

**Estudio del arte para el desarrollo de la energía geotérmica en la  
transición energética de Colombia**

Sebastián Camilo Moreno Chaparro

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2023

**Estudio del arte para el desarrollo de la energía geotérmica en la transición  
energética de Colombia**

Sebastián Camilo Moreno Chaparro

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleos

Director:

Maika Karen Gambús Ordaz

PhD en Ingeniería de petróleos.

Codirector:

Ángela Stefany Tarazona Robles

Ingeniera de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2023

NOTA DE PROYECTO DE GRADO

AUTORIZACIÓN DE USO A FAVOR DE LA UIS

### **Dedicatoria**

Dedico este logro principalmente a Dios por todas las bendiciones y a mi madre, María Elizabeth Chaparro, que, a pesar de las adversidades, siempre me apoyo moral y económicamente, siendo ejemplo que con gran orgullo he seguido a lo largo de mi vida.

A mi padre, Pedro José Moreno, por siempre sentirse orgulloso de mi, por ser esa persona humilde y trabajadora que me enseñó grandes lecciones en la vida.

A mi hermana, Laura viviana moreno chaparro quien más que mi hermana ha sido una amiga incondicional, mi compañera de vida y mi apoyo en momentos tormentosos.

A mis compañeros y amigos, Daniel Amaya, Andrés Felipe Martínez, José Luis Duarte y Dixson Celis, quienes han sido personas indispensables durante mi proceso académico, gracias al apoyo y fortaleza que me han brindado.

A mis demás familiares y amigos, por su apoyo y ayuda.

### **Agradecimientos**

A la Universidad Industrial de Santander, por ser mi alma mater en este proceso de formación, por brindarme la oportunidad de cursar el programa de Ingeniería de petróleos.

A mi directora, PhD Maika Karen Gambús Ordaz por ser la puerta a un proceso de investigación de gran relevancia, así como su gran disposición y acompañamiento a lo largo de este proceso.

A la ingeniera Ángela Stefany Tarazona Robles, por su gran apoyo y asesoría a lo largo de la implementación del proyecto.

Al grupo de investigación Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo (GIEP), por brindarme las herramientas necesarias para lograr los objetivos planteados en el presente trabajo de investigación.

**Tabla de contenido**

Introducción .....	18
1. Planteamiento del problema y objetivos del trabajo de investigación .....	20
1.1 Planteamiento del problema .....	20
1.2 Objetivo general .....	21
1.3 Objetivos específicos .....	21
2. Energía geotérmica.....	22
2.1. Caracterización de sistemas de energía geotérmica .....	26
2.2. Plantas de generación de electricidad a partir de la energía geotérmica: Plantas de vapor flash, vapor seco y ciclo binario.....	27
2.2.1. Planta de generación de electricidad de vapor flash.....	29
2.2.1.1. Planta de electricidad de vapor de un solo flash.....	29
2.2.1.2. Planta de electricidad de vapor de doble flash .....	31
2.2.2. Planta de generación de electricidad de vapor seco.....	33
2.2.3. Planta de generación de electricidad de ciclo binario.....	35
2.3. Proyectos geotérmicos EGS (Enhanced Geothermal Systems) .....	37
2.3.1. Tipos de yacimientos aplicables a tecnologías EGS.....	37
2.3.2. Revisión de antecedentes de proyectos EGS.....	38
2.3.2.1. Fenton Hill (1974-1995).....	38
2.3.2.1.1. Geología en el yacimiento de Fenton Hill.....	41
2.3.2.2. Rosemanowes (1977-1991).....	45
2.3.2.3. Hijiori (1981-1986) .....	50
2.3.2.3.1. Geología en el yacimiento de Hijiori .....	56

2.3.2.4. Ogachi (1989-2001) .....	59
2.3.2.4.1. Geología en el yacimiento de Ogachi .....	65
2.3.2.5. Basilea (2005-2006) .....	67
2.3.2.5.1. Geología del yacimiento de Basilea .....	74
2.3.2.6. Habanero .....	76
2.3.2.7. Soultz .....	84
2.3.2.7.1. Geología en el yacimiento de Soultz .....	92
2.3.2.8. Landau.....	94
2.3.2.9. Kamojang (Indonesia) .....	99
2.3.2.10. Utah Forge .....	110
2.3.2.10.1. Geología en el yacimiento de Utah Forge .....	113
2.4. Proyectos geotérmicos AGS (Advanced Geothermal Systems).....	120
2.4.1. Revisión de antecedentes de proyectos AGS.....	125
2.4.1.1. Alberta, Canadá .....	125
2.4.1.2. Geretsried, Alemania .....	128
3. Energía geotérmica en Colombia .....	133
3.1. Proyectos geotérmicos en Colombia .....	136
3.1.1. Volcanes Tufiño-Chiles-Cerro negro .....	136
3.1.2. Volcán Azufral .....	139
3.1.3. Área geotérmica de Paipa.....	141
3.1.4. Otras áreas geotérmicas potenciales.....	143
3.2. Proyecto geotérmico colombiano de interés volcán Nevado del Ruíz (área geotérmica Nereidas).....	144
3.2.1. Proyecto geotérmico Nevado del Ruíz: Pozo Nereidas 1 .....	153

3.2.2. Tecnología desarrollada en Ogachi con potencial aplicación en el área geotérmica de Nereidas.....	160
3.2.2.1. Creación del yacimiento .....	160
3.2.2.2. Análisis detallado del yacimiento.....	161
Conclusiones.....	168
Recomendaciones.....	170
Referencias bibliográficas .....	171

### Lista de figuras

<b>Figura 1</b> Capacidad instalada en Megavatios y número de unidades para todo tipo de tecnología de conversión de energía.....	28
<b>Figura 2</b> Diagrama esquemático de una planta de energía de vapor flash simple....	30
<b>Figura 3</b> Diagrama esquemático de la planta de energía de vapor de flash doble.....	32
<b>Figura 4</b> Planta de generación de electricidad de vapor seco de vapor seco.....	34
<b>Figura 5</b> Planta de generación de electricidad de ciclo binario.....	36
<b>Figura 6</b> Configuración de pozos: (a) diseño conceptual y (b) diseño ejecutado....	40
<b>Figura 7</b> Esquema que muestra la profundidad de los yacimientos de Fase I y Fase II con las formaciones geológicas y el gradiente geotérmico en Fenton Hill, Nuevo México, EE. UU.). Fuente: Brown et al. (2012).....	42
<b>Figura 8</b> Localización del proyecto Rosemanowes.....	46
<b>Figura 9</b> Zonas de flujo y sismicidad inducida en los pozos perforados.....	48
<b>Figura 10</b> Esquema de los yacimientos Hijiori HDR, instalación de prueba y planta de energía.....	51
<b>Figura 11</b> Ubicación del proyecto Hijiori HDR, Google Earth.....	52
<b>Figura 12</b> Configuración de pozos Hijiori después de la profundización.....	54
<b>Figura 13</b> Modelo de precipitación de anhídrita para el proyecto Hijiori.....	55

<b>Figura 14</b> <i>Columna estratigráfica de los pozos perforados en el sitio de prueba de Hijiori (modificado según Tezuka y Niitsuma, 2001). Las columnas están dispuestas a lo largo de una línea oeste-este según la posición de sus fondos de pozo.....</i>	56
<b>Figura 15</b> <i>Mapa esquemático que muestra los lineamientos que definen la caldera Hijiori y la falla normal principal que la atraviesa (modificado según NEDO, 2003). También se muestran los pozos en el sitio HDR (HDR).....</i>	58.
<b>Figura 16</b> <i>Sección transversal geológica en Ogachi.....</i>	60
<b>Figura 17</b> <i>Modelo conceptual de secuestro de CO<sub>2</sub> en yacimientos geotérmicos....</i>	62
<b>Figura 18</b> <i>Experimento de secuestro de dióxido de carbono en el proyecto Ogachi HDR.....</i>	63
<b>Figura 19</b> <i>Modelo conceptual del uso de CO<sub>2</sub> como fluido de trabajo en un yacimiento EGS.....</i>	64
<b>Figura 20</b> <i>Sitio Ogachi HDR (vista aérea) y mapa de gradiente geotérmico de Japón (yano, et al 1990).....</i>	65
<b>Figura 21</b> <i>litología, terminación del pozo y perfil de temperatura del pozo OGC-2.....</i>	66
<b>Figura 22</b> <i>Perfil de pozo para Basilea-1 incluyendo mediciones de temperatura.....</i>	70
<b>Figura 23</b> <i>Sección transversal geológica a través del extremo este del Rin Graben que muestra los pozos Basel-1 y OT-2.....</i>	71

<b>Figura 24</b> <i>Campo de pozos en Basilea: los círculos están monitoreando bien y muestran la profundidad de las sondas</i> .....	72
<b>Figura 25</b> <i>Pozo Basilea 1: Registro geológico y terminación del pozo. La sección del pozo abierto se extiende desde 4629 m a 5000 m de profundidad</i> .....	74
<b>Figura 26</b> <i>Evolución geológica de la cuenca de Basin en Australia</i> .....	77
<b>Figura 27</b> <i>Diagrama de flujo de la planta binaria EGS en Habanero</i> .....	80
<b>Figura 28</b> <i>Mapa de Soultz; las áreas en amarillo indican áreas con un alto potencial para EGS</i> .....	86
<b>Figura 29</b> <i>Perfiles de pozos en Soultz</i> .....	87
<b>Figura 30</b> <i>Perfil de temperatura en el embalse de Soultz</i> .....	88
<b>Figura 31</b> <i>Visualización esquemática en 3D de la central eléctrica de Soultz</i> .....	89
<b>Figura 32</b> <i>Diagrama de proceso de presión-entalpía para condiciones de diseño en Soultz</i> .....	91
<b>Figura 33</b> <i>Mapa geológico esquemático del Graben del Rin y ubicación del sitio EGS de Soultz-sous-Forets. El inserto indica las ubicaciones y trayectorias de los pozos GPK1, EPS1 y GPK2</i> .....	93
<b>Figura 34</b> <i>El sur de Alemania y la cuenca Molasse (MB) que muestra la ubicación de las plantas de energía geotérmica de Landau</i> .....	95
<b>Figura 35</b> <i>Perfiles de temperatura en los pozos de Landau</i> .....	97

<b>Figura 36</b> <i>Planificación del desarrollo de la producción de energía geotérmica en Indonesia en 2006–2025</i> .....	100
<b>Figura 37</b> <i>Mapa que muestra la ubicación del campo geotérmico de Kamojang, Java Occidental, Indonesia</i> .....	102
<b>Figura 38</b> <i>Mapa del campo Kamojang que muestra el área de reservas probadas de 14 km<sup>2</sup>, el área de reservas probables de 21 km<sup>2</sup> y el área de desarrollo de la Unidad 5 (7 km<sup>2</sup> adicionales)</i> .....	103
<b>Figura 39</b> <i>Modelo geotérmico del sistema geotérmico Kamojang (Enjinerering Kamojang e ITB, 2009)</i> .....	104
<b>Figura 40</b> <i>Estructura de permeabilidad del reservorio de Kamojang construida a partir de datos geoelectricos de superficie, datos de pozos y datos de producción</i> .....	106
<b>Figura 41</b> <i>Perfiles de presión para pozos seleccionados de Kamojang basados en registros de fondo de pozo</i> .....	108
<b>Figura 42</b> <i>Mapa geológico (superior) y sección transversal (inferior) del sitio FORGE de Utah (Nielson et al., 1986; Sibbet y Nielson, 2017; Allis et al., 2018)</i> .....	114
<b>Figura 43</b> <i>Esquema general de la tecnología Eavor-loop<sup>TM</sup></i> .....	124
<b>Figura 44</b> <i>Diseño esquemático de la demostración de Eavor loop Lite</i> .....	126
<b>Figura 45</b> <i>Localización del sitio del proyecto AGS</i> .....	129
<b>Figura 46</b> <i>Áreas con potencial de desarrollo geotérmico en Colombia</i> .....	135
<b>Figura 47</b> <i>Áreas con potencial de desarrollo geotérmico en Colombia</i> .....	148

<b>Figura 48</b> <i>Localización área geotérmica Nereidas-Botero Londoño</i> .....	150
<b>Figura 49</b> <i>Clústeres tomados como base para el cálculo de potencial y tabla de calor almacenado y potencia eléctrica en el área geotérmica Hacienda Granates</i> .....	152
<b>Figura 50</b> <i>Columna estratigráfica del pozo Nereidas 1</i> .....	155
<b>Figura 51</b> <i>Un método de creación de múltiples yacimientos</i> .....	161
<b>Figura 52</b> <i>Distribución del hipocentro AE colapsado para buscar estructuras significativas en los yacimientos</i> .....	162
<b>Figura 53</b> <i>Distribución de temperatura en OGC-3 a casi cada una hora durante la inyección de agua en OGC-1</i> .....	163
<b>Figura 54</b> <i>Imágenes de fracturas detectadas en la pared OGC-3 por FMI y UBI a profundidades donde la temperatura anomalía observada por testeó con termómetro de fibra óptica en OGC-3</i> .....	165
<b>Figura 55</b> <i>Comparación del número de ubicaciones de hipocentros de AE, temperatura y permeabilidad a lo largo de OGC-3</i> .....	166

**Lista de tablas**

<b>Tabla 1</b> <i>Resumen del proyecto Soultz</i> .....	85
<b>Tabla 2</b> <i>Información termodinámica y geofluidos en Soultz</i> .....	90
<b>Tabla 3</b> <i>Cronología del proyecto de Landau</i> .....	96

## Resumen

**Título:** Estudio del arte para el desarrollo de la energía geotérmica en la transición energética de Colombia\*

**Autor:** Sebastián Camilo Moreno Chaparro

**Palabras claves:** Energía geotérmica, sistemas geotérmicos mejorados, sistemas geotérmicos avanzados, proyectos geotérmicos.

En este trabajo de investigación se realizó una revisión del estado del arte, enfocado al desarrollo de proyectos de energía geotérmica con énfasis en sistemas geotérmicos mejorados (EGS, por sus siglas en inglés) y sistemas geotérmicos avanzados (AGS, por sus siglas en inglés), contextualizando los conceptos necesarios para comprender el desarrollo técnico de estos. Se estudiaron los proyectos EGS y AGS más relevantes a nivel mundial

Finalmente se investigó acerca del estado de desarrollo de proyectos geotérmicos colombianos, donde se identificaron varias zonas de interés como, el volcán Azufral, el área geotérmica de Paipa, y especialmente el área geotérmica de Nereidas, al ser uno de los lugares de interés a lo largo de muchos años. Para establecer un precedente de prefactibilidad teniendo como base y punto de comparación el área de Nereidas y el Proyecto geotérmico Japones de Ogachi, gracias a sus características geológicas afines.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos, Director: Maika Karen Gambus Ordaz, Co-director: Angela Stefany Tarazona Robles.

### Abstract

**Title:** Study of art for the development of geothermal energy in the energy transition of Colombia\*

**Author:** Sebastian Camilo Moreno Chaparro

**Keywords:** Geothermal energy, enhanced geothermal systems, advanced geothermal systems, geothermal projects.

In this research work, a review of the state of the art was carried out, focused on the development of geothermal energy projects with emphasis on improved geothermal systems (EGS) and advanced geothermal systems (AGS), contextualizing the concepts necessary to understand their technical characteristics. development. The most relevant EGS and AGS projects worldwide were studied.

Finally, the state of development of Colombian geothermal projects was investigated, where several areas of interest were identified, such as the Azufral volcano, the Paipa geothermal area, and especially the Nereidas geothermal area, being one of the places of interest. over many years. Establish a prefeasibility precedent based on the Nereidas area and the Japanese Ogachi Geothermal Project, thanks to their similar geological characteristics.

---

\*Graduation project

\*\*Faculty of physicochemical engineering, School of Petroleum engineering, Director: Maika Karen Gambus Ordaz, Co-director: Angela Stefany Tarazona Robles.

## Introducción

La energía geotérmica es considerada un tipo de energía limpia y renovable, esta no se ve afectada por las condiciones climáticas; siendo estable y con la posibilidad de producción las 24 horas del día. Por lo general se basa en el intercambio de calor que se da entre la roca y el fluido de trabajo, que puede ser agua o CO<sub>2</sub>. La transferencia de calor que se da entre cada una de las capas de la tierra y la corteza es el punto de referencia para el aprovechamiento de la energía proveniente del núcleo del planeta (energía geotérmica). Esto depende de varios factores como la presión, la temperatura, la entalpia y el gradiente geotérmico de la formación de interés. Estos factores determinan la factibilidad de producción de un yacimiento geotérmico (Sánchez, et al. 2011).

En este trabajo de investigación se describen las características correspondientes a la energía geotérmica enfatizando en yacimientos geotérmicos de roca caliente seca, es decir aquellos en los que no hay fluidos (tan sólo una masa de roca a elevada temperatura); en los cuales mediante técnicas de fracturamiento artificial e inyección de fluidos se consigue establecer un circuito geotérmico con inyección de agua y extracción de vapor que es utilizado para la generación de electricidad (Sánchez, et al. 2011). Adicionalmente, se realizó una revisión técnica de diversos proyectos geotérmicos implementados alrededor del mundo, haciendo énfasis en las propiedades geológicas y operacionales de estos, con el fin de establecer un punto de partida para la implementación de este tipo de proyectos en formaciones de interés colombianas, específicamente el área geotérmica de Nereidas.

El capítulo 1 hace referencia al planteamiento del problema tratado en este trabajo, así como sus objetivos general y específicos; en el capítulo 2 se llevó a cabo una revisión teórica del desarrollo de la energía geotérmica haciendo énfasis en las conceptos necesarios

para entender la caracterización y estructuración de este tipo de proyectos; en el capítulo 3 se establece una revisión técnica de los principales proyectos geotérmicos en distintas locaciones a nivel mundial; en el capítulo 4 se aborda el avance en términos de implementación de prospectos geotérmicos en Colombia, y finalmente se establece un análisis comparativo entre el proyecto geotérmico japonés de Ogachi y el área geotérmica de Nereidas en Colombia, esto debido a las similitudes en su caracterización geológica, en aras de presentar posibilidades de desarrollo de la energía geotérmica como fuente alternativa en la transición energética del país.

## **1. Planteamiento del problema y objetivos del trabajo de investigación**

### **1.1. Planteamiento del problema**

En la actualidad, el crecimiento de la población a nivel mundial promueve la búsqueda constante de fuentes energéticas que suplan este creciente consumo. Por ello, de acuerdo con el artículo de “Energía” del World Bank (2022) aun con los avances que se están generando en la actualidad existe escasez de energía y preocupación sobre la seguridad energética, donde 670 millones de personas continuarán sin tener electricidad para 2030. En este sentido se han incorporado variadas opciones de generación de energías renovables y planes energéticos sustentables, con menor impacto al medio ambiente y con la capacidad de ser renovables. Hay que mencionar, que una de las fuentes de energía con la capacidad de cubrir gran parte de la demanda mundial es la geotermia (Camp et al., 2018). Esta aprovecha el calor que se encuentra en el interior de la tierra, el cual puede ser transmitido y manifestado de manera natural con diferentes características geológicas, físicas y químicas. Dando así, origen a los diferentes tipos de sistemas geotérmicos (Marzolf, 2014), los cuales son utilizados de forma directa o indirecta según el uso del recurso geotérmico.

En Colombia no se está generando energía a partir de la geotermia y hay un desarrollo lento a pesar de las diversas condiciones favorables y estudios realizados desde los 70's. Ya que los estudios de exploración geotérmica son costosos y tienen un alto nivel de riesgo relacionado con la perforación y la limitada capacidad técnica y científica de desarrollo de estos proyectos (Marzolf, 2014) (Camp et al., 2018).

De esta manera, el presente trabajo se orientó hacia la construcción de una revisión del estado del arte del desarrollo de proyectos geotérmicos basados en la

explotación de yacimientos de roca seca (EGS y AGS). Lo anterior, mediante la investigación y caracterización técnica a nivel teórico de proyectos líderes en el mundo, en países a la vanguardia en producción de energía geotérmica, en términos tecnológicos y científicos. Finalmente se realizará un análisis comparativo entre las condiciones y caracterización de proyectos extranjeros con el desarrollo tecnológico e investigativo adelantado en el área geotérmica de Nereidas en Colombia.

### **1.2. Objetivo general**

Describir el estado de desarrollo alcanzado en la producción de energía geotérmica en el mundo para yacimientos de roca seca, en búsqueda de oportunidades para Colombia en este sector, como alternativa dentro de los recursos renovables para la transición energética nacional.

### **1.3. Objetivos específicos**

- Documentar antecedentes en torno al desarrollo de la energía geotérmica en el mundo.
- Contextualizar los actuales sistemas geotérmicos (EGS y AGS) integrando información acerca de la descripción de las propiedades térmicas de la roca, fluidos de trabajo y geometrías de pozos perforados.
- Comparar las propiedades de yacimientos de roca seca desarrollados a nivel mundial con un caso específico colombiano.

## 2. Energía geotérmica

La energía geotérmica es un recurso energético renovable abundante en nuestro planeta. A pesar de los avances tecnológicos que han permitido un incremento en la eficiencia de aprovechamiento de esta, solo una pequeña fracción es convertida a energía eléctrica. La tierra es un almacén de energía térmica, lo anterior debido a la constante transferencia de calor primigenio a la corteza externa. Este calor es generado por el proceso natural de descomposición de materiales radioactivos. En adición, la tierra actúa como un enorme colector de energía solar, absorbiendo la energía proveniente del sol (Johnston et al., 2011).

Se ha estimado que el calor total disponible en la corteza terrestre es alrededor de  $540 \cdot 10^7$  EJ (EJ=Exajoules= $10^{18}$  J) (WEC., 1986). Tan solo con usar el 1% de esta cantidad se cubriría la demanda global de energía durante 2800 años que se estima en 500 EJ por año (Bertani., 2012).

Cronológicamente, se ha hecho uso de la energía geotérmica desde tiempos prehistóricos a través de las denominadas piscinas y aguas termales en aplicaciones de cocción de alimentos, lavado y propósitos terapéuticos. La evidencia arqueológica muestra que el primer uso de la energía geotérmica por parte del ser humano tuvo lugar aproximadamente hace 10,000 años. Pero fue hasta el siglo XIV cuando el primer sistema geotérmico de calentamiento fue instalado en el centro de la torre francesa de Claudes-Aigues. Actualmente hay muchos más ejemplos del uso de la energía geotérmica, en los cuales agua caliente es bombeada desde las profundidades de la tierra para usos domésticos, comerciales e industriales (Giambastiani et al., 2014).

La generación de energía eléctrica a partir de energía geotérmica se remonta a 1904 en Italia donde usaban el vapor geotérmico de los geiseres, pero no fue sino hasta 1958 en Nueva Zelanda que se obtuvo electricidad a partir de turbinas operadas por vapor, siendo este el primer caso de generación de electricidad de manera comercial. Este sistema de generación de energía es muy común en países con recursos hidrotermales cerca de la superficie. La mayoría de los recursos energéticos geotérmicos mencionados hasta el momento necesitan ser bombeados o extraídos usando una bomba de calor geotérmica (Zhu et al., 2014). Por otro lado, hay otro tipo de energía geotérmica que puede generar electricidad a gran escala, esta energía se da a grandes profundidades donde las temperaturas son significativamente más altas y el potencial de generación de energía eléctrica a su vez es mayor y constante (Sarbu et al., 2014).

La primera central eléctrica geotérmica se erigió en 1904 en Larderello, Toscana, Italia, y la primera central eléctrica de 250 kilovatios ( kW) se creó allí en 1913. Mientras que los géiseres de California se aprovecharon en 1960, Nueva Zelanda comenzó a usar energía geotérmica por primera vez en 1958. Las instalaciones italianas y estadounidenses con depósitos de baja permeabilidad solo producían vapor. En Nueva Zelanda, el agua sobrecalentada constituye el 80 %, mientras que el vapor constituye el 20 %. Para que las plantas de energía geotérmica sean viables, la fuente geotérmica debe ser grande y accesible (DiPippo, 2012).

Es un desafío usar energía geotérmica debido a las aguas subterráneas corrosivas y al vapor geotérmico. La eliminación de agua geotérmica es un desafío debido a las altas concentraciones de metales en el agua y al sulfuro de hidrógeno. La mayoría de los sistemas de calefacción se encuentran en Europa, particularmente en Francia e Islandia, mientras que

la mayor parte de la calefacción doméstica geotérmica se encuentra en EE. UU. La calefacción urbana geotérmica se utiliza en China, Japón y Turquía. Los recursos geotérmicos tienen el potencial de generar 150 Gigavatios (GW) de energía sostenible para 2050 (Jolie et al., 2021).

El vapor húmedo, el vapor seco o el agua caliente se pueden encontrar en áreas geotérmicas. Los depósitos de agua a 60-100 °C se utilizan para calefacción de espacios y fines agrícolas en campos de agua caliente. Los campos de agua caliente requieren 2000 metros cúbicos de agua a 60 °C para tener éxito, mientras que los campos de vapor húmedo requieren temperaturas cercanas a 100°C; las turbinas pueden funcionar con vapor de agua superficial. Existen raros campos de vapor seco que utilizan vapor sobrecalentado del suelo o de un acuífero. En comparación con el agua sobrecalentada, la energía geotérmica produce electricidad de manera más efectiva y segura. En comparación con la energía a base de carbón (35-42 %) o petróleo (38-45 %), la energía geotérmica se transforma en electricidad con una eficiencia inicial del 10 % al 15 %, que incrementa conforme el fluido de trabajo aumenta la temperatura para la reinyección. Las aplicaciones de uso directo, las bombas de calor geotérmicas (Geothermal Heat Power, GHP por sus siglas en inglés) y la producción de energía eléctrica son los tres tipos de utilización de la energía geotérmica. Ejemplos de una GHP son las bombas de vapor o de agua; para enfriamiento, una bomba de calor geotérmica invierte el proceso de transferencia de calor de los fluidos del suelo a una estructura. Los sistemas de calefacción y refrigeración (GHP) de los edificios utilizan temperaturas constantes a 300 metros bajo la superficie. Este calor se puede utilizar para calentar edificios en el frío (Jolie et al., 2021).

En la actualidad, la mayoría de las plantas de generación de energía geotérmicas en el mundo usan vapor y agua caliente provenientes de regiones con actividad volcánica. Los yacimientos disponibles en zonas sin actividad volcánica involucran sistemas hidrotermales de gran profundidad o yacimientos de roca seca caliente. Los yacimientos de roca seca caliente son formaciones de baja permeabilidad con alta deficiencia de fluidos almacenados en estas que poseen alta temperatura. El primer proyecto que involucró este tipo de formaciones fue Valles Caldera en Nuevo México en el proyecto Fenton Hill. En algunos casos se usa el término de roca caliente fracturada ya que la formación es sometida a un proceso de fracturamiento hidráulico para estimular la creación de fracturas que elevan la permeabilidad y permiten obtener un recurso geotérmico factible a nivel comercial.

Muchos de los sistemas hidrotermales de gran profundidad y de roca seca caliente pueden ser desarrollados a un estado económico denominado Enhanced Geothermal Systems (EGS, por sus siglas en inglés). Los EGS son yacimientos en los cuales los avances tecnológicos permiten su desarrollo a partir de la creación de conectividad de fluidos mediante tecnologías de estimulación química, hidráulica o configuraciones de vías artificiales para mejorar la extracción de calor por medio de fracturas. Esto con el objetivo de generar artificialmente un aumento en la permeabilidad hidráulica.

El concepto de EGS está diseñado para hacer viable la utilización de energía geotérmica en la mayoría de los ambientes, y por ende ofrece un gran incremento en el potencial de este tipo de energía. Las tecnologías EGS representan los avances tecnológicos necesarios para optimizar la transferencia de calor, por consiguiente, la explotación de un yacimiento.

## 2.1. Caracterización de sistemas de energía geotérmica

La energía geotérmica está relacionada con altas temperaturas a cierta profundidad, la cual es un criterio económico principal, ya que para la generación de energía eléctrica se requiere una temperatura inicial mayor a los 200°C. Para desarrollar el sistema se hacen dos perforaciones, en una de las cuales se introduce agua fría y en la otra se obtiene agua caliente. esto es la vía para la extracción de calor de la tierra con un fluido de trabajo, usualmente agua. Para lograr esto es necesario una permeabilidad óptima.

El gradiente geotérmico normal que ha sido determinado en pozos profundos generalmente sigue una progresión media de 30 °C/km. La corteza continental de la tierra alcanza profundidades de alrededor de 30 Km, punto donde se localiza la frontera entre la corteza y el manto. Se observan gradientes menores en Canadá, India y Sudáfrica cercanos a 10 °C/km. En contraste, el gradiente geotérmico en algunas regiones como Islandia, Larderello en Italia, se aproxima a 200 °C/km. Como consecuencia de la presencia de cuerpos magmáticos calientes a poca profundidad.

La permeabilidad de la corteza continental es un parámetro crítico para la definición de un yacimiento geotérmico como potencial para la transferencia de calor. La permeabilidad está relacionada con 2 propiedades básicas de las rocas:

1. La porosidad efectiva: Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. La permeabilidad intrínseca es el prerequisite para el flujo de fluido a través de la red de poros de la roca y esta correlacionada con las rocas porosas permeables. La porosidad y la permeabilidad están directamente relacionadas con el empaquetamiento de los minerales en las rocas, el cual es resultado de una

distribución de minerales y elementos, así como con la historia y diagénesis de la roca. El parámetro de permeabilidad intrínseca es el control primario en el flujo de fluidos y varía de  $10^{-23} \text{ m}^2$  ( $1.013^{-11}$  Darcies), en rocas cristalinas intactas a  $10^{-7} \text{ m}^2$  (101327.38 Darcies), en sedimentos porosos, lo cual se traduce en una variación de 16 órdenes de magnitud.

2. La permeabilidad de la fractura está unida a las discontinuidades que están presentes en la roca por las cuales la circulación de fluido es posible. Este tipo de permeabilidad está generalmente bien desarrollada en los macizos cristalinos, pero también puede ser encontrada en sedimentos profundos como permeabilidad secundaria. Aunque el granito es una roca impermeable, un macizo cristalino puede ser considerado como un macizo permeable debido a la circulación de fluido a través de la fractura.

El conocimiento de las condiciones físicas, especialmente la magnitud y la dirección del estrés en sitio, es importante para las actividades de perforación en yacimientos EGS.

## **2.2. Plantas de generación de electricidad a partir de energía geotérmica:**

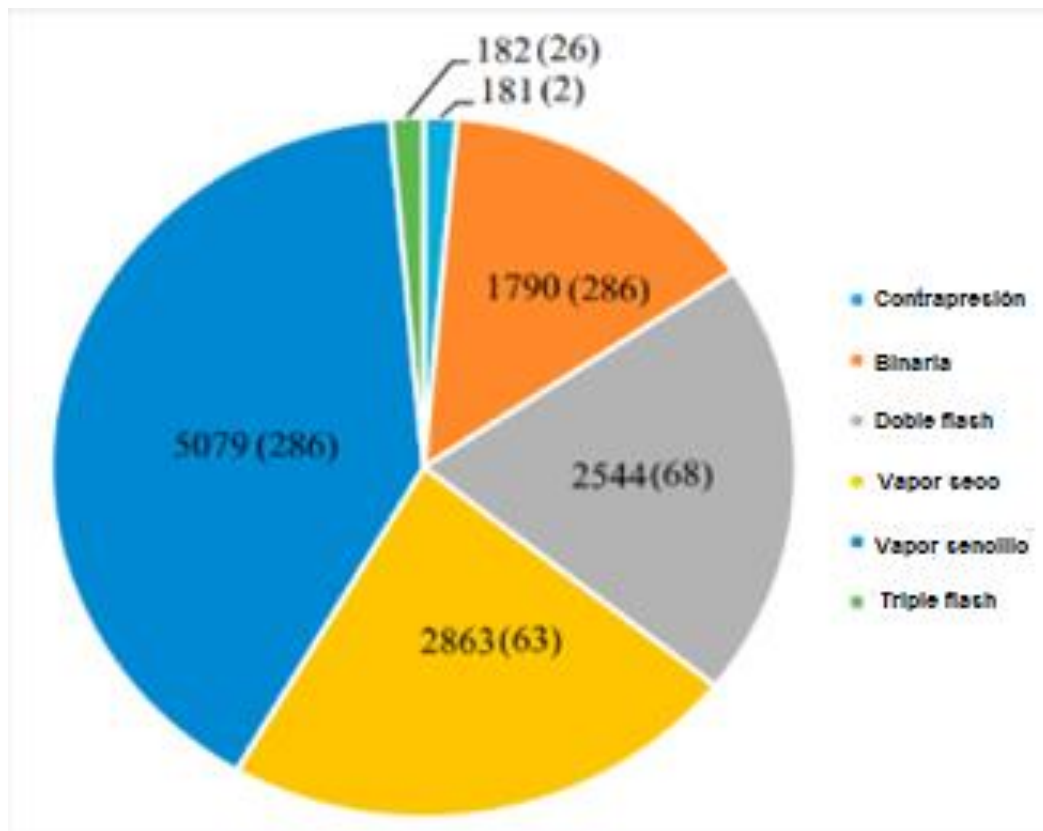
### **Plantas de vapor flash, vapor seco y ciclo binario.**

Como se observa en la figura 1, los cuatro principales procesos de conversión de energía utilizados para producir energía geotérmica son vapor seco directo, ciclos Flash, ciclos binarios y ciclos híbridos que están conectados con un ciclo de Rankine o híbridos con otras fuentes de calor, como la concentración de energía solar (Moya et al., 2021) (Sharmin et al., 2021). Las centrales eléctricas que emplean carbón o energía nuclear utilizan con frecuencia el ciclo de Rankine, también conocido como ciclo de vapor de Rankine. En

este mecanismo se utiliza un combustible para generar calor en una caldera, convirtiendo el agua en vapor que se expande a través de una turbina para proporcionar trabajo útil. William J.M. Rankine, un ingeniero escocés, creó este método en 1859. Este ciclo termodinámico transforma el calor en energía mecánica, que a menudo se convierte en electricidad.

**Figura 1**

*Capacidad instalada en Megavatios y número de unidades para todo tipo de tecnología de conversión de energía.*



Tomado de Sharmin, T., Khan, N. R., Akram, M. S., & Ehsan, M. M. (2023). A State-of-the-art Review on for Geothermal Energy Extraction, Utilization, and Improvement Strategies: Conventional, Hybridized, and Enhanced Geothermal Systems. *International Journal of Thermofluids*, 100323.

### **2.2.1. Planta de generación de electricidad de vapor flash**

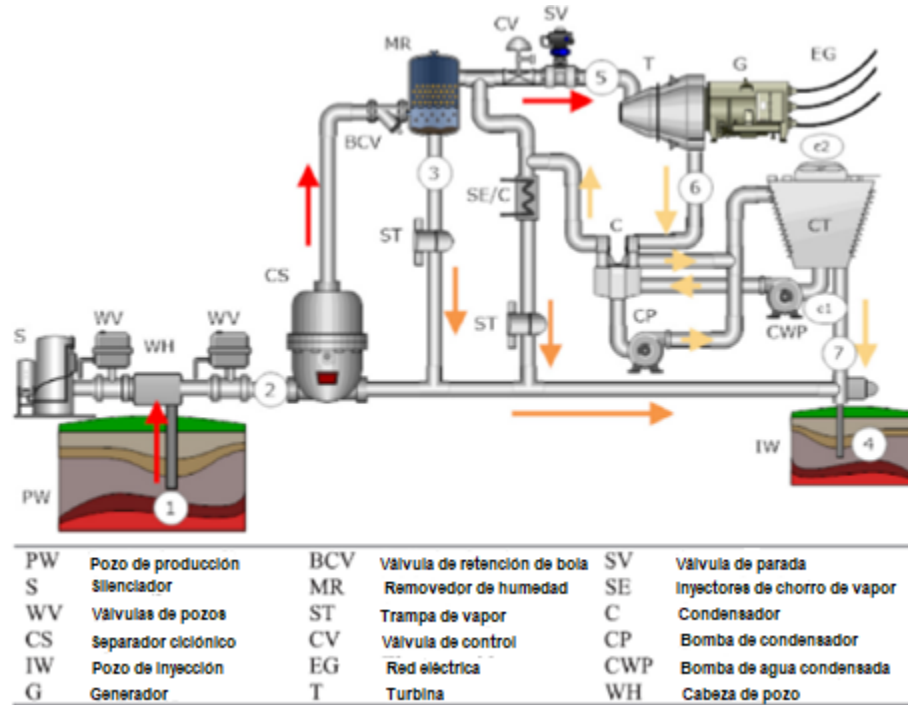
En este tipo de plantas uno o más separadores extraen el agua caliente de los pozos geotérmicos, y cuando allí baja la presión, el agua se convierte en vapor. El vapor se bombea de regreso al suelo después de ser forzado a pasar a través de un generador de turbina, que genera energía. Las dos formas diferentes de ciclos de potencia para plantas de energía de vapor flash son (a) plantas de energía de vapor de flash simple y (b) plantas de energía de vapor de flash doble (Mondal et al., 2022) (DiPippo., 2012).

#### **2.2.1.1. Planta de electricidad de vapor de un solo flash.**

La planta de energía de vapor de flash único es una configuración muy sencilla para convertir la energía geotérmica en electricidad cuando los depósitos geotérmicos producen una mezcla de vapor y salmuera (Javadi et al., 2021). Como se observa en la figura 2, el vapor y el líquido se dividen en diferentes fases en un recipiente de ciclón cilíndrico como resultado de la diferencia naturalmente significativa de densidades de la mezcla (Yildirim et al., 2012). Con la cual se da la reducción de la presión del fluido geotérmico en el yacimiento, los pozos de producción o la entrada del ciclón. La palabra "simple" se refiere al destello único de geofluidos que señala la transición de líquido presurizado a una combinación de líquido y vapor (Yari., 2010).

**Figura 2**

*Diagrama esquemático de una planta de energía de vapor flash simple.*



Tomado de Sharmin, T., Khan, N. R., Akram, M. S., & Ehsan, M. M. (2023). A State-of-the-art Review on for Geothermal Energy Extraction, Utilization, and Improvement Strategies: Conventional, Hybridized, and Enhanced Geothermal Systems. *International Journal of Thermofluids*, 100323.

El proceso de energía de vapor de flash único comienza en la estación 1 cuando el geofluido con la temperatura de entrada de la fuente se inyecta en el pozo de producción. En la estación 2, el líquido se condensa en una mezcla vapor-líquido antes de ingresar al separador debido a la diferencia de presión entre las estaciones 1 y 2. El separador desglosa la mezcla en vapor y salmuera, que posteriormente se decantan en las estaciones 5 y 3, respectivamente. En la estación 5, el vapor viaja a la turbina, que está conectada a un generador para generar energía cuando la turbina está en funcionamiento. En la estación 6, el vapor se reduce a la presión del condensador a medida que la turbina completa el proceso

de expansión. Para producir potencia y electricidad de forma continua, el ciclo se repite (Rudiyanto et al., 2021).

#### 2.2.1.2. **Planta de electricidad de vapor de doble flash.**

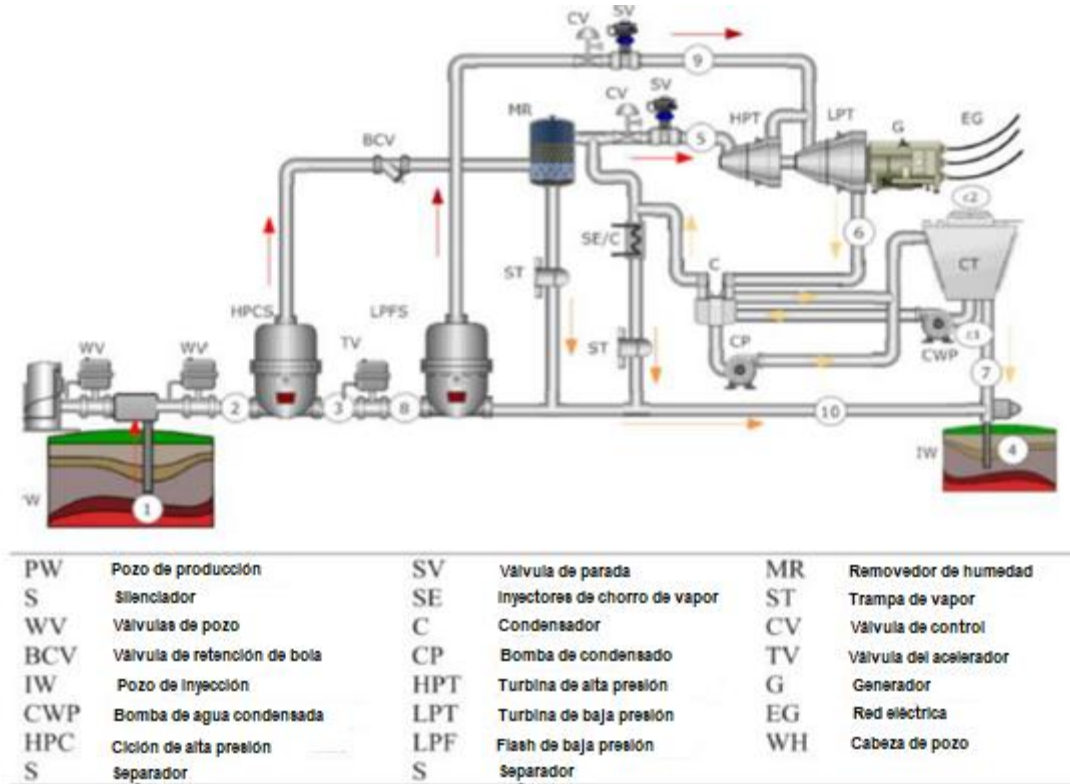
Para la situación donde los pozos de producción generan una mezcla de líquido y vapor, también se ha desarrollado un sistema de conversión de energía llamado planta geotérmica de vapor de doble flash. En términos de un uso más efectivo de los recursos geotérmicos, la adición de un sistema flash secundario es una mejora significativa. Se utiliza una segunda caída de presión en un segundo proceso flash después de la primera caída de presión del separador principal, lo que hace que se produzca más vapor del líquido separado que sale del separador primario. La presencia de un separador de baja presión y una turbina de doble admisión es la principal distinción entre las configuraciones de flash simple y flash doble (Parikhani et al., 2021).

Como se evidencia en la figura 3, el proceso de la planta de generación de electricidad de vapor de flash doble comienza en la estación 1 cuando el geofluido con la temperatura de entrada de la fuente se inyecta en el pozo de producción. En la estación 2, el líquido se condensa en una mezcla de vapor y líquido antes de ingresar al separador debido a la diferencia de presión entre las estaciones 1 y 2. En este punto el procedimiento de vapor de flash único ha terminado. En las estaciones 5 y 3, el separador separa la mezcla en vapor y salmuera, que posteriormente se reduce a una presión más baja en la estación 8. Por lo tanto, tiene lugar el segundo procedimiento de vapor súbito. El separador de baja presión toma la salmuera y una caída de presión posterior crea una nueva combinación de vapor y salmuera.

El vapor fresco de baja presión se alimenta a la turbina durante la segunda admisión de vapor de la estación 9 (Khaleel et al., 2022).

**Figura 3**

*Diagrama esquemático de la planta de energía de vapor de flash doble.*



Tomado de Sharmin, T., Khan, N. R., Akram, M. S., & Ehsan, M. M. (2023). A State-of-the-art Review on for Geothermal Energy Extraction, Utilization, and Improvement Strategies: Conventional, Hybridized, and Enhanced Geothermal Systems. *International Journal of Thermofluids*, 100323.

La turbina de doble admisión produce energía por movimiento inducido cuando está acoplada a un generador. En la estación 6, el vapor se reduce a la presión del condensador a medida que la turbina completa el proceso de expansión. Para un rendimiento óptimo, la fase de baja presión requiere un flujo másico mayor que la fase de alta presión. Los fluidos

calentados restantes en la estación 6 se pueden condensar utilizando un condensador enfriado por aire, que ingresa el aire de enfriamiento por convección en la estación C1 y sale en la estación C2. Finalmente, además del fluido condensado de la estación 7, la solución de salmuera restante de la segunda etapa flash en la estación 10 se reinyecta en la estación 4 (Tian et al., 2020).

### 2.2.2. Planta de generación de electricidad de vapor seco.

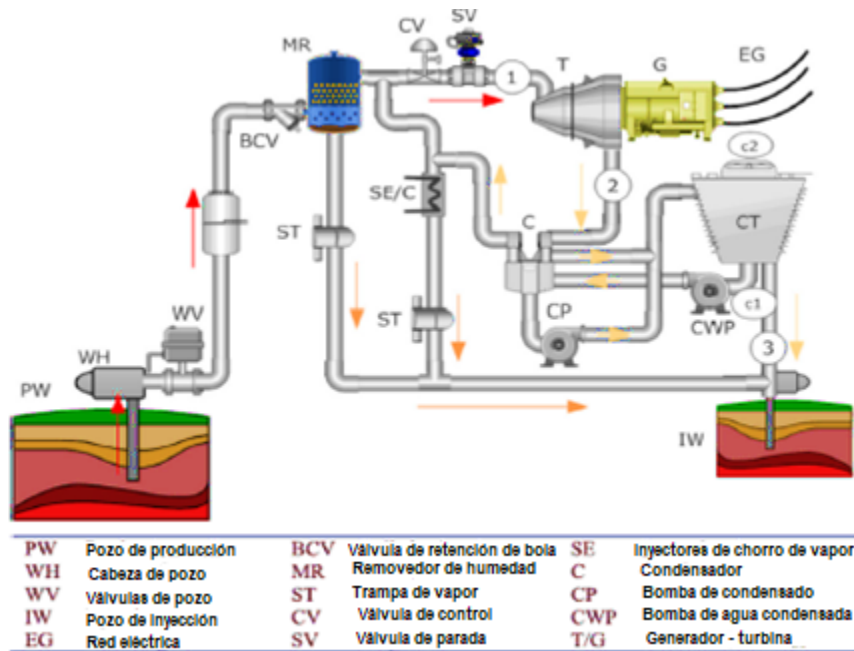
Los yacimientos geotérmicos de vapor seco italianos y estadounidenses son los dos más grandes del mundo. Además, se han encontrado reservorios en Nueva Zelanda, Japón e Indonesia. El vapor no estará en forma líquida en absoluto si se extrae del yacimiento a una temperatura superior a la temperatura crítica de 100 °C, o a una temperatura y presión que estén dentro del rango del 100 % de vapor. En este caso, el vapor a alta presión ascenderá desde las profundidades mientras se descomprime, alterando la entalpía de acuerdo con la isoterma específica apropiada para ese fluido. Este sistema geotérmico utiliza vapor seco (Bayer et al., 2013).

Las plantas de vapor seco, que también son las más eficientes, tienen las configuraciones tecnológicas de mayor entalpía de las plantas geotérmicas. El generador de turbina acoplado funciona directamente con el vapor entregado desde los pozos productores. Entre el 50 y el 70 % del trabajo potencial del flujo de calor geotérmico se convierte en electricidad a través de plantas de vapor seco (Aziz & Juangsa., 2021). Como se observa en la figura 4, un pequeño separador ciclónico centrífugo, un recipiente de drenaje y un separador de humedad son necesarios para garantizar que el vapor que ingresa a la turbina

sea de la calidad adecuada. Las partículas (rocas, polvo), el condensado y la humedad deben eliminarse del conducto de vapor (Aziz & Juangsa., 2021).

**Figura 4**

*Planta de generación de electricidad de vapor seco de vapor seco.*



Tomado de Sharmin, T., Khan, N. R., Akram, M. S., & Ehsan, M. M. (2023). A State-of-the-art Review on for Geothermal Energy Extraction, Utilization, and Improvement Strategies: Conventional, Hybridized, and Enhanced Geothermal Systems. *International Journal of Thermofluids*, 100323.

El vapor seco es producido por yacimientos dominados por vapor y se entrega directamente desde los pozos a las plantas de energía. El vapor seco (flujo de calor geotérmico) extraído del pozo de producción completa su ciclo de energía antes de ingresar a la turbina, de manera similar a una sola planta de energía de vapor flash. Una de las características sobresalientes de la turbina de álabes de respuesta de impulso es su singular

desempeño como unidad de presión simple con uno o dos flujos en cada unidad pequeña o grande. La existencia de un eliminador de partículas en lugar de un separador ciclónico es la única diferencia entre el vapor seco y el vapor flash (Aziz & Juangsa., 2021).

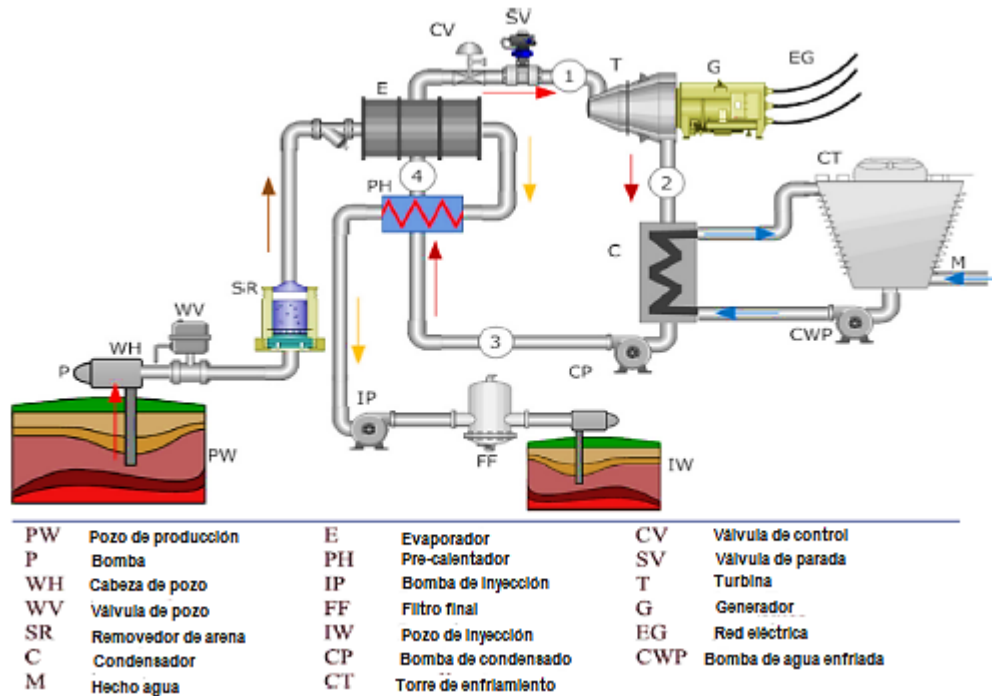
### 2.2.3. **Planta de generación de electricidad de ciclo binario.**

Un ciclo de vapor binario es un ciclo de potencia en termodinámica que consta de dos ciclos, uno en una región de alta temperatura y el otro en una región de temperatura más baja (Bayer et al., 2013).

Como se aprecia en la figura 5, en el primero de los dos circuitos de fluidos empleados en esta planta de energía, el fluido del suelo se reinyectarán en el suelo después de que el intercambiador de calor absorba su energía térmica. Dado que actualmente es el fluido de trabajo óptimo al que se puede acceder, el fluido de trabajo del segundo circuito, a menudo agua, absorbe el calor del primer circuito antes de convertirse en vapor y entrar en una turbina para arrancar el generador (Lee et al., 2019). En la planta de energía geotérmica binaria, un medio fluido o fluido de trabajo se calienta y evapora con el fin de transferir calor y producir electricidad (Sharmin et al., 2023).

**Figura 5**

*Planta de generación de electricidad de ciclo binario.*



Tomado de Sharmin, T., Khan, N. R., Akram, M. S., & Ehsan, M. M. (2023). A State-of-the-art Review on for Geothermal Energy Extraction, Utilization, and Improvement Strategies: Conventional, Hybridized, and Enhanced Geothermal Systems. *International Journal of Thermofluids*, 100323.

Los arreglos binarios son ideales para recursos geotérmicos con bajas temperaturas. Los diseños de sistemas binarios pueden emplear un rango de temperatura de 95 a 180 °C. Las consideraciones técnicas y económicas afectan el límite inferior de temperatura, mientras que la termoestabilidad del fluido de trabajo determina el límite superior de temperatura. El ciclo de Kalina, que utiliza las propiedades termodinámicas de una combinación de agua y amoníaco como fluido de trabajo, permite una variedad de configuraciones binarias. En comparación con las centrales eléctricas convencionales, la eficiencia del ciclo de energía geotérmica del ciclo Kalina es entre un 30 % y un 40 % mayor. Las bombas se utilizan para

extraer calor geotérmico de los pozos productores y otros componentes del ciclo primario. Para detener la socavación o la erosión en tuberías y conductos, los removedores de arena se usan rutinariamente para los geofluidos. Luego, una bomba de inyección obliga al fluido de trabajo a pasar a través del evaporador y el precalentador antes de devolverlo al yacimiento a través de pozos de inyección (El-Sayed & Tribus., 1985).

### **2.3. Proyectos geotérmicos EGS (Enhanced Geothermal Systems)**

#### **2.3.1. Tipos de yacimientos aplicables a tecnologías EGS**

Las condiciones para este tipo de yacimientos se asocian con conductos subverticales de roca altamente fracturada en zonas de fallas orientadas perpendicularmente al esfuerzo principal mínimo; lo anterior, como consecuencia del régimen tectónico. Estas siguen el comportamiento de fractura debido a tracción.

Los sistemas conjugados con potencial de cizallamiento están orientados con un ángulo de  $30^\circ$  desde la dirección de la tensión principal máxima y proporcionan una permeabilidad adicional. Se necesita conocimiento sobre el campo de tensiones regional, que se determina usualmente a partir de pozos profundos (rupturas en pozos o fracturas inducidas por perforación). Otro método para determinar el campo de esfuerzos se basa en la utilización de observaciones sísmicas o geológicas estructurales como indicadores de esfuerzos de primer orden. Sin embargo, el desarrollo de la permeabilidad es consecuencia de un proceso que depende del tiempo, ya que las interacciones entre la roca y el fluido pueden reflejar procesos de disolución y recristalización constantes que modifican la red de permeabilidad.

La intensidad y la orientación del campo de tensión ejercen un control directo sobre este proceso al determinar las zonas de compresión y extensión en relación con la posición relativa del eje de tensión principal y la deformación resultante. Estos factores geofísicos son necesarios para aplicar el concepto EGS, pero aún existe potencial de mejora en torno a la confiabilidad y eficiencia de las tecnologías EGS.

### **2.3.2. Revisión de antecedentes de proyectos EGS**

#### **2.3.2.1. Fenton Hill (1974-1995)**

El primer proyecto EGS en el mundo fue Fenton Hill en los Estados Unidos. El sitio estaba ubicado en Valle caldera en el norte de Nuevo México. El Proyecto Fenton Hill fue desarrollado por el Laboratorio Nacional de Los Álamos. El plan incluyó la creación de un yacimiento en granito con una temperatura de 300°C a una profundidad de 4,4 km y el piloto de un sistema de planta cíclica binaria de generación de energía de 60 kW que operó a temperaturas bajas y medias. Sin embargo, el proyecto fue terminado debido a la inhabilidad de lograr expandir la capacidad de generación. Aunque una planta de generación EGS de grado comercial no pudo ser desarrollada en Fenton Hill, el proyecto generó importantes resultados:

- El proyecto verificó la factibilidad técnica de perforación de 5 km en roca dura.
- El proyecto confirmó que la tecnología de fracturamiento hidráulico puede ser usada en roca cristalina de baja permeabilidad para crear fracturas con un volumen total de poro mayor a 1 km<sup>3</sup>.

- Si las formaciones yacimientos están bajo un ambiente de estrés compresivo, se requiere de continuas reinyecciones a alta presión para mantener abiertas las fracturas. Sin embargo, las bombas de alta presión fueron el mayor consumo en el proyecto EGS.
- Debido a la variación del estrés en la formación en relación con la profundidad, fue necesario el desarrollo de un equipo de detección de alta temperatura en fondo de pozo para poder adquirir información sobre el estrés de la formación, las orientaciones de la fractura, la temperatura en fondo de pozo, la tasa de flujo y la presión.

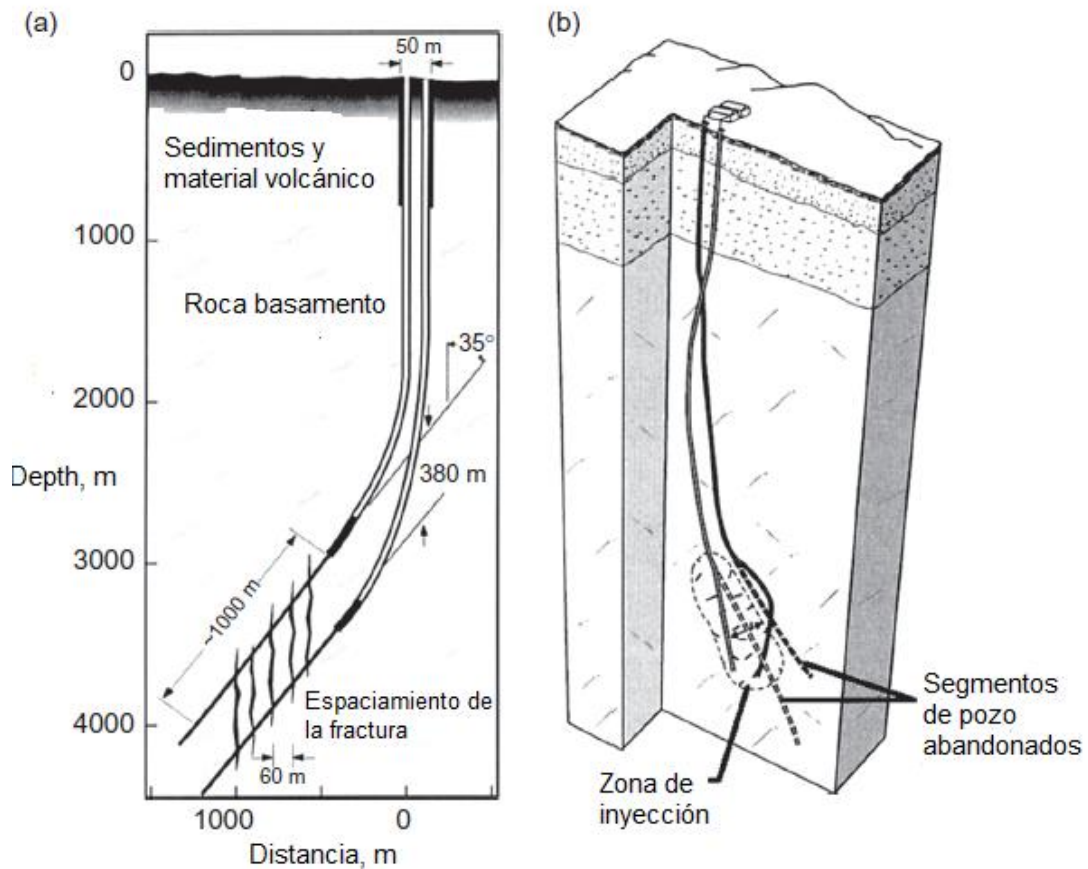
El departamento de energía de Estados Unidos realizó un gran patrocinio al proyecto de Fenton Hill. En la primera fase del proyecto que se llevó a cabo entre 1973 y 1979, se perforaron con éxito dos pozos a una profundidad de 2600m (8500 ft) en roca de basamento cristalina caliente. Los pozos se comunicaron a través de un campo fracturado en el yacimiento creado artificialmente con temperatura de 185°C y fue capaz de producir líquido presurizado a 135-140°C con tasas de flujo desde 7 a 16 kg/s. Se instaló una planta binaria de 60 kW para producir electricidad a partir de agua caliente que circulaba en un bucle o sistema cerrado.

Como se observa en la figura 6, durante la segunda fase, la cual empezó en 1979, se perforaron dos nuevos pozos distanciados entre si 50 metros, esto con el objetivo de lograr las condiciones de yacimiento deseadas. El más profundo se extendió hasta una profundidad de 4390 m (14400 ft) en roca a 327 °C, desafortunadamente los dos nuevos pozos no se comunicaron, los patrones de fractura no mostraron los resultados deseados acorde a lo visto

en la primera fase. Luego de múltiples periodos de fracturamiento hidráulico masivo y perforación se alcanzó la configuración final.

**Figura 6**

*Configuración de pozos: (a) diseño conceptual y (b) diseño ejecutado.*



Tomado de Tester, J. W., Brown, D. W., & Potter, R. M. (1989). *Hot Dry Rock geothermal energy---A new energy agenda for the twenty-first century* (No. LA-11514-MS). Los Alamos National Lab.(LANL), Los Alamos, NM (United States).

Toda la energía térmica generada por la circulación de agua durante los experimentos de la fase 2 se disipó mediante un intercambiador de enfriamiento por aire. No se realizó ningún intento para generar electricidad como en la fase I. Se generó una pérdida aparente de

agua, la cual se atribuyó a la expansión de las fracturas al incrementar la presión, estas a su vez se retraían al disminuir la presión y la roca pudo haberse contraído al enfriarse en contacto con la circulación de agua. Además, parte del agua inyectada pudo haberse almacenado en el yacimiento o en las fracturas. Se ejecutaron algunas pruebas que mostraron una mayor tasa de producción que la tasa de inyección, esto acorde a las variaciones en la presión de inyección.

Aunque el proyecto Fenton Hill se dio por terminado y las facilidades fueron desmanteladas. El concepto se ha aplicado a muchos sistemas hidrotermales que han sido considerados para explotación. Cerca del 80% de la energía térmica de yacimientos hidrotermales residen en rocas calientes, la vida de un yacimiento puede extenderse mediante inyección externa de fluidos.

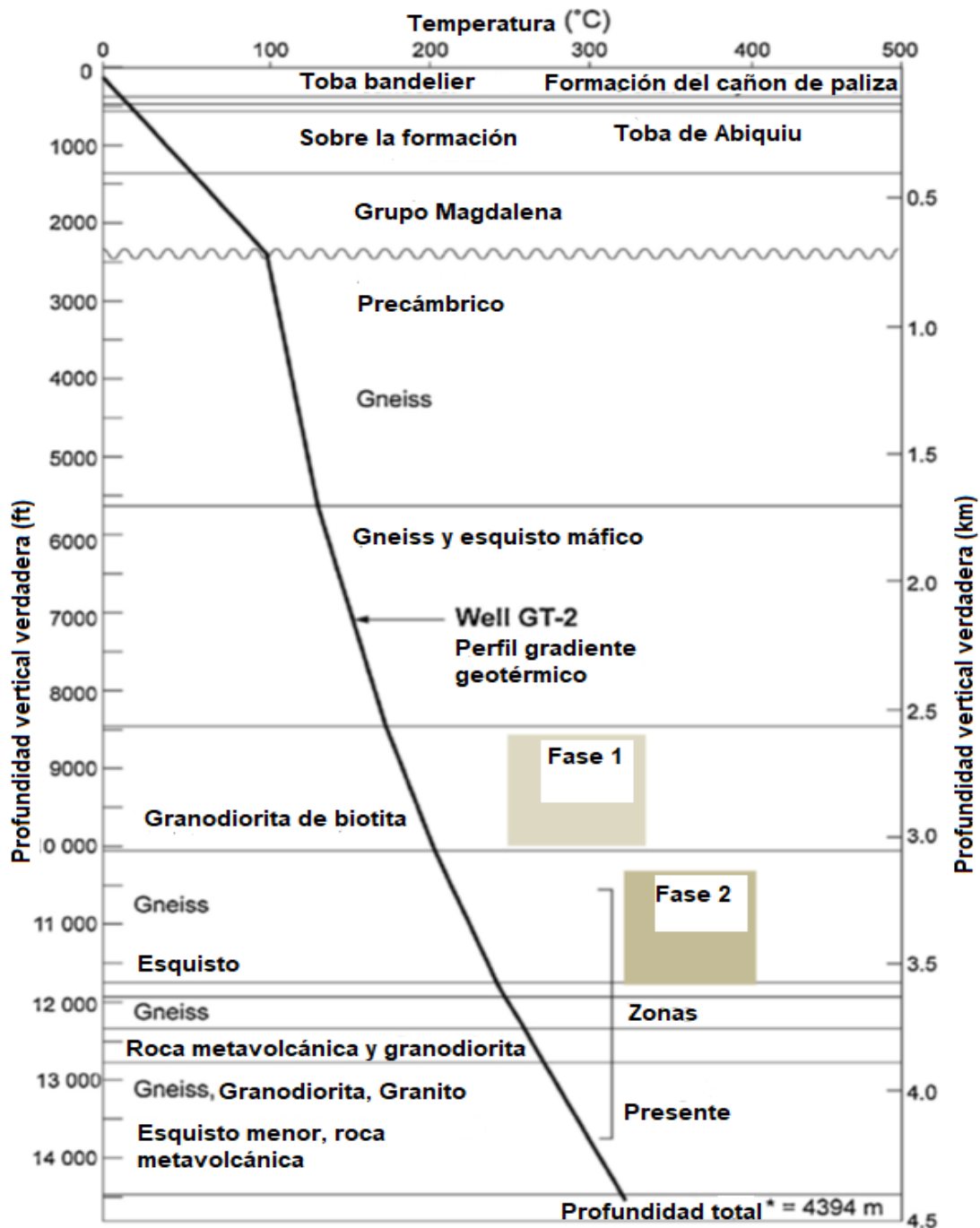
#### 2.3.2.1.1. **Geología en el yacimiento de Fenton Hill**

LANL construyó y probó dos yacimientos como parte del proyecto Fenton Hill en las profundas formaciones rocosas cristalinas del sitio. Según Dash et al., 1983, Brown et al., 2012, y Armstead & Tester., 1987, el primero, conocido como yacimiento de Fase I, se formó a intervalos de 2800 – 2950 m a temperaturas de fondo de pozo de 180 – 200 °C. Como se observa en la figura 7, a profundidades de alrededor de 3500 m y temperaturas en el fondo del pozo de aproximadamente 240 °C, se formó el segundo yacimiento, conocido como yacimiento de Fase II (Duchane y Brown 2002). Después de 200 días de circulación de fluidos, se determinó que el yacimiento de la Fase I proporcionaría energías térmicas de aproximadamente 3 a 5 MW y una reducción térmica de 3 a 5 °C por año. Se utilizaron experimentos con trazadores para determinar el flujo a través del volumen del yacimiento, que se calculó entre 1300 y 2170 m<sup>3</sup> (volumen medio integral, Robinson & Tester 1984).

**Figura 7**

*Esquema que muestra la profundidad de los yacimientos de Fase I y Fase II con las formaciones geológicas y el gradiente geotérmico en Fenton Hill, Nuevo México, EE. UU.).*

*Fuente: Brown et al. (2012).*



Tomado de Tester, J. W., Brown, D. W., & Potter, R. M. (1989). *Hot Dry Rock geothermal energy---A new energy agenda for the twenty-first century* (No. LA-11514-MS). Los Alamos National Lab.(LANL), Los Alamos, NM (United States).

El proyecto estudió un segundo yacimiento, conocido como Fase II, que era más grande, más profundo y caliente, con temperaturas de hasta 240 °C a profundidades de alrededor de 3,5 km. Esto se hizo una vez que se había demostrado la viabilidad técnica del proyecto. Los detalles de estas iniciativas fueron registrados por Brown et al. (2012) y los informes anuales del proyecto citados por Kelkar et al. (2015). Hacia la conclusión del proyecto, se utilizaron pruebas de trazador para estimar volúmenes que podrían alcanzar los 8376 m<sup>3</sup>.

La parte precámbrica de Fenton Hill es muy uniforme a pesar de ser increíblemente diversa y de haber evolucionado como el reservorio de la Fase I. La granodiorita de biotita de Fenton Hill, una masa de 410 m de espesor con una estructura isotrópica y composiciones químicas y mineralógicas continuas sirvió como el único sitio de desarrollo para este yacimiento. La granodiorita era propensa a sufrir fracturas, pero éstas siempre quedaban selladas por minerales posteriores, lo que producía una permeabilidad efectiva increíblemente baja.

Se puede encontrar una representación mucho mejor de la fase Precámbrica en el área donde se desarrolló el yacimiento de la Fase II. Los núcleos estudiados mostraron que no había ninguna unidad litológica sustancial y homogénea. Las rocas, por otro lado, exhibieron diferencias químicas y mineralógicas significativas en una distancia limitada y fueron texturalmente anisotrópicas. Esta sección fue particularmente complicada debido a varias zonas de corte de roca brechada y alterada, algunas de las cuales pueden ser zonas de falla.

Las observaciones mostraron que este yacimiento tiene muy poca permeabilidad natural, lo que concuerda con los hallazgos de los estudios de Fase I. Aunque las fracturas están presentes en todo el sistema, a menudo están selladas por minerales secundarios, según un análisis de núcleos y registros geofísicos. El origen local comprobado de calcita de los gneises de granodiorita de Fenton Hill mostró que las fracturas del basamento precámbrico no son continuas con las de los estratos sedimentarios permeables suprayacentes de las rocas.

Hay varias razones para la escasa permeabilidad natural observada en las rocas precámbricas de Fenton Hill, particularmente la granodiorita biotita. Al menos dos eventos magmáticos han ocurrido en las rocas precámbricas, produciendo fluidos que han permeado las rocas y sellado fracturas con minerales secundarios. Como mínimo, las temperaturas elevadas condujeron a la deposición de minerales con orígenes relativamente locales cuando se mezclaron con pequeños volúmenes de fluido en los poros.

La plagioclasa, por ejemplo, al cambiar a sericita liberó calcio para producir calcita en las fisuras. La alteración y deposición de minerales continuaron ocurriendo a la temperatura más alta observada en la capa Precámbrica más profunda. Las fracturas continuaron sellándose debido a la mínima actividad sísmica del área.

La elección de una ubicación no debe basarse únicamente en la presencia de fallas en la superficie, especialmente si la superficie está cubierta de rocas volcánicas visiblemente frescas. La toba cuaternaria Bandelier no ha sido perforada por ninguna de las fallas anteriores que encontraron los pozos de Fenton Hill. Afortunadamente, no parece que las fallas o zonas de fallas de más de 3 km (dentro o por encima del sistema de la Fase I) sean extremadamente permeables. Las zonas de alteración en las regiones más profundas de EE-

2 y EE-3, que pueden correlacionarse con zonas de falla, aún no han sido evaluadas en su permeabilidad.

### 2.3.2.2. **Rosemanowes (1977-1991)**

La escuela de minas de Camborne dirigió un proyecto EGS en Rosemanowes en la región de Cornwall en el Reino Unido, este se estructuró para un potencial de generación de energía de 3 GW. Los objetivos planteados para este proyecto fueron: mantener la capacidad de 50-100 kg/s, una operación de 5 años, y evitar la disminución de la temperatura. Sin embargo, el yacimiento fue controlado mayormente por fracturas naturales, debido a que fue difícil crear fracturas artificialmente mediante fracturamiento hidráulico. La pérdida de fluido de circulación excedió el 70%. Por lo anterior, los objetivos no pudieron ser alcanzados, y Rosemanowes cerró operaciones en 1991. Recientemente, usando como base los resultados obtenidos en el proyecto Rosemanowes, el Reino Unido desarrolló una planta de generación de electricidad EGS a escala comercial en Edén en la misma región. En adición, se planea a futuro iniciar un proyecto EGS a escala comercial en la pequeña localidad de Redruth, la cual también está ubicada en Cornwall.

Como se evidencia en la figura 8, Rosemanowes fue el primer proyecto EGS en Inglaterra, se localizó en la esquina lejana suroeste del país aproximadamente a 4,5 km de Falmouth. Debido a la minería extensiva en el área, se tenía información detallada sobre el tipo de roca que podría ser encontrada hasta 1 km de profundidad. El gradiente geotérmico fue de 30-40 °C/km. El propósito de este experimento fue estudiar apropiadamente los

mecanismos para crear fracturas artificiales en granito, y no la generación de electricidad. Las máximas temperaturas en el yacimiento se mantuvieron por debajo de los 100 °C.

### Figura 8

#### *Localización del proyecto Rosemanowes*



Tomada de Tester, J. W., Anderson, B. J., Batchelor, A. S., Blackwell, D. D., DiPippo, R., Drake, E. M., ... & Toksoz, M. N. (2006). The future of geothermal energy. *Massachusetts Institute of Technology*, 358, 1-3.

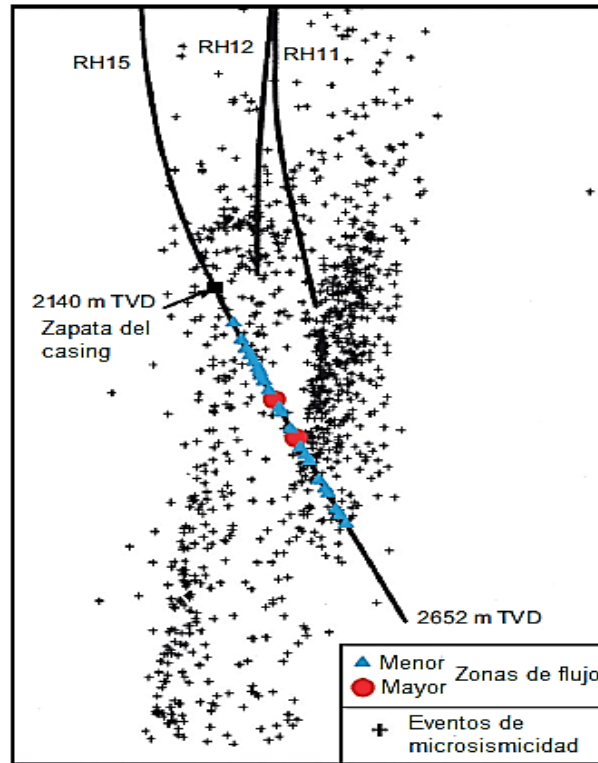
Inicialmente, se perforaron múltiples pozos someros (300 m) pero el granito a esa profundidad no fue representativo para la profundidad de la formación. Luego en 1980, se perforaron dos pozos, RH11 y RH12. La temperatura en fondo de pozo del pozo de inyección RH12 fue de 79°C. la estimulación se llevó a cabo por inyección hasta llegar a los 100 kg/s de agua fría en RH12 usando una presión en cabeza de pozo de 14 MPa. Se esperaba que el

fracturamiento casi vertical uniera el granito desde el pozo RH12 al RH11, pero ocurrió lo opuesto, generó una baja conectividad en el granito entre los dos pozos.

Como se aprecia en la figura 9, desde una formación altamente fracturada creada bajo RH12, en 1983 un tercer pozo RH15 fue perforado en la formación subsecuente. RH15 tuvo una profundidad total vertical (TVD) de 2652 m y encontró granito a 100 °C. Se continuó con la estimulación y, RH15 se conectó al pozo original de inyección RH12 y se ejecutaron una serie de pruebas de circulación de flujo desde 1985 hasta 1990, esto bajo varias tasas de flujo y varias presiones en cabeza de pozo. Las pruebas mostraron un enfriamiento de la formación de 80.5 °C a 70,5 °C. Las tasas de flujo se variaron desde 5 hasta 24 kg/s, cuando se inyectó 5 kg/s en RH12, se obtuvo un retorno de 4 kg/s en RH15 con una presión en cabeza de pozo de 40 bares; sin embargo, cuando se inyectó 24 kg/s, solo se obtuvo un retorno de 15 kg/s a una presión de 10,5 MPa. A tasas de flujo mayores, se creó un pequeño circuito (baja resistencia al flujo, bajos tiempos de residencia) que permitieron que el agua fría viajara de una forma más rápida a través de la formación sin suficiente calentamiento. Como son necesarias tasas de flujo de al menos 25 kg/s para una planta de generación de energía a nivel comercial, este resultado fue decepcionante. Por otro lado, durante las diversas pruebas de flujo luego de alcanzar la configuración final de pozos perforados el proyecto estuvo marcado por numerosos eventos de microsismicidad.

**Figura 9**

*Zonas de flujo y sismicidad inducida en los pozos perforados.*



Tomada de Tester, J. W., Anderson, B. J., Batchelor, A. S., Blackwell, D. D., DiPippo, R., Drake, E. M., ... & Toksoz, M. N. (2006). The future of geothermal energy. *Massachusetts Institute of Technology*, 358, 1-3.

Aunque el proyecto Rosemanowes no alcanzó todos los objetivos planteados, demostró que el fracturamiento hidráulico puede crear una red de fracturas en rocas de granito calientes fracturadas naturalmente. Las principales conclusiones del proyecto fueron:

- Independientemente de los detalles del método de fracturamiento hidráulico, las fracturas naturales en el granito controlan la creación de la nueva red de fracturas.
- Las fracturas naturales se encuentran ampliamente en rocas cristalinas a todas las profundidades y en todas las locaciones que fueron estudiadas. Por lo tanto, una

fractura artificial interceptará rápidamente el sistema natural en inmediaciones del pozo, y el sistema natural dominará la expansión del sistema de fracturas.

- El uso de altas presiones en cabeza de pozo en el pozo de inyección puede resultar en una estimulación excesiva del sistema de fracturas, que se refleja en una conectividad muy directa desde el pozo inyector al productor, generando bajas temperaturas de producción.
- Finalmente, se pudo reconocer que todo lo que se hace a un yacimiento durante el fracturamiento hidráulico es irreversible y puede ser determinante para establecer el circuito de flujo productivo en la formación. Altas presiones pueden mover rocas creando circuitos cortos permanentes o caminos abiertos a zonas más lejanas de la formación resultando en pérdidas excesivas de agua.

Todo el conocimiento y experticia obtenida en este proyecto fue puesto en uso luego en Francia en el proyecto Soultz-Sous-Forets. Las facilidades de investigación y el staff del proyecto fueron transferidas a la escuela de minas de Camborne (CSMA) en 1992. Asea Brown-Boveri adquirió estos activos en 1997 incluyendo la propiedad intelectual. En 2004 Schlumberger compró la propiedad intelectual y contrató miembros del equipo técnico con experiencia en monitoreo de microsísmica, ellos vendieron nuevamente estos activos. En 2006, el sitio del proyecto fue adquirido por 3K Facilities, una compañía que ofrece facilidades para pruebas en fondo de pozo en pozos profundos.

### 2.3.2.3. Hijiori (1981-1986)

Las condiciones geológicas del proyecto EGS de Hijiori eran comparables a las de Fenton Hill. Ambos lugares se caracterizaban por la presencia de actividad volcánica. El proyecto de Hijiori fue el primer proyecto EGS en Japón, administrado por la Organización japonesa de desarrollo de tecnología industrial y nuevas energías (NEDO, por sus siglas en inglés). La electricidad fue producida a través de una central eléctrica de ciclo binario con una capacidad de 130kW (Tester et al., 2006).

La temperatura máxima de la zona fracturada a 1800 metros de profundidad fue de 250 °C, la pérdida de fluido circulante superó el 70% a pesar de que sólo unos 50 metros separaban el pozo de inyección del pozo de producción. El proyecto EGS de Hijiori no pudo alcanzar el objetivo deseado debido a una serie de problemas, incluida la pérdida de fluido y la formación de incrustaciones en el yacimiento (Tester et al., 2006). El proyecto EGS de Hijiori produjo algunos hallazgos cruciales:

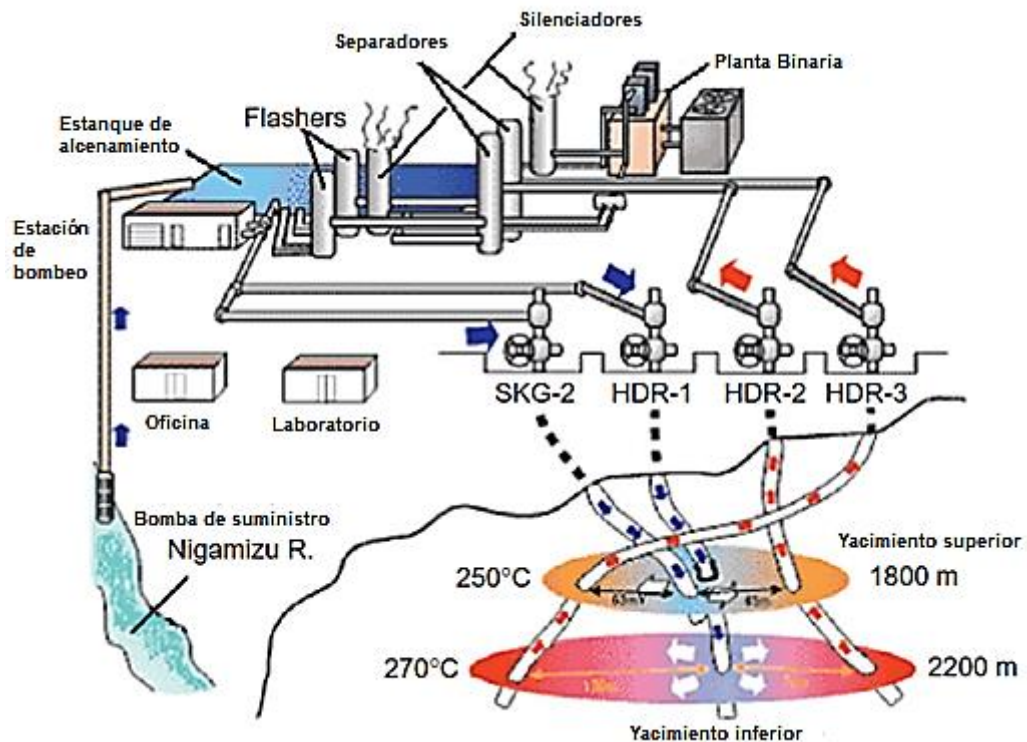
- En ese momento, todavía era extremadamente difícil anticipar la dirección de la fractura o el campo de tensión. Sin embargo, se debe utilizar un arreglo microsísmico de fondo de pozo para monitorear y/o detectar la aparición de fracturas artificiales.
- Debido a la actividad volcánica del sitio. Es posible obtener fluidos de producción a altas temperaturas y generar energía con cierta facilidad mediante pozos poco profundos.

La NEDO financió el proyecto Hijiori. Desde 1981 hasta 1986, la NEDO y Alemania Occidental colaboraron en el proyecto de Fenton Hill. La estrategia de NEDO fue diferente del experimento de Fenton Hill en varios aspectos. En primer lugar, el yacimiento es mucho

menos profundo (1800 - 2200 m). Siguiendo las fracturas naturales de la formación, las fracturas producidas se extendieron alrededor de 400 m y tienen una dirección principalmente horizontal. Como se observa en la figura 10, hay dos pozos de inyección y dos pozos de producción, con SKG-2 sirviendo a la zona poco profunda de la fractura y HDR-1 sirviendo a la zona profunda. El río Nigamizu, que está cerca del sitio, proporcionó el agua para la inyección. Había un estanque de contención de respaldo con una capacidad de 450000 kg a pesar de que había un río cerca. En la etapa final, se construyó una planta de energía binaria de 130 kW para convertir parte de la energía térmica en energía eléctrica.

**Figura 10**

*Esquema de los yacimientos Hijiori HDR, instalación de prueba y planta de energía.*

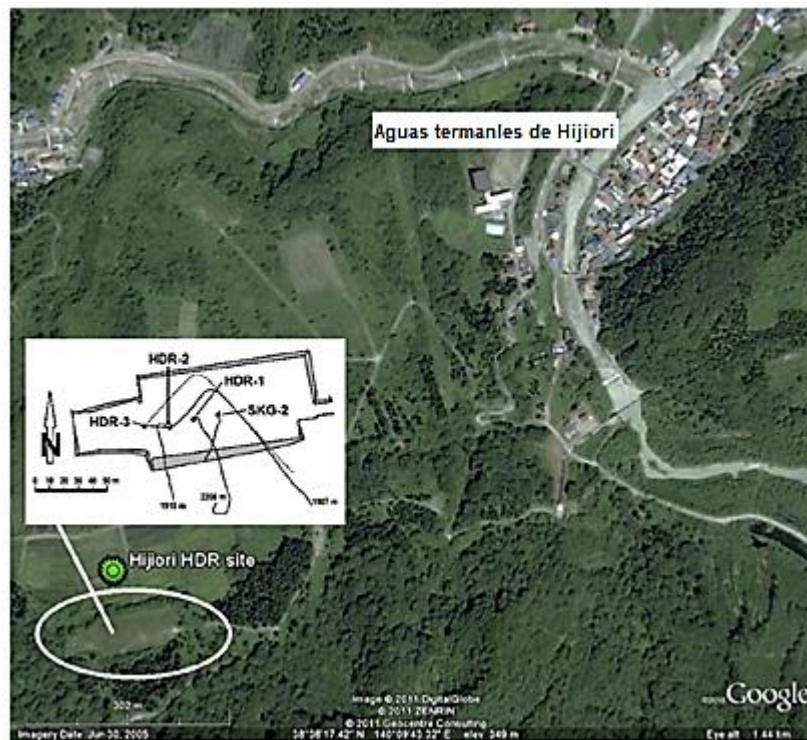


Tomada de Matsunaga, I., Niitsuma, H., & Oikawa, Y. (2005, April). Review of the HDR development at Hijiori Site, Japan. In *Proceedings of the World Geothermal Congress* (Vol. 20052, pp. 1-5).

Como se evidencia en la figura 11, en el norte de Honshu se encuentra Hijiori. A unos 50 km al suroeste de la central eléctrica de Onikobe. Bajo la supervisión de la NEDO, la construcción de las primeras facilidades en superficie comenzó en 1985. Utilizando SKG-2 como pozo inyector, y los pozos HDR-1, HDR-2 y HDR-3 como productores, se investigó el yacimiento poco profundo durante la primera etapa, que se desarrolló entre 1985 y 1991. Para esta fase, todos los pozos se perforaron a una profundidad de aproximadamente 1800 a 1900 m. Las distancias entre el inyector y los productores fueron 38 m, 33 m y 63 m, respectivamente. A medida que los pozos se perforaban uno tras otro, la circulación entre ellos ayudó a acelerar la formación del yacimiento.

### Figura 11

*Ubicación del proyecto Hijiori HDR, Google Earth.*



Tomada de Matsunaga, I., Niitsuma, H., & Oikawa, Y. (2005, April). Review of the HDR development at Hijiori Site, Japan. In *Proceedings of the World Geothermal Congress* (Vol. 20052, pp. 1-5).

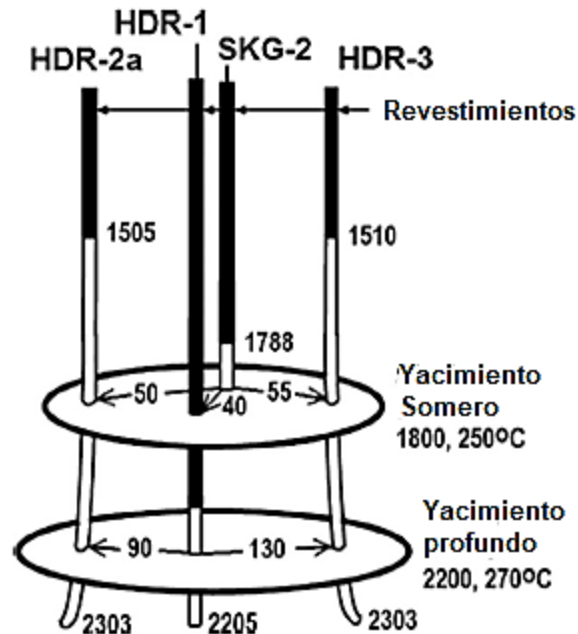
El punto de inyección en SKG-2 estaba a una profundidad vertical de 1801 m durante la prueba de flujo de 90 días realizada en 1991. El fluido ingresó a los tres productores en las profundidades principales de HDR-1 a 1784 m, HDR-2 a 1753 y 1761 m, y HDR-3 a 1754 m, entre otras ubicaciones secundarias de entrada de fluidos en los pozos. Las tasas de flujo de HDR-2 y HDR-3 fueron aproximadamente el doble que las de HDR-1 en circunstancias estables, que se alcanzaron después de unos 50 días. El estanque de retención se utilizó para almacenar los fluidos producidos por el pozo, así como el agua fría que se bombeaba desde el río antes de la inyección.

El fluido inyectado, procedente del estanque de retención, tenía una temperatura de unos 50 °C. El pozo más caliente del proyecto fue HDR-1, alcanzó una temperatura de casi 190 °C y aún se estaba calentando cuando terminó. HDR-3 fue el siguiente pozo más caliente, alcanzando los 165 °C, y HDR-2 se estabilizó en 150 °C. Teniendo en cuenta que la zona poco profunda del yacimiento tiene una temperatura natural de aproximadamente 250 °C. Al final de la prueba, la producción térmica del yacimiento fue de aproximadamente 8 MW y la tasa de flujo másico general fue de poco menos de 13,9 kg/s. Esto habría soportado aproximadamente 0,8–1 MW de generación eléctrica si se hubiera construido una planta binaria.

Como se aprecia en la figura 12, los tres pozos se perforaron más profundamente en la zona de fractura más profunda durante la segunda fase, que comenzó en 1992. Para evitar confusiones, el pozo HDR-2 se desvió y se taponó a una profundidad de alrededor de 1600 metros antes de profundizarse (Tenma et al., 2001).

**Figura 12**

*Configuración de pozos Hijiori después de la profundización.*



Tomada de Matsunaga, I., Niitsuma, H., & Oikawa, Y. (2005, April). Review of the HDR development at Hijiori Site, Japan. In *Proceedings of the World Geothermal Congress* (Vol. 20052, pp. 1-5).

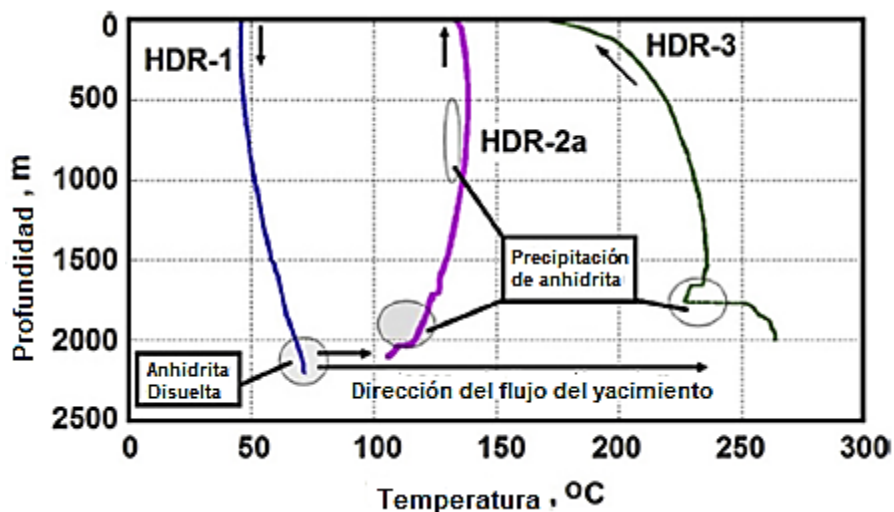
En 1992, se estimuló el yacimiento más profundo y luego se realizaron pruebas de flujo en 1994, 1995 y 1996. Adicionalmente, se realizó una prueba de circulación a largo plazo de 19 meses desde diciembre de 2000 hasta agosto de 2002: En el primer año, solo se evaluó el yacimiento profundo, actuando HDR-1 como inyector y HDR-2 y HDR-3 como productores. La inclusión de SKG-2 como inyector permitió la inyección en ambos reservorios durante siete meses. Los últimos tres meses de la fase de prueba tuvieron la planta binaria en uso.

Como se observa en la figura 13, la anhidrita, o sulfato de calcio anhidro, precipitó en los dos pozos de producción HDR-2 y HDR-3 durante la prueba de flujo, lo que fue uno

de los problemas más críticos e inesperados que se enfrentaron (Oikawa et al., 2001). Dado que el calcio exhibe una solubilidad retrógrada, lo que significa que es más soluble en agua a bajas temperaturas y se sobresatura a altas temperaturas (lo opuesto a la sílice), este fenómeno se explica por la disolución de la anhidrita por el fluido inyectado frío como agua del estanque de retención; cuando el agua eventualmente se acerca a la sobresaturación mientras se mueve a través de la formación caliente, se da la precipitación.

**Figura 13**

*Modelo de precipitación de anhidrita para el proyecto Hijiori*



Tomada de Matsunaga, I., Niitsuma, H., & Oikawa, Y. (2005, April). Review of the HDR development at Hijiori Site, Japan. In *Proceedings of the World Geothermal Congress* (Vol. 20052, pp. 1-5).

Sin embargo, dependiendo de la temperatura de los fluidos, la calcita y las incrustaciones de sílice amorfa tanto en los pozos como en las tuberías de superficie exacerbaban aún más el problema. Los minerales disueltos se concentraron ya que el fluido se recolectó en el estanque y circuló durante la prueba de flujo, lo que empeoró el problema. Los experimentos de flujo del mes 1 no habían experimentado este problema, muy

probablemente porque aún no se habían alcanzado las condiciones de sobresaturación. El problema surgió por primera vez en los meses 4-5 después de la prueba de flujo.

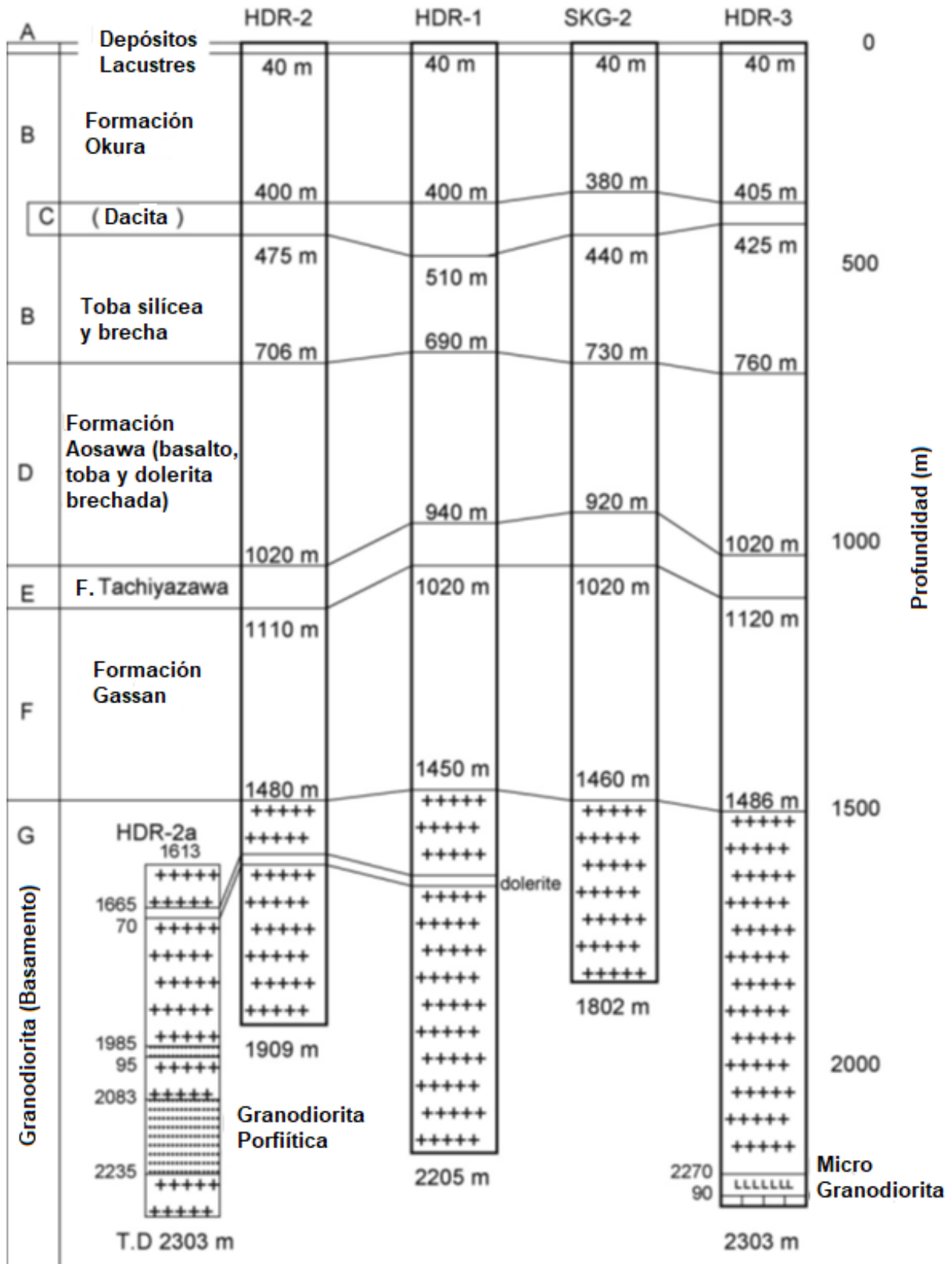
Un comité examinó los hallazgos una vez que se completó el proyecto, concentrándose en cinco áreas: diseño general del sistema, caracterización del campo, desarrollo del yacimiento, circulación/extracción de calor y monitoreo (Matsunaga et al., 2005).

#### 2.3.2.3.1. Geología en el yacimiento de Hijiori

Como se evidencia en las figuras 14 y 15, en Yamagata, la prefectura más al norte de la isla japonesa de Honshu, se encuentra Hijiori. Una caldera volcánica con un diámetro de 1,5 a 2 km que domina el paisaje de la región. Se perforaron cuatro pozos (HDR-1, HDR-2a, HDR-3 y SKG-2) en el lugar de la prueba, que se encuentra en el borde sur de la caldera Hijiori, con profundidades verticales reales (TVD) que varían de 1800 a 2300 m. Alrededor de la región de Hijiori, el basamento geológico corresponde a una granodiorita del Cretácico que ha sufrido una extensa alteración hidrotermal. Todos estos pozos han perforado este macizo rocoso.

#### **Figura 14**

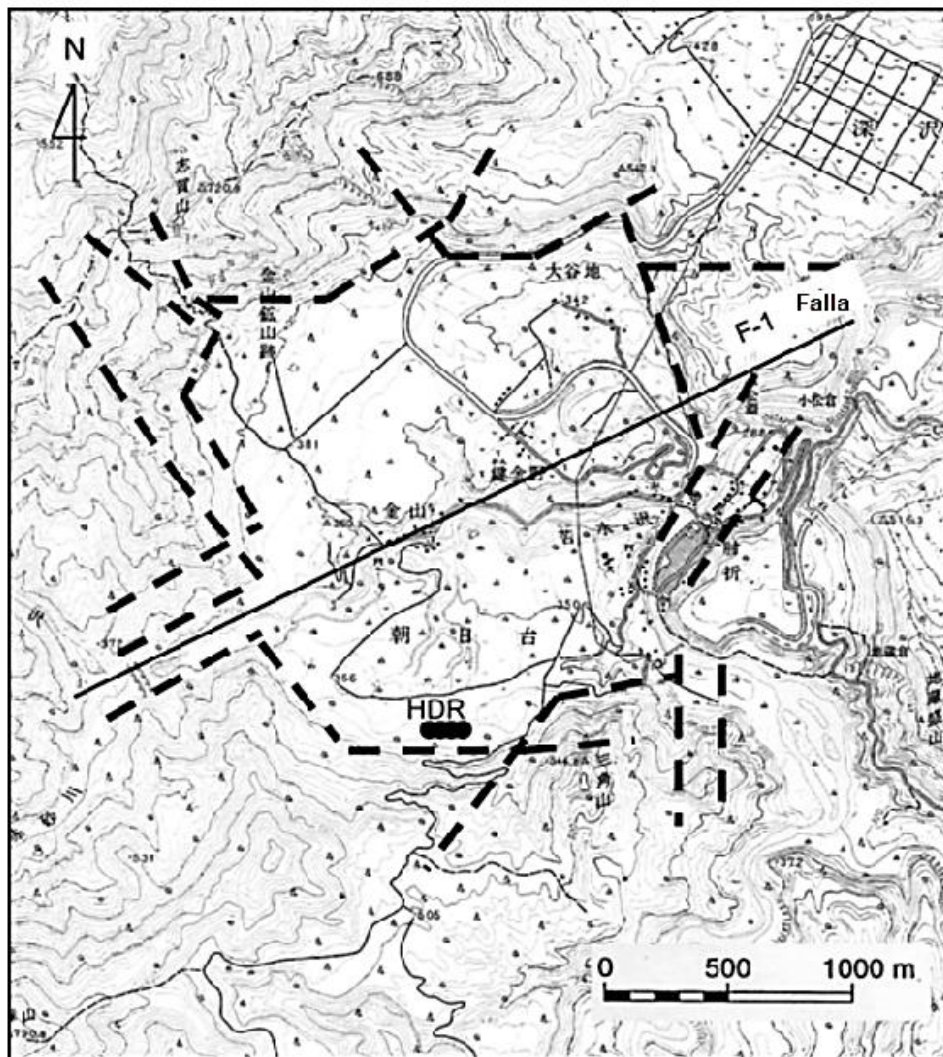
*Columna estratigráfica de los pozos perforados en el sitio de prueba de Hijiori. Las columnas están dispuestas a lo largo de una línea oeste-este según la posición de sus fondos de pozo.*



Tomada de Yanagisawa, N., Matsunaga, I., Sugita, H., Sato, M., & Okabe, T. (2008). Temperature-dependent scale precipitation in the Hijiori Hot Dry Rock system, Japan. *Geothermics*, 37(1), 1-18.

### Figura 15

Mapa esquemático que muestra los lineamientos que definen la caldera Hijiori y la falla normal principal que la atraviesa (modificado según NEDO, 2003). También se muestran los pozos en el sitio HDR (HDR).



Tomada de Yanagisawa, N., Matsunaga, I., Sugita, H., Sato, M., & Okabe, T. (2008). Temperature-dependent scale precipitation in the Hijiori Hot Dry Rock system, Japan. *Geothermics*, 37(1), 1-18.

La columna litológica de la región está formada por siete unidades rocosas importantes, según la información geológica adquirida de los pozos profundos de Hijiori. Según Kitani et al. (1998) y, Tezuka & Niitsuma (2001), la base de granodiorita que subyace discordantemente a la formación Gassan se encuentra por debajo de los 1500 metros de profundidad. La investigación de campo y la fotografía aérea encontraron varias fallas que forman el borde de la caldera aproximadamente poligonal, así como una gran falla normal de WSW-ENE que lo atraviesa.

#### 2.3.2.4. **Ogachi (1989-2001)**

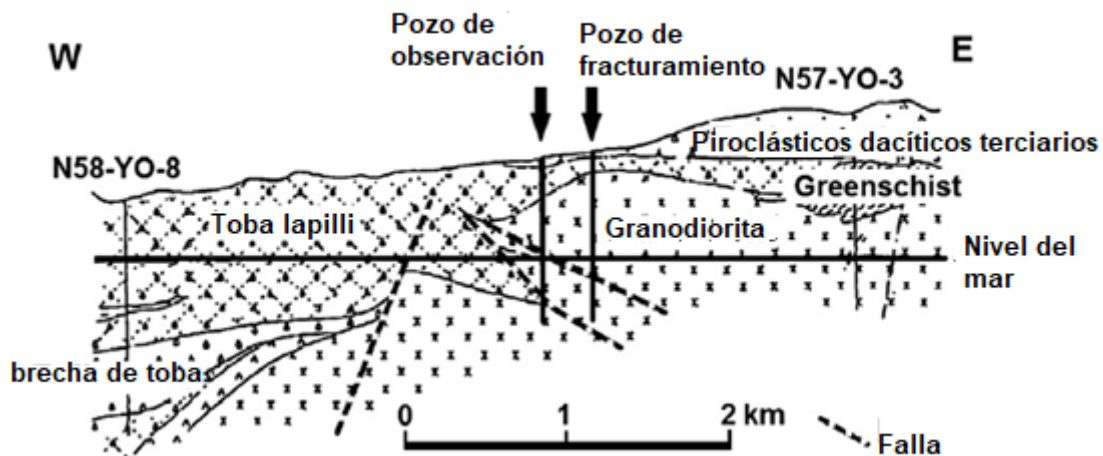
Ogachi un lugar está cerca de Yamabushi acogió el segundo proyecto EGS en Japón. Este alcanzó una profundidad de 1000 m y una temperatura superior a 230 °C. En Ogachi se realizaron pruebas de secuestro de CO<sub>2</sub> bajo la supervisión del Instituto Central de Investigación de la Industria de Energía Eléctrica (CRIEPI, por sus siglas en inglés). El proyecto EGS de Ogachi no pudo alcanzar la operación comercial porque hubo una pérdida de fluido circulante en el sitio de prueba de hasta 75–90%.

El proyecto de Ogachi produjo los mismos resultados significativos que los proyectos EGS antes mencionados. Antes de las actividades de perforación, se encontraron con el desafío anticipar las orientaciones de las grietas debido a las complicadas condiciones geológicas del subsuelo. Para comprender la distribución de tensiones y la formación de grietas en los pozos fue necesaria la exploración geofísica de fondo de pozo (Kaieda et al., 2015).

El proyecto Hijiori y el proyecto Ogachi estuvieron en marcha al mismo tiempo. Debido a la falta de apoyo para un sistema de múltiples pozos/múltiples yacimientos, al igual que el proyecto Hijiori, su éxito como proyecto EGS se vio limitado. Como se aprecia en la figura 16, se encontró una base de granodiorita milonitizada y una temperatura de 228 °C con dos fallas significativas cuando se excavó el primer pozo OGC-1 a una profundidad de 1000 m en 1990. Ambas zonas de falla fueron estimuladas utilizando este pozo. Para interceptar ambos yacimientos, en 1992 se perforó directamente el pozo productor OGC-2; su TVD fue de 1100 m. Solo el 3% del agua inyectada en OGC-2 se recuperó durante una prueba de circulación. La tasa de recuperación aumentó gradualmente a 10-25% después de fracturaciones adicionales, primero a OGC-2 y luego a ambos pozos simultáneamente.

**Figura 16**

*Sección transversal geológica en Ogachi*



Tomada de Hori, Y. (1994). Outline of Ogachi project for HDR geothermal power in Japan. *Geotherm.*

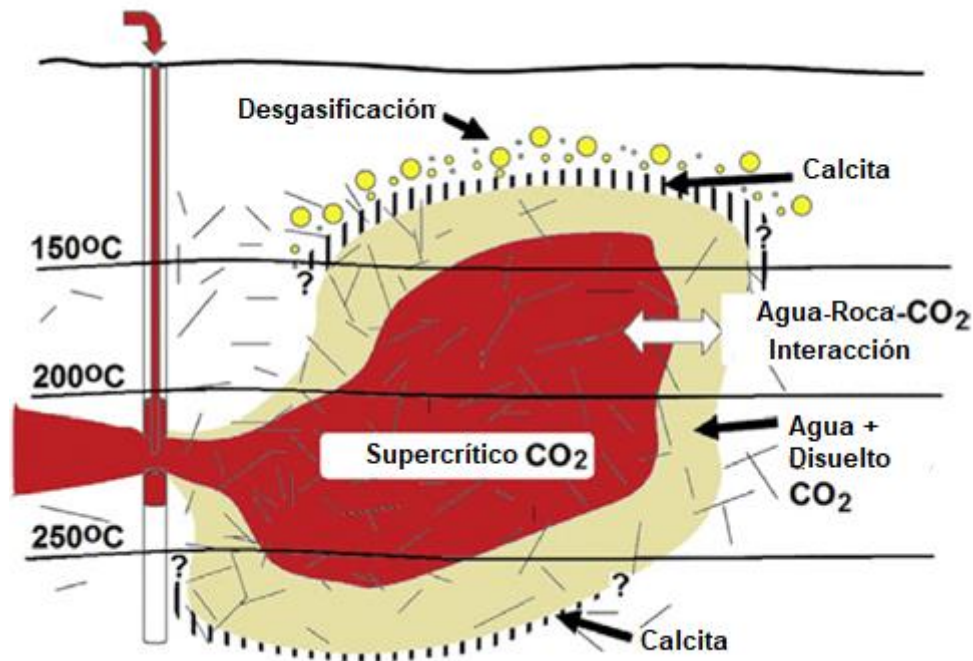
*Resour. Council Trans.*, 18, 439-444.

El tamaño de la región recién fracturada y el campo de tensión local se evaluaron utilizando emisiones acústicas. Luego, en 1999, se perforó un nuevo pozo, OGC-3, en la zona de fracturas recientes a una profundidad de aproximadamente 1300 m. Según el análisis de las emisiones acústicas, se encontraron vínculos en tres lugares a profundidades de 770 m, 950 m y 970 m durante una prueba de flujo desde OGC-1 a OGC-3 (Kaieda et al., 2002).

Este esfuerzo involucró un extenso trabajo de geociencia que mejoró el conocimiento de cómo el campo de tensión local y las fracturas naturales afectan el desarrollo de las vías de flujo de fluidos entre los pozos. Los tres pozos de Ogachi nunca se utilizaron en la prueba de flujo a largo plazo prevista. Sin embargo, los pozos finalmente se utilizaron para investigar la idea del secuestro de dióxido de carbono en yacimientos geotérmicos. Como se aprecia en la figura 17, la combinación de agua saturada con CO<sub>2</sub> disuelto se condujo por un pozo hacia una formación porosa. El CO<sub>2</sub> existe en un estado supercrítico con una mayor capacidad para disolver los materiales de la formación a las presiones y temperaturas del yacimiento. Las actividades químicas como la desgasificación y la precipitación tienen lugar en distintas áreas de la formación a medida que el fluido se mueve a través del yacimiento (Xu et al., 2010).

**Figura 17**

*Modelo conceptual de secuestro de CO<sub>2</sub> en yacimientos geotérmicos.*



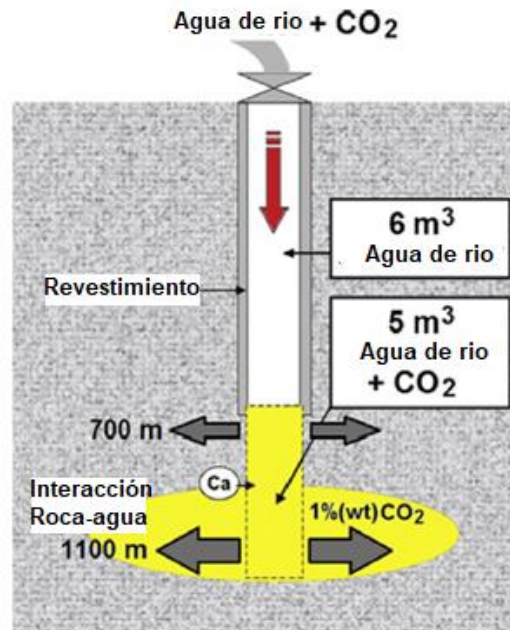
Tomada de Hori, Y. (1994). Outline of Ogachi project for HDR geothermal power in Japan. *Geotherm. Resour. Council Trans.*, 18, 439-444.

Como se aprecia en la figura 18, los pozos existentes en Ogachi se utilizaron para varios estudios. La primera prueba, realizada en 2006, consistió en inyectar 6,3 kg/s de agua de río neutralizada en OGC-1 a una presión de 15 MPa y producir 0,67 kg/s a través de OGC-2 con una temperatura de fluido de 127,5 °C. OGC-3 sirvió como pozo de observación en estas pruebas. Como se observa en la figura 18, una vez que las condiciones fueron estables, se usaron cubos de hielo seco del tamaño de centímetros para entregar CO<sub>2</sub> en el pozo de inyección. No se pudieron sacar conclusiones con respecto a la fijación de carbono en la formación debido a que los fluidos producidos eran una mezcla del geofluido inyectado y el

fluido natural. Los resultados mostraron que, en unos pocos días, el  $\text{CO}_2$  inyectado se precipitó en forma de carbonatos (Ueda et al., 2010).

### Figura 18

*Experimento de secuestro de dióxido de carbono en el proyecto Ogachi HDR.*

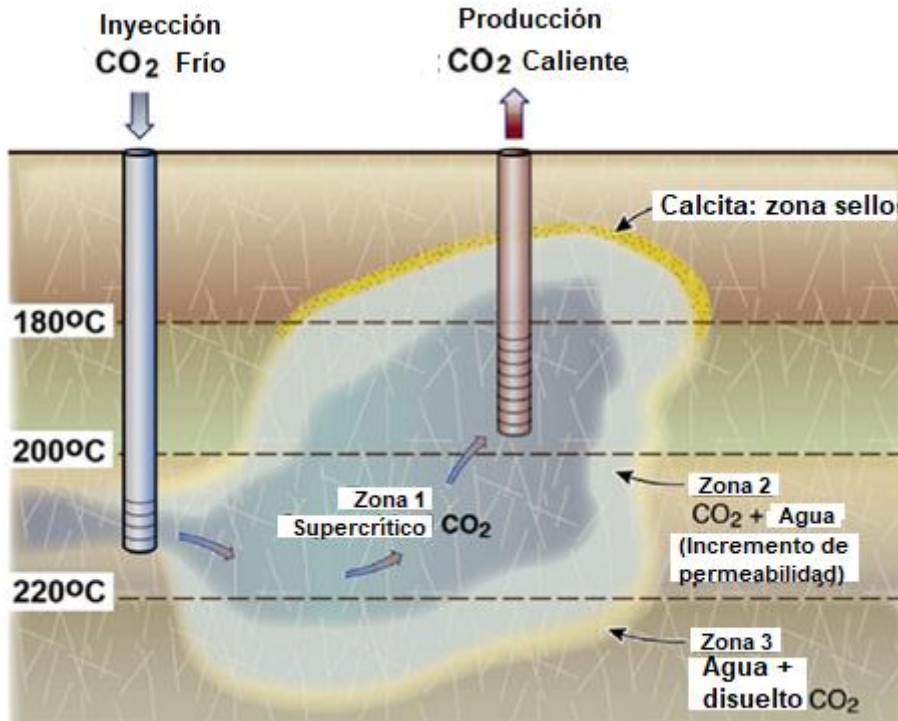


Tomada de Hori, Y. (1994). Outline of Ogachi project for HDR geothermal power in Japan. *Geotherm. Resour. Council Trans.*, 18, 439-444.

Como se observa en la figura 19, las investigaciones de Ogachi fueron cruciales para comprender mejor las interacciones  $\text{CO}_2$ -roca en una formación no acuosa caliente. En lugar de agua, se ha sugerido el  $\text{CO}_2$  como un potencial fluido de trabajo para un sistema EGS, así como complementar la información sobre las interacciones roca-fluido con simulación numérica (Ver figura). Las tres zonas interactuarán con la formación en una variedad de formas (Pruess., 2006).

**Figura 19**

*Modelo conceptual del uso de CO<sub>2</sub> como fluido de trabajo en un yacimiento EGS.*



Tomada de Hori, Y. (1994). Outline of Ogachi project for HDR geothermal power in Japan. *Geotherm. Resour. Council Trans.*, 18, 439-444.

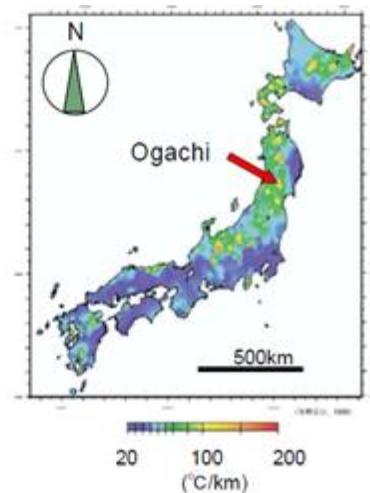
Dado que se anticipa que toda el agua natural será desplazada y disuelta en la corriente de CO<sub>2</sub>, la Zona 1 está desprovista de toda el agua natural. Como resultado, a diferencia de una mezcla acuosa iónica supercrítica, el CO<sub>2</sub> no sería un super disolvente. De esta manera, se evitaría la remoción de minerales de la roca que luego precipitarían y causarían problemas en los canales de flujo. Además, es posible eliminar moléculas de agua que están débilmente unidas en minerales particulares, lo que aumentaría la permeabilidad (Matsunaga et al., 2005).

### 2.3.2.4.1. Geología en el yacimiento de Ogachi

Se han realizado investigaciones de campo en la ubicación de roca seca y caliente de Ogachi. Como se observa en la figura 20, en la propiedad de CRIEPI se encuentran tres pozos geotérmicos profundos, cada uno de los cuales tiene aproximadamente 1.000 metros de profundidad. Además, se tienen 20 años de experiencia realizando pruebas de circulación. El pozo único CO<sub>2</sub> -La prueba de inyección fue obligatoria para inyectar agua que tenía CO<sub>2</sub> disuelto junto con un trazador permitiéndole fluir libremente a través del pozo OGC-2 hasta el depósito. La Figura 21 muestra la litología, el perfil de temperatura y la composición química de la roca yacimiento del pozo OGC-2. Los granitos de la era preterciaria constituyen la mayor parte de la roca de los yacimientos.

#### Figura 20

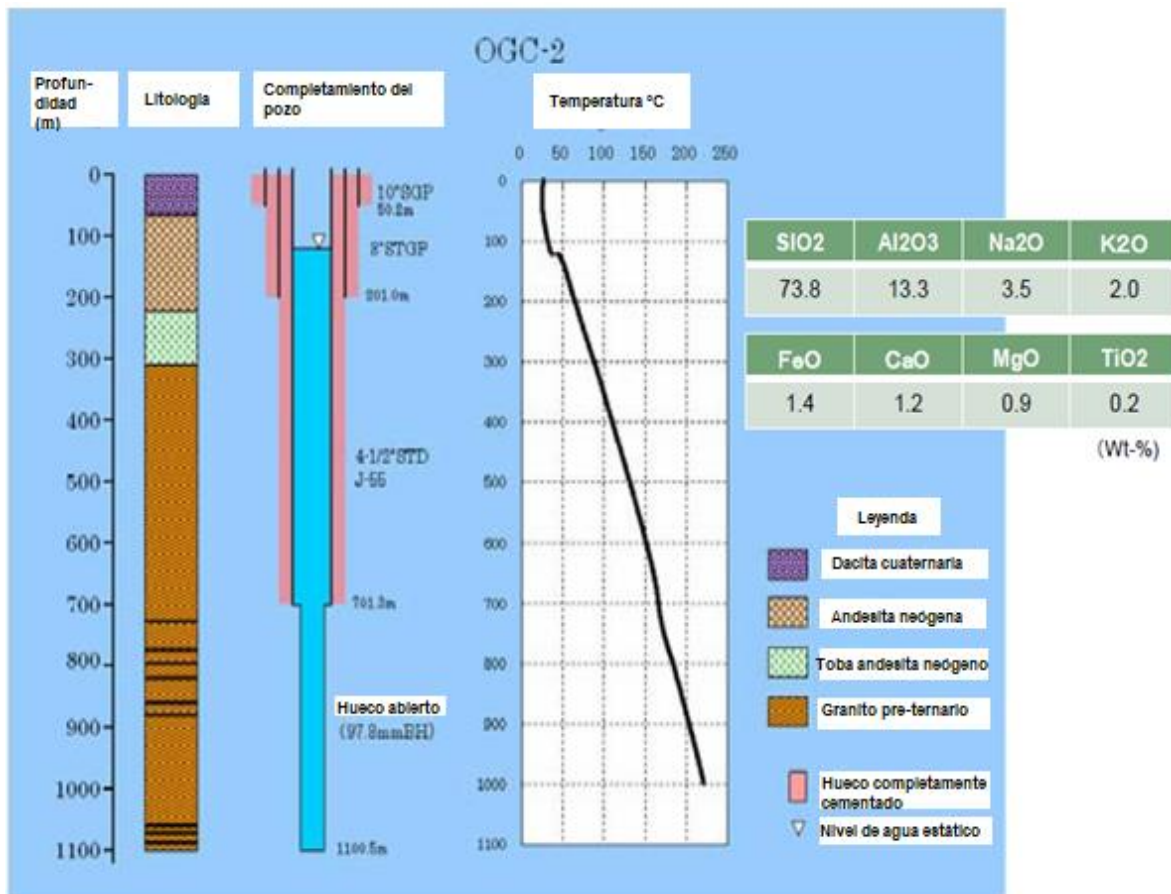
*Sitio Ogachi HDR (vista aérea) y mapa de gradiente geotérmico de Japón (Yano, et al 1990).*



Tomada de Wakahama, H., Mitoa, S., Ohsumi, T., Ueda, A., Yajima, T., Satoh, H., ... & Kubota, K. (2009). A concept of CO2 Georeactor sequestration at the Ogachi HDR site, NE Japan. *Energy Procedia*, 1(1), 3683-3689.

**Figura 21**

*litología, terminación del pozo y perfil de temperatura del pozo OGC-2*



Tomada de Wakahama, H., Mitoa, S., Ohsumi, T., Ueda, A., Yajima, T., Satoh, H., ... & Kubota, K. (2009). A concept of CO2 Georeactor sequestration at the Ogachi HDR site, NE Japan. *Energy Procedia*, 1(1), 3683-3689.

El pozo tiene una carcasa hasta una profundidad de 700 metros, pero desde allí hasta el fondo es un agujero abierto con un diámetro de aproximadamente 100 milímetros. Una

profundidad de 1.000 m tiene una temperatura de alrededor de 210 °C. La roca yacimiento tiene 1,2 por ciento en peso de CaO. La estimación de la liberación de cationes base de la roca reservorio y la reactividad del CO<sub>2</sub> con cationes se han monitoreado geoquímicamente en lotes utilizando un muestreador de línea de alambre. El balance de CO<sub>2</sub>-Trazador que se generó indica que los carbonatos pueden precipitar en unos días. Además, se descubrió que la tasa de crecimiento en espiral de la calcita estaba en el rango de mm/año durante una prueba de crecimiento de cristales in situ que se realizó en el pozo utilizando una sonda de reactor químico recién construida para determinar la fijación de CO<sub>2</sub> como carbonatos bajo condiciones in-situ.

#### 2.3.2.5. Basilea (2005-2006)

El "Plan de Perforación Geotérmica Profunda" fue un proyecto de Geopower Basel e involucró el sitio de Basilea EGS. El objetivo del proyecto era el desarrollo de centrales eléctricas EGS de potencia industrial y bombas de calor. La ubicación del sitio fue Basilea, que tiene una población de alrededor de 700.000 habitantes. La tercera ciudad más grande de Suiza es Basilea, que también es el centro de las industrias química y farmacéutica de Europa. En el sitio de Basilea EGS, se llevó a cabo una prueba de fracturación hidráulica en la capa de granito en 2006 a una profundidad de aproximadamente 5000 m y una temperatura de casi 200 °C (Wyss & Rybach., 2010).

Numerosos pequeños terremotos fueron producidos por la prueba. La prueba de fracturación hidráulica se suspendió debido al aumento repentino de la actividad sísmica. Sin embargo, un terremoto de magnitud 3,4 se produjo poco tiempo después de que cesara la inyección y dañó las estructuras cercanas. Por lo tanto, se abandonó la idea y los lugareños recibieron una compensación por sus pérdidas. Se ha cuestionado si el proyecto EGS fue la

causa del terremoto. La Comisión Europea estableció la ingeniería geotérmica que integra la mitigación de la sismicidad inducida en los embalses (GEISER) para controlar el crecimiento de EGS como resultado del caso de Basilea EGS (Bruhn et al., 2011).

Debido a que había una necesidad de electricidad y Basilea ya tenía un sistema de calefacción de distrito, la ciudad fue elegida para un proyecto de cogeneración (también llamado sistema combinado de calor y electricidad, o CHP). La ubicación de Basilea en el extremo sur del Rin Graben y su flujo de calor más alto de lo habitual hizo que la geología fuera ventajosa. La ubicación de los pozos dentro de la segunda región metropolitana más grande de Suiza, que tiene 830.000 residentes locales e incluye ciudades de Francia y Alemania, da fe de la confianza de los desarrolladores en la confiabilidad de su tecnología. El proyecto Deep Heat Mining Basel (DHMB, por sus siglas en inglés) fue llevado a cabo por Geopower-Basel, un grupo de 11 organizaciones públicas y comerciales (Haring & Hopkirk., 2002).

Con la excepción del último problema, está claro que estos son problemas universales para cualquier proyecto de construcción importante. Otra recomendación producto de esta investigación sería realizar una evaluación de riesgos significativa antes sobre el tema crucial para cualquier proyecto de EGS.

La Oficina Federal de Energía de Suiza proporcionó fondos para el lanzamiento oficial del proyecto en 1996, pero la investigación teórica había estado en curso durante 20 años antes de eso. Durante los siguientes diez años, se llevaron a cabo estudios de factibilidad y se investigaron sitios potenciales para el primer proyecto de minería de calor profundo de Suiza. La instalación no sería propiedad del Gobierno Federal porque es un esfuerzo de

financiación privada. Basilea mostró interés, y debido a su ventajosa ubicación, fue elegida el sitio del proyecto.

Con un pozo de inyección y dos pozos de producción excavados en roca a 200 °C a una profundidad de aproximadamente 5000 m, la instalación es capaz de producir 3 MW de energía eléctrica y 20 MW de energía térmica. La temperatura del fluido producido debía ser de 170 °C, mientras que la de la reinyección sería de 70 °C. El fluido que se ha descargado después del enfriamiento se usaría en un conjunto de intercambiadores de calor para calentar agua para el sistema de calefacción urbana antes de regresar al depósito, donde se produciría la energía. La ambiciosa tasa de flujo másico de diseño de 70 kg/s, que era aproximadamente tres veces más alta que cualquier experimento EGS que se hubiera logrado anteriormente, se redujo más tarde a 50 kg/s (Haring et al., 2007).

En la región de Otterbach, el primer pozo OT-1 se perforó en junio de 1999. Problemas de perforación provocaron el abandono del pozo en enero de 2001 a una profundidad de 1537 m. Se proyectó que el gradiente de temperatura superficial registrado sería de 42 °C/km hasta una profundidad de 537 m. El Servicio Sismológico Suizo transformó el pozo en una estación de monitoreo sísmico.

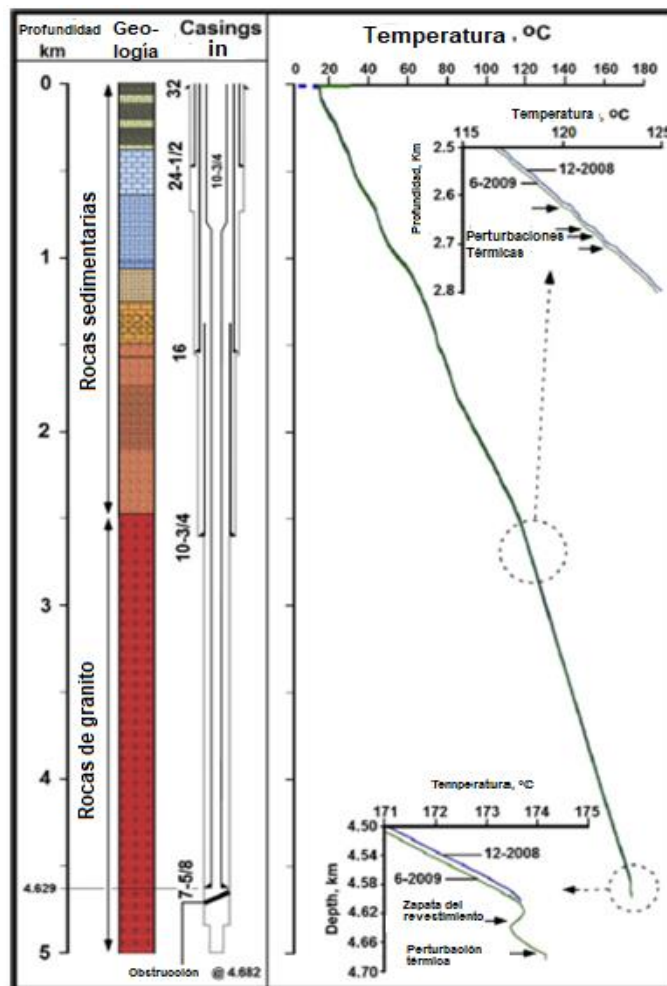
El segundo pozo (OT-2) se abrió en marzo de 2001 utilizando el mismo sitio para OT-1 pero con un equipo de perforación de mayor capacidad. Se completó a una profundidad total de 2755 m en junio de 2001. El pozo se dejó abierto desde 2030 m hasta 2755 m con un diámetro de 5-7/8 pulgadas. El gradiente de temperatura medido fue de 38 °C/km. La formación profunda era granito apretado y fracturado. Este pozo proporcionó datos para permitir la planificación de los pozos de 5000 m y se convirtió en otra estación de monitoreo sísmico, una de las seis para monitorear el sistema profundo. A principios de 2006, todos los

pozos de monitoreo estaban listos a profundidades de alrededor de 2700 m, justo en la parte superior del sótano granítico.

Basel-1, el primer pozo profundo del programa DHMB, se excavó en el distrito industrial de Kleinhu ningen de mayo a octubre de 2006. Como se evidencia en la figura 22, los 2,6 km inferiores estaban en el basamento granítico, y alcanzaba una profundidad de 5000 m; para obtener una descripción completa de los perfiles de temperatura y del casing.

**Figura 22**

*Perfil de pozo para Basilea-1 incluyendo mediciones de temperatura.*

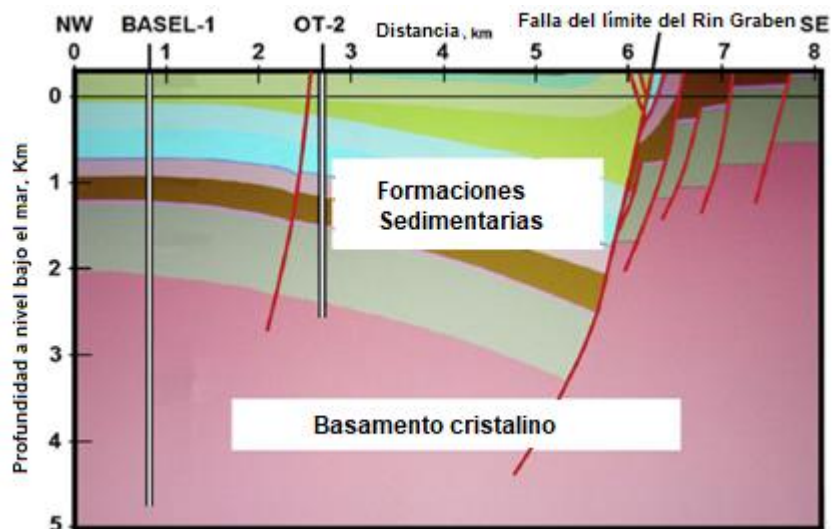


Tomado de Wakahama, H., Mitoa, S., Ohsumi, T., Ueda, A., Yajima, T., Satoh, H., ... & Kubota, K. (2009). A concept of CO<sub>2</sub> Georeactor sequestration at the Ogachi HDR site, NE Japan. *Energy Procedia*, 1(1), 3683-3689.

Como se aprecia en la figura 23, debido a que se evidencian múltiples intersecciones entre grietas y fallas, las perturbaciones térmicas alrededor de los 2700 m inmediatamente debajo de la última zapata de revestimiento son interesantes. Dependiendo del caudal, la zona a 2700 m proporcionaba un suministro de agua caliente de 120 a 125 °C y podría soportar una pequeña planta binaria.

### Figura 23

*Sección transversal geológica a través del extremo este del Rin Graben que muestra los pozos Basel-1 y OT-2.*



Tomada de Ladner, F., & Häring, M. O. (2009). Hydraulic characteristics of the basel 1 enhanced geothermal system. *GRC Transactions*, 33, 199-203.

En noviembre de 2006 se realizó una prueba de inyección rápida en circunstancias de baja presión y bajo flujo antes del proceso de estimulación principal. Las fracturas masivas,

significativamente cambiadas, encontradas a profundidades de 4700 y 4835 m, fueron donde entró la formación. Pronto se hizo evidente que el pozo no fluiría por sí solo, a pesar de que el depósito contenía fluidos.

El 2 de diciembre de 2006 se utilizó agua suministrada desde la cercana cuenca del río Rin para iniciar la estimulación extensiva. Durante las siguientes 16 horas, el caudal se incrementó gradualmente hasta 1,67 kg/s, momento en el que la presión del pozo alcanzó los 110 bares. La presión en boca de pozo era de 296 bar cuando la tasa de inyección finalmente alcanzó los 55 kg/s en el transcurso de los días siguientes. A lo largo de este tiempo, se observaron muchos eventos micro-sísmicos y el 8 de diciembre por la mañana, la tasa de inyección se redujo cuando se notó una lectura sísmica de magnitud 2.7. Sin embargo, la actividad sísmica persistió, por lo que la inyección se detuvo cinco horas después. Se produjo un evento de magnitud 3,4 mientras se preparaban los preparativos para purgar el pozo. La comunidad sintió esto, lo que alarmó mucho a los lugareños que estaban muy al tanto del histórico terremoto de magnitud 6.5–6.9 que destruyó completamente Basilea en 1356. Como se observa en la figura 24, debido a esto, se instalaron seis estaciones de monitoreo sísmico de pozo alrededor del pozo Basel-1 como parte de una técnica de estimulación cuidadosamente instrumentada. La región estaba equipada con alertas de color al estilo de un semáforo que estaban preprogramadas para activarse cuando se detectaban eventos sísmicos de diversas magnitudes, a partir de una magnitud de 2,9 y un movimiento del suelo de 5 mm/s.

#### **Figura 24**

*Campo de pozos en Basilea: los círculos están monitoreando bien y muestran la profundidad de las sondas.*



Tomada de Ladner, F., & Häring, M. O. (2009). Hydraulic characteristics of the Basel 1 enhanced geothermal system. *GRC Transactions*, 33, 199-203.

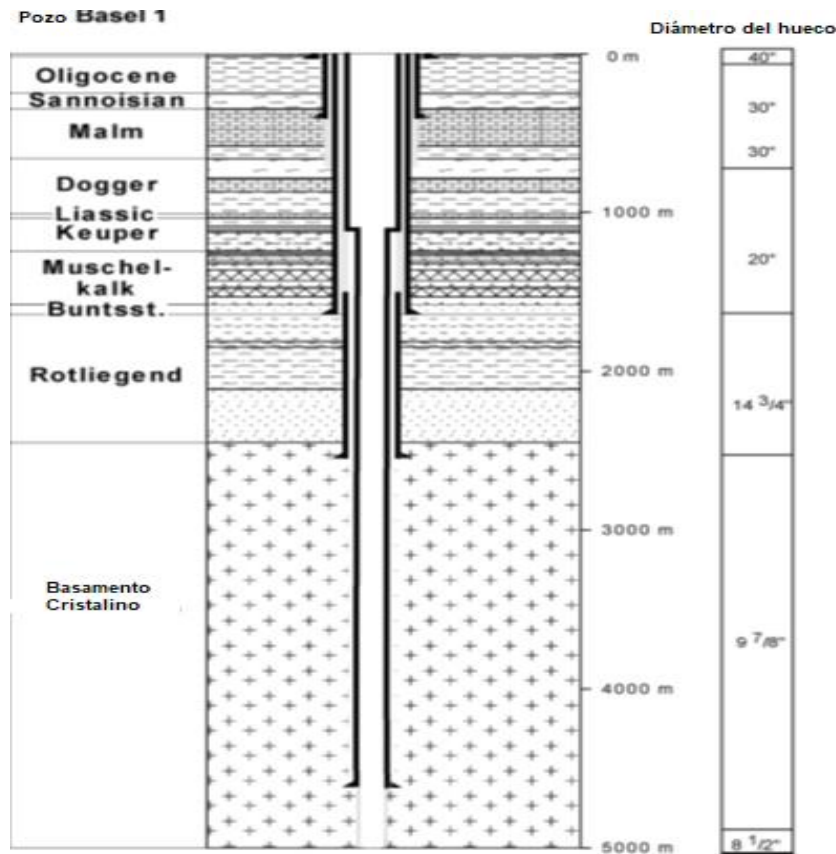
La red de monitoreo sísmico capturó casi 13,500 eventos potenciales en los cuatro meses posteriores a la estimulación, de los cuales los 200 más fuertes tuvieron una magnitud de entre 0,7 y 3,4 y nueve de 2,5 o más. El gobierno solicitó una revisión de riesgos posterior al evento y los hallazgos de esa investigación terminaron efectivamente con el proyecto DHMB. El estudio encontró que, si bien había un peligro mínimo de un gran terremoto debido a la estimulación del embalse, había una probabilidad muy alta de ocurrencias similares de baja magnitud, pero destructivas. Se proyectó que la reparación de daños en el hogar costaría entre 7 y 9 millones de dólares al año. El estudio no excluyó por completo la idea de que otros proyectos de EGS serían aceptables en diferentes partes de Suiza y en todo el mundo, siempre que se desarrollara un plan técnico detallado de antemano, incluida una evaluación de riesgos exhaustiva (Brutschin & Hofer., 2009). Como recomendación general se evidencia la importancia de instalar sistemas de monitoreo sísmico para los proyectos EGS en general, esto con el objetivo de prevenir eventos sísmicos significativos producto de las actividades de desarrollo de los proyectos geotérmicos.

2.3.2.5.1. **Geología del yacimiento de Basilea**

Como se evidencia en la figura 25, antes de alcanzar una base cristalina a una profundidad de 2.507 metros, el pozo Basilea 1 atravesó 2.411 metros de sedimentos del Cuaternario, Terciario, Mesozoico y Pérmico, así como alrededor de 100 metros de limolita roja del Pérmico y granito desgastado. Las únicas rocas presentes en Basilea 1 son rocas plutónicas, que corresponden a la extensión sur del macizo de la Selva Negra. No se encontraron rocas metamórficas en Basilea.

**Figura 25.**

Pozo Basilea 1: Registro geológico y terminación del pozo. La sección del pozo abierto se extiende desde 4629 m a 5000 m de profundidad.



Tomada Häring, M. O., Schanz, U., Ladner, F., & Dyer, B. C. (2008). Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. *Geothermics*, 37(5), 469-495.

Las rocas aplita, lamprofiro y granitoides (>99%) constituyen la mayoría de los tipos de rocas del basamento. Las principales rocas plutónicas granitoides son la monzonita, el monzogranito de hornblenda-biotita y el granito de biotita-hornblenda. La plagioclasa, el feldespató potásico, el cuarzo, la hornblenda, la biotita y la titanita son los principales minerales que crean las rocas, mientras que la apatita, el circón, la alanita y la magnetita sirven como minerales auxiliares. Las rocas son más básicas (ricas en hornblenda y biotita) y pobres en cuarzo en la parte más profunda del pozo. Los monzogranitos de Basilea 1 son granitoides de tipo I, según criterios geoquímicos, lo que significa que su magma parental fue creado por la fusión de rocas ígneas anteriores (Käser et al., 2007).

Para determinar la frecuencia y dirección de las fracturas naturales y producidas (fracturas por tracción y desprendimientos de pozos), se utilizó un generador de imágenes de pozo acústico para registrar la base cristalina desde una profundidad de 2557 metros a 5000 metros. En total se encontraron 984 fracturas naturales. La densidad de fracturas en la parte superior del sótano alcanza un máximo de 0,95 por metro. La densidad de fracturas en la parte inferior del pozo, que incluye la sección del pozo abierto a 4629-5000 m, cae a 0,2-0,3 por metro. El conjunto de fracturas naturales predominante tiene buzamientos pronunciados que superan los 60 y se dirige desde NW-SE a NNW-SSE.

Además, a 4700 m y 4835 m en la sección del pozo abierto, se encontraron dos importantes zonas de fractura cataclástica. Según investigaciones geoquímicas de recortes de perforación, ambas zonas han sido significativamente alteradas por alteración argílica, como lo demuestra la presencia de cantidades considerables de anhidrita, capas mixtas de esmectita

e illita e illita-moscovita con bajas fracciones de hidrobiotita. Desafortunadamente, los diámetros de perforación considerablemente mayores impidieron un análisis preciso con el generador de imágenes acústico del pozo, lo que dificultó la detección de la dirección de estas dos zonas de fractura.

Cuando la temperatura del yacimiento todavía estaba alterada por los efectos de enfriamiento de la perforación, se tomaron registros de temperatura poco después de alcanzar la profundidad máxima. Diferentes técnicas de extrapolación predijeron una temperatura del yacimiento de 190 C a 5000 m de profundidad (Roux et al., 1980; Ascencio et al., 2006).

#### 2.3.2.6. **Habanero**

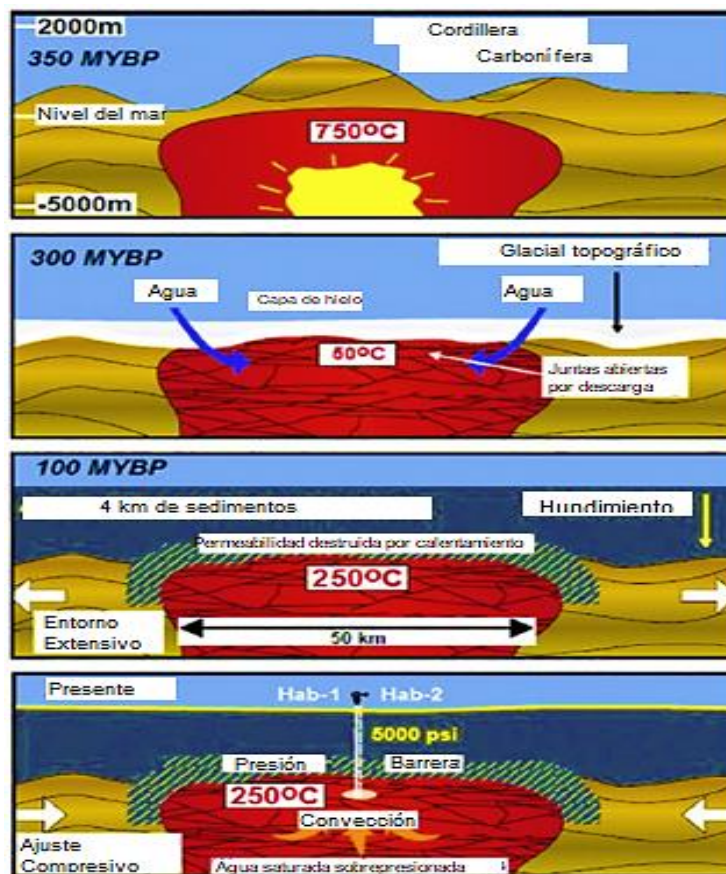
En Adelaide, en la región más septentrional del sur de Australia, cerca de la frontera con Queensland, se encuentra la cuenca Cooper. Los objetivos del proyecto geotérmico en Habanero fueron construir un sistema de generación de energía de ciclo binario de 100 MW y establecer en el sitio un proyecto EGS exitoso en granito homogéneo. Múltiples yacimientos locales poco profundos de alta temperatura se crearon por la abundancia de elementos radiactivos (como el uranio) en el granito que se encuentra en el sur de Australia.

El pozo de reinyección Habanero 1, que originalmente era un pozo de exploración de petróleo, fue perforado por una compañía australiana llamada Geodynamics Limited hasta alcanzar una profundidad de 4421 metros en 2003. Se presentó una sobrepresión de 35 MPa en el granito. El desarrollo se retrasó debido a la perforación persistente y las dificultades con la seguridad industrial. A principios de mayo de 2013, se dio la puesta en marcha de una planta de energía EGS de 1 MW. Luego, en 2015, una planta de energía de 40 MW.

La región sureste de Australia presenta cualidades útiles para desarrollo de proyectos EGS. Si bien hay rocas calientes profundas que la perforación ha revelado que están saturadas de agua, el área en este momento carece de signos evidentes de actividad geotérmica natural. Además, los yacimientos están dos o tres veces sobre presurizados en comparación con las condiciones hidrostáticas a profundidades entre 4.000 y 5.000 m. Como se evidencia en la figura 26, en el transcurso de los últimos 350 millones de años, la geología de la región ha cambiado.

**Figura 26**

*Evolución geológica de la cuenca de Basin en Australia.*



Tomada de Mills, T., & Humphreys, B. (2013, November). Habanero pilot project—Australia's first EGS power plant. In *Proceedings* (pp. 37-41).

Una masa de granito saturada de agua, parcialmente agrietada y de alta temperatura quedó separada de la superficie por estratos sedimentarios impermeables y drásticamente cambiados como resultado de la meteorización, la glaciación y la deposición sedimentaria. La temperatura del granito se ha mantenido alta por la descomposición radiogénica del uranio, el torio y el potasio en la roca. El gradiente térmico ronda los 60°C/km debido a la temperatura nominal de la roca de 250°C, que es casi el doble del valor normal habitual. El último factor significativo tiene que ver con el campo de tensión localizado que cambió de extensional a compresivo y contribuyó a la formación de grietas en el granito.

La perforación ha sido ejecutada por Geodynamics Ltd. (GDY), empresa establecida en el año 2000 con el propósito expreso de aprovechar este recurso para estudiarlo y explorarlo. Los primeros planes comerciales de 2003 eran ambiciosos y proyectaron la construcción de una instalación de carga base a gran escala para fines de 2007 y una central eléctrica EGS de demostración comercial en 2006. Sin embargo, varios problemas de perforación obstaculizaron el desarrollo.

En octubre de 2003, Habanero-1 (Hab-1), el primer pozo que fue diseñado como un pozo de inyección, fue perforado y terminado a una profundidad de 4421 m en un lugar 8 km al sur de la pequeña ciudad de Innamincka en el estado de Australia Meridional, justo al oeste de la frontera con Queensland. El pozo confirmó las altas temperaturas de 250 °C que se esperaban, pero también reveló la excesiva presión de la formación y la inesperada presencia de agua en las fisuras del granito. El geofluido en la formación estaba a 750 bar. El pozo

fluyó por sí solo, contrariamente a las expectativas de los desarrolladores, que habían planeado un proyecto EGS genuino.

La estimulación masiva de Hab-1 en 2004 resultó en una zona de fractura que era siete veces más grande de lo esperado. Con base en las emisiones acústicas, la estimulación adicional en 2005 provocó que el volumen de la fractura se expandiera a un tamaño de alrededor de 4 km<sup>2</sup>. Un volumen fragmentado total en forma elíptica se midió en 1 km<sup>3</sup>.

En diciembre de 2004, se perforó un pozo de producción llamado Hab-2 a una profundidad de 4359 metros. El geofluido de alta temperatura fluyó hacia la superficie en mayo de 2005. Sin embargo, los obstáculos del pozo en la zona de fractura profunda presentaron complicaciones para Hab-2, lo que haría necesario abandonarlo después de numerosos intentos fallidos de desviación. La combinación de alta presión y temperatura en las zonas de fractura hizo que la perforación fuera un desafío.

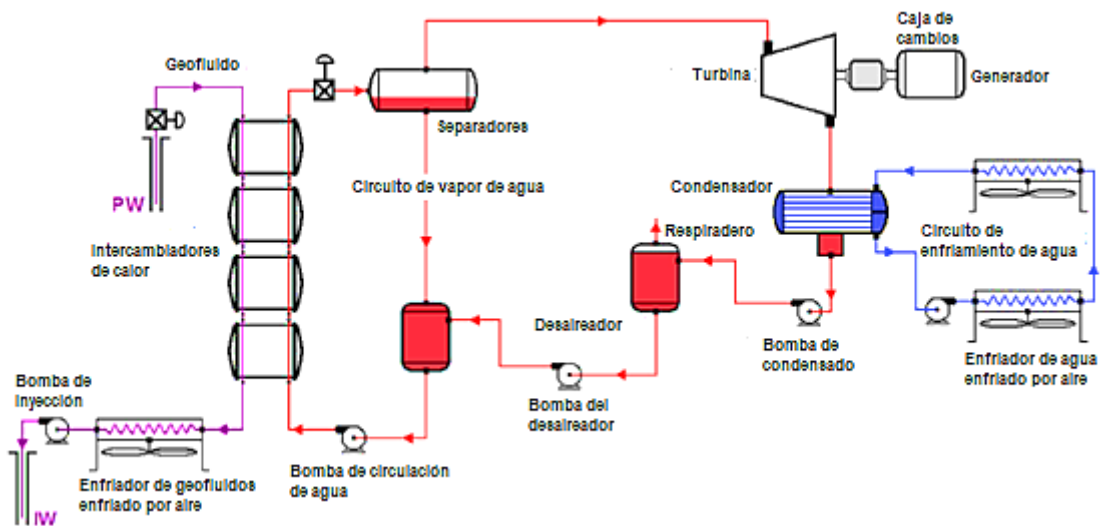
En 2007 se perforó un nuevo pozo de producción, Hab-3, con un equipo de perforación nuevo y más robusto a una profundidad de 4221 m en la zona de fractura estimulada creada por Hab-1. Los dos pozos estaban en comunicación inmediata como lo demostraron las lecturas de presión en Hab-1. El Hab-3 tenía un diámetro de hueco de 8-1/2” para promover un caudal más alto. Una prueba de flujo de circulación entre Hab-1 y -3 mostró un flujo másico de 27 kg/s, esencialmente el mínimo requerido para una planta de demostración.

Para trabajar con los pozos Hab-1/Hab-3 y proporcionar energía gratuita a Innamincka, se construyó una planta binaria única de 1 MW. Esta planta no se asocia a menudo con proyectos EGS. Generalmente se usan plantas binarias que calientan fluidos de

trabajo de bajo punto de ebullición con geofluidos a una temperatura moderada. En este caso, el agua limpia se utiliza en un ciclo de Rankine que contiene componentes que a menudo se ven en las centrales eléctricas tradicionales de combustibles fósiles. Este diseño fue elegido por varias razones, incluidas las propiedades del geofluido y el estado financiero del desarrollador del proyecto. Como se observa en la figura 27, la presión del geofluido, que fue de 350 bar, extremadamente alta para un recurso geotérmico y sustancialmente mayor que las presiones de entrada de vapor de las centrales eléctricas modernas que funcionan con combustibles fósiles.

**Figura 27**

*Diagrama de flujo de la planta binaria EGS en Habanero.*



Tomada de Mills, T., & Humphreys, B. (2013, November). Habanero pilot project—Australia's first EGS power plant. In *Proceedings* (pp. 37-41).

La presión del yacimiento excepcionalmente alta de 750 bar exigió una presión muy alta para el proceso de reinyección, lo que sumó otro desafío a la construcción de la planta de energía en Innamincka. La salmuera tiene una presión superficial de 350 bar, por lo que

las bombas de reinyección deben aumentar la presión a alrededor de 450 bar para impulsar la salmuera de regreso a la formación. Anteriormente, no se pudo encontrar una fuente para las bombas de reinyección, ya que los sellos de las bombas disponibles comercialmente no podían manejar estas presiones. Para las pruebas operativas, se desarrollaron bombas reparables.

Debido a que una planta completamente nueva sería demasiado costosa, los desarrolladores decidieron emplear en su lugar el exceso de equipo antiguo de la planta de energía de vapor. Se usaron cuatro intercambiadores de calor en un tren para calentar y hervir agua pura mientras se enfriaba el geofluido a medida que se movía a través de ellos. Antes de ser reinyectado en la formación, se enfriaba aún más. Se empleó un circuito cerrado de agua de refrigeración para alimentar el condensador de vapor, ya que el suministro de agua era escaso en la zona árida de Innamincka. Las tareas de enfriamiento en la nueva planta se realizaron utilizando enfriadores de aire que se habían empleado durante las pruebas de flujo.

La planta finalmente se terminó, probó y preparó para la puesta en marcha después de superar los desafíos, cuando ocurrió una calamidad. El "incidente de control de pozo", o explosión, ocurrió en el nuevo pozo de producción Hab-3. Esto sucedió el 24 de abril de 2009, al final de la tarde; solo unos días antes de la puesta en marcha en caliente de la planta de demostración de 1 MW (Isaka et al., 2019). Se liberaron vapor y agua desde las inmediaciones del cabezal del pozo después de que se informara de un fuerte estruendo. El pozo necesitó 28 días para ser controlado con tapones de cemento, tiempo durante el cual continuó liberando geofluido a la superficie.

A pesar de estos graves problemas, en 2012 se excavó un nuevo pozo profundo llamado Hab-4 junto a los primeros tres pozos. Este con una profundidad de 4204 metros y

una temperatura de fondo de pozo de 242°C (Mills & Humphreys., 2013), y temperaturas en boca de pozo de hasta 213°C; se probó el flujo de Hab-4 y se encontró que era capaz de fluir 40 kg/s en flujo abierto (no reinyectado a la formación). Esto hizo posible que el pozo suministrará fluido a la planta de energía. El pozo de exploración inicial, Hab-1, se convirtió en un pozo de inyección, aunque uno deficiente con una capacidad de 15 a 19 kg/s debido a un bloqueo del pozo.

La planta realizó ensayos de prueba entre febrero y abril de 2013, se puso en servicio el 30 de abril y comenzó a producir energía geotérmica en Australia el 2 de mayo, funcionó en modo independiente sin energía diésel suplementaria en junio. La planta se cerró el 7 de octubre de 2013, culminando un esfuerzo de 10 años para desarrollar este recurso. La prueba de funcionamiento fue principalmente exitosa (Mills & Humphreys., 2013).

En lugar de enviarse a Innamincka durante el tiempo operativo, la electricidad generada se utilizó para cargar el banco de carga de la planta. La velocidad a la que se podía volver a bombear el fluido usado establecía un límite en la potencia de salida. Mientras recibía y reinyectaba 17 kg/s, la planta podía funcionar por sí sola (sin energía neta), lo que significa que el generador solo podía manejar la carga parásita de unos 650 kW. La planta produjo una salida neta de 150 kW cuando se mezclaron 16,5 kg/s de salmuera reinyectada con 16,5 kg/s de salmuera desperdiciada redirigida a una tasa de 2,5 kg/s.

Se proyectó que se podrían producir 2,5 MW (netos) con una planta de energía de tamaño adecuado si el circuito de salmuera circulante pudiera manejar 40 kg/s (Mills & Humphreys., 2013). La planta piloto Habanero se usó con más frecuencia para el suministro de calor que para la generación de electricidad a partir de 2014 (Geodymanics., 2013).

Uno de los puntos clave de esta operación es que, aunque el fracturamiento hidráulico no logró extender la zona permeable como se pretendía, la permeabilidad de la formación está relacionada con una falla preexistente casi horizontal por la que habían pasado los cuatro pozos.

Mientras tanto, Geodynamics Ltd. exploró otros sitios en las cercanías y perforó otros dos pozos: Jolokia 1 en 2008 a 4911 m y 279 °C, y Savina 1 en 2009 a 3700 m antes de suspender las operaciones (Spence & Goedynamics., 2014). Mientras aún se estaba siguiendo el programa EGS, Geodynamics Ltd. decidió embarcarse en un programa "Shallows" destinado a explotar los acuíferos sedimentarios calientes que tienen solo 2000-3000 m de profundidad. Estas formaciones no requieren estimulación masiva ni creación de fracturas, pero contienen fluidos a temperaturas más bajas que la formación profunda, alrededor de 135-150 °C. Sin embargo, en 2013, se anunció que el programa "Shallows" había sido discontinuado.

Finalmente, a fines de 2014, Geodynamics Ltd. cambió su enfoque de EGS a los recursos hidrotermales convencionales, centrándose en proyectos de exploración en islas del Pacífico Sur, los dos primeros de los cuales son la Isla Savo (Islas Salomón) y en Takara en la Isla Efate. (Vanuatu), al tiempo que amplió su interés a la energía limpia y los servicios energéticos. Paralelamente, el clima político cambió en Australia, lo que llevó a Geodynamics Ltd. a concluir que los proyectos de energía renovable en el país enfrentan "un entorno hostil a la inversión" (Spence & Goedynamics., 2014), lo cual es vital para el desarrollo operacional, económico y comercial de este tipo de proyectos.

### 2.3.2.7. **Soultz**

La primera planta de energía EGS a escala comercial que operó en el mundo fue Soultz. La planta ahora genera energía hidrotermal continua a una tasa de 25 kg/s de capacidad de producción. La Comisión Europea está a cargo del sitio web de Soultz. Cuando se completó la producción comercial en 1997–1998, la gestión de Soultz EGS se transfirió a empresas privadas, incluidas Shell y varias organizaciones francesas y alemanas. Los hallazgos importantes del Soultz EGS incluyen:

- Soultz EGS, un yacimiento fracturado artificialmente, funciona con éxito como planta de energía geotérmica a escala comercial. Los determinantes clave de la efectividad de este EGS son las características del sitio, particularmente la conexión de las fisuras naturales.
- La acumulación de material sólido no deseado tuvo un impacto significativo en el mantenimiento del yacimiento de este sitio. Teniendo en cuenta lo anterior, y con el objetivo de mantener abiertas las grietas del yacimiento y disminuir el efecto Skin en los pozos se implementó un proceso de estimulación ácida.
- Se agregaron bombas sumergidas como parte de este esfuerzo para aumentar la producción y reducir la presión de reinyección.
- Se aplican altas temperaturas a los detectores subterráneos. Se requiere con urgencia la creación de materiales de alta temperatura y diseños de sistemas.

Para construir un reservorio fracturado utilizando tres pozos profundos que tienen alrededor de 5000 m de profundidad, la iniciativa EGS en Soultz, Francia, comenzó con un programa de investigación en 1987. El objetivo de este programa era proporcionar calor para el sistema local de calefacción de distrito y energía eléctrica del yacimiento fracturado. Como se aprecia

en la tabla 1, la puesta en marcha de la planta de ciclo Rankine orgánico de 1,5 MW comenzó a fluir a mediados de junio de 2008 (Ledésert & Hébert., 2012).

**Tabla 1**

*Resumen del proyecto Soutz.*

AÑO	EVENTO
1987	Se perforó GPK-1 hasta 2002 m.
1989	Tres pozos petroleros existentes se profundizaron como pozos de monitoreo de micro-sismicidad.
1990	El pozo petrolero existente EPS-1 se profundizó a 2227 m.
1991	Se estimuló GPK-1 de 1420 a 2002 m.
1992	Se profundizó GPK-1 hasta 3590 m.
1993	Se estimuló GPK-1 desde 2850 m a 3590 m.
1994	GPK-1 entró en producción.
1995	Se perforó GPK-2 hasta 3876 m, Se estimuló GPK-2 desde 3211 a 3876 m y Se realizó una prueba de circulación de 2 semanas entre GPK-1 y GPK-2.
1996	Se reestimuló GPK-2 de 3211 a 3876 m.
1997	Se realizó una prueba de circulación exitosa de 4 meses éxito entre GPK-1 y GPK-2.
1999	Se profundizó GPK-2 a 5084 m
2000	El pozo de monitoreo sísmico OPS-4 se perforó hasta 1537 m y el GPK-2 se estimuló desde 4431 hasta 5084 m.
2002	Se perforó GPK-3 hasta 5031 m.
2003	Se realizó una prueba de inyección de GPK-2 mientras se monitoreó GPK-3 observando una fuerte conexión entre estos. Se realizó una prueba de 2 semanas: inyección en GPK-2, producción a partir de GPK-3 (aún no estimulada), luego se estimuló GPK-3; se realizó prueba de circulación de 16 días entre GPK- 3 (I) y GPK-2 (P), y se inició la perforación de GPK-4 (P).
2004	Se completó GPK-4 hasta 5105 y se estimuló.
2005	Se realizó una prueba de circulación de 6 meses entre GPK-2 (P), GPK-3 (I) y GPK-4 (P)
2008	Se instaló una planta piloto de 1,5 MW y se realizaron dos pruebas de circulación.
2008-09	Se realizaron ensayos de bombas electrosumergibles y de eje lineal en GPK-2 y GPK-4.
2010-Actual	Se ejecutan pruebas continuas en el yacimiento, las bombas y la planta eléctrica.

Tomada de Cuenot, N., Frogneux, M., Dorbath, C., & Calo, M. (2011, January). Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (France). In *36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Durante los últimos 28 años, se ha realizado una enorme cantidad de trabajo científico y de ingeniería. Como se evidencia en la figura 28, a unos 25 kilómetros al oeste de Karlsruhe, en el lado francés del Rin Graben, cerca de la frontera con Alemania, se encuentran las instalaciones de Soultz (Ledésert & Hébert., 2012).

### Figura 28

*Mapa de Soultz; las áreas en amarillo indican áreas con un alto potencial para EGS.*



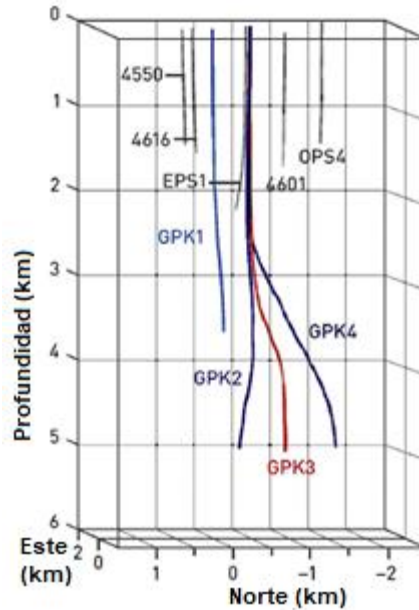
Tomada de Cuenot, N., Frogneux, M., Dorbath, C., & Calo, M. (2011, January). Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (France). In *36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

En la figura 29 se observan GPK-2, -3 y -4, los tres pozos de 5000 m que actúan como un inyector y dos productores para la instalación. Hay varios otros pozos que se han vuelto a

perforar o profundizado, y hay numerosas estaciones de monitoreo sísmico en funcionamiento.

### Figura 29

#### *Perfiles de pozos en Soultz*



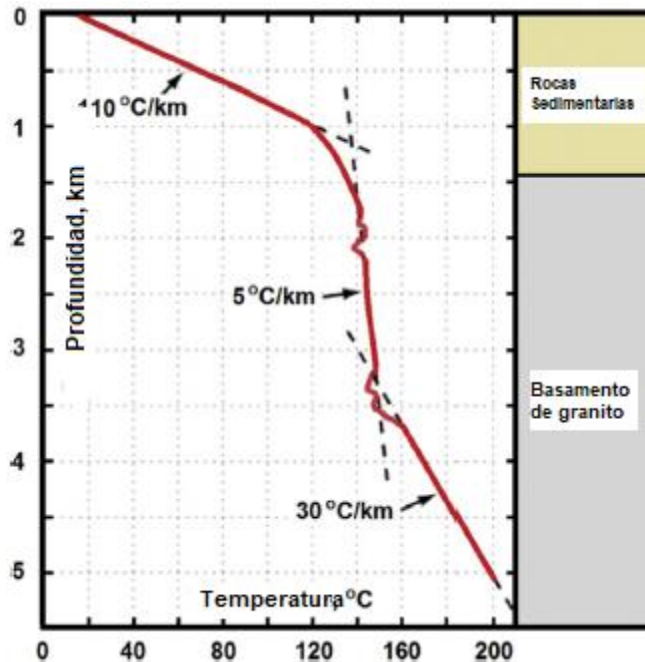
Tomado de Cuenot, N., Frogneux, M., Dorbath, C., & Calo, M. (2011, January). Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (France). In *36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Un gradiente cerca de la superficie que es aproximadamente tres veces mayor que el promedio, o alrededor de  $110^{\circ}\text{C}/\text{km}$ , es lo que define a Soultz. Se encontró un perfil de temperatura único en cada uno de los tres pozos profundos. El gradiente en los 2,5 km superiores de roca prácticamente isotérmica es de solo  $5^{\circ}\text{C}/\text{km}$ , mientras que el gradiente en los últimos 1,5 km es el gradiente anticipado de aproximadamente  $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$ . Evidentemente, una porción considerable de la formación es aquella en la que la convección juega un papel importante, trayendo fluidos calientes cerca de la parte superior y afectando el gradiente en

la superficie. Como se muestra en la figura 30, las alteraciones de la curva de temperatura muestran por dónde entra o sale el fluido (Genter et al., 2016).

**Figura 30**

*Perfil de temperatura en el embalse de Soultz.*



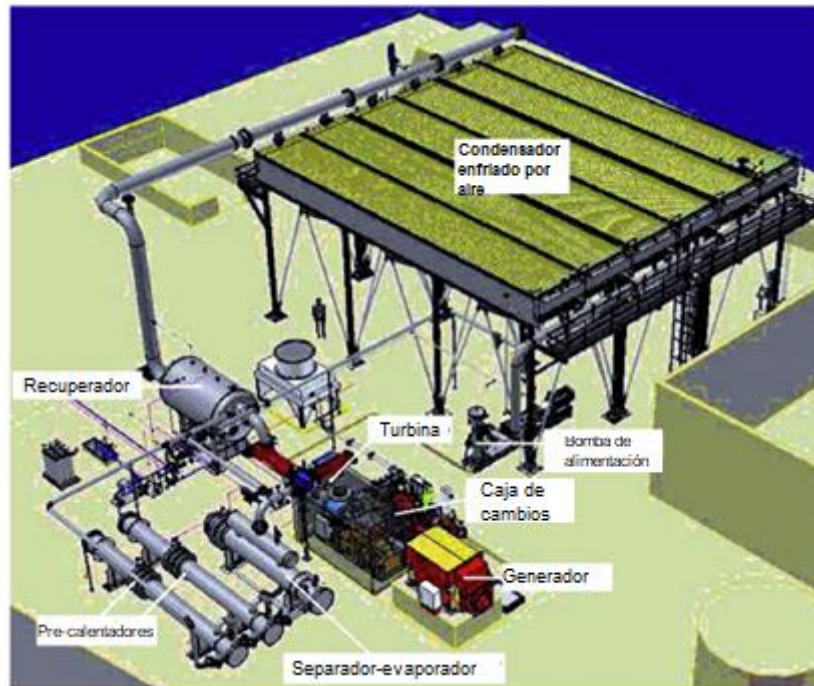
Tomada de Cuenot, N., Frogneux, M., Dorbath, C., & Calo, M. (2011, January). Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (France). In *36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

El geofluido fue una salmuera de cloruro de sodio en equilibrio con la roca, con un pH de 4,9 y 100000 ppm de sólidos disueltos totales (TDS), y una temperatura del yacimiento de 200 °C. La temperatura baja a 175 °C cuando llega a la planta. La planta de energía fue concebida y construida en 2007-2008 y, en ocasiones, ha servido como estación de prueba y generador de energía. Los tres pozos están dispuestos en una configuración compacta con un espacio de 6 m entre ellos. Con la ayuda de una bomba de eje lineal de GPK-2 y una bomba

sumergible eléctrica de GPK-4, se crea el geofluido. Después de pasar por los intercambiadores de calor del ciclo de potencia, se filtra antes de ser bombeado nuevamente al depósito a través de GPK-3. Una caja de engranajes conecta la turbina de flujo radial Cryostar-Turboden de 1,5 MW, que gira a 13000 rpm y acciona un generador asíncrono de 11 kV y 1500 rpm. Como se muestra en la figura 31, la red eléctrica local de 20 kV se alimenta con el aumento de potencia. Como se observa en la tabla 2, debido a la escasez de agua dulce en la propiedad, la planta utiliza un condensador enfriado por aire (ACC) para operar (Genter et al., 2009) (Cuenot et al., 2008).

### Figura 31

*Visualización esquemática en 3D de la central eléctrica de Soultz.*



Tomada de Cuenot, N., Frogneux, M., Dorbath, C., & Calo, M. (2011, January). Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (France). In *36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

**Tabla 2***Información termodinámica y geofluidos en Soultz.*

Estado	Temperatura °C	Presión bar	Entropía Kj/kg*K	Entalpia KJ/kg	Flujo másico
<b>Isobutano</b>					
1	32.30	30.97	1.25	278.32	34.76
2	50.50	30.57	1.40	323.91	34.76
3	127.70	30.50	2.41	702.58	34.76
4s	50.00	4.65	2.41	629.59	
4	57.30	4.65	2.45	643.60	34.76
5	32.40	4.25	2.32	598.10	34.76
6	30.90	4.15	1.25	273.45	34.76
<b>Geofluido</b>					
B1	175.00		2.09	741.02	31.23
B2					31.23
B3	70.00		0.96	293.07	31.23
<b>Aire</b>					
A1	20.00	3.00	3.55	419.03	
A2	29.60	2.90	3.59	428.75	

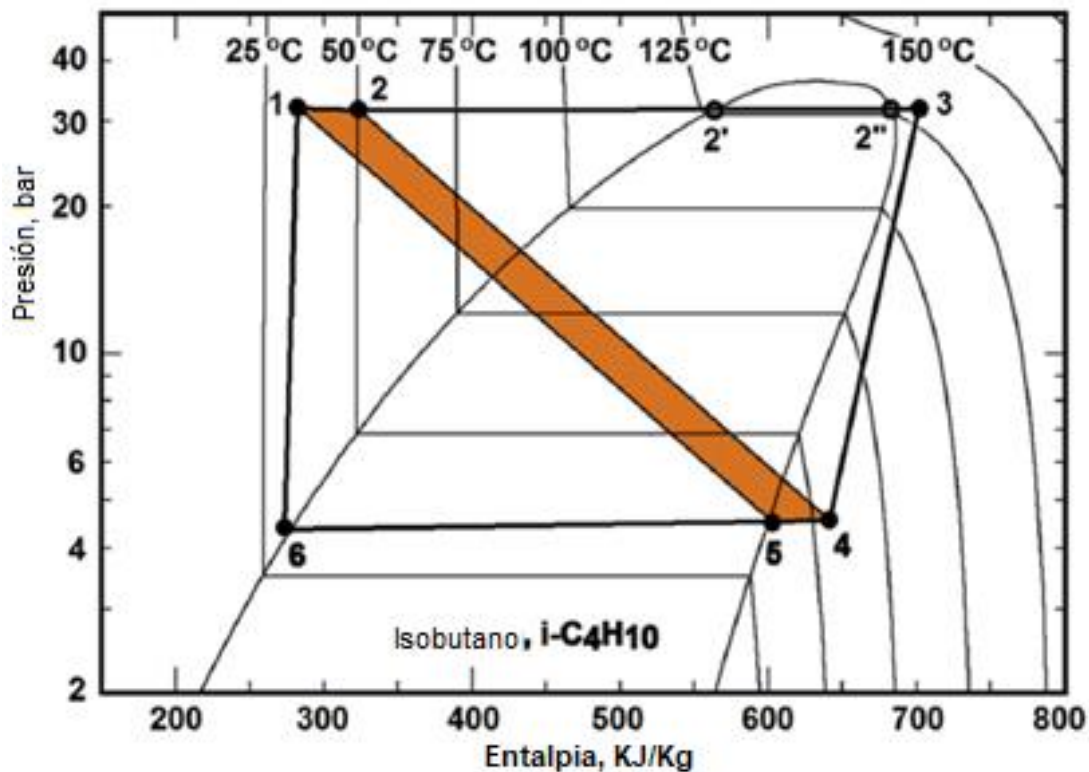
Tomada de Cuenot, N., Frogneux, M., Dorbath, C., & Calo, M. (2011, January). Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (France). In *36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Dado que la entropía en los estados es prácticamente la misma, los requisitos iniciales se basaron en una bomba de alimentación isentrópica ideal. Aquí, se supuso que la bomba de alimentación tenía una eficiencia del 75%; de acuerdo con las especificaciones de la turbina, se utilizó una eficiencia del 80,8%, que es un número respetable. Basado en una temperatura de estado muerto de 20 °C, el análisis del ciclo muestra que el ciclo de potencia operaría con una eficiencia térmica del 13,9 % y una eficiencia de utilización de salmuera del 40,0 % en estas circunstancias. La eficiencia térmica de un ciclo con recuperador aumenta

aproximadamente 1,5 puntos porcentuales, o un aumento de alrededor del 11,6%. Los motores de los ventiladores en el ACC, las bombas utilizadas para producir geofluido y otras bombas del sistema requieren energía externa, que no se tiene en cuenta en estos números. Como se observa en la figura 32, la eficiencia térmica prevista después de tener en cuenta toda la energía parásita es del 11,4% (Cuenot et al., 2008).

**Figura 32**

*Diagrama de proceso de presión-entalpía para condiciones de diseño en Soultz.*



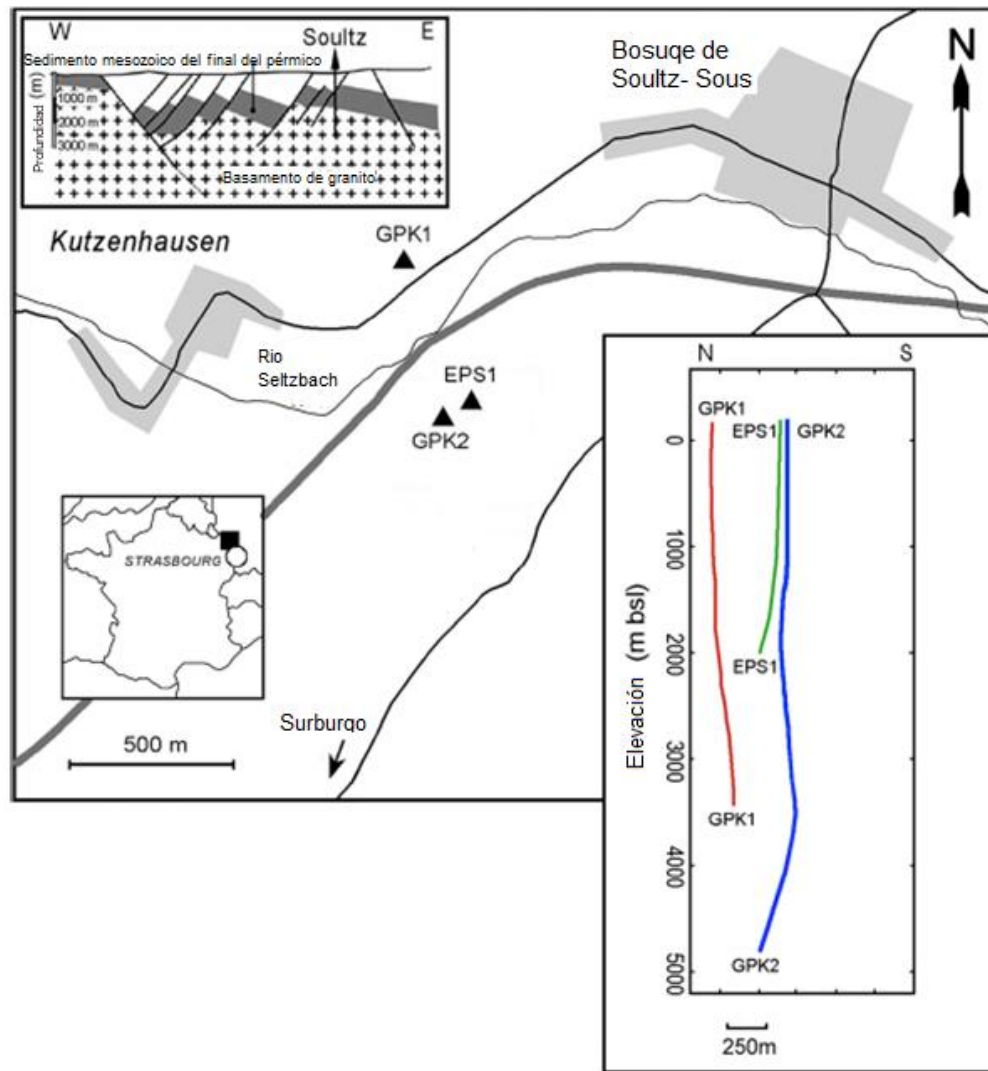
Tomada de Cuenot, N., Frogneux, M., Dorbath, C., & Calo, M. (2011, January). Induced microseismic activity during recent circulation tests at the EGS site of Soultz-sous-Forêts (France). In *36th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

#### 2.3.2.7.1. **Geología en el yacimiento de Soultz**

El Alto Rin Graben (URG), una sección del sistema de rift cenozoico europeo que se extiende desde el Mediterráneo hasta la costa del Mar del Norte, es donde se encuentra el sitio Soultz EGS (Alsacia, Francia) (Genter et al., 2009). En reacción a la compresión alpina con tendencia NNE, la URG comenzó a desarrollarse durante el Eoceno tardío, y en la región de Soultz, la base granítica fallada está cubierta por 1400 m de sedimentos. URG es una zona que se distingue por un alto flujo de calor (entre 100 y 120 mW/m<sup>2</sup>), como lo determina, por ejemplo, basándose en datos sustanciales de pozos recopilados como resultado de una exploración anterior de un campo petrolero. Como se aprecia en la figura 33, un granito paleozoico alterado y fracturado que está cubierto de sedimentos mesozoicos y pérmicos constituye el objetivo geotérmico en el sitio geotérmico de Soutz (Pribnow & Clauser., 2000).

**Figura 33**

*Mapa geológico esquemático del Graben del Rin y ubicación del sitio EGS de Soutz-sous-Forêts. El inserto indica las ubicaciones y trayectorias de los pozos GPK1, EPS1 y GPK2.*



Tomada de Spichak, V. V., & Zakharova, O. K. (2023). Modelling of electromagnetic predicting geothermal reservoir properties while drilling exploration borehole: Soutz-sous-Forêts (France) case study. *International Communications in Heat and Mass Transfer*, 140, 106563.

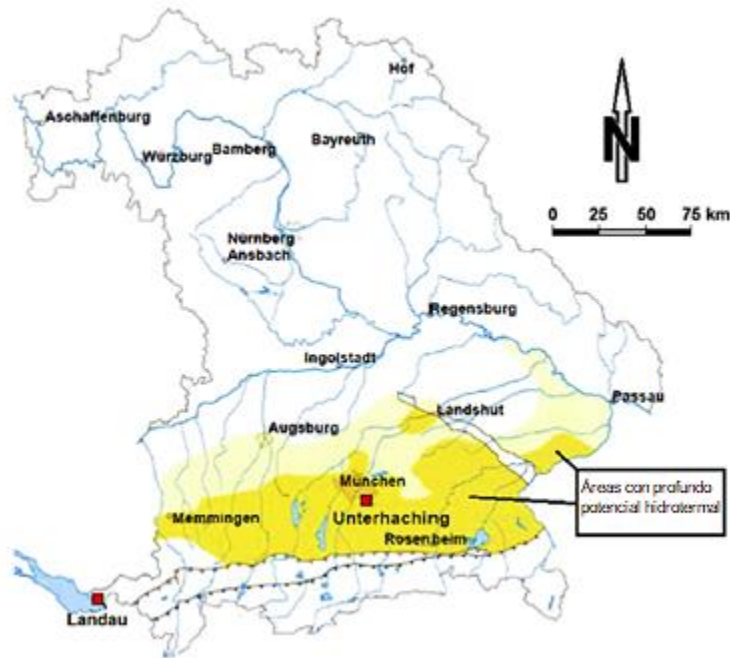
El proyecto geotérmico EGS, comenzó en 1986, implicó la perforación de varios pozos profundos (Genter et al., 2010). Utilizamos los datos de temperatura, conductividad térmica y permeabilidad de los pozos GPK1, EPS1 y GPK2, que se perforaron en fases durante un período de tiempo. Los pozos EPS1 y GPK1 fueron excavados a una profundidad de 2190 metros en 1988. La profundidad del pozo GPK1 se incrementó en 1991 a 3474 m. El pozo GPK2 se perforó primero a una profundidad de 2000 m antes de profundizarse aún más a 3878 m y luego a 5046 m.

#### 2.3.2.8. Landau

Las aplicaciones de generación de energía geotérmica en Alemania se basan en EGS, mientras que las aplicaciones de baja temperatura a poca profundidad se centran en las bombas de calor porque la mayoría de los depósitos geotérmicos del país son depósitos de baja temperatura. El área del Alto Rin Graben de Alemania, que comparte una litología con Soultz en Francia, es el hogar de Landau, uno de los reactores geotérmicos experimentales alemanes EGS. El granito constituye la litología de cualquier yacimiento artificial. La fracturación hidráulica en el lugar resultó en microsismicidad, sin embargo, el daño estuvo dentro de los límites permisibles. Después de la finalización de alrededor de 150 proyectos geotérmicos, Alemania ha demostrado con éxito la sostenibilidad financiera de EGS greenfield junto con las operaciones conectadas, como la legislación de envío.

**Figura 34**

*El sur de Alemania y la cuenca Molasse (MB) que muestra la ubicación de las plantas de energía geotérmica de Landau.*



Tomada de Schoenwiesner-Bozkurt, C. (2006). Presentation of Geothermal Project “Unterhaching”, Germany. In *ENGINE workshop* (Vol. 5).

Como se evidencia en la figura 34, la planta de energía de Landau, la primera cogeneración geotérmica conectada a la red está situada en Upper Rhine Graben (URG), aproximadamente a 34 km al noreste de Soultz-sous-Forets. La calefacción urbana se instaló más tarde; el componente de energía eléctrica se puso en línea primero. El Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) de Alemania proporcionó fondos para el proyecto Landau. Como se muestra en la tabla 3, además de ayudar con la exploración geológica, el estado alemán de Renania-Palatinado

redujo el riesgo financiero al ofrecer un subsidio de exploración y una garantía de préstamo estatal (Zarrouk & Moon., 2014).

**Tabla 3**

*Cronología del proyecto de Landau*

Fecha	Evento
2003 – Mayo	Inicio del proyecto.
2005 - Agosto, Noviembre	Perforación del pozo productor Landau 1.
2006 - Enero, Abril	Perforación del pozo de inyección Landau 2.
2006 – Febrero	Inicio del diseño de la planta de generación de electricidad.
2006 - Marzo, Abril	Estimulación y acidificación de Landau 2.
2006 - Marzo, Mayo	Realización de pruebas de flujo de circulación.
2006 - Diciembre	Iniciar la construcción de la planta de generación de electricidad.
2007 - Abril, Mayo	Prueba de circulación del Landau 2.
2007 - Mayo	Instalación del sistema de enfriamiento de planta eléctrica.
2007 – Agosto	Instalación turbina-generador de central eléctrica.
2007 - Noviembre	Puesta en marcha de la planta de generación de electricidad.
2008 - Enero	Inicio de operación continua.
2009 – Agosto	Microterremoto ML52.7; Se restringió la operación continua, pero se permitió la operación de investigación.
2009- Septiembre	Se requiere planta para reducir la producción y la presión de reinyección.
2009 - Noviembre	40 vecinos reportan grietas en las paredes de sus casas.
2010 – Diciembre	Informe oficial: las operaciones de Landau probablemente sean la causa de los microterremotos; exige que se instalen pozos de vigilancia alrededor de la planta y que los propietarios de la planta compren un seguro de responsabilidad por valor de 50 millones de euros.

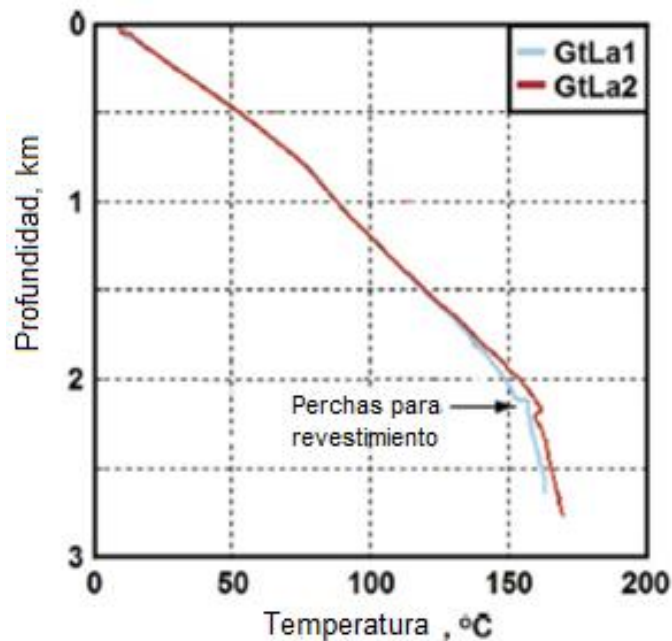
Tomada de Schoenwiesner-Bozkurt, C. (2006). Presentation of Geothermal Project “Unterhaching”, Germany. In *ENGINE workshop* (Vol. 5).

Como se muestra en la figura 35, el enlace geotérmico al reservorio consiste en un doblete de pozos. Con el uso de una bomba, un pozo, Landau 1, con una desviación de 33°,

extrae fluidos de un depósito altamente permeable en la piedra caliza de Malm a una temperatura de aproximadamente 155 °C. No hubo necesidad de estimulación porque este pozo produce mucho. El pozo de reinyección es el otro, Landau 2 con una variación de 25°. Este pozo no fue muy productivo, por lo tanto, para aumentar la inyectividad, fue necesaria una considerable estimulación hidráulica y acidificación. En el yacimiento, están separados por unos 1200 metros. Las pruebas de circulación realizadas después de estos esfuerzos demostraron que el doblete podría soportar la planta de energía binaria de 3 MW. Se puede inferir de los perfiles de temperatura que la porción convectiva de la formación comienza ligeramente por debajo de los 2200 metros de profundidad. En este caso, la producción se obtuvo de esta capa permeable luego de que se detuviera la perforación por debajo de los 3000 metros de profundidad (Schindler et al., 2010).

**Figura 35**

*Perfiles de temperatura en los pozos de Landau.*



Tomada de Schoenwiesner-Bozkurt, C. (2006). Presentation of Geothermal Project “Unterhaching”, Germany. In *ENGINE workshop* (Vol. 5).

La planta de energía utiliza isopentano como el fluido de trabajo más adecuado para una temperatura de geofluido de 160°C. Es un ciclo binario básico estándar, refrigerado por aire. La temperatura de descarga de salmuera de la unidad es de 72 °C. Este fluido luego viaja a la planta de calefacción urbana donde calienta el suministro de agua caliente de la ciudad antes de ser bombeado de regreso al depósito a través del pozo Landau 2 de 3170 m a una presión de 50 °C. Un año promedio produce aproximadamente 2,9 MW de electricidad neta en promedio.

El 15 de agosto de 2009, un tremendo ruido que muchos compararon con un estampido sónico sobresaltó a los ciudadanos de Landau. Había habido un microterremoto de magnitud 2,9. Se encontró que el epicentro estaba a 500 metros del pozo de la planta y a una profundidad que coincidía con el yacimiento. Luego de un estudio exhaustivo, se determinó en 2010 que la ocurrencia fue casi con seguridad causada por la operación de la planta. La instalación se vio obligada a reducir la potencia y la presión de reinyección inmediatamente después del microsismo. La instalación, que está situada en el extremo sur de la ciudad, recibió luz verde para reanudar las operaciones después de la evaluación final, pero con monitoreo sísmico adicional en el área. Además, la instalación se vio obligada a comprar una cobertura de seguro de responsabilidad civil de 50 millones de Hanti para cubrir cualquier posible daño a la propiedad provocado por sus actividades (Khansefid et al., 2022).

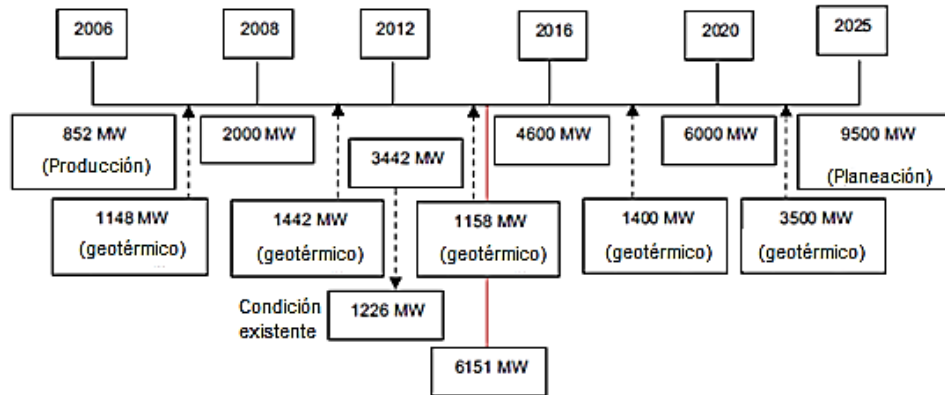
### 2.3.2.9. **Kamojang (Indonesia)**

La central eléctrica construida en Kamojang en 1978 fue la primera instalación de energía geotérmica del país (Sofyan et al., 2010). Esta central geotérmica, que tiene una capacidad instalada de solo 0.25 MW, se construyó como proyecto de demostración. La planta de energía geotérmica Unidad I Kamojang comenzó su operación comercial en 1983 con una capacidad instalada de 30 MW. Luego, en 1987, las instalaciones de energía geotérmica de la Unidad II y la Unidad III en Kamojang se combinaron para proporcionar 110 MW de energía. El desarrollo de la capacidad adicional de 60 MW de la Unidad IV se completó en 2008. La cantidad máxima de electricidad que puede producir actualmente la generación de energía geotérmica de Kamojang a partir de las 4 unidades es de 200 MW (Dwikorianto et al., 2010).

En Indonesia, se utilizan 1196 MW de energía geotérmica para generar electricidad. Siete plantas: Darajat (260 MW), Dieng (60 MW), Kamojang (200 MW), Mount Salak (377 MW), Sibayak (12 MW), Lahendong (60 MW) y Wayang Windu (227 MW), son responsables de producirla (Sukhyar et al., 2010). El gobierno de Indonesia planea continuar expandiendo la capacidad de las instalaciones de energía geotérmica. Esto fue respaldado al emitir el Decreto Presidencial No. 5/2006, en el cual se enunciaba que uno de los objetivos de la Política Nacional de Energía era mejorar el uso de energías renovables, particularmente la energía geotérmica, en la nación (Salim., 2010). Como se muestra en la figura 36, se tiene como meta la instalación de plantas de energía geotérmica para lograr una capacidad de 9500 MW para 2025.

**Figura 36**

*Planificación del desarrollo de la producción de energía geotérmica en Indonesia.*



Tomada de Dwikorianto, T., Zuhro, A. A., & Yani, A. (2010). Sustainable development of the Kamojang geothermal field. *Geothermics*, 39(4), 391-399.

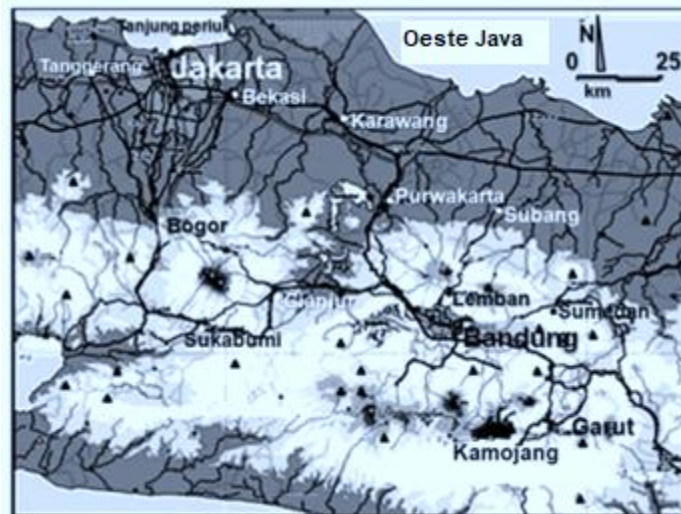
Para 2010, las empresas locales y extranjeras todavía se encontraban construyendo plantas de energía geotérmica en varias regiones de Indonesia para apoyar plenamente la política del gobierno en la realización de la disponibilidad de energía de 10,000 MW de energía eléctrica, que en la segunda fase debe ser dominado en un 60% por recursos geotérmicos. Pertamina Geothermal Energy (PGE), la corporación vinculada al gobierno que lidera el desarrollo está realizando exploración de energía geotérmica en varios lugares nuevos en colaboración con otras empresas locales y extranjeras. El gobierno de Indonesia también publicó el Reglamento No. 21 de 2014 para promover el uso de energía geotérmica en la nación en un esfuerzo por avanzar en el desarrollo de plantas de energía geotérmica. La administración de la nación buscaba abordar y evitar cualquier problema que pudiera obstruir el crecimiento de la generación de energía geotérmica.

En 1978, se puso en funcionamiento una planta piloto de 0,25 MW en el campo geotérmico de Kamojang, lo que marcó el comienzo de la generación de energía geotérmica en Indonesia. Tras la puesta en marcha de la central eléctrica Unidad-1 de 30 MW, se inició la operación comercial (Dwikorianto et al., 2010). Las plantas de energía de la Unidad 2 y la Unidad 3 agregaron 110 MW de capacidad adicional en 1987. La capacidad de generación general alcanzó los 200 MW en 2008 después de que se agregara la planta de energía de la Unidad 4 de 60 MW. Dentro del sector de producción activo, la presión y la temperatura del yacimiento han disminuido tras 27 años de operación continua. El cambio de 140 a 200 MW de capacidad de producción en 2008 se constituyó como el mayor cambio en las condiciones y el rendimiento del campo. La caída de producción anual promedio para pozos individuales ha sido de alrededor del 3% (Dwikorianto et al., 2010). Sin embargo, a menos que se implementen métodos de gestión de campo apropiados, la mayor tasa de extracción de vapor podría influir negativamente en la sostenibilidad a largo plazo de la producción de energía en Kamojang. Cada dos o tres años, ha sido esencial perforar tres pozos de compensación para estabilizar el flujo de vapor. Para la gestión a largo plazo del yacimiento en Kamojang, se quiere implementar la extracción de masa desequilibrada, donde se puede inyectar menos del 30% de la masa de vapor generada, siendo esta una preocupación seria para el futuro del proyecto. El operador del campo (Pertamina) tiene la intención de impulsar el rendimiento a largo plazo del recurso geotérmico de Kamojang aumentando la capacidad de producción de Kamojang (Unidad 5) de 200 a 230 MW. Para el aumento esperado en la capacidad de producción, el desarrollo del yacimiento está siendo guiado por el comportamiento del yacimiento durante las últimas tres décadas (Dwikorianto et al., 2010).

Uno de los pocos reservorios de vapor seco en el mundo que ha sido explotado para la generación de energía es el campo geotérmico de Kamojang. Como se observa en la figura 37, está situado a 40 kilómetros al sureste de Bandung en la región volcánica del oeste de Java (Indonesia), a 1500 metros sobre el nivel del mar (msnm).

### Figura 37

*Mapa que muestra la ubicación del campo geotérmico de Kamojang, Java Occidental, Indonesia.*



Tomada de Dwikorianto, T., Zuhro, A. A., & Yani, A. (2010). Sustainable development of the Kamojang geothermal field. *Geothermics*, 39(4), 391-399.

En 1974, bajo los auspicios de una iniciativa de ayuda del gobierno de Nueva Zelanda, comenzó la exploración en Kamojang. En ese momento se perforaron cinco pozos exploratorios a una profundidad de 700 metros en la región de Kamojang. Como se evidencia en la figura 38, a partir de 1975, Pertamina siguió excavando pozos y construyó la planta de energía Unit-1 de 30 MWe utilizando vapor de seis pozos. En 1987, las actividades

comerciales en Kamojang aumentaron su capacidad de 30 a 140 MWe, con vapor proveniente de 26 pozos. En la región geotérmica de Kamojang, se habían perforado 81 pozos.

### Figura 38

Mapa del campo Kamojang que muestra el área de reservas probadas de 14 km<sup>2</sup>, el área de reservas probables de 21 km<sup>2</sup> y el área de desarrollo de la Unidad 5 (7 km<sup>2</sup> adicionales).

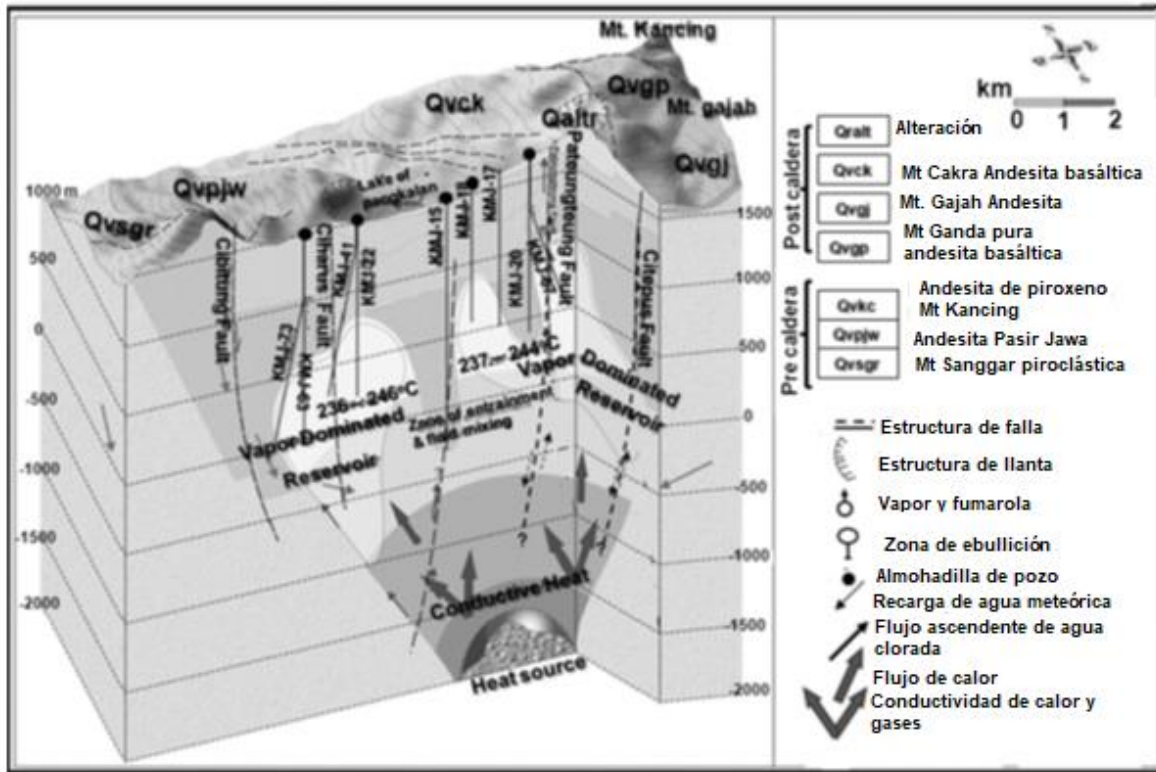


Tomado de Dwikorianto, T., Zuhro, A. A., & Yani, A. (2010). Sustainable development of the Kamojang geothermal field. *Geothermics*, 39(4), 391-399.

Como se aprecia en la figura 39, un estratovolcán andesítico del Cuaternario está conectado al campo geotérmico de Kamojang. A través de la investigación de campo, las formaciones geológicas que se han descubierto incluyen una estructura de colapso volcánico que creó un cráter con *horsts* y *grabens* conectados a fallas típicas. Algunas fallas, como las que se encuentran a lo largo del borde de la caldera, regulan la permeabilidad del yacimiento (Kamah et al., 2005).

**Figura 39**

*Modelo geotérmico del sistema geotérmico Kamojang (Enjinering Kamojang e ITB, 2009).*



Tomado de Dwikorianto, T., Zuhro, A. A., & Yani, A. (2010). Sustainable development of the Kamojang geothermal field. *Geothermics*, 39(4), 391-399.

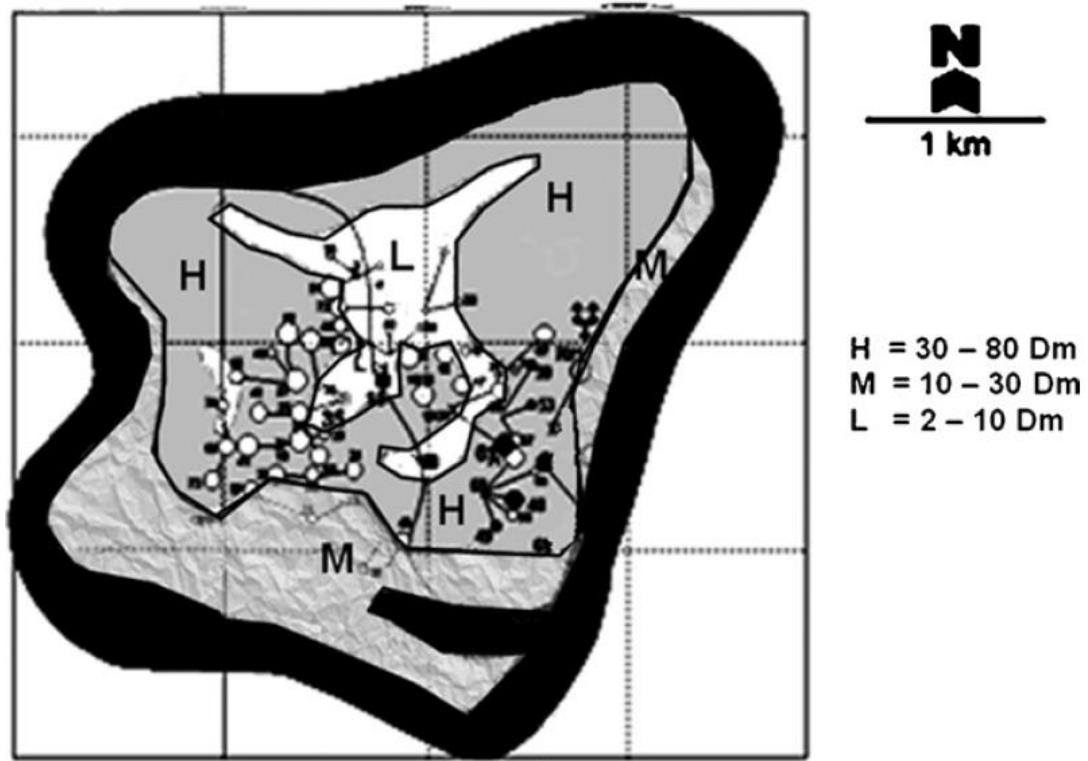
El principal factor que contribuye a la permeabilidad del yacimiento geotérmico de Kamojang son las fracturas relacionadas con las fallas normales. De acuerdo con la investigación mineralógica, una parte de la estructura fue sellada por la deposición mineral secundaria y luego sufrió eventos de reapertura causados por la presión del vapor o la actividad tectónica, lo que resultó en una permeabilidad vertical secundaria (Sudarman et al., 2000).

Los estudios sobre minerales sugieren que el sistema puede haber cambiado de una condición líquida a una dominada por vapor. Se pueden identificar tres niveles de permeabilidad: zona k alta (30–80 milidarcies), zona k moderada (10–30 milidarcies) y zona k baja (2–10 milidarcies). Con su vértice a +900 m sobre el nivel del mar (msnm) en la parte nororiental de la región probada, con una pendiente suave hacia el oeste y el sur, y descendiendo bruscamente en el extremo sur hasta alrededor de +200 msnm, las andesitas fracturadas se utilizan en Kamojang para producir vapor (Sudarman et al., 2005).

Se clasifica como una condición típica dominada por vapor con descarga de vapor sobrecalentado de los pozos de producción en el estado natural del sistema geotérmico de Kamojang. Menos del 1 % del peso del fluido de descarga se compone de gases no condensables, la mayoría de los cuales son CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S con poco o nada de cloruro. Como se evidencia en la figura 40, en el área de producción, los valores de espesor de permeabilidad de los pozos (kh) varían típicamente de 0,5 a 140 milidarcies y numerosos pozos productores muestran valores superiores a 4,9 Darcy-m (Sudarman et al., 2005).

**Figura 40**

*Estructura de permeabilidad del reservorio de Kamojang construida a partir de datos geoelectrónicos de superficie, datos de pozos y datos de producción.*



Tomado de Dwikorianto, T., Zuhro, A. A., & Yani, A. (2010). Sustainable development of the Kamojang geothermal field. *Geothermics*, 39(4), 391-399.

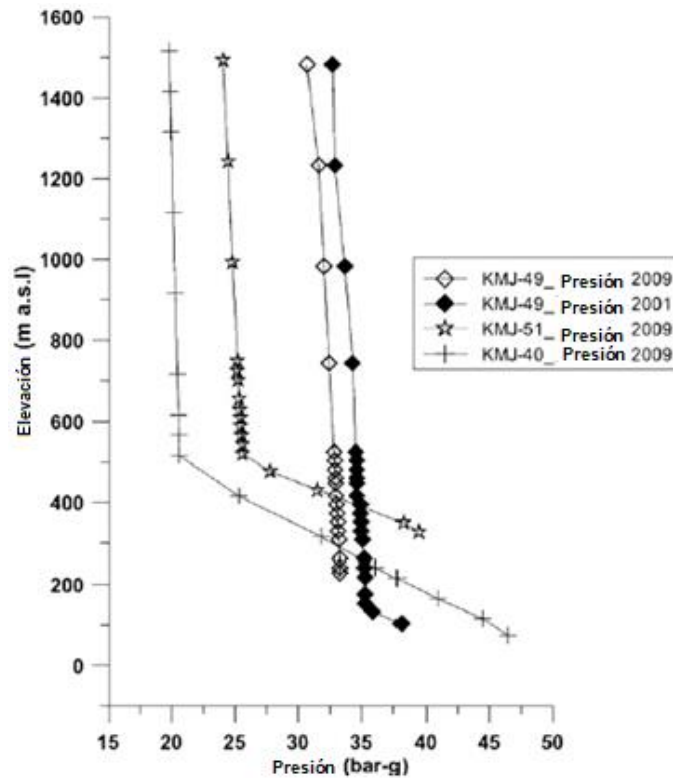
De acuerdo con la técnica del diagrama de Fischer-Tropsch (FT-HSH), la parte central del yacimiento de Kamojang tiene una saturación de agua del orden del 25-35 %, mientras que numerosos pozos nuevos tienen saturaciones de agua de hasta el 50 %. Mediante la simulación de procesos de equilibrio de gas, la temperatura del yacimiento, la fracción de masa de vapor y la saturación de agua ( $S_w$ ) pueden evaluarse utilizando este enfoque. La evaluación FT-HSH utiliza cuatro componentes de gas:  $H_2$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$  y  $CH_4$  (Kamojang & I.T. B., 2007).

Con base en muestras obtenidas de 10 de los 28 pozos de producción en Kamojang en un período en el que la capacidad de generación eléctrica total de la ciudad era de 140 MW, se utilizó la técnica FT-HSH para anticipar la generación de Sw de Kamojang. Se empleó un modelo numérico para realizar un análisis de sensibilidad utilizando tres valores diferentes de Sw (0,3, 0,4 y 0,5) porque era difícil elegir un solo valor (Siega et al., 1999).

Los primeros registros de presión de fondo de pozo de algunos pozos revelaron perfiles de presión de líquido que apuntaban hacia abajo. En ciertos pozos, los perfiles de presión de líquido en profundidad continúan hasta el día de hoy. Como se observa en la figura 41, los registros de presión de fondo de pozo no alcanzan las profundidades iniciales del pozo, y los perfiles de presión del líquido ya no son visibles en algunos pozos debido a la disminución de la presión causada por la producción a lo largo del tiempo y al hecho de que los 200 a 500 m del fondo de ciertos pozos se han llenado con limo. Se realiza una estimación optimista del 50 % de la saturación del agua utilizando datos químicos y de presión.

**Figura 41**

*Perfiles de presión para pozos seleccionados de Kamojang basados en registros de fondo de pozo.*



Tomada de Dwikorianto, T., Zuhro, A. A., & Yani, A. (2010). Sustainable development of the Kamojang geothermal field. *Geothermics*, 39(4), 391-399.

La operación constante de 1982 a 2009 vio una disminución en la presión del pozo, lo cual es un claro indicador de una caída en la presión del yacimiento. El pozo KMJ-39, que se encuentra en la zona de baja permeabilidad, ha tenido la mayor caída. El pozo KMJ-18, que se encuentra en la zona de alta permeabilidad, ha tenido el menor desnivel. Esto sugiere que la permeabilidad del yacimiento tiene un impacto directo en la disminución de la presión. La productividad de los pozos individuales que abastecen a los reactores de 140 MW ha disminuido entre un 2% y un 7% al año entre 1982 y 2008, según un estudio de curva de

declive. La disminución promedio se produce a una tasa de alrededor del 3% anual. La perforación de tres pozos de compensación cada dos o tres años ha sido esencial para estabilizar el flujo másico de vapor general (James & Street., 1995).

En comparación con las condiciones iniciales, la presión en el yacimiento de Kamojang ha disminuido entre un 17% y un 25% tras 27 años de operación. Esto equivale a alrededor de  $0,35 \text{ kg/cm}^2$ , por año en promedio, o 0,92% anual. La disminución promedio de la presión del yacimiento para la operación de 27 años fue de alrededor de  $9,5 \text{ kg/cm}^2$  (9,3 bar), y la caída promedio de la temperatura durante ese tiempo fue aproximadamente del 2 al 7 % de las condiciones iniciales, o un promedio de aproximadamente  $0,7 \text{ }^\circ\text{C/año}$ . o  $0,3\%/año$ . En el transcurso del período de uso de 27 años, ha habido una disminución de la temperatura promedio de alrededor de 19 C (James & Street., 1995).

Cuando solo las Unidades 1, 2 y 3 estaban en línea, la presión del yacimiento en la parte este del campo Kamojang no se alteró significativamente. Sin embargo, desde el inicio de la producción de la Unidad 4, se ha evidenciado una cierta reducción en esta área. Esto es consistente con observaciones previas de que, una vez que comienza la producción, la producción comenzará a disminuir sin importar el tamaño del yacimiento, la magnitud de la descarga o la cantidad de pozos.

Las centrales de las Unidades 1, 2 y 3 son propiedad de PT. Indonesia Power (IP), mientras que el campo de vapor está a cargo de la empresa petrolera estatal, PT. Energía Geotérmica Pertamina (PGE). Debido a la instalación en 2008 de la planta de energía Unit-4 con capacidad de 60 MW operada por PT.PGE, la capacidad de producción actual de Kamojang es de 200 MW (James & Street., 1995).

### 2.3.2.10. Utah Forge

El sitio está ubicado a 217 millas (350 km) al sur de Salt Lake City y a una distancia comparable al norte de Las Vegas, Nevada. Se encuentra a 16 km (10 millas) al norte de la pequeña ciudad de Milford, que tiene 1400 habitantes. Además de hoteles, Milford ofrece una ferretería, una tienda de comestibles y un hospital. Un centro de población más grande llamado Beaver se encuentra cerca de la Interestatal I-15, a 56 km (35 millas) al este de Milford. Dado que Milford es una parada del ferrocarril Union Pacific, se pueden transportar grandes piezas de maquinaria hasta allí en tren y posteriormente en camión. Una pista cementada de 1.524 m de longitud en el aeropuerto municipal de Milford, a pocos kilómetros al norte de Milford, puede albergar aviones de pistón o turbohélice, monomotores o bimotores. El C-130 y otros cargueros también podrán utilizar la pista. El objetivo principal de las fases 2A y 2B era demostrar que el sitio satisface todos los requisitos de soporte, ambientales y de subsuelo del proyecto FORGE.

La Fase 1 del proyecto FORGE sentó las bases para la Fase 2A. La Fase 2A implicó establecer los datos de referencia necesarios para garantizar que las actividades de FORGE no crearan condiciones desfavorables en el sitio y que los aspectos ambientales aplicables y los estándares NEPA pudieran cumplirse de manera oportuna.

El DOE ha determinado que el sitio FORGE ideal debe tener las siguientes características:

- Tipo de roca: rocas cristalinas (graníticas)
- Volumen: mayor a 1 km<sup>3</sup>
- Temperatura: 175 a 225 °C

- Profundidad: 1,5 a 4 km
- Baja permeabilidad
- Orientaciones y magnitudes de tensión conocidas.
- Bajo riesgo de sismicidad inducida y peligros sísmicos.
- Sin conexión al sistema hidrotermal existente.
- Riesgos ambientales bajos o nulos.
- Infraestructura adecuada para apoyar las actividades de investigación, estimulación y pruebas de circulación.

La perforación del pozo 52-38, que cumplió rotundamente con los requisitos del DOE para identificar un sitio de investigación de FORGE EGS, fue la acción de caracterización más importante en la Fase 2B. Este pozo permitió evaluar directamente la temperatura, el contenido de fluido, la permeabilidad, la porosidad, las distribuciones de fracturas y las condiciones de tensión in situ.

Después de perforar más de 4500 pies de granito, el pozo 58-32, que se llevó a cabo entre julio y septiembre de 2017, alcanzó una profundidad de 7536 pies y midió una temperatura en el fondo del pozo de 386°F (197°C). Desde la base del revestimiento de 9 5/8 pulgadas a 2172 pies hasta la profundidad total, se ejecutó un conjunto completo de registros geofísicos en la parte del pozo abierto antes de colocar el revestimiento de 7 pulgadas a 7375 pies. A 6800-6810.25 pies y 7440-7452.15 pies, respectivamente, se tomó el núcleo para pruebas de permeabilidad y geomecánicas.

Después de ejecutar el revestimiento de 7 pulgadas, se utilizó una prueba de inyección de fractura de diagnóstico (DFIT) para calcular la permeabilidad y las magnitudes de tensión.

Los gradientes de tensión se derivaron del DFIT, y las orientaciones de tensión del examen del registro de imagen del microescáner de formación (FMI) se ejecutaron antes y después del DFIT. Las rocas graníticas encontradas en 58-32 incluían más de 2000 grietas naturales y artificiales que podían fotografiarse. Se determinaron las siguientes orientaciones y gradientes de tensiones:

- Orientación de tensión horizontal mínima ( $\sigma_3$ ) = ESE-WSW; gradiente de tensión = 0,62 psi/pie.
- Orientación de la tensión horizontal máxima ( $\sigma_2$ ) = NNE-SSW; gradiente de tensión = 0,77 psi/pie.
- Tensión vertical ( $\sigma_1$ ), gradiente de tensión = 1,13 psi/pie.

En los pozos productores geotérmicos al este, las orientaciones anticipadas a partir del mapeo geológico y los estudios con televisores son consistentes con la dirección de tensión horizontal más alta según el registro de FMI (N25°E). Las pruebas DFIT y centrales revelaron permeabilidades modestas, que oscilaban entre 0.006 y 0.080 milidarcies. Estas permeabilidades son adecuadas para el crecimiento de EGS.

Para explorar y ampliar Roosevelt Hot Springs, se han excavado más de 100 pozos desde la década de 1970. Acord-1, un pozo de 12650 pies de profundidad ubicado a 1.8 millas al oeste de 58-32, es uno de estos pozos, 80 de ellos están por debajo de los 1500 pies y 20 por encima de esa marca. La eficacia del modelo térmico quedó demostrada por la precisión con la que se podían anticipar las temperaturas en 58-32 utilizando evaluaciones actuales de temperatura y flujo de calor. Según el tamaño de las rocas cristalinas a temperaturas entre 175 y 225 °C, el volumen del yacimiento bajo la huella de FORGE es cercano a 4.6 km<sup>3</sup>.

Si consideramos granito a menos de 4 km y a temperaturas superiores a 175 °C entre la falla Opal Mound al este, el pozo Acord-1 al oeste, 82-33 al norte y 52-21 al sur, el volumen de cristalino caliente La roca apropiada para el desarrollo de EGS crece hasta aproximadamente 100 km<sup>3</sup>.

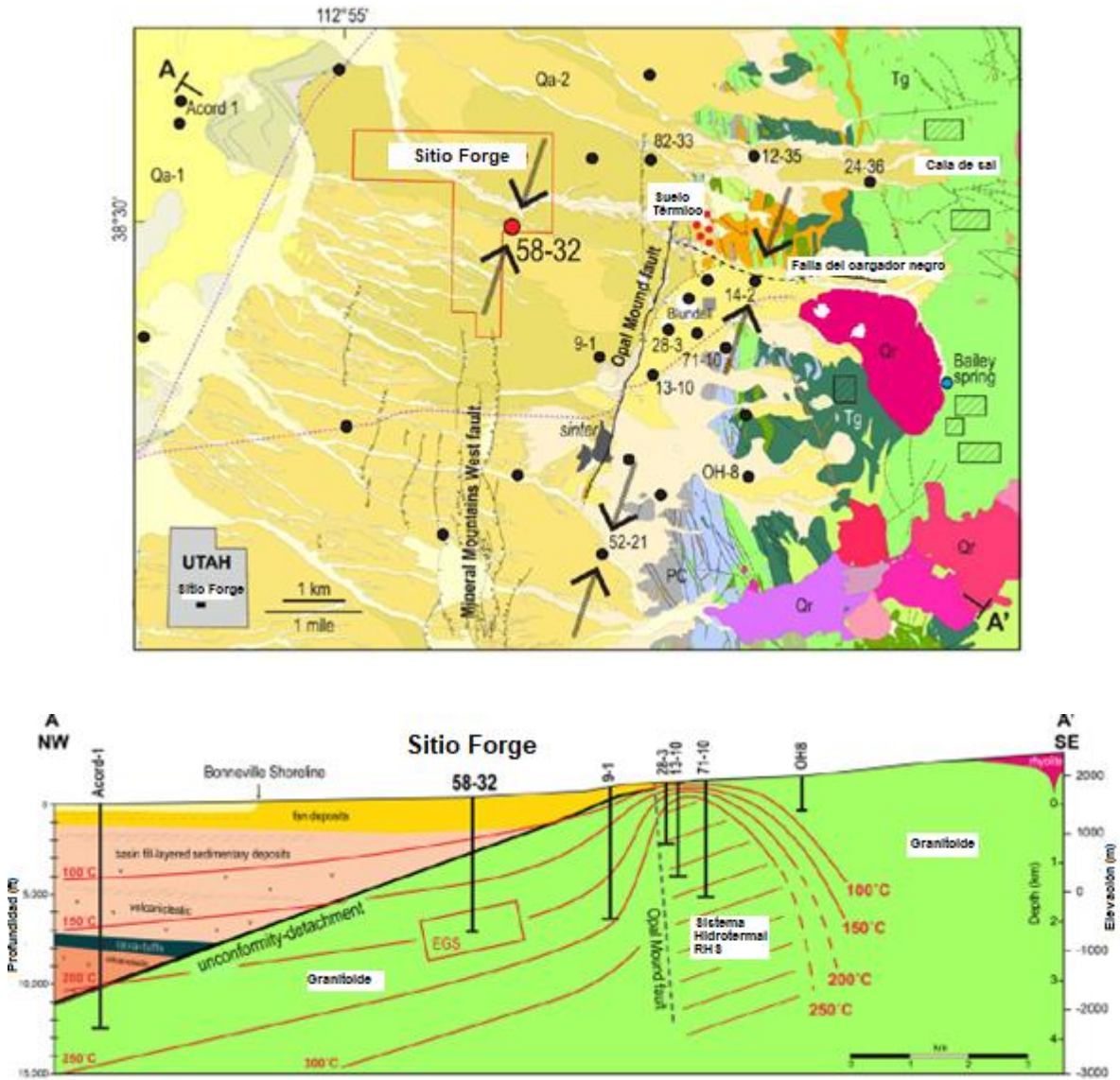
El estudio de reflexión sísmica 3D cubrió más de 7 millas cuadradas, junto con líneas 2D nuevas y antiguas adicionales, todas enfocadas alrededor del pozo 52-38. La cima del granito se ve como un reflector claramente definido que se puede seguir ininterrumpidamente a lo largo de toda la región del estudio. Las investigaciones sísmicas del valle de Milford están respaldadas por mediciones de gravedad, que muestran que se trata de una cuenca profunda y asimétrica con la parte superior del basamento de granito que se hunde en un ángulo poco profundo hacia el oeste en el lado este del valle.

#### 2.3.2.10.1. Geología en el yacimiento de Utah Forge

El sitio FORGE de Utah está situado en un área de cubierta aluvial de suave pendiente, aproximadamente a medio camino entre los centros este y oeste del valle norte de Milford y la cima de las Montañas Minerales. La ubicación se encuentra dentro del margen sureste de la Gran Cuenca en un área grande con un flujo de calor elevado que ha sido el foco de varios proyectos financiados por el DOE sobre acuíferos sedimentarios calientes, análisis de canales de juego y componentes clave en los fluidos producidos (Allis et al. , 2012; Simmons et al., 2015, 2017, 2018; Wannamaker et al., 2015, 2016; 2017).

**Figura 42**

*Mapa geológico (superior) y sección transversal (inferior) del sitio FORGE de Utah (Nielson et al., 1986; Sibbet y Nielson, 2017; Allis et al., 2018).*



Tomado de Finnila, A., Forbes, B., & Podgorney, R. (2019, February). Building and utilizing a discrete fracture network model of the forge Utah site. In *Proceedings of the 44th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, CA, USA* (pp. 11-13).

Como se observa la figura 42, los carbonatos y clásticos paleozoico-mesozoicos que han sido plegados e imbricados forman los estratos regionales. Estos han sido sobreimpresos por la amplia expansión del tipo Cuenca y Cordillera y la erupción de centros magmáticos máfico-félsicos del Terciario-Reciente, incluidos aquellos en las Montañas Minerales (Nielson et al., 1986; Coleman et al., 2001). Las rocas cristalinas que componen la litología local y los depósitos sedimentarios que llenan la cuenca suprayacente se clasifican en dos unidades aproximadamente definidas. Estas unidades se dividen aún más en el mapa geológico y en la sección transversal para mostrar algunas de las variaciones a escala fina en el tipo de roca. Con base en mediciones e interpretaciones recientes de la gravedad y la reflexión sísmica patrimonial, el contexto regional y la estructura de la cuenca se muestran de perfil.

En la parte más profunda de la cuenca, el relleno se compone de una secuencia de capas de depósitos sedimentarios poco cementados que tiene más de 3.000 m de espesor. Las unidades en las que penetró el pozo Acord 1 tienen el registro más completo de llenado de cuencas, y los recortes han sido sometidos a nuevas investigaciones petrográficas y de difracción de rayos X. Las capas están formadas por areniscas y gravas volcánicas, sedimentos lacustres, depósitos tobáceos y flujos aislados de lavas andesíticas por debajo de una profundidad de unos 1200 m hasta el contacto con el basamento. A mayor profundidad predominan los depósitos lacustres calcáreos de limolita y arenisca.

La superficie de estos depósitos se curva gradualmente de oeste a este, rellenando las cuencas empinadas de las Montañas Minerales occidentales en el valle norte de Milford. Cerca del sitio FORGE hay depósitos de abanicos aluviales, mientras que los sedimentos lacustres de grano extremadamente fino al oeste se depositaron en el lago Bonneville del

Pleistoceno. El campo de producción Roosevelt Hot Springs-Blundell está cubierto de sedimentos aluviales más antiguos que continúan hacia el este debajo de Bailey Ridge. Las capas más antiguas, que se remontan a varios millones de años, sólo se encuentran en algunas exposiciones aisladas.

El sitio FORGE de Utah tiene una estructura bastante sencilla y los estratos post-Mioceno se encuentran en su mayoría intactos. Sobre la base de observaciones de campo, reflexión sísmica y correlación de registros de perforación, se han descubierto cuatro fallas y sistemas de fallas que son atribuibles a la expansión de la Cuenca y la Cordillera, que ha dominado el área desde el Eoceno (Dickinson., 2006). Los límites del embalse de Roosevelt Hot Springs están formados por la intersección de las fallas Opal Mound y Negro Mag, dos características de muy corta longitud. Una sucesión de segmentos de fallas normales paralelos, de pequeño desplazamiento y con una tendencia norte-sur conforman el sistema de fallas de Mineral Mountains West.

Los restos superficiales de estas tres fallas son visibles. La cuarta falla, que no ha sido identificada, es la más importante cerca del sitio de FORGE. Esta falla, que forma una rampa inclinada con un buzamiento de 20 a 35° hacia el oeste y se denomina en sección transversal "desprendimiento de discordancia", representa el punto de encuentro entre el relleno de la cuenca más superior y el más bajo. roca de fundación cristalina. En un pasado muy lejano (Mioceno medio), esta estructura probablemente permitió un desplazamiento significativo, pero actualmente está inactiva después de rotar a un ángulo bajo durante el levantamiento y exhumación de las Montañas Minerales hace más de seis millones de años (Coleman et al. , 2001). La falta de escarpes y estribaciones facetadas a lo largo del frente de la cordillera de las Montañas Minerales es consistente con la falta de otras fallas reconocidas.

El granitoide del basamento de las Montañas Minerales centrales tiene patrones de fractura con longitudes de 20 a 200 m y espaciamientos de fracturas de 5 a 15 m. Los acimuts de las fracturas varían mucho, y aproximadamente la mitad de la población está orientada al azar. Los otros acimuts de fractura se dividen principalmente en dos poblaciones: 0 a 30° y 80 a 120°. Mientras que la población NNE-SSW desciende abrupta y suavemente hacia el oeste para crear un conjunto conjugado, la distribución con tendencia E-W desciende bruscamente hacia el norte.

De acuerdo con la geometría del conjunto de fracturas conjugadas NNE-SSW, la pared inferior de la falla normal que crea el contacto entre el granitoide y el relleno de la cuenca se inclinó 40 grados hacia el este después de experimentar el esfuerzo de compresión máximo, que es vertical. Los tres conjuntos de fracturas principales parecen haberse formado antes o temprano durante el fallamiento de Basin and Range y, en consecuencia, en el Mioceno medio, justo después de que se depositara el batolito (Coleman et al., 2001). Las relaciones de intersección de fracturas muestran que el conjunto conjugado se formó después de las fracturas pronunciadas de E a O.

Los patrones de fractura observados en las lavas cuaternarias no son similares a los patrones de fractura observados en las exposiciones de rocas granitoides circundantes. Existen muchas diferencias entre las distintas rocas de riolita, pero en todas ellas predominan las fracturas pronunciadas.

Entre 1965 y 2012, hubo poca actividad sísmica natural debajo del valle más grande de Milford, donde los sucesos localizados están vinculados a cambios geológicos a mayor escala. Los alrededores inmediatos del sitio FORGE no han visto ninguna actividad sísmica subterránea, y el embalse Roosevelt Hot Springs tampoco muestra signos de actividad

sísmica inducida por inyección. La mayor parte de la actividad sísmica natural de la Tierra se concentra en Milford (0,46 a 3,87 M), la ubicación del terremoto de 4,1 M en 1908, mientras que la actividad de baja magnitud se distribuye bajo las Montañas Minerales. La tensión de compresión horizontal más alta se dirige alrededor del N25°E, según datos geológicos, datos de pozos heredados, el mecanismo focal de eventos sísmicos recientes y datos del mecanismo focal (Glenn y Hulen., 1979; Yusas & Bruhn., 1979; Smith et al., 1989). Esto es consistente con un régimen de fallas normal.

A partir del examen de los perfiles de temperatura de más de 100 pozos perforados entre 200 y 4000 m de profundidad (Allis et al., 2016, 2018; Gwynn et al., 2016), se ha desarrollado un conocimiento tridimensional del movimiento del calor y los gradientes de temperatura. El yacimiento FORGE está rodeado por más de 100 km<sup>3</sup> de roca granitoide que tiene una temperatura de >175°C, y se ha descrito una estructura térmica geoméricamente sencilla que refleja un fuerte movimiento de calor conductivo en el sótano. rocas (50–70°C/km) que lo rodean y lo atraviesan. Este régimen térmico conductivo expansivo está separado de Roosevelt Hot Springs hacia el este, donde predomina el movimiento de calor hidrotermal convectivo y ocupa una región más pequeña de aproximadamente 10 km<sup>2</sup>, por la falla Opal Mound.

Regionalmente debajo del sitio FORGE de Utah, el acuífero principal tiene un espesor de 100 a >500 pies y está formado por un relleno de cuenca poco profundo y no consolidado (Mower & Cordova., 1974; Kirby., 2012). Hay suficiente suministro de agua subterránea para las próximas actividades de EGS en el sitio FORGE, según nuevos datos de pruebas de pozos de agua subterránea que indican transmisividades que varían de 240 a 1600 ft<sup>2</sup>/día.

Los sedimentos del relleno de la cuenca que se encuentran sobre las rocas base granitoides son la única fuente de agua subterránea para el sitio FORGE. Según nuevos datos electromagnéticos transitorios (TEM), la profundidad del agua debajo del sitio de perforación profunda FORGE es de entre 200 y 500 pies, y la elevación del agua subterránea es de alrededor de 5100 pies. El agua subterránea es accesible en ubicaciones vecinas para posibles pozos de suministro a una profundidad de alrededor de 150 pies.

Según la ubicación y el entorno geológico, la composición del agua subterránea difiere sistemáticamente y se divide en cuatro dominios distintos. Los manantiales fríos de las Montañas Minerales proporcionan aguas subterráneas frescas comparables a las aguas meteóricas actuales. Según Simmons et al. (2018), las aguas en ebullición con cloruros de pH neutro que componen Roosevelt Hot Springs fueron creadas por la circulación profunda de agua paleometeórica, la interacción agua-roca a alta temperatura con granitoide fracturado y la ebullición antes de descargarse en la superficie.

Las aguas subterráneas cálidas con cloruro de pH neutro indican la dispersión y la descarga algo diluida hacia el noroeste de Roosevelt Hot Springs debajo del área de la planta FORGE. Las aguas subterráneas indican una salida distante de Roosevelt Hot Springs en el norte del valle de Milford que ha sido alterada por grados variables de dilución y disolución mineral que han aumentado las concentraciones acuosas de bicarbonato. Las aguas subterráneas cercanas al sitio FORGE están compuestas en gran medida por fluidos de Roosevelt Hot Springs, lo que las hace químicamente benignas, no potables e ideales para estudios de transferencia de calor de EGS (Simmons et al., 2016).

Las propiedades mecánicas medidas en los núcleos se utilizaron para calibrar los registros de pozos (por ejemplo, densidad, dipolo sónico, generador de imágenes) con el fin

de cuantificar perfiles continuos de magnitud de tensión. El DFIT en la sección sin revestimiento del pozo indica estos principales gradientes de tensión:

- Tensión horizontal máxima (azimut N25°E) ~0,77 psi/pie
- Tensión horizontal mínima ~0,62 psi/pie
- Tensión vertical es 1,13 psi/pie.

Las porosidades observadas (0,1 a 1%) y permeabilidades (0,1 a 80 microdarcies) en los tapones de núcleo son muy bajas, como sería de esperar, sin embargo, las resistencias a la compresión registradas en los tapones de núcleo son bastante altas (hasta 80.000 psi). A presiones superficiales que están dentro del rango operativo alcanzable, el programa de prueba de inyección del DFIT demuestra que será posible generar numerosos conjuntos independientes de redes de fracturas.

#### **2.4. Proyectos geotérmicos AGS (Advanced Geothermal systems)**

Un fluido de trabajo, como agua o CO<sub>2</sub>, extrae energía térmica de las formaciones rocosas a grandes profundidades a través de la transferencia de calor por conducción desde la formación geológica al fluido de trabajo en el circuito cerrado a través de una zona impermeable, como la pared de una tubería. Los sistemas geotérmicos avanzados (AGS) generan calor y/o energía eléctrica a través de un circuito cerrado. Las formaciones de rocas cristalinas deseables son más profundas y, por lo tanto, más calientes que las formaciones de rocas sedimentarias. Los problemas que resultan de las operaciones del sistema geotérmico de circuito abierto del subsuelo prácticamente se eliminan, ya que el fluido de trabajo del subsuelo dentro del circuito cerrado nunca entra en contacto directo con la roca circundante.

Los AGS también se pueden implementar en casi todas partes, ya que no necesitan muchos requisitos específicos del sitio, siempre que la geología local haga que sea económicamente viable perforar y completar pozos tanto vertical como horizontalmente. El mayor inconveniente de los proyectos AGS es, en consecuencia, este último aspecto, específicamente los altos costos de perforación de pozos verticales y horizontales, especialmente a grandes profundidades e idealmente en rocas cristalinas. Dado que la transferencia de calor por conducción desde la formación geológica al fluido de trabajo (ubicado en el circuito cerrado) a través de una zona impermeable, como la pared de una tubería, es extremadamente lenta; es crucial reducir significativamente los costos de perforación y terminación de pozos para permitir implementaciones económicas de proyectos AGS.

El modelamiento se utiliza para calcular la temperatura de producción del fluido de trabajo para varios parámetros operativos, como el caudal másico de agua, la temperatura en la toma, la longitud de la sección horizontal y el diámetro del pozo. La investigación de Esmailpour et al., 2023. tiene en cuenta el impacto de la conductividad térmica de la roca y la profundidad vertical del pozo en la temperatura de producción y la potencia térmica. Sol et al, 2014. Por otro lado; utilizan CO<sub>2</sub> como fluido de trabajo del subsuelo en el modelo de configuración de pozo en forma de U con el objetivo de encontrar los perfiles de temperatura y presión de CO<sub>2</sub>. En el sistema de pozo multilateral coaxial de Wang et al., 2021., que consta de un solo pozo vertical y varios pozos horizontales, circula un fluido de trabajo de agua. Cada pozo, que consta de una tubería exterior y otra interior, sirve como pozo de inyección y de producción. El estudio se centra en identificar los efectos de cambiar varios parámetros operativos en la temperatura y la producción térmica del fluido de trabajo.

Los proyectos AGS necesitan pozos verticales que se extiendan a profundidades de más de 5,0 km, donde la temperatura de la roca es alta, a fin de generar energía eléctrica a gran escala de manera rentable en áreas con temperaturas subsuperficiales promedio (Van et al., 2021). Sin embargo, es técnicamente desafiante y prohibitivamente costoso perforar a profundidades tan grandes utilizando tecnología de perforación moderna (Blankenship et al., 2005).

En la actualidad los proyectos AGS no son comercialmente viables como resultado de los altos gastos involucrados en el desarrollo de los pozos. Este debe ser lo suficientemente bajo para que sea económicamente factible y competitivo con otras tecnologías de generación de energía renovable. Sin embargo, la mayoría de los estudios, no tienen en cuenta los costos financieros de emplear tecnologías de generación de energía alternativa que resultan en contaminación del aire, contaminación ambiental, efectos en los paisajes locales, y otras externalidades negativas. Los proyectos AGS tienen pocas o ninguna externalidad negativa en comparación con todas las demás fuentes de suministro de energía, lo que aumenta la viabilidad económica de la tecnología y la posibilidad de aceptación pública.

Debido a sus ventajas comerciales inherentes, como su escalabilidad masiva, la ausencia de uso de agua, la ausencia de fracking, la ausencia de sismicidad inducida, la falta de corrosión/erosión/descamación, la falta de eliminación de fluidos y el impacto ambiental mínimo, los sistemas geotérmicos de circuito cerrado, también conocidos como intercambiadores de calor de pozo, se han estudiado durante muchos años. El desarrollo de un sistema completo de circuito cerrado reduce el peligro de la exploración al buscar regiones geológicas poco comunes con altas temperaturas y grandes capacidades de flujo. Como resultado, este tipo de tecnología tiene el potencial de expandirse internacionalmente y

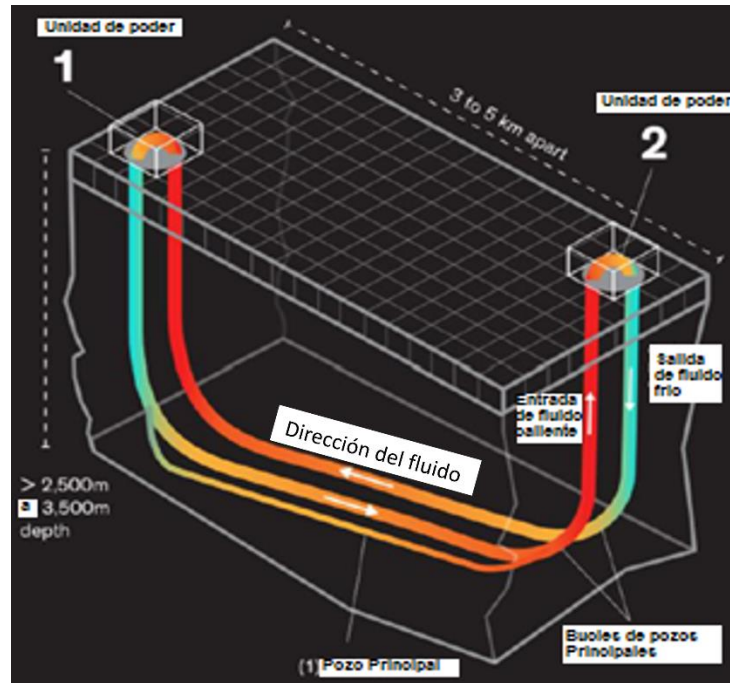
acceder a nuevos mercados. Es necesario eliminar varios obstáculos tecnológicos y financieros significativos, dentro de los cuales se pueden mencionar:

- La capacidad de la roca para transmitir calor es limitada. Los sistemas de circuito cerrado solo extraen calor mediante transferencia de calor por conducción, que es un proceso físico lento, a diferencia de la geotermia clásica, que utiliza transferencia de calor por convección y genera salmuera caliente.
- Gastos de perforación, completamiento e instalación de facilidades de superficie y plantas de transmisión de energía. La mayor parte del gasto de un sistema de circuito cerrado está en las fases de perforación y el completamiento. La transferencia de calor puramente conductiva produce menos energía por longitud efectiva del pozo que los sistemas abiertos convencionales, lo que dificulta la eficiencia del capital (\$/KW de capacidad).
- Agotamiento. Mantener la producción de energía durante un período de tiempo económicamente viable (más de 30 años), para determinar la viabilidad del proyecto y mitigar las pérdidas de calor en el pozo.

Como se observa en la figura 43, se ha utilizado una estrategia de tubo concéntrico como base para varios dispositivos de circuito cerrado. Estos diseños deben superar las dificultades antes mencionadas centrándose en formaciones muy profundas y calientes para que sean económicamente viables debido a la corta longitud de perforación horizontal en contacto con la roca caliente se prueba un sistema de circuito cerrado llamado "Eavor-Loop<sup>TM</sup>" que aborda los problemas antes mencionados.

**Figura 43**

*Esquema general de la tecnología Eavor-loop™*



Tomado de van Wees, J. D. (2021). draft Eavor Loop Audit Report.

- Pozos con varios lados. La cantidad de roca recolectada para la producción de calor aumenta gracias a las multilaterales. El sistema comercial Eavor-Loop™ emplea más de 10 multilaterales para proporcionar una salida de energía que es 10 veces mayor que la de un solo lateral. Dado que los gastos fijos (pozos verticales, acceso, tierra, etc.) están dispersos en múltiples laterales de minería de energía, la perforación de multilaterales es fundamentalmente menos costosa. En comparación, las ideas anteriores de tubos concéntricos tienen solo alrededor de 500 m de pozo en contacto con roca caliente en un Eavor-Loop™ típico.
- Terminaciones en varios frentes. Similar al procedimiento geotérmico o de petróleo y gas típico, las partes verticales del Eavor-Loop™ están revestidas y cementadas.

Las porciones multilaterales horizontales, por otro lado, se perforan y se acaban de una manera especial utilizando un agente de fraguado químico y un fluido de trabajo especialmente diseñado que incluye reactivos. Se evita el uso de conectores y revestimientos multilaterales costosos.

- Uso de tecnología de perforación que se utilizó anteriormente en la industria del esquisto de América del Norte. Debido a los avances tecnológicos y los procesos de estilo de fabricación de la industria del esquisto de América del Norte, las tasas de perforación han crecido más del 50 % en los últimos años.
- Estandarización. Eavor-Loop™ ha sido creado específicamente para ser estandarizado, repetible, consistente y capaz de beneficiarse de economías de escala y aumentos de eficiencia incrementales. Además, a diferencia de la energía nuclear, hidráulica o geotérmica convencional, la energía eólica y solar se basan en la producción y el despliegue de estilo de fabricación para reducir los precios durante los últimos diez años.
- Fluidos mejorados. Mediante el uso de aditivos y fluidos de trabajo innovadores, se puede aumentar la eficiencia termodinámica y mecánica.

-

### **2.4.1. Revisión de antecedentes de proyectos AGS**

#### **2.4.1.1. Eavor loop Lite en Alberta, Canadá**

Al oeste de Sylvan Lake, cerca de la comunidad de Rocky Mountain House, Alberta, Canadá, es donde se ubica el proyecto. El pozo está ubicado 18 km, al suroeste de la ciudad de Eckville, Alberta, en un sitio de petróleo y gas inactivo existente. La formación Rock Creek, una arenisca de grano fino en una región con un gradiente geotérmico típico de cuenca

sedimentaria de  $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$ , es la formación objetivo. Se prevé que la temperatura del fondo del pozo alcance los  $78^{\circ}\text{C}$ , ya que Rock Creek entre las ubicaciones promedia 2400 m TVD.

Como se evidencia en la figura 44, se dispuso una tubería de revestimiento intermedia de 177,8 mm en un ángulo de  $90^{\circ}$  en la formación Rock Creek y se instala una tubería de revestimiento de superficie de 244,5 mm debajo del agua subterránea. Después de una breve sección de expansión, los laterales horizontales se perforaron con una broca de 156 mm y se espaciaron a 50 metros de distancia.

#### Figura 44

*Diseño esquemático de la demostración de Eavor loop Lite.*



Tomado de van Wees, J. D. (2021). draft Eavor Loop Audit Report.

Las facilidades del sitio del pozo de salida incluyen una bomba centrífuga, un enfriador aéreo, un sistema de tratamiento de sólidos y un tanque de almacenamiento de agua. El agua calentada del pozo de salida ingresa a un tanque de almacenamiento de agua para eliminar partículas y controlar las variaciones de volumen debidas al material del subsuelo incorporado y expansión térmica del fluido. La temperatura del agua de salida se controla

mediante un variador de frecuencia en el motor del ventilador, que hace circular el agua mediante un termosifón o una bomba centrífuga y esta se climatiza en un enfriador aéreo de tiro forzado. El agua entra por un conducto oculto antes de regresar al pozo de entrada para ser calentada nuevamente e inyectada en profundidad. Para llenar el circuito, el agua se transporta inicialmente en camiones al tanque de almacenamiento de agua, donde es tratada con inhibidores de corrosión y otros productos químicos. Cuando la bomba de circulación está funcionando en modo de bombeo, la cabeza hidrostática provocada por el nivel de agua del tanque también determina la presión en la entrada de la bomba.

Un medidor de flujo magnético ubicado aguas abajo del pozo de salida mide el caudal de agua a través de este sistema de circuito cerrado y una válvula de control principal lo regula. El diferencial de densidad entre el agua más caliente (densidad más baja) que regresa del pozo de salida y el agua más fría (densidad más alta) que va al pozo de entrada provoca un efecto de termosifón. En el modo de termosifón, la bomba se desvía y se apaga. El caudal del termosifón se establece mediante la válvula de control principal ubicadas aguas abajo del pozo de salida.

Hay varios transmisores para medir la temperatura y la presión en la entrada de la tubería, el pozo de entrada y el pozo de salida. Para detectar cualquier pérdida o ganancia de agua a través del sistema de circuito cerrado, se utilizan medidores de flujo en los pozos de entrada y salida, así como transmisores de nivel de radar redundantes en el tanque de almacenamiento de agua. Estos datos se utilizan para calcular la cantidad de agua que se pierde o gana por la formación del subsuelo.

Se instaló el revestimiento intermedio y luego se cementó, y tanto los pozos de entrada como los de salida se sometieron a un giroscopio hasta su rechazo. Para calibrar las

trayectorias absolutas y reducir el error, estos datos se comparan con las lecturas de MWD (Measurement While Drilling, por sus siglas en inglés), permite que las mediciones se envíen a la superficie de forma continua mientras se perfora el pozo. Después de eso, hasta las operaciones de alcance, los laterales horizontales se perforan utilizando equipo MWD normal. Los pozos se diseñaron para formar una "conexión en Y" de modo que, en lugar de colisionar directamente, el pozo objeto y el pozo objetivo convergen progresivamente. Para reducir la turbulencia innecesaria. El proceso de empalme de ambos pozos fue exitoso. El 11 de septiembre de 2019, la segunda intersección ocurrió a 3783,11 m (MD). Se desarrollaron y pusieron en práctica una variedad de estrategias correctivas y de optimización útiles.

#### **2.4.1.2. Geretsried, Alemania.**

La exploración e investigación geotérmica se han centrado en la ubicación de Geretsried en Alemania durante más de una década. Como se observa en la figura 45, la información recopilada para la exploración geotérmica en el pozo Geretsried North 1, 30 km al sur de Munich, por Enex Power Germany GmbH (Enex) y el Instituto Leibniz de Geofísica Aplicada (LIAG) de 2013 a 2021 ha sido invaluable para la industria geotérmica y ha hecho posibles nuevas tecnologías como el Eavor-Loop™.

**Figura 45**

*Localización del sitio del proyecto AGS.*



Tomado de van Wees, J. D. (2021). draft Eavor Loop Audit Report.

Eavor-Loops™ generalmente se puede usar en una variedad de entornos subterráneos y superficiales en todo el mundo. La tecnología Eavor-Loop™ puede comercializarse gracias a la formación Malm en Geretsried. Las porciones abiertas del pozo se pueden sellar con la exclusiva tecnología Rock-Pipe™ de Eavor en condiciones óptimas que incluyen una porosidad y permeabilidad de matriz extremadamente bajas junto con una fractura mínima. Se utilizan dos pozos desviados colocados en cada diseño sedimentario Eavor-Loop™ para colocarlos en la misma ubicación de la superficie. Luego se alcanza la formación objetivo mediante la perforación de ambos pozos a una profundidad de 4350 a 4700 m TVD (profundidad vertical verdadera). Para prepararse para la porción de pozo abierto horizontal,

la tubería de revestimiento final debe colocarse en un ángulo de 90°. El siguiente paso es perforar 12 tramos horizontales desde cada orificio principal, intersecándolos en los extremos de los laterales. Los laterales están apilados verticalmente porque el pozo de entrada está excavado a una profundidad vertical verdadera ligeramente más baja que el pozo vertical de salida. Un Eavor Loop™ se define como los 12 bucles vinculados horizontalmente de dos pozos.

El Proyecto en la Fase 1 utilizó 4 EavorLoops™ para producir un estimado de 8 MWe y 60 MWth, evitando alrededor de 42,000 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes al año. La licencia de exploración de Wolfratshausen se ampliará como parte del futuro desarrollo comercial de EavorLoop™ en Geretsried para crear cantidades considerables de energía verde en Europa y lanzar Eavor-Loop™ como una nueva categoría de energía.

En general, la implementación de Eavor-Loop™ tiene la capacidad de ocurrir en una amplia gama de entornos geológicos. Mediante el uso de la tecnología Eavor-Loop™, se han identificado tipos de rocas globales de los dominios metamórfico, ígneo y sedimentario como posibles candidatos para la extracción de calor.

Las condiciones geológicas óptimas serían baja porosidad/permeabilidad, espesores >15 m (no adecuados para la aplicación de roca dura), conductividad térmica >2,5 W/mK, temperaturas del yacimiento >100 °C y una competencia geomecánica de buena a excelente. Sin embargo, un fuerte gradiente geotérmico puede contrarrestar la menor transferencia de calor en rocas de baja conductividad térmica. Por ejemplo, una roca caliza con una conductividad térmica de 3,0 W/mK y una temperatura del depósito de 155 °C producirá la misma cantidad de calor que una arenisca con una conductividad térmica alta de 4,6 W/mK y una temperatura del depósito de 125 °C.

La cuenca del antepaís alpino del norte, a veces denominada cuenca Molasse, es donde se encuentra la ubicación de Geretsried. Con los depósitos de carbonato cada vez más profundos y calientes a medida que se acercan a los Alpes, esta cuenca de inmersión del sur ofrece un sistema geotérmico. Muchas operaciones geotérmicas convencionales exitosas se han llevado a cabo en la cuenca Molasse, donde las fallas, fracturas, litofacies y biofacies de la Formación Malm del Jurásico Superior regulan la permeabilidad adecuada.

Según Mraz et al. (2019), este reservorio es candidato para el desarrollo hidrotermal mediante instalaciones geotérmicas en la región de Munich a temperaturas de hasta 130°C, profundidades entre 2-3 km y caudales de hasta 60 L/s. Debido al alto grado de diversidad que puede ocurrir en distancias muy cortas, como es el caso de muchas extensiones de recursos carbonatados, se requiere una caracterización geológica y geofísica exhaustiva. La Figura (45), muestra pozos de exploración geotérmicos secos e instalaciones hidrotérmicas convencionales exitosas en la cuenca Bavarian Molasse.

El sitio de Eavor-Loop<sup>TM</sup> se ha desplegado con éxito en arenisca de callitarenita y litarenita de cuarzo, que tiene una temperatura de depósito baja (75 °C) y una conductividad térmica comparativamente alta de 4,64 W/mK. El sitio de Geretsried es una plataforma calcárea y dolomítica de carbonato con conductividades térmicas que varían entre 2,9 y 3,9 W/mK, lo que lo hace geológicamente bastante distinto de la ubicación de Eavor-Loop<sup>TM</sup>.

Se tomaron numerosas mediciones de temperatura durante el curso del desarrollo del proyecto Geretsried, incluidas las tomadas durante la perforación, en pozos abiertos y, más recientemente, el 26 de mayo de 2020, durante un registro de temperatura estática de 3 años. Según los resultados del registro de temperatura estática, la temperatura de la superficie terrestre es de 10 °C con un gradiente geotérmico de 31,98 °C/km. Este registro de

temperatura estática contiene lecturas reales de 148,8 °C a 4340 m TVD (4480 m MD). Esto corresponde a la profundidad máxima de revestimiento de 7" de la Formación Purbeck inmediatamente por encima del Malm.

### 3. Energía geotérmica en Colombia

Uno de los tipos de energía renovable más antiguos y adaptables es la energía geotérmica (Moreno-Rendón et al., 2020). Según el rango de entalpía que presenta el fluido hidrotermal, esta energía se clasifica como el calor proveniente del corazón de la Tierra. A su vez, se ve afectado por las fracciones de vapor que componen la fase gaseosa (Kagel et al., 2005). Tanto la emanación primaria producida por la creación del planeta como la descomposición radiogénica de los materiales en la corteza superior crean calor de forma natural (Akrami et al., 2017). Sin embargo, los procesos geológicos pueden dar como resultado recursos geotérmicos anómalos de alta temperatura a profundidades más someras, a pesar de que el calor viaja naturalmente desde la profundidad a la superficie en todas partes de la Tierra (Grasby et al., 2011).

El Cinturón de Fuego del Pacífico, una región donde el gradiente natural de temperatura del subsuelo es inusualmente alto cerca de la superficie, hace de Colombia un caso excepcional debido a su ubicación geográfica favorable y geología favorable, es evidente en la actividad volcánica actual. El país utiliza principalmente generación hidroeléctrica y termoeléctrica para satisfacer sus necesidades de energía eléctrica (Hoyos et al., 2017). Sin embargo, no toda la energía es renovable, ya que el 18% del consumo en el sector económico-energético fue cubierto por el carbón, entre diciembre de 2010 y enero de 2020 (Kholod et al., 2020).

A pesar de esta recaída, el carbón todavía tiene efectos nocivos en el medio ambiente para los humanos, como la liberación de contaminantes debido a su toxicidad. En consecuencia, es importante implementar políticas estatales enfocadas al desarrollo de

fuentes de energía no convencionales y aprovechar el alto potencial de otros recursos energéticos, distintos a la hidroelectricidad (Marzolf., 2014).

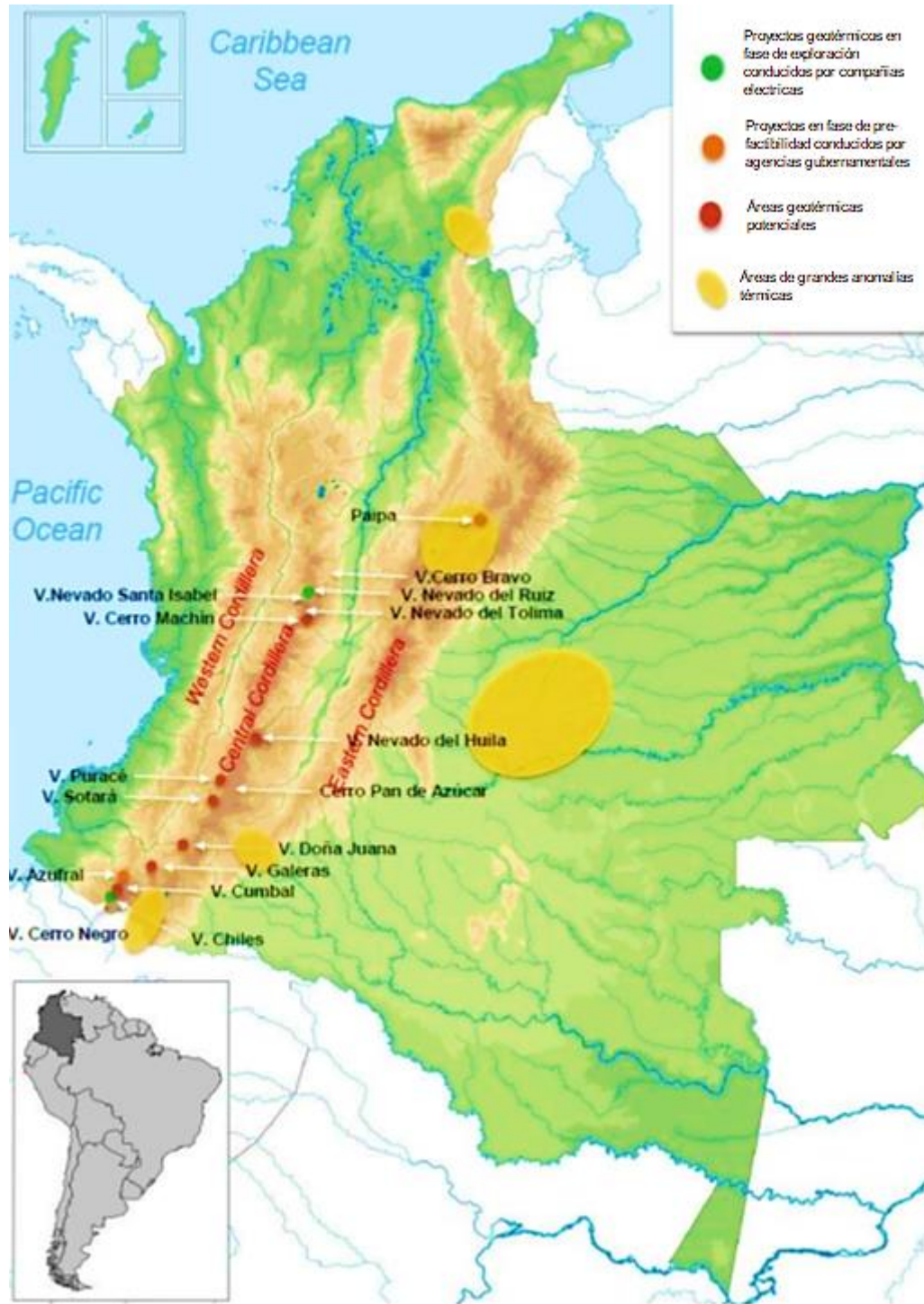
Los principales sistemas geotérmicos de la nación se encuentran en la Zona Andina y en el suroeste del país, y tienen niveles de entalpía que van de bajos a altos (Thayer., 1981). Tanto Dabeiba (Risaralda) como las termas de Santa Rosa de Cabal tienen importantes manifestaciones superficiales (Díaz., 2019).

Aproximadamente el 70% de la electricidad de Colombia proviene de centrales hidroeléctricas, el 29% de combustibles fósiles (carbón, diésel, fuel oil y centrales eléctricas a gas) y el 1% de otras fuentes (biomasa, eólica y solar), según a un informe de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME., 2016). Estas estadísticas resaltan la gran dependencia de Colombia de las plantas hidroeléctricas, cuyas condiciones y generación de electricidad están determinadas por el clima y cuyo entorno es altamente vulnerable. En Colombia, una parte considerable de la electricidad todavía se produce con combustibles fósiles, y casi nada de ella se produce con fuentes de energía renovables (UPME., 2016).

La subducción de la placa tectónica de Nazca debajo de la placa sudamericana provoca actividad volcánica en Colombia. Las cordilleras central y occidental del país exhiben importantes niveles de actividad volcánica e hidrotermal como resultado de este fenómeno, que produce electricidad geotérmica. Como se evidencia en la figura 46, las zonas geotérmicas de Paipa, el sistema volcánico Chiles-Cerro Negro y el Sistema Volcánico Nevado del Ruiz (NRV) han recibido la mayor atención de investigación en Colombia (Bertani., 2016).

**Figura 46**

*Áreas con potencial de desarrollo geotérmico en Colombia.*



Tomada de Moreno-Rendón, D. A., López-Sánchez, I. J., & Blessent, D. (2020). Geothermal Energy in Colombia as of 2018. *Ingeniería y Universidad*, 24, 1-27.

Numerosos estudios realizados por organismos como la Universidad Nacional de Colombia, el grupo Empresas Públicas de Medellín (EPM), el Servicio Geológico Colombiano (SGC), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) e ISAGEN (antigua empresa estatal que desde 2016 se ha convertido en una subsidiaria del grupo canadiense Brookfield Asset Management) en Colombia, se publican desde 1968. Sin embargo, la nación no está haciendo uso activo de este recurso.

### **3.1. Proyectos geotérmicos en Colombia.**

#### **3.1.1. Volcanes Tufiño–Chiles–Cerro Negro.**

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), realizó en 1978 un estudio geológico regional y compiló una lista de manifestaciones térmicas en la región. Los parámetros geovolcánicos e hidrogeoquímicos del área Tufiño-Chiles-Cerro Negro en Ecuador fueron descubiertos en 1979 como propicios para la presencia de sistemas geotérmicos, cuando OLADE realizó un estudio de identificación geotérmica (Coviello., 2000).

En 1982, OLADE elaboró un estudio sobre la utilización de los recursos geotérmicos del área de Tufiño, que sirvió como la primera fase de un estudio de prefactibilidad para esta región. En este estudio, se identificaron anomalías térmicas regionales potenciales y se sugirieron modelos geotérmicos para el complejo volcánico Tufiño-Chiles-Cerro Negro (Moreno-Rendón et al., 2020).

Los sistemas volcánicos Chiles-Cerro Negro, Cumbal y Nasate fueron examinados por sus fuentes termales, alteración hidrotermal, estructuras, hidrología, geoquímica y clasificación del agua en el informe de prefactibilidad preliminar Fase I de ICEL, que se publicó en 1983 (Lozano & Cruz., 1983). El informe también presentó un posible esquema de sistema geotérmico. El mismo año, OLADE en colaboración con INECEL, ICEL y Geotérmica Italiana realizó una ponencia sobre volcanismo cuaternario y, en particular, la sucesión estratigráfica del complejo volcánico Chiles-Cerro Negro (Chancusing et al., 2017).

La Agencia Consultora Aquater presentó un estudio de prefactibilidad en 1987. Esta investigación identificó dos horizontes potenciales de producción de fluidos geotérmicos: un reservorio profundo con una profundidad de alrededor de 2000 m y temperaturas superiores a 200 °C, y un reservorio poco profundo con una profundidad de 500– 1000 m y temperaturas alrededor de 150 °C (Moreno-Rendón et al., 2020).

Este proyecto geotérmico multinacional fue suspendido debido al impacto de las políticas gubernamentales en materia de energía durante 20 años, de 1990 a 2009. El proyecto se reinició en 2009 (Chancusing et al., 2017). HIGGECO Cía. Ltda. perforó el primer, designado como PGT-1, alcanzando una profundidad de 554,30 m.

Los gobiernos de Ecuador y Colombia llegaron a un acuerdo binacional en julio de 2010 para utilizar la energía geotérmica para producir energía. Con el fin de llevar a cabo los estudios de prefactibilidad del proyecto geotérmico trinacional Tufio-Chiles-Cerro Negro, ISAGEN y la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) firmaron un convenio específico de colaboración técnica como parte de la implementación de este convenio en 2012. Un total de 49000 hectáreas serían utilizadas para el desarrollo del proyecto, con una capacidad de generación proyectada de 138 MW (Moreno-Rendón et al., 2020).

Un documento que incluye mapas geológicos a escala 1:10.000, detalles sobre modificaciones hidrotermales y datos estructurales de la región fue publicado en 2015 por ISAGEN y CELEC. Adicionalmente, se realizaron 10 mediciones de datos radiométricos por parte de ISAGEN y CELEC, y se implementaron registros de pozo en PGT-1. Este estudio señala que debido a que la gente en el territorio colombiano no aprobó estas investigaciones, no se realizaron estudios geofísicos para caracterizar el reservorio (García & Sánchez., 2019).

Con base en la extracción de datos y validaciones en campo (Bocanegra & Sánchez., 2017) se trazaron las fallas descubiertas en la región de interés para el proyecto geotérmico binacional. La alteración hidrotermal del pozo PGT-1 fue descrita por Chancusig en el mismo año, y la mineralogía y los hallazgos respaldaron el modelo geotérmico conceptual presentado en 1988.

Las empresas ISAGEN y CELEC lideran un proyecto binacional para generar electricidad a partir de energía geotérmica del volcán Tufio-Chiles-Cerro Negro. Este proyecto se encuentra ahora en la etapa de prefactibilidad. Sin embargo, ante la venta de la participación de Colombia en ISAGEN y el hecho de que el proyecto se rige por un acuerdo bilateral, ISAGEN solicitó en su informe de gestión de crecimiento de 2016 que el Ministerio de Minas y Energía nombrara una agencia gubernamental diferente para mantener el proyecto geotérmico binacional y con el que coordinarían cualquier inversión. Esta propuesta exacerbó algunos de los problemas que se han planteado en relación con las comunidades afectadas y obstruye el crecimiento planificado del proyecto geotérmico trinacional Tufio-Chiles-Cerro Negro (Moreno-Rendón et al., 2020).

### 3.1.2. Volcán Azufral

La evaluación de OLADE sobre los recursos geotérmicos de Colombia, que clasificó el área geotérmica del volcán Azufral como de alta prioridad para la construcción potencial de un proyecto geotérmico, despertó el interés en la región en 1982 (Santacroce., 1981). Desde este año, la SGC ha creado y financiado una serie de investigaciones con el objetivo de conocer el potencial geotérmico de esta región. Se realizaron estudios sobre la actividad del volcán Azufral y su desarrollo petrológico, vulcanológico, geoquímico, proporcionó un primer Informe de Visita y Reconocimiento sobre la prefactibilidad geotérmica del volcán Azufral (como Fase 1) (Cortés & Calvache., 1997). Numerosas investigaciones sobre la geología, estratigrafía, productos piroclásticos y depósitos volcánicos del volcán Azufral se realizaron entre 1997 y 2002 (González et al., 2002), además de un análisis geoquímico del sistema geotérmico del volcán Azufral (Alfaro., 2001).

Los datos gravimétricos, magnetométricos, geoelectrónicos y sísmicos fueron recolectados en una serie de experimentos de campo entre 2005 y 2007 y documentados en el proyecto de Exploración de Aguas Subterráneas de la SGC en alianza con la Universidad Nacional de Colombia. Algunos de estos estudios incluyen Magnetometría Aplicada a la Exploración de Aguas Subterráneas en Nario (Vásquez., 2007), Estudio Gravimétrico de la Cuenca Hidrogeológica del Valle Guachucal-Azufral, Nario y las tierras altas de Nario (Ponce., 2013), Esquema Estructural para la Exploración Hidrogeológica en el Nario tierras altas, la Interpretación de la Información Geoquímica de Afloramientos Térmicos en Colombia, entre otros (Aguirre & Barragán., 2006).

Al identificar las zonas de alteración hidrotermal, (Carvajal et al). Produjo el primer modelo geotérmico del volcán Azufral. Este modelo mostró un sistema geotérmico maduro de alta temperatura ( $>250\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) con una fuente de calor magmático limitada que se encontraba principalmente al este del volcán. Estos hallazgos apoyaron un modelo geoquímico basado en la ubicación y descripción de las expresiones térmicas y fumarólicas del volcán Azufral (Carvajal et al., 2008).

Se descubrió una región con gradientes geotérmicos que van desde  $120\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$  hasta  $250\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ , así como litologías de baja densidad que probablemente favorecen la existencia de fluidos calientes. Este descubrimiento sugirió que la región bajo la influencia del volcán Azufral puede incluir una zona geotérmica con una temperatura media a alta. Un modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Azufral se publicó en 2015 y se basó en la síntesis de investigaciones anteriores que incorporaron datos sísmicos del programa para monitorear la actividad volcánica (Ponce., 2013). Este estudio llegó a la conclusión de que la actividad actual del volcán Azufral está dominada por un sistema geotérmico de alta temperatura, con una temperatura cercana a los  $225^{\circ}\text{C}$ . Las fallas y sus cruces controlan principalmente las manifestaciones térmicas y las modificaciones superficiales hidrotermales. Es posible que el depósito geotérmico tenga una profundidad de 2 a 2.5 kilómetros. Las fallas con una dirección NW-SE benefician las zonas de descarga al mover el fluido desde el núcleo del edificio volcánico de 6 a 8 km hacia el este, donde se acumula. Finalmente, los científicos señalaron que a lo largo de su ascenso, el agua superficial hace una contribución significativa al fluido geotérmico (Ponce., 2013).

Un proyecto en la región geotérmica del volcán Azufral se encuentra en fase de prefactibilidad, según el SGC en RENAG 2017 (Alfaro., 2001). Geología, gravimetría,

magnetometría, geología estructural, sondeos de temperatura, modelado magnetoteléurico 2D y 3D y geoquímica del agua son las áreas de investigación en las que se ha trabajado anteriormente. Se informó que ahora se trabaja en modelos geológicos y conceptuales en 3D, así como en investigaciones sobre gas difuso (Radón), geoquímica de gases y el mapeo del área geotérmica. Se prevé que el SGC termine el modelo geológico 3D, el mapeo de la región geotérmica y las investigaciones de geoquímica de gas para 2018 (Alfaro., 2001).

### 3.1.3. Área geotérmica de Paipa.

La región de Paipa fue identificada como de potencial geotérmico de prioridad media a alta en el estudio de OLADE de 1982 sobre la identificación de los recursos geotérmicos de Colombia. Esto se debió principalmente a la edad de 2,5 millones de años de la región, la presencia de anillos volcánicos con depósitos piroclásticos, el fenómeno de alteración hidrotermal y la presencia de rocas de composición riolítica. La composición química de las aguas termales también se clasificó en este estudio (Santacroce., 1981).

El Japan Consulting Institute fue comisionado por ICEL en 1983 para llevar a cabo una evaluación de factibilidad preliminar para el desarrollo de una planta geotérmica en Boyacá. Aunque ciertos yacimientos geotérmicos pueden ser viables para el desarrollo, este estudio llegó a la conclusión de que era necesaria una mayor investigación (González-Idárraga., 2020).

Los sistemas geotérmicos son fuentes de calor causadas por intrusión magmática dentro de una secuencia sedimentaria, reservorios con porosidad primaria en formación sedimentaria (Uñe), reservorios someros con permeabilidad secundaria en rocas fracturadas, capas de sello de arcilla (Grupo Churuvita), zonas de recarga de permeabilidad primaria y

zonas de descarga. También se utilizaron geotermómetros alcalinos para determinar una temperatura del yacimiento superior a 200 °C (Bertrami et al., 1992).

La composición química e isotópica de las fases acuosa y gaseosa de los afloramientos termales locales sugirieron la existencia de un sistema geotérmico de alta temperatura en la región de Paipa. Desde 2002, SGC (anteriormente INGEOMINAS) ha realizado una serie de investigaciones para conocer más sobre el sistema geotérmico en la región de Paipa (Bertrami et al., 1992).

Con base en la integración de estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos previos, se desarrolló un modelo geotérmico conceptual preliminar y llegó a la conclusión de que la fuente de calor de la región de Paipa es magmática, tiene una edad de menos de 2,5 a 2,1 millones de años y está conectada al volcán Paipa (Alfaro., 2005). Según el estudio, lo más probable es que el embalse esté situado dentro de una caldera de 3 km de diámetro y que fue creada por el volcán Paipa. Es probable que esta caldera esté rodeada por regiones que han sido rotas por el ascenso de magma y/o agua. También es probable que esté relacionado con fallas normales como Paipa-Iza y Cerro Plateado. La región de descarga está estructuralmente restringida, concluyeron los científicos, especialmente en la sección ITP-Laceros (Alfaro., 2005).

Recientemente se han realizado estudios sobre resistividad, geofísica, gravimetría y magnetometría (Rojas Ruiz., 2016), y podrían combinarse y usarse para ayudar a actualizar el modelo geotérmico actual. El grupo de Exploración de Recursos Geotérmicos revisó el modelo conceptual geotérmico del área geotérmica de Paipa durante un simposio organizado por el SGC en 2016 para conmemorar los 100 años de producción científica (Alfaro et al., 2017).

La prefactibilidad es la etapa actual del proyecto en la región geotérmica de Paipa. Geología, gravimetría, magnetometría, geología estructural, sondeo de temperatura, modelado magnetotelúrico 2D y 3D, geoquímica del agua, modelado geológico 3D y modelado conceptual son las áreas de investigación en las que se ha trabajado anteriormente. El SGC también indicó que han avanzado en el mapeo del área geotérmica, así como en la geoquímica de gases y gases difusos (Radón). De acuerdo con los trabajos de socialización realizados en el área de influencia, la SGC tiene previsto realizar dos sondeos, cada uno de los cuales tendrá una profundidad de 500 m, en quebradas profundas y caminos salitreros (Marzolf, 2014).

#### **3.1.4. Otras áreas geotérmicas potenciales.**

Otras regiones de Colombia que se consideran potencialmente aptas para el desarrollo de proyectos de generación de energía geotérmica incluyen el área del volcán San Diego, el volcán Cerro machín, el área de Santa Rosa de Cabal en el departamento de Risaralda, el área del volcán Galeras, Cumbal y Puracé, entre otros, según un estudio realizado por OLADE en 1982 y el plan de investigación geotérmica creado por la SGC. Con excepción de la región del volcán San Diego, que se encuentra en etapa de prefactibilidad temprana, la mayoría de estos proyectos se encuentran en etapa exploratoria. La SGC es la organización que supervisa la mayoría de los proyectos de recursos geotérmicos en las fases de exploración y reconocimiento de Colombia (Santacroce., 1981).

### **3.2. Proyecto geotérmico colombiano de interés: volcán Nevado del Ruiz (área geotérmica Nereidas).**

En 1968, el complejo volcánico Nevado del Ruiz tuvo su primera investigación geotérmica, la cual fue realizada por la firma italiana Ente Nazionale per la Energia Elettrica (ENEL) en cooperación con la CHEC. Para determinar si existen circunstancias propicias para la circulación de fluidos que puedan ser empleados en la producción de electricidad, se detallaron las características litológico-estratigráficas, la vulcanología, los eventos estructurales y el sistema hidrogeológico (Moreno-Rendón et al., 2020).

El complejo volcánico Nevado del Ruiz fue objeto de un estudio de prefactibilidad realizado por la CHEC en 1983, del cual se dedujeron hallazgos específicos sobre los inicios y desarrollo del sistema hidrotermal conectado al volcán. Además, se determinaron las características del sistema hidrotermal, incluyendo pH, conductividad, temperatura, entre otras (Moreno-Rendón et al., 2020).

En el talud occidental de la NRV, GEOANDINA S.A. (GESA) excavó el único pozo geotérmico de exploración en Colombia (Nereidas 1) en 1997. El pozo atravesó siete estratos litológicos alterados hidrotermalmente y alcanzó una profundidad máxima de 1469 metros. A pesar de que la temperatura del fondo del pozo era de solo aproximadamente 200 °C, la presencia de una epidota en el basamento indicó temperaturas que superaban los 250 °C, razón por la cual la investigación sugirió un reservorio geotérmico con temperaturas más altas (Monsalve et al., 1998).

El primer mapa geotérmico de Colombia fue elaborado por INGEOMINAS en el año 2000 y muestra la temperatura interpolada a una profundidad de 3 km, que se considera una

profundidad razonable en términos de gastos de perforación para la construcción de proyectos geotérmicos profundos (Moreno-Rendón et al., 2020).

Más recientemente, entre 2010 y 2014, ISAGEN, la SGC, CHEC, la Universidad Nacional de Colombia y el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (COLCIENCIAS) realizaron investigaciones sobre los recursos geotérmicos del complejo volcánico Nevado del Ruiz. Se usaron análisis petrográficos, difracción de rayos X y la relación de isótopos estables en fluidos térmicos para describir los cambios hidrotermales en el lado noroeste del NRV (Forero-Herrera., 2012). Se investigó la geología estructural que rodea al NRV incluyó datos de cálculos de campos de tensión, estrías de fallas, características morfológicas tectónicas e imágenes aéreas (Mejía et al., 2012). En este estudio se consideró que los controles estructurales de la región fueron los que generaron la actividad hidrotermal al oeste de la NRV. Se usaron investigaciones petrográficas, microestructurales químicas de minerales y geoquímica de rocas para crear un modelo del desarrollo geoquímico y térmico del volcán (Rayo-Rocha., 2012). Se realizó un estudio de la susceptibilidad magnética, la conductividad eléctrica y térmica del sistema volcánico Nevado del Ruiz basado en datos geofísicos, incluidos datos geoeléctricos, magnetométricos, magnetotelúricos, y registros de pozos en el mismo año (Rojas-Sarmiento., 2012). Con el fin de identificar las regiones de alta conductividad eléctrica conectadas a temperaturas anormales, que son de gran importancia para la energía geotérmica, se llevó a cabo una investigación magnetotelúrica en el sector norte de la NRV (Moreno-Rendón et al., 2020).

La investigación más reciente en el complejo volcánico Ruiz involucró la perforación de tres pozos de exploración en 2011 a profundidades que varían de 174 a 300 metros (Mejía et al., 2012). Estos autores también desarrollaron un modelo geotérmico conceptual y

propusieron cinco sitios de pozos exploratorios adicionales, con profundidades que oscilan entre 1,7 y 2,7 km. La perforación de pozos, la evaluación del yacimiento, la planificación del campo y el diseño de una planta geotérmica fueron citados como pasos posteriores por estos autores. Se anticipó que la construcción y operación de una planta de 50 MW comenzaría en 2018 (Mejía et al., 2014).

Para evaluar el grado de incertidumbre del área, Se produjo un modelo geológico 3D del macizo volcánico Ruiz-Tolima. Como resultado, se adquirió una descripción más precisa de la geología del complejo volcánico, lo que se sumó al conocimiento ya conocido sobre esta región (González-García & Jessell., 2016).

Se evaluaron las características térmicas de las rocas y construyó un modelo numérico 2D de transferencia de calor y flujo de agua subterránea en un perfil geológico situado en la región noroeste del NRV para examinar el potencial geotérmico en el NRV (Vélez et al., 2018).

Seis zonas fueron propuestas como ubicaciones potenciales para pozos exploratorios en un área de proyecto geotérmico en el Valle de Nereidas por Ceballos y Ossa, con la asistencia de CHEC. Varias de estas ubicaciones fueron definidas por zonas de sintaxis tectónica de dilatación formadas entre dos fallas con movimientos opuestos, lo que dará como resultado zonas topográficas hundidas y fracturadas y estimulará el agua subterránea.

En el noroeste del VRN en 2018, se llevó a cabo un modelado 2D del flujo de agua subterránea y la transferencia de calor en un yacimiento geotérmico fracturado. Los hallazgos del estudio respaldan la idea de que la permeabilidad secundaria, que en su mayoría está representada por fallas geológicas locales y regionales, actúa como un conducto natural que

conecta la superficie con entornos geológicos profundos y es la causa de la actividad hidrotermal que se observa en la superficie (Moreno et al., 2018).

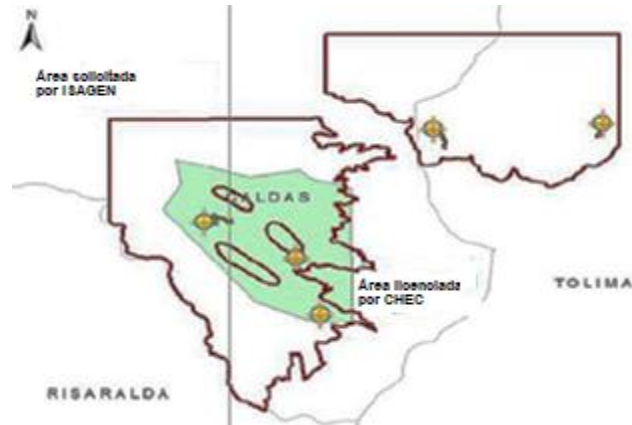
La Universidad de Medellín actualmente está involucrada en proyectos para definir y simular un reservorio geotérmico fracturado al noroeste de la NRV y para caracterizar aguas termales en la región Nereidas-Botero Londoó mediante estudios geoquímicos (Moreno et al., 2018).

Las empresas ISAGEN y CHEC se encuentran trabajando en dos proyectos que cuentan con estado de prefactibilidad para el desarrollo de la geotermia en la NRV. GESA, una división de CHEC, tiene una licencia ambiental para el proyecto geotérmico desde 1994. Esto ha permitido a GESA buscar un diseño de perforación profunda y evaluar el potencial en la región del Valle de Nereidas. En el macizo volcánico del Ruiz (áreas A y B), ISAGEN solicitó en febrero de 2014 una licencia ambiental para un proyecto de producción geotérmica de 50 MW. Sin embargo, CORPOCALDAS, la autoridad ambiental a cargo de este proyecto aún no ha emitido esta autorización (Moreno-Rendón et al., 2020).

En el Encuentro Nacional de Geotermia (RENAG) 2017, se enumeraron algunas dificultades que tuvo que enfrentar CORPOCALDAS al momento de analizar la licencia ambiental otorgada a CHEC y al otorgar la licencia ambiental a ISAGEN. Estas dificultades incluían el desconocimiento técnico y científico al interior de CORPOCALDAS respecto a la energía geotérmica y la superposición espacial de los proyectos presentados por ISAGEN y CHEC como se observa en la figura 47. Estos problemas fueron citados como obstáculos que frenan el desarrollo de los proyectos geotérmicos a cargo de estas corporaciones (Moreno-Rendón et al., 2020).

**Figura 47**

*Áreas con potencial de desarrollo geotérmico en Colombia.*



Tomada de Moreno-Rendón, D. A., López-Sánchez, I. J., & Blessent, D. (2020). Geothermal Energy in Colombia as of 2018. *Ingeniería y Universidad*, 24, 1-27.

Para avanzar en la experiencia en el Valle de Nereidas y diseñar y construir 3 pozos profundos de 2016 a 2018, CHEC creó una asociación con LAGEO, una empresa salvadoreña con experiencia sustancial en la construcción y operación de proyectos geotérmicos. Por otro lado, ISAGEN planeó desarrollar la planta geotérmica y evaluar el yacimiento mediante perforación exploratoria entre 2013 y 2017. Adicionalmente, entre 2017 y 2021, ISAGEN planea construir y operar la planta geotérmica. Sin embargo, para poder desarrollar adecuadamente el proyecto, la firma aún no cuenta con una licencia ambiental debido a los problemas antes mencionados (Moreno-Rendón et al., 2020).

La geología y la geoquímica del agua son los dominios de investigación donde se ha trabajado previamente para el Nevado del Ruiz, según las presentaciones del SGC en RENAG 2017 (Alfaro., 2017). También han progresado la gravimetría, la magnetometría, el modelado magnetotérmico 2D, el modelado geotérmico 2D, el modelado conceptual y el

mapeo de la región geotérmica. El SGC concluye señalando la necesidad de más investigación sobre geología estructural, sondeos de temperatura, modelos magnetotéluricos 3D, gases difusos y geoquímica de gases (radón). El SGC tenía la intención de comenzar o terminar su investigación magnetotélúrica, geoquímica de agua y gas además del mapeo de regiones geotérmicas en 2018 (Moreno-Rendón et al., 2020).

Esta región es la zona geotérmica más estudiada de Colombia debido al volumen y variedad de estudios que se han realizado desde 1968 para examinar el potencial y uso de los recursos geotérmicos en NRV.

Desde el 28 de abril de 2018, cuando ocurrió un deslizamiento de tierra en el túnel de derivación, creando un peligro considerable de inundación para los pueblos aguas abajo de la represa, el proyecto de desarrollo hidroeléctrico más grande y ambicioso de Colombia, Hidroituango, se encuentra en estado de emergencia. La EPM, que al igual que la CHEC es una división del grupo empresarial EPM, es la encargada y responsable de esta iniciativa. El grupo EPM ha recurrido a la venta de activos para asegurar su liquidez, reducir costos dentro de la organización empresarial y detener todas las nuevas inversiones en proyectos de generación eléctrica debido a las cuantiosas sumas de dinero que el grupo ha tenido que pagar en concepto de multas e indemnizaciones a la comunidad (Moreno-Rendón et al., 2020).

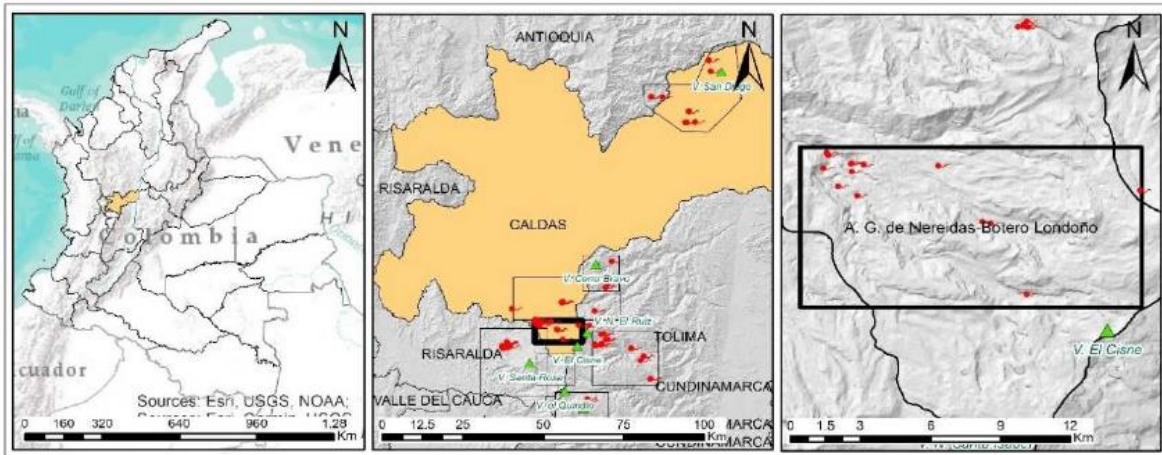
Por otro lado, los planes de inversión y la creación de nuevos proyectos de generación pueden verse afectados por la reciente venta de acciones de ISAGEN propiedad del gobierno colombiano. El avance del proyecto geotérmico en el volcán Nevado del Ruiz puede verse frenado por la situación actual de las dos corporaciones que han realizado las mayores inversiones en el mismo.

Además de lo anterior, el Área Geotérmica Nereidas-Botero Londoño se ubica al oeste del Volcán Nevado El Ruiz y al sur del departamento de Caldas. Está situado en la Placa 225 a una escala de 1:100.000 y se sugiere una región geotérmica de 107,24 km<sup>2</sup> como expansión del polígono.

Como se evidencia en la figura 48, la región comprende el Parque Nacional Natural Los Nevados y la parte oriental de la extensión del Páramo Los Nevados. Manizales y Villamaría en el norte, Chinchina y Santa Rosa de Cabal en el oeste y Manizales y Villamaría en el norte son las ciudades más cercanas. La región geotérmica tiene una temperatura promedio de 3 a 14 °C; la vecindad del Volcán Nevado del Ruiz tiene las temperaturas más bajas.

**Figura 48**

*Localización área geotérmica Nereidas-Botero Londoño.*



Tomada de Moreno-Rendón, D. A., López-Sánchez, I. J., & Blessent, D. (2020). Geothermal Energy in Colombia as of 2018. *Ingeniería y Universidad*, 24, 1-27.

En el departamento de Caldas, en las cuencas de los ríos Claro y Gualí, la quebrada Las Nereidas y Hojas Anchas, existen 14 fuentes termales en el área geotérmica al oeste del volcán Nevado El Ruiz. En cada uno de estos sectores predominan diferentes estructuras químicas del agua;

cloruro de sodio en los manantiales de Botero Londoño (Quebrada Nereidas, Hacienda El Plan, La Piscina, La Quinta) y Laguna Alta (1, 2 y 3); bicarbonato de sodio en el manantial Hacienda Termales Cascada; bicarbonato de calcio y magnesio en el manantial La Poa; bicarbonato de sodio y calcio en las Nereidas I y II; sulfato de calcio en el manantial de Guali y sulfato de sodio en el manantial de Chorronegro.

Los manantiales tienen temperaturas de descarga entre 27 y 95 °C, un rango de pH de 2.7 a 8.1 y un rango de conductividad eléctrica de 139 a 4900 S/cm (ficha geoquímica, Anexo 1). Los esquistos del Complejo Cajamarca y los depósitos cuaternarios suprayacentes, así como los depósitos de flujo volcánico en contacto con lavas andesíticas, flujos glaciares, depósitos de ignimbritas, depósitos piroclásticos y/o directamente con lavas andesíticas, están todos relacionados con la ocurrencia de estos manantiales. Las fallas Nereida y Río Claro, así como su intersección con las fallas Laguna Baja y Termales, pueden ser responsables de su ocurrencia.

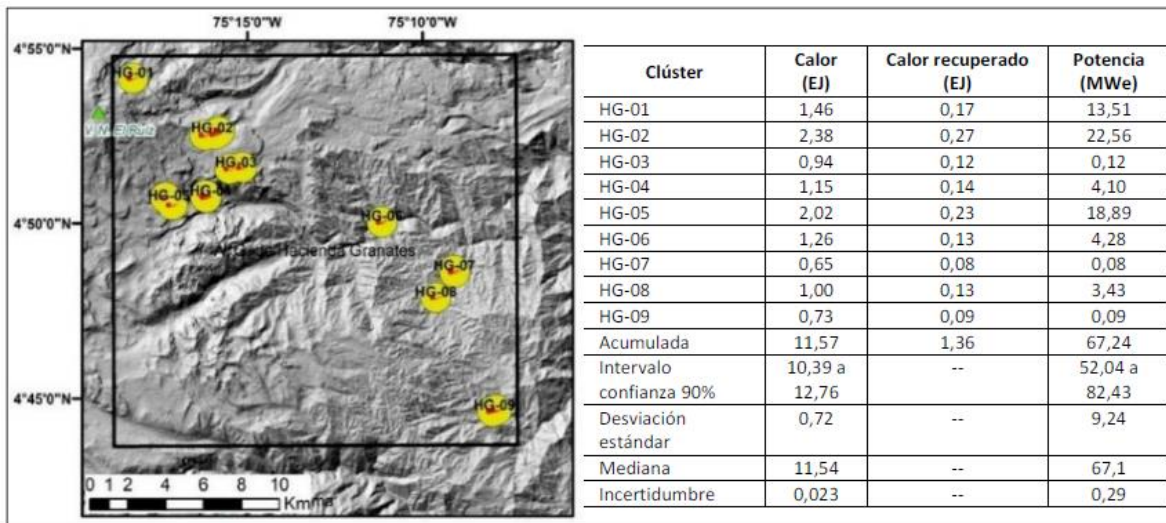
La geología se caracteriza por conjuntos de lavas del Volcán, conectadas a lavas más antiguas, lavas más recientes del Segundo Período Eruptivo, acopladas con depósitos de lava del Volcán, en el sector más oriental en el barrio de V. N. El Ruz y al noroeste de la región geotérmica. Plagioclasa y fenocristales máficos en una matriz afanítica son características de las lavas. Lavas y depósitos volcánicos abundan en el centro y oeste del área geotérmica. El Período Eruptivo PRE-Ruíz y el Primer Período Eruptivo Ruíz están representados por los

flujos de lava. Los depósitos están soportados en matriz, con piezas de piedra pómez de tamaño medio lapilli dispersas en una matriz de tamaño de ceniza medio a fino que se compone de cantidades variables de piedra pómez, lítica y cristales). Las lavas tienen una composición andesítica a dacítica (Martínez et al., 2014).

Como reservorios potenciales para esta área geotérmica, se sugieren rocas andesíticas del Primer Conjunto de Lava del Período Eruptivo de Ruz, andesíticas a dacíticas del Conjunto de Lava del Pre-Ruz, o rocas metamórficas del Conjunto de Lava del Pre-Ruz con base en los perfiles geológicos de la cartografía. dibujado a escalas de 1:25.000 y 1:100.000 de González (2001). Complejo en Cajamarca (Martínez et al., 2014).

**Figura 49**

*Clústeres tomados como base para el cálculo de potencial y tabla de calor almacenado y potencia eléctrica en el área geotérmica Hacienda Granates.*



Tomado de Moreno-Rendón, D. A., López-Sánchez, I. J., & Blessent, D. (2020). Geothermal Energy in Colombia as of 2018. *Ingeniería y Universidad*, 24, 1-27.

Como se muestra en la figura 49, la suma del potencial calculado para cinco grupos de manantiales, cuya extensión combinada es de 16,8 km<sup>2</sup>, se utilizó para determinar el potencial energético. La potencia se incrementó en 100,72 MWe y el calor almacenado en 12,19 EJ. Se cree que los nueve manantiales del grupo NB-01, incluidos Botero Londoño, Quebrada Nereidas, Hacienda El Plan, La Quinta, La Piscina, Hacienda Termal Cascada y Laguna Alta 1, 2 y 3 (72,27 MWe), tienen la máxima potencia eléctrica.

### 3.2.1. Proyecto geotérmico Nevado del Ruíz: Pozo Nereidas 1

El director del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) realizó una extensa investigación geotérmica regional en toda la región en la década de 1970. Estas investigaciones ayudaron a identificar posibles objetivos de producción de energía geotérmica. Complejo Volcánico Ruiz-Tolima era el nombre de una de estas localidades (Rebaño, 1974). El área Nereidas-Botero Londoño, en el flanco occidental del volcán Nevado del Ruiz, donde se perforó el pozo geotérmico exploratorio durante julio y agosto de 1997, fue una de las áreas más específicas del complejo que pudo ser estudiada gracias a los estudios de pre-factibilidad realizados por la Central Hidroeléctrica de Caldas - CHEC (1983).

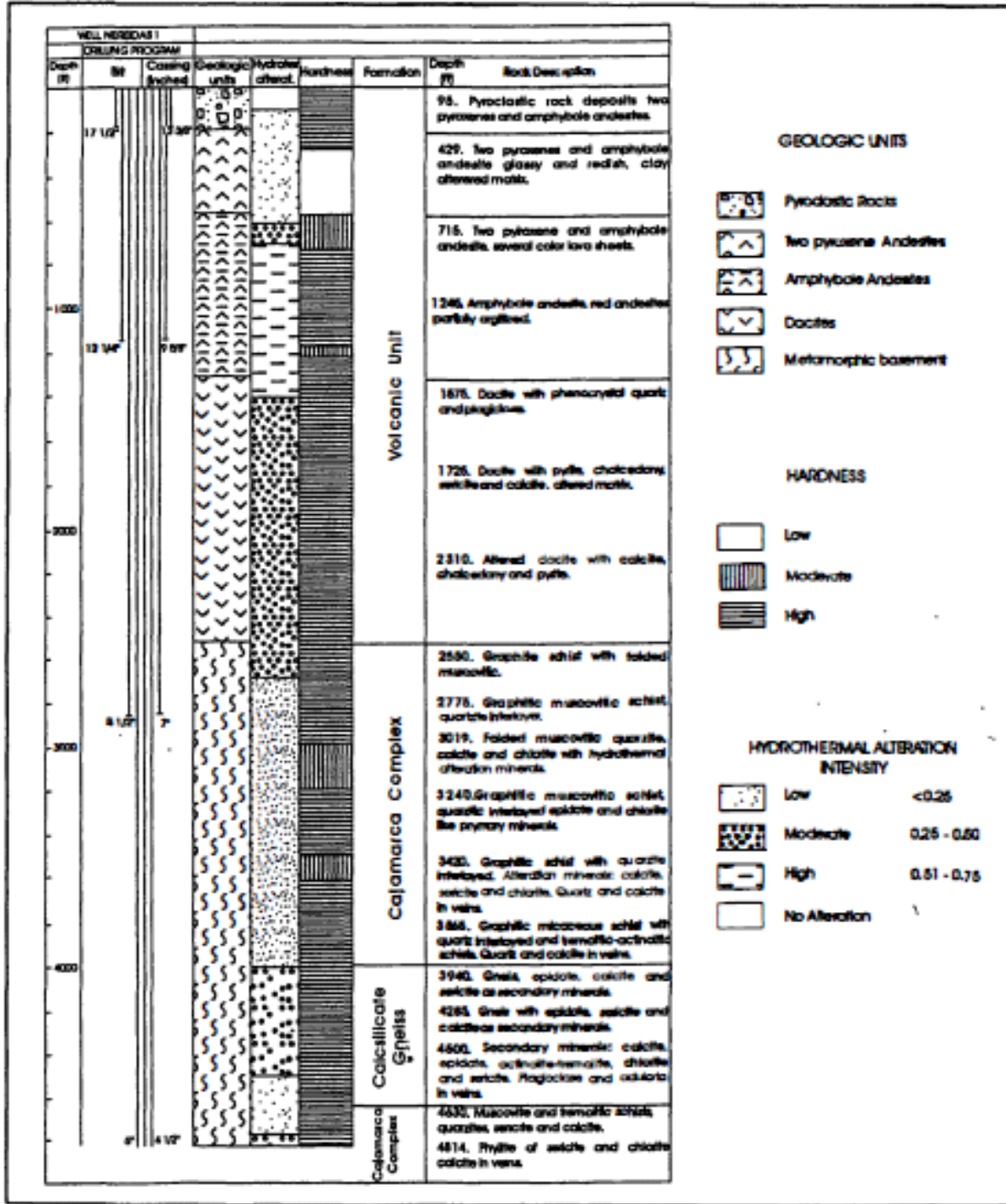
El pozo se encuentra a 3450 metros sobre el nivel del mar, sobre el arroyo Nereidas, 26 kilómetros al sureste de la ciudad de Manizales, en el Departamento de Caldas. El pozo estaba destinado a descender 2000 m (6000 pies), pero debido a una severa desviación de hasta 42 grados, solo descendió hasta 1466 m (4809.8 pies). Para reconstruir la estratigrafía, identificar minerales y localizar zonas de alteración hidrotermal, los cortes y testigos del pozo

fueron sometidos a estudios macroscópicos, petrográficos, microscopía electrónica y mediciones de difracción de rayos X.

Como se muestra en la figura 50, se atravesaron siete unidades litológicas durante la perforación de 4809.8 pies de profundidad del pozo Nereidas 1. Los límites de la unidad se basan en los cambios observados en los cortes, vistos a través de binoculares y microscopios petrográficos, que son aproximaciones. El examen microscópico de cortes y núcleos se llevó a cabo utilizando secciones delgadas y microscopios polarizados para construir la columna estratigráfica del pozo y detectar zonas de alteración hidrotermal. Se eligieron algunas muestras para análisis de microscopía de luz reflejada, análisis de dispersión de energía (EDAX) para determinar la composición química de los minerales y análisis de difractograma de rayos X (XRD) para identificar los minerales arcillosos.

Figura 50

Columna estratigráfica del pozo Nereidas 1.



Tomada de Monsalve, M. L., Rodríguez, G. I., Mendez, R. A., & Bernal, N. F. (1998). Geology of the Well Nereidas 1, Nevado Del Ruiz Volcano, Colombia. *TRANSACTIONS-GEOTHERMAL RESOURCES COUNCIL*, 263-268.

La Unidad de Rocas Piroclásticas es la porción de la columna que está por encima de la profundidad de 172 pies. Es un depósito piroclástico formado por fragmentos de andesita de varios tipos, algunos de los cuales se encuentran altamente oxidados, claros y cristalizados. El cambio del nivel de la superficie apenas está comenzando. Los materiales comunes que pueden ser producto de la erosión superficial incluyen óxidos y arcillas.

Dos Unidades de Andesita de Piroxeno: Esta unidad está formada por fenocristales de plagioclasa, ortopiroxeno, clinopiroxeno, minerales accesorios opacos y anfíboles en una matriz arcillosa ligeramente alterada. Se encuentra a profundidades de 172 a 557 pies. Los microlitos de plagioclasa, los minerales opacos dispersos, algunos piroxenos y el vidrio forman la matriz del dedo pilotaxítico hipocristalino. Esta unidad está experimentando cambios mínimos.

La característica prominente de la unidad de andesita anfíbol, que se encuentra entre 557 y 1290 pies de altura, es la aparición de piezas en una variedad de tonalidades, que incluyen verde, blanco, rojizo y gris. Esto podría indicar la presencia de varios paquetes de lava subordinados. Están compuestos por anfíboles, algunas plagioclasas, minerales opacos accesorios y biotita en una matriz hipocristalina con estructura afanítica pilotaxítica, y sus piezas tienen una textura porfídica. La matriz y los anfíboles de esta unidad han sufrido una oxidación parcial, con excepción del nivel de andesita rojiza, que ha sufrido una oxidación total. Hay algo de silicificación de la matriz, arcilización parcial de la matriz, los fenocristales, modesto reemplazo de la matriz y plagioclasa con calcita. En esta unidad

arcillosa se puede encontrar una veta de calcita y esmectita, clorita, caolinita, montmorillonita y calcedonia.

La unidad de dacita se encuentra entre 1290 y 2490 pies bajo la superficie. Se distingue por el uso de tonos grises, blancos y verdosos. En la matriz félsica de las rocas se encuentran fenocristales de plagioclasa, cuarzo y minerales auxiliares como la biotita. La plagioclasa y la matriz son parcial o completamente reemplazadas por calcita, arcillas y calcedonia durante la alteración hidrotermal leve a alta.

Las cuarcitas plegadas de color gris oscuro a negro y los esquistos de moscovita de cuarzo grafitico, con vetas de cuarzo y calcita, y los esquistos de moscovita grafitica intercalados y tremolita-actinolita conforman la unidad de cuarcita, que se encuentra entre 2490 y 3940 pies. Es comparable al centro del Complejo Cajamarca. Junto con minerales accesorios que incluyen plagioclasa, biotita, turmalina, esfena y circón, está compuesto de cuarzo, moscovita y grafito. Pirita, calcopirita y esfalerita son los minerales que han mineralizado las cuarcitas. Dentro de la unidad se pueden encontrar intercalaciones de esquistos de tremolita-actinolita, que se componen de clorita, tremolita-actinolita, plagioclasa y epidota. Hay poca alteración hidrotermal.

Unidad de plagioclasa y hornblenda: encontrada entre 3940 y 4814 pies, la unidad está compuesta de gneises de silicato de calcio rosados y verdes, así como de rocas de silicato de calcio transparentes y verdes. Diópsido, plagioclasa (labradorita por townita) transformada en albita, hornblenda, diópsido, epidota, granate y esfena son minerales accesorios que se encuentran en las rocas de silicato de calcio. La plagioclasa, la biotita y la actinolita, todos minerales predominantes, forman el gneis biotítico. Con las microvenas de

adularia y albita, están presentes los minerales accesorios turmalina y esfena. La alteración hidrotermal es generalmente leve.

Unidad de filita sericítica: entre 4814 y 4818 pies de profundidad en el pozo, se pueden descubrir filitas de grano fino de color gris pálido a blanco. Las filitas consisten en sericita, cuarzo, clorita y plagioclasa (parcialmente cambiada a calcita), con vetas de cuarzo, calcita, pirita y plagioclasa. Se doblan en dos direcciones. Esta unidad tiene relación con el Complejo Cajamarca Superior.

La composición mineral de las muestras de corte y núcleo del pozo Nereidas 1 permite la caracterización de varios eventos que condujeron a la litología actual de la región. El mayor desafío en este nivel de investigación con un solo pozo fue distinguir entre procesos metamórficos e hidrotermales. La mineralización metamórfica de contacto produce minerales a partir de la interacción agua-roca vinculada a varias eras de actividad hidrotermal.

Con base en las observaciones anteriores, podemos decir que el gneis de hornblenda registró un evento térmico superpuesto asociado a la intrusión del Batolito de Manizales (de composición granodiorítico-tonática), fechado 62.4 +/- 3.6 Ma (Jaramillo, 1978), o incluso por la intrusión El Batolito Bosque. Sin embargo, el estudio de secciones delgadas y la correlación de campo fueron una herramienta importante para determinar el origen de los minerales encontrados en núcleos y cortes.

El diópsido en las vetas, las bandas de granate zonadas (andradita), las bandas de plagioclasa intermedia reemplazadas por bandas de epidota y la presencia de biotita roja dentro de las bandas micáceas de los gneises apuntan a este evento térmico. Junto con el

metamorfismo térmico y el metasomatismo, la actinolitización de hornblenda y diópsido, la albitización de plagioclasa intermedia y la posible mineralización de sulfuro (pirita, pirrotita, calcopirita y esfalerita) son los principales cambios en la textura y los minerales primarios que ocurrieron en los gneises durante la intrusión.

Aunque el pozo tenía solo 1466 metros de profundidad, la temperatura de fondo de pozo medida fue de casi 200 grados centígrados. Es factible que el yacimiento geotérmico inferido se encuentre a temperaturas superiores a los 200 °C si utilizamos la ocurrencia de epidota en las rocas del basamento como señal de temperaturas superiores a los 250 °C. Adularia, calcita y sílice son indicios de la existencia de procesos de ebullición, depósito de minerales y autosellado, que se reflejan en la distribución de las zonas hidrotermales. A una profundidad de 4000 pies, una brecha mineralizada que contiene pirita implica una falla en el sótano que probablemente estuvo relacionada con un evento de mineralización más reciente. Además, el núcleo que se recuperó entre 4500 y 4500 pies de profundidad tiene fallas en forma de romboidal que corren en dos direcciones. Por otro lado, la permeabilidad secundaria en las rocas del basamento y por lo tanto en el yacimiento puede estar indicada por vetas de metamorfismo de contacto de adularia y albita en esquistos y minerales como la pirita.

### 3.2.2. **Tecnología desarrollada en Ogachi con potencial aplicación en el área geotérmica de Nereidas**

#### 3.2.2.1. **Creación del yacimiento**

Como se muestra en la figura 51, en Ogachi se creó una técnica de fracturación hidráulica que permite la creación de varios yacimientos a partir de un solo pozo a varias profundidades. Esta tecnología consiste en:

(1) Perforar un pozo de inyección con la excepción de una sección inferior del pozo abierto, revestir el pozo, inyectar agua en el pozo, presurizar el interior, continuar la inyección de agua para la progresión de la fractura en la roca desde la sección inferior del pozo abierto, detener el agua. inyección cuando la fractura ha avanzado lo suficiente como para servir como reservorio, luego ventea el agua inyectada.

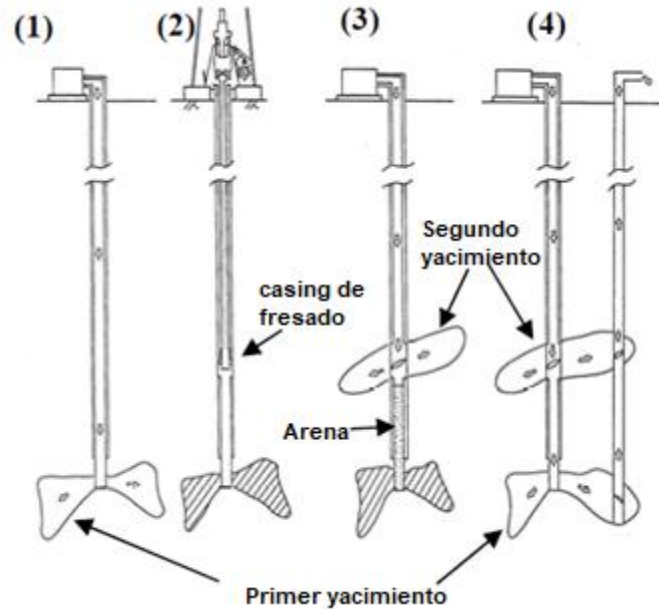
(2) rectificar la tubería de revestimiento a una cantidad adecuada de metros por debajo del depósito superior.

(3) insertar arena para tapan la sección inferior del pozo abierto, inyectar agua en el pozo nuevamente y presurizar el interior del pozo, continuar con la inyección de agua para la segunda progresión de la fractura desde la sección superior del pozo abierto hacia la roca.

(4) retirar arena del pozo de inyección, perforar el pozo de producción, inyectar agua en el pozo de inyección y recuperar el agua del pozo de producción a través de los yacimientos.

**Figura 51**

*Un método de creación de múltiples yacimientos.*



Tomada de Wakahama, H., Mitoa, S., Ohsumi, T., Ueda, A., Yajima, T., Satoh, H., ... & Kubota, K. (2009). A concept of CO<sub>2</sub> Georeactor sequestration at the Ogachi HDR site, NE Japan. *Energy Procedia*, 1(1), 3683-3689.

Esta técnica se implementó en Akinomiya y Ogachi, se formaron con éxito respectivamente, yacimientos de tres etapas a profundidades de 412 m, 384 m y 372 m, así como embalses de dos etapas a profundidades de 1.000 m y 719 m. Por lo tanto, el enfoque es útil para uso práctico.

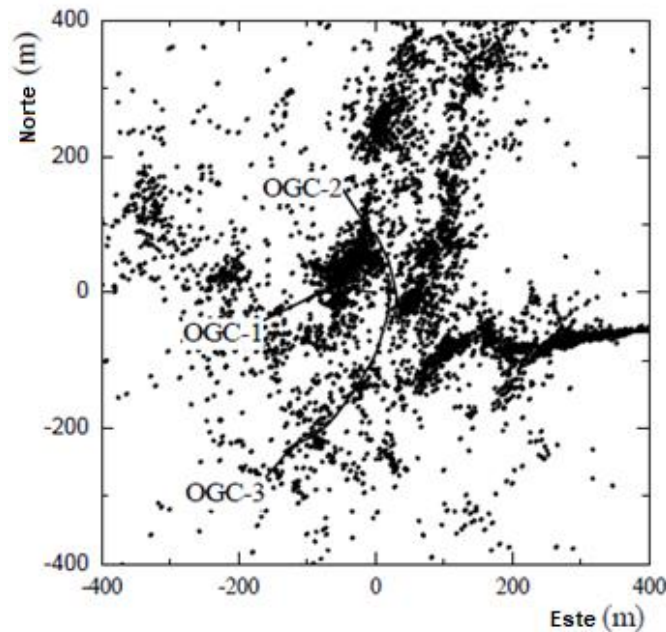
### 3.2.2.2. Análisis detallado del yacimiento

Para determinar la trayectoria del pozo de producción, es crucial estimar la ubicación tridimensional del flujo de agua. Para identificar estructuras importantes del yacimiento, se utilizó el enfoque de colapso en la distribución del hipocentro AE (Kaieda et al., 2000), esto

se muestra en la figura 52, en donde se notan varias estructuras lineales en este gráfico. Una de las estructuras importantes fue penetrada por un tercer pozo, OGC-3.

### Figura 52

*Distribución del hipocentro AE colapsado para buscar estructuras significativas en los yacimientos.*



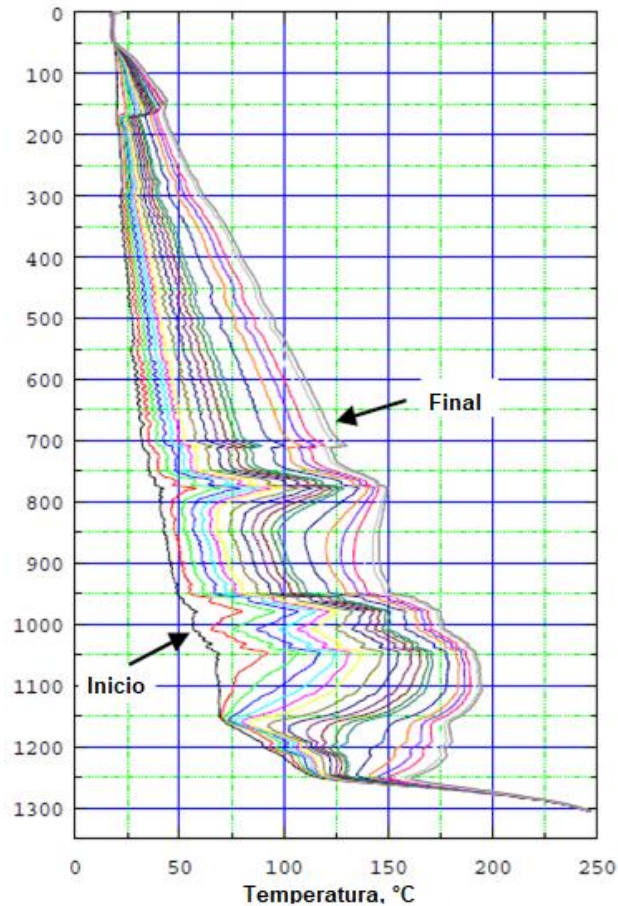
Tomada de Wakahama, H., Mitoa, S., Ohsumi, T., Ueda, A., Yajima, T., Satoh, H., ... & Kubota, K. (2009). A concept of CO<sub>2</sub> Georeactor sequestration at the Ogachi HDR site, NE Japan. *Energy Procedia*, 1(1), 3683-3689.

Como se evidencia en la figura 53, cuando se inyectó agua en OGC-1, la temperatura en OGC-3 se midió usando un termómetro de fibra óptica (Suenaga y Kaieda, 2001) (Figura 10). Para enfriar el pozo durante esta medición, inicialmente se bombeó agua al OGC-3. Se inyectó agua en OGC-1 después de que se detuviera la inyección de agua. Durante la

inyección de agua en OGC-1, se utilizó el termómetro de fibra óptica (que se muestra en la Figura 10 de principio a fin) para rastrear la distribución de temperatura en OGC-3. El gráfico de la ilustración muestra las variaciones de temperatura en intervalos de aproximadamente una hora. Después de que se detuvo la inyección de agua en OGC-3, la temperatura en OGC-3 comenzó a aumentar nuevamente lentamente, sin embargo, en ciertas profundidades aumentó más rápidamente que en otras. Esto podría indicar que el agua caliente de OGC-1 ingresó a OGC-3 en las profundidades de la anomalía de temperatura.

### Figura 53

*Distribución de temperatura en OGC-3 a casi cada una hora durante la inyección de agua en OGC-1.*



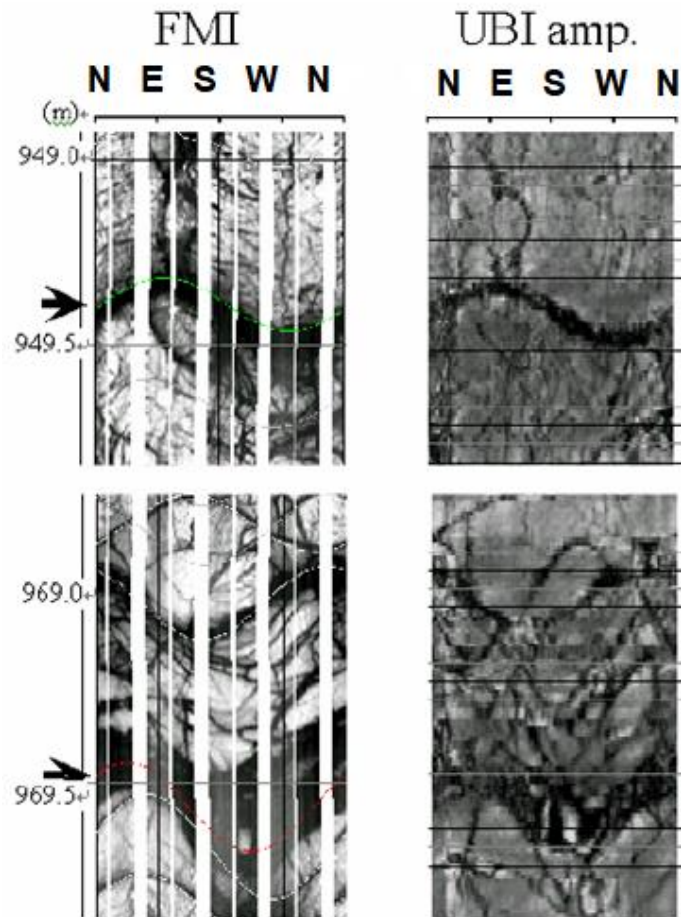
Tomada de Wakahama, H., Mitoa, S., Ohsumi, T., Ueda, A., Yajima, T., Satoh, H., ... & Kubota, K. (2009). A concept of CO<sub>2</sub> Georeactor sequestration at the Ogachi HDR site, NE Japan. *Energy Procedia*, 1(1), 3683-3689.

En OGC-3, se implementaron registros geofísicos para examinar las rutas del flujo de agua. Se utilizaron las técnicas de generación de imágenes ultrasónicas de pozos (UBI) y de microimagen de formación (FMI) de Schlumberger (Ito y Okabe, 2001). A partir de estas lecturas, se determinó que la pared del OGC-3 tenía grietas en profundidades donde el termómetro de fibra óptica había identificado anomalías de temperatura.

Como resultado, se llegó a la conclusión de que las rutas del flujo de agua y las características importantes observadas en la distribución del hipocentro AE eran igualmente compatibles con la posición del hipocentro AE, como se observa en la figura 54.

#### **Figura 54**

*Imágenes de fracturas detectadas en la pared OGC-3 por FMI y UBI a profundidades donde la temperatura anomalía observada por testeó con termómetro de fibra óptica en OGC-3.*

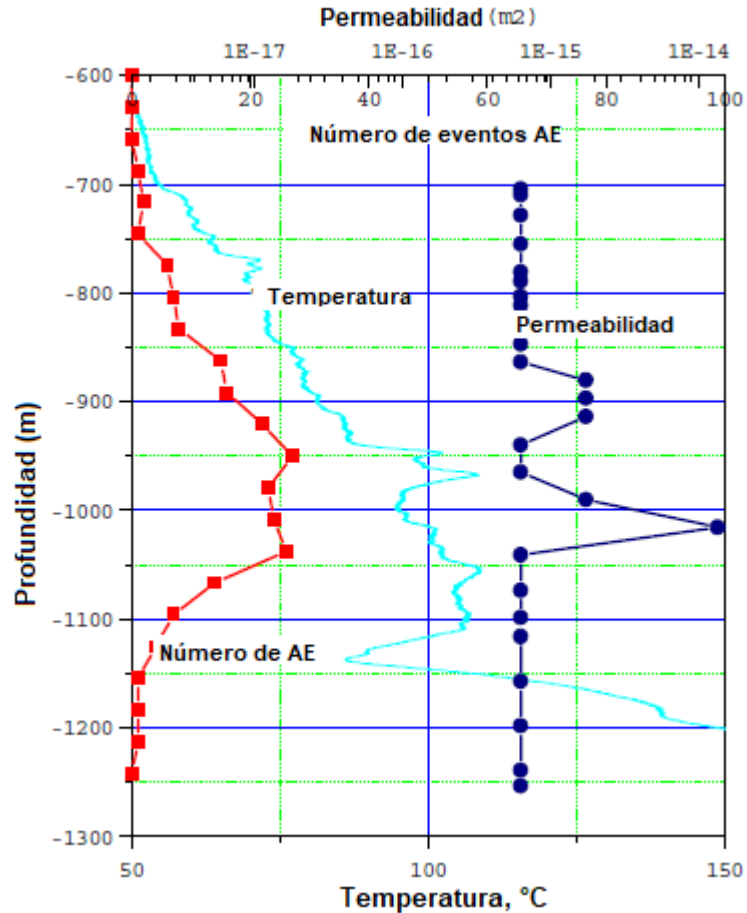


Tomada de Wakahama, H., Mitoa, S., Ohsumi, T., Ueda, A., Yajima, T., Satoh, H., ... & Kubota, K. (2009). A concept of CO<sub>2</sub> Georeactor sequestration at the Ogachi HDR site, NE Japan. *Energy Procedia*, 1(1), 3683-3689.

En la Figura 55 se presenta una comparación de la densidad, temperatura y distribución de permeabilidad del hipocentro AE a lo largo de OGC-3. Esta ilustración demuestra que el concepto de permeabilidad puede ser plausible.

### Figura 55

*Comparación del número de ubicaciones de hipocentros de AE, temperatura y permeabilidad a lo largo de OGC-3.*



Tomada de Wakahama, H., Mitoa, S., Ohsumi, T., Ueda, A., Yajima, T., Satoh, H., ... & Kubota, K. (2009). A concept of CO<sub>2</sub> Georeactor sequestration at the Ogachi HDR site, NE Japan. *Energy Procedia*, 1(1), 3683-3689.

En las pruebas de laboratorio se utilizaron las técnicas de emisión acústica (AE), el análisis de curva de deformación diferencial (DSCA), el fenómeno de disco del núcleo y la presión de cierre para evaluar la tensión de la roca en el sitio. Estos hallazgos condujeron a una estimación aproximada NE-SW de la dirección del estrés más alto (Shin et al., 2000). La tensión horizontal más alta fue casi E-W, según el examen de las fracturas por tracción inducidas por la perforación (DTF) y las roturas de pozo encontradas en OGC-3, según Ito y Okabe (2001). Con base en estos hallazgos, se planteó la hipótesis de que la mayor tensión

en el sitio de Ogachi era E-O, lo que era consistente con la situación de tensión de área amplia en el norte de Japón, pero que la tensión en una región pequeña, como la muestra central que se recuperó, era incompatible con esta hipótesis. El sistema de fractura natural puede tener un impacto en la tensión prevista de las muestras de núcleos. Ito (2003) creía que el sistema de fractura natural tuvo un impacto significativo en la evolución del yacimiento superior.

A través de la iniciativa Ogachi HDR, se creó una serie de tecnologías fundamentales para construir sistemas HDR teniendo en cuenta las condiciones geológicas y térmicas de Japón. Se ha demostrado que la mayoría de nuestros métodos son relevantes en escalas reales de desarrollo de HDR. Desafortunadamente, no se pudo demostrar cómo la cantidad de pozos productores afecta la tasa de recuperación de agua. Pero si se hubiera tenido un segundo pozo productor y una bomba de fondo de pozo, se calcula que la tasa de recuperación aumentaría entre un 40% y un 50%. La tasa de recuperación debería ser superior al 80% si se hubieran tenido cuatro pozos productores. Para apoyar la iniciativa y promover las innovaciones, se han integrado las tecnologías creadas dentro del programa Ogachi a otros proyectos geotérmicos australianos.

## Conclusiones

Se estableció el papel de la caracterización de las propiedades geológicas y petrofísicas, especialmente la permeabilidad como pilar fundamental en la planeación de las actividades a ejecutar para la creación y producción de un yacimiento geotérmico en proyectos EGS; ya que la presencia de fallas, minerales con alto contenido de carbonatos, el aumento del número de pozos productores, entre otros; obstaculizan las labores de fracturamiento hidráulico, aumenta la pérdida de fluido de trabajo y favorece la pérdida de presión, interfiriendo en la correcta producción del yacimiento y vida útil de trabajo del yacimiento para la producción exitosa del fluido de trabajo que permita la generación de energía eléctrica de un proyecto geotérmico.

Se determinó el impacto de proyectos geotérmicos EGS sobre la presencia de eventos de micro sismicidad en el área de influencia. Estos eventos de micro sismicidad han surgido como consecuencias de las actividades de perforación, fracturamiento hidráulico y producción del yacimiento. De esta manera, se hace imprescindible la existencia de puntos de monitoreo sísmico para la integridad del proyecto, así como estructuras cercanas al sitio del yacimiento.

Se resaltó el potencial de la tecnología AGS frente a los proyectos EGS, esto teniendo en cuenta el apartado técnico de dichas tecnologías; ya que la tecnología AGS se caracterizan por su escalabilidad masiva, la ausencia de uso de agua, la ausencia de fracturamiento hidráulico, la ausencia de sismicidad inducida, la falta de corrosión/erosión/descamación, la falta de eliminación de fluidos y el impacto ambiental mínimo, resolviendo las principales limitaciones en proyectos EGS. Sin embargo, es importante resaltar que se debe ejecutar un

trabajo amplio en investigación y desarrollo que permita obtener tecnologías AGS aplicables, que compitan en términos económicos con los proyectos EGS.

Se estudió a detalle el proyecto Japonés de Ogachi, con el objetivo de establecer un punto de pre-factibilidad al área geotérmica de Nereidas en Colombia, ya que acorde al registro bibliográfico del proyecto Ogachi y la información pública disponible del área Nereidas, ambos sitios se caracterizan por tener gradientes geotérmicos altos, formaciones de interés relativamente someros y presencia de eventos volcánicos derivados en alteraciones hidrotermales de la roca. En adición, el proyecto Hijiori y en general las condiciones geográficas y geológicas de Japón permiten establecer un punto de partida y una mirada tecnológica frente al área geotérmica de Nereidas, ya que su ubicación estratégica en el cinturón de fuego del Pacífico se transmite en caracterizaciones geológicas afines.

### **Recomendaciones**

Estructurar futuros trabajos de investigación, en donde se delimiten espacios geográficos locales de estudio, ya sea Latinoamérica o áreas geotérmicas de interés a través del cinturón de fuego del pacifico en continente americano.

Estructurar estudios de factibilidad técnica y financiera frente a la implementación de un posible piloto de proyecto EGS y/o AGS en territorio colombiano, en especial el área geotérmica del Nevado del Ruíz, con el ánimo de dar dinamismo a la implementación de energías renovables, en específico la energía geotérmica en Colombia.

### Referencias bibliográficas

Aguirre, A., & Barragán, R. (2006, January). Geochemical data interpretation of thermal springs in Colombia. In *Proceedings, Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford: Stanford University* (pp. 1-7). (Aguirre & Barragán., 2006).

Akrami, E., Chitsaz, A., Nami, H., & Mahmoudi, S. M. S. (2017). Energetic and exergoeconomic assessment of a multi-generation energy system based on indirect use of geothermal energy. *Energy, 124*, 625-639. (Akrami et al., 2017).

Alfaro, C. (2001). Geoquímica del sistema geotérmico del volcán Azufra. *Ingeominas, Bogotá*. (Alfaro., 2001).

Alfaro, C. (2005). Alteración hidrotermal en el sistema geotérmico de Paipa. *Ingeominas. Informe Inédito, Bogotá, 53*. (Alfaro., 2005).

Alfaro, C., Matiz, J. C., Rueda, J., Rodríguez, G., González, C., Beltrán, M., ... & Malo, J. (2017). Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa. *Informe Técnico, Servicio Geológico Colombiano, Bogotá, Colombia*. (Alfaro et al., 2017).

Assad, M. E. H., Zubayda, S. R. M., Khuwaileh, B., Hmida, A., & AlShabi, M. A. (2021). Geothermal energy as power producer. *Energy Harvesting and Storage: Materials, Devices, and Applications XI, 11722*, 74-82. (Assad et al., 2021).

Aziz, M., & Juangsa, F. B. (2021). Dry steam power plant: Thermodynamic analysis and system improvement. In *Thermodynamic Analysis and Optimization of Geothermal Power Plants* (pp. 97-111). Elsevier. (Aziz & Juangsa., 2021).

Barbier, E. (2002). Geothermal energy technology and current status: an overview. *Renewable and sustainable energy reviews*, 6(1-2), 3-65. (Barbier., 2002).

Bayer, P., Rybach, L., Blum, P., & Brauchler, R. (2013). Review on life cycle environmental effects of geothermal power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, 446-463. (Bayer et al., 2013).

Bertani, R. (2016). Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report. *Geothermics*, 60, 31-43. (Bertani., 2016).

Bertrami, R., Camacho, A., Medina, T., De Stefanis, L., & Zuppi, G. M. (1992). *Geochemical and isotopic exploration of the geothermal area of Paipa, Cordillera Oriental, Colombia* (No. IAEA-TECDOC--641). (Bertrami et al., 1992).

Blankenship, D. A., Wise, J. L., Bauer, S. J., Mansure, A. J., Normann, R. A., Raymond, D. W., & LaSala, R. J. (2005, June). Research efforts to reduce the cost of well development for geothermal power generation. In *Alaska Rocks 2005, The 40th US Symposium on Rock Mechanics (USRMS)*. OnePetro. (Blankenship et al., 2005).

Bocanegra, L. C., & Sánchez, J. J. (2017). Mapa de fallas de los volcanes Chiles-Cerro Negro (Nariño) a partir de minería de datos y confirmación de campo. *Boletín de Geología*, 39(3), 71-86. (Bocanegra & Sánchez., 2017).

Bruhn, D., Huenges, E., Ágústsson, K., Zang, A., Kwiatek, G., Rachez, X., ... & Oye, V. (2011). Geothermal engineering integrating mitigation of induced seismicity in reservoirs-The European GEISER project. In *Geothermal Resources Council Annual Meeting 2011, Geothermal 2011, 23 October 2011 through 26 October 2011, San Diego, CA* (Vol. 35, p. 1623). (Bruhn et al., 2011)

Brutschin C, Hofer J. Geothermal project “Deep Heat Mining Basel” cannot be resumed. Dept. of Economics, Society and Environment for Basel-Stadt, Basel, Switzerland, 2009 (in German), <http://www.bs.ch/mm/showmm.htm?url52009-12-10-wsd-001.htm>. (Brutschin & Hofer., 2009).

Carvajal, D., Alfaro, C., Mendoza, J. C. M., Romero, D., & Mojica, J. (2008). Contribución al modelo geotérmico del volcán azufral a partir de identificación de zonas de alteración hidrotermal. *Geología Colombiana*, 33, 99-108. (Carvajal et al., 2008).

Chancusig Espinoza, C. G. (2017). *Caracterización de la secuencia litoestratigráfica y de la mineralogía de alteración hidrotermal del pozo PGT-1 del proyecto geotérmico Tufiño-Chiles, provincia del Carchi* (Bachelor's thesis, Quito, 2017.). (Chancusing et al., 2017).

Cortés, G., & Calvache, M. (1997). Geología del volcán Azufral primera fase. *Ingeominas, Pasto*. (Cortés & Calvache., 1997).

Coviello, M. (2000). Estudio para la evaluación del entorno del Proyecto Geotérmico Binacional" Tufiño-Chiles-Cerro Negro". (Coviello., 2000).

Cuenot, N., Faucher, J. P., Fritsch, D., Genter, A., & Szablinski, D. (2008, July). The European EGS project at Soultz-sous-Forêts: from extensive exploration to power production. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century* (pp. 1-8). IEEE. (Cuenot et al., 2008).

Díaz, E. G. (2019). Low Enthalpy Geothermal System at Dabeiba, Colombia; an Assessment Through the Hydrogeochemistry of Thermal Waters. (Díaz., 2019).

DiPippo, R. (2012). *Geothermal power plants: principles, applications, case studies and environmental impact*. Butterworth-Heinemann. (DiPippo., 2012).

DiPippo, R. (2012). *Geothermal power plants: principles, applications, case studies and environmental impact*. Butterworth-Heinemann. (DiPippo., 2012).

Dwikorianto, T., Zuhro, A. A., & Yani, A. (2010). Sustainable development of the Kamojang geothermal field. *Geothermics*, 39(4), 391-399. (Dwikorianto et al., 2010).

El-Sayed, Y. M., & Tribus, M. (1985). A theoretical comparison of the Rankine and Kalina cycles. *ASME publication AES, 1*, 97-102. (El-Sayed & Tribus., 1985).

Enjinereng, Kamojang, I.T.B., 2007. Simulasi reservoir lapangan Kamojang. Internalreport, PT.PGE, Bandung, Indonesia, 195 pp. (Kamojang & I.T. B., 2007).

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

García, Y. K., & Sánchez, J. J. (2019). Contribuciones geológicas al modelo conceptual geotérmico en la región de los volcanes Chiles-Cerro Negro (Colombia-Ecuador). *Boletín de Geología*, 41(1), 151-171. (García & Sánchez., 2019).

Genter, A., Evans, K., Cuenot, N., Fritsch, D., & Sanjuan, B. (2010). Contribution of the exploration of deep crystalline fractured reservoir of Soultz to the knowledge of enhanced geothermal systems (EGS). *Comptes Rendus Geoscience*, 342(7-8), 502-516. (Genter et al., 2016).

Genter, A., Evans, K., Cuenot, N., Fritsch, D., & Sanjuan, B. (2010). Contribution of the exploration of deep crystalline fractured reservoir of Soultz to the knowledge of enhanced geothermal systems (EGS). *Comptes Rendus Geoscience*, 342(7-8), 502-516. (Genter et al., 2010).

Genter, A., Fritsch, D., Cuenot, N., Baumgärtner, J., & Graff, J. J. (2009, February). Overview of the current activities of the European EGS Soultz project: from exploration to electricity production. In *Proceedings, thirty-fourth workshop on geothermal reservoir engineering* (pp. 9-11). (Genter et al., 2009).

Genter, A., Fritsch, D., Cuenot, N., Baumgärtner, J., & Graff, J. J. (2009, February). Overview of the current activities of the European EGS Soultz project: from exploration to electricity production. In *Proceedings, thirty-fourth workshop on geothermal reservoir engineering* (pp. 9-11). (Genter et al., 2009).

González, H., Zapata, G., & Montoya, D. M. (2002). Geología y geomorfología de la plancha 428 Túquerres. *Departamento de Nariño. Memoria explicativa, INGEOMINAS*. (González et al., 2002).

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. (González-García & Jessell., 2016).

González-Idárraga, C. E. (2020). Caracterización resistiva 3D del área geotérmica de Paipa, Colombia. *Boletín de Geología*, 42(3), 81-97. (González-Idárraga., 2020).

Grasby, S. E., Jessop, A., Kelman, M., Ko, M., Chen, Z., Allen, D. M., ... & Therrien, R. (2011). Geothermal energy resource potential of Canada. (Grasby et al., 2011).

Häring, M. O., & Hopkirk, R. (2002). The Swiss deep heat mining project-the Basel exploration drilling. *GHC Bulletin*, 23(1), 31-33. (Haring & Hopkirk., 2002)

Häring, M. O., Ladner, F., Schanz, U., & Spillmann, T. (2007). Deep heat mining Basel, preliminary results. Retrieved August, 5, 2007. (Haring et al., 2007)

Hoyos, S., Franco, C. J., & Dyner, I. (2017). Integración de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado eléctrico y su impacto sobre el precio. *Ingeniería y ciencia*, 13(26), 115-146. (Hoyos et al., 2017).

Isaka, B. A., Ranjith, P. G., & Rathnaweera, T. D. (2019). The use of super-critical carbon dioxide as the working fluid in enhanced geothermal systems (EGSs): A review study. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 36, 100547. (Isaka et al., 2019).

James, R., & Street, N. (1995). MAXIMUM DISCHARGING-PRESSURE DECLINE UNDER PRODUCTION. (James & Street., 1995).

Javadi, M. A., Abhari, M. K., Ghasemiasl, R., & Ghomashi, H. (2021). Energy, exergy and exergy-economic analysis of a new multigeneration system based on double-flash geothermal power plant and solar power tower. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 47, 101536. (Javadi et al., 2021).

Jolie, E., Scott, S., Faulds, J., Chambefort, I., Axelsson, G., Gutiérrez-Negrín, L. C., ... & Zemedkun, M. T. (2021). Geological controls on geothermal resources for power generation. *Nature Reviews Earth & Environment*, 2(5), 324-339. (Jolie et al., 2021).

Kagel, A., Bates, D., & Gawell, K. (2005). A guide to geothermal energy and the environment. (Kagel et al., 2005).

Kaieda, H. (2015, April). Multiple reservoir creation and evaluation in the Ogachi and Hijiori HDR projects, Japan. In *Melbourne, Australia: Proceedings world geothermal congress*. (Kaieda et al., 2015).

Kaieda, H., Ito, H., Suenaga, H., Kusunoki, K., Suzuki, K., Kiho, K., & Li, H. (2002). Review of the Ogachi HDR project: search for water flow paths in HDR reservoir. *TRANSACTIONS-GEOTHERMAL RESOURCES COUNCIL*, 225-228. (Kaieda et al., 2002)

Kamah, M. Y., Dwikorianto, T., Zuhro, A. A., Sunaryo, D., & Hasibuan, A. (2005, April). The productive feed zones identified based on spinner data and application in the reservoir potential review of Kamojang Geothermal Area, Indonesia. In *Proceedings of the World Geothermal Congress, Antalya, Turkey* (pp. 1-6). (Kamah et al., 2005).

Khaleel, O. J., Ismail, F. B., Ibrahim, T. K., & bin Abu Hassan, S. H. (2022). Energy and exergy analysis of the steam power plants: A comprehensive review on the Classification, Development, Improvements, and configurations. *Ain Shams Engineering Journal*, 13(3), 101640. (Khaleel et al., 2022).

Khansefid, A., Yadollahi, S. M., Müller, G., Taddei, F., & Kumawat, A. (2022). Seismic performance assessment of a masonry building under earthquakes induced by geothermal power plants operation. *Journal of Building Engineering*, 48, 103909. (Khansefid et al., 2022).

Kholod, N., Evans, M., Pilcher, R. C., Roshchanka, V., Ruiz, F., Coté, M., & Collings, R. (2020). Global methane emissions from coal mining to continue growing even with declining coal production. *Journal of Cleaner Production*, 256, 120489. (Kholod et al., 2020).

Ledésert, B. A., & Hébert, R. L. (2012). The Soultz-sous-Forets' enhanced geothermal system: a granitic basement used as a heat exchanger to produce electricity. *Heat exchanges—Basic design applications*, 477-504. (Ledésert & Hébert., 2012)

Lee, I., Tester, J. W., & You, F. (2019). Systems analysis, design, and optimization of geothermal energy systems for power production and polygeneration: State-of-the-art and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 109, 551-577. (Lee et al., 2019).

Lozano, E., & Cruz, L. (1983). Proyecto geotérmico Chiles Cerro Negro. *Boletín de Geología*, 16(30), 5-20. (Lozano & Cruz., 1983).

Marzolf, N. C. (2014). Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia. (Marzolf., 2014).

Marzolf, N. C. (2014). Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia. (Marzolf., 2014).

Matsunaga, I., Niitsuma, H., & Oikawa, Y. (2005, April). Review of the HDR development at Hijiori Site, Japan. In *Proceedings of the World Geothermal Congress* (Vol. 20052, pp. 1-5). (Matsunaga et al., 2005).

Matsunaga, I., Niitsuma, H., & Oikawa, Y. (2005, April). Review of the HDR development at Hijiori Site, Japan. In *Proceedings of the World Geothermal Congress* (Vol. 20052, pp. 1-5). (Matsunaga et al., 2005)

Mejía, E. L., Velandia, F., Zuluaga, C. A., López, J. A., & Cramer, T. (2012). Análisis estructural al noreste del volcán Nevado del Ruíz, Colombia-Aporte a la exploración geotérmica. *Boletín de Geología*, 34(1), 27-41. (Mejía et al., 2012).

Mills, T., & Humphreys, B. (2013, November). Habanero pilot project—Australia's first EGS power plant. In *Proceedings* (pp. 37-41). (Mills & Humphreys., 2013).

Mondal, S., Sahana, C., & De, S. (2022). Optimum operation of a novel ejector assisted flash steam cycle for better utilization of geothermal heat. *Energy Conversion and Management*, 253, 115164. (Mondal et al., 2022).

Monsalve, M. L., Rodríguez, G. I., Mendez, R. A., & Bernal, N. F. (1998). Geology of the Well Nereidas 1, Nevado Del Ruiz Volcano, Colombia. *TRANSACTIONS-GEOTHERMAL RESOURCES COUNCIL*, 263-268. (Monsalve et al., 1998).

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. (Moreno et al., 2018).

Moreno-Rendón, D. A., López-Sánchez, I. J., & Blessent, D. (2020). Geothermal Energy in Colombia as of 2018. *Ingeniería y Universidad*, 24, 1-27. (Moreno-Rendón et al., 2020).

Moreno-Rendón, D. A., López-Sánchez, I. J., & Blessent, D. (2020). Geothermal Energy in Colombia as of 2018. *Ingeniería y Universidad*, 24, 1-27. (Moreno-Rendón et al., 2020).

Moya, D., Akinsipe, O. C., & Kaparaju, P. (2021). Various cycle configurations for geothermal power plants. In *Thermodynamic Analysis and Optimization of Geothermal Power Plants* (pp. 3-15). Elsevier. (Moya et al., 2021).

Oikawa, Y., Tenma, N., Yamaguchi, T., Karasawa, H., Egawa, Y., & Yamauchi, T. (2001, January). Heat extraction experiment at Hijiori test site. In *Proceedings of the 26th workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford, California*. (Oikawa et al., 2001).

Parikhani, T., Delpisheh, M., Haghghi, M. A., Holagh, S. G., & Athari, H. (2021). Performance enhancement and multi-objective optimization of a double-flash binary geothermal power plant. *Energy Nexus*, 2, 100012. (Parikhani et al., 2021).

Ponce Villarreal, A. P. (2013). Exploración de recursos geotérmicos del Volcán Azufra a partir de la interpretación anomalías de campos potenciales. *Departamento de Geociencias*. (Ponce., 2013).

Pribnow, D., & Clauser, C. (2000, May). Heat and fluid flow at the Soultz hot dry rock system in the Rhine Graben. In *Proceedings of World Geothermal Congress*. (Pribnow & Clauser., 2000).

Pruess, K. (2006). Enhanced geothermal systems (EGS) using CO<sub>2</sub> as working fluid—A novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon. *Geothermics*, 35(4), 351-367. (Pruess., 2006).

Rayo Rocha, L. D. P. (2012). Evolución geoquímica y térmica del volcán Nevado del Ruiz, Colombia. *Departamento de Geociencias*. (Rayo-Rocha., 2012).

Rojas Ruiz, D. (2016). Contribución al estudio del Volcán de Paipa y su sistema termal mediante prospecciones de resistividad. (Rojas Ruiz., 2016).

Rojas Sarmiento, O. E. (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. *Departamento de Geociencias*. (Rojas-Sarmiento., 2012).

Rudiyanto, B., Bahthiyar, M. A., Pambudi, N. A., & Hijriawan, M. (2021). An update of second law analysis and optimization of a single-flash geothermal power plant in Dieng, Indonesia. *Geothermics*, 96, 102212. (Rudiyanto et al., 2021).

Salim, E. (2010). *Ratusan bangsa merusak satu bumi*. Penerbit Buku Kompas. (Salim., 2010).

Santacroce, R. (1981). Estudio de reconocimiento de los recursos geotermicos de la Republica de Nicaragua. Informe Geo-vulcanologico. (Santacroce., 1981).

Santacroce, R. (1981). Estudio de reconocimiento de los recursos geotermicos de la Republica de Nicaragua. Informe Geo-vulcanologico. (Santacroce., 1981).

Schellschmidt, R., Sanner, B., Pester, S., & Schulz, R. (2010, April). Geothermal energy use in Germany. In *Proceedings World geothermal congress* (Vol. 152, p. 19). (Schellschmidt et al., 2010).

Schindler, M., Baumgärtner, J., Gandy, T., Hauffe, P., Hettkamp, T., Menzel, H., ... & Wahl, G. (2010, April). Successful hydraulic stimulation techniques for electric power production in the Upper Rhine Graben, Central Europe. In *Proceedings world geothermal congress* (Vol. 2010). (Schindler et al., 2010).

Sharmin, T., Khan, N. R., Akram, M. S., & Ehsan, M. M. (2023). A State-of-the-art Review on for Geothermal Energy Extraction, Utilization, and Improvement Strategies: Conventional, Hybridized, and Enhanced Geothermal Systems. *International Journal of Thermofluids*, 100323. (Sharmin et al., 2023).

Sharmin, T., Khan, N. R., Akram, M. S., & Ehsan, M. M. *International Journal of Thermofluids*. (Sharmin et al., 2021).

Siega, F. L., Salonga, N. D., & D'Amore, F. (1999, March). Gas equilibria controlling H<sub>2</sub>S in different Philippine geothermal fields. In *Proc. 20 th Annual PNOC-EDC Geothermal Conference* (pp. 29-35). (Siega et al., 1999).

Sofyan, Y., Daud, Y., Kamah, Y., & Ehara, S. (2010). Microgravity method to model mass balance in the Kamojang Geothermal Field. *Current Applied Physics*, 10(2), S108-S112. (Sofyan et al., 2010).

Spence K. Chairman's address to shareholders. Geodynamics Ltd. 2014 Annual General Meeting, Brisbane, Australia; 2014. (Spence & Geodynamics., 2014).

Sudarman, S., Guntur, B., Satyajit, D., Sumantri, Y., 2000. Mapping reservoir permeability with geoelectrical, FMS, and spinner data Kamojang field Indonesia. In: *Proceedings World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28–June 10, 2000*, pp. 2911–2917. (Sudarman et al., 2000)

Sukhyar, R., Soedibjo, A. W., Ganefianto, N., & Stimac, J. (2010). Geothermal energy update: Geothermal energy development and utilization in Indonesia. In *Proceedings World Geothermal Congress* (p. 2010). (Sukhyar et al., 2010).

Suryadarma, Azimuddin, T., Dwikorianto, T., Fauzi, A., 2005. The Kamojang geothermal field: 25 years operation. In: *Proceedings World Geothermal Congress, Antalya, Turkey, April 24–29, 2005*, 5 pp. (Sudarman et al., 2005).

Tenma, N., Yamaguchi, T., Tezuka, K., Oikawa, Y., & Zvoloski, G. (2001). Comparison of heat extraction from production wells in the shallow and the deep reservoirs at the Hijiori HDR test site using FEHM code. In *Proc. 26th Stanford Workshop on Geothermal Res. Eng., Jan.* (Tenma et al., 2001).

Tester, J. W., Anderson, B. J., Batchelor, A. S., Blackwell, D. D., DiPippo, R., Drake, E. M., ... & Toksoz, M. N. (2006). The future of geothermal energy. *Massachusetts Institute of Technology*, 358. (Tester et al., 2006).

Thayer, M. A. (1981). Contingent valuation techniques for assessing environmental impacts: Further evidence. *Journal of Environmental Economics and Management*, 8(1), 27-44. (Thayer., 1981).

Tian, M. W., Parikhani, T., Jermittiparsert, K., & Ashraf, M. A. (2020). Exergoeconomic optimization of a new double-flash geothermal-based combined cooling and power (CCP) system at two different cooling temperatures assisted by boosters. *Journal of cleaner production*, 261, 120921. (Tian et al., 2020).

Ueda, A., Ozawa, A., Sugiyama, K., Yamakawa, T., & Satoh, H. (2010). CO<sub>2</sub> sequestration into hydrothermal system at Ogachi hot dry rock site, Japan and a new

monitoring system for" in situ analyses" of calcite precipitation. In *16th Japan Formation Evaluation Symposium (Makuhari, Chiba, 10/7-8/2010) Proceedings*. (Ueda et al., 2010)

UPME. (2016). Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano. *UPME*. (UPME., 2016).

Van Oort, E., Chen, D., Ashok, P., & Fallah, A. (2021, March). Constructing deep closed-loop geothermal wells for globally scalable energy production by leveraging oil and gas ERD and HPHT well construction expertise. In *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition*. OnePetro. (Van et al., 2021)

Vásquez, L. (2007). Magnetometría aplicada a la exploración de aguas subterráneas en Nariño. In *Memorias XI Congreso Colombiano de Geología*. (Vásquez., 2007).

Vélez, M. I., Blessent, D., Córdoba, S., López-Sánchez, J., Raymond, J., & Parra-Palacio, E. (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. (Vélez et al., 2018).

Vergara, R. B., Montero, J. M., & López, L. A. Q. (2021). Determinación del origen y potencial geotérmico de las manifestaciones hidrotermales ubicadas en los municipios de Becerril (Cesar) y Ciénaga (Magdalena). *Ingeniare*, (30), 11-28. (Vergara et al., 2021).

Wyss, R., & Rybach, L. (2010, April). Developing deep geothermal resources in Switzerland. In *Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia* (p. 4). (Wyss & Rybach., 2010)

Xu, T., Kaieda, H., Ueda, A., Sugiyama, K., Ozawa, A., Wan, Y., & Pruess, K. (2010). Fluid-rock interactions in enhanced geothermal systems with CO<sub>2</sub> as working fluid:

modeling of geochemical changes induced by CO<sub>2</sub> injection into the Ogachi (Japan) EGS Site. In *Geothermal Resources Council Annual Meeting 2010, Geothermal 2010* (pp. 459-464). (Xu et al., 2010)

Yari, M. (2010). Exergetic analysis of various types of geothermal power plants. *Renewable energy*, 35(1), 112-121. (Yari., 2010).

Yıldırım Özcan, N., & Gökçen, G. (2012). Performance analysis of single-flash geothermal power plants: Gas removal systems point of view. *Geothermal Energy, Technology and Geology*. (Yildirim et al., 2012)

Zarrouk, S. J., & Moon, H. (2014). Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. *Geothermics*, 51, 142-153. (Zarrouk & Moon., 2014).

2013 Annual general meeting shareholder presentation. Geodynamics Ltd., Milton, Queensland, Australia; November 28, 2013.