

**Evaluación del potencial de generación de energía de los sistemas geotérmico avanzado
y mejorado mediante simulación numérica comparativa**

Angela Stefany Tarazona Robles

Trabajo de Grado para Optar el Título de Maestría en ingeniería de hidrocarburos

Directora

Ph.D. Maika Karen Gambus Ordaz

Codirector

Ph.D. Javier Pérez



Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Programa académico de Maestría en Ingeniería de hidrocarburos

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

A Dios, quien guía mi camino en cada paso, dedico este trabajo con profunda gratitud.

A mi amada madre Emely Robles y mi querido hermano Piter Anderson a quienes dedico este logro con todo mi cariño y reconocimiento por su inquebrantable apoyo, alientos y comprensión que ha sido base para todos los esfuerzos realizados, también a mis mascotas que me dan su amor cada día, lo que llena mi corazón en especial a mi perro Jhon.

Este trabajo también está dedicado a todos aquellos que, de alguna manera, contribuyeron con su tiempo, conocimiento y ánimo para hacer posible este objetivo.

Agradecimientos

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a todas las personas y organizaciones que han contribuido significativamente al desarrollo de este proyecto de grado.

Agradezco sinceramente a aquellos profesionales que compartieron su conocimiento de forma abierta y con interés en el desarrollo de la geotermia, su apoyo, orientación y valiosas sugerencias que han sido fundamentales en cada etapa de este proceso de investigación. Sus aportaciones y consejos han enriquecido enormemente el contenido de esta investigación.

Un agradecimiento especial a la UIS y SPWLA (Society of Petrophysicists and Well Log Analysts) por los programas y eventos que comparte que generaron un crecimiento profesional y de conocimientos significativos. Así como al World Geothermal Congress 2023 (WGC2023) realizado en Beijing, China que reconocieron a nivel mundial los avances desarrollados en el proyecto y me motivo a nivel profesional de cuán lejos se puede llegar.

Agradezco a todos los autores y entidades que de manera pública han aportado al conocimiento de la geotermia en Colombia en especial en la región del Nevado del Ruiz, gracias a los conocimientos públicos se logró generar este proyecto y tener los aportes necesarios para llevar a cabo este trabajo de Maestría.

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción	10
1. Objetivos.....	12
1.1 Objetivo general.....	12
1.2 Objetivos específicos	12
2. Marco teórico.....	13
2.1 Generalidades	13
2.2 Marco Legal en Colombia de la Geotermia.....	14
2.3 Contexto de recursos geotérmicos en Colombia	15
2.4 Recurso geotérmico	19
2.5 Sistemas geotérmicos.....	20
2.6 Sistemas convencionales geotérmicos	23
2.7 Sistemas no convencionales geotérmicos	24
2.7.1 Sistemas geotérmicos de roca seca (HDR).....	25
2.8 Características de los sistemas geotérmicos avanzado (AGS) y mejorado (EGS)	27
2.8.1 Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS).....	28
2.8.1.1 Antecedentes de proyectos EGS	31
2.8.2 Sistemas Geotérmicos Avanzados (AGS)	39
2.8.2.1 Antecedentes de proyectos AGS	41
2.9 Comparación de características de los EGS y AGS	42
2.10 Variables que influyen en cada sistema AGS y EGS.	44
2.11 Parámetros necesarios para la simulación usando el software CMG	46
3. Contexto regional geológico del Volcán Nevado del Ruiz y la zona de Nereidas.....	47
3.1 Sistema magmático.....	51
3.2 Formulaciones Geofísicas.....	56
3.3 Sistema de Fallas	65
3.3.1 Fallas con dirección NE-SO	66
3.3.2 Fallas con dirección NO-SE	67
3.4 Pozo Nereidas-1	68
3.5 Estructura y estratigrafía – litología	72
3.5.1 Complejo Cajamarca	74
3.5.2 Conjunto de lavas Pre–Ruiz y Andesita	76
4. Modelo conceptual de simulación de un yacimiento metamórfico de roca seca: aplicación en el área de Nereidas.....	79
4.1 Modelo conceptual y numérico	82
4.1.1 Condiciones iniciales y construcción de la malla.	83
4.1.2 Componentes	87
4.1.3 Pozo Nereidas-1: Condiciones de simulador	88
4.1.4 Fracturas y límites del modelo.....	89
4.2 Demostración de los modelos en CMG de los sistemas EGS y AGS	94

4.2.1	Demostración AGS- Eavor Lite.....	94
4.2.2	Demostración EGS- Utah Forge.....	95
4.3	Fluidos geotérmicos de trabajo (CO ₂ /H ₂ O).....	97
4.4	Diseño del patrón de producción para sistemas AGS y EGS: Selección y configuración de pozos	99
4.4.1	Diseño y terminación de pozos.....	100
4.4.2	Patrón de pozos y sus condiciones de terminación en fondo.....	101
5.	Evaluación del flujo de calor generado en el yacimiento de estudio bajo los sistemas AGS y EGS con producción de agua.....	102
5.1	Escenarios de producción energética.....	104
5.1.1	Entalpía producida con inyección de agua	104
5.1.2	Energía producida con inyección de agua	105
5.1.3	Temperatura y calidad producida con inyección de agua.....	107
5.1.4	Resultados finales de producción de los sistemas EGS y AGS.....	108
6.	Sensibilización y optimización del modelo.....	111
6.1	Parámetros operacionales sensibilizados.....	111
6.1.1	Sensibilización de la entalpía acumulada	112
6.1.2	Sensibilización de la energía acumulada	113
6.1.3	Percentiles de ocurrencia para los escenarios de producción.	114
6.1.4	Parámetros y escenarios óptimos para la mayor generación de potencial energético	114
7.	Conclusiones.....	119
8.	Recomendaciones	122
9.	Referencias	123

Lista de Tabla

	Pág.
Tabla 1. Cuadro comparativo de antecedentes en el desarrollo de Proyectos EGS y AGS.....	43
Tabla 2. Cuadro de variables de influencia en proyectos AGS	45
Tabla 3. Cuadro de variables de influencia en proyectos EGS.....	46
Tabla 4. Dimensiones de la malla.....	84
Tabla 5. Condiciones iniciales estratigráficas del modelo para cada formación	85
Tabla 6. Condiciones generales del modelo estático	86
Tabla 7. Propiedades del agua.	88
Tabla 8. Detalles de completamiento del pozo Nereidas-1.....	89
Tabla 9. Parámetros del sistema fracturado base y para sensibilizar del modelo	92
Tabla 10. Parámetros del tubing de producción.....	100
Tabla 11. Detalles de completamiento del pozo inyector.	101
Tabla 12. Parámetros del patrón de pozos y terminación final del pozo en el EGS/AGS	102
Tabla 13. Resultados caso base y con modificador EGS y AGS.....	109
Tabla 14. Variación de parámetros a sensibilizar	112
Tabla 15. Probabilidad de producción acumulada	114
Tabla 16. Parámetros óptimos para producción de energía acumulada.....	117

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Distribución del flujo y el recurso geotérmico en América del Sur	16
Figura 2 Mapa Preliminar de Gradientes Geotérmicos de Colombia	18
Figura 3 Inventario Nacional de Manifestaciones Hidrotermales	19
Figura 4 Flujo de calor a nivel mundial	21
Figura 5 Sistemas geotermiales de alta y media temperatura	22
Figura 6 Densidad de potencia frente a temperatura para 66 campos geotérmicos del mundo	23
Figura 7 Sistema geotérmico convencional	24
Figura 8 Representación de un sistema mejorado geotérmico.....	30
Figura 9 Transferencia de calor en un sistema fracturado EGS.....	31
Figura 10 Circulación en un solo pozo para un EGS.....	38
Figura 11 Trayectoria conceptual diseñada para los pozos AGS.	40
Figura 12 Transferencia de calor en un sistema AGS.....	41
Figura 13 Bloque Geotérmico Cerro Bravo - Cerro Machín	49
Figura 14 Mapa geológico del área de estudio	50
Figura 15 Corte geológico del área de estudio.....	51
Figura 16 Perfil esquemático tentativo de la estructura volcánica del Ruiz mostrando una distribución potencial de los fluidos.	52
Figura 17 Resultados de la inversión 2D de datos MT a lo largo de la sección perimétrica del VNR.	54
Figura 18 Las ubicaciones conceptuales de las secciones transversales en el modelo de permeabilidad.....	55
Figura 19 Sección transversal C-C' del modelo de permeabilidad.....	56
Figura 20 Perfil NW-SE obtenido de la interpolación de modelos 1D, Correlación pozo N1 y modelos MT 1D.	57
Figura 21 Mapa de perfil magnetotelúrico Nereidas y Perfil magnetotelúrico 1D paralelo a la falla de Nereidas obtenida con el algoritmo de Bostick.....	58
Figura 22 Zonas de anomalías residuales de susceptibilidad magnética	59
Figura 23 Mapa y perfil de susceptibilidad magnética de las anomalías residuales – profundas.....	59
Figura 24 Mapa de localización sondeos MT modelados.....	60
Figura 25 Localización de zonas con interés de perforación a partir de inversión 2D MT .61	61
Figura 26 Blancos de perforación en vista superficial del área Nereidas	62
Figura 27 Vistas en planta del modelo 3D de cuerpos resistivos y conductivos del VNR..63	63
Figura 28 Localización de las estaciones de MT y Perfil P3 del área Nereidas-Botero Londoño	63
Figura 29 Localización de las estaciones de MT y Perfil P7 del área Nereidas-Botero Londoño	64
Figura 30 Distribución de temperatura simulada de acuerdo con el buzamiento	66
Figura 31 Columna descriptiva de las condiciones de Pozo Nereidas 1.....	70
Figura 32 Temperatura vs. Profundidad medida (MD), junto con un esquema del pozo....	72
Figura 33 Perfil del Área de Nereidas junto con un esquema de unidades geológicas.	73
Figura 34 Mapa de conectividad a escala macroestructural	78
Figura 35 Vista superficial del sector de Nereidas a modelar.	80
Figura 36 Esquema metodológico realizado en la investigación.....	81

Figura 37 Vista de la malla conceptual en CMG del Área de Nereidas a modelar.	84
Figura 38 Transferencia de calor mediante la permeabilidad del basamento y de las fallas.	90
Figura 39 Relación permeabilidad/porosidad en diferentes yacimientos geotérmicos.....	93
Figura 40 Representación del modelo (AGS) - Eavor Loop Lite en CMG-STARs	94
Figura 41 Temperatura del agua producida e inyectada vs Tiempo (AGS-Eavor Lite)	95
Figura 42 Representación del modelo (EGS) - Utah Forge CMG-STARs	96
Figura 43 Temperatura del agua producida vs Tiempo (EGS- Utah Forge).....	97
Figura 44 Entalpía a partir de la Presión Vs Temperatura CO ₂ y el agua.....	99
Figura 45 Representación de modelos AGS y EGS para modelo de estudio	102
Figura 46 Vista del modelo conceptual del sector de Nereidas a modelar.	103
Figura 47 EGS - Entalpía producida (tasa y acumulativa) vs Tiempo	105
Figura 48 AGS - Entalpía producida (tasa y acumulativa) vs Tiempo	105
Figura 49 EGS - Energía producida (acumulada y tasa) vs Tiempo.....	106
Figura 50 AGS - Energía producida (acumulada y tasa) vs Tiempo	106
Figura 51 AGS – Energía y temperatura vs Tiempo a partir de diferentes caudales.....	107
Figura 52 EGS - Temperatura y Calidad del agua vs Tiempo	108
Figura 53 AGS - Temperatura y Calidad del agua vs Tiempo	108
Figura 54 EGS – Análisis Sobol de la entalpía acumulada	112
Figura 55 AGS – Análisis Sobol de la entalpía acumulada	113
Figura 56 EGS – Análisis Sobol energía acumulada.	113
Figura 57 AGS – Análisis Sobol energía acumulada.....	114
Figura 58 EGS – Energía acumulada optimizada a 30 años.....	115
Figura 59 AGS – Energía acumulada optimizada a 30 años	116
Figura 60 EGS –Rango de valores de caudales en la optimización de energía acumulada	116
Figura 61 AGS –Rango de valores de caudales en la optimización de energía acumulada	117

Resumen

Título: Evaluación del potencial de generación de energía de los sistemas geotérmico avanzado y mejorado mediante simulación numérica comparativa*

Autor: Angela Stefany Tarazona Robles**

Palabras Clave: Geotermia, Sistema Geotérmico Mejorado, Sistemas Geotérmicos Avanzados, Potencial geotérmico, Roca seca caliente, Simulación.

Descripción: Este estudio evaluó el potencial de generación energética de los sistemas geotérmicos mejorado (EGS) y avanzado (AGS) en un mismo yacimiento metamórfico de roca seca, a través de modelos de simulación numérica. El objetivo fue determinar cuál de los dos métodos presenta mayor rendimiento de producción bajo iguales condiciones de formación. Se desarrollaron modelos conceptuales que incluyeron fracturamiento hidráulico, configuraciones de pozos y sensibilidad de variables. Los resultados permitieron comparar la eficiencia de ambos sistemas y establecer cuál ofrece un mejor aprovechamiento del recurso geotérmico de roca seca. La investigación aporta evidencia para orientar decisiones técnicas en proyectos piloto y fortalecer el desarrollo de la geotermia como fuente energética en Colombia en especial en la región de Nereidas ubicado cerca al Volcán Nevado del Ruiz.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Maika Karen Gambus Ordaz. Ph.D. Ingeniería de Petróleos. Codirectores: Javier Pérez. PhD Geociencia

Abstract

Title: Evaluation of the power generation potential of advanced and enhanced geothermal systems using comparative numerical simulation *

Author: Angela Stefany Tarazona Robles**

Key Words: Geothermal, Enhanced Geothermal System, Advanced Geothermal Systems, Geothermal potential, Hot dry rock, Simulation.

Description: This study evaluated the energy generation potential of enhanced geothermal (EGS) and advanced geothermal (AGS) systems in a single dry-rock metamorphic reservoir using numerical simulation models. The objective was to determine which of the two methods offers the highest production yield under the same formation conditions. Conceptual models were developed that included hydraulic fracturing, well configurations, and variable sensitivity. The results allowed comparing the efficiency of both systems and determining which offers the best utilization of the dry-rock geothermal resource. The research provides evidence to guide technical decisions in pilot projects and strengthen the development of geothermal energy as an energy source in Colombia, especially in the Nereidas region located near the Nevado del Ruiz volcano.

* Degree Work

** Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Maika Karen Gambus Ordaz, Ph.D., Petroleum Engineering. Co-directors: Javier Pérez, Ph.D., Geosciences

Introducción

El incremento de la demanda energética global, asociado al crecimiento poblacional y al desarrollo económico, ha intensificado la necesidad de fuentes de energía sostenibles. Según el World Bank (2022), para 2030 más de 670 millones de personas seguirán sin acceso a electricidad, lo cual evidencia la urgencia de diversificar la matriz energética. En este contexto, la geotermia se presenta como una fuente renovable con bajo impacto ambiental y gran potencial de aprovechamiento, especialmente por su capacidad de generar energía continua a partir del calor interno de la Tierra (Camp et al., 2018).

Colombia, ubicada en el Cinturón de Fuego del Pacífico, posee condiciones geológicas favorables para el desarrollo geotérmico, como gradientes geotérmicos elevados y actividad volcánica (Marzolf, 2014). A pesar de ello, esta fuente no ha sido aprovechada comercialmente, debido a factores como el alto costo de exploración, los riesgos técnicos en las fases iniciales y la limitada experiencia nacional en perforación geotérmica (H. Rodríguez, 2020). Esto ha limitado la diversificación energética y el desarrollo de zonas con potencial geotérmico, especialmente en regiones apartadas.

Es así como en esta investigación se evalúa y compara, mediante simulación numérica, el potencial de generación de energía de los sistemas geotérmico mejorado (EGS) y avanzado (AGS) en un mismo yacimiento de roca seca.

Este estudio busca aportar evidencia técnica y metodológica sobre tecnologías aún no aplicadas en el país, lo cual contribuirá a reducir incertidumbres y facilitar la toma de decisiones en futuros desarrollos geotérmicos. A nivel práctico, permitirá identificar configuraciones más eficientes y adaptables a las condiciones geológicas locales. A nivel social, sugiere una alternativa energética que puede mejorar la cobertura eléctrica en zonas rurales y disminuir la dependencia de fuentes fósiles.

La investigación adopta un enfoque cuantitativo basado en simulación numérica, utilizando modelos conceptuales representativos para cada sistema y considerando variables como permeabilidad, gradiente térmico y diseño de pozos previamente aplicados en la zona de Nereidas, cerca del Nevado del Ruiz y adaptados para cada sistema de producción (EGS y AGS). Con ello, se genera conocimiento útil para fomentar la explotación eficiente y sostenible de los recursos geotérmicos en Colombia.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Evaluar el potencial de generación de energía de los sistemas geotérmico avanzado (AGS) y geotérmico mejorado (EGS) en un yacimiento metamórfico de roca seca mediante simulación numérica comparativa.

1.2 Objetivos específicos

1. Definir las características de los sistemas geotérmicos avanzado (AGS) y mejorado (EGS) mediante una revisión documental.
2. Construir un modelo de simulación conceptual para un yacimiento metamórfico de roca seca considerando fracturamiento hidráulico para la representación del sistema geotérmico mejorado (EGS).
3. Construir un modelo de simulación conceptual para el mismo yacimiento de estudio, para la representación del sistema geotérmico avanzado (AGS).
4. Evaluar el flujo de calor generado en el yacimiento de estudio bajo los sistemas AGS y EGS en la búsqueda de la mayor generación de potencial energético.

2. Marco teórico

2.1 Generalidades

La transición energética global ha cobrado importancia ante el cambio climático, el aumento de la demanda energética y la necesidad de garantizar seguridad en el suministro. Estos factores han impulsado el interés por fuentes renovables, incluyendo la energía geotérmica, que se destaca por su disponibilidad constante y bajo impacto ambiental (Rodríguez Hernández et al., 2015).

En Colombia, la inclusión de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en la política energética busca reducir la dependencia de combustibles fósiles y disminuir las emisiones contaminantes. Entre estas, la geotermia representa una opción estratégica, aunque su desarrollo a gran escala aún no se ha concretado, a pesar de las condiciones geológicas favorables.

La energía geotérmica se genera a partir del calor natural del interior de la tierra, que asciende a través de formaciones rocosas mediante diferentes métodos de transferencia de energía. Las principales fuentes de este calor son el calor primigenio, el calor radiogénico producido por la desintegración de isótopos como el Uranio (U235 y U238), Potasio (K40), Torio (Th232), y las anomalías térmicas asociadas a actividad magmática y tectónica (Folguera Telichevsky & Spagnuolo, 2009). Estos procesos generan gradientes geotérmicos que pueden ser aprovechados para la producción eléctrica a través de diversos tipos de sistemas geotérmicos (Llambías, 2011).

A nivel mundial, la geotermia ha sido aprovechada exitosamente por países como Estados Unidos, el mayor productor actual, con una generación que equivale al consumo energético de millones de hogares (Marzolf, 2014). Esto evidencia el potencial de esta fuente energética para contribuir de manera significativa a la seguridad y sostenibilidad energética de los países, incluido Colombia.

2.2 Marco Legal en Colombia de la Geotermia

La reglamentación en Colombia de la geotermia tiene diversos apartados durante varios años, por ello en esta sección se mencionan las normas más importantes de este sector que rigen el uso, aprovechamiento, exploración y explotación de este recurso.

Los recursos geotérmicos son definidos en el Decreto 2811 de 1974 en el cual se establece que si estos recursos no alcanzan mínimo los 80 grados centígrados de temperatura serán considerados como aguas termales; también se define que pueden ser aprovechados para la generación de energía eléctrica, calefacción, producción de agua dulce y extracción de su contenido mineral. Más adelante en la Ley 697 de 2001 se fomenta el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE), se promueven alternativas para producir energías de diferentes fuentes, así como su producción, transporte, distribución y consumo; con ello, se busca un desarrollo sostenible en la cual se incluye la geotermia como una fuente renovable. Así mismo, hay que resaltar la Resolución 46 de 2014 de la CREG que propone una metodología para estimar la energía producida de una planta Geotérmica.

Una de las normas más importantes es la Ley 1715 de 2014 donde se incluyeron las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, en donde se menciona que las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) serán la energía solar, energía eólica, energía geotérmica, energía proveniente de fuentes de biomasa, pequeños aprovechamientos hidro energéticos y energía proveniente de los océanos; esta ley también define algunos incentivos por la inversión en este tipo de fuentes de energía en donde se tendrán beneficiados tributarios, contables, gravamen de aranceles y demás mecanismos que ayuden a este mercado. De igual forma, en el Decreto 1543 de 2017 se reglamentó el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE).

En las últimas actualizaciones legales están la Ley 2099 de 2021 donde se modifica los artículos 21 y 21-1 de la Ley 1715 de 2014 en lo relacionado con el desarrollo de actividades

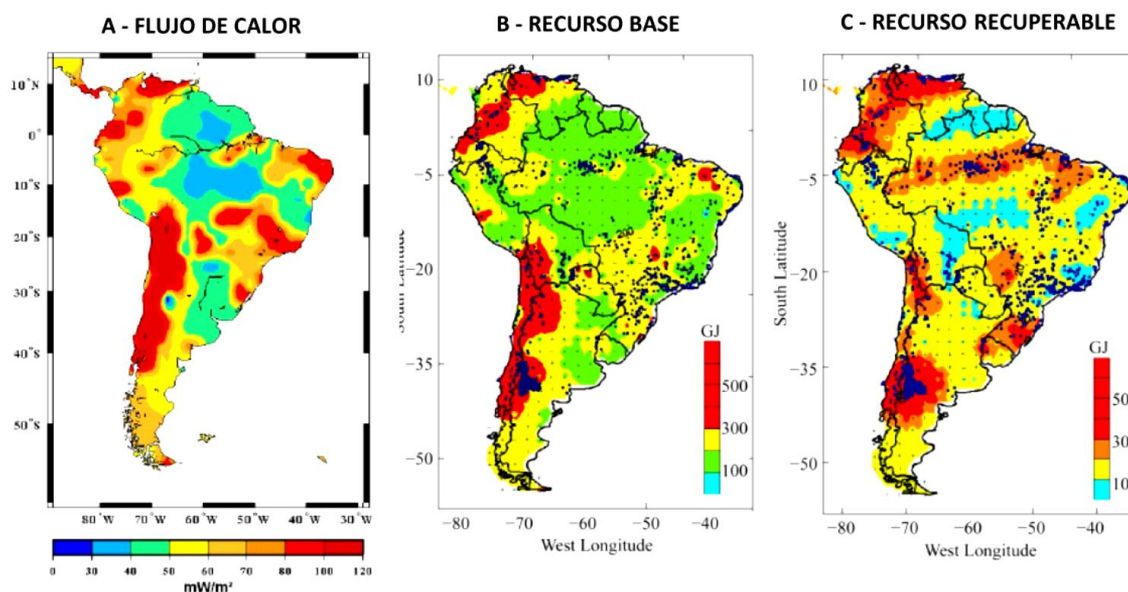
dirigidas a la generación de energía eléctrica a través de geotermia, así como la creación de la reglamentación del Registro Geotérmico con el Decreto 1318 de 2022; estas dos normas mencionadas detallan los aspectos necesarios para realizar proyectos de prospección, exploración, explotación del recurso geotérmico junto a nuevos incentivos y sanciones relacionadas con estos. De la misma forma, se halla la Resolución 40302 de 2022 donde se establecieron los requisitos para tener los permisos de exploración y explotación del recurso geotérmico e implementación del registro geotérmico; por último se encuentra el Decreto 1598 de 2024 el cual introduce modificaciones al Decreto 1073 de 2015 con el objetivo de fortalecer el marco normativo para el desarrollo de la energía geotérmica en el país con un enfoque que promueve la optimización de procesos de adjudicación, la actualización de requisitos técnicos y estándares técnicos que se deben cumplir en los proyectos de exploración y explotación de recursos geotérmicos destinados a la generación de energía eléctrica, asegurando así la eficiencia y seguridad en su desarrollo, la sostenibilidad ambiental, la participación comunitaria y la inversión en este sector.

2.3 Contexto de recursos geotérmicos en Colombia

De acuerdo con varios estudios realizados Sur América cuenta con amplios recursos basado en observaciones geotérmicas directas y de la geofísica de las capas de la corteza continental, en relación con estos estudios se encuentra que Colombia tiene un alto potencial en los recursos geotérmicos y de flujo de calor, es así como de acuerdo la Figura 1 donde se reúnen 3 mapas que resaltan un mapa (A) de flujo de calor en unidades de mW/m^2 (Garnish, 1978; Gupta & Roy, 2006), el mapa (B) y (C) lo cuales son el recurso base y recuperables ambos en (GJ) por área unitaria hasta la profundidad de 3 km (Bona & Coviello, 2016), donde se refleja el potencial de la zona andina de sur América, por las tonalidades rojas se denota que se pueden desarrollar proyectos de generación de electricidad. En este sentido, al comparar a nivel latinoamericano Chile es el país que tiene mayor desarrollo geotérmico y que cuenta con

la primera central de generación de eléctrica denominada proyecto de Cerro Pabellón, se puede inferir de acuerdo a los mapas de la Figura 1 que Colombia tiene un gran potencial para el desarrollo de la industria geotérmica ya que oscilan en los mismos rangos que tiene Chile del flujo del calor y de estos recursos en ciertas zonas del país.

Figura 1 Distribución del flujo y el recurso geotérmico en América del Sur



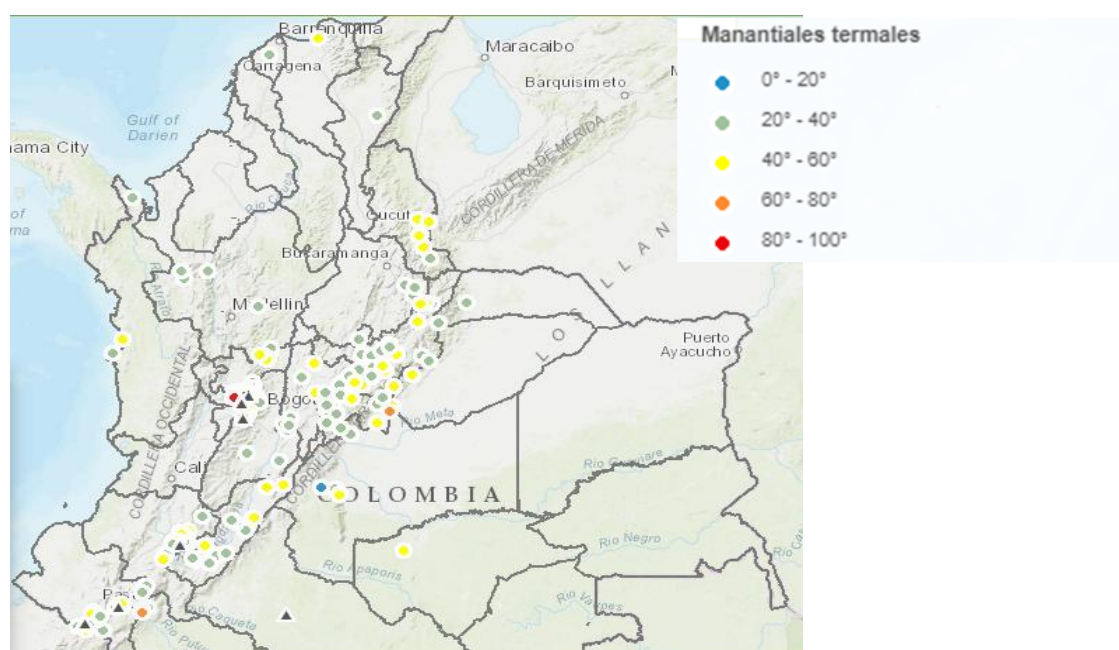
Nota: Tomado de Bona, P., & Coviello, M. (2016), *Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur: una propuesta metodológica*.

Con el fin de promover la investigación se generó un mapa basado en información actualizada en el año 2009 donde entre INGEOMINAS y la ANH iniciaron un proyectos en conjunto para actualizar el mapa geotérmico de Colombia en donde se incluyó el análisis y procesamiento de las mediciones de la máxima de temperatura registradas en BHT (Temperatura de fondo de pozo) en 4.414 pozos perforados de petróleos en las diferentes cuencas sedimentarias del país y del único pozo geotérmico realizado en Colombia llamado (Nereidas - 1), con ello se generó el “Mapa Preliminar de Gradientes Geotérmicos de Colombia” puede observarse en la Figura 2 donde la escala del gradiente de temperatura va de 6-50 (°C/Km) y los valores que se acerca al color fucsia son los valores más altos, así pues unos de los resultados más relevantes son que existe una anomalía positiva en las cuencas

sedimentarias de los Llanos Orientales, Cordillera Oriental, Caguán - Putumayo y en la Cordillera Central, las cuales representan el 55% de la extensión territorial de Colombia con un gradiente geotérmico ($>40^{\circ}\text{C}/\text{km}$) pero aun así la cuenca de los Llanos Orientales se recomienda analizar más; el segundo resultado a resaltar es que en las cuencas sedimentarias de Guajira, Guajira Marino, Sinú - San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Urabá, Chocó y Tumaco tiene una anomalía negativa con un gradiente térmico menor a $20^{\circ}\text{C}/\text{km}$ pero que igualmente se recomienda seguir investigando ya que en estas áreas hay poca densidad de información y por último el máximo gradiente térmico que fue registrado en Colombia fue de (alrededor de $140^{\circ}\text{C}/\text{km}$) en el pozo Geotérmico Nereidas - 1 ubicado en el flanco occidental del Nevado del Ruiz (Alfaro et al., 2009). Para agregar se han encontrado 12 áreas geotérmicas las cuales se identificaron por diversas entidades como de interés las cuales son El Complejo Volcánico Cerro Bravo–Cerro Machín, Chiles–Complejo Volcánico Cerro Negro, el Volcán Azufral, la geotérmica Paipa – área geotérmica de Iza, el Volcán Cumbal, el Volcán Galeras, el Volcán Puracé, el Volcán Sotará, el Volcán Doña Juana, el Volcán Huila, San Diego área de geotermia, Volcán Sibundoy. De las anteriores áreas 5 tienen especial interés y se están investigando para la exploración las cuales son el Nevado del Ruiz, Chiles–Cerro Negro, Volcán Azufral, San Diego y Paipa (Alfaro–Valero et al., 2020).

“Inventario Nacional de Manifestaciones Hidrotermales”, donde puede verse Figura 3 la ubicación de los manantiales y fumarolas a nivel nacional, con lo cual se puedan identificar las fuentes termales que puedan ser aprovechadas en una diversa variedad de formas, desde calefacción y secado de productos agrícolas hasta el suministro de agua caliente, la cría de peces y el uso terapéutico, en ese sentido utilizar los recursos naturales de manera inteligente y sostenible para beneficio humano.

Figura 3 *Inventario Nacional de Manifestaciones Hidrotermales*



Nota: El mapa tiene incluidos fumarolas y manantiales de acuerdo con la temperatura de superficie, Tomado de SGC. (n.d.). INVTERMALES - *Bienvenidos al Inventario Nacional de Manifestaciones Hidrotermales.*

2.4 Recurso geotérmico

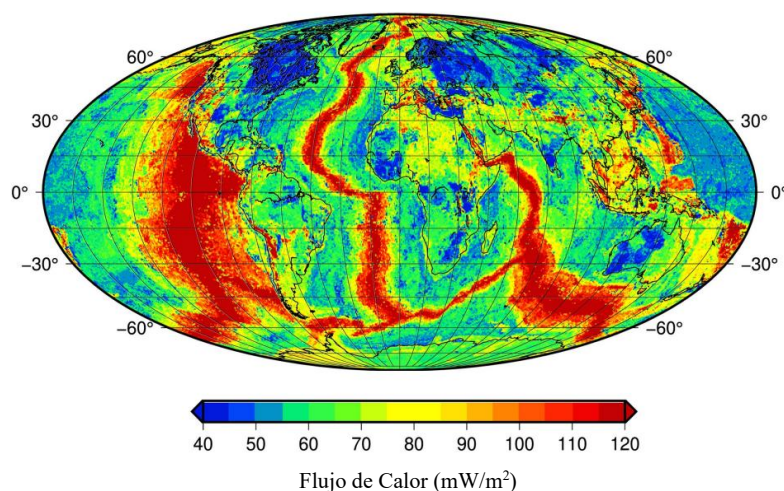
Al igual que en la industria del petróleo, en geotermia es esencial estimar la fracción recuperable del recurso. Aunque el calor geotérmico puede encontrarse tanto en la superficie como en el subsuelo, la evaluación del potencial para generación eléctrica u otros usos requiere considerar el calor contenido en la roca y los fluidos presentes. Esta estimación se basa en datos geológicos y geofísicos como profundidad, espesor, extensión, geoquímica, salinidad, hidrología, así como propiedades del yacimiento como temperatura, porosidad, permeabilidad

y capacidad de almacenamiento. Además, los recursos pueden clasificarse según su temperatura o entalpía (Arellano Gomez, 1999; Gupta & Roy, 2006). La porción del recurso técnica y económicamente explotable bajo condiciones actuales se considera reserva, mientras que los recursos están ligados a la viabilidad futura, determinada por precios de mercado y avances tecnológicos (Sanchez et al., 2011).

2.5 Sistemas geotérmicos

El sistema geotérmico es un concepto integral que requiere la interacción de disciplinas como geología, física, química e hidrogeología. Su estudio abarca aspectos geológicos, geofísicos, geoquímicos, transferencia de calor, anomalías geotérmicas, modelado, evaluación de recursos y consideraciones ambientales (Dickson & Fanelli, 2002; Sowizdżał, 2022). Estos sistemas se clasifican según el tipo de fluido, energía contenida, tecnología de extracción, aplicación, temperatura, entalpía, exergía o según el Marco de Clasificación de Recursos de la ONU (Çengel & Boles, 2019; Zarrouk & McLean, 2019).

Las zonas con actividad tectónica y magmática, como arcos magmáticos (el cinturón volcánico andino, el arco de Sunda en Indonesia, el arco de Filipinas, la Zona volcánica de Taupo o el arco japonés), puntos calientes (Yellowstone y Hawái), cuencas de separación transtensional (Golfo de California o Salton Trough), son las más favorables por sus altos gradientes geotérmicos (Jolie et al., 2021). Según Lucazeau en 2019, con base en 70.000 mediciones, estas regiones concentran los mayores flujos de calor a nivel mundial se muestra en la Figura 4, estas zonas con colores rojos.

Figura 4 *Flujo de calor a nivel mundial*

Nota: Tomado de Lucazeau, F. (2019). Analysis and Mapping of an Updated Terrestrial Heat Flow Data Set.

La transferencia de calor de algunos de los sistemas de temperatura intermedia y alta se genera a unos pocos kilómetros de la superficie de la tierra a través del proceso de convección por magma o rocas fundidas. El magma tiene temperaturas cercanas a los 1000 °C e interactúa con las rocas cercanas a la superficie, provocando manifestaciones superficiales de actividad geotérmica como las aguas termales, los géiseres y las fumarolas. Los entornos geológicos, las formaciones y las estructuras que comúnmente albergan recursos geotérmicos explotables tienen diferentes configuraciones entre las que se encuentran los límites de placas, los volcanes activos y anomalías geológicas locales. Por ello se divide en dos grandes grupos los modelos conceptuales de sistemas geotérmicos de alta temperatura en ambientes magmáticos y no magmáticos, estos se pueden observar en la Figura 5.

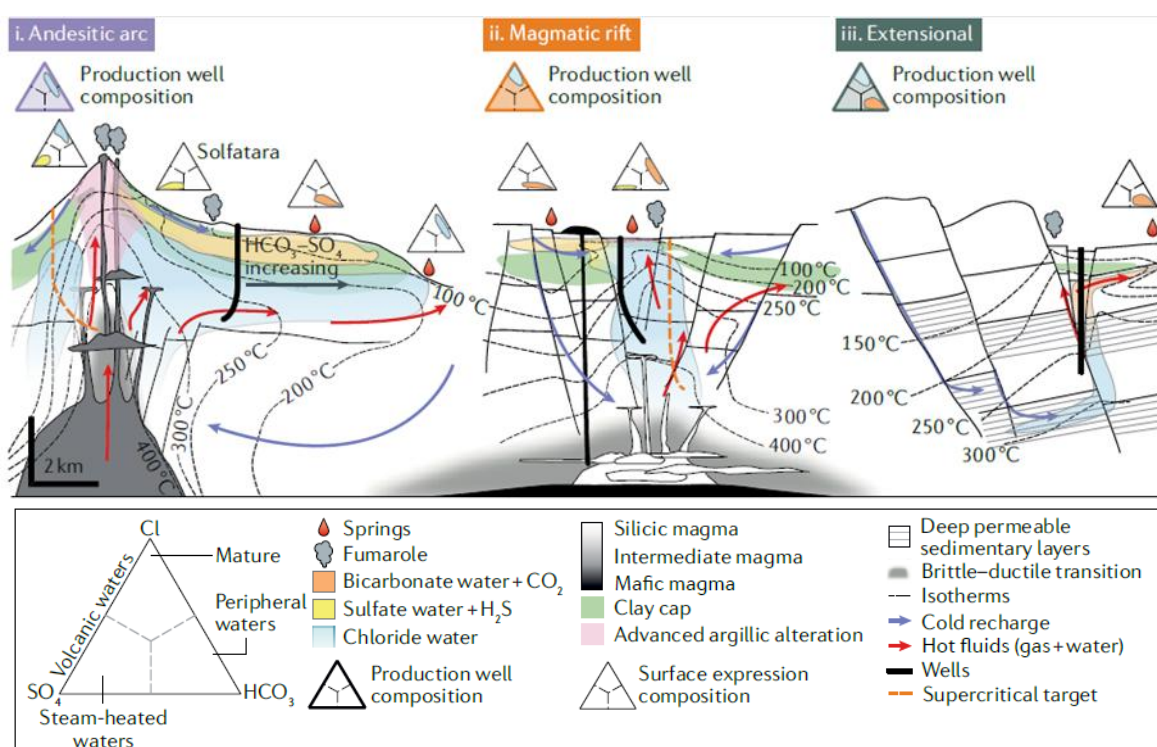
En la primera clasificación importante está el ambiente magmático el cual se puede encontrar los arcos andesíticos volcánicos, donde el alto relieve topográfico de los volcanes de arco da como resultado el transporte lateral de fluidos calientes debido a la desgasificación magmática en el ápice de la intrusión magmática somera que genera una alteración ácido-sulfatada asociada con fluidos ácidos, así mismo se genera ambientes de grietas/Fallas

magmáticas, el magmatismo activo y numerosas fallas normales, lo cual mejora la penetración profunda del agua subterránea en la corteza. Como segunda clasificación se puede encontrar los ambientes extensionales amagmáticos, debido al adelgazamiento de la corteza se eleva el flujo de calor por las fallas extensionales debido a que el fluido se calienta en profundidad y puede viajar lateralmente a través de litologías permeables, antes de ascender hacia la superficie a lo largo de discontinuidades estructurales. Los pozos de producción se colocan en entornos estructurales favorables, como intersecciones de fallas o estructuras inclinadas de retransmisión (Gupta & Roy, 2006; Jolie et al., 2021).

Figura 5 *Sistemas geotermales de alta y media temperatura*

Sistemas geotermales en provincias volcánicas

Sistema Amagmático geotermal

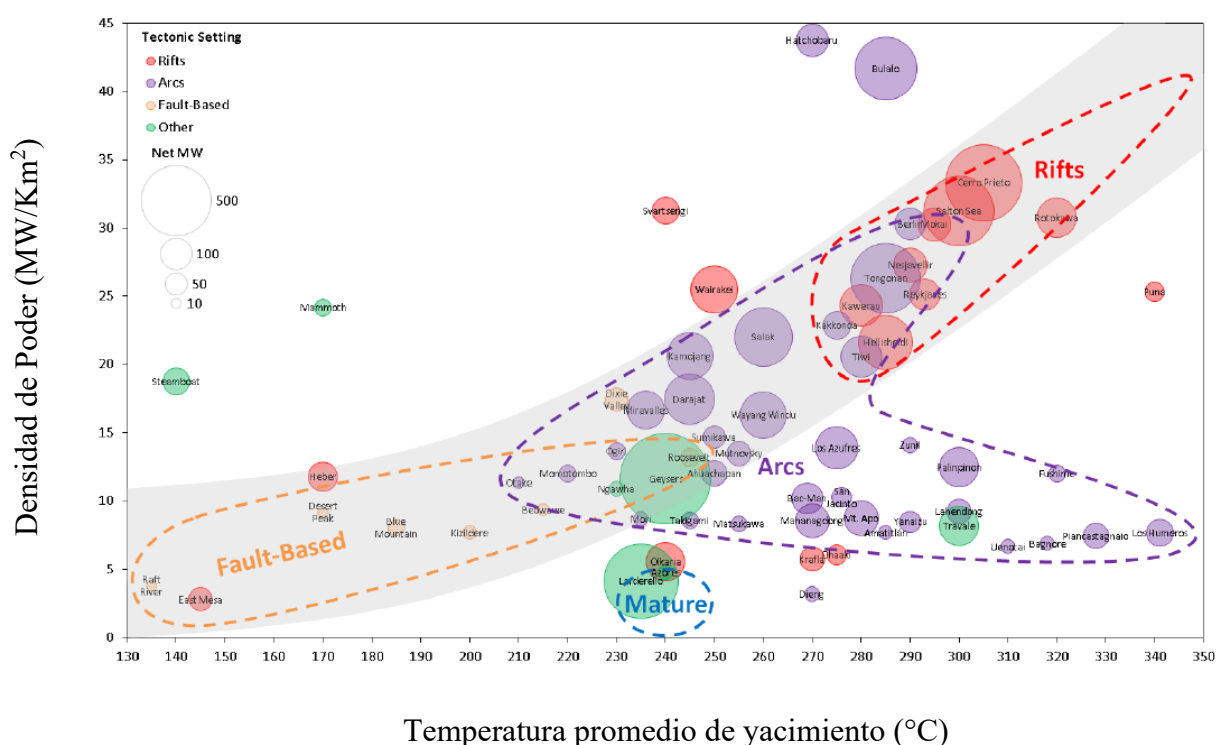


Nota: Tomado de (Jolie et al., 2021), *Geological controls on geothermal resources for power generation*.

De acuerdo con la clasificación del tipo de origen tectónico Wilmarth & Stimac (2015) presenta los casos más importantes de producción de alta y media temperatura de los campos en el mundo con la densidad de potencia en MW netos (megavatios eléctricos generados por

km²) frente a la temperatura promedio del yacimiento, donde se puede observar en la Figura 6 que los lugares asociados a arcos magmáticos son los que generan mayor densidad de poder en comparación a los otros sistemas.

Figura 6 Densidad de potencia frente a temperatura para 66 campos geotérmicos del mundo



Nota: El diagrama representa por colores el tipo de origen tectónico que da lugar al sistema geotérmico junto a la circunferencia de MW netos, Tomado de Wilmarth, M., & Stimac, J. (2015). *Power Density in Geothermal Fields*.

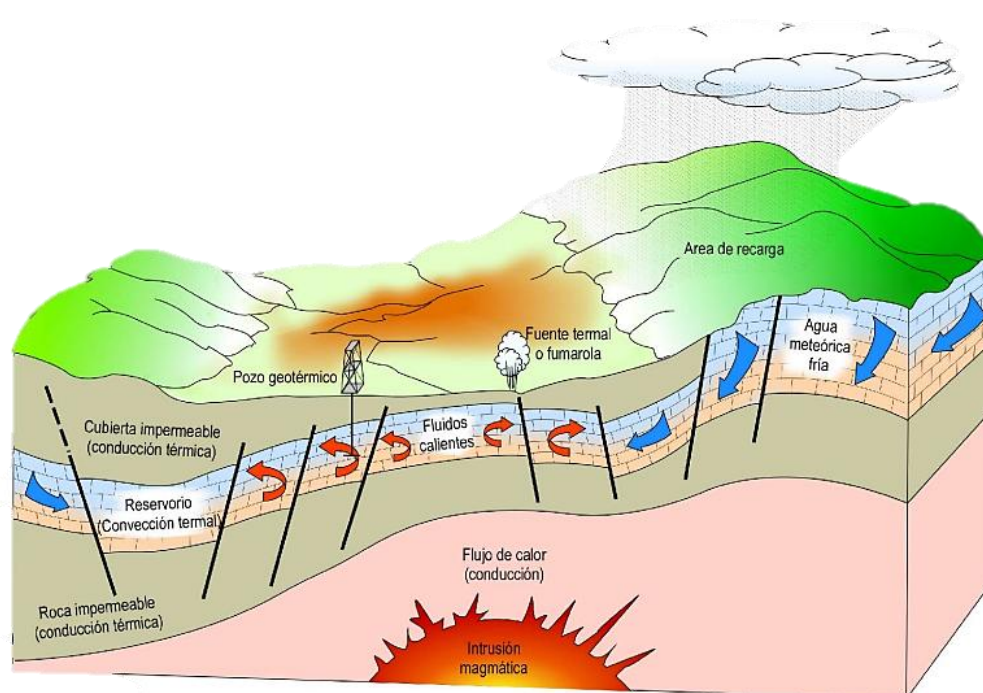
2.6 Sistemas convencionales geotérmicos

El término de “convencional” se refiere a los sistemas geotérmicos que han tenido un uso comercial durante años, en esta clasificación son tres los parámetros principales que se deben tener presentes; entre estos se encuentran las altas temperaturas en subsuelo, presencia de fluido para extraer la energía y buenos valores de permeabilidad. Asimismo, se relaciona con los mecanismos dominantes de transferencia de calor en el yacimiento de conducción y convección en el fluido (Zarrouk & McLean, 2019). Siendo el fluido geotermal, en la mayoría de los casos, agua de origen meteórico, la cual puede encontrarse en fase líquida o vapor según

la temperatura y presión del sistema. Esta agua a menudo contiene sustancias químicas disueltas tales como CO_2 , H_2S , Cl , sales minerales, entre otros; que debe ser tratada de acuerdo con cada caso para evitar corrosión en el sistema o daño a la formación (Dickson & Fanelli, 2005).

En estos sistemas convencionales tal como se puede ver en la Figura 7 se puede encontrar los sistemas de agua termal, agua caliente, bifásicos de baja entalpía, bifásicos de entalpía media, bifásicos de alta entalpía, sistemas de vapor seco (con predominio de vapor) (Zarrouk & McLean, 2019).

Figura 7 Sistema geotérmico convencional



Nota: Tomado de Dickson, M. H., & Fanelli, M. (2002). *What is geothermal energy.*

2.7 Sistemas no convencionales geotérmicos

De acuerdo con el libro publicado de Zarrouk & McLean (2019) el término de “no convencional” será los sistemas geotérmicos que aún se encuentran en fase de investigación, desarrollo y en pruebas de campo, pero que aún no se ha alcanzado un gran uso comercial en comparación a los sistemas convencionales. Entre los cuales se puede encontrar a la fecha los

sistemas supercríticos (volcánicos profundos), sistemas geo-presurizados, sistemas geotérmicos de roca seca, sistemas geotérmicos alternativos (artificiales).

2.7.1 Sistemas geotérmicos de roca seca (HDR)

En los anteriores sistemas mencionados los recursos geotérmicos están asociados a la presencia del vapor y el agua como fluido geotérmico para transportar el calor a la superficie, pero estos recursos hidrotermales se limitan a lugares con condiciones geológicamente favorables por ejemplo en las zonas cercanas al límite de placas y con actividad hidrotermal del agua subterránea o donde el agua está almacenada. Sin embargo, existe otra categoría de recurso geotérmico que tiene mayor potencial para la explotación de calor, entre los cuales se encuentran los yacimientos impermeables y de alta temperatura, que se encuentran a poca profundidad de la corteza terrestre y no tiene ningún fluido; estos recursos son llamados sistemas de roca seca caliente o en inglés como Hot Dry Rock Geothermal Systems (HDR) (Gupta & Roy, 2006; Lorenzo Pulido et al., 2011), Estas rocas almacenan el calor en su interior porque no tienen alta permeabilidad y/o la porosidad puede ser baja, por lo que pueden retener el calor.

Existen grandes volúmenes de este tipo de rocas a altas temperaturas en todas las áreas geotérmicas importantes y que se asocian a otros sistemas geotérmicos, donde los HDR pueden asociarse con diferentes ubicaciones y/o profundidades, igualmente asociados tanto con recursos hidrotermales como magmáticos con lo mencionado de acuerdo con la Administración de Investigación y Desarrollo Energético de los Estados Unidos (ERDA) por sus siglas en inglés en su Informe N.º 1 en el Panel de Evaluación del HDR y el trabajo de Gupta & Roy (2006). En ese sentido uno de los ejemplos que se puede mencionar del potencial de este recurso (HDR) es el presentado en el estudio realizado por el departamento de energía de los Estados Unidos en ese mismo país, donde se encuentran diversos sistemas geotermiales, en el

cual arroja el resultado del potencial a profundidades menores a los 3km en el cual las HDR se considera como el más importantes del recuento de todos los recursos geotérmicos tanto convencionales como no convencionales en ese país (Gupta & Roy, 2006; Hamm et al., 2019).

Dependiendo del origen que le dio lugar a este recurso geotérmico se puede clasificar en 3 categorías, el primero de acuerdo a la fuente, la cual se relaciona con el magma donde el calor se transfiere desde este o se almacena en rocas secas que rodean el cuerpo magmático; el segundo se relacionado con el manto superior en el cual el calor que se conduce a la corteza superficial que lo recubre y en el que se puede causar anomalías, la tercera se relaciona de forma local ya sea por la presencia de una alta concentración de minerales radioactivos o debido a fallas y/o fracturas de gran escala que transfieren calor de las zonas inferiores a las superiores.

Considerando lo mencionado anteriormente los lugares en los cuales buscar los HDR pueden ser las siguientes regiones, ya sea con vulcanismo reciente, zonas con alto flujo de calor y fuentes de calor radiométricas localizadas (Gupta & Roy, 2006).

Las rocas secas y calientes deben tener una temperatura suficientemente alta para ser explotadas con fines geotérmicos porque los costes asociados que soportan el proyecto son elevados. Generalmente se considera adecuada una temperatura de al menos 150°C para la producción de electricidad geotérmica. Estos yacimientos suelen estar ubicados a una profundidad de 3~5 km como el caso del campo Soultz-sous-Forets en Francia el proyecto más importante a nivel mundial en la actualidad, así mismo es oportuno mencionar que la idea de utilizar estos yacimientos para generar electricidad surgió en el campo Fenton Hill que estuvo activo de 1974 a 1995 en Estados Unidos y fue el primer proyecto en el mundo cerca del borde de una caldera volcánica de los valles de Nuevo México donde se observaron temperaturas de 195°C en un granito a una profundidad de 3 Km (Gupta & Roy, 2006). En ese sentido estos sistemas también son muy asociados por algunos autores solamente como sistemas geotérmicos mejorados (EGS), pero este solamente sería el sistema de producción de las HDR,

es así que desde 1970 se han desarrollado varios proyectos EGS en muchas partes del mundo (Zarrouk & McLean, 2019) en los cuales es muy importante la permeabilidad primaria o secundaria para poder extraer la energía que está en el yacimiento o también crear el sistema de fracturas mediante estimulación para que se pueda generar el intercambio de calor (Kruger, 1995), pero este no es el único sistema de producción con el cual se puede aprovechar el recurso que se encuentra en la yacimientos de roca seca, también se encuentra el sistema avanzado de geotermia (AGS) en el cual se profundizará más adelante.

De esta manera la explotación de los recursos que están en las HDR a nivel técnico tiene grandes retos debido a que es necesario generar un buen intercambio de calor con la formación a la profundidad definida y al control de las pérdidas energía en la circulación de los fluidos (Gupta & Roy, 2006), los retos a nivel de viabilidad comercial se relacionarán con los costos de perforación, ingeniería y de la eficiencia de la conversión de energía geotérmica a energía eléctrica (Yuan et al., 2021).

Las ventajas del HDR son que se puede reducir la incertidumbre para encontrar el almacén estratigráfico o estructural perfecto en el que están presentes los fluidos hidrotermales porque el proyecto se dirigirá solo a la roca caliente la cual contiene recurso de interés, que se puede encontrar desde las primeras fases de exploración con los primeros estudios geofísicos.

2.8 Características de los sistemas geotérmicos avanzado (AGS) y mejorado (EGS)

El desarrollo de los recursos geotérmicos, así como los recursos que se encuentran en el subsuelo tienen asociados cierta incertidumbre respecto al éxito de los proyectos principalmente en la caracterización, aplicación de tecnologías de prospección y evaluación del recurso (Arellano, 1999). En ese sentido, hay que tener en cuenta el tipo de sistema geotérmico a explotar ya que se pueden presentar en una misma área varios de estos (Marzolf, 2014), así que cuando se identifica el recurso originado de la HDR se enfocará a un conjunto

de tecnologías y enfoques destinados a para la producción y extracción de la temperatura; por lo cual la forma para extraer estos recursos de las HDR hasta el momento son los sistemas los sistemas geotérmicos de tipo AGS (Advanced Geothermal Systems) y EGS (Enhanced Geothermal Systems), de los cuales es posible extraer los recursos geotérmicos para diferentes fines (Marzolf, 2014).

2.8.1 Sistemas Geotérmicos Mejorado (EGS)

Desde la década de 1970 los Sistemas Geotérmicos Mejorados (Enhanced Geothermal System - EGS). Se caracterizan por estar ubicados a profundidades entre los 3.000 y 5.000 metros, en formaciones con baja permeabilidad o con una saturación de fluido insuficiente en el medio poroso.

Estos sistemas se basan en la creación o aprovechamiento de una red de fracturas en la roca seca, ya sea un sistema natural en el que se produce la reactivación de una falla o fractura preexistente para generar una permeabilidad inducida o a través de fracturas artificiales creadas en la roca, en ambos casos las fracturas tienden a cerrarse debido a reacciones geoquímicas entre la roca y el agua que conducen a incrustaciones minerales por efecto de la temperatura u otras agentes físicos (Malek et al., 2022). Es así como al tener el sistema de fracturas interconectadas entre los pozos se continúa con la circulación del fluido para extraer y aprovechar el calor geotérmico. Los elementos clave para el desarrollo de los sistemas EGS se describen a continuación.

El proceso de fracturación hidráulica es fundamental en los sistemas EGS. Consiste en inyectar diferentes fluidos auxiliares a alta presión para crear fracturas artificiales en el HDR y crear una permeabilidad que la roca no tiene. Estas fracturas permiten la circulación de un fluido de trabajo geotérmico donde en casi la totalidad de los casos es agua, extrayendo así calor de la roca. La comprensión de la conductividad térmica, la densidad de la roca, la capacidad calorífica específica y la tasa de generación de calor es particularmente relevante

para calcular con precisión la separación entre los pozos de inyección y extracción, así como para determinar el radio de alcance y anticipar la duración operativa de un proyecto de este tipo. Estas propiedades termofísicas también son cruciales para estimar la degradación térmica del sistema, por otro lado para la planificación de la ubicación y dirección de los pozos se debe considerar cuidadosamente la configuración del campo de estrés natural (Stober et al., 2017). Esto se debe a que el área a fracturar se desarrollará probablemente de acuerdo con las características del campo de tensión existente. Por lo tanto, es importante tener en cuenta este factor para determinar la trayectoria óptima y los puntos de destino de los pozos.

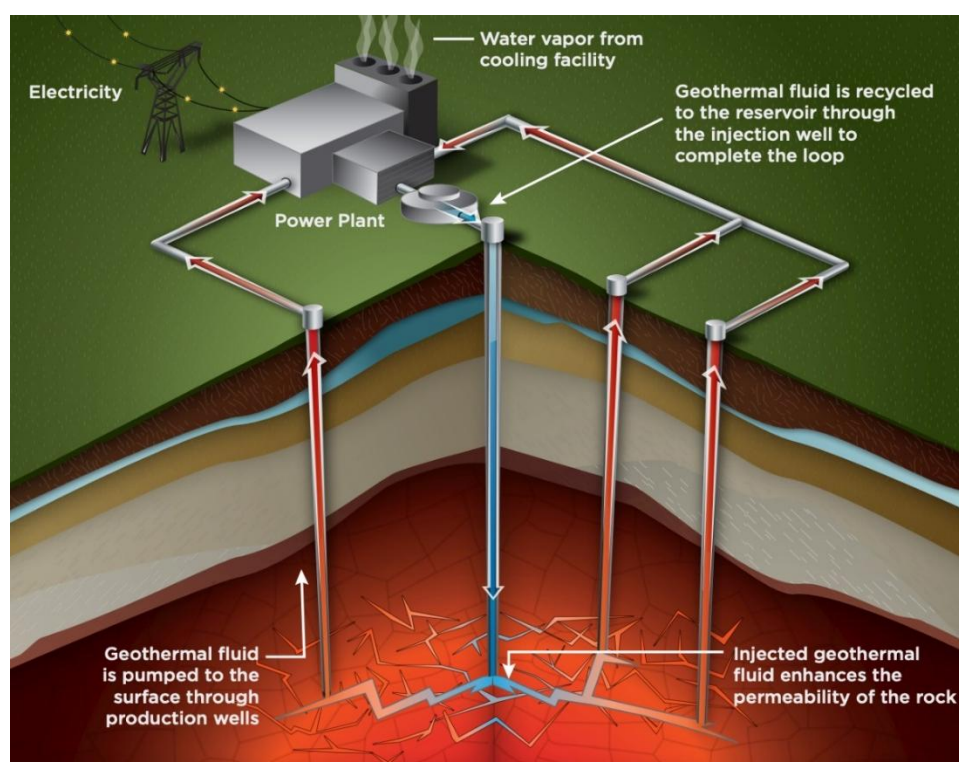
Una vez que se crean las fracturas, se inyecta un fluido de trabajo en el sistema EGS este fluido circula a través de las fracturas y absorbe calor de la roca caliente, aumentando su temperatura a medida que se transfiere el calor por conducción y convección. El fluido caliente se extrae a través de un pozo de producción y esta energía se aprovecha dependiendo de la aplicación, pero es fundamental adquirir conocimientos sobre las propiedades de los fluidos en cuanto a corrosión, formación de depósitos químicos y otras características relacionadas (Zarrouk & McLean, 2019). Esto implica comprender cómo los fluidos pueden afectar los materiales con los que entran en contacto, identificar la presencia de sustancias que pueden precipitar y formar depósitos, igualmente la evaluación de otras propiedades que podrían influir en el rendimiento y la durabilidad de los componentes del sistema.

La supervisión y el control son esenciales en los sistemas EGS para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente. Se realizan mediciones y análisis continuos de parámetros de fluidos, fracturas y temperatura de la roca para optimizar el desempeño del sistema y prevenir problemas como pérdida de permeabilidad por fracturas o sobreexplotación de roca caliente, pérdida de fluido y aumento de la sismicidad entre otras variables.

El proceso general se puede observar en la Figura 8. Finalmente, se lleva a cabo la reinyección del agua, lo que permite establecer un ciclo cerrado en el sistema (Rodríguez Pantano, 2021).

Como consecuencia del flujo de agua a través de las fracturas, se produce transferencia de calor tanto por conducción como por convección, debido a la interacción entre la roca y el fluido. Esta combinación favorece una mayor eficiencia en la transferencia de temperatura al fluido geotérmico dentro del sistema. Para una mejor comprensión del mecanismo, consulte el esquema de transferencia de calor en la Figura 9 (Yuan et al., 2021).

Figura 8 Representación de un sistema mejorado geotérmico



Nota: Tomado de Rodríguez Pantano, H. E. (2021). *Simulación técnico-económica de un sistema de generación de energía geotérmica en el volcán Cerro Machín.*

Según Stober et al., (2017), el conocimiento de ciertos parámetros resulta fundamental al momento de planificar proyectos de sistemas geotérmicos mejorados (EGS), entre los cuales se destacan la distribución y profundidad de la formación poco permeable, la temperatura, las propiedades termo-físicas de la roca, propiedades hidráulicas (fracturas naturales o creadas), la

continuidad, la presión de la formación, la tensión tectónica junto a la presión de poro, espacio para las facilidades de superficie, propiedades de fluidos que pueden estar presentes y el monitoreo sísmológico.

Figura 9 *Transferencia de calor en un sistema fracturado EGS*



Nota: Tomado de Yuan, W., Chen, Z., Grasby, S. E., & Little, E. (2021). *Closed-loop geothermal energy recovery from deep high enthalpy systems*.

2.8.1.1 Antecedentes de proyectos EGS.

Fenton Hill: Fue el primer proyecto EGS en el mundo, ubicado en la Caldera de Valles en Nuevo México en los Estados Unidos y desarrollado por el Laboratorio Nacional de Los Álamos. El proyecto, iniciado en la década de 1970, buscó crear un yacimiento en granito a 4,4 km de profundidad con una temperatura de 300°C. Aunque no logró expandir su capacidad de generación comercial, verificó la factibilidad técnica de perforar en roca dura y usar fracturamiento hidráulico para crear fracturas en roca cristalina de baja permeabilidad. Se demostró la necesidad de reinyecciones continuas a alta presión para mantener las fracturas abiertas y se desarrolló equipo especializado para monitorear condiciones en el fondo del pozo.

Durante las dos fases del proyecto, se perforaron varios pozos, en la primera fase se creó un yacimiento a 2600 m de profundidad capaz de producir líquido presurizado a temperaturas de 135-140°C. En la segunda fase, se intentó conectar dos nuevos pozos a mayor profundidad, sin éxito. El proyecto, aunque finalmente desmantelado, generó conocimientos cruciales sobre la creación y gestión de yacimientos geotérmicos en roca dura. Además,

subrayó la importancia de la geología local y la necesidad de tecnología avanzada para monitorear y mantener la eficiencia del yacimiento.

Rosemanowes: La Escuela de Minas de Camborne dirigió un proyecto EGS en Rosemanowes, Cornwall, Reino Unido, con el objetivo de generar 3 GW de energía. Sin embargo, el yacimiento fue controlado mayormente por fracturas naturales, lo que dificultó la creación de fracturas artificiales mediante fracturamiento hidráulico. La pérdida de fluido de circulación superó el 70%, impidiendo alcanzar los objetivos planteados, y el proyecto cerró en 1991. No obstante, los resultados obtenidos en Rosemanowes han sido la base para desarrollar una planta EGS comercial en Edén y para planificar un futuro proyecto en Redruth, también en Cornwall. Durante el proyecto, se perforaron varios pozos y se realizaron numerosas pruebas de circulación de flujo, aunque los resultados fueron decepcionantes debido a la baja conectividad entre los pozos y la pérdida de temperatura en la formación.

El proyecto Rosemanowes demostró que el fracturamiento hidráulico puede crear una red de fracturas en granito caliente naturalmente fracturado, aunque las fracturas naturales tienden a dominar la expansión del sistema de fracturas artificiales. A pesar de no alcanzar todos los objetivos, se adquirió un conocimiento valioso sobre la interacción entre fracturas naturales y artificiales, el impacto de las altas presiones en cabeza de pozo, y la irreversibilidad de los cambios inducidos en el yacimiento. Este conocimiento ha sido aplicado en otros proyectos, como el proyecto Soultz-Sous-Forets en Francia.

El proyecto EGS de Hijiori, el primero de su tipo en Japón, fue administrado por la Organización Japonesa de Desarrollo de Tecnología Industrial y Nuevas Energías (NEDO). El proyecto, comparado con el de Fenton Hill debido a su actividad volcánica, utilizó una central eléctrica de ciclo binario con una capacidad de 130 kW. Aunque se alcanzó una temperatura de 250 °C a 1800 metros de profundidad, la pérdida de fluido circulante superó el 70%, impidiendo alcanzar los objetivos deseados. El proyecto enfrentó problemas significativos,

como la pérdida de fluido y la formación de incrustaciones, que afectaron su éxito. A pesar de estos desafíos, Hijiori produjo hallazgos importantes, como la necesidad de un monitoreo microsísmico para detectar fracturas artificiales y la posibilidad de obtener fluidos de alta temperatura debido a la actividad volcánica.

Desde 1985, NEDO, en colaboración con Alemania Occidental, investigó el yacimiento a profundidades de 1800-2200 metros, con fracturas naturales extendiéndose horizontalmente unos 400 metros. El proyecto utilizó el río Nigamizu para la inyección de agua. Durante las pruebas, la producción térmica alcanzó aproximadamente 8 MW, pero la formación de anhidrita y otros minerales en los pozos de producción resultó ser un problema crítico. A pesar de estos problemas, el proyecto proporcionó valiosas lecciones sobre la gestión de yacimientos geotérmicos y la necesidad de técnicas avanzadas de monitoreo y control para mitigar los desafíos operativos.

El proyecto EGS de Ogachi (1989-2001), cerca de Yamabushi, Japón, alcanzó una profundidad de 1000 m y temperaturas superiores a 230 °C. Supervisado por el Instituto Central de Investigación de la Industria de Energía Eléctrica (CRIEPI), este proyecto no logró una operación comercial debido a una pérdida de fluido circulante entre 75-90% de la totalidad. A pesar de las complicadas condiciones geológicas que dificultaban la predicción de grietas, se realizaron importantes avances en la comprensión de la distribución de tensiones y la formación de grietas mediante exploración geofísica.

El primer pozo, OGC-1, reveló granodiorita milonitizada y dos fallas significativas a 1000 m de profundidad. En 1992, se perforó un pozo productor, OGC-2, a 1100 m, logrando una tasa de recuperación de fluido del 10-25% tras fracturaciones adicionales. Un tercer pozo, OGC-3, se perforó en 1999 a 1300 m para evaluar el campo de tensión y las fracturas recientes.

Ogachi también se utilizó para pruebas de secuestro de CO₂. En 2006, se inyectó agua de río neutralizada y CO₂ en el pozo OGC-1. Los resultados mostraron que el CO₂ inyectado

se precipitó como carbonatos en pocos días, indicando su potencial para la fijación de carbono. Este esfuerzo mejoró el conocimiento sobre las interacciones CO₂-roca y sugirió el uso de CO₂ como fluido de trabajo para sistemas EGS.

La geología de Ogachi se caracteriza por granitos preterciarios con temperaturas de alrededor de 210 °C a 1000 m de profundidad. El sitio tiene tres pozos profundos y más de 20 años de experiencia en pruebas de circulación, lo que ha proporcionado valiosa información sobre la reactividad del CO₂ y la precipitación de carbonatos bajo condiciones in situ.

Proyecto EGS de Basilea con un desarrollo en el periodo de (2005-2006) llamado como el "Plan de Perforación Geotérmica Profunda" en Basilea, Suiza, fue un proyecto de Geopower Basel con el objetivo de desarrollar plantas de energía EGS y sistemas de bombas de calor. Basilea es la tercera ciudad más grande de Suiza y un importante centro industrial, fue seleccionada por su ubicación geológica favorable, en el extremo sur del Rin Graben, con un flujo de calor elevado.

En 2006, se realizó una prueba de fracturación hidráulica a 5000 m de profundidad en una capa de granito, alcanzando temperaturas de casi 200 °C. Esta prueba provocó numerosos terremotos pequeños y un evento sísmico de magnitud 3,4 que causó daños y llevó a la suspensión del proyecto. Posteriormente, la Comisión Europea creó la iniciativa GEISER para mitigar la sismicidad inducida en proyectos EGS. El proyecto incluía un pozo de inyección y dos de producción, con capacidad para generar 3 MW de energía eléctrica y 20 MW de energía térmica. A pesar de los desafíos técnicos, el proyecto avanzó con perforaciones y pruebas de monitoreo sísmico. Sin embargo, la actividad sísmica persistente y el evento sísmico significativo llevaron a la detención del proyecto y a la implementación de sistemas de monitoreo sísmico más estrictos.

El pozo Basilea 1 atravesó diversas formaciones geológicas antes de alcanzar una base cristalina a 2507 m de profundidad. Se registraron 984 fracturas naturales y dos zonas de

fractura cataclástica significativas. La temperatura del yacimiento se estimó en 190 °C a 5000 m de profundidad. A pesar de los avances técnicos y la inversión en el proyecto, la sismicidad inducida y los riesgos asociados llevaron a la cancelación del proyecto DHMB, destacando la necesidad de evaluaciones de riesgos exhaustivas para futuros proyectos EGS.

El proyecto geotérmico EGS Habanero, situado en la cuenca Cooper en el sur de Australia, fue desarrollado por Geodynamics Limited con el objetivo de crear un sistema de generación de energía de ciclo binario de 100 MW y establecer un proyecto EGS (sistema geotérmico mejorado) en granito homogéneo. El pozo de reinyección Habanero 1, perforado a 4421 metros en 2003, reveló una sobrepresión y alta temperatura debido a la abundancia de elementos radiactivos en el granito. El desarrollo enfrentó numerosos desafíos técnicos y de seguridad, pero en 2013 se puso en marcha una planta de energía EGS de 1 MW y, posteriormente, en 2015, una de 40 MW.

La región presenta altas temperaturas y presiones en rocas profundas, ideales para proyectos EGS, aunque sin signos evidentes de actividad geotérmica natural en la superficie. La geología local ha cambiado significativamente en los últimos 350 millones de años, resultando en una masa de granito saturada de agua y de alta temperatura.

Geodynamics Ltd., encontró múltiples dificultades durante la perforación de varios pozos, incluyendo sobrepresiones y problemas técnicos que retrasaron el desarrollo. El primer pozo, Habanero 1, mostró altas temperaturas y presiones inesperadas. Posteriores pozos, como Habanero 2 y Habanero 3, enfrentaron complicaciones similares. La empresa construyó una planta binaria de 1 MW para generar electricidad, utilizando el geofluido de alta presión y temperatura, aunque enfrentó desafíos adicionales, como el incidente de control de pozo en Habanero 3 en 2009. A pesar de estos problemas, en 2012 se perforó el pozo Habanero 4, logrando fluir geofluido suficiente para alimentar la planta. En 2013, la planta comenzó a

producir energía geotérmica, aunque la capacidad de reinyección limitó la producción neta de energía.

El proyecto EGS Soultz comenzó en 1987 con perforaciones profundas para construir un yacimiento fracturado. Entre 1987 y 2010 se llevaron a cabo múltiples perforaciones y pruebas de circulación, lo que permitió la producción y monitoreo de energía geotérmica. La planta piloto de 1,5 MW se instaló en 2008.

La planta está ubicada en el Alto Rin Graben, una zona con alto flujo de calor. La geología incluye granito paleozoico alterado y fracturado, cubierto por sedimentos mesozoicos y pérmicos. La temperatura del yacimiento es de 200 °C, disminuyendo a 175 °C al llegar a la planta. Utiliza un ciclo de potencia orgánico y cuenta con una turbina radial que acciona un generador. La eficiencia térmica de la planta, considerando todas las pérdidas, es del 11,4%.

Esta es la primera planta de energía geotérmica EGS a escala comercial fue Soultz en Francia. Desde su inauguración en 1997-1998, se ha gestionado por empresas privadas, incluidas Shell, organizaciones francesas y alemanas. La planta genera 25 kg/s de energía hidrotermal continua. Las claves para su éxito son las características del sitio y la conexión de fisuras naturales. Problemas como la acumulación de material sólido han sido abordados mediante estimulación ácida y uso de bombas sumergidas para aumentar la producción.

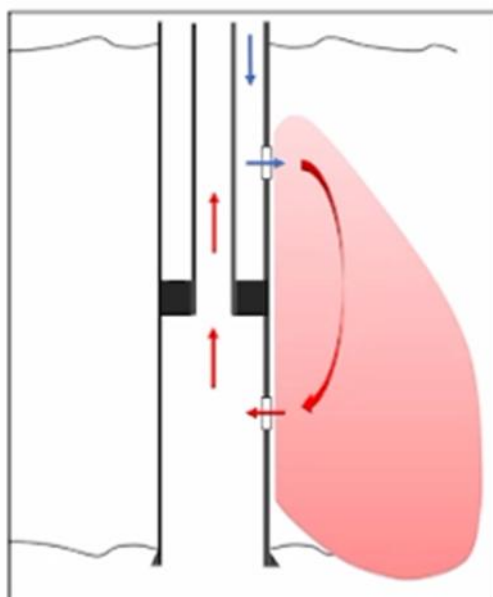
En resumen, la planta de Soultz ha logrado operar con éxito a escala comercial, superando desafíos técnicos y geológicos, y contribuyendo significativamente a la generación de energía geotérmica en la región.

El proyecto Utah FORGE se ubica al sur de Salt Lake City y al norte de Las Vegas, cerca de Milford, una pequeña ciudad con infraestructura básica y buena accesibilidad. Este proyecto busca demostrar que el sitio cumple con los requisitos necesarios para un sistema geotérmico mejorado (EGS).

Durante las fases 2A y 2B, se realizaron evaluaciones ambientales y del subsuelo. Se perforaron pozos, como el pozo 58-32, alcanzando profundidades de hasta 7536 pies y temperaturas de 197°C. Las características del sitio incluyen rocas cristalinas, bajas permeabilidades, y orientación de tensiones conocida, todas adecuadas para el desarrollo de EGS. El sitio está geológicamente situado en una cuenca con depósitos sedimentarios sobre rocas cristalinas, con fracturas que facilitan la estimulación geotérmica. Estudios sísmicos y de gravedad han confirmado una estructura sencilla y un régimen térmico conductivo adecuado para EGS. El agua subterránea, esencial para las actividades de EGS, está disponible y es química y físicamente adecuada.

En resumen, Utah FORGE ofrece un entorno geológico y técnico idóneo para el desarrollo de sistemas geotérmicos mejorados, con condiciones del subsuelo y ambientales cuidadosamente evaluadas para asegurar el éxito del proyecto.

Otras configuraciones de pozos del EGS que se están desarrollando, pero de los cuales no se cuenta con suficiente información son el sistema geotérmico mejorado de un solo pozo, ver Figura 10, se genera a partir de un solo pozo en el que se genera la red de fracturas en el fondo, pero las fracturas se conectan al pozo a través de fracturas que se conectan a diferentes profundidades. que se crearon utilizando un fluido de alta densidad para inducir el crecimiento de la fractura hacia abajo en un proceso de fracturación hidráulica. Las fuerzas de gravedad se utilizan para inducir fracturas hidráulicas verticales profundas (Salimzadeh et al., 2020). Para continuar con la producción de energía a través de un fluido de trabajo (agua) que circularía por convección natural desde una altura superior del pozo que se inyecta hacia abajo a través del anular y que a través de fracturas creadas en el yacimiento llega al fondo y se produce por una ranura. que se conecta a la tubería de producción (Wang et al., 2009) este caso de EGS ya ha sido realizado por la empresa SAGE en Texas, EE. UU.

Figura 10 *Circulación en un solo pozo para un EGS*

Nota: Tomado de Salimzadeh, S., Zimmerman, R. W., & Khalili, N. (2020). *Gravity Hydraulic Fracturing: A Method to Create Self-Driven Fractures*.

Esta configuración tiene las ventajas de no requerir un segundo pozo de inyección, además del efecto de termosifón en fondo que evita la necesidad de bombeo de fondo de pozo ya que las fracturas que transportan fluidos a través del yacimiento hacen que la circulación sea sostenible. Una limitación es al confiar en la convección libre para hacer circular el fluido a través del yacimiento, puede no generar grandes caudales, lo que reduce la productividad. La ventaja de un sistema de un solo pozo es que solo se necesita perforar un pozo (o quizás se podría usar un pozo de petróleo o gas abandonado, en cuyo caso no se necesita perforar ningún pozo (Wang et al., 2009).

Proyectos EGS unido a la captura y utilización de carbono (CCU), se enfoca en la fusión de dos tecnologías: tecnología geotérmica avanzada (AGT) y captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS). La primera es una tecnología diseñada para aprovechar la energía almacenada en los sistemas mejorados de recursos geotérmicos (EGS), mientras que la segunda es una tecnología crucial que se utiliza para mejorar la reducción de las emisiones de dióxido

de carbono generadas por la quema de combustibles fósiles. La combinación de ambas tecnologías da como resultado un sistema geotérmico avanzado que utiliza dióxido de carbono supercrítico como fluido de trabajo (CO₂-AGT). Este tipo de sistema presenta una alternativa fascinante gracias al beneficio adicional del almacenamiento geológico de CO₂ durante la extracción de energía geotérmica. El desarrollo de la tecnología CO₂-AGT es el objetivo del proyecto polaco-noruego actualmente en curso en Polonia (EnerGizerS) (Sowizdzał, 2022).

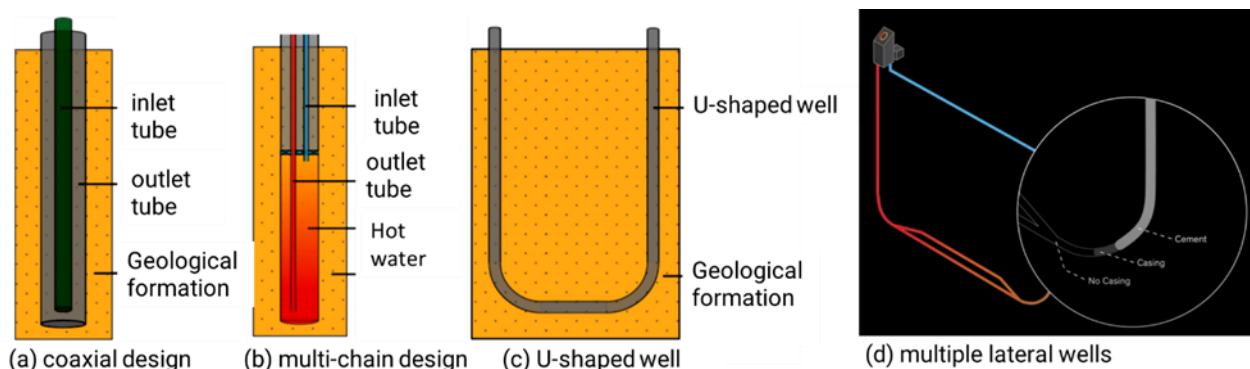
2.8.2 *Sistemas Geotérmicos Avanzados (AGS)*

Los Sistemas Geotérmicos Avanzados (AGS) por sus siglas en inglés, son sistemas de circuito cerrado, donde las tuberías están unidas en profundidad y funcionan con fluidos de trabajo entre los que se destaca el uso del agua o el CO₂, por medio de la transferencia de calor entre las formaciones cristalinas aún más profundas y calientes con los pozos, se logra producir la energía geotérmica (Malek et al., 2022; Sun et al., 2018).

En los últimos años, estos sistemas han despertado un creciente interés para la producción de calor y energía. Como lo señalan Hu et al. (2020), estos pueden presentar diversas configuraciones, entre las cuales se destaca el diseño de pozos en forma coaxial, circuito en U, en U con multilaterales, multilaterales inclinados u otra configuración en la cual se logre generar la transferencia de calor entre la formación y las tubería, tal como se ilustra en la Figura 11. En este tipo de configuración, el fluido de trabajo no entra en contacto directo con la formación geológica, lo que representa una ventaja significativa. Diversos autores han señalado que, al no requerirse procesos de estimulación como el fracturamiento hidráulico, se minimiza el riesgo de inducir sismicidad asociada a la generación de nuevas fracturas, así como otros riesgos potenciales relacionados con esta técnica. (Beckers et al., 2022; Toews & Holmes, 2021).

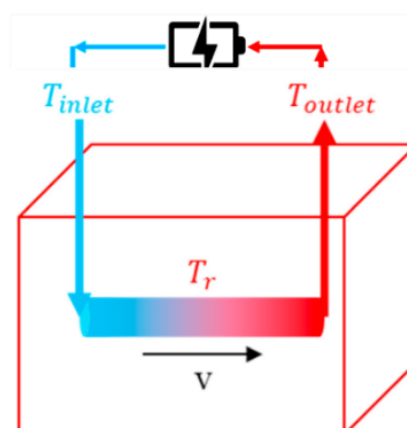
El calor en un sistema AGS solo se puede transportar desde el yacimiento hasta el pozo por conducción y dentro del pozo domina la convección ver el esquema de transferencia en la Figura 12 (Yuan et al., 2021).

Figura 11 Trayectoria conceptual diseñada para los pozos AGS.



Nota: las imágenes son una recopilación de los resultados algunos casos consultados Tomados de ^{a, b, c}(Hu et al., 2020) y ^d(Toews & Holmes, 2021)

Como el fluido de trabajo geotérmico nunca entra en contacto directo con la roca por lo que permanece en las tuberías, los problemas de producción de sólidos disueltos e incrustaciones de minerales no se producen como en otros sistemas. Los sistemas AGS no necesitan tantas condiciones específicas en comparación a otros sistemas de acuerdo con la investigación de Stober et al., (2017). En ese sentido se requiere información de los siguientes parámetros los cuales serían la profundidad objetivo, la temperatura del subsuelo dependiente de la profundidad, composición litológica, espesor de las unidades geológicas, formaciones acuíferas, geología estructural en especial las fallas, la conductividad térmica y la capacidad calorífica de las rocas.

Figura 12 *Transferencia de calor en un sistema AGS*

Nota: Tomado de Yuan, W., Chen, Z., Grasby, S. E., & Little, E. (2021). *Closed-loop geothermal energy recovery from deep high enthalpy systems*.

Las ventajas de este sistema es la capacidad de desarrollar energía geotérmica en cualquier lugar, sin necesidad de fluidos in situ o permeabilidad del yacimiento y las desventajas son las posibles terminaciones complejas de los pozos, así como la necesidad de varios diseños de perforación y la conexión de múltiples bucles de pozos horizontales a costos aceptables, así mismo el bajo rendimiento térmico y la rápida disminución de la temperatura inicial por la baja conductividad térmica de la roca que rodea el pozo y el área limitada para la transferencia de calor entre el fluido y la roca con lo cual al final de cuentas se logre tener tasas sostenidas y aceptables de extracción de calor (Yuan et al., 2021).

El AGS representa una nueva tecnología de producción para crear plantas de energía y por lo tanto existen pocas investigaciones sobre el rendimiento del AGS y el potencial de energía térmica a corto plazo del AGS, es así como este es un nuevo sistema que tiene pocas investigaciones (Beckers et al., 2022; Malek et al., 2022).

2.8.2.1 Antecedentes de proyectos AGS.

AGS - Eavor-lite el proyecto cerca de Sylvan Lake, Alberta, Canadá, se sitúa en un sitio inactivo de petróleo y gas, a 18 km al suroeste de Eckville. Su objetivo es aprovechar la

formación Rock Creek, una arenisca fina a 2400 m de profundidad, con una temperatura esperada de 78°C y un gradiente geotérmico de 30°C/km.

El diseño del pozo incluye una tubería de revestimiento intermedia de 177,8 mm a 90° en la formación Rock Creek, y una de superficie de 244,5 mm debajo del agua subterránea. Los laterales horizontales se perforaron a 50 metros de distancia. Las instalaciones incluyen una bomba centrífuga, un enfriador aéreo, un sistema de tratamiento de sólidos y un tanque de almacenamiento de agua. El agua calentada se enfría y se recircula en un sistema cerrado mediante termosifón o bomba centrífuga.

El sistema de control incluye un medidor de flujo magnético, transmisores de temperatura y presión. Se utilizan medidores de flujo y transmisores de nivel de radar en el tanque de almacenamiento para detectar pérdidas o ganancias de agua. Los laterales horizontales se perforaron para formar una conexión en "Y", permitiendo que los pozos convergen progresivamente, se puede ver el diseño en la Figura 11-d. El empalme de ambos pozos se completó con éxito el 11 de septiembre de 2019, implementándose estrategias correctivas y de optimización durante el proceso.

2.9 Comparación de características de los EGS y AGS

En el contexto de los proyectos EGS y AGS se presenta en la siguiente tabla comparativa destacando diversos aspectos de los proyectos para señalar las posibles semejanzas y discrepancias entre ellos al momento de la aplicación del proyecto. Tanto los AGS como EGS comparten el objetivo de aprovechar la energía geotérmica y emplear tecnologías avanzadas. No obstante, se distinguen en sus enfoques para crear permeabilidad, el análisis geológico y el grado de innovación tecnológica. La evaluación de estas similitudes y diferencias resulta fundamental para determinar la pertinencia y eficacia de cada sistema en distintos entornos geológicos y económicos.

Tabla 1.*Cuadro comparativo de antecedentes en el desarrollo de Proyectos EGS y AGS*

Nombre del proyecto	Año	Temperatura	Tipo de litología	Presión inyección (MPa)	Tasa de flujo inyección (kg/s)	Energía de térmica (MW)	Energía eléctrica (MW)	Tipo de planta
Sistemas mejorados de Geotermia (EGS)								
Fenton Hill (USA) ¹	1974-1975	Inyección (22°C) Producción (183°C) 200°C (a 3000 m y 4000 m)	Granito	27.3	7.82 (H ₂ O)	5	60000	Cíclica binaria
Rosemanowes (UK)	1977-1991	Inyección (25°C) Producción (50.8°C) 100°C (a 2652 m)	Granito	10	21.5 (H ₂ O)	-	-	-
Hijiori (Japón)	1981-1986	Inyección (50°C) Producción (150°C) 100°C (a 2300 m)	Granodiorita del Cretácico	8.1	46.3 (H ₂ O)	8	800-1000	Cíclica binaria
Soultz-sous-Forêts (Francia) ¹	1978-vigente	Inyección (40°C) Producción (175°C) 200°C (a 5000 m)	Granito	-	7.88 (H ₂ O)	1.5	0.02	Cíclica binaria
Ogachi (Japón)	1989-2001	Inyección (25°C) Producción (127°C) 230°C (a 1000 m)	Granodiorita milonitizada	15	6.3 (H ₂ O-CO ₂)	1.5	20	-
Utah Forge (USA) ²	2017-vigente	200°C (a 2609 m)	Granito	-	19-54 proyectada	-	-	-

Basilea Suiza	2005-2006	Inyección (70°C) Producción (170°C) 200°C (a 5000 m)	Plutónica	29.6	55(H ₂ O)	20	3000	Binaria
Habanero Australia	2003-vigente	Inyección (17°C) Producción (127°C) 250°C (a 4357 m)	Granito	45	17(H ₂ O)	1	166000	Ciclo binario
Sistemas avanzados de Geotermia (AGS)								
Utube de 2 laterales Eavor-lite (Canadá) ³	2019-vigente	Inyección (24°C) Producción (51°C) 78°C (a 2400m y 1700m lateral)	Granito	150	12(H ₂ O)	-	0.5	-
Eavor-Loop (Alemania) ^{*4}	2021-vigente	4000m	Roca (carbonato)	-	-	-	No	-

Nota: Los datos usados son una recopilación de los resultados algunos casos consultados; (*) Corresponde a un proyecto iniciado pero que sigue en proceso de desarrollo. Fuentes: ¹(Palacio-Villa et al., 2020); ⁴ (Mölk, 2022).

2.10 Variables que influyen en cada sistema AGS y EGS.

Al analizar proyectos anteriores y complementar con el progreso en el desarrollo del "Sistema de Información Geotérmica de Alemania" (GeotIS) ejecutado bajo la supervisión del Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada (LIAG) realizado en el trabajo de Stober et al., 2017, se identifican cómo distintas variables han influido en el resultado exitoso o fallido de los sistemas para los proyectos de AGS y EGS. Esto permite desarrollar estrategias más eficaces para mejorar la implementación y funcionamiento de estos sistemas a futuro, adaptándolos a

las particularidades de cada proyecto geotérmico. Se logra así identificar las siguientes variables clave presente en las Tablas 2 y 3.

Tabla 2.

Cuadro de variables de influencia en proyectos AGS

Tipo de Proyecto	Variables	Aspectos favorables del desarrollo	Factores críticos de viabilidad
AGS	Profundidad	Desarrollar la energía geotérmica en cualquier lugar	Terminaciones complejas de los pozos.
	Temperatura	Control total sobre el fluido geotérmico de trabajo, por lo cual se puede tener mayor control en la corrosión y en el cuidado ambiental	Menor tasa de extracción de energía debido al tener menos interacción con el medio rocoso directo en algunos diseños.
	Composición litológica de la roca	No necesita alta permeabilidad del yacimiento	Conexión de múltiples bucles de pozos horizontales.
	Geología estructural	No se presenta sismicidad	Costos de perforación más elevados
	Espesor de unidades geológicas	Puede reducir la necesidad de estudios geofísicos extensivos al no depender del modelado de fracturas naturales.	Conductividad de los materiales del pozo en la terminación (aislamiento o de transmisión)
	Formaciones acuíferas		Todavía en etapas más experimentales, con menor número de demostraciones a gran escala.
	Fallas		Espacio limitado de la transferencia térmica.
	Conductividad térmica Tasa de circulación de fluidos de trabajo. Capacidad calorífica de las rocas.		

La longitud y el espaciado de los pozos laterales

Nota: Elaboración propia

Tabla 3.

Cuadro de variables de influencia en proyectos EGS

Tipo de Proyecto	Variables	Aspectos favorables del desarrollo	Factores críticos de viabilidad
EGS	Distribución, Continuidad	Mayor cantidad del fluido en el sistema	Pérdida de permeabilidad por fracturas.
	Profundidad	Libre movimiento en yacimiento del fluido	Pérdida de líquidos
	Temperatura	Mayores tasas de flujo y entalpía con una buena estimulación, lo que mejora el rendimiento térmico.	Sobreexplotación de roca caliente
	Propiedades termofísicas de la roca.	Se basa en tecnologías bien desarrolladas como el fracturamiento hidráulico y la perforación profunda.	Aumento de la sismicidad
	Propiedades hidráulicas (fracturas naturales o creadas)	Se puede adaptar a estructuras de fractura naturales o inducirlas	Subsidencia
	Presión de formación	Desarrollar la energía geotérmica en cualquier lugar	Control continuo para la estimulación y mantenimiento de fracturas
	Estrés tectónico		
	Presión del poro		
	Espacio para instalaciones de superficie		
	Propiedades del fluido que pueden estar presentes.		
Monitoreo sísmológico			

Nota: Elaboración propia

2.11 Parámetros necesarios para la simulación usando el software CMG

CMG es un software de simulación de yacimientos para la industria petrolera, pero su interfaz adaptable a diversos procesos avanzados de recuperación también puede aplicarse a la simulación de procesos actualmente relevantes, como la geotermia. Es así como para este trabajo se usa la interfase de STARS, uno de los subproductos de CMG, modela procesos considerando procesos térmicos. Este software puede realizar modelaciones avanzadas de procesos de recuperación que implican el uso de vapor, y es capaz de simular con precisión tanto procesos de recuperación térmica simples como altamente complejos, lo cual es relevante para esta investigación sobre simulación de yacimientos de geotermia.

Por lo cual la información básica que se necesita para el modelo de simulación de los sistemas EGS y AGS son los datos:

Yacimiento: definición de un sistema de doble permeabilidad, geometría, tamaño de celda, porosidad, permeabilidad, profundidad de cada celda, espesor de capas, curvas de permeabilidad relativa, compresibilidad de la formación, capacidad térmica volumétrica, conductividad térmica de la roca, espaciamiento de fractura, propiedades de fractura, presión inicial de referencia, temperatura.

Propiedades específicas del líquido (agua): Condiciones críticas, compresibilidad y densidad.

Datos de producción: Ubicación de pozos, profundidad del pozo, completamientos, condiciones de producción.

3. Contexto regional geológico del Volcán Nevado del Ruiz y la zona de Nereidas

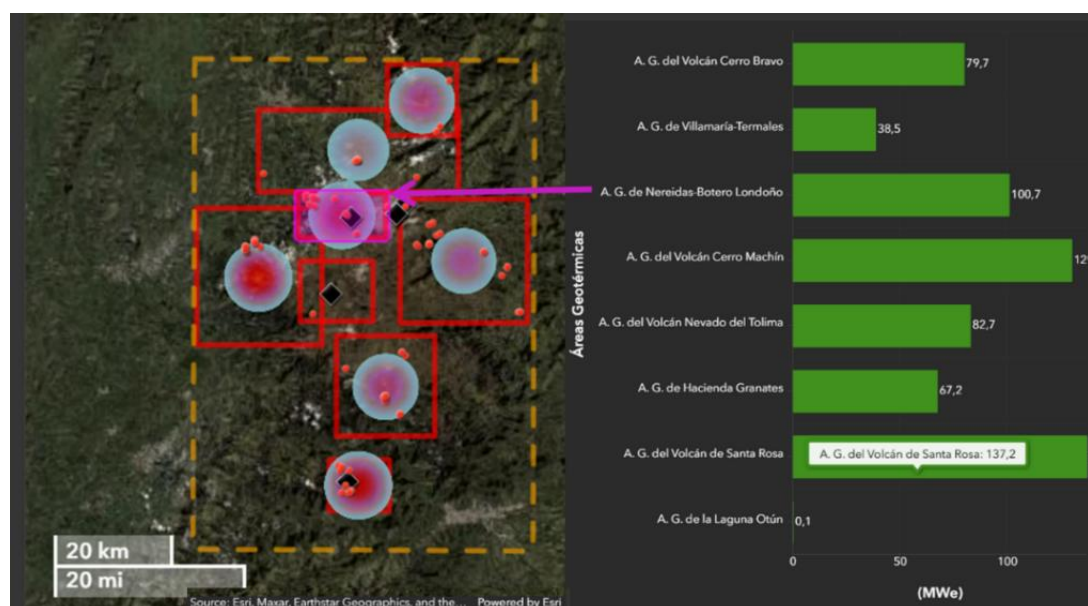
El Volcán Nevado del Ruiz es un estratovolcán andesítico que se eleva a 5.321 metros sobre el nivel del mar, resultado del proceso de subducción de la placa de Nazca bajo la placa Sudamericana. Forma parte del complejo volcánico activo ubicado en la Cordillera Central de Colombia (Alfaro et al., 2020; Moreno et al., 2018a; Vélez et al., 2018). El Nevado del Ruiz ha sido investigado por varios años por CHEC–EPM (Central Hidroeléctrica de Caldas –

Empresas Públicas de Medellín), ISAGEN y el Servicio Geológico Colombiano (SGC) entre otros autores. Uno de los sectores con mayor interés en este lugar es el sector occidental del Nevado del Ruiz, que comprende a las zonas termales de Las Nereidas, Botero-Londoño, El Recodo y Chorro Negro, identificadas desde los años 60 como zonas promisorias para la exploración geotérmica (Alfaro et al., 2021; Bona & Coviello, 2016). El Nevado del Ruiz se encuentra dentro del Bloque Geotérmico Cerro Bravo - Cerro Machín el cual se puede ver en la Figura 13, es un polígono geotérmico delimitado que agrupa un conjunto de ocho áreas geotérmicas. Este bloque es de gran interés debido a que contiene el área geotérmica de Nereidas-Botero Londoño, con una extensión de 107,24 km² y ha sido objeto de estudios que estiman su potencial energético basado en cinco grupos de manantiales, alcanzando un total de 12,19 exajulio (EJ) de calor almacenado y una capacidad de generación eléctrica de aproximadamente 100,72 megavatios eléctricos (MWe) (Alfaro et al., 2020). En el contexto del desarrollo geotérmico en Colombia, esta área ocupa la cuarta posición entre las regiones con mayor potencial geotérmico estimado y con mayores investigaciones, lo que la convierte en un sitio estratégico para la exploración y aprovechamiento de recursos geotérmicos en el país.

A lo largo de los años, se han realizado diversos estudios socioambientales, geológicos, geofísicos y geoquímicos para estimar, de manera preliminar y conservadora, el potencial geotérmico de esta zona (Alfaro et al., 2020; Bona & Coviello, 2016). La información recopilada abarca más de 50 años de investigaciones en el área del Volcán Nevado del Ruiz, especialmente en su ladera occidental, donde se han identificado condiciones favorables para el desarrollo geotérmico, incluyendo gradientes térmicos elevados, manifestaciones termales superficiales y una geología propicia para la circulación y almacenamiento de fluidos geotérmicos. Además, esta zona alberga el proyecto geotérmico más avanzado que fue

desarrollado por CHEC con el pozo Nereidas-1 y además tiene el mayor acceso a información pública.

Figura 13 *Bloque Geotérmico Cerro Bravo - Cerro Machín*

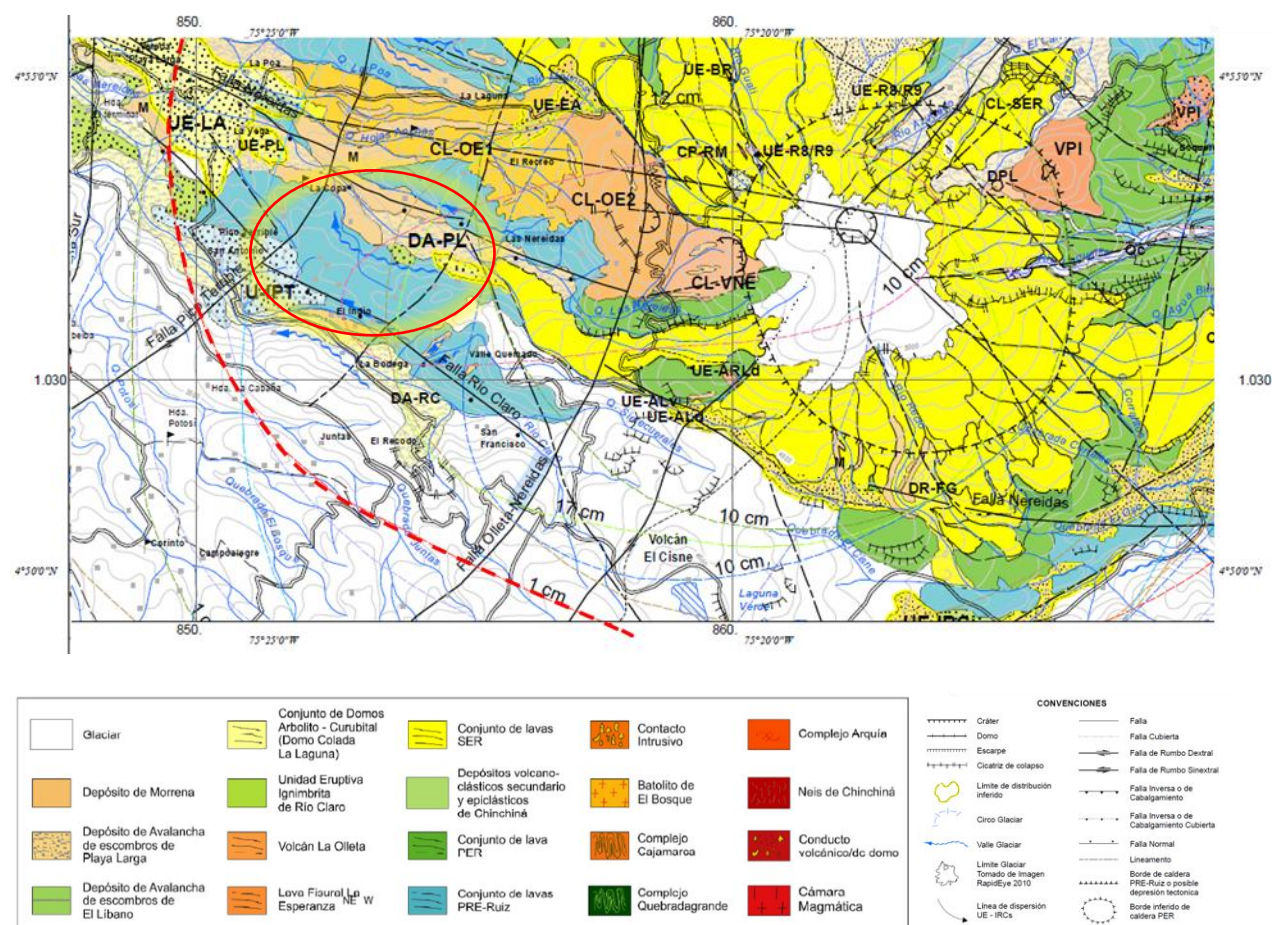


Nota: Bloque Cerro Bravo - Cerro Machín con potencial total de las áreas geotérmicas 636.15 (MWe), se señala el área geotérmica de Nereidas-Botero Londoño, Tomado de: Potencial Geotérmico en Colombia. (2020). Servicio Geológico Colombiano - Grupo de Investigación Geotérmica.

Históricamente los estudios de prefactibilidad en el Complejo Volcánico Nevado del Ruiz iniciaron con investigaciones encargadas por CHEC en 1968 el cual encargó al Ente Nacional de Electricidad de Italia (ENEL) el evaluó de áreas con potencial y este último recomendó continuar con la exploración. En 1983, CHEC inició un estudio de prefactibilidad del complejo volcánico, identificando tres áreas prioritarias para perforación exploratoria de Nereidas, Laguna de Otún y Volcán Machín, aunque los estudios no fueron terminados (Battocletti, 1999; Rojas, 2012). Posteriormente, la consultora mexicana GEOCONSUL en 1992 continuó los estudios anteriores donde compiló el estudio de prefactibilidad, así como efectuó estudios geológicos y muestreos geoquímicos. En 1997, Geoenergía Andina S.A. (GESA) perforó el primer pozo geotérmico de Colombia, denominado Nereidas-1, en el sector termal de Nereidas. Sin embargo, el proyecto fue suspendido debido a la desviación del pozo

en la última sección, por lo cual no lograron llegar a la profundidad que inicialmente se deseaba y no se encontró fluido hidrotermal terminando así en roca seca (Bona & Coviello, 2016; Marzolf, 2014; Monsalve et al., 1998; Moreno et al., 2018). Adicionalmente se han desarrollado diversos estudios con enfoques diferentes que se complementan con el estudio de factibilidad y que posteriormente se citarán. Se tendrá especial atención en el valle de Nereidas que es el área de interés; para este estudio se analizará una zona específica del área de Nereidas, delimitada por la intersección de las fallas de Nereidas, Pico Terrible, Rio Claro y Cueva Pirineos la cual es señalada en el mapa de la Figura 14.

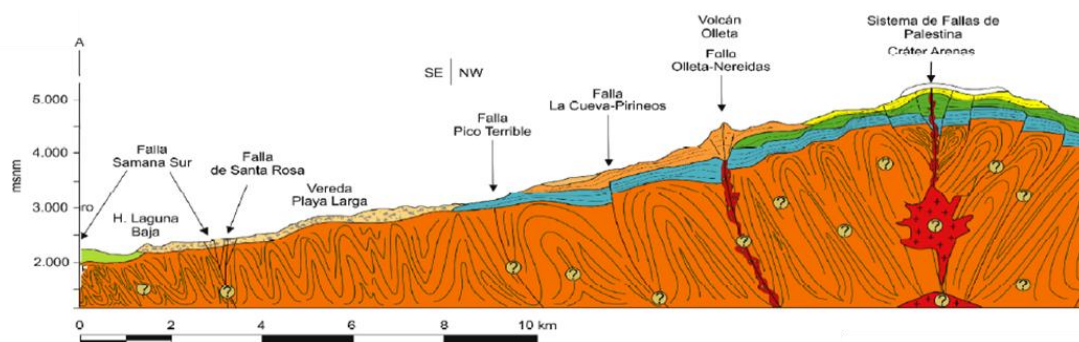
Figura 14 Mapa geológico del área de estudio



Nota: Mapa geológico del área de estudio mostrando los afloramientos. Simplificado de mapas geológicos de SGC hoja Nos. 206 de (H. González, 2001). Tomado de (Martínez et al., 2014) *Geología y estratigrafía del complejo volcánico Nevado del Ruiz*.

La altitud en la zona varía entre los 2,500 m.s.n.m. en las áreas más occidentales y los 3,600 m.s.n.m. en las proximidades del Volcán Nevado del Ruiz, hacia el Este. Se puede observar un perfil cercano al área de interés resaltado en el mapa de la Figura 14 que se presenta en la Figura 15. (Velásquez Piedrahita, 2015).

Figura 15 Corte geológico del área de estudio



Nota: Perfil geológico basado en interpretación de las Geología del Complejo Volcánico Nevado del Ruiz del mapa presentando en la Figura 14, donde se basa la profundidad de las cámaras magmáticas de (Londoño & Sudo, 2003). Simplificado de mapas geológicos de SGC hoja Nos. 206 Tomado de Martínez et al., (2014a) *Geología y estratigrafía del complejo volcánico Nevado del Ruiz*.

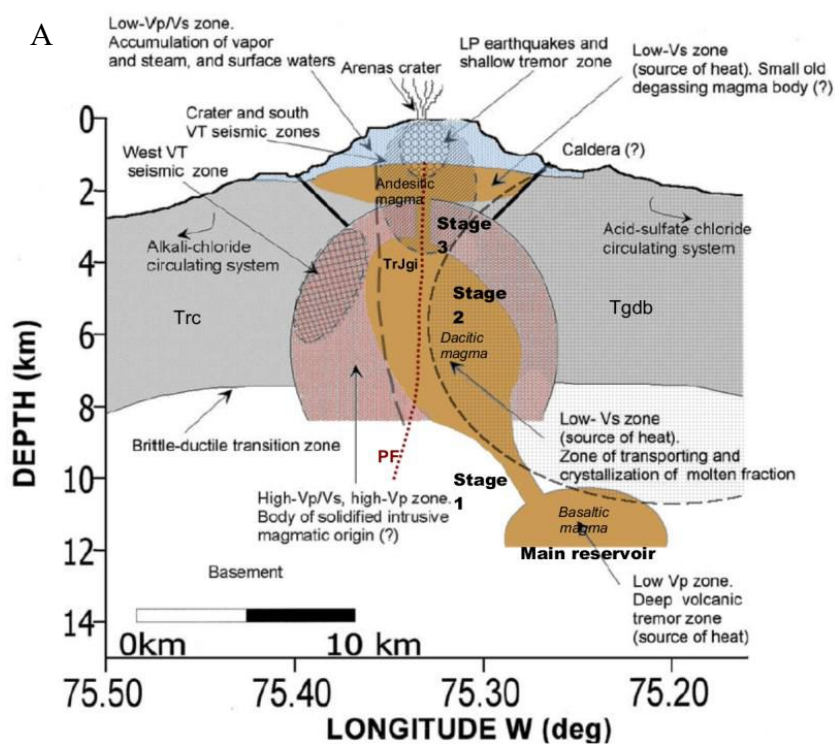
El presente estudio busca evaluar el potencial de generación energética tomando como base fundamental los antecedentes documentados para el Volcán Nevado del Ruiz y en especial el área de Nereidas. Estos trabajos previos constituyen un sustento científico-técnico tanto para esta investigación como para futuros desarrollos en el ámbito de la geotermia en Colombia. Particularmente, se analizarán en profundidad los datos exploratorios disponibles del área, los cuales fueron obtenidos mediante una rigurosa fase exploratoria que combina metodologías geológicas, geofísicas y geoquímicas (Martínez et al., 2014a). Este enfoque integral permite comprender y cuantificar tanto las propiedades del recurso como su disponibilidad, aspectos clave para la posterior toma de decisiones en el desarrollo del proyecto.

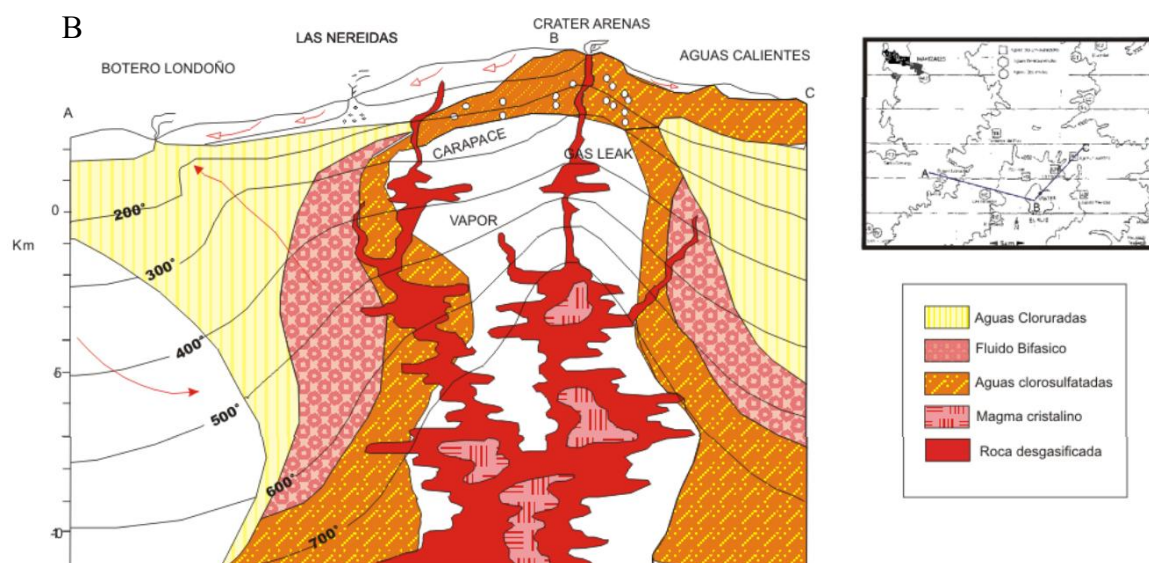
3.1 Sistema magmático

Londoño & Sudo en 2003 propusieron tres fuentes de calor magmáticas con base en estudios gravimétricos y magnetométricos, entre los que se encuentra una andesítica (2–3 km),

una dacítica (4–8 km) y una basáltica profunda (10–14 km). Stix et al. (2003) complementaron este enfoque con un modelo conceptual de ascenso magmático desde un reservorio entre 9 y 15 km, como se ilustra en la Figura 16 (A) (Vélez et al., 2018). Complementado esto, Forero et al. (2011) mediante datos magnetotelúricos y sísmicos, elaboraron un perfil del sistema hidrotermal-magmático del Nevado del Ruiz (Figura 16 B).

Figura 16 Perfil esquemático tentativo de la estructura volcánica del Ruiz mostrando una distribución potencial de los fluidos.



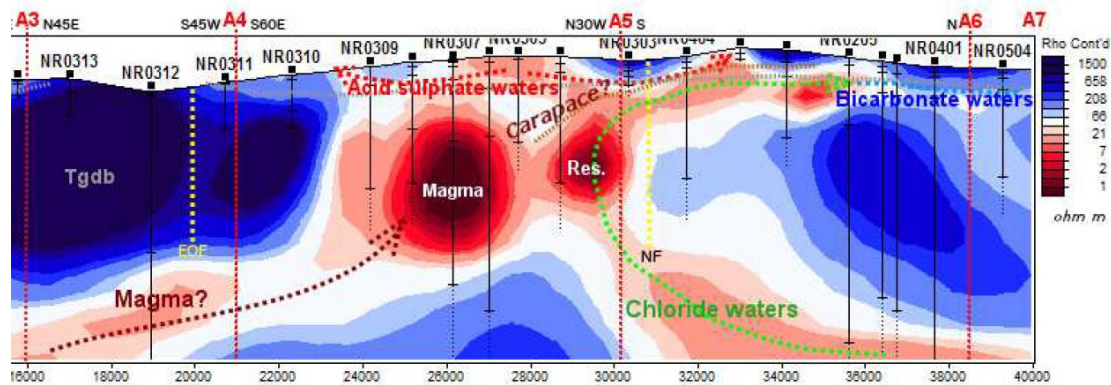


Nota: (A) El sistema magmático y (B) el sistema hidromagmático en VNR. Tomado de (González-García et al., 2015) basado en interpretación y estudios de (Forero Herrera, 2012; Giggenbach, 1990; Stix et al., 2003)

En este contexto, González-García et al. (2015) interpretaron datos magnetotélúricos y sísmicos que evidencian una cámara magmática tripartita bajo la cumbre del VNR, en concordancia con modelos hidromagmáticos previos. Además, identificaron que el flujo del sistema está estructuralmente controlado por las fallas Nereidas, Río Molinos, Santa Rosa y Termales Villamaría, así como por la discontinuidad del basamento prevolcánico. En la Figura 17, estas fallas se representan como líneas punteadas amarillas que interceptan la sección transversal MT.

El perfil MT en el tramo A4-A5-A6 se asocia directamente con la zona de estudio, especialmente con la Falla Nereidas, y se asemeja al sistema hidrotermal convectivo profundo propuesto por Giggenbach (1990), como se muestra en la Figura 16 (B). Se concluye que esta área, adyacente a la cámara magmática, es altamente conductiva y actúa como un yacimiento permanente, posiblemente sellado por una capa de sílice y minerales arcillosos. Esta barrera separaría el sistema profundo de aguas sulfatadas ácidas superficiales y de aguas cloruradas que migran por la Falla Nereidas hasta las fuentes termales de Botero-Londoño.

Figura 17 Resultados de la inversión 2D de datos MT a lo largo de la sección perimétrica del VNR.

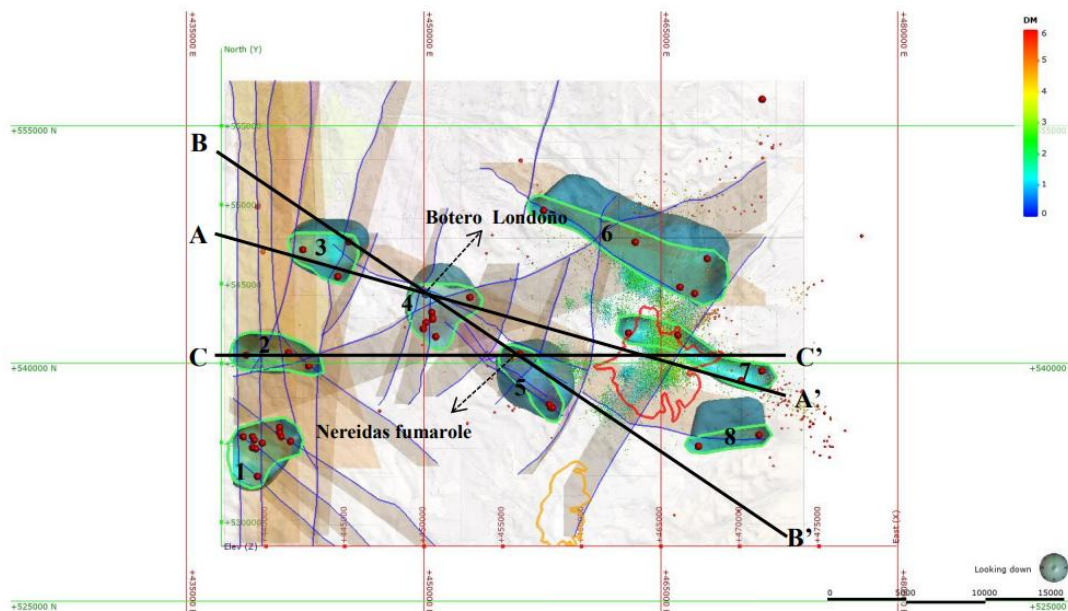


Nota: Tomado de (González-García et al., 2015)

Aunque el área muestra alto potencial geotérmico, no se ha confirmado públicamente la existencia de un yacimiento convencional, salvo el sistema del pozo Nereidas-1. La zona de Botero-Londoño ha sido señalada como prometedora para geotermia de alta temperatura, pero aún carece de perforaciones exploratorias.

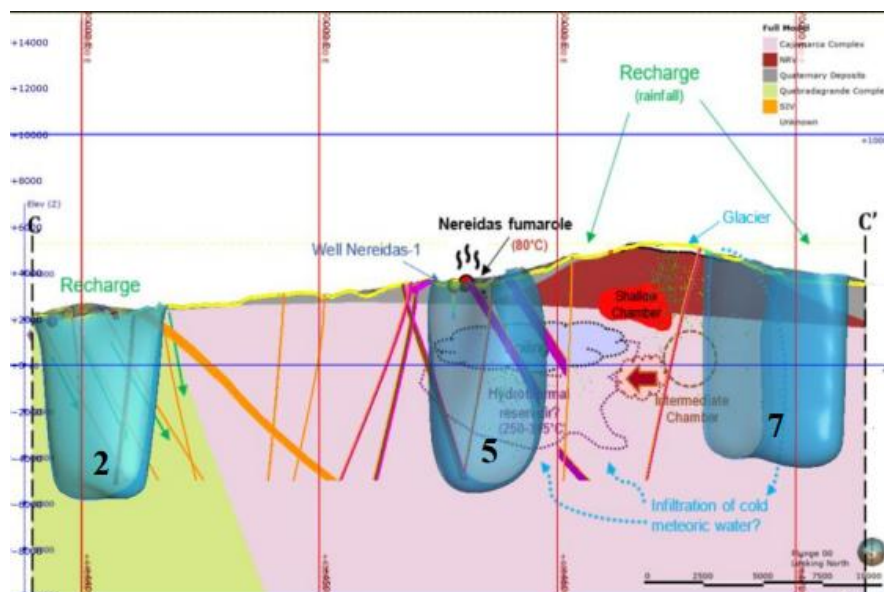
Cervantes et al. (2019) desarrollaron un modelo tridimensional del sistema geotérmico del Nevado del Ruiz (VNR), integrando tomografía sísmica para caracterizar la cámara superficial, y datos magnetotelúricos, geoquímicos, modelos de presión y volumen para las cámaras intermedia y profunda. Asimismo, modelaron la red de fallas para analizar su influencia en la permeabilidad. Esta integración permitió una mejor comprensión de la relación entre actividad sísmica, fallas y transporte magmático. El modelo resultante identifica ocho zonas agrupadas según las características de aguas termales (Figura 18), delimitando áreas con condiciones óptimas de permeabilidad y flujo, clave para el aprovechamiento geotérmico.

Figura 18 Las ubicaciones conceptuales de las secciones transversales en el modelo de permeabilidad



Nota: Tomado de (Cervantes et al., 2019)

El análisis de las secciones transversales conceptuales revela que la zona permeable 5 funciona como vía de escape del depósito geotérmico vinculado a la cámara magmática intermedia, evidenciando un sistema de alta entalpía en Nereidas, especialmente en la sección C-C'. En esta se identifican la fumarola Nereidas y el pozo Nereidas-1, donde se observa el ingreso de gases de alta temperatura hacia un depósito hidrotermal bifásico al oeste de la cámara, cuya descarga alimenta la fumarola, compatible con un sistema a 315 °C (Cinzia et al., 2017). Estas condiciones, junto con las manifestaciones térmicas superficiales, confirman que Nereidas presenta alta permeabilidad y temperatura sostenida por el entorno volcánico del VNR que se mantiene de forma continua gracias al ambiente volcánico (Figura 19).

Figura 19 Sección transversal C-C' del modelo de permeabilidad.

Nota: Tomado de (Cervantes et al., 2019)

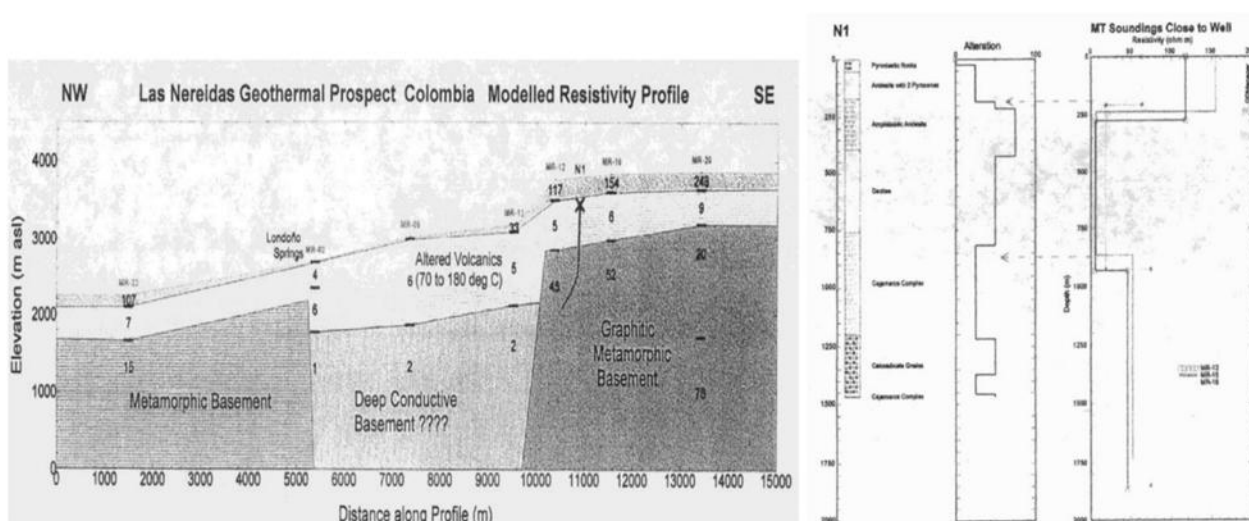
3.2 Formulaciones Geofísicas

En el Complejo Volcánico Nevado del Ruiz (VNR), diversas campañas geofísicas y geoquímicas han permitido construir modelos preliminares del sistema geotérmico. Estos estudios aportan bases teóricas esenciales para entender la temperatura, estructura, geometría y dinámica del sistema, fundamentales para el desarrollo del modelo geotérmico conceptual estático.

Los estudios geofísicos se agrupan en aquellos que caracterizan estructuras geológicas y los que estiman indirectamente la temperatura. Entre ellos, la resistividad eléctrica ha sido clave para delimitar la extensión lateral del yacimiento, directamente relacionada con su capacidad de generación energética. Además, los datos magnéticos y gravimétricos permiten identificar fallas y cuerpos intrusivos. La técnica magnetotelúrica (MT) se destaca por revelar componentes del sistema como la capa sello, la fuente de calor y el yacimiento, mediante contrastes en resistividad. Complementariamente, la perforación de pozos someros para medir el gradiente térmico ayuda a inferir la dirección del flujo geotérmico (Rojas, 2012).

Uno de los primeros perfiles MT fue presentado por Designpower genzl (1997), mediante interpolación de modelos 1D en el entorno del pozo Nereidas-1. Este autor identificó una buena correlación entre zonas de alteración hidrotermal y capas de resistividad media (MR 12-15-16), interpretando la formación Cajamarca como una secuencia grafitosa del basamento, respaldada por modelos MT como se observa en la Figura 20.

Figura 20 Perfil NW-SE obtenido de la interpolación de modelos 1D, Correlación pozo N1 y modelos MT 1D.



Nota: Tomado de Designpower genzl, (1997), *Nevado del Ruiz Geothermal Prospect, Nereidas Exploration Well N1, Post Drilling Scientific Review*.

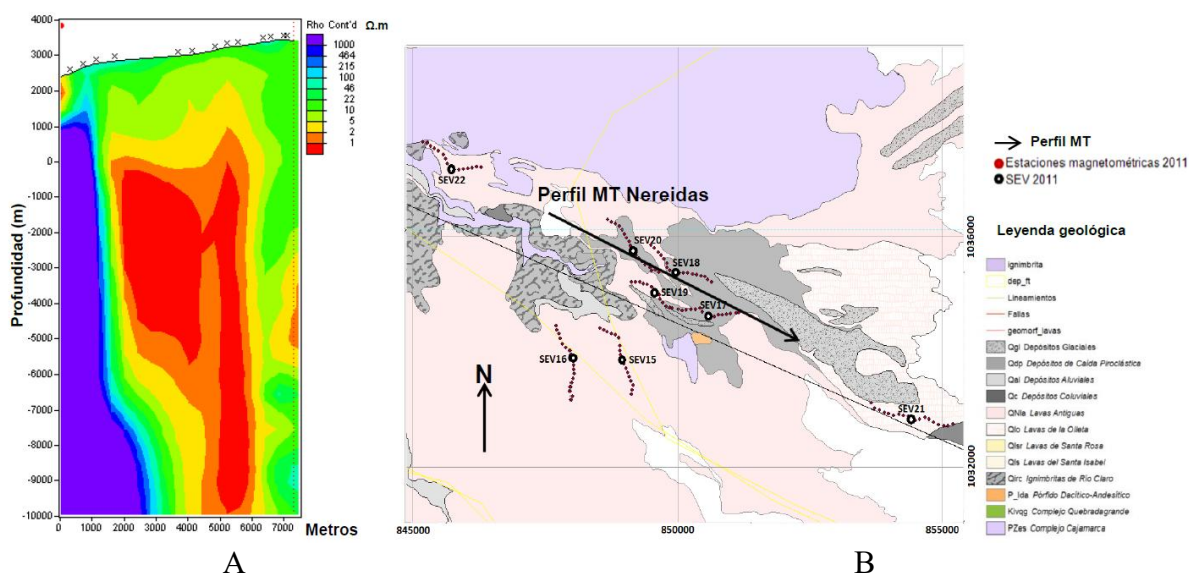
Rojas en (2012), basándose en datos de gravimetría, magnetometría y geoelectrónica adquiridos por CHEC (1983) y posteriormente complementados entre 2010 y 2011 por el Servicio Geológico Colombiano (SGC), la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), la Universidad Nacional de Colombia (UNAL) y una firma externa, identificó características que sugieren la posible existencia de un campo geotérmico en el VNR.

El gradiente geotérmico fue estimado por dos métodos el primero, mediante perfiles geofísicos que ubican la isoterma de Curie a 2,5 km de profundidad, con gradientes entre 160 °C/km y 200 °C/km en las zonas occidental y norte del VNR; y segundo, a partir de registros eléctricos y térmicos obtenidos en dos pozos perforados entre 2011 y 2012. El Pozo 1 (300 m)

presentó un gradiente de 100 °C/km, y el Pozo 2 (240 m) y otro pozo exploratorio, con gradientes de hasta 160 °C/km, en función de su proximidad al sistema geotérmico.

Asimismo, se adquirieron 105 sondeos magnetotelúricos, destacando un perfil de 14 sondeos alineado con la Falla de las Nereidas. Este perfil, con una extensión de 7200 m y profundidad de 15 000 m, se interpretó con el algoritmo de Bostick (1D), revelando un gran conductor central, de baja resistividad y distribución lateral amplia, posiblemente asociado a un cuerpo intrusivo de alta temperatura o zona de mineralización significativa en la Figura 21 se observa los resultados (Rojas, 2012).

Figura 21 Mapa de perfil magnetotelúrico Nereidas y Perfil magnetotelúrico 1D paralelo a la falla de Nereidas obtenida con el algoritmo de Bostick.

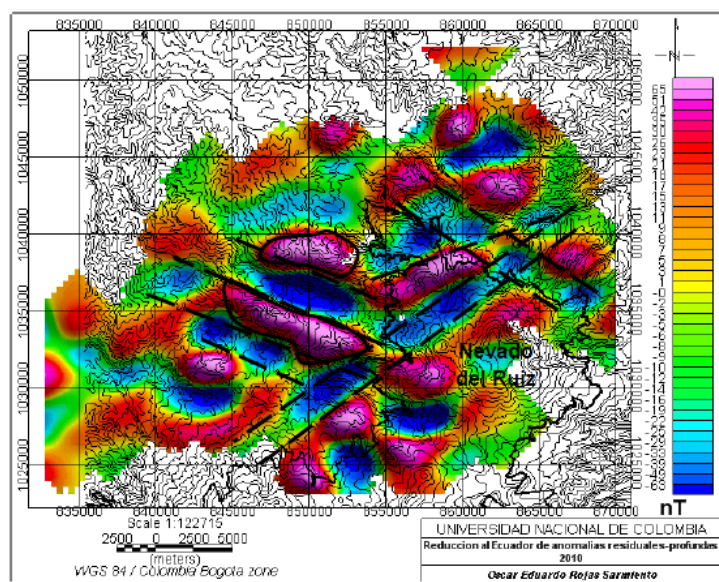


Nota: Tomado: A de (Rojas, 2012), para B (Rojas, 2012) citó la modificación de UNAL (2010).

El análisis conjunto de susceptibilidad magnética, conductividad eléctrica y térmica evidencia una anomalía magnética principal alineada con la Falla Nereidas, lo que confirma la presencia de un cuerpo conductor en esta área (Rojas, 2012; Velásquez Piedrahita, 2015). En la Figura 22, se observan dos zonas de alto campo magnético delimitadas por estructuras NE y NW, asociadas a baja susceptibilidad magnética, atribuida a intensa alteración hidrotermal.

Estas zonas, caracterizadas por baja susceptibilidad y resistividad, podrían corresponder a la capa sello del sistema (Rojas, 2012).

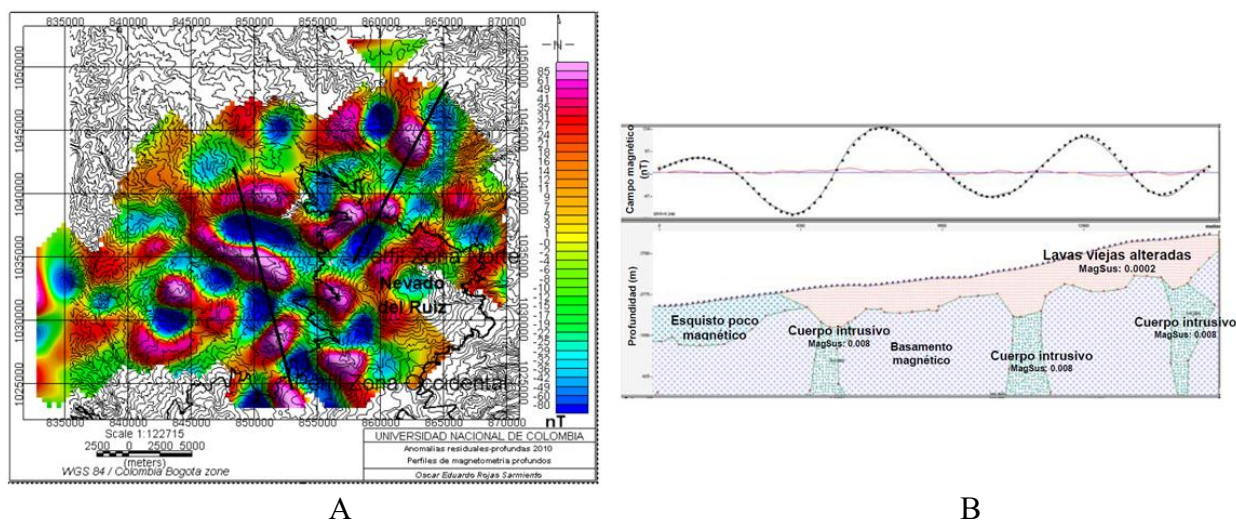
Figura 22 Zonas de anomalías residuales de susceptibilidad magnética



Nota: Tomado de (Rojas, 2012)

Sumado a esto, Rojas (2012) analizó la susceptibilidad magnética de las anomalías residuales profundas en la zona Nereidas, obteniendo un perfil que, según la interpretación, indica la presencia de sistemas de intrusiones vinculados a fallas inferidas se puede observar en la Figura 23.

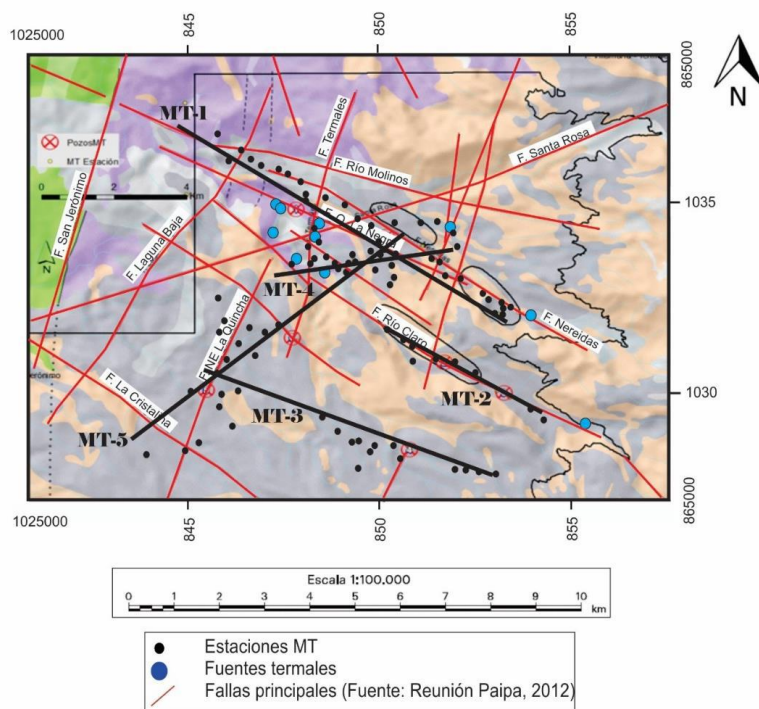
Figura 23 Mapa y perfil de susceptibilidad magnética de las anomalías residuales –profundas.



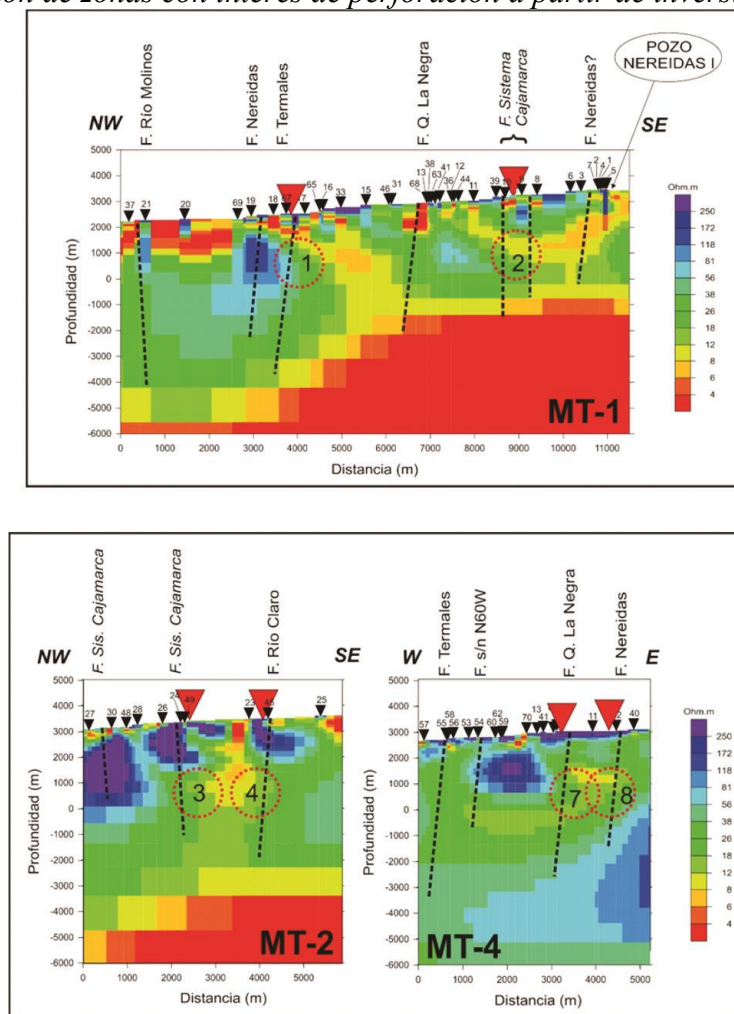
Nota: A es el mapa de Anomalías residuales-profundas, B es el Perfil de magnetometría en la zona de Nereidas. Tomados de (Rojas, 2012).

Herrera, (2021), citando a Arzate et al. (2012), reporta un análisis 1D y 2D de 89 sondeos magnetotelúricos en el área del Nevado del Ruiz, con el fin de evaluar su potencial geotérmico e identificar zonas de mayor interés hidrotermal. Se concluye que los yacimientos suelen estar confinados por sellos arcillosos conductivos, siendo más prometedoras las zonas donde coinciden fallas y anomalías de baja resistividad o flujos ascendentes. En la Figura 24 se muestran los perfiles MT, y en la Figura 25 los puntos de perforación propuestos sobre el área de Nereidas.

Figura 24 Mapa de localización sondeos MT modelados

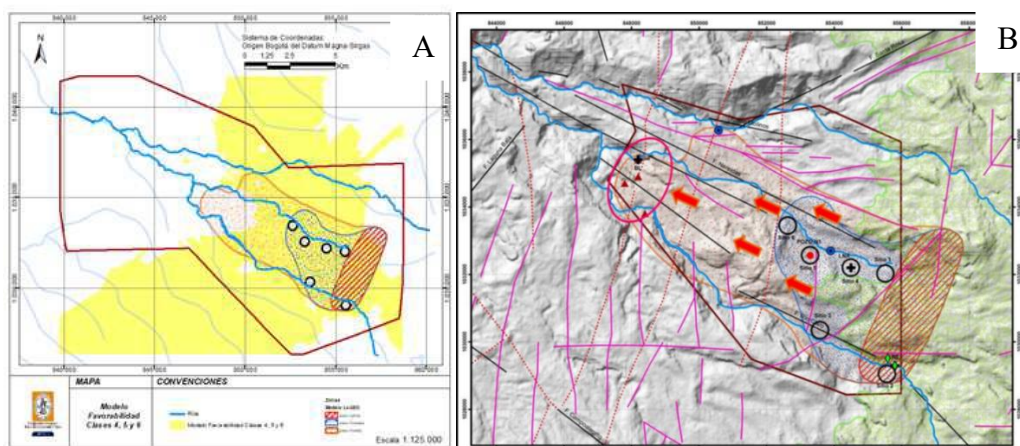


Nota: Tomados de Herrera, (2021) quien citó a Arzate et al. (2012)

Figura 25 Localización de zonas con interés de perforación a partir de inversión 2D MT

Nota: Tomados de Herrera, (2021) quien citó a Arzate et al. (2012)

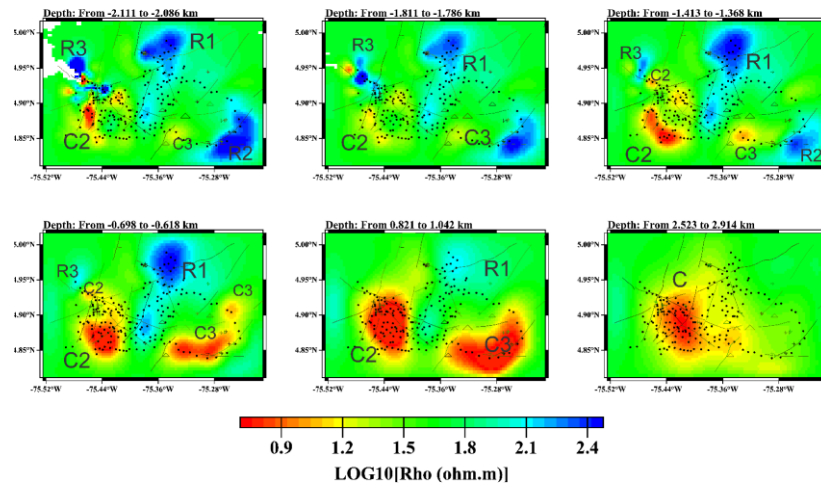
Junto con lo anterior, EPM ha desarrollado estudios de magnetotelúrica, geología estructural y geoquímica para identificar zonas prioritarias de aprovechamiento geotérmico. Con base en estos, Zuluaga Valencia & Londoño Ciro, (2022) propusieron un modelo conceptual basado en anomalías gravimétricas, de Bouguer y del campo magnético, ajustando superficialmente los puntos de perforación, como se muestra en la Figura 26. Estos autores, junto con López Palacio, (2019), identifican zonas de potencial geotérmico con orientación NO-SE, alineadas con las fallas Río Claro y Las Nereidas. Las áreas de interés coinciden con la zona de favorabilidad definida por el modelo gravimétrico y magnetotelúrico del estudio de (Zuluaga Valencia & Londoño Ciro, 2022) y que se abordaron anteriormente.

Figura 26 Blancos de perforación en vista superficial del área Nereidas

Nota: Figura (A) Modelo favorabilidad respecto a modelo geotérmico (Zuluaga Valencia & Londoño Ciro, 2022) *Modelo de adecuabilidad para representar zonas de favorabilidad para la explotación de un depósito geotérmico*, Figura (B) (López Palacio, 2019) *(Blancos de perforación proyecto geotérmico valle de nereidas macizo volcánico del ruiz Central Hidroeléctrica De Caldas SA ESP CHEC)*.

Herrera (2021) incorporó al área un modelo resistivo 3D del área geotérmica del Nevado del Ruiz, a partir de la inversión de datos de resistividad aparente y funciones de transferencia magnética vertical de 188 sondeos magnetoteléuricos realizados por el Grupo de Investigación Geotérmica del SGC. Se identificaron estructuras resistivas (R1 y R2), posiblemente asociadas a lavas antiguas del Ruiz o plutones, cuya alta resistividad podría relacionarse con la circulación de fluidos a través de fracturas como la Cueva Pirineos y la Falla Pico Terrible. También se detectaron estructuras conductivas (C2 y C3), potenciales cuerpos magmáticos y fuentes de calor para los yacimientos del área Nereidas-Botero Londoño, observables según su variación altitudinal en la Figura 27 (Herrera, 2021).

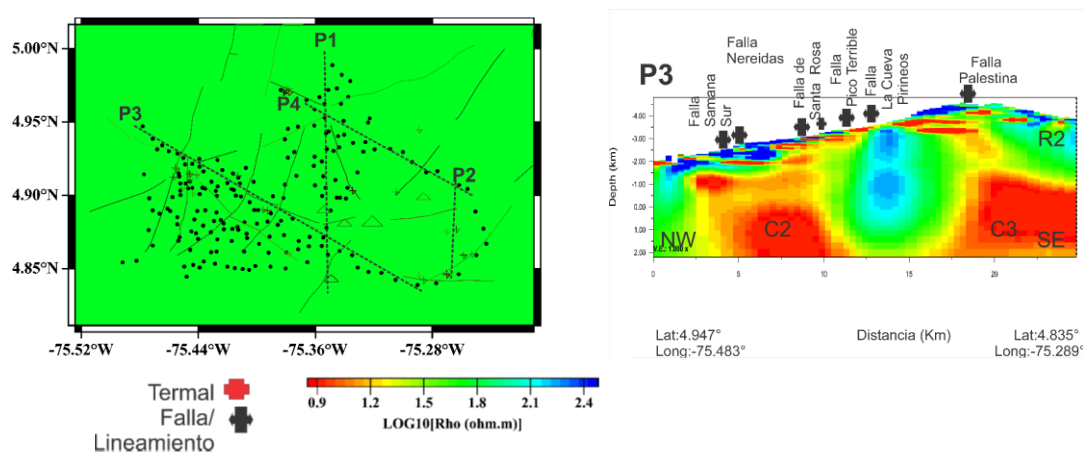
Figura 27 Vistas en planta del modelo 3D de cuerpos resistivos y conductivos del VNR.



Nota: Altura de referencia de la vista 3D es de 4811 m.s.n.m. de la vista. Tomado de (Herrera, 2021)

La estructura R1 parece extenderse hacia el sur, entre las estructuras C2 y C3 (Figura 27 y Perfil 1 en la Figura 28). No obstante, en esta región, su resistividad es menor en comparación con la porción norte de R1. Esta variación podría estar relacionada con la circulación de fluidos hidrotermales y/o magmáticos a través de fallas y fracturas, como la Cueva Pirineos y la Falla Pico Terrible. Por su ubicación, esta zona de resistividad baja a intermedia podría corresponder al yacimiento geotérmico asociado a los termales de Nereidas y Chorro Negro (Herrera, 2021).

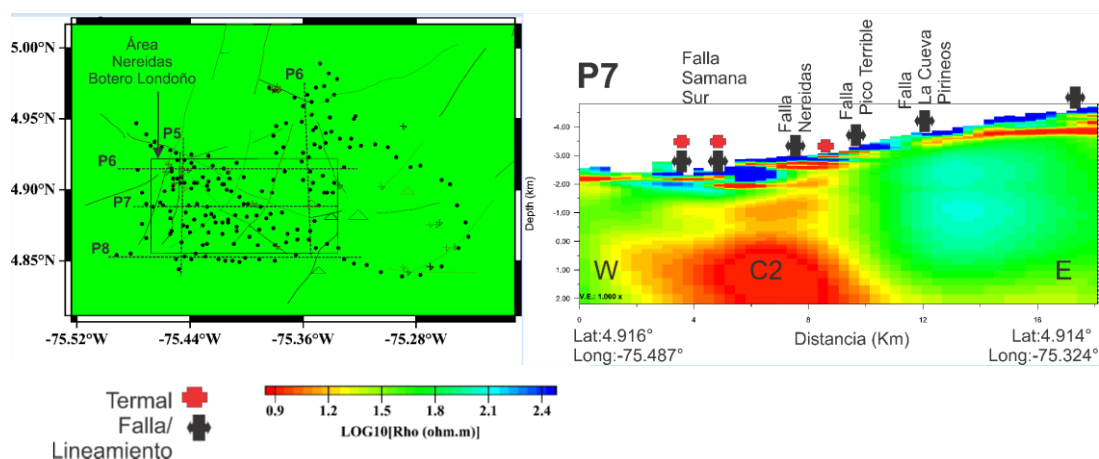
Figura 28 Localización de las estaciones de MT y Perfil P3 del área Nereidas-Botero Londoño



Nota: Perfiles del modelo MT 3D obtenido localizados dentro del área geotérmica de Nereidas-Botero-Londoño, Altura de referencia de la vista 3D es de 4811 m.s.n.m. de la vista. Tomado de (Herrera, 2021)

En el modelo, la sección de interés que se presenta en el Perfil 3 realiza un corte en las áreas geotérmicas de Nereidas-Botero Londoño y está conformada por la estructura conductiva profunda C2. Sobre esta, se identifica una zona de resistividad intermedia que suprayace una capa conductiva (Figura 29, perfil 7). La zona de resistividad intermedia es de interés geotérmico, ya que su aumento en resistividad podría indicar la presencia de minerales de alteración propilítica, mientras que la capa conductiva subyacente podría estar compuesta por minerales de alteración argílica. (Herrera, 2021)

Figura 29 Localización de las estaciones de MT y Perfil P7 del área Nereidas-Botero Londoño



Nota: Perfiles del modelo MT 3D obtenido localizados dentro del área geotérmica de Nereidas-Botero Londoño, Altura de referencia de la vista 3D es de 4811 m.s.n.m. de la vista. Tomado de (Herrera, 2021)

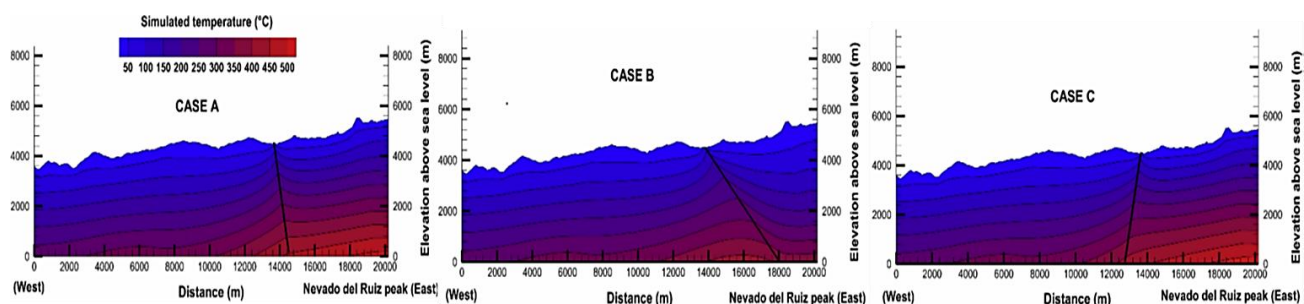
Según Herrera, (2021), citando a CHEC (1983) y Martínez et al. (2004), el área está cubierta principalmente por depósitos volcánicos terciarios y cuaternarios provenientes de varios volcanes, con espesores significativos, como los 752 m registrados en el pozo Nereidas-1 (Designpower genzl, 1997). Estos depósitos pueden albergar acuíferos someros o zonas de circulación hidrotermal. En el sector occidental, el basamento está compuesto por esquistos grafitosos del Complejo Cajamarca, lo que complica la interpretación de las estructuras conductivas, ya que la baja resistividad puede deberse tanto al basamento como a fluidos de alta salinidad.

3.3 Sistema de Fallas

Los principales riesgos en la evaluación de recursos geotérmicos incluyen la identificación de zonas con suficiente permeabilidad, la reducción de presión en el yacimiento y la sismicidad inducida. En este contexto, las fallas juegan un papel crucial en el control del flujo de fluidos y del transporte de calor (Jolie et al., 2021), especialmente en sistemas asociados a fuentes magmáticas, como el VNR, donde las fallas impactan significativamente la circulación de fluidos Mejía, (2012). La eficiencia de la transferencia térmica depende de la distancia del flujo recorridos más largos implican menor disipación de calor. Las fracturas horizontales resultan más eficaces por su mayor interacción con el volumen del yacimiento (Moreno et al., 2018).

El análisis de las fallas cercanas al pozo Nereidas-1 es fundamental, ya que las estructuras del Complejo Cajamarca controlan la permeabilidad del campo geotérmico Moreno et al., (2018b). Dada la limitada información sobre la inclinación de las fallas, se asume un buzamiento subvertical ($\sim 85\text{--}90^\circ$), con predominio de movimientos de rumbo deslizante. Para explorar su influencia, Moreno et al. (2018b) desarrollaron un modelo 2D de flujo y transferencia de calor en la falla Samaná Sur, integrando datos petrográficos, propiedades hidráulicas y geometrías estructurales.

El modelo (Figura 30) mostró que la geometría de las fallas (buzamiento y orientación) controla el gradiente hidráulico y la eficiencia del transporte térmico. Buzamientos $<90^\circ$ (Casos A y B) favorecen flujos ascendentes y elevadas temperaturas simuladas, mientras que buzamientos $>90^\circ$ (Caso C) reducen la eficiencia térmica. El Caso B resultó más favorable por su cercanía a la fuente de calor y mayor interacción fluido-roca, destacando la importancia del análisis estructural en la evaluación del potencial geotérmico.

Figura 30 Distribución de temperatura simulada de acuerdo con el buzamiento

Nota: Buzamientos 80° SE (CASO A), 45° SE (CASO B) y 80° SW (CASO C). Tomado de (Moreno et al., 2018).

Cabe destacar que esta investigación se centra en las fallas Pico Terrible, Cueva Pirineos, Río Claro y Nereidas, las cuales definen un arreglo poligonal próximo al pozo Nereidas-1 que se puede ver en la Figura 14, por ello solo se profundiza en estas fallas. Entrando en detalle estas estructuras son catalogadas y descritas en función de su dirección geográfica (rumbo/buzamiento), concediendo una caracterización sistemática de su geometría y posible relación con los flujos hidrotermales y de temperatura en la zona. Enfoque que proporciona un marco de referencia para evaluar su influencia en el sistema geotérmico estudiado.

3.3.1 Fallas con dirección NE-SO

La falla Pico Terrible con dirección NE-SO, denominada localmente como Tosca-El Descanso, es una estructura dextral que intercepta transversalmente las fallas Nereidas y Río Claro. Su presencia induce curvaturas dextrorsas en los sistemas del río Claro, quebrada Nereidas, lo que evidencia su carácter tectónicamente más joven respecto a otras estructuras del área (Cervantes et al., 2019; Martínez et al., 2014a). La intersección entre Pico Terrible y la falla Nereidas constituye una zona estructuralmente favorable para el desarrollo de permeabilidad secundaria, facilitando la circulación de fluidos y la presencia de andesitas densamente fracturadas y depósitos de lahar gruesos con alta porosidad que pueden mejorar el

flujo de fluidos (Oviedo et al., 2023). El modelo estructural de Cervantes (2019) asigna a esta falla un buzamiento subvertical $\sim 85^\circ$ inferido.

La falla Cueva Pirineos, con orientación NE-SO, se localiza entre las estructuras de falla de Pico Terrible y Nereidas. Aunque escasamente es caracterizada en la literatura, su traza superficial ha sido documentada en cartografía geológica regional. La evidencia sugiere un comportamiento similar al sistema Pico Terrible, presentando probablemente un movimiento dextral. Esta falla intercepta transversalmente a la zona de Nereidas, entre otras estructuras. En el estudio de Cervantes (2019) se representa con geometría subvertical ($\sim 85^\circ$ hacia el este), análoga a Pico Terrible.

3.3.2 Fallas con dirección NO-SE

Las fallas de Nereidas y Río Claro se caracterizan por la presencia de aguas termales y por su control estructural de los cauces de los ríos, de donde derivan sus nombres (Moreno et al., 2018). Así mismo el régimen de tensión extensional de las fallas que están en esta dirección, pueden permitir circulación de fluidos. (Oviedo et al., 2023)

La falla Nereidas, cuya caracterización actual deriva principalmente de estudios conjuntos entre la Universidad de Caldas y la empresa CHEC, constituye un elemento estructural clave en la región. Esta estructura, debe su nombre a la quebrada Nereidas y tiene su origen de esfuerzos regionales extensivos y compresivos clasificada como una falla sinistral normal. Presenta evidencias de actividad hidrotermal asociada a condiciones tectónicas favorables para la circulación de fluidos. En particular, la estructura corresponde a una falla normal con componente lateral izquierdo, con una orientación predominante NO-SE y un buzamiento hacia el NE. Si bien observaciones iniciales sugerían un buzamiento subvertical, estudios han profundizado el análisis y proponen un buzamiento moderado de $50-60^\circ$, que ha sido propuesto por la Universidad de Caldas. Así mismo para el estudio de Cervantes, (2019) se adoptó un valor intermedio de 75° NE, que representa un consenso técnico entre las

diferentes interpretaciones (Cervantes, 2019; Diaz Gil & Aguirre, 2014; Martínez et al., 2014; Rosero Portilla, 2023).

La falla Río Claro se basa en información recopilada por la Universidad de Caldas y CHEC, al igual que en el caso de la falla Nereidas. Su nomenclatura hace referencia al río que corta y que controla estructuralmente en algunos segmentos. Se trata de una falla normal con dirección NO-SE y se clasifica como una falla transcurrente siniestral con un posible buzamiento subvertical y se formula que sea aproximadamente de 75° hacia el NE, basado en evidencias del campo de circulación hidrotermal fósil. (Cervantes, 2019 quien citó a Central Hidroeléctrica de Caldas – CHEC 1983; Rosero Portilla, 2023).

3.4 Pozo Nereidas-1

Colombia cuenta con un único pozo exploratorio geotérmico, denominado Nereidas 1 (N1), ubicado en el flanco occidental del volcán Nevado del Ruiz (4°53'34.77"N, 75°24'15.36"W). Este proyecto fue encargado por CHEC y ejecutado por GEOENERGIA ANDINA SA (GESA) en 1997, representa el primer intento de exploración geotérmica en el país (G. Rodríguez et al., 1997). El pozo, perforado a una altitud de 3.450 msnm, alcanzó una profundidad final de 1466 m (4.818 ft), significativamente menor a la profundidad objetivo de 2.000 m, debido a complicaciones técnicas causadas por una falla geológica que desvió la trayectoria de perforación después de los primeros 800 m verticales (Velásquez Piedrahita, 2015).

Los estudios realizados en Nereidas 1 revelan que esta seco y despresurizado actualmente, con un estado de sellado, y lo convierte en un pozo en estado fallido para un aprovechamiento tradicional con explotación hidrotermal (Designpower genzl, 1997; J. A. O. González, 2021), no obstante, la perforación proporcionó valiosa información estratigráfica, identificando siete unidades litológicas con distintos grados de alteración hidrotermal. Las mediciones directas registraron temperaturas de aproximadamente 200°C, mientras que

análisis mineralógicos posteriores sugirieron temperaturas potencialmente superiores a 250°C en el yacimiento, esto basado en la presencia de epidota en las rocas del basamento (Monsalve et al., 1998). Aquellos estudios también identificaron indicadores de permeabilidad secundaria, revelado por las vetas de metamorfismo de contacto con adularia y albita en esquistos, además de mineralizaciones de pirita.

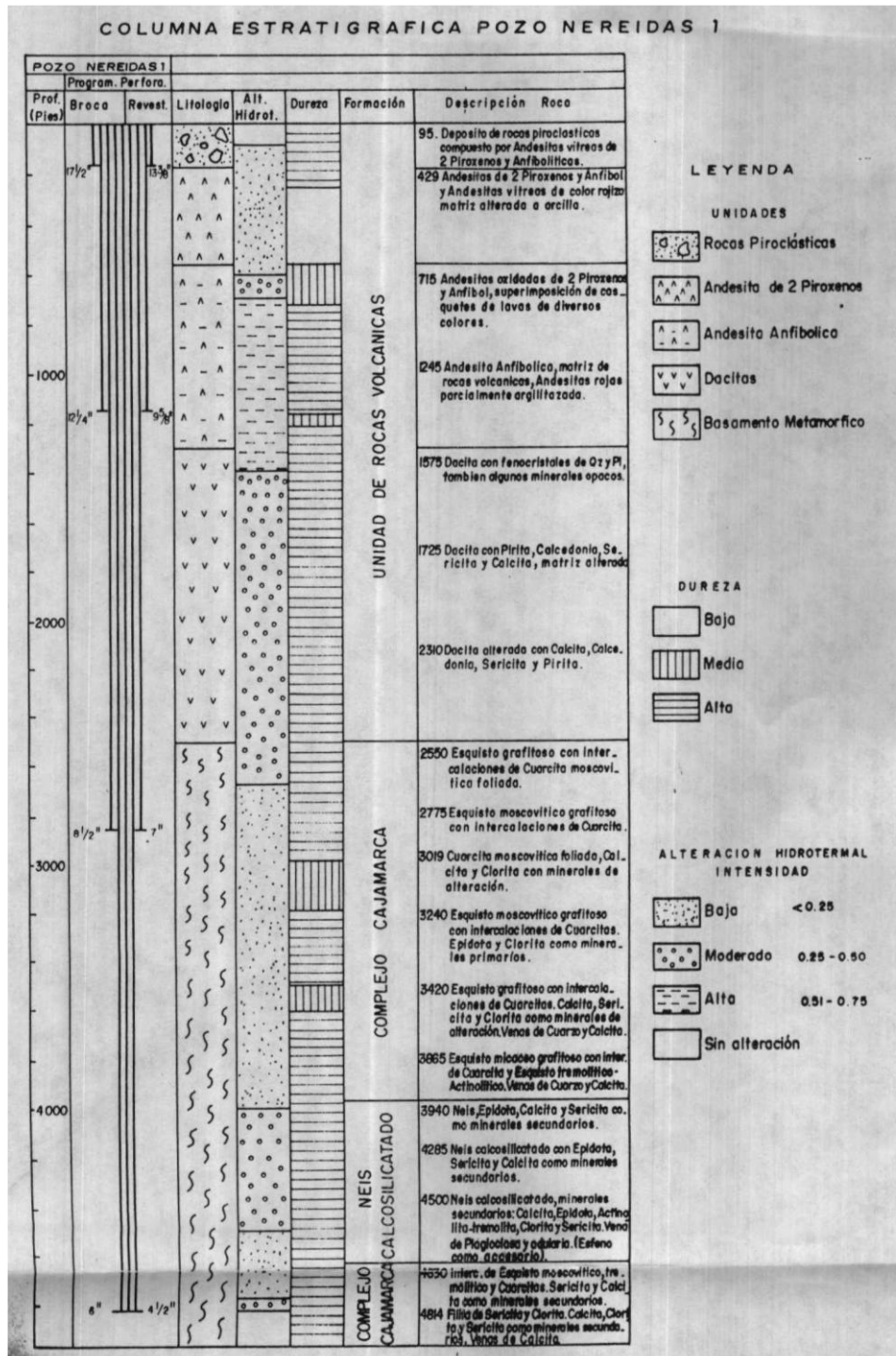
Según los datos estratigráficos del pozo N1 documentados por (Designpower genzl (1997), la perforación alcanzó el basamento a 750 m de profundidad, tras atravesar una secuencia compuesta por piroclastos, andesitas y dacitas. En la Figura 31 se encuentran los registros estratigráficos, parte del programa de perforación y las características de alteración hidrotermal reportados, donde resalta la presencia de laumontita entre los 1221 y 1224 m, así como de epidota entre los 1372 y 1374 m, lo cual indica condiciones termales superiores a 250°C. Rodríguez et al (1997)

Algunos estudios adicionales sugieren temperaturas de yacimiento que pueden oscilar entre 250 y 260 °C por medio de los geotermómetros geoquímicos aplicados; sin embargo, al considerar el contexto geovulcanológicos y las manifestaciones termales, estas estimaciones podrían variar, como el análisis realizado de la fumarola de Nereidas que refiere su compatibilidad con un sistema bifásico de una temperatura de 315°C (Cinzia et al., 2017) y sumado a esto DesignPower Genz (1997) señaló que la composición química de los fluidos del pozo N1 presenta similitudes con los de los termales de Nereidas y Botero Londoño, lo que sugiere que la falla Nereidas ubicada cerca del pozo actúa como una zona de permeabilidad que favorece el movimiento de fluidos y la transmisión de temperatura.

Adicionalmente, según los proyectos de desarrollo evaluados por EPM-CHEC e ISAGEN en el sector de la ladera occidental del Nevado del Ruiz, se contempla la instalación de una planta geotérmica con capacidad de 50 MWe en cada uno de los estudios realizados, lo que sugiere un potencial mínimo de generación de por lo menos 100 MWe pero no se especifica

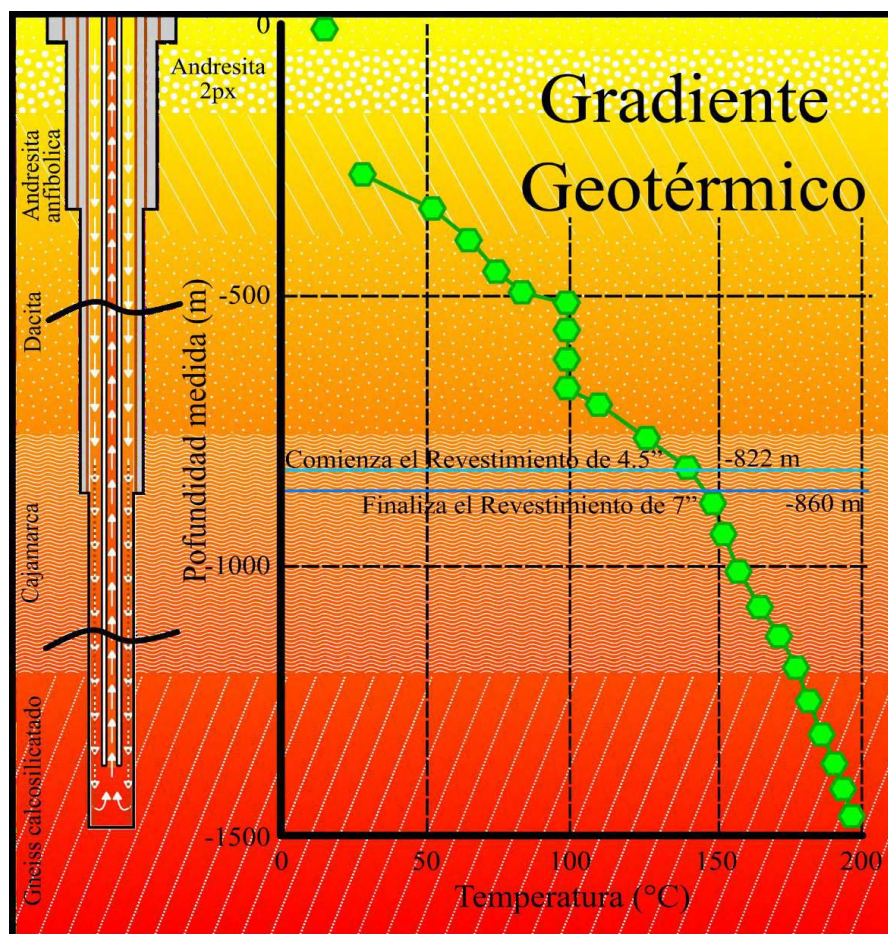
área específica ni recurso considerado. (Alfaro et al., 2005; Bona & Coviello, 2016; Cervantes, 2019; González, 2021).*+

Figura 31 Columna descriptiva de las condiciones de Pozo Nereidas 1.



Nota: Tomada de Rodriguez et al., (1997)

En línea con este planteamiento, un segundo escenario planteado es un sistema geotérmico avanzado (AGS) coaxial vertical, integrado el diseño del pozo existente con una planta binaria de alta entalpía en cabeza de pozo. El análisis se centra en el uso del pozo Nereidas 1, donde la profundidad perforada medida es de 1469 m y una profundidad vertical de 1363. La Figura 32 presenta el perfil térmico y la geometría del pozo en estudio, donde se registra un gradiente de temperatura que alcanza los 197 °C en la zona más profunda. La configuración del pozo es de un revestimiento cementado de 7" (casing) desde superficie hasta 860 m de profundidad, y un tramo inferior de revestimiento no cementado de 4.5" (liner) perforado, que se extiende desde los 822 m hasta el fondo del pozo. Sobre esta estructura se implementa el sistema de intercambio de calor, el cual consiste en un arreglo coaxial del tipo AGS (Advanced Geothermal System), donde se emplean tuberías concéntricas de 2 $\frac{7}{8}$ " (exterior) y 1.9" (interior) con una longitud total proyectada de 1400 m donde el espacio interno de estas dos tuberías está en condiciones de vacío para generar el aislamiento para la producción, así mismo se plantean caudales entre 5.7 L/s – 40 L/s (492.48 – 3456 m³/d). Esta configuración permite optimizar la transferencia térmica entre el fluido geotérmico y el sistema de superficie, aprovechando tanto la sección entubada como la zona de liner perforado para maximizar el contacto con el yacimiento (González, 2021; González, 2022).

Figura 32 Temperatura vs. Profundidad medida (MD), junto con un esquema del pozo.

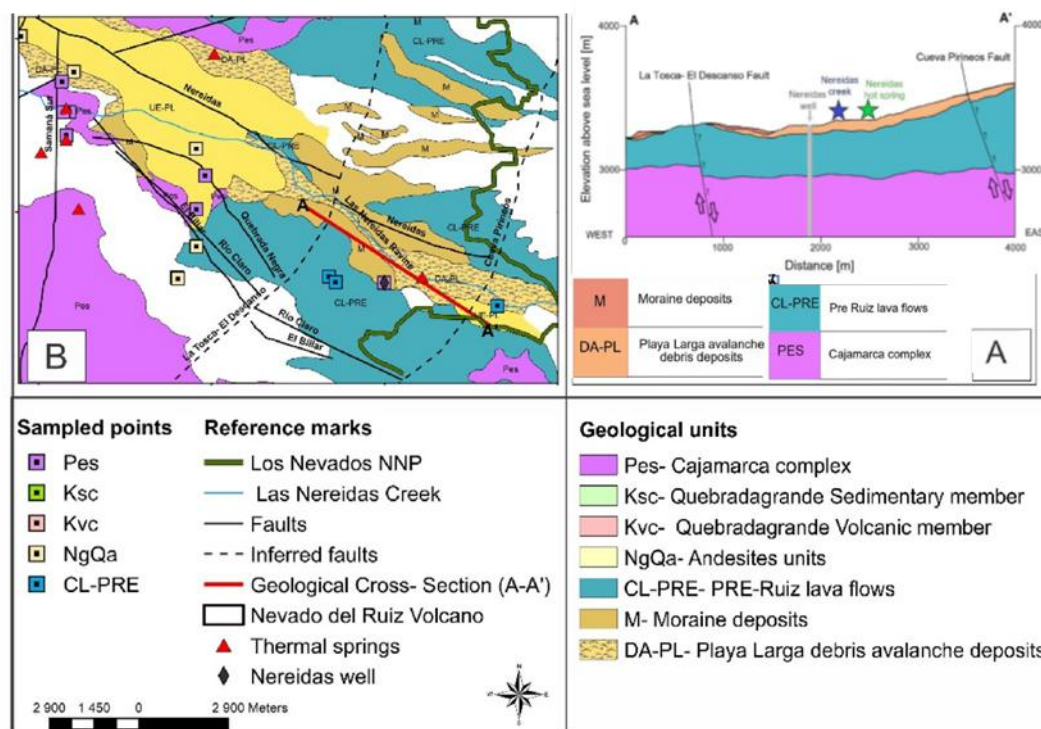
Nota: Tomado de (J. A. O. González, 2022)

3.5 Estructura y estratigrafía – litología

Esta investigación se enfoca en el análisis estratigráfico delimitado por el sistema de fallas Pico Terrible, Cueva Pirineos, Río Claro y Nereidas, las cuales conforman un arreglo poligonal de la intersección de las principales fallas adyacentes al pozo Nereidas 1, estableciendo los límites espaciales del estudio. Estas estructuras, documentadas sistemáticamente durante décadas, han permitido caracterizar su petrología, su potencial asociación con flujos hidrotermales y de temperatura regional. Este marco conceptual facilita la evaluación de su incidencia en el sistema geotérmico en estudio, con énfasis en tres facies estratigráficas claves que son el Complejo Cajamarca (PES/grupo pelítico) unidad basal

alcanzada por el pozo Nereidas 1; las secuencias volcánicas del Conjunto de Lavas Pre-Ruiz (CL-PRE); y la Andesita (NgQa) la cual se puede ver en la figura 33.

Figura 33 Perfil del Área de Nereidas junto con un esquema de unidades geológicas.



Nota: Tomado de (Oviedo et al., 2023) quien se basó en los mapas de (H. González, 2001) y (Martínez et al., 2014b)

Aunque estos grupos litológicos presentan estratigrafías internas compuestas por múltiples unidades, su representación se ha simplificado en tres principales, conforme a la literatura y debido a la limitada disponibilidad de datos para diferenciar subunidades. Esta investigación se enfoca en las propiedades térmicas y petrofísicas de dichas formaciones, fundamentales para las simulaciones numéricas posteriores.

En este marco, los resultados de Oviedo et al. (2023) son especialmente relevantes, al proporcionar datos de laboratorio sobre 113 muestras superficiales y núcleos del pozo Nereidas 1 (a 1225, 1375 y 1468 m de profundidad), incluyendo conductividad térmica, capacidad calorífica, porosidad y permeabilidad. De forma complementaria, Urrea Rivera et al. (2023) analizaron la permeabilidad secundaria y conectividad de fracturas en las zonas VNR

(altamente fallada) y Marulanda-Manzanares (MM) menos afectada, mediante integración de análisis petrográficos, muestreo en afloramientos y mediciones in situ de aperturas mecánicas. Si bien estos datos fueron obtenidos en condiciones superficiales y pueden estar afectados por la meteorización, constituyen una base preliminar útil para comprender el comportamiento hidráulico del medio fracturado en el área de estudio.

3.5.1 Complejo Cajamarca

El Complejo Cajamarca representa una unidad heterogénea polimetamórfica compleja, formada mediante múltiples eventos de presión y temperatura (Rosero Portilla, 2023). Es considerado el basamento regional de los Andes colombianos anterior al vulcanismo y se encuentra cubierto por depósitos volcánicos recientes del Nevado del Ruiz (Vélez et al., 2018), el complejo muestra una marcada deformación evidenciada por pliegues a diversas escalas, su importancia como potencial yacimiento geotérmico en VNR radica en la presencia de intrusiones magmáticas del Stock Manizales y el Batolito El Bosque, los plutones granitoides inferidos que presentan alta rigidez y ejercen un comportamiento frágil, y son los más probables para albergar redes de fracturas que son imperativas para la permeabilidad, ya que se consideran críticas para comprender el potencial geotérmico.

El Complejo Cajamarca esta compuesto por cuatro miembros principales el pelítico, máfico, calcáreo y silíceo, algunos de los minerales presentes en estas unidades toman el color verde, por el hecho de que empieza la cloritización y epidotización de la roca, así mismo se han identificado que las facies de cuarzo, carbonatos, plagioclasa, biotita y albita-epidota suelen indicar alteraciones hidrotermales entre 150 y 400 °C. (Cervantes et al., 2019; González-García et al., 2015; González-García & Jessell, 2016; Rosero Portilla, 2023), adicionalmente por otros análisis petrográficos se confirman la presencia de minerales hidrotermales (calcedonia, calcita cerca de la zona de fallas) (Moreno et al., 2018; Vélez et al., 2018).

Los estudios recientes de Oviedo et al., del (2023) destacan la notable heterogeneidad del Complejo Cajamarca, que se detalla particularmente en sus unidades de cuarzo (Pq), esquistos (Pes) y metasedimentitas (Pmm). Los análisis de conductividad térmica (CT) revelan valores entre 1.70 y $5.10 \text{ W m}^{-1}\text{K}^{-1}$ con una media de $2.9 \text{ W m}^{-1}\text{K}^{-1}$, hecho que varía según el contenido mineral de la roca y su porosidad, por ende, explica los diferentes rangos en los que los máximos son asociados a contenidos elevados de cuarzo y grafito, así como de la porosidad (Clauser, 2011; Ye et al., 2022). La capacidad calorífica (HC) oscila entre 1.70 y $3.90 \text{ MJ m}^{-3}\text{K}^{-1}$ con una media de $2.5 \text{ MJ m}^{-3}\text{K}^{-1}$, mientras que la permeabilidad matriz es notablemente baja (0.001 - 2.93 mD) con una media de 0.038 mD , con porosidades que oscilan entre 0.6% y 9% con una media de 3.4% .

A nivel general el Complejo Cajamarca se caracteriza por rocas metamórficas de baja permeabilidad primaria, pero muestra una importante permeabilidad secundaria a causa de las múltiples convergencias de fallas que se observan en el campo, es así como la permeabilidad secundaria emerge como el factor importante y en el estudio de Urrea Rivera et al. (2023) se reportan valores de fracturas en VNR (Pes: $3.59 \times 10^{-7} \text{ m}^2$ ($3.6375 \times 10^8 \text{ mD}$)) que superan en varios órdenes de magnitud a los de la matriz reportados por Oviedo et al. (2023) y Vélez et al. (2018). Es así como Vélez et al. (2018) al profundizar en la permeabilidad secundaria mencionaron que esta facilita los mecanismos de transferencia térmica por advección-convección. Así mismo Urrea Rivera et al. (2023) reporta otras muestras de las formaciones de interés del Complejo Cajamarca tomadas en Marulanda-Manzanares (MM) compuesto por el grupo de metasedimentos de (Pmm: $4.60 \times 10^{-7} \text{ m}^2$ ($4.6 \times 10^8 \text{ mD}$)), Grupo Pelítico del Complejo Cajamarca Cuarzo (Pq: $3.85 \times 10^{-7} \text{ m}^2$ ($3.9 \times 10^8 \text{ mD}$)), Grupo Pelítico del Complejo Cajamarca compuesto por de Esquisto Cuarzo-Sericítico (Pes: $9.94 \times 10^{-6} \text{ m}^2$ ($1.0072 \times 10^{10} \text{ mD}$)) lo que lleva a la transferencia de calor por advección y convección en donde se presentan las fracturas.

3.5.2 *Conjunto de lavas Pre-Ruiz y Andesita*

Las andesitas del área de estudio son similares composicionales con los flujos de lava Pre-Ruiz, los cuales exhiben un espectro petrogenético más amplio que abarca composiciones desde intermedias hasta félsicas. Estas unidades volcánicas se distinguen por presentar flujos de considerable espesor, caracterizadas por una elevada densidad de diaclasas y estructuras de enfriamiento desarrolladas (Oviedo et al., 2023; Rosero Portilla, 2023).

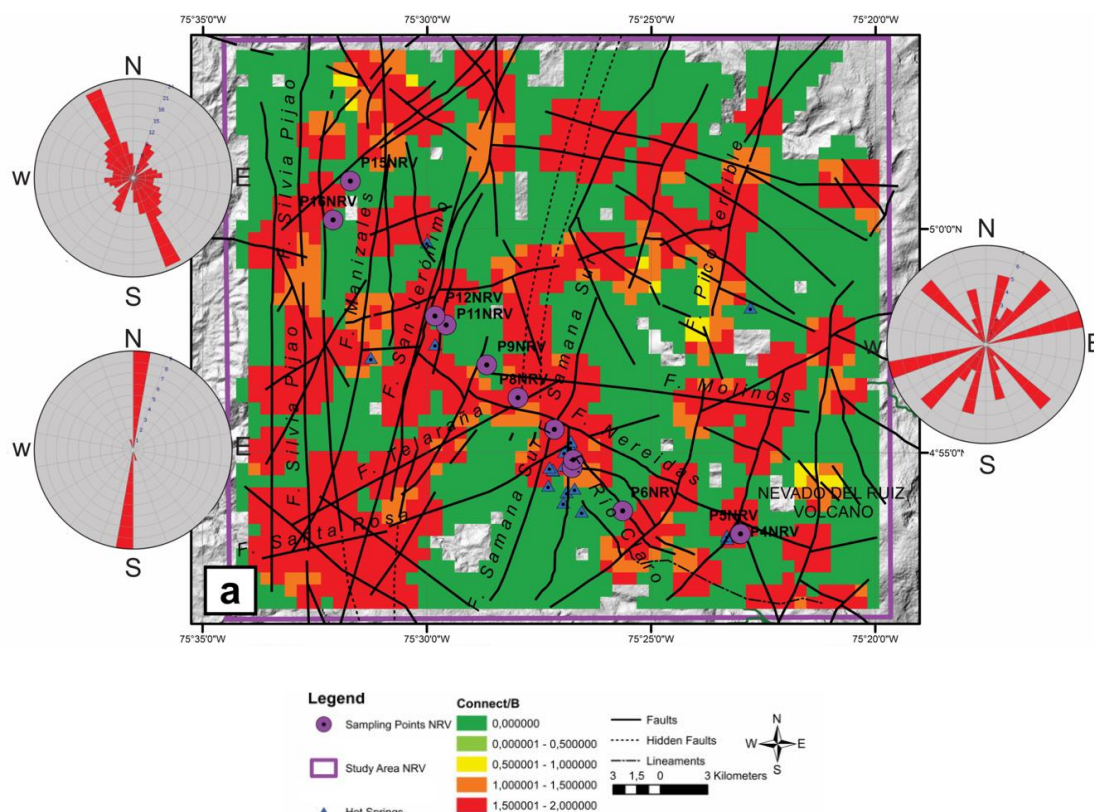
En la unidad de Andesita, los flujos volcánicos están compuestos por plagioclasa, anfíbol y piroxeno, con escaso contenido de cuarzo (Rosero Portilla, 2023). Entre las litologías ígneas extrusivas analizadas, la Andesita presenta los valores más altos de permeabilidad de matriz, con un rango entre 0.478 y 335.29 mD (media de 4.954 mD), acompañados de una porosidad significativa que oscila entre 3.4% y 18.4% (media de 10.7%). En cuanto a sus propiedades termofísicas, muestran una conductividad térmica (CT) con una media de 1.3 W m⁻¹K⁻¹ en el rango (0.9-1.9 W m⁻¹K⁻¹) y una capacidad calorífica media de 1.9 MJ m⁻³K⁻¹ en el rango (0.9-2.3 MJ m⁻³K⁻¹) (Urrea Rivera et al., 2023). Estas unidades andesíticas (NgQa) desarrollan una importante permeabilidad secundaria en el sistema geotérmico del VNR, con un valor promedio de 1.15×10⁻⁶ m² (1.16×10⁹ mD) en sus sistemas de fracturas (Oviedo et al., 2023)

En la unidad de los flujos de lava Pre-Ruiz se presentan valores relativamente bajos de conductividad térmica (CT), con un promedio de 1.5 W m⁻¹K⁻¹ (en el rango 1.4-1.6 W m⁻¹K⁻¹), lo que sugiere limitadas capacidades para la conducción térmica en comparación con otras unidades litológicas de la región. Estas rocas ígneas extrusivas exhiben una permeabilidad primaria moderada, oscilando entre 0.002 y 0.473 mD (media de 0.04 mD), acompañadas de una porosidad promedio del 9% (variando entre 5.4% y 19.5%). En cuanto a su capacidad calorífica, se registran valores medios de 2 MJ m⁻³K⁻¹ (en el rango 1.9-2.1 MJ m⁻³K⁻¹), indicando una moderada capacidad de almacenamiento de energía térmica (Urrea Rivera et al.,

2023). La permeabilidad secundaria asociada a sistemas de fracturas en estas unidades volcánicas (NgQa) alcanza valores de $1.66 \times 10^{-7} \text{ m}^2$ ($1.6 \times 10^8 \text{ mD}$) en el sistema geotérmico del VNR, superando significativamente la permeabilidad matricial (Oviedo et al., 2023).

Las diferencias en conductividad térmica (CT) entre las unidades estudiadas pueden atribuirse a variaciones en sus características petrofísicas. La unidad de Andesitas presenta valores de CT relativamente menores, lo cual se asocia directamente con su mayor porosidad y menor contenido de cuarzo en comparación con otras litologías. Este comportamiento es consistente con lo reportado en la literatura, donde la presencia de espacios porosos y la reducción de minerales altamente conductores como el cuarzo disminuyen la eficiencia en la transferencia de calor (Oviedo et al., 2023). Por el contrario, los flujos de lava Pre-Ruiz exhiben valores de CT ligeramente superiores, particularmente en aquellas muestras proximales al volcán, posiblemente relacionado con una menor porosidad efectiva y/o diferencias en su composición mineralógica secundaria.

Según los altos resultados de permeabilidad secundaria Urrea Rivera et al. (2023) desarrolló un modelo de conectividad, donde muestra los sectores de alta conectividad macroestructural que se puede observar en la Figura 34.

Figura 34 Mapa de conectividad a escala macroestructural

Nota: Tomado de (Urrea Rivera et al., 2023)

En el área del VNR, la mayoría de las fuentes termales se ubican en zonas de alta conectividad macroestructural, lo que confirma que la permeabilidad secundaria permite el flujo de fluidos en el área. Sin embargo, las muestras de Pes recolectadas en los sectores de alta conectividad macroestructural no necesariamente coinciden con los valores de mayor conectividad a escala microestructural (Urrea Rivera et al., 2023).

A nivel general se puede decir que la convergencia de los sistemas de fallas regionales ocasiona una intensa fracturación que compensa la baja permeabilidad matricial, permitiendo la circulación profunda de fluidos que alimenta las manifestaciones hidrotermales superficiales y que a su vez favorece la transferencia de calor en el medio (Vélez et al., 2018; Vélez Marquez et al., 2020). Esta configuración estructural, sumada a las propiedades termofísicas medidas, posiciona al Complejo Cajamarca como la unidad más promisoría para albergar recursos geotérmicos en el área de estudio.

En ese contexto los estudios realizados permiten establecer que tanto las Andesitas como los flujos de lava Pre-Ruiz con su considerable espesor y valores de conductividad térmica (CT) notablemente inferiores a los del Complejo Metamórfico Cajamarca, actúan como capas aislantes que contribuyen a la preservación local del calor. Particularmente, los flujos de lava Pre-Ruiz que suman características relevantes como su baja permeabilidad y porosidad que les confieren potencial para funcionar como barreras hidráulicas locales dentro del sistema geotérmico (Oviedo et al., 2023).

Se puede destacar que en los diversos estudios se destaca la permeabilidad secundaria y conductividad fueron de las variables que tenían mayor impacto en el potencial térmico que se puede transmitir (Urrea Rivera et al., 2023; Vélez et al., 2018).

4. Modelo conceptual de simulación de un yacimiento metamórfico de roca seca: aplicación en el área de Nereidas

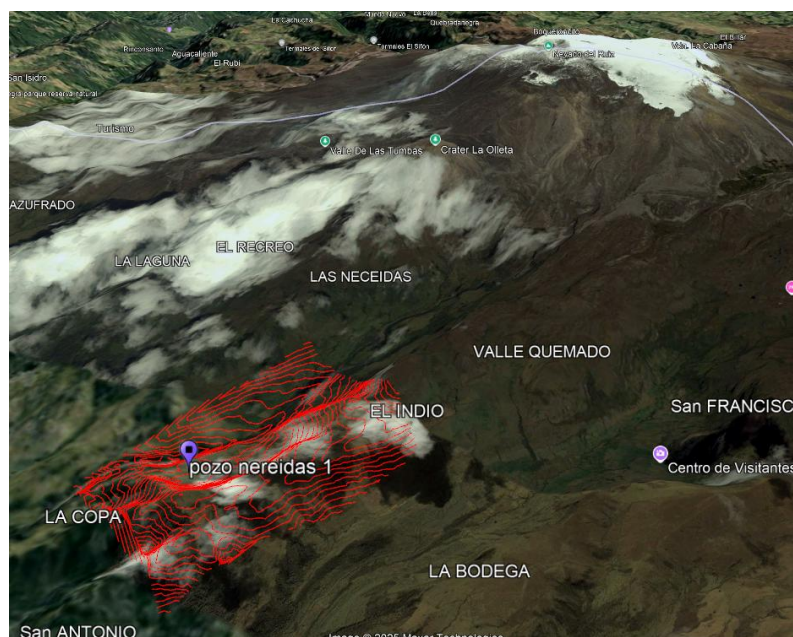
Este estudio desarrolla un modelo geotérmico estático y dinámico de roca seca caliente en el área circundante al pozo Nereidas-1. El modelo estático se centra en un sistema de roca seca caliente, dejando de lado los recursos hidrotermales ubicados en capas más profundas. Aunque el sistema hidrotermal de la zona ha sido investigado desde la década de 1970, la falta de información pública suficiente sobre el control estructural que ejercen las fallas sobre el flujo hidrotermal (González-García et al., 2015) justifica este enfoque alternativo, que permite aprovechar de manera óptima la infraestructura existente del pozo Nereidas-1.

Con base en esta evidencia científica, el estudio propone un modelo conceptual de roca seca sustentado en tres aspectos clave como la recopilación de información proveniente de estudios previos sobre el comportamiento petrofísico y termodinámica de estas formaciones; las condiciones del pozo, que alcanza estratos de roca seca con temperaturas superiores a 190 °C en su sección final; y la viabilidad de implementar sistemas AGS (Advanced

Geothermal Systems) y EGS (Enhanced Geothermal Systems) para la extracción directa de energía directamente de la roca seca. Esta aproximación innovadora ofrece ventajas significativas al permitir el aprovechamiento del gradiente geotérmico sin necesidad de explotar fluidos hidrotermales ni realizar perforaciones más profundas.

La delimitación del modelo se establece mediante un polígono definido por las características estructurales de las fallas Pico Terrible, Cueva Pirineos, Río Claro y Nereidas. La Figura 35 presenta una vista superficial del área, mientras que la Figura 33 muestra una vista lateral del corte geológico que enmarca la zona de interés.

Figura 35 Vista superficial del sector de Nereidas a modelar.



Nota: Elaboración propia desde Google Earth. Basado en el mapa SGC hoja Nos. 206, que se presentó en la Figura 14.

Tras una amplia revisión de los estudios públicos disponibles para el Sector de Nereidas y sus alrededores, este trabajo se centra en la integración sistemática de datos geológicos, geotérmicos y geofísicos, con el objetivo de desarrollar un modelo conceptual coherente con la información existente. La metodología implementada comprende la compilación inicial de datos en el software CMG para construir el modelo estático base; el desarrollo de un modelo conceptual dinámico basado en el diseño del Pozo Nereidas 1; y generación de modelos EGS

(Enhanced Geothermal Systems) y AGS (Advanced Geothermal Systems), adaptados a partir de proyectos internacionales ya implementados y documentados.

Como se muestra en la Figura 36, este enfoque permite describir, simular y comparar el comportamiento de dos sistemas de producción de energía geotérmica en roca seca, partiendo de la simulación de un mismo yacimiento base.

Figura 36 Esquema metodológico realizado en la investigación.



Nota: Aproximación conceptual esquemática para la construcción del modelo adoptado en este estudio. Elaboración propia.

Aunque los modelos conceptuales no pueden replicar con exactitud la realidad, son herramientas fundamentales para guiar la toma de decisiones hacia resultados más acertados. Su valor radica en la capacidad de integrar datos cualitativos y cuantitativos en representaciones visuales comprensibles, evaluar la madurez de un proyecto antes de avanzar a etapas exploratorias más complejas, y generar nuevas hipótesis basadas en los resultados obtenidos, así como identificar necesidades específicas de investigación que permitan fortalecer las interpretaciones (Gehring & Loksha, 2012).

No obstante, es importante reconocer las limitaciones inherentes a este tipo de modelos, especialmente en proyectos de caracterización del subsuelo, donde la falta de datos directos

introduce un grado considerable de incertidumbre (Harvey et al., 2014). Cada representación conceptual está sujeta a supuestos que, inevitablemente, restringen su precisión y aplicabilidad. Sin embargo, el uso de información confiable, revisada por pares y correctamente contextualizada, puede ayudar a reducir significativamente estos márgenes de error (Cervantes et al., 2019).

Los modelos conceptuales son particularmente relevantes en el contexto geotérmico, donde el alto riesgo asociado a la incertidumbre en las primeras etapas representa un desafío significativo para la obtención de financiamiento y costos iniciales. Por ello, su correcta elaboración y validación se vuelve crucial como mecanismo para mitigar riesgos en etapas tempranas (Gehring & Loksha, 2012; Harvey et al., 2014).

4.1 Modelo conceptual y numérico

El análisis de antecedentes ha permitido identificar información significativa que respalda la existencia de un sistema de fallas estructurales asociado al Volcán Nevado del Ruiz (VNR) y su entorno. Dentro de este sistema, ciertas fallas juegan un papel clave en el control de los procesos magmáticos y en la migración de fluidos, facilitada por condiciones de alta permeabilidad en zonas específicas, como el área de Nereidas. A su vez, diversas investigaciones han planteado la hipótesis de un sistema magmático activo vinculado al VNR, el cual sustentaría un sistema geotérmico de alta temperatura que se ha mantenido activo a lo largo del tiempo. En este contexto, los datos recopilados y analizados constituyen la base para la formulación del modelo conceptual propuesto. La información se organiza y utiliza con el propósito de sustentar las hipótesis que se desarrollan a continuación.

Para la caracterización del área de Nereidas, el modelo conceptual se desarrolla mediante un enfoque de tipo caja, complementado con análisis de sensibilidad las diferentes propiedades y características del sistema que no tiene medidas directas, lo que permite evaluar

sistemáticamente la influencia de los parámetros en respuesta del sistema. Esta metodología es especialmente útil en etapas exploratorias tempranas, donde la escasez de pozos y la alta incertidumbre en los datos dificultan la implementación de modelos más detallados.

A través de la integración de estimaciones volumétricas y del análisis probabilístico de variables críticas, el modelo ofrece una primera aproximación cuantitativa del potencial térmico extraíble, considerando las limitaciones de información propias de esta fase del proyecto. Este enfoque híbrido, que combina componentes determinísticos y probabilísticos, permite identificar la probabilidad de ocurrencia de producción para los percentiles P10, P50 y P90, aportando los resultados para optimizar la recuperación de energía y generando una herramienta valiosa para la toma de decisiones en condiciones de alta incertidumbre (Hiriart & Sánchez, 1985; Ofwona, 2008; Sanyal et al., 2016; Williams et al., 2008). El modelo se evalúa a 30 años que es tiempo en el cual se evalúan los proyectos geotérmicos, así como el otorgamiento de los permisos legales iniciales para proyectos de geotermia en Colombia.

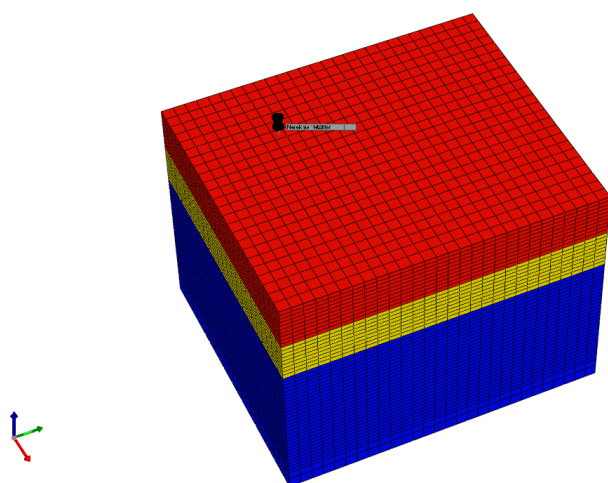
4.1.1 Condiciones iniciales y construcción de la malla.

El modelo se desarrolló mediante una malla cartesiana en STARS, incorporando un enfoque de doble permeabilidad para representar tanto la matriz rocosa como el sistema de fracturas. El dominio de estudio se definió a partir de dos secciones geológicas representativas un perfil NE-SO de 2.4 km abarcando las fallas Cueva Pirineos-Pico Terrible, y un corte NO-SE de 2.8 km que incluye las fallas Nereidas-Río Claro, ambos con una profundidad vertical de 2 km (Área: 6.72 km²; Volumen: 13.44 km³). Esta configuración, cuyos parámetros detallados se especifican en la Tabla 4, captura la geometría esencial del yacimiento para la simulación numérica.

Tabla 4.*Dimensiones de la malla*

Parámetro	Valor
Longitud en x (m)	2400
Longitud en y (m)	2800
Profundidad total de la malla (m)	2000
Número de capas	50
Número de celdas en i	24
Número de celdas en j	28
Tamaño bloque en i (m)	100
Tamaño bloque en j (m)	100

El modelo litológico propuesto se estructura en tres unidades estratigráficas homogéneas, definidas mediante integración multidisciplinar de registros de perforación del pozo Nereidas-1, estudios geofísicos, y análisis estratigráficos regionales. La columna estratigráfica está compuesta por tres unidades comprendida por el Complejo Metamórfico Cajamarca como unidad basal, la formación Pre-Ruiz como unidad intermedia, y depósitos volcánicos andesíticos como unidad superior. Esta secuencia ha sido ampliamente documentada en estudios previos y se presenta de forma esquemática en la Figura 37 (Designpower genzl, 1997; Monsalve et al., 1998; G. Rodriguez et al., 1997).

Figura 37 *Vista de la malla conceptual en CMG del Área de Nereidas a modelar.*

Nota: Elaboración propia mediante CMG.

La discretización en tres unidades principales, aunque simplifica la complejidad litológica real (donde cada grupo comprende múltiples facies), se justifica por las limitaciones en los datos disponibles para caracterizar la variabilidad litológica a escala detallada y la necesidad de modelar sin comprometer la representatividad del sistema. Los parámetros petrofísicos característicos de cada unidad se presentan en la Tabla 5, lo que permite caracterizar estratigráficamente el sistema geotérmico en estudio, integrando las principales características del yacimiento.

Tabla 5.

Condiciones iniciales estratigráficas del modelo para cada formación

Parámetro	Andesita	Pre-Ruiz	Cajamarca
Profundidad (m) ¹	(0-400)	(400 – 763)	(763-2000)
Grosor de formación ²	400	363	1237
Porosidad (%) ³	10.7	9	3.4
Permeabilidad I, J, K (mD) ³	4.954	0.040	0.038

Nota: La presión de referencia de la porosidad es de 3447kPa. Tomado de (Monsalve et al., 1998)¹; (G. Rodríguez et al., 1997)²; (Oviedo et al., 2023)³

El modelo estático desarrollado integra los elementos esenciales para la representación conceptual del sistema geotérmico, cuyos parámetros fundamentales se detallan en la Tabla 6. La configuración estratigráfica considera tres dominios principales, el basamento representado por el Complejo Metamórfico Cajamarca, que actúa como underburden; y las unidades intermedias, conformadas principalmente por la Formación Pre-Ruiz y las Andesitas, que funcionan como overburden. Esta disposición estratigráfica refleja las condiciones geológicas regionales previamente documentadas y otorga a cada unidad propiedades diferenciadas en términos de conductividad térmica y capacidad calorífica. Estas propiedades, cuantificadas en

la Tabla 6, son determinantes para la modelación de los procesos de transferencia de calor en el subsuelo profundo.

El modelo conceptual establece como referencia de altitud los 3.450 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.), correspondiente a la cota de perforación registrada en el pozo Nereidas-1, tomando como presión de referencia las condiciones atmosféricas estándar. Respecto a las propiedades de compresibilidad, no existen mediciones directas de la compresibilidad de las rocas metamórficas del Complejo Cajamarca en el valle de Nereidas, aunque los análisis petrográficos disponibles indican que su composición mineralógica dominante (cuarzo, plagioclasas entre otros minerales principales) y su grado avanzado de recristalización metamórfica sugieren un comportamiento típico de rocas consolidadas, con compresibilidades que oscilan entre bajas a moderadas (Restrepo & Toussaint, 2020). Con base en esta evidencia geológica y considerando los valores reportados en la literatura técnica para formaciones análogas (Baker et al., 2015), se adoptó un coeficiente de compresibilidad de $4.5 \times 10^{-7} \text{ kPa}^{-1}$, sujeto a futuras validaciones mediante pruebas de laboratorio específicas.

Tabla 6.

Condiciones generales del modelo estático

Parámetro	Valor	Unidad
Presión inicial de referencia	101.3	(kPa)
Tope de la malla ¹	3450	(m.s.n.m)
Compresibilidad de la formación	4.5e-7	(1/kPa)
Capacidad térmica volumétrica (C. Cajamarca) ²	2,5E+06	(J/m ³ °C)
Conductividad térmica de la roca (C. Cajamarca) ²	2.07 E5	(J/m°CDía)
Capacidad térmica volumétrica overburden ²	1.9E6	(J/m ³ °C)
Conductividad térmica overburden ²	1.12 E5	(J/m°CDía)
Capacidad térmica volumétrica underburden ²	2.5E6	(J/m ³ °C)
Conductividad térmica underburden ²	2.07 E5	(J/m°CDía)

Nota: El valor tomado de capacidad térmica volumétrica es el valor que se reporta a temperatura de 160C en el estudio sobre muestras tomadas en fondo de pozo de Oviedo et al., 2023). Tomado de (G. Rodriguez et al., 1997)¹; (Oviedo et al., 2023)²

El modelo conceptual incorpora el perfil de gradiente geotérmico obtenido a partir de pruebas de temperatura, representado en la Figura 32. Estos datos fueron aproximados mediante técnicas digitales de extracción sobre la gráfica, y provienen de mediciones realizadas 28 días después de la perforación, en el marco de estudios gestionados por CHEC-EPM. El perfil de temperatura se replicó en el sistema hasta la profundidad 1355 y continua con la misma pendiente de la última sección simulada de acuerdo con la Figura 32 para extrapolar para las capas más profundas y se sensibilizará en fases posteriores.

4.1.2 Componentes

Se utiliza un sistema líquido-gas debido a que, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, puede producirse vapor de agua. Así que, para la caracterización del agua en el sistema, se adoptaron tanto propiedades generales del agua como parámetros específicos tomados de la librería del simulador CMG–STARS. Los valores introducidos manualmente se detallan en la Tabla 7.

Ante la ausencia de mediciones directas sobre el desplazamiento de fluidos en el medio poroso, la representación de las curvas de saturación se basa en una aproximación lineal simplificada. En este enfoque, tanto la saturación de agua (S_w) como la de gas (S_g) varían proporcionalmente de 0 a 1 en función del desplazamiento de fluidos. Si bien esta parametrización no reproduce las complejas relaciones no lineales típicas de medios porosos naturales, ofrece un marco conservador que evita la sobrestimación de la movilidad de los fluidos. Así mismo, para representar un medio de roca seca en el modelo, se asigna un valor de saturación inicial de agua (S_w) de 0.05 en todas las capas. Esta elección se basa en las recomendaciones del manual de usuario de CMG STARS, el cual advierte que valores

extremadamente bajos de saturación pueden generar problemas de convergencia numérica durante la simulación. Además, este valor es coherente con las condiciones físicas del sistema, ya que incluso en formaciones consideradas secas siempre existe un contenido residual de humedad o agua ligada a la matriz rocosa, que no contribuye significativamente al flujo, pero sí influye en la estabilidad numérica del modelo.

Es importante señalar que esta simplificación metodológica proporciona resultados preliminares que podrán refinarse en futuras campañas de caracterización petrofísica. La ausencia de curvas de permeabilidad relativa específicas para la formación se compensa con este enfoque lineal, que, aunque limitado para capturar con precisión el comportamiento del flujo multifásico, permite establecer una base conceptual útil para evaluar el desempeño general del sistema.

Tabla 7.

Propiedades del agua.

Propiedad	Valor
Temperatura crítica (°C)	374
Peso molecular (kg/gmol)	0.018
Compresibilidad (1/kPa)	4.5E-07
Primer coeficiente de expansión térmica	8.8 E-04
Densidad másica del agua (kg/m ³)	1000

Nota: Tomado de valores por librería de CMG y Çengel & Boles (2019)

Se especifica en el simulador el uso de la Ley de Gases Ideales, donde el factor de compresibilidad Z es igual a 1, pues el fluido no alcanza condiciones supercríticas y esto a su vez disminuye el tiempo de cómputo.

4.1.3 Pozo Nereidas-1: Condiciones de simulador

El pozo Nereidas-1 se simuló utilizando el módulo FLEXWELL de CMG, que permite caracterizar con precisión los procesos de producción y transferencia de calor a lo largo de la columna del pozo. La configuración adoptada (Tabla 8) incorpora la geometría de

completamiento documentada, diámetros internos calculados mediante un criterio conservador (diámetro nominal - 0.02 m) esta decisión se basa en la ausencia de especificaciones técnicas y basado en espesores estándar de tuberías para pozos geotérmicos. Los parámetros de cementación se tomaron de las librerías predeterminadas de CMG, al carecer de información específica. Este enfoque equilibra rigor técnico y viabilidad operativa en la simulación del comportamiento del pozo.

Tabla 8.

Detalles de completamiento del pozo Nereidas-1.

Parámetro	Valor	Unidad
Profundidad del pozo MD ¹	1466	(m)
Profundidad del pozo TVD ¹	1355	(m)
Longitud del casing ¹	864	(m)
Longitud de la cementación	864	(m)
OD cementación ²	0.21	(m)
OD casing ¹	0.18	(m)
ID casing	0.16	(m)
Longitud revestimiento final ¹	602	(m)
Desde 864 a 1466		
OD Revestimiento ¹	0.11	(m)
ID Revestimiento	0.099	(m)
Conductividad térmica del cemento *	118400	J/ (m día °C)

Nota: *Valor por librería de CMG, Tomado de (J. A. O. González, 2022)¹, (G. Rodriguez et al., 1997)²

4.1.4 Fracturas y límites del modelo

La combinación de las múltiples fallas, los hipocentros sísmicos y las ubicaciones superficiales de las aguas termales reportadas por varios autores proporciona una base para inferir la estructura de permeabilidad del subsuelo del área de Nereidas como se presentó en secciones anteriores. (Cervantes et al., 2019; González-García et al., 2015)

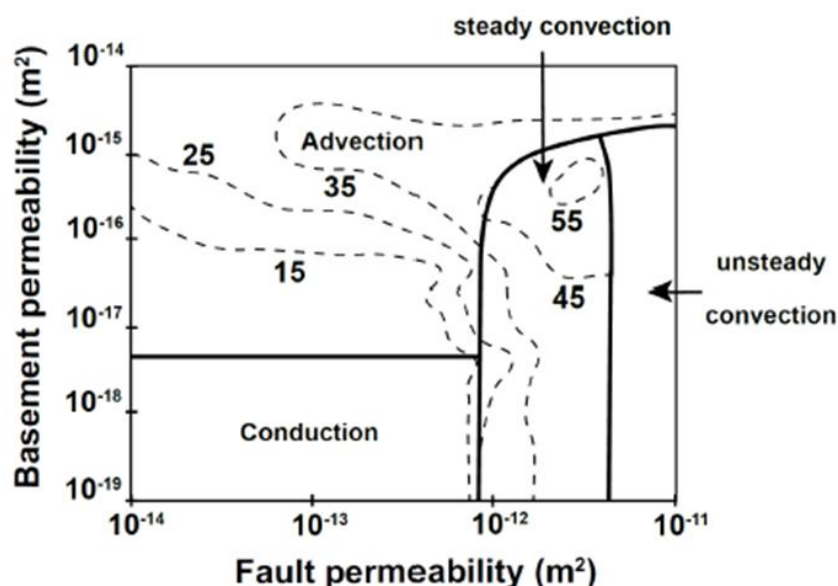
De este modo, para presentar un modelo de permeabilidad del sistema geotérmico del área de interés de Nereidas. Se tendrá en cuenta las características del comportamiento de las fallas que serían parte de los límites y la permeabilidad secundaria o de fractura tomando en

cuenta un caso base y rangos para estos valores ya que no se tiene certidumbre de estos valores porque no se cuenta con estudios más profundos de los mismo.

En consecuencia, los límites del sistema están controlados por fracturas subverticales que favorecen tanto la circulación de fluidos como la transferencia de calor, especialmente en el basamento del Complejo Cajamarca, donde la interacción entre fallas y fracturas define los mecanismos dominantes de transporte térmico.

De acuerdo con López & Smith (1995), con la permeabilidad relativa entre el basamento y las fallas se puede distinguir tres modos principales de transferencia de calor (Figura 38), siendo el modo convectivo el que concentra las temperaturas más elevadas, como lo evidencian las líneas punteadas en las isothermas máximas registradas. Este comportamiento se atribuye al flujo de manifestaciones termales que canalizan el calor desde zonas profundas hacia niveles someros, fenómeno que se presenta en el área de Nereidas.

Figura 38 Transferencia de calor mediante la permeabilidad del basamento y de las fallas.



Nota: Tomado de Duwiquet, (2022) quien realizó modificaciones de (López & Smith, 1995).

Es así como, los límites del sistema se modelan como fronteras abiertas sin modificadores de flujo debido a las características de las fallas subverticales con conductividad,

manteniendo condiciones estables de temperatura a lo largo del tiempo (Moreno et al., 2018; Urrea Rivera et al (2023). Aunque el modelo no considera explícitamente la inclinación de estas fallas, su alta conductividad térmica y permeabilidad justifican esta aproximación, consistente con las formulaciones geofísicas y el contexto magmático descrito en secciones anteriores.

Para el espaciamiento de fractura se toma un valor de 1 en las 3 direcciones para tener una referencia inicial ya que no se cuenta datos específicos, con lo cual se tenga una escala razonable para efectos de simulación preliminar del área que tiene considerable densidad de fracturas, y es una aproximación razonable cuando se quiere modelar conectividad sin datos precisos donde igualmente se sensibiliza en secciones posteriores.

En el caso de la permeabilidad secundaria/fractura hay indicios que se presenta un sistema combinado, el cual puede clasificarse como un yacimiento hidrotermal EGS, en algunas de las partes superiores del campo geotérmico donde hay manifestaciones termales superficiales, o como petrotermal EGS donde no se producen los fluidos (Moeck, 2014). Es así como mediante medidas realizadas por (Urrea Rivera et al., 2023) se estima de la permeabilidad secundaria y la conductividad hidráulica de las fracturas a partir de la caracterización de afloramientos rocosos de las 3 litologías de interés, en donde los valores del Complejo Cajamarca, Pre-Ruiz y Andesita respectivamente son 3.59×10^{-07} , 1.32×10^{-07} , $1.15 \times 10^{-06} \text{ m}^2$ (3.6375×10^8 , 1.3375×10^8 , $1.1652 \times 10^9 \text{ mD}$), estas estimaciones tan elevadas pueden ser debido a que las muestras podrían verse afectadas por procesos de alteración superficial y al no ser medidas directas tomadas en profundidad, de acuerdo a apreciaciones de los autores.

En este contexto, tanto la porosidad como la permeabilidad tienden a disminuir con la profundidad, y los procesos de alteración hidrotermal también contribuyen a la reducción de estos valores (Bischoff et al., 2022; Duwiquet et al., 2021; Jolie et al., 2021). Por esta razón,

los valores utilizados en la simulación corresponden a rangos intermedios de permeabilidad, basados en los datos reportados en la literatura.

Esto se debe a que las formaciones geológicas en estudio presentan una permeabilidad primaria baja, mientras que la permeabilidad secundaria asociada a fracturas observadas en muestras de fondo y otras características estructurales se clasifica como intermedia a alta (Ortíz et al., 2019; Oviedo et al., 2023; Urrea Rivera et al., 2023).

Esta aproximación conservadora, cuyos valores base se detallan en la Tabla 9, busca compensar las incertidumbres derivadas de la extrapolación de datos obtenidos en superficie hacia condiciones de mayor profundidad. Cabe señalar que estos parámetros también se evalúan mediante análisis de sensibilidad.

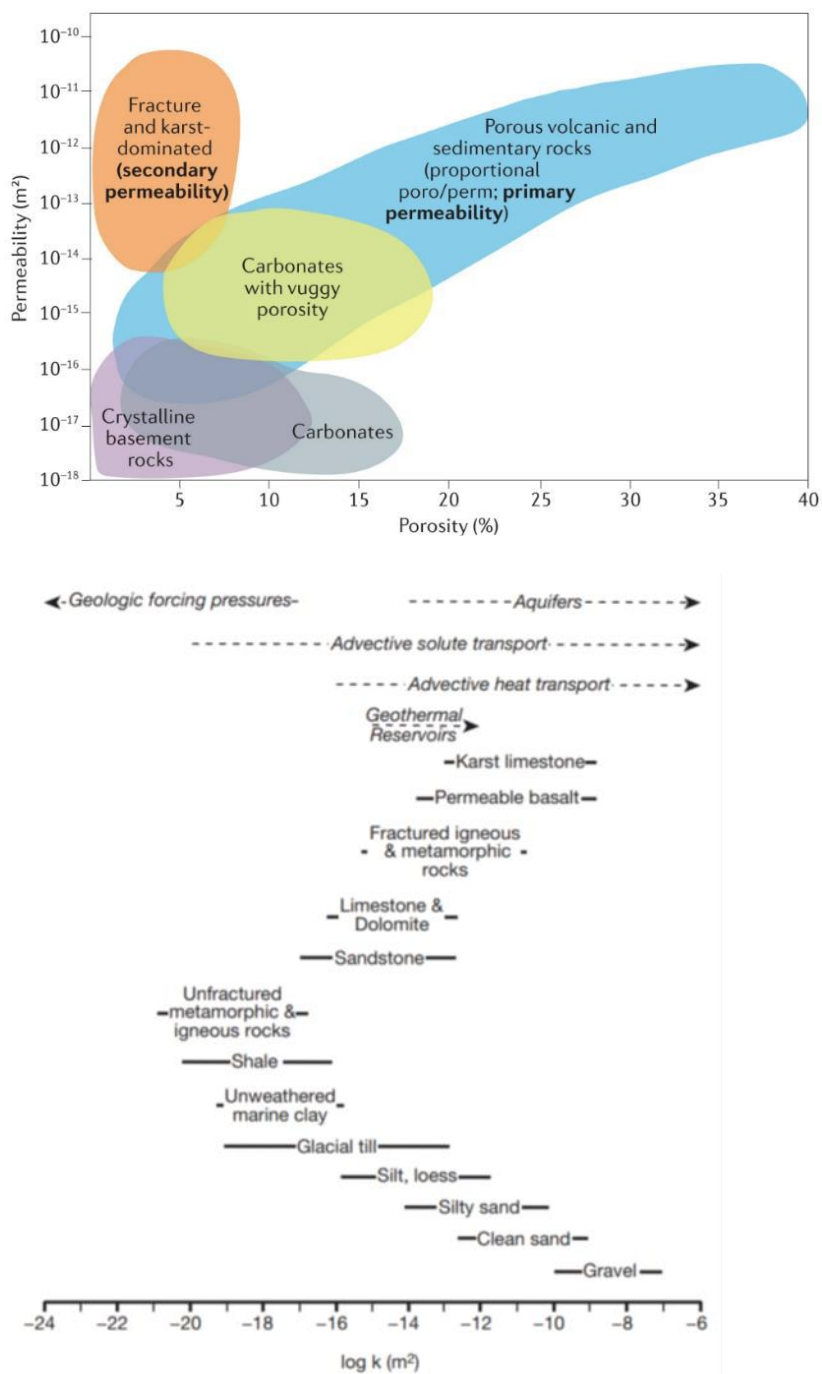
Tabla 9.

Parámetros del sistema fracturado base y para sensibilizar del modelo

Parámetro	Andesita	Pre ruiz	Complejo Cajamarca
	Base	Base	Base
Permeabilidad de fractura I, J, K (mD)	115	13.2	35.9
Porosidad de fractura (%)	1.07	0.9	0.34

Nota: Elaboración propia

En este sentido, los valores base para cada una de las formaciones y el de sensibilidad para la formación productora fueron seleccionados, de acuerdo con estudios de rocas con características geológicas similares. La porosidad en estos casos varía entre 0,1 % y 10 %, mientras que la permeabilidad se encuentra en un rango de 1 mD a 100 D. Estos valores corresponden a yacimientos del tipo fracturado y de basamento, los cuales pueden coexistir dentro de un mismo sistema geológico y representan el tipo de yacimiento que se modela en esta simulación. Los diferentes plays y rangos son presentados en la Figura 39 (Duwiquet et al., 2021; Jolie et al., 2021; Petford, 2003).

Figura 39 Relación permeabilidad/porosidad en diferentes yacimientos geotérmicos.

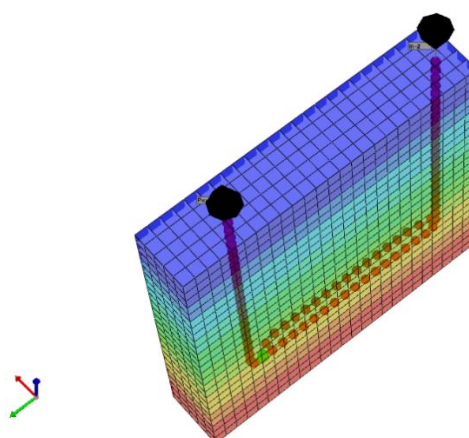
Nota: Tomado de (Duwiquet, 2022) quien citó (Manning and Ingebritsen, 1999; Ingebritsen and Appold, 2012; Moeck, 2014; Lamur et al. 2017; Cant et al. 2018; Eggertsson et al. 2020; Bohnsack et al. 2020; Jolie et al. 2021).

4.2 Demostración de los modelos en CMG de los sistemas EGS y AGS

4.2.1 Demostración AGS- Eavor Lite

Para demostrar el comportamiento del sistema de producción-inyección de agua en un sistema geotérmico avanzado cerrado (AGS) en STARS-CMG, se simularon las condiciones del proyecto Eavor Lite, desarrollado en Canadá, el cual se presenta en la Figura 40. Este proyecto, publicó un periodo de operación que abarcó desde diciembre de 2019 hasta abril de 2021, y ha sido ampliamente documentadas sus condiciones de pozo y litológicas en diversos estudios (Beckers et al., 2022; Toews & Holmes, 2021; Toews & Schwarz, 2021; Van Wees, 2021; Zatonski & Brown, 2023).

Figura 40 Representación del modelo (AGS) - Eavor Loop Lite en CMG-STARs



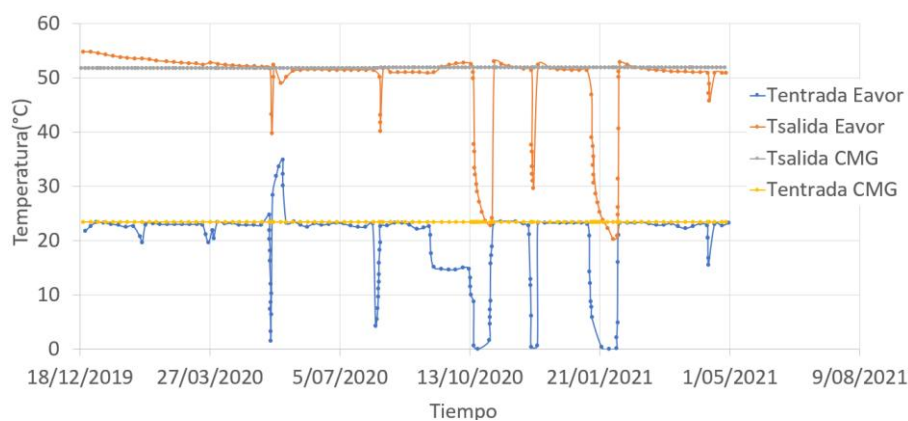
Nota: Elaboración propia mediante CMG

Las condiciones de inyección utilizadas en la simulación fueron extraídas de dichos reportes y se establecen como restricciones operativas de inyección con presión de 150 kPa y un caudal de 535.68 m³/día. Debido a la falta de disponibilidad de la tabla original de datos que relaciona temperatura producida con el tiempo, se recurrió al uso de una herramienta de extracción digital para obtener dichos valores a partir de gráficos publicados, lo que permitió reconstruir la curva en Microsoft Excel y realizar una comparación detallada con los resultados del modelo desarrollado en STARS-CMG.

La Figura 41 demuestra que ambas curvas presentan una tendencia global similar, con una alta concordancia en los valores medios, lo que indica un buen ajuste del modelo. No obstante, se observaron desviaciones puntuales en los intervalos de corto plazo, las cuales se atribuyen a fluctuaciones operativas o interrupciones temporales en el caudal, eventos que no fueron incorporados en el modelo FLEXWELL de los pozos diseñados en CMG. A pesar de estas variaciones transitorias, se evidenció que no afectan significativamente la tendencia general del sistema, particularmente en lo que respecta a la temperatura de producción media a largo plazo bajo condiciones estables.

En este sentido, la simulación del caso Eavor-Lite en STARS-CMG demuestra una excelente correspondencia con respecto a los datos reales, con lo que se demuestra la capacidad del modelo para representar adecuadamente el comportamiento térmico del sistema AGS en CMG-STARS bajo condiciones reales.

Figura 41 *Temperatura del agua producida e inyectada vs Tiempo (AGS-Eavor Lite)*



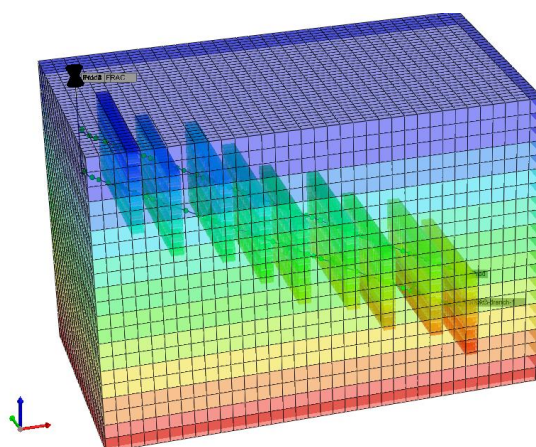
Nota: Elaboración propia a partir de los datos de salida de CMG y temperatura reportada del proyecto Eavor Lite en (Beckers et al., 2022).

4.2.2 *Demostración EGS- Utah Forge*

Para demostrar el comportamiento del sistema de producción-inyección de agua en un sistema geotérmico mejorado (EGS) en STARS-CMG, se simularon las condiciones del proyecto Utah Forge, el cual se presenta en la Figura 42. Este proyecto ha sido ampliamente documentado sus condiciones de pozo, litológica y comportamiento de simulación bajo en

diversos estudios al ser un proyecto académico de interés nacional en E.E.U.U (Asai et al., 2018; Jerez & Torres, 2023; Moore et al., 2019; Utah FORGE, n.d.).

Figura 42 Representación del modelo (EGS) - Utah Forge CMG-STARs



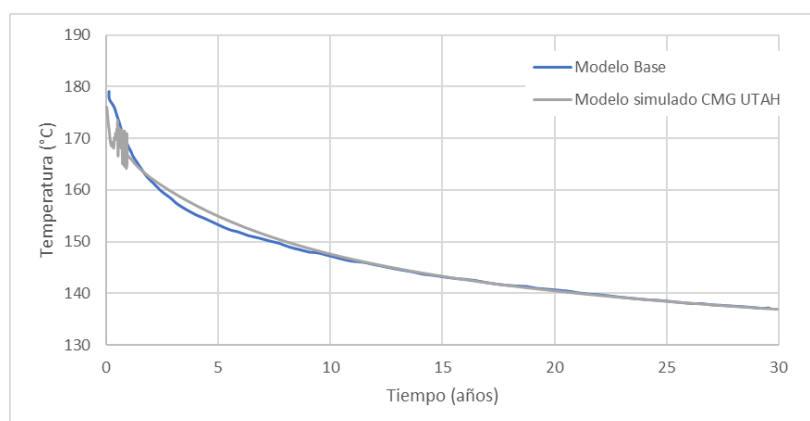
Nota: Elaboración propia mediante CMG

Las condiciones de inyección utilizadas en la simulación fueron extraídas de dichos reportes y se establecen como restricciones operativas de inyección $7500 \text{ m}^3/\text{día}$, con presión de producción de 880 kPa mínimos. Debido a la falta de disponibilidad de la tabla original de datos que relaciona temperatura producida con el tiempo, se recurrió al uso de una herramienta de extracción digital para obtener dichos valores a partir de gráficos publicados, lo que permitió reconstruir la curva en Microsoft Excel y realizar una comparación detallada con los resultados del modelo desarrollado en STARS-CMG.

La Figura 43 demuestra que ambas curvas presentan una tendencia global similar, con una alta concordancia en los valores medios, lo que indica un buen ajuste del modelo. No obstante, se observaron desviaciones en los intervalos del inicio del modelo debido a que las fracturas inicialmente no tenían agua, por lo cual en la estabilización inicial de modelo se generan las desviaciones de temperatura inicialmente. A pesar de estas variaciones transitorias, se evidenció que no afectan significativamente la tendencia después de la estabilización general del sistema, particularmente ajustándose a largo plazo bajo condiciones estables.

En este sentido, la simulación del caso Utah Forge en STARS-CMG demuestra una buena correspondencia con respecto a los datos del modelo base en el tiempo, con lo que se demuestra la capacidad del modelo para representar adecuadamente el comportamiento térmico del sistema EGS en CMG-STARS bajo condiciones reales.

Figura 43 *Temperatura del agua producida vs Tiempo (EGS- Utah Forge)*



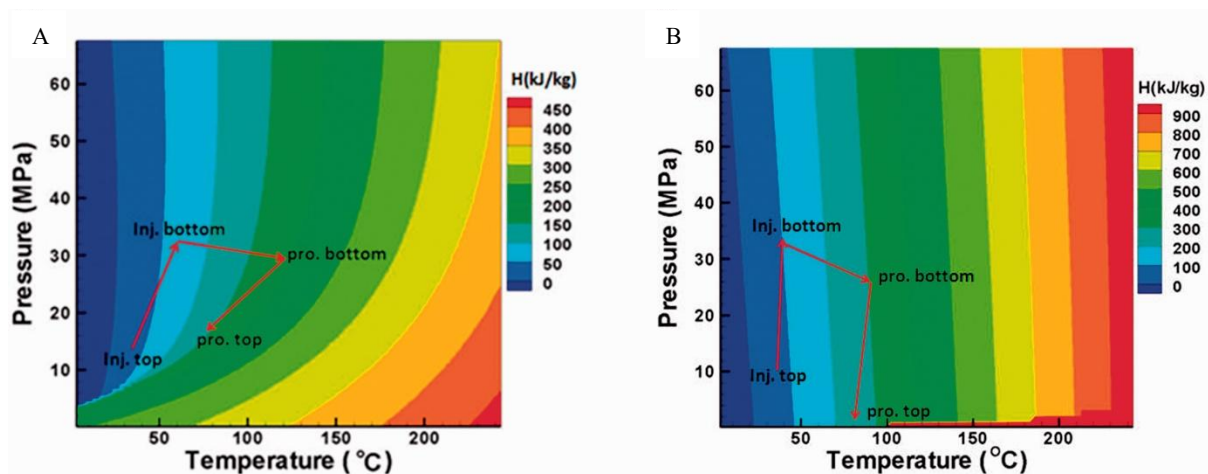
Nota: Elaboración propia a partir de los datos de salida de CMG y temperatura reportada de proyecto de Utah Forge (Asai et al., 2018)

4.3 Fluidos geotérmicos de trabajo (CO₂/H₂O)

Los fluidos de trabajo en sistemas geotérmicos desempeñan un papel crucial en la eficiencia y sostenibilidad de la producción energética. Tradicionalmente, el agua ha sido el fluido predominante debido a su alta capacidad calorífica y disponibilidad. Sin embargo, en años recientes, el CO₂ inyectado en condiciones supercríticas ha emergido como una alternativa prometedora (Pajak et al., 2021), donde presenta ventajas termodinámicas como su menor viscosidad, gran compresibilidad y expansión, donde al no ser un disolvente iónico afecta de menor manera la disolución y precipitación de minerales en comparación con agua, pero igualmente en presencia de ciertos minerales reacciona generando la carbonatación mineral, secuestrando CO₂ de forma permanente (Pajak et al., 2021; Pruess, 2008; Randolph & Saar, 2011; Sowizdział, 2022).

Según estudios comparativos el CO₂ podría mejorar la eficiencia de extracción de calor respecto al agua por una movilidad significativamente mayor, en comparación con el agua. Así mismo a ciertas condiciones el CO₂ es un fluido de intercambio de calor atractivo (Randolph & Saar, 2011), además de ofrecer beneficios al integrar la captura y almacenamiento de carbono (CCS) cuando se presenta pérdida de fluidos.

Aun así al considerar la capacidad calorífica específica del agua, superior a la del CO₂, que representa una ventaja fundamental en términos termodinámicos, ya que le permite almacenar y transportar mayor cantidad de energía térmica por unidad de masa y por grado de temperatura, incrementando directamente la entalpía extraída del sistema. Por ello, en la búsqueda de maximizar el potencial de generación, se seleccionó el agua como fluido de trabajo geotérmico, dado su mayor potencial de transferencia de calor y su capacidad superior de producción de entalpía en comparación con el CO₂. A condiciones de yacimiento, esta diferencia puede representar hasta el doble de energía extraída, como lo evidencian estudios realizados en sistemas EGS por Liu et al. (2019) y Pruess, (2008) como se observa en la Figura 44 donde la máxima entalpía que puede alcanzar el agua llega a duplicar los valores alcanzados por el CO₂, así mismo en el cambio de condiciones termodinámicas de un proceso comparativo de producción se pierde menos entalpía extraída con el agua.

Figura 44 Entalpía a partir de la Presión Vs Temperatura CO₂ y el agua

Nota: Tomado de (Liu et al., 2019)}

4.4 Diseño del patrón de producción para sistemas AGS y EGS: Selección y configuración de pozos

Este estudio comparativo entre sistemas geotérmicos avanzados (AGS) y mejorados (EGS) se basa en dos criterios fundamentales para la selección y diseño del patrón de producción; la primera es la maximización de la eficiencia energética y la segunda es la homogeneización de parámetros operativos que permitan una comparación técnica.

Si bien ambos sistemas presentan particularidades en su implementación y diferentes diseños de los cuales algunos se prestaron en secciones anteriores, se adoptó una configuración base de un pozo inyector-productor para generar la producción e intercambio de temperatura con la formación en cada uno de los sistemas. Con lo cual, se logre mantener simetría operativa entre AGS y EGS (mismo número de pozos, profundidad, espaciamento entre pozos y sistema estratigráfico) con lo cual se facilite el monitoreo de variables a sensibilizar (caudal, porosidad y permeabilidad de fractura, presión de inyección, temperatura de inyección, temperatura de fondo, espaciamento de fractura)

4.4.1 *Diseño y terminación de pozos*

Se parte de diseño ya establecido del pozo Nereidas-1 para las características de los diámetros de tubería y profundidades, teniendo en cuenta ciertas características especiales tanto para el pozo productor y el pozo inyector.

El pozo productor será el pozo Nereidas-1 dejando todas las características mencionadas en el apartado de 4.1.3 y la Tabla 8 como el completamiento del pozo y al realizar el diseño con la característica FLEXWELL se incluye un tubing de producción, que de acuerdo con J. A. O. González, (2022) ya se ha planteado este diseño para el pozo Nereidas-1, tomando en cuenta esto el diámetro para el tubing sería de 2.88in (0.073 m) y el aislamiento mencionado por el mismo autor, sería el vacío. Esto es concordante con otros estudios que mencionan los beneficios de este aislamiento (vacío entre el tubing y el casing) para pozos hasta 3.6 km de profundidad y 350°C con lo que se puede optimizar la producción de energía, por lo tanto, se toma un valor de conductividad del vacío de 0.0008 W/(mK) (69.12 J/(m°C día)), los datos se presentan en la Tabla 10 (Dufrene et al., 2025; Śliwa et al., 2017).

Tabla 10.

Parámetros del tubing de producción

Parámetro	Valor	Unidad
Parámetros de Completamiento		
Profundidad del tubing	1355	(m)
OD tubing	0.073	(m)
ID tubing	0.053	(m)
Conductividad térmica vacío	69.12	J/ (m día °C)

Las características de producción son seleccionadas de acuerdo con proyectos realizados a nivel mundial de los cuales algunos se reportan en la Tabla 1, además de acuerdo características óptimas de la generación eléctrica en las primeras fases de plantas piloto con el uso de agua con 25 (kg/s) (2165 (m³/día)) en el proyecto EGS, se presenta en la Tabla 11 pero se

sensibilizarán en fases posteriores estos caudales con los usados en proyectos similares y de uso rentable que se aplican en la actualidad. (Malek et al., 2022; MIT, 2006; Randolph & Saar, 2011)

El pozo inyector toma las mismas características de completamiento vertical del pozo Nereidas-1, se diseña de forma vertical sin desviaciones y quedarían las configuraciones en la siguiente Tabla 11, para ambos se establece como única restricción operativa el caudal de inyección.

Tabla 11.

Detalles de completamiento del pozo inyector.

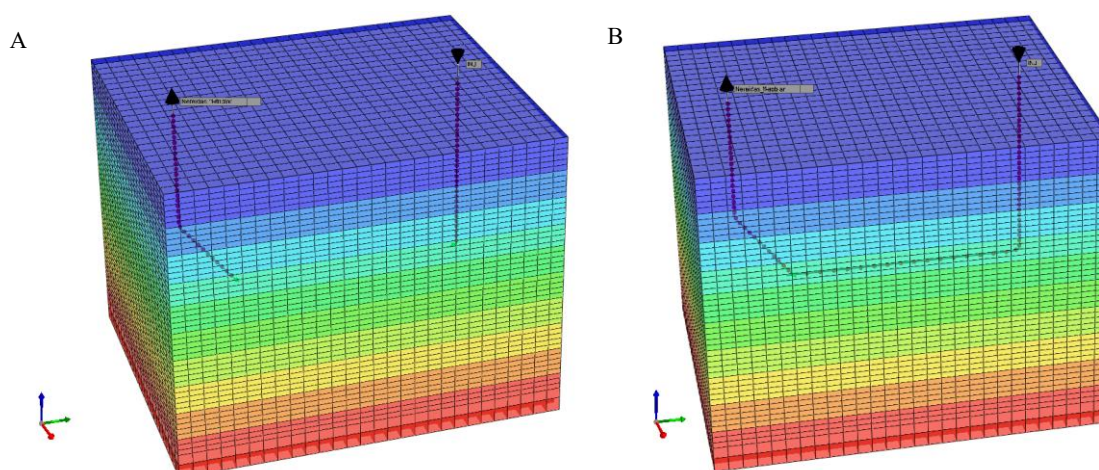
Parámetro	Valor	Unidad
Parámetros de Completamiento		
Profundidad del pozo TVD / MD	1355	(m)
Longitud del casing	864	(m)
Longitud de la cementación	864	(m)
OD cementación	0.21	(m)
OD casing	0.18	(m)
ID casing	0.16	(m)
Longitud revestimiento final	491	(m)
OD Revestimiento	0.11	(m)
ID Revestimiento	0.099	(m)
Conductividad térmica del cemento	118400	J/ (m día °C)
Parámetros de inyección		
Presión de inyección	25000	kPa
Tasa de inyección agua	2165	(m ³ /día)
Temperatura de inyección	30	°C

4.4.2 Patrón de pozos y sus condiciones de terminación en fondo

El patrón y terminación en fondo de los pozos se detalla en la Tabla 11, donde el sistema EGS es de tipo abierto, ya que el fluido circula a través de la formación tal como se presenta en la Figura 45 (A); En el sistema AGS, el fluido circula dentro de los pozos conectados con el diseño en U-tube, así mismo se conserva las condiciones del revestimiento final del pozo para la sección lateral, tal como se presenta en la Figura 45 (B).

Tabla 12.*Parámetros del patrón de pozos y terminación final del pozo en el EGS/AGS*

Parámetro	Valor
Parámetros de operación	
Número de pozos de inyección	1
Número de pozos de producción	1
Número de pozos laterales (AGS)	1
Longitud pozo inyector (MD)	1355
Longitud pozo productor (MD)	1466
Longitud lateral en fondo	1700
Fluido de trabajo subterráneo	Agua
Condiciones Terminación de pozo (AGS)	
OD Revestimiento	0.11
ID Revestimiento	0.099

Figura 45 Representación de modelos AGS y EGS para modelo de estudio

Nota: Elaboración propia mediante CMG. (A) Sistema EGS, (B) Sistema AGS.

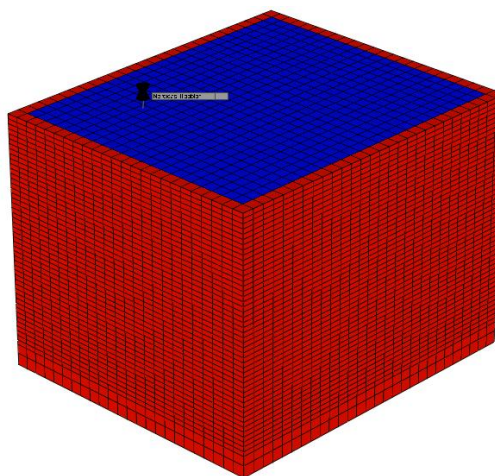
5. Evaluación del flujo de calor generado en el yacimiento de estudio bajo los sistemas AGS y EGS con producción de agua

Los resultados presentados se fundamentan en el caso base descrito en la Sección 4, el cual corresponde a una porción del área geotérmica Nereidas. Con el objetivo de ampliar el alcance del análisis y aproximar el comportamiento del sistema a escala de bloque completo, se implementó un modificador volumétrico para evaluar el efecto del bloque geotérmico completo de Nereidas-Botero Londoño (107.24 km² según (Alfaro et al., 2020). Aunque este

sistema presenta heterogeneidades litológicas (variaciones en espesores, tipos de roca y propiedades petrotérmicas) e incertidumbres en la geometría de fallas, la implementación de un modificador de valor 15 en los límites del modelo genera una aproximación del sector con características abiertas (Figura 46).

Dado que el modelo base construido abarca una extensión areal total de 6720 km², la implementación del modificador de volumen permite abarcar la superficie activa modelada a aproximadamente 100,8 km², lo cual representa una estimación cercana al área real del sistema real (error <6.01% vs área total). Esta aproximación es empleada para evaluar el comportamiento termodinámico y energético a escala de bloque completo dentro del marco del presente estudio y no se generan análisis profundos del mismo.

Figura 46 Vista del modelo conceptual del sector de Nereidas a modelar.



Nota: Elaboración propia mediante CMG.

Los resultados obtenidos se fundamentan principalmente en la entalpía (J) registrada durante la producción, la cual representa el contenido total de energía térmica (calor) del fluido geotérmico. Esta magnitud no diferencia la energía útil y la energía no útil, ya que refleja únicamente la cantidad total de calor disponible que entrega el sistema. Por otro lado, está el resultado de la tasa de energía (J/día) que expresa el flujo de energía por unidad de tiempo (que igualmente representa la potencia térmica), lo cual es fundamental en la geotermia, dado que

el calor constituye la "materia prima" para la generación de energía eléctrica y depende directamente de la tasa de flujo que se puede producir. (Çengel & Boles, 2019; MIT, 2006)

Adicionalmente, La eficiencia térmica total extraída, está dada por el balance de energía de sistema cerrado y sin pérdidas significativas de energía al entorno, el balance de energía en su forma diferencial donde la tasa de extracción neta es igual a la resta de la tasa de energía producida a partir del depósito y la tasa de energía inyectada representado como:

$$E_{neto} = E_{prod} - E_{iny} \quad (1)$$

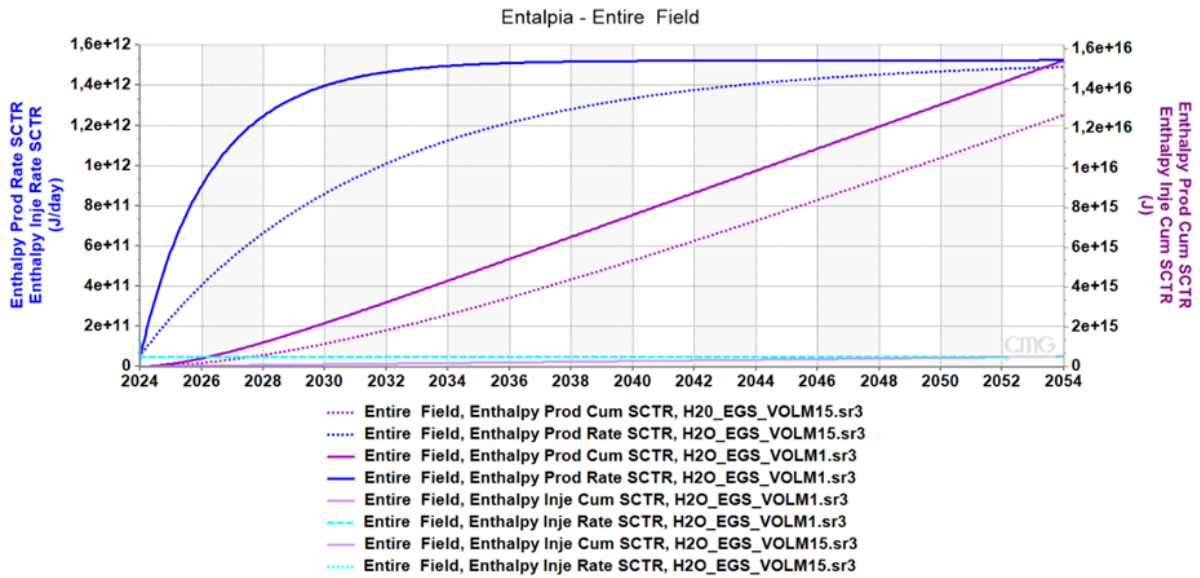
5.1 Escenarios de producción energética

5.1.1 Entalpía producida con inyección de agua

En la Figura 47 y la Figura 48 se representan los resultados de simulación correspondientes a los sistemas geotérmicos mejorado (EGS) y avanzado (AGS), respectivamente. En ambas figuras las curvas azules representan la entalpía generada en tasa, mientras que las tendencias moradas ilustran los valores acumulados correspondientes, donde la línea continua corresponde al volumen base y la discontinua al escenario modificado.

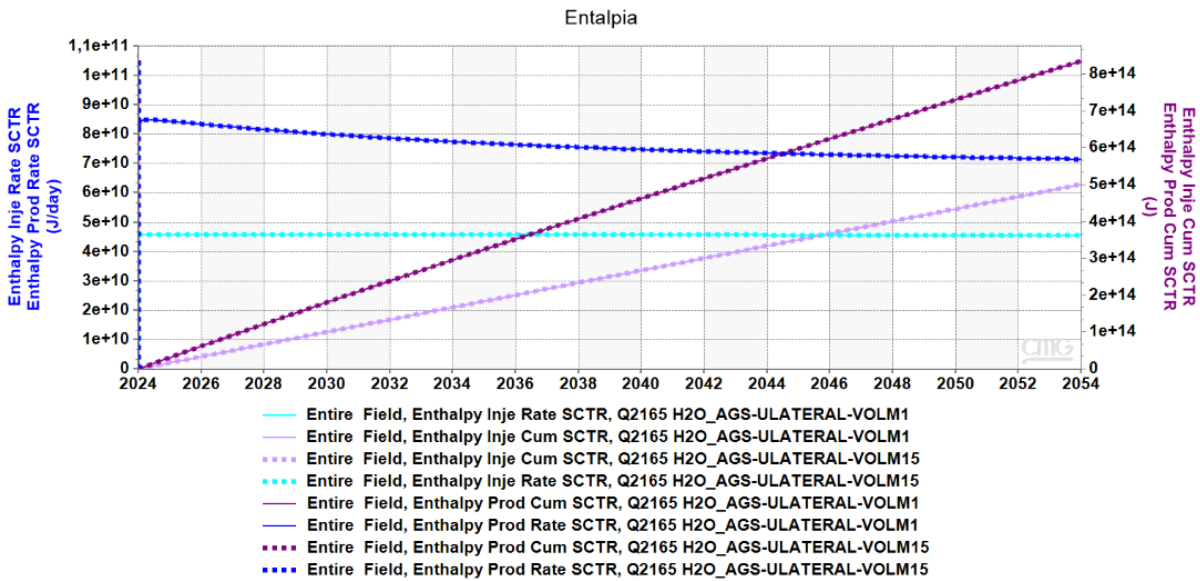
Adicionalmente, se incluye en un tono más claros de los mencionados de la entalpía inyectada, tanto en términos de tasa como de acumulado, lo cual permite visualizar de forma superpuesta su comportamiento en ambos sistemas. Cabe destacar que las condiciones de inyección se mantuvieron constantes durante toda la simulación, lo que permite una comparación directa del rendimiento térmico entre los escenarios analizados.

Figura 47 EGS - Entalpia producida (tasa y acumulativa) vs Tiempo



Nota: Elaboración propia por medio de CMG-RESULT

Figura 48 AGS - Entalpia producida (tasa y acumulativa) vs Tiempo

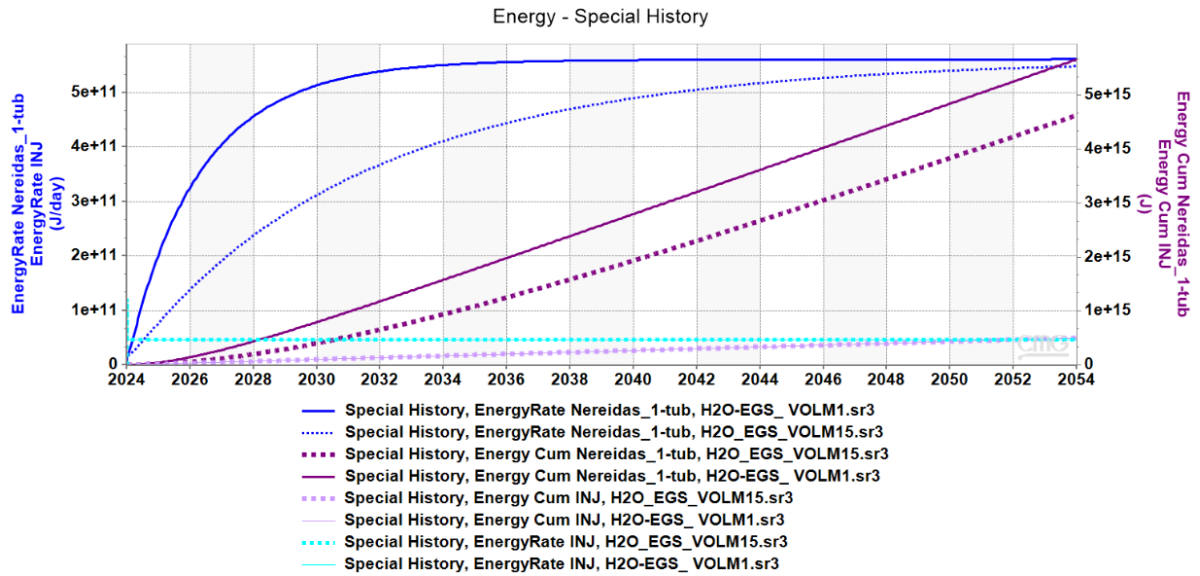


Nota: Elaboración propia por medio de CMG-RESULT

5.1.2 Energía producida con inyección de agua

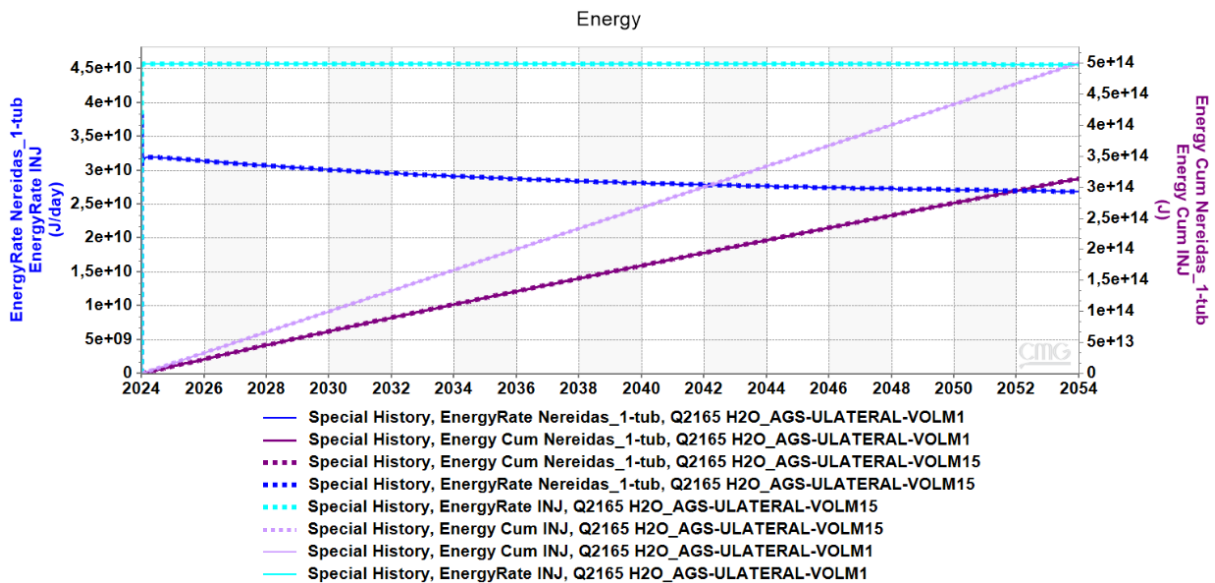
La producción de energía se encuentra tanto de forma acumulada como en tasa, donde se representan en la Figura 49 el sistema EGS y en la Figura 50 se representa el sistema AGS, donde los resultados de la energía tienen las mismas convenciones gráficas mencionadas en la entalpia para representar los casos.

Figura 49 EGS - *Energía producida (acumulada y tasa) vs Tiempo*



Nota: Elaboración propia por medio de CMG

Figura 50 AGS - *Energía producida (acumulada y tasa) vs Tiempo*



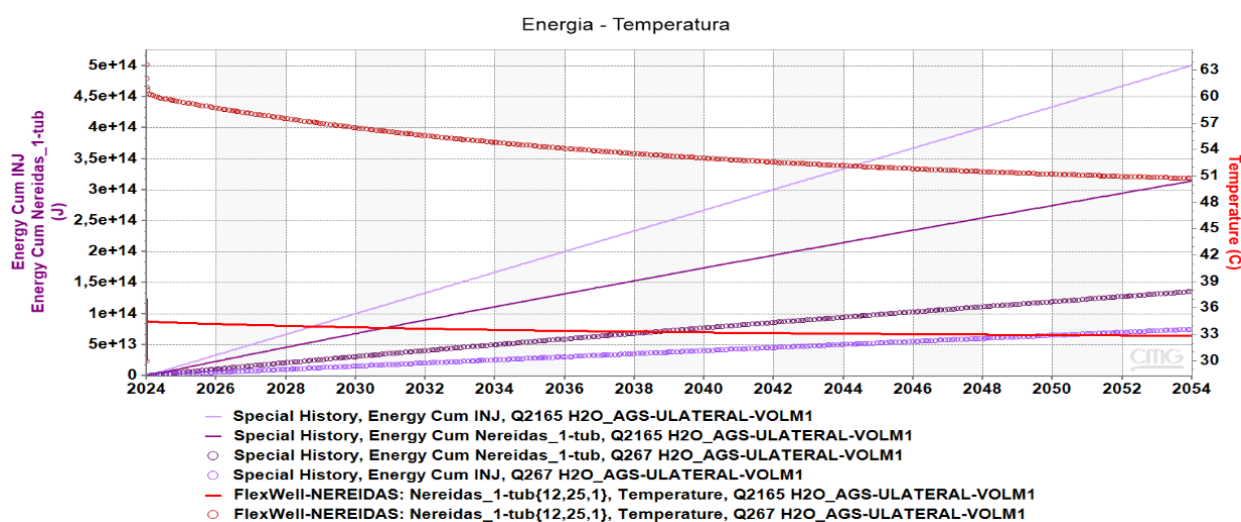
Nota: Elaboración propia por medio de CMG-RESULT

En el sistema AGS, se analizó un caso adicional que compara dos escenarios de caudal de inyección el primero correspondiente al caso base (2165 m³/día) y otro equivalente al propuesto por EAVOR para un pozo de un solo multilateral de 3.09 (kg/s) (267 (m³/día)), manteniendo constantes las demás condiciones operativas. Los resultados indican que un caudal elevado puede reducir la eficiencia térmica del sistema extraído, ya que el fluido no

alcanza a extraer suficiente energía para superar la energía inyectada. En contraste, con un caudal menor, como el de 267 m³/día, se observa una mayor eficiencia térmica extraída, dado que la energía producida supera a la inyectada. Esto se refleja en la Figura 51, donde las curvas moradas muestran la energía acumulada y las curvas rojas la temperatura del sistema, diferenciando el volumen base (línea continua) del escenario modificado (línea circular).

Lo anterior es coherente con lo planteado en el estudio del MIT (2006), donde se indica que la tasa de extracción de calor en sistemas EGS es el producto entre el caudal másico y la diferencia de entalpía específica entre el fluido producido y el reinyectado. Sin embargo, al incrementar excesivamente el caudal de inyección, la temperatura del fluido extraído puede disminuir significativamente, reduciendo su tasa de energía y por tanto, la eficiencia térmica del sistema. Esto genera una pérdida neta de energía aprovechable. Por tanto, es importante evaluar el caudal que logre maximizar la extracción de calor sin comprometer el gradiente térmico del yacimiento.

Figura 51 AGS – Energía y temperatura vs Tiempo a partir de diferentes caudales



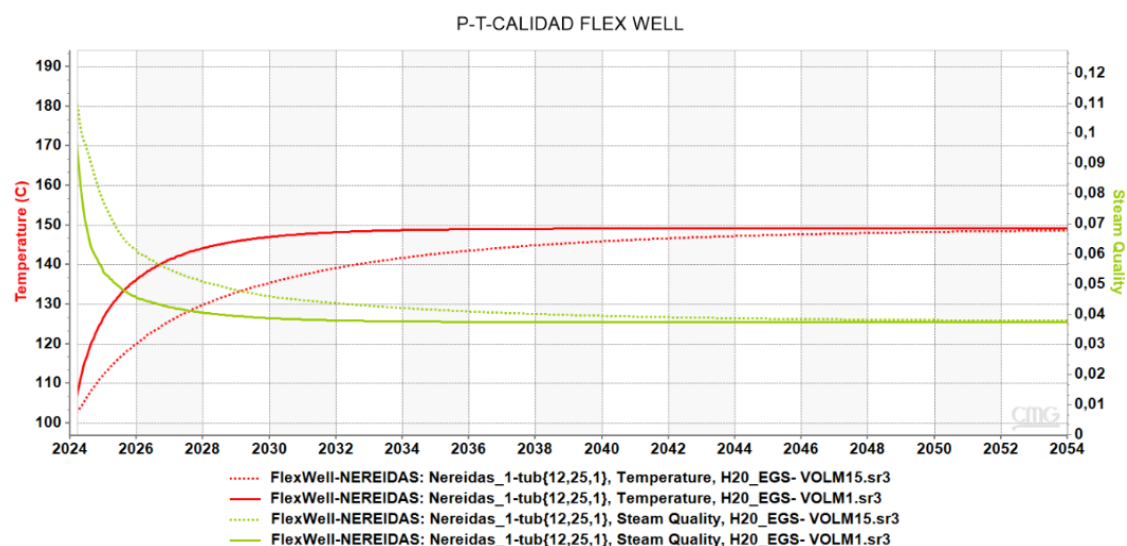
Nota: Elaboración propia por medio de CMG-RESULT

5.1.3 Temperatura y calidad producida con inyección de agua

El comportamiento de la temperatura y la calidad del agua se representa en la Figura 52 el sistema EGS y en la Figura 53 se representa el sistema AGS. En ambas figuras las curvas

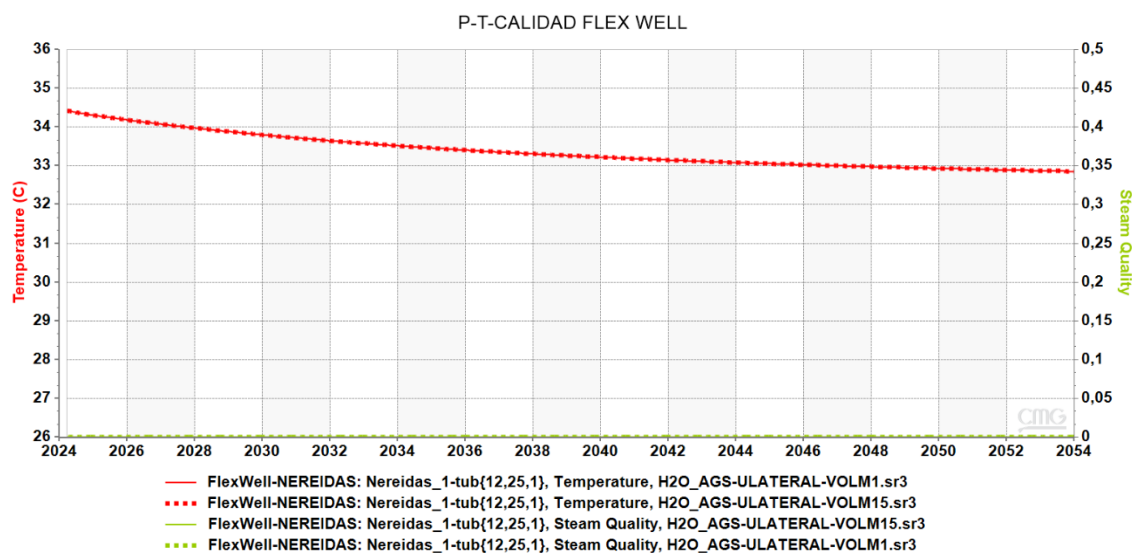
rojas representan la temperatura producida, mientras que las tendencias verdes ilustran los valores de calidad del agua respectiva, donde la línea continua corresponde al volumen base y la discontinua al escenario modificado.

Figura 52 EGS - *Temperatura y Calidad del agua vs Tiempo*



Nota: Elaboración propia por medio de CMG-RESULT

Figura 53 AGS - *Temperatura y Calidad del agua vs Tiempo*



Nota: Elaboración propia por medio de CMG-RESULT

5.1.4 Resultados finales de producción de los sistemas EGS y AGS

Los resultados de entalpía, energía, tasa de producción, temperatura, calidad y eficiencia térmica al final de los 30 años se presentan en la

Tabla 13.

Tabla 13.*Resultados caso base y con modificador EGS y AGS.*

Parámetro	Caso base	Caso base modificación (volumen 15)
Sistema mejorado de geotermia (EGS)		
Entalpía tasa	1,53E+12 (J/día) (1,77E+07 W)	1,49E+12 (J/día) (1,73E+07 W)
Entalpía acumulada	1,54E+16(J) (1,63E+07 W)	1,27E+16 (J) (1,34E+07 W)
Energía tasa	5,61E+11 (J/día) (5,93E+02 W)	5,49E+11 (J/día) (5,80E+02W)
Energía acumulada	5,67E+15 (J) (5,98E+06 W)	4,63E+15 (J) (4,89E+06 W)
Tasa salida	2164,83 (m ³ /día)	2117,31 (m ³ /día)
Temperatura salida	149.2 (°C)	148.6 (°C)
Calidad del agua	0.037526	0.03789
Eficiencia térmica tasa	5,16E+11 (J/día) (5,45E+02 W)	5,03E+11 (J/día) (5,32E+02 W)
Eficiencia térmica acumulado	5,17E+15 (J) (5,46E+06 W)	4,13E+15 (J) (4,36E+06 W)
Sistema avanzado de geotermia (AGS) Q267		
Entalpía tasa	2,8834E+10 (J/día) 3,3373E+05 (W)	2,8835E+10 (J/día) 3,3374E+05 (W)
Entalpía acumulada	3,55E+14(J) 3,7452E+05 (W)	3,55E+14 (J) 3,7456E+05 (W)
Energía tasa	1,1057E+10 (J/día) (5,93E+02 W)	1,1058E+10 (J/día) (5,93E+02 W)
Energía acumulada	1,3587E+14 (J/día) (1,4351E+05 W)	1,3589E+14 (J/día) (1,4353E+05 W)
Tasa salida	267 (m ³ /día)	267
Temperatura salida	50,725 (°C)	50,727 (°C)
Calidad del agua	0	0
Eficiencia térmica tasa	4,3779E+09 (J/día) (4,624E+00 W)	4,3784E+09 (J/día) (4,625E+00 W)
Eficiencia térmica acumulado	6,089E+13 (J) (6,431E+04 W)	6,090E+13(J) (6,433E+04 W)
Sistema avanzado de geotermia (AGS) Q2164		
Entalpía tasa	7,1506E+10 (J/día) (8,2761E+05W)	7,1508E+10 (J/día) (8,2763E+05W)
Entalpía acumulada	8,3551E+14 (J) (8,8248E+05 W)	8,3553E+14 (J) (8,8250E+05 W)
Energía tasa	26886E+10 (J/día) (2,83976E+01W)	26887E+10 (J/día) (2,83984E+01W)
Energía acumulada	3,1420E+14 (J/día)	3,1421E+14(J/día)

	(3,3186E+05 W)	(3,3187E+05W)
Tasa salida	2164 (m ³ /día)	2164
Temperatura salida	32.8586 (°C)	32.8584 (°C)
Calidad del agua	0	0
Eficiencia térmica tasa	-1,879E+10 (J/día)	-1,878E+10 (J/día)
	(-1,9847E+01 W)	(-1,9846E+01 W)
Eficiencia térmica acumulado	-1,8661E+14 (J)	-1,8660E+14 (J)
	(-1,9711E+05 W)	(-1,9710E+05 W)

Nota: Elaboración propia por medio de CMG-RESULT

Los resultados del modelo base y el modelo modificado EGS difieren, debido a la dispersión de energía en el proceso de inyección, ya que parte del agua inyectada que debería ser transportada al pozo productor se disipa en los bloques adyacentes al ser un volumen mayor. Lo que igualmente genera el impacto en la energía acumulada que se puede producir, con lo cual igualmente para aprovechar el potencial total se podría evaluar patrones complementarios para aprovechar la energía extraíble. Así mismo al tener mayor volumen el caso modificado EGS se produce una mayor calidad al inicio, pero por las pérdidas se genera menos energía útil producida que se representa en la entalpía producida y acumulada del sistema EGS.

Los resultados EGS de la temperatura inicialmente en el caso del modificador de volumen es menor en la parte inicial del proceso, pero con el tiempo se estabilizan respecto a la tasa sin modificadores. Por otro lado, la calidad es mayor en el caso del modificador y con el tiempo disminuye hasta que se estabilizan y se aproximan entre sí.

En otro aspecto, en los resultados AGS el comportamiento del caso base y el modificado no difieren en sus comportamientos y los resultados al final del proceso son muy cercanos entre sí, donde la temperatura que se produce tiene el mismo comportamiento y con el tiempo decrece terminando en un valor menor al inicial, al mismo tiempo la calidad se mantiene en cero todo el tiempo en ambos casos; la diferencia de la energía acumulada entre el modelo base y el modificado es de 1,419E+01 dado por la mayor cantidad de energía que se transfiere del mayor volumen del caso modificado.

6. Sensibilización y optimización del modelo

Para evaluar el impacto de variables en la entalpía y energía acumulada de los sistemas EGS y AGS, se utilizó la herramienta CMOST, mediante un diseño experimental que permitió analizar efectos principales e interacciones entre parámetros, donde la calidad del diseño experimental se encontró en excelentes condiciones, con un valor de ortogonalidad del sistema EGS y AGS de 0.14 y 0.15 respectivamente (De una adecuada condición de ortogonalidad = 0 a 0.2).

Los resultados se representaron a través del análisis de sensibilidad Sobol, el cual cuantifica la contribución individual y combinada de cada variable en la respuesta del sistema, facilitando la identificación de los factores más influyentes en el rendimiento de producción térmica.

Así mismo, se completa un análisis de incertidumbre mediante simulaciones Monte Carlo, con el fin de estimar la variabilidad en la producción energética bajo diferentes combinaciones posibles de parámetros dentro de los rangos definidos. Los resultados se expresan en términos de probabilidad de ocurrencia para los percentiles P10, P50 y P90 para establecer márgenes de confianza en la producción esperada de acuerdo con las condiciones del modelo conceptual generado.

6.1 Parámetros operacionales sensibilizados

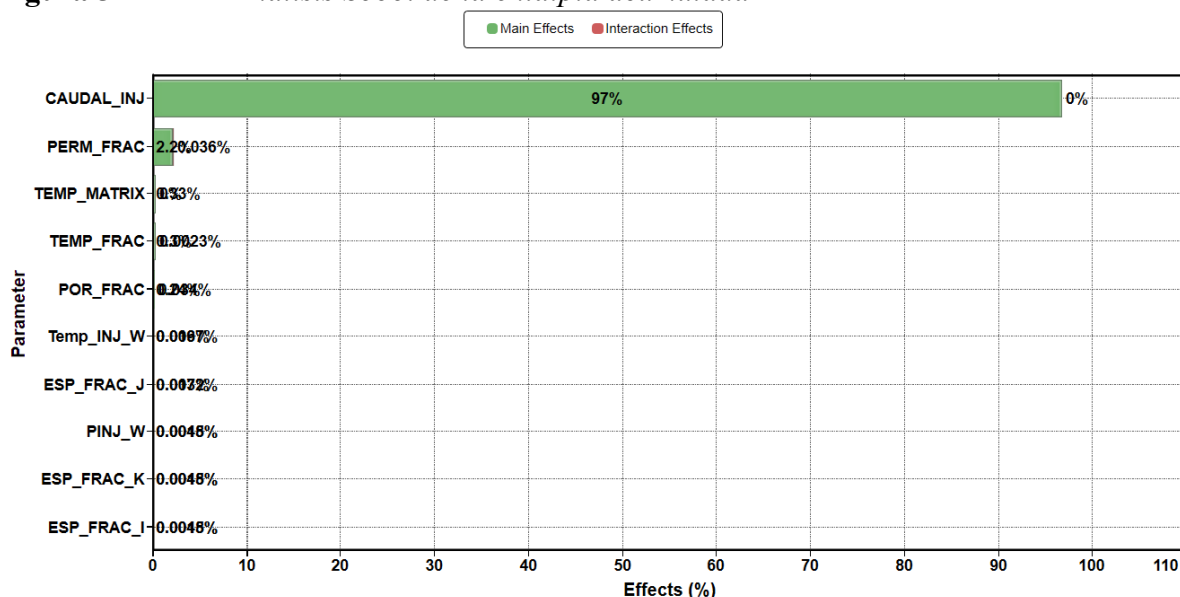
Se evaluaron aquellas variables que presentan incertidumbre en sus valores o que, por su naturaleza, pueden influir significativamente en la producción del sistema geotérmico y de los cuales se puede modificar. El objetivo fue identificar cuáles de estas variables tienen mayor impacto sobre los parámetros clave de desempeño, específicamente la entalpía y la tasa acumulada producida, los rangos de los parámetros usados para cada variable se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14.*Variación de parámetros a sensibilizar*

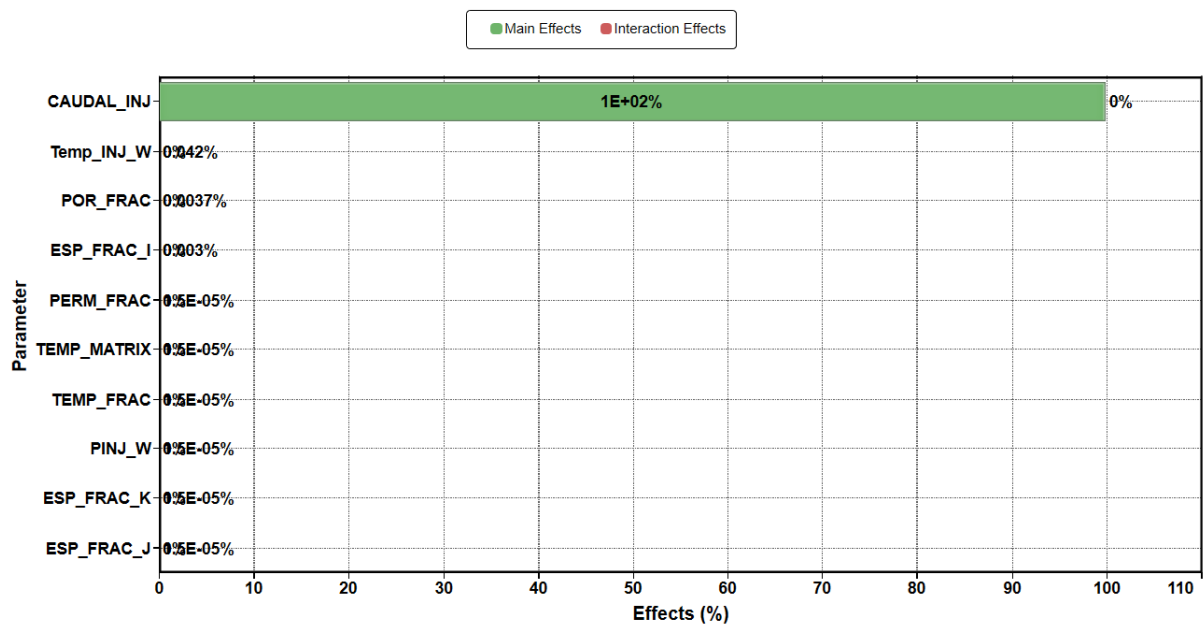
Parámetro	Valor mínimo	Valor referencia	Valor máximo	Unidad
Permeabilidad Fractura	10	35.9	200	mD
Porosidad Fractura	0.001	0.0034	0.08	Adimensional
Temperatura en fondo fractura (@2000m)	170	240.46	315	°C
Temperatura en fondo matriz (@2000m)	170	240.46	315	°C
Caudal	86.4	2165	9504	m ³ /día
Espaciamiento de fractura I	0.25	1	10	m
Espaciamiento de fractura J	0.25	1	10	m
Espaciamiento de fractura K	0.25	1	10	m
Presión de inyección	10000	25000	30000	kPa
Temperatura de inyección	20	30	50	°C

Nota: Elaboración propia mediante la recopilación de información de los estudios que se presentaron en la Tabla 1 y estudios complementarios que profundizan en cada una de las variables a nivel del caso del nevado del Ruiz, casos reales internacionales, la eficiencia y eficacia de producción de energía para la rentabilidad de procesos de geotermia; en especial los tomados de Duwiquet, 2022; Moreno et al., 2018; Oviedo et al., 2023; Beckers et al., 2022; J. A. O. González, 2021; Malek et al., 2022; Van Wees, 2021; MIT, 2006; Urrea Rivera et al., 2023; J. A. O. González, 2022.

6.1.1 Sensibilización de la entalpía acumulada

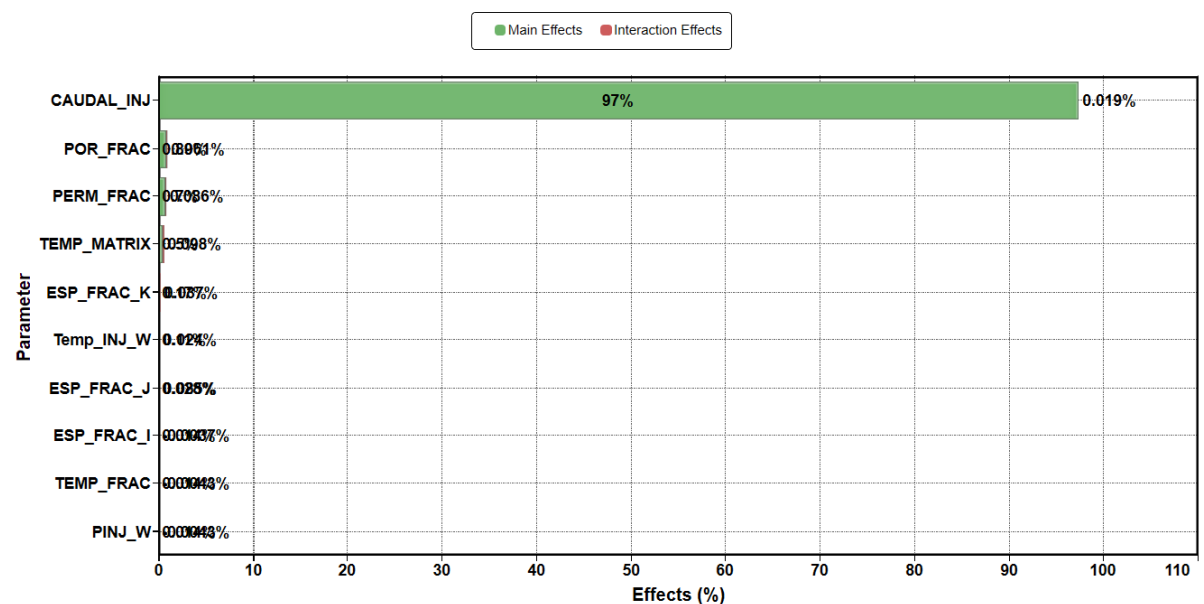
Figura 54 EGS – Análisis Sobol de la entalpía acumulada

Nota: Elaboración propia por medio de CMG-CMOST

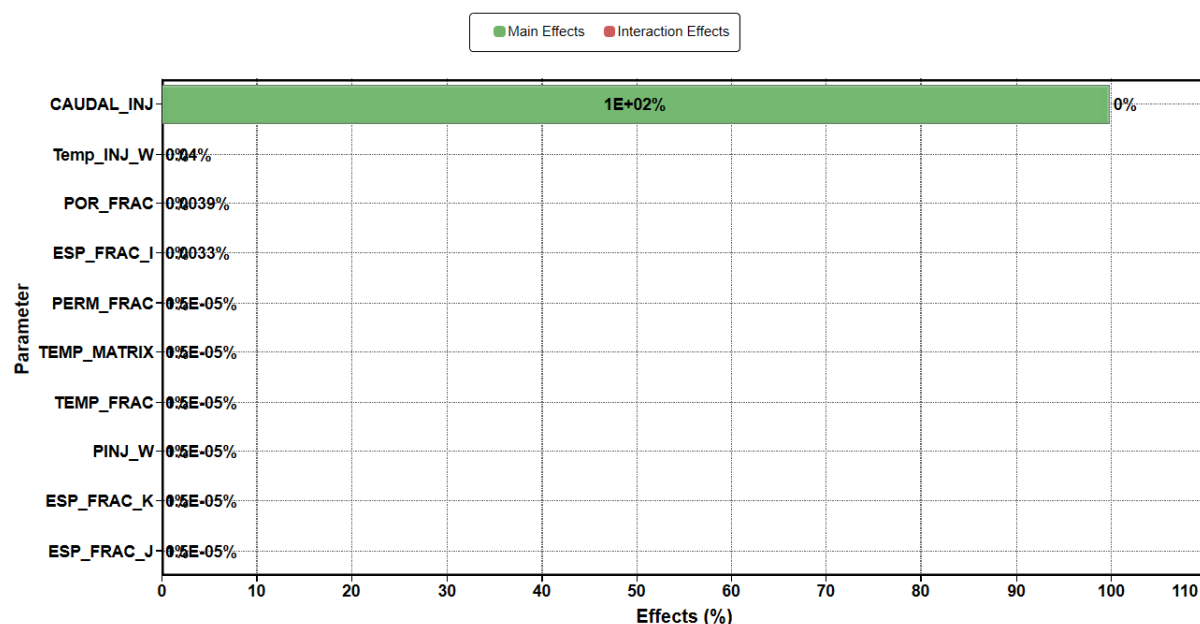
Figura 55 AGS – *Análisis Sobol de la entalpía acumulada*

Nota: Elaboración propia por medio de CMG-CMOST

6.1.2 Sensibilización de la energía acumulada

Figura 56 EGS – *Análisis Sobol energía acumulada.*

Nota: Elaboración propia por medio de CMG-CMOST

Figura 57 AGS – *Análisis Sobol energía acumulada.*

Nota: Elaboración propia por medio de CMG-CMOST

6.1.3 Percentiles de ocurrencia para los escenarios de producción.

Tabla 15.

Probabilidad de producción acumulada

Parámetro acumulado	P10	P50	P90
Sistema mejorado de geotermia (EGS)			
Entalpía	1,49E+16 (J) (1,58E+07 W)	2,75E+16 (J) (2,90E+07 W)	3,17E+16 (J) (3,35E+07 W)
Energía	5,56E+15 (J) (5,87E+06 W)	1,15E+16 (J) (1,22E+07 W)	1,49E+16 (J) (1,58E+07 W)
Sistema avanzado de geotermia (AGS)			
Entalpía	1,81E+14 (J) (1,91E+05 W)	7,02E+14 (J) (7,41E+05 W)	4,64E+15 (J) (4,91E+06 W)
Energía	6,91E+13 (J) (7,30E+04 W)	2,64E+14 (J) (2,79E+05 W)	1,75E+15 (J) (1,85E+06 W)

Nota: Elaboración propia por medio de CMG-CMOST

6.1.4 Parámetros y escenarios óptimos para la mayor generación de potencial energético

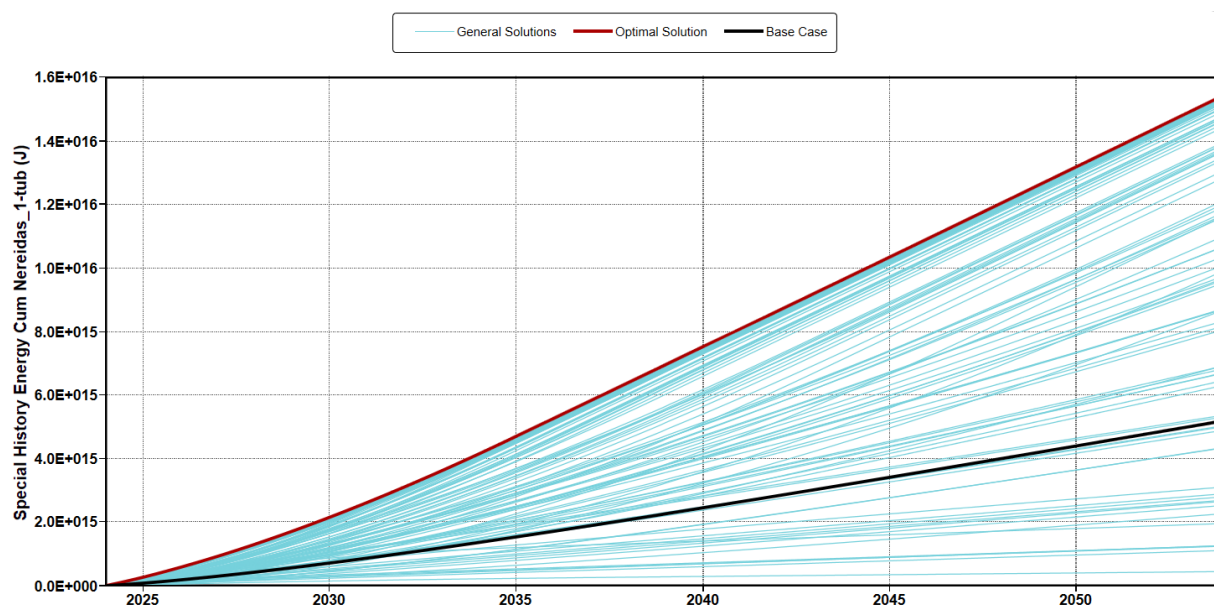
A continuación, se presenta la optimización de los valores de los parámetros tenidos en cuenta en la Tabla 14 para obtener la mayor energía acumulada después de 30 años para el EGS

y el AGS, obtenidas a partir de la optimización realizada en CMOST donde en las figuras la curva negra representa el caso base, la roja la solución óptima y las azules las soluciones generales.

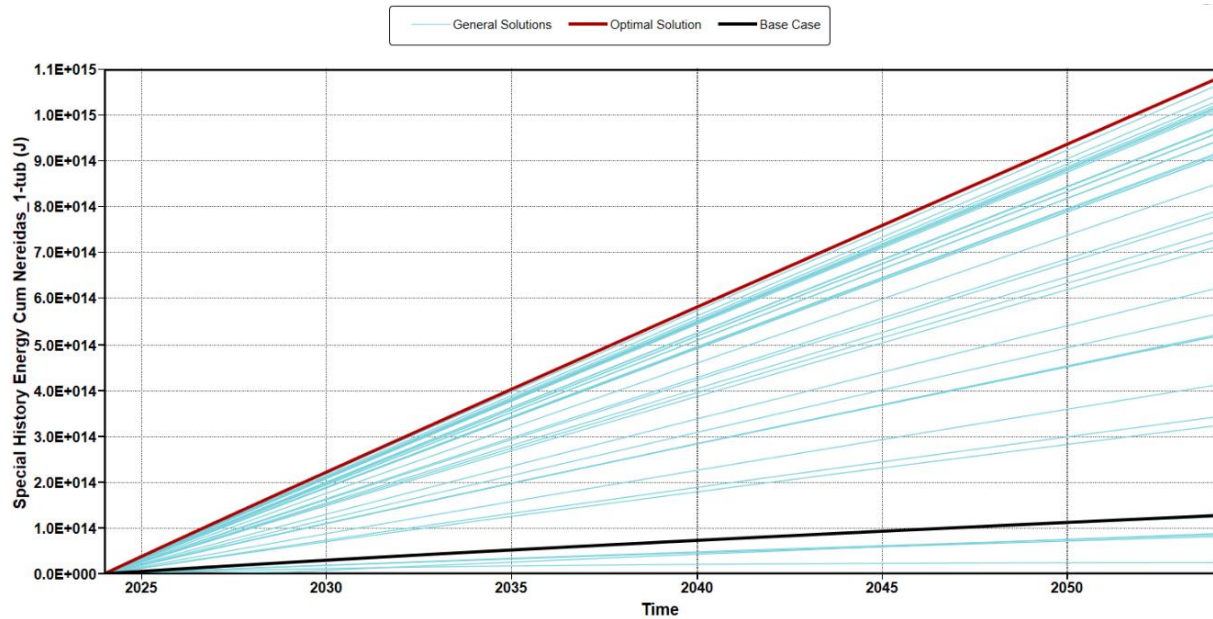
Es así como en los resultados de la optimización de los casos de estudio del EGS representados en la

Figura 58 y para el AGS en la Figura 59, se evidencia la optimización energética al compararla con el caso base. En ese sentido de acuerdo con el parámetro que más influye en ambos sistema, el cual es el caudal se presenta los resultados simulados para el EGS en la Figura 60 donde se evidencia que el valor óptimo en el que la energía producida acumulada, para este modelo es de 9504 m³/día y un rango recomendado según el estudio que oscila entre (9000-10000 m³/día) y para el AGS representado en la Figura 61 un valor óptimo de 2440 m³/día y un rango recomendado según el estudio que oscila entre (2000-3300 m³/día).

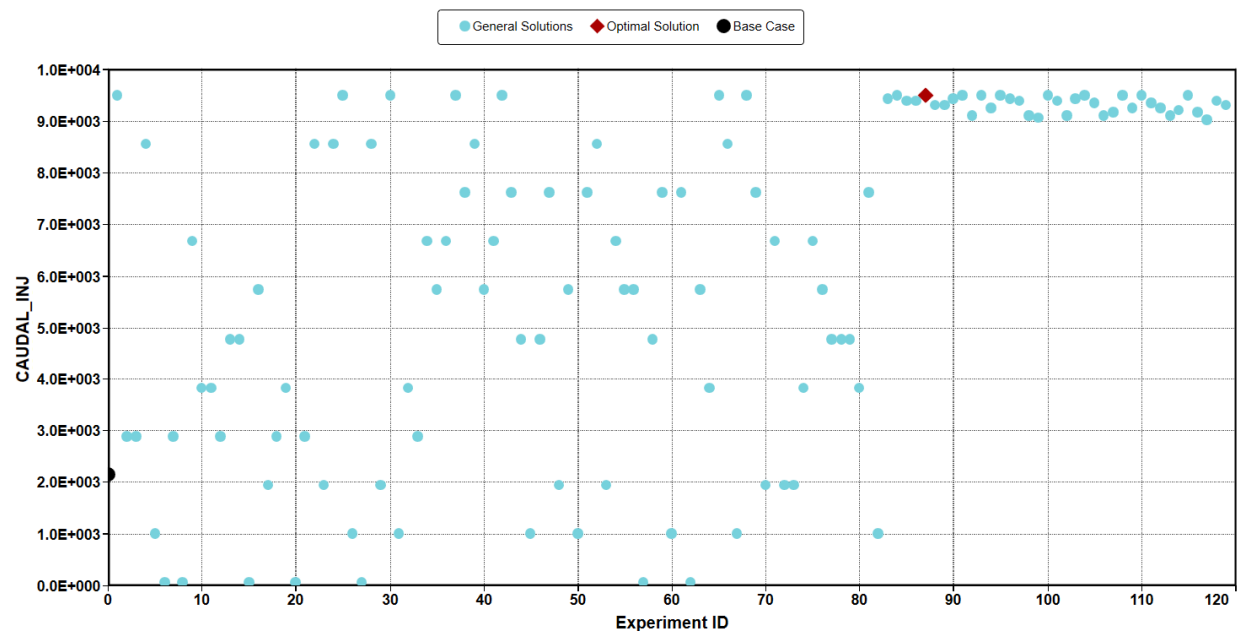
Figura 58 EGS – *Energía acumulada optimizada a 30 años*



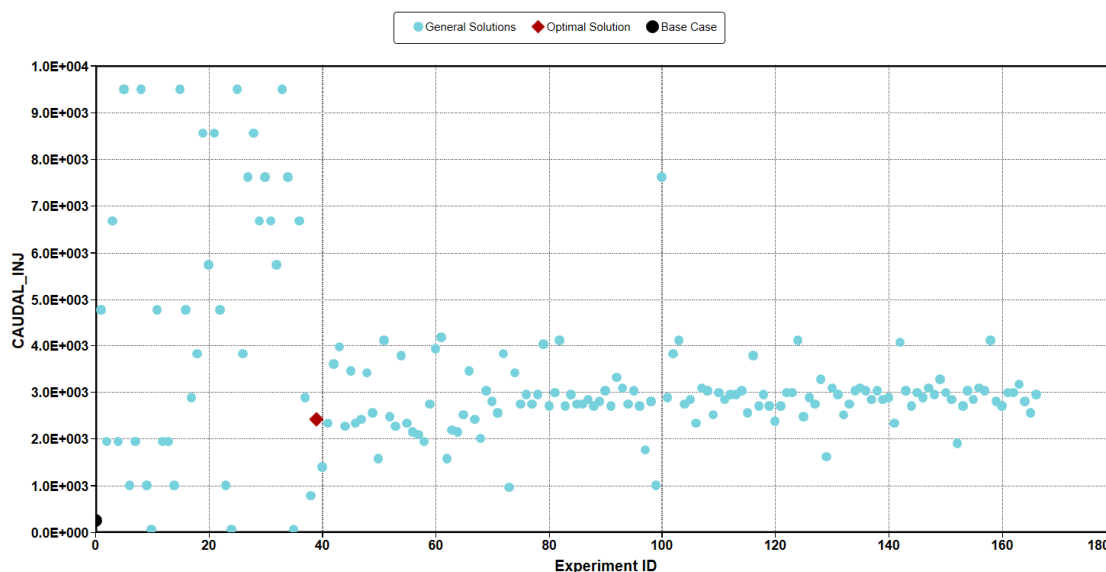
Nota: Elaboración propia por medio de CMG-CMOST

Figura 59 AGS – *Energía acumulada optimizada a 30 años*

Nota: Elaboración propia por medio de CMG-CMOST

Figura 60 EGS – *Rango de valores de caudales en la optimización de energía acumulada*

Nota: Elaboración propia por medio de CMG-CMOST

Figura 61 AGS –Rango de valores de caudales en la optimización de energía acumulada

Nota: Elaboración propia por medio de CMG-CMOST

Los valores óptimos para cada parámetro se presentan a continuación en la Tabla 16 para cada caso (EGS y AGS).

Tabla 16.

Parámetros óptimos para producción de energía acumulada

Parámetro	EGS	AGS	Unidad
Permeabilidad Fractura	175.3	163.9	mD
Porosidad Fractura	0.007	0.0042	Adimensional
Factor multiplicador de Temperatura en fondo fractura (@2000m)	179.425	272.95	°C
Factor multiplicador de Temperatura en fondo matriz (@2000m)	305.575	259.9	°C
Caudal	9504	2440	m ³ /día
Espaciamiento de fractura I	6.34	2.59	m
Espaciamiento de fractura J	6.68	3.22	m
Espaciamiento de fractura K	8.78	2.83	m
Presión de inyección	28300	13300	kPa
Temperatura de inyección	39.8	49.4	°C
Energía acumulada	1.55E+16	1,08E+15	(J)
Energía acumulada	1,63E+7	1,14E+06	(W)

Nota: Elaboración propia mediante resultados de CMG-CMOST

Si bien los parámetros óptimos obtenidos para cada caso (EGS y AGS) representan las condiciones bajo las cuales se alcanzaría la mayor energía acumulada posible, es probable que no todos ellos se logren reproducir en condiciones reales. No obstante, acercarse a dichos valores permitiría maximizar el potencial de generación energética del sistema. Se resalta que el parámetro que genera mayor impacto de acuerdo con los resultados por sensibilidad y del que se tiene el control para optimizar el sistema, es el caudal del cual sí se toma dentro de los rangos o se llega al valor mencionado en la Tabla 16 se lograría recuperar la mayor cantidad de energía acumulada del sistema.

7. Conclusiones

Los resultados indican que el sistema EGS presenta un mayor desempeño en la extracción de calor, superando al AGS tanto en generación de entalpía como en tasa de energía. Este comportamiento se atribuye a una mejor interacción entre el agua y la matriz de roca fracturada debido a la mayor interacción de mecanismos de transferencia de calor, así como a la eficiencia térmica extraída del proceso de inyección-producción en el contexto geológico modelado por el mayor volumen de fluido que se puede tener en el circuito del sistema EGS.

La modificación del volumen del medio geotérmico impacta de forma distinta en los sistemas EGS y AGS durante los 30 años simulados. En el sistema EGS, un mayor volumen reduce la producción térmica debido a la dispersión de fluido y pérdidas aun así con el tiempo los resultados muestran que el comportamiento térmico y de calidad convergen entre sí, mientras que en el sistema AGS, dicho aumento de volumen favorece la transferencia de calor y permite una mayor producción acumulada de energía y entalpía. Estos hallazgos resaltan la importancia del volumen y límites por las fallas como parámetro de diseño según el tipo de sistema.

En el análisis de sensibilidad del modelo EGS, el caudal de inyección se identificó como el parámetro más influyente en la producción de entalpía y energía, seguido por la permeabilidad de fractura. Esto resalta la necesidad de priorizar estudios enfocados en la caracterización de redes de fracturas naturales, considerando aspectos clave como conectividad, espaciamiento y porosidad de estas. Asimismo, se recomienda integrar estudios geomecánicos que permitan evaluar el potencial de inducir o mejorar la conectividad de fracturas, con el fin de maximizar eficiencia térmica total extraída y el aprovechamiento energético del sistema.

En el análisis de sensibilidad del modelo AGS el caudal de inyección tiene casi toda la variabilidad del resultado y es el más influyente, aun así, la temperatura de inyección ocupa el

segundo puesto en el sistema AGS, temperatura de inyección ejerce una influencia inversamente proporcional sobre la eficiencia térmica de extracción debido a que, si se inyecta un fluido a menor temperatura, el gradiente térmico extraído aumenta, así mismo se puede aprovechar la temperatura del agua antes de reinyectar para proyectos geotérmicos de desarrollo en cascada.

El sistema EGS presenta un mayor potencial de generación energética en comparación con el sistema AGS, evidenciado por la eficiencia de extracción térmica. No obstante, el creciente interés en los sistemas HDR, impulsado por avances tecnológicos y nuevas iniciativas empresariales, resalta la necesidad de continuar la investigación en ambos enfoques. Mientras que en la actualidad los EGS han alcanzado un mayor nivel de desarrollo técnico, los AGS emergen como una alternativa prometedora con gran proyección futura en zonas en las que no se pueda fracturar o se consideren otros factores socioambientales. Es así como dado el alto potencial geológico de los sistemas HDR a nivel global, es fundamental fortalecer los procesos de investigación y desarrollo de manera pública para posicionar estos sistemas como una opción estratégica dentro de la transición energética sostenible.

Aunque en este estudio no se realizó un análisis de sensibilidad específico sobre la presión de inyección, su importancia no debe subestimarse, dado que está directamente relacionada con la tasa de inyección, variable que sí se identificó como determinante en el comportamiento de los sistemas EGS y AGS. La presión de inyección influye en la propagación de fracturas, en la reactivación de discontinuidades naturales y en la estabilidad geomecánica del sistema. Factores como el gradiente de fractura y la sismicidad inducida, no considerados en este estudio, pueden afectar significativamente el desempeño de los EGS. En los AGS, la presión se relaciona directamente con fenómenos de termosifón que alteran el flujo térmico por la convección natural o forzada. Además, dado que la tasa de inyección fue el parámetro más

relevante en ambos sistemas y está directamente asociada a la presión, un aumento en la tasa implica un incremento en la presión del sistema.

Este estudio constituye un acercamiento al análisis comparativo del potencial energético de los sistemas EGS y AGS en un yacimiento de roca seca del área, utilizando simulación numérica para comparar ambos escenarios. Los modelos desarrollados, basados en datos geológicos del sector de Nereidas, evidencian la viabilidad técnica de ambos sistemas, este estudio solo analiza lo que se puede concluir a partir de los datos publicados y en última instancia, el modelo se puede utilizar de muchas maneras para desarrollar más hipótesis para aprovechar este potencial.

Aunque el enfoque no incluyó aspectos hidrológicos, se reconoce el potencial geotérmico amplio en la zona del VNR, subrayando la necesidad de desarrollar proyectos fuera de áreas protegidas para garantizar su sostenibilidad ambiental. Este modelo representa una herramienta base que puede ser refinada conforme se disponga de nueva información, orientando futuras exploraciones geotérmicas en la región.

8. Recomendaciones

Ampliar el análisis de sensibilidad incluyendo un rango más amplio de variables operativas y de yacimiento, con el fin de identificar y cuantificar con mayor precisión los factores que influyen en el desempeño de los sistemas EGS y AGS. Esto permitirá extrapolar el conocimiento a otros contextos de roca seca en Colombia y a nivel internacional.

Explorar la aplicación de distintos simuladores numéricos para comparar la representación de los procesos geotérmicos en sistemas EGS y AGS. Esta comparación fortalecería la robustez metodológica y permitiría validar los resultados obtenidos con diferentes enfoques computacionales.

Promover investigaciones que integren disciplinas geológicas, geotérmicas e ingenieriles para desarrollar modelos integrales como herramientas de soporte a la toma de decisiones en exploración geotérmica y fomentando iniciativas interdisciplinarias que impulsen el desarrollo de esta fuente energética en el país.

9. Referencias

- Alfaro, C., Alvarado, I., Quintero, W., Vargas, C., & Briceño, L. A. (2009). *MAPA PRELIMINAR DE GRADIENTES GEOTÉRMICOS DE COLOMBIA*.
<https://recordcenter.sgc.gov.co/B19/23008050024780/documento/pdf/2105247801101000.pdf>
- Alfaro, C., Rueda Gutiérrez, J., Casallas, Y., Rodríguez, Z., & Malo, J. (2020). Estimación Preliminar del Potencial Geotérmico de Colombia. *Bogotá: Servicio Geológico Colombiano*.
- Alfaro, C., Velandia, F., & Cepeda, H. (2005). Colombian geothermal resources. *Proceedings World Geothermal Congress, 11*.
- 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. *The Geology of Colombia, 4*, 161–196.
- Almaguer, J. L. (2013). Estudios Magnetotelúrico con fines de interés Geotérmico en sector Norte del Nevado del Ruíz, Colombia (Maestro en Ciencias de la Tierra). *Universidad Nacional Autónoma de México. 139p*.
- Arellano Gomez, V. (1999). *Geotermics; Geotermia*.
- Asai, P., Panja, P., McLennan, J., & Moore, J. (2018). Performance evaluation of enhanced geothermal system (EGS): Surrogate models, sensitivity study and ranking key parameters. *Renewable Energy, 122*, 184–195.
- Baker, R. O., Yarranton, H. W., & Jensen, J. (2015). *Practical reservoir engineering and characterization*. Gulf Professional Publishing.
- Battocletti, L. (1999). *Geothermal Resources in Latin America & the Caribbean*. US Department of Energy, Office of Geothermal Technologies.

- Beckers, K. F., Rangel-Jurado, N., Chandrasekar, H., Hawkins, A. J., Fulton, P. M., & Tester, J. W. (2022). Techno-Economic Performance of Closed-Loop Geothermal Systems for Heat Production and Electricity Generation. *Geothermics*, 100. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102318>
- Bischoff, A., Kuva, J., Heap, M. J., Jolis, E., Reuschlé, T., Engström, J., Salminen, J., & Karinen, T. (2022). Chasing Deep Geothermal Resources in Crystalline Cratons. *TWELFTH SYMPOSIUM ON THE STRUCTURE, COMPOSITION AND EVOLUTION OF THE LITHOSPHERE*, 17.
- Bona, P., & Coviello, M. (2016). *Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur: una propuesta metodológica*.
- Camp, E. R., Jordan, T. E., Hornbach, M. J., & Whealton, C. A. (2018). A probabilistic application of oil and gas data for exploration stage geothermal reservoir assessment in the Appalachian Basin. *Geothermics*, 71, 187–199. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2017.09.001>
- Çengel, Y. A., & Boles, M. A., & K. M. (2019). *Termodinámica: Vol. 1.a ed* (9a. ed). McGraw-Hill Interamericana.
- Cervantes, Newson, J., Blessent, D., Sanchez Lopez, J., & Moreno, D. (2019). *3D Modelling of Faulting and Intrusion of the Nevado del Ruiz Volcano, Colombia*.
- Cinzia, F., Inguaggiato, S., Chacón, Z., Londoño, J. M., Gil, E., & Alzate, D. (2017). Vapour discharges on Nevado del Ruiz during the recent activity: Clues on the composition of the deep hydrothermal system and its effects on thermal springs. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 346, 40–53. <https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2017.04.007>
- Clauser, C. (2011). Thermal storage and transport properties of rocks, ii: Thermal conductivity and diffusivity. *Encyclopedia of Earth Sciences Series, Part 5*, 1431–1448. https://doi.org/10.1007/978-90-481-8702-7_67

Designpower genzl. (1997). Nevado del Ruiz Geothermal Prospect, Nereidas Exploration Well N1, Post Drilling Scientific Review. *Geonergía Andina SA*, 59.

Diaz Gil, A., & Aguirre, L. (2014). *ANÁLISIS ESTRUCTURAL DETALLADO DE UN SECTOR DEL VALLE DE NEREIDAS, MACIZO VOLCÁNICO NEVADO DEL RUIZ, MVNR. APORTE AL PROYECTO GEOTÉRMICO EPM-CHEC.*

Dickson, M. H., & Fanelli, M. (2002). *What is geothermal energy.* Istituto di Geoscienze e Georisorse. CNR, Pisa, Italy.

Dickson, M. H., & Fanelli, Mario. (2005). *Geothermal energy : utilization and technology.* Earthscan.

Dufrene, C., Cambre, E., Sfeir, J., Kozikowski, M., & Bois, A.-P. (2025). *Enhancing Thermal Efficiency in Super-Hot Geothermal Systems: Optimizing Premium Connections for Advanced Vacuum Insulated Tubulars.*

Duwiquet, H. (2022). Crustal fault zones as geothermal power systems. Contribution of numerical modelling and comparison with natural systems. *Contribution of Numerical Modelling and Comparison with Natural Systems.*

Duwiquet, H., Guillou-Frottier, L., Arbaret, L., Bellanger, M., Guillon, T., Heap, M., & Heap, M. J. (2021). Crustal Fault Zones (CFZ) as Geothermal Power Systems: A Preliminary 3D THM Model Constrained by a Multidisciplinary Approach. *Multidisciplinary Approach. Geofluids*. <https://doi.org/10.1155/2021/8855632>

Folguera Telichevsky, A., & Spagnuolo, M. G. (2009). *De la tierra y los planetas rocosos: una introducción a la tectónica.*

Forero Herrera, J. A. (2012). Caracterización de las alteraciones hidrotermales en el flanco Noroccidental del Volcán Nevado del Ruiz, Colombia. *Departamento de Geociencias.*

Forero, J., Carlos Zuluaga, ;, & Mojica, ; Jaime. (2011). *ALTERATION RELATED TO HYDROTHERMAL ACTIVITY OF THE NEVADO DEL RUIZ VOLCANO (NRV),*

COLOMBIA ALTERACIÓN RELACIONADA CON LA ACTIVIDAD HIDROTHERMAL DEL VOLCÁN NEVADO DEL RUIZ, COLOMBIA RESUMEN (Vol. 33).

- Garnish, J. D. (1978). Geothermal energy and the UK. *Physics Education*, 13(6), 372.
- Gehring, M., & Loksha, V. (2012). Manual de geotermia: cómo planificar y financiar la generación de electricidad. *Programa de Asistencia Para La Gestión Del Sector Energético, Banco Mundial*, 2, 1–117.
- Giggenbach, W. F. (1990). The chemistry of fumarolic vapor and thermal-spring discharges from the Nevado del Ruiz volcanic-magmatic-hydrothermal system, Colombia. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 42(1–2), 13–39.
- González, H. (2001). Geología de las planchas 206 Manizales y 225 Nevado del Ruiz. *Memorias Explicativas de Los Mapas. Escala*, 1(100.000), 40–44.
- González, J. A. O. (2021). *Estudio de aprovechamiento de energía proveniente de los pozos programados en el proyecto geotérmico Macizo Volcánico del Ruiz – CHEC Grupo EPM.*
- González, J. A. O. (2022). DISEÑO DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR PARA UN POZO PROFUNDO DE ALTO GRADIENTE: CASO NEREIDAS 1. . *RENAG*.
<https://www.ageocol.org/memorias-renag/renag-2022>
- González-García, J., Hauser, J., Annetts, D., Franco, J., Vallejo, E., & Regenauer-Lieb, K. (2015). Nevado Del Ruiz Volcano (Colombia): A 3D Model Combining Geological and Geophysical Information. In *Proceedings World Geothermal Congress*.
<http://earthexplorer.usgs.gov>
- González-García, J., & Jessell, M. (2016). A 3D geological model for the Ruiz-Tolima Volcanic Massif (Colombia): Assessment of geological uncertainty using a stochastic approach based on Bézier curve design. *Tectonophysics*, 687, 139–157.
- Gupta, H. K., & Roy, S. (2006). *Geothermal energy: an alternative resource for the 21st century*. Elsevier.

Hamm, S., Hass, E., Winick, J., Tasca, C., Albayrak, F., Augustine, C., Boyd, L., Eugeni, E., Thomas, H., & Reinhardt, T. (2019). *GeoVision: Harnessing the heat beneath our feet*. US Department of Energy.

Harvey, C., Beardsmore, G., Moeck, I., Ruter, H., & Bauer, S. (2014). *Best practices guide for geothermal exploration*. Bochum: IGA Service GmbH, Bochum University of Applied Science.

Herrera, J. (2021). *Modelado magnetotérmico de las áreas geotérmicas de Nereidas Botero Londoño y Nevado del Ruiz*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.

Hiriart, G., & Sánchez, E. (1985). *Thermodynamic behaviour of simplified geothermal reservoirs*. Gerencia de Proyectos Geotermoelectricos.

Hu, Z., Xu, T., Feng, B., Yuan, Y., Li, F., Feng, G., & Jiang, Z. (2020). Thermal and fluid processes in a closed-loop geothermal system using CO₂ as a working fluid. *Renewable Energy*, 154, 351–367. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.02.096>

Jerez, C. E., & Torres, L. F. (2023). *Análisis para la producción de energía geotérmica en yacimientos de alta entalpía usando la técnica de estimulación hidráulica mediante simulación numérica*. <https://noesis.uis.edu.co/items/edd15588-9fc7-46a1-a812-46945e00eec1>

Jolie, E., Scott, S., Faulds, J., Chambefort, I., Axelsson, G., Gutiérrez-Negrín, L. C., Regenspurg, S., Ziegler, M., Ayling, B., Richter, A., & Zemedkun, M. T. (2021). Geological controls on geothermal resources for power generation. *Nature Reviews Earth and Environment*, 2(5), 324–339. <https://doi.org/10.1038/s43017-021-00154-y>

Liu, Y., Wang, G., Yue, G., Zhang, W., Zhu, X., & Zhang, Q. (2019). Comparison of enhanced geothermal system with water and CO₂ as working fluid: A case study in Zhacanggou, Northeastern Tibet, China. *Energy Exploration and Exploitation*, 37(2), 736–755. <https://doi.org/10.1177/0144598718795492>

Llambías, E. J. (2011). Potencialidad del recurso geotérmico en la Argentina. *Museo*.

- Londoño, J. M., & Sudo, Y. (2003). Velocity structure and a seismic model for Nevado del Ruiz Volcano (Colombia). *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 119(1–4), 61–87. [https://doi.org/10.1016/S0377-0273\(02\)00306-2](https://doi.org/10.1016/S0377-0273(02)00306-2)
- López, D. L., & Smith, L. (1995). Fluid flow in fault zones: analysis of the interplay of convective circulation and topographically driven groundwater flow. *Water Resources Research*, 31(6), 1489–1503.
- López Palacio, J. (2019). *BLANCOS DE PERFORACION PROYECTO GEOTÉRMICO VALLE DE NEREIDAS MACIZO VOLCÁNICO DEL RUIZ*. RENAG.
- Lorenzo Pulido, C., Armenta, M. F., & Silva, G. R. (2011). Caracterización de un yacimiento de roca seca caliente en la zona geotérmica de Acoculco, Pue. *Geotermia*, 24(1), 59–69.
- Lucazeau, F. (2019). Analysis and Mapping of an Updated Terrestrial Heat Flow Data Set. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 20(8), 4001–4024. <https://doi.org/10.1029/2019GC008389>
- Malek, A. E., Adams, B. M., Rossi, E., Schiegg, H. O., & Saar, M. O. (2022). Techno-economic analysis of Advanced Geothermal Systems (AGS). *Renewable Energy*, 186, 927–943. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.01.012>
- Martínez, L., Valencia, L., Ceballos, J., Narváez, B., Pulgarín, B., Correa, A., Navarro, S., Murcia, H., Zuluaga, I., & Rueda, J. (2014a). Geología y estratigrafía del complejo volcánico Nevado del Ruiz. *Informe Final, Bogotá–Manizales–Popayán. Servicio Geológico Colombiano*, 94–381.
- Marzolf, N. C. (2014). *EMPRENDIMIENTO DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA EN COLOMBIA* (86th ed.). Biblioteca Felipe Herrera del Banco Interamericano de Desarrollo.

- Mejía, C. (2012). *ANÁLISIS ESTRUCTURAL AL NORESTE DEL VOLCÁN NEVADO DEL RUIZ, COLOMBIA-APORTE A LA EXPLORACIÓN GEOTÉRMICA*. 34(1), 27–41.
<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=349632024002>
- MIT. (2006). *The Future of Geothermal Energy Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century*.
http://www1.eere.energy.gov/geothermal/egs_technology.html
- Moeck, I. S. (2014). Catalog of geothermal play types based on geologic controls. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 37, pp. 867–882). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.032>
- Mölk, D. (2022, October 31). *Groundbreaking ceremony for the drilling site of the Eavor-Loop™ project in Geretsried*.
- Monsalve, M. L., Rodríguez, G. I., Méndez, R. A., & Bernal, N. F. (1998). Geology of the Well Nereidas 1, Nevado Del Ruiz Volcano, Colombia. In *Geothermal Resources Council Transactions* (Vol. 22).
- Moore, J., McLennan, J., Allis, R., Pankow, K., Simmons, S., Podgorney, R., Wannamaker, P., Bartley, J., Jones, C., & Rickard, W. (2019). The Utah Frontier Observatory for Research in Geothermal Energy (FORGE): an international laboratory for enhanced geothermal system technology development. *Proceedings*.
- Moreno, D., Lopez-Sanchez, J., Blessent, D., & Raymond, J. (2018). Fault characterization and heat-transfer modeling to the Northwest of Nevado del Ruiz Volcano. *Journal of South American Earth Sciences*, 88, 50–63. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2018.08.008>
- Ofwona, C. (2008). Geothermal resource assessment—Case example, Olkaria I. *Proceedings of the Short Course III on Exploration for Geothermal Resources, Kenya*.

- Ortíz, M. A. T., Marquez, M. I. V., Moreno, D. A., Raymond, J., López, J., & Blessent, D. (2019). Analysis of thermal and hydraulic properties of rock samples from the Nevado del Ruiz geothermal area. *GAC-MAC-IAH Québec 2019*.
- Oviedo, M. J., Blessent, D., López-Sánchez, J., & Raymond, J. (2023). Contribution to the characterization of the Nevado del Ruiz geothermal conceptual model based on rock properties dataset. *Journal of South American Earth Sciences*, 124. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2023.104259>
- Pajak, L., Sowizdżał, A., Gładysz, P., Tomaszewska, B., Miecznik, M., Andresen, T., Frengstad, B. S., & Chmielowska, A. (2021). Multi-criteria studies and assessment supporting the selection of locations and technologies used in co2-egs systems. *Energies*, 14(22). <https://doi.org/10.3390/en14227683>
- Palacio-Villa, M. A., Blessent, D., López-Sánchez, J., & Moreno, D. (2020). Enhanced geothermal systems: Review and analysis of case studies. *Boletín de Geología*, 42(1), 101–118. <https://doi.org/10.18273/revbol.v42n1-2020006>
- Petford, N. (2003). *Controls on primary porosity and permeability development in igneous rocks*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2003.214.01.06>
- Pruess, K. (2008). On production behavior of enhanced geothermal systems with CO₂ as working fluid. *Energy Conversion and Management*, 49(6), 1446–1454.
- Randolph, J. B., & Saar, M. O. (2011). Combining geothermal energy capture with geologic carbon dioxide sequestration. *Geophysical Research Letters*, 38(10).
- Restrepo, J. J., & Toussaint, J. F. (2020). Tectonostratigraphic terranes in Colombia: An update. *Obtenido de https://www.researchgate.net/profile/Jorge-Restrepo13/Publication/344158802_Chapter_3_Tectonostratigraphic_Terranes_in_Colombia_An_Update_First_part_Continental_Terranes/Links/5f56b4f8458515e96d38f542*.

Rodriguez, G., Mendez, R., Bernal, N., Monsalve, M., INGEOMINAS, Instituto de Investigaciones en Geociencias, M. y Q., & Servicio Geológico Colombiano SGC. (1997). *Informe de la Geología del Pozo Nereidas 1 - Contrato Geoenergía Andina S.A. - GESA. Producto. Versión año 1997. Informe 2288.*

Rodriguez, H. (2020). *Simulación técnico-económica de un sistema de generación de energía geotérmica en el volcán Cerro Machín* [Maestría en Ingeniería con énfasis en Mecánica]. Universidad ECCI.

Rodríguez Hernández, A., Herrera, B., Subdirectora De Hidrocarburos, J., García, C., Subdirector De Demanda, B., Cárdenas, S., Subdirectora De Minería, C., Corredor, R. B., Camilo, J., Bejarano, B., Fernando, J., Mahecha, A., Arellano, R., Omar, P., Daza, A. B., Bonilla, M., German, M., Camacho, L., Marco, A., ... Alfaro, V. (2015). *PLAN ENERGETICO NACIONAL COLOMBIA: IDEARIO ENERGÉTICO 2050 REPÚBLICA DE COLOMBIA-Ministerio de Minas y Energía.*

Rodríguez Pantano, H. E. (2021). *Simulación técnico-económica de un sistema de generación de energía geotérmica en el volcán Cerro Machín.*
<https://repositorio.ecci.edu.co/handle/001/969>

Rojas. (2012). *Contribución al modelo geotérmico asociado al sistema volcánico Nevado del Ruiz-Colombia, por medio del análisis de la relación entre la susceptibilidad magnética, conductividad eléctrica y térmica del sistema.*

Rosero Portilla, L. S. (2023). *Aporte a la exploración del proyecto geotérmico Valle de Nereidas, CHEC-EPM, mediante el ajuste y análisis de la configuración geológica estructural.*
<https://repositorio.ucaldas.edu.co/server/api/core/bitstreams/f2404988-9f18-4ccd-9cfc-b849a0666525/content>

- Salimzadeh, S., Zimmerman, R. W., & Khalili, N. (2020). Gravity Hydraulic Fracturing: A Method to Create Self-Driven Fractures. *Geophysical Research Letters*, *47*(20), 1–10. <https://doi.org/10.1029/2020GL087563>
- Sanchez, J., Sanz, L., & Ocaña, L. (2011). Evaluación del Potencial de Energía Geotérmica: Estudio Técnico PER 2011-2020. *Madrid: Instituto Para La Diversificación y Ahorro de La Energía (IDAE)*.
- Sanyal, S. K., Robertson-Tait, A., Jayawardena, M., Hutterer, G., & Berman, L. W. (2016). *Análisis comparativo de estrategias para la mitigación del riesgo asociado a los recursos geotérmicos*. The World Bank.
- SGC. (n.d.). *INVTERMALES - Bienvenidos al Inventario Nacional de Manifestaciones Hidrotermales*. Retrieved June 11, 2023, from <https://hidrotermales.sgc.gov.co/invtermales/>
- Śliwa, T., Kruszewski, M., Assadi, M., & Sapińska-Śliwa, A. (2017). The application of vacuum insulated tubing in deep borehole heat exchangers. *AGH Drilling, Oil, Gas*, *34*(2).
- Sowizdzał, A. (2022). Geothermal Systems—An Overview. In *Energies* (Vol. 15, Issue 17). MDPI. <https://doi.org/10.3390/en15176377>
- Stix, J., Layne, G. D., & Williams, S. N. (2003). Mechanisms of degassing at Nevado del Ruiz volcano, Colombia. *Journal of the Geological Society*, *160*(4), 507–521.
- Stober, I., Fritzer, T., Obst, K., Agemar, T., & Schulz, R. (2017). *Energía geotérmica profunda fundamentos y posibilidades de usos en Alemania*. Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada (LIAG). https://www.leibniz-liag.de/fileadmin/user_upload/S4/Downloads/liag_energia_geotermica_profunda.pdf
- Sun, F., Yao, Y., Li, G., & Li, X. (2018). Geothermal energy development by circulating CO₂ in a U-shaped closed loop geothermal system. *Energy Conversion and Management*, *174*, 971–982. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.08.094>

- Toews, M., & Holmes, M. (2021). Eavor-Lite Performance Update and Extrapolation to Commercial Projects. *Proceedings: World Geothermal Congress 2021*.
- Toews, M., & Schwarz, B. (2021). *Eavor-Lite Demonstration Project 2506 (G2019000423) / R0160681 Prepared for Emissions Reduction Alberta*.
- Urrea Rivera, D., Moreno, D., Lopez-Sanchez, J., & Blessent, D. (2023). *Analysis of microstructures generated by the faults to the west of Nevado del Ruiz volcano and their influence on the secondary permeability*. <https://ssrn.com/abstract=4493832>
- Utah FORGE. (n.d.). Retrieved June 13, 2025, from <https://utahforge.com/>
- Van Wees, J. D. (2021). *Eavor Loop Audit Report*. www.tno.nl
- Velásquez Piedrahita, A. (2015). *FORMULACIÓN DE UNA PROPUESTA DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA DEL PROYECTO NEREIDAS DEL MACIZO VOLCÁNICO DEL RUIZ COMO ESTRATEGIA DE MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO*.
- Vélez, M. I., Parra-Palacio, E., Córdoba, S., López-Sánchez, J., & Raymond, J. (2018). Geothermal potential assessment of the Nevado del Ruiz volcano based on rock thermal conductivity measurements and numerical modeling of heat transfer. *Journal of South American Earth Sciences*, *81*, 153–164. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2017.11.011>
- Vélez Marquez, I. M., Tabora Ortiz, A. M., Miranda, M., Moreno, D., Raymond, J., Lopez-Sanchez, J., Blessent, D., Daniele, L., & Oviedo, M. J. (2020). *Preliminary Thermo-Hydraulic Characterization of Rock Samples from Two Geothermal Areas: Charlevoix Crater (Canada) and Nevado del Ruiz Volcano (Colombia)*.
- Wang, Z., McClure, M. W., & Horne, R. N. (2009). A single-well EGS configuration using a thermosiphon. *Thirty-Fourth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, 2006*.

- Williams, C. F., Reed, M., & Mariner, R. H. (2008). *A Review of Methods Applied by the US Geological Survey in the Assessment of Identified Geothermal Resources*. US Department of Interior, US Geological Survey.
- Wilmarth, M., & Stimac, J. (2015). Power Density in Geothermal Fields. *Proceedings World Geothermal Congress, April, 19–25*.
- World Bank. (2022, September 26). *Energía*.
<https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview>
- Ye, X., Yu, Z., Zhang, Y., Kang, J., Wu, S., Yang, T., & Gao, P. (2022). Mineral Composition Impact on the Thermal Conductivity of Granites Based on Geothermal Field Experiments in the Songliao and Gonghe Basins, China. *Minerals, 12*(2).
<https://doi.org/10.3390/min12020247>
- Yuan, W., Chen, Z., Grasby, S. E., & Little, E. (2021). Closed-loop geothermal energy recovery from deep high enthalpy systems. *Renewable Energy, 177*, 976–991.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.028>
- Zarrouk, S. J., & McLean, K. (2019). *Geothermal well test analysis: fundamentals, applications and advanced techniques*.
- Zatonski, V., & Brown, C. (2023). Eavor-Lite Update After Four Years Of Operation. In *GRC Transactions* (Vol. 47).
- Zuluaga Valencia, C. N., & Londoño Ciro, L. A. (2022). Modelo de adecuabilidad para representar zonas de favorabilidad para la explotación de un depósito geotérmico. *Ingenierías USBMed, 11*(1), 74–87. <https://doi.org/10.21500/20275846.4552>