

Análisis de las características en las herramientas para la perforación de pozos en fuentes  
de energía geotérmica

Nicolás Felipe Obregón Delgado

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Emiliano Ariza León

Ph.D. Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

### **Dedicatoria**

*Esta tesis está dedicada a:*

*A mis abuelos Blanca y Carlos, quienes me han brindado la oportunidad de estudiar esta maravillosa carrera, cuyo apoyo han sido mi fuente de motivación para alcanzar mis metas.*

*A mi querida madre Ayde, por todo el esfuerzo que ha hecho por mí. Que en este momento significativo de mi vida quiero expresar mi más sincero agradecimiento. Esta tesis es el resultado de muchos esfuerzos y dedicación, y gran parte de este éxito se debe a tu inquebrantable apoyo y motivación. A mi hermana Tatiana que me ha comprendido y brindado aliento para seguir adelante con mis proyectos. A mi sobrina Mia Isabella que con su sonrisa y energía no deja de traerme alegría; que sirva como recordatorio de que siempre hay espacio para el crecimiento y la realización de sueños.*

*A mi leal compañero Yunior (mi perro), gracias por haber estado a mi lado durante las largas madrugadas de estudio, por tu lealtad inquebrantable y por haber sido mi fuente constante de alegría. Este logro lleva tu huella.*

*A German, Xsaraa y a todos aquellos que creyeron en mí y contribuyeron de alguna manera a este logro, les dedico este trabajo con profundo agradecimiento.*

Con cariño.

**Nicolás Felipe Obregón Delgado**

### **Agradecimientos**

*Agradezco primordialmente a Dios por brindarme luz en momentos de oscuridad, reposo en momentos de tormenta y sabiduría en momentos de necesidad.*

*Gracias a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, a nuestra alma Mater la Universidad Industrial de Santander. Gracias por permitirme ser parte de esta maravillosa familia, preparándome para la vida profesional y brindándome a los mejores mentores*

*De igual forma agradezco al Grupo de Investigación Estabilidad de Pozos, por abrirme sus puertas y acercarme más a la industria, a mi director de tesis Emiliano Ariza León por el acompañamiento incondicional y por ser mi guía durante esta fase final y crucial para llevar a cabo el desarrollo de este proyecto.*

*Finalmente, quiero expresar mi profundo agradecimiento a todas las personas que han contribuido de diversas maneras a la realización de esta tesis.*

Con gratitud,

**Nicolás Felipe Obregón Delgado**

**Tabla de contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	12
1.Objetivos:.....	13
1.1 Objetivo General.....	13
1.2 Objetivos Específicos.....	13
2. Fundamento sobre la geotermia .....	14
2.1 Conceptos básicos.....	14
2.1.1 Recursos geotérmico.....	14
2.1.2 Clasificación de los recursos geotérmicos .....	14
2.1.3 Tipo de fuentes geotérmicas .....	16
3. Potencial de Energía geotérmica en Colombia .....	18
3.1 Paipa.....	19
3.2 Volcán Azufral.....	20
3.3 Tufiño-Chiles-Cerro-Negro .....	21
3.4 Nevado del Ruiz.....	22
4. Estructura Geológica y Tectónica del Subsuelo .....	23
4.1 Entornos Geológicos.....	25
4.1.1 Formación Geológica.....	26
4.1.2 Estructuras Permeables .....	30

4.2 Fluidos en Sistemas Geotérmicos .....	31
4.2.1 Relevancia de las propiedades del fluido.....	32
4.2.2 Composición Química de los Fluidos .....	33
4.3 The Geysers, California, USA .....	34
4.3.1 Entorno Geológico e Hidrotermal.....	37
4.3.2 Descripción del Reservorio.....	43
4.3.3 Perforación.....	47
4.3.4 Logging.....	51
4.3.5 Cementación .....	51
4.3.6 Completamiento.....	53
5. Perforación Geotérmica .....	54
5.1 Problemas Operacionales.....	57
5.1.1 Posibles Causas del “Kick”.....	58
5.2 Diseño del Pozo .....	65
5.3 Herramientas de Perforación.....	67
5.3.1 Brocas .....	67
5.3.2 Toma de Núcleos .....	70
5.3.3 Perforación por Percusión.....	72
5.3.4 Drill Pipe.....	74
5.3.5 Bottom- Hole Assembly (BHA) .....	76
5.4 Perforación Direccional .....	79
5.5 Well Control en Perforación Geotérmica .....	82

5.5.1 Clasificación de la Temperatura .....	82
5.5.2 Material y Disponibilidad del Fluido.....	83
6. Diseño Para la Perforación de Pozos Geotérmicos En Colombia.....	89
6.1 Estudio Preliminar .....	90
6.2 Estudio de viabilidad.....	92
6.3 Exploración .....	92
6.4 Desarrollo.....	92
7. Caso Estudio de factibilidad de perforación pozo geotérmico en Colombia.....	94
7.1 Volcán Azufral.....	95
7.2 Marco Geológico .....	96
7.2.1 Dimensión del Reservorio Geotérmico.....	99
7.2.2 Modelo de permeabilidad .....	101
7.2.3 Temperatura del Reservorio.....	104
7.3 Fluido Geoquímico e Hidrotermal .....	106
7.4 Perforación volcán Azufral .....	108
7.4.1 Perfil de Pozo.....	113
7.4.2 Fluido de Perforación.....	117
7.4.3 Cementación .....	120
7.5 Diseño de pozo utilizando el software Compass – Volcán Azufral.....	122
8. Conclusiones .....	127
9. Recomendaciones .....	129
Referencias Bibliográfica.....	130

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Datos generales para un pozo en The Geysers. ....	46
Tabla 2 Resumen comparación entre el sistema petrolífero y geotérmico .....	83
Tabla 3 Similitud de Yacimientos geotérmicos & petrolíferos .....	85
Tabla 4 Cuadro comparativo de energías renovables .....	87
Tabla 5 Indicadores de permeabilidad zona volcán Azufral.....	101
Tabla 6 Temperaturas estimadas para el depósito geotérmico del Volcán Azufral utilizando geotermómetros de gases .....	105
Tabla 7 Características de diámetros y tuberías a emplearse.....	114
Tabla 8 Tamaño de broca y método de perforación utilizados .....	116
Tabla 9 Características y propiedades de tubería seleccionada por etapas .....	116
Tabla 10 Características del fluido de perforación en la etapa I.....	118
Tabla 11 Características del fluido de perforación en la etapa II .....	118
Tabla 12 Características del fluido de perforación en la etapa III .....	119
Tabla 13 Materiales requeridos para la cementación del pozo .....	121

**Lista de Figuras**

	Pág.
Figura 1 Reservorio geotérmico en ambiente volcánico.....	18
Figura 2 Distribución mundial de recursos geotérmicos. ....	26
Figura 3 Relación porosidad/permeabilidad en formaciones geotermicas. ....	28
Figura 4 Ubicación yacimiento geotérmico The Geysers.....	36
Figura 5 Generalidades del mapa geológico The Geysers.....	38
Figura 6 Sección transversal A-A´ The Geysers.....	42
Figura 7 Registro de presión y temperatura, pozo The Geysers .....	45
Figura 8 Generalidades de casing, cementación y programa de perforación. ....	49
Figura 9 Diagrama de la torre de perforación para pozos geotérmicos. ....	55
Figura 10 Condición de falla para llenar el pozo.....	59
Figura 11 Condiciones del swabbing (izquierda) y surging (derecha) .....	61
Figura 12 Condición de pérdida de circulación (izquierda) y pérdida de circulación con sección de alta temperatura (derecha).....	62
Figura 13 Condición de peso insuficiente del lodo.....	63
Figura 14 Condición de zona de alta temperatura. ....	64
Figura 15 Diseño representativo de un pozo geotérmico.....	65
Figura 16 Brocas con aleaciones para perforación geotérmica. ....	68
Figura 17 Broca de núcleo impregnada con diamante.....	72
Figura 18 Percusor con incrustaciones de carburo de tungsteno .....	73

Figura 19 Diferentes tamaños de los estabilizadores.....	79
Figura 20 Mapa potencial geotérmico en Colombia.....	90
Figura 21 Ubicación del volcán Azufral.....	96
Figura 22 Mapa de isolíneas del gradiente geotérmico en la zona del volcán Azufral .....	100
Figura 23 Modelo de Permeabilidad del volcán Azufral .....	103
Figura 24 Distribución y antigüedad de la alteración hidrotermal alrededor del volcán Azufral	107
Figura 25 Geología Estructural del volcán Azufral .....	109
Figura 26 Modelo sistema geotérmico volcán Azufral.....	111
Figura 27 Perfil de pozo para el caso estudio .....	114
Figura 28 Perfil de pozo cementado .....	122
Figura 29 Resultado de la trayectoria del pozo geotérmico utilizando Compass .....	126

## RESUMEN

**Título:** Análisis de las características en las herramientas para la perforación de pozos en fuentes de energía geotérmica \*

**Autor:** Nicolás Felipe Obregón Delgado\*\*

**Palabras Clave:** Gradiente Geotérmico, Perforación Geotérmica, Permeabilidad, Magma, BHA.

### Descripción

En el siglo XXI se han venido implementando nuevas fuentes energéticas de bajo impacto ambiental, entre estas se encuentra la energía geotérmica. Esta es una energía limpia, renovable e inagotable con la que se puede lograr un suministro energético verde y sostenible que proviene del calor de la Tierra.

El presente proyecto da a conocer a los lectores las características específicas de las herramientas de perforación para pozos geotérmicos de alta entalpía, así mismo, los tipos de yacimientos geotérmicos existentes en Colombia y los posibles tipos de entalpía. Para el diseño de una sarta de perforación se necesita primero conocer las características de reservorio, con el fin de poder utilizar los equipos adecuados y evitar problemas operacionales de los cuales se hablará en este proyecto.

Finalmente, se realizó el diseño de las herramientas del subsuelo para la aplicación en un pozo de alta entalpía en Colombia con ayuda del software Compass de la empresa Halliburton, este ofrece un procedimiento organizado y evidencia las características de las herramientas a cierta temperatura del Campo Azufral de los cuales se encuentra a una profundidad 2000 m, que culmina con una posible solución para que empresas del sector de hidrocarburos interesadas en estos temas, tomen iniciativa en perforar pozos geotérmicos en Colombia.

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León. PhD. en Ingeniería Química.

**ABSTRACT**

**Title:** Analysis of Characteristics in Tools for Geothermal Energy Well Drilling \*

**Author:** Nicolás Felipe Obregón Delgado\*\*

**Key Words:** Geothermal Gradient, Geothermal Drilling, Permeability, Magma, BHA.

**Description:**

In the 21st century, new environmentally friendly energy sources have been implemented, and among these is geothermal energy. It is a clean, renewable, and inexhaustible energy source that can achieve a green and sustainable energy supply derived from the Earth's heat.

This project aims to inform readers about the specific characteristics of drilling tools for high-enthalpy geothermal wells. Additionally, it explores the types of geothermal reservoirs existing in Colombia and the potential enthalpy variations. Designing a drilling string requires a prior understanding of reservoir characteristics to utilize appropriate equipment and prevent operational issues, which will be discussed in this project.

Finally, the design of the downhole tools for application in a high enthalpy well in Colombia was carried out with the help of Halliburton's Compass software. This software provides an organized procedure and demonstrates the characteristics of the tools at a certain temperature in the Azufral Field, which is located at a depth of 2000 m. This culminates with a possible solution for companies in the hydrocarbon sector interested in these topics to take the initiative to drill geothermal wells in Colombia.

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum. Director: Emiliano Ariza León. PhD. in Chemical Engineering.

## **Introducción**

La energía geotérmica es la energía derivada del calor magmático de la tierra; esto incluye todos los puntos de los procesos geotérmicos, los productos naturales de los procesos geotérmicos, los que ocurren naturalmente y los que son inducidos. El vapor, el agua caliente y los minerales son algunos de los productos directos más importantes de los recursos geotérmicos. Este tipo de fuente energética fue reconocida por primera vez en Italia en 1904, y ahora es uno de los recursos renovables de rápido crecimiento en el mundo. La demanda de los recursos renovables en la actualidad conduce a un aumento de las actividades de perforación geotérmica; a pesar de todo esto, el mercado sigue siendo pequeño, con lo cual pocos contratistas de perforación o empresas de servicios pueden dedicarse únicamente a su actividad de perforación geotérmica, debido al alto costo del pozo que puede contribuir hasta el 40% del costo total del proyecto (Geothermal Energy, s. f.)

La oficina de Tecnologías Geotérmicas (GTO) del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) está en busca de proveedores de servicios de perforación, compañías de servicio de pozos, instituciones de investigación, operadores y desarrolladores geotérmicos, y otras entidades a nivel mundial que puedan proporcionar soluciones inmediatas del mundo real para abordar el objetivo de aumentar las tasas promedio de penetración diaria de perforación que optimicen el tiempo para pozos geotérmicos.

## **1.Objetivos:**

### **1.1 Objetivo General**

Analizar las características de las herramientas para la perforación de pozos en fuentes de energía geotérmica mediante las investigaciones realizadas por la industria energética.

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Estudiar las condiciones geológicas y energéticas de los campos geotérmicos de media y alta entalpía donde se realiza la perforación de estos pozos.
- Comparar las herramientas convencionales utilizadas por la industria oil and gas enfocadas en la parte de perforación con respecto a las desarrolladas al presente para campos de energía geotérmica.
- Plantear el diseño de las herramientas del subsuelo para la aplicación en un pozo de alta entalpía en Colombia.

## **2.Fundamento sobre la geotermia**

### **2.1 Conceptos básicos**

El estudio de la energía geotérmica se ha venido ampliando a medida que se implementan las energías renovables limpias en la actualidad, a comienzos del siglo XX se comenzó a obtener este recurso. No obstante, este tipo de energía tiene sus dificultades para poderse extraer de manera segura y sostenible, para ello será importante definir algunos conceptos claves en el tema de estudio:

#### ***2.1.1 Recursos geotérmico***

Los recursos geotérmicos son reservorios de agua caliente que existen a diferentes temperaturas y profundidades debajo de la superficie de la tierra. Los pozos de 5000 pies o más de profundidad se pueden perforar en depósitos subterráneos para aprovechar el vapor y el agua muy caliente que se puede llevar a superficie para su uso en una variedad de aplicaciones, incluida la generación de electricidad, el uso directo y la calefacción y refrigeración (Geothermal Basics, s.f.).

#### ***2.1.2 Clasificación de los recursos geotérmicos***

La energía geotérmica se clasifica como baja, media y alta entalpia en función de la temperatura del subsuelo (Gradiente Geotérmico) “El gradiente geotérmico no es más que la varianza de temperatura en función de la profundidad a la cual nos encontremos, la temperatura

se puede medir en los primeros kilómetros de la corteza terrestre y aumenta con la profundidad siguiendo una temperatura medida de 3 °C por cada 100 metros de profundidad” (Portillo, 2020). No existe un lugar específico donde se encuentre un rango de entalpia único, estos pueden variar dependiendo del grosor de la corteza terrestre, como también, de las actividades volcánicas presentes en la zona.

**2.1.2.1 Baja Entalpia.** La temperatura de estos yacimientos varía entre los 30 y 90 °C, se encuentra en profundidades someras y su contenido de calor es insignificante para poder generar energía eléctrica, aun así, se implementa para calefacción en edificios y en determinados procesos industriales y agrícolas.

**2.1.2.2 Media Entalpia.** Se encuentra a profundidades considerables con temperaturas alrededor de los 90 y 100 °C, su contenido de calor es significativo por lo cual se aprovecha para la generación de electricidad, esta se obtiene mediante un fluido de intercambio, que es el que alimenta las centrales geotérmicas; la relación vapor-electricidad se produce con un rendimiento menor, y que debe explotarse mediante un fluido volátil

**2.1.2.3 Alta Entalpia.** El recurso energético se encuentra a altas profundidades vinculada a altas temperaturas generalmente superiores a 150 °C, este tipo de recurso permite transformar directamente el vapor de agua en energía eléctrica mediante turbinas; la explotación de estos yacimientos es similar a la técnica ya aplicada en la industria petrolera, con una diferencia en que los materiales a usar deben tolerar altas temperaturas para poder trabajar de una manera óptima y segura.

### ***2.1.3 Tipo de fuentes geotérmicas***

Las fuentes de energía geotérmica generan un beneficio importante, el origen de electricidad por medio del calor interno del terreno; existen varios tipos de yacimientos entre estos se encuentran los acuíferos, los geiseres y las fuentes de agua caliente.

**2.1.3.1 Yacimientos secos.** Son aquellos yacimientos en donde las rocas están secas y a altas temperaturas, en estos yacimientos no se encuentran componentes de agua, por lo que hay que introducirla mediante una perforación y, en algunos casos, fracturar las rocas para facilitar el intercambio. Finalizando el proceso, se realiza una nueva perforación en donde permita la salida de agua caliente, que es la que se utiliza para la generación de energía; al tratarse de una fuente geotérmica artificial sus costes son muy elevados y su rendimiento en ocasiones no es rentable.

**2.1.3.2 Geiseres.** Los geiseres son yacimientos cercanos a zonas volcánicas que aprovechan las columnas de agua hirviendo surgidas de la tierra para generar energía, en general se encuentran situados a poca profundidad, pero con altas presiones emitiendo vapor y agua caliente en forma de chorro; se trata de una fuente geotérmica finita ya que, al reinsertarse el agua fría en el pozo, el magma del interior se enfría progresivamente.

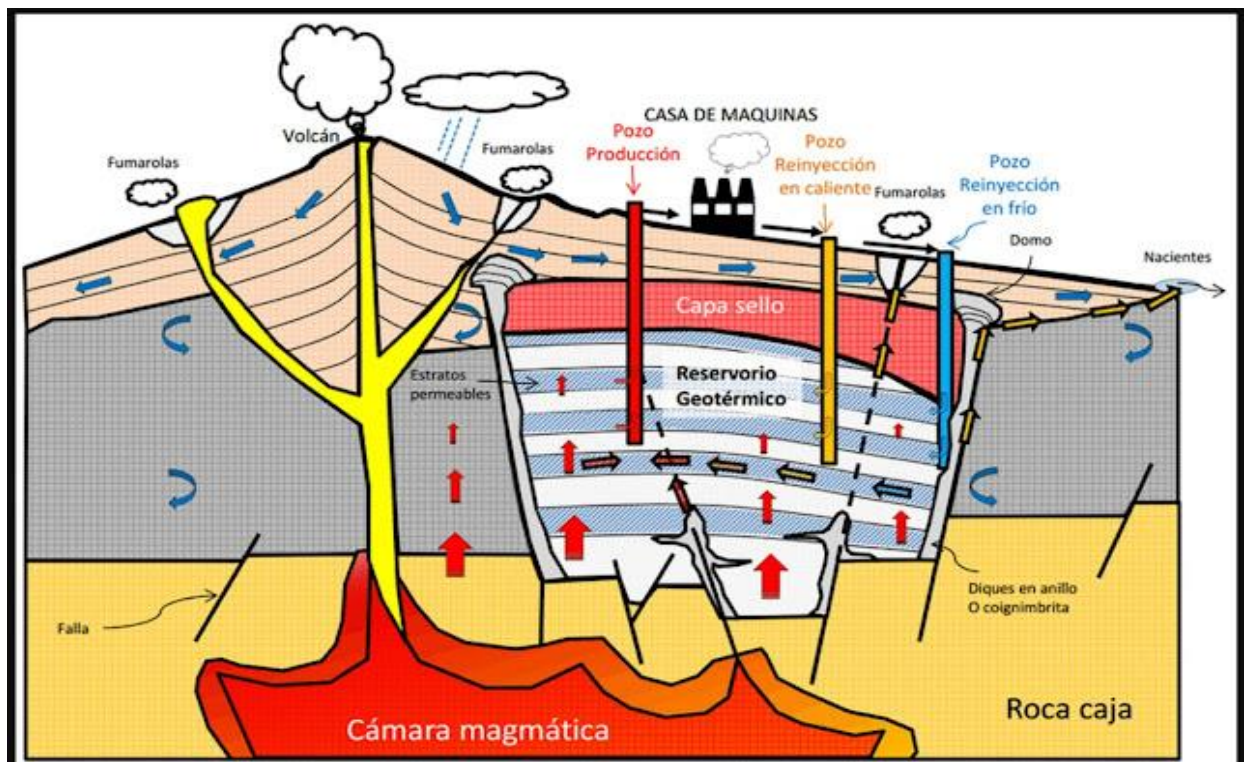
**2.1.3.3 Yacimientos de agua caliente.** Estos yacimientos se encuentran en el entorno ambiente de dos maneras como: yacimientos subterráneos y yacimientos de fuente; en el primero, encontraremos el agua en el yacimiento a altas temperaturas y a poca profundidad, para su uso, se debe perforar dos pozos, en el primer pozo se extrae el agua caliente del yacimiento y

por el otro pozo se devuelva el agua fría, esto con el fin de mantener ambiente en equilibrio. En cambio, en los yacimientos de fuente, el agua se presenta en superficie y, en su mayoría se usa para baños termales agregando agua caliente para graduarla.

A continuación, en la Figura 1 se observa un diagrama detallado de una plata geotérmica cerca de una zona volcánica y como se relaciona con la estructura geológica subyacente. Para acceder a este tipo de energía que se genera y almacena en la Tierra, se perfora un pozo hasta la zona de interés permitiendo la comunicación entre el pozo y reservorio. El agua caliente ( ahora convertida en vapor) se eleva a través de un pozo de producción y se utiliza para mover la turbina generadora de electricidad. Después de pasar por la turbina, el vapor se condensa y se reinyecta en el subsuelo por el pozo de reinyección en frio, completando así el ciclo. Por último, para mantener la temperatura en el reservorio se reinyecta agua caliente a menores proporciones dependiendo del tamaño, ubicación y propiedades del reservorio.

**Figura 1**

*Reservorio geotérmico en ambiente volcánico*



Nota: Representación gráfica de un campo geotérmico en producción. Tomado y adaptado (Escobar, 2022). La geotermia: Alternativa energética renovable y amigable. <https://www.eje21.com.co/2022/02/1a-geotermia-alternativa-energetica-renovable-y-amigable/>.

### 3. Potencial de Energía geotérmica en Colombia

Colombia es uno de los países que cuenta con esta fuente de energía renovable, aun así, su capacidad para producir energía por este medio es muy bajo, esto se debe a la falta de interés y apoyo de estos proyectos por parte del gobierno, ya que relativamente son muy costosos de

operar. Actualmente Colombia cuenta con 3 pilotos en energía geotérmica, entre ellos se encuentra en el Casanare, “campo Las Maracas, que cuenta con una capacidad instalada de 100 kW capaz de producir 72.000 kWh/mes ayudando así a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>” (Jorquera, 2021). Actualmente, este proyecto está bajo la dirección de Parex Resources Inc. una empresa internacional de exploración y desarrollo de petróleo y gas. Colombia tiene un gran potencial para la explotación de energía geotérmica, debido a su gran actividad volcánica generada por la subducción de la placa tectónica de Nazca bajo la placa sudamericana; en algunas zonas de Colombia se han hecho estudios para la explotación de recursos geotérmicos como por ejemplo en: Paipa, Volcán Azufral, Tufiño-Chiles-Cerro-Negro y Nevado del Ruiz que a continuación se presentan.

### **3.1 Paipa**

El sistema hidrotermal geotérmico de Paipa, ubicado en la Cordillera Orienta al sur del municipio de mismo nombre, pertenece al departamento de Boyacá, Colombia. Cuenta con un área de 130 kilómetros cuadrado, está limitado al norte por el río Chicamocha. El primer estudio en el área geotérmica de Paipa fue realizado por Boussingault y Roulin quienes realizaron un análisis químico de las aguas termales presentes en la zona y describieron su alta salinidad, más adelante, en el 2000, un estudio hecho por OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) dio el reconocimiento sobre un posible potencial geotérmico de prioridad media a alta, principalmente debido a los criterios geológicos, como la existencia de anillos volcánicos de depósitos piroclásticos de aproximadamente 2,5 millones de años, la presencia de rocas ígneas y por tener un ambiente de depósito sedimentario. No obstante, la investigación en la zona fue retomada hasta el año 2002 y se han realizados varios estudios por parte de SGC (Servicio

Geológico Colombiano) con el propósito de comprender mejor el sistema geotérmico en el área de Paipa, donde se pudo desarrollar estudios de cartografía geológica, caracterización de los fluidos y estudios geoeléctricos; todos estos estudios geotérmicos realizados hasta el momento sugieren que la fuente de calor del sistema se debe al calor remanente de intrusiones magmáticas o calor radiogénico, donde es posible que existan dos acuíferos térmicos, los cuales estarían conformados por rocas sedimentarias y ubicados a 1500 y 300 metros de profundidad. Los fluidos de manantiales termales de la zona registran temperaturas de entre 70 y 76 °C, y estudios realizados a partir de geotermómetros de sílice han estimado temperatura de reservorio de entre 120 y 230°C, aun así, la temperatura real del fluido del reservorio es incierta, ya que el fluido en superficie es una mezcla de fluido de reservorio y una fuente de agua salada de baja temperatura. En la actualidad, el SGC presentó un plan de perforación, en donde se seleccionaron 7 zonas como blancos para realizar 3 perforaciones (plan principal y alterno), en las cuales se pretende realizar recuperación de nuclear y operaciones de registro de pozos.

### **3.2 Volcán Azufral**

El volcán Azufral está ubicado en la zona suroriental del departamento de Nariño, en Colombia. El interés en el área geotérmica del volcán Azufral comenzó en el año 1982 con el informe (OLADE, 1987) sobre los recursos geotérmicos en Colombia, que clasificó esta área como una alta prioridad para el posible desarrollo de un proyecto geotérmico; tiene una elevación de 4070 metros sobre el nivel del mar sin registros de glaciares, caracterizado por tener depósitos provenientes de flujos de lava y flujos piroclásticos, también por tener actividad fumarólica y presencias de manifestaciones termales. Años después se publicó un estudio sobre la exploración de los recursos geotérmicos del volcán Azufral en donde se interpretaron posibles

anomalías del campo, se encontró un área donde los gradientes geotérmicos varían entre 120°C km-1 y 25 Km-1, además de eso, las litologías mostraban una baja densidad que probablemente permitirían la presencia de fluidos calientes, identificando la posible existencia de un campo geotérmico de media a alta entalpía en el volcán Azufra. No obstante, debido a la presencia de reservas indígenas en inmediaciones de este volcán, la presencia de una zona de conversación forestal y reserva natural se ha suspendido toda actividad que esté relacionado con el avance de este proyecto en la zona.

### **3.3 Tufiño-Chiles-Cerro-Negro**

El nombre del proyecto se debe al volcán Chiles y el volcán Cerro Negro, y la parroquia de Tufiño, los cuales están ubicados en los alrededores de la zona de interés. El proyecto está ubicado en la cordillera Occidental, específicamente en la frontera entre Colombia y Ecuador, en el departamento de Nariño y la provincia de Carchi respectivamente. Las primeras actividades de reconocimiento geotérmico fueron desarrolladas por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) en 1987, que realizó un estudio geológico regional y creó un inventario de manifestaciones térmicas en la zona. Al año siguiente en 1979, (OLADE, 1987) desarrolló un estudio de reconocimiento geotérmico en Ecuador, donde las condiciones geovolcánicas e hidrogeoquímicas de la zona, se encontraron favorables para la existencia de sistemas geotérmicos. No fue entonces hasta 1987 donde la Agencia de consultoría Aquater presentó un estudio donde definió dos posibles ubicaciones de reservorios geotérmicos; en primer lugar, un reservorio a 2000 m de profundidad y con una temperatura de 200 °C, y el otro reservorio poco profundo, de 500 m a 1000 m con una temperatura de 150°C; este sistema geotérmico se caracteriza por una evolución volcanológica compleja, con presencia de actividad volcánica en el

tiempo y presencia de manifestaciones termales y cráteres de explosiones. Durante aproximadamente 2 décadas (1990-2009) este proyecto geotérmico binacional se estancó por razones políticas; en el 2010, se firmó un acuerdo binacional entre los gobiernos de Colombia y Ecuador para la generación de electricidad por energía geotérmica en la que se buscó cuantificar los recursos de la zona y ubicación de los pozos exploratorios con el fin de evaluar el gradiente geotérmico. Actualmente el proyecto tiene una oposición social de las comunidades locales en el territorio colombiano, debido a la poca divulgación sobre los beneficios y riesgos del proyecto.

### **3.4 Nevado del Ruiz**

La zona del volcán Nevado del Ruiz es la más estudiada y conocida en materia geotérmica en Colombia, se encuentra ubicado a 140 Km de la capital a una altura de 5321 metros sobre el nivel del mar y una historia eruptiva de 1,8 millones de años. En 1968, la empresa italiana Ente Nazionale per Energia Elettrica (ENEL) en colaboración con el CHEC, realizó el primer estudio geotérmico del complejo volcánico Nevado del Ruiz, en esta investigación se describieron características litológico-estratigráficas, vulcanología, eventos estructurales y sistema hidrogeológico para determinar la existencia de condiciones favorables para la circulación de fluidos que pueden ser utilizados para la generación de energía eléctrica, en donde las zonas de las Nereidas, Laguna de Otún y Volcán Machín fueron seleccionadas como prioritarias para continuar con el proceso de exploración. En 1997, se realizó la primera perforación exploratorio en la zona, con el pozo Nereidas 1 que alcanzó una profundidad de 1469 metros de profundidad y una temperatura de fondo de 200 °C, esto realizado por la empresa Geoenergía Andina S.A. Para el año 2000, INGEOMINAS publicó el primer mapa geotérmico de Colombia en que se muestra la temperatura interpolada a una profundidad de 30 Km, que se

considera una profundidad factible desde el punto de vista de los costos de perforación para el desarrollo de proyectos geotérmicos profundos; adicionalmente se realizaron investigaciones actualizadas sobre el complejo Volcánico Ruiz, y después de 11 años de estudios e investigaciones, ISAGEN promovió la perforación de tres pozos de gradiente geotérmico en la zona de este proyecto, los cuales alcanzaron profundidades entre 174 y 300 m presentando así un modelo hidrotermal. Actualmente, la Universidad de Medellín está trabajando para caracterizar y modelar un reservorio geotérmico fracturado al noroeste del Nevado del Ruiz y para caracterizar aguas termales en el área de Nereidas-Botero Londoño a través de análisis geoquímicos; por otro lado, debido a la reciente venta de acciones de ISAGEN en poder del gobierno colombiano, los planes de inversión y desarrollo de proyectos de nueva generación se han visto afectados, la situación actual con respecto a la empresa ISAGEN que más invierte en el desarrollo del proyecto geotérmico en el volcán Nevado del Ruiz puede ralentizar el desarrollo de este proyecto.

#### **4. Estructura Geológica y Tectónica del Subsuelo**

Los sistemas hidrotermales aprovechan aguas subterráneas naturales almacenadas en reservorios geológicos con alta conductividad hidráulica. Estos reservorios se encuentran dentro de otras unidades geológicas con propiedades distintas. Por lo tanto, es fundamental contar con un conocimiento detallado y completo de la estructura geológica del subsuelo para explorar y construir estos sistemas hidrotermales. El principal objetivo para la exploración es demostrar la existencia de reservorios geotérmicos adecuados y determina la profundidad y espesor de los

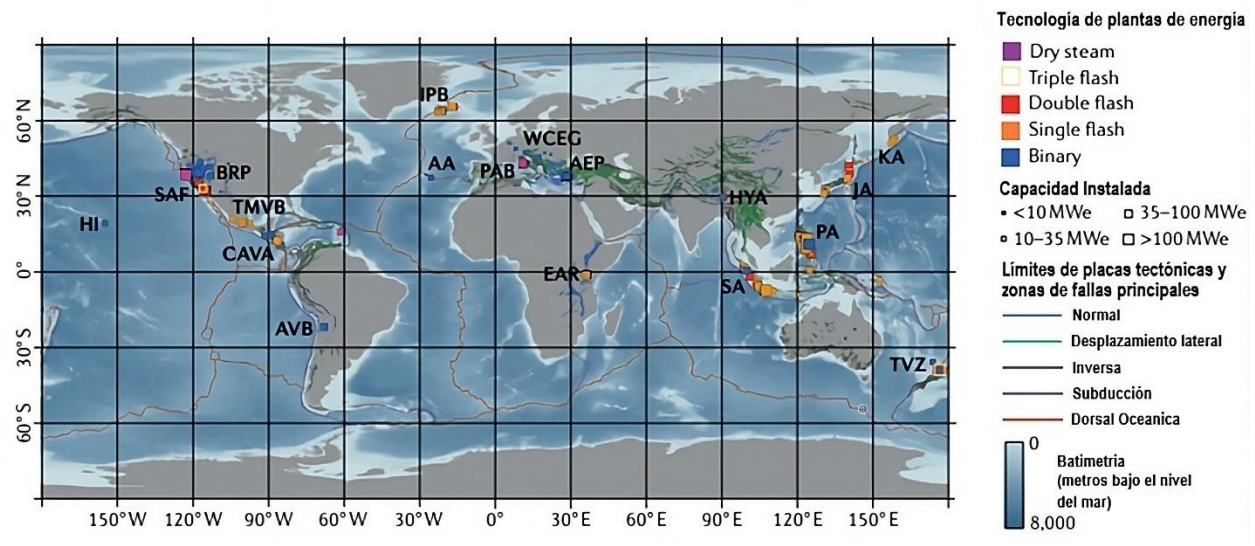
acuíferos térmicos (Storber & Kurt, 2013). Antes de perforar el primer pozo de exploración, se lleva a cabo un proceso de exploración que implica la recopilación de una amplia gama de datos. Esta exploración previa a la perforación se enfoca en reunir información geológica e hidrogeológica disponible y conocida sobre una zona específica. La estructura general del subsuelo de un área potencialmente interesante se explora utilizando herramientas geofísicas, principalmente con sondeos sísmicos, respaldados por mediciones gravimétricas, geomagnéticas y aeromagnéticas si es necesario (Storber & Kurt, 2013). Los datos recopilados del campo deben procesarse con herramientas matemáticas y logaritmos complejos para que den una mayor precisión en las características geológicas de la zona de estudio. La corrección de la estructura modelada del subsuelo depende en gran medida de suposiciones sólidas sobre las propiedades de las rocas que se han utilizado para convertir los datos de tiempo a profundidad. Los datos sísmicos pueden representar las estructuras geológicas a lo largo de secciones verticales (Sísmica 2D) o en el espacio tridimensional (Sísmica 3D). Los registros sísmicos también proporcionan pistas sobre el régimen de esfuerzos de una zona, si la región está bajo compresión o extensión. Incluso los cambios en el estrés con el tiempo pueden revelarse. La predicción previa a la perforación de la estructura del subsuelo debe verificarse finalmente con un costoso pozo de exploración. Dado que la perforación es la parte más costosa de un proyecto de energía hidrotermal, la exploración previa a la perforación es muy importante y debe tomarse en serio.

Los datos sísmicos ya existentes y los datos de pozos profundos deben buscarse y estudiarse cuidadosamente durante las etapas iniciales de la exploración previa a la perforación. La recopilación de antiguos datos sísmicos puede ser posible y ha demostrado ser útil en muchos casos. Los pozos profundos existentes, a veces facilitan en gran medida la interpretación geológica de los datos sísmicos, pero si no hay pozos disponibles dentro de una distancia

adecuada desde el nuevo sitio de interés, entonces los datos de tiempo de tiempo de viaje sísmico deben convertirse a una profundidad utilizando suposiciones de modelos inciertos. Una interpretación sólida de los datos sísmicos establece la estratigrafía, las profundidades y el espesor, y en algunos casos las facies sedimentarias de las capas geológicas subterráneas (Storber & Kurt, 2013). Los resultados de la investigación a partir de datos existentes de exploración sísmica y de pozos relacionados permiten tomar decisiones sensatas sobre la necesidad de investigación sísmicas adicionales.

#### **4.1 Entornos Geológicos**

Las perforaciones geotérmicas de mayor interés se observan en sistemas volcánicos o volcanoclásticos del Terciario y anteriores, con redes de fracturas bien desarrolladas y permeables, en lugar de sistemas volcánicos o volcanoclásticos más jóvenes (Stimac et al., 2015). El gradiente geotérmico promedio de la corteza continental poco profunda (<5km) está en el orden de 25-30°C/km (Blackwell & Richards, 2004) y se relaciona típicamente con la transferencia de calor conductiva. En áreas geotérmicas que son tectónicamente activas o volcánicamente activas, los gradientes geotérmicos pueden ser considerablemente más elevados. Esto se debe a que la transferencia de calor en estas regiones está principalmente controlada por la convección. Los entornos tectónicos favorables incluyen arcos magmáticos como: el Cinturón Volcánico de los Andes, el arco de Sunda en Indonesia, el arco de Filipinas, la zona volcánica de Taupo o el sistema de arco Japonés, puntos calientes como: Yellowstone y Hawai, cuencas trastensionales de desgarre como Salton Trough, Golfo de California y tanto rifts magmáticos como amagmáticos como: Islandia, el Rift Africano Oriental, la Provincia de la cuenca, y los dorsales oceánicos en general (Elders & Moore, 2016) (Figura 2).

**Figura 2***Distribución mundial de recursos geotérmicos*

Nota: Zonas geotérmicas clave que albergan plantas de energía geotérmica ya establecidas en relación con las principales zonas de fallas y límites tectónicos. Cada una de estas áreas geotérmicas se distingue por la tecnología predominante utilizada en sus plantas de energía, ya sea binaria, de flash o de vapor seco. Tomado y adaptado de (Jolie, et al., 2021). Geological controls on geothermal resources for power generation. *Nature Reviews Earth & Environment*, 2(5), 324-339. <https://doi.org/10.1038/s43017-021-00154-y>.

#### 4.1.1 Formación Geológica

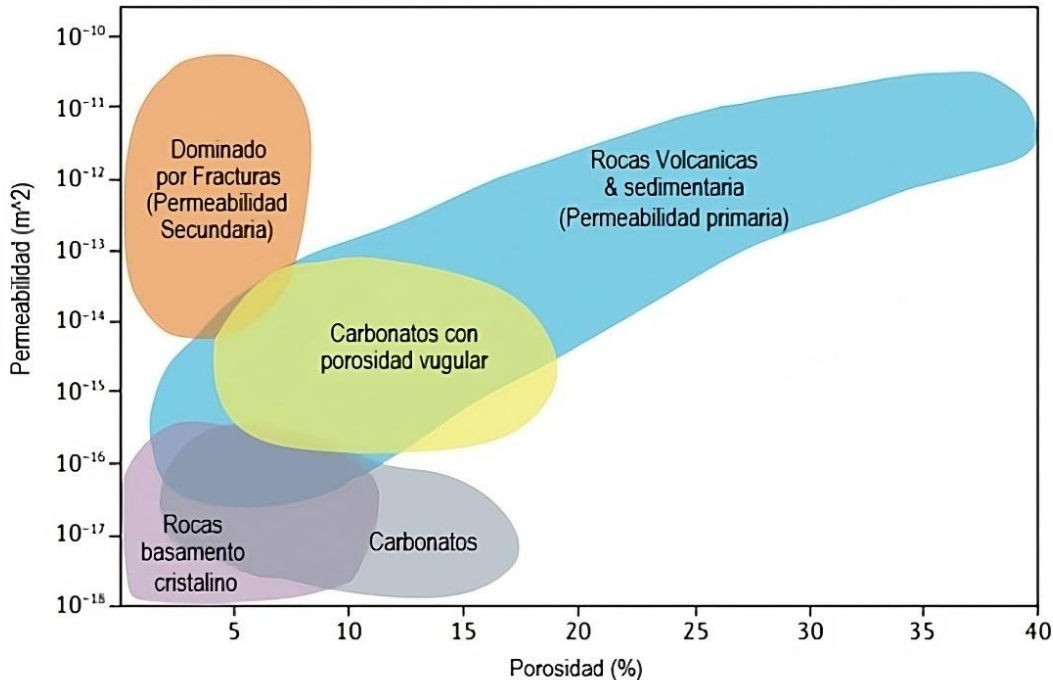
Los yacimientos geotérmicos pueden encontrarse en múltiples tipos de roca dependiendo del entorno geológico. En sistemas geotérmicos activos de tipo volcánico, la litología del yacimiento suele ser rocas ígneas, como riolita, basalto y plutones; sin embargo, también pueden incluir basamento metamorfozado. En entornos continentales y rifts, la litología del yacimiento

puede abarcar carbonatos, rocas metamórficas como: mármol karstico, cuarcita y esquito, rocas volcánicas como: basalto y andesita basáltica, plutones y rocas sedimentarias (incluyendo volcanoclasticos) (Minissale, 1991).

Las propiedades petrofísicas de estas formaciones rocosas de yacimientos geotérmicos y la distribución de temperatura en el subsuelo desempeñan un papel importante en la determinación de la ubicación y volúmenes del flujo del fluido geotérmico en el subsuelo, y, en última instancia, en la productividad de los pozos de producción de energía del campo. La porosidad y permeabilidad son dos características importantes que varían en función de la litología, la profundidad y el régimen de esfuerzos (Elders & Moore, 2016). Tanto la porosidad como la permeabilidad suelen disminuir con la profundidad debido a procesos relacionados como la compactación. Sin embargo, algunos tipos de rocas tienen probabilidades de conservar una porosidad primaria moderada a alta (de un 30 vol% para areniscas y un 70 vol% en pómez) y en permeabilidad primaria ( $10^{-14}$  hasta  $10^{-16}m^2$ ) como en algunas brechas volcánicas, depósitos de flujos piroclásticos y rocas sedimentarias como arenisca o caliza (Björnsson & Bödvarsson, 1990).

**Figura 3**

*Relación porosidad/permeabilidad en formaciones geotérmicas*



Nota: Los recursos geotérmicos tradicionales generalmente se encuentran en formaciones de reservorios que tienen una permeabilidad mayor a  $10^{-15} \text{ m}^2$ . Tomado y Adaptado de (Jolie, et al., 2021). Geological controls on geothermal resources for power generation. *Nature Reviews Earth & Environment*, 2(5), 324-339. <https://doi.org/10.1038/s43017-021-00154-y>.

Los yacimientos geotérmicos cerca de zonas volcánicas pueden exhibir una amplia gama de permeabilidad primaria que va desde los ( $10^{-19}$  hasta  $10^{-11} \text{ m}^2$ ) (Lamur, 2017). En sistemas geotérmicos, la permeabilidad secundaria juega un papel crucial y abarca la permeabilidad relacionada con fracturas y fallas, como las que se encuentran en formaciones carbonáticas. La permeabilidad secundaria se encuentra en casi todos los tipos de rocas (incluyendo

metamórficas, carbonatos e ígneas) su presencia significa que incluso las formaciones de yacimientos con permeabilidad primaria baja pueden resistir sistemas geotérmicos productivos (Stimac et al., 2004).

En zonas con altas temperaturas, la existencia de permeabilidad adecuada da lugar a un intrincado proceso de retroalimentación en las capas de depósitos. Cuando los flujos geotérmicos circulan bajo tierra, la interacción entre el agua y la roca, junto con la alteración hidrotermal, conduce a la disolución de minerales primarios y al relleno de fracturas y espacios vacíos con minerales secundarios. Este fenómeno es crucial para la formación y el comportamiento de los yacimientos. Estos procesos pueden aumentar o disminuir la porosidad y permeabilidad, como también pueden cambiar las propiedades petrofísicas de las formaciones geotérmicas como la densidad del fluido (Wyering, 2014). La intensidad y el tipo de alteración depende de la temperatura, la química del fluido, la composición de la roca primaria, la permeabilidad y la duración del proceso. La alteración geotérmica se manifiesta principalmente mediante la sustitución de minerales primarios por minerales de arcilla como la illita, esméctica y caolinita, así como la presencia de zeolitas y clorita. La formación de arcillas, especialmente arcillas expansivas, provocan una disminución en la porosidad y permeabilidad de la matriz que puede crear un tapón impermeable sobre yacimientos geotérmicos con temperatura intermedia (Henley & Ellis, 1983).

#### ***4.1.2 Estructuras Permeables***

En sistemas geotérmicos con temperaturas intermedias a altas, las estructuras permeables, como fracturas y fallas, desempeñan un papel fundamental en la determinación de la permeabilidad (a menudo llamada permeabilidad secundaria). Estas estructuras influyen en la circulación de fluidos y en la localización de zonas permeables dentro de los yacimientos geotérmicos. La permeabilidad generada por fracturas por la formación es el resultado de tensiones tectónicas a escala local hasta regional y, por lo tanto, puede formarse en cualquier litología que tenga la fuerza y competencia mecánica suficiente para mantenerla.

A nivel general, las fallas y sistemas de fracturas sirven como canales para los fluidos geotérmicos desde niveles más profundos de la corteza hasta unos pocos kilómetros de la superficie, donde los pozos pueden extraer los fluidos para la producción de energía (Elders & Moore, 2016). El principal desafío en el desarrollo comercial y la perforación de pozos productivos en estas áreas radica en identificar estructuras permeables que puedan transportar fluidos a niveles explotables. La localización precisa de estas estructuras es esencial para el éxito en la explotación de recursos geotérmicos.

La mayoría de los sistemas geotérmicos de media entalpia ( $\geq 90^{\circ}\text{C}$ ) a alta entalpia ( $\geq 150^{\circ}\text{C}$ ) se encuentran a lo largo de fallas normales en zonas de interacción compleja. Comprender los esfuerzos a los que se encuentra el campo, la cinemática de fallas y datos de fracturas es fundamental para definir que estructuras son más propensas a canalizar fluidos, ya que las fallas y fracturas orientadas aproximadamente ortogonales al menor esfuerzo principal en el campo de tensiones regional son más propicias para acomodar el flujo de fluidos geotérmicos

y, en última instancia, pueden ser objeto de perforación geotérmica (Curewitz & Karson, 1997). Los análisis cuantitativos de tensiones también son relevantes para predecir el riesgo de eventos sísmicos que podrían tener implicaciones económicas y sociales. Añadido al régimen de tensión regional, las heterogeneidades litológicas como: límites de formación, los bordes de Plutón, los márgenes de una caldera y las intrusiones de diques, pueden modificar las condiciones de tensiones locales y favorecen el desarrollo y dilatación de fracturas naturales que sirven como zonas de alimentación productivas en sistemas geotérmicos (Poux et al., 2018).

#### **4.2 Fluidos en Sistemas Geotérmicos**

Los fluidos geotérmicos, que circulan a través de rocas permeables y fracturadas, llevan energía desde la reserva hasta la superficie en forma de vapor o líquido (salmuera) con una composición que puede variar. La extensión del área de captación en la superficie está influenciada significativamente por las características estructurales y geológicas. Estos fluidos primarios ascienden debido a la convección impulsada por la densidad y pueden experimentar una serie de procesos, como la interacción con la roca, la despresurización, la ebullición, el enfriamiento, la condensación, la segregación de fases y la mezcla variable (Elders & Moore, 2016). La disolución de minerales primarios de la roca madre por el fluido caliente y rico en volátiles enriquece los fluidos con cloruro y otros elementos incompatibles como Boro (B) y Flúor (F), especialmente en presencia de rocas sedimentarias (evaporitas) (Henley & Ellis, 1983). La formación de minerales de alteración como cuarzo ( $\text{SiO}_2$ ), calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) y pirita ( $\text{FeS}_2$ ) regula las concentraciones de componentes no volátiles (Si, Na, K, Ca, Fe, Mg), volátiles ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ) y el pH de la solución, todo ello en función de la temperatura (Arnórsson et al., 1978).

Además de la disolución de la roca madre, la desgasificación magmática o del manto es una fuente importante de volátiles en fluidos geotérmicos.

La coexistencia de líquido y vapor es común en las zonas de sistemas geotérmicos de alta entalpia. Para agua pura, la coexistencia de líquido y vapor puede ocurrir a temperaturas y presiones por debajo del punto crítico del agua pura (374°C, 221 bar) (Elders & Moore, 2016). Sin embargo, los fluidos geotérmicos naturales son fluidos multicomponentes, para los cuales la coexistencia de líquido y vapor puede extenderse a temperatura y presiones mucho mayores. La ebullición resulta en el aumento de componentes no volátiles en la fase líquida y en el intercambio de volátiles entre la fase líquida y el vapor. Por otro lado, la condensación del vapor en líquido conlleva a la transferencia de componentes volátiles a la fase líquida (Arnórsson et al., 1978). Si un sistema es un recurso geotérmico denominado por vapor o muestra características híbridas dependerá de los controles geológicos, incluida la energía de la fuente de calor, la estructura de permeabilidad, así como patrones de convección de agua subterránea a gran escala. Muchos sistemas geotérmicos dominados por líquidos desarrollan zonas de ebullición rocas en vapor en niveles pocos profundos, lo que puede ser atractivo para la generación de energía geotérmica debido a la alta entalpia del pozo.

#### ***4.2.1 Relevancia de las propiedades del fluido***

La cantidad total de energía contenida en los fluidos geotérmicos tiene un impacto importante en la capacidad de generación de energía de un yacimiento geotérmico. El mayor potencial de generación de energía en los sistemas geotérmicos denominados por vapor se debe principalmente a la entalpia mucho más alta del vapor en comparación con la del líquido

caliente. Muchos pozos perforados en yacimientos geotérmicos dominados por líquidos descargan fluido con una entalpía cercana a la del líquido monofásico a la temperatura del acuífero ( $1 - 1.5 \text{ MJ Kg}^{-1}$ ); sin embargo, no es raro que ciertos pozos desarrollen entalpías de descargas tan altas como ( $2.7 \text{ MJ Kg}^{-1}$ ), correspondiente a la entalpía específica del vapor saturado (Lelli, 2021). Estas altas entalpías de descarga podrían indicar una fracción sustancial de vapor en el fluido del acuífero o la presencia de múltiples zonas de alimentación (por ejemplo, una zona de alimentación denominada por vapor en la superficie y una zona de alimentación líquida en profundidad), aunque la alta entalpía de descarga del pozo también puede deberse a la ebullición y la segregación de fases en la zona de despresurización que rodea a los pozos. Además, se observan cambios significativos en la entalpía de descarga de los pozos con el tiempo, como resultado del aumento de la ebullición o el enfriamiento del yacimiento debido a la recarga de agua fría.

#### ***4.2.2 Composición Química de los Fluidos***

La composición química de los fluidos geotérmicos puede representar un importante riesgo operativo de incrustaciones (precipitaciones de fases sólidas como sílice amorfa, calcita y sulfuros de Fe-Mg), que resultan de cambios en las condiciones de presión y temperatura o desgasificación de líquidos con un alto contenido de TDS (Corsi, 1986). Adicionalmente, los flujos geotérmicos con alta concentración de solutos presentan una acidez incrementada y son más corrosivos. Esto puede resultar en la deterioración del revestimiento del pozo o del equipo en la superficie. Para mitigar el riesgo de corrosión o incrustaciones, la mayoría de los pozos geotérmicos se dirigen a agua alcalinas-cloruras (aguas diluidas con pH cercano a neutro y con Si, Na y Cl como componentes dominantes en la fase líquida) a profundidades de 1 a 3 km y

temperaturas de 200 a 350°C (Henley & Ellis, 1983). La separación de fases a altas temperaturas (>350°C) cercanas a la fuente de calor puede dar lugar a salmueras de alta salinidad que también representa un mayor riesgo de corrosión e incrustaciones (Corsi, 1986).

Las aguas ricas en sulfatos formadas en profundidad por la desproporción de HCl y SO<sub>2</sub> que se ha desgasificado desde una fuente de calor magmática, o las aguas acido-sulfatos formadas cerca de la superficie por oxidación de H<sub>2</sub>S generalmente no son adecuadas para la generación de energía debido a su alta acidez (pH<4) (Lelli, 2021). En sistemas geotérmicos, los pozos de alta entalpía que producen menos líquido en la superficie ayudan a reducir los riesgos de incrustaciones. Para una gestión sostenible del yacimiento, es crucial reinyectar todo el líquido producido por los pozos geotérmicos, lo que también contribuye a la eliminación de los fluidos geotérmicos. Sin embargo, este requisito plantea un desafío operativo importante, ya que la precipitación de minerales debido a la ebullición o el enfriamiento cerca de los pozos de producción o reinyección puede afectar negativamente las tasas de extracción de fluidos con el tiempo.

### **4.3 The Geysers, California, USA**

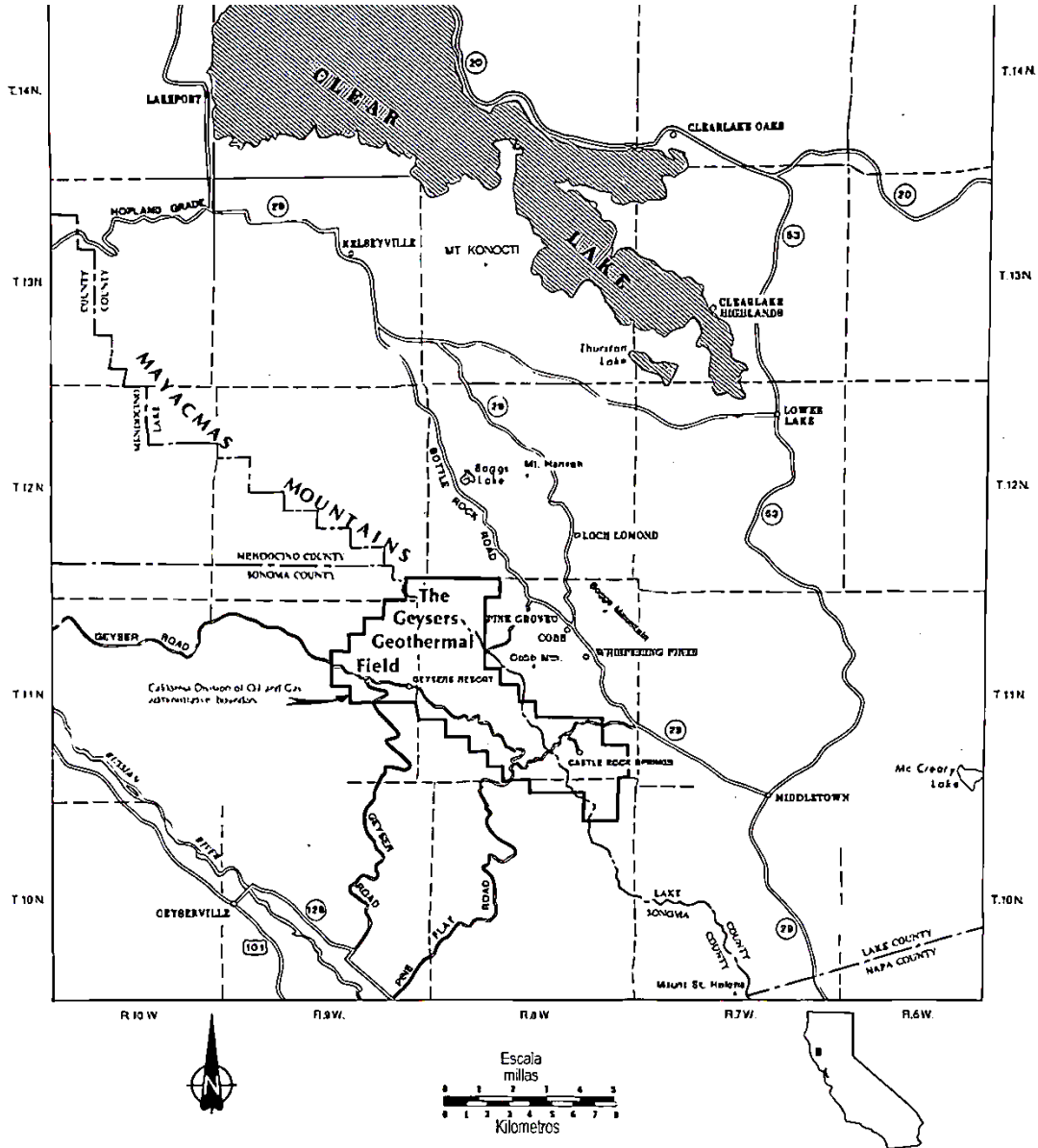
The Geysers es el campo geotérmico más grande del mundo que abarca alrededor de 29000 acres (120 km<sup>2</sup>) en los condados de Sonoma, Lake y Mendocino en California, centrado en el área de Geysers Canyon y Cobb Mountain (Brophy et al., 2010). La energía de The Geysers proporciona electricidad a los condados anteriormente mencionados, y otros cercanos como Marin y Napa. Patrocinado por el Departamento de Energía (DOE) y la industria geotérmica, The Geysers satisface el 60% de la demanda de energía de la región costera entre el puente Golden Gate y la frontera estatal de Oregón (Calpine Corporation, 2024). A diferencia de la

mayoría de los recursos geotérmicos, The Geysers es un campo de vapor seco que produce principalmente vapor sobrecalentado (Kagel et al., n.d.), que cuenta con 18 plantas de energía geotérmica y 591 pozos de los cuales 376 están activos.

Los primeros pozos geotérmicos perforados en Geyses Canyon fueron los primeros en el hemisferio occidental (Hodgson, 2010). La primera planta de energía en The Geysers fue desarrollada de forma privada por el propietario de The Geysers Resort (Hodgson, 2010) y se inauguró en 1921, produciendo 250 kilovatios de energía para iluminar el complejo (“The Future of Energy: Earth, Wind and Fire,” 2013). En 1960, Pacific Gas and Electric comenzó a operar su planta de 11 megavatios en The Geysers (Lund, 2004). La turbina original duró más de 30 años y produjo 11 MW (MegaWatt) de potencia neta (McLarty & Reed, 1992). En la actualidad, The Geysers posee tres propietarios entre estos se encuentra Calpine Corporation con el 85,5 % del proyecto, Northern California Power Agency (NCPA) con el 4,5 % y el restante, le pertenece a la empresa Silicon Valley Power. Buscando expandir la capacidad el operador Calpine Corporation desarrolló una parte anómalamente caliente (~400° C a una profundidad de 2.5 km) del campo en la región noroeste The Geysers, incluyendo pruebas de sistemas geotérmicos mejorados (EGS, por sus siglas en inglés) (Peacock et al., 2019). En general, el campo tiene 1517 MW de capacidad instalada activa con un factor de producción promedio de 63% (955 MW), produciendo alrededor del 20% de la energía renovable de California en 2019 (Ronald, 2008).

**Figura 4**

*Ubicación yacimiento geotérmico The Geysers*



Nota: Ubicado en los condados de Sonoma y Lake, California. Tomado de (Stockton, et al.,1984). A Reservoir Assessment of The Geysers Geothermal Field. Journal Of Petroleum Technology, 36(12), 2137-2159. <https://doi.org/10.2118/11727-pa>.

#### ***4.3.1 Entorno Geológico e Hidrotermal***

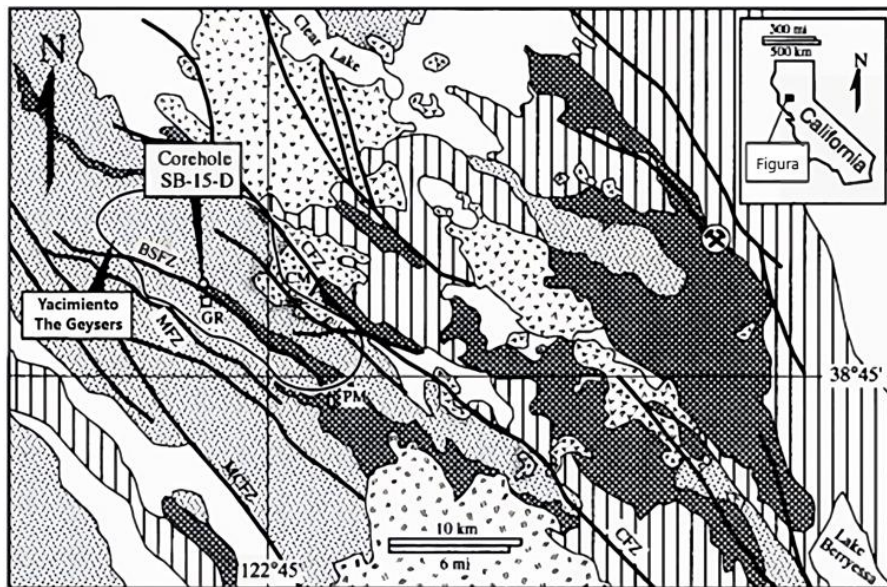
El campo de vapor The Geysers es un sistema geotérmico denominado por vapor más grande conocido en el mundo (Williamson, 1992). Este sistema se encuentra en una región litológicamente compleja dominada por metagrauwacas, metasiltitas y metashales relacionados con una zanja de subducción, pertenecientes a al Complejo Franciscano tardío (McLaughlin & Ohlin, 1984). Las rocas de la Formación Franciscana, así como las contemporáneas, de composición similar, de la Secuencia del Gran Valle forearco-basinal y las extensiones ofiolíticas asociadas (Figura 5), están localmente sobrepuestas por rocas volcánicas de Cenozoico tardío, principalmente de composición intermedia a félsica. Estas rocas fueron extraídas de dos centros volcánicos separados, que comprenden los Volcánicos Sonoma del Mioceno al Plioceno (Fox et al., 1985) y los Volcánicos Clear Lake del Plioceno al Holoceno. Un gran plutón félsico del Cenozoico tardío, conocido como la “felsita”(Schriener & Suemnicht, 1981), instruyó las rocas Franciscanas a profundidad en The Geysers. La felsita es un cuerpo ígneo compuesto que varía en composición desde granito hasta granodiorita y tiene una edad conocida que va desde > 1.3 Ma hasta 0.57 Ma (Pulka, 1991). En parte aparentemente coexistente con el volcán Clear Lake (Hulen & Nielson, 1993) la felsita ha producido una aureola de metamorfismo de contacto gruesa en las rocas Franciscanas circundantes. Cuerpos intrusivos individuales en la felsita han actuado claramente como fuente de calor para el sistema hidrotermal The Geysers en el pasado y aún pueden contribuir con calor para el régimen geotérmico moderno.

El sistema hidrotermal The Geysers fue inicialmente dominado por líquidos, con temperaturas más profundas de al menos 400 °C (Moore, 1992). Durante esta etapa temprana de

agua caliente, el sistema modificó sus rocas de manera significativa. En lo que más tarde se convertiría en la roca del reservorio del vapor, se creó porosidad mediante fracturación hidráulica natural y brechificación hidrotermal, así como la disolución de calcita de las venas metamórficas Franciscanas (Hulen & Nielson, 1993; Thompson & Gunderson, 1992). Al mismo tiempo, la porosidad fue localmente obstruida (especialmente por encima y alrededor del futuro reservorio de vapor) por la precipitación de minerales de venas hidrotermales. Estos minerales de venas muestran una zona vertical sistemática con respecto a la falsita, incluyendo cuarzo, feldespato potásico, calcita y arcillas de capas mixtas (en elevaciones más altas), illita, clorita, biotita, epidota, actinolita, datolita y demás (Gunderson & Moore, 1994; Moore, 1992)

### Figura 5

*Generalidades del mapa geológico The Geysers*





Nota: Ubicación y generalidades geológicas del yacimiento geotérmico The Geysers. Tomado y adaptado de (Stockton, et al.,1984). A Reservoir Assessment of The Geysers Geothermal Field. Journal Of Petroleum Technology, 36(12), 2137-2159. <https://doi.org/10.2118/11727-pa>.

**4.3.1.1 Graywacke.** Es un tipo de roca cuyos componentes dominantes son cuarzo, feldespato, plagioclasa y fragmentos de roca lítica dentro de una matriz arcillosa. Los fragmentos líticos consisten principalmente en cuarcita, máficos y volcánicos silícicos. El graywacke es susceptible a varios grados de metamorfismo y también es propenso a la cloritización, la serpentización leve y la caolinización (Blake et al., 1967). Además, los graywackes se mezclan con esquistos metamorfizados o argilitas.

**4.3.1.2 Rocas ígneas.** Frecuentemente se encuentran rocas ígneas intrusivas y extrusivas con estructuras estratificadas, y colectivamente se denominan greenstone. Los greenstones consisten principalmente en basalto almohadillado, brecha de almohadilla basáltica, toba basáltica y en menor medida diabasa y grabo. La alteración intensa, como la cloritización y

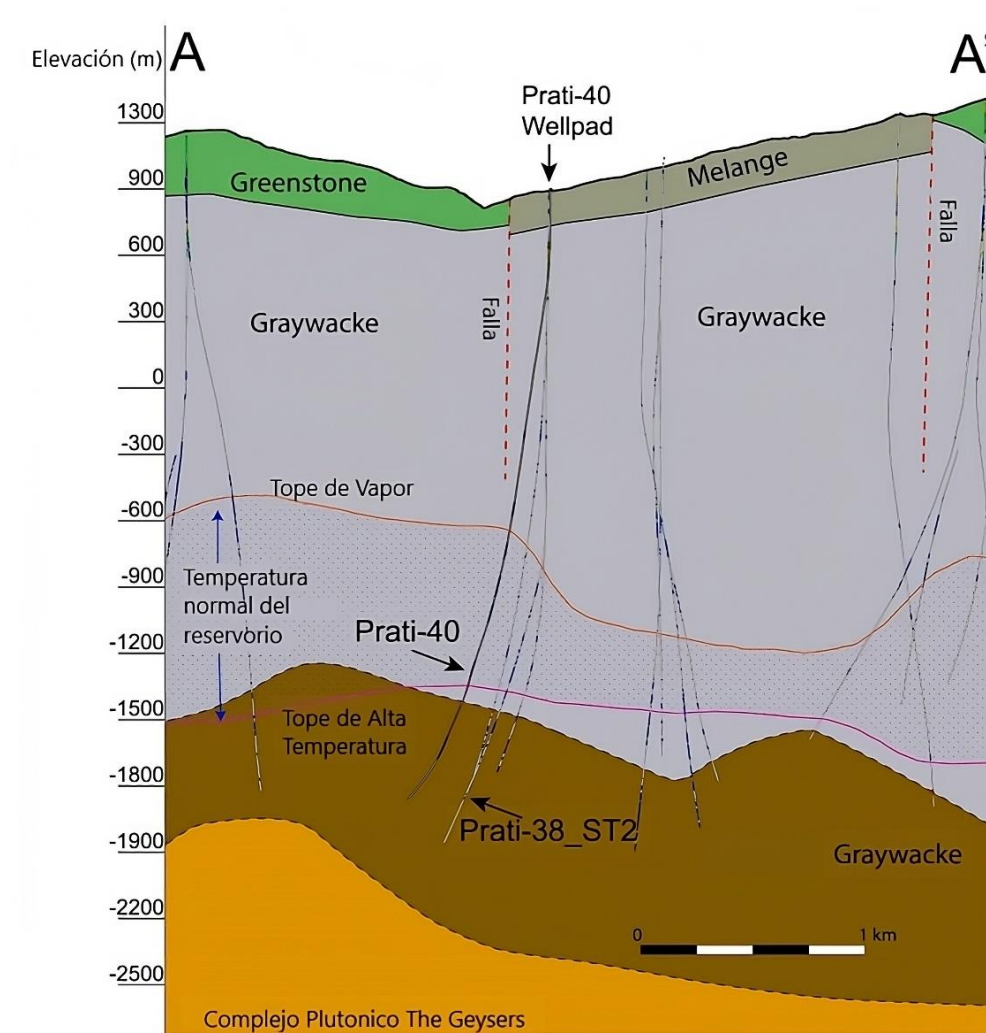
serpentinización, es común, enmascarado así la roca madre. En la mayoría de los casos, los contactos de estas rocas ígneas son el resultado de la colocación tectónica, por lo que la relación original con otras rocas es en gran medida desconocida. Los greenstones son competentes tanto para la perforación con aire como para la producción de vapor.

**4.3.1.3 Ophiolita/Utramáfica.** Las secuencias de ophiolita (comúnmente asumidas como corteza oceánica y manto) están al menos parcialmente presentes en la Formación Franciscana y se refiere a un conjunto distintivo de rocas máficas y ultramáficas (McLaughlin & Stanley, 1975). Una ophiolita consta de un complejo ultramáfico basal (peridotita y dunita), una roca gabroica intermedia y un complejo superior de almohadillas de basalto, toba, brecha de almohadilla y diabasa. Los ultramáficos dentro de las ophiolitas son altamente susceptibles a la serpentinización, y las grandes masas de serpentina encontradas en la Cordillera Mayacmas son el resultado del emplazamiento estructural de la secuencia de ophiolita.

Las ultramáficas no son rocas competentes y solo se pueden perforar con aire con dificultad debido al desmoronamiento del pozo. Además, bloques grande de ultramáficas son productivos de agua en las concesiones de Shell a través de fracturas. Por esta razón, generalmente se debe perforar con lodo secciones largas de ultramáficas. Para fines de completamiento, incluso intervalos cortos de ultramáficas dejados abiertos a la producción de vapor causarán un grave problema de desmoronamiento.

**4.3.1.4 Blueschist.** El termino se utiliza para referirse a rocas de las facies metamórfica blueschist, según la descripción de (Blake et al., 1967). La facies blueschist comúnmente se presentan como inclusiones tectónicas (de 1 metro a varios cientos de metros de espesor) asociadas con zonas altamente deformadas y contactos de serpentinita, o regionalmente en grauwas y rocas volcánicas intercaladas y chert. Blueschist se utiliza como término litológico para describir aquellas rocas que comúnmente se encuentran como inclusiones tectónicas (generalmente en melange) y que consiste principalmente en cuarzo mica y glaucofano.

**4.3.1.5 Melange.** Aunque no es un término litológico, melange es un término utilizado para describir una mezcla de litologías comúnmente observadas en los recortes de perforación. Según la definición (Hsu, 1974), el melange es una “masa pervasivamente cortada de ofiolitas, cherts y grauwas en una matriz predominantemente pelítica”. Por lo tanto, su génesis también está vinculada a la subducción a lo largo de los márgenes convergentes de las placas. Los melanges son unidades mapeables, comúnmente masivas y delimitadas por superficies de cizallamiento. En los recortes de pozos, se registran mezclas de argilita, grauwaca, blueschist, greenstone y ultramáficas como melange. El blueschist se reconoce en afloramientos como inclusiones tectónicas (rodillos) dentro de las unidades de melange y, por lo tanto, sirve en los recortes como bien indicador de melange.

**Figura 6***Sección transversal A-A' The Geysers*

Nota: Estructura geológica del yacimiento The Geysers. Tomado y modificado de (Kraal, et al., 2024). Infrared spectroscopy as a tool for hydrothermal alteration mineral analysis to support geothermal reservoir characterization at The Geysers, California, USA. *Journal Of Volcanology And Geothermal Research*, 445, 107968. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2023.107968>.

### ***4.3.2 Descripción del Reservorio***

**4.3.2.1 Propiedades de la Roca.** En su mayor parte, el depósito de vapor The Geysers está compuesto principalmente por graywacke masivo y compacto con una permeabilidad baja o prácticamente nula. Según (Decius, 1961), la permeabilidad de este tipo de graywacke se estima en menos de 1 md, y la porosidad es inferior al 10%. (Lipman et al., 1978) indica que el análisis de núcleos en un número limitado de muestras indica una porosidad de 3 a 7% y una permeabilidad normal al aire de menos de 1 md. Debido a la permeabilidad muy baja, el flujo de vapor en los pozos se obtiene solo cuando se encuentran fracturas abiertas durante la perforación. La información obtenida de la perforación de núcleos en el campo, aunque limitada, parece indicar que las fracturas son casi verticales. Según los datos de las entradas de vapor, el número de fracturas atravesadas por un pozo puede oscilar entre 1 y 17. La mayoría de los pozos tiene una a siete entradas de vapor. Rara vez ocurre una interrupción de perforación de unos pocos pies, indicando una fractura grande o una abertura cavernosa en la roca.

**4.3.2.2 Características del fluido.** Los pozos en The Geysers producen vapor ligeramente sobrecalentado a presiones en cabeza del pozo que oscilan entre los 827 kPa y 1034 kPa (120 y 150 psi). En términos promedio, el vapor contiene menos del 1% de gases no condensables, principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Según 61 muestras, las concentraciones de gases no condensables varían desde 0.12% hasta 3.4% en peso. El promedio ponderado de estas concentraciones es de aproximadamente 0.40% en peso. El análisis de gases no condensables para dos muestras de vapor de un pozo de Aminoil U.S.A. Inc. se publicó en (Allen & McCluer, 1976) tabla 1 . Aunque las dos muestras son químicamente similares, difieren

considerablemente de las concentraciones promedio dadas por (Allen & McCluer, 1976). Esto se espera debido a un amplio rango de concentraciones.

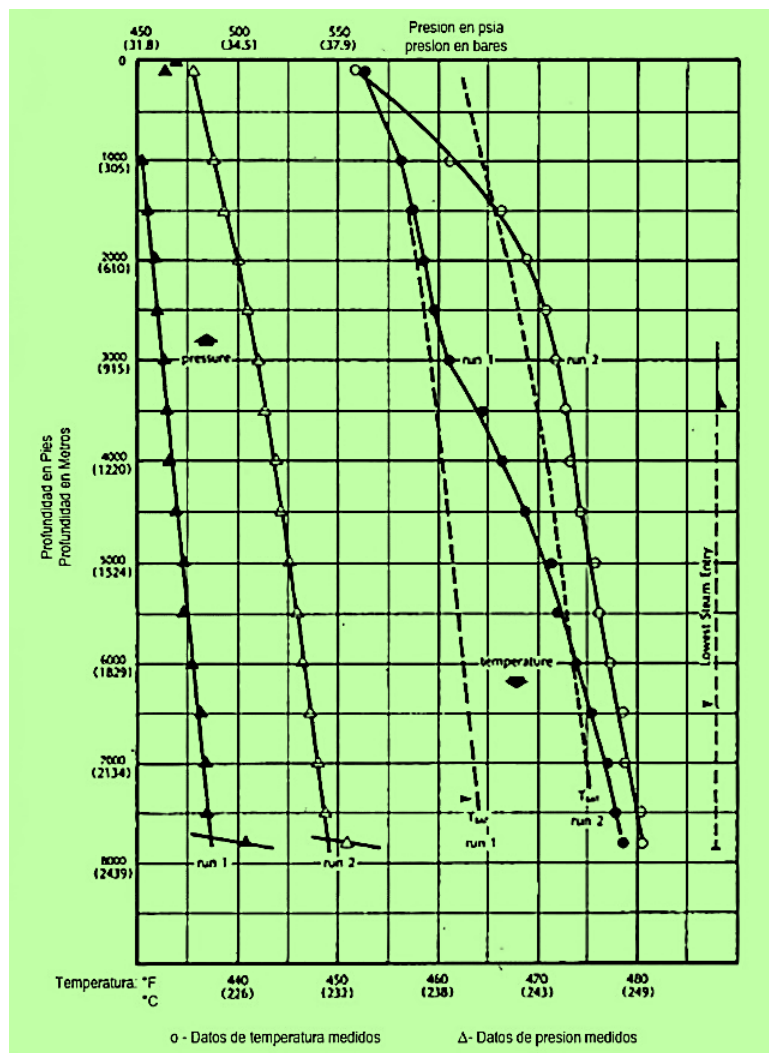
**4.3.2.3 Presión y Temperatura.** En los reservorios geotérmicos, las condiciones iniciales de presión y temperatura no suelen ser características cruciales. Estas condiciones proporcionan la base para el desarrollo y la simulación numérica de los yacimientos, pero no suelen ser determinantes en términos de características específicas. En un reservorio de vapor, la presión y temperatura están estrechamente relacionadas por la curva de saturación del agua (Gunderson & Moore, 1994). Un reservorio de vapor actúa de alguna manera como un condensador, ya que el vapor generado a partir de la ebullición del líquido en niveles profundos asciende y se condensa al entrar en contacto con rocas más frías.

Se presenta a continuación un gráfico de presión vs temperatura para el pozo A. El pozo al que se le hizo esta prueba no fue cerrado por completo, permitiendo que una pequeña cantidad de fluido escape del pozo para mantenerlo en una condición caliente. La Figura 7 muestran los resultados de dos corridas realizadas con aproximadamente 1 año de diferencia para el pozo A. Las mediciones de presión en las corridas diferían en aproximadamente 350kPa (50 psi). Las curvas punteadas representan la temperatura de saturación en función de la presión medida. En la primera corrida, se observa una coincidencia notable entre la temperatura medida y la temperatura de saturación hasta una profundidad de 914 metros (3000 pies). Por debajo de esta profundidad, la temperatura medida aumenta más rápidamente, hasta que a 2134 m (7000 ft), la temperatura medida está 7°C (13°F) por encima de la temperatura de saturación. La temperatura más alta registrada podría deberse al vapor sobrecalentado que fluye en el reservorio, aunque

también existe la posibilidad de que sea causada por un error en el instrumento de medición. Sin embargo, en la segunda corrida, las dos temperaturas coinciden estrechamente, con la temperatura medida siendo aproximadamente 1.7 °C (3°F) más alta.

### Figura 7

*Registro de presión y temperatura, pozo The Geysers*



Nota: Registro de un pozo en The Geysers en donde se observa el comportamiento de Presión vs Temperatura con respecto a la profundidad del subsuelo. Tomado y adaptado de (Stockton, et

al.,1984). A Reservoir Assessment of The Geysers Geothermal Field. Journal Of Petroleum Technology, 36(12), 2137-2159. <https://doi.org/10.2118/11727-pa>.

**4.3.2.4 Producción.** La tasa inicial de producción de vapor de un pozo nuevo depende del número de fracturas generadas y su tamaño, del tamaño del orificio, la profundidad, la presión del reservorio y del propio reservorio. En sistemas geotérmicos, la producción de vapor se ve limitada principalmente por el tamaño del orificio en casos de tasas altas, mientras que, en tasas bajas, la limitación proviene de la permeabilidad efectiva del reservorio alrededor del pozo. Las tasas reales iniciales de producción de pozos en el campo The Geysers varían desde tasas subcomerciales de 9070 kg/h (20000 lbm/hr) (Ronald, 2008).

**Tabla 1**

*Datos generales para un pozo en The Geysers*

<b>DATOS POZO POR ENCIMA DE 93.3 °C [200 °F], YACIMIENTO GEOTERMICO THE GEYSERS.</b>	
Profundidad Asumida, m [ft]	4572 [15,000]
Porosidad Estimada, %	8.0
Saturación de Agua Asumida	50
Volumen Total del Yacimiento, m <sup>3</sup> [ft <sup>3</sup> ]	257.7 X 10 <sup>9</sup> [9.1 X 10 <sup>12</sup> ]
Volumen de Roca, m <sup>3</sup> [ft <sup>3</sup> ]	237.0 X 10 <sup>9</sup> [8.37 X 10 <sup>12</sup> ]
Volumen de Agua, m <sup>3</sup> [ft <sup>3</sup> ]	10.3 X 10 <sup>9</sup> [0.36 X 10 <sup>12</sup> ]
Profundidad Media del Yacimiento, submarino, m [ft]	2591 [8.500]
Presión Inicial al Nivel del Mar, kPa [psia]	3544 [514]
Presión Inicial a Profundidad Media, kPa [psia]	4020 [583]
Temperatura Inicial a Profundidad Media, °C [°F]	250.6 [483]
Densidad del Agua, kg/m <sup>3</sup> [lbm/ ft <sup>3</sup> ]	797.7 [49.8]
Densidad del Vapor, kg/m <sup>3</sup> [lbm/ ft <sup>3</sup> ]	20.18 [1.26]
Capacidad calorífica de la Roca, MJ/m <sup>3</sup> en °C [Btu/ft <sup>3</sup> en °F]	2.41 [36]
Entalpia del Agua, MJ [Btu/lbm]	1.09 [468]
Calor en la Roca, kJ [Btu]	90 [85.3]
Calor en el Agua, kJ [Btu]	5.7 [5.4]
Total, de Calor, kJ [Btu]	95.7 [90.7]

Nota: Datos generales del pozo The Geysers. Información tomada de A Reservoir Assessment of The Geysers Geothermal Field. Journal Of Petroleum Technology.

### ***4.3.3 Perforación***

Los procedimientos de perforación y completamiento de pozos de vapor en el campo geotérmico The Geysers han permanecido relativamente estables durante varios años. Existe abundante información disponible sobre este tema. Antes de comenzar la perforación en The Geysers o en otros campos geotérmicos de California, el operador debe notificar y obtener todos los permisos necesarios de las agencias gubernamentales correspondientes a nivel de condado, estatal y federal. Cada pozo se perfora siguiendo un plan detallado de perforación, utilizando una plataforma rotativa convencional utilizada en campos petroleros, capaz de perforar hasta 3700 metros (12,000 pies) de profundidad. El proceso de perforación incluye etapas de revestimiento, cementación y perforación (Figura 8). Aunque estas prácticas son aplicables a todos los pozos, es importante destacar que cada pozo es único y requiere supervisión e ingeniería individual. El fluido de perforación (lodo) convencional basado en arcilla de campos petroleros se utiliza como fluido circulante para perforar las partes superior de los pozos en The Geysers. Una vez que se ha perforado más allá de las entradas de agua y del último cuerpo de serpentinita o melange, el proceso de perforación cambia al uso de aire como el fluido circulante. El aire se emplea en lugar del lodo para evitar la obstrucción del reservorio permeable. Además, este aire a alta presión enfría la broca de perforación y transporta los recortes de roca fuera del pozo. La perforación con aire no solo permite que, entre vapor a baja presión en el pozo, sino que también aumenta la velocidad de perforación hasta cinco veces en comparación con la perforación con lodo (Moore, 1992). Este aumento ocurre porque se evitan problemas de pérdida de circulación asociados con el método del lodo.

**4.3.3.1 Brocas.** En reservorios geotérmicos, las formaciones cercanas a la superficie a menudo tienen una dureza comparable a las formaciones encontradas a 6,000 pies (1,828 metros); en ocasiones, incluso pueden ser más resistentes. Se requiere una broca de segunda etapa con dientes de acero para iniciar la perforación del pozo (Cromling, 1973). Todo el peso disponible del collar de perforación debe utilizarse para perforar la primera parte superficial del pozo. El sistema rotativo debe girar a una velocidad que permita que la broca funcione suavemente. Muchas veces, se sacrifica una tasa de perforación más alta para preservar la broca y el equipo de perforación superficial. Por lo general, es económicamente factible comenzar a usar brocas de inserción de carburo a una profundidad de 1.000 pies (Cromling, 1973). Estas brocas a menudo proporcionan tasas de perforación de 20 pies en la parte superficial del pozo. El resto de pozo debajo del revestimiento superficial se perfora casi en su totalidad con brocas de inserción. Hay algunas ocasiones en las que las condiciones del pozo requieren una broca tricónica. Las tasas de perforación, utilizando lodo, oscilan entre 10 y 20 pies por hora. En ciertas áreas donde se puede utilizar aire como medio circulante, las tasas de perforación oscilan entre 10 y 35 pies por hora (Lipman et al., 1978).

**4.3.3.2 Problemas operacionales.** La sarta de perforación está sometida a condiciones tan severas en The Geysers como en cualquier otro lugar del mundo. En los pozos geotérmicos, se encuentran varios factores que causan problemas en la sarta de perforación, y la mayoría de estos factores están presentes en casi todos los pozos perforados en el área de The Geysers. La dureza, abrasividad y alta fracturación de la graywacke y la silex en esta formación superior

contribuyen al excesivo torque y a la acción de salto o rebote de la tubería de perforación. La sección del pozo que presenta los mayores desafíos es la parte perforada con aire.

La combinación de vapor y aire provoca una cantidad inconcebible de abrasión en la sarta de perforación, especialmente en las juntas de la tubería de perforación (Cromling, 1973). Esta abrasión se debe a que los recortes se desplazan a velocidades anulares elevadas. Dependiendo de la producción de vapor, las velocidades de retorno pueden variar de 6.000 a 10.000 pies por minuto (Lipman et al., 1978). En pozos geotérmicos, es común que las juntas de herramientas se desgasten significativamente, y la banda dura en estas juntas puede desaparecer por completo. Para prevenir posibles fallas, es obligatorio inspeccionar la tubería de perforación antes de cada pozo. En muchos casos, más de la mitad de la tubería de perforación se descarta después de perforar un pozo geotérmico en The Geysers. Además, los collares de perforación se inspeccionan al menos semanalmente durante las operaciones de perforación. La sarta de perforación es uno de los componentes más vulnerables asociados con la plataforma de perforación. Por lo tanto, se deben tomar todas las precauciones para asegurar que la sarta de perforación esté diseñada adecuadamente para el trabajo y se encuentre en excelentes condiciones.

## **Figura 8**

*Generalidades de casing, cementación y programa de perforación*

**Casing & Cementación**

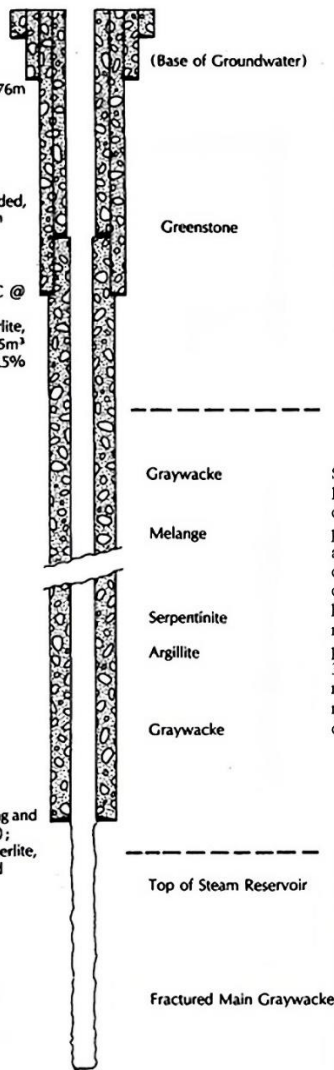
91.44cm (36") hole to 15m (50' ±)  
76.2cm (30") H-40 or lapweld

66.04cm (26") hole to 78m (255' ±);  
50.8cm (20"), 114.58 kg/m (94 lb.), K-55, C @ 76m (250' ±)  
17m<sup>3</sup> (600 ft.<sup>3</sup>) Class G cem., 40% silica flour and 3% gel.

44.45cm (17 1/2") hole to 459m (1505' ±);  
27.31cm (10 3/4"), 60.26 kg/m (40 lb.), K-55 landed, from-surface to 396m (1300' ±) and cem. with 17m<sup>3</sup> (600 ft.<sup>3</sup>) Class G cem., 40% silica flour and 3% gel and 0.5% CFR-2.\*

33.97cm (13 3/8"), 81.1 kg/m, (61 lb.), K-55 C @ 457m (1500' ±)  
Preflush; 56.6m<sup>3</sup>(2,000 ft.<sup>3</sup>) Class G cem. 1:1 perlite, 40% silica flour, 3% gel, 0.5% CFR-2,\* plus 8.5m<sup>3</sup> (300 ft.<sup>3</sup>) Class G cem., 40% silica flour and 0.5% CFR-2.\*

**Columna Estratigráfica**



**Programa de Perforación**

Se perfora un agujero de 91.44 cm (36") con lodo hasta los 15 m (50'±) y se cementa el tubo conductor de 76.2 cm (30"). Luego, se perfora un agujero de 44.45 cm (17") con lodo hasta los 78 m (255'±), el cual se abre a 66.04 cm (26"). A continuación, se corre y cementa de 50.8 cm (20") hasta los 78 m (255'±), asegurándose de que el cemento retorne a la superficie. Se procede a instalar y probar el equipo de prevención de reventones (BOP) de 50.8 cm (20") antes de perforar el zapato de casing de 50.8 cm (20"). Posteriormente, se perfora un agujero de 44.45 cm (17-2/2") con lodo hasta los 459 m (1,505'±) y se corre y cementa una carcasa de 33.97 cm (13-3/8") hasta los 457 m (1,500'±), asegurándose nuevamente de que el cemento regrese a la superficie. Se retira el BOPE de 50.8 cm (20") e se instala y prueba el BOPE de 33.97 cm (13-3/8") antes de perforar el zapato de la carcasa de 33.97 cm (13-3/8").

Se perfora un agujero direccional de 31.12 cm (12") con lodo hasta los 1525 m (5005'±), sellando con cemento cualquier zona de pérdida de circulación encontrada. Una vez superadas las entradas de agua o por debajo de serpentina, se seca el agujero y se perfora con aire hasta alcanzar la profundidad total. Se realiza el levantamiento de la dirección del agujero. Se acondiciona el lodo a fondo y se corre y cementa una carcasa de 24.45 cm (9-5/8") desde los 396 m (1300'±) hasta los 1524 m (5000' ±), utilizando centralizadores en el revestimiento. Se cuelga revestimiento a 2 m (6±) del fondo y se permite una superposición de 61 m (200' ±) con el revestimiento de 33.97 cm (13 3/8"). Se perfora cualquier cemento en la unión y se realiza una prueba de presión en la unión. Se sella con cemento si es necesario, se reinstala y prueba el BOP de 33.97 cm (13-3/8") antes de perforar el zapato de revestimiento de 24.45 cm (9-5/8").

Se perfora y se realiza el levantamiento del agujero de 22.23 cm (8-3/4") con aire hasta alcanzar la profundidad total, registrando todas las entradas de vapor. El pozo es matado con agua. Se coloca un tapón puente perforable dentro del casing de 24.4 cm (9-5/8"), y se prueba las secciones de revestimiento, apretándolo con cemento si es necesario. Se corre y cementa una sarta de amarre de casing de 27.3 cm (10-3/4") desde los 396 m (1300' ±) hasta la superficie. Se instala y prueba el conjunto de cabeza de casing de 27.31 cm (10-3/4) Se verifica el funcionamiento del equipo de prevención de reventones. Se retira el tapón puente y se limpia el agujero hasta la profundidad total, secándolo en etapas. Se prueba el pozo y se coloca en "bleed".

\*CFR-2: Reductor de fricción y aditivo de baja pérdida de agua para cemento.  
\*\*HR-7: Retardador.  
\*\*\*Actualmente, todos los pozos perforados en el campo geotérmico de The Geysers son pozos direccionales. Estas especificaciones se aplicarían a cualquier pozo en el campo.

Nota: Se observa la columna estratigráfica del yacimiento geotérmico The Geysers con los controles operativos en el programa de perforación que se hizo para llegar a la zona de interés. Tomado y adaptado de (Stockton, et al.,1984). A Reservoir Assessment of The Geysers Geothermal Field. Journal Of Petroleum Technology, 36(12), 2137-2159. <https://doi.org/10.2118/11727-pa>.

#### ***4.3.4 Logging***

En el campo geotérmico The Geysers, la selección y variedad de herramientas de registro depende de la política de la compañía y de los requisitos estatales y federales. Estos factores influyen en la elección de las herramientas específicas utilizadas para evaluar y monitorear los pozos geotérmicos. En el pasado, se han utilizado muchos tipos de dispositivos de registro de pozos exploratorios y de desarrollo, como registros de lodo, temperatura, calibre, cemento, sísmico, de inducción dual, de rayos gamma, de neutrones y de densidad. Hoy en día, la tendencia es utilizar registros de lodo, temperatura, calibre, inducción dial y cemento. Para localizar aguas frescas, generalmente se utiliza el registro de inducción dual en los primeros 610 metros (2000 pies) del primer pozo perforado en una nueva plataforma de perforación. Los registros de lodo ofrecen una descripción litológica diaria de los recortes de perforación que se extraen a la superficie durante las operaciones de perforación del pozo. Estos registros incluyen datos como temperatura del pozo, presión, velocidad de perforación, densidad de la roca, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y ganancia o pérdida de flujo en el pozo. Además, una unidad de registro de lodo puede medir entradas significativas de vapor registrar la tasa de flujo y la entalpía. Los registros de lodo se emplean para evaluar alternativas en el programa de perforación a medida que surgen nuevas condiciones del pozo. Además, permiten correlacionar las principales unidades rocosas estratigráficas en el campo y realizar evaluaciones geológicas e ingenieriles del recurso de vapor.

#### ***4.3.5 Cementación***

En el campo geotérmico The Geysers, las técnicas de cementación han experimentado cambios significativos a lo largo del tiempo. Debido a fallas en la cementación y el revestimiento en algunos pozos geotérmicos, los operadores han buscado conocimientos y habilidades para prevenir futuros problemas. Se utilizan múltiples revestimientos que se corren y cementan en los

pozos The Geysers para proporcionar integridad al agujero y al revestimiento durante toda la vida del pozo para anclar el equipo de prevención de reventones. En pozos geotérmicos se protege el exterior del revestimiento mediante una lechada de cemento diseñada apropiadamente, que se bombea al espacio anular entre la pared del pozo y revestimiento. La capa de cemento formada en el espacio anular debe tener al menos 3.8 cm (1.5 pulgadas) de espesor (Cromling, 1973). Se utiliza centralizadores de revestimiento para evitar excentricidad del pozo y el canalizado del cemento.

Los factores principales que afectan una buena cementación son el calor, las zonas de pérdida de circulación y la geometría del pozo. También es necesario un lodo de perforación adecuadamente acondicionados, una diferencia de densidad adecuada entre el lodo y la lechada de cemento, y ausencia de agua libre en la lechada de cemento. Se requiere un tiempo de fraguado de 18 a 24 horas para obtener una dureza de cemento adecuado. Sin estas condiciones, se obtendrá una mala cementación. Una vez que se alcanza la profundidad de colocación del revestimiento y se mitigan todos los problemas del agujero (como cementar las zonas de pérdida de circulación), se limpia el agujero y se acondiciona el lodo de perforación. Luego se coloca y cementa el primer revestimiento hasta la superficie. La lechada de cemento utilizada por la mayoría de los operadores contiene cemento Clase G mezclado 1:1 con perlita, más un 40 % de haría de sílice, un 0.5% de retardador y un 3% de gel (Cromling, 1973). Normalmente, el cemento Clase G solo se puede utilizar donde las temperaturas de pozo no superen 77°C (170°F); pero con aditivos (como perlita, harina de sílice, retardador y gel), se puede utilizar Clase G donde las temperaturas alcanzan los 300°C (500°F) (Lipman et al., 1978). La perlita

aligera el peso de la lechada de cemento, evita la pérdida de circulación y proporciona un mejor llenado.

La harina de sílice mejora la resistencia al calor del cemento al prevenir la disminución de la resistencia compresiva del cemento con el tiempo. En pozos geotérmicos, un retardador tiene la función de retrasar el endurecimiento del cemento, permitiendo un proceso de fraguado más lento. Por otro lado, el gel se utiliza para mejorar la adherencia y eliminar el agua libre de la lechada de cemento. La presencia de agua libre en el cemento detrás del revestimiento de los pozos productores puede comprometer la integridad del revestimiento. Esto ocurre cuando el revestimiento, calentado por el vapor, fluye, calienta el agua libre atrapada entre el revestimiento y el cemento causando expansión térmica y posiblemente la ruptura del revestimiento.

#### ***4.3.6 Completamiento***

Una vez que el operador determina que el flujo del pozo de 22.23 cm (8.75 pulgadas) se puede producir comercialmente, se detiene la perforación y se realiza una prueba de flujo. La tasa de flujo, la presión y la temperatura se miden colocando tres o cuatro tamaño de placa de orificio en la línea de blooie (un conducto desde el apilador del preventor hasta el silenciador/separador) mientras el pozo fluye a través del silenciador (Cromling, 1973). Tras la realización de la prueba, se procede al cierre de la válvula de producción. No obstante, se suele permitir la liberación controlada de una pequeña cantidad de vapor del pozo con el fin de prevenir la condensación de vapor en su interior, ya que esta condensación podría ocasionar daños al pozo. Una vez finalizada la prueba del pozo, se desmonta la torre de perforación y se retira del lugar.

## 5. Perforación Geotérmica

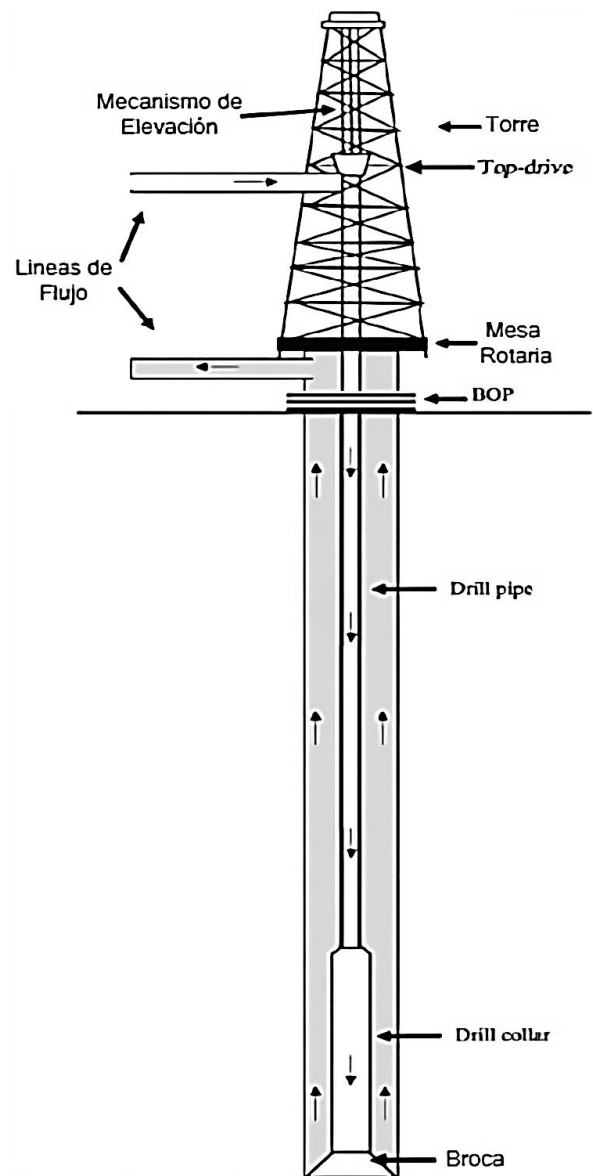
En el contexto de la exploración de yacimientos geotérmicos, los pozos desempeñan un papel crucial al transportar los fluidos geotérmicos a la superficie. Además, durante esta etapa, los pozos son la prueba definitiva de la existencia de un depósito geotérmico. La ubicación y construcción óptimas de los pozos geotérmicos son fundamentales para lograr un desarrollo geotérmico exitoso. El éxito en la selección de la ubicación de un pozo geotérmico depende de una comprensión integral de los controles estructurales y estratigráficos en los depósitos geotérmicos subsuperficiales

Este tipo de energía existe en todas las partes de la tierra a diferentes profundidades. No obstante, la capacidad para aprovechar ese calor se ve limitada no solo por la capacidad del fluido para desplazarse a través de la roca, sino también por la profundidad que se puede perforar de manera práctica ("United States Office of Energy Efficiency & Renewable Energy," s.f.). En consecuencia, la perforación se convierte en un paso esencial en el proceso de aprovechamiento de la energía geotérmica. Aunque existe una abundancia de calor en la Tierra a profundidades mayores de las que se pueden perforar eficientemente con la tecnología actual, este estudio se enfoca en la perforación de pozos geotérmicos profundos. Esto se debe a que abordar de manera más efectiva la comprensión de la perforación profunda podría ampliar el acceso a yacimientos geotérmicos más allá de las regiones geotérmicas convencionales. La comprensión de los desafíos y enfoques relacionados con la perforación profunda, así como el aprendizaje de

campañas de perforación exitosas, resulta fundamental para avanzar hacia la realización de perforaciones más profundas.

**Figura 9**

*Diagrama de la torre de perforación para pozos geotérmicos*



Nota: Diagrama general de una plataforma de perforación de sus partes principales. Tomado y editado de (Hill, 2022).

La figura 9 muestra una torre de perforación que está compuesta por una variedad de componentes. La capacidad de elevación de una plataforma determina el peso máximo que puede ser suspendido por el sistema de elevación de la plataforma, y el peso en el sistema de elevación depende en gran medida de la cantidad de la cantidad de varilla de perforación Drill Collar y Drill Pipe en un momento dado (Finger & Blankenship, 2010). Por lo tanto, la capacidad de elevación de una perforadora puede ser un factor limitante al necesitar utilizar una gran cantidad de varilla para perforar un pozo profundo. El mástil es una estructura que sustenta tanto el sistema de elevación como los componentes de perforación. La figura mencionada ilustra las líneas de flujo, que comúnmente incluyen una manguera de perforación Kelly House. Esta manguera dirige el fluido de perforación hacia abajo por la tubería de perforación, mientras que una línea de lodo sale conectada a un tanque de lodo (Finger & Blankenship, 2010). La sarta de perforación suele ser girada, ya sea mediante una mesa giratoria (Rotary Table) o mediante un motor de sistema de accionamiento superior (Top drive) (Texas International Oilfield Tools, 2019).

El conjunto de preventores de reventón (BOP) se sitúa en la parte superior de un pozo y evita fluidos no deseados y reventones, garantizando la seguridad y permitiendo a los operadores de perforación tener un mayor control de la circulación en el fondo del pozo (Finger & Blankenship, 2010). Las tuberías de perforación constituyen la mayor parte de la longitud de la sarta de perforación, con algunas juntas más pesadas situadas debajo de ellas. La función principal de estas juntas más pesadas es facilitar una transición desde la sarta de perforación de menor peso hacia la tubería de perforación rígida (Halliburton, 2018). Los collares de perforación desempeñan un papel fundamental en el peso sobre la broca (WOB, por sus siglas en

inglés) y sirven como conexión entre la sarta de perforación y la broca. Reamers y estabilizadores, unidos al Drill Collar, trabajan para mantener los collares de perforación alejados de las paredes del pozo, previniendo el desgaste y contribuyendo a guiar la broca en la perforación direccional (Larsen et al., 2014).

Los estabilizadores aplican presión contra la pared del agujero mediante cuchillas, sin llegar a cortarla, mientras que los reamers, con cortadores en rodillos a lo largo de los lados de la sarta de perforación, cortan la roca a medida que avanzan en la formación (Larsen et al., 2014). Los reamers tienen cortadores en rodillos a lo largo de los lados de la sarta de perforación que cortan la roca a medida que avanzan en la formación (Larsen et al., 2014). Las secciones más densas ubicadas en la parte inferior de la tubería de perforación, el Drill Collar y la broca forman lo que se conoce como el conjunto de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés). La broca, siendo el componente más bajo del BHA, es la parte que más frecuentemente se reemplaza en un sistema de perforación y, por ende, se menciona como un componente independiente. Los tipos de brocas de perforación en perforaciones profundas típicamente incluyen brocas de cono rodante, brocas compactas de diamante policristalino (PDC) o brocas híbridas (Pessier & Damschen, 2011).

## 5.1 Problemas Operacionales

La perforación geotérmica es una de las actividades clave en proyectos geotérmicos y petroleros que podrían presentar peligros como la entrada de fluidos no deseados en la formación “kick” y una posible explosión “blowout”. Las condiciones descritas representan un riesgo tanto para el equipo como para el personal en el lugar de perforación. Por lo tanto, el personal de perforación debe estar preparado para aplicar diversas técnicas de control de pozos con el

objetivo de evitar que un “kick” se convierta en un “blowout”. En la industria de perforación, el método de control de pozos para la extracción de petróleo y gas está más definido en comparación con las prácticas utilizadas en la exploración geotérmica. Aunque el objetivo general del control de pozos es similar en ambos casos, las diferencias en las condiciones subsuperficiales, los fluidos de formación y las fuentes de presión pueden hacer que los métodos tradicionales de control de pozos de petróleo y gas sean menos adecuados para el entorno geotérmico. Dado el aumento en la exploración geotérmica, existe una tendencia a que el personal de perforación de la industria petrolera trabaje en proyectos geotérmicos sin un conocimiento adecuado de estas diferencias e implicaciones. La situación empeora debido a la falta de un estándar nacional reconocido o un centro de formación para regular el control de pozos geotérmicos.

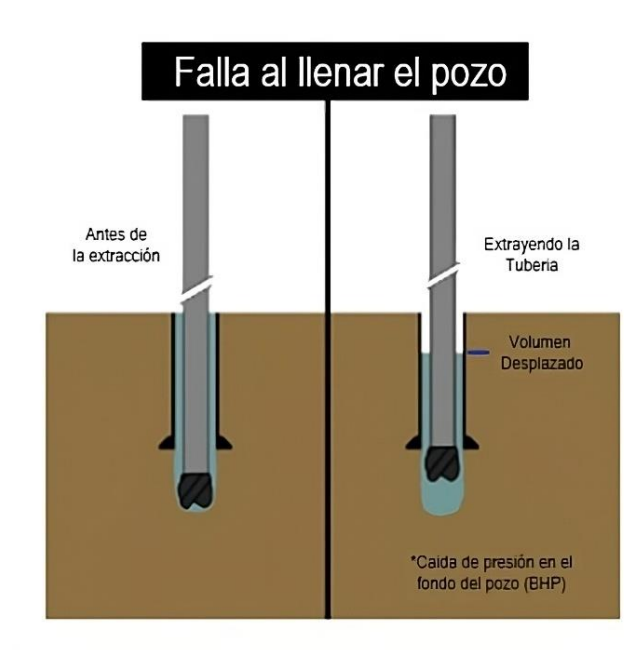
### ***5.1.1 Posibles Causas del “Kick”***

Un “Kick” es una situación en la que el fluido de formación fluye al pozo durante la operación de perforación. Principalmente, esta condición ocurre porque no hay suficiente presión hidrostática desde el pozo contra la presión de formación (Schlumberger, 2021). El suceso de un Kick no solo conlleva la pérdida de tiempo en la operación de perforación, sino que también puede dar lugar a condiciones más graves conocidas como reventón blowout que ponen en peligro la plataforma, la tripulación y el medio ambiente si el kick no se identifica y controla adecuadamente. Según (Aramco, 2002; Grace, 2003; “Well Control for Rig Site Drilling Team,” 2002), varias posibles causas de un kick son:

**5.1.1.1 Falla al llenar el pozo.** Cuando el volumen de fluido de perforación en el pozo es insuficiente durante el proceso de extracción, se reduce la presión hidrostática necesaria para estabilizar la formación. Esto puede resultar en una falla durante el retiro de la sarta de perforación del pozo. La cuadrilla debe estar atenta para llenar adecuadamente el volumen de fluido de perforación y supervisar el desplazamiento durante este proceso. Además, es crucial evaluar el viaje de la sarta de perforación para mantener la formación en una condición estable y detectar cualquier indicación de problemas.

### Figura 10

*Condición de falla para llenar el pozo*



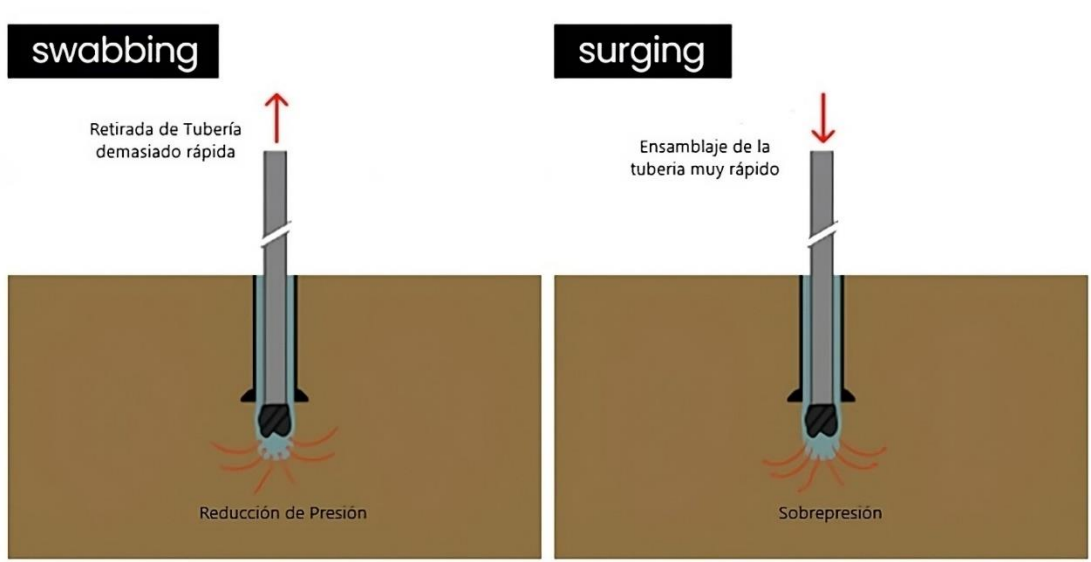
Nota: En la figura se muestra una falla al llenar el pozo con lodo de circulación. Tomado y adaptado de (Purba et al., 2022).

**5.1.1.2 Swabbing y Surging.** Cuando se extrae del pozo, la sarta de perforación puede reducir la presión de la formación en el fondo de pozo y crear un efecto de vacío que permite que los fluidos de formación ingresen al pozo, conocidos como swabbing (Aberdeen Drilling School, 2002; Aramco, 2002). A pesar de la dificultad para identificar el fenómeno de swabbing, es crucial llevar a cabo la acción correspondiente de inmediato después de detectar el swabbing con el fin de prevenir una disminución adicional de la presión hidrostática que desencadenaría el flujo del pozo. En el contexto geotérmico, un incremento en la presión en el yacimiento puede originarse por la falta del fluido de perforación (por ejemplo, agua fría) durante la extracción, dando lugar a un steam kick que alcanza la instalación en la superficie (Bayustika, 2018).

Según Schlumberger (1999), diversos factores que pueden provocar el swabbing incluyen la extracción a alta velocidad y el uso de lodo de alta viscosidad. Durante el proceso de surging durante la bajada en el pozo, la sarta de perforación, al descender a una velocidad no controlada, tiene el potencial de aumentar la presión del fluido de perforación. La acumulación de esta presión podría superar la presión de fractura en la formación en el fondo del pozo, ocasionando la fracturación de la formación y resultando en la pérdida de fluido de perforación hacia la formación. Esta situación puede conllevar a la disminución de la columna hidrostática y la presión, y posiblemente ser seguida por un kick desde la formación (Aberdeen Drilling School, 2002; Grace, 2003). Las condiciones de swabbing y surging se describen detalladamente a continuación.

**Figura 11**

*Condiciones del swabbing (izquierda) y surging (derecha)*



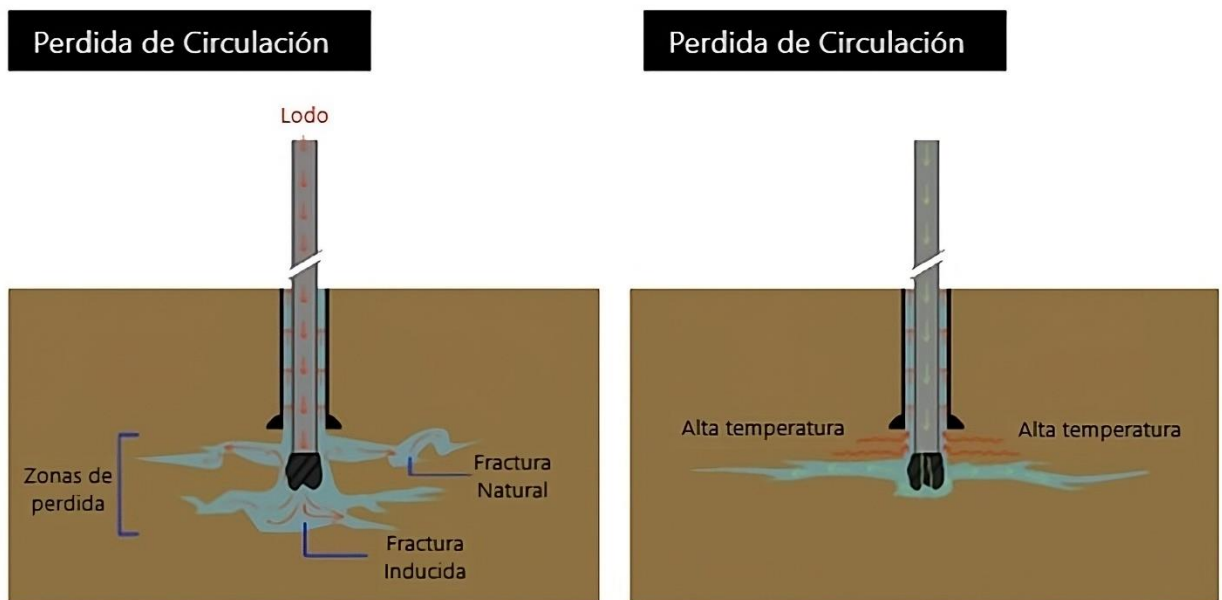
Nota: En la figura se muestra las condiciones del swabbing y surging. Tomado y adaptado de (Purba et al., 2022).

**5.1.1.3 Pérdida de Circulación.** La pérdida de circulación ocurre naturalmente cuando la perforación penetra una zona de alta permeabilidad, como una zona de fallas y fracturas, carbonatos disueltos o formaciones de arenisca que permiten que el fluido de perforación se filtre en la formación. En el entorno geotérmico, la zona de fallas, fracturas y rocas altamente alteradas actúan como secciones de alta permeabilidad. También puede ocurrir debido a condiciones inducidas, como un peso de lodo excesivamente alto. Existen dos tipos generales de pérdida de circulación, la primera, la pérdida parcial de circulación, que aún tiene algunos retornos de lodo durante la circulación. Y segundo, pérdida total de circulación, que resulta en la pérdida completa del lodo (M. F. Umam et al., 2016). Dado que el fluido de perforación se pierde en la formación, la presión hidrostática en el pozo disminuirá y no lograría equilibrar la presión de

formación. En la perforación de la sección del yacimiento geotérmico, es común enfrentar la pérdida total de circulación. Durante este proceso, la columna de agua solo puede cubrir una pequeña parte del agujero, lo que significa que la zona menos profunda, que no se enfría adecuadamente, podría generar un steam kick debido al aumento excesivo de temperatura. El steam kick ocurre cuando la presión y la temperatura en el pozo provocan que el agua se convierta en vapor y fluya hacia la superficie. Esta condición de pérdida de circulación se ilustra a continuación.

### Figura 12

*Condición de pérdida de circulación (izquierda) y pérdida de circulación con sección de alta temperatura (derecha)*



Nota: Pérdida de lodo en el yacimiento debido a las fracturas generadas natural e inducidamente.

Tomado y adaptado de (Purba et al., 2022).

**5.1.1.4 Peso de Lodo Insuficiente.** La insuficiencia en la presión hidrostática podría surgir debido a la falta de aporte proporcionado por el fluido de perforación necesario para mantener la operación de perforación. La variación en el peso del lodo puede originarse por una dilución accidental o contaminación con un fluido de menor densidad (Aramco, 2002). En el ámbito de la industria del petróleo y gas, el corte de gas puede afectar la densidad y la reducción hidrostática, dando inicio al kick. Aunque el corte de petróleo y agua salada también contribuye a la reducción, su impacto no es tan considerable como el corte de gas, dado que la densidad es mayor en comparación con la del gas (Aberdeen Drilling School, 2002; Aramco, 2002). Se presenta a continuación la condición de insuficiencia en el peso del lodo.

### Figura 13

*Condición de peso insuficiente del lodo*

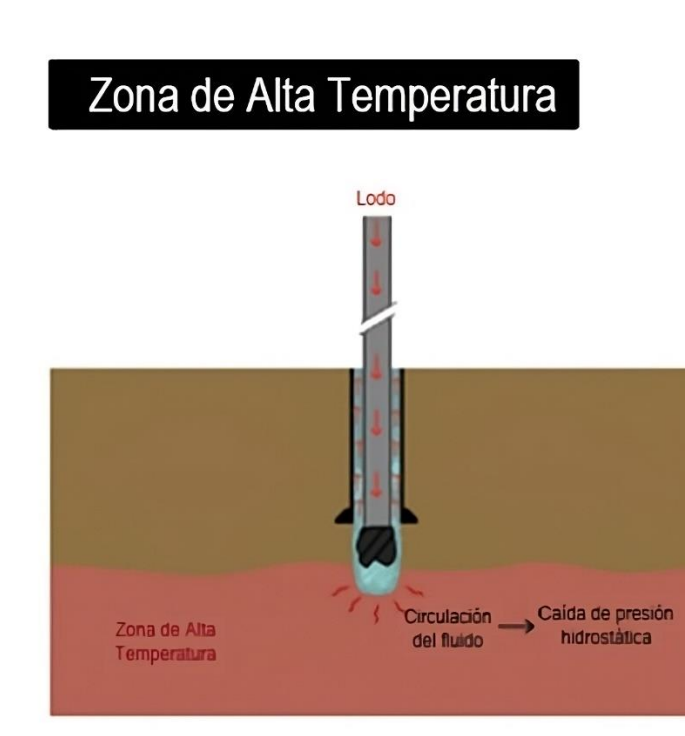


Nota: En la figura se muestra la condición de peso de lodo Tomado y adaptado de (Purba et al., 2022).

**5.1.1.5 Zona de Alta Temperatura.** La realización de perforaciones en ambientes de elevadas temperaturas presenta diversos desafíos, incluida la degradación de las propiedades del fluido de perforación. En el contexto de la perforación geotérmica, la temperatura elevada puede llevar a que el fluido de perforación alcance niveles suficientemente altos como para evaporarse al emerger en la superficie. La perforación en una zona caracterizada por temperaturas elevadas se ilustra en la Figura 14. Por ende, en la perforación geotérmica, resulta esencial llevar a cabo un monitoreo riguroso de la temperatura del fluido de perforación, abarcando tanto la temperatura de ingreso como la temperatura de salida (Finger & Blankenship, 2010).

### Figura 14

*Condición de zona de alta temperatura*



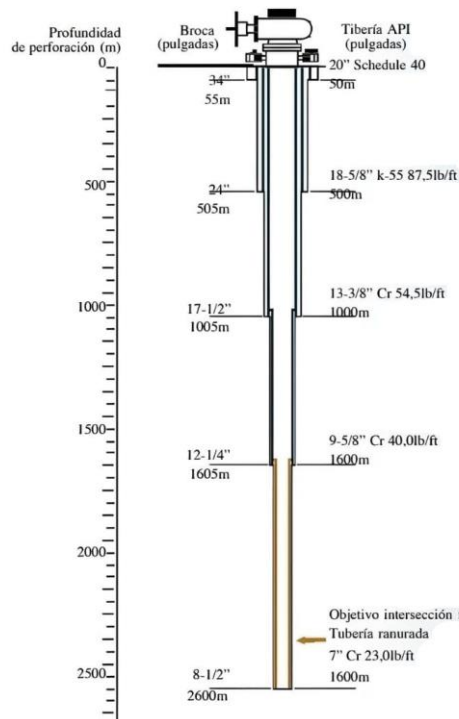
Nota: Yacimiento geotérmico con presencia de alta temperatura. Tomado y adaptado de (Purba et al., 2022).

## 5.2 Diseño del Pozo

El diseño de un pozo geotérmico es un proceso “de abajo hacia arriba”. La ubicación de la zona de producción determina la longitud total del pozo, y la tasa de flujo requerida determina el diámetro en la parte inferior del pozo; el perfil del pozo sobre la zona de producción se define al repetir el uso de secciones de revestimiento cada vez más grandes, según las consideraciones de geológicas o de perforación. Sin embargo, debido a los grandes diámetros en los pozos geotérmicos, los costos de revestimiento y cementación representan una parte relativamente grande del costo, y la capacidad de eliminar una sección de revestimiento tendría un impacto importante.

### Figura 15

*Diseño representativo de un pozo geotérmico*



Nota: La figura representa el diseño general de un pozo geotérmico. Tomado de Geothermal Drilling and Completions: Petroleum Practices Technology Transfer.

Para comprender los desafíos y las decisiones tomadas durante la perforación de un pozo, es esencial tener una comprensión detallada de la estructura de un pozo geotérmico básico. Para evitar que el agua subterránea poco profunda y los materiales no consolidados llenen el pozo, se instala un casing conductor. Se utilizan secciones de casing intermedio para facilitar la transición desde el casing conductor en la superficie hasta la sección de casing de producción. El casing de producción actúa como un conducto final para dirigir el fluido hacia arriba en el pozo. Las secciones de revestimientos ranurados permiten la entrada de fluido en el pozo mientras mantienen su estructura y evitan la entrada de desechos (Lohne et al., 2017). El revestimiento permanente del pozo, como se muestra en la imagen 15, se cementa en su posición. Para asegurar que el pozo no colapse, se construyen pozos con una serie de revestimientos de diámetros decrecientes a medida que aumenta la profundidad (Lentsch et al., 2015).

Factores de perforación, como el diámetro de la broca y la viscosidad del fluido de perforación, experimentan cambios a lo largo del proceso de perforación debido al crecimiento del diámetro del pozo con la profundidad (D. Lackner, comunicación personal, 4 de febrero de 2022). El diseño del pozo está vinculado a diversos factores que también influyen en la perforación, tales como la presión de formación, la viscosidad del fluido y la temperatura de formación, entre otros. A pesar de estas variaciones, tanto el diseño del pozo como la perforación requieren consideraciones similares en la fase de planificación, destacando la importancia de comprender el diseño previsto del pozo como parte integral de la planificación del proceso de perforación.

### **5.3 Herramientas de Perforación**

Las herramientas más comunes utilizadas en la perforación incluyen los componentes de la sarta de perforación y el conjunto de fondo, descritos a continuación:

#### **5.3.1 Brocas**

La herramienta de corte utilizada comúnmente en la perforación de pozos puede ser una broca de tipo rodillo-cono, que tritura y desgarrar la roca mientras los conos giran y sus dientes entran en contacto con áreas no rotas de manera sucesiva o una broca de arrastre, que corta la roca de manera similar a una herramienta que corta metal. Debido a la acción de corte, las brocas de arrastre son generalmente más eficientes que las brocas de rodillo-cono.

La mayoría de las brocas de rodillo-cono en la actualidad constan de tres conos, con dientes de acero fresados ver Figura 16 (1) que forman parte integral del cono o dientes de metal duro, generalmente de carburo de tungsteno ver figura 16 (2) , insertados en el cuerpo del cono de acero. El carburo de tungsteno, también conocido como carburo de wolframio, es un compuesto de tungsteno y carbono, que destaca por su extrema dureza y se emplea en diversas aplicaciones industriales, incluyendo herramientas de corte, brocas, insertos para maquinaria y otros productos que requieren resistencia y durabilidad. Aunque las brocas con dientes fresados son más económicas, son adecuadas solo para formaciones más blandas. Por otro lado, las brocas con inserciones se emplean en formaciones de dureza media a mayor, con dimensiones, formas, rodamientos y cantidad de inserciones ajustadas a las condiciones específicas de la perforación. Las brocas pueden equiparse con rodamientos de rodillos según las condiciones operativas, y se debe especificar rodamientos, sellos y lubricantes resistentes a altas temperaturas si se utilizan en perforaciones geotérmicas.

**Figura 16**

*Brocas con aleaciones para perforación geotérmica*



Nota: En la figura se observa los diferentes tipos de brocas para perforar yacimientos geotérmicos. Tomado de John Finger & Doug Blankenship, Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling. Sandia National Laboratories, California (2010).

La tecnología de las brocas de rodillo-cono es muy estudiada, con más de 100 años desde la primera patente que caracteriza a este tipo de broc. Desde la década de 1950, la investigación y desarrollo enfocado en las brocas de rodillo-cono ha experimentado cambios dirigidos hacia mejoras en los rodamientos y estructuras de corte más resistentes, según cuál sea el modo de falla dominante en ese período específico. Las brocas de rodillo-cono son preeminentes en la perforación de recursos geotérmicos debido a su durabilidad en rocas duras y fracturadas, que son características distintivas de estos depósitos. Dado que las brocas de arrastre logran la reducción de la roca mediante una acción de corte, exhiben una eficiencia superior a las brocas de rodillo-cono. En los primeros años de la década de 1980, las brocas de arrastre con cortadores

compactos de diamante policristalino (PDC) ver figura 16 (3) se popularizaron rápidamente debido a su capacidad para perforar de manera más rápida y tener una vida útil prolongada en formaciones de textura suave a mediana.

Como resultado, las brocas de arrastre, especialmente aquellas con cortadores compactos de diamante policristalino (PDC), se han convertido en dominantes en la perforación dentro de la industria del petróleo y gas. Una característica destacada de las brocas de arrastre utilizadas en la perforación geotérmica es que no cuentan con partes móviles. Esto significa que las restricciones relacionadas con la temperatura en los rodamientos, sellos y lubricantes no afectan su funcionamiento. Históricamente, las brocas PDC no tenían vida útil aceptable en formaciones duras o fracturadas, y se realizaron muchos esfuerzos para extender su uso a rocas más duras (Finger & Glowka, 1989; Hareland, 2009; Wise, 2003). En la industria geotérmica, se ha avanzado considerablemente en el desarrollo de estas brocas, y su aceptación está creciendo de manera gradual.

En Nueva Zelanda, las brocas PDC en tamaños como 8-1/2" (21,6 cm), 12-1/4" (31,1 cm), 16" (40,6 cm) se han utilizado cada vez más en los últimos años en campos geotérmicos. Según un informe, se han llevado a cabo 90 operaciones de perforación con el uso de 64 brocas en 40 pozos distintos (Wise, 2003). Durante la perforación con fluidos aireados, se observan temperaturas más elevadas en el fondo del pozo en comparación con el uso de lodo, lo cual resulta perjudicial para los sellos y rodamientos de las brocas de rodillo-cono. Aunque la tasa de penetración (ROP) con brocas de cortadores compactos de diamante policristalino (PDC) ha sido comparable a la de las brocas de rodillo-cono en la mayoría de los pozos, la vida útil de las

primeras es significativamente más prolongada. En formaciones mediana (con ROP de 1,5 a 50 m/h), con las brocas de rodillo-cono utilizadas en perforaciones aerotransportadas de alta temperatura pueden perforar 250 a 350 m por broca, mientras que las brocas PDC han sido reutilizadas para perforar 1000 m por broca, y algunas incluso han superado los 3000 m. Si una sola broca puede perforar intervalos completos, el desgaste en otras herramientas de fono de pozo (martillo, estabilizadores, collares y tubería de perforación) se convertirá en el criterio limitante en lugar de los cambios de broca que requieren el levantamiento del conjunto de perforación. Una amplia adopción de estas brocas más eficientes supondría un importante avance tecnológico.

### ***5.3.2 Toma de Núcleos***

La exploración de pozos se lleva a cabo generalmente porque, en muchas circunstancias, es más económica que la perforación rotativa en el mismo yacimiento. Sin embargo, hay otros beneficios significativos al obtener muestras de núcleo a lo largo de la profundidad del pozo. Dado que los yacimientos geotérmicos se producen principalmente a través de fracturas, es crucial conocer la densidad, espaciado y apertura de estas fracturas, ya que su combinación proporciona una medida de la transmisividad del yacimiento. La orientación de las fracturas (inclinación y dirección) también es relevante para determinar cómo deben perforarse direccionalmente los pozos de producción para interceptar el mayor número posible de fracturas. Aunque los registros de imágenes en pozos de producción de tamaño estándar pueden proporcionar información sobre las fracturas, estos registros son costosos y los instrumentos a menudo están limitados por las temperaturas que pueden soportar. Por otro lado, la perforación con wireline se realiza rutinariamente a temperaturas superiores a 200 °C, y el núcleo se puede

orientar de manera relativamente sencilla, siempre que la inclinación del pozo sea mayor de 5 grados desde la vertical. Aunque estas mediciones no siempre son necesarias, las muestras de núcleo también pueden proporcionar propiedades de la roca y la oportunidad de detectar alteraciones térmicas en la formación.

Muchos pozos de exploración se han perforado con plataformas de perforación de núcleo de tipo mineral, y esas brocas son completamente diferentes de las brocas de “perforación rotativa” descritas anteriormente. En un sistema de tipo mineral, la extracción del núcleo se realiza mediante la recuperación de un “tubo de núcleo” desde la herramienta inferior del BHA (Bottom Hole Assembly) utilizando Wireline, en lugar de extraer toda la sarta de perforación como se hace en la perforación de núcleos en campos petroleros. Esta metodología permite una recuperación más rápida del núcleo, aunque la velocidad de penetración en la perforación de núcleos suele ser baja. La mayor parte del volumen de roca extraído del agujero se presenta en forma de núcleo, y los recortes de roca son considerablemente más pequeños. Esto se debe a que prácticamente toda la perforación en rocas duras se realiza con brocas que tienen incrustaciones de diamante (ver Figura 17), lo que desgasta la roca.

**Figura 17**

*Broca de núcleo impregnada con diamante*



Nota: En la figura se muestra la broca de toma de núcleos. Tomado de John Finger & Doug Blankenship, Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling. Sandia National Laboratories, California (2010).

### ***5.3.3 Perforación por Percusión***

Las formaciones geotérmicas compuestas mayormente por rocas duras y fracturadas son muy adecuadas para la perforación por impacto porque hay poca o ninguna deformación plástica de la roca. La perforación por percusión utiliza un conjunto de pistón y yunque en el fono del pozo para aplicar cargas de impacto ya sea a una broca de rodillo-cono convencional o una broca de una sola pieza con incrustaciones de carburo de tungsteno (Figura 18). Los laboratorios Sandia investigaron la perforación por percusión a principios de la década de 1980 y demostraron una tasa de penetración (ROP) superior a 20 m/h en granito (Finger, 1984). Otros resultados mostraron que un martillo diseñado para operación con aire podía funcionar con espuma acuosa estable como fluido de perforación, lo que proporcionaba una mayor capacidad de transporte de recortes; y un martillo alimentado por aire fue operado a alta temperatura (200-

220 °C) durante más de 14 horas (su modo de fallo no parecía estar relacionado con la temperatura).

### **Figura 18**

*Percursor con incrustaciones de carburo de tungsteno*



Nota: Esta figura muestra el precursor que se usa en la industria geotérmica, muy similar a la que se usa igualmente en la industria petrolera. Tomado de John Finger & Doug Blankenship, Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling. Sandia National Laboratories, California (2010).

Todos los ensayos con martillos mostraron tasas de penetración mayores que la perforación convencional en condiciones comparables, pero los principales inconvenientes fueron el desgaste del medidor en las brocas de cabeza sólida, la necesidad de un control preciso del peso sobre la broca, la dificultad para recuperar equipos rotos y la necesidad de perforación con aire o espuma (incompatible con la perforación con lodo). Esta tecnología de perforación parecía prometedora para lograr tasas de penetración superiores, pero Sandia no logró despertar interés en la industria geotérmica para probarla en un ensayo de campo. En la perforación geotérmica, se han desarrollado y utilizado martillos de aire. Su implementación ha confirmado

altas tasas de penetración, pero también ha evidenciado los inconvenientes previamente mencionados.

A lo largo de los años, se han llevado a cabo varios esfuerzos para desarrollar martillos hidráulicos que operan con lodo o fluidos aireados, y algunos de esos desarrollos continúan hoy en día, pero aún no se ha demostrado un uso comercial exitoso. En vista del creciente interés en los sistemas geotérmicos de EGS (Enhanced Geothermal Systems), se espera que la dureza y profundidad de las formaciones perforadas aumenten. Por lo tanto, es necesario reexaminar el posible uso de martillos en este contexto .

#### ***5.3.4 Drill Pipe***

La selección de las especificaciones del Drill Pipe puede ser compleja en ciertos casos, pero las consideraciones principales son las siguientes:

- ***Resistencia:*** Los requisitos principales son la resistencia a la atracción y la resistencia torsional, para que el tubo pueda sacar la sarta de perforación del pozo (A menudo con cierto exceso de carga debido a puntos estrechos, o incluso tuberías parcialmente atascada) y pueda aplicar el torque necesario para girar la broca. En ciertos casos, la presión interna puede plantear problemas, y la resistencia a la reflexión es crucial en la perforación direccional. Los grados de resistencia más altos pueden ser vulnerables a la fragilización por sulfuro de hidrógeno. Además, el torque de perforación a menudo se ve limitado por las conexiones del tubo de perforación, por lo que las conexiones de alto torque pueden ser deseables.

- **Tamaño:** Dado que hay varias configuraciones de tubos que son lo suficientemente resistentes, un factor crucial en la selección del tamaño es la hidráulica. El diámetro interno del tubo debe ser lo suficientemente amplio para evitar una caída excesiva de presión en el fluido de perforación que circula. Además, es necesario que el diámetro interno del tubo permita el paso de cualquier herramienta de registro, y el diámetro externo de las conexiones de las herramientas en el tubo de perforación debe ser lo suficientemente pequeño para que se puedan utilizar herramientas de pesca en caso de problemas operativos.
- **Resistencia a la corrosión:** Numerosos fluidos que se originan en la formación son corrosivos, particularmente en el contexto de la perforación geotérmica. Existen diversas categorías de tubos de perforación específicamente diseñados con aleaciones para resistir ambientes corrosivos.
- **Presencia de  $H_2S$ :** En la mayoría de los sistemas geotérmicos, la presencia de  $H_2S$  requiere que el tubo de perforación sea adecuado para esta clase de servicio y cumpla con las normas NACE 0175, o el más restrictivo IRP 1 (IRP, 2008).
- **Resistencia al desgaste:** Dado que muchas formaciones geotérmicas son extremadamente abrasivas, el tubo de perforación tiende a desgastarse mucho más rápido que en otros tipos de perforación. En la perforación geotérmica, es común aplicar un recubrimiento (que consiste en capas de material resistente al desgaste, como carburo de tungsteno) en los diámetros exteriores de las juntas de herramientas. Sin embargo, es importante tener en cuenta que un recubrimiento demasiado duro también puede dañar la tubería si se perfora durante largos períodos de tiempo.

Debido al bajo valor del fluido (vapor o agua caliente), los pozos geotérmicos deben producir grandes volúmenes de fluido y tienen a tener un diámetro mayor que los pozos de petróleo y gas; los intervalos de producción geotérmica típicos tienen un diámetro de 21.9 a 34.0 cm. Contrario a los pozos de petróleo y gas, en la producción geotérmica, la extracción se lleva a cabo desde el agujero abierto o mediante un revestimiento ranurado, en lugar de utilizar tubing. Como resultado, tanto el tubo de perforación como la tubería suelen tener dimensiones mayores en comparación con los pozos de petróleo y gas a la misma profundidad.

### ***5.3.5 Bottom- Hole Assembly (BHA)***

Una sarta de perforación es relativamente flexible en comparación con su longitud (un modelo a escala, dimensionalmente, de una sarta de perforación de 3000 m es un trozo de alambre de acero, del grosor de un cabello humano, de un metro de longitud). El peso total de la sarta de perforación suele ser mucho mayor que la fuerza deseable en la broca, por lo que la capacidad de elevación de la plataforma detiene parte del peso de la sarta para controlar la fuerza de la broca. En la sarta de perforación, la parte superior está sometida a tensión, mientras que la parte inferior, que aplica fuerza a la broca, está en compresión. Perforar con el tubo de perforación relativamente delgado en compresión es probable que cause pandeo, por lo que es importante el punto neutral (donde el estrés de la sarta de perforación cambia de tensión a compresión) se encuentra dentro de los collares de perforación. El diámetro exterior de los collares se determina en función del espacio anular necesario entre los collares y el pozo. El diámetro interior se determina por consideraciones hidráulicas (lo suficientemente grande para evitar una caída excesiva de presión) y por la necesidad de pasar herramientas de registro, y posiblemente cargas explosivas lo suficientemente grandes como para cortar los collares si

quedan irremediablemente atascados. La longitud total es la necesaria para proporcionar el peso máximo esperado en la broca y capturar el punto neutral. Aunque se perforan agujeros de diámetro muy grande para la geotermia, el diámetro exterior de los collares de perforación suele estar limitado aproximadamente a 22.9 cm debido a las realidades prácticas de manipular herramientas de gran diámetro con el equipo actual de la plataforma.

Dado que la mayor parte del BHA (Bottom Hole Assembly) está sometida a compresión, experimenta cargas cíclicas más extremas y es más propensa a fallas que el tubo de perforación. El incremento de carga aumenta la vulnerabilidad de estos componentes al H<sub>2</sub>S (sulfuro de hidrógeno), por lo que es crucial prestar especial atención a las especificaciones del material. Se han desarrollado conexiones especiales con alivio de tensiones para reducir las tensiones cíclicas, pero aún se requiere realizar inspecciones frecuentes para prevenir fallos en el fondo del pozo. Aunque el tubo de perforación experimenta menos tensiones cíclicas, aún necesita inspecciones frecuentes, al igual que todo el BHA, si se quiere minimizar las fallas y las operaciones de pesca resultantes.

Elementos que comúnmente se incluyen en el BHA son:

- **Estabilizadores:** Los collares de perforación y otros elementos deben tener dimensiones menores que el diámetro del pozo para permitir el flujo de fluidos. Sin embargo, esta reducción en tamaño puede resultar en deflexiones laterales significativas. Esto puede producir vibraciones graves, así como cargas de fatiga elevadas en las conexiones de roscadas, por lo que se utilizan ampliamente estabilizadores que tienen un diámetro completo del pozo en costillas a lo largo de la

superficie exterior, pero dejan un camino de flujo entre las costillas (Ver figura 19), en múltiples puntos en y por encima de la sarta de perforación.

- **Reamers:** Cuando las brocas se desgastan, el agujero que perforan puede terminar siendo más estrecho que su tamaño original. Cuando se introduce una nueva broca, tiene que escariar el agujero más pequeño hasta el diámetro deseado, lo cual consume tiempo y provoca un desgaste prematuro en el diámetro exterior de la nueva broca, para ayudar a mantener el diámetro completo del agujero. Las formaciones geotérmicas con características abrasivas tienden a presentar este fenómeno más a menudo que las áreas de extracción de petróleo y gas convencionales
- **Shock Subs:** Cuando se perfora en formaciones geológicas resistentes o fracturadas, o en aquellas donde se alternan capas de roca blanda y dura, es común enfrentar cargas de vibración significativas. Un sub-amortiguador de impacto, también conocido como shock sub, se utiliza para reducir las vibraciones transmitidas a la parte superior del conjunto de herramientas de fondo de pozo (BHA) y la tubería de perforación.
- **Jars:** Cuando la sarta de perforación queda atascada en el pozo, a veces se puede liberar aplicando una fuerza de impacto mediante los jars. Si queda atascada mientras se baja, se golpea el tubo hacia arriba; si queda atascada mientras se sube, se golpea el tubo hacia abajo. Los jars liberan rápidamente la energía almacenada en la sarta de perforación al tirar hacia arriba, estirándola o dejándola caer y comprimiéndola. Existen dos tipos principales de jars: los mecánicos y los hidráulicos, pero ambos funcionan según el mismo principio. Aunque generalmente se utilizan al pescar, en la mayoría de los casos es preferible tener los jars ya en la sarta de perforación durante la

perforación. La ubicación adecuada de los jars en el conjunto de herramientas de fondo de pozo (BHA) es crucial para maximizar su eficiencia y evitar posibles fallas.

### **Figura 19**

*Diferentes tamaños de los estabilizadores*



Nota: En la figura se muestra los diferente tamaños de los estabilizadores para la perforación de pozos geotérmicos. Tomado de John Finger & Doug Blankenship, Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling. Sandia National Laboratories, California (2010).

### **5.4 Perforación Direccional**

Durante la perforación normal, el efecto de péndulo causado por los collares de perforación pesados tiende a mantener el pozo en posición vertical. Sin embargo, por diversas razones, a menudo es necesario guiar o dirigir la trayectoria del pozo en una dirección específica. Problemas institucionales, legales o topográficos pueden impedir que la plataforma de

perforación esté directamente sobre el objetivo geológico. Además, desde una perspectiva económica, perforar varios pozos desde un sitio preparado es beneficioso. Especialmente en el caso de pozos geotérmicos, es crucial que el pozo intercepte la mayor cantidad posible de fracturas en la formación geológica

La perforación direccional es una tecnología relativamente compleja y hay varias formas de perforar un pozo desviado, pero la más común es utilizar un motor en el fondo del pozo (impulsado hidráulicamente por el fluido de perforación que fluye a través de él) que gira la broca sin girar la sarta de perforación. Las herramientas actuales presentan una curvatura en la carcasa del motor cerca de la broca, desempeñando una función similar al “bent sub”. Sin embargo, esta curvatura permite que el conjunto gire para perforar en línea recta o se deslice para perforar en una dirección específica. Las dificultades inherentes a la perforación direccional se intensifican en pozos geotérmicos debido a que tanto las herramientas electrónicas utilizadas para controlar y estudiar la trayectoria del pozo como los elementos elastoméricos en los motores son susceptibles a altas temperaturas. Aunque ha habido avances en ambas áreas, todavía es un desafío técnico frecuente

Debido a que los motores de desplazamiento positivo y las herramientas de medición no son confiables a altas temperaturas, la mayoría de las correcciones se realizan a profundidades donde la formación aún está más fría que  $175^{\circ}\text{C}$ . Se han demostrado turbinas de alta temperatura y las compañías de servicios han comenzado recientemente a ofrecer motores de desplazamiento positivo de alta temperatura (PDM); esta tecnología es relativamente nueva, pero podría ser un activo significativo para la perforación geotérmica. Si se produce una pérdida moderada de fluido mientras se perfora con motores de lodo, la adición de lodo fresco a veces

hace posible continuar perforando durante la vida útil de la broca en un pozo caliente. Cuando los motores fallan debido a la alta temperatura, a menudo ocurre durante los viajes de regreso al pozo. La capacidad de una unidad de accionamiento superior para circular mientras se baja o se sube del pozo es una ventaja significativa para este método de operación. La electrónica de alta temperatura para herramientas de dirección también puede ser un problema, pero existen tecnologías para operar componentes electrónicos sin protección por encima de los 260°C (Normann & Henfling, 2006).

Además de las limitaciones de temperatura, los motores en el fondo del pozo a veces restringen los parámetros de perforación, como la carga sobre la broca (WOB) y la hidráulica que se puede utilizar. Los motores también pueden ser el punto débil mecánico en un conjunto de herramientas de fondo de pozo (BHA), lo cual es relevante al perforar a través de formaciones geológicas agresivas. A medida que el trabajo direccional se vuelve más extenso, la sarta de perforación experimenta un aumento en el torque y el arrastre. Esto puede convertirse en un problema grave y limitar la profundidad del pozo. El método direccional primario utilizado en la actualidad es un motor de lodo con un “bent housing”. Este motor se desliza durante parte de un intervalo de 30 pies y rota durante otra parte del mismo intervalo, creando un pozo con una trayectoria ondulada que experimenta mayores fuerzas de torque y arrastre. Además, se suman los pliegues causados por cambios en la dureza o la estratificación de las formaciones geológicas, junto con una baja lubricidad si el pozo se perfora con agua en lugar de lodo. Aunque existen herramientas de perforación de corrección continua que pueden perforar un pozo con trayectoria normal, estas herramientas fueron desarrolladas originalmente para aplicaciones en petróleo y gas y suelen ser más costosas que los motores con “bent housing”. Sin embargo, cada

vez se utilizan más en pozos geotérmicos, especialmente en áreas donde los pozos cercanos han enfrentado dificultades.

### **5.5 Well Control en Perforación Geotérmica**

Además de la presión hidrostática generada por el fluido, el BOP es el equipo principal empleado para regular la presión en el pozo durante la perforación. Aunque esta tecnología de control de pozos ha sido utilizada durante un extenso periodo en la industria petrolera y ha sido incorporada por la industria geotérmica, existen diversos aspectos a tener en cuenta al adaptar el método de control de pozos para su aplicación en pozos geotérmicos, los cuales se pueden detallar de la siguiente manera.

#### ***5.5.1 Clasificación de la Temperatura***

Como se mencionó previamente, los pozos geotérmicos suelen estar expuestos a temperaturas de fluido más elevadas que los pozos petroleros. Cuando se produce un reventón, generalmente el fluido geotérmico fluye hacia la superficie a una velocidad mayor que la circulación del fluido de perforación, lo que dificulta su enfriamiento (DeLong et al., 2014). Esto resalta la importancia de que el equipo de prevención de reventones (BOP) utilizado en la perforación geotérmica tenga propiedades adecuadas para soportar altas temperaturas. En el diseño de todo el equipo de control de pozos para pozos geotérmicos, se debe priorizar la consideración de la temperatura más que la presión.

### ***5.5.2 Material y Disponibilidad del Fluido***

En la mayoría de los casos de control de pozos en la industria petrolera, se asocia con una presión de gas mayor que la columna hidrostática del pozo. Para compensar la falta de presión en el fondo del pozo, el perforador suele incrementar el peso del lodo para equilibrar o contrarrestar la presión del fluido de formación (ya sea gas o petróleo). Esto implica que el equipo en el lugar de perforación debe tener suficiente suministro de lodo para anticipar situaciones de control de pozos. El proceso de aumentar el peso del lodo se puede realizar mientras el pozo está cerrado utilizando el BOP. El requisito de suministro de agua se puede estimar según el volumen de lodo de matanza necesario para llenar el pozo más un margen, basado en las políticas de la empresa.

En el contexto de la perforación geotérmica, la presión del fluido en el pozo está relacionada con el aumento de la temperatura del fluido. Por lo tanto, el enfoque para el control de pozos difiere del utilizado en la perforación de pozos petroleros. Cuando se produce un reventón, el fluido de formación (generalmente vapor caliente) pierde presión debido a la disminución de temperatura. Para abordar esto, el perforador debe tener la capacidad de bombear agua fría al pozo para reducir la temperatura del fluido y, finalmente, controlar el reventón. Este método de control de pozos requiere un suministro constante de agua, una bomba confiable y una clasificación de temperatura adecuada para el (BOP).

### **Tabla 2**

*Resumen comparación entre el sistema petrolífero y geotérmico*

<b>Parámetros</b>	<b>Petróleo</b>	<b>Geotérmico</b>
Fuente Energética	Roca con alto contenido orgánico madurado	Cámara de magma del cuerpo plutónico de intrusión superficial
Migración de fluidos	Vertical y lateral	Vertical y lateral
Roca sello	Formación impermeable (lutita)	Capa de arcilla
Trampa	Trampa estratigráfica y/o estructural	No aplicable para el sistema geotérmico
Formación de rocas	Principalmente capa sedimentaria de arenisca/lutita, en varias áreas también penetra la roca del basamento (granito)	Principalmente roca ígnea y metamórfica (por ejemplo, Andesita, riolita y diorita)
Presión del reservorio	Alta (puede alcanzar hasta 90 MP o 13053.4 psi)	Relativamente baja, podría ser menor que la presión hidrostática
Temperatura del reservorio	Puede llegar hasta 200°C, pero en su mayoría es relativamente menor	Temperaturas generalmente altas (aproximadamente 160°C a más de 300°C)
Fluidos de perforación	Base bentonita y otros aditivos	Principalmente usando lodo aireado con agua o agua con mezcla de aire o nitrógeno debido a la severa pérdida de circulación encontrada
Brocas de perforación	Típicamente cortador policristalino (PDC)	Brocas de cono de rodillo o brocas de arrastre con incrustaciones de diamante
Orientación de perforación	Vertical, desviada, horizontal	Generalmente vertical o en tipo J; es poco usual la perforación horizontal por pérdida de energía durante la producción
Casing	Revestimiento de producción	Revestimiento de gran diámetro pre-perforado ranurado.
Cementación	Protección del revestimiento contra la corrosión por hidrocarburos	Limitar la transformación/deformación del revestimiento debido a la alta temperatura; prevenir la fatiga térmica
Completamiento	Perforación y limpieza con agua salada NaCl	Instalación de revestimiento ranurado y limpieza con salmuera o estimulación usando aire
Drill Pipe	El material preferido es el aluminio y el acero porque crean productos compactos de paredes delgadas pero duraderos.	Se utiliza generalmente tubos de perforación de aleación de aluminio (ADP) porque soporta altas temperaturas.
Drill Collar	Tubos de acero de paredes gruesas que proporcionan fuerza para romper la roca	Los drill collar de perforación de aleación de aluminio y compuestos pueden ayudar a manejar altas

temperaturas y aguas altamente salinas

BHA	Proporciona control direccional del pozo y soporta condiciones mecánicas hostiles.	Se encuentra en desarrollo de nuevas tecnologías para mejorar la tasa de penetración y manejar altas temperaturas.
-----	--	--

Nota: Comparación entre un sistema petrolífero y geotérmico. Modificado de (M. Umam et al., 2018)

**Tabla 3**

*Similitud de Yacimientos geotérmicos y petrolíferos*

<u>Yacimiento Geotérmicos</u>	RECURSOS IDENTIFICADOS			RECURSOS NO DESCUBIERTOS	
	DEMOSTRADOS		INFERIDOS	GRADO DE PROBABILIDAD	
	MEDIDOS	INDICADOS		HIPOTÉTICOS	ESPECULATIVOS
<b>BASE DE RECURSOS ACCESIBLE</b>	<b>BASE DE RECURSOS ÚTIL</b>		ECONÓMICOS		RESERVAS
			SUB-ECONÓMICOS		RECURSOS
			RESIDUALES		RECURSOS RESIDUALES
		OTROS INDICIOS		INDICIOS NO CONVENCIONALES Y DE MALA CALIDAD	

<u>Yacimientos de Hidrocarburos</u>			
		PRODUCCIÓN	Madurez del proyecto Sub-Clases
<b>ETRÓLEO TOTAL INICIALMENTE EN SITIO (PIIP)</b>	<b>PIIP DESCUBIERTO SUB-COMERCIAL COMERCIAL</b>	<b>RESERVAS</b>	En producción
			Aprobado para el Desarrollo
			Justificado para el Desarrollo
			Desarrollo Pendiente
	<b>SUB-COMERCIAL</b>	<b>RECURSOS CONTINGENTES</b>	Desarrollo En Espera
			Desarrollo Sin Definir
			Desarrollo No Viable
			<b>NO RECUPERABLE</b>
	<b>PIIP NO DESCUBIERTO</b>	<b>RECURSOS PROSPECTIVOS</b>	Prospecto Exploratorio
			Área de oportunidad Exploratoria
		Concepto Exploratorio	
		<b>NO RECUPERABLE</b>	

Nota: Similitud de Yacimientos geotérmicos y petrolíferos. Modificado de (M. Umam et al., 2018)

**Tabla 4***Cuadro comparativo de energías renovables*

<b>Tipos de Energía Renovable</b>	<b>Tipos</b>	<b>Económico</b>	<b>Impacto Ambiental</b>	<b>Características Clave</b>
<b>Hidroeléctrica</b>	Represas	Extremadamente competitivo cuando hay agua adecuada disponible; de lejos la energía renovable más utilizada	La construcción de presas altera la hidrología resultando en desplazamiento de población y costos ambientales	Proporciona energía de línea base confiable
<b>Solar</b>	Fotovoltaica, Termica Solar	Altos costos iniciales luego prácticamente gratis	Podría ocupar una gran área de tierra	Intermitente; la térmica solar puede proporcionar energía de línea base
<b>Eólica</b>	Turbinas	Altos costos iniciales luego prácticamente gratis	Puede dañar a las aves y murciélagos. Impacto visual.	Solo intermitente
<b>Biocombustibles</b>	Etanol, Biodiesel, Biomasa de Algas	Costos continuos para producir	Se necesita energía para crear. Desplaza tierras que pueden ser utilizadas para alimentos o áreas silvestres.	Utilizado principalmente para transporte; la biomasa puede proporcionar electricidad
<b>Geotérmica</b>	Bombas de Calor, Plantas, EGS (solo experimental)	Costos iniciales extremadamente altos, luego prácticamente gratis.	-	Proporciona energía de línea base confiable.
<b>Ondas &amp; Mareas</b>	Generador de Turbina, Ariete Hidráulico	Alto costo inicial. Solo comenzando el desarrollo.	Puede interrumpir los caladeros y la navegación.	Todavía experimental. Intermitente (pero más predecible que el viento)

Nota: Cuadro comparativo de energías renovables. Modificado de Ethan Goffman, Geothermal Energy: Drilling Beneath the Surface of Our Energy Dilemma (2009).

Un conjunto de fuentes de energía renovable, como la geotérmica, la solar, la hídrica y la eólica, tiene el potencial teórico de satisfacer miles de veces las necesidades energéticas de la humanidad de manera limpia y renovable. Sin embargo, para lograrlo de manera eficiente, se requeriría una combinación de recursos adaptados a las condiciones locales y al desarrollo tecnológico. Aunque la implementación inicial puede ser costosa, una vez en funcionamiento, estas tecnologías podrían proporcionar energía a largo plazo a un costo reducido. Es importante destacar que muchos tipos de energía renovable, especialmente la solar y la eólica, son intermitentes, lo que significa que, hasta que se resuelva el desafío del almacenamiento, solo pueden cubrir parte de las necesidades energéticas. No obstante, dos recursos, la energía geotérmica y la solar, son capaces de proporcionar una base constante de energía las 24 horas del día. Además de los costos iniciales, otro obstáculo significativo para estos dos recursos es su viabilidad en ubicaciones específicas.

Otro aspecto para considerar es la diferencia entre el uso de electricidad y el transporte. En el caso del transporte, solo los biocombustibles, como el etanol o el biodiesel, pueden utilizarse directamente. Por otro lado, las fuentes de energía renovable que generan electricidad deben recolectarse y almacenarse en baterías para su uso en vehículos, y la tecnología actual para hacerlo es costosa y compleja (aunque hay excepciones, como los sistemas de metro que utilizan electricidad mediante transmisión directa). A pesar de que todas las fuentes de energía alternativa deben ser consideradas, la geotermia, en comparación con la energía solar, eólica y los biocombustibles, ha sido subestimada en gran medida por los medios de comunicación. Aunque la tecnología geotérmica está bien desarrollada, su potencial aún no se ha aprovechado al

máximo. Dada la creciente crisis ambiental global y la dificultad cada vez mayor para encontrar y extraer combustibles fósiles, las fuentes de energía limpia y natural, como la geotermia y otras fuentes renovables, están siendo objeto de una intensa investigación y desarrollo para abordar los problemas ambientales y satisfacer nuestras necesidades energéticas.

## **6. Diseño Para la Perforación de Pozos Geotérmicos En Colombia**

La planificación y el desarrollo de proyectos geotérmicos son tareas complejas que requieren la colaboración de expertos competentes en diversas áreas y una gestión de proyectos bien estructurada con roles y responsabilidades claramente definidos. Los aspectos claves para la buena práctica de estos proyectos son dos: el primero, el riesgo de exploración, que afecta todos los proyectos de sistemas hidrotermales, debe minimizarse mediante un análisis especializado sólido y pronósticos basados en modelos para el sistema de reservorio. El segundo, deben encontrarse consumidores para la energía térmica producida. Es fundamental no instalar un sistema geotérmico sin tener contratos con consumidores o compradores para la energía térmica generada. La cantidad de energía térmica que se puede convertir en energía eléctrica siempre es una pequeña fracción de la energía total producida. Por lo tanto, la mayor parte de la energía generada debe venderse a clientes que requieran calefacción. En consecuencia, la ubicación de posibles plantas geotérmicas está fuertemente influenciada por la presencia de consumidores existentes o futuros, como redes de calefacción urbana o industrial, además de las condiciones geológicas.

**Figura 20***Mapa potencial geotérmico en Colombia*

Nota: En la imagen anterior se observa las diferentes zonas de interés para la exploración de energía geotérmica. Imagen tomada del Servicio Geológico Colombiano – Grupo de Investigación Geotérmica (2024).

A continuación, se realizará una breve lista con la estructura y elementos clave de trabajo para el desarrollo de un proyecto geotérmico.

### 6.1 Estudio Preliminar

El estudio preliminar establece y describe el objetivo y propósito del proyecto, a partir de los cuales se determina el tipo de uso geotérmica.

### 1.1 Objetivos del proyecto

### 1.2 Contexto geológico

- Datos disponibles (compilaciones de datos, geología general, perfiles sísmicos y pozos, pruebas hidráulicas y datos de flujo de calor).
- Estructura geológica del subsuelo (secciones a lo largo del área de estudio, interpretación de secciones sísmicas).
- Profundidad y espesor de los acuíferos.
- Primera estimación de la temperatura en acuíferos objetivo-potenciales.
- Conductividad hidráulica, rendimiento posible.
- Composición química del agua termal en diferentes reservorios objetivo.
- Reglamentaciones mineras locales, concesiones mineras, licencias de operación.

### 1.3 Concepto de utilización de energía.

- Calefacción urbana planificada y existente (municipio, comunidades, empresas de energía local, definición del calor que proporcionará la instalación geotérmica)
- Producción de energía eléctrica (opcional, si se desea).

### 1.4 Concepto técnico aproximado de la planta de energía geotérmica

- Diferentes sistemas técnicos (distancia de pozos, desviaciones laterales).
- Diseño de construcción de pozos (necesario para una primera estimación de costos).
- Instalación en la superficie, concepto de planta de energía.

1.5 Calcular los costos, comprender el concepto financiero y asumir la responsabilidad económica.

## **6.2 Estudio de viabilidad**

### 2.1 Análisis de costos, inversión y financiamiento.

- Incluye exploración y la preparación de pozos e instalaciones subterráneas.
- Considera los costos operativos, gastos e ingresos, y realiza análisis de rentabilidad y eficiencia de costos.

### 2.2 Análisis integral de riegos.

- Cuantifica los riegos asociados con la exploración.
- Realiza un análisis ecológico y estudia el balance ecológico.
- Análisis de rentabilidad, estudios de eficiencia de costos.

## **6.3 Exploración**

3.1 Encargar a una empresa de consultoría para gestionar el proyecto.

3.2 Solicitar los derechos de exploración a la autoridad minera local.

3.3 Completa la exploración geofísica con una firma especializada competente.

3.4 Define el concepto de perforación siguiendo los requisitos legales de las autoridades.

3.5 Lanzamiento de una convocatoria para la perforación inicial, elaboración de un plan.

3.6 Ejecución de la perforación y prueba inicial del pozo.

3.7 En caso necesario, implementación de medidas de estimulación.

3.8 Evaluación de viabilidad.

## **6.4 Desarrollo**

4.1 Convocatoria para la perforación del segundo pozo, desarrollo de un plan.

4.2 Ejecución de la perforación y prueba del segundo pozo.

4.3 Si es necesario, ejecutar medidas de estimulación

4.4 Construcción de instalaciones en la superficie y una planta geotérmica

4.5 Aseguramiento del área de la licencia en la autoridad minera local.

4.6 Operación de la planta, producción de agua termal, energía térmica y eléctrica.

Las fases 1 hasta la 3.5 (convocatoria exploración) involucra todos los elementos de trabajo previos a la perforación para desarrollar un depósito hidrotermal. Los pasos clave incluyen obtener la concesión de exploración de las autoridades mineras locales y determinar la ubicación de perforación. Ambos procesos se basan en una evaluación sólida del potencial geotérmico del sitio de interés. Esto implica analizar datos geológicos existentes y, igualmente importante, desarrollar conceptos para la utilización de la energía geotérmica en redes de calefacción locales y distritales, así como para la generación de energía eléctrica. Además, es necesario establecer acuerdos de seguro y, lo más crucial, asegurar respaldo financiero.

Las fases 3.6 a 3.8 determinan la viabilidad de la perforación en función de los objetivos del proyecto. Si el pozo no cumple con los criterios de éxito según las condiciones del proyecto, aún podría ser útil para un proyecto geotérmico alternativo u otros propósitos. Sin embargo, esta utilización difiere del concepto original debido a las diferencias en la situación geológica y geotérmica en comparación con las predicciones basadas en la exploración previa a la perforación. Quizás, y mucho más común, el rendimiento o la temperatura del agua termal es más bajo de lo esperado. Aun así, el agua producida posiblemente se pueda usar para alimentar un balneario termal (con éxito), pero no para la producción de energía eléctrica como se pretendía originalmente.

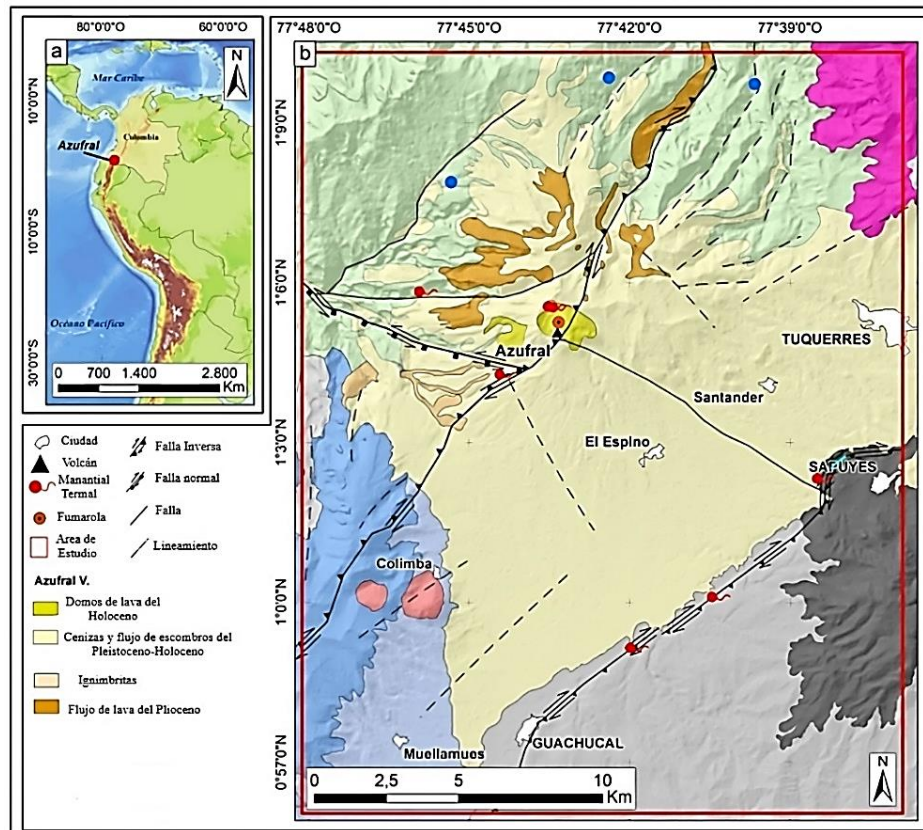
En caso de que el primer pozo sea exitoso, el proyecto avanza con la convocatoria para la perforación del segundo pozo, junto con investigaciones adicionales de índole geofísica, hidráulica e hidroquímicas (Fase 4). Es importante que el pozo de producción y el pozo de inyección cumplan con la distancia mínima planificada para que el agua termal producida mantenga su temperatura original a lo largo de toda la vida útil del sistema. El objetivo es establecer una circulación de agua termal con un rendimiento y temperatura adecuados. Para lograrlo, se requieren pruebas de producción, medidas de estimulación si es necesario y una investigación exhaustiva de la hidroquímica para prevenir incrustaciones y corrosión. El desafío de esta fase del proyecto también incluye la tensión en el equipo de perforación y en la técnica de perforación, los requisitos de los materiales de ingeniería del pozo y el equipo de bombeo. Las decisiones sobre la tecnología adecuada para la planta de energía y la ingeniería de la planta también se toman sobre la base de los datos hidráulicos y las propiedades hidroquímicas del agua termal.

## **7. Caso Estudio de factibilidad de perforación pozo geotérmico en Colombia**

Acorde a los analizado en el capítulo 3 de esta tesis sobre el potencial de recursos geotérmicos en Colombia, el caso de estudio se desarrollará sobre el volcán Azufral situado en el departamento de Nariño.

## 7.1 Volcán Azufral

El volcán Azufral (o el Gran Chaitán, su nombre indígena) se encuentra en la Cordillera Occidental a una latitud de  $1^{\circ}05' N$  y una longitud de  $77^{\circ}43' W$ , a 12 km al oeste de Túquerres, en el departamento de Nariño, suroeste de Colombia (Figura 21). La ladera está a unos 2500 m.s.n.m. (metro sobre el nivel del mar) y la elevación más alta es de 4070 m.s.n.m. La extensión del sistema hidrotermal parece alcanzar hasta el volcán Pajablanca, situado aproximadamente a 15 km al sureste. La importancia del sistema geotérmico en el volcán Azufral fue destacada como una prioridad significativa a nivel nacional. En el año 2000, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) dio luz verde a un proyecto destinado a realizar estudios de prefactibilidad en Azufral. El presupuesto asignado a este proyecto de cooperación técnica no reembolsable ascendió a 1.5 millones de dólares estadounidenses, financiados por el Fondo Fiduciario Japonés para Servicios de Consultoría (JCF). La propuesta inicial fue presentada por el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (INEA), que posteriormente fue liquidado. El proyecto ANT/JC-6902-CO (Bank InterAmerican Development, 2000) fue designado para ser ejecutado por el Servicio Geológico Colombiano, anteriormente conocido como INGEOMINAS; lamentablemente, debió ser cancelado tras completarse el proceso de licitación y adjudicación a la empresa consultora. Desde 1998, el Servicio Geológico Colombiano (SGC) inicio la revisión de la información y actividades técnicas para producir el mapa geológico (Calvache et al., 2003). Posteriormente, a partir de 2006, se llevaron a cabo otras actividades y estudios sobre la alteración hidrotermal, geofísica y geoquímica de los fluidos, en el marco del Proyecto de Exploración Geotérmica.

**Figura 21***Ubicación del volcán Azufra*

Nota: En la figura se observa el mapa generalizado del volcán Azufra. Tomado y adaptado de (Olvera, et al., 2023). Expert-driven play Fairway Analysis applied to the Azufra Volcano Geothermal Area in southwestern Colombia. *Geothermics*, 115, 102827. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102827>.

## 7.2 Marco Geológico

El Volcán Azufra es una estructura con un cráter de 2\*3 km de diámetro y domos exógenos en su interior, que se construyó sobre edificios volcánicos que produjeron importantes flujos de lava (Bechon & Monsalve, 1991) y gruesas capas de ignimbritas. Aunque el Azufra no

tiene informes de actividad histórica, se considera un volcán activo según la edad de sus depósitos, que varía entre 17500 y 280 A.C. sus manifestaciones hidrotermales superficiales activas (manantiales termales, fumarolas y domos) y erupciones hidrotermales recientes (Bechon & Monsalve, 1991; Calvache et al., 2003; Torres et al., 2001). Conforme a (Bechon & Monsalve, 1991), se plantea que, al menos, una estructura volcánica ancestral vinculada al cráter andesítico al norte de la caldera actual serviría como la base del actual edificio volcánico. La base del volcán está compuesta por rocas metasedimentarias de la época del Cretácico Inferior (Grupo Dagua) y rocas volcánico-sedimentarias de la época del Cretácico Superior (Grupo Diabasic); estas formaciones rocosas se encuentran expuestas al noroeste del volcán. Las rocas intrusivas del Cretácico Superior al Neógeno, como granodioritas, granitos y dioritas cuarzosas, también afloran en la misma dirección.

Algunos de los aspectos geológicos más destacados en relación con el sistema geotérmico incluyen la composición riolodacítica de los depósitos mencionados. Esta composición exhibe una mayor diferenciación del magma en comparación con los volcanes cercanos de composición andesítica, indicando un mayor tiempo de interacción del magma con la corteza, lo que extiende la anomalía térmica. La presencia de domos riolodacíticos jóvenes (aproximadamente 4000 años) resalta la aportación de nuevo magma y calor superficial. Los depósitos de oleadas piroclásticas señalan la presencia abundante de agua, probablemente proveniente de un reservorio geotérmico. Las gruesas lavas e ignimbritas soldadas, asociadas con antiguas estructuras volcánicas de Azufra y otros volcanes cercanos, podrían albergar un reservorio geotérmico con permeabilidad secundaria. Los flujos piroclásticos alterados y los depósitos de oleadas podrían desempeñar el papel de roca sello para el reservorio.

La Cordillera Occidental se destaca por la presencia de fallas activas y potencialmente activas que transcurren paralelas al sistema de Romeral, entre las Cordilleras Central y Occidental, a lo largo del Valle del Cauca-Patía. Aunque estas fallas, en su mayoría, presentan un carácter predominantemente inverso, en la región donde se ubica el Volcán Azufral, muestran una orientación NNE con un desplazamiento dextral, (Taboada et al., 1998). La Falla Cauca-Patía, también conocida como Falla Cali-Patía, forma parte de este sistema. Esta estructura atraviesa el cráter del Volcán Azufral, está parcialmente cubierta por sus depósitos piroclásticos y, más al sur, cruza los edificios volcánicos de Cumbal, Chiles-Cerro Negro, extendiéndose hasta Ecuador (Gonzalez et al., 2002). Por otro lado, la Falla Muellamués, que discurre en paralelo hacia el este de la Falla Cauca-Patía, es una estructura de carácter normal que delimita la base del edificio volcánico. Asimismo, la Falla Guachucal, con orientación NE-SW, controla el curso del Río Sapuyes. Esta falla, caracterizada por su naturaleza de deslizamiento puro a deslizamiento lateral extensional de sur a norte (Velandia et al., 2006), parece influir en la extensión lateral este del sistema geotérmico.

La Falla El Diviso – Túquerres consiste en dos lineamientos paralelos en dirección noroeste-sureste, identificados mediante análisis de sensores remotos (Gonzalez et al., 2002), cuya importancia se deriva de su intersección con la Falla Cauca-Patía que conduciría al surgimiento del Volcán Azufral. Dos estructuras locales adicionales, conocidas como Tercán-Chimangual y Azufral-Sapuyes, y que siguen una dirección noroeste-sureste, se sitúan al oeste y al este del volcán, respectivamente, y podrían desempeñar un papel crucial en la circulación del agua geotérmica. En particular, la Falla Tercán-Chimangual, cuya existencia ha sido identificada a través de técnicas geofísicas, conecta dos manantiales termales homónimos. Existe la

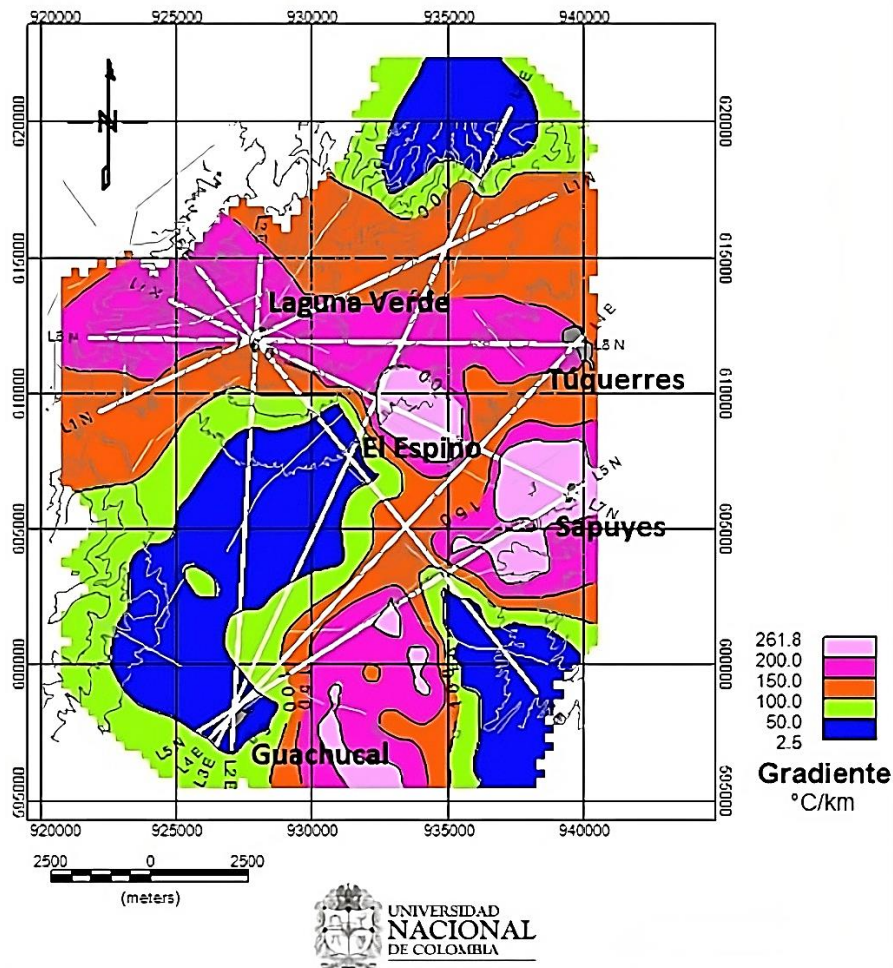
posibilidad de que esta falla, que podría considerarse como sintética, tenga alguna relación con la línea sur de la Falla El Diviso-Túrquerres.

### ***7.2.1 Dimensión del Reservorio Geotérmico***

Basándose en los mapas de los gradientes geotérmicos estimados (Figura 22) y el flujo de calor en la región, se puede hacer una estimación del tamaño del posible recurso geotérmico. En este caso, se calculó un área aproximada de la zona con el mayor flujo de calor, excluyendo la parte de la alta topografía de Azufral. Por lo tanto, el área aproximada del polígono El Espino, Túquerres, Sapuyes es de 57 km<sup>2</sup> y el área aproximada del polígono ubicado al este de Guachucal es de 37 km<sup>2</sup>. Los mapas indican que, en estos polígonos, la isoterma se encuentra a profundidades entre 4 km y 6 km, y que los gradientes geotérmicos están entre 150°C/km y 200 °C/km, lo que sugeriría un reservorio de temperatura alta. Estas estimaciones estarían en línea con lo encontrado por los geotermómetros, ya que según (Rodríguez & Gutiérrez, 2017), la temperatura máxima estimada para el reservorio basada en los geotermómetros acuosos está por encima de 230°C, y la temperatura mínima probable más confiable, indicada por el geotermómetro de cuarzo, está entre 150°C y 180°C.

**Figura 22**

Mapa de isolíneas del gradiente geotérmico en la zona del volcán Azufral



Nota: La figura representa el gradiente geotérmico del volcán Azufral donde se pueden encontrar altas temperaturas. Tomado de (Ponce, 2013). Exploración de Recursos Geotérmicos del Volcán Azufral a partir de la Interpretación de Anomalías de Campos Potenciales. *Universidad Nacional de Colombia, Geofísica, 96*. <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/han>.

### 7.2.2 Modelo de permeabilidad

Para la construcción del modelo de permeabilidad, se empleó un método de simas ponderadas para integrar las capas de evidencia raster que representan los indicadores de permeabilidad. Inicialmente se asignó un peso entre 0 y 1 a cada capa de evidencia en función de la relación conocida entre las características geológicas y los sistemas geotermales (basándose en datos publicados y experiencia del geocientífico involucrado en el análisis), la calidad de los conjuntos de datos, y la influencia inferida de las características geológicas en la aparición de manantiales termales en el área de estudio (Tabla 5).

**Tabla 5**

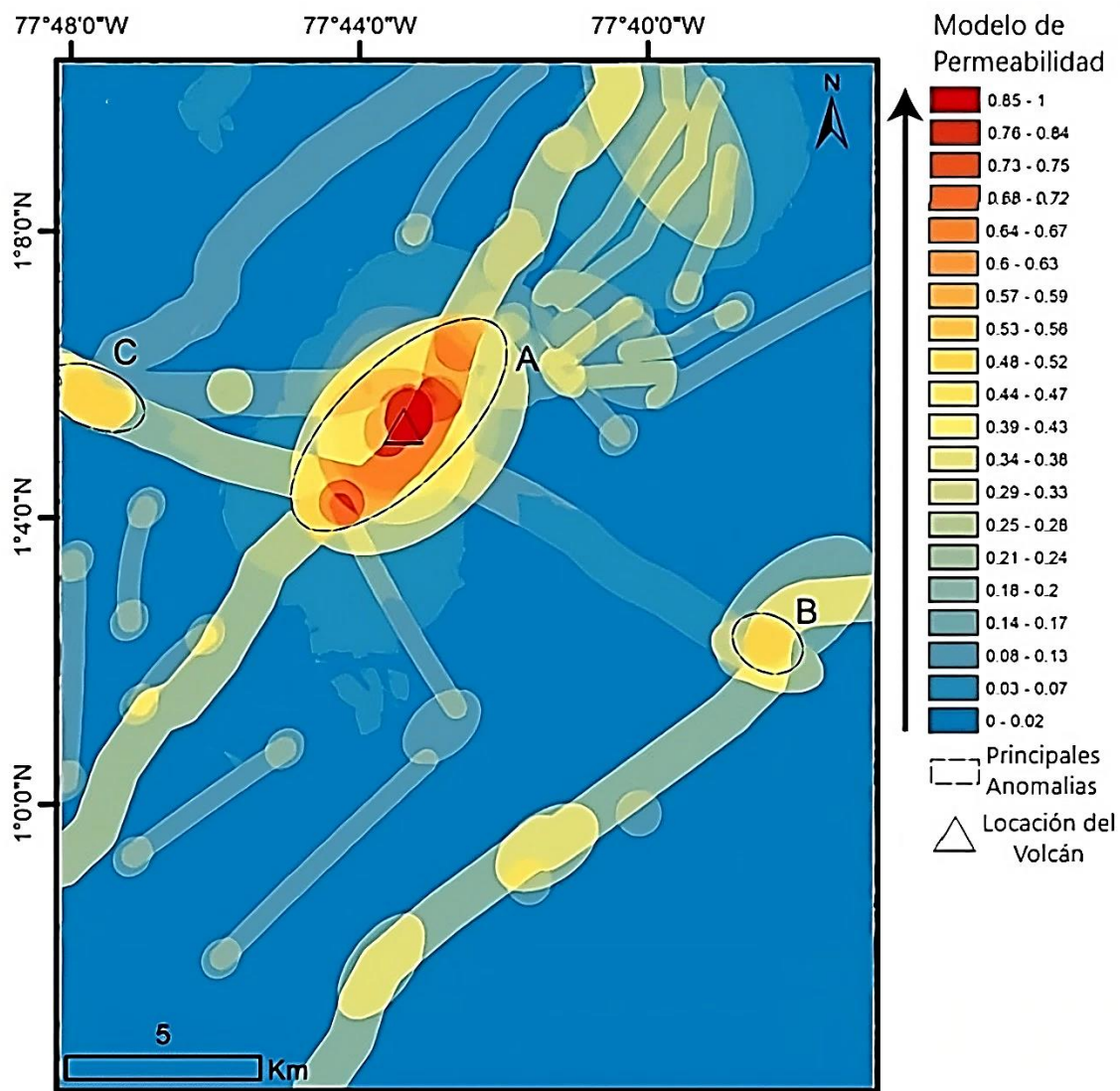
*Indicadores de permeabilidad zona volcán Azufra*

Permeabilidad aproximada	Tipo de Datos	Categoría de Datos	Peso	Buffer o Interpolación	Ponderación de la Capa de Evidencia en el Modelo de Permeabilidad	Contribución Relativa de la Capa de Evidencia al Modelo de Permeabilidad
Fallas	Vector	Estructural	1	Buffer	1	19%
Configuración Estructural Favorable (FSS)	Raster	Estructural	1	Interpolación	1	19%
Terremotos	Vector	Sísmico	0.8	Buffer	0.8	15%
Manantiales	Vector	Hidrológico	1	Buffer	1	19%
Respiraderos Volcánicos	Vector	Volcanológico	0.4	Buffer	0.4	7%
Alteración Hidrotermal	Raster	Alteración	0.7	Interpolación	0.7	13%
Lineamientos	Vector	Estructural	0.5	Buffer	0.5	9%

Nota: La tabla presenta los indicadores de permeabilidad; tipo de datos; sus propiedades y categorías utilizadas para asignar el peso de la propiedad-categoría; si se utilizó un buffer o interpolación; el peso utilizado para la capa de evidencia (ponderación de la capa de evidencia); y la contribución (porcentaje) de cada capa de evidencia al modelo de permeabilidad. Tomado y

adaptado de (Olvera, et al., 2023) Expert-driven play Fairway Analysis applied to the Azufral Volcano Geothermal Area in southwestern Colombia. *Geothermics*, 115, 102827. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102827>

Se otorgó un peso de 1 a las capas de evidencia de fallas, FSS ( Structural Synthesis Feature) y manantiales (que tienen una mayor importancia inferida). Se otorgó un peso de 0.8 a los terremotos, 0.7 a la alteración hidrotermal, 0.5 a los lineamientos, y 0.4 a los respiraderos volcánicos. Las contribuciones relativas generales de cada capa de evidencia al modelo de permeabilidad son 19% para capas de evidencia de fallas, FSS, y manantiales, 15% para los terremotos, 13% para la alteración hidrotermal, 9% para los lineamientos y 7% para los respiraderos volcánicos. Tras combinar las capas de evidencia raster utilizando sumas ponderadas, el estudio se normalizo a 0-1 (Figura 23).

**Figura 23***Modelo de Permeabilidad del volcán Azufra*

Nota: El modelo de favorabilidad de permeabilidad en el área de estudio muestra que la región más permeable se encuentra alrededor del Volcán Azufra (A). Además, hay otras áreas con permeabilidad relativamente alta a lo largo de las fallas de Guachucal (B) y Río Guabo (C). Tomado y adaptado de (Olvera et al., 2023) Expert-driven play Fairway Analysis applied to the Azufra Volcano Geothermal Area in southwestern Colombia. *Geothermics*, 115, 102827. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.102827>.

Se otorgó el peso más alto a las capas de evidencia de fallas y FSS, ya que se infiere que son las zonas permeables que controlan la circulación de fluidos geotermales y la sugerencia en contextos geológicos similares, y porque existe una clara relación entre la distribución de características en estas capas de evidencia y los manantiales termales. Además, se otorgó un peso de 1 a las capas de evidencia de manantiales dado que los manantiales están formados por fluidos que han circulado a través de las rocas de la corteza superior, representando así la mejor evidencia de permeabilidad localizada. Se otorgó un peso alto 0.8 a los terremotos ya que representan rupturas recientes y existe una buena relación entre los grupos de terremotos y los manantiales termales. Se otorgó un peso de 0.7 a la alteración hidrotermal ya que la mayoría de la alteración más antigua que el Holoceno, sin embargo, hay alteración activa dentro del cráter del volcán. Se otorgó un peso bajo a los lineamientos porque son inferidos, y el peso más bajo se otorgó a los respiraderos volcánicos para la permeabilidad porque, aunque algunos autores sugieren control estructural (permeabilidad mejorada) en el emplazamiento del magma, otros autores defienden mecanismos alternativos de emplazamiento.

### ***7.2.3 Temperatura del Reservorio***

La temperaturas estimadas para el reservorio, basadas en la composición de los gases, se representa en la (Tabla 6). El rango de temperaturas varía entre 240 y 423°C, lo que clasifica al volcán Azufraal como un sistema geotérmico de alta entalpia (>225°C). Las temperaturas más bajas, estimadas a partir del geotermómetro CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>, son cercanas a la calculada utilizando el geotermómetro acuoso Na-K-Mg (alrededor de 220°C) (Alfaro, 2006). La ecuación del geotermómetro CO- CO<sub>2</sub>- CH<sub>4</sub> indica una temperatura de 283 y 252°C, que es muy similar a la calculada por el método gráfico para la evaluación de este geotermómetro (Giggenbach, 1987),

que corresponde al equilibrio homogéneo CO, CO<sub>2</sub>- CH<sub>4</sub> disueltos en fase gaseosa (240 y 270). Al menos dos temperaturas adicionales pueden inferirse según (DeLong et al., 2014) de acuerdo con la condición de equilibrio entre la fase ( líquida , líquida- vapor, vapor) y el buffer redox Fe(II)- Fe(III) de la roca. Estas temperaturas corresponden a 280 y 320°C para el equilibrio homogéneo de los tres gases disueltos en fase líquida y, 400 y 420°C para el equilibrio metano-gas Carbónico con la roca donde el coeficiente de partición entre las fases líquida y vapor, es equivalente a 1.

**Tabla 6**

*Temperaturas estimadas para el depósito geotérmico del Volcán AzufraI utilizando geotermómetros de gases*

Geotermómetro	t°C	t°C
H <sub>2</sub> /Ar	360	371
CO <sub>2</sub> /Ar	319	319
CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> S-CH <sub>2</sub> -H <sub>4</sub> -	407	423
CH <sub>4</sub> /CO <sub>2</sub>	430	417
CO <sub>2</sub>	406	419
CO-CO <sub>2</sub> -CH <sub>4</sub>	283	252
CO <sub>2</sub> /H <sub>2</sub>	239	248

Nota: La figura representa las temperaturas estimadas del yacimiento geotérmico. Tomado de) (Carvajal et al., 2008). Geoquímica preliminar de gases del sistema geotérmico del volcán AzufraI. *Geología colombiana*, 33, 91-98.

### 7.3 Fluido Geoquímico e Hidrotermal

El sistema geotérmico del volcán AzufraI tiene cuatro áreas principales de descarga de fluidos: Cráter, Tercan (Quebrada El Baño), Chimangual (Quebrada Blanca) y Sapuyes (Malaber), así como manantiales individuales en San Ramón y La Cabaña. La ubicación de estas áreas de descarga está controlada estructuralmente por fallas como Tercan, Chimangual, Calipatía, AzufraI-Sapuyes y Chimangual. La composición química de los fluidos, inicialmente documentada por varias organizaciones en 1982 y 1987 y compilada en estudios posteriores, revela la presencia de aguas sulfatadas ácidas en el cráter, bicarbonato neutro mezclado con sulfato en algunas áreas, cloruro sódico neutro en otras y agua bicarbonatada neutra en manantiales específicos. Las temperaturas de los manantiales calientes de cloruro están por debajo de 55°C, pero sus contenidos de SiO<sub>2</sub>, Li y B sugieren una contribución significativa de un fluido de reservorio geotérmico. Los geotermómetros indican temperaturas de reservorio de 180°C (cuarzo) y 250°C (Na/K). Los geotermómetros gaseosos, basados en la composición de fumarolas hidrotermales con una temperatura de descarga de 85°C, estiman temperaturas entre 190 y 300°C.

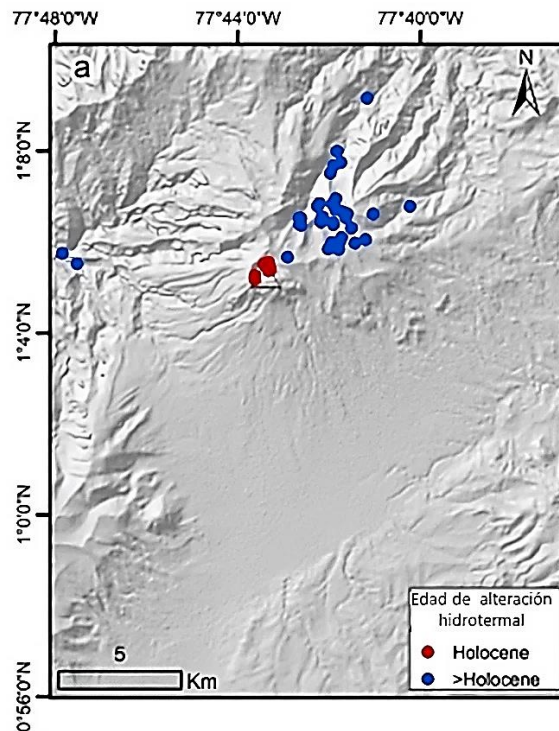
Los manantiales se consideran indicadores de permeabilidad, ya que es probable que el agua subterránea en la corteza superior fluya a lo largo de las rocas más permeables o discontinuidades litológicas, como fracturas, contactos rocosos o discontinuidades estratigráficas. En el área de estudio se han identificado diez manantiales. Cuatro de ellos son aguas termales con temperatura que varían entre 41 & 76.6 °C: AzufraI ácido, AzufraI Netro, Chimangual y Tercan. Los otros manantiales son aguas templadas con temperatura entre 14.1 y

32.9°C, y se llaman La palma, Salado de Taquelán. La Cabaña de Malaver, San Ramón y Guaices.

Desde los inicios de la exploración geotérmica en Colombia (OLADE, 1987), se destacó en el sistema geotérmico de Azufral la presencia de una zona vertical de alteración hidrotermal y una alteración de alta temperatura generalizada, evidenciada en Xenolitos. La caracterización superficial y profunda “in situ” se realizó principalmente a través de análisis de difracción de rayos X y petrofísica (Carvajal & Romero, 2007). La alteración hidrotermal se considera un indicador de permeabilidad, ya que las rocas han sufrido este tipo de alteración representan áreas donde los fluidos hidrotermales han circulado en el pasado o lo están haciendo en la actualidad. Estos fluidos hidrotermales, ya sean antiguos o activos, requieren volúmenes de roca permeable para moverse a través de las rocas de la corteza. En el volcán Azufral, se detectó alteración hidrotermal en el cráter volcánico, al noreste del volcán a lo largo de la falla Río Guabo (Figura 24). La alteración localizada al noreste del volcán está expuesta debido a un deslizamiento que ocurrió en esa área, revelando las rocas alteradas.

#### **Figura 24**

*Distribución y antigüedad de la alteración hidrotermal alrededor del volcán Azufral*



Nota: El Volcán Azufral se encuentra en el lugar que señala el triángulo. Tomado y adaptado de (Olvera, et al., 2023) Expert-driven play Fairway Analysis applied to the Azufral Volcano Geothermal Area in southwestern Colombia. *Geothermics*, 115, 102827. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2023.10282>.

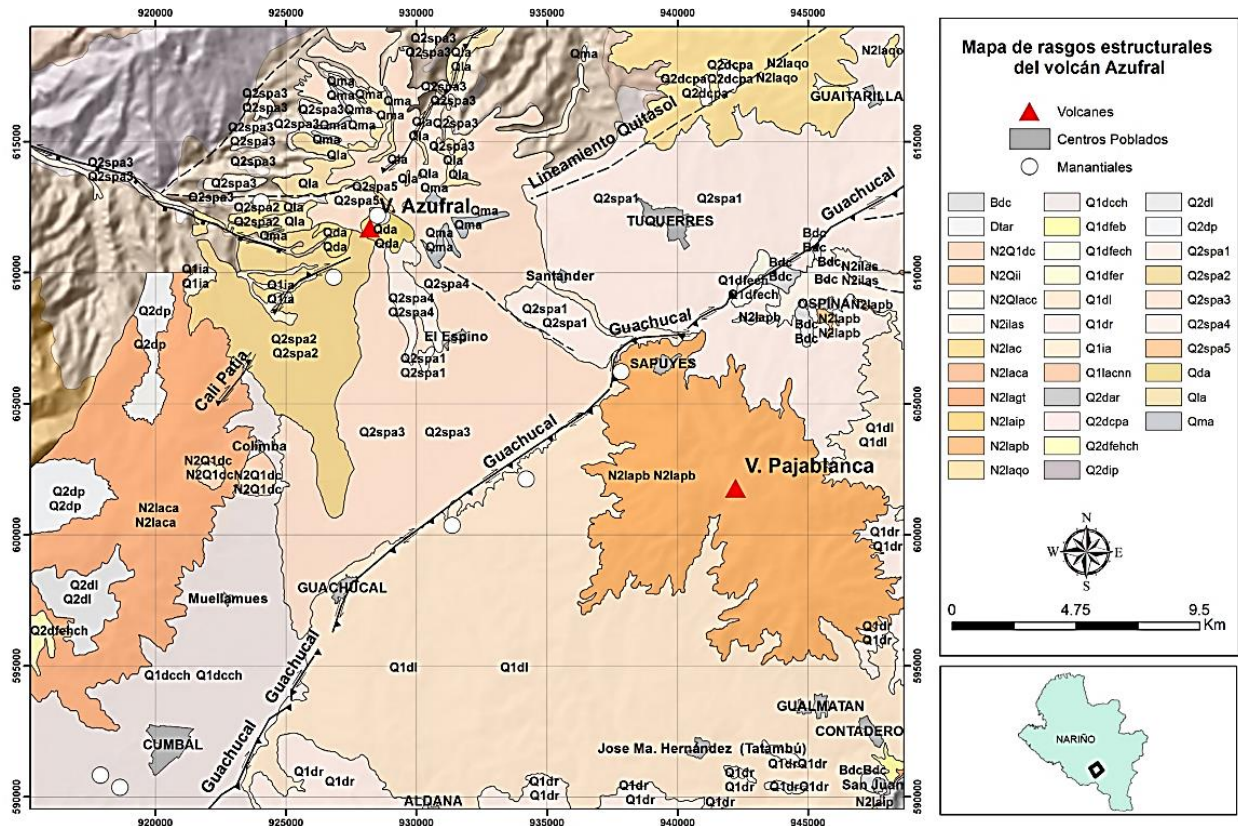
#### 7.4 Perforación volcán Azufral

El caso estudio propuesto ubicado en la región andina del Departamento de Nariño, Colombia a 30 Km al SW de la ciudad de pasto y 30 km al Norte de la frontera Colombo-Ecuatoriana. Ubicada sobre la Cordillera Occidental de los Andes a los 1°05 latitud Norte y 77°41' longitud Occidental. La zona de estudio se encuentra en los que se denomina la zona volcánica norte de los Andes, zona que se extiende desde Ecuador hasta la parte norte de Colombia. La ubicación seleccionada para el estudio se encuentra a una altitud de 4070 metros sobre el nivel del mar. A través de estudios de exploración superficial, que incluye análisis

geológico- estructurales, geoquímicos y geofísicos, se ha identificado una zona que alcanza temperaturas entre los 280°C – 320°C a una profundidad de 2000 m. Esto indica la presencia de un recurso geotérmico de alta entalpia. La zona es notable por sus manantiales de agua caliente, las emisiones de gases a lo largo de varios sistemas de fallas y ausencia de fumarolas. Los contrastes eléctricos son características geofísicas de gran valor para identificar estructuras geológicas y contribuir a la interpretación de los sistemas geotérmicos. Cuando se encuentran facturas en las rocas, aumentan la permeabilidad permitiendo que fluidos calientes o fríos circulen a través de ellas, volviendo al medio más conductor. Adicionalmente se plantea perforar un pozo inyector (pozo gemelo) para la gestión sostenible de los recursos geotérmicos y contribución eficiente en la producción de energía geotérmica, se recomienda que la distancia entre el pozo productor e inyector sea de al menos 200 metros (Pathé et al., 2021). A continuación, se presenta algunos rasgos principales de las estructuras que se identifican en el área del volcán Azufra y de los lineamientos definidos a partir de interpretaciones fotogeológicas, con base en la descripción de (Rodríguez & Gutiérrez, 2017) (Figura 25).

**Figura 25**

*Geología Estructural del volcán Azufra*



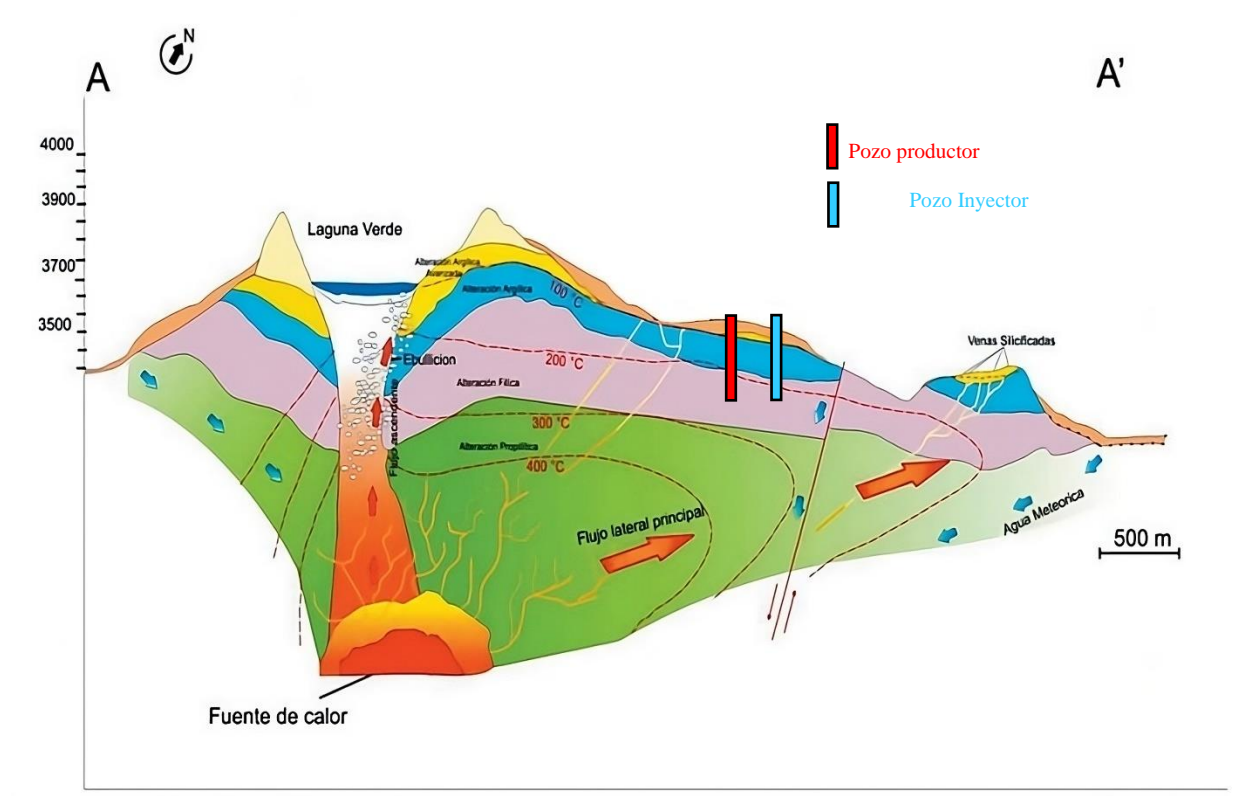
Nota: La figura anterior representa la geología con mayor contraste de relieve, zona superior izquierda del mapa. Tomado de (Rodríguez & Gutiérrez, 2017). Geología estructural del área geotérmica del volcán Azufral, Informe. *Servicio Geológico Colombiano, Bogotá*.

Para entender mejor la geometría y cinemática de las estructuras identificadas, se puede observar un corte geológico simplificado (Figura 26). Este corte se basó en observaciones de la línea sísmica, información de fuentes bibliográficas y datos recogidos del campo. En este perfil, se simplificó la geología, se consolidó toda la secuencia volcánica del Azufral y se distinguió entre el basamento y los diferentes cuerpos lávicos. El corte mencionado atraviesa las dos estructuras principales del área en dirección noreste. La falla Cali-Patia, que está asociada con el desarrollo del edificio volcánico del Azufral, es una estructura subvertical de tipo inverso dextral que inclina hacia el oeste. Por otro lado, la falla Guachucal marca el límite entre unidades más

antiguas al este y unidades más jóvenes al oeste. Esta estructura, al igual que la falla Cali-Patia, es una falla de tipo inverso dextral, pero con inclinación hacia el este. Además de estas dos fallas, el corte revela posibles estructuras al oeste del área identificadas como lineamientos. Estos lineamientos podrían controlar las litologías y formar parte de la propagación de la falla Cali-Patia.

**Figura 26**

*Modelo sistema geotérmico volcán Azufra*



Nota: De acuerdo con la distribución de alteración hidrotermal en superficie se propone: Un sistema geotérmico localizado en sector noreste del edificio volcánico. Zonación de alteraciones hidrotermales con gradación vertical en temperatura y profundidad. Tomado y modificado de (Carvajal et al., 2008). Contribution to the Geothermal Model of Azufra Volcano from

identification of zones hidrothermal alteration. *Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia – Bogotá.*

Las asociaciones previamente reconocidas y explicadas fueron categorizadas según los estudios realizados por (Carvajal et al., 2008). Dentro del área de estudio del volcán Azufral, se puede observar una gradación vertical en la zonación de las alteraciones hidrotermales, con una inclinación hacia el nororiente en términos de temperatura y profundidad. Las alteraciones argílicas avanzadas, que se caracterizan por la presencia de minerales como alunita, cuarzo, caolinita, esméctica y cristobalita, son evidentes en los cuerpos rocosos ubicados a mayores altitudes (específicamente en la Zona de la Laguna Verde). Basándose en esta paragénesis mineral, se estima que las condiciones fisicoquímicas del fluido geotérmico indican una temperatura entre 100 y 150°C, con un pH marcadamente ácido. Además, la alteración argílica fue identificada mediante la asociación mineralógica de caolinita, cuarzo, esméctica y dickita en menor proporción, sugiriendo una interacción de las rocas con un fluido que oscila entre 100°C y 200°C, con un pH que varía de ácido a ligeramente ácido. Las temperaturas más bajas se registran al norte del edificio volcánico, específicamente en el sector de Potrerillos, mientras que las temperaturas más altas se encuentran hacia el sur, en la cabecera del Río Azufral.

En la zona de alteración típica de tipo fílica, se encuentran minerales como illita, cuarzo, pirofilita y ocasionalmente esméctica y clorita. Esta área está ubicada en el Río Azufral, y se estima que las condiciones de temperatura oscilan entre 200 y 250°C, con un pH neutro o ligeramente ácido. Por otro lado, la alteración propilítica se encuentra en las rocas al norte del edificio volcánico, identificada mediante la asociación de minerales como clorita y epidota, lo

que sugiere un fluido con temperaturas superiores a 250°C y un pH que varía de neutro a alcalino. Además, dentro de esta categoría de alteración, se distingue una subdivisión conocida como subpropilítica, caracterizada por minerales formados a temperaturas más bajas (entre 150 y 250°C), como calcita y analcima. Los depósitos de cuarzo y otros minerales de sílice llenan fracturas paralelas con una orientación NW-SE, indicando un ambiente local de extensión opuesto al ambiente tectónico regional dominante NE-SW, que es compresivo. Los minerales presentes en estas fracturas sugieren una variabilidad en las condiciones de temperatura y pH. En resumen, la caracterización de los tipos de alteración hidrotermal y su relación con los fluidos que interactuaron con las rocas del volcán sugiere una transformación desde un fluido con pH neutro a alcalino, asociado a la alteración propilítica, hasta un fluido separado por ebullición, fuertemente ácido, que originó la alteración argílica avanzada.

#### ***7.4.1 Perfil de Pozo***

Para este proyecto, se establece la configuración del pozo en cuatro etapas, iniciando con un hueco de 17-1/2 pulgadas y finalizando con la perforación del pozo utilizando una broca de 6-1/2 pulgadas. La Tabla 7 presenta las etapas del pozo propuesto, detallando los diámetros de tubería que se utilizarán en cada una de ellas. En las etapas I a III, se emplea un casing para revestir el hueco, mientras que en la etapa IV se utiliza un liner, que es un tubo ranurado en contacto directo con el reservorio, permitiendo la entrada del recurso geotérmico al pozo hasta su ascenso a la superficie. La tabla también proporciona las especificaciones de la tubería, incluyendo el peso lineal, el grado de acero a emplear, y el tipo de junta utilizado en la tubería. Los diámetros utilizados corresponden a medidas estándar de perforación, y el tipo de tubería y grado seleccionado son comúnmente empleados en proyectos geotérmicos. La (Figura 27) ilustra

el perfil del pozo propuesto, mostrando los diámetros de las tuberías utilizadas en cada etapa y las profundidades alcanzadas en cada una de ellas. El liner es una tubería que no se instala desde el nivel cero como las demás etapas, sino que se posiciona en el fondo del pozo con una sujeción especial colocada en el casing de la etapa III. Normalmente, la tubería se coloca 50 metros por encima del nivel final de la etapa anterior. En este caso, la tubería comenzaría (en el interior de la etapa III) a partir de la profundidad de 1350 metros hasta alcanzar la profundidad final de 2000 metros.

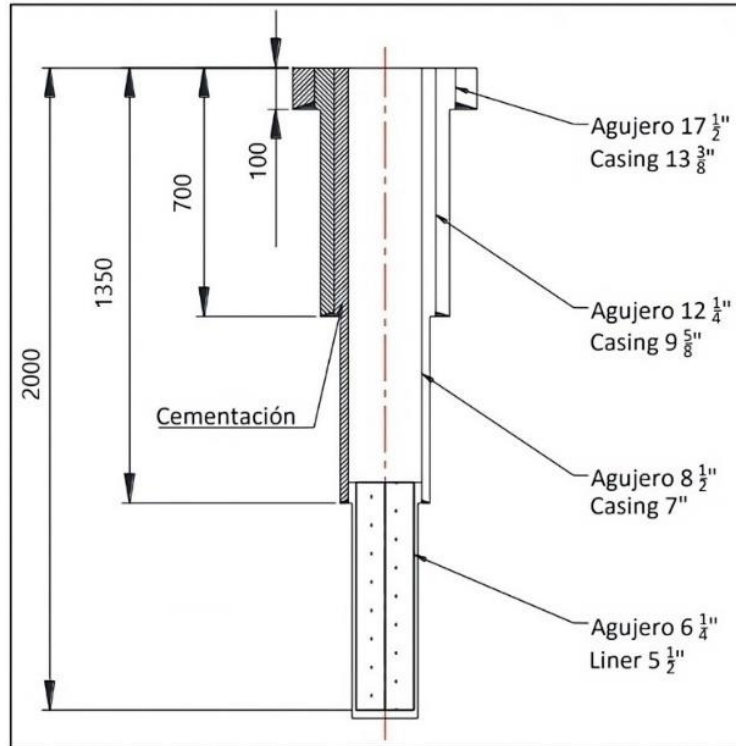
**Tabla 7**

*Características de diámetros y tuberías a emplearse*

ETAPA	DIÁMETRO DEL POZO (IN)	DIÁMETRO DE TUBERÍA (IN)	PROFUNDIDAD (m)	CARACTERÍSTICAS DE TUBERÍA		TIPO DE JUNTA
				PESO LINEAL (lb/ft)	GRADO ACERO	
I	17 1/2"	13 3/8"	100	54.5 lb/ft	K-55	Buttress
II	12 1/4"	9 5/8"	700	36 lb/ft	K-55	Buttress
III	8 1/2"	7"	1350	29.7 lb/ft	K-55	Buttress
IV	6 1/4"	5 1/2"	2000	20 lb/ft	K-55	Hydrill

**Figura 27**

*Perfil de pozo para el caso estudio*



Una vez que se ha definido el perfil del pozo, el siguiente paso implica la selección de las brocas que se emplearán durante la perforación. Es esencial determinar la cantidad necesaria de estas herramientas que se deben tener en reserva, ya que las brocas pueden desgastarse debido a las elevadas temperaturas en el reservorio, requiriendo su reemplazo para mantener la continuidad de la operación. Por ende, resulta siempre recomendable contar con piezas adicionales en inventario para prevenir retrasos y costos adicionales en la operación. Para este pozo específico, que posee diámetros estándar, se emplearán brocas tricónicas en las cuatro etapas. Es crucial obtener núcleos durante la perforación de las formaciones geológicas. Estas operaciones de corte se realizarán en la segunda y tercera etapa utilizando una broca de corona de 6 pulgadas para núcleos, mientras que en la última etapa se utilizará una broca de corona de 4-1/2 pulgadas. La Tabla 8 detalla el método de perforación a seguir.

**Tabla 8***Tamaño de broca y método de perforación utilizados*

<b>Intervalo de Profundidad</b>	<b>Tamaño de la Broca con aleaciones</b>	<b>Método de Perforación</b>
0–100 m	17 1/2"	Perforación con Broca
100–700 m	12 1/4"	Perforación rotativa con lodo
700–1350 m	8 1/2"	Perforación rotativa con lodo
1350–2000 m	6 1/4"	Perforación rotativa con lodo utilizando lodo polimérico liviano

Los tamaños de los tubos de revestimiento empleados en cada etapa se determinan en base al diámetro del pozo perforado. Existen dimensiones y configuraciones estándar en la perforación profunda, donde típicamente se observa una discrepancia de 1 a 3 pulgadas entre el diámetro del pozo y el diámetro externo del tubo de revestimiento. Esta disparidad está directamente vinculada al tamaño del diámetro del pozo, siendo mayor la discrepancia si el diámetro del pozo es más grande. La Tabla 9 presenta los diámetros de los tubos seleccionados por etapa, así como el tipo de acero y la conexión entre tubos que se utilizarán. Es esencial mantener un registro meticuloso de los accesorios y materiales requeridos durante la perforación de cada etapa. Este registro debe contemplar los consumibles necesarios para la perforación, así como los materiales y accesorios utilizados en el proceso de revestimiento.

**Tabla 9***Características y propiedades de tubería seleccionada por etapas*

ETAPA	DIÁMETRO DE AGUJERO	DIÁMETRO DE TUBERÍA	PROF (m)	PESO LINEAL	GRADO ACERO	TIPO DE JUNTA
I	17 1/2"	13 3/8"	100	54.5 lb/ft	K55	Junta de conexión Buttress
II	12 1/4"	9 5/8"	700	36 lb/ft	K55	Junta de conexión Buttress
III	8 1/2"	7"	1350	29.7 lb/ft	K55	Junta de conexión Buttress
IV	6 1/4"	5 1/2"	2000	20 lb/ft	K55	Junta Integral

Una vez establecido el perfil del pozo y las profundidades correspondientes, se procede a la selección de los accesorios necesarios para el revestimiento. En este caso, se optará por utilizar una zapata en cada una de las etapas. Con el fin de minimizar la contaminación de las lechadas de cemento, se empleará un collar flotador en la segunda y tercera etapa. El revestimiento seleccionado será de Rango 2, con una longitud aproximada de 9 metros por unidad. Es esencial que este revestimiento se encuentre centralizado en el pozo para asegurar una distribución uniforme de la cementación en los espacios anulares. Para garantizar este aspecto, se emplearán centralizadores en las etapas I, II y III. En la última etapa, se procederá a instalar un liner mediante un colgador que será posicionado mecánicamente en la tercera etapa.

#### ***7.4.2 Fluido de Perforación***

Los fluidos de perforación deben ser diseñados específicamente para adaptarse al pozo que se va a perforar, y sus propiedades variarán según las temperaturas y profundidades en las que se esté trabajando. En este caso particular, se han considerado características típicamente empleadas en proyectos geotérmicos. Las Tablas 10 a 12 detallan las propiedades fisicoquímicas que se buscan lograr en el fluido. Se ha planificado utilizar un lodo a base de agua y bentonita,

con el objetivo de estabilizar las paredes del pozo, lubricar y enfriar la broca, transportar los recortes de perforación a la superficie, inhibir formaciones no deseadas, proporcionar flotabilidad, entre otras funciones, todas las cuales deben ser supervisadas por especialistas. El ingeniero de lodos es el profesional encargado de determinar las concentraciones de bentonita y otros aditivos necesarios para alcanzar las propiedades requeridas.

**Tabla 10**

*Características del fluido de perforación en la etapa I*

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	UNIDAD	INTERVALO
Densidad	g/cc	1.04 - 1.10
Viscosidad Marsh	s/l	75 - 85
Viscosidad Plástica	Cps	16 - 28
Punto de Cedencia	lb/100 ft <sup>2</sup>	14 - 30
Resistencia de Gel - 10"	lb/100 ft <sup>2</sup>	06 - 12
Resistencia de Gel - 10'	lb/100 ft <sup>2</sup>	10 - 24
Filtrado API (30 min)	ml	12 - 20
Cake	mm	2-4
pH	-	9 -11
Contenido de Arena	% V	0.20-0.3
Contenidos Sólidos	% V	03 - 06

**Tabla 11**

*Características del fluido de perforación en la etapa II*

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	UNIDAD	INTERVALO
Densidad	g/cc	1.04 - 1.10
Viscosidad Marsh	s/l	55 - 65
Viscosidad Plástica	Cps	16 – 28
Punto de Cedencia	lb/100 ft <sup>2</sup>	14 – 26
Resistencia de Gel - 10"	lb/100 ft <sup>2</sup>	06 – 12
Resistencia de Gel - 10'	lb/100 ft <sup>2</sup>	8 – 20
Filtrado API (30 min)	ml	12 – 16
Cake	mm	2–3
pH	-	09 –10
Contenido de Arena	% V	0.20-0.3
Contenidos Sólidos	% V	3 – 6

**Tabla 12**

*Características del fluido de perforación en la etapa III*

PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	UNIDAD	INTERVALO
Densidad	g/cc	1.04 - 1.10
Viscosidad Marsh	s/l	40 - 50
Viscosidad Plástica	Cps	14 – 18
Punto de Cedencia	lb/100 ft <sup>2</sup>	12 – 20
Resistencia de Gel - 10"	lb/100 ft <sup>2</sup>	4 – 8
Resistencia de Gel - 10'	lb/100 ft <sup>2</sup>	8 – 16
Filtrado API (30 min)	ml	8 – 12
Cake	mm	1–2
pH	-	9 –10
Contenido de Arena	% V	0.25-0.3
Contenidos Sólidos	% V	2 – 5

Para el caso bajo estudio, se considera que el sistema de circulación de fluidos está compuesto por tres tanques, cada uno con una capacidad de 30 m<sup>3</sup>. El propósito es mantener un

volumen constante de 90 m<sup>3</sup> de fluido en la superficie durante las tres fases de perforación. Cualquier desviación en este valor podría indicar complicaciones durante la perforación, como la entrada en zonas de pérdida de circulación si el volumen de fluido comienza a disminuir, o, por el contrario, un aumento en los tanques podría señalar una patada de pozo. Además de tener en cuenta el volumen de los tanques, se calcula el volumen de circulación necesario dentro del pozo. Esto abarca los volúmenes del pozo sin revestimiento, los espacios anulares, el desplazamiento causado por la sarta de perforación y el contenido dentro de la sarta misma. Este análisis es fundamental para asegurar una perforación efectiva y para identificar posibles complicaciones durante el proceso. En la última fase, se prevé que la perforación se lleve a cabo completamente con pérdida de circulación. Dado que esta área se encuentra cercana al reservorio, se espera que esta condición sea resultado del incremento en la permeabilidad de la formación, lo que facilita la extracción del recurso geotérmico. Además, en este caso, no se anticipa un retorno de fluido a la superficie. Por tanto, los productos utilizados deben disolver el lodo remanente de la fase anterior y limpiar las paredes del pozo para evitar cualquier contaminante que pueda entrar en contacto con el recurso.

### ***7.4.3 Cementación***

Para este pozo en análisis, se realizará el proceso de cementación entre las etapas I a III, lo que implica alcanzar una profundidad de 1350 metros con un diámetro de pozo de 8-1/2 pulgadas y un casing de 7 pulgadas. El método elegido para llevar a cabo la cementación es el "stab-in", el cual proporciona cierta flexibilidad ante las posibles pérdidas de circulación que puedan ocurrir durante la perforación de pozos geotérmicos. En general, los métodos de cementación se ajustarán al tipo de pozo, su profundidad y las condiciones específicas presentes.

La Tabla 13 presenta las cantidades de materiales requeridos para la cementación del pozo, mientras que la (Figura 28) proporciona un esquema general para llevar a cabo la cementación del pozo geotérmico. Se detallan las cantidades necesarias de cemento, agua y aditivos para completar esta tarea.

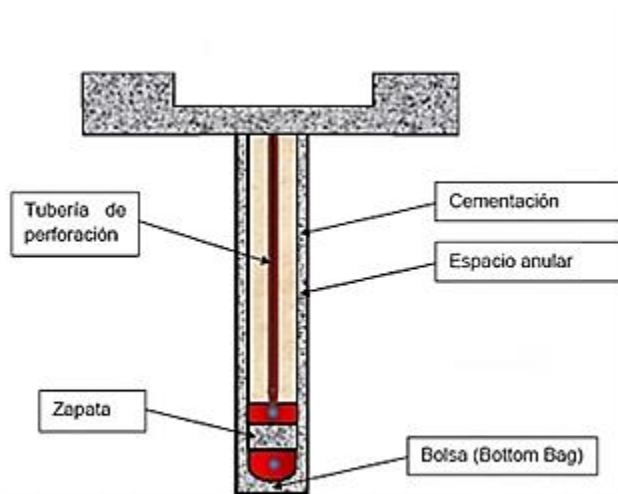
**Tabla 13**

*Materiales requeridos para la cementación del pozo*

DESCRIPCIÓN DE MATERIALES	Requerimiento de Materiales			Totales en Sk y Gls.	Totales Ton, Kg. Y Lts
	CASING				
	13 - 3/8"	9 - 5/8"	7"		
Cemento clase "H" 94Lbs/Sk <sup>3</sup>	455	1,112	535	2,112	Sks. 90.04 Ton
Sílice 55.125 Lbs/Sk	271	670	319	1,26	Sks. 31.51 Ton
Dispersante 50 Lbs/Sk	4	7	4	14	Sks. 328 Kg
Antiespumante	9	22	11	42	Gls. 160 Lts
Reductor de filtrado	9	370	80	460	Gls. 1,740 Lts
Retardador de fraguado	-	63	8	71	Gls. 268 Lts
Agua de mezcla (primaria)	7	18	10	35	m <sup>3</sup> 35,499 Lts
Agua de mezcla (complem.)	3.47	8.09	2.94	15	m <sup>3</sup> 14,504 Lts

**Figura 28**

*Perfil de pozo cementado.*



Nota: Propuesta de diseño para la cementación del pozo geotérmico.

**7.5 Diseño de pozo utilizando el software Compass – Volcán Azufra.**

A continuación, se muestra el paso a paso para la creación del perfil de pozo geotérmico utilizando el software Compass:

**I. COMPAÑÍA.**

Nombre: **GIEP-UIS.**

Error System: ISCWSA.

Scan method: Closest Approach 3D Output errors: 2000 sigma.

Casing: Not Applied.

Warning type: Error.

ratio Error Surface: Pedal Curve Survey calculation.

method: Mínima curvature.

V. section origin: Slot.

Walk/turn rate: MD.

## II. PROYECTO.

General: Se crea un proyecto con el nombre **VOLCÁN AZUFRAL**:

Colocar una profundidad de referencia para originar un punto de referencia para el pozo.

Seleccionar Mean Sea Level para datum del sistema y IGRF200510 como modelo magnético por defecto.

System Datum Description: Mean Sea Level.

Default Magnetic Model: IGRF2015.

Project Units: UI.

Map Zone: Bogota.

Geodetic System: Colombia Coordinate.

Realizar la creación de un nuevo site.

## III. SITE:

General.

Nombre del Site: SO COLOMBIA Default Site elevation.

Location: Cordillera Occidental.

Map: Northing 15980857.14 m Easting: 143499616.32 m Azimuth.

Reference: North.

Reference: Grid.

#### IV. WELL:

Se crea un pozo llamado Well Exploratory con unidades (None).

Depth Reference Datum: Well.

WELL Default: Seleccionar.

Elevation (m): 181.

Configuration: Unidades SI.

Ground Elevation: 164.00 m, Wellhead Elevation: 181 ft.

Location: Nariño (sw de Colombia).

Northing: 1450598.05 m Easting: 1154295 m.

#### V. WELLBORE.

Crear un nuevo Wellbore, llamarlo WELLBORE 1.

Magnetics: Para la locación, el software ha calculado la declinación magnética del pozo.

Se Ingreso como fecha de muestreo 18/03/2024.

#### VI. DESIGN.

Se Crea un nuevo plan y nombrarlo Geothermic - prototipo. Ir a Tie-on y seleccionar From: Surface. Luego, importar la “**Survey Tool**” con nombre **MWD**, debe seleccionarse como herramienta por defecto. Damos en Ok y se abre el plan editor.

#### VII. PLAN EDITOR.

En esta parte ingresar el plan manualmente y no con las herramientas de construcción de pozo. Ingresar los datos 2000 MD.

#### VIII. TARGETS.

Name & Location:

North: 1450598.05 m.

East: 1154295 m.

Geometry: Se va a seleccionar la geometría del Target, en este caso va a ser la geometría de un círculo con un radio de 30 ft. Se guarda el target y nos dirigimos al plan editor.

#### IX. PLAN EDITOR.

Seleccionamos “**Thread Targets**” para añadir el objetivo creado a la edición del plan.

Thread Targets .

Sort Targets: Displacement.

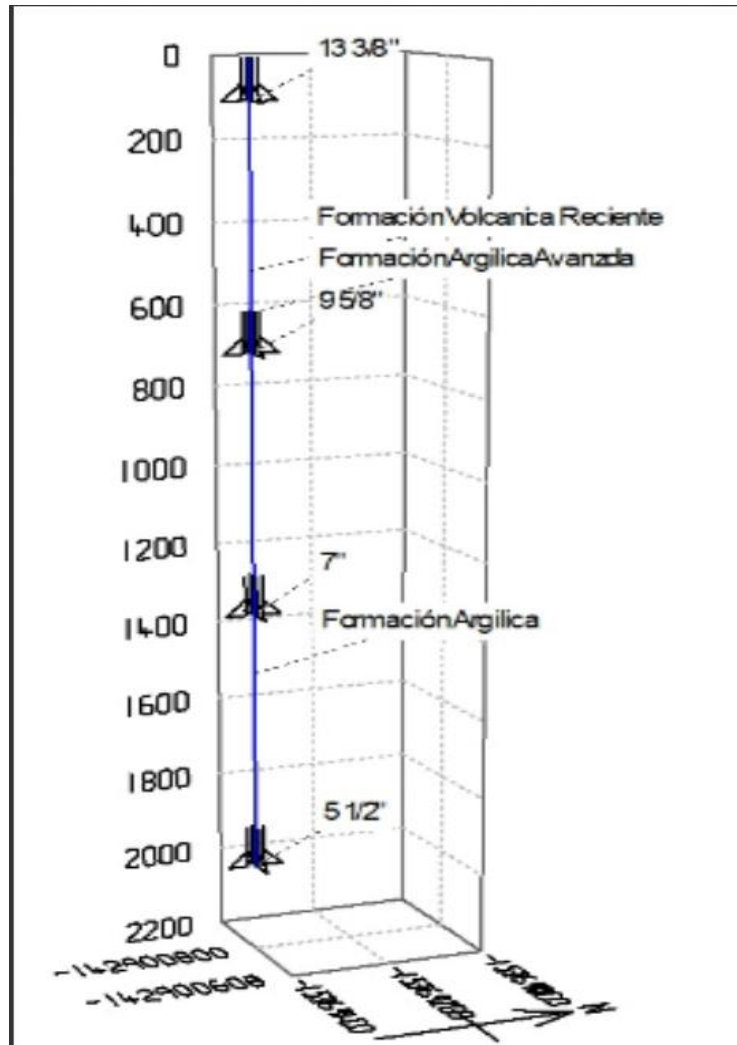
Thread Method: Curve-Hold.

Dogled to Apply: 1.20.

Nos dirigimos al Planned Wellpath para analizar la trayectoria del diseño y observar donde evidenciamos la formación y casing. Dando como resultado la figura 29 en donde podemos ver a detalle la trayectoria del pozo geotérmico.

**Figura 29**

*Resultado de la trayectoria del pozo geotérmico utilizando Compass*



## 8. Conclusiones

La energía geotérmica es fundamental para una transición energética, como se ha evidenciado a partir excelentes resultados en otros países. En Colombia el desarrollo de este tipo de proyectos aún son iniciales e incipientes, sin embargo, las pruebas piloto que han demostrado que pueden contribuir de manera significativa a la canasta energética del país como podría ser el caso para el Volcán Azufra.

La evidencia y los hallazgos indican que el Área Geotérmica del Volcán Azufra está conectada a rocas magmáticas calientes o incluso a rocas parcialmente derretidas que se encuentran debajo del volcán. Las fuentes de agua caliente y las fumarolas en el cráter podrían estar asociadas con el flujo ascendente del sistema geotérmico. Por otro lado, las fuentes termales que se encuentran alrededor del volcán podrían estar vinculadas con el flujo descendente, que parece estar fuertemente influenciado por las fallas identificadas.

Volcán Azufra es el hogar de un sistema geotérmico de alta temperatura que es la principal fuente de su actividad actual. La fuente de este calor se asocia con el magma y las rocas calientes que han estado activas durante los últimos años, con una clara contribución de calor superficial deducida de las 4 generaciones de domos riolíticos que se ubicaron dentro del cráter.

Se infiere que la ubicación de la gran cámara magmática, basándose en la distribución y el grosor de los depósitos y la existencia de una caldera anterior al norte del volcán actual, se encuentra por debajo de los 2000 metros. Según las estimaciones basadas en geotermómetros y

la bien desarrollada zonación vertical de la alteración hidrotermal, el reservorio con una temperatura de alrededor de 250-280°C estaría ubicado en una zona propilítica en la secuencia de lavas andesíticas o en rocas volcánico-sedimentarias: arcillitas y siltitas (como fue propuesto por OLADE, ICEL, Geotérmica Italiana, 1982) entre 2 a 2.5 km bajo la superficie del cráter.

La investigación realizada se puede utilizar como metodología para analizar a profundidad los diferentes tipos de brocas, sus materiales y componentes que se usan en campos geotérmicos de alta entalpia.

La perforación de pozos geotérmicos tiene el potencial de ampliar significativamente el campo laboral de los ingenieros de petróleos, dada a la relación que existe entre la industria oíl/gas y la geotermia. Esta expansión se debe a la creciente demanda de energía limpia y sostenible, y la geotermia ofrece una fuente potencial para el futuro. Así, los ingenieros de petróleos pueden aplicar sus habilidades y conocimientos en esta área emergente, contribuyendo al desarrollo y aprovechamiento de recursos geotérmicos.

Se propone perforar un pozo productor e inyector en el volcán Azufral de forma vertical con una profundidad de 2000 metros y completado con un casing de 7" grado K55 un acero de alta resistencia que es adecuado para aplicaciones de perforación y producción geotérmica.

## 9. Recomendaciones

Se recomienda hacer un análisis financiero de los costos operacionales en pozos de petróleo y gas como en geotérmicos para poder identificar la línea tendencia con respecto a la profundidad de estos.

Es importante considerar que la temperatura aumenta con la profundidad en los pozos geotérmicos. Por ello, sería importante investigar cómo incrementar la resistencia térmica del cemento para evitar la reducción de su resistencia a la compresión a lo largo del tiempo y realizar un estudio de tecnologías en los lineamientos sobre el Well Control durante la perforación de pozos geotérmicos y en su posterior etapa de producción.

Elaborar un exhaustivo análisis de la información de perforación durante eventos de pérdida de circulación a lo largo del tiempo y la profundidad, con el propósito de implementar un sistema mejorado de recopilación y calibración electrónica de datos. Este enfoque busca allanar el camino hacia operaciones de perforación más eficientes.

Se sugiere llevar a cabo un estudio que analice el impacto social de los proyectos geotérmicos en las comunidades locales, centrándose en la generación de empleo, la mejora de la infraestructura, el suministro de energía sostenible y la gestión responsable de los recursos geotérmicos para el beneficio de las comunidades circundantes. Este enfoque permitirá comprender mejor cómo el desarrollo geotérmico puede contribuir a mejorar la calidad de vida de las personas en las áreas donde se implementa.

### Referencias Bibliográfica

- Alfaro, C. (2006). Geoquímica preliminar del sistema hidrotermal del Volcán Azufral de Túquerres, Nariño. *Memorias. II Congreso Colombiano de Hidrogeología*.
- Allen, G., & McCluer, H. (1976). Abatement of Hydrogen Sulfide Emissions From The Geysers Geothermal Power Plant. *Second U.N. Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources*, 2, 1313–1315.
- Aramco, S. (2002). Well Control Manual. *Saudi Aramco*.
- Arnórsson, S., Grönvold, K., & Sigurdsson, S. (1978). Aquifer chemistry of four high-temperature geothermal systems in Iceland. *Cosmochim, Geochim*, 523–536.
- Bank InterAmerican Development. (2000). *Prefeasibility studies of the Azufral Geothermal Field*. <http://www.iadb.org/en/projects/project-documents,7019.html?id=tc9706344&overview&projectStatus=Cancelled&isAjaxRequest&maxDocs=3>
- Bechon, F., & Monsalve, M. (1991). *Activité Récente Préhistorique du Volcán Azufral (S-W de la Colombie*. 3, 99–104.
- Björnsson, G., & Bødvarsson, G. (1990). A survey of geothermal reservoir properties. *Geothermics*, 17–27.
- Blackwell, D., & Richards, M. (2004). Heat Flow Map of North America. *American Association of Petroleum Geology*.
- Blake, M. C. J., Irwin, W. P., & Coleman, R. G. (1967). Upside-Down Metamorphic Zonation, Blueschist Facies, Along a Regional Thrust in California and Oregon. *USGS*, 1–9.
- Brophy, P., Lippmann, M., Dobson, P., & Poux, B. (2010). *The Geysers Geothermal Field*

- Update1990/2010*. UNT Digital Library. <https://doi.org/102172/1048267>
- Calpine Corporation. (2024). *Calpine*. <https://geysers.com/>
- Calvache, M., Cortés, G., Torres, M., Monsalve, M., & Cepeda, H. (2003). Mapa de cartografía geológica del volcán Azufra. *INGEOMINAS*.
- Carvajal, D., Alfaro, C., Molano, J., Romero, D., & Mojica, J. (2008). Contribution to the Geothermal Model of Azufra Volcano from identification of zones hidrothermal alteration. *Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia – Bogotá*.
- Carvajal, D., & Romero, D. (2007). Cartografía de las zonas de alteración hidrothermal del Volcán Azufra Nariño. In *Proyecto de investigación geológica, sísmica y geotérmica el Altiplano Nariñense* (Vol. 5).
- Corsi, R. (1986). *Scaling and corrosion in geothermal equipment: problems and preventive measures*. *Geothermics*, 839–856.
- Cromling, J. (1973). Geothermal Drilling in California. *Journal of Petroleum Technology*. <https://doi.org/10.2118/4177-PA>
- Curewitz, D., & Karson, J. (1997). Structural settings of hydrothermal outflow: Fracture permeability maintained by fault propagation and interaction. *J. Volcanol, Geotherm*.
- Delong, Z., Hun, J., Yuwen, H., Wei, W., & Wenjian, Z. (2014). Study on Well Control Technology of High Temperature Geothermal Drilling. *Elsevier*.
- Elders, W., & Moore, J. (2016). Geothermal Power Generation. *Woodhead*.
- Finger, J. (1984). Investigation of Percussion Drills for Geothermal Applications. *Petroleum Technology*, 2128–2136.
- Finger, J., & Blankenship, D. (2010). Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling. *Sandia National Laboratories*.

<https://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/drillinghandbook.pdf>

Finger, J., & Glowka, D. (1989). PDC Bit Research at Sandia National Laboratories Sandia Report. *Sandia National Laboratories*.

Fox, K., Fleck, R., Curtis, G., & Meyer, C. (1985). Implications of the northwardly younger volcanic rocks of tral California. *Geol. Soc. America Bull*, 96, 647–654.

Giggenbach, W. (1987). *Redox processes governing the chemistry of fumarolic gas discharges from White Island, New Zealand*. 2(Geochemistry), 143–161.

Gonzalez, H., Zapata, G., & Montoya, D. (2002). Geología y Geomorfología de la Plancha 428 Túquerres. *INGEOMINAS*.

Grace, R. (2003). Blowout and Well Control Handbook. *Elsevier*.

Gunderson, R., & Moore, J. (1994). Oxygen isotope geochemistry of The Geysers reservoir rocks, California. *Stanford, Calif., Stanford Univ., 19th Workshop on Geoth., Geothermal*, 8.

Halliburton. (2018). Halliburton's New iCruise™ Intelligent Rotary Steerable System. In *Halliburton*. <https://www.youtube.com/watch?v=2upE6beTMkg>

Hareland, G. (2009). Cutting Efficiency of a Single PDC Cutter on Hard Rock. *Canadian Petroleum Technology*, 48.

Henley, R., & Ellis, A. (1983). Geothermal systems ancient and modern: a geochemical review. *Earth Sci, geochemical*.

Hill, E. (2022). *Drilling for geothermal anywhere: A decision-making tool for deep geothermal drilling*. [https://skemman.is/bitstream/1946/41537/1/Hill\\_MS-Thesis2622.pdf](https://skemman.is/bitstream/1946/41537/1/Hill_MS-Thesis2622.pdf)

Hodgson, S. (2010). A Geysers Album: Five Eras of Geothermal History. *Sacramento: State of California Department of Conservation*, 1–81.

<ftp://ftp.consrv.ca.gov/pub/oil/publications/tr49.pdf>

Hsu, K. (1974). Melanges and Their Distinction From Olistostromes. *Soc. Econ. Paleontologists and Mineralogists Spc*, 19.

Hulen, J., & Nielson, D. (1993). Interim report on geology of The Geysers felsite. *Geoth. Resour. Counc*, 17, 249–258.

IRP. (2008). *Critical Sour Drilling, An Industry Recommended Practice (IRP) for the Canadian Oil and Gas Industry. 1.*

Jorquera, C. (2021). 3 proyectos piloto de energía geotérmica desarrollados en Colombia. *Think GeoEnergy - Geothermal Energy News*. <https://www.piensageotermia.com/3-proyectos-piloto-de-energia-geotermica-desarrollados-en-colombia/>

Kagel, A., Bates, D., & Gawell, K. (n.d.). A Guide to Geothermal Energy and the Environment. *Asociacion de Energia Geotérmica*. [https://geo-energy.org/reports/environmental\\_guide.pdf](https://geo-energy.org/reports/environmental_guide.pdf)

Lamur, A. et al. (2017). The permeability of fractured rocks in pressurized volcanic and geothermal systems. *Nat. Sci*.

Larsen, L., Adnoy, B., & Andreassen, E. (2014). Tools and Techniques to Minimize Shock and Vibration to the Bottom Hole Assembly. *University of Stavanger*. [https://uis.brage.unit.no/uis%02xmlui/bitstream/handle/11250/220906/Larsen\\_Lena.pdf?sequence=1](https://uis.brage.unit.no/uis%02xmlui/bitstream/handle/11250/220906/Larsen_Lena.pdf?sequence=1)

Lelli, M. et al. (2021). *Fluid geochemistry of the Los Humeros geothermal field (LHGF - Puebla, Mexico): new constraints for the conceptual model*. *Geothermics*, 90.

Lentsch, D., Dorsch, K., Sonnleitner, N., & Schubert, A. (2015). Prevention of Casing Failures in Ultra-Deep Geothermal Wells. *Proceedings World Geothermal Congress 2015, 1*, 1–11.

Lipman, S., Strobel, C., & Gulati, M. (1978). Reservoir Performance of The Geysers Field,.

- Larderello Workshop on Geothermal Resource Assessment and Reservoir Engineering*, 7(Geothermics), 209–219.
- Lohne, H., Ford, E., Majoumerd, M., Randeberg, E., Aldaz, S., Reinsch, T., Wildenborg, T., & Brunner, L. (2017). Barrier definitions and risk assessment tools for geothermal wells. *International Research Institute of Stavanger*, 1. [https://www.researchgate.net/publication/324573751\\_Barrier\\_definitions\\_and\\_risk\\_assessment\\_tools\\_for\\_geothermal\\_wells](https://www.researchgate.net/publication/324573751_Barrier_definitions_and_risk_assessment_tools_for_geothermal_wells)
- Lund, J. (2004). 100 Years of Geothermal Power Production. *Geo-Heat Centre Quarterly Bulletin, Klamath Falls, Oregon: Oregon Institute of Technology*, 25, 11–19. <https://doi.org/0276-1084>
- McLarty, L., & Reed, M. (1992). “The U.S. Geothermal Industry: Three Decades of Growth.” *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. London: Taylor & Francis, 4, 443–455. <https://doi.org/10.1080/00908319208908739>
- McLaughlin, R., & Ohlin, H. (1984). Tectonostratigraphic framework of The Geysers - Clear Lake region, California in Franciscan geology of northern California. *Econ. Paleontol. and Mineral.*, 43, 221–254.
- McLaughlin, R., & Stanley, W. (1975). *Pre-Tertiary Geology and Structural Control of Geothermal Resources, The Geysers Steam Field, California*. Second UN Symposium on the Development and Use of Geothermal Resources, San Francisco, Proceedings, Lawrence Berkeley Lab.
- Minissale, A. (1991). The Larderello geothermal field: a review. *Earth Sci.*
- Moore, J. (1992). Thermal and chemical evolution of The Geysers geothermal system, California. *Stanford, Calif., Stanford Univ., 17th Workshop on Geoth.*, 121–126.

- Normann, R., & Henfling, J. (2006). Data Acquisition System for Hostile Environments. *Geothermal Resources Council Transactions*, 30.
- OLADE. (1987). Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño – Chiles – Cerro Negro. (*Instituto Ecuatoriano de Electrificación*), *Geoquímica*, 132.
- Peacock, J. R., Mangan, M. T., Walters, M., Hartline, C., Glen, J., Earney, T., & Schermerhorn, W. (2019). Geophysical Characterization of the heat source in the Northwest Geysers, California. *44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 7. <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2019/Peacock.pdf>
- Pessier, R., & Damschen, M. (2011). Hybrid Bits Offer Distinct Advantages in Selected Roller-Cone and PDC-Bit Applications. *SPE Drill & Compl* 26(01), 96– 103. <https://doi.org/10.2118/128741-PA>
- Ponce, A. (2013). Exploración de Recursos Geotérmicos del Volcán Azufral a partir de la Interpretación de Anomalías de Campos Potenciales. *Universidad Nacional de Colombia, Geofísica*, 96. <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/han>
- Portillo, G. (2020). *Gradiente geotérmico*. Meteorología En Red. <https://www.meteorologiaenred.com/gradiente-geotermico.html>
- Poux, B., Gunnarsdóttir, S., & O'Brien, J. (2018). 3-D modeling of the Hellisheiði geothermal field, Iceland using Leapfrog. *Resour. Counc. Trans, Geotherm*, 524–542.
- Pulka, F. (1991). Subsurface geology at Ford Flat, Geysers geothermal field, northern California. *Mich. Tech. Univ*, 324.
- Purba, D., Adityatama, D. W., Ferdino, R., Fadhillah<sup>2, 1</sup>, M. Rizqi Al-Asyari<sup>2, 1</sup>, Jessica Ivana<sup>2, 1</sup>, Abi, R., Tiyana<sup>2, 1</sup>, Triwening Larasati<sup>2, 1</sup>, Gumelar<sup>1, P.</sup>, Gunawan, A., 1, Shafar<sup>1, N. A.</sup>, Mama, A. N., Anugrah<sup>1</sup>, & Rony P. Nugraha<sup>3, 2</sup>. (2022). A Discussion on

- Oil & Gas and Geothermal Drilling Environment Differences and Their Impacts to Well Control Methods. *47th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.  
<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2022/Purba.pdf>
- Rodríguez, G., & Gutiérrez, J. (2017). Geología estructural del área geotérmica del volcán Azufra, Informe. *Servicio Geológico Colombiano, Bogotá*.
- Ronald, D. (2008). Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact. *Elsevier Science & Technology*.
- Schlumberger. (2021). *Schlumberger glossary*. <https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/k/kick>
- Schriener, A., & Suemnicht, G. (1981). Subsurface intrusive rocks at The Geysers geothermal area, California in Proceedings of the symposium on mineral deposits of the Pacific Northwest. *U.S. Geol. Surv*, 295–302.
- Stimac, J., Goff, F., & Goff, C. J. (2015). The Encyclopedia of Volcanoes. *Sigurdsson*, 2.
- Stimac, J., Powell, T., & Golla, G. (2004). *Porosity and permeability of the Tiwi geothermal field, Philippines based on continuous and spot core measurements*. 3(Geothermics), 87–107.
- Storber, I., & Kurt, B. (2013). *Geothermal Energy* (Springer).  
<file:///C:/Users/nicol/Downloads/978-3-642-13352-7.pdf>
- Taboada, A., Dimaté, C., & Fuenzalida, A. (1998). Sismotectónica de Colombia: deformación continental activa y subducción. *Físicade La Tierra*, 10, 111–147.
- The Future of Energy: Earth, Wind and Fire. (2013). *Scientific American*, 160.  
[https://books.google.com.co/books?id=pGfQmBtXYx0C&pg=PT160&redir\\_esc=y#v=onepage&q&f=false](https://books.google.com.co/books?id=pGfQmBtXYx0C&pg=PT160&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false)
- Thompson, R., & Gunderson, R. (1992). The orientation of steam-bearing fractures at The

- Geysers geothermal field, California in Monograph on The Geysers. *Geoth. Resour. Counc., Geothermal Field*, 65–68.
- Torres, M., Cortes, G., Calvache, M., & Monsalve, M. (2001). Geología y estratigrafía del Volcán Azufra. *INGEOMINAS*, 11.
- Umam, M. F., Susilo, J., Purba, D., & Adityatama, D. W. (2016). Design of Geothermal Drilling Training Curriculum as the Implementation of the National Competence Standard on Onshore Drilling. *ITB International Geothermal Workshop*.
- Umam, M., Purba, D., & Adityatama, D. (2018). Drilling Professional Skill Transfer : Petroleum Industry Support to Geothermal Development in Indonesia. *Simposium. Simposium*.
- United States Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (n.d.). *Geothermal FAQs*.  
<https://www.energy.gov/eere/geothermal/geothermal-faqs>
- Velandia, F., Romero, D., Rodríguez, B., Hincapié, G., & Salazar, E. (2006). Esquema Estructural para Exploración Hidrogeológica en el Altiplano Nariñense. *Memoria Del Congreso Colombiano de Hidrogeología*.
- Well Control for Rig Site Drilling Team. (2002). *Aberdeen Drilling School*.
- Williamson, K. (1992). Development of a reservoir model for The Geysers geothermal field in Monograph on The Geysers geothermal field. *Geoth. Resour. Counc*, 179–188.
- Wise, et al. (2003). Hard-Rock Drilling Performance of a Conventional PDC Drag Bit Operated With, and Without, Benefit of Real-Time Downhole Diagnostics. *Geothermal Resources Council TRANSACTIONS*, 17.
- Wyering, L. D. et al. (2014). *Mechanical and physical properties of hydrothermally altered rocks, Taupo Volcanic Zone, New Zealand. Geotherm.*
-