



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Instituto de Energías Renovables
Instituto de Ingeniería
Escuela Nacional de Estudios Superiores-Juriquilla

**Evaluación del método volumétrico para la
estimación del potencial térmico de sistemas
geotérmicos a través del análisis geoquimiométrico
de las incertidumbres realistas de las temperaturas
de yacimiento.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
Ingeniera en Energías Renovables

PRESENTA:

Diana Fernández Duque

TUTOR:

Dr. Edgar R. Santoyo Gutiérrez

TEMIXCO, MORELOS A 19 DE MARZO 2021





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



OF/IER/LIER/029/2021

ASUNTO: Notificación de jurado y fecha para examen profesional mediante aula virtual.

LIC. IVONNE RAMÍREZ WENCE
DIRECTORA GENERAL DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR
Presente.

Por medio de la presente le informo que el día viernes 19 de marzo de 2021, a las 10:00 h, mediante Aula Virtual del Instituto de Energías Renovables, habilitada por la Dirección General de Cómputo y de Tecnologías de Información y Comunicación de la UNAM, la **C. DIANA FERNÁNDEZ DUQUE**, con número de cuenta 311686241 de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, llevará a cabo la presentación del trabajo de tesis y examen profesional titulado:

“Evaluación del método volumétrico para la estimación del potencial térmico de sistemas geotérmicos a través del análisis geoquimiométrico de las incertidumbres realistas de las temperaturas de yacimiento”

Debido a que la alumna ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, el Comité Académico de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, le asigna el Jurado de Examen Profesional integrado por los siguientes académicos.

PRESIDENTE:	DR. JORGE ALEJANDRO WONG LOYA
VOCAL:	DRA. LORENA DÍAZ GONZÁLEZ
SECRETARIO:	DR. EDGAR ROLANDO SANTOYO GUTIÉRREZ
SUPLLENTE:	MTRA. MIRNA GUEVARA GARCÍA
SUPLLENTE:	DRA. ROSA MARÍA BARRAGÁN REYES

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

Atentamente,
“Por mi raza hablará el espíritu”
Temixco, Mor., a 17 de marzo de 2021

Dr. Jorge Alejandro Wong Loya
Coordinador de la LIER
IER-UNAM

JAWL'mfp.



Priv. Xochicalco s/n,
Col. Centro,
62580 Temixco, Morelos, México
T. 01 (777) 362 00 90
(52) 55 56 22 97 00

ier.unam.mx

A las mujeres:

A todas las mujeres que tratan de estudiar
viviendo situaciones de violencia de género en
sus casas, escuelas, entornos. No están solas.

Agradecimientos

Primero me voy a agradecer a mí, la autora, para que las pocas mujeres que lean esto sepan que pueden felicitarse por cumplir metas y superar obstáculos y que eso está bien.

Doy gracias a mi mamá, Sara Duque, por apoyarme en cada etapa e impulsarme a estudiar una carrera, siempre buscando que adquiriera más herramientas que las científicas. A mi abuela por su amor y a mi abuelo por su apoyo.

Al Dr. Edgar Santoyo por la guía que asumió en el proyecto de tesis, así como a la Mtra. Mirna Guevara, al Mtro. Gustavo Santos y al grupo de geotermia del IER por su apoyo. Al CONACyT por el apoyo de ayudante de investigadorx que me permitió continuar con mi situación de tesista. A Alexandra E. por facilitar el acceso a la información.

Al Morro y a Juank porque me acogieron en un ambiente sano cuando más lo necesitaba y así pude agarrar motivación para terminar este proyecto. A Erika y a Paulino por su amistad, sus consejos, sus asesorías y sus enseñanzas más cercanas.

Al Coro Cenzontle de Morelos, a Vocal Axolote, a Mambas y a Panteras por ser parte esencial de mi vida y hacerme crecer como persona más que cualquier otra institución durante mi vida universitaria.

A Evelin, de atención psicológica de la UNAM.

A mis profesoras y profesores así como a todas las personas de intendencia y administración que mantienen al IER funcionando y que nos abren la puerta todas las mañanas, así como también a los rutereros de la 11, los taxistas del Miraval, y a lxs choferes Uber que me llevaron al IER.

Resumen

El método volumétrico propone una forma analítica y simple para estimar la energía térmica disponible en un volumen de roca caliente o de un sistema roca-fluido que considera los tres parámetros termodinámicos más importantes: el volumen de interés, las propiedades termodinámicas y las temperaturas de equilibrio y de referencia. Entre estas variables, la temperatura de equilibrio representa uno de los principales parámetros cuya estimación representa un reto y es realizada por medio de diversas herramientas o métodos existentes en la literatura geotérmica. En este trabajo se investigó el efecto que producen las incertidumbres asociadas a la determinación de la temperatura de equilibrio en el cálculo del calor total disponible en un sistema geotérmico. Dicho efecto resulta en seis diferentes escenarios de calor disponible con valores medios que varían de los $2.63e + 12MJ$ hasta los $3.72e + 12MJ$.

Abstract

The volumetric stored-heat resource assesment proposes an analytical and simple way to estimate the thermal energy available in a volume of rock and fluid in a geothermal system considering three important thermodynamic parameters: the volume of interest, the thermodynamic properties, and the equilibrium and reference temperatures. Among these variables, the equilibrium temperature represents one of the main parameters that has to be estimated using various tools or methods available in geothermal literature. In this research work, the effect produced by the uncertainties associated with the determination of the equilibrium temperatures in the calculation of the total stored heat in a geothermal system was investigated. As a result, different scenarios of stored heat were observed with mean values from $2.63e + 12MJ$ up to $3.72e + 12MJ$.

Keywords: Geothermal, Stored heat, Volumetric, Uncertainty, Montecarlo, Temperature distributions.

Contenido

Agradecimientos	IV
Resumen	v
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento y justificación del problema o investigación.	2
1.2. Antecedentes	3
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	4
2. Energía geotérmica y sus recursos geoenergéticos.	5
2.1. Introducción a la energía geotérmica.	5
2.2. Sistemas geotérmicos	6
2.2.1. Tipos de sistemas geotérmicos	6
2.3. Estudios de exploración y explotación	7
2.3.1. Estudios geológicos	7
2.3.2. Estudios geofísicos	7
2.3.3. Estudios geoquímicos	8
2.3.4. Mediciones de temperatura de fondo de pozo	9
2.3.5. Mediciones de temperatura ambiente	9
2.3.6. Recolección de núcleos de roca	9
3. La temperatura como parámetro fundamental de la evaluación de reservas geoenergéticas.	11
3.1. Introducción	11
3.1.1. Métodos de estimación de las temperaturas estabilizadas de la formación (SFT)	12
3.1.2. Temperaturas geotermométricas	15
3.1.3. Temperaturas de homogenización (Inclusiones fluidas)	15
4. Evaluación volumétrica del recurso geotérmico.	17
4.1. Cálculo del calor por medio del modelo volumétrico de la USGS ("Heat in place")	17
4.1.1. Variables fundamentales requeridas	18
4.1.2. Estimación de error o incertidumbre global por medio de las variables asociadas.	19

5. Estimación del calor del reservorio Q_r: Caso de estudio de Acoculco, Puebla.	25
5.1. Descripción del problema	25
5.2. Aplicación del método Montecarlo	26
5.3. Ajuste de distribuciones de las variables asociadas	27
5.3.1. Área	29
5.3.2. Espesor de reservorio	34
5.3.3. Temperatura del reservorio	34
5.3.4. Calor específico	42
5.3.5. Porosidad	42
5.3.6. Densidad	42
5.3.7. Temperatura ambiente	42
6. Trabajo de investigación	44
6.1. Diagrama de flujo de la metodología de investigación	44
6.2. Procesamiento de los datos	45
6.2.1. Evaluación del método volumétrico con simulación Montecarlo	45
6.2.2. Estimación de la incertidumbre global	46
6.3. Resultados y discusión	46
6.3.1. Escenario pesimista	47
6.3.2. Escenarios realistas	52
6.3.3. Escenarios optimistas	52
7. Conclusiones	54
7.1. Trabajo futuro	54
Bibliografía	56
Referencias	56
A. Anexo: Validación del método Montecarlo	59
B. Anexo: Histogramas individuales de calor disponible.	60

Capítulo 1

Introducción

El aprovechamiento de las fuentes de energía ha sido un factor fundamental en la mayor parte de los grandes desafíos y oportunidades a los que se ha enfrentado la humanidad. Habiendo varias fuentes de energía disponibles, si la matriz energética de un país se apoya en iniciativas energéticas sustentables, modernas, eficientes y diversificadas, las agendas económicas, sociales y medioambientales de una sociedad, resultarían beneficiadas.

Aun conociendo todas las ventajas de aprovechar fuentes de energías renovables, el suministro energético mundial de energía primaria proviene del consumo de combustibles fósiles, los cuales alejan cada vez más a la sociedad de alcanzar un mejor desarrollo sostenible. Por ello, la Organización Mundial de las Naciones Unidas (ONU) promueve mediante la creación de un Objetivo de Desarrollo Sostenible particular el aumento del uso de fuentes de energía renovable, las cuales cumplen con los beneficios antes mencionados y promueven el desarrollo inclusivo y resiliente de comunidades enteras.

En otras palabras, la ONU está promoviendo una transición energética que a México le sería beneficiosa. Por una parte, el suministro de energía primaria en el país, proviene aproximadamente en un 88.9% (SENER, 2017) de la combustión de hidrocarburos, porcentaje que debe disminuir gradualmente para alcanzar el objetivo mundial de la ONU: aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas; y por otra parte México cuenta con gran disponibilidad de energía renovable, entre las que destaca la energía geotérmica por proporcionar un recurso geoenergético abundante y no intermitente.

La mayor parte del territorio mexicano se caracteriza por presentar alta actividad tectónica y volcánica que ha generado regiones con una intensa actividad geotérmica (CeMIEGeo, 2019). Por ello la Comisión Federal de Electricidad CFE lo considera un recurso relevante a considerar en su matriz energética, lo que le ha permitido realizar estudios para evaluar contando las reservas probadas, probables y posibles del potencial geotérmico de nuestro país, las cuales han sido estimadas en aproximadamente 13.4 GW.

Con todo este potencial disponible, la generación de electricidad en México a partir del aprovechamiento de sus recursos le ha permitido alcanzar una capacidad geotérmica instalada de 1 Gw, lo cual nos coloca como el sexto país con mayor potencial geotérmico instalado después de Estados Unidos, Filipinas, Indonesia, Turquía y Nueva Zelanda (Huttrer, 2020). Esta capacidad instalada la obtiene a partir de plantas geotermoeléctricas instaladas en 5 campos geotérmicos principales (Cerro Prieto, Baja California; Los Azufres, Michoacán; Los Humeros, Puebla; Las Tres Vírgenes, Baja California Sur) que son administradas por la CFE y una por la iniciativa privada (Domo San Pedro. Nayarit). En adición a esta aplicación, la energía geotérmica puede ser utilizada para aprovechar directamente el calor disponible en instalaciones como balnearios e invernaderos.

Conociendo la disponibilidad del recurso geotérmico para nuestro país y la importancia de

su aprovechamiento, es que surge el interés de realizar una nueva investigación sobre la energía geotérmica a través del trabajo propuesto en esta tesis de licenciatura.

1.1. Planteamiento y justificación del problema o investigación.

Hallar una zona geotérmica apta para ser explotada representa un gran reto. La evaluación del recurso geotérmico es un proceso que integra datos superficiales y del subsuelo provenientes de estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos para determinar si existe un recurso factible de explotarse en alguna zona de interés. Esta evaluación del recurso funciona como un indicador cualitativo y cuantitativo para definir las características técnicas de viabilidad de un proyecto geotérmico a través de la selección del tipo de planta, infraestructura y un análisis económico costo-beneficio que permita a las personas tomadoras de decisión invertir en este a escala comercial. Es decir, permite evaluar la viabilidad energética y económica para decidir cómo realizar la explotación y para qué, sea su uso directo o para la generación de electricidad.

El proceso que se sigue para explotar el recurso geotérmico básicamente consta de cinco etapas (reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad, desarrollo y explotación) y en cada una de ellas se realizan estudios interdisciplinarios, los cuales van incrementando en complejidad, se van volviendo más específicos y representan un costo y riesgo para las y los inversionistas.

En las tres primeras etapas que constituyen la exploración es en donde precisamente se invierte y se tiene la mayor parte del capital y aunque se realizan bastantes estudios, se tiene poca certeza de la existencia de un recurso explotable. Por lo tanto se considera que durante las tres primeras etapas la inversión realizada concebida como la etapa global de mayor riesgo. No es sino hasta el momento en el que se perforan los pozos exploratorios cuando se puede tener mayor certeza de la existencia de un recurso geotérmico explotable. Para reducir el riesgo de inversión, se busca tener una estimación confiable del calor disponible en el reservorio y del potencial geotérmico. Con estos propósitos se aplican modelos probabilísticos y termodinámicos para obtener estimaciones realistas de estos parámetros geoenergéticos. Entre estos métodos destaca el método volumétrico. La implementación exitosa de este método depende de la obtención de datos fisicoquímicos confiables de las etapas de exploración y del proceso de explotación del recurso geotérmico (Sarmiento y cols., 2013), lo que permitirá delimitar el tipo de proyecto y su viabilidad, la tecnología a utilizar y el tipo de aprovechamiento que se le dará a la geoenergía en aplicaciones de uso directo o de generación de electricidad.

Hablando de manera general, la evaluación del recurso geotérmico por medio del método volumétrico tiene como objetivo estimar la energía térmica contenida en un volumen de interés que pueda ser extraída y utilizada por un periodo largo de tiempo para la generación de electricidad o en otros usos directos. La energía térmica disponible se calcula mediante la ecuación termodinámica de calor sensible, la cual depende principalmente de tres variables (ver ecuación 4.2): El volumen del reservorio, las propiedades físicas de la roca circundante (densidad y capacidad calorífica) y la temperatura de equilibrio. En este contexto de parámetros fundamentales, existen diversas herramientas o modelos para estimar las variables termodinámicas citadas y su incertidumbre asociada. Entender los valores de las tres variables y sus fuentes de error, es esencial para realizar estimaciones más confiables de calor disponible. A través del planteamiento

de diferentes modelos, se debe obtener una estimación más confiable y realista de las variables y, por ende, del calor disponible. Este nuevo conocimiento proveerá posibles escenarios de calor disponible que permitirán apoyar la toma de decisiones de un proyecto comercial de exploración para garantizar o promover una inversión más segura.

1.2. Antecedentes

El método volumétrico propuesto por el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS, por sus siglas en inglés) determina la energía térmica disponible en un volumen de roca y/o roca-fluido. El método evalúa la cantidad de calor recuperable asumiendo que el fluido geotérmico (totalmente en fase líquida) es transportado hacia la superficie con una efectividad de recuperación para su aprovechamiento. De acuerdo a las leyes de la termodinámica, este proceso de cambio de temperaturas determina la cantidad de energía térmica (geoenergía) que podrá convertirse en energía eléctrica. El método volumétrico propone una forma analítica y simple para estimar la energía térmica disponible en un volumen de roca caliente o de un sistema roca-fluido que considera los tres parámetros termodinámicos más importantes: el volumen de interés, las propiedades físicas y las temperaturas de equilibrio y de referencia. Entre estas variables, la temperatura de equilibrio representa uno de los principales parámetros que deben estimarse mediante diversas herramientas o métodos existentes en la literatura geotérmica. Entre estos métodos destacan: Las temperaturas homogeneizadas, provenientes de estudios de inclusiones fluidas; las temperaturas geotermométricas, provenientes de geotermómetros químicos; las temperaturas estabilizadas, provenientes de la aplicación de modelos de transferencia de calor usados en la estimación de las temperaturas estáticas de formación que utilizan mediciones de temperatura transitorias de pozos que están siendo perforados o construidos, entre otros métodos. A la fecha, no se ha investigado a profundidad el efecto que producen las incertidumbres asociadas con la determinación de la temperatura de equilibrio en el cálculo del calor total disponible en un sistema geotérmico. Dicho de otra forma, se desconoce qué tanto se modifican las estimaciones de calor disponible al usar diferentes valores de la temperatura de equilibrio del volumen de interés.

1.3. Objetivos

Habiendo planteado el escenario anterior se definen varios objetivos para este trabajo original de investigación:

1.3.1. Objetivo general

Evaluar el modelo volumétrico para la estimación de reservas energéticas de un sistema geotérmico a partir del análisis geoquimiométrico de temperaturas de equilibrio y sus incertidumbres asociadas.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Entender y justificar los valores de las temperaturas de equilibrio de sistemas geotérmicos y sus incertidumbres asociadas.
2. Realizar el análisis geoquimiométrico para la determinación de las incertidumbres en las temperaturas de equilibrio mediante la teoría de propagación de errores y el método Montecarlo.
3. Analizar el efecto de la variabilidad de temperaturas equilibrio en las estimaciones del potencial térmico de un sistema geotérmico virgen: El caso del sistema geotérmico oculto de Acozulco, Puebla.
4. Plantear distintos escenarios de calor disponible con base en diversos métodos propuestos para la estimación de la temperatura de equilibrio del sistema geotérmico bajo evaluación.

Capítulo 2

Energía geotérmica y sus recursos geoenergéticos.

2.1. Introducción a la energía geotérmica.

A la energía contenida en el interior de la tierra en forma de calor se le conoce como energía geotérmica, o en su forma más simple geotermia. Esta proviene de dos fuentes principales: De la energía calorífica atrapada desde el momento de la formación del planeta y de la energía calorífica liberada en el proceso de decaimiento de isótopos radioactivos (Torres y cols., 1992). Los fenómenos de transferencia de calor presentes en estas dos principales fuentes de energía dan origen a lo que comúnmente se denomina como gradiente geotérmico, el cual se define como el cambio progresivo de la temperatura (generalmente manifestado como incremento) con respecto a la profundidad (Torres y cols., 1992). Los mecanismos de generación de calor antes mencionados actúan constantemente y en proporciones descomunales. Es imposible acceder a toda la energía que generan debido a las limitantes teóricas, tecnológicas y económicas que impiden su aprovechamiento total, por lo tanto, para desarrollar formas prácticas de aprovechamiento de este calor es necesario identificar y delimitar la energía geotérmica aprovechable y explotable.

En la litósfera (capa externa de la corteza y parte del manto, de profundidad variable entre los 10 y los 50 km) podemos descubrir la existencia de zonas anómalas en las que el gradiente geotérmico suele ser mayor que el gradiente geotérmico promedio de la Tierra ($30^{\circ}C/km$) (Santoyo y Barragán, 2010). Por ejemplo, en la región de Piedras de Lumbre-Maguarichi se ha reportado un gradiente geotérmico de $100^{\circ}C/300m$ o en las regiones que comprende el Cinturón Volcánico Mexicano se espera un gradiente promedio de $80^{\circ}C/km$, entre otros ejemplos (Prol-Ledesma y Morán-Zenteno, 2019). El detectar temperaturas altas a profundidades someras es una de las características geoenergéticas que hacen más viable la selección del sitio para un futuro aprovechamiento de su energía geotérmica disponible.

Aunque lo abordaremos con detalle en los siguientes capítulos, podemos comentar brevemente que algunos indicios visibles de la existencia de estas zonas se observan superficial y subsuperficialmente por medio de manifestaciones hidrotermales, fumarolas, géiseres y algunas estructuras geológicas (fallas o fracturas) entre otros rasgos importantes, así como anomalías en los valores de resistividad de la roca. Estas señales geoquímicas, geológicas y geofísicas son solo una parte de la información que requiere ser estudiada para delimitar las zonas de anomalías con gradientes geotérmicos atractivos. Teniendo en cuenta todo lo anterior, a la energía geotérmica que sí puede ser aprovechada y explotada para su uso directo o transformación energética se le denominará como Recurso Geotérmico.

2.2. Sistemas geotérmicos

Una vez delimitado lo que es el Recurso Geotérmico es importante mencionar que este mismo puede clasificarse de acuerdo a la naturaleza del ambiente geológico, al régimen de transferencia del calor que lo rige y a la temperatura dominante (Torres y cols., 1992). Dependiendo de esta clasificación se determina la tecnología adecuada para su explotación y el uso energético que se le dará. Tal y como se ha mencionado anteriormente, este recurso geoenergético puede ser utilizado para generar energía eléctrica, para aprovecharlo como calor de proceso, o bien en combinaciones en cascada para generar tanto calor como energía eléctrica (Torres y cols., 1992).

2.2.1. Tipos de sistemas geotérmicos

Sistemas convectivos (hidrotermales)

De acuerdo a su modelo conceptual, los sistemas hidrotermales están compuestos por cuatro partes principales: (i), la fuente de calor que comúnmente es una cámara magmática en proceso de enfriamiento; (ii) el yacimiento o reservorio geotérmico, en la cual se encuentra el fluido geotérmico que interacciona química y térmicamente con las rocas del reservorio mediante una gran variedad de reacciones de interacción agua-roca-gas; (iii). la capa de roca sello, la cual la conforman rocas de baja permeabilidad que impiden el escape de fluido hacia la superficie y minimizan la pérdida de calor del sistema (Torres y cols., 1992); y (iv) la zona de recarga , donde el agua puede infiltrarse y recargar hidráulicamente al yacimiento geotérmico. La fuente de calor generalmente proviene de una cámara magmática o intrusiones de roca fundida localizadas en los límites de las capas tectónicas. En el grupo de rocas cercanas a la fuente de calor se pueden localizar acuíferos alojados en rocas permeables, los cuales constituyen el medio de transporte del calor de la fuente. El sistema hidrotermal requiere también de la presencia de una capa sello, la cual es una formación rocosa que posee menos permeabilidad que la del acuífero y que funge como un obstáculo que confina la mayor parte de los fluidos del acuífero. Estos yacimientos se manifiestan en la superficie terrestre por medio de manantiales calientes, fumarolas, géisers, lagunas de lodo hirviendo o suelos calientes (Santoyo y Barragán, 2010). De acuerdo a su temperatura disponible, los yacimientos geotérmicos pueden clasificarse termodinámicamente en: (a) sistemas de alta entalpía, si sus temperaturas superan los 180 °C, los cuales podrán ser definidos como yacimientos de vapor o líquido dominante; (b) sistemas de mediana entalpía, si las temperaturas se encuentran entre los 100 °C y 180 °C; y (c) sistemas de baja entalpía, si las temperaturas son menores a 100 °C.

Sistemas conductivos

Los sistemas conductivos se caracterizan por llevar a cabo el proceso de transferencia de calor por medio de la conducción. Dentro de esta categoría destacan los sistemas de roca seca caliente (Torres y cols., 1992) y los sistemas geopresurizados, entre otros. Es importante para este trabajo de tesis que expliquemos con un poco más de detalle los sistemas de roca seca caliente, los cuales consisten como su nombre lo indica, en roca seca a muy alta temperatura (650°C aprox). Estos sistemas se localizan a profundidades entre 3 y 5 kilómetros de profundidad (Idaho National Laboratory, s.f.) y como su nombre lo indica, no cuentan con fluidos en la

roca, por lo que es la roca únicamente la que inicialmente almacena toda la energía térmica disponible. Su explotación requiere de la creación artificial de fracturas en la roca y la inyección de un fluido que actuará como medio de transporte del calor. Los sistemas de roca seca caliente representan un inmenso potencial geoenergético y están distribuidos de manera más uniforme en la superficie terrestre (Santoyo y Barragán, 2010).

2.3. Estudios de exploración y explotación

Ya que la energía geotérmica está ubicada en el subsuelo, para identificar zonas promisorias es necesario seguir un proceso de identificación y posteriormente de explotación del recurso geotérmico. El proceso completo consta de cinco etapas: reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad, desarrollo y explotación. En cada una de ellas se deben realizar estudios interdisciplinarios con el fin de detectar el recurso geotérmico explotable.

En las tres primeras etapas del proceso es donde se invierte la mayor parte del capital y donde se realizan la mayor parte de los estudios de exploración, los cuales pueden ser de diversos tipos como abordaremos a continuación.

2.3.1. Estudios geológicos

Los estudios geológicos tienen como principales objetivos: (i) identificar y catalogar las rocas, las zonas de alteración hidrotermal y las manifestaciones geotérmicas en la superficie; (ii) evaluar su relación con respecto a los procesos subterráneos que tienen lugar en el sistema geotérmico; y (iii) recomendar las áreas para un estudio a mayor detalle (Prol-Ledesma, 1996). Estos objetivos se llevan a cabo de distintas maneras, por ejemplo tomando y examinando fotografías aéreas o imágenes satelitales. Los mapas de relieve, estudios de estratigrafía, tectónica, historia geológica, hidrogeología, etc, presentan datos importantes como: la litología de la zona, fallas o pliegues que existan y/o el periodo geológico al que corresponden los materiales. Toda esta recopilación de información nos permite realizar un reconocimiento del área y posteriormente preparar un mapa geológico a detalle de la zona geotérmica seleccionada y de las áreas que la rodean. Este mapa debe incluir las manifestaciones superficiales y los rasgos geológicos (fallas, fracturas, distribución superficial y a profundidad de los diferentes tipos de rocas y su permeabilidad) que puedan contribuir a elaborar un modelo del sistema geotérmico y recomendar la localización de los pozos exploratorios (Prol-Ledesma, 1996).

2.3.2. Estudios geofísicos

La exploración geofísica de recursos geotérmicos realiza mediciones de las propiedades físicas de la Tierra. Principalmente se enfoca en la medición de los parámetros que son sensibles a la temperatura o en parámetros magnéticos, gravimétricos, sísmicos o resistivos que pueden ayudar a revelar estructuras que influyen en las propiedades del sistema geotérmico (Domra Kana y cols., 2015). Estos estudios se pueden hacer con varios objetivos en mente: delinear un recurso geotérmico; delinear un campo de producción; ubicar acuíferos o estructuras que puedan controlar los acuíferos para ubicar los pozos; o evaluar propiedades del sistema geotérmico. Para

los fines de este trabajo de tesis, a continuación se describen brevemente los métodos geofísicos en que se basaron los estudios de los cuales se obtuvieron los datos ocupados en la metodología.

Magnetometría

Los métodos magnéticos son ampliamente usados en la exploración geotérmica. Éstos, miden la magnetización de las rocas para detectar variaciones del campo magnético local. Estas variaciones pueden develar la presencia de estructuras subsuperficiales como fallas, diques, o intrusiones, entre otras estructuras.(Domra Kana y cols., 2015).

Las mediciones que buscan estructuras locales se hacen sobre el terreno a lo largo de perfiles paralelos o en una malla. Las mediciones de anomalías más grandes como el mapeo de intrusiones profundas se realizan por medio de estudios aeromagnéticos, donde la altura y espaciado de los perfiles depende de la densidad de datos seleccionada. Ambos métodos utilizan un sensor llamado magnetómetro. Este es un dispositivo capaz de medir la magnetización de un material, la dirección, la fuerza o el cambio relativo de un campo magnético en un lugar determinado. Las unidades que ocupan son los mili gals o nano teslas.

La presentación de los datos medidos en un estudio magnetométrico se hace utilizando mapas de isolíneas, y se pueden utilizar técnicas avanzadas de filtrado para identificar anomalías en los datos.

Gravimetría

El propósito de un estudio gravimétrico es mapear directamente la estructura de la subsuperficie interpretando las variaciones en el campo gravitatorio local.

El contraste de densidades entre materiales ocasiona una variación en la fuerza gravitacional y por tanto al detectar estas variaciones se contribuye a localizar la ubicación y las dimensiones de dichos materiales en el subsuelo (Domra Kana y cols., 2015). Los gravímetros son los dispositivos utilizados para medir el campo gravitacional local de la Tierra. Miden la constante de aceleración de la gravedad en un punto específico y representan los valores medidos en una unidad de aceleración llamada Gal, la cual se define como un centímetro sobre segundo al cuadrado ($1cm/s^2$)

Para obtener la información correcta sobre la densidad de la subsuperficie es necesario hacer varias correcciones relacionadas al valor medido. Se deben considerar las diferencias en la gravedad dada la altura entre las múltiples mediciones, la gravedad que presenta el exceso de masa entre la estación de medición y el nivel del mar y un valor específico para el sitio de estudio. La anomalía gravitacional corregida se llama anomalía de Bouguer.

Una vez contabilizadas estas correcciones con precisión, se puede asumir que los valores de gravedad de la anomalía de Bouguer se deben únicamente a la variación de la densidad debajo del punto de medición.

2.3.3. Estudios geoquímicos

El estudio de la composición geoquímica de aguas y gases geotérmico se lleva a cabo a partir de la recolección de muestras de agua o gas provenientes de manantiales fríos y calientes, gases del suelo, fumarolas y arroyos (Fournier, 1977). Estas muestras son selectivamente analizadas

en laboratorio en donde se calculan las proporciones de gases, solutos o iones, las cuales se expresan en diversas unidades de concentración, por ejemplo, mmol/kg.

El muestreo de manantiales y fumarolas es a veces utilizado en el monitoreo y la exploración geotérmica para caracterizar la composición química de los fluidos geotérmicos, medir la temperatura y presión de las descargas superficiales de gas o determinar la fuente de calor que rige al sistema (Klusman y cols., 2000). El muestreo de gases es importante porque las trazas químicas e isotópicas de las descargas de gas pueden contribuir a determinar la calidad del recurso geotérmico. La composición química de gases se relaciona con la temperatura de reservorio, la presión, interacciones agua-roca e interacciones de mezcla con otros fluidos (Klusman y cols., 2000). Algunos gases que alcanzan la superficie en los sistemas geotérmicos forman manantiales ácidos sulfatados, generados a partir del vapor y otros compuestos volátiles que se condensan y se mezclan con el agua fresca del acuífero, donde el H_2S del vapor se oxida para formar ácido sulfúrico (Klusman y cols., 2000).

2.3.4. Mediciones de temperatura de fondo de pozo

La industria geotérmica depende de las herramientas de medición de temperatura y presión para monitorear el comportamiento de estos parámetros y así localizar las mejores zonas de producción en el subsuelo. Los instrumentos utilizados son muy resistentes a las condiciones que se encuentran en un sistema geotérmico y permiten obtener perfiles de presión y temperatura de un pozo. Una vez que el pozo ha sido perforado y los fluidos de perforación dejan de circular, la temperatura perturbada del pozo comienza a retornar al estado de equilibrio térmico original con los alrededores en periodos de tiempos muy prolongados. Las temperaturas que se registran durante la recuperación térmica del pozo son usadas para determinar la temperatura estabilizada de la formación mediante el uso de modelos analíticos o simuladores que consideran los procesos transferencia de calor dominantes en el sistema (Santoyo y cols., 2000a).

2.3.5. Mediciones de temperatura ambiente

Las estaciones meteorológicas cercanas a la zona de estudio o las estaciones meteorológicas portátiles proveen datos de temperatura ambiente, flujo de calor, presión barométrica, humedad, velocidad del viento, entre otras mediciones.

2.3.6. Recolección de núcleos de roca

Las propiedades físicas de la roca pueden ser obtenidas por muestras de roca tomadas después de que la perforación ha concluido y ha transcurrido cierto tiempo o al mismo tiempo en el que se realiza la perforación del pozo (National Renewable Energy Laboratory, 2013). Una muestra de roca pertenece a una formación geológica, la cual puede ya haber sido estudiada y por ello exista información disponible sobre sus orígenes y evolución. El muestreo de rocas es una manera costosa pero efectiva de caracterizar muchas propiedades importantes del recurso geotérmico. La información contenida en las muestras de roca ayuda a determinar la temperatura, volumen y características químicas de la fuente de calor o de los fluidos circundantes, así como de la recarga de fluidos y de la profundidad del reservorio (National Renewable

Energy Laboratory, 2013). La información más relevante que se recopila consiste principalmente de propiedades físicas como: porosidad, permeabilidad y conductividad térmica. Así mismo, con la implementación de técnicas más avanzadas se puede determinar la composición química del fluido en el reservorio, la circulación de este o las temperaturas estabilizadas (National Renewable Energy Laboratory, 2013).

Capítulo 3

La temperatura como parámetro fundamental de la evaluación de reservas geotérmicas.

3.1. Introducción

Cuando la temperatura del fondo del pozo (T_f) se mide con mayor precisión y exactitud, el gradiente geotérmico puede determinarse, y con ello, lograr una estimación más realista y confiable de la temperatura estabilizada a cualquier profundidad. La determinación de la temperatura del reservorio constituye una tarea esencial en la evaluación térmica temprana de sistemas geotérmicos pues contribuye a definir la metodología para la explotación del recurso geotérmico (Espinoza-Ojeda y cols., 2011). El conocimiento correcto de estas temperaturas permite localizar zonas de pérdidas de circulación, estimar gradientes geotérmicos, determinar flujos de calor y propiedades reológicas y termofísicas de los fluidos de perforación y lechadas de cemento (materiales usados en la construcción de los pozos), lo cual incide finalmente en un diseño más óptimo y económico de los pozos perforados y una estimación más realista del calor disponible en el sistema geotérmico (Martínez-Méndez y cols., 2006).

Desde el punto de vista de la exploración avanzada, los valores de la temperatura de fondo de pozo (BHT, "Bottom-hole temperature") se obtienen al realizar mediciones directas utilizando equipos especiales y otros dispositivos de medición de temperatura (p. ej., sensores analógicos, digitales y de fibra óptica). Las BHT generalmente se registran al finalizar el proceso de perforación del pozo: una vez que la perforación se detiene, cuando la circulación del fluido de perforación se suspende y el pozo comienza a retornar al equilibrio térmico (Espinoza-Ojeda y cols., 2011).

Estas temperaturas son generalmente más bajas que el valor real de la temperatura, el cual corresponde a la temperatura estática de la formación (SFT, "Static Formation Temperature") (Santoyo y cols., 2000b). Dicha subestimación se puede deber principalmente a la duración del tiempo de circulación del fluido de perforación; a los procesos de intercambio de calor que ocurren durante la perforación del pozo; las pérdidas de circulación y a la tecnología utilizada entre otros factores (Santoyo y cols., 2000b).

Para poder obtener estimaciones más realistas de la SFT, las mediciones transitorias de las BHT deben corregirse para eliminar las perturbaciones térmicas producidas por el proceso de perforación (Santoyo y cols., 2000b).

3.1.1. Métodos de estimación de las temperaturas estabilizadas de la formación (SFT)

Durante el proceso de perforación de un pozo se realizan mediciones de temperatura utilizando termómetros especiales. La información completa de las mediciones a diferentes profundidades tomadas a lo largo de varios periodos de tiempo se denomina registro de temperatura. Uno de los problemas que enfrentan los ingenieros a la hora de determinar la temperatura de formación es que las mediciones in-situ del registro de temperatura no representa los valores reales pues han sido modificados por el enfriamiento que ocasiona el fluido de circulación en el proceso de perforación.

La estimación de las STF puede obtenerse a partir de las temperaturas medidas y mediante el uso de métodos de simulación analíticos y numéricos basados en los principales mecanismos de transferencia de calor que dominan en la perforación o recuperación térmica del pozo. Por medio de estos cálculos se realizan correcciones en los valores de temperatura basándose en diferentes geometrías y modelos de transferencia de calor (Changwei y cols., 2016).

Los modelos lineales de fuentes de calor generalmente consideran el análisis de un flujo de calor conductivo bajo condiciones radiales, cilíndricas o esféricas. Espinoza y cols. mencionan algunos modelos propuestos por otros autores:

1. Modelo lineal de una fuente de calor constante o método de Horner (Dowdle y Cobb, 1975),
2. Modelo cilíndrico de una fuente de calor conductiva o método de Manetti (Manetti, 1973), y
3. Modelo esférico-radial de una fuente de calor conductiva o método de Ascencio (Ascencio y cols., 1994)

En cada uno de ellos se propone el uso de modelos de regresión lineal ordinaria entre las BHT y los tiempos de recuperación (también conocidos como tiempos de "shut-in") para inferir las STF. La regresión lineal entre estas variables se fundamenta en el uso de la ecuación general de una regresión lineal:

$$y = a + bx \tag{3.1}$$

Donde a y b representan el intercepto y la pendiente respectivamente.

A continuación se describen los métodos mas comunes para estimar la STF:

Método de Horner

Dentro de la industria geotérmica, el método más comúnmente utilizado para estimar las STF es la solución lineal del método de Horner. El método se fundamenta en el concepto de una fuente o sumidero de calor lineal infinito para definir la circulación de calor dada por los procesos térmicos dentro de un pozo (Dowdle y Cobb, 1975).

Tal concepto sugiere que el incremento de la temperatura (T) del pozo respecto al tiempo (t) puede ser aproximado por medio de una solución analítica de la ecuación de difusividad térmica en coordenadas cilíndricas bajo un flujo de calor radial:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (3.2)$$

Donde α es la difusividad térmica de formación y r es el radio del pozo. Según Dowdle and Cobb (Dowdle y Cobb, 1975) la aplicación de la teoría de la fuente de calor lineal indica que la solución simplificada de la ecuación (2) está dada por:

$$BHT(t) = T_{HM} - m_{HM} \log\left(\frac{t + t_c}{t}\right) \quad (3.3)$$

Donde BHT es la temperatura transitoria medida de fondo de pozo, T_{HM} representa la temperatura estática de la formación, t_c es el tiempo de circulación antes del término de la perforación, t es el tiempo transcurrido desde que la circulación en el pozo se detuvo, conocido también como tiempo de shut-in y $(t - t_c)/t$ es el tiempo adimensional de Horner (DHT).

Una interpretación evidente de este método muestra que una gráfica de temperatura de fondo (BHT) contra el $\log DHT$ debería de exhibir una relación lineal teniendo como intercepto (a) con el eje de las ordenadas a la temperatura de formación T_{HM} y como pendiente de la línea a b (Espinosa-Paredes y Garcia-Gutierrez, 2003). La solución final del método de Horner establece que la extrapolación lineal a tiempo de shut-in infinito (DHT=1) debería proporcionar el valor de la temperatura de formación.

Por la naturaleza lineal, y básicamente por las restricciones estadísticas fundamentales del método, se requiere un mínimo de tres mediciones de temperatura de fondo tomadas a la misma profundidad pero a diferentes tiempos de shut-in. A partir de este simple análisis se puede definir el modelo analítico de conducción de calor que aproxima el proceso de calentamiento del pozo (Espinosa-Paredes y Garcia-Gutierrez, 2003).

Una consideración práctica consiste en realizar todas las mediciones a la profundidad del fondo del pozo, donde los tiempos de circulación del fluido de perforación son mayores (del orden de un par de horas) para que la línea recta se defina de manera clara (Espinosa-Paredes y Garcia-Gutierrez, 2003).

Método de Manetti

La sistematización matemática de Manetti (1973) propone que el intercambio de calor con las formaciones (derivadas de la perforación de los pozos y la circulación del fluido de perforación) es equivalente a la emisión térmica por medio de una superficie cilíndrica cuyo radio es igual al radio del pozo, que difiere del modelo de línea fuente radial considerando por el método de Horner. En este nuevo modelo de transferencia de calor, se asume que la formación transmite calor independientemente de la profundidad, de manera conductiva y en un medio isotrópico y homogéneo. Manetti (1973) propone la ecuación de transferencia de calor de Fourier para representar los valores de temperatura a lo largo del eje de la fuente de calor. Estos se representan a diferentes intervalos a partir de que se termina la perturbación térmica que ocasiona la perforación del pozo.

$$\nabla T = \frac{1}{k} \frac{\delta T}{\delta t} \quad (3.4)$$

La ecuación que describe la relación entre la temperatura de fondo de pozo medida y la temperatura estática de formación (SFT) está dada por la siguiente ecuación:

$$BHT(t) = T_{MM} - m_{MM} \log\left(\frac{t}{t - t_c}\right) \quad (3.5)$$

Donde BHT es la temperatura medida de fondo de pozo, T_{MM} es la temperatura de formación buscada, t_c es el tiempo de circulación antes del término de la perforación y t es el tiempo transcurrido desde que la circulación en el pozo se detuvo.

De igual manera que el método de Horner, el método de Manetti sugiere una línea recta con pendiente m_{MM} cuando los datos de la BHT y la función $(t)/(t - t_c)$ se ajustan por medio de una regresión lineal simple (Espinoza-Ojeda y cols., 2011). Como sucede en los métodos anteriores, la temperatura de formación T_{MM} se obtiene del intercepto de esta línea cuando el tiempo transcurrido desde que la circulación en el pozo se detuvo t tiende a infinito.

Método de la Esfera (Ascencio et al.,1994)

Ascencio y colaboradores (1994) proponen un nuevo método analítico para calcular las SFT que considera que un patrón esférico de transferencia de calor domina los procesos dentro de un pozo geotérmico. Estos autores básicamente asumen un modelo esférico radial de un flujo de calor puramente conductivo en las condiciones termodinámicas de fondo de pozo. En este modelo, la temperatura de la formación es afectada térmicamente por la circulación del fluido de perforación y la perturbación de calor que recibe la formación mediante una transferencia conductiva, la cual se lleva a cabo con una geometría esférica de radio R que se extiende al infinito y es homogénea, isotrópica y con propiedades termofísicas constantes. Tomando en cuenta estas consideraciones, Ascencio y colaboradores (1994) proponen un proceso de conducción de calor bajo coordenadas esféricas-radiales descrito por la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial^2 T_D}{\partial r_D^2} + \frac{2}{r_D} \frac{\partial T_D}{\partial r_D} = \frac{1}{r_D} \frac{\partial T_D}{\partial t_D} \quad (3.6)$$

Donde $T_D = (T_i - T)/(T_i - T_f)$ y T_f es la temperatura del fluido de perforación cuando la circulación se ha detenido, $t_D = (\alpha \Delta t)/R^2$ y $r_D = r/R$

Las condiciones iniciales para el interior de la esfera son:

$$T_D(t_D = 0) = 1, \quad \forall r_D \in (0, 1) \quad (3.7)$$

Las condiciones iniciales para el exterior de la esfera son:

$$T_D(t_D = 0) = 0, \quad \forall r_D \in (1, \infty) \quad (3.8)$$

Para tiempos muy grandes, la solución en el centro de la esfera cuando $r_D \rightarrow 0$ está dada por:

$$T_D = \frac{1}{\pi t_D} \quad (3.9)$$

En términos de las mediciones de temperatura de fondo (BHT) y los tiempos de shut-in (Δt) escritos también como (t) la ecuación 3.9 se puede reescribir como:

$$BHT(t) = T_{SRM} - m'_{SRM} \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} \quad (3.10)$$

Esta ecuación representa la variación de la temperatura del fondo de pozo *BHT* como función del inverso de la raíz cuadrada del tiempo de shut-in t . Por lo tanto, la temperatura inicial de formación T_{SMR} está dada por el intercepto de la línea recta con el eje de las ordenadas, que representa el momento en el que se llegaría a la temperatura de equilibrio cuando t tiende a infinito. Mientras que m' representa la pendiente de esta línea recta. Una ventaja de este método es que, a diferencia de los métodos anteriormente vistos, el tiempo de circulación no se requiere para obtener la temperatura estabilizada por medio del método de la esfera STF_{SRM} .

3.1.2. Temperaturas geotermométricas

La geotermometría utiliza ecuaciones empíricas, llamadas geotermómetros, como herramientas para relacionar las concentraciones de gases, solutos o iones presentes en muestras de fluido con la temperatura de equilibrio o de fondo de un sistema geotérmico. Para poder aplicar de manera correcta las herramientas geotermométricas, se realizan varios supuestos con base en la evidencia recopilada del sitio: la fuente de origen se encuentra en equilibrio, hay suficiente cantidad del reactivo indicador, no existe reequilibrio del indicador una vez abandonado el sitio de origen y no hay mezcla con aguas provenientes de otras fuentes en el sitio de muestreo (Fournier, 1977). Si estas condiciones se cumplen, se puede considerar que las concentraciones de gases, solutos o iones representan las concentraciones reales de la fuente de origen, las cuales podrían proporcionar la temperatura de equilibrio que probablemente domina en el fondo del sistema (Karingithi, 2009). Dependiendo de las características del sitio de estudio se decide el tipo de geotermómetro a utilizar. En este trabajo de tesis, y debido a las características particulares del sistema geotérmico a estudiar (Acoculco, Puebla), se emplearon algunos geotermómetros de gases para inferir o conocer en forma aproximada las temperaturas de fondo de este sistema. Este proceso de cálculo será descrito con más detalle en la sección de resultados de este trabajo de tesis.

Dentro de este contexto de herramientas geotermométricas, podemos simplificar que existen 3 categorías de geotermómetros de gas (Karingithi, 2009):

1. Equilibrio Gas - gas
2. Equilibrio Gas - mineral
3. Equilibrio Mineral - Gas: CH_4 , H_2 , H_2S .

Los equilibrios gas-gas y gas-mineral controlan las concentraciones de gases como CO_2 , H_2S , H_2 , N_2 , NH_3 y CH_4 .

3.1.3. Temperaturas de homogenización (Inclusiones fluidas)

Se le denomina inclusiones fluidas a los paleo fluidos en fase vapor que fueron atrapados durante la formación del sistema geotérmico en pequeñas celdas o cristales en la estructura de un mineral durante el crecimiento del mismo (Camprubí, 2010). Son representaciones de los líquidos y gases a partir de los cuales se produjo el crecimiento cristalino y por ello su análisis permite reconstruir las condiciones originales del crecimiento cristalino.

Según sus orígenes se pueden distinguir tres tipos de inclusiones fluidas (Hansteen y Klugel, 2008):

1. Primarias: Estas inclusiones se forman durante y como consecuencia del crecimiento del cristal.
2. Secundarias: Estas se forman en fracturas cristalinas sobre la superficie del mineral huésped. Se forman después del crecimiento de cristales y representan fluidos atrapados durante el sellado de fracturas o microfisuras.
3. Seudosecundarias: Se refieren a las inclusiones que se formaron a lo largo de microgrietas selladas durante el crecimiento del mineral, y que por lo tanto representan un subgrupo de las inclusiones primarias.

La microtermometría de inclusiones fluidas es una técnica analítica que permite determinar ciertas variables fisicoquímicas como la temperatura de homogeneización, al analizar las inclusiones fluidas contenidas en las muestras de roca que se toman durante la perforación del pozo. La temperatura de homogeneización es la temperatura mínima de atrapamiento de las inclusiones fluidas (Camprubí, 2010).

Antes de realizar el estudio microtermométrico se debe asumir que las inclusiones fluidas permanecieron como un sistema cerrado desde su atrapamiento hasta su análisis en laboratorio, lo que implica que su masa y volumen permanecieron constantes. Para encontrar la temperatura de homogeneización, en el laboratorio se realiza un experimento de calentamiento de la muestra de roca con la inclusión. En este experimento se registra la temperatura en el momento en que el líquido confinado pasa a una fase gaseosa. Ésta temperatura se considera entonces como la temperatura mínima a la que se atrapó una inclusión fluida y por tanto como un primer valor para la temperatura de homogeneización.

Capítulo 4

Evaluación volumétrica del recurso geotérmico.

La evaluación volumétrica del recurso geotérmico tiene como objetivo estimar la energía térmica disponible en un reservorio geotérmico que pueda ser extraída y utilizada por un periodo de tiempo, generalmente de varias décadas (Sarmiento y cols., 2018).

Con el fin de realizar la evaluación volumétrica del recurso geotérmico de los Estados Unidos, Muffler y Cataldi (1978) propusieron el Método Volumétrico para el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS por sus siglas en inglés). En ese trabajo, los autores definen al recurso geotérmico como la cantidad de energía geotérmica disponible en un volumen de roca y fluido a una temperatura particular.

El método volumétrico requiere el conocimiento de tres parámetros principales para determinar el potencial de explotación de un Sistema geotérmico, parámetros que serán los datos fundamentales:

1. La energía térmica total disponible en el reservorio.
2. La fracción de dicha energía que se puede recuperar a la salida del pozo.
3. La porción de esa energía térmica recuperada que se puede convertir a energía eléctrica.

En el trabajo presentado en esta tesis se aborda únicamente la estimación de la energía térmica total disponible en el reservorio (roca), la cual depende principalmente del volumen, las propiedades termodinámicas de los materiales del sistema (roca) y de las temperaturas del reservorio y de referencia (la cual puede ser la temperatura ambiente) (Sarmiento y cols., 2018).

4.1. Cálculo del calor por medio del modelo volumétrico de la USGS (“Heat in place”)

El cálculo del calor disponible realizado por medio del Método volumétrico se fundamenta termodinámicamente en el cálculo de la energía térmica contenida en un volumen determinado de un material a cierta temperatura (Sarmiento y cols., 2018). Con estos propósitos y asumiendo que no hay cambio de estado, se propone la ecuación que permite el cálculo del calor sensible Ec. 4.1, la cual indica la cantidad de calor necesaria para calentar o enfriar un cuerpo y expresa una relación directamente proporcional del calor con la masa del cuerpo (m) y con respecto a

una diferencia de temperaturas (ΔT). Dicho de otra forma, expresa la cantidad de calor que absorbe o libera un cuerpo sin que le ocurran cambios en su estado físico.

$$Q = m C_p \Delta T \quad (4.1)$$

Tomando en cuenta que $m = \rho V$, siendo ρ la densidad, V el volumen y ΔT la diferencia de temperaturas ($T_i - T_f$) entre una temperatura inicial T_i y una temperatura final T_f , la Ec. 4.1 permite calcular la cantidad de calor que un cuerpo puede ganar o perder, dependiendo del signo gobernante en la ΔT (que convencionalmente podría significar la producción de trabajo, con lo cual adoptaría un signo positivo) se reescribe como:

$$Q = \rho V C_p (T_i - T_f) \quad (4.2)$$

El método volumétrico fue sugerido para calcular el calor disponible en sistemas hidrotermales convectivos (Muffler y Cataldi, 1978), y por ello considera que la energía calorífica total del reservorio Q_T es la suma del calor almacenado en la roca Q_r y el calor almacenado en el fluido Q_w , ambos descritos por la ecuación 4.2 y cuya suma se expresa como:

$$Q_T = Q_r + Q_w \quad (4.3)$$

donde el calor almacenado en el fluido está determinado por la siguiente ecuación:

$$Q_w = A Th \rho_w C_{p_w} (\varphi) (T_f - T_r) \quad (4.4)$$

y el calor almacenado o disponible en la roca Q_r , por la ecuación:

$$Q_r = A Th \rho_r C_{p_r} (1 - \varphi) (T_f - T_r) \quad (4.5)$$

Siendo φ la porosidad de la roca; ρ_r la densidad de la roca [kg/m^3]; ρ_w la densidad del fluido [kg/m^3]; A el área del reservorio [m^2]; C_{p_r} el calor específico de la roca [$kJ/kg \text{ } ^\circ C$]; C_{p_w} el calor específico del fluido [$kJ/kg \text{ } ^\circ C$]; T_f la temperatura de formación [$^\circ C$] y T_r la temperatura de referencia [$^\circ C$].

4.1.1. Variables fundamentales requeridas

Área [m^2]

El área del volumen de interés comprende una superficie geotérmica que se delimita por la presencia de manifestaciones hidrotermales y estructuras geológicas (fallas, fracturas y fisuras), valores de resistividad bajos, valores gravimétricos y magnetométricos altos, entre otros.

Espesor del reservorio [m]

Es el tamaño del volumen o estrato subterráneo de roca que existe entre la capa de roca sello de un sistema hidrotermal convencional y una profundidad máxima determinada por las limitantes tecno-económicas de la perforación de los pozos productores.

Temperatura del reservorio [$^{\circ}C$]

Es la temperatura de fondo promedio, preferencialmente determinada a través de la temperatura estabilizada de la formación (o temperatura virgen no perturbada) o temperatura de equilibrio, y que corresponde a la del volumen de interés o reservorio geotérmico.

Temperatura ambiente [$^{\circ}C$]

Es la temperatura ambiente anual promedio del sitio donde se encuentra localizado el sistema geotérmico.

Calor específico [$\frac{J}{g^{\circ}C}$] o [$\frac{KJ}{kg^{\circ}C}$]

Es la cantidad de calor que hay que suministrar por unidad de masa de una sustancia o sistema termodinámico para lograr elevar su temperatura en una unidad.

Porosidad [%]

En la geotermia, la porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee la roca y se define como la fracción del volumen de huecos en el volumen total de la roca.

Densidad [$\frac{kg}{m^3}$]

Es la cantidad de masa que existe en un determinado volumen de una sustancia o un material sólido.

4.1.2. Estimación de error o incertidumbre global por medio de las variables asociadas.

A partir de 1973, investigadores del USGS incorporaron en su metodología el uso de modelos estocásticos para el cálculo de la energía térmica, lo que también permitió cuantificar y transportar las incertidumbres asociadas en los valores estimados mediante la teoría de propagación de errores (Bevington, 1969). Uno de los métodos sugeridos para propagar errores o incertidumbres de las variables involucradas en el cálculo de la cantidad de calor disponible en un reservorio geotérmico es el método Montecarlo, el cual se explica a detalle en el capítulo 5 de este trabajo.

A diferencia de los enfoques determinísticos, donde un solo valor que representa la mejor aproximación, los métodos probabilísticos toman en cuenta la incertidumbre de las variables en la estimación del parámetro principal que se calcula usando una muestra estadística grande y representativa de datos. Por lo tanto, la incertidumbre asociada al calor disponible tendrá como resultado la integración de las incertidumbres individuales de los valores estimados de cada una de las variables aleatorias de las que depende: Área, espesor del reservorio, densidad, porosidad, calor específico, y las temperaturas de referencia y del reservorio.

Dependiendo del tipo de distribución estadística de cada una de las variables involucradas, sus valores de incertidumbre cuantificados se podrán presentar de dos formas: (1) a partir de la distribución Gaussiana o normal y a través de la desviación estándar; y (2) a partir de la distribución uniforme o triangular, a través de intervalos de confianza o de valores min-max o min-media-max, (Muffler y Cataldi, 1978).

Para determinar las incertidumbres de los estimados, se asume y ajusta para cada variable, una distribución de densidad de probabilidad triangular (ver Figura 4.1). La distribución triangular es fácil de entender y estimar y permite incluir un sesgo positivo o negativo. Usando la temperatura t como ejemplo, los parámetros t_1 , t_2 y t_3 en una distribución triangular de probabilidad se definen como:

$t - 1$ = Temperatura mínima de reservorio. La temperatura del reservorio es al menos este valor, lo que quiere decir que la probabilidad de tener un valor menor a t_1 es cero.

t_2 = Temperatura media del reservorio. Es la temperatura característica que tiene la mayor probabilidad de ocurrencia.

t_3 = Temperatura máxima de reservorio. La probabilidad de que la temperatura sea mayor a t_3 es igual a cero.

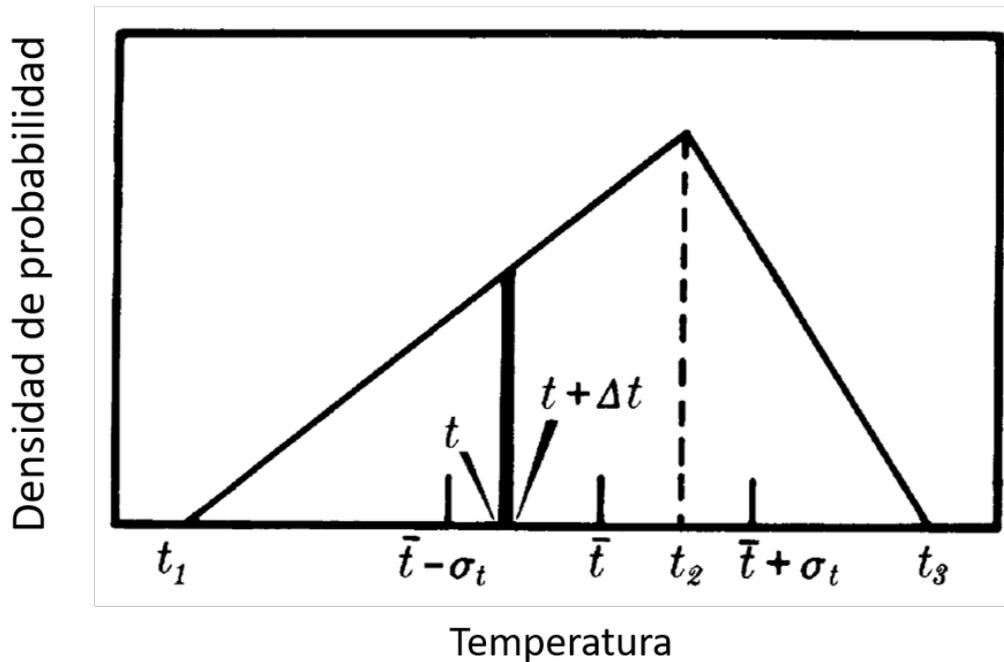


Figura 4.1: Ejemplo de una función de una distribución de probabilidad triangular. La desviación estándar es σ_t , la media de t es \bar{t} . El área del rectángulo negro vertical da la probabilidad de que la temperatura característica del reservorio se encuentre entre los valores de t y $t + \delta t$, donde δt es un número pequeño. El área total del triángulo equivale a la suma de las probabilidades de todos los eventos y es igual a uno.

En el ejemplo anterior se observa la definición de los parámetros que conforman una distribución de probabilidad triangular para la variable de la temperatura del reservorio. A partir de los valores mínimo, medio y máximo de cada una de las variables de las ecuaciones 4.4 y/o 4.5 se calculan las medias y las desviaciones estándar, las cuales se sustituyen en dichas ecuaciones. La media \bar{t} es calculada al realizar el promedio aritmético de los tres parámetros t_1 , t_2 y t_3 . Puede ser igual al valor más probable, y cuando no es así, se dice que la densidad de probabilidad presenta un sesgo. La desviación estándar mide la dispersión de un valor respecto a la media.

La multiplicación de las medias de los valores para obtener una media resultante requiere asumir que las variables aleatorias son estadísticamente independientes dentro del reservorio geotérmico.

La incertidumbre del calor disponible es resultado de las incertidumbres asociadas a la temperatura, el espesor del reservorio y el área del reservorio (Muffler y Cataldi, 1978), entre otras. Las distribuciones de probabilidad de estas variables se ajustan con base en la información geológica, geofísica y geoquímica que esté disponible. Para cada variable se ajusta una función de densidad de probabilidad triangular, la cual se espera que corresponda al comportamiento de la verdadera función de probabilidad. Se utilizan las funciones de probabilidad triangulares

porque son más fáciles de estimar y pueden tener sesgos positivos o negativos. (Muffler y Cataldi, 1978)

Según Garg (2010), un ajuste informado de las funciones de densidad de probabilidad de cada una de las variables requeridas para obtener la función de distribución de probabilidad del calor almacenado, es la clave para un uso correcto del método estocástico. Los datos obtenidos durante cada una de las etapas de exploración y producción contribuyen a un refinamiento de los parámetros del reservorio y, por ende, del calor total disponible. Sin datos de mediciones, es probable que el uso de la simulación Montecarlo genere estimaciones poco confiables de los principales parámetros para determinar el potencial de explotación de un sistema geotérmico (Garg, 2010).

De las variables que contienen las ecuaciones 4.4 y 4.5, el área, el espesor del reservorio, y la temperatura de fondo varían substancialmente en cada sistema geotérmico y es resulta muy complicado especificarlos con alta precisión y exactitud sin usar los datos medidos in-situ (Garg, 2010). Por ello la perforación y el muestreo de pozos exploratorios es esencial para obtener estimaciones realistas de estos valores.

A continuación se compilan criterios de diferentes autores para asignar los valores mínimos, medios y máximos de cada una de las variables de la ecuación 4.5. Se discutirá en más detalle esta ecuación aplicada al caso de estudio de Acoculco, (Puebla), que como se verá en el Capítulo 5, representa a un sistema geotérmico que al no disponer de fluido geotérmico se optó por reducir la aplicación de la Ec. 4.5 para cuantificar el calor disponible total de ese caso particular.

Área

Uno de los parámetros que más afectan en la estimación de la energía térmica disponible en un reservorio, proviene del área neta del reservorio y su incertidumbre (Muffler y Cataldi, 1978). Por ello es importante entender y justificar con el mínimo error posible los valores que se asignen a la distribución de probabilidad de esta variable, para así llegar a un criterio propio que describa el sitio de interés. Con estos propósitos, se investigaron o evaluaron los distintos criterios adoptados por algunos investigadores para ajustar dicha distribución.

Muffler y Cataldi (1978) citaron que es factible asumir áreas mínimas (de $1km^2$), intermedias (de $2km^2$) y máximas (de $3km^2$), como valores representativos de sistemas hidrotermales geotérmicos de dimensiones pequeñas, las cuales y son comparables o equivalentes con áreas que han sido delimitadas o determinadas con base en evidencias geológicas y geofísicas. Por otra parte, (Garg 2010) plantea como estimados máximos del área, a los valores inferidos de estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos regionales, mientras que los estimados mínimos están relacionados localmente por el área en donde pozos exploratorios son perforados, ya que es poco probable que estos pozos hayan cubierto en su totalidad el área de interés.

Sarmiento y cols. (2013), reportaron una guía para la estimación de los valores de los parámetros de entrada de la ecuación de calor (Ec. 4.5). En el caso del área, define como valores probados (mínimos) a las áreas perforadas por los pozos exploratorios que estén al menos a 500 metros del drenaje de los pozos más alejados y que estén delimitados por una producción extrapolada de temperatura de $240^{\circ}C$. Deben ser pozos de buena permeabilidad y que demuestren producción comercial.

Para los valores más probables (medios), Sarmiento y cols. (2013) consideraron que el área en la que se encuentran los pozos ubicados en las fronteras del campo, tengan temperaturas extrapoladas de 240°C; así como las áreas que sean inaccesibles en su momento debido a la cercanía o pertenencia de parques nacionales; áreas con pozos que pueden ser estimulados mediante fracturación hidráulica o química y áreas con alta actividad de manifestaciones hidrotermales en donde los geotermómetros arrojen valores de temperatura mayores a 250°C.

Como valores de áreas posibles, incluye todas las áreas que no han sido perforadas pero que han sido investigadas por estudios geofísicos; que presentan manifestaciones hidrotermales y que presentan temperaturas geotermométricas altas (Sarmiento y cols., 2013).

Espesor

En la mayoría de los reservorios, las incertidumbres asociadas con el espesor del reservorio son pequeñas en comparación con las correspondientes al área (Muffler y Cataldi, 1978). consideraron que la energía térmica utilizable en un reservorio está relacionada con un espesor aproximado determinado con una profundidad de 3 km. De esta forma, el límite inferior del reservorio se asume a 3km de profundidad, a menos de que haya alguna evidencia diferente para suponer un valor menor o mayor. Los perfiles de temperatura son comúnmente utilizados para determinar los límites superiores del reservorio, de otra forma, se asumen una profundidades mínimas de 0.5 km; intermedias de 1.5 km y máximas de 2 km. Muffler y Cataldi señalan que los límites superiores de la mayoría de los sistemas geotérmicos hidrotermales se encuentran dentro de este rango. Por lo anterior, los estimados estándar de profundidad que asumimos con frecuencia en estos estudios, consideran valores mínimos de 1 km, intermedios de 1.5 km y máximos de 2.5 km.

Por otra parte, Garg (2010) propone valores máximos y mínimos del espesor de un reservorio dependiendo del análisis de las profundidades en las que se encuentran las zonas convectivas de temperatura en los registros de temperatura de los pozos exploratorios. Esto es, la profundidad a la que se fija el límite superior del reservorio se obtiene mediante el análisis de los registros de temperatura correspondientes con las zonas de transición de un perfil conductivo a uno convectivo.

Sarmiento y cols. (2013) sugieren como un valor razonable del espesor, el equivalente a una profundidad que está correlacionada por un intervalo de temperatura mínima y máxima de 180°C y 240°C, respectivamente.

Temperatura del reservorio

Varios métodos pueden ser utilizados en conjunto para definir los rangos de temperaturas más probables y realistas de la denominada región caliente o volumen de interés del sistema geotérmico.

En un contexto geoquímico de exploración o explotación, muestras de fluidos recolectadas en pozos o manifestaciones naturales (manantiales, fumarolas, géiseres, o suelos hirvientes) localizados en las inmediaciones de un sistema geotérmico, pueden ser utilizadas para obtener aproximaciones razonables de las temperaturas de fondo a través del uso de geotermómetros químicos (solutos, gases o isótopos) como se explica en los capítulos 2 y 3. En un contexto geológico de exploración, a través de estudios petrográficos y específicamente mediante el análi-

sis microtermométrico de inclusiones fluidas, se pueden también obtener las temperaturas de homogenización que reflejan las paleotemperaturas vírgenes del sistema geotérmico, antes de la perturbación de su equilibrio térmico.

En el contexto de la geofísica (exploración) o la ingeniería de yacimientos (explotación), los registros de temperatura transitorios (BHT) medidos en los pozos permiten calcular, con una buena aproximación, las temperaturas estabilizadas de la formación que proveen las temperaturas originales del sistema geotérmico, antes de que hayan sido perturbadas sus condiciones de equilibrio térmico.

Generalmente hablando, cada una de estas herramientas permite obtener valores de temperatura que podrían proveer estimaciones pesimistas, realistas y optimistas del calor disponible en un reservorio geotérmico (Garg, 2010), razón por la cual se justifica un estudio similar al planteado en este trabajo de tesis.

Z. Sarmiento y cols. (2018) proponen como valores mínimos de temperatura del reservorio los correspondientes a mediciones directas registradas en pozos productores (temperaturas de fondo de pozo), los cuales podrían ser en ocasiones complementados por las temperaturas predichas mediante geotermómetros químicos. En este contexto, establecieron que la temperatura mínima deberá de ser de 240°C para permitir una descarga autónoma del pozo. Los valores intermedios de temperatura del reservorio (se sugiere que sean las temperaturas estabilizadas de formación), las cuales son extrapoladas de los gradientes geotérmicos locales del sistema geotérmico. Finalmente, los valores máximos de temperatura de reservorio deben resultar de la temperatura de equilibrio en el fondo, y que es estimada mediante la aplicación de geotermómetros químicos, cuyos fundamentos estén avalados por las condiciones geoquímicas y geológicas particulares de los sistemas geotérmicos.

Temperatura de referencia

Cualquier valor puede ser utilizado para la temperatura de referencia en el cálculo del calor disponible, incluyendo el cero absoluto. Generalmente se ocupa el valor de la temperatura ambiente (Garg, 2010).

Calor específico, porosidad y densidad.

A estas tres variables se les puede asignar una función de densidad de probabilidad triangular teniendo en consideración que el calor específico es dependiente de la temperatura. También, las tres son propiedades del material o los materiales que se consideren conforman el reservorio, por lo que los valores que tomen pueden ser obtenidos de mediciones o recopilados del estado del arte.

Capítulo 5

Estimación del calor del reservorio Q_r : Caso de estudio de Acoculco, Puebla.

La caldera de Acoculco se ubica en el estado de Puebla en la porción este del Cinturón Volcánico Transmexicano. Esta caldera volcánica ha sido considerada un sistema de Roca Seca Caliente (HDR por sus siglas en inglés) debido a que presenta un gradiente geotérmico elevado ($138\text{ }^\circ\text{C/km}$) y baja permeabilidad en las rocas colindantes con la fuente de calor (Lorenzo-Pulido y cols. 2011). El área se caracteriza por presentar manifestaciones hidrotermales hasta los 1000m de profundidad. (Canet y cols. 2015). Las manifestaciones hidrotermales que se presentan consisten en manantiales con temperaturas cercanas a las temperaturas ambiente, filtración de gases del subsuelo y terreno con alteración hidrotermal.

5.1. Descripción del problema

El área del reservorio, el espesor del reservorio, la temperatura de fondo y la temperatura ambiente, son parámetros característicos del sitio de estudio que requieren ser considerados para calcular el calor contenido en el volumen de interés (Garg, 2010). Por otra parte, el calor específico, la densidad y la porosidad son propiedades termodinámicas y petrofísicas de los materiales que almacenan el calor dentro del mismo volumen de interés.

En el capítulo 4 se cita el método Montecarlo como herramienta numérica adecuada para combinar o transportar las incertidumbres de las variables de área, espesor del reservorio, densidad, calor específico, temperatura de referencia y temperatura del reservorio en la estimación de la energía almacenada. La energía almacenada en forma de calor se presenta como resultado con su respectivo valor de incertidumbre (Garg, 2010).

La selección y ajuste de las distribuciones de probabilidad de los seis parámetros o variables de entrada constituye una tarea compleja a evaluar para una mejor representatividad estadística. La existencia y disponibilidad de este tipo de datos depende mucho de la etapa de desarrollo en la que se encuentre el sitio de interés geotérmico, aunque se reconoce que la disponibilidad de estos datos suele ser limitada ya sea porque no se han realizado suficientes estudios en el sitio, o porque estos datos han sido catalogados como información confidencial.

5.2. Aplicación del método Montecarlo

La simulación Montecarlo es una técnica que involucra el muestreo aleatorio de distribuciones de probabilidad relacionadas con las variables independientes en un problema complejo para determinar histogramas de frecuencia de los resultados posibles. Dicho histograma muestra el rango completo de los resultados posibles así como la probabilidad de ocurrencia para un resultado en particular.

Antes de realizar las simulaciones de Montecarlo, es necesario ajustar las funciones de densidad de probabilidad (FDPs) que representan a cada una de las variables de entrada y contabilizan sus fuentes de incertidumbre. Una vez que se han ejecutado el muestreo de las distribuciones de probabilidad de las variables asociadas, se aplica el mejor modelo para obtener la estimación final. Este modelo podría ser de naturaleza sencilla (mediante la aplicación de una simple ecuación analítica) o compleja. En el diagrama mostrado en la Figura 5.1 se representa un ejemplo de una simulación Montecarlo analizando la ecuación de calor sensible propuesta por el método volumétrico para el cálculo del potencial.

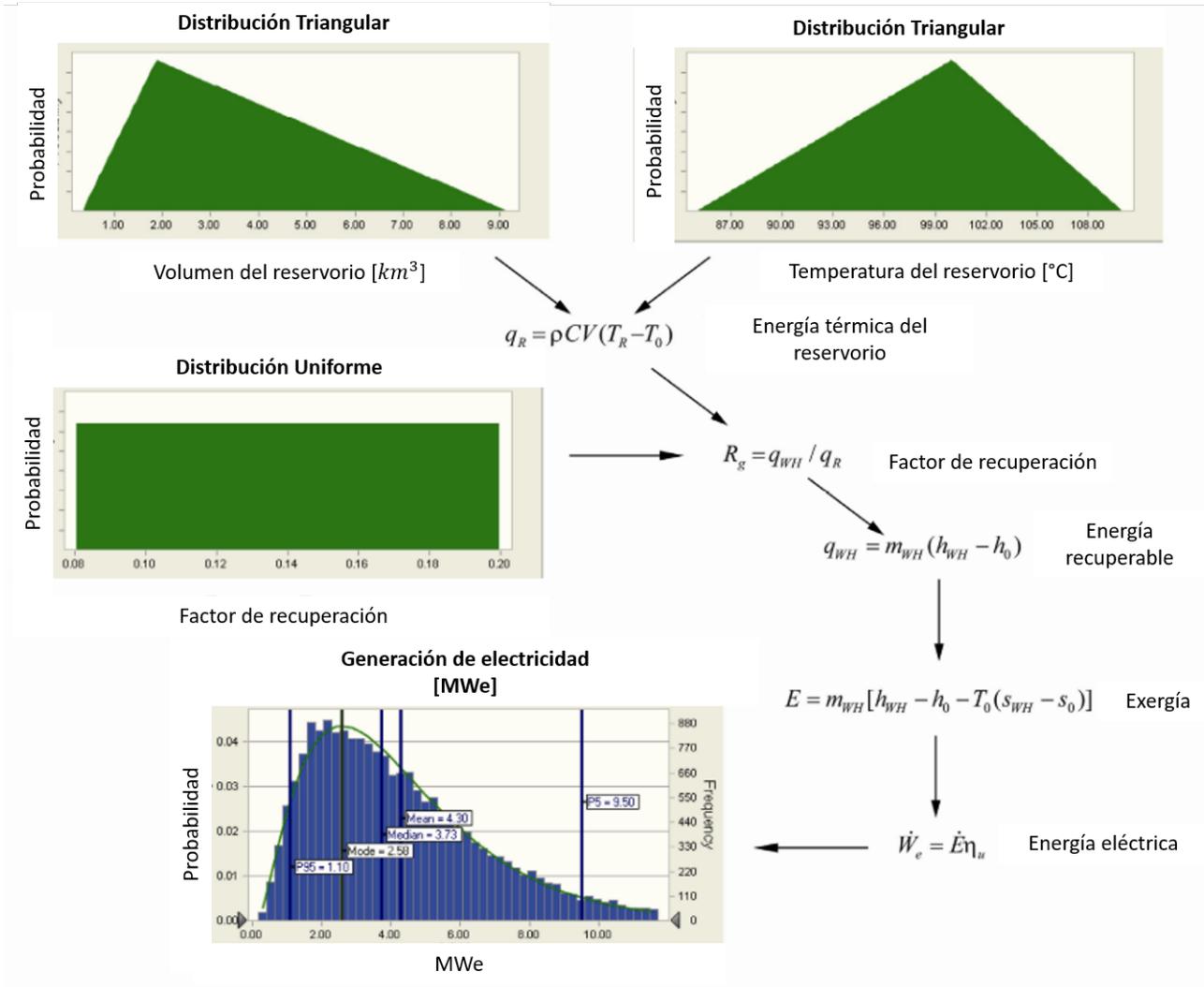


Figura 5.1: Diagrama del método volumétrico con simulación Montecarlo (Williams y cols., 2008).

5.3. Ajuste de distribuciones de las variables asociadas

Es esencial que los ajustes de las distribuciones tomen en cuenta la mayor parte de la información disponible para obtener resultados confiables cuando se realice la evaluación del método volumétrico.

Los datos requeridos para realizar esta investigación se presentan en la Tabla 5.3. Estos valores han sido seleccionados después de revisar la literatura disponible de múltiples estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos realizados en la zona de la Caldera de Aocolco, Puebla. En las siguientes subsecciones se explica con detalle cómo se realizó la selección de los datos y su justificación técnica.

Ajuste de las distribuciones triangulares de los parámetros.			
Parámetro	Valor mínimo	Valor medio	Valor máximo
Área [m^2]	5,000,000	7,000,000	9,000,000
Espesor del reservorio [m]	400	800	900
Temperatura estabilizada [$^{\circ}C$]	273	275	283
Temperatura homogeneizada [$^{\circ}C$]	270	307	335
Temperatura geotermómetro de CO_2 [$^{\circ}C$]	271	313	356
Temperatura geotermómetro de H_2S [$^{\circ}C$]	257	264	279
Temperatura geotermómetro de CO_2/H_2 [$^{\circ}C$]	178	245	294
Temperatura de fondo de pozo propuesta a la CRE [$^{\circ}C$]	260	280	300
Temperatura ambiente [$^{\circ}C$]	-6.7	10	26.1
Densidad [kg/m^3]	2,560	2,660	2,730
Porosidad [$\%vol$]	0.01	0.03	0.07

Tabla 5.1: Valores del ajuste de las distribuciones triangulares de los parámetros de la ecuación de calor sensible para el caso de estudio de Acoculco, Puebla.

5.3.1. Área

El volumen real de un reservorio geotérmico no es de ninguna forma geométrica particular. Para simplificar la visualización del volumen de interés, facilitar su modelado y realizar el cálculo del volumen, se asumió una geometría cilíndrica cuya área de la base está dada por A y su altura por Th , parámetro que corresponde al espesor del reservorio.

De esta forma, el cálculo del volumen se realiza mediante la siguiente fórmula simple:

$$V = A Th \quad (5.1)$$

En el caso particular del área, se determinaron los valores mínimo, medio y máximo ajustando distribuciones triangulares de probabilidad. En este proceso se obtuvo y analizó información de varios artículos disponibles, fundamentalmente procedentes de estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos.

Asumiendo que el volumen de interés estará situado dentro del área de la caldera de Acoculco y que tiene una forma circular y un diámetro de 18km (Canet y cols., 2015b), se delimitó un área de explotación en congruencia con estudios magnetométricos que han sido realizados dentro de la caldera de Acoculco (López-Hernández, 2009). A partir de estos estudios de geofísica, se observa que el bajo magnético regional está dividido en sectores más pequeños, separados por altos magnéticos locales alargados en dirección NE-SW. El más importante de estos altos relativos ocupa el sector central de la caldera de Tulancingo en donde claramente se observa un alineamiento de dos anomalías magnéticas circulares en dirección NE-SW (ver Figura 5.2).

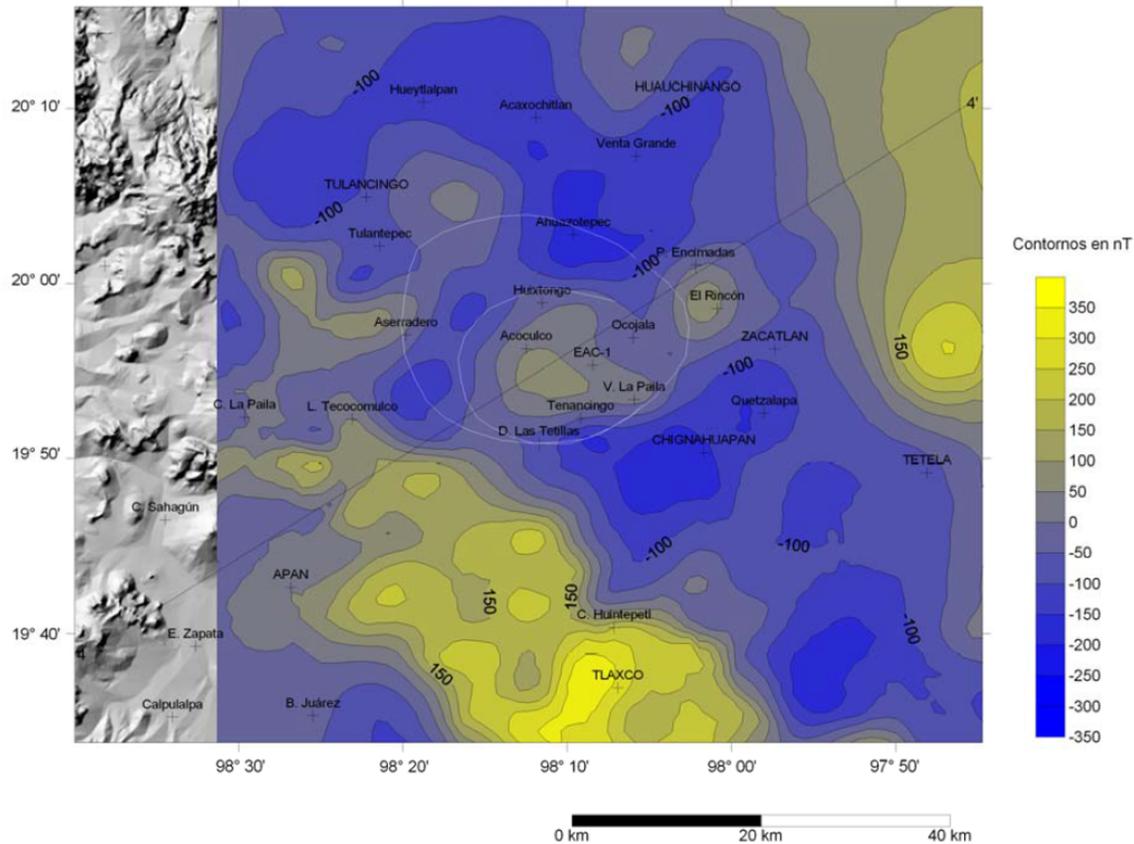


Figura 5.2: Campo magnético total reducido al polo obtenido de datos de PEMEX y reportado por (López-Hernández, 2009).

Dentro del área de Huixtongo se encuentra un alto gravimétrico circular (Figura 5.3) que se supone es ocasionado por una intrusión reciente (López-Hernández, 2009). La existencia de intrusiones cuaternarias parecen explicar las altas temperaturas medidas en el pozo exploratorio EAC-1 (Gama y cols., 1995)

Asumiendo que estos altos gravimétricos corresponden con la parte superior de un cuerpo intrusivo (alta densidad), se ha concluido que los pozos a perforar en el futuro podrían ser ubicados en los bordes de estos cuerpos donde exista mayor gradiente, con el propósito de intersectar las zonas de fracturamiento (alta permeabilidad) asociados al esfuerzo provocado por la intrusión (Canet y cols., 2015b).

Tomando en cuenta estudios gravimétricos y magnetométricos se delimitó el área de interés de una geometría elíptica con área aproximada de 700 km^2 situada en la porción NE de la caldera de Acoculco.

Dentro de esta primera delimitación se encuentra el volumen de interés considerado en este trabajo, por lo que para realizar una siguiente aproximación se tomaron en cuenta los registros de las alteraciones hidrotermales. Las alteraciones hidrotermales se extienden por un área de varios kilómetros cuadrados cerca del centro del complejo de Acoculco (Canet y cols., 2015b).

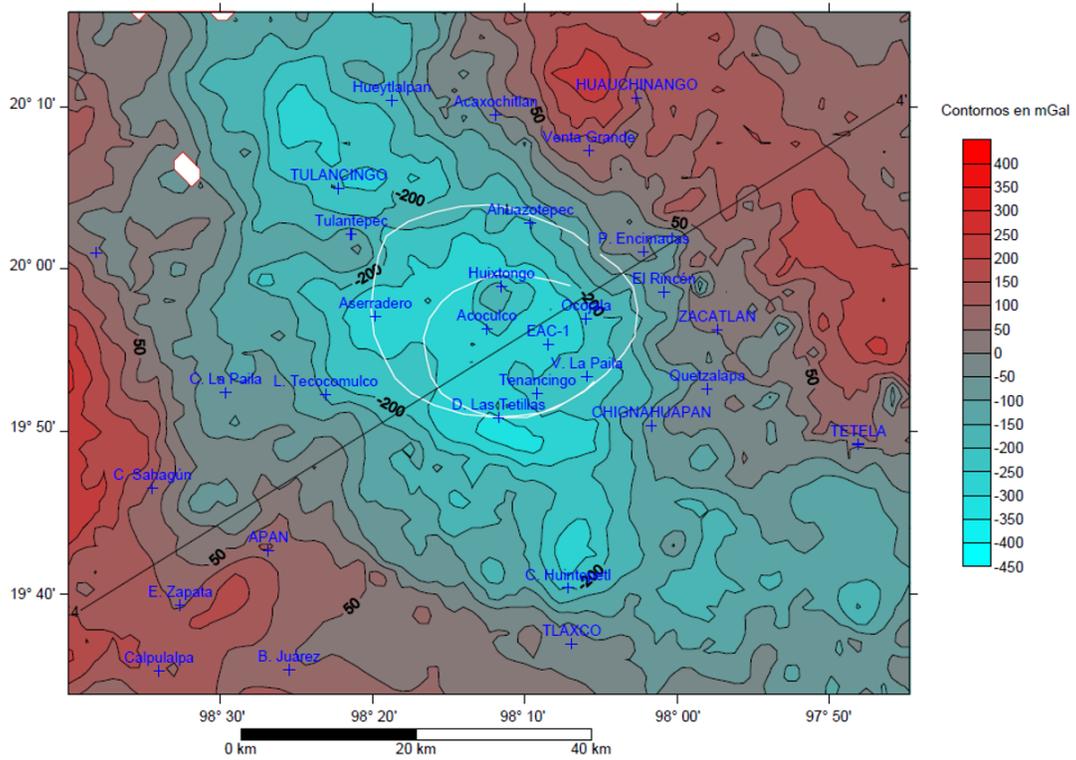


Figura 5.3: Residual polinomial de grado 3 de la Anomalía de Bouguer. En azul las zonas de valor bajo. (López-Hernández, 2009)

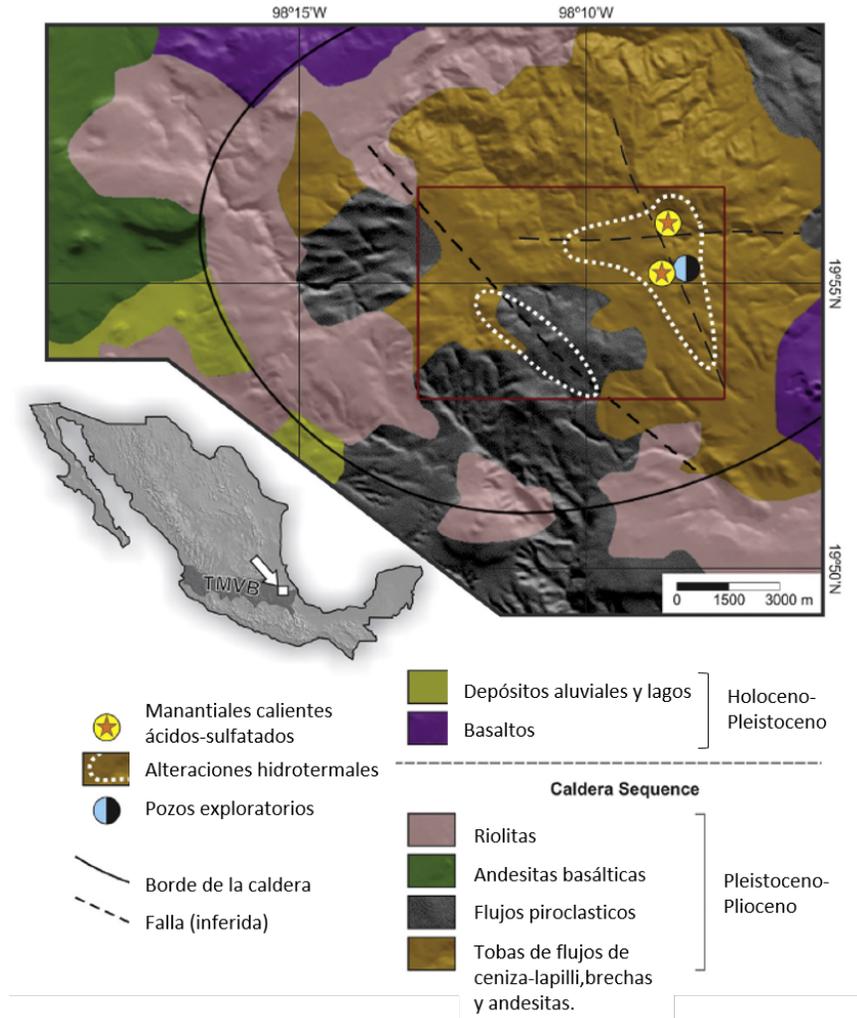


Figura 5.4: Mapa geológico del complejo volcánico de Acoculco. (Canet y cols., 2015b)

Un mapa geológico del complejo volcánico de Acoculco es mostrado en la Figura 5.4. Las dos áreas marcadas con la línea punteada representan las zonas de alteración hidrotermal correspondientes a las alteraciones argílicas avanzadas, las cuales tienen una distribución mucho más limitada en comparación a los otros tipos de alteraciones hidrotermales.

Estas ocurren principalmente cerca de las manifestaciones activas de emisión gases. Este tipo de alteraciones se expresan por conglomerados de minerales secundarios ricos en caolinita y que pueden tener su origen del calentamiento por medio de vapor en el sistema geológico (Canet y cols., 2015b). El área perimetral de mayor tamaño mostrada en la Figura 5.4 contiene a los dos pozos exploratorios y las zonas de manifestaciones más activas de gas (Los Azufres y Alcaparrosa). En los dos pozos exploratorios EAC-1 y EAC-2, se midieron temperaturas a la máxima profundidad de cada pozo (307 °C a 1970 m y 264 °C a 1900 m respectivamente, ver Figura 5.8). Estos resultados obtenidos de los pozos exploratorios confirman la existencia de altas temperaturas a una profundidad técnica y económicamente factible para la

tecnología actual. En la Figura 5.5 podemos ver con detalle los tipos de alteraciones argílicas avanzadas existentes. La distribución de los minerales secundarios ricos en alunita y amoniojarosita es mucho más restringida cerca de las manifestaciones de gas activas (Canet y cols., 2015a).

Tomando en consideración los criterios anteriores, es aceptable asumir que a partir del área de mayor tamaño, se puede delimitar un área que contenga los pozos exploratorios y las zonas delimitada por las alteraciones argílicas avanzadas de caolinita y alunita. Esta área se consideró como una primera aproximación para determinar el área de la base del volumen de interés. De esta aproximación se obtiene gráficamente un valor de 9 km^2 .

La figura 5.5, muestra con más detalle la ubicación de los sitios de alteraciones hidrotermales por asociaciones de minerales secundarios ricos en caolinita. Con base en ese mapa, se determinó gráficamente una segunda aproximación del área de menor tamaño equivalente a 7 km^2 .

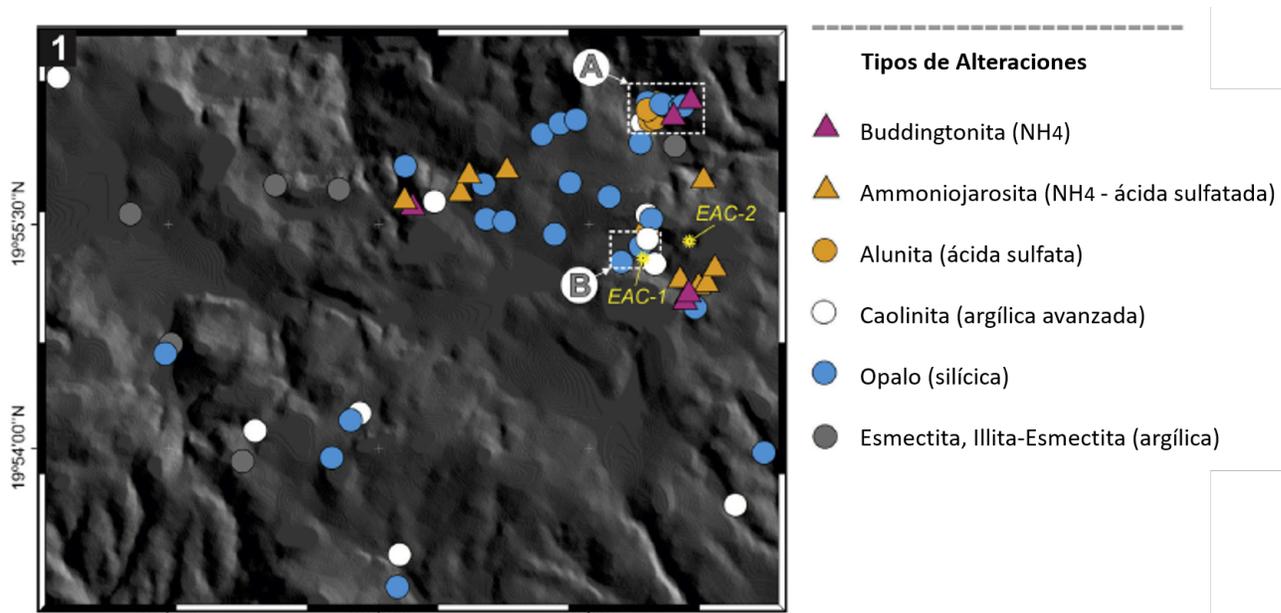


Figura 5.5: Mapas del área de estudio con la ubicación de rocas con alteración hidrotermal. Las dos zonas con manifestaciones termales activas son (A) Alcaparrosa y (B) Los Azufres; también se muestra la ubicación de los dos pozos exploratorios EAC-1 y EAC-2 (Canet y cols., 2015a).

Ya que es poco probable que toda el área con temperaturas elevadas de un yacimiento geotérmico haya sido penetrada por los pozos exploratorios, es casi seguro que el área mínima del yacimiento sea mayor que la investigada por las perforaciones (Garg, 2010). En Acoculco solo se cuenta con dos pozos exploratorios, uno a 500 m del otro. La consideración de sólo dos pozos para la estimación del área podría ocasionar una subestimación de su valor mínimo. En este caso, también se revisó un informe previo para la Comisión Reguladora de Energía (CRE) (Hiriart Le Bert y cols., 2011) en donde se aplica también el método volumétrico para la estimación del potencial geoenergético del sistema de Acoculco, en donde se asume como área mínima 2 km^2 .

Teniendo en consideración toda la información compilada, se ajustó una distribución triangular asumiendo como valores mínimo, medio y máximo: 5 km^2 , 7 km^2 y 9 km^2 , respectivamente.

5.3.2. Espesor de reservorio

Considerando que en Acoculco ocurrió un proceso de autosellado en los primeros 580 m (Lopez-Hernandez y Castillo-Hernandez, 1997), y que Muffler y Cataldi (1978) sugieren que el volumen de interés se determine ubicando éste entre dos profundidades específicas, no se delimitará el espesor del reservorio desde la superficie a una profundidad específica sino que se considerará como la distancia entre dos profundidades definidas: Como límite inferior la profundidad máxima alcanzada por la perforación del pozo EAC-1 (2000 m) y como límite superior la parte superior del reservorio.

Un primer acercamiento para determinar los límites superiores del reservorio nos llevó a consultar la columna litológica presentada en la Figura 5.6 publicada en (Gama y cols., 1995). De acuerdo con la litología encontrada en los dos pozos exploratorios profundos perforados por la CFE (1900 y 2000 m), el yacimiento geotérmico probable podría estar contenido entre las rocas calcáreas, parcial y localmente metamorfozadas a skarn, que subyace al paquete de rocas volcánicas, y probablemente también en el intrusivo (granito de hornblenda) que es cortado en el fondo.

Los límites superiores se fijaron principalmente observando el registro de temperaturas del pozo EAC-1 (Figura 5.8). El primer límite superior del reservorio se situó a la profundidad de 1100 m correspondiente a una temperatura aproximada de 180°C . El segundo a una profundidad de 1200 m en donde se aprecia un comportamiento en el registro de temperaturas, que en principio parecería sugerir el inicio de una zona convectiva antigua (Lopez-Hernandez y Castillo-Hernandez, 1997). Finalmente, el tercer límite superior se determina a una profundidad de 1600 m en donde se aprecia el inicio de una segunda zona convectiva.

Sacando la diferencia entre la máxima profundidad y los 3 diferentes límites superiores del reservorio se obtienen los valores mínimo, medio y máximo de espesor del reservorio con los que se define la distribución triangular de probabilidad del espesor del reservorio: 400 m, 800 m y 900 m, respectivamente.

5.3.3. Temperatura del reservorio

Se recopilaron datos provenientes de diferentes herramientas de medición de temperatura: Temperaturas estabilizadas, temperaturas geotermométricas y temperaturas de homogeneización. Al tener estos datos disponibles, se podrán ajustar distintas distribuciones de probabilidad que los describan para poder analizar el efecto global en el cálculo de calor disponible.

Temperaturas estabilizadas

Con el objetivo de ponderar el efecto de las temperaturas estabilizadas, se compilaron y analizaron los registros de temperatura del pozo EAC-1 (T-10, T-11 y T-12) hasta una profundidad de 1970 m. En estos registros se observan zonas convectivas entre 1250 m y 1650 m (Figura

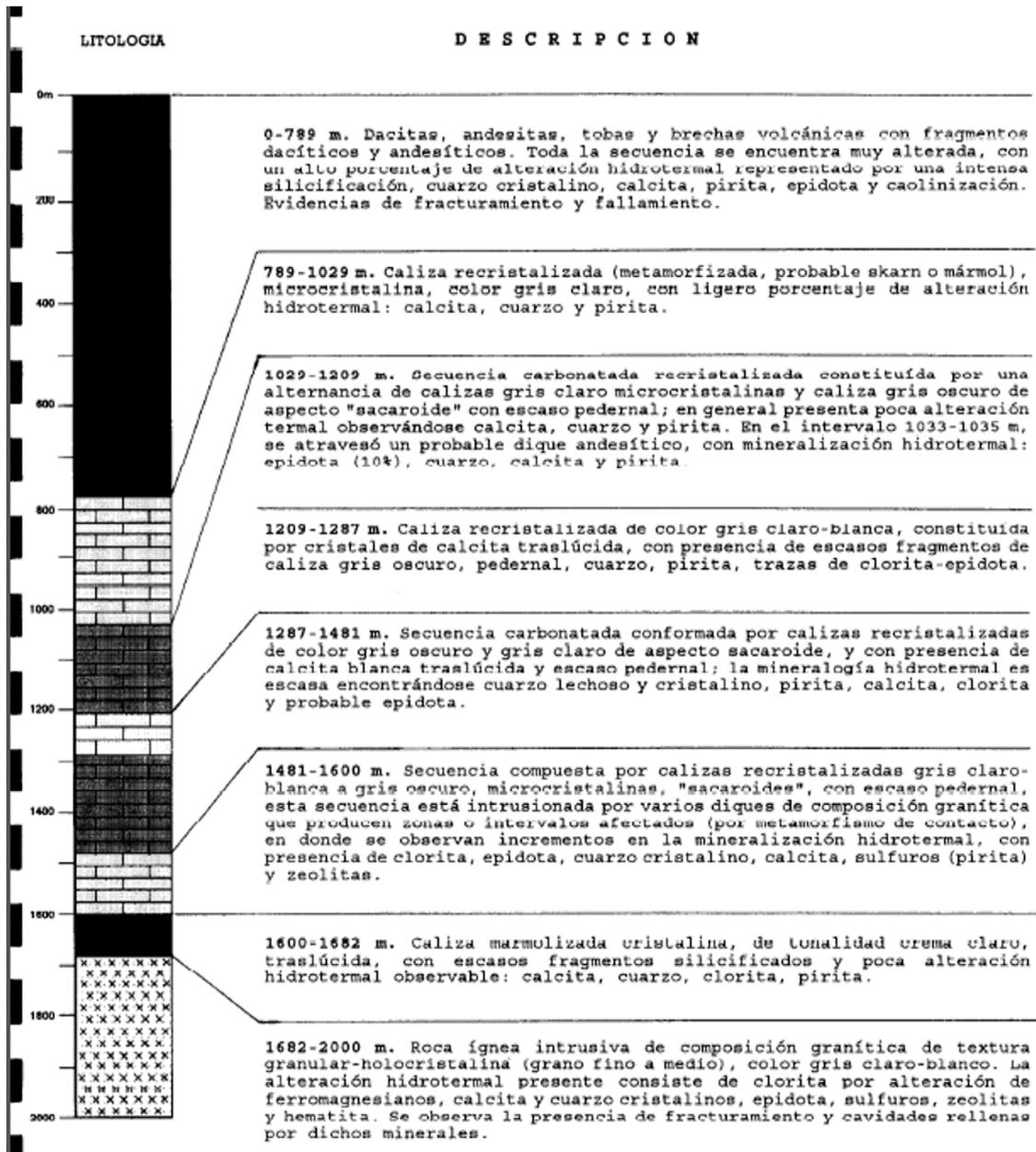


Figura 5.6: Columna litológica del pozo EAC-1.(Gama y cols., 1995)

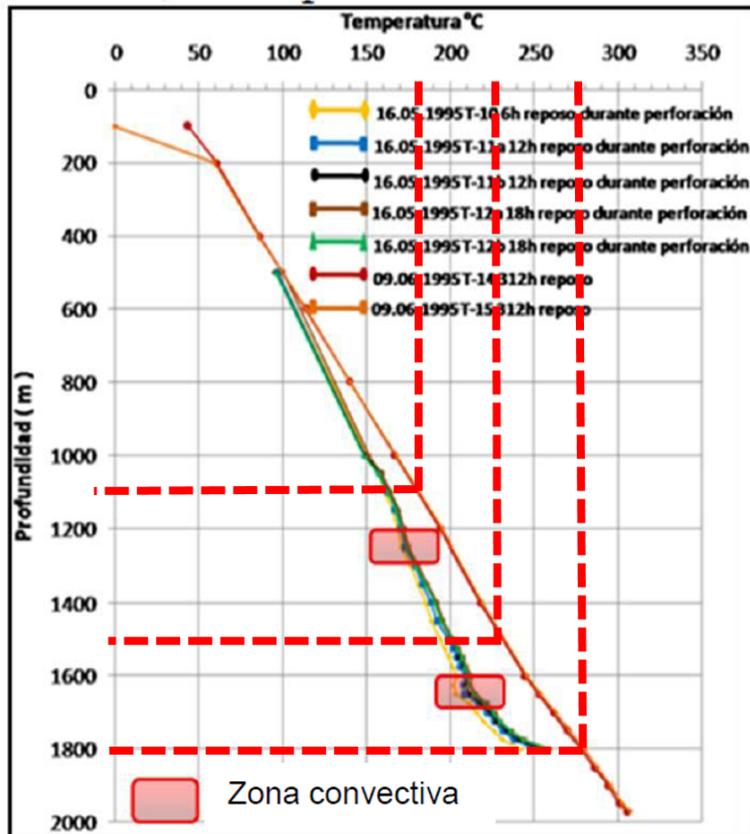


Figura 5.7: Registros de temperaturas, zonas convectivas y posibles inicios del volumen de interés del pozo EAC-1 (Lopez-Hernandez y Castillo-Hernandez, 1997). Las líneas horizontales en rojo muestran los diferentes valores de límite superior del reservorio, el límite inferior y en líneas rojas verticales los valores de temperatura que les corresponden aproximadamente.

5.8). Así mismo, durante la recuperación térmica del pozo (registros T-14 y T-15) se observó un incremento en el perfil de temperatura indicando un flujo de calor puramente conductivo, con correspondencia a una formación de roca caliente e impermeable (Lorenzo-Pulido y cols., 2010).

Como se observa en la Figura 5.8 el punto de medición más profundo en donde se cuenta con más de dos mediciones de temperatura es a los 1800m de profundidad. Cada una de estas mediciones se realizó dejando transcurrir cierto tiempo de reposo o "shut-in" (6h,12h,18h y 312h).

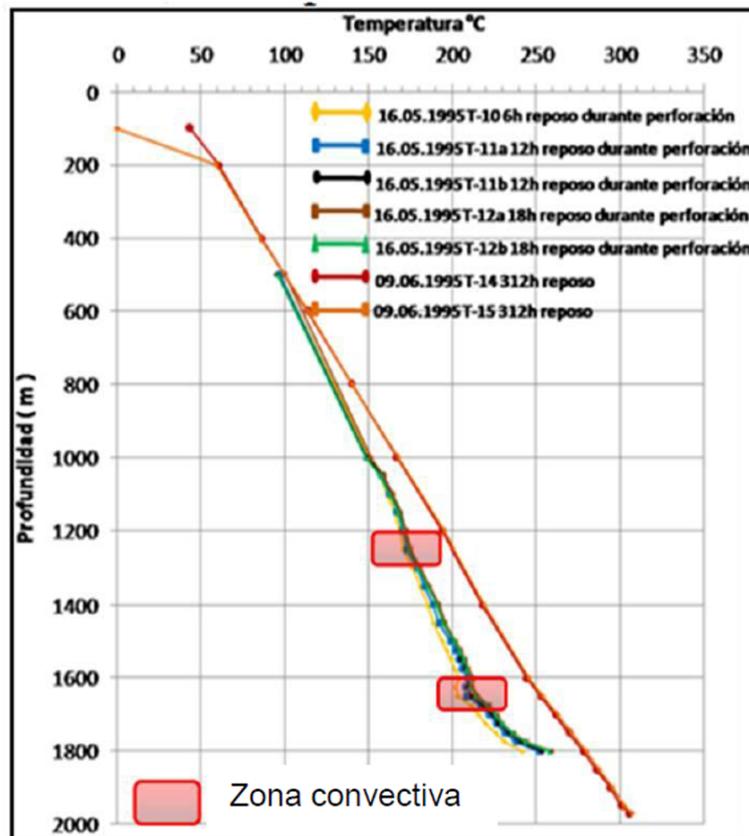


Figura 5.8: Registro de temperatura del pozo EAC-1.

Con estas 4 mediciones de temperatura a diferentes tiempos de recuperación térmica o reposo, se aplicaron los 3 métodos analíticos sugeridos para el cálculo de temperaturas estabilizadas: (i) el modelo lineal de fuente de calor constante de Horner sugerido por (Dowdle y Cobb, 1975); (ii) el modelo cilíndrico de una fuente de calor conductiva propuesto por Manetti (Manetti, 1973); y (iii) el modelo esférico-radial de una fuente de calor conductiva recomendado por (Ascencio y cols., 1994). Una problemática importante de estos métodos es la necesidad de conocer los tiempos de circulación del fluido de perforación, parámetro que difícilmente es reportado o está disponible. Debido a este problema, los tiempos de circulación de la perforación del pozo EAC-1 fueron asumidos como $t_c = 2h$ (Manetti, 1973) y (Santoyo y cols., 2000a). Siguiendo con el procedimiento de cálculo sugerido por Espinoza-Ojeda et al., 2011, se determinaron las temperaturas estabilizadas para la obtención de los parámetros de regresión (pendiente y ordenada) a través de las ecuaciones 3.3, 3.5 y 3.10, presentadas en el capítulo 3

de este trabajo de tesis. Los resultados de estos cálculos se resumen en la Tabla 5.2:

Parámetros de regresión lineal	Métodos analíticos		
	Manetti	Horner	Ascencio
Pendiente	-82.40	-122.77	-101.37
Ordenada (TE)	272.91	275.24	283.32
Coefficiente de determinación R²	0.8664	0.9308	0.9911

Tabla 5.2: Pendientes, temperaturas estabilizadas (TE) y coeficiente de determinación R² para cada uno de los modelos.

A partir de estos resultados se logró ajustar una distribución de probabilidad bajo la consideración que el valor mínimo de TE estará dado por la estimación de Manetti, el valor medio por el método de Horner, y el valor máximo por el método de Ascencio: 273 °C, 275 °C y 283 °C.

Temperaturas geotermométricas

En la Tabla 5.3 se presentan para cada muestra ID tomada en Acoculco las concentraciones de tres principales gases, así como las temperaturas estimadas por medio de los geotermómetros planteados por Acevedo, A (2021). Las temperaturas resaltadas en color rojo representan valores atípicos de temperatura producto de concentraciones de gas que salen del rango de aplicación del correspondiente geotermómetro. Para el ajuste de las distribuciones de probabilidad los valores fuera de rango no fueron considerados. Con los datos remanentes se realizaron 3 gráficas de caja, una correspondiente a cada geotermómetro y presentadas en la Figura 5.9. El valor mínimo de la gráfica de caja, representado por el límite inferior, se tomará como el valor mínimo de la distribución de probabilidad. Este se obtiene al restar del valor del cuartil 1 (Q1) la distancia intercuartil (IQD) multiplicada por 1.5; el valor medio será el valor correspondiente al segundo cuartil y el valor máximo corresponde al límite superior el cual se obtiene al sumar al valor del cuartil 3 (Q3) a la distancia intercuartil (IQD) multiplicada por 1.5

$$Min = Q1 - 1.5 IQD \quad (5.2)$$

$$Max = Q3 + 1.5 IQD \quad (5.3)$$

Id	CO ₂	H ₂ S	H ₂	Gas G CO ₂	Gas G H ₂ S	GasG CO ₂ -H ₂	Fuera de rango
	mmol/mol B.S.			Temperatura estimada (°C)			
1	662.77	11.28	0.000015	281.4	251.6	286.5	CO ₂ -bajo CH ₄ -alto H ₂ -bajo
2	662.78	109.09	0.000015	281.4	290.1	286.5	CO ₂ -bajo CH ₄ -alto H ₂ -bajo
3	589.83	110.51	0.000013	245.1	290.1	286.5	CO ₂ -bajo CH ₄ -alto H ₂ -bajo
4	930.88	23.16	0.098938	302.4	266.0	284.7	H ₂ -bajo
5	917.85	27.14	0.118051	327.4	267.9	270.0	-
6	956.94	22.68	0.12316	272.2	265.9	269.9	-
7	915.98	16.3	0.144295	329.3	271.2	203.4	-
8	893.42	23.41	0.15435	331.2	266.1	177.8	CH ₄ -alto
9	884.05	26.69	0.252259	325.6	267.6	293.5	CH ₄ -alto
10	249.52	1.59	0.000013	356.4	204.0	286.5	CO ₂ -bajo H ₂ -bajo
11	959.31	28.96	0.00003	270.7	269.8	286.5	H ₂ -bajo
12	664.72	33.64	0.000015	274.1	279.3	286.5	CO ₂ -bajo CH ₄ -alto H ₂ -bajo
13	373.05	32.18	0.000013	356.2	275.5	286.5	CO ₂ -bajo H ₂ -bajo
14	805.69	121.01	0.00002	305.0	290.1	286.5	H ₂ -bajo
15	781.22	179.63	0.000021	301.9	290.1	286.5	H ₂ -bajo
16	926.76	13.92	0.103244	312.0	221.5	283.4	H ₂ -bajo
17	360.02	0.05	1.669375	356.4	204.0	280.7	CO ₂ -bajo H ₂ S-bajo
18	822.03	4.68	0.47058	303.9	256.7	221.9	-

Tabla 5.3: Valores de concentraciones de gases y temperaturas geotermométricas obtenidas por medio de las herramientas presentadas en Acevedo Anicasio y cols., (2021)

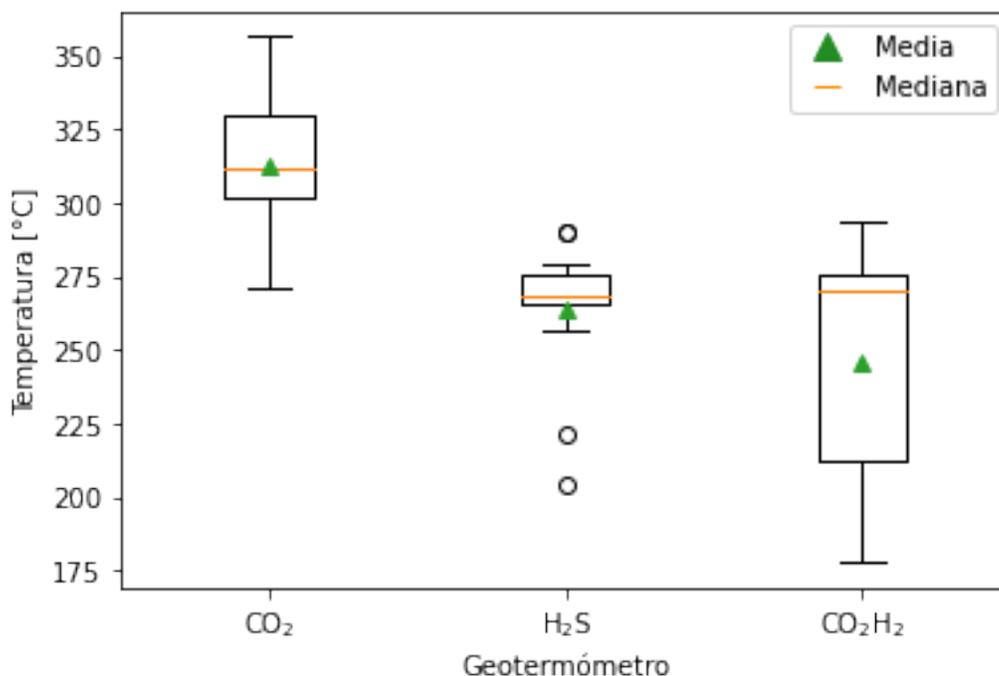


Figura 5.9: Representaciones de temperaturas geotermométricas de tres geotermómetros distintos. La media es representada por un triángulo verde, la mediana por una línea horizontal naranja y los valores atípicos por círculos.

Con base en las gráficas de caja, se ajustó una distribución de probabilidad triangular para cada geotermómetro. El geotermómetro de CO_2 presenta valores mínimos medios y máximos de 271 °C, 313 °C y 356 °C; el geotermómetro de H_2S presenta valores mínimos medios y máximos de 257 °C, 264 °C y 279 °C; y el geotermómetro de CO_2H_2 presenta valores mínimos medios y máximos de 178 °C, 245 °C y 294 °C.

Temperaturas de homogenización

Los valores de inclusiones fluidas fueron obtenidos del informe final del proyecto del Dr. Eduardo González Partida, quien realizó un estudio microtermométrico de inclusiones fluidas del pozo EAC-1 (González Partida, s.f.). Las inclusiones fluidas que se analizaron en todos los casos parecen ser de carácter primario y pueden ser representativas del evento hidrotermal del mineral que las contiene.

En la Tabla 5.4 se presenta el resumen de los resultados de la microtermometría de inclusiones fluidas.

Se eligieron los valores de temperaturas homogeneizadas correspondientes a la muestra de roca tomada a aproximadamente 2000 m de profundidad para ajustar la distribución de probabilidad de temperatura de inclusiones fluidas. Tomando el rango de temperaturas de homogenización y el valor promedio, los valores mínimo, medio y máximo de la distribución triangular ajustada son los siguientes: 270 °C, 307°C y 335°C.

PROF. (m)	Mi.	Th°C rango	Th°C Prom.	Tff °C rango	Tff °C Prom.	Salinidad % Eq.Nacl	n	Tipo de I.F.
* 100	Ca	103-131	113	+2.6a +5.6	+3.6	N.C.	20	L+V
* 200	Ca	141-152	145	+1.8 a +2.1	+1.9	N.C.	25	L+V
400	Ca	122-170	144	-0.9 a -1.1	-0.9	1.57	44	L+V
501	Qz	150-180	166	-0.7	-0.7	1.23	33	L+V
605	Qz	147-152	149	-0.6	-0.6	1.05	16	L+V
701	Qz	145-153	149	-0.7	-0.7	1.23	14	L+V
*710	Ca	153-166	155	-0.7	-0.7	1.23	15	L+V
801	Qz	134-158	152	-0.7	-0.7	1.23	19	L+V
*803	Ca	139-258	201	-0.1	-0.1	0.18	35	L+V
901	Qz	160-188	174	-1	-1	1.74	20	L+V
* 1100	Ca	214-217	215	-0.1	-0.1	0.18	28	L+V
1110	Ca	189-220	208	-1 a -1.7	-1.3	2.2	30	L+V
1201	Qz	190-230	210	-0.9 a -1.0	-0.91	1.7	29	L+V
*1400	Ca	205-250	223	-12	-12	16	20	L+V
1401	Ca	202-227	219	-13	-13	16.9	21	L+V
*1500	Ca	216-236	226	-13	-13	16.9	35	L+V
1500	Ca	245-255	250	-2.1	-2.1	3.5	27	L+V
*1600	Ca	240-268	252	-15.8 a -7	-12.7	16.6	49	L+V
1605	Qz	280-305	286	-3 a -4	-3.5	6.4	31	L+V
1690	Qz	260-308	282	-5	-5	7.8	29	L+V
*1700	Qz	270-303	284	-0.2	-0.2	0.35	35	L+V
1801	Qz	280-289	283	-0.4	-0.4	0.71	26	L+V
2000	Qz	270-335	307	-17 a +27 5 (S)	-	30	8	S+L+V

Tabla 5.4: Resumen de los resultados microtermométricos de inclusiones fluidas del pozo *EAC-1*, de Acoculco Puebla. Donde: Mi = Mineral analizado; Th = temperatura de homogeneización; Tff = temperatura de fusión final; I. F. = inclusión fluida; n = número de inclusiones analizadas. (González Partida, s.f.)

5.3.4. Calor específico

El calor específico es una magnitud física de los materiales que depende de la temperatura (Hartlieb y cols., 2016) y del material. Se asumió que la roca donde se encuentra el volumen de interés es de un solo material: granito, lo cual es una simplificación adecuada durante etapas tempranas del proceso de exploración.

En el caso del calor específico, no se buscó ajustar una distribución de probabilidad pues, al ser una magnitud física dependiente de los valores de temperatura, únicamente es necesario determinar dicha relación de forma matemática para calcular valores de calor específico para cada una de las iteraciones de temperatura que serán obtenidas de las distribuciones de probabilidad anteriormente ajustadas.

Los valores de calor específico del granito se elevan de 0.8 J/gr °C a 100 °C hasta 1.05 J/gr °C a 400 °C (Hartlieb y cols., 2016). Con estos puntos se puede obtener la ecuación de la recta que pase por dos puntos y que describa de manera aproximada el comportamiento del calor específico del granito en dicha región de temperaturas, que es la región en la cual podrían encontrarse las temperaturas del reservorio.

La recta aproximada es descrita por:

$$y = x \frac{5}{6} + 716 \frac{2}{3} \quad (5.4)$$

Siendo y el calor específico buscado y x la temperatura del granito.

5.3.5. Porosidad

La porosidad seguirá una distribución de probabilidad triangular. Los valores mínimo, medio y máximo de porosidad del granito (en porcentaje de volumen) fueron tomados de un estudio de la USGS (Klein y Johnson, 1983) sobre las propiedades de las rocas y son 1 %, 2.9 % y 7.3 % respectivamente.

5.3.6. Densidad

La densidad seguirá una distribución de probabilidad triangular. Los valores mínimo, medio y máximo de densidad del granito fueron tomados de un estudio de la USGS (Klein y Johnson, 1983) sobre las propiedades de las rocas y son 2560 kg/m^3 , 2660 kg/m^3 y 2730 kg/m^3 respectivamente.

5.3.7. Temperatura ambiente

Los datos de temperatura ambiente fueron obtenidos de las mediciones realizadas cada 30 minutos por medio del sistema EDDY Covariance. Se analizaron datos de un año completo, del 25 de junio de 2016 al 25 de junio de 2017, por medio de una gráfica de caja que se presenta en la Figura 5.10. De esta manera se obtienen el valor mínimo (correspondiente al límite inferior), el valor medio (correspondiente a la media) y el valor máximo (correspondiente al límite superior): -7 °C, 10 °C y 26 °C.

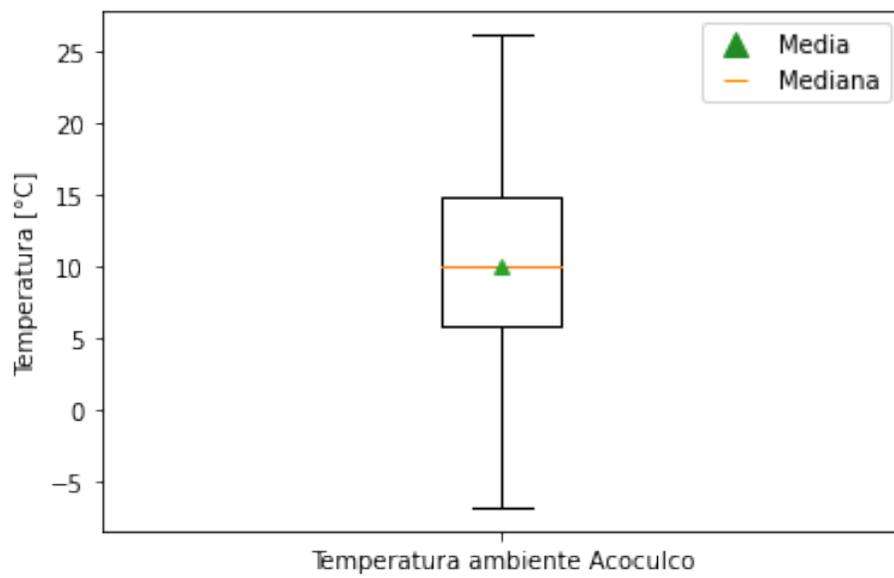


Figura 5.10: Gráfica de caja representando los valores de temperatura ambiente. La media es representada con una línea horizontal de color naranja, la mediana es representada con un triángulo de color verde.

Capítulo 6

Trabajo de investigación

Se realizó una amplia revisión de publicaciones científicas para el ajuste correcto de las distribuciones de probabilidad triangular de las variables requeridas en la ecuación 4.5 para la determinación del calor disponible.

Se ajustaron 5 diferentes distribuciones de probabilidad triangular para la variable de temperatura de equilibrio. Cada una de las distribuciones proviene de métodos diferentes usados para la estimación de la temperatura de fondo de sistemas geotérmicos: Temperaturas estabilizadas, temperaturas de homogenización, y temperaturas geotermométricas inferidas de geotermómetros de gases de CO_2 , H_2S y CO_2/H_2 .

En este capítulo del trabajo de tesis se presentan los resultados de las simulaciones Montecarlo realizadas para calcular el calor disponible en el volumen de interés del sistema geotérmico estudiado. Cada simulación realizó 10000 iteraciones mediante el uso de una distribución triangular de temperatura de equilibrio diferente en cada caso. Para los escenarios de calor disponible resultantes la cuantificación de incertidumbre se realiza por medio del cálculo de intervalos de confianza al 95 % y se representa como líneas punteadas en los histogramas.

6.1. Diagrama de flujo de la metodología de investigación

La metodología de investigación desarrollada se muestra esquemáticamente en la Figura 6.1.

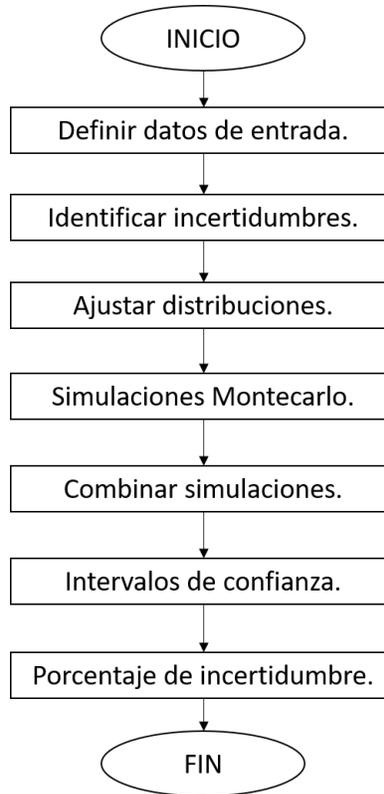


Figura 6.1: Representación de los pasos seguidos para realizar la investigación del proyecto de tesis.

6.2. Procesamiento de los datos

Los parámetros utilizados en el modelo se definen en el capítulo 5 y se presentan en conjunto en la Tabla 5.3

6.2.1. Evaluación del método volumétrico con simulación Montecarlo

Se desarrolló un programa en código Python para realizar el método Montecarlo el cual fue validado por medio de la comparación con el software de cuantificación de incertidumbres del Instituto Nacional de Estándares y Tecnologías (NIST por sus siglas en inglés), validación que se incluye en el Anexo (A). Se realizaron 10000 iteraciones para cada una de las simulaciones realizadas. Dichas iteraciones equivalen a un muestreo representativo de la muestra estadística de la función estudiada. Como resultado de cada simulación se obtiene una muestra estadística que obedece a una distribución normal de Gauss y que se representará a través de histogramas con 40 clases o barras.

6.2.2. Estimación de la incertidumbre global

A partir de la metodología propuesta en este trabajo de investigación, se calculó el valor de calor disponible promedio de cada escenario así como su desviación estándar. Los intervalos de confianza al 95 % se calcularon aplicando los valores del error estándar multiplicado por un valor de p de 1.96. Estos intervalos de confianza se representan como líneas punteadas en las gráficas que muestran los distintos escenarios de calor disponible (ver Anexo B), incluyendo su presentación en la Tabla 6.1, y los valores de desviación estándar estimados para cada uno de los escenarios planteados.

6.3. Resultados y discusión

En la Figura 6.2 se muestran los escenarios de calor disponible diferenciados cada uno por un color de línea distinto (ver leyenda). Estos escenarios se muestran en 3 grupos principales, los cuales se identifican por el grosor de la línea de cada histograma:

1. El primer grupo está conformado por el escenario de temperaturas geotermométricas obtenido de estimaciones de la temperatura de fondo predichas por el geotermómetro de CO_2/H_2 , al cual se le denominará escenario pesimista;
2. El segundo grupo está conformado por tres sub-escenarios: (i) El sub-escenario de temperaturas estabilizadas; (ii) el sub-escenario de temperaturas geotermométricas obtenidas del geotermómetro de H_2S ; y (iii) el sub-escenario de temperaturas de fondo obtenidas de los registros medidos de pozos realizados por la CFE en 1994. A este segundo grupo de estimaciones se le denominará como escenarios realistas;
3. El tercer grupo está conformado por dos escenarios: El escenario de temperaturas inferido de temperaturas de homogenización a través del análisis de muestras de inclusiones fluidas y el escenario de temperaturas geotermométricas por medio del geotermómetro de CO_2 . A este tercer grupo de estimaciones de calor disponible se le denominará escenarios optimistas.

Para corroborar la identificación de estos tres grupos de manera cualitativa se realizó una comparación entre la media y la desviación estándar de cada escenario como se ve en la Figura 6.3. La gráfica muestra los valores de estas dos variables representadas por un punto por cada escenario. Con esta comparación las diferencias entre grupos son más notorias a simple vista y se confirma que los grupos son los mismos que los presentados en la Figura 6.2. También se observa que a valores más grandes de media le corresponden valores de desviación estándar mayores con la excepción del primer escenario correspondiente al calor calculado por medio del geotermómetro de CO_2/H_2

En forma adicional, se determinó una matriz de correlación (Figura 6.4) que presenta los índices de superposición entre escenarios, es decir el porcentaje de área que se sobrepone entre

Valores de calor disponible estimados para cada escenario resultante [MJ].				
Escenario	Media	Desviación Estándar	Límite inferior	Límite superior
Temperatura del geotermómetro de CO_2/H_2S	2.63e+12	6.13e+11	1.43e+12	3.84e+12
Temperatura del geotermómetro de H_2S	3.02e+12	6.01e+11	1.84e+12	4.20e+12
Temperatura estabilizada	3.19e+12	6.30e+11	1.95e+12	4.42e+12
Temperatura de fondo de pozo CRE	3.22e+12	6.47e+11	1.95e+12	4.48e+12
Temperatura homogeneizada	3.58e+12	7.36e+11	2.13e+12	5.02e+12
Temperatura del geotermómetro de CO_2	3.72e+12	7.83e+11	2.18e+12	5.26e+12

Tabla 6.1: Valores estadísticos estimados de la media, desviación estándar e intervalos de confianza (límite inferior y límite superior al 95 %).

uno y otro. Se considerarán los valores resultantes como parámetros adecuados para analizar qué tanta información comparten los histogramas entre sí y poder justificar o delimitar mejor los grupos sugeridos anteriormente. A simple vista se aprecian dos grupos con mayor sombreado, los cuales presentan índices de superposición mayores o iguales a 0.68: el grupo de escenarios realistas conformado por el escenario de temperaturas estabilizadas, el escenario de las temperaturas geotermómetro de H_2S y el escenario de temperaturas de fondo de pozo medidas por la CFE; y el grupo de escenarios optimistas conformado por el escenario de temperaturas de homogenización (por medio del análisis de inclusiones fluidas) y el escenario de temperaturas geotermométricas por medio del geotermómetro de CO_2 . Si los valores menores a 0.68 se igualan a cero, se obtiene la matriz de adyacencia que se observa en la Figura 6.5. La matriz de adyacencia con índices de superposición muestra con mayor claridad los mismos grupos observados en la Figura 6.2 y en la Figura 6.3 y realiza la comparación entre escenarios calculando la porción del área que se comparte entre uno y otro.

Una vez justificada la división de estos tres grupos de manera visual se explicarán las características estadísticas y geoquímicas de los datos y las herramientas de predicción de temperatura de equilibrio que probablemente los originan.

6.3.1. Escenario pesimista

El escenario pesimista es representado por el histograma con el menor valor de media, el cual fue calculado mediante los valores de temperaturas geotermométricas derivados del uso del

Escenarios de calor disponible.

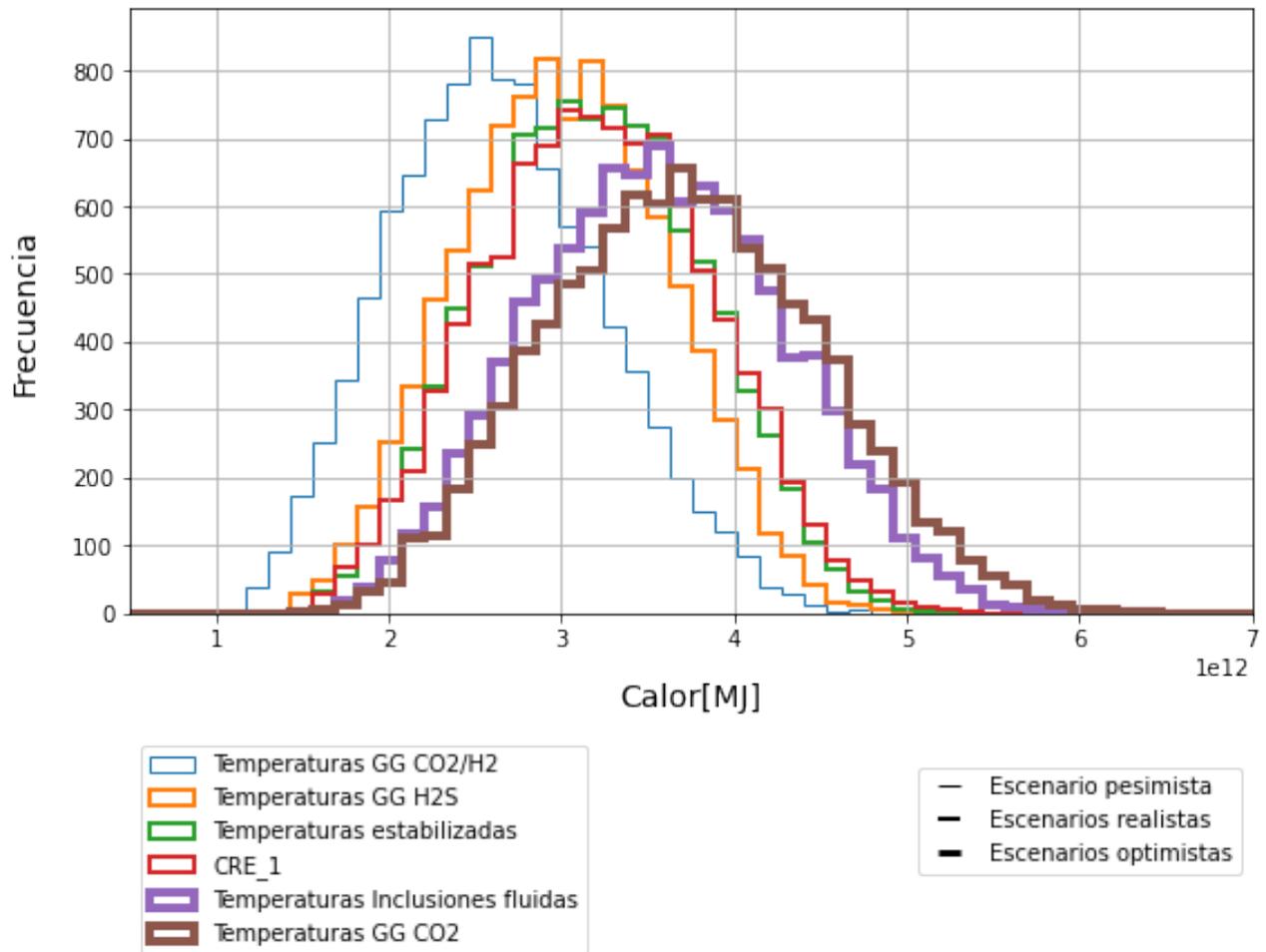


Figura 6.2: Se presentan seis escenarios de calor disponible, cada uno calculado por medio de diferentes métodos para predecir la temperatura de equilibrio.

Comparación de escenarios por medio de momentos 1 y 2

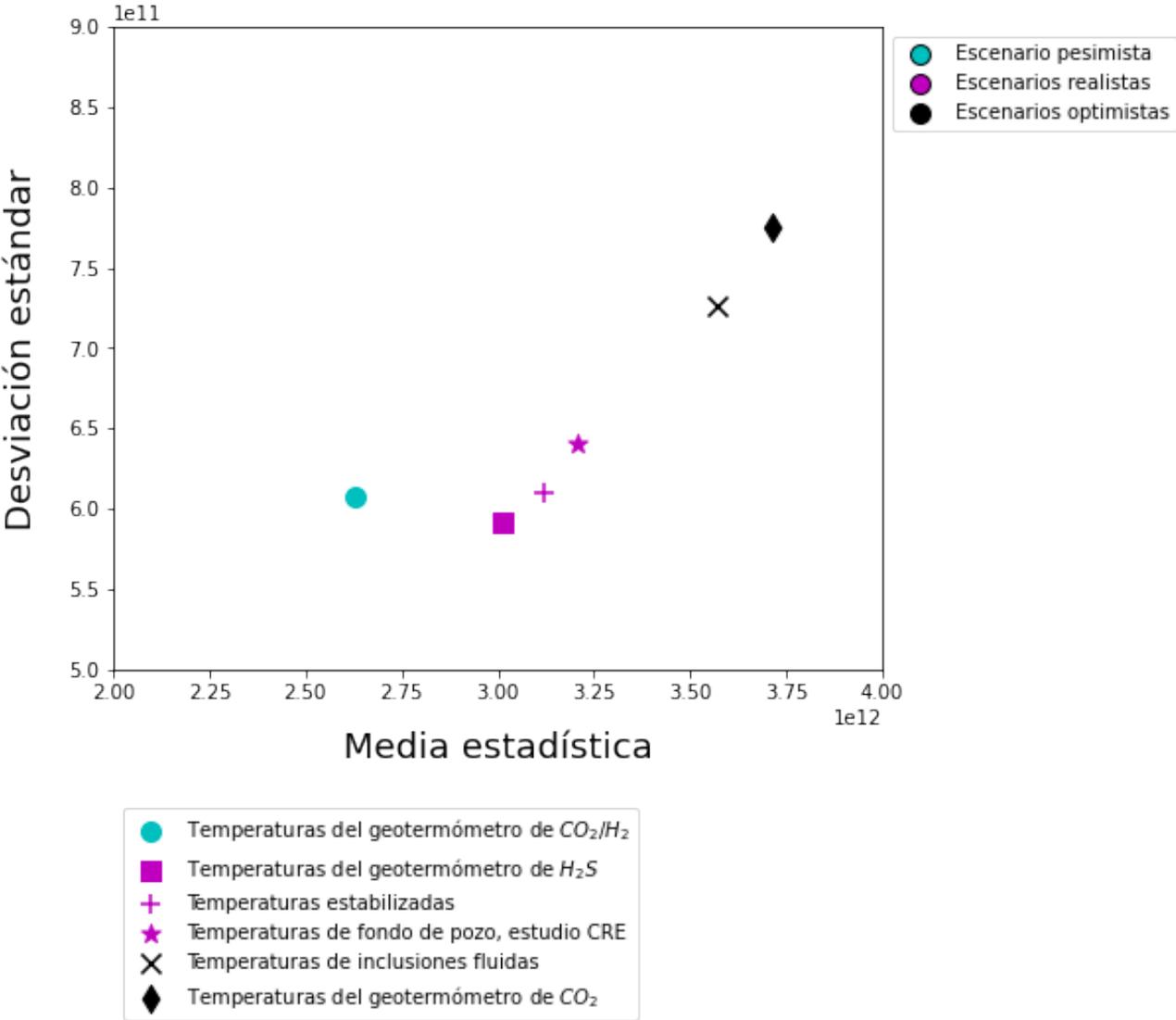


Figura 6.3: Gráfica de la media estadística contra desviación estándar s de los escenarios de calor disponible resultantes.

Matriz con índices de superposición entre escenarios

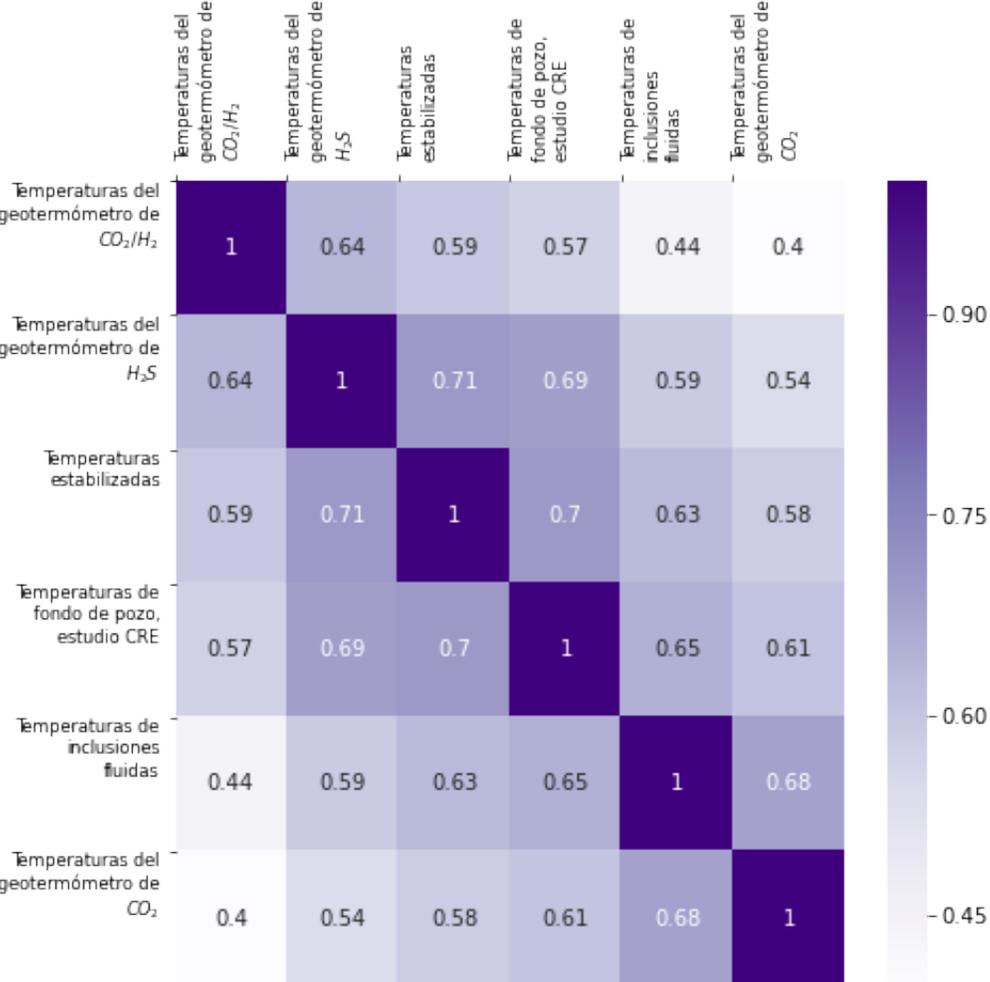


Figura 6.4: Matriz de superposición. La escala del lado derecho representa con matices de color el índice de superposición.

Matriz adyacente con índices de superposición entre escenarios

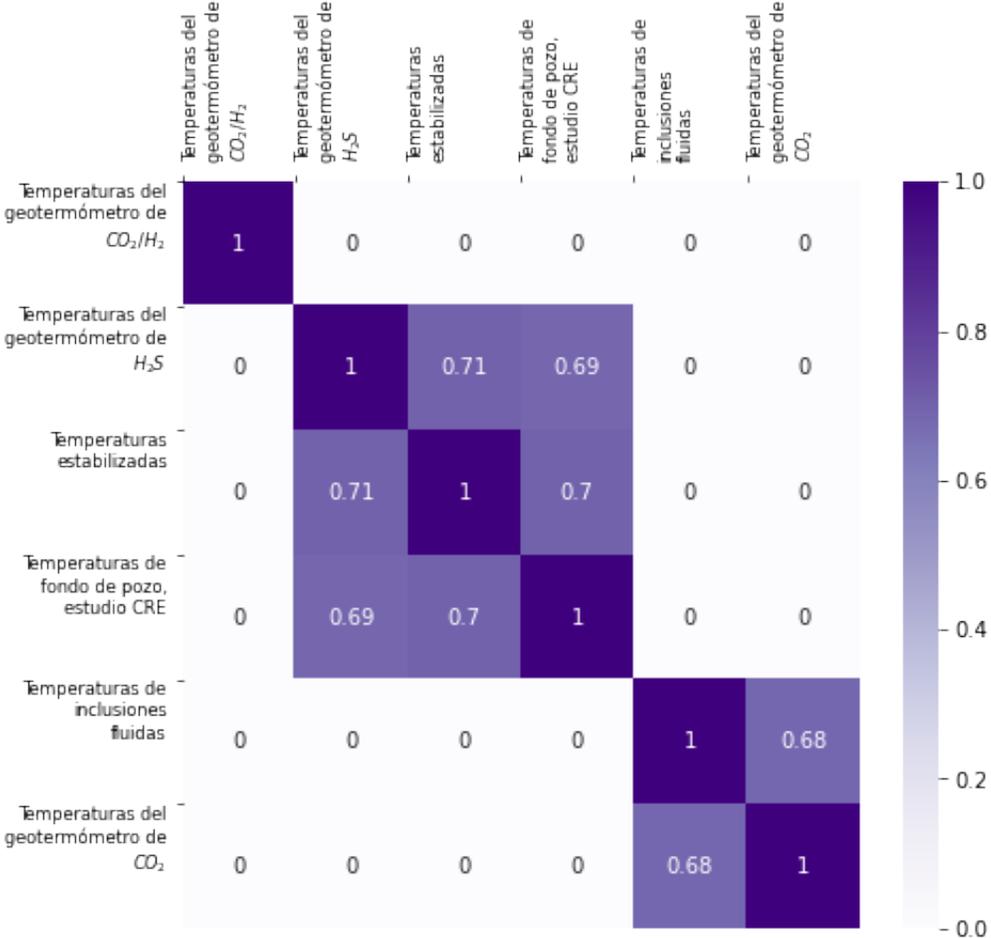


Figura 6.5: Matriz de superposición a partir de valores mayores a 0.68. La escala del lado derecho representa con matices de color el índice de superposición.

geotermómetro de CO_2/H_2 y su distribución ajustada (con los valores mínimo, medio y máximo de los datos seleccionados).

Este escenario podría representar una subestimación del calor disponible, no solo por tener valores por debajo de las temperaturas de fondo de pozo promedio medidas in-situ, si no también por los problemas inherentes al muestreo de gases y las mediciones de H_2 realizadas en el campo (Acoculco) y el laboratorio. El H_2 es un gas que en Acoculco está presente en cantidades traza y por lo tanto es difícil medir su concentración real de manera precisa y exacta. En la Figura 5.9 se muestran, utilizando gráficas de caja, los datos iniciales de temperaturas geotermométricas usados para ajustar tres distribuciones triangulares correspondientes a cada geotermómetro. Observando la gráfica de caja correspondiente a las temperaturas calculadas por medio del geotermómetro de CO_2/H_2 se aprecia que posee no solo un amplio rango de valores significativamente más pequeños que los descritos en las otras dos gráficas de caja, sino que el límite inferior (equivalente a $177.8^\circ C$) es el más pequeño en comparación con los límites inferiores del resto de distribuciones triangulares usadas (ver Tabla 6.1). Esto contribuye a que los límites inferiores representados en el histograma resultante de calor disponible sean valores menores.

6.3.2. Escenarios realistas

Dentro del grupo de escenarios realistas se encuentran las estimaciones de calor disponible derivadas de las distribuciones normales ajustadas por los valores mínimo, medio y máximo de las temperaturas estabilizadas, las temperaturas de fondo de pozo (tomadas por la CFE) y las temperaturas geotermométricas del geotermómetro de H_2S . A estas estimaciones se les denominará escenarios realistas porque fueron simulados utilizando las distribuciones estadísticas creadas con los valores de temperatura medidos y concebidos como los valores más aproximados a los valores reales de temperatura del sistema geotérmico. Las temperaturas estabilizadas están asociadas con los procesos de alteración térmica que sufre la formación geológica al momento de que se realiza la perforación y construcción del pozo y que han sido corregidas y extrapoladas para proporcionar estimaciones más cercanas al valor real. Las temperaturas de fondo de pozo reportadas a la CRE por (Hiriart Le Bert y cols., 2011) son mediciones directas realizadas en el sitio por la CFE 312 horas después de la perforación, en la etapa de explotación del pozo. Por último, las temperaturas del geotermómetro de H_2S también forman parte de este grupo pues, a pesar de derivarse del uso del geotermómetro empírico en donde el H_2S es un gas mayoritario que predice tres valores atípicos que fueron eliminados, influyendo directamente en los valores que se asumen como límite inferior y superior de la gráfica de caja.

6.3.3. Escenarios optimistas

El tercer y último grupo está conformado por los escenarios de calor disponible obtenidos por medio de las temperaturas homogeneizadas y de las temperaturas geotermométricas del geotermómetro de CO_2 . El análisis de inclusiones fluidas que proporciona los valores de temperaturas homogeneizadas se hace para determinar las paleotemperaturas del sistema geotérmico, es decir las temperaturas cuando ese sistema se formó. Por lo tanto, estos valores de temperatura se consideran fotografías originales de la temperatura y los procesos térmicos registrados

durante la formación del sistema y en consecuencia, se consideran una aproximación optimista del cálculo de calor disponible. Por otra parte, las estimaciones de temperatura por medio del geotermómetro de CO_2 presentan la media y límite superior más alto respecto a los valores estimados mediante otras herramientas de predicción de temperatura, lo que contribuye a que este escenario presente sobre-estimaciones de calor disponible.

Capítulo 7

Conclusiones

En el marco de la investigación realizada, y tomando en cuenta los resultados obtenidos en las estimaciones del calor disponible en el sistema geotérmico "culto" de Acoculco, Puebla, se obtuvieron las siguientes conclusiones: Se evaluó la eficiencia de predicción del método volumétrico a partir del análisis geoquimiométrico de temperaturas de equilibrio de reservas energéticas de sistemas geotérmicos para estimar distintos escenarios de calor disponible.

Se entendieron y justificaron los valores de incertidumbre de las temperaturas de equilibrio al realizar un estudio estadístico de propagación de errores a través del método Montecarlo. Como parte de este estudio, se analizó el efecto de las incertidumbres de las temperaturas de yacimiento en el valor estimado del potencial térmico de un Sistema Geotérmico al aplicar el modelo volumétrico con simulación Montecarlo.

Como consecuencia, se plantearon y determinaron tres posibles escenarios de la cuantificación de calor disponible a partir de temperaturas de equilibrio calculadas por medio de diferentes métodos de estimación de temperatura. Estos escenarios se establecieron como: escenario pesimista, escenarios realistas y escenarios optimistas.

De la investigación global alcanzada en este estudio, se puede concluir que la aplicación del método volumétrico con simulación Montecarlo resultó exitosa a través de la metodología de trabajo propuesta, la cual permitió estimar temperaturas de equilibrio diferentes y extenderlas hacia la determinación del calor disponible en el volumen de interés, correspondiente al sistema geotérmico promisorio de Acoculco, Puebla. Estas estimaciones, sin duda alguna, contribuyen a un mejor conocimiento de este sistema, y a la futura toma de decisiones que deberán de realizarse para escalar este proyecto geotérmico a un plano comercial.

7.1. Trabajo futuro

Este proyecto de tesis se puede continuar, haciendo el cálculo del potencial energético en el volumen de interés planteado en la zona de Acoculco y analizar cómo afecta la elección de los métodos de estimación de temperatura al potencial energético. Esto implicaría realizar método volumétrico en la etapa posterior al cálculo del calor disponible definiendo otras características como el tipo de planta geotérmica que se pueda construir, el potencial eléctrico a instalar, etc. Sería un buen tema para continuar en una maestría.

Así mismo se recomienda proponer una metodología más completa a la CFE para que se recabe la mayor cantidad de datos posibles cuando se realicen perforaciones en sitios de interés, entre ellos, el registro de los tiempos de circulación. Una vez capturada esta información, sería de gran utilidad abrir la información para extender los estudios a una evaluación integral de la potencia térmica y de generación eléctrica para contribuir en estudios de evaluación del

potencial geotérmico del país.

Referencias

- Ascencio, F., y cols. (1994). Estimation of undisturbed formation temperatures under spherical-radial heat flow conditions. *Geothermics*, 23(4), 317–326. Descargado de [https://doi.org/10.1016/0375-6505\(94\)90027-2](https://doi.org/10.1016/0375-6505(94)90027-2) doi: 10.1016/0375-6505(94)90027-2
- Camprubí, A. (2010). Criterios para la exploración minera mediante microtermometría de inclusiones fluidas. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 62, 25-42. Descargado de "http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-33222010000100003&nrm=iso"
- Canet, C., y cols. (2015a). Combining ammonium mapping and short-wave infrared (swir) reflectance spectroscopy to constrain a model of hydrothermal alteration for the Acoculco geothermal zone, Eastern Mexico. *Geothermics*, 53, 154–165.
- Canet, C., y cols. (2015b). Thermal history of the Acoculco geothermal system, eastern Mexico: Insights from numerical modeling and radiocarbon dating. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 305, 56–62.
- CeMIEGeo. (2019). *Geotermia en México*. Descargado 2020-05-26, de [\url{http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=18}](http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=18)
- Changwei, L., y cols. (2016). Static formation temperature prediction based on bottom hole temperature. *Energies*. Descargado de [\url{https://doi.org/10.20944/preprints201608.0010.v1}](https://doi.org/10.20944/preprints201608.0010.v1) doi: 10.20944/preprints201608.0010.v1
- Domra Kana, J., y cols. (2015). A review of geophysical methods for geothermal exploration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 87–95. Descargado de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.026> doi: 10.1016/j.rser.2014.12.026
- Dowdle, W., y Cobb, W. (1975). Static formation temperature from well logs - an empirical method. *Journal of Petroleum Technology*, 27(11), 1326–1330. Descargado de <https://doi.org/10.2118/5036-pa> doi: 10.2118/5036-pa
- Espinosa-Paredes, G., y Garcia-Gutierrez, A. (2003). Estimation of static formation temperatures in geothermal wells. *Energy Conversion and Management*, 44(8), 1343–1355. Descargado de [https://doi.org/10.1016/s0196-8904\(02\)00117-6](https://doi.org/10.1016/s0196-8904(02)00117-6) doi: 10.1016/s0196-8904(02)00117-6
- Espinoza-Ojeda, O., y cols. (2011). A new look at the statistical assessment of approximate and rigorous methods for the estimation of stabilized formation temperatures in geothermal and petroleum wells. *Journal of Geophysics and Engineering*, 8(2), 233–258. Descargado de <https://doi.org/10.1088/1742-2132/8/2/010> doi: 10.1088/1742-2132/8/2/010
- Fournier, R. (1977). Chemical geothermometers and mixing models for geothermal systems. *Geothermics*, 5(1-4), 41–50.
- Gama, V., y cols. (1995). *Informe geológico del pozo EAC-1* (Inf. Téc.). CFE-GPG.
- Garg, S. (2010). Appropriate use of usgs volumetric “ heat in place ” method and monte carlo calculations..
- González Partida, E. (s.f.). *Estudio microtermométrico de inclusiones fluidas del pozo eac-1, de Acoculco, Puebla*. (Inf. Téc.). UNAM, Centro de Geociencias.

- Hansteen, T. H., y Klugel, A. (2008). Fluid inclusion thermobarometry as a tracer for magmatic processes. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 69(1), 143–177. Descargado de <https://doi.org/10.2138/rmg.2008.69.5> doi: 10.2138/rmg.2008.69.5
- Hartlieb, P., y cols. (2016). Thermo-physical properties of selected hard rocks and their relation to microwave-assisted comminution. *Minerals Engineering*, 91, 34–41.
- Hiriart Le Bert, G., y cols. (2011). *Evaluación de la energía geotérmica en México* (Inf. Téc.). Comisión Reguladora de Energía.
- Huttrer, G. (2020). *Geothermal power generation in the world 2015-2020 update report* (Inf. Téc.). World Geothermal Congress, Reykjavik, Iceland.
- Idaho National Laboratory. (s.f.). *The future of geothermal energy, impact of enhanced geothermal systems (egs) on the united states in the 21st century* (Inf. Téc.).
- Karingithi, C. (2009). Chemical geothermometers for geothermal exploration. *Short Course IV on Exploration for Geothermal Resources*, 1–22.
- Klein, D., y Johnson, G. (1983). *Density, porosity, and magnetic properties of rock specimens from southwestern Arizona*. US Geological Survey.
- Klusman, R. W., y cols. (2000). Potential for surface gas flux measurements in exploration and surface evaluation of geothermal resources. *Geothermics*, 29(6), 637–670.
- López-Hernández, A. (2009). *Evolución volcánica del complejo Tulancingo-Acozulco y su sistema hidrotermal, estados de Hidalgo y Puebla, México: Mexico DF, Mexico, Universidad Nacional Autónoma de México* (Tesis Doctoral no publicada). PhD thesis.
- Lopez-Hernandez, A., y Castillo-Hernandez, D. (1997). *Exploratory drilling at Acozulco, Puebla, Mexico: a hydrothermal system with only nonthermal manifestations* (Inf. Téc.). Geothermal Resources Council, Davis, CA (United States).
- Lorenzo-Pulido, C., y cols. (2010). Characterization of the Acozulco geothermal zone as a HDR system. *GRC Transactions*, 34, 369–372.
- Manetti, G. (1973). Attainment of temperature equilibrium in holes during drilling. *Geothermics*, 2(3-4), 94–100. doi: 10.1016/0375-6505(73)90013-8
- Martínez-Méndez, E., y cols. (2006). Análisis en pequeña escala longitudinal del proceso de transporte de calor en una región semi-porosa de un pozo geotérmico. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*. Descargado de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=62050105>
- Muffler, L. J. P., y Cataldi, R. (1978). Hydrothermal convection systems with reservoir temperatures 90 °C. *Geothermics*, 790, 18–24.
- National Renewable Energy Laboratory, U. D. o. E. (2013). *Exploration technique: Rock sampling*. Descargado 2020-06-17, de [\url{https://openei.org/wiki/Rock_Sampling}](https://openei.org/wiki/Rock_Sampling)
- Prol-Ledesma, R. M. (1996). *El calor de la tierra*. FONDO DE CULTURA ECONÓMICA, S. A. DE C. V.
- Prol-Ledesma, R. M., y Morán-Zenteno, D. (2019). Heat flow and geothermal provinces in Mexico. *Geothermics*, 78, 183–200. Descargado de <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2018.12.009> doi: 10.1016/j.geothermics.2018.12.009
- Santoyo, E., y Barragán, R. (2010). Energía geotérmica. *Revista Ciencia*(61), 40–51. Descargado de https://www.revistaciencia.amc.edu.mx/images/revista/61_2/PDF/EnergiaGeotermica.pdf
- Santoyo, E., y cols. (2000a). STATIC_TEMP: a useful computer code for calculating static formation temperatures in geothermal wells. *Computers & Geosciences*, 26(2), 201–

217. Descargado de [https://doi.org/10.1016/s0098-3004\(99\)00087-4](https://doi.org/10.1016/s0098-3004(99)00087-4) doi: 10.1016/s0098-3004(99)00087-4
- Santoyo, E., y cols. (2000b). Thermal evolution study of the lv-3 well in the tres virgenes geothermal field, Mexico..
- Sarmiento, Z., y cols. (2013). Volumetric resource assessment. *Proceedings of "Short Course V on Conceptual Modelling of Geothermal Systems", organized by UNU-GTP and LaGeo, in Santa Tecla, El Salvador, UNU-GTP SC-16.*
- Sarmiento, Z., y cols. (2018). Volumetric resource assessment. *Short course V on Conceptual Modelling of Geothermal Systems organized by UNU-GTP and LaGeo.*
- SENER. (2017). *Balance nacional de energía.* Descargado 2020-05-15, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414843/Balance_Nacional_de_Energ_a_2017.pdf
- Torres, V., y cols. (1992). *Geotermia en México.* Universidad Nacional Autónoma de México.
- Williams, C., y cols. (2008). A review of methods applied by the u.s. geological survey in the assessment of identified geothermal resources: U.s. geological survey open-file report 2008-1296. , 27.

Apéndice A

Anexo: Validación del método Montecarlo

La máquina de incertidumbre del Instituto Nacional de Estándares y Tecnologías (NIST, por sus siglas en Inglés) es una aplicación web para evaluar y medir la incertidumbre asociada a una cantidad definida por un modelo de la forma $y = f(x_0, \dots, x_n)$

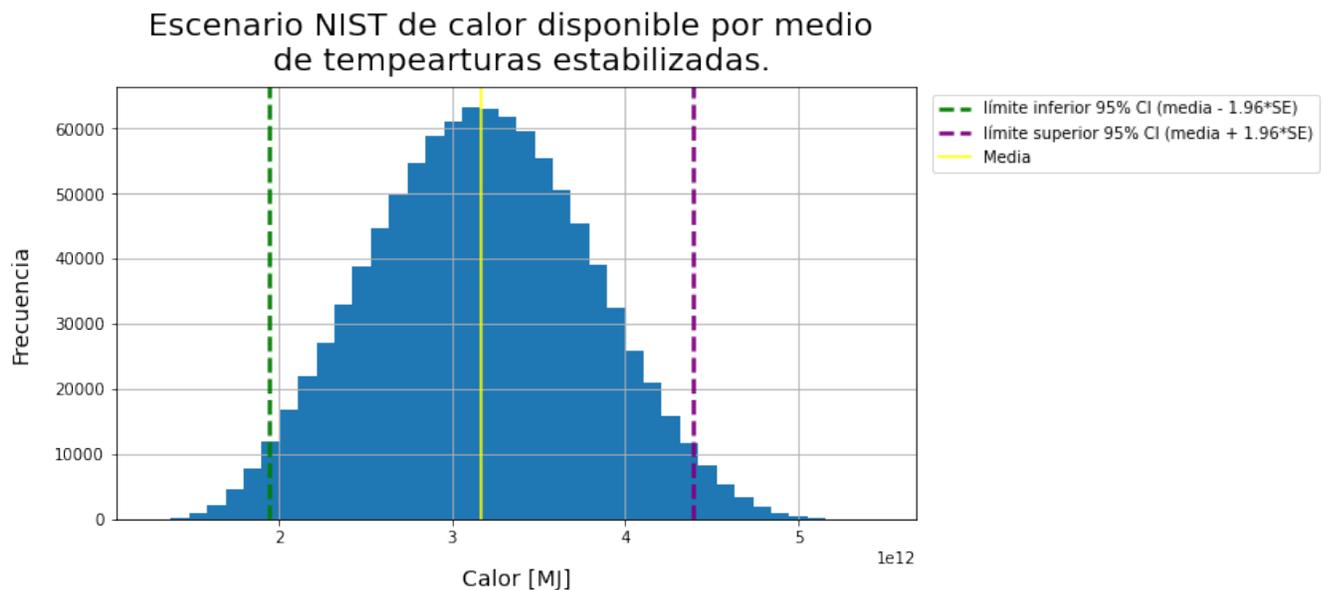


Figura A.1: Histograma de frecuencia de los valores de calor disponible obtenidos por medio del parámetro de temperatura estabilizada con el método Montecarlo del NIST

Apéndice B

Anexo: Histogramas individuales de calor disponible.

Se proporcionan los histogramas de cada escenario de calor disponible con su media y límites inferior y superior.

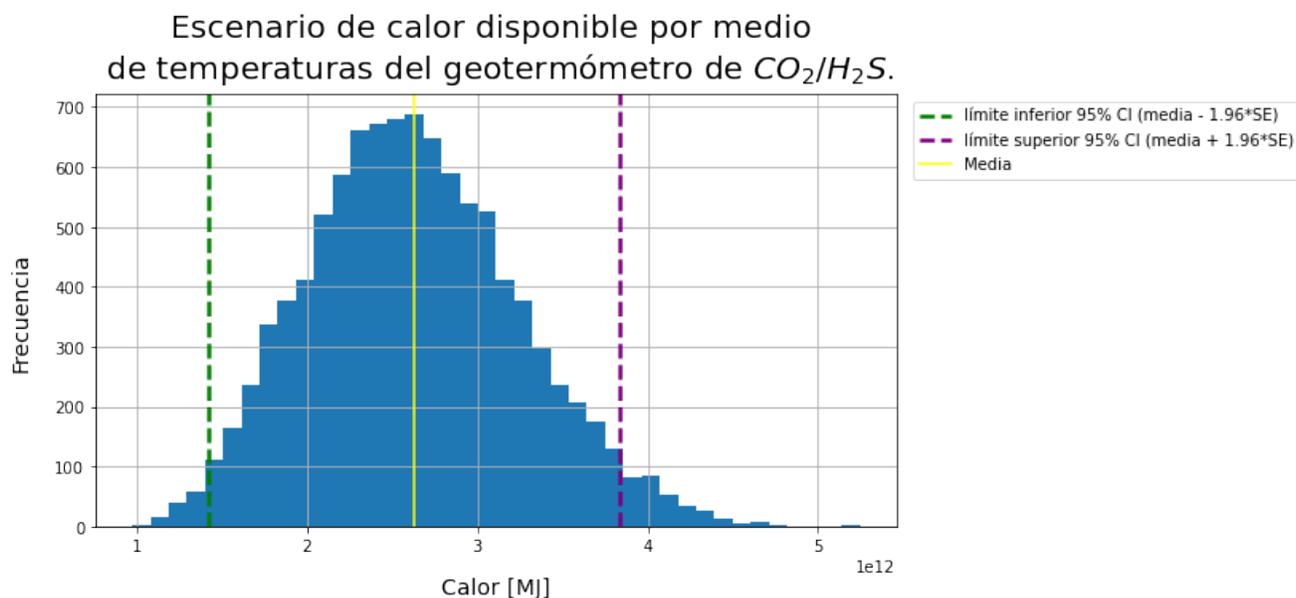


Figura B.1: Histograma de calor disponible calculado por medio de valores de temperaturas del geotermómetro de CO_2/H_2 .

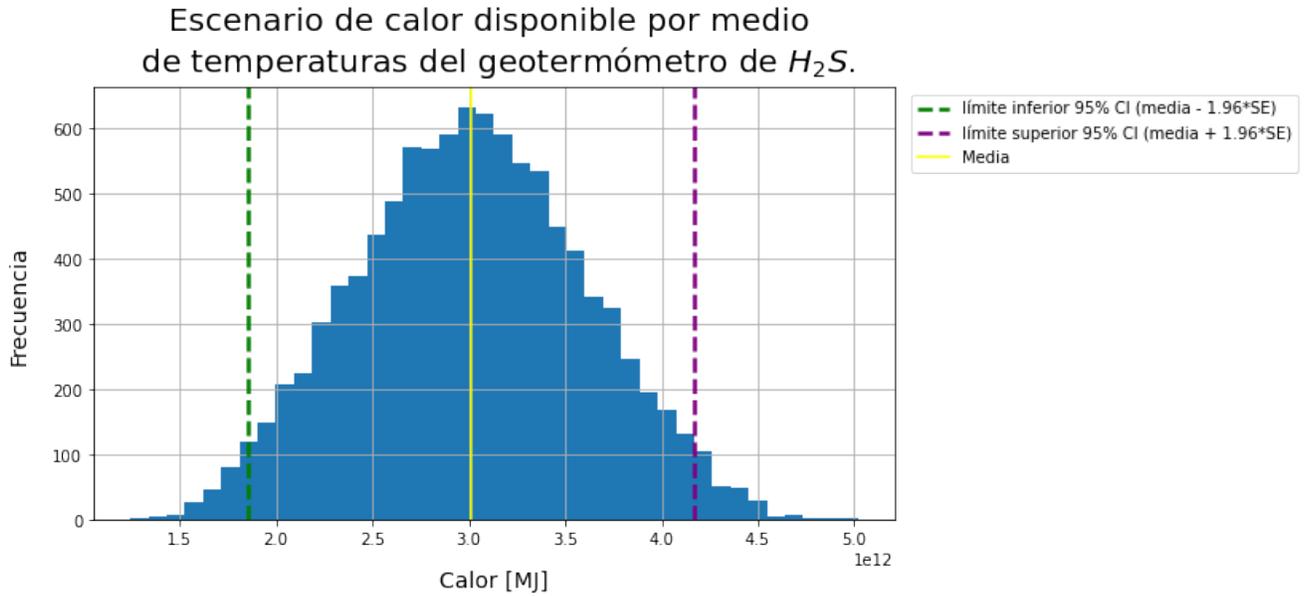


Figura B.2: Histograma de calor disponible calculado por medio de valores de temperaturas del geotermómetro de H_2S .

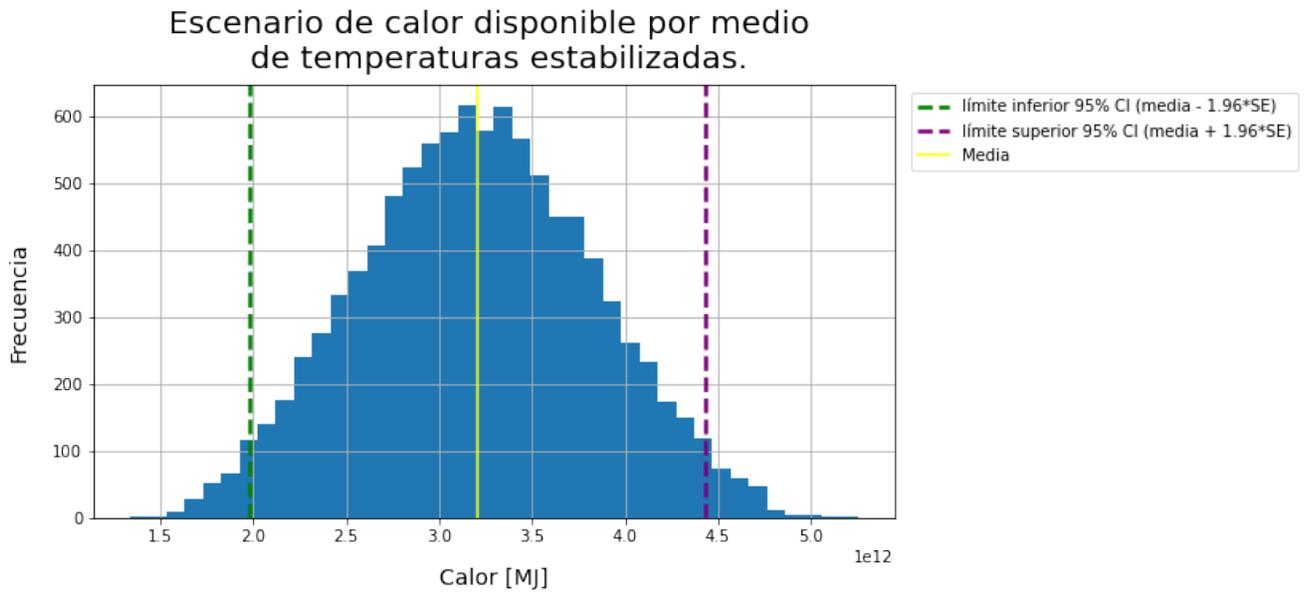


Figura B.3: Histograma de calor disponible calculado por medio de valores de temperaturas estabilizadas.

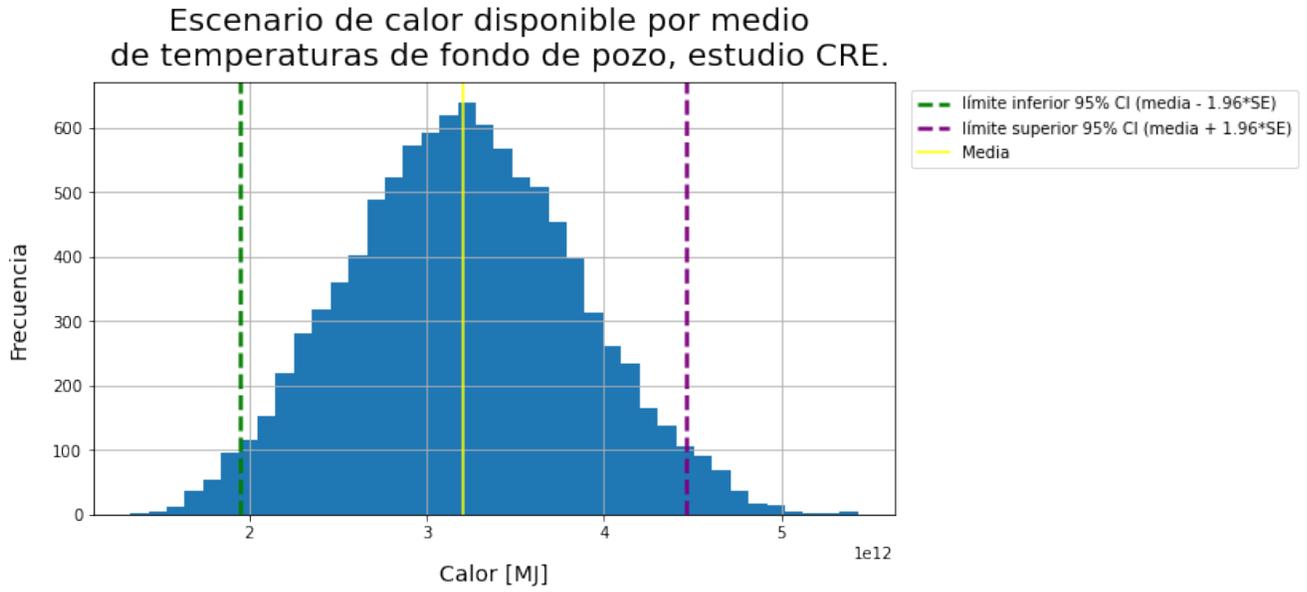


Figura B.4: Histograma de calor disponible calculado por medio de valores de temperaturas de fondo de pozo medidas por la CRE

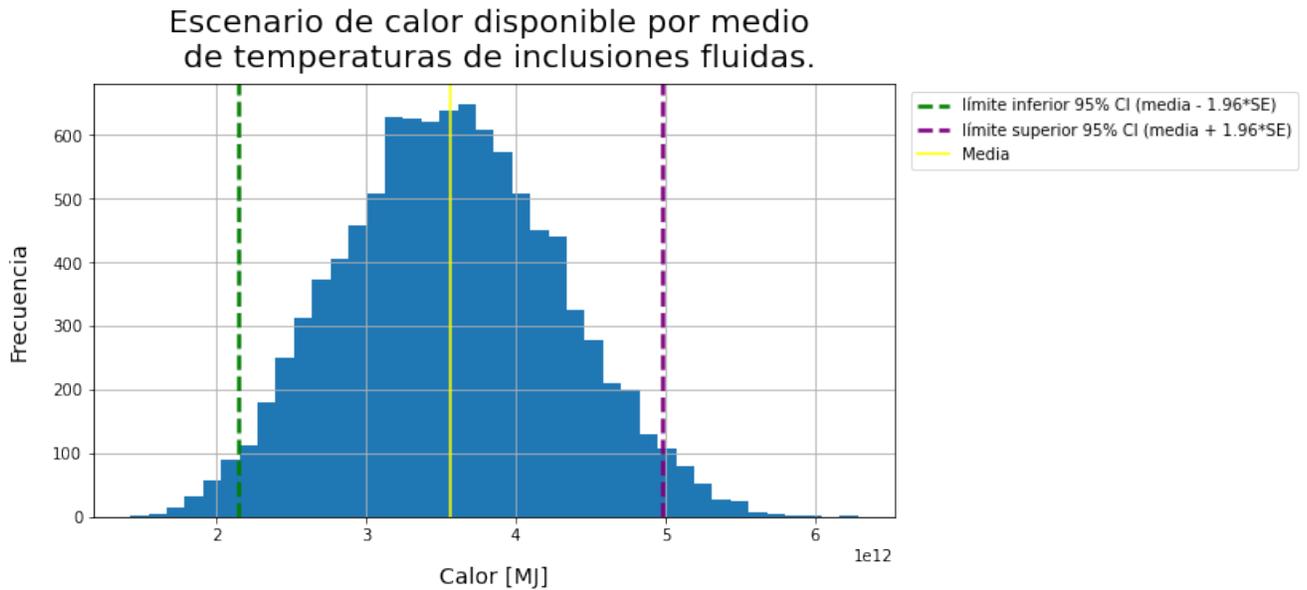


Figura B.5: Histograma de calor disponible calculado por medio de valores de temperaturas homogeneizadas.

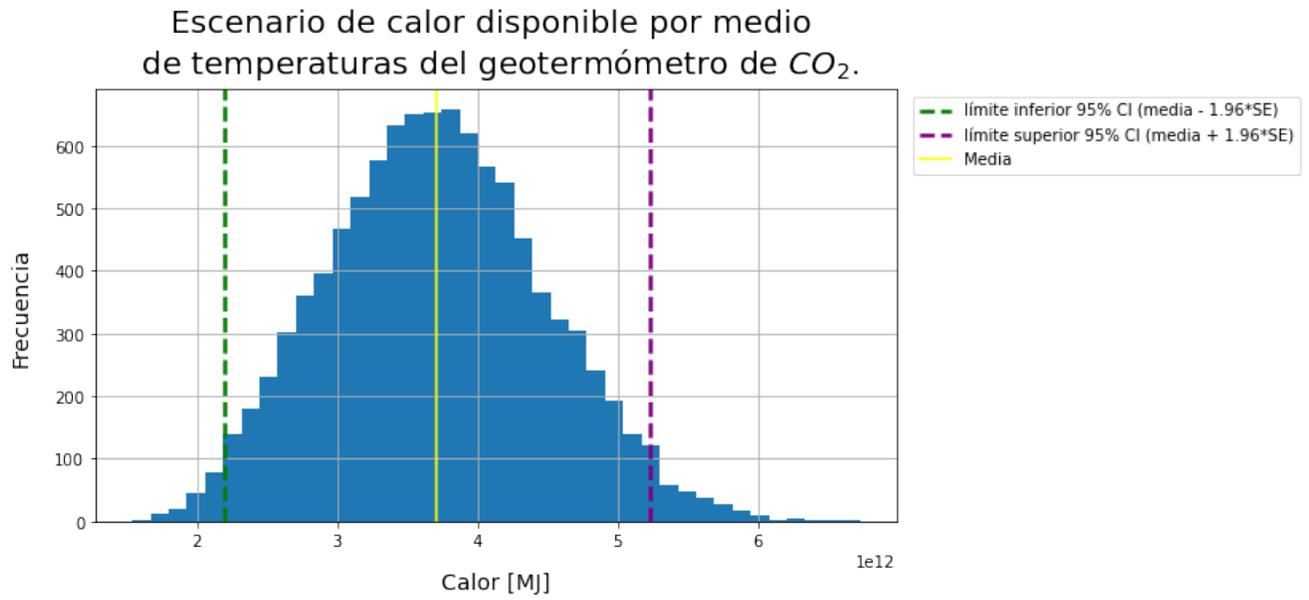


Figura B.6: Histograma de calor disponible calculado por medio de valores de temperaturas del geotermómetro de CO_2 .