

Propuesta de perforación de un pozo conceptual en el área geotérmica de Paipa mediante analogías con casos de estudios similares

Nicolas Santiago Flórez Figueroa, Paula Andrea Quevedo Solano
Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director
Emiliano Ariza León
Ph.D. Ingeniería Química

Codirectores
Libardo Armando Muñoz Salinas
Magister en Energías renovables

Wilson Raúl Carreño Velasco
Magister en diseño, gestión y dirección de proyectos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2025

Dedicatoria

Esta tesis está dedicada a:

A Mary Luz mi mamá, Danilo mi papá por haberme dado la oportunidad de estudiar esta hermosa carrera, por haber sido mi fuente de inspiración y motivación durante todo este camino, les agradezco por la confianza que tuvieron en mi desde el primer día hasta el último, sin su apoyo incondicional nada de esto habría sido posible, cada uno de mis logros es por y para ustedes.

A mi hermana Sofia y mi amiga Gabriela por haberme dado fuerzas cada vez que lo necesitaba, por esas palabras de aliento y por haber compartido conmigo este camino tan maravilloso.

A mi hermano Renzo por haberme apoyado y por haber estado siempre tan pendiente de mí, a mis otros hermanos, tíos, abuela, primas y amigos por la confianza que depositaron en mí, por haber sido fuente de inspiración y haber contribuido de una u otra forma para que culminara de la mejor manera esta etapa.

A mi leal compañero Lucky (mi perro) por su compañía y amor inquebrantable, por haber estado a mi lado en las largas madrugadas de estudio, en los buenos y malos momentos, este logro lleva tu huella.

A mi compañero de tesis Nicolás, por haber sido paciente en todo este proceso y por haber compartido conmigo de inicio a fin este camino de vida universitaria.

A todos aquellos que creyeron en mí, les dedico este trabajo con profundo amor y agradecimiento.

Paula Andrea Quevedo Solano

A mis padres, Luz Dary Figueroa y Luis José Flórez, quienes con su amor, esfuerzo y apoyo incondicional me brindaron la oportunidad de recorrer un camino que ellos no tuvieron la posibilidad de transitar.

A mi hermana Ana María, por estar presente en los momentos de dificultad, por su compromiso y su ayuda incondicional.

A Daren Quintero, mi compañera durante gran parte de este recorrido universitario, quien con su cariño y ternura me enseñó lecciones que no se encuentran en los libros.

A Paula Quevedo, con quien compartí la fortuna de estudiar esta hermosa carrera y que representa para mí la verdadera definición de compañerismo universitario.

Y, por último, pero no menos importante, a la docente Claudia Patricia Acero, quien me demostró que tengo las capacidades para ser mucho más de lo que alguna vez imaginé.

Nicolas Santiago Flórez Figueroa

Agradecimientos

Agradecemos principalmente a Dios por la sabiduría y la fortaleza que nos dio para poder llegar a este momento, por haber guiado e iluminado cada uno de nuestros pasos y decisiones a lo largo de este camino para no desfallecer.

Gracias a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a nuestra Universidad Industrial de Santander por permitirnos ser parte de esta gran familia y por habernos formado y preparado para la vida profesional.

También agradecemos al Grupo de Investigación Estabilidad de Pozos por abrirnos las puertas y habernos acercado un poco más a la industria. A nuestro director de tesis Emiliano Ariza León, nuestros codirectores Libardo Muñoz y Wilson Carreño por su orientación, paciencia y valiosos aportes durante el desarrollo de esta investigación. Su apoyo académico y humano fue fundamental para culminar con éxito este proyecto.

Extendemos también nuestra gratitud a los profesores y compañeros quienes con sus enseñanzas y colaboración enriquecieron nuestra formación profesional y personal.

De manera especial agradecemos a nuestras familias por su amor incondicional, comprensión y apoyo constante en cada una de las etapas de nuestra vida universitaria.

A todos, muchas gracias por haber sido parte de este camino.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Objetivos	15
1.1 Objetivo General	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Marco Teórico.....	16
2.1 Definición y funcionamiento de la energía geotérmica	16
2.2 Tipos de yacimientos geotérmicos	17
2.2.1 Fuentes de energía geotérmica.....	18
2.2.2 Clasificación de los yacimientos geotérmicos	19
2.3 Generación de energía geotérmica	20
2.6 Perforación geotérmica	21
2.6.1 Fluidos de perforación	22
2.6.2 Revestimiento	23
2.6.3 Cementación	23
2.6.4 Sarta de perforación y BHA.....	23
2.6.5 Brocas	24
3. Características geológicas del área de estudio	25
3.1 Generalidades geológicas del área de estudio.....	25

3.1.1 Identificación del área de estudio	27
3.1.2 Tipos de roca y estratigrafía.....	29
3.1.3 Características estructurales del yacimiento	33
3.2 Fuentes de calor	35
3.3 Modelo conceptual del área geotérmica de Paipa.....	37
3.4 Desafíos al momento de perforar en el área geotérmica de Paipa	45
4. Casos de perforación geotérmica relacionados con Paipa a nivel mundial	46
4.1 Criterios de selección para análogos a nivel mundial.....	47
4.2 Proyecto de energía geotérmica Menengai (Kenia).....	47
4.2.1 Geología de Menengai	48
4.2.2 Perforación en Menengai	54
4.2.3 Retos durante la perforación	67
4.3 Proyecto de energía geotérmica Cerro Prieto (México)	69
4.3.1 Geología del campo	69
4.3.2 Estratigrafía.....	71
4.3.3 Geología estructural.....	72
4.3.4 Perforación en Cerro Prieto	74
4.3.4 Retos al momento de perforar en Cerro Prieto	77
4.4 Análisis de los yacimientos considerados análogos (Menegai y Cerro Prieto) con respecto al área geotérmica de Paipa	78
5. Propuesta de la perforación de un pozo en el área geotérmica de Paipa	79

5.1 Puntos propuestos a perforar.....	79
5.1.1 Selección del punto a perforar	81
5.2 Diseño de BHA y profundidades de asentamiento de tubería	82
5.2.1 Geometría del pozo	82
5.2.2 Diámetros de las secciones del pozo.....	83
5.2.3 Configuración de la sarta de perforación y BHA propuesta en Paipa	86
5.3 Diseño del fluido de perforación.....	94
5.3.1 Presión de formación	94
5.3.2 Estabilidad de pozo	96
5.3.3 Fluidos de perforación usados en yacimientos análogos	97
5.3.4 Fluido de perforación propuesto para Paipa	98
5.4 Programa de brocas.....	100
5.4.1 Brocas Tricónicas.....	101
5.4.2 Brocas PDC (Polycrystalline Diamond Compact).....	102
5.4.3 Brocas híbridas.....	103
5.4.4 Brocas usadas en yacimientos análogos	105
5.4.5 Programa de brocas propuesto para Paipa	106
5.5 Diseño de revestimiento.....	109
5.5.1 Cementación	110
5.5.2 Tipos de casing	112
5.5.3 Revestimiento en yacimientos análogos	113
5.5.4 Revestimiento propuesto para Paipa	117

5.6 Registros de pozo	119
5.6.1 Registros de pozo propuestos para la caracterización del yacimiento en estudio.....	121
5.7 Tiempos de perforación	123
5.7.1 Non-Productive Time (NPT)	124
5.7.2 Tiempos de perforación en pozos geotérmicos.....	125
5.7.3 Cronograma de perforación esperado para Paipa	129
6. Conclusiones	132
7. Recomendaciones	134
Referencias Bibliográficas	135

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Criterios de selección para la elección de yacimientos análogos	47
Tabla 2 Configuración más común de brocas en Menengai	61
Tabla 3 Características del yacimiento geotérmico	70
Tabla 4 Tipos de broca más utilizados en Cerro Prieto según cada sección del pozo vertical	76
Tabla 5 Comparación entre los tres yacimientos geotérmicos.....	79
Tabla 6 Diseño de BHA para sección conductora (26").....	88
Tabla 7 Diseño de BHA para sección de superficie (17 ½").....	89
Tabla 8 Diseño de BHA para sección intermedia (12 ¼")	91
Tabla 9 Diseño de BHA para sección de producción (8 ½").....	93
Tabla 10 Registros propuestos para el yacimiento geotérmico en Paipa.....	122
Tabla 11 Comparación entre los tiempos de perforación de pozos en Hengill (Islandia) y Menengai (Kenia)	126
Tabla 12 Cronograma propuesto de perforación en Paipa para el pozo NIPA-1.....	130

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Localización del área geotérmica de Paipa	26
Figura 2 Localización área geotérmica de Paipa (rectángulo rojo)	27
Figura 3 Mapa geológico y estructural del área geotérmica de Paipa	28
Figura 4 Geología estructural del área geotérmica de Paipa. (a) Marco regional. (b) Mapa detallado del área de estudio.	34
Figura 5 Geología del área Geotérmica de Paipa.....	36
Figura 6 Vista NS de los modelos 3D de densidad (arriba) y susceptibilidad magnética (abajo) sobre el extremo oriental del área de trabajo	39
Figura 7 Perfil E-W.....	40
Figura 8 Corte horizontal de los modelos de densidad.....	42
Figura 9 Mapa geológico del área geotérmica de Paipa	43
Figura 10 Modelo conceptual del área geotérmica de Paipa	45
Figura 11 Mapa geológico y estructural de Menengai.....	49
Figura 12 Zona de alteración hidrotermal en Menengai.....	51
Figura 13 Mapa de temperaturas a 1.310 ft	52
Figura 14 Mapa de temperaturas a 3.900 ft	52
Figura 15 Mapa de temperaturas a 6.500 ft	53
Figura 16 Vista 3D del modelo de temperaturas de Menengai.....	53
Figura 17 Equipo de perforación Predator, Atlas Copco	56
Figura 18 Perfil de pozo vertical y direccional.....	58

Figura 19 Esquema de circulación de fluido de perforación y separador geotérmico.....	63
Figura 20 Proceso de cementación	65
Figura 21 Principales fallas del sistema geotérmico de Cerro Prieto	72
Figura 22 Modelo conceptual del yacimiento geotérmico de Cerro Prieto	74
Figura 23 Puntos de perforación propuestos por Velandia 2017	80
Figura 24 Diámetro de secciones de pozo en Menengai.....	84
Figura 25 Diseño de los diámetros de secciones de pozo propuesto en Paipa	86
Figura 26 Broca tricónica.....	101
Figura 27 Broca PDC.....	103
Figura 28 Broca híbrida	104
Figura 29 Esquema de revestimiento propuesto para Paipa	119
Figura 30 Tiempo de perforación (d) por pozo en Hengill.....	127
Figura 31 Tiempo de perforación (d) por pozo en Menegai.....	127
Figura 32 Tiempo de perforación (d) vs profundidad (ft), comparativa Hengill y Menengai....	129

Resumen

Título: Propuesta de perforación de un pozo conceptual en el área geotérmica de Paipa mediante analogías con casos de estudios similares*

Autor: Nicolas Santiago Flórez Figueroa, Paula Andrea Quevedo Solano**

Palabras Clave: Perforación, yacimientos geotérmicos, estabilidad de pozo, energía.

Descripción: El área geotérmica de Paipa es uno de los prospectos más importantes para el desarrollo de energía geotérmica en Colombia, ya que presenta condiciones de alta entalpía, con manifestaciones hidrotermales de más de 150 °F. Según el Servicio Geológico Colombiano, se cuenta con un modelo conceptual que describe la temperatura esperada del reservorio, la secuencia sedimentaria, la fuente de calor, las isotermas y demás rasgos geológicos que respaldan su potencial.

Con base en una revisión comparativa, se identificaron como campos análogos Menengai (Kenia) y Cerro Prieto (México), cuya experiencia operativa permite anticipar desafíos y soluciones técnicas aplicables en Paipa. A partir de ello, se plantea la perforación de un pozo exploratorio vertical, dividido en cuatro secciones (26", 17 ½", 12 ¼" y 8 ½"), con el diseño correspondiente de sarta, BHA, programa de brocas, fluidos de perforación, plan de revestimiento y tiempos preliminares de perforación.

Los resultados muestran que Paipa cuenta con un potencial geotérmico viable, siempre que se implemente un plan de perforación cuidadosamente diseñado. Esto representa una oportunidad estratégica para diversificar la matriz energética del país y avanzar en la transición hacia fuentes renovables y sostenibles.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: Emiliano Ariza León. Ph.D. en Ingeniería Química. Codirectores: Libardo Armando Muñoz Salinas. Magister en energías renovables. Wilson Raúl Carreño Velasco. Magister en diseño, gestión y dirección de proyectos.

Abstract

Title: Proposal for drilling a conceptual well in the Paipa geothermal area using analogies with similar case studies*

Author: Nicolas Santiago Flórez Figueroa, Paula Andrea Quevedo Solano**

Key Words: Drilling, geothermal reservoirs, wellbore stability, energy.

Description: The Paipa geothermal area is one of the most important prospects for geothermal energy development in Colombia, as it presents high-enthalpy conditions, with hydrothermal manifestations above 150 °F. According to the Colombian Geological Survey, a conceptual model is available that describes the expected reservoir temperature, the sedimentary sequence, the heat source, the isotherms, and other geological features that support its potential.

Based on a comparative review, Menengai (Kenya) and Cerro Prieto (Mexico) were identified as analogous fields, whose operational experience helps anticipate challenges and technical solutions applicable to Paipa. On this basis, the proposal includes the drilling of a vertical exploratory well, divided into four sections (26", 17 ½", 12 ¼" and 8 ½"), with the corresponding design of the drill string, BHA, bit program, drilling fluids, casing plan, and preliminary drilling time estimates.

The results indicate that Paipa has a viable geothermal potential, provided that a carefully designed drilling plan is implemented. This represents a strategic opportunity to diversify Colombia's energy matrix and advance the transition toward renewable and sustainable sources.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Emiliano Ariza León, Ph.D. in Chemical Engineering. Co-directors: Libardo Armando Muñoz Salinas, M.Sc. in Renewable Energies; Wilson Raúl Carreño Velasco, M.Sc. in Design, Management, and Project Leadership.

Introducción

Debido al auge de las energías renovables, Colombia se ve en la necesidad de empezar a explorar nuevos mecanismos de generación de energía. En la actualidad la generación de energía en Colombia proviene en su mayoría de recursos hídricos y en menor medida de recursos térmicos (carbón, gas entre otros), un pequeño porcentaje se reparte entre energía solar, eólica y otras. El aprovechamiento del potencial geotérmico en Colombia representa una alternativa estratégica para diversificar la matriz energética nacional y avanzar hacia un modelo sostenible. La zona geotérmica de Paipa, ubicada en el departamento de Boyacá, ha sido identificada como una de las áreas de mayor interés por sus manifestaciones hidrotermales y condiciones geológicas favorables. No obstante, la ausencia de pozos perforados limita el conocimiento del sistema y su viabilidad técnica.

Para el desarrollo del proyecto se realizó una revisión bibliográfica con el propósito de analizar el área de estudio y comprender sus principales características geológicas, estructurales y térmicas. En base al modelo del sistema geotérmico se identifican y seleccionan campos análogos a nivel mundial que presentan condiciones y características similares en cuanto al yacimiento, temperatura, profundidad, entre otros. Basándose en las experiencias operativas obtenidas en campos análogos se formula la propuesta de perforación adaptándola a las particularidades del área geotérmica de Paipa.

El desarrollo del proyecto permitió concluir que el área geotérmica de Paipa posee un potencial viable para el aprovechamiento energético, siempre que se implementen diseños de perforación adaptados a sus condiciones geológicas.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Proponer la perforación de un pozo conceptual en el área geotérmica de Paipa mediante analogías con casos de estudio similares.

1.2 Objetivos Específicos

- Analizar las características geológicas, operacionales y geomecánicas del área geotérmica de Paipa.
- Comparar casos de estudio a nivel mundial, de perforación de pozos, en áreas geotérmicas con características similares al área geotérmica de Paipa.
- Plantear un diseño conceptual para la perforación de un pozo en el área geotérmica de Paipa, desarrollado a partir de análisis geológicos, operacionales y geomecánicas, de los casos de estudio similares a las características del área geotérmica de Paipa.

2. Marco Teórico

2.1 Definición y funcionamiento de la energía geotérmica

“El término energía geotérmica es a menudo utilizado para indicar aquella porción del calor de la tierra que puede o podría ser recuperada y explotada por el hombre” (Córdova,2007). Es de esta manera como definen algunos autores la energía geotérmica, la cual permite explotar y desarrollar bajo algunas condiciones físicas óptimas el calor de la tierra como fuente natural y renovable de energía.

Históricamente se ha aprovechado este tipo de energía desde hace cientos de años, pero, es en el siglo XX donde se encuentra el potencial de esta energía y se empieza a desarrollar con fines industriales. Su funcionamiento consiste en aprovechar aquellos yacimientos o depósitos naturales que son calentados por rocas de alta temperatura o magma, perforando pozos a determinadas profundidades para llegar a la reserva del potencial hidrotermal. “El sistema básico para generar este tipo de energía consiste en un pozo inyector y uno productor bajo un sistema de bombeo. Entonces, con el sistema de bombeo se inyecta agua, posteriormente el fluido se filtra y se calienta a través de fallas o grietas en el yacimiento y se extrae por el pozo productor en forma de vapor, este vapor hace girar unas turbinas vinculadas a un sistema eléctrico que se encarga de generar la energía eléctrica” (H. Armstead, 1989).

El progreso de la industria petrolera y los avances tecnológicos en el campo de la extracción de los recursos del subsuelo, convierten a la energía geotérmica en un eje fundamental para este periodo actual de transición energética.

2.2 Tipos de yacimientos geotérmicos

La energía geotérmica se refiere al calor almacenado en el interior de la Tierra y a los fenómenos asociados a su liberación. Las altas temperaturas de ciertas rocas permiten el desarrollo de proyectos geotérmicos y están relacionadas con la presencia de sistemas volcánicos, la intrusión de rocas de alta temperatura en proceso de enfriamiento o la desintegración natural y continua de isótopos radiactivos como el uranio, el potasio y el torio, presentes en pequeñas cantidades en las rocas. Este calor se transmite principalmente por conducción a través de los materiales del subsuelo, ascendiendo hasta la superficie, donde se disipa. No obstante, debido a la baja conductividad térmica de muchos materiales terrestres, gran parte de esta energía permanece almacenada en el interior del planeta durante largos periodos de tiempo.

Si bien es cierto que la energía del subsuelo se puede aprovechar en cualquier lugar del mundo mediante aplicaciones de uso directo como por ejemplo para la climatización de viviendas por medio de recursos geotérmicos, es de resaltar que los yacimientos geotérmicos de alta entalpía, son relativamente raros en comparación con otras fuentes de energía, según la International Energy Agency (IEA) en el año 2020 la capacidad geotérmica instalada en todo el mundo fue menor en comparación con otras fuentes de energía sostenible como la energía solar y eólica.

La razón principal de la rareza de los yacimientos geotérmicos es que se puede encontrar solo en regiones determinadas y con características geológicas muy específicas, además, la tecnología disponible en la actualidad no permite una explotación eficiente de estos yacimientos en muchas zonas geográficas, por lo cual aún existen limitaciones técnicas y económicas en su explotación.

2.2.1 Fuentes de energía geotérmica

La energía geotérmica busca por medio del calor interno de la tierra generar una fuente de energía sostenible que sea práctica, rentable y confiable. Las principales fuentes de energía geotérmica se pueden definir como:

- Geotermia de alta entalpía: Este tipo de yacimientos se encuentran a una mayor profundidad con temperaturas superiores a 302°F, ligadas a zonas geológicamente complejas como podrían ser regiones tectónicamente activas o regiones volcánicas.
- Geotermia de media entalpía: Son fuentes de energía geotérmica que se encuentran a una profundidad menor que la de alta entalpía, generalmente posee una temperatura que ronda los 302°F–381°F y es utilizada en especial para aplicación directa, esto quiere decir que su uso generalmente es como climatizador, calefacción de edificios, secado industrial o incluso como calefacción en invernaderos.
- Geotermia de baja entalpía: Estas fuentes son más comunes que las anteriores, son yacimientos que generalmente tienen temperaturas de entre 86°F–194°F su uso es directo y aplicado generalmente a la calefacción de viviendas, la producción de agua caliente sanitaria y balnearios termales.
- Geotermia de roca caliente seca: Este tipo de energía aprovecha el calor que está almacenado en rocas calientes profundas, pero que no tienen agua líquida presente. Además de esto, requiere de tecnologías avanzadas para poder acceder al calor y poder convertirlo en energía utilizable.

Teniendo en cuenta las diferentes fuentes de generación de energía geotérmica y sus diferentes aplicaciones, se puede clasificar de manera más específica los yacimientos geotérmicos.

2.2.2 Clasificación de los yacimientos geotérmicos

Los yacimientos geotérmicos se pueden catalogar de distintas formas, esto dependiendo de las características y criterios que se tengan en cuenta para su clasificación.

Según su temperatura:

- Yacimientos geotérmicos de alta temperatura: Son adecuados para la generación de electricidad por lo que poseen temperaturas superiores a 302°F.
- Yacimientos geotérmicos de media temperatura: Se usan principalmente para aplicaciones directas como podría ser calefacción y diferentes usos industriales por lo que su temperatura varía entre 302°F–381°F.
- Yacimientos geotérmicos de baja temperatura: Usualmente se emplean en aplicaciones como balnearios termales debido a que su temperatura está entre 86-194°F.

Según su ubicación geográfica y características geológicas:

- Yacimientos geotérmicos asociados a zonas tectónicas activas y volcanes: las zonas tectónicamente activas tienden a manifestar en mayor escala el calor de la tierra, esto debido a la actividad volcánica y tectónica presente en dichas zonas.
- Yacimientos geotérmicos asociados a zonas de alta permeabilidad: Este tipo de yacimientos presentan un flujo de fluidos geotérmicos que facilitan su explotación y aprovechamiento.

Según su uso:

- Yacimiento geotérmico para generación eléctrica: Son de alta temperatura y son aquellos que generan electricidad por medio de plantas de energía geotérmica.

- Yacimientos geotérmicos para aplicaciones directas: Son de alta y media temperatura que son usados para calefacciones urbanas, en edificios entre otros.

2.3 Generación de energía geotérmica

En ciertas regiones del interior terrestre, el flujo geotérmico es más intenso de lo habitual debido a la fusión parcial de materiales en el fondo. Bajo condiciones dinámicas específicas, estos materiales pueden ascender hacia la superficie en forma de rocas líquidas o parcialmente fundidas, acumulándose en la corteza y generando zonas de alta temperatura que, en condiciones normales, serían mucho más frías.

Para el desarrollo de un yacimiento geotérmico se requieren extensas zonas de temperatura elevada y profundidades asequibles para poder aprovechar el recurso geotérmico. Debido a la baja conductividad térmica de las rocas, estas se enfrían con la misma lentitud que se calentaron, por lo tanto, la extracción de calor naturalmente solo es posible si existen formaciones geológicas porosas capaces de retener el agua, que generalmente, proviene por infiltración superficial o acuíferos subterráneos.

Es preciso antes de proceder a la explotación de un yacimiento, asegurar que cumpla con las condiciones para que su desarrollo sea técnica y económicamente viable, para esto es necesario conocer:

- La profundidad de la formación objetivo.
- Calidad y temperatura del fluido.
- Permeabilidad y porosidad de las rocas.
- Capacidad calorífica del yacimiento.

El desarrollo de estos yacimientos se lleva a cabo de manera análoga a los yacimientos de hidrocarburos, buscando un caudal y temperatura constantes en su producción, pero la descompresión del yacimiento impide mantener el caudal constante, sin embargo, en estos yacimientos el recurso de interés es el calor y no el agua, es por ello por lo que se reinyecta el agua producida con la intención de tener un soporte de presión y optimizar la recuperación de energía del yacimiento. Sin embargo, este proceso enfrenta desafíos como la corrosión de las instalaciones debido a la agresividad de las aguas y gases disueltos, estos problemas operacionales se buscan mitigar con intercambiadores de calor especiales, inhibidores de corrosión o materiales resistentes, lo cual conlleva mayores gastos en las instalaciones de la operación.

2.6 Perforación geotérmica

La perforación de un pozo de petróleo y la de un pozo geotérmico comparten principios y equipos similares, pero presentan diferencias importantes debido a las condiciones del subsuelo y al objetivo de la producción. En los pozos petroleros se busca extraer hidrocarburos líquidos o gaseosos contenidos en reservorios, mientras que en los pozos geotérmicos se accede a agua y vapor sobrecalentado para la generación de energía. En cuanto a condiciones de operación, la perforación petrolera generalmente se desarrolla en temperaturas de 140 a 300 °F, aunque existen pozos de alta presión y temperatura, mientras que en la perforación geotérmica las temperaturas suelen superar los 390 a 660 °F, lo que exige materiales, cementos y fluidos resistentes al calor extremo. Además, el ambiente químico en yacimientos petroleros es menos agresivo en comparación con los geotérmicos, donde los fluidos suelen contener sílice, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y sales muy corrosivas que afectan tuberías y equipos.

Las formaciones también marcan una diferencia, ya que en los pozos de petróleo los reservorios suelen estar mejor definidos y confinados en trampas estructurales o estratigráficas, mientras que en los pozos geotérmicos predominan rocas volcánicas y fracturadas, con alta permeabilidad secundaria y frecuentes pérdidas de circulación (Fatemeh K Saleh, 2020).

2.6.1 Fluidos de perforación

El fluido de perforación en yacimientos geotérmicos se formula generalmente a partir de agua tratada con bentonita, polímeros y materiales de control de pérdidas, garantizando un desempeño adecuado frente a temperaturas elevadas, ambientes corrosivos y severas pérdidas de circulación características de este tipo de pozos.

Un programa de fluidos debe especificar los tipos de fluidos de perforación usados, los rangos de densidad para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada sección, debe considerar las principales propiedades requeridas para una perforación eficiente, aditivos del fluido, problemas esperados (Ayala Diego, 2018).

En las etapas de planeación del pozo, se determina en primer lugar la presión de formación esperada y el gradiente de fractura que puede obtenerse mediante cualquiera de los métodos de cálculo conocidos para este fin. El resultado inmediato, es el conocimiento del peso de lodo requerido para llevar a cabo la perforación en las diversas secciones del agujero. (Petróleos Mexicanos PEMEX, 2013)

2.6.2 Revestimiento

El revestimiento en pozos geotérmicos es proteger y estabilizar el pozo a lo largo de toda su vida útil, garantizando la seguridad de la operación. Esto implica mantener la estabilidad mecánica de las paredes del pozo, aislar formaciones con pérdidas de circulación o presencia de agua dulce, y proteger la tubería frente a los fluidos geotérmicos altamente corrosivos y de alta temperatura. Además, el revestimiento permite realizar una cementación eficaz que asegura el aislamiento hidráulico entre formaciones y evita la migración de fluidos, contribuyendo así a la durabilidad y eficiencia del pozo en condiciones extremas propias de la geotermia (Waters, 2025).

2.6.3 Cementación

La cementación en pozos geotérmicos no solo cumple la función de aislar y soportar la tubería, sino que debe estar diseñada para resistir altas temperaturas, choques térmicos, ambientes corrosivos y pérdidas severas de circulación, siendo uno de los procesos más delicados y determinantes para la integridad del pozo (Waters, 2025).

2.6.4 Sarta de perforación y BHA

La sarta de perforación está conformada por tuberías de perforación (drill pipe), collares (drill collars) y en algunos casos estabilizadores y herramientas especiales. Su función es transmitir el torque y el peso sobre la broca, además de permitir la circulación del fluido de perforación. En pozos geotérmicos, la sarta suele ser más robusta, con tuberías de diámetros mayores y aceros de alta resistencia térmica y mecánica (Sandia Report, 2010).

El BHA en perforación geotérmica se diseña principalmente para perforación vertical, ya que la mayoría de los pozos son rectos, aunque pueden emplearse herramientas direccionales en campos que requieran trayectorias desviadas. Un BHA típico para un pozo geotérmico incluye la broca de perforación (generalmente tricónica en secciones blandas y PDC o híbridas en formaciones duras), drill collars pesados para proporcionar peso y rigidez, estabilizadores para mantener la trayectoria vertical y, en algunos casos, herramientas de control de vibraciones para reducir el daño por condiciones de perforación severas (Sandia Report, 2010).

2.6.5 Brocas

Entre las más utilizadas se encuentran las brocas tricónicas (roller cone), que pueden ser de dientes de acero, recomendadas en secciones superficiales e intermedias por su buen desempeño en formaciones blandas a medianamente, aunque presentan menor durabilidad en condiciones muy abrasivas. También se emplean ampliamente las brocas PDC (polycrystalline diamond compact), especialmente en secciones profundas y consolidadas, ya que ofrecen altas tasas de penetración (ROP) y mayor vida útil, aunque su desempeño puede verse afectado en temperaturas extremas por la degradación de algunos materiales. Asimismo, existen las brocas híbridas, que combinan elementos de PDC y tricónica, diseñadas para mejorar la estabilidad en formaciones heterogéneas y con cambios rápidos de litología, situación muy común en terrenos volcánicos. La elección de la broca en un pozo geotérmico depende principalmente del tipo de formación, la temperatura esperada, las condiciones de circulación y la necesidad de optimizar costos y durabilidad, ya que reducir los viajes de perforación es clave para la eficiencia de la operación (Energías, 2025).

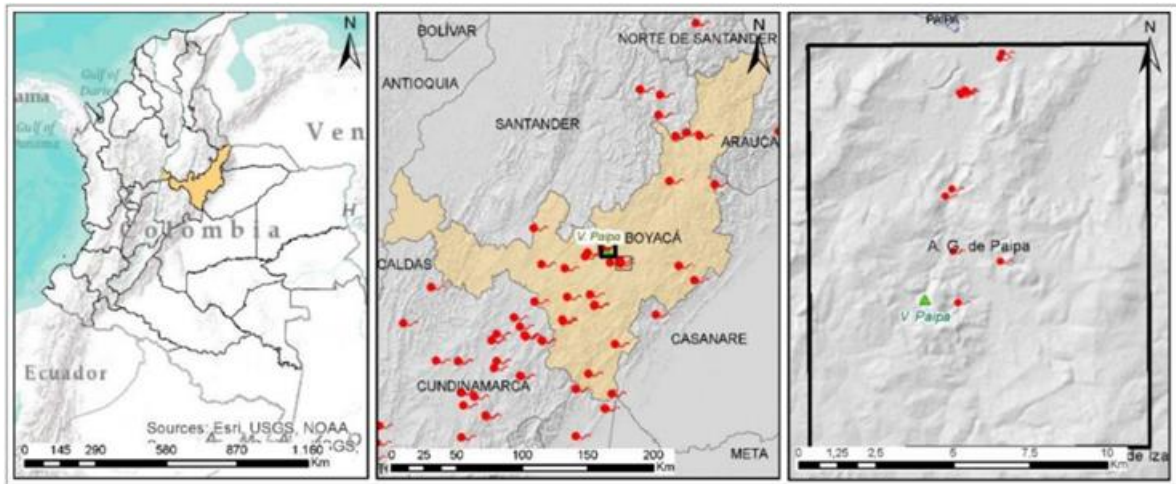
3. Características geológicas del área de estudio

3.1 Generalidades geológicas del área de estudio

El área geotérmica de Paipa se encuentra ubicada al sur del municipio que lleva su mismo nombre en el departamento de Boyacá. La extensión del polígono propuesto como área geotérmica es de 54.05 millas cuadradas, la cual no intercepta zonas protegidas como parques naturales, páramos o reservas (Alfaro, 2020).

En el área se identifican varios manantiales termales, localizados principalmente en los sectores de ITP Lanceros y SALPA. Estos manantiales se caracterizan por presentar un pH neutro, y temperaturas en superficie comprendidas entre 75 °F y 165 °F. Asimismo, exhiben una alta conductividad eléctrica, (hasta 56 mS/cm), con concentraciones de SiO₂ máximas del orden de 60 mg/L y abundante descarga de gases, en particular en el manantial emblemático del área geotérmica conocido con el nombre de Pozo Azul (Alfaron, 2017).

Según la cartografía realizada por Velandia y Cepeda en el año 2004, los manantiales térmicos del área de estudio emergen gracias a la permeabilidad primaria de las rocas sedimentarias cerca del contacto entre las formaciones Cuaternario aluvial, Tilatá de edad Neógeno, y Labor y Tierna, de edad Cretácica, en la zona de influencia de la intersección entre fallas inversas de bajo ángulo, El Hornito - El Bizcocho y El Hornito– El Batán.

Figura 1*Localización del área geotérmica de Paipa*

Nota. Tomado de Alfaro et al., (2020). Estimación preliminar del potencial geotérmico de Colombia.

La geología del área geotérmica está dominada por rocas sedimentarias de las Formaciones Tibasosa, Une, Conejo, Plaeners Los Pinos, Labor y Tierna, de edad Cretácico; Guaduas, de edad cretácico-Paleógeno; Bogotá, de edad Paleógeno; Tilatá y vulcanitas originadas en el volcán de Paipa (depósitos piroclásticos y domos de composición riolítica-traquítica), de edad Neógeno y, depósitos aluviales y una brecha hidrotermal de edad Cuaternario (Cepeda y Pardo, 2004).

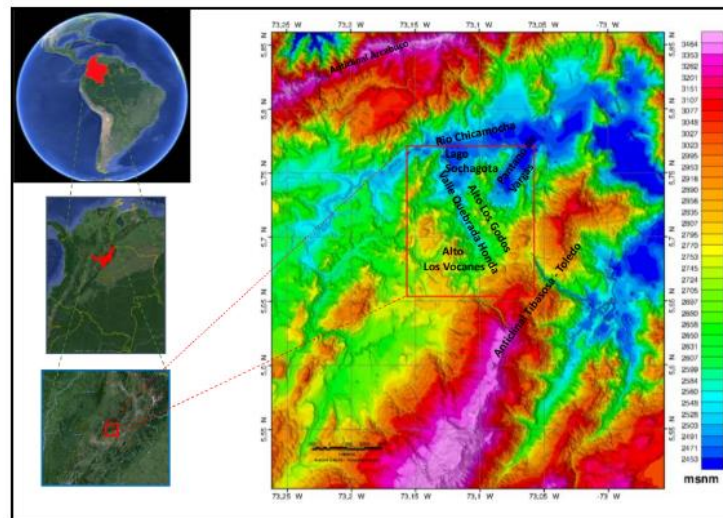
Las rocas que se proponen como posibles reservorios geotérmicos corresponden a las areniscas de la Formación Une, calizas y areniscas de la Formación Tibasosa, niveles arenosos de las formaciones Cuche y Tíbet.

3.1.1 Identificación del área de estudio

El área geotérmica de Paipa, situada al noreste de Colombia, se localiza principalmente en un entorno sedimentario, al sur del municipio de Paipa, Boyacá. El área de trabajo definida a partir de la elaboración del mapa geológico 1:25.000 (Velandia, 2003), tiene una extensión de 54.05 millas cuadradas.

Figura 2

Localización área geotérmica de Paipa (rectángulo rojo)



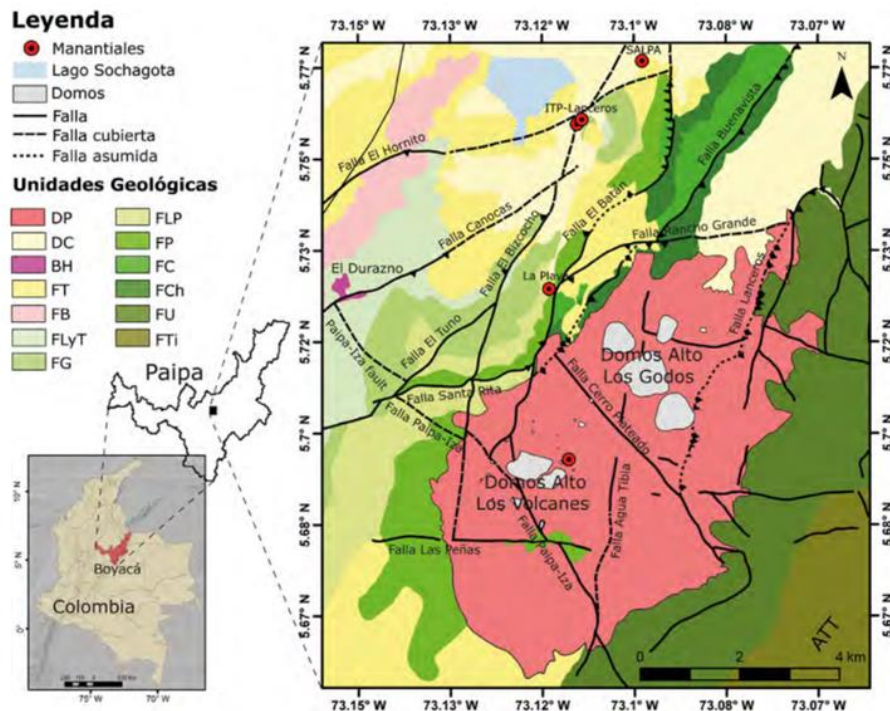
Nota. Tomado de SGC (2017) actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa.

Según un estudio geológico y estructural realizado por Velandia (2003), esta zona muestra características geológicas específicas. Además, un estudio de prefactibilidad realizado por Japan Consulting Institute (1983) indicó la posible existencia de un reservorio geotérmico con potencial para la generación de energía eléctrica. El Servicio Geológico Colombiano ha llevado a cabo diversas investigaciones geológicas, geoquímicas y geofísicas para caracterizar el sistema geotérmico de la región.

Los manantiales termales de la región han registrado temperaturas máximas de entre 158 y 165°F (Ortiz y Alfaro, 2010). Según la ubicación de estas manifestaciones termales, se cree que están controladas estructuralmente por cruces de fallas dentro de formaciones sedimentarias, lo que facilita el ascenso de fluidos geotérmicos. Además, se identificó la presencia de sulfato sódico en los manantiales, originado de evaporitas al oeste de la secuencia sedimentaria, el cual podría interferir en la química de los fluidos hidrotermales, dificultando la estimación precisa de la temperatura en el reservorio. Sin embargo, los geotermómetros de sílice han sugerido que el reservorio podría alcanzar temperaturas entre 248°F y 446°F (Alfaro, 2002).

Figura 3

Mapa geológico y estructural del área geotérmica de Paipa



Nota. Tomado de SGC (2017) actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa.

Con base en observaciones geológicas y geoquímica de fluidos, se tiene que el área de Paipa posee un sistema geotérmico que es una caldera formada por el volcán de Paipa, su fuente de calor se cree proviene de rocas ígneas profundas en estado de enfriamiento con una edad inferior a 2.5-2.1 millones de años.

El reservorio profundo, ubicado en roca fracturada, se encontraría cerca de las fallas extensivas de basamento (Paipa-Iza, Cerro Plateado), que también podrían funcionar como posibles canales de ascenso para el magma del volcán (Alfaron, 2017).

Además del yacimiento profundo existen reservorios someros localizados en estratos con permeabilidad primaria dentro de la secuencia sedimentaria, cuya extensión permitiría el flujo de agua geotérmica hacia el norte, donde se encuentra la zona de descarga del sistema.

La recarga del sistema parece provenir del flanco occidental del Anticlinal de Tibasosa-Toledo, principalmente a través de la formación Une la cual permite la filtración de agua meteórica. Por otra parte, la zona de descarga es altamente fallada, esta zona se encuentra en el Sector ITP-Lanceros, donde influye el cruce de las fallas El Bizcocho-El Hornito, con un flujo lateral de sur a norte.

También según Alfaron en 2017, el fluido profundo experimenta procesos de mezcla con fluidos someros, que alteran su composición química e isotópica, lo que hace que la composición de agua y gases en los manantiales no refleje la composición real del reservorio y por ende las lecturas de temperatura en superficie no definan las temperaturas reales en fondo.

3.1.2 Tipos de roca y estratigrafía

El área de estudio se encuentra principalmente en un ambiente sedimentario, circundante a Paipa, ubicada en la zona axial de la Cordillera Oriental. En esta área, es frecuente encontrar

sedimentos del Neógeno y Cuaternario, así como rocas sedimentarias del Cretácico y Paleógeno. De especial interés son las rocas volcánicas que afloran en la zona, las cuales pueden estar estrechamente asociadas con la fuente de calor del sistema geotérmico de Paipa. A continuación, se ofrece una descripción de las unidades geológicas expuestas, comenzando por las más antiguas y continuando con los depósitos más recientes.

Formación Tibasosa: Este miembro está compuesto por calizas, areniscas y shales grises oscuras, que contienen abundantes restos fósiles, perteneciente al Cretácico inferior. Posee porosidad secundaria y una baja productividad. Según se estima, el espesor propuesto de esta unidad varía entre 433 y 492 ft.

Formación Une: De la Formación Une se observan afloramientos de capas que varían de delgadas a gruesas, con laminación cruzada de areniscas cuarzosas con intercalaciones relativamente abundantes de lutitas de grano grueso, algunos de los cuales son conglomeráticos. Probablemente las areniscas blancas de grano medio que se encuentran en la formación Une que poseen permeabilidad primaria hagan las veces de reservorio en el sistema geotérmico de paipa. Según Renzoni (1981), la Formación Une se encuentra de manera concordante sobre la Formación Tibasosa, con un espesor estimado de 1.647 ft en la zona y una edad que abarca desde el Albiano superior hasta el Cenomaniano.

Grupo Churuvita: Presenta intercalaciones de capas delgadas a gruesas, caracterizadas por una estratificación plana y paralela continua, compuesta de shale negro y areniscas cuarzosas de grano fino, con niveles ricos en glauconita, muscovita, restos fósiles, escamas de peces, así como algunos niveles de caliza, debido a la arcillosidad de esta formación se puede considerar como una capa sello en el sistema geotérmico. Se asigna a esta unidad una edad que va desde el Cenomaniano hasta el Turoniano, con un espesor estimado de 705 ft.

Formación Conejo: Es una sucesión de lutitas, con intercalaciones de limolitas, areniscas y calizas. En la zona, se observa en capas de espesor medio a muy grueso, con intercalaciones delgadas de areniscas cuarzosas de grano fino. Renzoni (1981) asigna a la Formación Conejo una edad que abarca desde el Coniaciano hasta el Santoniano, y reporta un espesor de 541 ft.

Formación Planeners: Esta formación es parte del Grupo Guadalupe. En la zona aflora en capas delgadas a medianas de liditas silíceas fuertemente fracturadas, con presencia de escamas y restos fósiles. Los afloramientos generalmente muestran signos de cizallamiento y pliegues en forma de chevron. Renzoni (1981) informa un espesor aproximado de 328 ft.

Formación los Pinos: Podría tratarse de la sucesión inferior de la Formación Labor-Tierna según Renzoni (1981). Presenta intercalaciones de areniscas cuarzosas, limolitas y arcillolitas. Se observan capas delgadas a muy delgadas de liditas silíceas de color gris claro, junto con arcillolitas y limolitas laminadas de tonos crema a gris. Debido a la escasa exposición de la unidad, no es posible calcular con precisión su espesor, pero se estima que podría alcanzar los 328 ft.

Formación Labor-Tierna: La unidad se observa en forma de lomas, con capas de arenisca cuarzosa que varían de grosor con granos de tamaño grueso a fino, de forma redondeada a subredondeada. Estas areniscas son maduras y friables. Presenta un espesor variable debido a los cambios laterales en la unidad. No obstante, se estima un espesor promedio de aproximadamente 328 ft.

Formación Guaduas: Esta unidad, de distribución regional en la Cordillera Oriental, aflora en la zona como intercalaciones compactas y en ocasiones fracturadas de arcillolitas y

limolitas. Se estima que la unidad tiene un espesor aproximado de 1.640 ft en la zona. Esta formación tiene una edad que abarca desde el Maestrichtiano hasta el Paleoceno.

Formación Bogotá: Está compuesta por areniscas cuarzosas y líticas en capas delgadas a medianas, con estratificación ondulosa no paralela. El tamaño del grano oscila entre fino y grueso. En su mayoría, son friables e inmaduras, y se intercalan con capas de limolitas y arcillolitas. No se puede determinar un espesor exacto en la zona debido a que está cubierta discordantemente por la Formación Tilatá. Hoorn (1988, en Acosta & Ulloa, 1997) asigna una edad de Paleoceno tardío a Eoceno temprano en su localidad tipo en la Sabana de Bogotá, se estima que los espesores de esta unidad en la región de la Sabana de Bogotá varían entre 820 y 1.640 ft.

Formación Tilatá: La unidad se compone predominantemente de niveles arenosos en capas medias a gruesas, intercaladas con limolitas y arcillolitas. Las arenas son cuarzosas, bien seleccionadas, muy friables y de grano que varía de grueso a fino. Renzoni (1981) calcula un espesor en el área de 490 ft y reporta una edad del Plioceno a Pleistoceno calculada por Van Der.

Depósitos Cuaternarios: Son depósitos compuestos por arenas, limos, arcillas y conglomerados, que poseen una gran importancia hidrogeológica. Estos depósitos descansan de manera discordante sobre la Formación Tilatá.

Bajo esta secuencia sedimentaria se encuentra el basamento compuesto por rocas sedimentarias, como niveles arenosos fracturados intercalados con arcillolitas y limolitas, y por rocas metamórficas, como filitas, esquistos y gneises, pertenecientes al Paleozoico. Este basamento corresponde a la prolongación en profundidad del Macizo de Floresta, el cual aflora fuera del área de estudio, al noreste, formando el núcleo del Anticlinal Tibasosa-Toledo

3.1.3 Características estructurales del yacimiento

El área geotérmica de Paipa presenta una estructura deformada y dominada por fallas regionales con dirección noreste-suroeste (NE-SO las cuales se asocian a la apertura de una cuenca marina durante el Cretácico y al régimen compresivo que provocó el levantamiento de la Cordillera Oriental en el Neógeno. La existencia de estas fallas y zonas de contacto entre instrucciones ígneas, junto con la secuencia sedimentaria, resulta ser muy favorable para el sistema geotérmico del área, debido a que las fallas sirven como conductos que permiten el flujo de fluidos dentro del yacimiento, además, las zonas altamente falladas y con rocas que poseen permeabilidad primaria, facilitan la recarga y descarga de fluidos.

Esta condición favorable de filtración profunda de fluidos por medio de las fallas permite alcanzar temperaturas de hasta 165°F (temperatura máxima registrada en manantiales termales de Paipa), asumiendo un gradiente térmico normal (9.77°F/ft), una temperatura superficial de 59°F y una profundidad máxima de 6.562 ft. No obstante, la mezcla de fluidos en el subsuelo por el contacto con acuíferos superficiales afecta la temperatura y composición del agua descargada en los manantiales termales, lo que dificulta la medición real de temperatura del yacimiento profundo, y sugiere la existencia de un gradiente geotérmico anómalo.

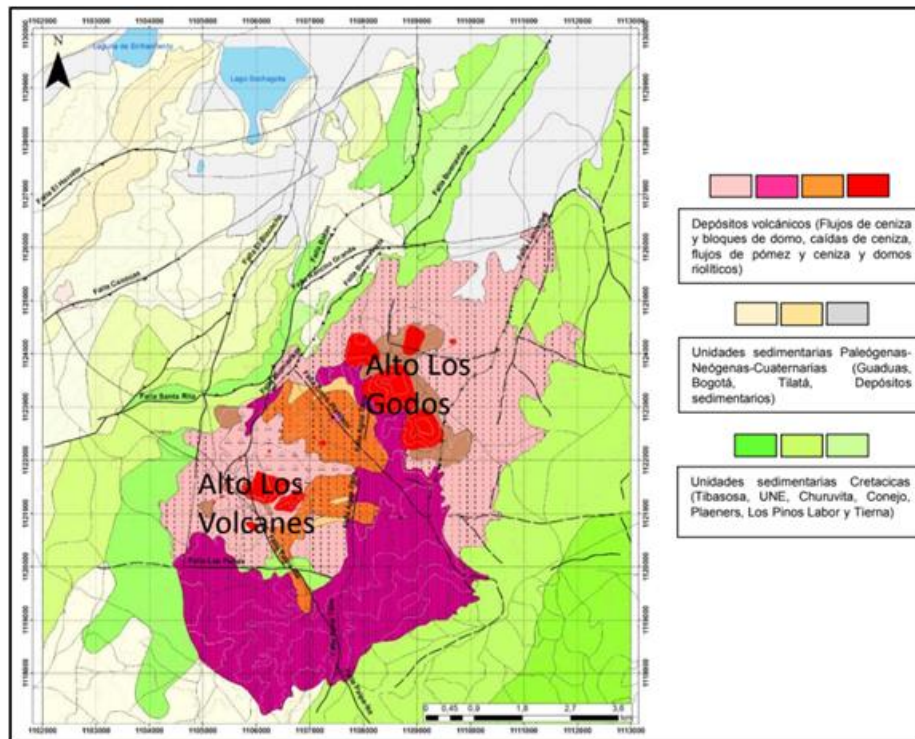
Velandia (2003) propuso un modelo estructural que describe la reactivación de estructuras antiguas y la formación de nuevas fallas relacionadas con el régimen compresivo durante la Orogenia Andina. Según este modelo, el ambiente tectónico compresivo está controlado por las fallas Soapaga y Boyacá. Las fallas locales presentan dos estilos estructurales: El primer estilo, predominante en la zona noroccidental del área geotérmica, comienza en la Falla Buenavista e incluye las fallas El Batán, El Bizcocho, Canocas, El Hornito, Santa Rita y El

Paipa con el domo de Iza. Esta falla alcanzaría la corteza y facilita el ascenso de los magmas desde el manto hasta la superficie.

3.2 Fuentes de calor

Este sistema cuenta con tres posibles fuentes de calor: el calor residual de intrusiones ígneas recientes, el calor radiogénico generado por isótopos como ^{238}U , ^{232}Th y ^{40}K , y el calor asociado a un gradiente geotérmico anormal, donde la infiltración profunda podría elevar la temperatura hasta los 169°F.

El reservorio geotérmico se encuentra limitado lateralmente por fallas y fracturas hidráulicas, con un flujo ascendente de fluido termal que se acumula en la formación Une, conformando un reservorio sedimentario. Este se ubica entre intrusiones ígneas que subyacen los complejos de domos Alto Los Volcanes y Los Godos, al sur de la falla Cerro Plateado, a través de la cual se inicia un flujo lateral dentro de la misma formación Une, hasta su descarga en los manantiales.

Figura 5*Geología del área Geotérmica de Paipa*

Nota. Tomado de SGC (2017) actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa.

La temperatura real del fluido geotérmico profundo en Paipa es incierta y sólo ha sido estimada mediante geotermómetros de sílice, alcanzando un valor máximo de 248°F. Sin embargo, esta temperatura podría estar subestimada debido a procesos de dilución y mezcla con aguas sulfatadas sódicas de baja temperatura y posible aporte de gases orgánicos. Otros geotermómetros indican valores más altos, pero su fiabilidad es baja, ya que la composición del fluido descargado en los manantiales no representa fielmente las condiciones del reservorio profundo. Según un modelo entalpía-sílice, la temperatura del fluido podría alcanzar hasta 446°F en profundidad. La pérdida de calor durante su ascenso, junto con la mezcla con aguas de baja

salinidad y temperatura provenientes de acuíferos someros, explicaría la disminución del fluido hasta los más de 158°F registrados en superficie.

Se han identificado intrusiones ígneas, con y sin expresión superficial, que podrían ser la fuente de calor del sistema, ya sea por calor remanente o radiogénico. Aunque la infiltración profunda podría aumentar la temperatura hasta el nivel de los manantiales, el fluido geotérmico en profundidad es más caliente, pero se ha enfriado por la mezcla con una fuente salina de baja temperatura, lo que indica que el gradiente geotérmico no es la principal fuente de calor.

3.3 Modelo conceptual del área geotérmica de Paipa

El modelo en el cual se basa la elaboración de este proyecto fue desarrollado por el Servicio Geológico Colombiano (SGC) en el año 2017, es un modelo geológico-geofísico 3D que utiliza datos magnéticos y gravimétricos obtenidos por el mismo SGC y se desarrolló a través del software Geomodeller (Llanos et al., 2015).

La modelación abarcó la creación del modelo geológico 3D inicial, la generación de grillas de anomalías gravimétricas y magnéticas, la optimización de las variables físicas para la inversión (densidad y susceptibilidad magnética), el ajuste geológico mediante inversión estocástica, el modelado inverso de la geología usando datos magnéticos y gravimétricos, además de la evaluación del ajuste y la volatilidad de la inversión (Llanos et al., 2015).

El modelo geológico 3D permitió identificar las propiedades físicas de 3 unidades principales: el basamento, la cobertera sedimentaria y las intrusiones ígneas. Estas mismas

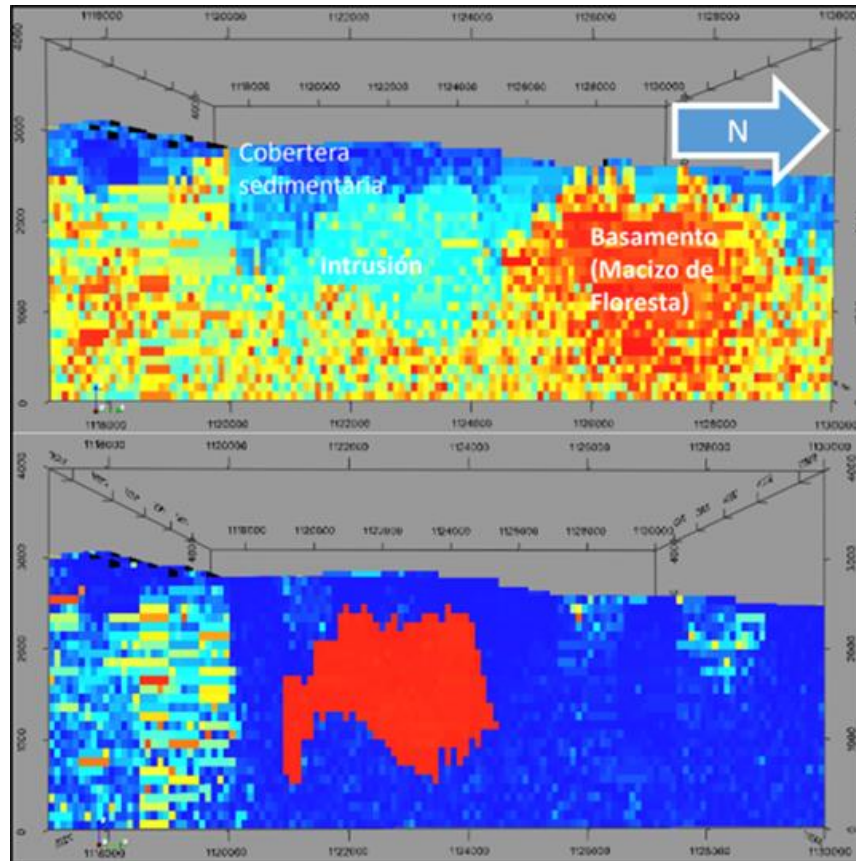
incluyen las relacionadas con los domos y otras que no se manifiestan en superficie, algunas de las cuales fueron identificadas como intrusiones a partir de anomalías magnéticas. Para su estudio e interpretación se elaboraron secciones verticales y horizontales del modelo.

Se logran identificar estas 3 propiedades principales en el corte NS del límite oriental que se evidencia en el área modelada del modelo de densidades

- Con densidad máxima (2.91 g/cc) al NE, el basamento que está relacionado con el núcleo del anticlinal Tibasosa-Toledo, que continuaría hacia el Macizo de Floresta; al sur, este basamento tiene una densidad de 2.74 g/cc, posiblemente tiene influenciada por formaciones sedimentarias del Paleozoico como lo serían formaciones Cuche, Floresta y Tibet.
- La secuencia sedimentaria que se extiende desde el Cretácico hasta el Cuaternario se caracteriza por presentar valores de densidad relativamente bajos
- Intrusiones ígneas no aflorantes que presentan una densidad intermedia. A pesar de la complejidad evidenciada en la respuesta magnética, no permitió establecer un modelo de susceptibilidad que coincidiera con los datos de geología y densidad como se muestra en la figura 6. Se observó que la susceptibilidad magnética del núcleo del anticlinal es baja, similar a la de la cobertera sedimentaria, mientras que el basamento al sur muestra rangos intermedios. La máxima anomalía de susceptibilidad magnética, de $0.09 \cdot 10^{-3}$, se localiza en la zona media del perfil, y está vinculada con anomalías observadas en el área Paipa-Iza (figura 6). A partir de esta anomalía, se propuso la presencia de una intrusión ígnea sin expresión superficial.

Figura 6

Vista NS de los modelos 3D de densidad (arriba) y susceptibilidad magnética (abajo) sobre el extremo oriental del área de trabajo



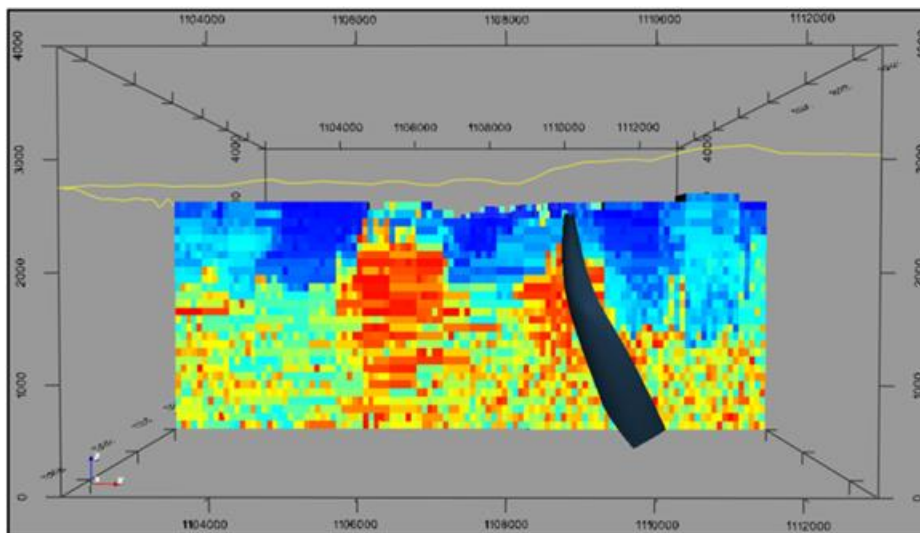
Nota. Correspondiente al sector oriental del área de estudio, permite distinguir el basamento con densidades más elevadas (tonalidades rojas y amarillas), la cubierta sedimentaria con densidades bajas (azules oscuros) y una franja de densidad moderada (azules claros) acompañada de una susceptibilidad magnética muy alta (en rojo), Fuente; Llanos et al. (2015).

Se observa que las rocas sedimentarias predominan en el área de estudio y no tienen influencia directa de las rocas ígneas del basamento. Este sector se caracteriza por tener valores bajos de densidad y de susceptibilidad magnética.

Se evidencia el contraste de densidad entre la cobertera sedimentaria en la figura 7, de menor densidad, el basamento y las intrusiones ígneas, que presentan mayor densidad. que presenta valores más bajos, y tanto el basamento como las intrusiones ígneas, que muestran densidades más altas. Esta interpretación se sustenta en la morfología abombada de las anomalías y en la geología superficial, como se observa en el Alto Los Volcanes (a la izquierda) y en el Alto Los Godos (a la derecha). Aunque la anomalía asociada al Alto Los Godos no se ubica directamente debajo de los domos, se plantea que podría ascender de manera oblicua desde el sur hacia el norte. Sin embargo, también es factible que dicha anomalía corresponda a una intrusión sin afloramiento o a una irregularidad en el núcleo del anticlinal Tibasosa-Toledo.

Figura 7

Perfil E-W



Nota. La forma y la intensidad de la anomalía de densidad permiten sugerir la ubicación de intrusiones que en superficie se manifiestan como los domos del Alto Los Volcanes (a la izquierda) y el domo sudeste del Alto Los Godos (a la derecha). Como elemento de referencia se

incorpora el trazado tridimensional de la falla Lanceros. Corte realizado sobre el modelo 3D (Llanos et al., 2015).

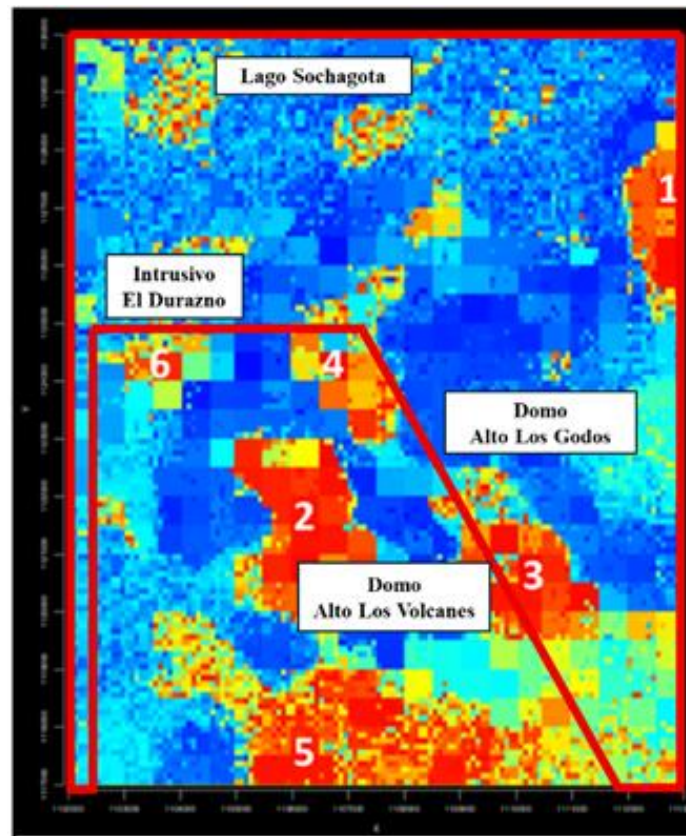
El corte horizontal realizado a 6.562 ft sobre la base del modelo mostrado en la Figura (izquierda), revela los contrastes de densidad a nivel de planta. Se pueden identificar el núcleo del anticlinal Tibasosa-Toledo (Macizo de Floresta) y áreas que probablemente están asociadas con intrusiones, algunas de las cuales podrían estar vinculadas a los domos.

En la base del modelo mostrado en la figura 8 en donde se hizo el corte horizontal hecho a 6.562 ft muestra los contrastes de densidad a nivel de planta. Se pueden reconocer el núcleo del anticlinal Tibasosa-Toledo (Macizo de Floresta) y áreas que probablemente están asociadas con intrusiones, algunas de ellas podrían estar vinculadas a los domos.

En la figura 8 la anomalía positiva de densidad (identificada como 1) se vincula con el Macizo de Floresta. La anomalía 2, está localizada en el sector del Alto Los Volcanes, se plantea como la intrusión situada bajo este conjunto de domos. Las intrusiones que alimentarán los domos del Alto Los Godos desde el sur y el noroccidente son las 3 y 4, considerando que no se registran anomalías positivas de densidad directamente bajo estos domos que permitan asociarlas con su origen. En tal caso, a partir de la información disponible de densidad, no podrían ser detectables las dimensiones de los conductos que aportan material a los domos del Alto Los Godos.

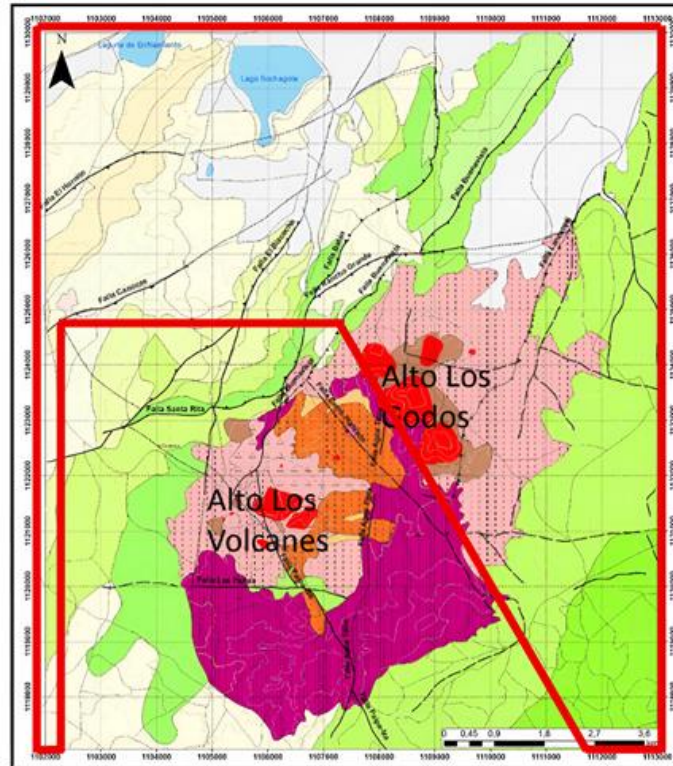
Figura 8

Corte horizontal de los modelos de densidad



Nota. Anomalías de densidad están relacionadas con el Macizo de Floresta (1) intrusiones ígneas (2 a 6), algunas de ellas alimentan los domos del Alto Los Volcanes y el Alto Los Godos.

Posibles intrusiones, como las catalogadas 5 y 6, no están presentes en superficie. La anomalía número 6, situada cerca de El Durazno, podría estar asociada en profundidad con este cuerpo intrusivo, el cual no muestra una anomalía clara, probablemente debido a su fuerte alteración hidrotermal.

Figura 9*Mapa geológico del área geotérmica de Paipa*

Nota. Tomado y adaptado de Llanos et al. (2015)

El modelo conceptual del área geotérmica de Paipa que se describe en la figura 10 muestra un sistema que estructuralmente se encuentra dominado por fallas y por fluidos de alta temperatura que llegan a la superficie y se manifiestan en forma de manantiales termales, los cuales están localizados en áreas con cruces de fallas y giros de bloques, zonas de influencia de formaciones sedimentarias permeables y además la composición del fluido termal en superficie no es representativa del fluido geotérmico propio del yacimiento profundo, debido a la mezcla con fuentes salinas superficiales. El calor de este sistema se cree proviene de instrucciones ígneas en enfriamiento, calor radiogénico por concentraciones anormales de ^{238}U , ^{232}Th y ^{40}K y un gradiente geotérmico.

Existen anomalías conductivas con extensión lateral que posiblemente corresponden a las zonas de circulación de los fluidos mineralizados y/o a las capas arcillosas que podrían corresponder a la capa sello del sistema geotérmico. Al parecer la influencia de dichos fluidos disminuye la resistividad eléctrica de las intrusiones a menor distancia de la superficie.

La última actualización del modelo conceptual desarrollado por el servicio geológico colombiano en el 2017 propone que la principal fuente de recarga es la infiltración de agua por medio de precipitación a través de los estratos de arenitas en los afloramientos de la formación Une ubicada en el flanco occidental del anticlinal Tibasosa-Toledo siguiendo el buzamiento al occidente. En el valle, el agua circula subterráneamente a través de la misma formación Une en dirección Norte, impulsada por la inclinación del terreno hacia el río Chicamocha (Figura 10).

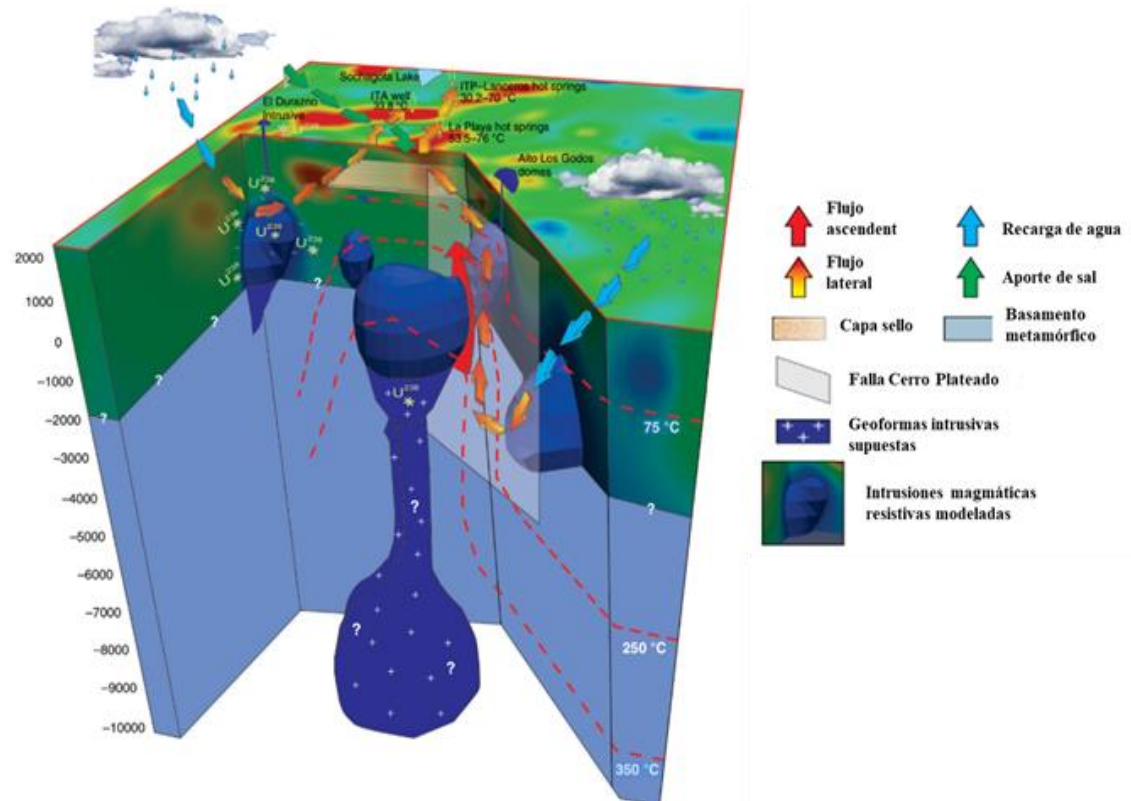
A lo largo del recorrido el agua atraviesa zonas de permeabilidad vertical como las fallas Paipa-Iza, Las Peñas y Agua Tibia, además de contactos entre intrusiones ígneas, las rocas sedimentarias o del basamento. En el basamento, el fluido se calienta debido al gradiente térmico y, principalmente, por la interacción con cuerpos ígneos, cuyo calor proviene tanto del remanente de eventos magmáticos como de la concentración de elementos radiactivos. La acumulación y circulación del agua en el basamento depende principalmente de la permeabilidad secundaria generada por fallas y fracturas hidráulicas, formando pequeños acuíferos de agua caliente de extensión limitada.

El agua caliente asciende en una zona de "upflow" situada aproximadamente de 6.562 a 9.842 ft al norte de la infiltración profunda, impulsada por fuerzas de flotación a través de estructuras permeables como los contactos entre intrusiones ígneas. Finalmente, alcanza los niveles más permeables de la formación Une, donde se acumula en un reservorio sedimentario de

agua termal con extensión lateral y permeabilidad tanto primaria como secundaria. La Falla Cerro Plateado marca el límite norte de esta zona de acumulación.

Figura 10

Modelo conceptual del área geotérmica de Paipa



Nota. Tomado y adaptado de Llanos et al. (2015).

3.4 Desafíos al momento de perforar en el área geotérmica de Paipa

La perforación de yacimientos geotérmicos presenta una serie de desafíos técnicos únicos que los diferencian de los proyectos tradicionales de petróleo y gas. Uno de los principales retos es la presencia de altas temperaturas, que pueden superar los 572 °F, lo cual limita el uso de herramientas estándar, como sensores, motores de fondo y componentes electrónicos, que fallan con mayor frecuencia bajo estas condiciones extremas. Además, el manejo del cemento y de los

fluidos de perforación requiere especial atención, ya que su comportamiento puede verse afectado significativamente por las altas temperaturas.

Desde el punto de vista geológico, los yacimientos geotérmicos suelen estar compuestos por formaciones de alta dureza y abrasividad, como granito, granodiorita, cuarcita, basalto, riolita y toba volcánica. Estas rocas, a diferencia de las sedimentarias comunes en petróleo y gas, presentan una fracturación extensa, baja presión de poro y elevada reactividad química. Estas características provocan velocidades de penetración más bajas, una reducción en la vida útil de las brocas y un aumento de la frecuencia de los problemas de perforación.

Entre los desafíos más críticos se encuentran las pérdidas de circulación, agravadas tanto por la naturaleza fracturada de las formaciones como por las altas temperaturas, que complican el control y recuperación del lodo. Además, la presencia de fluidos corrosivos, como salmueras con altos sólidos disueltos y gases ácidos (CO_2 , H_2S), acelera la corrosión de tuberías y equipos, generando mayores costos de mantenimiento y riesgos para la seguridad del personal debido a la posible exposición a gases tóxicos. Estas condiciones extremas hacen que las operaciones de perforación geotérmica sean considerablemente más exigentes, requiriendo tecnologías especializadas, materiales resistentes a la corrosión y estrategias de perforación adaptadas para garantizar la viabilidad y la seguridad de los proyectos.

4. Casos de perforación geotérmica relacionados con Paipa a nivel mundial

Para empezar, es importante destacar que el área de estudio de este proyecto (Paipa) hoy en día no cuenta con información real de gradiente de presión, gradiente de temperatura y aspectos técnicos u operacionales sobre perforación de pozos geotérmicos profundos debido a

que no se ha realizado ningún proyecto de este tipo. Inicialmente se hace una revisión bibliográfica para lograr identificar qué yacimientos a nivel mundial funcionan como análogos.

4.1 Criterios de selección para análogos a nivel mundial

Evaluando qué yacimientos son favorables para comparar con el área de estudio se tienen en cuenta los siguientes criterios de selección:

Tabla 1

Criterios de selección para la elección de yacimientos análogos

Criterio de selección	Observación
Temperatura	Un rango de 380°F-520°F
Profundidad	Un rango de 5,000 ft-9,000 ft
Litología	Secuencias sedimentarias con similitudes esperadas en el área Geotérmica de Paipa
Ambientes tectónicos activos	Donde las fallas y fracturas controlan la circulación y almacenamiento de los fluidos geotérmicos
Fuente de calor	Que permita el calentamiento de los fluidos en profundidad y permeabilidad de rocas fracturadas

Esto con el fin de tener un punto de partida teniendo en cuenta las experiencias en yacimientos análogos para el desarrollo del diseño de la perforación de un pozo geotérmico en Paipa.

4.2 Proyecto de energía geotérmica Menengai (Kenia)

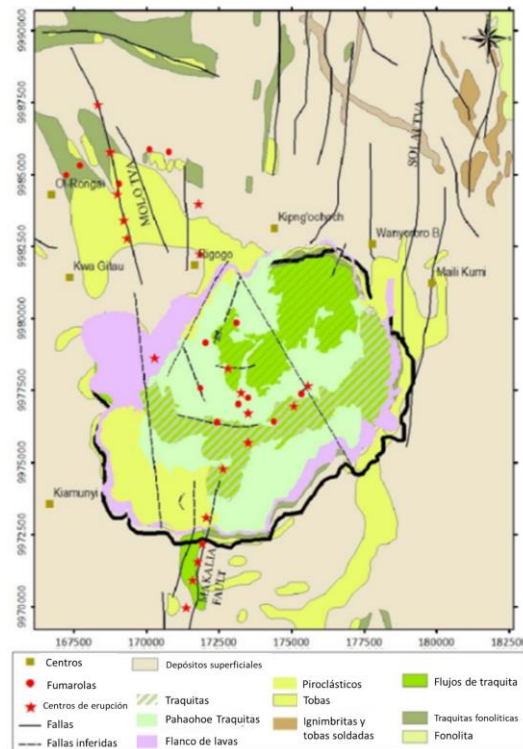
El campo geotérmico de Menengai, ubicado en el Valle del Rift, al noroeste de Nairobi (Kenia), constituye uno de los proyectos de desarrollo geotérmico más relevantes de África. Consiste en un sistema de alta entalpía asociado a una caldera volcánica activa, cuenta con características geológicas y térmicas que lo hacen comparable al sistema geotérmico esperado en

Paipa. El proyecto forma parte de la estrategia nacional de Visión 2030 de Kenia, cuyo objetivo es diversificar la matriz energética, promover fuentes renovables y reducir la dependencia de combustibles fósiles (Kenya Visión 2030, 2023). Menengai tiene como meta alcanzar una capacidad instalada de hasta 465 MW de vapor geotérmico equivalente a través de un desarrollo progresivo en fases, en su primera etapa ya se han construido y operado plantas de 35 MW (Geothermal Development Company, 2023). Debido a su naturaleza volcánica, sus altas temperaturas y la presencia de reservorios profundos fracturados, Menengai representa un yacimiento idóneo para orientar un posible desarrollo de la industria geotérmica en Paipa siguiendo las lecciones aprendidas durante la perforación en Menengai.

4.2.1 Geología de Menengai

Estructuralmente el campo geotérmico de Menengai presenta una alta densidad de fallas debido a su ubicación en el Gran Valle del Rift, la cual es una zona caracterizada por su tectónica extensional activa donde la corteza terrestre se está separando. Esta actividad genera numerosas fallas normales que controlan la migración de fluidos geotérmicos.

La región presenta una intensa actividad volcánica reciente, con rocas como traquitas, basaltos, fonolitas y depósitos piroclásticos, que forman la litología (Peter Kiranga, 2014). Las condiciones geológicas, con alta fracturación y permeabilidad mayormente secundaria controlada por fallas que permiten la migración de fluidos y favorecen la existencia de un sistema geotérmico de alta entalpía aprovechable y que es visible en superficie debido a la manifestación de actividad hidrotermal.

Figura 11*Mapa geológico y estructural de Menengai*

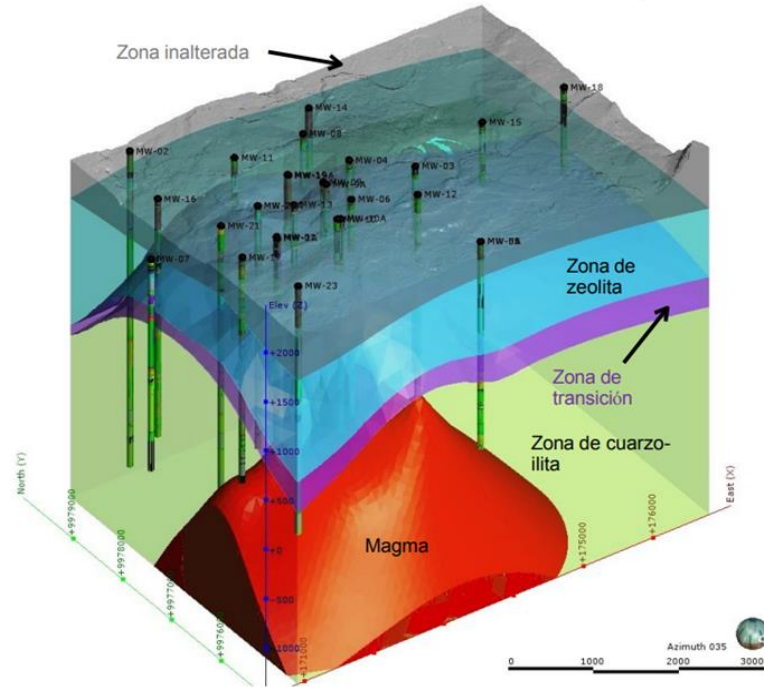
Nota. Se muestran fallas, y en rojo las manifestaciones superficiales de actividad hidrotermal.

Tomado y modificado de (Marietta Mutonga et al., 2017).

Las manifestaciones del potencial geotérmico de Menengai incluye un volcanismo joven, terrenos calientes, fumarolas y pozos superficiales de temperatura cálida, estas manifestaciones se encuentran confinadas dentro de la Caldera a lo largo de los ejes tectónicos y otras fallas (Peter Kiranga, 2014).

4.2.1.1 Minerales de alteración hidrotermal. Según Geoffrey Mibei en 2016, se han identificado cuatro zonas con alteración Hidrotermal, La zona de alteración menos profunda, la zona de zeolita-esmectita, la zona de transición y la zona de cuarzo-ilita. Las alteraciones de alta temperatura son más superficiales cerca al centro de la caldera, es por eso por lo que se encuentra un efecto de domo en las zonas de alteración.

Entre los minerales de alteración más representativos destacan las zeolitas, presentes en niveles poco profundos como relleno en tobas, estables únicamente a bajas temperaturas (<230 °F). La pirita, diseminada en la matriz de feldespatos, se observa a lo largo de casi todos los pozos, con mayor concentración entre 3.280 y 4.920 ft, asociada a zonas con buena permeabilidad. La epidota es escasa en el área de la cumbre y solo aparece a profundidades mayores a 5.900 ft, lo que indica una influencia de un cuerpo magmático somero que limita su formación. Las arcillas son poco comunes en la zona central; sin embargo, hacia áreas periféricas su abundancia aumenta, lo que indica que el sistema en la cumbre es más joven y delgado en comparación con sus márgenes. Otros minerales de alteración profunda incluyen la calcita, que se vuelve abundante tras los 6.200 ft en contacto con intrusivos, indicando procesos de ebullición; el cuarzo secundario, presente a partir de los 1,900 ft y estable en condiciones >356 °F; y la actinolita, mineral de alta temperatura del grupo de los anfíboles, que aparece en la zona intrusiva central y en profundidades mayores alejadas del centro del sistema.

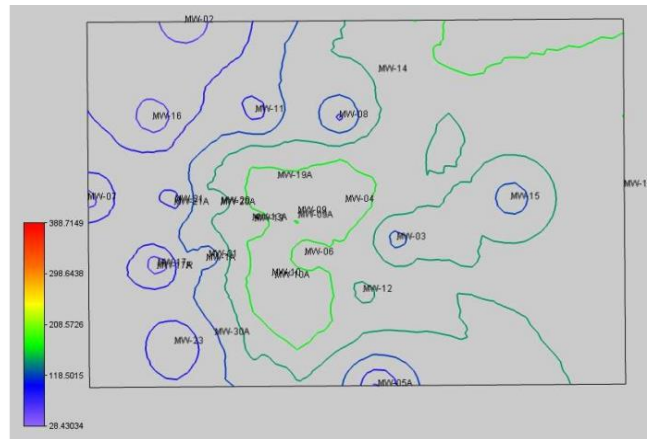
Figura 12*Zona de alteración hidrotermal en Menengai*

Nota. Se observa la división de las diferentes zonas del yacimiento, la zona inalterada con depósitos más recientes, hasta la zona de cuarzo-ilita que tiene una mayor alteración hidrotermal a causa de la elevada temperatura. Tomado y modificado de (Mibei, Geoffrey, 2016).

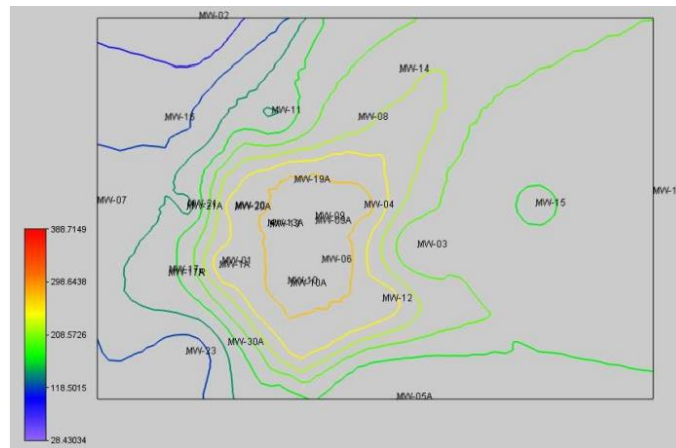
4.2.1.2 Mapa y modelo de temperaturas

Gracias al creciente desarrollo del proyecto de Menengai en Kenia, se han podido correlacionar las temperaturas medidas y registradas en los más de treinta y cinco pozos que se han perforado en la caldera. Se registran temperaturas de hasta 570°F en el fondo del pozo.

En Menengai se cuenta con mapas de temperaturas a diferentes profundidades y un modelo 3D de temperaturas que muestra el comportamiento de las isotermas en profundidad y la distribución de los pozos que se han perforado durante el desarrollo de este proyecto.

Figura 13*Mapa de temperaturas a 1.310 ft*

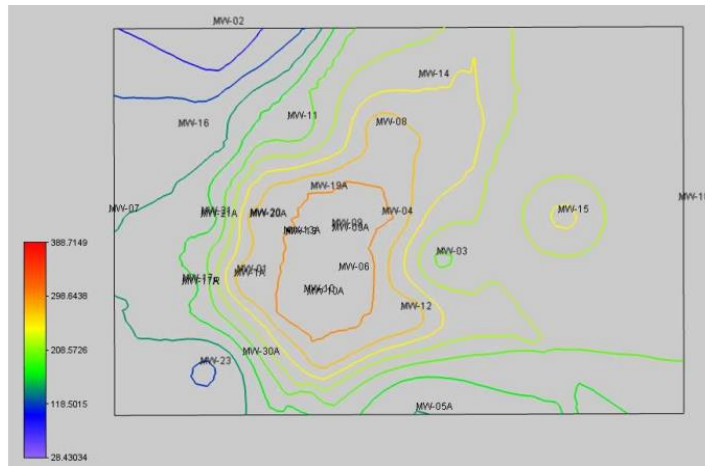
Nota. Se observa la distribución de la temperatura en una vista aérea del yacimiento geotérmico de Menengai a una profundidad de 1310 ft. Tomado y modificado de (Mibei, geoffrey., 2016). Geothermal Exploration of the Menengai Geothermal Field.

Figura 14*Mapa de temperaturas a 3.900 ft*

Nota. Se observa la distribución de la temperatura en una vista aérea del yacimiento geotérmico de Menengai a una profundidad de 3900 ft. Tomado y modificado de (Mibei, geoffrey., 2016). Geothermal Exploration of the Menengai Geothermal Field.

Figura 15

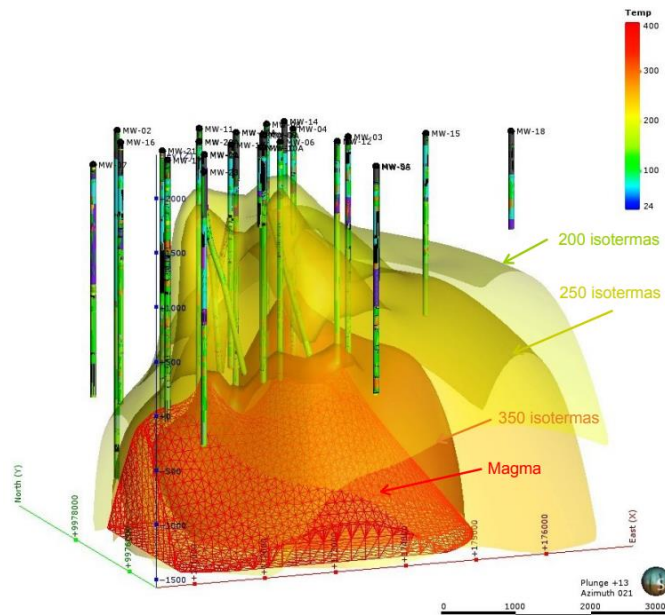
Mapa de temperaturas a 6.500 ft



Nota. Se observa la distribución de la temperatura en una vista aérea del yacimiento geotérmico de Menengai a una profundidad de 6.500 ft. Tomado y modificado de (Mibei, geoffrey., 2016). Geothermal Exploration of the Menengai Geothermal Field.

Figura 16

Vista 3D del modelo de temperaturas de Menengai



Nota. Se observa el comportamiento de las isotermas a lo largo del modelo 3D del yacimiento geotérmico de Menengai. Tomado y modificado de (Mibei, geoffrey., 2016). Geothermal Exploration of the Menengai Geothermal Field.

Aunque el sistema geotérmico de Menengai presenta temperaturas de reservorio más altas que las esperadas en Paipa, su comparación sigue siendo válida como análogo debido a la similitud en su estructura como yacimientos geotérmicos y en las condiciones de perforación de alta entalpía. Ambos sistemas corresponden a ambientes de actividad volcánica reciente, donde los procesos de transferencia de calor, presencia de fluidos hidrotermales en superficie y la alta densidad de fallas y fracturas generan condiciones comparables. Estas características permiten que Menengai se utilice como referencia metodológica y técnica para orientar el diseño y la ejecución de pozos profundos en Paipa.

4.2.2 Perforación en Menengai

Hasta el año 2023, en el campo geotérmico de Menengai (Kenia) se han perforado 53 pozos geotérmicos, como parte del desarrollo progresivo del proyecto para generación eléctrica. La mayoría de las perforaciones se han concentrado en el centro de la caldera, donde se han identificado reservorios de alta temperatura a profundidades de entre 5.900 y 8.530 ft (Geothermal Development Company, 2023).

Según (Abraham Khaemba, 2016), los pozos perforados en el campo Menengai, tienen un diseño regular con las secciones de perforación, usando la siguiente configuración:

- Para el casing conductor, se perfora un hueco con diámetro de 26” hasta los 262 ft, se entuba con casing de 20” y se cementa hasta superficie.

- Para el casing de superficie, se perfora un hueco con diámetro de 17½" hasta una profundidad de 1.312 ft, se entuba con casing de 13¾" y se cementa hasta superficie.
- Para el casing intermedio, se perfora con un diámetro del hueco de 12¼" hasta una profundidad entre 2.624 ft y 4.590 ft, se instala la tubería de producción de 9⅝" y se cementa hasta superficie.
- Para finalizar se perfora una sección de producción con diámetro del hueco de 8 1/2" hasta la TD (profundidad total), luego de esto se completa con liner de 7" que cuelga sobre la parte inferior de la tubería de revestimiento 9⅝".

En el campo geotérmico de Menengai, la mayoría de los pozos perforados alcanzan profundidades promedio que oscilan entre 7.500 y 9.500 ft, dependiendo de la ubicación dentro del área geotérmica. De acuerdo con Mibei, G. (2019), los pozos situados en el centro de la caldera tienden a ser más profundos, mientras que los ubicados en los márgenes presentan profundidades ligeramente menores y a este rango de profundidades las temperaturas de reservorio se encuentran dentro del rango característico de sistemas de alta entalpía. Los registros de pozos profundos indican valores que oscilan entre 380 °F y 550 °F, con variaciones asociadas a la proximidad al centro de la caldera y a la presencia de cuerpos intrusivos someros (Khaemba, 2016; Mibei, 2019).

Para llevar a cabo la perforación en el campo Menengai se ha implementado el uso de 2 equipos de perforación, el primero, "Top holing rig" utiliza un equipo de perforación llamado predator de Atlas Copco (Figura 17). Este sistema consta de cuatro componentes: equipo de

perforación móvil, subestructura, patín de tubería y un sistema de circulación de fluidos (tanques de lodo, bombas, etc).

Figura 17

Equipo de perforación Predator, Atlas Copco



Nota. Equipo ampliamente utilizado para la perforación de pozo en Menengai. Tomado de (Abraham Khaemba., 2017). Drilling in Menengai high temperature field-drilling equipment and well design.

Este equipo de perforación brinda ventajas como; la reducción en costos y tiempos relacionados con la movilización y preparación de equipo, reducción en el personal de perforación y el trabajo manual lo que ayuda a mejorar la seguridad en las operaciones. El sistema consume menos energía por lo que reduce costos, y tiene un menor impacto ambiental y visual gracias a la reducida superficie de apoyo de la plataforma (Abraham Khaemba., 2017).

El otro equipo utilizado es una plataforma terrestre SCR de 2.000HP, este consta de los siguientes sistemas:

1. Sistemas de elevación: su función principal es sostener, elevar y bajar la sarta de perforación giratoria durante la perforación. Consiste en una estructura de soporte

(mástil, subestructura y suelo de la plataforma) y un equipo de elevación que incluye el malacate, el bloque de corona, el bloque de desplazamiento, gancho, eslabones, elevadores y la línea de perforación)

2. Sistema de alimentación: Consiste en el motor principal y los medios de transmisión de potencia a los equipos auxiliares.
3. Sistema de circulación: Consta de bombas, tuberías verticales, mangueras giratorias, sargas de perforación y se utiliza principalmente para limpiar los recortes del fondo del pozo.
4. Sistema rotativo: Se encarga de impartir una acción giratoria a la sarga de perforación y a la broca, sus componentes principales son la Kelly, la manguera giratoria y la sarga de perforación.
5. Sistema BOP: El preventor de reventones (BOP) se utiliza para sellar el pozo e impedir el flujo incontrolado o el reventón de los fluidos de formación. Consta de un preventor anular arietes de tubería de perforación o revestimiento y arietes ciegos y un sistema acumulador.
6. Equipo de perforación auxiliar: Incluye los elementos adicionales a la plataforma, como las herramientas de manipulación de la sarga de perforación, el sistema de instrumentación, los polipastos neumáticos y las herramientas de suelo de la plataforma.

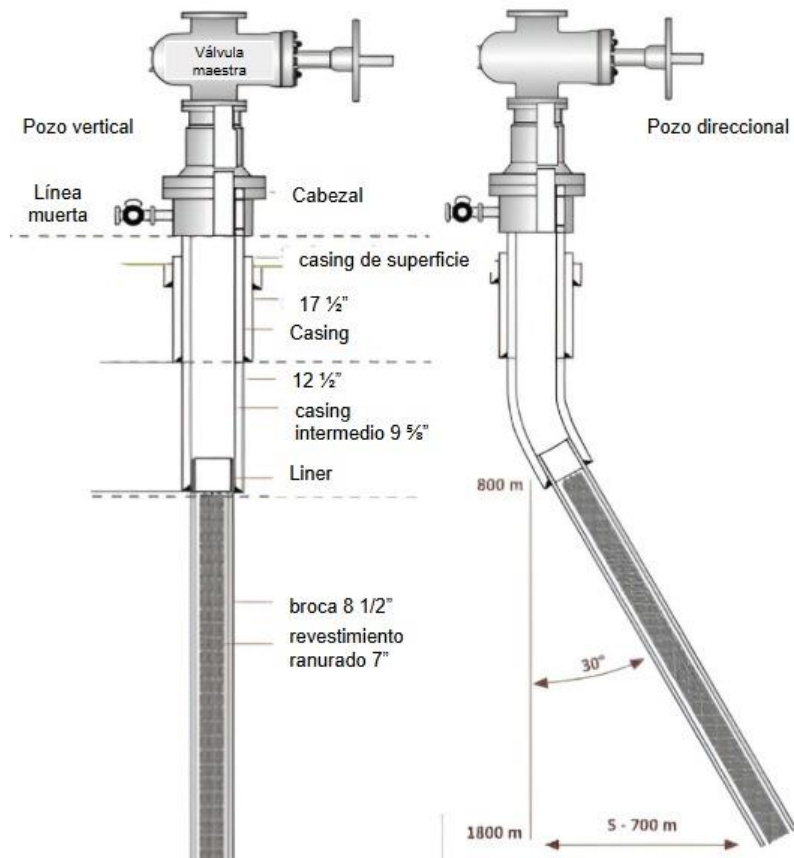
En Menengai se llevan a cabo perforaciones de pozos tanto verticales como horizontales como se muestra en la figura 18. Y para su diseño se tienen en cuenta consideraciones como:

- Diseño de BHA y de la sarga de perforación
- Fluidos de perforación

- Programa de revestimiento
- Cementación y completamiento de pozo

Figura 18

Perfil de pozo vertical y direccional



Nota. Tomado y adaptado de (Abraham Khaemba., 2017). Drilling in Menengai high temperature field-drilling equipment and well design.

4.2.2.1 Diseño de BHA y sarta de perforación. La sarta de perforación es el conjunto de herramientas y tuberías que permiten la perforación de un pozo, y su función principal es conectar la broca que se encuentra en fondo con el sistema rotatorio de superficie. El BHA (Bottom hole assembly) es la sección inferior de la sarta de perforación, incluye el conjunto de todas las herramientas que se encuentran sobre la broca y su función principal es transmitir peso, dirección y energía hidráulica a la broca de perforación.

Según Khaemba, W. (2017), en Menengai los diferentes componentes de la sarta de perforación y alguna de sus funciones son:

- **Sub con válvula de no-retorno (NRV):** Se utiliza para conectar la broca con el primer collar. Contiene un alojamiento para la válvula de no-retorno, la cual evita que el fluido de perforación regrese hacia arriba.
- **Drill Collar:** Son componentes de acero rígido de aproximadamente 32 ft de longitud y un peso entre 2 y 3,5 toneladas. Proveen el peso necesario sobre la broca, la resistencia estructural requerida para trabajar en compresión, y ayudan a reducir vibraciones.
- **Tubería de perforación de peso pesado (HWDP):** Tienen un peso entre 2 y 3 veces superior al de la tubería de perforación convencional. Sirven como una transición segura entre el drill collar y la tubería, ayudando a reducir fallas en la tubería por fatiga.
- **Drill Pipe:** Constituye la sección más larga de la sarta de perforación. Se compone de un cuerpo tubular soldado a dos conexiones o juntas. Los tamaños más comunes son de 3½", 4½" y 5".

- **Kelly saver sub:** Se instala entre el Kelly y la tubería de perforación. Es una herramienta de desgaste sacrificial que protege el Kelly del deterioro ocasionado por las conexiones frecuentes.
- **Kelly:** Diseñado con forma cuadrada o hexagonal. Se acopla al buje impulsor del Kelly (Kelly drive bushing) y transmite el movimiento rotatorio a la sarta de perforación, el cual llega hasta la broca.
- **Estabilizadores:** Forman parte del conjunto de fondo (BHA). Aportan estabilización estructural al conjunto y mejoran el control direccional del pozo.
- **Martillo (Jar):** También integrado en el BHA, se utiliza especialmente en perforaciones profundas para liberar la sarta cuando se atasca.
- **Motor de desplazamiento positivo (PDM):** Se emplea durante la perforación direccional para desviar el pozo hacia los objetivos deseados.

En el pozo MW-15 del campo geotérmico de Menengai, adicional a esto, se incluyó dentro de su configuración de BHA; NMDC (Non-Magnetic Drill Collar) y múltiples Drill collars, se emplearon 6 Drill collars de 8", 6 de 6½" y 12 segmentos de HWDP de 5". Esta configuración fue utilizada para mejorar el control direccional y mejorar las lecturas de herramientas de medición MWD, adicionalmente proporciona rigidez y peso sobre la broca lo cual es necesario para mantener la trayectoria del pozo, los HWDP entre los drill collars y los drill pipe distribuyen gradualmente el peso y reduce el riesgo de fatiga, esta combinación permitió una distribución de cargas eficiente y redujo los riesgos de fallas estructurales por fatiga en los ambientes de alta presión y temperatura.

Según el informe técnico de Khaemba, W. (2016), En Menengai se emplean principalmente brocas triconicas con insertos de tungsteno en las primeras secciones y avanzan hacia PDC y combinaciones híbridas en zonas profundas y de alta temperatura. Esto debido a la necesidad de mantener una tasa de penetración aceptable y una durabilidad de las herramientas en condiciones geológicas y térmicas exigentes. Las brocas están diseñadas para ofrecer resistencia al desgaste, estabilidad y rendimiento operativo en pozos que alcanzan hasta 9.840 ft de profundidad.

Tabla 2

Configuración más común de brocas en Menengai

Sección	Tipo de broca	Objetivo
Conductor (26")	Tricónica	Rocas poco abrasivas, mejor eficiencia en rocas no consolidadas
Superficial (17½")	Tricónica	Rocas con un mayor grado de consolidación
Intermedia (12¼")	PDC	Alta eficiencia frente a rocas abrasivas y con dureza variable
Producción (8½")	PDC térmica reforzada	Frente a la presencia de altas temperaturas y rocas muy abrasivas tienen una mayor vida útil

4.2.2.2 Fluidos de perforación. Los fluidos de perforación cumplen muchas funciones, como limpiar el pozo, enfriar la broca y evitar un desgaste prematuro de la misma. El fluido de perforación se bombea a través de la sarta hasta el fondo y retorna a superficie por medio del anular llevando consigo todos los recortes producto de la perforación con la broca.

Las propiedades básicas de los fluidos de perforación que tienen una mayor relevancia son: la densidad del fluido para controlar la presión hidrostática, la viscosidad que afecta la

efectividad en la remoción de ripios y la pérdida de filtrado que indica la cantidad de agua que se pierde en la formación.

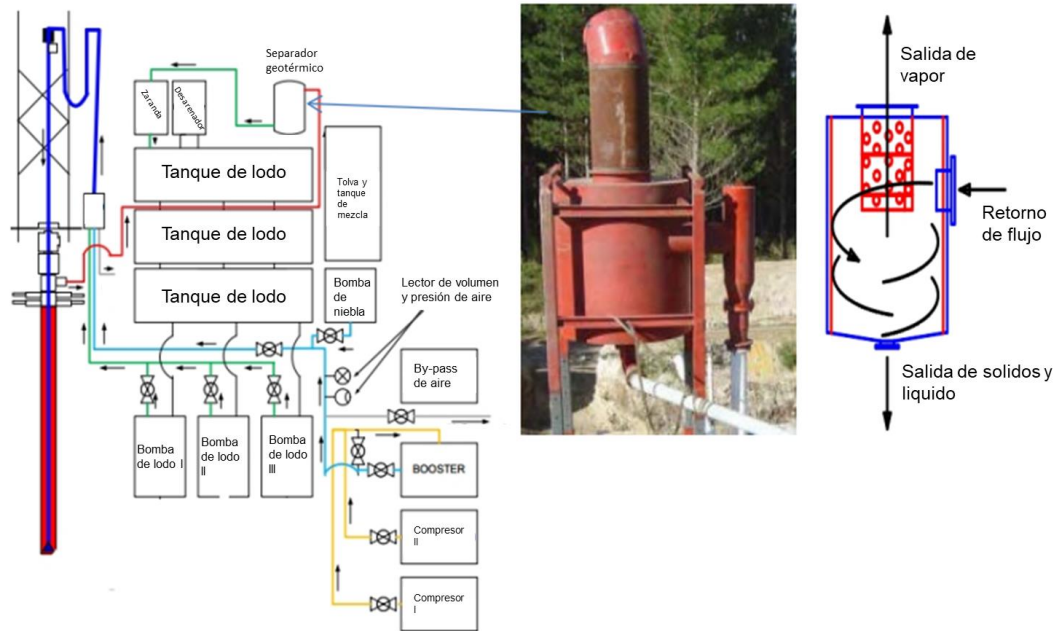
Según Khaemba (2016), uno de los principales retos durante la perforación de pozos en el campo geotérmico de Menengai fue la limitada disponibilidad de agua para la preparación de lodos, sumado a la alta fracturación de las formaciones atravesadas. En este contexto, el uso de lodos convencionales y pesados no era viable, ya que un mayor peso del fluido habría incrementado el riesgo de pérdidas severas de circulación y potencial daño a la formación. Por esta razón, se implementó la perforación con espuma, un sistema que requiere menor volumen de agua y se genera a partir de la combinación de agua, aire comprimido y tensioactivos (Figura 19). Esta técnica no sólo permitió optimizar el agua disponible, sino también mantener la limpieza del pozo y reducir los riesgos asociados a la presión de circulación.

La espuma con consistencia de crema de afeitar circula como fluido de perforación por el espacio anular, causando una mayor pérdida de presión debido a la alta viscosidad, este sistema alcanza velocidades anulares similares a las obtenidas con lodos de perforación. Este fluido de perforación mezcla la fase líquida y gaseosa para alcanzar la densidad deseada del fluido, se debe instalar un separador geotérmico en la línea de flujo entre la BOP y las zarandas para separar el aire del fluido de retorno y evitar la formación de burbuja in situ.

Cabe resaltar que, en general, en yacimientos geotérmicos los lodos de perforación deben diseñarse con baja densidad para minimizar el daño al reservorio y evitar pérdidas de circulación, especialmente en formaciones volcánicas altamente fracturadas (Collins et al., 2023).

Figura 19

Esquema de circulación de fluido de perforación y separador geotérmico



Nota. Tomado y adaptado de (Abraham Khaemba., 2017). Drilling in Menengai high temperature field-major challenges and recommendations.

Los fluidos de perforación implementados generalmente en el yacimiento de Menengai son:

Conductor 26”: Se perfora el pozo con lodo bentonítico base agua, con viscosidad de embudo de 60-80 segundos. Si en superficie se observa una pérdida en el retorno de fluidos se utiliza LCM (Lost Circulation Material), material para control de pérdida de circulación.

Superficie 17 1/2”: Se perfora con lodo Bentonítico base agua, si se produce pérdida de circulación se intenta recuperar con LCM, en algunas circunstancias extremas donde la limpieza resulta deficiente, se utiliza espuma.

Intermedio 12 1/4”: Esta sección se perfora con lodo bentonítico base agua, cuando no se puede mantener la circulación de fluido, se utiliza agua aireada con espuma.

Producción 8 1/2”: Esta sección se perfora totalmente con agua debido a lo altamente fracturado y cavernoso de la formación, cuando aparecen signos de pérdida de circulación, parcial o total, se utiliza agua aireada con espuma.

4.2.2.3 Completamiento. En el campo geotérmico de Menengai, todos los revestimientos principales (conductor, superficie, intermedio y producción) están fabricados con acero grado K55 o N80 (Khaemba, 2014), acoplado mediante conexiones roscadas, diseñados para resistir las cargas mecánicas y térmicas altas como se esperan en entornos geotérmicos de alta profundidad con temperaturas elevadas (>480°F).

Los revestimientos instalados son de 20”, 13³/₈”, 9⁵/₈”, y un liner ranurado de 7” dentro de la sección de producción, y se usan cementos geotérmicos especiales con alto contenido de sílice para evitar degradación térmica y asegurar una buena integridad y aislamiento en las zonas.

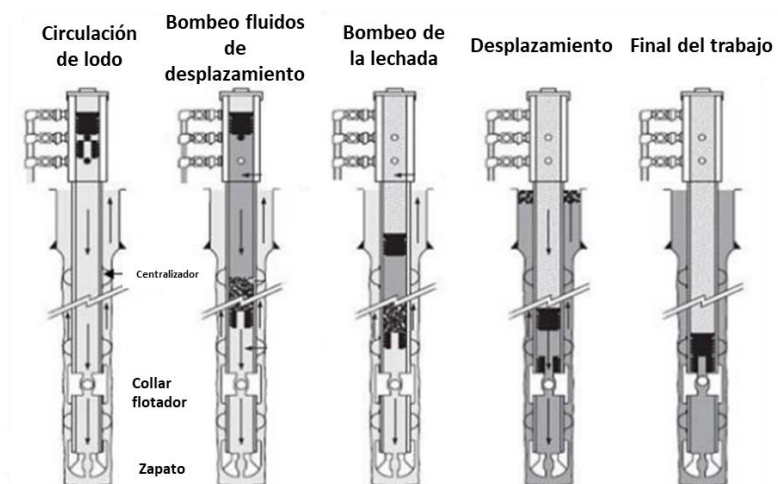
- Sección del conductor: Esta etapa del casing se ubica desde superficie hasta una profundidad somera y su propósito es proteger las formaciones no consolidadas y acuíferos someros.
- Sección de superficie: Tiene como propósito evitar el hundimiento de formaciones débiles, se debe asentar en una roca resistente, su tamaño es de 20”.
- Sección intermedia: protege los acuíferos superficiales, esta tubería de revestimiento soporta el BOP y posteriormente la cabeza del pozo de producción final, su tamaño es de 13³/₈”.

- Tubería de producción: Su propósito es aislar las zonas productoras y controlar los fluidos del yacimiento, la profundidad varía en función de la profundidad y temperatura del objetivo, transporta vapor y agua a la superficie y su tamaño es de $9\frac{5}{8}$ ".
- Revestimiento ranurado: se ubica dentro de la tubería de producción para permitir la entrada de fluidos en el pozo, tiene un diámetro de 7".

Para la cementación de los pozos en Menengai, como se muestra en la figura 20, la cementación se inicia bombeando un fluido "Spacers" para evitar la contaminación del cemento con el lodo de perforación, estos fluidos permiten generar una barrera entre el lodo de perforación y la lechada de cemento, una vez bombeado el volumen de la lechada previamente calculado, se suelta el tapón superior y se bombea el fluido de desplazamiento. Tras el desplazamiento del cemento en la tubería de revestimiento y el impacto del tapón, el collar flotador mantiene el cemento en su lugar.

Figura 20

Proceso de cementación



Nota. Tomado y adaptado de (Abraham Khaemba., 2017). Drilling in Menengai high temperature field-drilling equipment and well design.

El diseño de la lechada de cemento se ve afectado por múltiples factores como lo son: la profundidad, la temperatura dinámica en el fondo de pozo y la temperatura estática en fondo de pozo, el tipo de fluido de perforación, la densidad de la lechada, el tiempo de bombeo, la calidad del agua de la mezcla, el régimen de flujo, entre otras. (Beet, 2010). Las propiedades de la lechada que se evalúan en Menengai antes de ser bombeada son:

1. Tiempo de fraguado: Determina el tiempo que permanece bombeable la lechada.
2. Densidad de la lechada: Debe ser lo más alta posible sin provocar la ruptura de la formación durante su bombeo.
3. Agua libre: Determina la cantidad de agua libre que se acumulará en la parte superior de la lechada en el momento que se gelifica y fragua.
4. Pérdida de fluido: Mide la deshidratación de la lechada durante la colocación del cemento.
5. Resistencia a la compresión: Esta prueba indica la resistencia del cemento a las presiones diferenciales del pozo.
6. Pruebas reológicas: Se busca conocer las propiedades reológicas en función de la temperatura para predecir correctamente las presiones de fricción que se producen al bombear distintos fluidos en el pozo.

En Menengai según (Khaemba, 2014), se utiliza cemento Portland con aditivos como sílice para evitar la pérdida de la resistencia mecánica por la degradación térmica a temperaturas elevadas, otros aditivos empleados en Menengai son:

1. Retardadores: utilizados para prolongar el tiempo de espesamiento y evitar un fraguado prematuro.
2. Aditivos ligeros (extendedores): Se utilizan para reducir la densidad del cemento y evitar una presión hidrostática mayor a la presión de fractura de la formación.
3. Reductores de fricción (dispersantes): Buscan reducir la fricción y la presión durante el bombeo. lo que altera el flujo turbulento y genera velocidades de bombeo más reducidas.
4. Aditivos para el control de la pérdida de fluido: Se usan para evitar la deshidratación de la lechada y un fraguado prematuro.
5. Aditivos antiespumantes: Se utilizan para reducir al máximo el entrapamiento de aire dentro de la mezcla.
6. Aceleradores: Añadidos a la lechada para acortar el tiempo de fraguado, se usan mayormente en los revestimientos más superficiales y tapones de cemento.

4.2.3 Retos durante la perforación

Las operaciones de perforación en el campo Menengai han representado un desafío técnico significativo debido a la complejidad geológica del área que se caracteriza por rocas ígneas duras, extensas fracturas, altas temperaturas y presencia de H₂S. Esto deriva en problemas como la pérdida de circulación, atascamiento de la sarta, desgaste prematuro de la broca, entre otras fallas, estas condiciones traen consigo tiempo no productivo (NPT) que representa un problema a nivel económico en el desarrollo del yacimiento.

Khaemba (2016) describe como los principales retos durante la perforación del yacimiento de alta temperatura Menengai la insuficiencia de agua para perforación, el atascamiento de tubería (stuck pipe) y el colapso de tuberías de revestimiento. La falta de agua se

presenta debido a la poca disponibilidad del recurso hídrico y las altas pérdidas de circulación de fluido debido a la naturaleza altamente fracturada de las formaciones. El atascamiento de tubería representa el mayor porcentaje de NPT registrados en el campo Menengai donde las condiciones de fracturamiento, inestabilidad de lutitas, asentamiento de recortes y sobrepresiones contribuyen a esta problemática. Y el colapso de revestimiento se asocia a un completamiento deficiente, problemas de corrosión y acumulación de fluidos entre la tubería.

Las estrategias técnicas implementadas para la mitigación de estos problemas fueron: Para la limitación de agua, se recomienda la perforación con espuma (foam drilling) ya que esta estrategia reduce significativamente el consumo hídrico y obtiene resultados favorables en la limpieza del pozo.

Para los problemas de atascamiento de tubería en las secciones profundas se ha implementado el uso de perforación en condiciones bajo balance (underbalanced drilling), técnica que ha demostrado beneficios al incrementar la tasa de penetración, mejorar la evacuación de recortes y reducir el daño a la formación. Adicionalmente, la prevención del *stuck pipe* se apoya en una planificación rigurosa del programa de revestimiento, el empleo de fluidos aireados para mantener la limpieza del pozo, y la incorporación de *drilling jars* dentro de la sarta, que permiten liberar la tubería en caso de atascamiento. Estas prácticas se complementan con protocolos de toma de decisiones en tiempo real, minimizando así los tiempos no productivos y el riesgo de comprometer la integridad del pozo (Khaemba, 2016).

Para prevenir el colapso de tuberías se ha sugerido reforzar las juntas mediante soldadura o el uso de compuestos permanentes, además de emplear registros de caliper y cement bond logs (CBL) para evaluar la integridad del revestimiento y garantizar un cementado adecuado, incluyendo el uso de técnicas como el inner string cementing en zonas de pérdida.

Las estrategias operativas empleadas en Menengai son particularmente relevantes para Paipa porque abordan retos técnicos comunes, como el control de altas temperaturas en fondo de pozo, la estabilidad de las formaciones alteradas por actividad hidrotermal, y la prevención de pérdidas de circulación. Adaptar las prácticas probadas en Menengai permitirá anticipar y mitigar problemas similares en Paipa, incluso si las temperaturas absolutas son menores, optimizando así la eficiencia, seguridad y costos del proyecto geotérmico. El aprendizaje heredado de un entorno de mayor exigencia térmica refuerza la preparación para perforar en un sistema de características geológicas y operativas similares, pero con un nivel de complejidad térmica moderadamente inferior.

4.3 Proyecto de energía geotérmica Cerro Prieto (México)

El Campo Geotérmico de Cerro Prieto, localizado en el Valle de Mexicali, Baja California, México, es el proyecto geotérmico más grande de América Latina y uno de los más importantes a nivel mundial. Su desarrollo inició en la década de 1970 bajo la operación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con el objetivo de aprovechar el gran potencial geotérmico de la región, caracterizada por su intensa actividad tectónica y vulcanismo asociado al sistema de fallas de San Andrés (Negrín Luis, 2025)

4.3.1 Geología del campo

El basamento del área está conformado principalmente por rocas metamórficas paleozoicas, como gneises y esquistos, junto con granitoides mesozoicos que constituyen la base sobre la cual se acumularon secuencias sedimentarias y volcánicas más recientes. Sobre este basamento se depositan sedimentos cuaternarios, integrados por areniscas, limolitas y arcillas

lacustres y fluviales, correspondientes a formaciones deltaicas y aluviales de origen continental. Además, se presentan depósitos volcánicos, como basaltos, andesitas y tobas riolíticas, que conforman un sistema de capas alternantes permeables e impermeables, lo que posibilita tanto el almacenamiento como el confinamiento de los fluidos geotérmicos.

La región se encuentra dominada por fallas normales y de rumbo, principalmente con orientación NW-SE, vinculadas al sistema de fallas del Golfo de California, las cuales resultan fundamentales porque controlan la migración de fluidos geotérmicos y generan zonas de alta permeabilidad. El reservorio se localiza entre 3.940 y 9.840 ft de profundidad, con areniscas y basaltos fracturados que actúan como roca almacén, intercalados con capas de arcilla que cumplen la función de sello.

El fluido geotérmico alcanza temperaturas de 482 a 662 °F, lo que convierte a este en uno de los sistemas de vapor húmedo más grandes explotados a nivel mundial. El calor asciende a través de fracturas y fallas activas, que controlan la migración de los fluidos, mientras que la zona se ubica dentro de un graben tectónico, condición que favorece tanto la acumulación de sedimentos como la circulación de fluidos hidrotermales.

Tabla 3

Características del yacimiento geotérmico

Profundidad (ft)	3.940 y 9.840 ft
Temperatura (°F)	482–662 °F (alta entalpía)
Tipo de fluido	Mezcla de agua líquida y vapor húmedo
Litología	Areniscas y basaltos fracturados (roca almacén), intercalados con arcillas (roca sello)

4.3.2 Estratigrafía

A partir de la perforación de pozos y del análisis mineralógico en el campo geotérmico de Cerro Prieto se logró establecer una columna litológica integrada por cinco unidades principales: basamento granítico, lutita gris, lutita café, lodolita y sedimentos clásticos no consolidados. Asimismo, se contempla la presencia de rocas ígneas en el área (Morgado Paulino, 2009).

Basamento Granítico: Afloran en el sector occidental del campo y se hunden hacia el este en forma escalonada, producto del fallamiento normal. Formado por rocas del cretácico tardío.

Lutita Gris: En discordancia sobre el basamento granítico yace esta unidad, formada por lutitas y lutitas limolíticas. Presentan intercalaciones de areniscas de cuarzo, predominando las de grano fino y medio, bien seleccionadas. A partir de la morfología de la cima del basamento, se calcula un espesor promedio de 7.545 ft en las zonas de explotación y reserva.

Dentro de la unidad se reconocen áreas con mayor permeabilidad debido a relictos de falla, bloques fracturados y mineralización hidrotermal; en estas zonas es frecuente la pérdida de circulación durante la perforación. Con temperaturas que alcanzan hasta 650 °F también se aloja también el acuífero que constituye el reservorio geotérmico.

Lutita Café: Contiene intercalaciones de arenas y areniscas cremas, con espesores variables propios de ambientes de alta energía y está conformada por lutitas y lutitas limolíticas.

Lodolita: Se distribuye de forma irregular y se concentra principalmente en la parte centro-oriental del campo geotérmico, mostrando espesores heterogéneos, está integrada por lodolitas limosas, con intercalaciones de arenas y areniscas.

Sedimentos Clásticos no Consolidados: Su espesor total varía entre 978 ft y 9.190 ft, cubren las unidades subyacentes y están compuestos por arcillas, limos, gravas y arenas. Estos materiales forman lentes que en ocasiones muestran continuidad entre pozos.

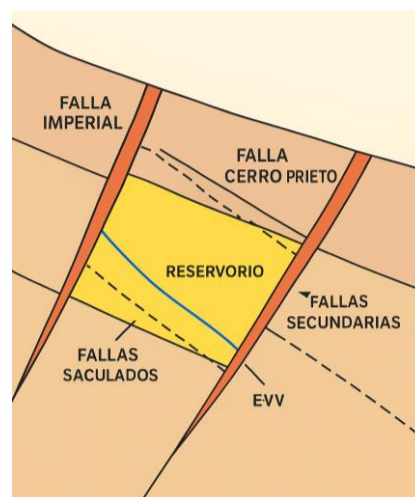
Rocas volcánicas: Estos cuerpos han sido interpretados como diques desplazados por fallas que atraviesan el basamento, reconocidas como una vía fundamental de aporte de calor hacia el reservorio. En el área noroccidental próxima al campo aflora el único cuerpo ígneo reconocido: el volcán de Cerro Prieto.

4.3.3 Geología estructural

El campo geotérmico de Cerro Prieto se encuentra en una zona de dispersión limitada por la falla Imperial al este y la falla Cerro Prieto al oeste, ambas pertenecientes al sistema transformante cuya apertura se estima comenzó hace unos 6 millones de años. De manera general, estas fallas presentan un rumbo NW-SE; sin embargo, en el interior del campo geotérmico se reconocen estructuras locales con direcciones principales: NW-SE y NE-SW (Morgado Paulino, 2009)

Figura 21

Principales fallas del sistema geotérmico de Cerro Prieto



El campo se emplaza en un graben tectónico (bloque hundido limitado por fallas normales), lo que permite la acumulación de sedimentos y la recarga de fluidos.

Las principales fallas imperial y cerro prieto son las más importantes orientadas NW-SE de tipo rumbo-lateral derecho con componentes normales, adicional se encuentran fallas secundarias que segmentan el reservorio y facilitan la migración vertical de fluidos calientes. Estas estructuras crean un mosaico de bloques que actúan como trampas dependiendo de su permeabilidad.

El yacimiento geotérmico se forma por sedimentos terciarios de lutitas y areniscas, donde estas últimas actúan como roca almacén. Los fluidos hidrotermales se calientan al contacto con un intrusivo básico (fuente de calor) y migran a través de fallas hacia las capas permeables de areniscas, mientras que las lutitas superiores funcionan como sello. La recarga del sistema se realiza mediante pozos de inyección en la zona oeste, lo que mantiene la presión del reservorio.

- **Intermedia profunda:** agujero de 12¼", revestidor de 9⅝", zapato a 6.560–8.530 ft; cementación primaria y control con registros.
- **Producción:** agujero de 8½" hasta 8.530–11.480 ft; completamiento en open hole o con liner 7" (liso o ranurado) suspendido del 9⅝", según control de arena y condiciones del reservorio.

4.3.4.1 Diseño de BHA y sarta de perforación. Según (Gallardo Victor, 2024) los componentes principales de la sarta de perforación usados en pozos geotérmicos verticales de Cerro Prieto teniendo en cuenta sus condiciones de alta temperatura, abrasividad, pérdidas son:

Broca: Utilizada para fragmentar la roca, usualmente es una broca tricónica o PDC HT para secciones profundas por lo que deben resistir altas temperaturas y abrasividad.

Bit sub: Para conectar la broca al resto del BHA, a veces incluye puerto para bombas de cementación o de circulación.

Estabilizadores: Usados para lograr mantener el calibre y el pozo vertical.

Roller reamer / Hole opener: Para ampliar calibre y evitar subcalibre.

Drill collars: Aporta peso sobre la broca (WOB) y rigidez para evitar desviaciones.

Shock sub/vibrator sub: Amortiguar vibraciones y golpes.

Jars: Liberar la sarta en caso de atrapamiento.

Acelerador: Multiplica la fuerza de los jars.

Heavy Weight Drill Pipe: Transición entre el drill collar y la tubería de perforación.

Drill Pipe: Transmite torque y circulación desde la superficie hasta el BHA.

Tipos de broca más utilizados en Cerro Prieto según cada sección del pozo vertical

Tabla 4

Tipos de broca más utilizados en Cerro Prieto según cada sección del pozo vertical

Sección	Diámetro del hueco	Tipo de broca	Objetivo
Conductor	26"	Tricónica (IADC 117–127)	Arranque superficial en formaciones blandas y no consolidadas
Superficial	17½"	Tricónica de insertos (IADC 517–537) (también se han probado PDC HT)	Pasar capas de sedimentos y primeras rocas consolidadas
Intermedia	12¼"	PDC HT 6–7 aletas (alternativa: tricónica IADC 627–637)	Profundidad media, formaciones más duras, abrasivas
Producción	8½"	PDC HT 6–8 aletas (alternativa: tricónica IADC 637–737)	Zona de fracturas, pérdidas y alta temperatura

4.3.4.2 Fluidos de perforación. Según la (Revista Mexicana de Geotermia, 2005) el fluido de perforación en pozos geotérmicos es un componente clave para el éxito de la perforación, ya que permite mantener la estabilidad del pozo bajo condiciones extremas de temperatura, presión y composición de formaciones, en Cerro Prieto el lodo de perforación usado en cada sección es:

Sección conductora (26") se usa un lodo base agua muy ligero para limpiar el hueco, estabilizar suelos ligeros y facilitar la cementación superficial.

Sección de superficie/intermedia (17½") se usa lodo base agua con bentonita más aditivos viscosificantes y de control de filtrado para lograr mantener la estabilidad de la formación poco consolidada, proteger acuíferos y facilitar la cementación a superficie.

Sección intermedia (12¼") se recomienda lodo base agua para lograr controlar las pérdidas de circulación frecuentes en formaciones fracturadas y abrasivas.

Sección de producción (8½") se recomienda usar solo agua para reducir daño a la formación productora, minimizar invasión de sólidos y mantener el pozo limpio para favorecer la productividad.

4.3.4.3 Completamiento. El completamiento de pozos geotérmicos en Cerro Prieto consiste en un diseño sencillo y abierto, con liners ranurados o hueco descubierto en la sección productora, buscando máxima comunicación con el reservorio y asegurando la integridad térmica y mecánica del pozo (Gallardo Victor, 2024).

Árbol de vapor (wellhead).

Conductor (20") sostiene el cabezal y evita colapsos superficiales.

Casing superficial (13¾") cementado hasta superficie.

Casing intermedio (9⅝") cementado hasta superficie.

Liner de producción 7" ranurado (zona de reservorio).

Hueco abierto en contacto con fracturas permeables.

4.3.4 Retos al momento de perforar en Cerro Prieto

Durante la perforación de un pozo geotérmico vertical en el campo de Cerro Prieto se presentan diversos retos asociados a las condiciones extremas del yacimiento. Las altas temperaturas, que pueden superar los 572 °F, reducen la resistencia de los materiales y afectan el rendimiento de las herramientas, mientras que las formaciones volcánicas y sedimentarias suelen ser abrasivas, fracturadas y poco consolidadas, lo que ocasiona un rápido desgaste de las brocas,

pérdidas de circulación y problemas de inestabilidad. A esto se suma la presencia de fluidos corrosivos, riesgo y la necesidad de cementaciones en condiciones de alta presión y temperatura.

Para mitigar estos problemas se aplican medidas preventivas y correctivas como la selección de materiales resistentes al calor y a la corrosión, el diseño de la sarta y del BHA, y la utilización de fluidos de perforación adecuados a cada sección que ayuden a estabilizar las formaciones y reducir pérdidas. Asimismo, se realizan cementaciones en etapas mediante técnicas con empacadores o coples múltiples, y se lleva a cabo un monitoreo constante de los parámetros de perforación para detectar anomalías de manera temprana. Finalmente, se aplican estrictas prácticas de control de pozo para asegurar la integridad de la operación y garantizar tanto la seguridad como la productividad del yacimiento.

4.4 Análisis de los yacimientos considerados análogos (Menegai y Cerro Prieto) con respecto al área geotérmica de Paipa

Luego de una revisión bibliográfica y con base en los criterios de selección definidos al inicio del capítulo, se eligieron los campos geotérmicos de Menengai (Kenia) y Cerro Prieto (México) como yacimientos análogos, debido a la similitud que presentan en cuanto a geología estructural. En los tres casos se trata de sistemas hidrotermales dominados por agua, emplazados en ambientes tectónicos activos donde las fallas y fracturas controlan la circulación y el almacenamiento de los fluidos geotérmicos. Sus reservorios se encuentran principalmente en rocas sedimentarias y volcánicas fracturadas, lo que les confiere condiciones de permeabilidad similares.

Las profundidades y temperaturas reportadas en Menengai y Cerro Prieto resultan comparables a las que se esperan en el campo de Paipa. No obstante, dado que en estos análogos

las temperaturas registradas son superiores, esto permite establecer un rango de seguridad en la estimación de condiciones de operación. En el caso de Paipa no se dispone de información precisa sobre temperaturas reales en fondo de pozo, ya que aún no se ha llevado a cabo un proyecto de perforación geotérmica profunda de este tipo. Por esta razón, se toman como referencia Menengai y Cerro Prieto, cuyos parámetros son mayores a los esperados en Paipa, lo que ofrece un margen de confianza adicional para la evaluación y el diseño de futuras perforaciones en el área colombiana.

Tabla 5

Comparación entre los tres yacimientos geotérmicos

	Paipa (Colombia)	Menengai (Kenia)	Cerro Prieto (México)
Temperatura	350°F - 420°F	380°F - 550°F	480°F - 662°F
Profundidad	7.200 ft	5.900 ft - 8.500 ft	3.900 ft - 9.850 ft
Reservorio	Areniscas blancas de grano medio (reservorio), shale negro con algunos niveles de calizas (roca sello)	Areniscas cuarzosas (reservorio)	Areniscas y basaltos fracturados (reservorio), intercalados con arcillas (roca sello)
Sistema altamente fallado	Si	Si	Si

5. Propuesta de la perforación de un pozo en el área geotérmica de Paipa

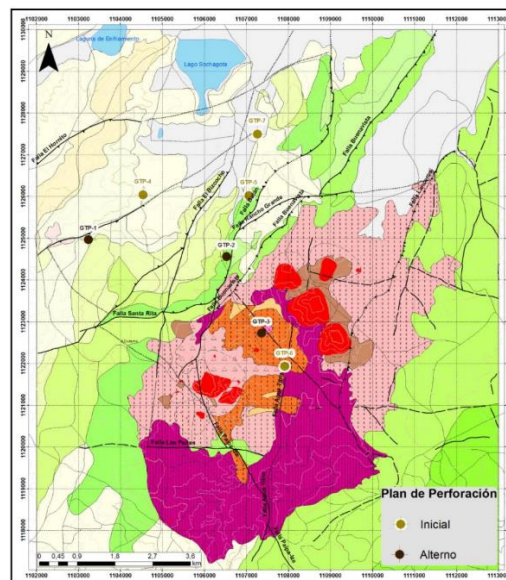
5.1 Puntos propuestos a perforar

Velandia en 2017 en base al modelo conceptual descrito en la figura 10, propuso 7 puntos de perforación cuyo objetivo principal es confirmar la anomalía del gradiente geotérmico existente en Paipa.

Los blancos propuestos por Velandia se seleccionaron teniendo en cuenta diferentes factores como la proximidad a intrusiones ígneas ricas en elementos radioactivos que se estimaron como posibles fuentes de calor radiogénico, la zona de circulación del agua salobre, la zona de flujo lateral del fluido termal con baja permeabilidad vertical y la localización a la profundidad, de la posible zona de flujo ascendente y reservorio sedimentario con baja permeabilidad vertical.

Figura 23

Puntos de perforación propuestos por Velandia 2017



Nota. Tomado de SGC (2017) actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa.

Los blancos 1 y 4 se proponen al noroccidente del área de interés, tiene como ventaja que presenta una secuencia sedimentaria más completa y constante, en base al modelo, esta zona tiene la mayor circulación superficial de agua salobre, sin embargo, no se registran manantiales termales ni otro tipo de manifestación hidrotermal superficial. Se localiza cerca de la zona de El Durazno, sobre la formación guaduas, el punto 1 al sur de la falla Canocas y el punto 4 al Norte

de la misma falla. Conforme al modelo geológico-geofísico, se localiza una anomalía positiva de densidad, lo que corresponde a una intrusión ígnea que serviría como fuente de calor en dicha zona.

Los blancos 2, 5 y 7, se proponen en la zona de flujo lateral en sentido Noroeste, el modelo plantea que el agua caliente se desplaza desde el reservorio sedimentario siguiendo la falla Cerro Plateado. En esta zona se encuentran manifestaciones superficiales como “steam vent” y algunos manantiales que llegan incluso a 169°F, sin embargo, la magnitud de la descarga de fluido en esta zona sugiere una muy baja permeabilidad. Además, se registra una anomalía positiva de densidad vinculada con calor radiogénico (anomalía de El Batán). Según el modelo, en estas ubicaciones el flujo geotérmico lateral ocurriría en profundidad hacia el norte, a través de niveles permeables de la Formación Une.

Los blancos 3 y 6, se proponen en la zona de flujo ascendente y reservorio sedimentario albergado en la Formación Une, se ubican entre las intrusiones ígneas con y sin expresión superficial y con presencia de anomalías geoquímicas radiogénicas según (González et al., 2008). Esta zona estaría aislada o por los niveles arcillosos de las unidades sedimentarias o los depósitos volcanoclásticos meteorizados.

5.1.1 Selección del punto a perforar

En concordancia con lo planteado por (Velandia 2017) en la actualización del modelo geotérmico de Paipa, se propone la perforación del pozo NIPA-1 en el punto número 6 teniendo en cuenta que es el objetivo más favorable para el desarrollo de la geotermia en la zona, ya que se encuentra entre intrusiones ígneas con y sin expresión superficial, también cercano a fuentes

de calor radiogénico y está aislada por niveles arcillosos que generan un entrapamiento ideal para la acumulación y producción de fluidos de alta temperatura, con manifestaciones superficiales asociadas al flujo vertical a través de fallas. Por ello, se sugiere perforar un pozo vertical en este punto, con una profundidad de 7.200 ft, en donde, Velandia plantea un modelo con isotermas a diferentes profundidades y, a dicha profundidad se esperan temperaturas cercanas a los 390 °F. El pozo tendría un diámetro inicial de 26” y finalizará con un diámetro de 8 1/2” siguiendo las configuraciones encontradas a lo largo de las analogías a nivel mundial.

5.2 Diseño de BHA y profundidades de asentamiento de tubería

El diseño del conjunto de fondo de pozo (BHA) es un aspecto crítico en la perforación geotérmica, pues de su adecuada configuración dependen la estabilidad del pozo, la eficiencia de la perforación y la reducción de problemas operativos como vibraciones, desviaciones o atascamientos.

En ausencia de experiencias previas de perforación geotérmica en Paipa, resulta necesario recurrir a yacimientos análogos a nivel mundial como Menengai en Kenia y Cerro Prieto en México.

5.2.1 Geometría del pozo

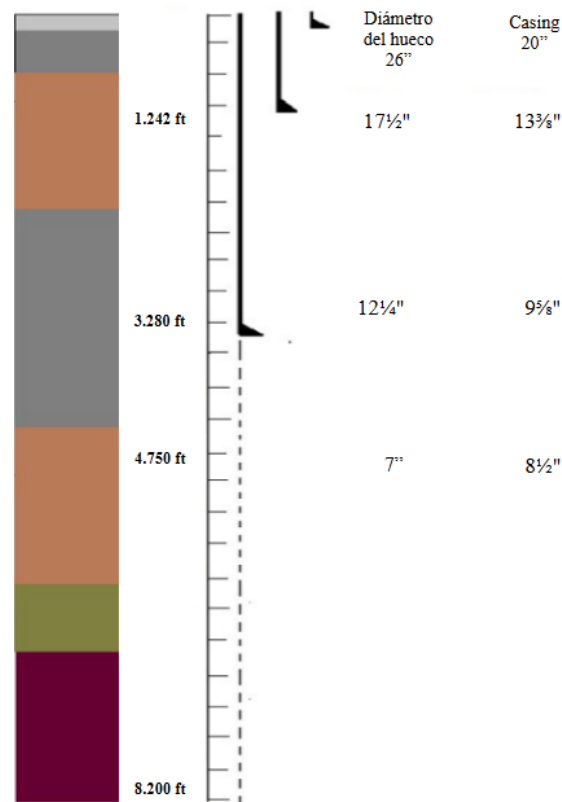
En el área geotérmica de Paipa no se han realizado aún perforaciones profundas, por lo que se propone el diseño de un pozo vertical localizado en el blanco número 6 (figura 23). La elección de un pozo vertical es debido a que el objetivo principal del pozo es obtener información directa y confiable del subsuelo, lo cual incluye validar el modelo conceptual planteado por Velandia (2017), determinar la distribución de temperatura y presión en el

yacimiento, determinar permeabilidad y litología de las formaciones, y verificar la presencia de fluidos geotérmicos. Adicionalmente, los pozos verticales ofrecen ventajas frente a configuraciones direccionales, ya que permiten reducir la complejidad operativa, los riesgos asociados a desviaciones no controladas y, en consecuencia, los costos de perforación.

5.2.2 Diámetros de las secciones del pozo

Los diámetros del pozo se determinan por la profundidad total proyectada, la cantidad de revestimientos que se necesiten para controlar la presión y estabilidad del pozo depende de las condiciones geológicas locales, caudales esperados, tipos de fluidos a producir, y las herramientas que vayan a pasar por el pozo.

5.2.2.1 Diámetros de sección de pozo en yacimientos análogos. Menengai es un yacimiento donde se encuentran temperaturas muy elevadas a profundidades entre los 5.900 y 8.530 ft de profundidad, según Khaemba, la tubería de la sección de producción de 8 ½” se perfora a una profundidad total de 8.200-9.840 ft, sin embargo, la mayoría de estos pozos tienen desviaciones o tienen alguna configuración direccional y su profundidad total verdadera (TVD) ronda entre los 6.200 y 7.545 ft de profundidad.

Figura 24*Diámetro de secciones de pozo en Menengai*

En Cerro Prieto el yacimiento se encuentra a 3.940-9.840 ft de profundidad y el fluido geotérmico alcanza temperaturas de 482 a 662 °F. La tubería de la sección de producción de 8 ½" se perfora a una profundidad de 6.560-10.500 ft aproximadamente.

5.2.2.2 Diámetros de sección de pozo en Paipa.

En el área geotérmica de Paipa, la columna estratigráfica esperada durante la perforación iniciará con los depósitos cuaternarios recientes, conformados principalmente por materiales aluviales y lacustres poco consolidados. A continuación, se prevé el encuentro con depósitos volcánicos correspondientes al complejo de Paipa, donde se esperan tobas, brechas volcánicas y lavas andesíticas. Más profundamente, se estima interceptar la Formación Socha, compuesta por

una secuencia de areniscas, limolitas y lutitas con intercalaciones volcánicas, que cumplirían una función de sello dentro del sistema. Posteriormente, se espera atravesar la Formación Une, caracterizada por areniscas cuarzosas, consideradas un potencial reservorio de fluidos hidrotermales. Continuando con la columna sedimentaria, se proyecta encontrar unidades de grano más fino como la Formación Labor y el Grupo Guadalupe, compuestos por lutitas, limolitas y areniscas intercaladas. Luego de esto se espera encontrar las intrusiones ígneas vinculadas al levantamiento andino y se cree que son responsables del gradiente geotérmico en la zona. Finalmente, en la base de la secuencia, se localizaría el basamento metamórfico paleozoico (Grupo Floresta).

Teniendo las formaciones esperadas en el área de estudio se definió la secuencia sedimentaria con ayuda de la tabla internacional de estratigrafía comparando las edades geológicas pertenecientes a cada formación, gracias a esto se obtuvo la siguiente columna estratigráfica que se espera atravesar durante la perforación del yacimiento geotérmico de Paipa.

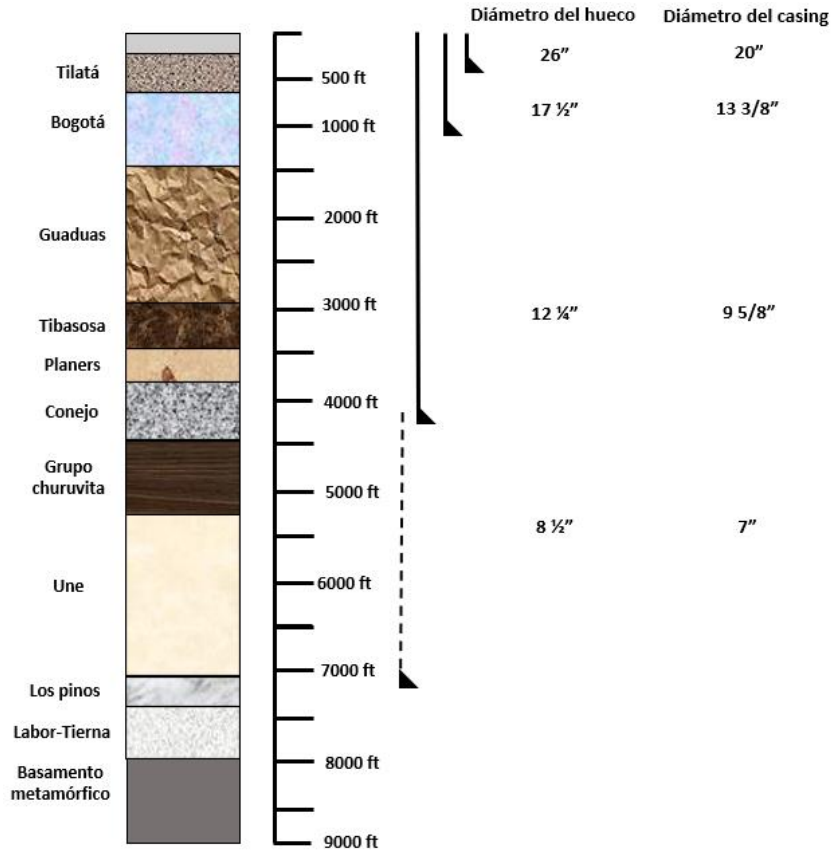
Con base en los yacimientos análogos analizados en el capítulo anterior, se propone que la secuencia de etapas del pozo en Paipa se diseñe para alcanzar una profundidad objetivo de 7.200 ft, donde se prevé la presencia de temperaturas cercanas a 392 °F. La estructura del pozo se define de la siguiente manera garantizando la estabilidad de las formaciones y evitando un impacto a acuíferos someros.

- Casing conductor de 26" a una profundidad de 328 ft
- Casing de superficie de 17 ½": a una profundidad de 1.150 ft
- Casing intermedio de 12 ¼": a una profundidad de 4.265 ft

- Casing de producción de 8 ½": liner que llega a una profundidad de 7.200 ft

Figura 25

Diseño de los diámetros de secciones de pozo propuesto en Paipa



5.2.3 Configuración de la sarta de perforación y BHA propuesta en Paipa

La sarta de perforación es el conjunto de tuberías y herramientas, que transmiten el peso sobre la broca (WOB), el torque y el flujo de los fluidos de perforación. El diseño de sarta y BHA en geotermia busca resistencia mecánica, estabilidad del pozo y durabilidad de la broca en condiciones extremas. Aunque es muy similar al de hidrocarburos, se diferencia por el enfoque en soportar alta temperatura, abrasividad y pérdidas de circulación (Finger, J., & Blankenship, D, 2010)

Para el área geotérmica de Paipa, tomando como referencia los yacimientos análogos a nivel mundial, el BHA propuesto para cada una de las secciones del pozo es:


Sección Conductora (26")

Se tiene en cuenta una longitud de la sarta de 351,01 ft y un peso aproximado de 27, 47 Klb. Esta sección por ser somera se diseñó con un ensamble rotativo con el fin de mantener la verticalidad del pozo, evitando cualquier tipo de desviación no deseada y de la misma manera ahorrar costos. Esta sección proporciona estabilidad al terreno y permite aislar los acuíferos someros de posibles contaminaciones derivadas del lodo de perforación o de los fluidos geotérmicos presentes en profundidad.

El BHA presentado corresponde al diseño utilizado para perforar una sección superficial de 26 pulgadas de diámetro, comenzando con una broca tricónica de 26" (TRC Bit), seguida por un estabilizador de 25 1/2" que mantiene la trayectoria del pozo, la herramienta de medición mientras se perfora (MWD) que permiten obtener parámetros de fondo y proteger las lecturas frente a interferencias. Posteriormente, se incluyen conexiones reforzadas XT 57, que aportan resistencia y estabilidad.

En la sección de peso, se instalan tres drill collars (DC) de 8 1/4", cuya función principal es aplicar peso sobre la broca y dar rigidez a la sarta. Sobre estos se ubican nuevamente conexiones XT 57 y, finalmente, siete tramos de Heavy Weight Drill Pipe (HWDP) de 5 7/8", reduciendo esfuerzos de fatiga y distribuyendo adecuadamente las cargas.

Tabla 6*Diseño de BHA para sección conductora (26")*

Componente	Descripción	MW: 8,8		Peso	Longitud	Longitud total
		OD	ID			
	(7 Singles) 5 7/8" HWDP	5 7/8"	4	53	29,82	351,01
		5 7/8"	4	53	30,00	321,19
		5 7/8"	4	53	30,16	291,19
		5 7/8"	4	53	30,17	261,03
		5 7/8"	4	53	30,01	230,86
		5 7/8"	4	53	30,18	200,85
		5 7/8"	4	53	30,01	170,67
XT 57	6	3 1/4	50	3,64	140,66	
(3 Singles) 8 1/4" DC	8 1/4"	2 7/8	158	30,00	137,02	
	8 1/4"	2 7/8	158	30,40	107,02	
	8 1/4"	2 7/8	158	29,97	76,62	
XT 57	9 1/2"	3	90	2,55	46,65	
Sub Filter	9 1/2"	3 1/4	90	5,30	44,10	
NM Sub - Stop	9 1/2"	3	90	2,34	38,80	
MWD	9 1/2"	2 1/8	133	23,01	36,46	
NM Sub - Stop	9 1/2"	3 1/2	133	2,58	13,45	
25 1/2" Stab - String	9 1/2"	3	133	8,75	10,87	
26" TRC Bit	17 1/2"		265	2,12	2,12	

Sección Superficie (17 1/2")

Se tiene en cuenta una longitud de la sarta de 650,95 ft y un peso aproximado de 48,69 Klb. Al igual que en la sección conductora, se diseñó con un ensamble rotativo con el fin de mantener la verticalidad del pozo, evitando cualquier tipo de desviación no deseada. Su función principal es estabilizar formaciones débiles o poco consolidadas, evitando colapsos en la perforación inicial, y asegura el aislamiento hidráulico mediante su cementación hasta superficie.

El BHA inicia con una broca tricónica de 17 1/2", acompañada de estabilizadores que mantienen la trayectoria del pozo. Sobre ella se disponen herramientas de medición (MWD) y registros, junto con subs no magnéticos y accesorios que aseguran la calidad de los datos y

protegen la sarta. La sección de peso está conformada por drill collars de 8 1/4”, que transmiten carga a la broca y proporcionan rigidez. Finalmente, se complementa con Heavy Weight Drill Pipe (HWDP) y un hydraulic jar, que actúan como transición hacia la tubería de perforación y permiten liberar la sarta en caso de atascamiento.

Tabla 7

Diseño de BHA para sección de superficie (17 1/2”)

		MW: 10,5					
Componente	Descripción	OD	ID	Peso	Longitud	Longitud total	
	(6 Singles) 5 7/8" HWDP	5 7/8"	4	53	30,34	650,95	
		5 7/8"	4	53	30,28	620,61	
		5 7/8"	4	53	30,15	590,33	
		5 7/8"	4	53	30,16	560,18	
		5 7/8"	4	53	30,35	530,02	
		5 7/8"	4	53	30,5	499,67	
	XT 57	7 1/2	3 1/4	50	3,62	469,17	
	6 1/2" Hydraulic Jar	8	3 1/4	50	30,18	465,55	
	XT 57	8	3 1/4	50	3,3	435,37	
	(6 Singles) 5 7/8" HWDP	5 7/8"	4	53	30,34	432,07	
		5 7/8"	4	53	30,24	401,73	
		5 7/8"	4	53	30,15	371,49	
		5 7/8"	4	53	30,34	341,34	
		5 7/8"	4	53	30,28	311,00	
	(6 Singles) 8 1/4" DC	XT 57	6	3 1/4	50	3,64	250,71
		8 1/4"	2 7/8	158	29,20	247,07	
		8 1/4"	2 7/8	158	30,35	217,87	
		8 1/4"	2 7/8	158	30,35	187,52	
		8 1/4"	2 7/8	158	30,00	157,17	
8 1/4"		2 7/8	158	30,40	127,17		
Sub - filter	XT 57	9 1/2"	3	90	2,55	66,80	
	Sub - filter	9 1/2	3 1/8	90	5,30	64,25	
	Sub - float	9 1/2	3	90	2,92	58,95	
	17 1/8" Stab - String	9 1/2	3	133	3,92	56,03	
	NM Sub - stop	9 1/2	3	133	4,92	52,11	
	BCPM	9 1/2	2 1/8	133	11,83	47,19	
	OnTrak - MWD	9 1/2	3	133	22,78	35,36	
	MWD - stab - mod	9 1/2	3	133	5,97	12,58	
	17 3/8" Stab - String	9 1/2	3	133	5,20	6,61	
	TRC Bit 17 1/2	17 1/2		265	1,41	1,41	


Sección Intermedia (12 1/4")

Se tiene en cuenta una longitud de la sarta de 958,64 ft y un peso aproximado de 59,85 Klb. En esta sección se trabaja con herramienta direccional. Su función principal es aislar formaciones inestables y zonas con problemas de presión o pérdidas de circulación, garantizando la continuidad segura de la perforación. Además, proporciona soporte estructural adicional al pozo y mantiene la efectividad del sistema de control de presión en superficie.

El BHA inicia con una broca PDC de 12 1/4", seguida por un sistema RSS (Rotary Steerable System) que permite control direccional. Encima se disponen estabilizadores y módulos de MWD/LWD, junto con subs no magnéticos y filtros, que garantizan la toma de datos en tiempo real y la protección de los instrumentos. Posteriormente se incluyen drill collars de 8 1/4", que proporcionan el peso necesario sobre la broca y rigidez a la sarta. Más arriba se integra un hydraulic jar para liberar la sarta en caso de atascamiento, acompañado de conexiones reforzadas (XT 57) y varios tramos de Heavy Weight Drill Pipe (HWDP) de 5 7/8", que actúan como transición hacia la tubería de perforación convencional y ayudan a distribuir las cargas.

Tabla 8

Diseño de BHA para sección intermedia (12 1/4")



Componente	Descripción	MW: 12,8		Peso	Longitud	Longitud total
		OD	ID			
		5 7/8	4	57,42	29,99	958,64
		5 7/8	4	57,42	30,05	928,65
		5 7/8	4	57,42	30,02	898,60
		5 7/8	4	57,42	30,49	868,58
		5 7/8	4	57,42	30,04	838,09
	(12 Singles) 5 7/8" HWDP	5 7/8	4	57,42	30,43	808,05
		5 7/8	4	57,42	30,13	777,62
		5 7/8	4	57,42	30,35	747,49
		5 7/8	4	57,42	30,33	717,14
		5 7/8	4	57,42	29,74	686,81
		5 7/8	4	57,42	30,36	657,07
		5 7/8	4	57,42	30,35	626,71
	XT 57	8	3 1/4	50	3,61	596,36
	8" Hydraulic Jar	8	3 1/4	50	30,15	592,75
	XT 57	8	3 1/4	50	3,29	562,60
		5 7/8	4	57,42	29,82	559,31
		5 7/8	4	57,42	30,18	529,49
		5 7/8	4	57,42	30,2	499,31
		5 7/8	4	57,42	30,17	469,11
	(11 Singles) 5 7/8" HWDP	5 7/8	4	57,42	30,16	438,94
		5 7/8	4	57,42	30	408,78
		5 7/8	4	57,42	30,01	378,78
		5 7/8	4	57,42	30,35	348,77
		5 7/8	4	57,42	30,18	318,42
		5 7/8	4	57,42	30,01	288,24
		5 7/8	4	57,42	30,36	258,23
	Sub - X/O	5 7/8	4	57,42	3,64	227,87
	(3 Singles) 8 1/4" Drill Collar	8 1/4	2 7/8	158	30,00	224,23
		8 1/4	2 7/8	158	30,40	194,23
		8 1/4	2 7/8	158	29,97	163,83
	Sub - Float	8	2 13/16	158	3,61	133,86
	8 1/4" Drill collar	8 1/4	2 7/8	158	30,35	130,25
	Sub - Float	8	2 14/16	158	3,55	99,90
	8 1/4" Drill collar	8 1/4	2 7/8	158	30,35	96,35
	Stab String	8	3	90	7,99	66,00
	8 1/4" NM Sub - Filter	8 1/4	3 1/8	90	5,31	58,01
	Sub float	7 5/8	3	90	1,64	52,70
	NM Sub - stop	8 1/8	3	90	1,91	51,06
	8 1/4" BCPM	8 1/4	3	133	11,42	49,15
	8 1/4" On Track MWD	8 1/4	3	133	18,80	37,73
	Sub - X/O - MOD	9 1/2	3	133	3,33	18,93
	9 1/2" MWD - STAB-MOD	8 1/4	3	133	5,78	15,60
	RSS	11 7/8	2 8/16	133	8,32	9,82
	12 1/4" Bit - PDC	12 1/4		265	1,50	1,50

Sección de Producción (8 1/2")

Se tiene en cuenta una longitud de la sarta de 1126,63 ft y un peso aproximado de 56,35

Klb. En esta sección al igual que en la anterior se trabaja con herramienta direccional. Constituye

la parte más profunda del pozo geotérmico y su función principal es permitir la comunicación directa con el reservorio para su extracción. Además, asegura el aislamiento de zonas no productivas, mantiene la integridad estructural del pozo y resiste las altas temperaturas, presiones y condiciones corrosivas propias de los fluidos geotérmicos.

El BHA inicia con una broca PDC de 8 1/2", seguida por un sistema RSS y un motor, que permiten control direccional. Luego se encuentran herramientas MWD/LWD y subs no magnéticos para adquisición de datos en tiempo real. Más arriba, varios drill collars de 6 1/2" aportan peso y rigidez, mientras que un hydraulic jar brinda seguridad en caso de atascamiento. Finalmente, se integran múltiples tramos de HWDP de 5 7/8", que sirven como transición hacia la tubería de perforación convencional y ayudan a distribuir las cargas.

Tabla 9

Diseño de BHA para sección de producción (8 1/2")

Componente	Descripcion	MW: 12,8		Peso	Longitud	Longitud total	
		OD	ID				
	(12 Singles) 5 7/8" HWDP	5 7/8	4	57,00	30,35	1126,63	
		5 7/8	4	57,00	30,12	1096,28	
		5 7/8	4	57,00	30,11	1066,16	
		5 7/8	4	57,00	29,99	1036,05	
		5 7/8	4	57,00	30,16	1006,06	
		5 7/8	4	57,00	30	975,90	
		5 7/8	4	57,00	30,01	945,90	
		5 7/8	4	57,00	30,13	915,89	
		5 7/8	4	57,00	30,18	885,76	
		5 7/8	4	57,00	30,01	855,58	
		5 7/8	4	57,00	30,18	825,57	
		5 7/8	4	57,00	30,2	795,39	
		Hydraulic Jar	5 7/8	2	72	30,15	765,19
			5 7/8	4	57,00	30,07	735,04
			5 7/8	4	57,00	30,36	704,97
			5 7/8	4	57,00	29,82	674,61
			5 7/8	4	57,00	30,16	644,79
			5 7/8	4	57,00	30,18	614,63
	5 7/8	4	57,00	29,82	584,45		
	5 7/8	4	57,00	30,17	554,63		
	5 7/8	4	57,00	30,36	524,46		
(18 Singles) 5 7/8" HWDP	5 7/8	4	57,00	30,35	494,10		
	5 7/8	4	57,00	29,82	463,75		
	5 7/8	4	57,00	30,35	433,93		
	5 7/8	4	57,00	30,33	403,58		
	5 7/8	4	57,00	29,74	373,25		
	5 7/8	4	57,00	30,04	343,51		
	5 7/8	4	57,00	30,43	313,47		
	5 7/8	4	57,00	30,13	283,04		
	5 7/8	4	57,00	30,05	252,91		
	5 7/8	4	57	30,02	222,86		
Sub - X/O	6 1/2	3	50	3,60	192,84		
6 1/2" Drill Collar	6 1/2	2,8125	90	30,84	189,24		
Sub - Float	5 7/8	3,0000	90	3,67	158,40		
6 1/2" Drill Collar	6 1/2	2,8125	50	30,57	154,73		
Sub - Float	5 7/8	3,0000	90	3,33	124,16		
6 1/2" Drill Collar	6 1/2	2,8125	50	30,93	120,83		
Stab String	6 3/4	3	50,4	7,14	89,90		
6 3/4" NM Sub - Filter	6 3/4	3 1/8	50,4	5,64	82,76		
Sub float	6 3/4	3	92	1,91	77,12		
NM Sub - stop	6 3/4	3	91	2,08	75,21		
6 3/4" BCPM	6 3/4	3	119	10,29	73,13		
6 3/4" OnTrak MWD	6 3/4	3	119	16,84	62,84		
6 3/4" MWD - STAB-MOD	6 3/4	3	119	4,28	46,00		
Modular Motor	6 3/4	2 3/8	119	33,58	41,72		
RSS	6 3/4	2 8/16	119	7,14	8,14		
8 1/2" Bit - PDC	8 1/2		100	1,00	1,00		

5.3 Diseño del fluido de perforación

La selección del fluido de perforación es uno de los aspectos más importantes en el diseño de un pozo, debido a que parte de los problemas operacionales recurrentes en la perforación se relacionan de manera directa o indirecta con el tipo y propiedades del fluido. Las pérdidas de circulación, el hinchamiento de arcillas, entrapamiento de la sarta, daño a la formación, entre otros, son algunos de los problemas que se pueden derivar de una inadecuada selección del fluido de perforación. En la industria geotérmica, a diferencia de la petrolera, los fluidos utilizados son generalmente mezclas simples de agua y bentonita, ocasionalmente complementadas con polímeros para mejorar la reología.

Ante la presencia de formaciones altamente fracturadas y permeables, es frecuente recurrir a agua o lodos aireados, en los que se inyecta aire o nitrógeno para reducir la densidad efectiva y así minimizar pérdidas. En condiciones particulares, como en el campo The Geysers (California), la perforación puede llevarse a cabo exclusivamente con aire, lo que además de prevenir pérdidas severas, incrementa la tasa de penetración en reservorios de vapor seco.

5.3.1 Presión de formación

La presión de formación o presión de yacimiento es la presión ejercida por los fluidos que se encuentran dentro de los poros de las formaciones sedimentarias, adicional a esto se tiene también una presión litostática que es la presión del peso de la sobrecarga, o roca suprayacente, sobre una formación.

Es posible encontrar a lo largo de una secuencia sedimentaria zonas con presiones anormales, La estratigrafía controla la distribución de presiones anormales (Kenneth L. Harkins, Humble J, W. Baugher, 1969). Según la experiencia heredada de la industria petrolera, las

formaciones con presiones anormalmente bajas no son tan comunes, y generalmente si cuentan con esta característica es porque han sido inducidas artificialmente por la producción o migración de los fluidos contenidos dentro de la formación.

Cuando las rocas impermeables, como las lutitas formadas como sedimentos, se compactan, sus fluidos internos no siempre pueden filtrarse y deben sustentar toda la columna de roca suprayacente, lo que genera presiones de formación anormalmente altas. Dado que la presión de yacimiento cambia a medida que se producen los fluidos de un yacimiento, la presión debería describirse como un valor medido en un momento específico, tal como la presión de yacimiento inicial. (SLB)

Para la configuración de la perforación es fundamental determinar las presiones de formación esperadas y el gradiente de fractura de estas, con esto se puede determinar la densidad del lodo requerido para llevar a cabo la perforación en las diferentes secciones del agujero. Y con esto evitar pérdidas de circulación o daños a la formación.

Dado que en el área geotérmica de Paipa no se cuenta con información directa de presiones de formación obtenida a partir de pozos profundos, no es posible definir con certeza un gradiente de presión específico para el yacimiento. Por esta razón, para fines prácticos de este proyecto se adopta como referencia un gradiente de presión normal, equivalente a aproximadamente 10,5 kPa/m (0,465 psi/ft) (Bourgoyne, A. T., Millheim, K. K.,1991), valor ampliamente aceptado en cuencas sedimentarias con condiciones de compactación normal. Esta aproximación permite establecer un punto de partida para el diseño de los programas de perforación y de fluidos, con la salvedad de que deberá ser validada y ajustada posteriormente mediante mediciones directas en campo.

5.3.2 Estabilidad de pozo

Durante la perforación, las rocas más susceptibles a inestabilidad en el pozo son las lutitas, estas contienen grandes cantidades de arcillas como Kaolinita, illita, clorita, entre otras. Estas rocas contienen una gran cantidad de cargas eléctricas que les permiten hidratarse fácilmente (atraer y mantener moléculas de agua), es por esto por lo que pueden absorber agua cuando se exponen a los fluidos de perforación base agua.

Para controlar la actividad de las arcillas, es necesario el uso de fluidos inhibidos son preparados agregando productos químicos a la fase acuosa, estos productos pueden ser sales como cloruro de sodio y cloruro de potasio. También pueden ser polímeros como la celulosa polianiónica.

5.3.2.1 Formaciones arcillosas. A lo largo de la secuencia sedimentaria encontrada en el yacimiento geotérmico de Paipa, varias formaciones presentan un contenido arcilloso significativo de las cuales destacan la formación Churuvita, formación Conejo y Tibasosa. Estas formaciones contienen intercalaciones de shale y lutitas que en contacto con lodos base agua pueden provocar el hinchamiento de estas arcillas debido a la hidratación de estas, lo que compromete la estabilidad del pozo.

Para prevenir este fenómeno, se recomienda el uso de aditivos inhibidores de arcillas como el cloruro de potasio y aditivos a base de aminas como el KLA-STOP (SLB) que es un aditivo que actúa como supresor de la hidratación de la arcilla interfiriendo y reduciendo el espacio entre las láminas de arcilla para que las moléculas de agua no penetren y provoquen el hinchamiento de la lutita.

5.3.3 Fluidos de perforación usados en yacimientos análogos

El diseño de fluidos de perforación para Paipa se basará en la experiencia y recomendaciones derivadas de la perforación en yacimientos análogos a nivel mundial, los cuales sirven como referencia. Sin embargo, este proceso debe realizarse siempre considerando las condiciones particulares del yacimiento de Paipa, de modo que las estrategias empleadas en otros escenarios se ajusten a sus características geológicas e hidrotermales específicas.

Por ejemplo, en el campo geotérmico de Menengai (Kenia) uno de los principales retos de la perforación es mantener la circulación de los fluidos de perforación, debido a que el yacimiento se encuentra altamente fracturado y presenta una permeabilidad muy elevada, lo que ocasiona pérdidas de circulación críticas. Para mitigar estos problemas se emplean diferentes tipos de fluidos según la fase de perforación, como lodos bentoníticos base agua en las secciones superficiales, y fluidos mucho más ligeros (agua, agua aireada o espuma) en las secciones intermedias y de producción. El objetivo es reducir la presión hidrostática, controlar las pérdidas y minimizar el daño a la formación; en este sentido, el uso de agua limpia o agua aireada en las secciones más profundas se ha consolidado como práctica común (Nugroho, 2018).

Según Finger & Blankenship (2010) explican que en Islandia y otros campos geotérmicos se usan fluidos aireados para controlar pérdidas de circulación, mejorar la limpieza del pozo y reducir el daño a la formación, particularmente en los campos de Hellisheidi y Reykjanes, se ha demostrado que los fluidos aireados permiten mejorar la tasa de penetración y reducir el daño al reservorio en formaciones basálticas fuertemente fracturadas. En estos contextos, la mezcla de agua con aire comprimido se ajusta cuidadosamente para mantener una ventana de presión adecuada, evitando pérdidas severas y logrando una limpieza más eficiente del pozo (Birkisson & Hole, 2007).

Por otro lado, en campos como The Geysers (California), donde se perfora en un reservorio de vapor seco, se ha recurrido incluso a perforación completamente con aire, lo cual incrementa la tasa de penetración en formaciones duras, aunque requiere un control riguroso de estabilidad y desgaste de herramientas (Peter So et al., 2024). Estas experiencias internacionales permiten establecer que en geotermia los fluidos de perforación más efectivos suelen ser ligeros y de formulación simple, en contraste con los lodos pesados usados en la industria petrolera (Collins et al., 2023)

5.3.4 Fluido de perforación propuesto para Paipa

Dada la amplia experiencia en perforación de pozos en la industria petrolera, es tentador asumir que el diseño de fluidos de perforación geotérmica sería sencillo. Sin embargo, en la perforación de yacimientos geotérmicos a diferencia de la perforación petrolera, el uso de fluidos ligeros como lodos base agua de baja densidad, agua simple, agua aireada o espuma es la práctica más común.

Los lodos pesados rara vez se emplean. Esto se debe a que las formaciones ígneas y volcánicas que son abundantes en los sistemas geotérmicos suelen ser altamente fracturadas y permeables, por lo que un fluido denso generaría una presión hidrostática capaz de inducir pérdidas severas de circulación (Finger & Blankenship, 2010). Además, las presiones de formación en estos ambientes son generalmente cercanas a la hidrostática y no presentan sobrepresiones significativas como en la industria del petróleo y gas, lo que elimina la necesidad de contrarrestarlas con densidades altas (Sanyal & Morrow, 2012).

El empleo de fluidos ligeros también contribuye a la estabilidad del pozo, ya que reduce la invasión de sólidos en las fracturas, evitando el daño a la permeabilidad del reservorio.

Asimismo, facilitan la limpieza de los recortes y el transporte de ripios, aunque requieren un control hidráulico más cuidadoso. En la práctica, los pozos geotérmicos se inician con lodos bentoníticos base agua de baja densidad en las secciones de conductor y superficie, mientras que en las secciones intermedias y de producción predominan el uso de agua, agua aireada y espuma para controlar pérdidas y proteger la integridad del reservorio (Collins et al., 2023). Esta configuración corresponde a un esquema típico observado en yacimientos análogos a nivel mundial, donde las condiciones de fracturamiento y permeabilidad requieren el empleo de fluidos ligeros adaptados a cada etapa de perforación.

Para la perforación en el área geotérmica de Paipa se propone el uso de los siguientes fluidos de perforación diferenciados según la sección del pozo:

- **Conductor (26")**: Se propone un lodo bentonítico base agua de baja densidad, esto porque proporciona estabilidad en depósitos poco consolidados y para proteger acuíferos.
- **Superficie (17 ½")**: el objetivo principal de esta sección es atravesar las capas superiores consolidadas, para esto se sugiere un lodo bentonítico base agua inhibido y de densidad baja.
- **Intermedia (12 ¼")**: donde se espera atravesar por formaciones altamente fracturadas se propone perforar con un fluido muy ligero o agua limpia tal como se ha documentado en yacimientos análogos, esto debido a que los fluidos pesados en formaciones fracturadas inducen a pérdidas severas de circulación, en

este caso, el uso de agua o espuma reduce presión hidrostática y minimiza invasión a las fracturas.

- **Sección de Producción (8 ½”):** en esta parte de la perforación se busca proteger el reservorio, minimizar el daño y maximizar la permeabilidad, por lo que se plantea la utilización de un fluido de perforación muy ligero, agua limpia o agua aireada/espuma, siguiendo la experiencia de campos como Menengai. Esta estrategia evita la circulación de fluidos con sólidos filtrables que puedan obstruir fracturas y busca reducir al mínimo cualquier interacción nociva entre el fluido de perforación y las propiedades intrínsecas del yacimiento.

5.4 Programa de brocas

El programa de brocas constituye un componente esencial en la planificación de la perforación de un pozo, ya que define las herramientas de corte a emplear en cada sección del hueco de acuerdo con la litología esperada, las condiciones de presión y temperatura, y los objetivos del pozo.

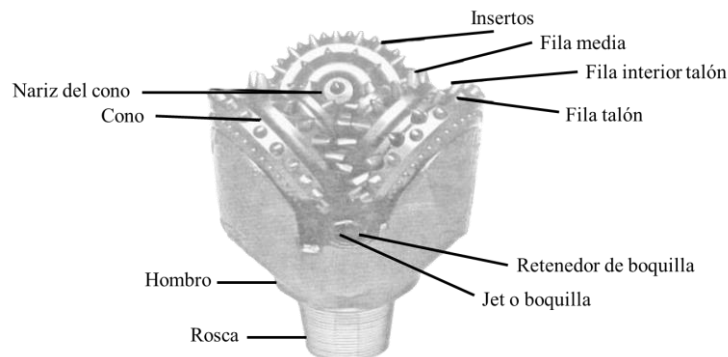
La selección de brocas no solo influye en la tasa de penetración (ROP) y en la eficiencia de la perforación, sino también en la reducción de tiempos no productivos y en los costos asociados. En campos geotérmicos análogos como Menengai (Kenia), Cerro prieto (México), el diseño de programas de brocas juega un papel importante para superar los desafíos de perforar formaciones ígneas duras, fracturadas y de alta abrasividad, condiciones similares a las que se anticipan en Paipa.

5.4.1 Brocas Tricónicas

Las brocas tricónicas son el tipo de broca de perforación más utilizado en la industria petrolera, debido a su versatilidad y eficiencia en diferentes tipos de formaciones. A diferencia de las primeras brocas de dos conos, que tendían a empacarse en formaciones blandas, las tricónicas incorporan tres conos giratorios que se interfieren y se limpian entre sí, facilitando la limpieza en el pozo y circulación de recortes. Cada cono contiene filas de cortadores que pueden ser de dientes de acero tallados o de insertos de carburo de tungsteno (TCI), seleccionados según la dureza y abrasividad de la formación.

Figura 26

Broca tricónica



Nota. Tomado y adaptado de (David Hawker., 2002). Procedimientos y operaciones en el pozo (Versión 3.0). Datalog.

El enfriamiento y la limpieza se logran mediante la inyección del fluido de perforación a través de boquillas reemplazables (jets) posicionadas sobre cada cono, lo que evita sobrecalentamiento y mejora la eficiencia de corte. El sistema de clasificación de la IADC (International Association of Drilling Contractors) permite identificar las brocas triconicas según el tipo de cortador y la dureza de formación para la que fueron diseñadas (Hawker, Vogt, 2001).

Su acción de perforación combina raspado, tallado, aplastamiento y fragmentación de la roca, adaptándose desde formaciones blandas, donde se emplean dientes largos y espaciados, hasta formaciones extremadamente duras, donde se utilizan insertos TCI cortos y resistentes. Esta capacidad de adaptación ha consolidado a las brocas triconicas como una de las herramientas más confiables en operaciones de perforación en ambientes desafiantes como los yacimientos geotérmicos.

5.4.2 Brocas PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*)

Las brocas PDC (Polycrystalline Diamond Compact) cuentan con ventajas como su larga vida útil y alta eficiencia en formaciones duras y abrasivas. A diferencia de las brocas tricónicas, no poseen partes móviles ni rodamientos, lo que reduce el riesgo de fallas mecánicas y permite trabajar con altos regímenes de rotación (RPM) generados por motores de fondo. Sus cortadores están conformados por capas de diamante policristalino fijadas en una matriz de carburo de tungsteno, lo que les otorga gran dureza, resistencia y capacidad de corte continuo.

Actualmente, gracias a mejoras en su diseño químico y estructural, estos cortadores son capaces de operar de manera estable en ambientes de muy alta temperatura. Procesos como el *deep-leach* (eliminación del catalizador metálico), el desarrollo de PDC sin catalizador (*binderless*) y el uso de diamantes policristalinos térmicamente estables (TSP) han extendido su rango de operación, evitando la degradación térmica del diamante y permitiendo que los cortadores mantengan su integridad a más de 570°F (Zhang, 2016; Hart Energy, 2020).

Durante la perforación, los diamantes mantienen su filo al desgastarse de manera controlada, produciendo cortes muy finos, lo que incrementa la velocidad de penetración y la eficiencia operativa, aunque limita su utilidad en la evaluación litológica de los ripios debido a que los cortes son tan finos como polvo o harina de roca (Hawker, Vogt, 2001). Su óptimo

rendimiento se alcanza aplicando bajo peso sobre la broca (WOB) y altas RPM, con caudales adecuados de lodo que permitan disipar el calor generado por fricción. Aunque su costo inicial es elevado, su durabilidad y capacidad de perforar intervalos largos sin necesidad de reemplazo las hacen más rentables en perforaciones profundas.

Figura 27

Broca PDC



Nota. Tomado de (David Hawker., 2002). Procedimientos y operaciones en el pozo (Versión 3.0). Datalog.

5.4.3 Brocas híbridas

Las brocas tricónicas siguen siendo ampliamente utilizadas por su versatilidad y capacidad de adaptarse a diferentes litologías, aunque se limitan por el desgaste de rodamientos y la necesidad de velocidades de rotación más bajas. Por otro lado, las brocas PDC (Polycrystalline Diamond Compact) ofrecen mayor durabilidad y eficiencia en formaciones duras y abrasivas gracias a sus cortadores de diamante, sin embargo, tienen un costo inicial elevado y menor utilidad para la evaluación geológica de ripios debido al tamaño fino de los cortes.

Como alternativa intermedia, han surgido las brocas híbridas, que combinan cortadores PDC con conos rodantes, integrando la capacidad de corte continuo de las PDC con la acción de

trituration de las tricónicas. Estas brocas han mostrado buenos resultados en formaciones heterogéneas, donde las condiciones de abrasividad, fracturamiento y dureza cambian rápidamente, ofreciendo mayor estabilidad, mejor control direccional y un rendimiento más uniforme. Casos documentados en Islandia, el Salton Sea (Hudson Ranch II) y Japón muestran incrementos de ROP de hasta tres veces respecto a brocas tricónicas, con reducciones significativas en el costo por pie perforado y la posibilidad de perforar secciones completas con una sola broca. Su mayor vida útil y resistencia a altas temperaturas permiten disminuir viajes de fondo, generando ahorros operativos que, en el caso japonés, superaron los dos millones de dólares en una sola campaña según Baker Hughes. Las brocas híbridas también presentan ventajas térmicas: al combinar acciones de corte, reducen vibraciones extremas y distribuyen mejor el calor generado, permitiendo mayor resistencia en ambientes de alta temperatura.

Figura 28

Broca híbrida



Nota. Tomado de Baker Hughes. (2021). Vulcanix geothermal hybrid drill bits saved \$2 million USD, enabled second well in tight seasonal drilling window: Case study Japan.

5.4.4 Brocas usadas en yacimientos análogos

En el proyecto FORGE (Fallon, Nevada) se evaluó el desempeño de brocas PDC frente a las tricónicas tradicionalmente usadas en perforación geotérmica. El pozo 21-31, perforado en 2018 hasta 8.139 ft, mostró que las PDC alcanzaron tasas de penetración (ROP) significativamente mayores en comparación con las brocas triconicas que se usaron en el pozo cercano 82-36, especialmente en la sección de 12 ¼" entre 900 y 4.000 ft. Aunque las brocas PDC han presentado limitaciones históricas en geotermia debido las formaciones muy fracturadas ya que estas producen impactos que pueden astillar los cortadores PDC, sin embargo, las mejoras de diseño y la optimización de parámetros de perforación (WOB, RPM, hidráulica) permitieron su aplicación exitosa. En consecuencia, la experiencia de Fallon sugiere que, en formaciones ígneas duras y abrasivas, el uso de brocas PDC reforzadas constituye la mejor opción para perforación geotérmica profunda, ya que logran una mayor eficiencia y reducen el tiempo de perforación, compensando los mayores costos de adquisición de dichas brocas (Hackett, 2020).

En particular, las brocas PDC (Polycrystalline Diamond Compact), ampliamente usadas en petróleo, habían tenido escasa aplicación en geotermia debido a problemas de confiabilidad iniciales y altos costos. Sandia National Laboratories, en colaboración con la US Navy Geothermal Program Office, realizó pruebas de campo en las Chocolate Mountains (California) para comparar el desempeño de brocas PDC comerciales frente a brocas tricónicas en la perforación geotérmica. El objetivo fue evaluar ROP, vida útil y costos, y determinar la viabilidad de usar PDC en ambientes geotérmicos. En conclusión, las pruebas muestran que las brocas PDC ya no son solo una alternativa, sino una opción viable e incluso ventajosa frente a las triconicas en perforación geotérmica: logran mejores tasas de penetración y mayor vida útil en

rocas duras, y aunque requieren equipos con suficiente torque y un control cuidadoso de parámetros, su eficiencia compensa el costo inicial.

La selección de brocas varía según la sección y el tipo de formación encontrada: en las secciones superiores, donde predominan materiales suaves aluviales, se utilizan brocas tricónicas (roller cone) de dientes de acero, en las secciones intermedias, con formaciones más consolidadas, se emplean brocas tricónicas con insertos de carburo de tungsteno (TCI) o PDC reforzadas para resistir abrasión y vibración; y en las secciones profundas, donde aparecen rocas ígneas como granito, diorita o basalto masivo, se utilizan brocas PDC de alta densidad de cortadores capaces de soportar altas temperaturas.

Ejemplo típico de programa de brocas en Menengai (Khaemba, 2016 – UNU-GTP):

- 26" con tricónica de dientes de acero
- 17½" con tricónica TCI o PDC reforzada
- 12¼" con PDC o TCI, dependiendo de fracturamiento
- 8½" con PDC de alta resistencia térmica

Ejemplo típico de programa de brocas en Cerro Prieto:

- 26" con tricónica de dientes de acero (aluvión y boquillas)
- 17½" con tricónica de insertos (también se han probado PDC H)
- 12¼" con PDC HT 6–7 aletas
- ½" con PDC HT 6–8 aletas

5.4.5 Programa de brocas propuesto para Paipa

La selección de brocas para la perforación de un pozo en el área geotérmica de Paipa debe basarse en la experiencia de campos análogos alrededor del mundo, donde las condiciones

geológicas presentan rocas ígneas duras, fracturadas y de alta abrasividad, similares a las que se esperan en el subsuelo de la región.

En la sección de conductor (26"), En esta sección se atraviesan depósitos superficiales no consolidados, para este tipo de formaciones se propone perforar con una broca tricónica de insertos de carburo de tungsteno (26"), esto por su bajo costo. Su diseño permite alcanzar elevadas RPM en formaciones suaves poco consolidadas y su composición con insertos de carburo de tungsteno minimiza el desgaste de la broca. Su objetivo principal es abrir el pozo con eficiencia y permitir la instalación del casing de gran diámetro.

Para la sección superficial (17 ½"), Donde aún se espera encontrar sedimentos poco consolidados y se espera una transición hacia una litología más firme, se propone el uso de una broca tricónica de insertos de carburo de tungsteno, ya que ofrecen versatilidad frente a cambios litológicos y toleran bien el arrastre de recortes gruesos. En yacimientos como Menengai (Kenia) o Cerro Prieto (México.), estas secciones iniciales suelen perforarse con tricónicas por su buena relación costo/beneficio y porque el riesgo de fracturas severas aún es bajo.

La sección intermedia (12 ¼") Representa el primer contacto con rocas ígneas más compactas y abrasivas. En esta etapa, la experiencia internacional indica que las brocas PDC reforzadas se han convertido en la opción más favorable. Su mayor tasa de penetración y vida útil, comprobada en campos como Olkaria (Kenia), Hengill (Islandia) y Fallon FORGE (EE. UU.), supera el desempeño de las tricónicas, siempre que se cuente con un control adecuado de parámetros de perforación (WOB, RPM, flujo). Es por esto por lo que se propone el uso de una

broca PDC IADC M233 para la perforación de la sección intermedia, con una cantidad de 6 aletas, diámetro de cortadores de 0,625 (in), Cantidad de cortadores 56/18/24 (Face/Backup/Gauge).

La sección de producción (8 ½"), Esta sección atraviesa la formación objetivo, por ende, se encuentran las temperaturas más elevadas y por esto, la recomendación es utilizar PDC IADC M223, Térmicamente estables reforzadas con materiales resistentes a altas temperaturas, cortadores altamente resistentes a abrasión e impacto. Estas han mostrado un desempeño superior en campos de alta entalpía, mejorando el rendimiento económico frente a las tricónicas, ya que ofrecen estabilidad, rigidez y una larga vida útil en condiciones complejas inclusive si existen cambios litológicos en la zona con posibles variaciones de temperatura.

En casos de fracturamiento intenso, donde las vibraciones podrían dañar los cortadores, puede considerarse el uso de brocas híbridas (PDC + elementos de cono), como ya se han probado en proyectos super calientes en Islandia y Japón por medio de las brocas híbridas Vulcanix Kymera de la empresa Baker Hughes.

La experiencia internacional sugiere que la estrategia más favorable para Paipa sería: tricónicas en las secciones superficiales y PDC reforzadas en las intermedias y profundas, incluso se podría implementar el uso de brocas híbridas que han tenido muy buenos resultados en yacimientos profundos y de alta temperatura, esta posibilidad de híbridos en la última fase sería según la presencia de fracturas. Esta combinación en el programa de brocas permitiría obtener, economía y eficiencia de perforación, adaptándose a las condiciones esperadas en un sistema geotérmico de alta entalpía.

5.5 Diseño de revestimiento

El revestimiento en pozos geotérmicos es una tubería de acero que se introduce y se fija dentro del pozo a medida que se avanza en la perforación. Su instalación es esencial porque brinda estabilidad mecánica, permite aislar formaciones geológicas, protege los acuíferos y asegura que los fluidos geotérmicos lleguen de manera controlada hasta la superficie. A diferencia de los pozos petroleros, en los pozos geotérmicos debe estar diseñado para soportar condiciones más exigentes, debido a altas temperaturas, ambientes altamente corrosivos con presencia de gases corrosivos como CO₂ o H₂S y la presencia de formaciones ígneas fracturadas con frecuentes pérdidas de circulación.

El revestimiento tiene como objetivo principalmente dar soporte estructural a las paredes del pozo y evitar su colapso en formaciones inestables, así como aislar zonas con diferentes presiones y características de permeabilidad, lo que impide pérdidas de circulación o la comunicación con acuíferos. También cumple la función de proteger el pozo frente a la acción abrasiva y corrosiva de los fluidos geotérmicos, permitiendo además realizar una cementación adecuada en el espacio anular para garantizar el sellado hidráulico. Finalmente, el revestimiento se convierte en el conducto seguro por el cual circula el vapor y el agua caliente desde el yacimiento hacia la superficie, asegurando un flujo controlado y eficiente.

A diferencia de los pozos petroleros, en geotermia el programa de revestimiento suele ser más robusto, incorporando múltiples secciones para atravesar formaciones altamente fracturadas y permeables. Los cementos convencionales presentan problemas de degradación a temperaturas

superiores a 480 °F y en contacto con fluidos corrosivos ricos en CO₂ y H₂S, por lo que se han desarrollado mezclas especiales con adiciones de sílice, puzolanas, aluminatos y compuestos avanzados que mejoran su resistencia mecánica y química (Pyatina et al., 2024). Estos desarrollos han permitido enfrentar desafíos como la pérdida de integridad del casing, la corrosión acelerada y la deformación inducida por gradientes térmicos, los cuales son problemas documentados en campos como The Geysers y Menengai. En consecuencia, el éxito de un pozo geotérmico depende en gran medida de la adecuada selección de materiales de revestimiento y cementación, así como de un diseño que considere la durabilidad a largo plazo bajo condiciones severas propias de los sistemas geotérmicos de alta entalpía.

5.5.1 Cementación

La cementación en este tipo de yacimientos representa un desafío debido a que se debe garantizar el aislamiento hidráulico y mecánico duradero en condiciones de alta temperatura (392-662°F), las formaciones altamente fracturadas y los fluidos agresivos ricos en CO₂, H₂S y sales disueltas.

En cuanto a la formulación de la lechada de cemento más común en yacimientos geotérmicos, se utilizan cementos API Clase G o H modificados con adiciones de sílice en un rango del 35–40 % en peso del cemento, con el objetivo de prevenir la desintegración y el debilitamiento de la matriz a temperaturas superiores a 230 °F. Esta mezcla, de cemento con sílice, ha demostrado estabilidad frente a recristalización y conversión de fases de silicato cálcico hidratado en ambientes de alta temperatura y vapor. Sin embargo, los entornos geotérmicos se encuentran entre las condiciones más difíciles para la supervivencia de los cementos. Las formulaciones de cemento Portland modificado con sílice, generalmente aceptadas para pozos

petrolíferos de alta temperatura, no son duraderas en entornos geotérmicos hostiles, ya que no proporcionan un buen aislamiento zonal ni protección contra la corrosión del revestimiento metálico (Pyatina, T., & Sugama, T. 2018).

Por esto dependiendo de las condiciones del pozo, se pueden incorporar además puzolanas naturales o artificiales, microsílíce, o cementos de aluminato de calcio, que incrementan la durabilidad química y reducen la permeabilidad. Por ejemplo, se han desarrollado composiciones especiales de cemento para pozos de alta temperatura basadas en cementos de aluminato de calcio (CAC), los cuales poseen una resistencia térmica y química bastante favorable para la industria geotérmica. Dentro de estos tipos de lechada se encuentra el cemento de fosfato de aluminato de calcio (CaP), diseñado específicamente para ofrecer alta durabilidad en ambientes ricos en CO₂ y con condiciones ligeramente ácidas de fondo de pozo (pH cercano a 5,0). A diferencia de los cementos Portland convencionales, que tienden a degradarse rápidamente por altas temperaturas, los cementos CaP forman fases estables de fosfato y aluminato que les confieren resistencia frente a la disolución y al ataque ácido, además de mantener propiedades mecánicas bajo ciclos térmicos severos. Estas características los convierten en una alternativa prometedora para pozos geotérmicos de alta entalpía, donde se encuentran combinaciones de temperaturas extremas, fluidos corrosivos y presencia de gases ácidos, los cual compromete seriamente la integridad de cementos tradicionales (Pyatina & Sugama, 2018).

La lechada se diseña con una densidad típica de 1.6 – 1.9 g/cm³, ajustada mediante aditivos como dispersantes, reductores de pérdida de fluido y retardadores térmicos, con el fin de asegurar una adecuada bombeabilidad y un fraguado controlado aun en presencia de altas

temperaturas. La correcta selección de la formulación es crítica, ya que de ella depende la integridad del pozo y el aislamiento de formaciones.

A diferencia de la industria petrolera, donde el cemento Portland es el más usado y se adapta con adiciones como sílice para condiciones especiales de elevadas temperaturas, en la industria geotérmica se requieren composiciones más resistentes a los ciclos térmicos y a la presencia de fluidos corrosivos. Por esta razón, además del Portland con sílice, se han desarrollado cementos como los de aluminato de calcio o fosfato de aluminato de calcio (CaP), los cuales ofrecen mayor durabilidad química y estabilidad estructural en ambientes geotérmicos extremos.

5.5.2 Tipos de casing

Un pozo se compone de varias secciones que disminuyen en diámetro conforme aumenta la profundidad.

Primero se instala el casing conductor (20–30", 98–330 ft) para estabilizar suelos superficiales, seguido del casing de superficie (13 $\frac{3}{8}$ – 20", 330–980 ft) que protege acuíferos y sirve de base para el control de presión. Luego se coloca el casing intermedio (9 $\frac{5}{8}$ – 13 $\frac{3}{8}$ ", 1.970–3.940 ft) para atravesar zonas inestables y aislar formaciones, y finalmente el casing de producción (7 – 9 $\frac{5}{8}$ ", 4.920–9.840 ft) que resiste altas temperaturas y conduce los fluidos geotérmicos a superficie. En algunos casos se añade un liner parcial en la zona de producción para reforzar y reducir costos.

Para este tipo de yacimientos se utilizan tuberías de acero de grado especial para el revestimiento, ya que deben resistir condiciones mucho más severas que en los pozos petroleros convencionales por las condiciones a las que son expuestas, por ejemplo, en secciones

superficiales e intermedias se usan tuberías API convencionales de acero al carbono (K55, N80, L80), mientras que en la sección de producción se utilizan tuberías de mayor calidad, como L80, C95 o aceros inoxidable y aleados, capaces de resistir altas temperaturas y ambientes corrosivos.

Como se definió anteriormente, para el caso particular de Paipa se propone desarrollar la perforación del pozo mediante la instalación de cuatro secciones de casing:

- Casing conductor de 26" a una profundidad de 330 ft
- Casing de superficie de 17 ½": a una profundidad de 1.150 ft
- Casing intermedio de 12 ¼": a una profundidad de 4.265 ft
- Casing de producción de 8 ½": liner que llega a una profundidad de 5.905 ft

5.5.3 Revestimiento en yacimientos análogos

El revestimiento que se implementa en el completamiento de yacimientos geotérmicos debe ser capaz de soportar el entorno desafiante el cual conlleva la presencia de una alta temperatura, roca de alta resistencia, formaciones altamente fracturadas y la presencia de fluidos corrosivos (Marbun, 2020). Aunque bien es cierto que la perforación geotérmica heredó muchas de las tecnologías de perforación de la industria de los hidrocarburos, resulta obligatorio tener presente que los entornos en este tipo de yacimientos suelen ser más agresivos en cuanto a la temperatura y presencia de gases corrosivos.

PT Geo Dipa Energi, como operador del campo geotérmico de Dieng, uno de los más antiguos de Indonesia, ha experimentado una dificultad constante desde sus inicios, casi la mitad de los pozos de producción han sido abandonados debido a problemas en el revestimiento. Según

Bonar Marbun en 2019, expresa que los pozos diseñados según los estándares de la industria de los hidrocarburos que se instalaron sin considerar el entorno geotérmico extremo presentaron fallas en la integridad del casing. El rediseño del pozo HCE29 evidenció fallas de colapso en el revestimiento superficial, de producción y en el liner, principalmente por selección inadecuada de materiales y efectos de la expansión térmica de fluidos atrapados. El análisis mostró que el casing real de grado (K-55) no era apropiado frente a las condiciones de alta temperatura y corrosividad, mientras que un material de mayor resistencia (M65) hubiera sido más adecuado (Marbun, et al. 2020).

La sugerencia para el revestimiento es tener presente que los aceros API estándar (K-55, N-80) se usan mientras las condiciones lo permiten debido a que los aceros al carbono convencionales pueden perder resistencia mecánica en presencia de temperaturas muy elevadas, es por esto que, para ambientes extremos de alta temperatura y corrosividad, es necesario aleaciones especiales cromo (Cr) y níquel (Ni), el uso de este tipo de aleaciones se justifican en condiciones extremadamente corrosivas ya que aumentan la resistencia a la corrosión frente a H_2S , CO_2 y salmueras ácidas.

Otro ejemplo donde la corrosión es un aspecto fundamental al momento de diseñar el revestimiento se tiene en el estudio realizado por Wardana y Akhwan (2023) donde señalan que para el pozo geotérmico FDL-33 en el campo Q (Java Central, Indonesia), el cual es un reservorio que se caracteriza por temperaturas de 572–626 °F y fluidos altamente corrosivos. Se analizaron las fallas de casing en pozos de producción y se definió tenía problemas de corrosión externa, esfuerzos térmicos, desgaste mecánico, fugas anulares y agrietamiento por H_2S .

Wardana y Akhwan (2023) proponen la siguiente configuración de revestimiento para el pozo FDL-33.

- **Conductor:** 30" X-42
- **Superficie:** 20" K-55 (133 ppf)
- **Producción y tie-back:** 13-3/8" L-80
- **Liner de producción:** 9-5/8" L-80

El análisis térmico demostró que el L-80 puede resistir los ciclos térmicos del campo, aunque el grado M65 sería más adecuado para corrosión, sin embargo, es viable que sea L-80 13Cr con contenido de cromo del 12% al 14% (Wardana y Akhwan, 2023).

En yacimientos como el del campo geotérmico Cerro Prieto, la instalación del revestimiento (casing) es un aspecto clave para garantizar la estabilidad del pozo, controlar la presión y proteger las formaciones a lo largo de la perforación. El diseño se realiza en varias secciones, cada una con un diámetro y profundidad específicos de acuerdo con la geología y las condiciones del yacimiento.

La primera sección corresponde al conductor, de entre 20" y 26" de diámetro, instalado a profundidades aproximadas de 65 a 98 ft, cuya función es estabilizar los suelos aluviales superficiales y evitar desmoronamientos. Posteriormente se coloca el revestimiento superficial, con diámetros de 13 3/8" a 20" y profundidades de 656 a 1.310 ft, destinado a aislar las formaciones poco consolidadas y reducir riesgos de pérdidas de circulación. A mayor profundidad se instala el revestimiento intermedio, con diámetros de entre 9 5/8" y 13 3/8" y ubicado a 3.280-5.905 ft, que soporta presiones intermedias y aísla zonas problemáticas como arcillas que se hinchan o arenas inestables.

Finalmente, se coloca el revestimiento de producción, con diámetros de 7" a 9 5/8" y profundidades que alcanzan entre 6.560 y 11.480 ft, diseñado para soportar las altas temperaturas del reservorio (hasta 662 °F) y permitir el flujo de vapor y agua hacia la superficie en condiciones de seguridad, resistiendo además la corrosión generada por el contenido de sílice, CO₂ y H₂S en los fluidos geotérmicos, es por eso que el material el revestimiento en Cerro Prieto suele ser acero al carbono con recubrimientos anticorrosivos o aleaciones resistentes. En algunos casos, se instalan revestimientos de anclaje adicionales en zonas con inestabilidad o pérdidas severas de circulación.

El revestimiento se ve expuesto a temperaturas muy altas, presión variable y fluidos corrosivos (CO₂, H₂S) lo que provoca degradación, pérdida de resistencia y microcanales.

El uso de sílice es indispensable, ya que estabiliza las fases del cemento a temperaturas superiores a 230 °F y mantiene la resistencia a compresión a lo largo de la vida del pozo.

Por último, en el campo geotérmico de Menengai, los revestimientos principales están fabricados con acero grado K-55 o N-80 (Khaemba, 2014), ensamblados mediante conexiones roscadas y diseñados para soportar las elevadas cargas mecánicas y térmicas propias de los entornos geotérmicos de gran profundidad. Para la cementación se emplea cemento Portland modificado con aditivos como sílice, lo que permite mantener la resistencia mecánica y evitar su degradación a altas temperaturas. No obstante, dadas las condiciones agresivas del reservorio (altas temperaturas, presencia de gases corrosivos y fluidos de elevada salinidad), se considera el

uso de aceros de mayor resistencia o aleaciones especiales resistentes a la corrosión, con el fin de garantizar una mayor integridad del revestimiento y prevenir posibles fallas en el futuro.

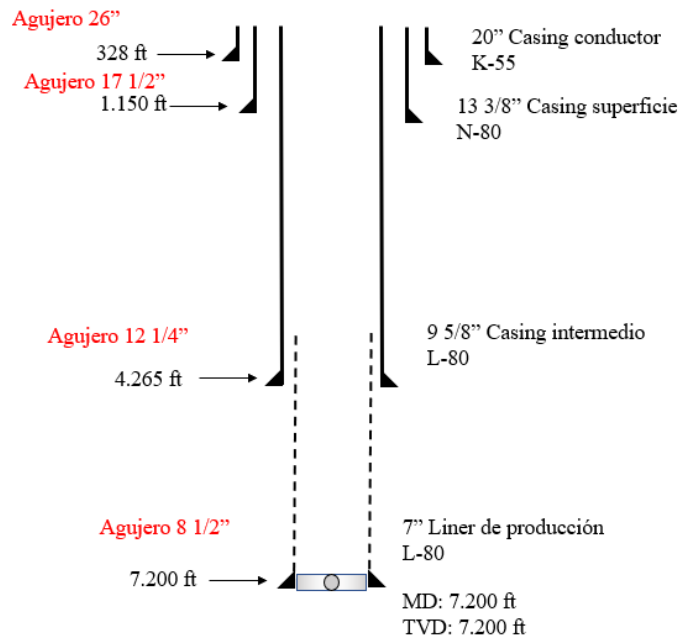
5.5.4 Revestimiento propuesto para Paipa

En el área geotérmica de Paipa, según los estudios de Velandia (2017), es altamente probable la presencia de gases corrosivos como CO₂ y H₂S a lo largo del yacimiento, siguiendo las experiencias en otros campos geotérmicos a nivel mundial, este tipo de compuestos representan un riesgo significativo para la integridad de los revestimientos, ya que aceleran los procesos de corrosión y reducen la vida útil de los pozos. A este escenario se suma la presencia de altas temperaturas, lo que obliga a considerar cuidadosamente la selección del cemento. Con base en la experiencia internacional, una alternativa viable es el uso de cemento Portland con alto contenido de sílice, diseñado para evitar la pérdida de resistencia mecánica por degradación térmica. Adicionalmente, se recomienda evaluar el uso de cementos de aluminato de calcio, los cuales han demostrado un comportamiento sobresaliente tanto en resistencia térmica como en durabilidad química bajo condiciones extremas, constituyéndose en una opción de gran valor para prolongar la integridad del pozo en Paipa.

El diseño del programa de revestimiento para el área geotérmica de Paipa debe fundamentarse en las experiencias y lecciones aprendidas en otros campos geotérmicos de alta temperatura a nivel mundial, con condiciones similares, donde la presencia de gases corrosivos (CO₂, H₂S), temperaturas elevadas y condiciones litológicas complejas, representaron retos significativos para la integridad del revestimiento. Estos antecedentes demuestran que la selección adecuada de grados de acero y cementos resistentes a la corrosión y al deterioro

térmico es determinante para garantizar la estabilidad estructural y prolongar la vida útil de los pozos. A partir de las experiencias adquiridas por otros campos a nivel internacional, se propone un esquema de revestimiento para Paipa que consiste en:

- Casing conductor de 20" a una profundidad de 328 ft, se propone un revestimiento grado K55 (siempre y cuando las condiciones superficiales no sean agresivas), Peso sugerido: 133 ppf. Cementar hasta superficie con cemento API Clase G con contenido de sílice.
- Casing de superficie de 13 3/8": a una profundidad de 1.150 ft, acero N-80, cementado hasta superficie con cemento API Clase G adicionando sílice. Peso sugerido: 68–72 ppf.
- Casing intermedio de 9 5/8": a una profundidad de 4.265 ft, se propone un revestimiento de acero L-80 por su mejor comportamiento térmico y mecánico, cementar hasta superficie con cemento API Clase G con contenido de sílice (35 - 40%).
- Casing de producción de 7": liner que llega a una profundidad de 7.200 ft, se propone un revestimiento de grado L-80 debido a que esta tubería tiene mayor resistencia a temperatura y corrosión, cementar con API Clase H con contenido de sílice (35 - 40%).

Figura 29*Esquema de revestimiento propuesto para Paipa*

5.6 Registros de pozo

Otra de las herramientas heredadas de la industria de los hidrocarburos al momento de la perforación geotérmica es el programa de registros, que constituye una herramienta esencial para la caracterización del subsuelo y la toma de decisiones durante todas las fases del proyecto.

Los registros de pozo se ejecutan tanto en hueco abierto (open hole) como en hueco entubado (cased hole), ya que cada uno aporta información complementaria para la caracterización del yacimiento: en el open hole se permite identificar litologías, fracturas, zonas permeables y condiciones de estabilidad del pozo (Stefánsson & Steingrímsson, 1980), mientras que en el cased hole se evalúa la calidad de la cementación, la integridad del revestimiento y el comportamiento del flujo de fluidos en condiciones operativas (Paillet & Morin, 1988).

En el contexto geotérmico, su objetivo principal no es la determinación de saturaciones de hidrocarburos como en la industria petrolera, sino la detección de zonas de recarga), la

caracterización de fracturas conductivas y en especial el seguimiento de las condiciones de presión y temperatura, factores que son fundamentales para garantizar la productividad y la sostenibilidad del yacimiento (Sanyal, 1977).

Para una evaluación precisa de los recursos geotérmicos que se encuentran en el yacimiento es importante la perforación y extracción de núcleos que son muestras precisas del yacimiento, sin embargo, para ahorrar costes en la exploración real se adopta la perforación sin núcleos, lo que da lugar a la imposibilidad de obtener directamente los parámetros de evaluación del yacimiento (Wenrui Shi, et Al, 2023).

Por otro lado, la interpretación a través de registros eléctricos convencionales como gamma ray, resistividad, sónico, temperatura y caliper, es posible caracterizar litologías, localizar zonas acuíferas, estimar propiedades petrofísicas y definir la calidad de los reservorios. Esto es solo una aproximación, sin embargo, permite la reducción de costos y es posible estimar información precisa a lo largo del pozo, lo que resulta crucial en ambientes geotérmicos donde la heterogeneidad de las formaciones y la presencia de fracturas controlan la productividad.

Un ejemplo claro es el estudio del sag de Qianjiang, en la cuenca de Jiangnan (China), donde se evaluó 12 pozos de geotérmicos y mediante la interpretación de registros se identificó a la Formación Guanghuasi como un reservorio hidrotermal de alto potencial, se utilizaron registros eléctricos convencionales: gamma ray (GR), potencial espontáneo (SP), resistividad (R_t), sónico, temperatura de pozo y caliper y a partir de estos registros se calcularon: contenido de lutitas, porosidad, permeabilidad, mineralización del agua y temperatura.

Se lograron obtener resultados que revelaban porosidades entre 25 y 42%, permeabilidades superiores a 200 mD y baja mineralización del agua, también permitió definir temperaturas y todo esto, sin necesidad de corazonamientos extensivos. Lo que confirma que el análisis de registros constituye una estrategia confiable, económica y eficaz para cuantificar el potencial geotérmico en este tipo de cuencas (Wenrui Shi, et Al, 2023).

5.6.1 Registros de pozo propuestos para la caracterización del yacimiento en estudio

El yacimiento geotérmico de Paipa, en Boyacá, es un yacimiento que cuenta con información muy limitada tanto de su litología como de sus propiedades petrofísicas. Bajo este contexto, el programa de registros adquiere gran importancia ya que permite determinar información valiosa del yacimiento supliendo la carencia de información obtenida por corazonamientos (por su elevado costo). los registros proporcionarán datos continuos en profundidad sobre las propiedades físicas de las formaciones, además de esto, la aplicación de registros durante la perforación y en hueco entubado, permitirá evaluar condiciones de presión, determinar porosidades, permeabilidades y temperaturas, además que permitiría saber la calidad de la cementación, aspectos que resultan cruciales para garantizar la productividad y la integridad del pozo.

La interpretación de registros como gamma ray, resistividad, sónico, caliper, y en especial los perfiles de temperatura y presión, permitirá definir la distribución litológica, ubicar fracturas permeables y caracterizar el comportamiento del reservorio. Estos resultados no solo aportarán al entendimiento del sistema hidrotermal de Paipa, sino que también optimizarán las decisiones de completamiento, reduciendo riesgos técnicos y costos de operación. Así, un

programa de registros robusto se convierte en la posibilidad de abrir una ventana a la caracterización de un yacimiento colombiano con alto potencial de desarrollo geotérmico.

Los registros seleccionados como mínimos indispensables para ser implementados durante la perforación y la posterior caracterización del yacimiento geotérmico de Paipa se presentan en la tabla 10.

Tabla 10

Registros propuestos para el yacimiento geotérmico en Paipa

Registro	Profundidad estimada	Objetivo principal
Gamma Ray (GR)	Desde superficie hasta profundidad objetivo TD	Diferenciar litologías, detectar arcillas y correlacionar formaciones
Resistividad eléctrica	1.000 ft-TD	Identificar zonas permeables y presencia de fluidos conductivos (agua caliente)
Sónico/Acústico (DT)	1.500 ft-TD	Estimar elasticidad, fracturamiento y correlación con propiedades mecánicas de la roca
Densidad - Neutrón	1.500 ft-TD	Calcular porosidad efectiva y distinguir zonas alteradas por temperatura
Caliper	Toda la sección abierta	Detectar colapso
Temperatura estática/dinámica	Toda la profundidad en distintos tiempos (durante y post-perforación)	Estimar gradiente geotérmico y estabilidad térmica
Presión de fondo	Zonas principales (≥ 1.000 ft)	Determinar presión del reservorio, caídas de presión y apoyo en pruebas de inyección

CBL/VDL

TD

Evaluar calidad de
cementación e
integridad de pozo

5.7 Tiempos de perforación

La duración total de la perforación es muy diferente para cada pozo, cada escenario, contexto geológico y procesos operativos puede extender o reducir los tiempos de perforación de un pozo y con esto aumentar o reducir también los costos de la operación. El tiempo total de la perforación está sujeta a varios factores: profundidad objetivo, litología (normalmente rocas ígneas duras y fracturadas en geotermia), la tecnología utilizada, selección de herramientas, diámetros de las secciones, condiciones de temperatura y presión, incluso depende de imprevistos o eventualidades de pozo como pérdidas de circulación o atascamientos que salen del completo control de un cronograma establecido previamente.

En términos generales, el tiempo de perforación se puede dividir en fases:

1. Movilización y armado del taladro y equipos auxiliares.
2. Perforación por secciones, cada diámetro del pozo y su revestimiento puede enfrentar retos y desafíos particulares que llegan a variar los tiempos de la perforación.
3. Operaciones complementarias como la cementación del casing, la toma registros geofísicos o corazonamientos, y pruebas de producción o inyección del pozo.

Los tiempos de perforación de un pozo geotérmico no están definidos ni son fácilmente predecibles, sino que son el resultado de varios factores tanto técnicos, como geológicos y operativos. Si bien es posible estructurar un cronograma por fases que oriente la planificación (desde la movilización hasta las operaciones complementarias), la realidad del yacimiento suele imponer variaciones significativas. Esto resalta la importancia de contar con diseños flexibles,

tecnologías adecuadas, estrategias de mitigación de riesgos y toma de decisiones que permitan optimizar la ejecución, controlar costos y reducir la incidencia de tiempos no productivos durante la perforación.

5.7.1 Non-Productive Time (NPT)

El tiempo no productivo (NPT, por sus siglas en inglés) se define como los periodos en los que la perforación de un pozo se encuentra detenida o no progresa de acuerdo con el plan operativo, esto se debe a imprevistos o ineficiencias técnicas y logísticas. Su impacto en la perforación geotérmica es considerable, ya que puede representar entre 15–35% del tiempo total de un pozo y, en casos extremos, duplicar la duración estimada de la campaña (Larson et al., 2021).

Las causas principales de NPT en ambientes geotérmicos se relacionan con las características del subsuelo:

- Pérdidas de circulación, asociadas a formaciones volcánicas altamente fracturadas, constituyen la fuente más recurrente de retrasos. Cole et al. (2017) señalan que este problema puede añadir más de 100 horas no programadas por pozo, con un efecto económico directo en los costos de operación.
- Atascamiento de tubería (stuck pipe), frecuente en fracturas abiertas y en zonas con presión diferencial.
- Fallas mecánicas y desgaste prematuro de herramientas, debido a la abrasividad y temperaturas elevadas del yacimiento (Thorhallsson & Sveinbjornsson, 2012).
- Problemas de cementación, en los que la selección inadecuada de aditivos o cementos resistentes al calor generan trabajos de cementación remedial.

- Demoras logísticas, vinculadas a la disponibilidad de materiales especializados como cementos con sílice o fluidos de perforación de alta temperatura.

El impacto del NPT es tanto económico como operativo: cada día adicional de taladro puede costar entre 30.000 y 100.000 USD, dependiendo de la tarifa y la logística del proyecto. A nivel técnico, incrementa los riesgos de integridad de pozo y compromete el cronograma de desarrollo, reduciendo la competitividad del recurso geotérmico frente a otras fuentes energéticas debido a los altos costos.

La reducción del NPT depende de una estrategia integral. Entre las medidas más utilizadas se incluyen: la caracterización previa detallada de la litología y zonas de pérdida, el diseño de fluidos de perforación específicos para alta temperatura, la disponibilidad inmediata de materiales de control de pérdidas (LCM), la selección de herramientas resistentes al calor como brocas PDC, y programas de mantenimiento preventivo que minimicen fallas mecánicas. A esto se añade la adecuada capacitación del personal de perforación, que permite detectar, evaluar y mitigar tempranamente los eventos que originan tiempos no productivos.

5.7.2 Tiempos de perforación en pozos geotérmicos

Es importante resaltar cómo las condiciones geológicas, tecnológicas y operativas afectan la eficiencia de perforación, a nivel mundial se pueden encontrar caso de yacimientos que, a profundidades muy similares, tienen tiempos de perforación muy diferentes, es por esto también que es complicado definir con exactitud el tiempo que lleva la perforación de un pozo en ambientes geotérmicos.

Un ejemplo de esto se tiene con el estudio realizado por Lilian Okwiri en 2013, donde compara los tiempos de perforación de 15 pozos geotérmicos en Menengai (Kenia) y 19 pozos en Hengill (Islandia), con especial énfasis en la identificación y análisis del tiempo no productivo (NPT). obteniendo los siguientes promedios en tiempo de perforación:

Tabla 11

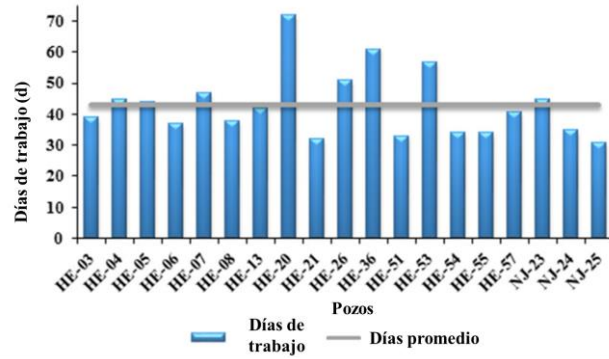
Comparación entre los tiempos de perforación de pozos en Hengill (Islandia) y Menengai (Kenia)

Pozos de Hengill (Islandia)				Pozos de Menengai (Kenia)			
Nombre del pozo	Profundidad total perforada (ft)	Sección 1-3		Nombre del pozo	Profundidad total perforada (ft)	Sección 1-3	
		Profundidad perforada (ft)	Días de trabajo			Profundidad perforada (ft)	Días de trabajo
HE-03	6190.94	5895.67	39	MW-01	7240.81	6976.05	70
HE-04	6587.93	6351.71	45	MW-02	10498.69	10236.22	112
HE-05	6561.68	6264.76	44	MW-03	6930.77	6678.15	85
HE-06	6604.33	6364.83	37	MW-04	6945.54	6676.84	72
HE-07	7447.61	7093.18	47	MW-05	6875.66	6675.52	89
HE-08	9212.6	8753.28	38	MW-06	7227.69	6961.94	73
HE-13	7864.17	7624.67	42	MW-07	7007.55	6813.98	109
HE-20	6568.24	6236.88	72	MW-08	7728.35	7514.76	113
HE-21	7103.02	6791.34	32	MW-09	6853.67	6651.9	92
HE-26	8818.9	8517.06	51	MW-10	2430.45	2229	94
HE-36	9212.6	8868.11	61	MW-11	6043.31	5812.01	122
HE-51	8595.8	8274.93	33	MW-12	6043.31	5849.74	82
HE-53	8225.07	7997.05	57	MW-13	6601.05	6400.26	141
HE-54	7992.13	7683.73	34	MW-14	2460.96	2255.56	117
HE-55	9127.3	8809.06	34	MW-15	5510.5	5261.15	68
HE-57	10229.66	9917.98	41				
NJ-23	5744.75	5442.91	45				
NJ-24	6328.74	6068.57	35				
NJ-25	6883.2	6538.71	31				
Promedio	7647.3	7341.8	43.1		6426.6	6199.5	95.9

Nota. Tomada y adaptada de (Lilian Okwiri, 2013). GEOTHERMAL DRILLING TIME ANALYSIS: A CASE STUDY OF MENENGAI AND HENGILL.

Figura 30

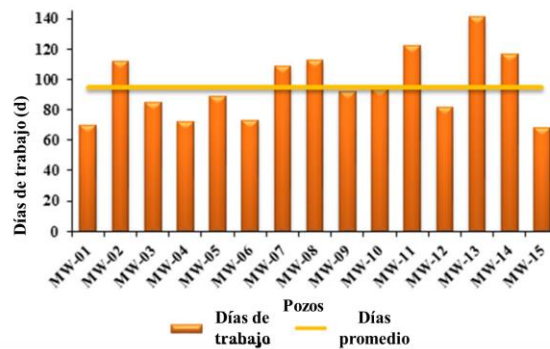
Tiempo de perforación (d) por pozo en Hengill



Nota. Tomada y adaptada de (Lilian Okwiri, 2013). GEOTHERMAL DRILLING TIME ANALYSIS: A CASE STUDY OF MENENGAI AND HENGILL.

Figura 31

Tiempo de perforación (d) por pozo en Menegai



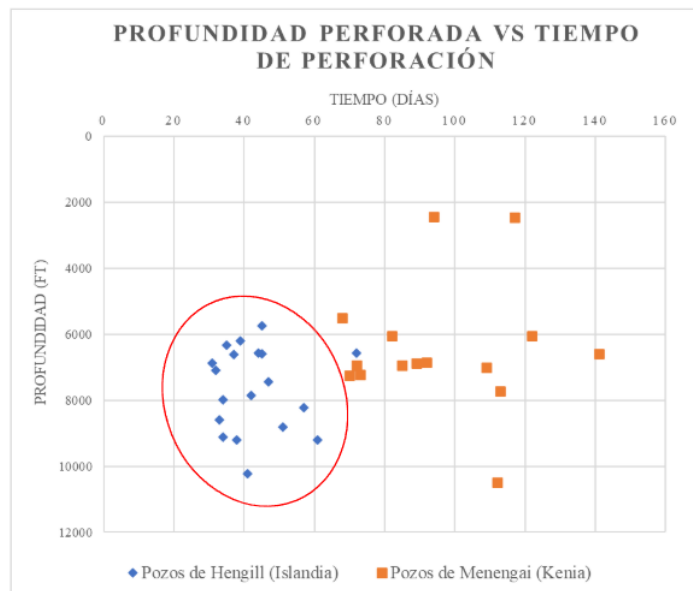
Nota. Tomada y adaptada de (Lilian Okwiri, 2013). GEOTHERMAL DRILLING TIME ANALYSIS: A CASE STUDY OF MENENGAI AND HENGILL.

En el estudio comparativo se evidencia una marcada diferencia en los tiempos promedio de perforación entre ambos yacimientos. En Menengai (Kenia), los pozos requirieron en promedio 95,9 días para alcanzar una profundidad cercana a 6.426 ft, mientras que, en el campo de Hengill (Islandia) la perforación se completó en aproximadamente 43,1 días con profundidades promedio alrededor de 7.647 ft. A pesar de que los pozos islandeses fueron más profundos en promedio, se ejecutaron en menos de la mitad del tiempo que los pozos en Kenia, lo que muestra contrastes significativos en la eficiencia operativa.

El NPT tuvo un peso determinante en estos resultados: representó el 40% del tiempo total en Menengai, frente a un 14,7% en Hengill. Las principales causas de estos NPT en Menengai fueron las pérdidas de circulación, las pegas de tubería y largos tiempos de cementación. Adicionalmente en Menengai influenciaron también factores propios de un campo en desarrollo como la limitada experiencia acumulada, la falta de conocimiento detallado de la geología local y los desafíos logísticos debido a la poca disponibilidad de agua. En la figura 32 se presenta la relación entre profundidad y tiempo de perforación. Se aprecia que los pozos del campo Hengill tienden a agruparse con una dispersión reducida, lo cual refleja una menor incidencia de tiempos no productivos (NPT) y una ejecución más uniforme del proceso de perforación. En contraste, los puntos correspondientes a Menengai (representados en color naranja) muestran una dispersión significativamente mayor, lo que evidencia la ocurrencia frecuente de eventualidades y complicaciones operativas que limitan la estabilidad y eficiencia de las actividades de perforación en este campo.

Figura 32

Tiempo de perforación (d) vs profundidad (ft), comparativa Hengill y Menengai



En contraste, la experiencia operativa en Hengill, el mayor conocimiento geológico del reservorio y la disponibilidad de tecnologías y herramientas adecuadas permitieron optimizar los procesos y reducir significativamente los tiempos de perforación. Este análisis demuestra que la madurez de un campo geotérmico, sumada a una gestión eficiente de los imprevistos, puede marcar la diferencia en la productividad y competitividad de los proyectos geotérmicos a nivel mundial.

5.7.3 Cronograma de perforación esperado para Paipa

En esta sección se propone un cronograma de perforación para el área geotérmica de Paipa, elaborado como una guía referencial para la planificación del proyecto. Dado que en la zona no existen antecedentes de perforación profunda de pozos que busquen el desarrollo del potencial geotérmico, la propuesta se fundamenta en la revisión de experiencias y tiempos reportados en otros yacimientos a nivel mundial, los cuales sirven como referencia comparativa.

Es importante señalar que el cronograma planteado constituye una proyección preliminar y, por tanto, está sujeto a variaciones durante la ejecución real en Paipa. Dichas variaciones pueden derivarse de factores como las condiciones geológicas y litológicas locales, el comportamiento del fluido geotérmico, la disponibilidad y desempeño de las tecnologías de perforación empleada y las eventualidades operativas que pueden llegar a suceder y que se han convertido en problemas comunes en yacimientos geotérmicos, como lo son las pérdidas de circulación y atascamientos de tubería.

Tabla 12

Cronograma propuesto de perforación en Paipa para el pozo NIPA-1

Actividad	Días (rango)	Nota
Movilización / rig-up	5–7	Depende de acceso
Conductor y cementación	3–6	Se espera perforar rápido.
Sección superficie	7–10	Incluye cementación
Sección intermedia	12–16	Depende de litología
Cementación intermedia + registros	5–10	
Sección final	20–30	Puede crecer por dureza/abrasión
Pruebas y terminación	5–8	
Rig-down / desmovilización	5–7	
Total	≈77 días	Suma de rangos medios

NPT esperado 25%	19 días	
Total	≈96 días	Valor propuesto

El cronograma propuesto para la perforación en el área geotérmica de Paipa se fundamenta en experiencias internacionales como por ejemplo, en el campo de The Geysers (California, EE. UU.) donde se reportan tiempos promedio de 85 días para completar un pozo de profundidades entre 6.500–9.000 ft, incluyendo la perforación (75 días) y las operaciones de movilización y desmovilización (10 días), valores afirmados por John Farison en diciembre de 2019 en su presentación “*Geysers lessons learned and EGS results*”. Sin embargo, en yacimientos como Menengai (Kenia), los pozos de aproximadamente 6.500 ft de profundidad requirieron en promedio 95,9 días, con un NPT cercano al 40%, mientras que en Hengill (Islandia) pozos más profundos de más o menos 7.600 ft se perforaron en 43,1 días, con un NPT mucho menor (14,7%) según Lilian Okwiri en 2013.

Asimismo, proyectos de investigación complejos como el IDDP-2 en Reykjanes (Islandia) alcanzaron duraciones cercanas a 176 días debido a las condiciones extremas de alta temperatura y fracturamiento (Frioleifsson et al., 2017). Estas experiencias evidencian que, aunque la perforación geotérmica comparte procesos operativos y tecnologías, la duración real de la perforación de un pozo depende de factores muy particulares de cada región. Por ello, el cronograma planteado para Paipa incorpora un margen de seguridad del 25% para NPT, valor intermedio entre campos maduros (Hengill) y campos nuevos (Menengai), con el fin de reflejar un escenario realista y preventivo frente a la ausencia de antecedentes de perforación profunda en la zona.

6. Conclusiones

El área geotérmica de Paipa presenta condiciones geológicas y estructurales favorables para el desarrollo de proyectos que aprovechen el recurso geotérmico, debido a la presencia de intrusiones ígneas, fallas regionales, manifestaciones termales superficiales que evidencian un sistema activo prospecto para la generación de energía renovable.

El análisis de yacimientos análogos como Menengai (Kenia) y Cerro Prieto (México) permitió identificar estrategias de perforación como la selección de fluidos ligeros y programas de revestimiento enfocados en prevenir la corrosión, esto puede adaptarse a las condiciones de Paipa debido a los retos que se esperan durante su perforación, aunque su extrapolación requiere un análisis a profundidad debido a las diferencias locales en presión, mineralogía, permeabilidad y temperatura.

La propuesta de perforación en Paipa (Pozo NIPA-1) constituye un paso fundamental para validar el modelo geotérmico actual, ya que permitirá obtener datos directos sobre temperatura, presión, litología, permeabilidad y presencia de fluidos, lo que contribuirá a confirmar la viabilidad técnica y económica para el aprovechamiento del recurso.

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 oil/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.

7. Recomendaciones

Se recomienda adaptar las estrategias y tecnologías utilizadas en los diseños de perforación análogos a las condiciones locales de Paipa. Si bien las experiencias de yacimientos como Menengai y Cerro Prieto ofrecen valiosas lecciones en cuanto a diseños de perforación y manejo de retos operativos, su aplicación debe adaptarse al contexto geológico, estructural e hidrotermal específico de Paipa, de manera que las tecnologías seleccionadas no se transfieran de forma directa, sino ajustadas a las particularidades del subsuelo colombiano.

Fortalecer la investigación en el área geotérmica de Paipa, incorporando investigaciones geofísicas y geoquímicas, junto con una caracterización mineralógica detallada de las zonas de alteración hidrotermal. De igual forma, es necesario evaluar con precisión parámetros como la presión esperada del yacimiento y las condiciones geomecánicas del subsuelo, ya que esta información resulta esencial para optimizar el diseño de pozos y garantizar la seguridad y eficiencia en el aprovechamiento del recurso geotérmico.

Si bien en este estudio se plantearon aspectos como la verticalidad del pozo y un cronograma preliminar de perforación, dichas propuestas están sujetas a múltiples variables que pueden modificar de manera significativa su ejecución real. Por ejemplo, en caso de que la zona prevista para la perforación presente condiciones de difícil acceso o limitaciones topográficas, resulta recomendable realizar una evaluación detallada y considerar la opción de una perforación direccional, con el fin de garantizar la viabilidad técnica y operativa del proyecto.

Referencias Bibliográficas

- Alfaro Valero, C. M. (2017). *Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa* [Informe técnico]. Servicio Geológico Colombiano. <https://es.scribd.com/document/475175095/paipa>
- Alfaro-Valero, C. M., Rueda-Gutiérrez, J. B., Matiz-León, J. C., Beltrán-Luque, M. A., Rodríguez-Rodríguez, G. F., Rodríguez-Ospina, G. Z., González-Idárraga, C. E., & Malo-Lázaro, J. E. (2020). *Paipa geothermal system, Boyacá: Review of exploration studies and conceptual model*. En J. Gómez & A. O. Pinilla-Pachon (Eds.), *The Geology of Colombia* (Vol. 4, Publicaciones Geológicas Especiales N.º 38, 36 pp.). Servicio Geológico Colombiano. https://www.researchgate.net/publication/344526643_Paipa_Geothermal_System_Boyaca_a_Review_of_Exploration_Studies_and_Conceptual_Model
- Allahverdizadeh, P. (2020). *A review on geothermal wells: Well integrity issues*. *Journal of Cleaner Production*. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620340543?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=988443c8aa83f78a
- Ásgeirsdóttir, R. S., Tryggvason, H. H., Egilsson, Þ., Poux, B., Gautason, B., Sveinbjörnsson, S., Ingimarsson, H., Stefánsson, H. Ö., Ingólfsson, H., & Teke, M. A. (2016). *Krafla – Well K-41. Phase 3: Drilling for production part down to 1313 m*. Íslenskar orkurannsóknir. https://gogn.lv.is/files/2016/2016-110.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Ayala Trujillo, D. R. (2018). *Propuesta de diseño para la perforación de un pozo exploratorio de geotermia en Jamanca-Ecuador* [Trabajo de fin de máster, Universidad de Barcelona]. Universidad de Barcelona, Máster en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética.

https://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/124608/1/TFM_MERSE_Diego_Roberto_Ayala_Trujillo.pdf

Baker Hughes. (2021). *Vulcanix geothermal hybrid drill bits saved \$2 million USD, enabled second well in tight seasonal drilling window: Case study Japan* (Rev. 10/2023). Baker Hughes Company.

https://dam.bakerhughes.com/m/1b4b8e32d63dd498/original/Vulcanix-geothermal-hybrid-2million-Japan-cs.pdf?utm_source=chatgpt.com

Baker Hughes. (2024). *Kymera Mach 6 hybrid drill bit*. Baker Hughes Company.

<https://dam.bakerhughes.com/m/23c9a991b21d4fe3/original/Kymera-Mach-6-hybrid-drill-bit-slsh.pdf>

Birkisson, S. F., & Hole, H. (2007). *Aerated fluids for drilling of geothermal wells*. En *Proceedings European Geothermal Congress 2007* (pp. 297–300).

<https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/EGC/2007/297.pdf>

Cole, P., Young, K., Doke, C., Duncan, N., & Eustes, B. (2017). *Geothermal drilling: A baseline study of nonproductive time related to lost circulation* (Trabajo presentado en la 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, California).

<https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2017/Cole.pdf>

Collins, I. R., Cano Floriano, D., et al. (2024). Transition from oil & gas drilling fluids to geothermal drilling fluids. *Geoenergy Science and Engineering*, 233, 212543.

https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2949891023011302?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=98813e559ae7f7b8

- Collins, I. R., Cano Floriano, D., Paevskiy, I., Wee, J., Boek, E. S., & Mohammadi, M. K. (2024). Transition from oil & gas drilling fluids to geothermal drilling fluids. *Geoenergy Science and Engineering*, 12(1), 212543. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212543>
- Comisión Federal de Electricidad. (1982). *Actas, Cuarto Simposio sobre el campo geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México: agosto 10-12, 1982, Guadalajara, Jalisco, México*. Comisión Federal de Electricidad. <https://www.osti.gov/servlets/purl/7369507>
- Corona Ruiz, M. (2002). *Modelo geológico del campo geotérmico Cerro Prieto* [Tesis de grado, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México]. Tesis Digitales UNAM. <https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ppt2002/0307735/0307735.pdf>
- Farison, J. (2019, diciembre). *Geysers lessons learned* [Presentación en conferencia]. JOGMEC Geothermal Workshop, Tokio, Japón. https://geothermal.jogmec.go.jp/event/file/2019/session_191226_03_John_Farison.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Finger, J., & Blankenship, D. (2010). Handbook of best practices for geothermal drilling (Informe No. SAND2010-6048). Sandia National Laboratories. <https://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/drillinghandbook.pdf>
- Friðleifsson, G. Ó., Elders, W. A., Zierenberg, R. A., Stefánsson, A., Fowler, A. P. G., Weisenberger, T. B., Harðarson, B. S., & Mesfin, K. G. (2017). *The Iceland Deep Drilling Project 4.5 km deep well, IDDP-2, in the seawater-recharged Reykjanes geothermal field in SW Iceland has successfully reached its supercritical target*. https://sd.copernicus.org/articles/23/1/2017/sd-23-1-2017.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Gallardo, V. I. (2024). *Principales elementos del sistema geotérmico de Cerro Prieto* (Memorias del XXX Congreso Anual, Morelia, Michoacán, 23-24 de mayo de 2024). Comisión

- Federal de Electricidad.
https://www.researchgate.net/publication/393518811_Principales_elementos_del_sistema_geotermico_de_cerro_prieto
- Guiza Lambari, J. (1982). *Problemas en la operación de los pozos geotérmicos de Cerro Prieto*. Organización Latinoamericana de Energía. <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/hm000127.pdf>
- Gutiérrez-Negrín, L. C. A., & Díez-León, H. D. (2025). *Cerro Prieto, México: Un gran campo dominado por agua en operación desde 1973*. En *Geothermal Power Generation* (pp. 839–862). Elsevier.
https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780443247507000191?utm_source=chatgpt.com
- Hackett, L., Blankenship, D., & Robertson-Tait, A. (2020). *Analysis of drilling performance using PDC bits, Fallon FORGE Well 21-31* (Proceedings of the 45th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering). Stanford University.
<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2020/Hackett.pdf>
- Hawker, D., Vogt, K., & Robinson, A. (2001). *Procedimientos y operaciones en el pozo* (Versión 3.0). Datalog.
<https://s8dcd9b0a8ad1af4e.jimcontent.com/download/version/1494168207/module/5042535466/name/PROCEDIMIENTOS%20Y%20OPERACIONES%20EN%20EL%20POZO.pdf>
- Hole, H. (2008). *Drilling fluids for drilling of geothermal wells*. En *Proceedings of the Petroleum Engineering Summer School* (póster 26). Universidad de Dubrovnik.

https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/ISS/2008Croatia/Hole01.pdf?utm_source=chatgpt.com

Hole, H. (2008, junio). *Drilling fluids for drilling of geothermal wells* [Material de taller/seminario, Petroleum Engineering Summer School, Workshop #26]. Dubrovnik, Croacia. <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/ISS/2008Croatia/Hole01.pdf>
<https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/e70d868b-4fe1-45c1-b2a7-cc5e9d7710d7/content>

Imaizumi, H., Ohno, T., Karasawa, H., Miyazaki, K., Akhmadi, E., Yano, M., Miyashita, Y., Yamada, N., Miyamoto, T., Tsuzuki, M., Kubo, S., & Hishi, Y. (2019). *Drilling performance of PDC bits for geothermal well development in field experiments*. En Proceedings of the 44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2019/Imaizumi.pdf>

Jónsson, M. Þ., Pálsson, H., & Karlsdóttir, S. N. (2015). *Structural analysis of the casings in high-temperature geothermal wells*. *Geothermics*. <https://georg.cluster.is/wp-content/uploads/2017/12/6-gunnar-kaldal-.pdf>

Khaemba, A. (2016, November 10–31). *Drilling in Menengai high temperature field – Major challenges and recommendations*. In *SDG Short Course I on Exploration and Development of Geothermal Resources*. UNU-GTP, GDC, & KenGen, Lake Bogoria and Lake Naivasha, Kenya. <https://rafhladan.is/bitstream/handle/10802/13982/UNU-GTP-SC-23-0604B.pdf?sequence=1>

Khaemba, A. (2017, November 9–29). *Drilling in Menengai high temperature field – Drilling equipment and well design*. In *SDG Short Course II on Exploration and Development of Geothermal Resources* (pp. 1–11). UNU-GTP, GDC, & KenGen, Lake Bogoria and Lake

- Naivasha, Kenya. <https://raflhadan.is/bitstream/handle/10802/16114/UNU-GTP-SC-25-0511A.pdf?sequence=1>
- Khaemba, A. W. (2015). Well design and well workover to land deep production casings in the Menengai field. *GRC Transactions*, 39, 191–196. <https://publications.mygeoenergynow.org/grc/1032150.pdf>
- Lai, J., Su, Y., Xiao, L., Zhao, F., Bai, T., Li, Y., Li, H., Huang, Y., Wang, G., & Qin, Z. (2024). *Application of geophysical well logs in solving geologic issues: Past, present and future prospect. Geoscience Frontiers*, 15(3), 101779. <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2024.101779>
- Lipus, M. P., Reinsch, T., Weisenberger, T. B., Kragset, S., Stefánsson, A., & Bogason, S. G. (2021). *Monitoring of a reverse cement job in a high-temperature geothermal environment. Geothermal Energy*, 9(1), Article 5. <https://www.researchgate.net/publication/349413640>
- Marbun, B. T. H., Ridwan, R. H., Nugraha, H. S., Sinaga, S. Z., & Purbantanu, B. A. (2020). *Casing setting depth and design of production well in water-dominated geothermal system with 330 °C reservoir temperature. Energy Reports*, 6(Suppl. 2). https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S235248471930352X?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=98844303ba75f7a8
- Marbun, B. T. H., Ridwan, R. H., Sinaga, S. Z., Pande, B., & Purbantanu, B. A. (2019). *Casing failure identification of long-abandoned geothermal wells in Field Dieng, Indonesia. Geothermal Energy*, 7(1), Article 31. <https://www.researchgate.net/publication/342512894>
- Mbia, P. K. (2014). *Sub-surface geology, petrology and hydrothermal alteration of Menengai geothermal field, Kenya* [Tesis de maestría]. University of Iceland, Faculty of Earth

- Sciences. <https://rafhladan.is/bitstream/handle/10802/12788/UNU-GTP-2014-01.pdf?sequence=1>
- Mibei, G. (2017, November 9–29). *Geothermal exploration of the Menengai geothermal field*. In *SDG Short Course II on Exploration and Development of Geothermal Resources*. UNU-GTP, GDC, & KenGen, Lake Bogoria and Lake Naivasha, Kenya. <https://rafhladan.is/bitstream/handle/10802/16110/UNU-GTP-SC-25-0505.pdf>
- Montegrossi, G., Battistelli, A., & Pasqua, C. (2015). *3D natural state model of the Menengai geothermal system, Kenya* [Informe técnico]. Instituto Nacional de Geofísica y Vulcanología (INGV). https://www.researchgate.net/publication/270394465_3D_Natural_State_Model_of_the_Menengai_Geothermal_System_Kenya
- Morgado Ruiz, P. (agosto, 2009). *Construcción y perforación de pozos geotérmicos en el área de Cerro Prieto, Mexicali, Baja California*. Instituto politécnico nacional escuela superior de ingeniería y arquitectura unidad ticoman. <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15479/1/Contrucci%C3%B3n%20y%20perforaci%C3%B3n%20de%20pozos%20geotermicos%20en%20el%20%C3%A1rea%20de%20cerro%20prieto%20Mexicali%2C%20Baja%20Califirnia.pdf>
- Okwiri, L. (2013). *Geothermal drilling time analysis: A case study of Menengai and Hengill* [Tesis de maestría]. University of Iceland, Faculty of Industrial Engineering, Mechanical Engineering and Computer Science. https://www.researchgate.net/publication/308168348_GEOTHERMAL_DRILLING_TIME_ANALYSIS_A_CASE_STUDY_OF_MENENGAI_AND_HENGILL

- Ong'au, M. T. (2014). *Modelling and optimization of geothermal drilling parameters: A case study of well MW-17 in Menengai, Kenya* [Tesis de maestría, University of Iceland]. University of Iceland, Faculty of Industrial Engineering, Mechanical Engineering and Computer Science.
<https://skemman.is/bitstream/1946/20138/1/Miyora%20Thomas%20Ong%e2%80%99au.pdf>
- Putra, I. M. B. K. A. (2009). *Drilling practice with aerated drilling fluid: Indonesian and Icelandic geothermal fields* (UNU-GTP Report No. 2008-11). United Nations University, UNU Geothermal Training Programme.
<https://es.scribd.com/document/750326315/DRILLING-PRACTICE-WITH-AERATED-DRILLING-FLUID>
- Pyatina, T., & Sugama, T. (año). *Cements for high-temperature geothermal wells* [Informe técnico]. Brookhaven National Laboratory, U.S. Department of Energy.
<http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.74108>
- Pyatina, T., Sugama, T., Moghadam, A., Naumann, M., Skorpa, R., Feneuil, B., Soustelle, V., & Godøy, R. (2024). *Assessment of cementitious composites for high-temperature geothermal wells*. *Materials*.
<https://publications.tno.nl/publication/34642296/oCWNMd/pyatina-2024-assessment.pdf>
- Quijano León, J. L. (director), & Gutiérrez Negrín, L. C. A. (Editor). (2005). *Geotermia: Revista Mexicana de Geoenergía* (Vol. 18, No. 1, enero-junio). Comisión Federal de Electricidad.
<https://www.geotermia.org.mx/app/assets/media/2017/11/Geotermia-Vol18-1.pdf#page=39>

- Raymond, D. W., Knudsen, S. D., & Blankenship, D. A. (2012). *PDC bits outperform conventional bit in geothermal drilling project*. *Geothermal Resources Council Transactions*. <https://publications.mygeoenergynow.org/grc/1030245.pdf>
- Rickard, W., Bailey, A., Pahler, M., & Cory, S. (2014). *Kymera Hybrid Bit Technology Reduces Drilling Cost*. En *Proceedings, Thirty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering* (Informe No. SGP-TR-202). Stanford University. https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2014/Rickard2.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Salcedo Bernal, H. F. (2010). *Modelo de un pozo para extracción de energía geotérmica* [Proyecto de grado, Universidad de los Andes]. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Mecánica.
- Saleh, F. K., Teodoriu, C., Ezeakacha, C. P., & Salehi, S. (2020, February 10–12). *Geothermal drilling: A review of drilling challenges with mud design and lost circulation problem*. In *Proceedings of the 45th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering* (SGP-TR-214). Stanford University, Stanford, California. <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2020/Saleh.pdf>
- Saleh, F. K., Teodoriu, C., Ezeakacha, C. P., & Salehi, S. (2020, febrero 10-12). *Geothermal drilling: A review of drilling challenges with mud design and lost circulation problem* (Trabajo presentado en la 45th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California). <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2020/Saleh.pdf>

- Sanyal, S. K. (1977). *Analysis of geothermal well logs* (Informe técnico). Departamento de Energía de EE. UU.
<https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/1977//Sanyal.pdf>
- Shi, W., Ma, L., Huang, Z., Wang, G., Wang, C., Li, L., Ji, Y., Liu, L., & Xiao, C. (2023). *Application of well logging technology in geothermal resource evaluation: A case study of geothermal water wells in the Qianjiang sag, Jiangnan Basin*. *Science Progress*, 106(2).
https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC10358482/pdf/10.1177_00368504231183587.pdf
- SLB. (2023). *KLA-STOP: Liquid polyamine shale additive* (Technical datasheet No. 23-WCFL-135673). Schlumberger. <https://www.slb.com/-/media/files/mi/product-sheet/kla-stop-ps.pdf>
- Stefánsson, A., Friðleifsson, G. Ó., Sigurðsson, Ó., & Gíslason, Þ. (2020). *The IDDP-2 DEEPEGS drilling experience and lessons learned*. En *Proceedings of the World Geothermal Congress 2020* (póster 21025). International Geothermal Association.
<https://www.worldgeothermal.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/21025.pdf>
- Sugama, T. (2007). *Advanced cements for geothermal wells*. Brookhaven National Laboratory.
<https://www.researchgate.net/publication/237570189>
- Visser, C. F., Eustes, A. W. III, Baker, W., Tucker, J., Quick, R., Nagle, T., Bell, J., Bell, S., Bolton, D., & Nagandran, U. (2018). *Geothermal drilling and completions: Petroleum practices technology transfer*. National Renewable Energy Laboratory.
<https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/72277.pdf>

- Wardana, R. S., & Akhwan, M. F. (2023). *Geothermal well casing design with high temperature and corrosive in Q Field*. *Journal of Earth Energy Engineering*.
https://www.researchgate.net/publication/373029065_Geothermal_Well_Casing_Design_with_High_Temperature_and_Corrosive_in_Q_Field
- Waters, K., Chopra, S., Abid, K., & Teodoriu, C. (2025). *Chapter 4: Geothermal well construction and completion: Overview of casing materials, sizes, depth, and solutions*. In *Geothermal Energy Engineering* (pp. 85–104). Elsevier.
https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780443216626000104?utm_source=chatgpt.com
- Winn, C., Dobson, P., Ulrich, C., et al. (2023). *Context and mitigation of lost circulation during geothermal drilling in diverse geologic settings*. *Geothermics*, 108, 102630.
https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0375650522002759?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=984ca25dbb693c1b
- Zhang, D., Jia, J., Huang, Y., Weng, W., & Zhu, W. (2014). Study on well control technology of high temperature geothermal drilling. *Procedia Engineering*, 73, 337–344.
https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877705814007231?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=93bdc68e6f35f77a
- Zheng, Y., Zhang, Y., Sun, B., Zhang, B., Zhang, S., Jin, S., Xiao, Z., Chu, S., Jing, Y., & Zhang, Z. (2024). *Corrosion Behavior and Mechanical Performance of Drill Pipe Steel in a CO₂/H₂S-Drilling-Fluid Environment*. *Processes*.
<https://doi.org/10.3390/pr12030502>