



**Programa Regional de Entrenamiento  
Geotérmico (PREG)  
Diplomado de Especialización en Geotermia-2014**

**Universidad de El Salvador  
Facultad de Ingeniería y Arquitectura  
Unidad de Postgrados**



**ACTUALIZACIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL Y EVALUACIÓN  
POTENCIAL DEL RECURSO – PROYECTO GEOTÉRMICO LAGUNA  
COLORADA**

Presentado por:

Ing. Pedro Rómulo Ramos Sulcani

Director de trabajo:

Ing. Manuel Ernesto Monterrosa Vásquez

*Ciudad Universitaria, 31 de Octubre de 2014*

## TABLA DE CONTENIDO

1. RESUMEN.....	3
2. INTRODUCCIÓN.....	4
3. ANTECEDENTES.....	4
4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
5. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.....	5
6. OBJETIVOS Y ALCANCES.....	6
6.1. Objetivo general.....	6
6.2. Objetivos específicos.....	6
6.3. Alcances.....	6
7. MARCO TEÓRICO.....	6
7.1. Métodos de exploración.....	7
7.1.1. Estudios geológicos.....	7
7.1.2. Estudios geoquímicos.....	7
7.1.3. Estudios geofísicos.....	7
7.1.4. Perforación de pozos exploratorios.....	8
7.2. Utilización de los recursos geotérmicos.....	8
7.3. Los sistemas geotérmicos.....	9
7.3.1. Modelos conceptuales preliminares.....	9
7.3.2. Mineralogía de alteración hidrotermal.....	9
7.3.3. Modelos conceptuales después de la perforación exploratoria.....	10
7.4. Ingeniería de reservorios.....	10
7.4.1. Reservorios líquido dominante.....	10
7.4.2. Reservorios vapor dominante.....	11
8. METODOLOGÍA.....	11
8.1. Localización y ubicación general.....	11
8.2. Geología.....	14
8.2.1. Cuadro geológico.....	14
8.2.2. Fuente de calor.....	15
8.2.3. Geología estructural.....	15
8.2.4. Estratigrafía.....	16
8.2.5. Alteración hidrotermal.....	17
8.3. Geoquímica.....	19
8.3.1. Agua subterránea.....	19
8.3.2. Geoquímica del reservorio.....	19
8.4. Geofísica.....	20
8.4.1. Estudios geofísico de exploración.....	20
8.4.2. Interpretación de resultados MT.....	21
8.5. Datos de pozos.....	25
8.5.1. Termohidráulica.....	25
8.5.2. Pruebas de descarga.....	28
8.6. Modelo conceptual.....	30
8.7. Evaluación del recurso.....	32
9. CONCLUSIONES.....	35
10. RECOMENDACIONES.....	36

11.	AGRADECIMIENTOS .....	36
12.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	37

### ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Localización de los campos prospectivos .....	5
Figura 2.	Localización de la zona de estudio .....	12
Figura 3.	Fotografía e imagen satelital durante la época de invierno del año 2013. ....	12
Figura 4.	Localización de los pozos geotérmicos en el campo Sol de Mañana .....	13
Figura 5.	Árbol de válvulas de los pozos SM-1, SM-2, SM-3 y SM-5 (izq-der) .....	14
Figura 6.	Geología estructural .....	15
Figura 7.	Estratigrafía de pozos perforados .....	16
Figura 8.	Minerales de alteración hidrotermal .....	17
Figura 9.	Alteración mineralógica y temperaturas (Gylfi Hersir, 2010) .....	18
Figura 10.	Mapa de anomalías Bouguer (izq.), Mapa de resistividad aparente (AB/2 = 500m) (der.) .....	21
Figura 11.	Distribución espacial de sondeos MT y secciones transversales .....	22
Figura 12.	Secciones A-A' y B-B' .....	22
Figura 13.	Anomalías resistivas a diferentes profundidades .....	23
Figura 14.	Anomalías resistivas paralelas al plano X-Z (izq) y plano Y-Z (der) .....	24
Figura 15.	Posible delimitación del reservorio.....	25
Figura 16.	Perfiles de presión y temperatura de pozo SM-1 en condiciones estáticas. ....	26
Figura 17.	Perfiles de presión y temperatura de pozo SM-2 en condiciones estáticas. ....	26
Figura 18.	Perfiles de presión y temperatura de pozo SM-3 en condiciones estáticas. ....	27
Figura 19.	Registro de spinner, pozos SM-1 y SM-3.....	27
Figura 20.	Equipamiento utilizado para las pruebas de pozos .....	29
Figura 21.	Caudales vs presión de cabezal, en los pozos SM-1 y SM-2.....	30
Figura 22.	Vista en planta del modelo conceptual.....	31
Figura 23.	Vista lateral del modelo conceptual (sección A-A').....	31
Figura 24.	Resultados de simulación método Monte Carlo para 30 años.....	34
Figura 25.	Resultados de simulación método Monte Carlo para 25 años.....	35

### ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Tablas resumen de pozos perforados en el periodo 1988 – 1992. ....	13
Tabla 2.	Resumen de volúmenes estimados de reservorio .....	24
Tabla 3.	Resumen de estimaciones de mediciones de caudal .....	29
Tabla 4.	Parámetros estimados para la evaluación volumétrica y distribución de probabilidades.....	33
Tabla 5.	Resultados de la simulación para 30 años .....	34
Tabla 6.	Resultados de la simulación para 25 años .....	35

## 1. RESUMEN

En Bolivia la energía eléctrica es generada principalmente por centrales termoeléctricas e hidroeléctricas, sin embargo, una de las políticas energéticas está orientada hacia la diversificación de la matriz energética en nuevas fuentes de generación como la energía geotérmica. Como parte de este esfuerzo el Gobierno ha considerado el desarrollo del Proyecto Geotérmico Laguna Colorada.

El Proyecto Geotérmico Laguna Colorada se encuentra localizado en la parte SO de Bolivia e inicia actividades de exploración en la década de los '80. Desde entonces se han desarrollado estudios en diferentes periodos y por diferentes autores. Entonces, la integración de la información disponible en un modelo conceptual actualizado permitirá al Proyecto conocer mejor las características del campo geotérmico y por ende realizar una adecuada planificación durante las futuras etapas del Proyecto. De igual forma la evaluación inicial del recurso mediante el método volumétrico permitirá conocer un posible potencial y marcará un inicio para la evaluación del recurso mediante métodos más especializados.

Para el desarrollo de este proyecto se tomó como punto de partida los estudios de exploración y perforación, un estudio realizado por la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) en 1997 y estudios realizados por WEST JEC (West Japan Engineering Consultants, Inc) en el año 2008.

La morfología de la zona es típicamente volcánica, caracterizada por grandes extensiones ignimbriticas que han nivelado las asperezas morfológicas y sucesivamente modelada por fenómenos de erosión glacial. La fuente principal de calor se relaciona con la cámara magmática que alimentó los más recientes eventos volcánicos. La geología estructural está relacionada a tres sistemas de fallas en dirección NO-SE las cuales habrían provocado un fracturamiento secundario a profundidad dando lugar a zonas de alteración hidrotermal.

De acuerdo a los datos de perforación la litología estaría agrupada en 4 unidades: ignimbrita baja, andesita, ignimbrita alta y cerro Apacheta. Entre los minerales de alteración hidrotermal de los pozos se han identificado arcillas, silicatos, zeolita, limonita, sericita, clorita, calcio, piritita y epidota.

La información geofísica (MT) reciente permitió estimar una posible geometría del reservorio que podría estar asociada a zonas conductivas y correlacionada en zonas donde se dispone datos de pozo.

La integración de la información disponible permitió la elaboración de un modelo conceptual el cual representaría las características del campo geotérmico. Finalmente para la evaluación del recurso se aplicó el método volumétrico mediante el análisis de probabilidad de Monte Carlo con el programa *CrystallBall*, obteniéndose un potencial de 95 MW<sub>e</sub> para 30 años de vida útil del proyecto.

Las actividades realizadas en este proyecto marcan un inicio para que el Proyecto Geotérmico Laguna Colora continúe como parte activa en el proceso de actualización del modelo conceptual y la evaluación del recurso mediante métodos más avanzados.

## 2. INTRODUCCIÓN

La energía geotérmica se ha convertido en una fuente de energía viable y sustentable en muchos países, esta energía se manifiesta en la superficie terrestre en forma de fumarolas, aguas termales, etc. La energía geotérmica económicamente utilizable es aquella que se encuentra cerca de la superficie y puede ser aprovechado por la perforación de pozos de hasta 3000 m. Estas fuentes de calor son en la mayoría atribuidos a la actividad volcánica que se asocian comúnmente con los límites de placa (Ochieng, 2013).

En 1999 la Asociación de Energía Geotérmica estimó para el continente sudamericano un potencial de 3970 a 8700 MW basados en la información y tecnología disponible en la fecha, sin embargo este potencial sería mucho mayor de acuerdo a estudios recientes. (Haraldsson, 2013)

En la actualidad las principales fuentes de generación de energía eléctrica en Bolivia son: termoeléctricas (66.5 %) e hidráulicas (33.5%). De acuerdo al Plan óptimo de expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012 – 2022 Bolivia tiene dos importantes políticas energéticas; garantizar el suministro de energía eléctrica para el consumo interno y la diversificación de la matriz energética hacia nuevas fuentes de generación entre las cuales se encuentra la energía geotérmica.

## 3. ANTECEDENTES

Las investigaciones del potencial geotérmico en Bolivia iniciaron en la década de los años '70 principalmente en la Cordillera de los Andes, como resultado de estas primeras investigaciones se identificaron 42 sitios los cuales mediante geotermometría se hizo una estimación del posible potencial (GEOBOL-PNUD-ENDE, 1975). De estos estudios se identificaron 3 campos prospectivos; Laguna Colorada, Sajama y Empexa como se muestra en la Figura 1, siendo el primero con mayores estudios a la fecha.

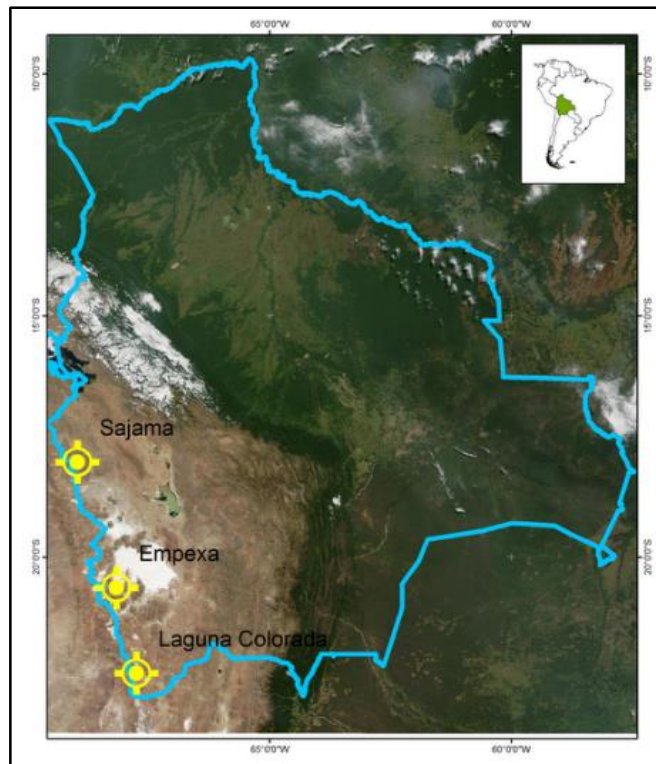
El Proyecto Geotérmico Laguna Colorada inició los trabajos el periodo 1988-1992 con la perforación de 6 pozos geotérmicos a través de los cuales se confirmaron temperaturas mayores a 250 °C.

En el año 1997 la Comisión Federal de Electricidad de México confirmó un potencial de 120 MW para 25 años incrementando la cantidad de pozos productores y reinyectores (CFE, 1997).

En el año 2008 la Cooperación Japonesa con WEST JEC (*West Japan Engineering Consultants, Inc.*) llevó a cabo el estudio de factibilidad para 100 MW y posteriormente

el periodo 2012 – 2013 se realizó pruebas de producción mostrando como resultado la factibilidad de generación de 100 MW por 30 años (WestJEC, 2013).

La primera etapa del proyecto comprende de manera general la perforación de nuevos pozos, sistema de acarreo de fluidos y la construcción de la planta geotérmica para generación e inyección de los primeros 50 MW al Sistema Interconectado Nacional (SIN).



*Figura 1. Localización de los campos prospectivos*

#### **4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Durante el desarrollo de un proyecto geotérmico en sus etapas iniciales se genera diferentes tipos de información geocientífica, en el caso particular del Proyecto Geotérmico Laguna Colorada esta información se encuentra dispersa ya que algunos informes incluso datan de la década de los '80 por diferentes autores.

Por lo tanto, es necesario la integración de la información disponible de acuerdo a los conocimientos y criterios adquiridos a lo largo del curso.

#### **5. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO**

La actualización del modelo conceptual del Proyecto Geotérmico Laguna Colorada permitirá conocer a detalle características propias del reservorio lo cual permitirá realizar un mejor seguimiento y planificación de los trabajos y estudios a desarrollarse durante las etapas futuras del proyecto.

## 6. OBJETIVOS Y ALCANCES

### 6.1. Objetivo general

El objetivo general del presente proyecto comprende la actualización del modelo conceptual y evaluación del recurso geotérmico.

### 6.2. Objetivos específicos

Como objetivos específicos se plantea:

- Revisión de bibliografía referente a la integración de modelos conceptuales.
- Revisión de información geocientífica del Proyecto Geotérmico Laguna Colorada.
- Evaluación de la información geocientífica.
- Revisión de información relacionada a mediciones y registros de pozos.
- Correlación de información geocientífica con mediciones en pozos.
- Elaboración de un posible modelo conceptual integrado.
- Estimación inicial del potencial geotérmico.

### 6.3. Alcances

Los alcances previstos son:

- Identificar el compendio de temas que comprenden la integración de un modelo conceptual desde el inicio hasta su evaluación.
- Identificar información relevante de los informes geocientíficos para la integración de información dentro de los objetivos propuestos.
- Evaluación del potencial con el método volumétrico mediante un análisis de probabilidad de Monte Carlo.

## 7. MARCO TEÓRICO

El calor es una forma de energía y la energía geotérmica es el calor contenido en el interior de la Tierra que genera fenómenos geológicos, el término energía geotérmica es a menudo utilizado para indicar aquella porción del calor de la Tierra que puede ser explotado.

Un sistema geotérmico está constituido por 3 elementos principales: una fuente de calor, un reservorio y un fluido para transferir el calor.

La fuente de calor puede ser una intrusión magmática a muy alta temperatura ( $> 600^{\circ}\text{C}$ ), emplazada a profundidades relativamente someras (5-10 km).

El reservorio es un volumen de rocas calientes permeables del cual los fluidos circulantes extraen el calor, generalmente el reservorio está cubierto por rocas impermeables y está conectado a un área de recarga superficial.

El fluido geotermal es agua en la mayoría de los casos de origen meteórico, ya sea en la fase líquida o en la fase vapor, dependiendo de su temperatura y presión. Esta agua a menudo contiene sustancias químicas disueltas y gases tales como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.

El mecanismo que sustenta los sistemas geotérmicos está controlado fundamentalmente por convección de fluidos; el fluido calentado de menor densidad tiende a ascender y a ser reemplazado por fluido frío de mayor densidad, proveniente de la recarga del sistema (M. H. Dickson & Fanelli, 2004)

## **7.1. Métodos de exploración**

### **7.1.1. Estudios geológicos**

Los estudios geológicos son los primeros estudios en cualquier programa de exploración y consiste en identificar la ubicación y extensión de áreas promisorias a ser investigadas con mayor detalle y recomendar los métodos de exploración más apropiados para esas áreas.

Los estudios geológicos tienen un importante papel en todas las siguientes etapas de la investigación geotérmica hasta en la localización de los pozos exploratorios y de producción. Estos estudios también aportan la información básica para interpretar los datos obtenidos con otros métodos de exploración para elaborar un modelo conceptual y evaluar el potencial del recurso (M. H. Dickson & Fanelli, 2004).

### **7.1.2. Estudios geoquímicos**

Los estudios geoquímicos son útiles para determinar si un sistema geotérmico es de agua o de vapor dominante, para estimar la temperatura mínima esperada en profundidad (geotermometría), inferir las características químicas de los fluidos profundos y para determinar la fuente de recarga del agua. Además mediante estos estudios se obtiene información valiosa acerca del tipo de problemas que pudiesen surgir durante la etapa producción.

Los estudios geoquímicos consisten en el muestreo y análisis químicos y/o isotópicos de agua y gas de las manifestaciones termales (fuentes termales, fumarolas, etc.) o de pozos del área en estudio.

Como los estudios geoquímicos proporcionan datos útiles para planificar la exploración y como sus costos son relativamente bajos en comparación con otros métodos exploratorios las técnicas geoquímicas deberían ser utilizadas en la mayor medida posible, antes de avanzar con otras metodologías más costosas (M. H. Dickson & Fanelli, 2004).

### **7.1.3. Estudios geofísicos**



Los estudios geofísicos están orientados a obtener indirectamente desde la superficie los parámetros físicos de las formaciones geológicas en profundidad como:

- Conductividad eléctrica (métodos eléctricos y electromagnéticos)
- Velocidad de propagación de ondas elásticas (prospección sísmica)
- Densidad (prospección gravimétrica)
- Susceptibilidad magnética (prospección magnética).

Algunas de estas técnicas tales como las sísmicas, gravimétricas y magnéticas pueden aportar valiosa información acerca de la forma, tamaño, profundidad y otras características importantes de las estructuras geológicas profundas que podrían constituir un reservorio geotermal, sin embargo, poco o ninguna información en cuanto a que estas estructuras contengan fluidos.

Estas metodologías son más apropiadas para definir ciertos detalles durante las etapas finales de la exploración antes que sean localizados los pozos exploratorios. La existencia de fluidos geotérmicos en las estructuras geológicas puede determinarse mediante prospecciones eléctricas y electromagnéticas, las cuales son más sensibles que otras prospecciones a la presencia de estos fluidos y a las variaciones de la temperatura (M. H. Dickson & Fanelli, 2004).

El método magnetotelúrico ha sido enormemente mejorado en los últimos años y actualmente muchas aplicaciones pese al requerimiento de instrumentación y su sensibilidad en áreas urbanas. La mayor ventaja del método magnetotelúrico es que puede ser utilizado para definir las estructuras más profundas que las que son alcanzadas con técnicas eléctricas o electromagnéticas.

#### **7.1.4. Perforación de pozos exploratorios**

Constituye la etapa final de cualquier programa de exploración geotérmica y es el único medio para determinar las reales características de un reservorio geotermal y así poder evaluar su potencial. Los datos proporcionados por los pozos exploratorios deberán ser aptos para verificar toda las hipótesis y los modelos elaborados a partir de los resultados de las exploraciones de superficie, como asimismo, confirmar si el reservorio es productivo y si contiene suficientes fluidos de características adecuadas para la utilización, para la cual está determinado; por lo tanto, la ubicación de los pozos exploratorios es una operación muy delicada (M. H. Dickson & Fanelli, 2004).

#### **7.2. Utilización de los recursos geotérmicos**

La generación de electricidad es la forma de utilización más importante de los recursos geotérmicos de alta temperatura ( $> 150^{\circ}\text{C}$ ). Los recursos de temperatura media a baja ( $< 150^{\circ}\text{C}$ ), son apropiados para muchos tipos diferentes de utilización.

Dependiendo de las características del recurso geotérmico, la generación de electricidad se realiza principalmente mediante turbinas de vapor convencionales y plantas de ciclo binario.

Las turbinas de vapor convencionales, requieren fluidos a temperaturas de a lo menos 150°C y están disponibles con descarga atmosférica (back-pressure) o bien con descarga de condensación.

El vapor es pasado a través de la turbina y descargado a la atmósfera, las turbinas de descarga atmosférica son inmensamente útiles como plantas pilotos, plantas portátiles en el caso de pequeños abastecimientos desde pozos aislados y para generar electricidad con pozos exploratorios durante el desarrollo del campo.

Las unidades de condensación tienen más equipos auxiliares y son de tamaños mayores por lo tanto requieren el doble del tiempo para su construcción e instalación. El consumo específico de vapor de las unidades de condensación es cerca de la mitad de las unidades de descarga atmosférica.

La generación de electricidad a partir de fluidos de temperatura baja a media, o bien, a partir de aguas calientes provenientes de los separadores en campos geotérmicos de tipo agua dominante, ha tenido significativos progresos debido al mejoramiento logrado en la tecnología de fluidos binarios.

Las plantas binarias utilizan un fluido secundario, usualmente de carácter orgánico (principalmente n-pentano), que tiene un bajo punto de ebullición y una alta presión de vapor a bajas temperaturas, en comparación con el vapor de agua. El fluido secundario es manejado según el ciclo *Rankine* (ORC) (M. Dickson & Fanelli, 2004).

### **7.3. Los sistemas geotérmicos**

#### **7.3.1. Modelos conceptuales preliminares**

Al término de la etapa de exploración superficial se elabora un primer modelo conceptual del campo geotérmico, cuya finalidad principal es la ubicación de los pozos exploratorios y los objetivos a profundidad.

Este modelo incluye típicamente la geología regional y local, poniendo énfasis en la vulcanología, geología estructural, geofísica y la geoquímica de las manifestaciones superficiales. El uso de sistemas de información geográfica (SIG) es de gran ayuda para integrar la información.

Lo fundamental de este modelo conceptual son las secciones geológicas que se construyen con base en la información anterior, estas servirán para establecer los objetivos a profundidad de la perforación exploratoria (Quijano, 2007).

#### **7.3.2. Mineralogía de alteración hidrotermal**

Cada tipo de roca está formado por un conjunto de minerales característicos conocidos como minerales primarios. Cuando la roca se somete a ciertos procesos, como compresión, intrusión de magma o hidrotermalismo, cambia en su composición mineralógica y este proceso se conoce como metamorfismo.

En el caso particular de los reservorios geotérmicos, los minerales de alteración hidrotermal, o minerales secundarios, muestran una típica progresión con la temperatura, esta progresión es casi independiente del tipo de roca.

En las partes superiores de los sistemas geotérmicos, donde las temperaturas son inferiores a 150° C, predominan los minerales arcillosos de los grupos de la caolinita, esmectita y la zeolita. A continuación existe una zona de transición o mixta.

En la parte superior del reservorio se presentan minerales del grupo de la ilita y la clorita y cuando la temperatura es superior a 240° C, aparece la epidota y la wairakita; esta última asociada a zonas de alta permeabilidad.

El cuarzo es un mineral que se encuentra en un rango amplio de temperaturas dentro del reservorio. Si las temperaturas del reservorio son inferiores a 240° C, habrá presencia importante de calcita y cuarzo, pero no de epidota. En los casos de que al agua de mar esté presente, habrá abundancia de anhidrita.

En las partes más profundas del reservorio, donde las temperaturas superan los 320° C, los minerales representativos son los anfíboles y la biotita (Quijano, 2007).

### **7.3.3. Modelos conceptuales después de la perforación exploratoria**

Los modelos preliminares construidos con base en información obtenida con métodos superficiales serán modificados y enriquecidos con la información del subsuelo obtenida de los pozos exploratorios profundos, en esta etapa se incorpora la información litológica, mineralógica, los perfiles de presión y temperatura.

En caso de contar con pruebas de producción de los pozos, se puede estimar la trasmisividad y almacenaje del reservorio.

Este modelo conceptual será la base para elaborar el modelo de simulación numérica con el que se podrá estimar el potencial del reservorio. Es posible también realizar estimaciones del potencial con base en modelos volumétricos (Quijano, 2007).

## **7.4. Ingeniería de reservorios**

### **7.4.1. Reservorios líquido dominante**

Estos reservorios son los más comunes, en su estado natural se caracterizan por el hecho de que la fase líquida es la predominante. Por lo general, las manifestaciones superficiales incluyen tanto fumarolas, en las zonas topográficamente altas, como manantiales hirvientes de tipo clorurado sódico, en las zonas bajas.

Los pozos producen una mezcla de agua y vapor, aunque en la zona de alimentación sólo fluye líquido hacia el pozo. La entalpía total de producción corresponde a la entalpía del líquido a la temperatura del reservorio, el coeficiente de almacenaje de estos reservorios es bajo, lo que implica que la caída de presión por extracción es alta, es decir, se comportan como acuíferos confinados (Quijano, 2007).

#### **7.4.2. Reservorios vapor dominante**

Este tipo de reservorios es poco común, las manifestaciones naturales de este tipo de sistemas consisten únicamente de fumarolas o suelos vaporizantes. La fase dominante en el reservorio es el vapor, que representa más del 50% en volumen, aunque en masa el porcentaje es mucho menor, debido a la baja densidad del vapor.

El vapor se localiza en las fracturas y fallas principales mientras que el líquido se encuentra en los poros adherido a la matriz de la roca, por ello, la fase móvil dentro del reservorio es el vapor y es la que fluye hacia el fondo de los pozos, que producen vapor únicamente.

La fase líquida es una reserva importante de masa y al evaporarse por transferencia de calor de la roca, contribuye a la producción de vapor. El manejo de este tipo de reservorios es más sencillo pues no existe el problema del acarreo del agua superficial y de la reinyección (Quijano, 2007).

### **8. METODOLOGÍA**

#### **8.1. Localización y ubicación general**

El área de estudio geográficamente está localizado en el extremo SO del Altiplano Boliviano, en el departamento de Potosí próximo a los límites fronterizos de Chile y Argentina, con una altura media de 4900 - 5000 msnm.

El campo Sol de Mañana está ubicado a 20 km al sur de Laguna Colorada cerca de las coordenadas  $67^{\circ}45'10''$  W,  $22^{\circ}25'50''$  S como se muestra en la Figura 2.

El paisaje es altiplánico con montañas dispersas de más de 5500 msnm de suave pendiente con vegetación muy escasa a inexistente. El clima de la zona es seco y frígido.

Las temperaturas mínimas se registran entre junio y agosto descendiendo por debajo de  $-20^{\circ}$  C con nevadas en la estación de invierno. En la Figura 3 se muestran imágenes tomadas en la época de invierno.

Las precipitaciones pluviales tienen una media anual de 50 mm. Estas precipitaciones ocurren entre los meses de diciembre a marzo. La red de drenaje natural compuesto por pequeños arroyos y manantiales, colectan las aguas de las partes altas de la región y discurren en las cuencas endorreicas de Laguna Colorada y Laguna Challviri.

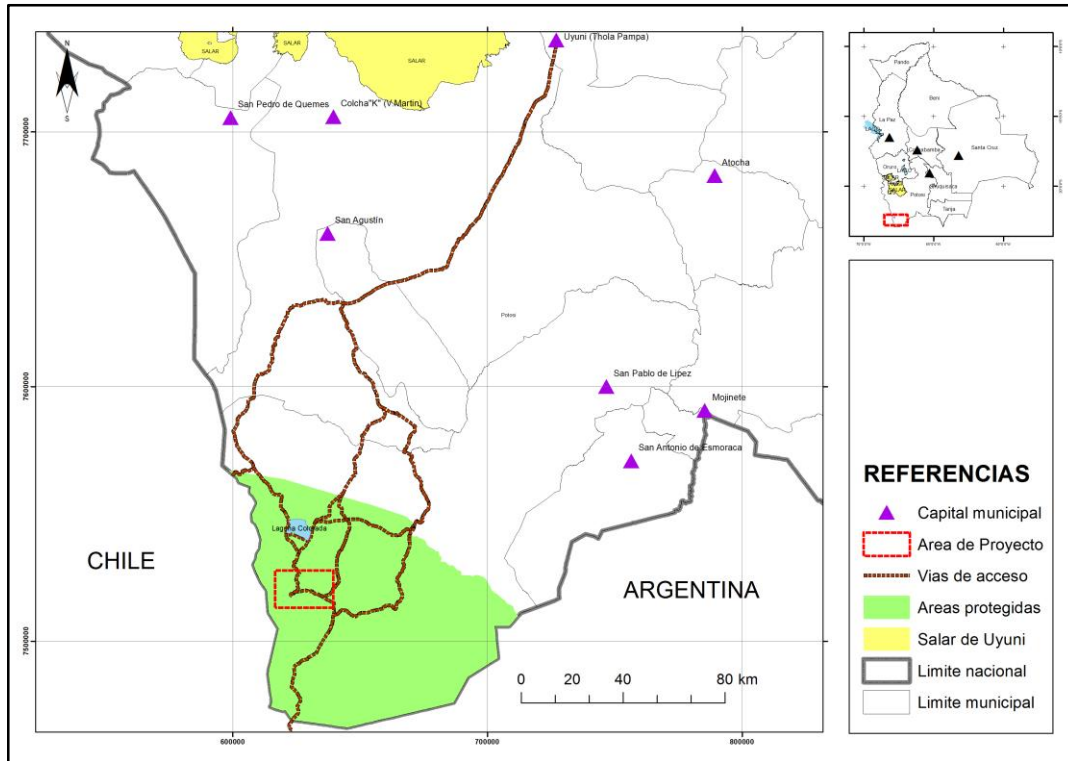


Figura 2. Localización de la zona de estudio

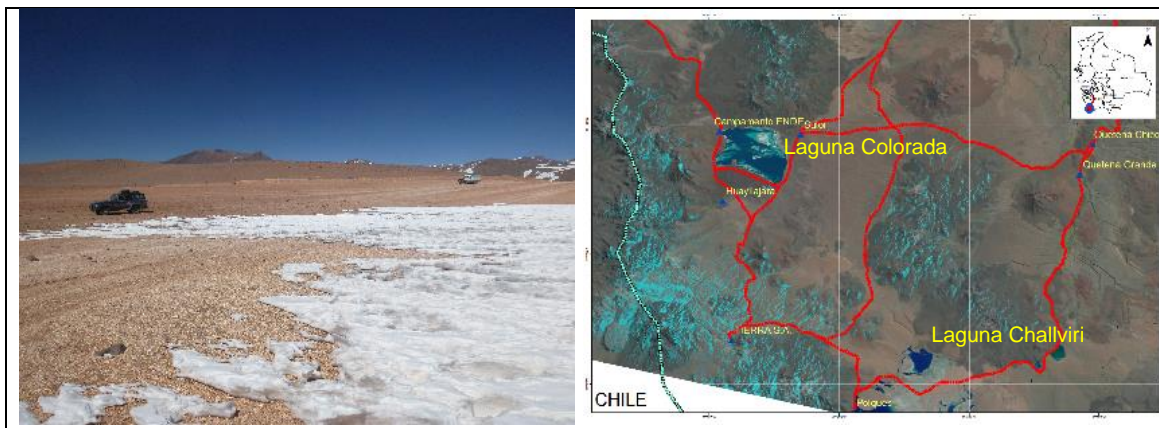


Figura 3. Fotografía e imagen satelital durante la época de invierno del año 2013.

Es importante mencionar que el Proyecto Geotérmico Laguna Colorada tiene su área de trabajo en el campo Sol de Mañana, donde se han desarrollado todos los estudios y perforaciones de pozos.

Los pozos geotérmicos del campo Sol de Mañana fueron perforados en el periodo 1988-1992, en la siguiente tabla se resume información de los pozos.

Tabla 1. Resumen de pozos perforados en el periodo 1988 – 1992.

Pozo	Coordenadas UTM - WGS84		Elev. (msnm)	Profundidad. (m)	Revestimiento (m)	Liner	Tipo
	Este	Norte					
SM-1	628714	7518799	4859	1180	737	Descubierto	Productor
SM-2	627956	7519361	4906	1486	608	Descubierto	Productor
SM-3	628667	7519408	4885	1406	765	Descubierto	Productor
SM-4	630785	7518904	4841	1726	1307	Ranurado	Reinyector
SM-5	627334	7519712	4904	1705	900	Descubierto	Productor
AP-1	623786	7517933	5023	1602	780	Descubierto	Productor

El pozo Apacheta 1 (AP-1) fue perforado en la zona de Apacheta, posteriormente la zona la exploración profunda fue recorrida al campo Sol de Mañana en donde se perforaron los pozos SM-1 a SM-5 respectivamente.

En la Figura 4 se muestra la localización espacial de los pozos y en la Figura 5 se muestra el árbol de válvulas de diferentes pozos del campo Sol de Mañana.

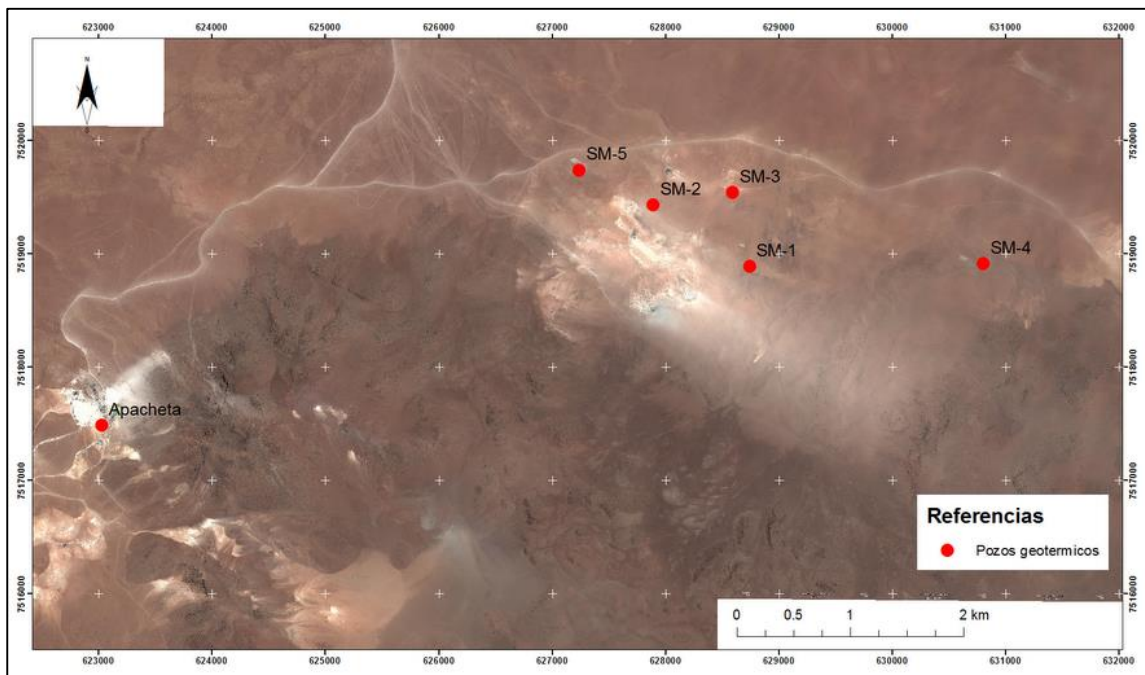


Figura 4. Localización de los pozos geotérmicos en el campo Sol de Mañana

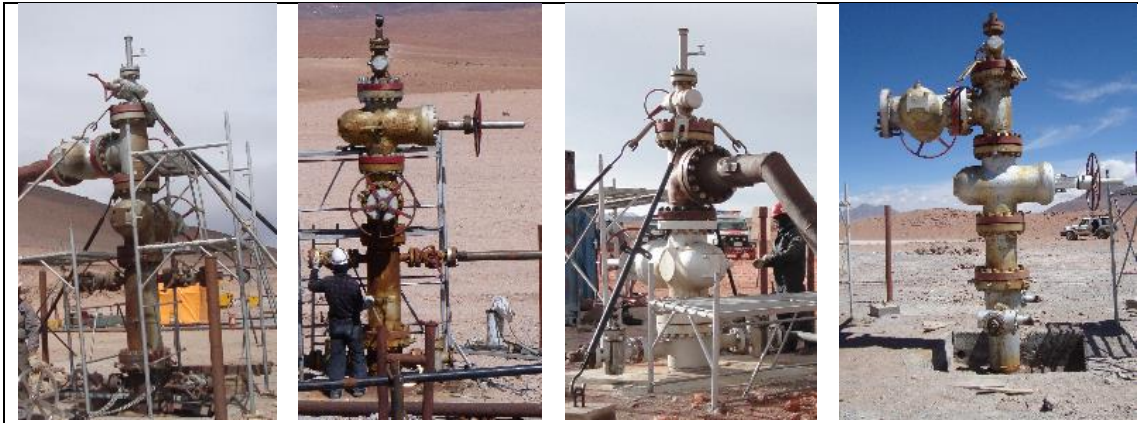


Figura 5. Árbol de válvulas de los pozos SM-1, SM-2, SM-3 y SM-5 (izq-der)

## 8.2. Geología

Como parte de la revisión de la información geológica se recurrió a estudios geológicos de exploración y al estudio realizado por WEST JEC (*West Japan Engineering Consultants, Inc.*) en el año 2008.

### 8.2.1. Cuadro geológico

El área del proyecto forma parte de un arco volcánico de edad mioceno-pleistoceno y está situado en la parte meridional de Bolivia cerca del límite con Chile. La morfología es típicamente volcánica, caracterizada por grandes extensiones ignimbríticas, que han nivelado las asperezas morfológicas y sucesivamente modelada por fenómenos de erosión glacial.

La evolución geológica de la zona puede esquematizarse de la siguiente manera:

- En el Plioceno, probablemente por encima de plataformas ignimbríticas, estaban presentes aparatos volcánicos con actividad esencialmente efusiva que emitían productos de composición dacítica a andesítica.
- En el Pleistoceno inferior el área examinada fue cubierta por grandes volúmenes de ignimbritas de composición dacítica y andesítica que nivelaron la morfología existente.
- Después de erupciones ignimbríticas la actividad volcánica continúa hasta el presente con edificios situados a lo largo del eje N-S de la cadena. La actividad es mixta pero prevalece aquella de tipo efusivo de composición andesítico-dacítica.
- En la parte más elevada del área son evidentes las huellas de una glaciación post-ignimbrítica ocurrida probablemente hace 35000 y 16000 años.
- En el periodo post-glacial se mantiene una actividad geotectónica evidenciada por fallas activas que afectan a las plataformas ignimbríticas y que permiten el ascenso de los fluidos calientes de varias manifestaciones termales de la zona.

La información geológica sugiere la existencia de cámaras magmáticas volumétricamente importantes situadas por debajo del eje volcánico activo, por lo tanto, la persistencia de una importante fuente de calor localizada inmediatamente al O de la zona de las manifestaciones.

### 8.2.2. Fuente de calor

El campo está asociado con actividad volcánica cuaternaria y la fuente principal de calor se relaciona con la cámara magmática que alimentó los más recientes eventos volcánicos. En el lado S y O del campo Sol de Mañana existe una cadena de volcanes activos.

El desplazamiento y elevación de una cámara magmática en la porción central del campo Sol de Mañana produce el levantamiento del Cerro Apacheta.

### 8.2.3. Geología estructural

El estudio geológico de exploración, la integración de reportes existentes y la interpretación fotográfica indica la presencia de dos sistemas tectónicos, localizados al ONO-ESE y NE-SE como se muestra en la Figura 6.

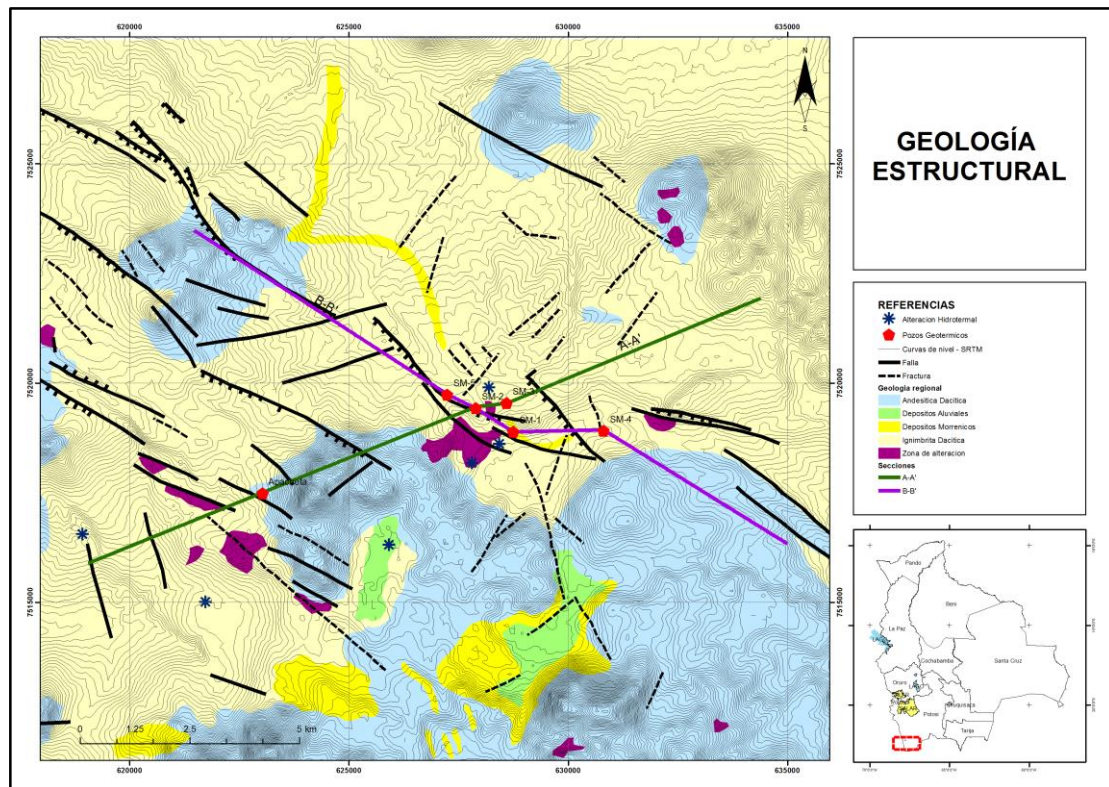


Figura 6. Geología estructural



El primer sistema es más pronunciado y afecta el más reciente sistema originando pequeños horst y graben.

Se estima que el sistema estructural dominante ha provocado fracturamiento secundario a profundidad, el cual en general, sirve de conducto a los fluidos calientes que migran hacia zonas más someras, produciendo un intercambio térmico con acuíferos poco profundos. Parte del fluido geotérmico asciende en forma de vapor a través de fallas y fracturas hasta alcanzar la superficie dando lugar a zonas de alteración hidrotermal.

Las fallas se localizan en dirección ONO-ESE en paralelo a la zona de alteración de la superficie y en dirección NE-SO que caracteriza la estructura geológica del campo Sol de Mañana. Tres líneas de tendencia ONO-ESE se van paralelas a intervalos de 2-3 km en la parte central del campo Sol de Mañana. La línea N está alineada con la serie de pozos SM y encierra la manifestación hidrotermal. La línea central está entre la serie de pozos SM y el pozo AP-1. La línea del S pasa adyacente del pozo AP-1. Estas características definidas como fallas normales de la correlación litológica.

#### 8.2.4. Estratigrafía

La distribución geovolcanológica del campo Sol de Mañana indica la existencia de una amplia unidad de ignimbrita que casi cubre la totalidad del área y se sobrepone a una secuencia de lava andesita-dacita.

De acuerdo a los datos de perforación la información litológica se agrupa en cuatro unidades desde lo profundo a la superficie. Esquemáticamente estas unidades se muestran en la Figura 7.

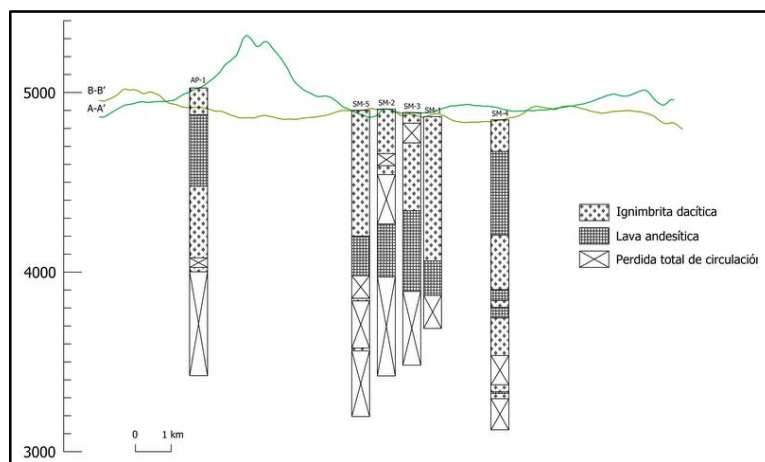


Figura 7. Estratigrafía de pozos perforados

Unidad de Ignimbrita baja: Su existencia se basa en la extrapolación de información de datos del pozo SM-4 y en las perforaciones profundas de los pozos (SM-1, SM-2, SM-4, SM-5) se tocó esta formación en la parte más profunda.

Consiste de un contacto ignimbrítico dacítico similar a las capas superiores, con intercalados de lava andesítica. La edad aproximada de los productos es de 5 millones de años (Mioceno a Paleoceno).

Unidad Andesita: Tiene un espesor de 350-500 m que baja a 300 m cerca del pozo SM-1 y consiste de lavas andesitas, con cambios de acidez, con fenocristales de plagioclasa, y subórdenes de biotita, anfíbolita y cuarzo. Color variado entre gris y verde.

Unidad de ignimbrita alta: Tiene un espesor de 600-800 m que consiste de una formación de ignimbrita - dacita, de cristal de cuarzo plagioclasa, biotita y anfíboles. El color es rojizo en la parte superior y se convierte grisáceo con verde en la capa inferior, la diferencia de color parece estar relacionada a las alteraciones hidrotermales y pueden representar un indicador para la clasificación estratificada. Esta unidad podría tener entre 1.2 y 1.4 millones de años.

Unidad de Cerro Apacheta: Tiene un espesor de 500 m en el pozo AP-1 y se extiende hacia el E desapareciendo en el sector de los pozos SM. Consiste de lavas andesíticas con fenocristales de plagioclasa biotita, cuarzo, anfíbolita y piroxeno. Las lavas están cubiertas por ignimbritas andesíticas que desaparece hacia el este. La andesita del Cerro Apacheta fue cubierta de emisiones de ignimbrita posiblemente relacionadas a eventos que sucedieron hace 0.35 a 0.50 millones de años.

### 8.2.5. Alteración hidrotermal

La aparición de minerales hidrotermales se usa como indicador pasado o presente de temperatura y permeabilidad. La mineralogía es usada para definir la extensión del reservorio, en este caso se definieron 3 zonas según su asociación mineralógica como se muestra esquemáticamente en la Figura 8.

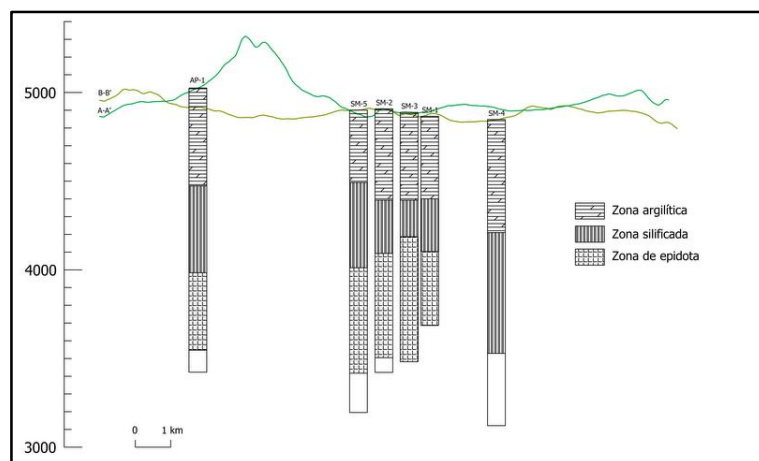


Figura 8. Minerales de alteración hidrotermal

Las formaciones que se interceptan por los pozos profundos son de mediana a alta alteración. Los minerales reconocidos son arcilla, silicatos, zeolita, limonita, sericita, clorita, calcio, pirita y epidota.

Zona con arcillas, se extiende a una profundidad de 500 m en dirección al pozo SM-4. Los minerales característicos son arcilla, silicato, zeolitas que corresponden a la temperatura constante de 180°C.

Zona con silicatos, se extiende a una profundidad de 700-800 m en los pozos SM-1, SM-2, SM-3, de 1000 m en los pozos SM-5 y AP-1 y más de 1300 m en el pozo SM-4. En esta zona hay sílica abundante asociada y mezclada con silicatos y cloritas que determinan una temperatura entre 180 y 220°C.

Zona con epidota: se extiende hasta la profundidad final de los pozos. Su asociación de minerales es con clorita, sílice y otros minerales de alta temperatura como albita y adularia. En esta zona la temperatura se encuentra en exceso de 200°C y es donde se encuentran los niveles de producción de los pozos.

La zona hidrotermal es muy regular excepto en el área asociada al pozo SM-3 y SM-4. Las pérdidas de circulación que se observaron durante perforación indican que todas son zonas permeables.

Empezando desde los 900-1000 m y con un repentino aumento en los últimos metros de la perforación las zonas de alteración asociadas con la mineralogía forman parte de la roca de la capa sello del reservorio geotérmico y se observó que la mayoría de las pérdidas durante perforación ocurrieron debajo capa sello.

En la Figura 9 se muestra una relación entre lo minerales de alteración y temperatura presentada por (Gylfi Hersir, 2010).

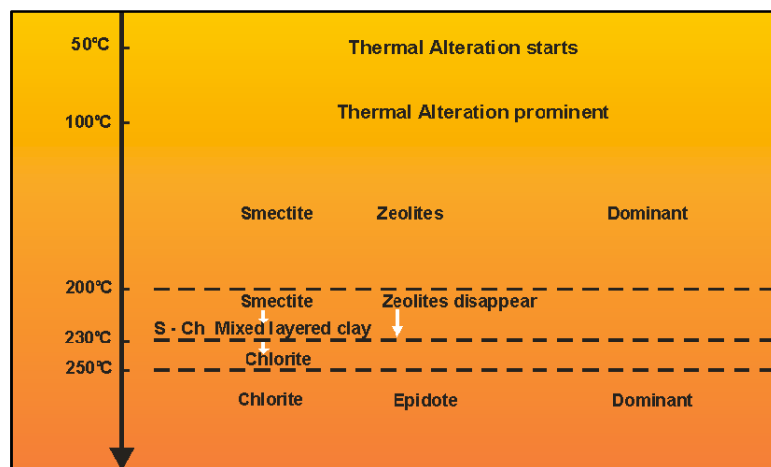


Figura 9. Alteración mineralógica y temperaturas (Gylfi Hersir, 2010)

Entonces la presencia de epidota en el fondo de los pozos indicaría temperaturas próximas a de 250 °C las cuales correlacionan con mediciones de pozo.

### 8.3. Geoquímica

Como parte de la revisión de la información geoquímica se recurrió a estudios realizados por WEST JEC (*West Japan Engineering Consultants, Inc.*) en el año 2008 e informes complementarios de los años 2010 y 2013.

#### 8.3.1. Agua subterránea

De acuerdo a informes hidrogeológicos las aguas subterráneas presentan las siguientes características:

- El fluido principal es originado por agua meteórica que se calienta a aproximadamente 270 °C (según geotermometría) por la cercanía del cuerpo magmático.
- El fluido calentado se encuentra en áreas profundas con rocas sedimentarias y relativamente alto contenido de B y NH<sub>3</sub>.
- El líquido caliente asciende de lo profundo hasta el reservorio donde fueron perforados los pozos.
- En el campo Sol de Mañana el agua sube a un reservorio somero y se evapora parcialmente teniendo mezcla de vapor y salmuera que salen a la superficie en las fumarolas superficiales.

#### 8.3.2. Geoquímica del reservorio

La salmuera descargada por los pozos es de pH neutral y con el cloruro típico de salmueras profundas.

El agua de nacimientos termales del campo Sol de Mañana son ácidos y se cree que se originan de agua superficial que ha sido calentada por los gases y vapores fumarólicos.

Los isótopos de hidrógeno y oxígeno encontrados en aguas termales y vapor fumarólico sugieren que el fluido del reservorio de este campo es una mezcla de agua meteórica y magmática. Se estima que la mezcla de agua magmática es del 30% o menos, siendo el agua meteórica el mayor componente. La composición isotópica del agua meteórica que contribuye a formar la masa de este reservorio indica que es agua que se ha infiltrado al subsuelo desde sitios más altos que 4000 m.s.n.m.

Estudios del año 1991, indica una posible zona de recarga de agua meteórica se origina en las región montañosa al Oeste del campo Sol de Mañana. Si la recarga viene de una zona de mayor elevación que el campo Sol de Mañana entonces la región montañosa del S y SO del campo podría también ser un área de recarga.

El líquido del reservorio en este campo tiene una alta concentración de Boro (B), la alta relación atómica de B/Cl cerca de 0.07 sugiere que el agua del reservorio reacciona con rocas sedimentarias marinas las cuales no han sido confirmadas en la superficie ni por la geología de los pozos hasta una profundidad de 1700 m. La influencia de estas rocas

también se sugiere por el alto contenido de amoníaco ( $\text{NH}_3$ ) gaseoso en los GNC en el vapor descargado por los pozos exploratorios.

Los geotermómetros usados T-NaKCa-dMg y T-NaKCa indican temperaturas entre 240-260 °C, lo cual es consistente con las temperaturas medidas en la perforación.

Las temperaturas geoquímicas de vapor descargado muestran valores cerca de 250 °C. El análisis sugiere que posiblemente la temperatura en el reservorio es mayor de 250 °C.

El agua salada de la Laguna de Challviri al SE del campo Sol de Mañana tiene una alta concentración de Cl (8,780 mg/L). Aunque la laguna está alejada a 15 km del campo el modelo de mezclas de agua sugiere que el líquido del reservorio migra lateralmente hacia el S.

El líquido de este campo tiene un origen meteórico y calentado hasta 270 °C o más por líquidos magmáticos.

El agua calentada sube a un nivel donde se evapora y forma los gases que salen a las fumarolas superficiales.

Según los resultados de producción en 1997 proporcionados por la CFE los gases no condensables (GNC) contenidos en la descarga de vapor son muy bajos (aproximadamente 0.08-0.26 % sobre el peso).

#### **8.4. Geofísica**

Como parte de la revisión de la información geofísica se recurrió a estudios gravimétricos de exploración, al estudio realizado por WEST JEC (*West Japan Engineering Consultants, Inc.*) en el año 2008 y complementariamente se utilizaron datos de resistividades de un reciente estudio magnetotelúrico.

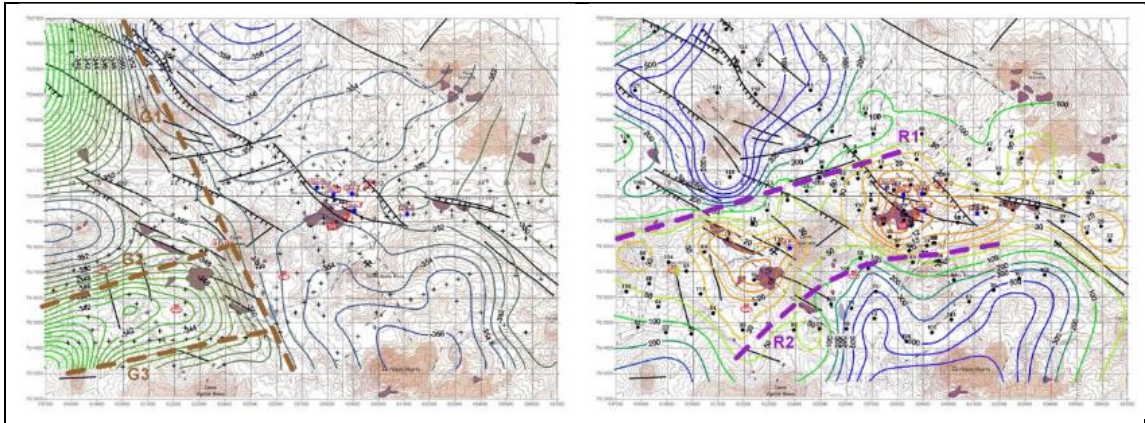
##### **8.4.1. Estudios geofísico de exploración**

En base a información gravimétrica y sondeos eléctricos verticales (SEV) desarrollados durante la etapa de exploración se elaboró un modelo para estimar la estructura profunda del campo Sol de Mañana.

La zona de alta resistividad indican zonas de alta temperatura circulando a esa profundidad lo cual indica áreas de potencial productivo. Adicionalmente, de acuerdo a varios reportes el reservorio geotérmico de este campo se divide muy probablemente en 2 diferentes zonas de producción.

La discontinuidad eléctrica identificada por el análisis geofísico esta paralelo a las fallas geológicas arriba descritas con una diferencia angular de 30° en relación a la evidencia superficial.

La Figura 10 muestra la discontinuidad eléctrica en las líneas R1, R2 y discontinuidades gravimétricas G1, G2 y G3. La estructura más importante a mayor profundidad está controlada por tectónica de dirección NNO-SSE y ENE-OSO. La permeabilidad está afectada por tectónica en dirección ONO-ESE y NNE-SSO.



*Figura 10. Mapa de anomalías Bouguer (izq.), Mapa de resistividad aparente ( $AB/2 = 500m$ ) (der.)*

#### **8.4.2. Interpretación de resultados MT**

Resultados de un estudio magnetotelúrico (MT) correlacionado con la información de exploración disponible permitió estimar la posible geometría del reservorio geotérmico.

La información MT disponible consiste en una tabla de resistividad para diferentes elevaciones, en la Figura 11 se muestra la distribución de los puntos donde se realizaron los sondeos MT y la grilla de puntos con resistividades, también en esta Figura se muestran las secciones de corte para una mejor visualización de la variación de la resistividad con respecto a la elevación.

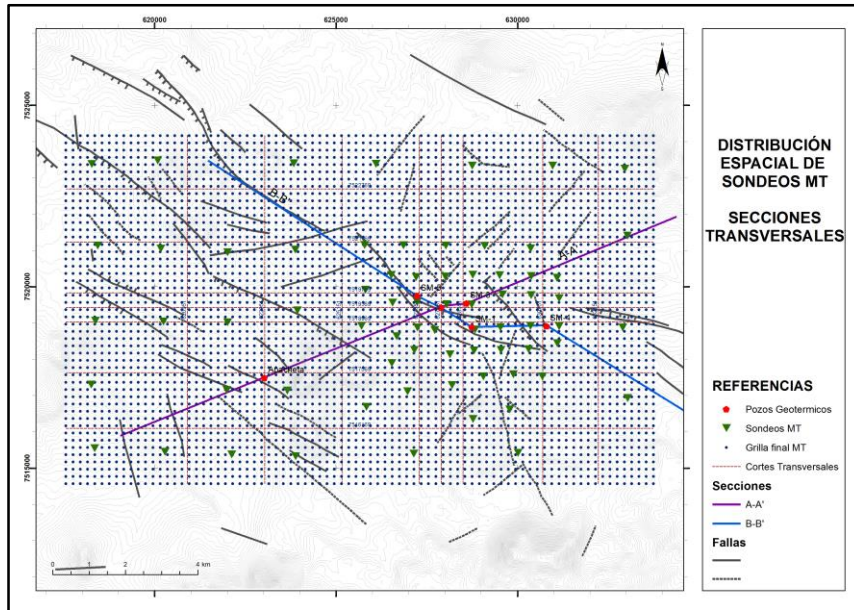


Figura 11. Distribución espacial de sondeos MT y secciones transversales

Las secciones A-A' y B-B' fueron delimitadas con el fin de cruzar los pozos, en la Figura 12 se muestra los cortes de estas secciones.

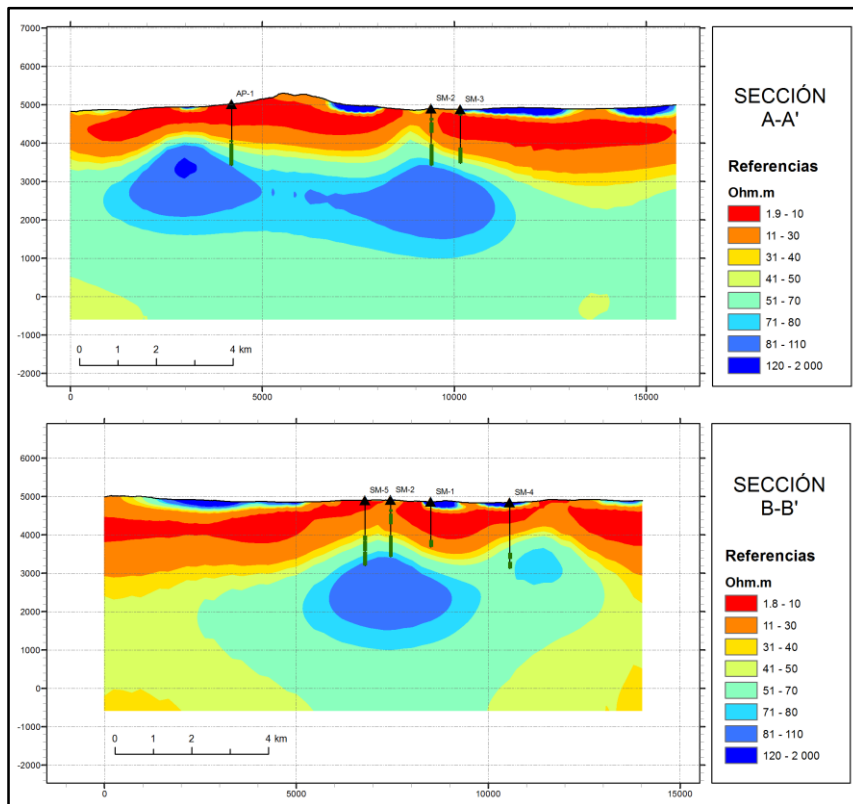


Figura 12. Secciones A-A' y B-B'

De estos cortes se puede identificar anomalías resistivas que estarían relacionadas con el reservorio. Correlacionando con la información de perforación, resistividades cercanas a los 30 Ohm.m corresponderían a andesitas relacionadas a la capa sello de reservorio (300 - 400 m). Zonas con resistividades mayores y por debajo de esta capa sello estarían relacionadas con el reservorio por la presencia de minerales alterados cerca de estas anomalías resistivas.

En la Figura 13 se muestran mapas de isoresistividades a diferentes profundidades. Mediante estos mapas también se puede observar la variación de anomalías posiblemente relacionadas con el reservorio.

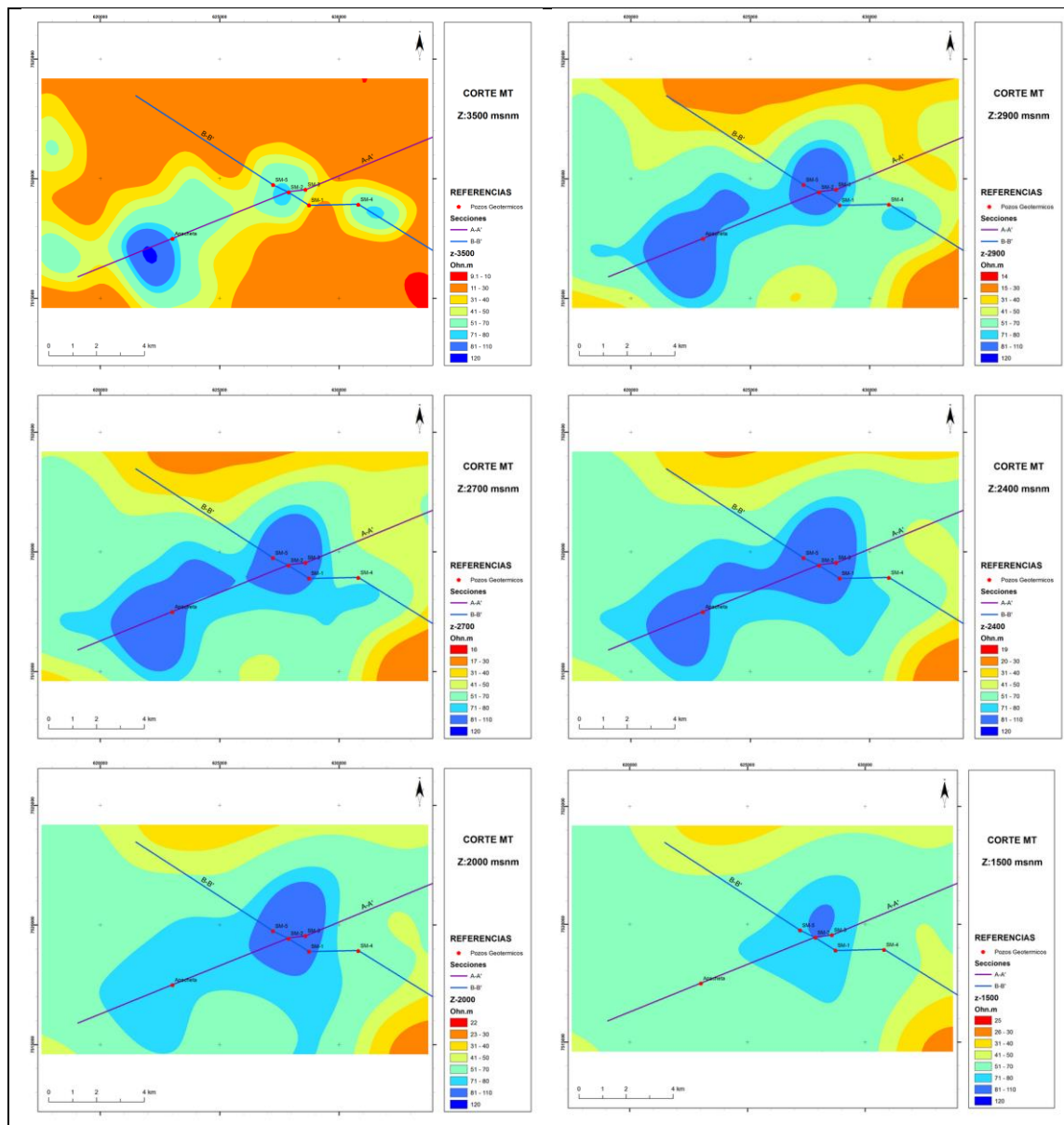


Figura 13. Anomalías resistivas a diferentes profundidades



Complementariamente también se hicieron cortes en los planos X-Z y Y-Z como se muestra en la Figura 14.

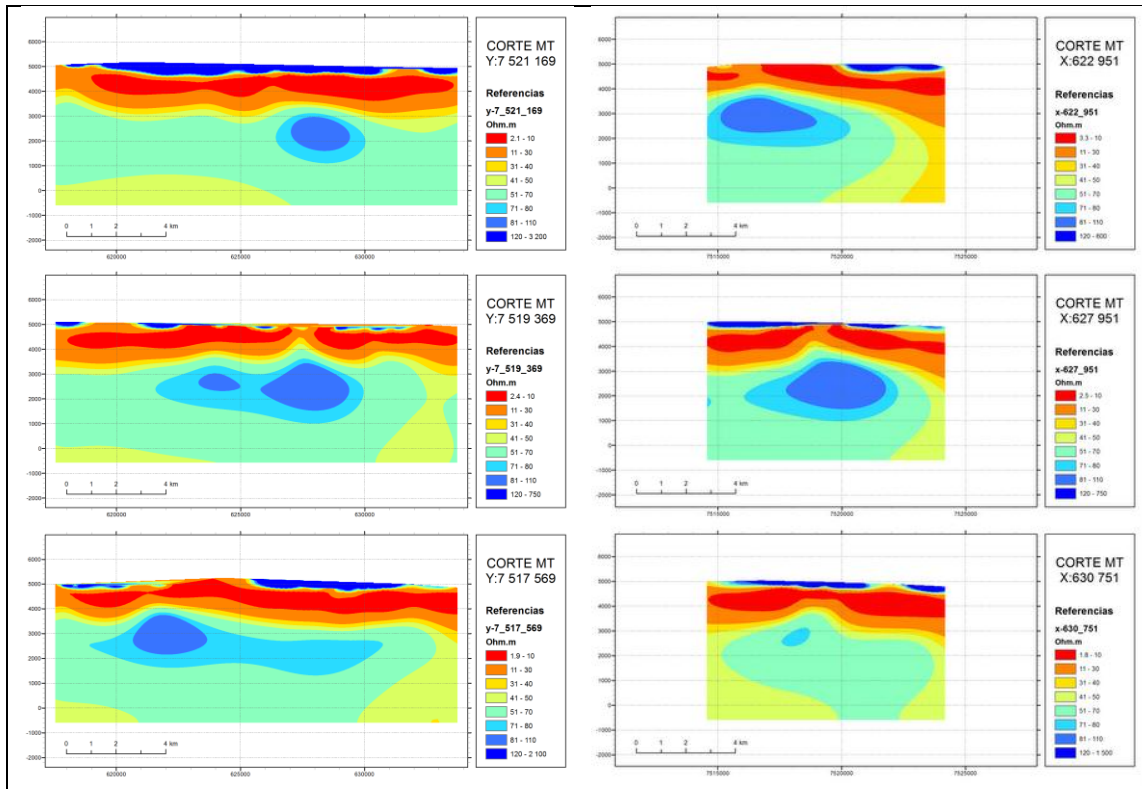


Figura 14. Anomalías resistivas paralelas al plano X-Z (izq) y plano Y-Z (der)

Correlacionando con la información de exploración y perforación el reservorio podría estar delimitado dentro de una anomalía gravimétrica y resistiva. Para un mejor análisis en la etapa de evaluación por el método volumétrico el reservorio se podría dividir extensionalmente en 3 zonas: posible, probable y probado.

De la geometría obtenida se estimó las superficies y volúmenes que se resumen en la Tabla 2 y posteriormente se muestran en la Figura 15.

Tabla 2. Resumen de volúmenes estimados de reservorio

Reservorio	Área (km <sup>2</sup> )	Volumen (km <sup>3</sup> )
Posible	45	70
Probable	20	30
Probado	6	10

De acuerdo con (Gharaibeh, 2008) el factor más importante en la evaluación geotérmica cuando se usa el método volumétrico es una buena estimación del volumen del sistema.

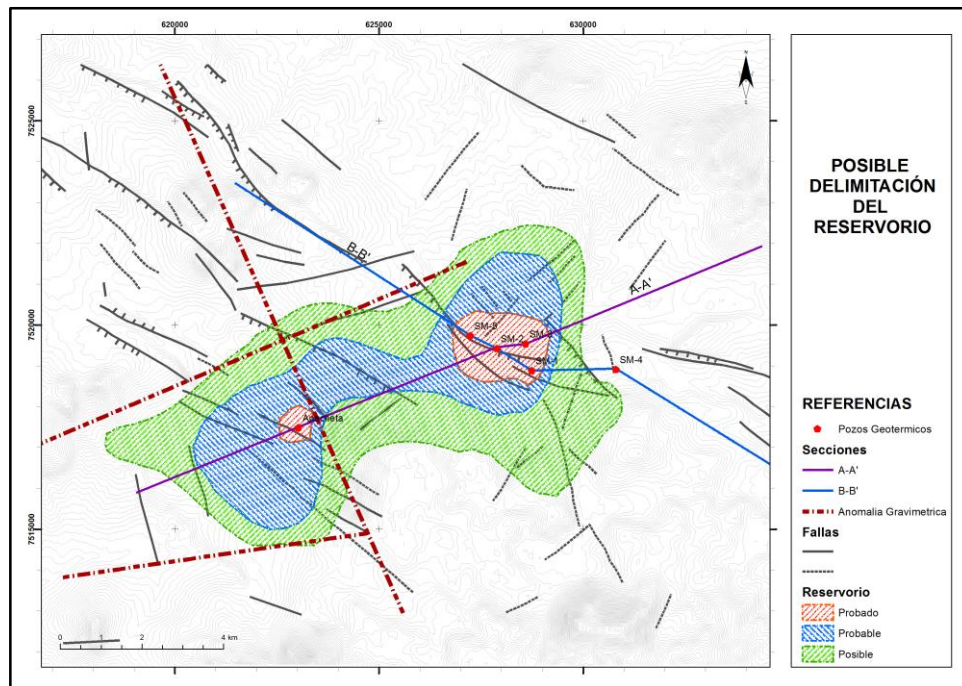


Figura 15. Posible delimitación del reservorio

## 8.5. Datos de pozos

### 8.5.1. Termohidráulica

Para realizar las mediciones de presión y temperatura de los pozos en condiciones estáticas se utilizaron sondas electrónicas. En la Figura 16, 17 y 19 se muestran registros de presión y temperatura del pozo SM-1, SM-2 y SM-3 respectivamente. Adicionalmente es estas graficas se muestra la profundidad de la tubería de revestimiento.

De acuerdo a los registros estáticos de presión del pozo SM-1 se puede observar que el nivel de la salmuera esta 870 m de profundidad. El registro de temperatura muestra temperaturas cercanas a los 240 °C desde los 600 m de profundidad.

En los registros estáticos de temperatura del pozo SM-2 mostrados en la Figura 17 se puede observar mejor la zona que podría estar asociada a la capa sello que estaría ubicada entre los 650 a 900 m de profundidad. También del grafico de presión se puede observar que nivel de la salmuera está ubicada a 620 m de profundidad cerca de la zapata de la tubería del pozo.

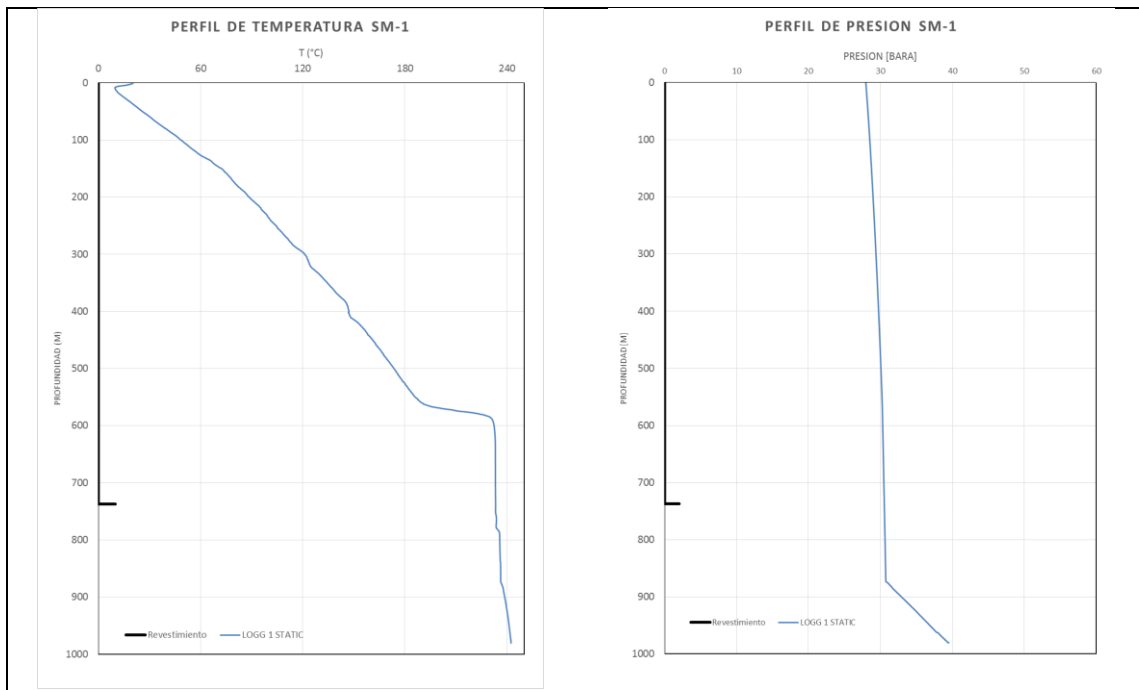


Figura 16. Perfiles de presión y temperatura de pozo SM-1 en condiciones estáticas.

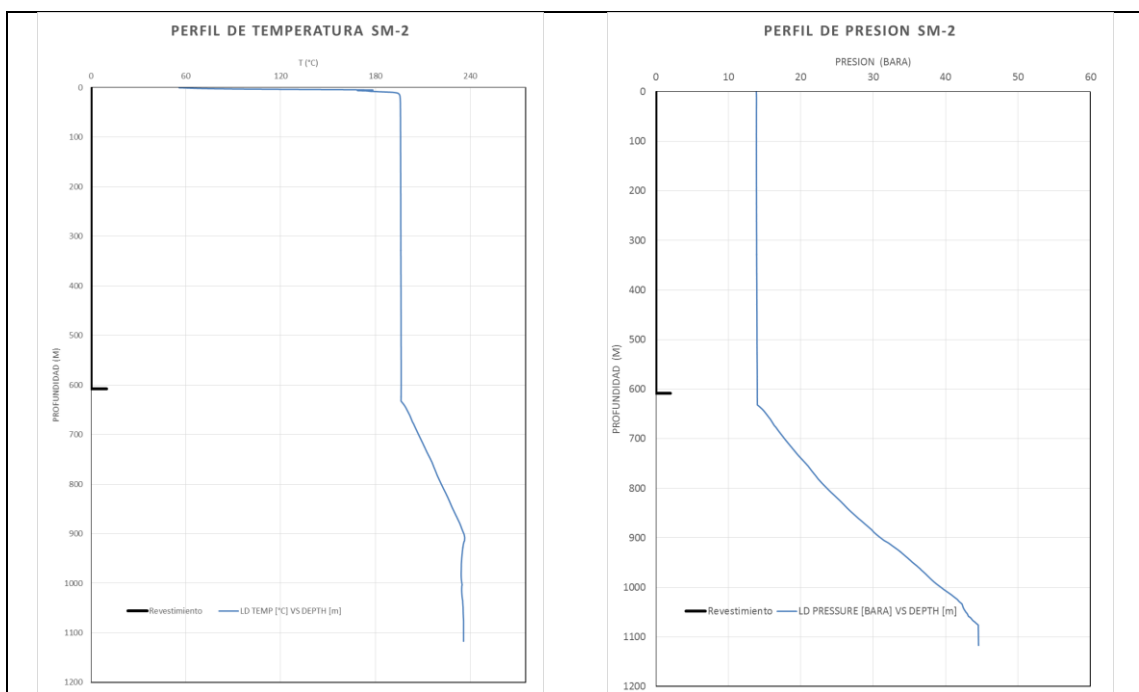


Figura 17. Perfiles de presión y temperatura de pozo SM-2 en condiciones estáticas.

De los registros del pozo SM-3 se puede observar que el nivel de la salmuera esta a 520 m de profundidad. También mediante el grafico de temperatura se puede observar que la capa sello podría localizarse entre los 550 a 1000 m de profundidad.

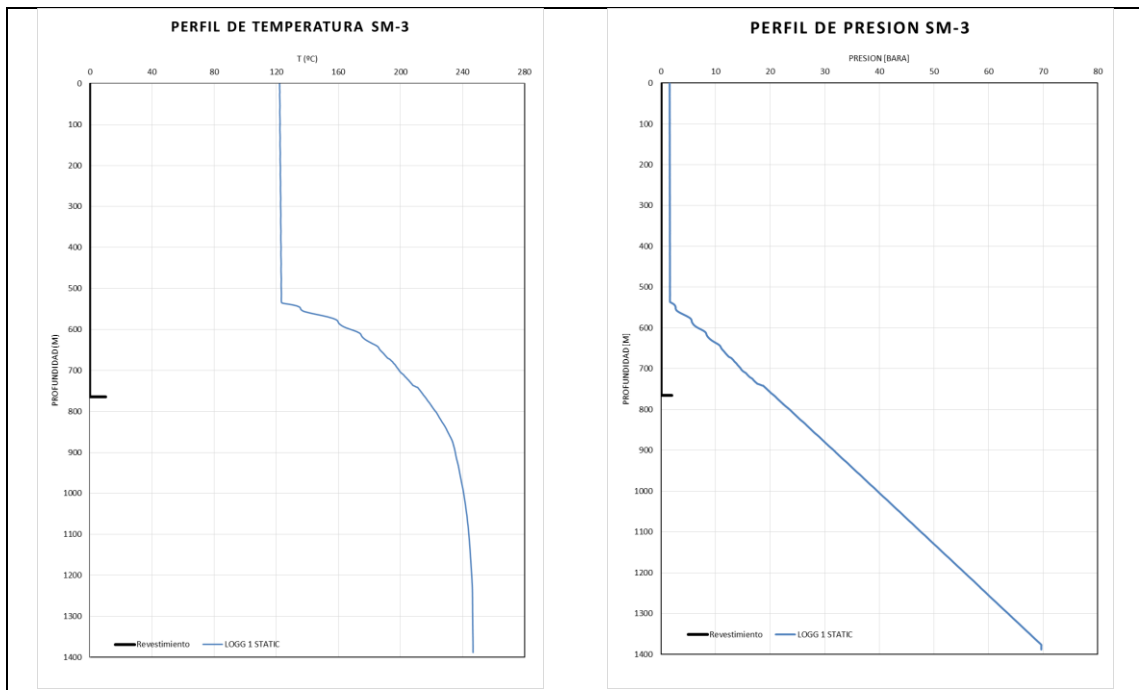


Figura 18. Perfiles de presión y temperatura de pozo SM-3 en condiciones estáticas.

En la Figura 19 se muestra registros de *spinner* para los pozos SM-1 y SM-3 para una placa oficio de 4". Mediante estas graficas se podrían identificar zonas de aporte.

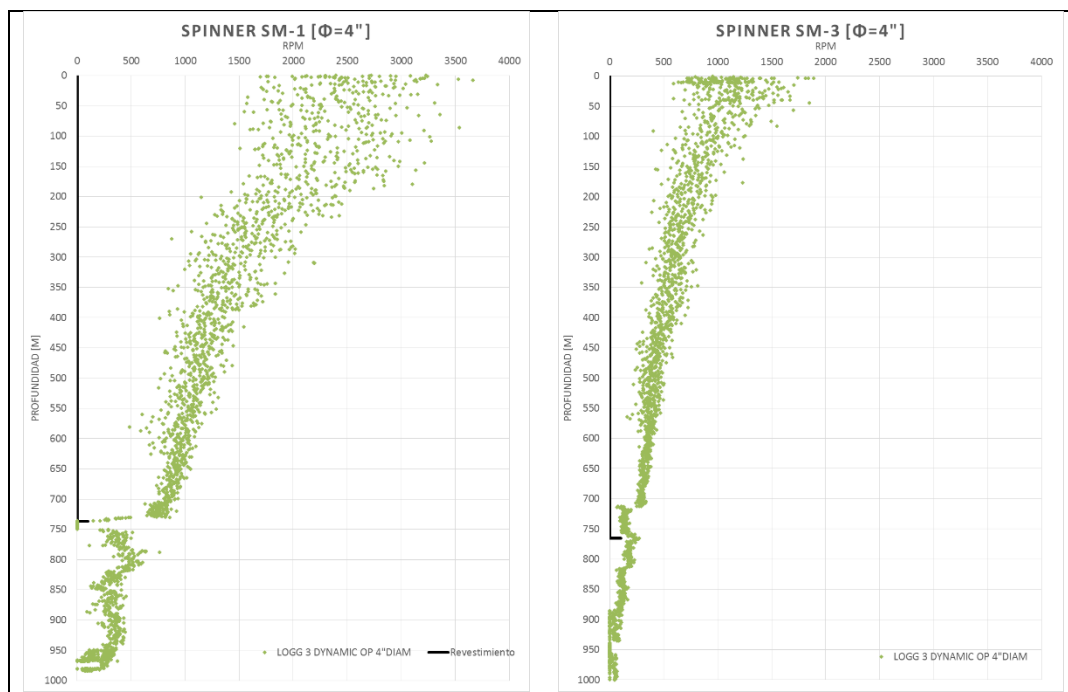


Figura 19. Registro de spinner, pozos SM-1 y SM-3.

### 8.5.2. Pruebas de descarga

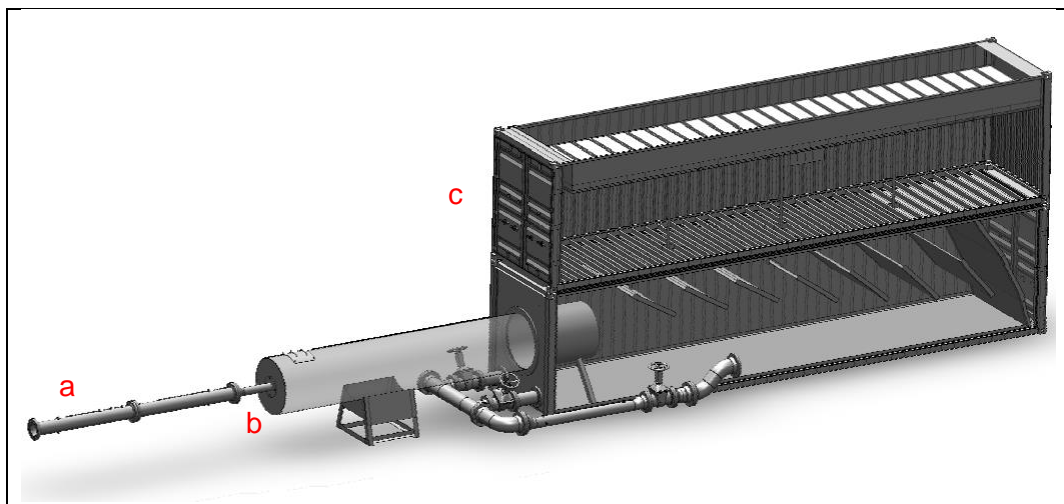
Durante el periodo 2012 – 2013 se realizaron pruebas de producción en los pozos SM-1, SM-2 y SM-3 localizados en el campo Sol de Mañana por un periodo aproximado de 20 días por cada pozo. La salmuera fue reinyectada por gravedad en el pozo SM-4 ya que este pozo fue perforado con ese objetivo.

El equipamiento utilizado en las pruebas de producción está compuesto por:

- a) Línea de producción de  $\phi=10''$  de diámetro donde se instalaron las válvulas y accesorios para realizar las pruebas TFT (*Tracer Flow Test*)
- b) Tubo de James.
- c) Separador – silenciador (Muffler).
- d) Tanque de agua.
- e) Vertedor.
- f) Tubería de reinyección.
- g) Caseta de control

Complementariamente en la línea de producción se instalaron sensores de medición de presión y temperatura. Los registros de estas mediciones fueron almacenadas en un *data logger* ubicado en la caseta de control.

En la Figura 20 se muestra la ubicación del equipamiento utilizado.



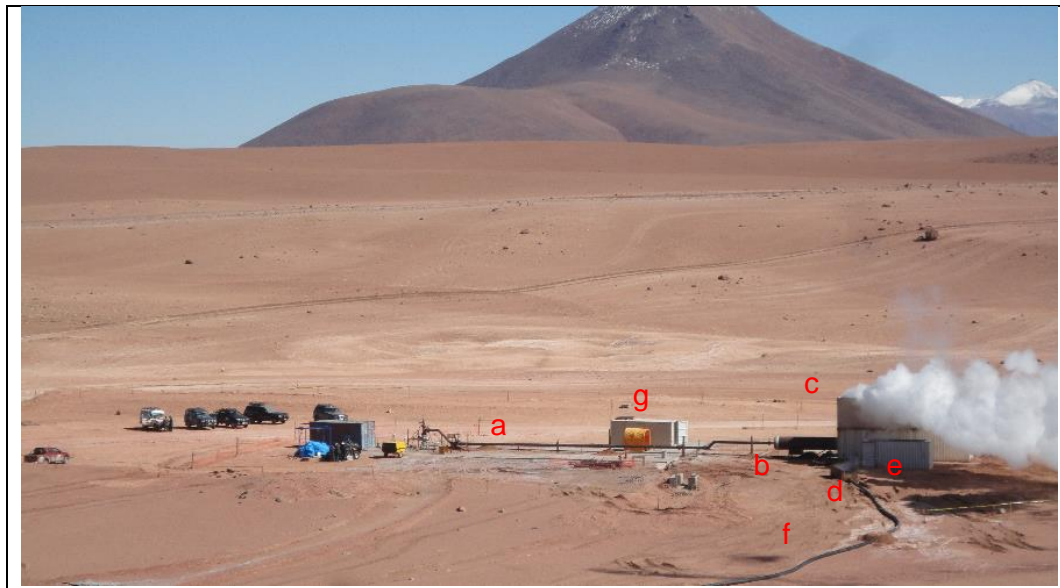


Figura 20. Equipamiento utilizado para las pruebas de pozos

Con los registros medidos y aplicando el método de Rusel James y TFT se estimaron caudales de salmuera, vapor y totales, en la Tabla 3 se resumen los resultados de los pozos SM-1 y SM-2.

Tabla 3. Resumen de estimaciones de mediciones de caudal

Pozo	WHP (bara)	Caudal total (t/h)	Caudal de salmuera (t/h)	Caudal de vapor (t/h)
SM-1	14.29	42.8	30.5	12.3
SM-1	15.04	164.1	131.4	32.6
SM-1	12.24	243.1	200.6	42.4
SM-1	10.73	285.5	234.7	50.8
SM-2	13.32	40.6	29.8	10.8
SM-2	14.44	151.1	118.4	32.7
SM-2	11.41	236.6	188.6	48.0
SM-2	9.59	280.4	226.2	54.3

De igual forma estos resultados se grafican en la Figura 21 donde se muestran los caudales obtenidos versus la presión de cabezal.

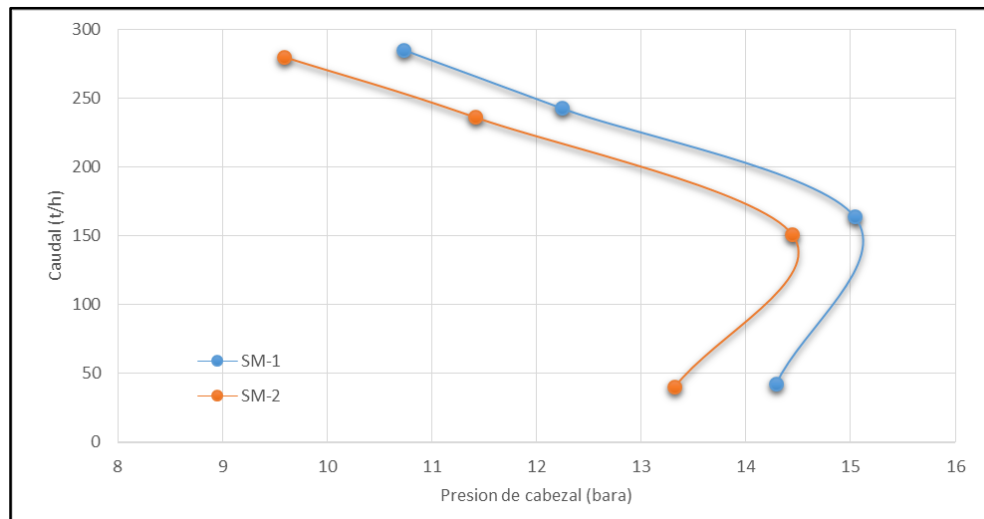


Figura 21. Caudales vs presión de cabezal, en los pozos SM-1 y SM-2

## 8.6. Modelo conceptual

El objetivo principal de un modelo conceptual es visualizar con la mayor precisión posible la información disponible y las características que controlan el sistema geotérmico.

Se determinó que el agua meteórica se infiltra a niveles de subsuelo donde es calentada y luego se mueve al reservorio desde donde ocurre la descarga. El sistema del campo Sol de Mañana es de convección hidrotermal. Como se mencionó en párrafos anteriores la fuente de calor está relacionada con una cámara magmática debajo de la porción central del campo.

El líquido se infiltra hasta lo profundo debido a las zonas permeables, la geoquímica indica que estas aguas también fluyen a través de rocas sedimentarias y se calienta por el calor conductivo.

De acuerdo a los datos de medición de temperatura en los pozos la temperatura desciende hacia el E al pasar la falla NO entre los pozos SM-1 y SM-4. Esta evidencia indica que la falla es de baja permeabilidad y sirve como barrera a la migración del líquido, también podría indicar el límite del reservorio.

La ascendencia del líquido sucede en las fallas con orientación NO-SE. En las Figuras 22 y 23 se muestra la esquematización del modelo conceptual, vista en planta y lateralmente.

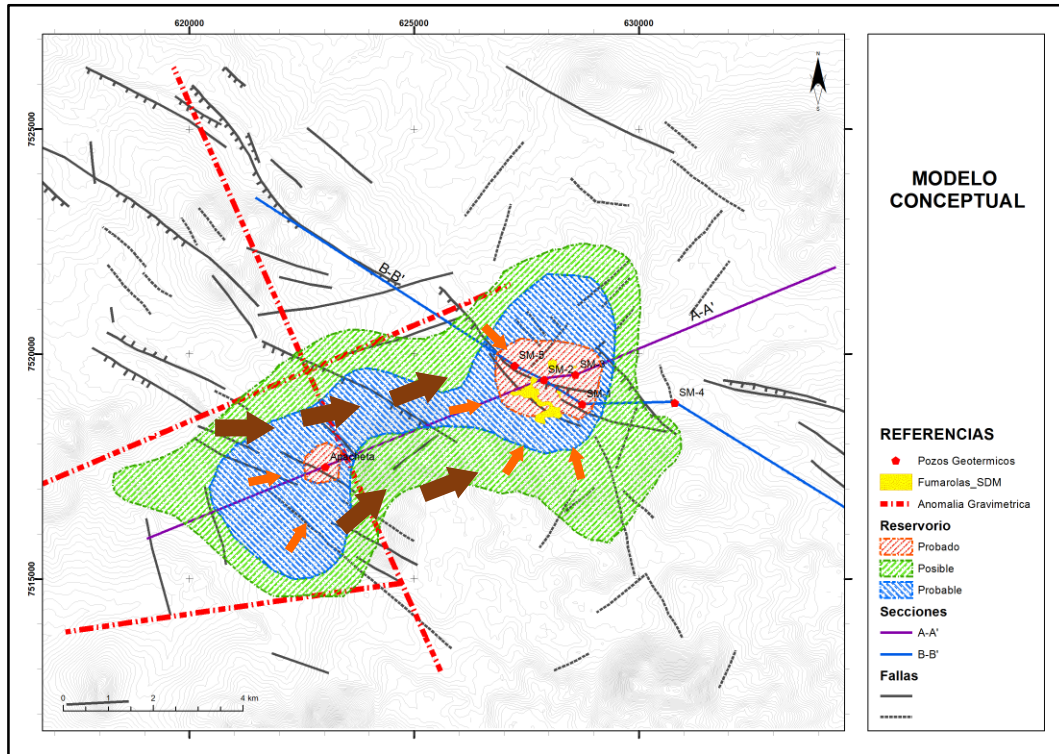


Figura 22. Vista en planta del modelo conceptual

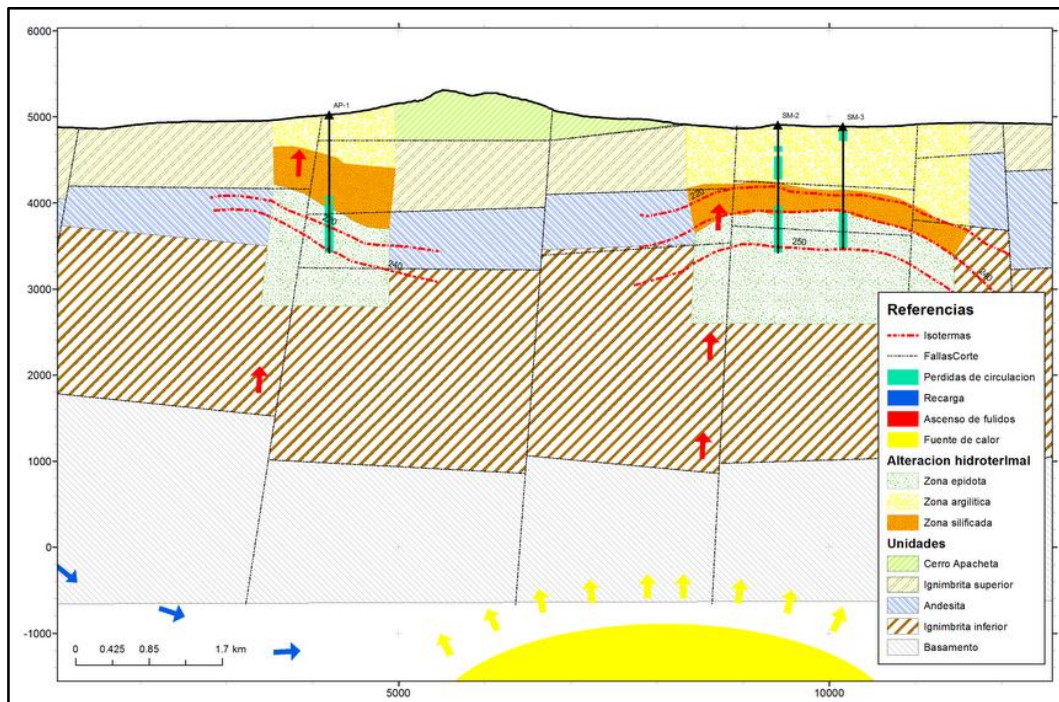


Figura 23. Vista lateral del modelo conceptual (sección A-A')



## 8.7. Evaluación del recurso

El método volumétrico se refiere al cálculo de la energía térmica en la roca y el fluido que pueden ser extraídos basados en un volumen de reservorio y las temperaturas asociadas a este.

La ecuación usada en el cálculo de la energía térmica para reservorios líquido dominantes es la siguiente (Sarmiento & Steingrímsson, 2013):

$$Q_T = Q_r + Q_s + Q_w \quad (1)$$

Donde

$$Q_r = A \cdot h \cdot [\rho_r \cdot C_r \cdot (1 - \emptyset) \cdot (T_i - T_f)] \quad (2)$$

$$Q_s = A \cdot h \cdot [\rho_{si} \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w) \cdot (H_{si} - H_{wf})] \quad (3)$$

$$Q_w = A \cdot h \cdot [\rho_{wi} \cdot \emptyset \cdot S_w \cdot (H_{wi} - H_{wf})] \quad (4)$$

Y los parámetros son los siguientes

$Q_T$	: Energía térmica total (kJ/kg)
$Q_r$	: Calor de la roca (kJ/kg)
$Q_s$	: Calor del vapor (kJ/kg)
$Q_w$	: Calor del agua (kJ/kg)
$A$	: Área del reservorio (m <sup>2</sup> )
$h$	: Espesor promedio del reservorio (m)
$C_r$	: Calor específico de la roca a condiciones de reservorio (kJ/kg °K)
$C_l$	: Calor específico del líquido a condiciones de reservorio (kJ/kg °K)
$C_s$	: Calor específico del vapor a condiciones de reservorio (kJ/kg °K)
$\emptyset$	: Porosidad
$T_i$	: Temperatura promedio del reservorio (°C)
$T_f$	: Temperatura final o de abandono (°C)
$S_w$	: Saturación del agua
$\rho_{si}$	: Densidad de vapor (kg/m <sup>3</sup> )
$\rho_{wi}$	: Densidad inicial del agua (kg/m <sup>3</sup> )
$H_{si}, H_{wi}$	: Entalpias de agua y vapor a temperatura del reservorio (kJ/kg)
$H_{wf}$	: Entalpia del agua a temperatura final o de abandono (kJ/kg)

La potencia está dada por la ecuación:

$$P = \frac{(Q_T \cdot R_f \cdot C_e)}{P_f \cdot t} \quad (5)$$

Donde:

- P** : Potencia (MW<sub>e</sub>)
- R<sub>f</sub>** : Factor de recuperación
- C<sub>e</sub>** : Eficiencia de conversión
- P<sub>f</sub>** : Factor de planta
- t** : Tiempo de vida económica (años)

La incertidumbre en los parámetros de reservorio requiere que estos sean estimados. Por esta razón debe desarrollarse en método de Monte Carlo, la simulación permite a los parámetros variar desde un máximo posible a valores mínimos. Los valores dentro del rango son calculados aleatoriamente de acuerdo a las funciones de distribución de probabilidad triangular o cuadrada (Asturias, 2003).

En la Tabla 3 se muestra los parámetros asumidos para la evaluación:

*Tabla 4. Parámetros estimados para la evaluación volumétrica y distribución de probabilidades*

Propiedad	Unidad	Mejor estimación	Distribución de probabilidad		
			Tipo	Mínimo	Máximo
Área	km <sup>2</sup>	20	Triangular	6	45
Espesor de reservorio	m	1600	Triangular	1500	1700
Densidad de roca	kg/m <sup>3</sup>	2500	Constante	---	---
Porosidad de roca	%	10	Triangular	8	12
Capacidad calorífica de la roca	kJ/kg°C	1	Constante	---	---
Temperatura de reservorio	°C	240	Triangular	230	270
Densidad de agua	kg/m <sup>3</sup>	813.4	Constante	827	767.5
Entalpía del agua	kJ/kg	1037.6	Constante	990	1185.3
Capacidad calorífica del agua	kJ/kg°C	4.77	Constante	4.68	5.12
Temperatura de reinyección	°C	150	Constante	---	---
Factor de recuperación	%	15	Constante	---	---
Eficiencia de conversión	%	10	Constante	---	---
Factor de planta	%	90	Constante	---	---
Vida útil	años	30	Constante	---	---

La estimación del potencial fue realizado por el método de Monte Carlo utilizando el programa *CyStallBall*.

En la Figura 24 se muestra resultados de la simulación por el método de Monte Carlo.

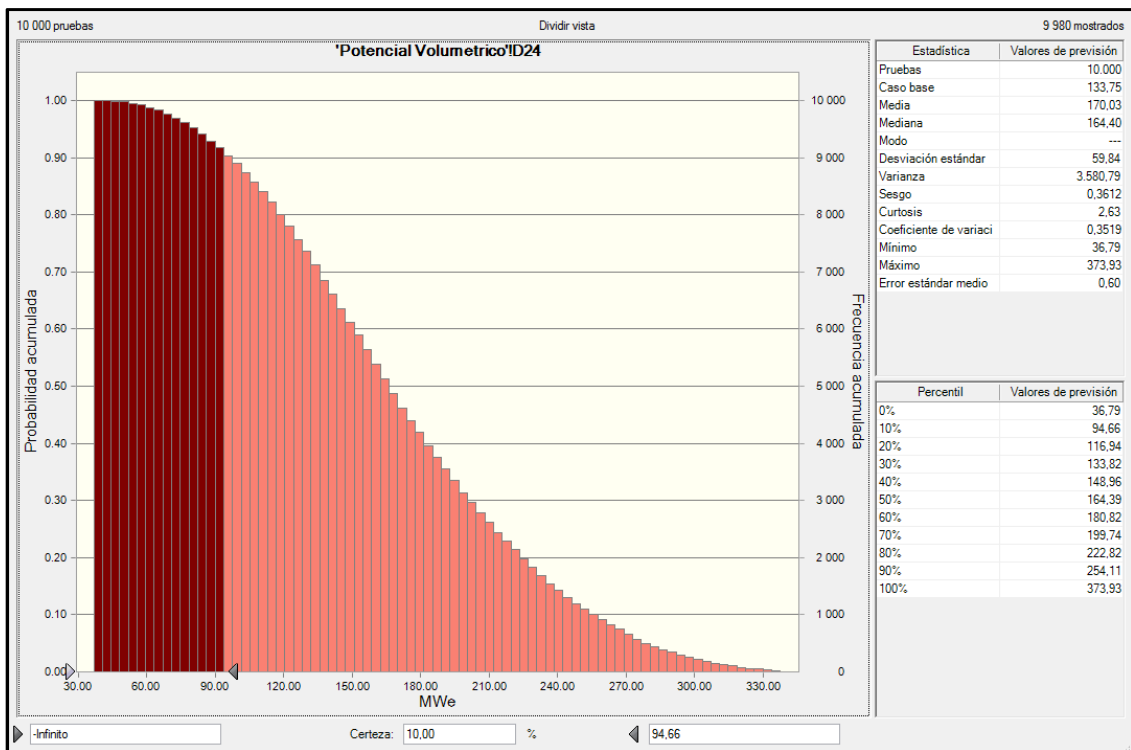


Figura 24. Resultados de simulación método Monte Carlo para 30 años

De acuerdo al análisis realizado por (Sarmiento & Steingrímsson, 2013) se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 5. Resultados de la simulación para 30 años

Reservas	Probabilidad (%)	Capacidad (MW <sub>e</sub> )
Probadas	10	95
Probadas + probables	55	173
Probadas + probables + posibles (máximas reservas)	90	253

Estos resultados implican que se podría aprovechar inicialmente 95 MW por 30 años y una posible ampliación a 173 MW estará sujeta a perforaciones y mayores estudios.

Otra simulación con los mismos parámetros de reservorio para un periodo de 25 años se muestra en la Figura 25.

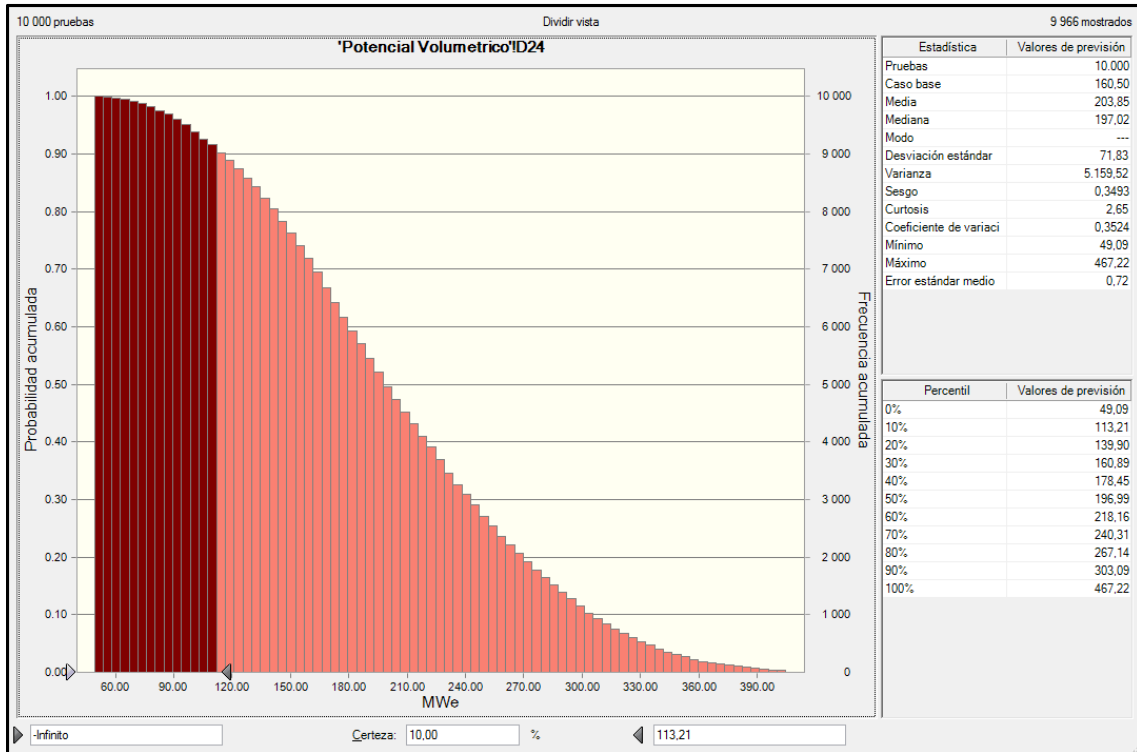


Figura 25. Resultados de simulación método Monte Carlo para 25 años

Con el mismo análisis realizado anteriormente se tendrían los los siguientes resultados

Tabla 6. Resultados de la simulación para 25 años

Reservas	Probabilidad (%)	Capacidad (MW <sub>e</sub> )
Probadas	10	113
Probadas + probables	55	207
Probadas + probables + posibles (máximas reservas)	90	303

## 9. CONCLUSIONES

La revisión de la información geológica permitió conocer: el sistema fallas del campo Sol de Mañana, la fuente de calor, las unidades litológicas y minerales de alteración observados durante la etapa de perforación.

La revisión de la información geoquímica permitió conocer las características de los fluidos de los pozos y parámetros relacionados a estos.

Mediante la interpretación de resultados del estudio Magnetotelúrico (MT) y correlacionando con datos de perforación se logró asociar zonas resistivas anómalas que podrían estar asociadas a la capa sello y al reservorio, y por ende la posible geometría del reservorio para su posterior evaluación.

Los resultados de las pruebas de producción indican la cantidad de vapor para diferentes presiones de cabezal.

La evaluación de la capacidad del recurso por el método volumétrico aplicando Monte Carlo mostro una capacidad del campo Sol de Mañana de 95 MWe con un 90% de probabilidad para 30 años. Esta evaluación preliminar permitió estimar un potencial asociado a la geometría del reservorio y a las propiedades físicas asumidas. Estas estimaciones pueden considerarse como un inicio para trabajar con métodos de evaluación de recurso más avanzados.

La elaboración y evaluación de un modelo conceptual permitió conocer la interacción y la importancia de todas áreas que engloba la ingeniera de reservorio.

## **10. RECOMENDACIONES**

Se recomienda complementar algunos estudios que fueron desarrollados en la etapa de explotación para incluir mayores áreas de interés ya que estos estudios exploratorios no cubren por completo la zona de estudio.

Integrar toda la información disponible además de la consultada para este trabajo.

Continuar con la evaluación del recurso aplicando métodos de más avanzados, sin dejar de lado la correcta interpretación de la información disponible.

Adecuar la información de a mineralogía de alteración hidrotermal de acuerdo a la nomenclatura utilizada frecuentemente en la geología de pozos.

## **11. AGRADECIMIENTOS**

A Dios por brindarme la vida.

Al personal integrante del Programa Regional de Entrenamiento en Geotermia (PREG), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Fondo Nórdico Para el Desarrollo (NFD), Universidad de El Salvador (UES), LaGeo, por esta oportunidad de crecimiento profesional.

A los docentes por compartir sus enseñanzas y experiencias a lo largo del diplomado.

A mi tutor del proyecto Ing. Manuel Monterrosa y al personal de la unidad de reservorios por su orientación y ayuda durante el desarrollo de este proyecto.

A la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y al Proyecto Geotérmico Laguna Colorada por su apoyo y confianza.

A los compañeros del diplomado por su valiosa amistad.

A mi familia por todo el apoyo brindado durante este tiempo y a mi papá que me cuida siempre.

## 12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Asturias, F. (2003). Reservoir assessment of Zunil I & II geothermal fields, Guatemala. UNU-GTP, Iceland, report 2003-3.

Axelsson, G. (2013). Conceptual models of geothermal systems. *Presented at "Short Course on Conceptual Modelling of Geothermal Systems", organized by UNU-GTP and LaGeo, in Santa Tecla, El Salvador.*

Axelsson, G., Arnaldsson, A., Gylfadóttir, S. S., Halldórsdóttir, S., Mortensen, A. K., Bore, C., ... Ouma, P. (2013). Conceptual model and resource assessment for the Olkaria geothermal system, Kenya. *Presented at "Short Course V on Conceptual Modelling of Geothermal Systems", Organized by UNU-GTP and LaGeo, in Santa Tecla, El Salvador.*

Badilla, D. (2011). Resistivity imaging of the Santa Maria sector and the northern zone of Las Pailas geothermal area , Costa Rica , using joint 1D inversion of TDEM and MT data, UNU-GTP, Iceland, report 2011-8.

CFE. (1997). Certificación del potencial campo Sol de Mañana. Comisión Federal de Electricidad, Mexico.

Delgadillo, Z., Rosales, H., & Gonzalez, R. (1986). Estudios geocientíficos de superficie. Empresa Nacional de Electricidad, Bolivia.

Dickson, M. H., & Fanelli, M. (2004). Cos'è l'Energia Geotermica?, 1–56.

ENDE. (2010). Estudio de evaluación de impacto ambiental analítico integral (EEIA-AI) Proyecto Geotérmico Laguna Colorada, Empresa Nacional de Electricidad, Bolivia.

ENEL-ENDE. (1989a). Informe sobre del pozo Sol de Mañana 1, Bolivia.

ENEL-ENDE. (1989b). Informe sobre del pozo Sol de Mañana 2, Bolivia.

ENEL-ENDE. (1989c). Informe sobre del pozo Sol de Mañana 3, Bolivia.

GEOBOL-PNUD-ENDE. (1975). Evaluación de recursos energéticos de Bolivia - Programa de Naciones Unidas para el desarrollo, Bolivia.

Gharaibeh, A. A. J. (2008). Heat source study and geothermal reservoir assessment for the Zarqa Ma'in – Dab'a area , central Jordan. UNU-GTP, Iceland, report 2008-17.

Grant, M.A., and Bixley, P.F., 2011: Geothermal reservoir engineering – Second edition. Academic Press, Burlington, USA, 359 pp.

Hersir, G., Árnason, K. (2010). Resistivity of rocks. *Presented at Short Course V on Exploration for Geothermal Resources, organized by UNU-GTP, GDC and KenGen, at Lake Bogoria and Lake Naivasha, Kenya.*

Haaning, N., & Brandstrup, J. (2008). Monte Carlo Simulation in Crystal Ball 7.3.

Haraldsson, I. G. (2013). Geothermal activity in South America : Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, and Peru. *Presented at “Short Course on Conceptual Modelling of Geothermal Systems”, organized by UNU-GTP and LaGeo, in Santa Tecla, El Salvador.*

Kahwa, E. (2012). Geophysical exploration of high-temperature geothermal areas using resistivity methods – case study : Theistareykir area , NE-Iceland, Iceland, report 2012-14.

MH&E. (2012). Plan Optimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012 - 2022. Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Mortensen, A. K., & Axelsson, G. (2013). Developing a conceptual model of a geothermal system, *Presented at “Short Course on Conceptual Modelling of Geothermal Systems”, organized by UNU-GTP and LaGeo, in Santa Tecla, El Salvador.*

Ochieng, L. (2013). Overview of geothermal surface exploration methods. *Presented at Short Course VIII on Exploration for Geothermal Resources, Organized by UNU-GTP, GDC and KenGen, at Lake Bogoria and Lake Naivasha, Kenya.*

Quijano, L. (2007). Manual de geotermia, 1–109.

Sarmiento, Z. F., & Steingrímsson, B. (2013). Volumetric resource assessment, *Presented at “Short Course on Conceptual Modelling of Geothermal Systems”, organized by UNU-GTP and LaGeo, in Santa Tecla, El Salvador.*

WestJEC. (2012). Manual De Pruebas De Producción En Pozos Geotérmicos (BORRADOR).

WestJEC. (2013). Reporte 2013, 1–102.