bsgm2006v58n1a3>
- Carrasco Núñez, G., 2008. Estudio de estratigrafía volcánica de la secuencia andesítica del campo geotérmico Los Humeros, Puebla. CFE Subdirección de proyectos Geotermoeléctricos, Subgerencia de estudios, pp. 1-54.
- Carrasco-Núñez, G., López-Martínez, M., Hernández J., y Vargas, V., 2017. Subsurface stratigraphy and its correlation with the surficial geology at Los Humeros geothermal field, eastern Trans-Mexican Volcanic Belt. Geothermics, vol. 67, pp. 1–17. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2017.01.001>
- Casado-Fernandez, C., 2006. Manual basico de MATLAB. Servicios Informáticos U.C.M.
- Cedillo, F., 1997. Geología del subsuelo del campo geotérmico de Los Humeros, Pue. Informe HU/RE/03/97, Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Residencia Los Humeros, Puebla, pp. 1-30.
- Cedillo-Rodríguez, F., 2012. Interpretación de fallas con secciones de iso-resistividad aparente en los campos de Los Azufres, Michoacán y Los Humeros, Puebla, México. XX Annual Congress of the Mexican Geothermal Association. Morelia, México.
- CFE (Comisión Federal de Electricidad), 2014. Estudio geohidrologico en el campo geotermico Los Humeros, Puebla. Reporte interno.

- COMSOL, 2008. COMSOL Multiphysics software and users guide. Version 3.5. Obtenido de: https://doc.comsol.com/5.4/doc/com.comsol.help.comsol/COMSOL_ReferenceManual.pdf
- CONAGUA, 2015. Actualización de la disponibilidad media anual de agua en el acuífero Maneadero (0212), estado de Baja California. Obtenido de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/103409/DR_0212.pdf
- Corral, G. R., Guzman, E. J., Zamora, T. E., y Ruiz., 2003. Carta Geológico-Minera Ensenada H11-2 Baja California. Servicio Geológico Mexicano. Obtenido de: http://mapserver.sgm.gob.mx/Cartas_Online/geologia/2_H11-2_GM.pdf
- Cruz, F. A., 1986. Gravimetría de la cuenca del Arroyo San Carlos, Ensenada, B.C. Tesis de Maestría, Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Ensenada, B.C.
- Cruz Falcón, A. y Vázquez González, R., 1989. Gravimetría del Valle de Maneadero-Chapultepec, Ensenada, B.C., con aplicación a la geohidrología. Gravimetry of the Maneadero-Chapultepec Valley, Ensenada, B.C., with application to geohydrology. Ciencias Marinas, vol. 15(4), pp. 21-38. Doi: <http://dx.doi.org/10.7773/cm.v15i4.675>
- Cruz-Castillo, M., 2002. CATÁLOGO DE LAS FALLAS REGIONALES ACTIVAS EN EL NORTE DE BAJA CALIFORNIA, MÉXICO. GEOS, pp. 37-42. Obtenido de: <https://www.ugm.org.mx/publicaciones/geos/pdf/geos02-1/Cruz-Castillo02-1.pdf>
- Daniilidis, A., Nick, H. M. y Bruhn, D. F., 2020. Interdependencies between physical, design and operational parameters for direct use geothermal heat in faulted hydrothermal reservoirs, vol. 86. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101806>
- Dehina, K., Mokhtari, A. M., y Souyri, B., 2020. Energy modelling of a new co-current coaxial earth – water to air- heat exchanger. Case study: Heating of house in Biskra - Algeria. Geothermics, vol. 87. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101836>
- Diaz-Martos, A. S., 2018. Steady State Numerical Modelling of Los Humeros Goethermal Field. Master's Thesis. School of Science and Engineering at Reykjavík University. Obtenido de: <http://hdl.handle.net/1946/31880>
- Egbert, G. D., y Kelbert, A., 2012. Computational recipes for electromagnetic inverse problems. Geophysical Journal International, vol. 189, pp. 251-267. Doi: <https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2011.05347.x>
- Ferriz, H., y Mahood, G. A., 1984. Tasas de erupción y crecimiento composicional en el Centro Volcánico Los Humeros, Puebla, México. Journal of Geophysical Research, vol. 89. Doi: [10.1029/JB080i010p08511](https://doi.org/10.1029/JB080i010p08511)
- Ferriz, H., 1982. Geologic and preliminary reservoir data on the Los Humeros geothermal system, Puebla, Mexico. Proceedings eighth workshop geothermal reservoir engineering Stanford University, pp. 19-24. Obtenido de: <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGASstandard/SGW/1982/Ferriz.pdf>
- Flores, L. I., 2016. Presencia de esteroides fecales, plaguicidas y alquilfenoles en aguas subterráneas y su relación con el tipo de uso de suelo en el Valle de Maneadero, Baja California. Tesis de Maestría, Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Ensenada. Obtenido de: <https://cicese.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1007/673>
- García, G. A., 2009. Estado térmico inicial del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, México. Geotermia, vol. 22, No.1, pp. 59-70. Obtenido de: <https://biblat.unam.mx/hevila/Geotermia/2009/vol22/no1/5.pdf>
- Gastil, R. G., y Bertine, K. K., 1981. Thermal water provinciality in southern and Baja California, U.S.A. and Mexico. Geological Society of America.
- GEMex., 2016. <http://www.gemex-h2020.mx/>. Consultado 29/03/2019.
- Gil, V. L., 2010. Modelo numérico para determinar el impacto por la operación de pozos costeros en la zona del acuífero de Maneadero. Tesis de Maestría, Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Ensenada. <https://cicese.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1007/870>

- Gómez-Arias, E., 2019. La geotermia en México: retos y oportunidades. 5^{to} Encuentro y 3^{er} Congreso Internacional de la Red SUMAS RETOS Y OPORTUNIDADES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA SEGURIDAD ALIMENTARIA, HÍDRICA Y ENERGÉTICA EN MÉXICO.
- González, A. Z. I., 2019. Desarrollo sostenible y evaluación del impacto ambiental de tres yacimientos geotérmicos con potencial de explotación en México. Proyecto de investigación. Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada (CICESE). Obtenido de: <http://cemiegeo.org/index.php/proyectos/desarrollos-tecnologicos-para-explotacion/p25/p25-antecedentes> Consultado 08/03/2021.
- González, G. H., 2018. Evaluación técnica y financiera del sistema hidrotermal de baja entalpía "La Jolla", Ensenada, Baja California, México. (Tesis maestría), Universidad Nacional Autónoma de México, Ensenada. Obtenido de: <https://colecciondigital.cemiegeo.org/xmlui/handle/123456789/1987>
- González-Fernández, A., Martín-Atienza, B., y Paz-López, S., 2012. Identificación de fallamiento en la península de Punta Banda, B.C., apartir de datos de topografía, magnetometría y gravimetría. GEOS, vol. 20(2), pp. 98-106. Obtenido de: <https://www.ugm.org.mx/publicaciones/geos/pdf/geos00-2/Gonzalez-Fernandez00-2.pdf>
- Herrera, C. J.C., 2018. Modelado magnetotérmico tridimensional del Campo Geotérmico de Los Humeros. Tesis de Maestría en Ciencias de la Tierra. Universidad Nacional Autónoma de México, pp. 169. Obtenido de: <http://132.248.9.195/ptd2018/septiembre/0780084/Index.html>
- Hinojosa, E. T., 2005. Estado de Equilibrios Soluta-Mineral y Saturación de Minerales de Alteración en Fluidos Geotérmicos de alta temperatura de México, pp. 271.
- Hiriart, R. M., Prol-Ledesma, S., Alcocer, S., y Espíndola., 2010. Submarine Geothermics; Hydrothermal G. vents and electricity generation Proceedings of the World Geothermal Congress (2010). Obtenido de: <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/3704.pdf>
- Huaico Malhue, A. I., 2014. Estrategia para el estudio y gestión de la desertificación y bases para el monitoreo en el mediterráneo latinoamericano con estudios de caso en Chile y México. Tesis de Doctorado, Universidad Autónoma de Baja California, Ensenada. Obtenido de: <https://drive.google.com/a/uabc.edu.mx/file/d/0ByZyFBRL67c0UVZYa3dHaFMzeXc/view?usp=sharing> Consultado: 07 July 2020.
- INEGI, 2017. Anuario Estadístico del Estado de Puebla, Veracruz y Tlaxcala. Obtenido de: http://internet.contenidos.inegi.org.mx/contenidos/Productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/nueva_estruc/anuarios_2017/702825094973.pdf
- IAEA, 2001. Indicators for Sustainable Energy Development. Division of Public Information, Vienna.
- INEGI, 2019. Guía para la Interpretación de Cartografía Climatológica. Obtenido de: http://internet.contenidos.inegi.org.mx/contenidos/productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/geografia/publicaciones/guias-carto/clima/CLIMATIII.pdf. Consultado 29/03/2019.
- International Formulation Committee, 1967. A Formulation of the Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance, IFC Secretariat, Düsseldorf, Germany.
- James, A. L., 1972. Geochemical evaluation of temperature at depth for a proposed geothermal reservoir in the Ensenada-Punta Banda area, Baja California, Mexico. (Undergraduate research report), SDSU. USA.
- Jung, Y., Pau, G. S. H., Finsterle, S., y Pollyea, R. M., 2017. TOUGH3: A new efficient version of the TOUGH suite of multiphase flow and transport simulators. Computers and Geosciences, vol. 108, pp. 2–7. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2016.09.009>

- Jung, Y., Pau, G. S. H., Finsterle, S. y Doughty, C. A., 2018. TOUGH3 Guía del usuario, Versión 1.0. En TOUGH3 Guía del usuario Versión 1.0. Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley.
- Kelbert, A., Meqbel, N., Egbert, G. D., y Tandon, K., 2014. ModEM: A Modular System for Inversion of Electromagnetic Geophysical Data. *Computers & Geosciences*, vol.66, pp. 40-53. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2014.01.010>
- Khait, M., y Voskov, D., 2018. Operator-based linearization for efficient modeling of geothermal processes. *Geothermics*, vol. 74, pp. 7–18. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2018.01.012>
- Kömürçü, M. İ., y Akpınar, A., 2009. Importance of geothermal energy and its environmental effects in Turkey. *Renewable Energy*, vol. 34(6), pp. 1611–1615. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.11.012>
- Krause, D. C., 1965. Tectonics, Bathymetry, and Geomagnetism of the Southern Continental Borderland West of Baja California, Mexico. *Geological Society of America Bulletin*. Volume 76. *Geological Society of America Bulletin*, vol. 76, pp. 617–650. Doi: [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1965\)76\[617:TBAGOT\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1965)76[617:TBAGOT]2.0.CO;2)
- Lelli, M., Kretzschmar, T. G., Cabassi, J., Doveri, M., Sanchez-Avila, J. I., Gherardi, F., Magro, G., y Norelli, F., 2020. Fluid geochemistry of the Los Humeros geothermal field (LHGF - Puebla, Mexico): New constraints for the conceptual model. *Geothermics*, vol. 90. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101983>
- Lindal, B., 1973. Industrial and other applications of geothermal energy. *Geothermal energy: Earth science*, pp. 135-148.
- Ma Zhenyu., 2019. The Importance of Phase Transition in Closed Loop Geothermal Power Generation System Using CO2 as Working Fluid. Department of Environment Systems Graduate School of Frontier Sciences The University of Tokyo. Tesis de Maestria.
- Martínez, G. A., 2020. Relación hidrogeoquímica e isotópica del acuífero superficial del Valle de Perote, Veracruz con el reservorio del campo geotérmico Los Humeros, Puebla. Thesis of master in Science. Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Baja California, pp. 111. Obtenido de: <http://cicese.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1007/3275>
- Mena, M., y González-Morán, T., 1978. Regional gravity of Los Humeros volcanic area. *Geofísica Internacional*, vol. 17, pp. 429-443. Obtenido de: <http://www.journals.unam.mx/index.php/geofisica/article/view/39184/35629>
- Mooser, F., y Ramírez, M. T., 1987. Faja Volcánica Transmexicana: Morfoestructura tectónica y vulcanotectónica. *Bol. Soc. Geol. Mexicana Tomo XLVIII No. 2*.
- Moridis, G. J., 2016. Energy Geosciences Division Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA.
- National Laboratory Lawrence Berkeley., 2021. TOUGH PRE AND POST PROCESSORS. Consultado: 01/12/2021 <https://tough.lbl.gov/software/tough-pre-and-post-processors/>
- Norini, G., Carrasco-Núñez, G., Corbo-Camargo, F., Lermo, J., Rojas, J. H., Castro, C., Bonini, M., Montanari, D., Corti, G., Moratti, G., Piccardi, L., Chavez, G., Zuluaga, M. C., Ramirez, M., y Cedillo, F., 2019. The structural architecture of the Los Humeros volcanic complex and geothermal field. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, vol. 381, pp. 312-329. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2019.06.010>
- Norini, G., Gropelli, G., Sulpizio, R., Carrasco-Núñez, G., Dávila-Harris, P., Pellicoli, C., Zucca, F., y De Franco, R., 2015. Structural analysis and thermal remote sensing of the Los Humeros Volcanic Complex: Implications for volcano structure and

- geothermal exploration. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, vol. 301, pp. 221–237. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2015.05.014>
- Olivas, R.1953. Influencia del Macizo de Teziutlan Sobre los Sedimentos Mesozoicos y Terciarios, y posibilidades petrolíferas de estos. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*.
- OECD/IEA, 2001. *Toward a Sustainable Energy Future*.
- OECD/IEA, 2002. *Toward Solution Sustainable Development in the Energy Sector*.
- Ordaz-Méndez, C.A., Flores-Armenta, M., Ramírez-Silva, G., 2011. Potencial geotérmico de la República Mexicana. *Geotermia*, vol. 24, pp. 50-58. Obtenido de: <https://biblat.unam.mx/hevila/Geotermia/2011/vol24/no1/5.pdf>
- Palacios-Hertweg, L. y García-Velázquez, H., 1981. Informe geofísico del proyecto geotérmico Los Humeros–Las Derrumbadas, Estados de Puebla y Veracruz, Comisión Federal de Electricidad. Informe Interno, pp. 96.
- Paromita, D., Dominique, K., Marquart, G., y Montegrossi, G., 2019. Report on the calibrated reservoir model for the super-hot reservoir at Los Humeros and its calibration against available field data. Reporte, pp. 64. Obtenido de: https://data.d4science.org/shub/E_Njllbm1nOWRObE1MWHB5SmJvVVJDk2k5Nm1XczRVVml2Y3FsNDZvZVVZYU1BRkFFWfo3bTVMNm1hRFBBNzJZRA==
- Paromita, D., Knapp, D., Clauser, C., y Montegrossi, G., 2019. Modeling Natural Steady State of Super-Hot Geothermal Reservoir at Los Humeros, Mexico. Conferencia de European Geothermal Congress 2019. Obtenido de: https://www.researchgate.net/publication/334671369_MODELING_NATURAL_STEADY-STATE_OF_SUPER_HOT_GEOHERMAL_RESERVOIR_AT_LOS_HUMEROS_MEXICO
- Peláez, Z., R., 2017. Geotermia en México, Un Potencial Potencial de Energía “Inagotable”. *Ecología*, Edición 88. Obtenido de: <https://petroquimex.com/geotermia-en-mexico-un-potencial-de-energia-inagotable/>
- Pérez-Flores, M. A., Suárez-Vidal, F., Gallardo-Delgado, L. A., González-Fernández, A. y Vázquez, R., 2004. Structural pattern of the Todos Santos Coastal Plain, based on geophysical data. *Ciencias marinas*. ISSN 0185-3880, vol.30 no.2. obtenido de: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0185-38802004000300008
- Pérez-Reynoso, J.,1978. Geología y petrografía de Los Humeros. *Geomimet*, vol. 91. pp. 97-106. Obtenido de: <http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=PASCALGEODEBRGM7920091346>
- Prol, R. M., y González Moran, T., 1982. Modelo Preliminar Del Régimen Térmico Conductivo en La Caldera De Los Humeros, Puebla. *Geofísica Internacional*, vol. 21: 3, pp. 295-307. Obtenido de: <http://www.journals.unam.mx/index.php/geofisica/article/view/39254>
- Prol-Ledesma, R. M., y Morán-Zenteno, D. J., 2019. Heat flow and geothermal provinces in Mexico. *Geothermics*, vol. 78, pp. 183-200 Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2018.12.009>
- Prol-Ledesma, R. M., 1998. Pre- and post-exploitation variations in hydrothermal activity in Los Humeros geothermal field, México. *J. Volc. and Geoth. Res.* Vol. 83. pp. 313-333. Obtenido de: <http://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=search&terms=2411090>
- Pruess, K., 2003. *The TOUGH Codes - A Family of Simulation Tools for Multiphase Flow and Transport Processes in Permeable Media*. Earth Sciences Division, Lawrence

- Berkeley National Laboratory University of California, Berkeley, CA 94720. Obtenido de: <http://www.escholarship.org/uc/item/14x983pr>
- Pruess, K., Oldenburg, C., y Moridis, G., 1999. TOUGH2 users guide, Version 2.0, Lawrence Berkeley Laboratory Report LBL-43134, Berkeley, California.
- Quijano, J.L. y Torres, M., 1995. The Los Humeros geothermal reservoir, a case of very high temperature system. Proceedings of the World Geothermal Congress 1995. Florence, Italy, May 18-31, vol. 3, pp. 1569-1573. Obtenido de: http://explore.bl.uk/primo_library/libweb/action/display.do?tabs=detailsTab&gathStatTab=true&ct=display&fn=search&doc=ETOCCN018528768&indx=1&recIds=ETOCN018528768
- Rivera, B. A., 1985. Aplicación de un modelo numérico para simular el comportamiento hidráulico del acuífero que sirve como fuente de abastecimiento a la Central Nucleo eléctrica Laguna Verde. Tesis Maestría. Universidad Autónoma de Nuevo Leon. Obtenidda de: <http://cdigital.dgb.uanl.mx/te/1020072400/1020072400.html>
- Robin, C., 1982. Relations volcanologie-magmatologie-geodynamique, application au passage entre volcanisme alcalin et andesitique dans le Sud Mexicain (Axe Transmexicain et Province Alcaline Orientale). These de Doc. DEtat Univ. De Clermont-Ferrand 2, pp.503
- Rocha, L. V., y Juárez, H. E., 2011. Evaluación geológico-estructural de la falla Los Humeros como conductora de fluidos hidrotermales. CFE, Subdirección de generación, Gerencia de Proyectos geotermoeléctricos, pp. 6-20.
- Rockwell, K. T., Hatch, E. M., y Shug, L. D., 1987. Late Quaternary rates Agua Blanca and borderland faults: Final Technical Report USGS.
- Rodi, W., Mackie, R., 2001. Nonlinear conjugate gradients algorithm for 2-D magnetotelluric inversion. Geophysics, vol. 66. Nº 1, pp. 174-187. Doi: <http://dx.doi.org/10.1190/1.1444893>
- Roine, A., 2006. HSC Chemistry. Obtenido de: <https://www.hsc-chemistry.com/>
- Romo-Jones, J. M., Gutiérrez-Negrín, L. C., Canchola-Félix, I., 2020. 2019. Mexico Country Report. IEA Geothermal. Obtenido de: <https://drive.google.com/file/d/1Nq9gPbgzto7bMvv5hktjhi5JBxwJXV49/view?usp=sharing>
- Salgado, E. J., Medina, F. S., y Covarrubias, A. M., 2014. Estudio Geohidrologico en el campo Geoermico de los Humeros, Pue.
- Secretaría de Programación y Presupuesto (SPP)., 1981. Carta hidrológica de aguas subterráneas Ensenada H11-2.
- Stefansson, V., 2000. The renewability of geothermal energy. In: Proceedings 2000 World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, pp. 883-888.
- Steno, N., 1669. De Solido Intra Solidium Naturaliter Contento Dissertationis Prodromus. Florence.
- Seyedrahimi-Niaraq, M., Doulati Ardejani, F., Noorollahi, Y., Porkhial, S., Itoi, R., y Jalili N, S., 2019. A three-dimensional numerical model to simulate Iranian NW Sabalan geothermal system. Geothermics, vol. 77, pp. 42-61. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2018.08.009>
- Servicio Geológico Mexicano, 2017. Museo virtual/ Aplicaciones de la geología/ Geotermia Obtenido de: https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Geotermia.html consultado 17/05/2021

- Servicio Geológico Mexicano, 2012. Inventario de Recursos Minerales de la carta Guadalupe Victoria E14-B35, escala 1:50,000, estados de Puebla, Veracruz y Tlaxcala. Carta Inventario Minero Guadalupe Victoria E14-B35, Escala 1:50,000. Informe.
- Sheinbaum-Pardo C., Ruiz-Mendoza B. J., y Rodríguez-Padilla V., 2012. Mexican energy policy and sustainability indicators. *Energy Policy*, vol. 46, pp. 278–283. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.060>
- Tarbut, E., J., y Lutgens, F., K., 2005. Ciencias de la tierra. Pearson Educación S. A., Madrid. ISBN: 978-84-832-2690-2, pp. 736.
- Thunderhead Engineering., 2018. PetraSim User Manual. Manhattan, KS 66502.
- Torres, M., 1995. Characterization of the reservoir of the Los Humeros, México, Geothermal Field. Proceedings of the World Geothermal Congress 1995. Florence, Italy, May 18-31, vol. 3, pp. 1561-1567.
- Tran, A., Dafflon, B., y Hubbard, S., 2016. iMatTOUGH: An open-source Matlab-based graphical user interface for pre- and post-processing of TOUGH2 and iTOUGH2 models. *Computers & Geosciences*, vol. 89, pp. 132-143 Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cageo.2016.02.006>
- Ungemach, P., Antics, M. y Papachristou, M., 2005. Sustainable Geothermal Reservoir Management. Proceedings World Geothermal Congress 2005. Antalya, Turkey, 24-29 April 2005.
- Verma, S. P., 1985. Heat source in los humeros geothermal area, Puebla, Mexico. *Transactions*, vol. 9, pp. 521-525. Obtenido de: <http://repositorio.ineel.mx/jspui/handle/123456789/129>
- Verma, S. P., Pandarinath, K., y Santoyo, E., 2008. SolGeo: A new computer program for solute geothermometers and its application to Mexican geothermal fields. *Geothermics*, vol. 37(6), pp. 597–621. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2008.07.004>
- Vidal, F.V., Welhan, J., Vidal, V.M.V., 1982. Stable isotopes of helium, nitrogen and carbon in a coastal submarine hydrothermal system. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, vol. 12, pp. 101–110. Doi: [https://doi.org/10.1016/0377-0273\(82\)90006-3](https://doi.org/10.1016/0377-0273(82)90006-3)
- Vidal, V. M., Vidal, F. V., Isaacs, J. D., y Young, D. R., 1978. Coastal submarine hydrothermal activity off northern Baja California. *JGR Solid Earth*, vol. 83(B4), pp. 1681-1856. Doi: <https://doi.org/10.1029/JB083iB04p01757>
- Vidal, V.M.V., Vidal, F.V. and Isaacs, J.D. 1981. Coastal submarine hydrothermal activity of Northern Baja California 2. Evolutionary history and isotope geochemistry. *Journal of Geophysical Research*, vol. 86, pp. 9451-9468 Doi: <https://doi.org/10.1029/JB086iB10p09451>
- Vidal, V.M.V., y Vidal, F.V., 2003. Geothermometry of the coastal submarine hydrothermal system off Punta Banda. In: Soto, L.A. (Ed.), Agustín Ayala Castañares, universitario, impulsor de la investigación científica. Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, UNAM, México, D.F., México, pp. 111–121.
- Viggiano, J.C. y Robles, C., 1988. A. Mineralogía hidrotermal en el campo geotérmico de Los Humeros, Pue., I: Sus usos como indicadora de temperatura y del régimen hidrológico. *Geotermia*, vol. 4, No. 1.a, pp. 15-28.
- Viggiano, J.C., y Robles, C., 1988. B. Mineralogía hidrotermal en el campo geotérmico de Los Humeros, Pue., II: Geometría del yacimiento, *Geotermia*, Vol. 4, No. 1, pp. 29-40.
- Weber, J. F., 2014. Parámetros del modelo de infiltración de Horton obtenidos mediante el uso de un simulador de lluvia, Córdoba, Argentina *Ambiente & Agua – An Interdisciplinary Journal of Applied Science*, vol. 9, pp. 161-172. Doi: <https://doi.org/10.4136/ambi-agua.1320>

- Wellmann, F., y Caumon G., 2018. 3-D Structural Geological Models: Concepts, Methods, and Uncertainties, vol. 59, pp. 1-121 Doi: <https://doi.org/10.1016/bs.agph.2018.09.001>
- Yañez-García, C., García-Durán, S. y Casique-Vásquez, J., 1979. Geothermic exploration in the Los Humeros–Derrumbadas area. Geoth. Res. Coun. Trans., Vol. 3. pp. 801-803. Obtenido de: <https://www.geothermal-library.org/index.php?mode=pubs&action=view&record=1000510>
- Yao, C., Shao, Y., Yang, J., Huang, F., He, C., Jiang, Q., y Zhou, C., 2020. Effects of fracture density, roughness, and percolation of fracture network on heat-flow coupling in hot rock masses with embedded three-dimensional fracture network. Geothermics, vol. 87. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101846>
- Yilmaz Turali, E., y Simsek, S., 2017. Conceptual and 3D simulation modeling of the Sorgun hydrothermal reservoir (Yozgat,Turkey). Geothermics, vol. 66, pp. 85–100. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2016.11.012>
- Zheng-Wei L., Xia-Ting F., Yan-Jun Z., y Tian-FuXu., 2018. Feasibility study of developing a geothermal heating system in naturally fractured formations: Reservoir hydraulic properties determination and heat production forecast. Geothermics. vol. 73. pp. 1–15. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2018.01.002>

Apéndice A

Tabla A1. Descargas anuales para cada uno de los pozos desde 1982 hasta 2006.

Extracción (millones de ton)																									
Pozo	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
H-1	0.057	0.069	0.073	0.107	0.243	0.313	0.305	0.380	0.252	0.220	0.308	0.272	0.282	0.408	0.467	0.458	0.435	0.472	0.330	0.202	0.237	0.473	0.448	0.452	0.219
H-1D	0.051	0.062	0.065	0.096	0.217	0.280	0.272	0.339	0.225	0.196	0.275	0.243	0.252	0.364	0.417	0.409	0.388	0.422	0.294	0.181	0.212	0.422	0.400	0.404	0.196
H-3D	0.005	0.005	0.006	0.009	0.019	0.025	0.024	0.030	0.020	0.017	0.025	0.022	0.022	0.032	0.037	0.036	0.035	0.038	0.026	0.016	0.019	0.038	0.036	0.036	0.017
H-6	0.044	0.053	0.057	0.083	0.189	0.243	0.236	0.295	0.195	0.170	0.239	0.211	0.218	0.316	0.362	0.355	0.337	0.366	0.255	0.157	0.184	0.367	0.347	0.350	0.170
H-7	0.074	0.090	0.095	0.139	0.316	0.407	0.396	0.493	0.327	0.285	0.400	0.353	0.366	0.529	0.606	0.594	0.564	0.613	0.428	0.263	0.308	0.614	0.581	0.587	0.284
H-8	0.028	0.034	0.036	0.052	0.118	0.153	0.148	0.185	0.123	0.107	0.150	0.132	0.137	0.198	0.227	0.223	0.212	0.230	0.160	0.098	0.116	0.230	0.218	0.220	0.107
H-9	0.089	0.107	0.114	0.167	0.379	0.488	0.475	0.592	0.393	0.342	0.480	0.424	0.439	0.634	0.727	0.712	0.677	0.735	0.513	0.315	0.369	0.736	0.697	0.704	0.341
H-11D	0.008	0.010	0.010	0.015	0.034	0.044	0.043	0.053	0.035	0.031	0.043	0.038	0.039	0.057	0.065	0.064	0.061	0.066	0.046	0.028	0.033	0.066	0.063	0.063	0.031
H-12	0.065	0.078	0.083	0.122	0.276	0.356	0.346	0.432	0.286	0.249	0.350	0.309	0.320	0.463	0.530	0.520	0.494	0.537	0.374	0.230	0.270	0.537	0.508	0.514	0.249
H-15D	0.029	0.034	0.037	0.054	0.122	0.157	0.153	0.190	0.126	0.110	0.154	0.136	0.141	0.204	0.234	0.229	0.217	0.236	0.165	0.101	0.119	0.237	0.224	0.226	0.110
H-16	0.018	0.022	0.023	0.034	0.077	0.099	0.096	0.120	0.079	0.069	0.097	0.086	0.089	0.128	0.147	0.144	0.137	0.149	0.104	0.064	0.075	0.149	0.141	0.142	0.069
H-17D	0.017	0.021	0.022	0.033	0.074	0.096	0.093	0.116	0.077	0.067	0.094	0.083	0.086	0.124	0.142	0.140	0.133	0.144	0.101	0.062	0.072	0.144	0.137	0.138	0.067
H-19	0.028	0.033	0.035	0.052	0.118	0.152	0.148	0.184	0.122	0.106	0.149	0.132	0.136	0.197	0.226	0.222	0.211	0.229	0.160	0.098	0.115	0.229	0.217	0.219	0.106
H-20	0.050	0.060	0.064	0.094	0.212	0.273	0.266	0.331	0.220	0.191	0.269	0.237	0.246	0.355	0.407	0.399	0.379	0.412	0.287	0.176	0.207	0.412	0.390	0.394	0.191
H-30	0.025	0.030	0.032	0.047	0.107	0.138	0.134	0.168	0.111	0.097	0.136	0.120	0.124	0.180	0.206	0.202	0.192	0.208	0.145	0.089	0.105	0.208	0.197	0.199	0.097
H-31	0.039	0.047	0.050	0.074	0.167	0.216	0.210	0.261	0.173	0.151	0.212	0.187	0.194	0.280	0.321	0.315	0.299	0.325	0.227	0.139	0.163	0.325	0.308	0.311	0.151
H-32	0.029	0.034	0.036	0.054	0.121	0.156	0.152	0.190	0.126	0.110	0.154	0.136	0.141	0.203	0.233	0.228	0.217	0.236	0.164	0.101	0.118	0.236	0.223	0.226	0.109
H-33	0.012	0.014	0.015	0.022	0.050	0.064	0.062	0.078	0.052	0.045	0.063	0.056	0.058	0.083	0.095	0.094	0.089	0.097	0.067	0.041	0.049	0.097	0.092	0.092	0.045
H-34	0.002	0.003	0.003	0.005	0.010	0.013	0.013	0.016	0.011	0.009	0.013	0.012	0.012	0.017	0.020	0.020	0.019	0.020	0.014	0.009	0.010	0.020	0.019	0.019	0.009
H-35	0.002	0.002	0.002	0.004	0.008	0.011	0.010	0.013	0.009	0.008	0.011	0.009	0.010	0.014	0.016	0.016	0.015	0.016	0.011	0.007	0.008	0.016	0.015	0.015	0.007
H-37	0.024	0.029	0.031	0.045	0.103	0.132	0.128	0.160	0.106	0.093	0.130	0.115	0.119	0.172	0.197	0.193	0.183	0.199	0.139	0.085	0.100	0.199	0.189	0.190	0.092
H-39	0.007	0.008	0.009	0.013	0.029	0.037	0.036	0.045	0.030	0.026	0.037	0.032	0.033	0.048	0.055	0.054	0.052	0.056	0.039	0.024	0.028	0.056	0.053	0.054	0.026

Apéndice B

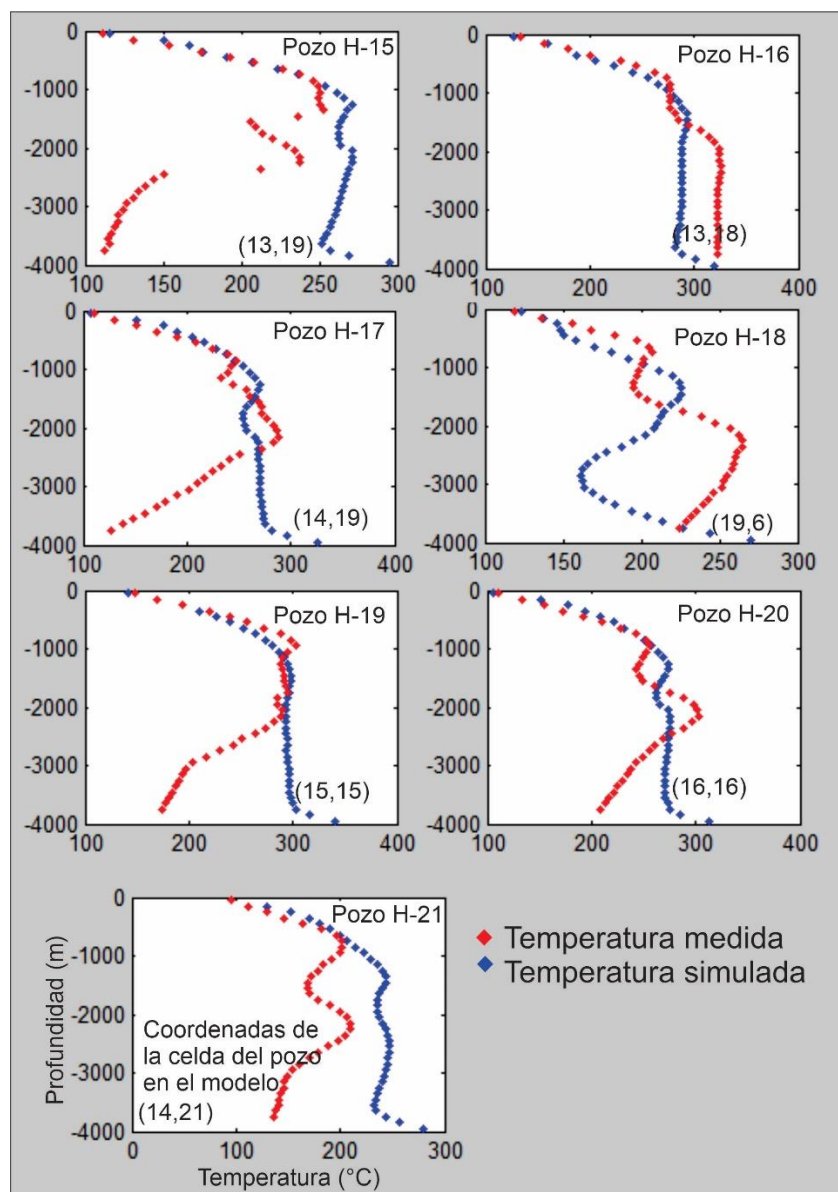


Figura B1. Temperatura simulada y medida en los pozos H-15, H-16, H-17, H-18, H-19, H-20 y H-21 del modelo del CGLH.

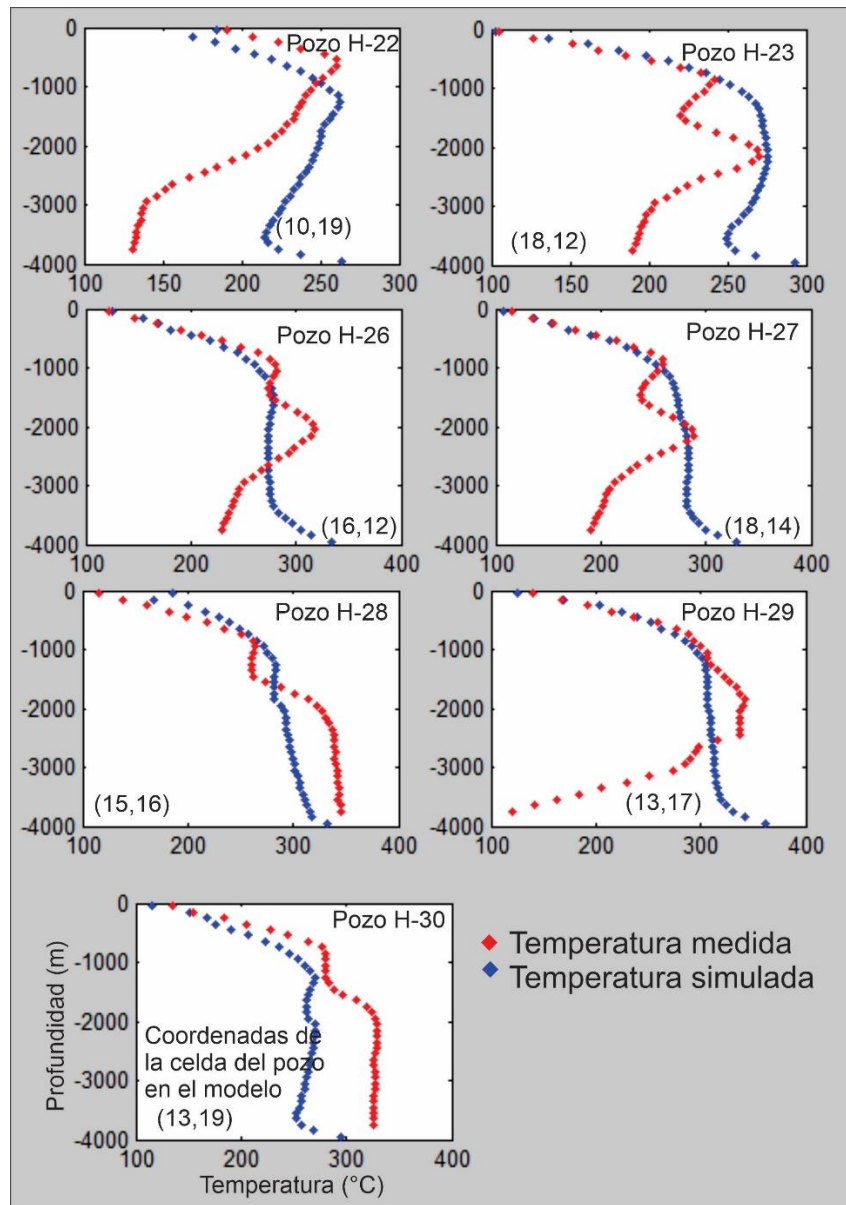


Figura B2. Temperatura simulada y medida en los pozos H-22, H-23, H-26, H-27, H-28, H-29 y H-30 del modelo del CGLH.

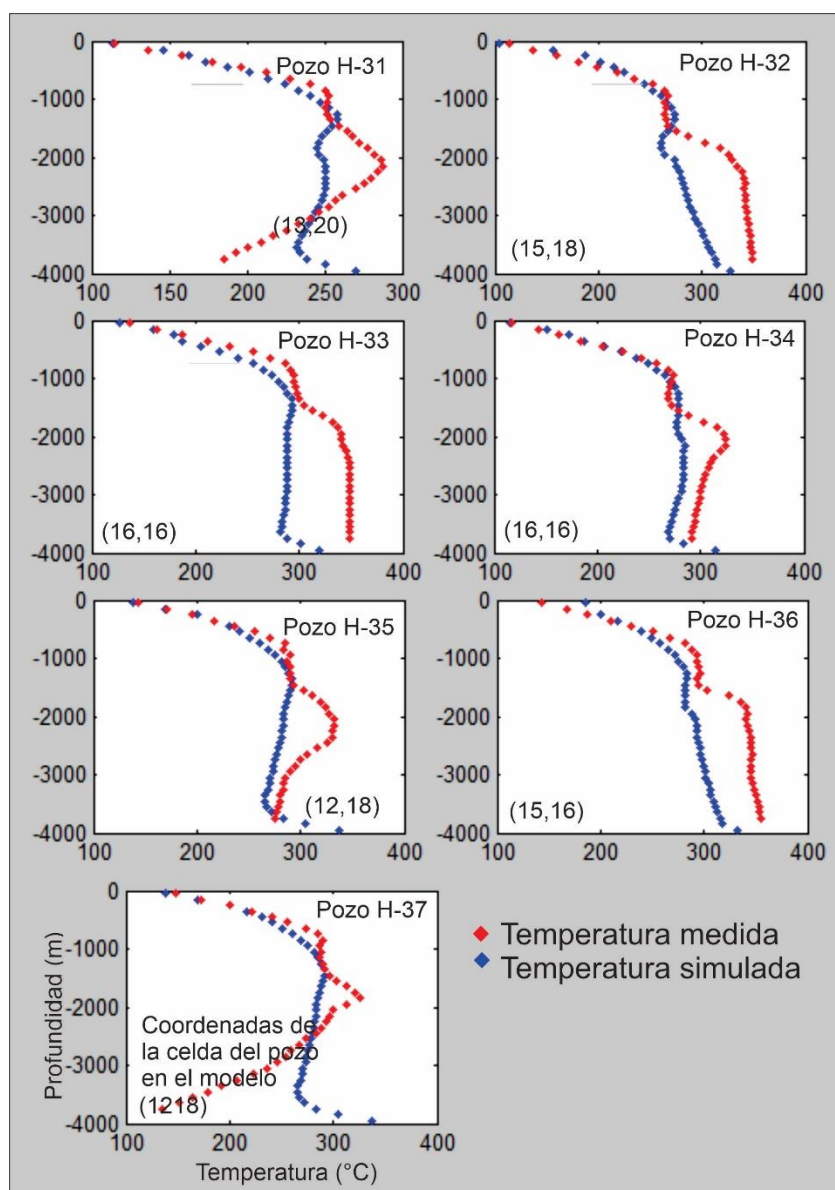


Figura B3. Temperatura simulada y medida en los pozos H-31, H-32, H-33, H-34, H-35, H-36 y H-37 del modelo del CGLH.

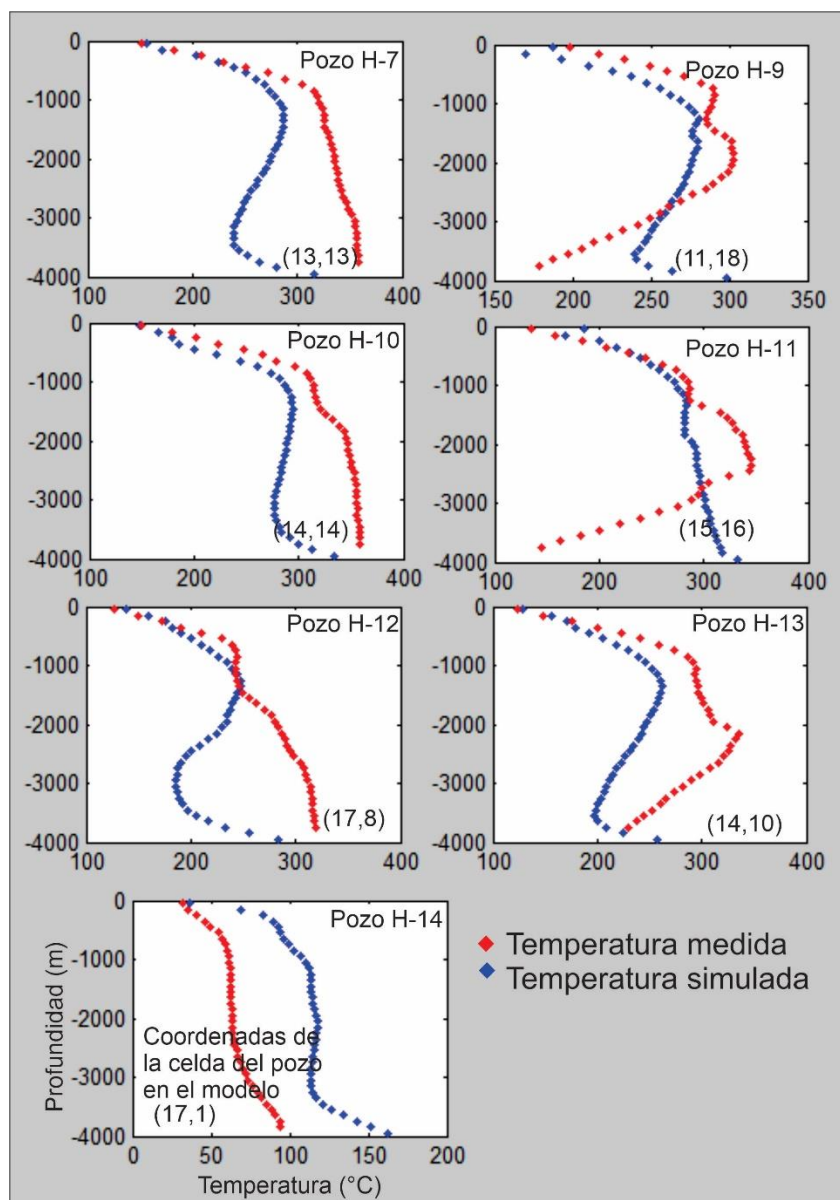


Figura B4. Temperatura simulada y medida en los pozos H-7, H-9, H-10, H-11, H-12, H-13 y H-14 del modelo del CGLH.

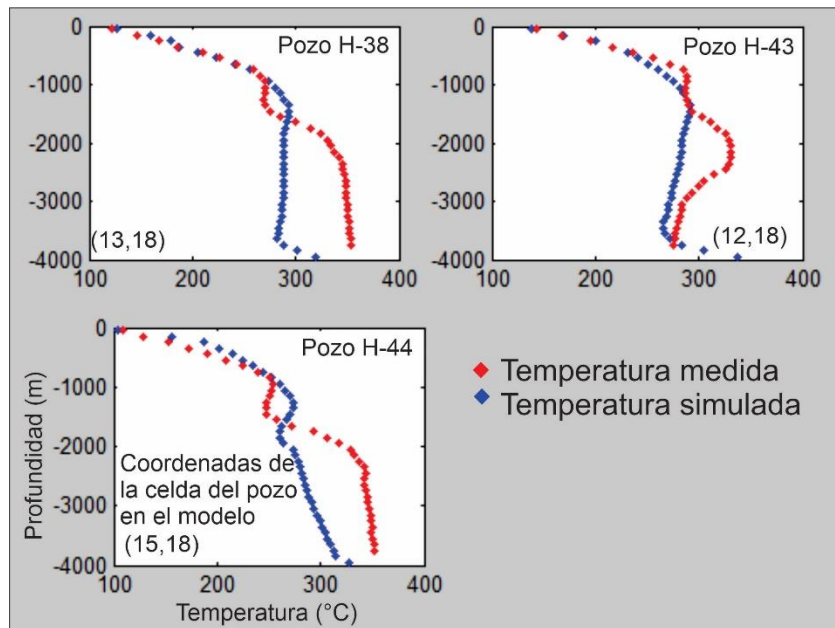


Figura B5. Temperatura simulada y medida en los pozos H-38, H-43 y H-44 del modelo del CGLH.

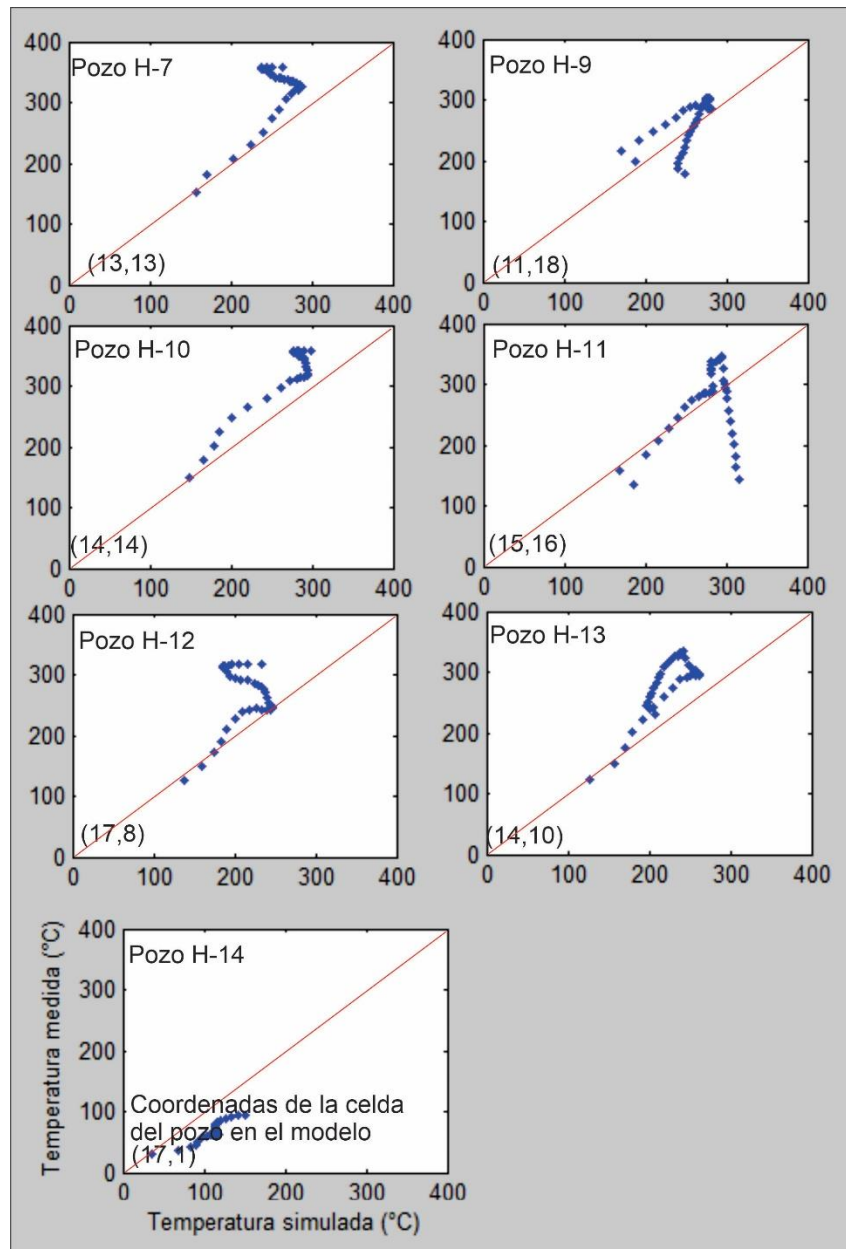


Figura B6 Graficas del RMSE entre la temperatura calculada y la medida en los pozos H-7, H-9, H-10, H-11, H-12, H-13 y H- 14.

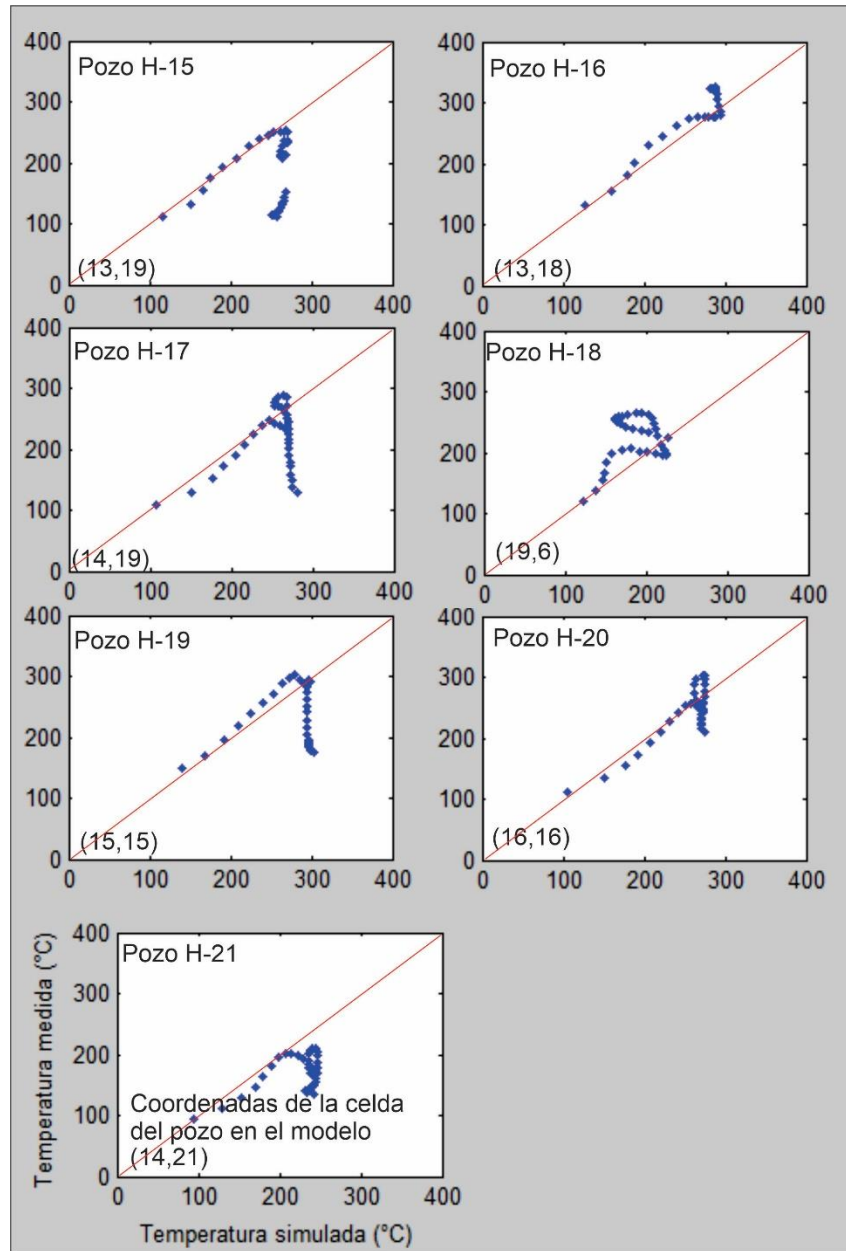


Figura B7 Graficas del RMSE entre la temperatura calculada y la medida en los pozos H-15, H-16, H-17, H-18, H-19, H-20 y H-21.

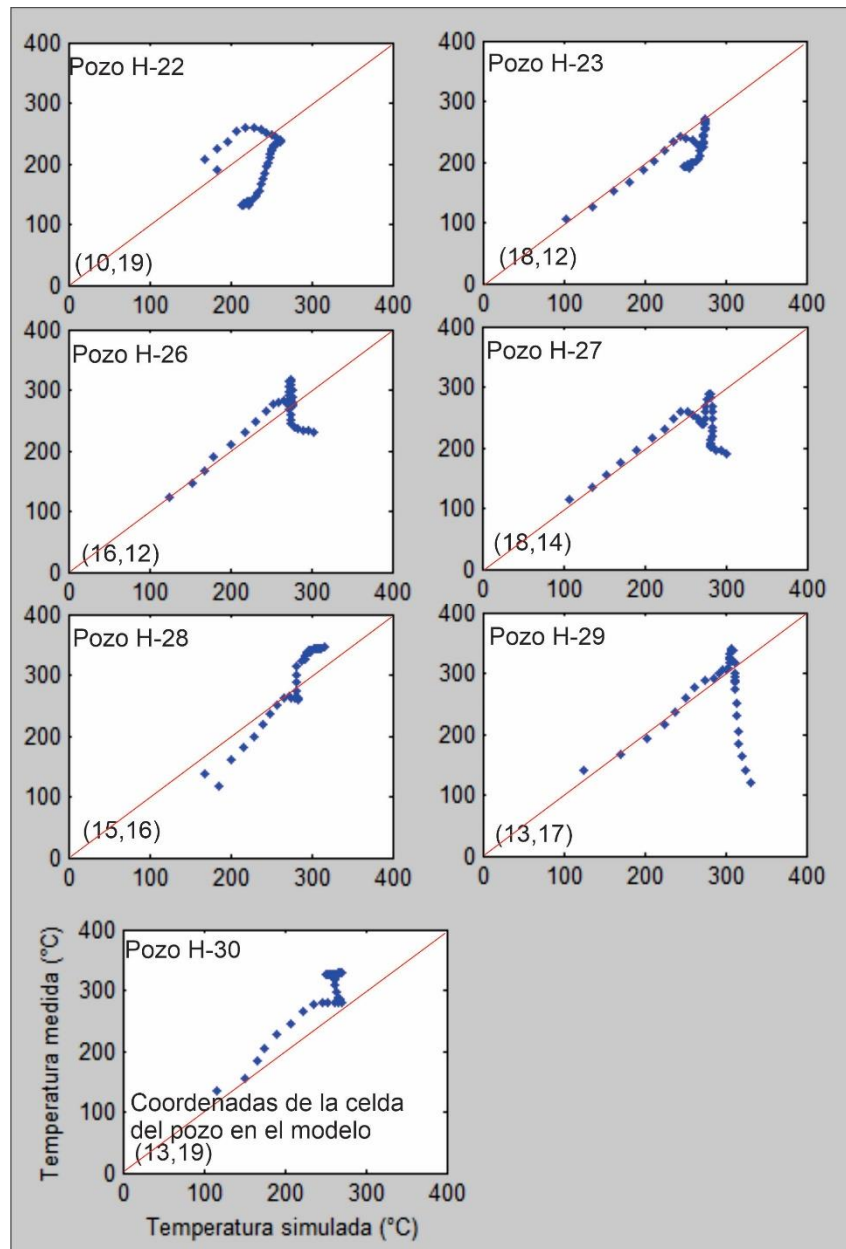


Figura B8 Graficas del RMSE entre la temperatura calculada y la medida en los pozos H-22, H-23, H-26, H-27, H-28, H-29 y H-30.

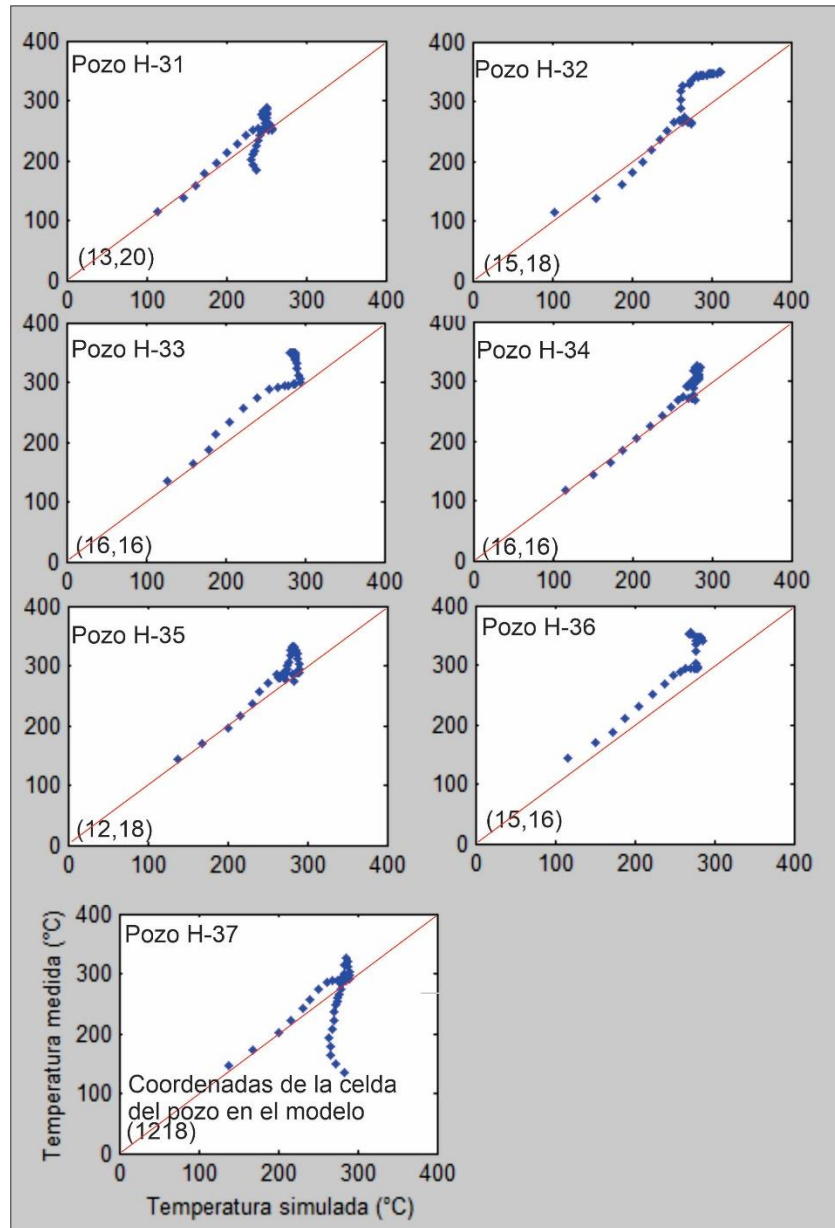


Figura B9 Graficas del RMSE entre la temperatura calculada y la medida en los pozos H-31, H-32, H-33, H-34, H-35, H-36 y H-37.

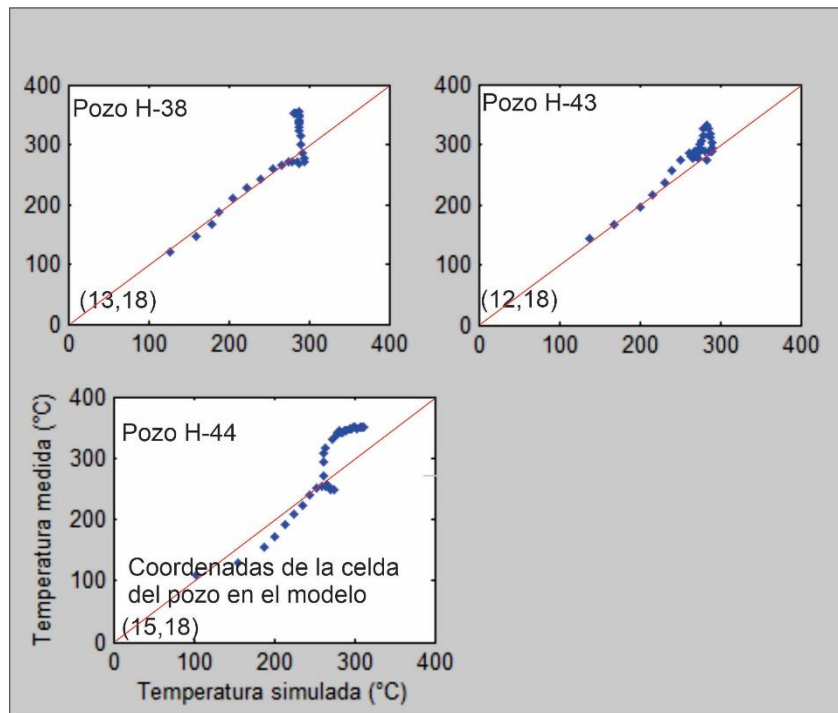


Figura B10 Graficas del RMSE entre la temperatura calculada y la medida en los pozos H-38, H-43 y H-44.