



Escuela de Ciencias e  
Ingeniería

**MODELO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA  
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE  
UN PATRÓN ESTADÍSTICO DE ZONAS POTENCIALES  
GEOTÉRMICAS DE ALTA ENTALPÍA EN COLOMBIA**

Presentado para obtener el título de

**MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Carlos Andrés Trigos Peñaranda

Luis Eduardo Salas Vargas

Dirección:

Andrés Mauricio Pérez Gordillo

Universidad del Rosario

Escuela de ciencias e ingeniería

Maestría en Energía Renovables

## DEDICATORIA

Doy gracias a Dios por permitirme alcanzar una meta más en mi camino, a mis dos grandes mujeres, mi Mamá Ligia y mi Esposa Sandra, quienes son la guía para trazar mis objetivos; a mis dos hijos por ser pacientes al momento de robarles horas y por ser mis motores de perseverancia. A mi Papá y mi hermano en el cielo. A mi Hermana y mis amigos por ese apoyo incondicional y esa paciencia para ayudarme en todo momento. A mi empresa por facilitarme el recurso. Al profesor Andrés, por su acompañamiento. A mi compañero de tesis, Luis, por su disciplina y responsabilidad.

**Carlos Andrés Trigós Peñaranda**

Dedico este trabajo a mis padres (Luis Guillermo y María Cristina), quienes con su sacrificio y guía han estado a mi lado en cada paso de mi formación académica. Gracias por ser mi mayor inspiración y por motivarme siempre a perseguir mis sueños, sin ustedes, nada de esto habría sido posible. A mi esposa Jimena, por su compañía incondicional y sus palabras de aliento cuando más las necesité. Al profesor Andrés Mauricio Pérez, por guiarnos y creer en nosotros durante todo este proceso. A mi compañero de tesis, Carlos, por compartir este reto conmigo y aportar su experiencia y conocimiento.

Con mucha gratitud, dedico este logro a todas las personas que han creído en mí y que, de una u otra forma, han sido parte de este camino.

**Luis Eduardo Salas Vargas**

## AGRADECIMIENTOS

iii

Agradecemos al profesor Andrés Mauricio Pérez (asesor de nuestro proyecto de grado), por habernos compartido todo su conocimiento y tiempo para la realización de este proyecto.

A María Fernanda Gómez, agradecemos por habernos orientado en desarrollar este proyecto en Geotermia y por animarnos en trabajar en equipo.

También agradecemos a los profesores y compañeros de la Maestría, quienes con sus conocimientos y apoyo hicieron que este camino fuera más enriquecedor y llevadero.

Finalmente, queremos agradecer a cada uno que apoyo y aportó para el desarrollo de este trabajo.

**Autores**

Este trabajo presenta el desarrollo de un modelo técnico y económico para la generación de energía eléctrica en Colombia, aprovechando el potencial de zonas geotérmicas de alta entalpía. A pesar de que el país cuenta con una capacidad estimada de hasta 1 170 MW en energía geotérmica, gracias a su ubicación en un contexto geológico activo, este recurso renovable ha sido escasamente explotado debido a barreras técnicas, económicas y de conocimiento. Este trabajo busca aportar conocimiento de este recurso, simulando el proceso de generación de energía eléctrica y evaluando financieramente un sistema diseñado específicamente para las condiciones de yacimiento encontradas en el patrón de zonas de alta entalpía en Colombia.

Para lograr lo anterior, se estableció una metodología estructurada en cinco fases: (1) revisión bibliográfica de estudios nacionales e internacionales, (2) análisis estadístico de las variables generadas por el Servicio Geológico Colombia para el cálculo del calor almacenado utilizando el método volumétrico, (3) identificación de patrones de zonas potenciales mediante el método agrupamiento K-Medoides teniendo en cuenta la distribución de los datos, (4) diseño y simulación de un diagrama de proceso usando Pipesim 2023 y (5) análisis económico utilizando una metodología de confiabilidad conocida como Costo del Ciclo de Vida (LCC) con el software DST (Decision Support Tools).

Este modelo no solo plantea una alternativa para diversificar la matriz energética nacional, tradicionalmente dominada por hidroeléctricas y combustibles fósiles, sino que también propone soluciones concretas para reducir la vulnerabilidad ante fenómenos climáticos extremos como El Niño. Asimismo, la incorporación de la geotermia permitiría una generación independiente de factores meteorológicos, contribuyendo a la estabilidad del sistema eléctrico nacional.

Finalmente, se realizaron simulaciones con distintos diseños de turbinas geotérmicas, determinando que la turbina de condensación es la más adecuada para las condiciones de los yacimientos en Colombia. A partir del modelo de planta desarrollado, se estimó un potencial de generación de 8,4 MWh por hora utilizando una turbina de contrapresión y con turbina de condensación 14,64 MWh por hora. El análisis económico evaluó alternativas de generación de 15, 30 y 45 MW, concluyendo que el escenario más recomendable es el de 45 MW con turbinas de condensación, dado que maximiza la rentabilidad.

This work presents the development of a technical and economic model for electricity generation in Colombia, leveraging the potential of high-enthalpy geothermal zones. Although the country has an estimated capacity of up to 1,170 MW from geothermal energy, thanks to its location in an active geological context, this renewable resource has been scarcely exploited due to technical, economic, and knowledge-related barriers. This study aims to contribute to the understanding of this resource through the simulation of the electricity generation process and the financial evaluation of a system specifically designed for reservoir conditions found in the pattern of high-enthalpy zones in Colombia.

For this study, a structured methodology is proposed in five phases: (1) a literature review of national and international studies, (2) statistical analysis of the variables reported by the Colombian Geological Service for the calculation of the stored heat using the volumetric method, (3) identification of potential zone patterns using the K-Medoids clustering method considering data distribution, (4) design and simulation of a process diagram using Pipesim 2023 and (5) economic analysis using a reliability methodology known as Life Cycle Cost (LCC) with the DST (Decision Support Tools) software.

This model not only proposes an alternative to diversify the national energy matrix—traditionally dominated by hydroelectric and fossil fuel sources—but also offers concrete solutions to reduce its vulnerability to extreme climate phenomena such as El Niño. Additionally, the incorporation of geothermal energy would enable electric generation, independent of weather conditions, thereby contributing to the stability of the national electricity system.

Finally, simulations were carried out with different geothermal turbine designs, determining that the condensing turbine is the most suitable for the reservoir conditions in Colombia. Based on the developed plant model, a generation potential of 8.4 MWh per hour was estimated using a back-pressure turbine, and 14.64 MWh per hour with a condensing turbine. The economic analysis evaluated generation alternatives of 15, 30, and 45 MW, concluding that the most advisable scenario is 45 MW with condensing turbines, since it maximizes profitability and ensures the project's financial sustainability.

## TABLA DE CONTENIDO

vi

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN.....	10
Capítulo 2 OBJETIVOS.....	12
2.1 Objetivo general.....	12
2.1.1 Objetivos específicos.....	12
Capítulo 3 ALCANCE Y LIMITACIONES.....	12
Capítulo 4 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	14
Capítulo 5 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	17
5. 1 Generalidades.....	17
5.1.1 Modelo geotérmico conceptual.....	18
5.1.2 Explotación del recurso geotérmico.....	20
5.1.2.1 Yacimiento.....	21
5.1.2.2 Pozo productor.....	22
5.1.2.3 Facilidades de superficie.....	24
5.1.2.4 Central geotérmica.....	25
5.1.2.5 Pozo inyector.....	29
5.1.2.6 Sistema de tratamiento químico.....	30
5.1.3 Pasos para el desarrollo de un proyecto geotérmico.....	30
5.2 Estado del arte.....	31
Capítulo 6 METODOLOGÍA.....	41
Capítulo 7 RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	44
7.1. Identificación del patrón estadístico de zonas con alto potencial geotérmico en Colombia.....	44
7.2 Modelo técnico de generación de energía eléctrica.....	50
7.2.1 Simulación 1 (caso 1).....	73
7.2.2 Simulación 2 (caso 2).....	74
7.2.3 Diseño del pozo inyector.....	76
7.2.4 Verificación de los parámetros utilizados para la simulación del modelo técnico de generación de energía eléctrica.....	82
7.3 Modelo económico.....	85
7.4 Otros aspectos.....	98
Capítulo 8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	102
REFERENCIAS.....	105
APÉNDICE.....	110
Apéndice 1.....	110
Apéndice 2.....	117
Apéndice 3.....	120
Apéndice 4.....	124
Apéndice 5.....	125

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Descripción de los principales proyectos geotérmicos en el mundo	32
Tabla 2. Compilación de parámetros de energía geotérmica por país	33
Tabla 3. Zonas con recursos hidrotermales geotérmicos en Colombia	35
Tabla 4. Valores usados para la estimación del calor específico volumétrico de la roca (pc)	37
Tabla 5. Áreas y bloques geotérmicos	39
Tabla 6. Promedio y rango de las variables de interés del patrón estadístico de zonas potenciales	49
Tabla 7. Parámetros utilizados para el modelo de condiciones del reservorio, área geotérmica de Nereidas	53
Tabla 8. Parámetros pozos geotérmicos en el mundo	83
Tabla 9. Resumen estadístico de los parámetros de pozos geotérmicos en contextos geológicos similares al de Colombia	84
Tabla 10. Cálculo de pozos productores y facilidades para modelo de generación con turbina de contrapresión	87
Tabla 11. Cálculo de pozos productores y facilidades para modelo de generación con turbina de condensación	87
Tabla 12. Cálculo de CAPEX por modelo de generación con turbina de contrapresión	88
Tabla 13. Cálculo de CAPEX por modelo de generación con turbina de condensación	89
Tabla 14. Cálculo de los OPEX por capacidad instalada	90
Tabla 15. Calculo LCOE por tecnología y capacidad instalada	98

## LISTA DE FIGURAS

viii

Figura 1. Clasificación de fuentes geotérmicas acorde a su temperatura (Entalpia)	18
Figura 2. Funcionamiento de una planta de generación geotérmica tipo flash	20
Figura 3. Esquema de un yacimiento geotérmico	21
Figura 4. Diseño típico de pozo geotérmico	23
Figura 5. Pozo geotérmico SM-1 en Laguna Colorada Nicaragua	23
Figura 6. Facilidades de una central Geotérmica	24
Figura 7. Planta tipo vapor seco y flash	25
Figura 8. Planta tipo binario	26
Figura 9. Distribución de centrales geotérmicas en el mundo	27
Figura 10. Diferencias entre turbinas de contrapresión y de condensados	29
Figura 11. Esquema para el desarrollo de proyectos en geotermia	31
Figura 12. Localización de las áreas geotérmicas	39
Figura 13. Metodología para el desarrollo del proyecto	41
Figura 14. Diagrama de cajas y bigotes de las variables	46
Figura 15. Estimación del número de cluster	48
Figura 16. Patrón estadístico de zonas potenciales	49
Figura 17. Esquema campo geotérmico	51
Figura 18. Parámetros para el diseño de simulación del proceso de condiciones del reservorio	52
Figura 19. Esquema del pozo del área geotérmica de Nereidas	53
Figura 20. Diseño mecánico del casing	55
Figura 21. Esquema Diseño mecánico del pozo	56
Figura 22. Gráfico de presión de saturación vs. temperatura	57
Figura 23. Parámetros de salinidad del agua	58
Figura 24. Relación presión vs. temperatura desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo simulación 1	59
Figura 25. Simulación 1 cantidad de vapor en la cabeza del pozo	59
Figura 26. Relación presión vs. temperatura desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo simulación 2	60
Figura 27. Simulación 2 cantidad de vapor en la cabeza del pozo	60
Figura 28. Esquema de facilidades superficiales en el software Pipesim	61
Figura 29. Resultados de simulación del proceso con tubería de superficie en 12 In	62
Figura 30. Resultados de simulación del proceso con tubería de superficie en 10 In	62
Figura 31. Resultados de simulación del proceso con tubería de superficie en 6 In	62
Figura 32. Resultados de simulación del proceso con tubería de superficie en 4 In	62
Figura 33. Resultados de simulación en Pipesim del proceso con tubería de 6 In	63
Figura 34. Tabla de pérdida de material en tuberías por efectos de contaminantes en el agua	64
Figura 35. Simulación en Pipesim de presión máxima en tubería de 6 In a diferentes flujos	66
Figura 36. Propiedades de tubería comercial en acero inoxidable	67
Figura 37. Parámetros del diseño de la tubería conexión pozo al separador bifásico	68
Figura 38. Simulación de condiciones de operación a diferentes diámetros de tubería L1	69
Figura 39. Parámetros del diseño en Pipesim de la tubería conexión del separador bifásico a la turbina	70
Figura 40. Parámetros del diseño de la tubería conexión del separador bifásico a la turbina L2	71
Figura 41. Parámetros de diseño del separador bifásico	71

Figura 42. Parámetros de diseño de la turbina geotérmica	72ix
Figura 43. Parámetros de diseño tanque de almacenamiento	72
Figura 44. Turbina de contrapresión modelo GXP-2B Thosiba	73
Figura 45. Parámetros de entrada de presión en el separador	74
Figura 46. Resultados salida de vapor del separador a la turbina simulación 1	74
Figura 47. Turbina de condensación modelo GXP-5C Thosiba	75
Figura 48. Variables incluidas en la simulación 2	75
Figura 49. Resultados salida de vapor del separador a la turbina simulación 2	76
Figura 50. Condiciones de superficie para simular el requerimiento de presión de inyección	77
Figura 51. Resultados de la simulación para determinar la presión requerida en superficie para inyectar el fluido extraído del reservorio	78
Figura 52. Resultados de la simulación para determinar la presión requerida en superficie para inyectar el fluido extraído del reservorio	78
Figura 53. Alternativas de selección de bombas aplicables para el proceso de inyección	79
Figura 54. Curva de desempeño de bomba seleccionada	80
Figura 55. Características técnicas de la bomba de inyección seleccionada	81
Figura 56. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 15 MW con turbinas de contrapresión	91
Figura 57. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 15 MW con turbinas de condensación	92
Figura 58. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 30 MW con turbinas de contrapresión	93
Figura 59. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 30 MW con turbinas de condensación	93
Figura 60. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 45 MW con turbinas de contrapresión	94
Figura 61. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 45 MW con turbinas de condensación	95
Figura 62. Resultados comparación escenarios VPN	97

## Capítulo 1

### INTRODUCCIÓN

El aprovechamiento del recurso geotérmico en Colombia aún se encuentra en etapas iniciales, a pesar de los estudios realizados desde finales de los años setenta para evaluar su viabilidad. Entre estos estudios sobresalen: el reconocimiento de campos geotérmicos entre Colombia y Ecuador, realizado entre 1979 y 1982 por Olade, Aquater, BRGM y Geotérmica Italiana (Marzolf, 2014). Por otra parte, una de las zonas con mayor actividad geotérmica del país es el complejo volcánico Nevado del Ruiz, en donde se han realizado varios estudios de prefactibilidad (CHEC, 1983; Geocónsul, 1992; GESA, 1997). En el año 2000 Ingeominas (actualmente el Servicio Geológico Colombiano) desarrolla el Mapa Geotérmico de Colombia, que fue actualizado junto con La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en 2008 (Alvarado et al., 2008). Estudios sobre sistemas geotermales en las áreas de los volcanes Azufral y Cumbal, realizados por Ingeominas entre 1998 y 1999 (Marzolf, 2014), y posteriormente entre 2008 y 2009, con investigaciones adicionales en colaboración con la Universidad Nacional de Colombia (UNAL) en 2006 (Marzolf, 2014), han permitido conocer un poco el aprovechamiento del potencial geotérmico en estas áreas. Ingeominas también llevó a cabo estudios sobre los sistemas geotermales en Paipa e Iza, en 2005 y nuevamente entre 2008 y 2009 (Marzolf, 2014). Además, es posible mencionar el estudio de factibilidad básica para el desarrollo de un proyecto geotérmico en Colombia realizado en el año 2008 por Isagen, Ingeominas y USTDA (Marzolf, 2014). La anterior información permite entender que en Colombia desde los años 80 se ha venido investigando el potencial geotérmico mediante investigaciones de entidades privadas y públicas.

En Colombia, la capacidad de generación eléctrica utilizando recursos geotérmicos hidrotermales fue estimada inicialmente en un rango de 700 a 1 370 MW, considerando la tecnología disponible en 1999 (Gawell, Reed y Wright, 1999). No obstante, si se aplican avances tecnológicos en técnicas de perforación y aumento de la permeabilidad de los reservorios, este potencial podría incrementarse hasta en un rango de 1.34 GW a 2.21 GW (Alfaro *et al.*, 2020).

En los últimos años, Colombia ha identificado la necesidad urgente de diversificar su matriz energética, debido a la alta dependencia de fuentes convencionales como los combustibles

fósiles y la energía hidroeléctrica, las cuales presentan vulnerabilidades ante cambios ambientales (efectos climáticos como el Niño) y fluctuaciones económicas. En este escenario, la geotermia de alta entalpía se perfila como una opción estratégica, especialmente en regiones volcánicas y de cordillera, con un potencial de generación de 1 170 MW, calculado por el Servicio Geológico Colombiano. A diferencia de otras fuentes renovables, esta tecnología puede garantizar un flujo de energía, sin depender de condiciones climáticas, lo que podría aportar un respaldo al sistema eléctrico nacional.

Sin embargo, su implementación enfrenta una serie de obstáculos. El desarrollo de proyectos geotérmicos requiere inversiones significativas, conocimiento técnico especializado y estudios de exploración complejos (CEF, 2024). A esto se suma la dificultad de acceder a financiación suficiente, lo que hace necesario contar con políticas de apoyo estatal, incentivos tributarios y una estrecha cooperación entre actores públicos y privados (CEF, 2024). Además, es imprescindible adecuar la infraestructura eléctrica existente para facilitar la incorporación eficiente de esta fuente al sistema energético (CEF, 2024).

A pesar de estos desafíos, la apuesta por la energía geotérmica representa una gran oportunidad para Colombia. No solo permitiría diversificar su matriz energética y reducir impactos ambientales, sino que también impulsaría la creación de empleo y atraería inversión extranjera.

Para el desarrollo de este trabajo de tesis, se empleó una metodología estructurada en cinco fases: revisión bibliográfica, caracterización de zonas potenciales, desarrollo del modelo técnico, desarrollo del modelo económico y elaboración de los resultados. Se inició con una revisión bibliográfica de estudios previos y bases de datos sobre geotermia. Luego, mediante técnicas de análisis estadístico y agrupamiento de datos, se identificaron los patrones de zonas con alta entalpía en Colombia. A partir de estas zonas, se diseñó un modelo técnico, esquematizando el pozo de producción y simulando las condiciones de generación eléctrica mediante la generación de vapor, utilizando el software Pipesim 2023. Finalmente, se evaluó la viabilidad económica del modelo con un software especializado en toma de decisiones mediante metodologías de confiabilidad basados en el análisis de costo del Ciclo de Vida (LCC) de un proyecto con base en el costo, riesgo y desempeño de los activos DST (que sus siglas en inglés Decision support tools).

## Capítulo 2

### OBJETIVOS

#### 2.1 Objetivo general

Desarrollar un modelo técnico y económico para la generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento del potencial geotérmico en Colombia de alta entalpía, con el fin de contribuir a la diversificación de la canasta energética nacional.

#### 2.1.1 Objetivos específicos

- 2.1.1.1 Identificar el patrón estadístico de zonas con alto potencial geotérmico en Colombia.
- 2.1.1.2 Establecer un modelo técnico de generación de energía eléctrica para el patrón estadístico de zonas con alto potencial geotérmico.
- 2.1.1.3 Seleccionar un sistema de generación de energía a partir del potencial geotérmico en Colombia.
- 2.1.1.4 Definir las premisas necesarias para que el modelo técnico y económico para el aprovechamiento del potencial geotérmico en Colombia de alta entalpía definido cumpla la promesa de valor del proyecto.

## Capítulo 3

### ALCANCE Y LIMITACIONES

El presente estudio se fundamentó en el uso de información secundaria, particularmente el *Inventario Nacional de Manifestaciones Hidrotermales de Colombia* (SGC, 2015) y la *Estimación Preliminar del Potencial Geotérmico de Colombia* (Alfaro et al., 2020), para la caracterización de las condiciones del reservorio. A partir de estas fuentes, se aplicó una metodología estadística orientada a identificar patrones estadísticos representativos y estimar valores promedio de las principales variables requeridas para dicha caracterización, entre ellas: área, espesor, temperatura, volumen, porosidad, densidad del agua, densidad de la roca, calor específico volumétrico de la roca y rango de conductividad eléctrica.

En el modelo técnico de generación de energía eléctrica se consideraron los siguientes parámetros: presión de reservorio de 3 292 psia y profundidad de 2 350 m (Baker Hughes, 2025); porosidad de 0,11; área de 2,75 km<sup>2</sup>; volumen del yacimiento de 4,09 km<sup>3</sup>; espesor de 1,5 km; temperatura de 200 °C; calor específico volumétrico de la roca de 2 832,7 kJ/m<sup>3</sup>°C; conductividad de 5 581,5 μS/cm; pH de 6,27 (Alfaro *et al.*, 2020); distancia a la red de transmisión de 16,83 km; volumen disponible en el yacimiento de 373 746 barriles de agua por día; un pozo con tres revestimientos (*casing*) con diámetros de 24In, 19In y 8,8In; un *liner ranurado* colgado entre 2 290 m y 2 350 m con diámetro de 6"; salinidad del agua del reservorio de 10 000 mg/L (Baker Hughes, 2025); tubería superficial de conexión en acero inoxidable AISI 316 de 12" (de cabeza de pozo al separador bifásico); tubería de 12" en acero inoxidable (del separador bifásico a la turbina); tubería en acero al carbón Schedule 40 de 6" (del separador bifásico al depósito de agua); un separador bifásico; turbinas geotérmicas de contrapresión modelos GXP-2B y GXP-5C (Toshiba); y un pozo inyector.

En el modelo económico se utilizaron los valores reportados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2024), empleando un CAPEX de 4 015 USD/kW instalado, un OPEX de 125 USD/kW instalado y un factor de planta del 85 %.

En consecuencia, los resultados obtenidos deben interpretarse como una aproximación inicial del potencial geotérmico del país, orientada a servir como insumo técnico para la formulación y priorización de futuras fases de exploración geológica y geofísica, más que como una caracterización definitiva o una cuantificación concluyente del recurso.

## Capítulo 4

### PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

En los últimos años, se ha convertido en una prioridad estratégica para muchos países, incluyendo Colombia, la diversificación de la matriz energética con nuevas fuentes de energía (Congreso de Colombia, 2014). La dependencia de fuentes tradicionales como los combustibles fósiles y la energía hidroeléctrica presenta riesgos significativos debido a factores como la volatilidad de los precios, los impactos ambientales y la vulnerabilidad a fenómenos climáticos extremos (el fenómeno del niño) (Congreso de Colombia, 2014). En este sentido, la investigación y el aprovechamiento de fuentes renovables de energía son esenciales para aportar en el aseguramiento energético de un país.

Colombia, por su condición geográfica, subducción de la placa de Nazca con la suramericana, posee un considerable potencial geotérmico especialmente en zonas de alta entalpia. La alta entalpia se refiere a áreas donde las temperaturas del subsuelo son lo suficientemente altas como para ser aprovechadas directamente para la generación de electricidad. Este recurso, sin embargo, ha sido subutilizado debido a desafíos técnicos, económicos y de conocimiento.

Por otro lado, el aprovechamiento del potencial geotérmico de alta entalpia en Colombia representa una innovación significativa en el sector energético del país. Hasta la fecha, las fuentes de energía renovable en Colombia se han centrado principalmente en la energía hidroeléctrica, eólica y solar. La inclusión de la energía geotérmica no solo ampliaría el abanico de opciones renovables disponibles, sino que también introduciría nuevas tecnologías y conocimientos especializados en el país. Teniendo en cuenta que el potencial geotérmico en Colombia es particularmente notable en las zonas volcánicas y cordilleranas, donde la actividad geotérmica es más intensa, las estimaciones sugieren que el país podría tener un potencial de 1 170 MW (Alfaro *et al.*, 2020). Esta capacidad de generación no solo representa una fuente de energía renovable y limpia, sino que también ofrece la ventaja de proporcionar un suministro de electricidad constante y fiable, independientemente de las condiciones climáticas, generando un mix energético donde no se dependa en gran proporción de fuentes fósiles y de hidroeléctricas.

No obstante, los retos y oportunidades asociados con el aprovechamiento de la geotermia de alta entalpía en Colombia son múltiples y complejos. Sin embargo, cada desafío también abre puertas a oportunidades de crecimiento y avance tecnológico.

La exploración y desarrollo de la geotermia de alta entalpía representan uno de los mayores retos, ya que este proceso es costoso y presenta un riesgo significativo. Para poder mitigar este riesgo se debe explotar estos recursos de manera eficiente y segura, contando con conocimiento geológico y tecnología especializada para la explotación de este. Para poder lograr este conocimiento se deben realizar estudios detallados de subsuelo como geofísica y pozos exploratorios. Siendo estos los insumos importantes para aumentar la eficiencia en la explotación de este recurso geotérmico.

La financiación es otro desafío importante. La inversión inicial en proyectos geotérmicos puede ser considerablemente alta, lo que puede dificultar la adquisición de los recursos económicos necesarios para desarrollar proyectos. Para superar este obstáculo, se requieren políticas públicas eficientes y ejecutables a corto y medio plazo, mecanismos de financiación adecuados que incentiven el desarrollo de la energía geotérmica, donde se apliquen subsidios, beneficios fiscales y la creación de fondos de inversión exclusivos para las energías renovables. Además, es necesario la articulación entre el sector público y privado para movilizar los recursos necesarios y compartir los riesgos o avances asociados con estos proyectos.

La integración de la energía geotérmica a la red eléctrica existente también presenta desafíos. Aunque la geotermia proporciona un suministro constante de electricidad, su integración puede requerir inversiones en infraestructura para garantizar una distribución eficiente y confiable de la energía. Esto incluye la actualización y expansión de la red eléctrica nacional, así como la ejecución de sistemas de gestión avanzados que puedan manejar la intermitencia y garantizar una distribución óptima de la energía generada. Además, es fundamental desarrollar capacidades técnicas y operativas para gestionar de manera eficaz la incorporación de nuevas fuentes de energía a la matriz existente (mix energético).

Pese a estos retos, se ofrecen oportunidades inmensas para el desarrollo de la geotermia de alta entalpía. Además de diversificar la matriz energética y contribuir a la sostenibilidad ambiental,

el avance en este campo puede posicionar a Colombia como un líder en innovación energética en la región. La inversión en tecnologías geotérmicas puede impulsar el desarrollo económico local, creando empleos y fomentando el crecimiento de industrias relacionadas. Asimismo, el desarrollo exitoso de proyectos geotérmicos puede atraer inversión extranjera y fortalecer el apoyo internacional para el desarrollo de energías renovables.

En este contexto, las razones expuestas fundamentan y motivan la elaboración del presente estudio, el cual tiene como propósito desarrollar un análisis técnico y económico del aprovechamiento de la geotermia de alta entalpía en Colombia para la generación de energía eléctrica. Con ello, se busca contribuir al fortalecimiento de este recurso como alternativa viable dentro del sistema energético nacional y generar insumos que faciliten la toma de decisiones estratégicas en el sector. De esta manera, la investigación no solo atiende una necesidad académica, sino que se articula directamente con la necesidad de avanzar hacia una matriz energética más diversificada, resiliente y sostenible.

## Capítulo 5

### MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

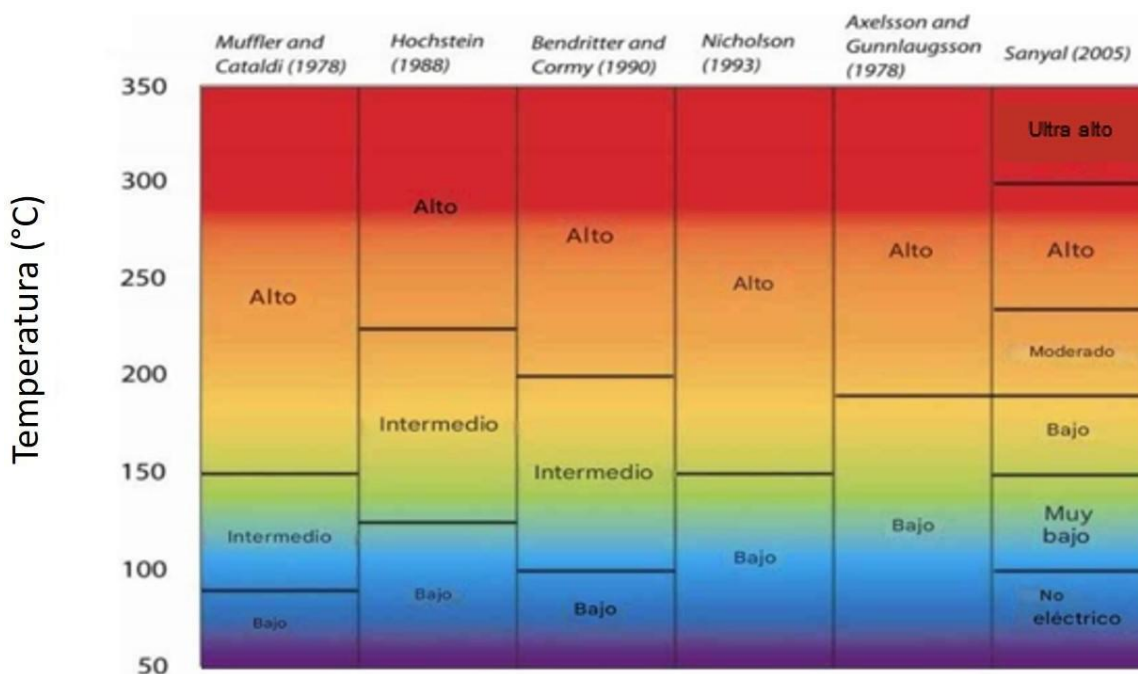
#### 5. MARCO TEÓRICO

##### 5.1 Generalidades

La energía geotérmica es el calor producido en el interior de la tierra y transmitido hacia la superficie. Las zonas con mayor aprovechamiento de esta energía se ubican en regiones volcánicas, donde las rocas presentan temperaturas elevadas que permiten calentar el agua que es infiltrada en el subsuelo. En la superficie, esta energía se manifiesta mediante fenómenos como manantiales termales, que emiten agua caliente y vapor (Marzolf, 2014).

Un sistema geotérmico consiste en un grupo de elementos naturales localizados en una misma zona o campo geotérmico, que permite la extracción de fluidos geotérmicos (Marzolf, 2014), los cuales se explotan en distintos entornos, con variaciones de temperatura y profundidad. La energía proveniente del recurso geotérmico es transportada a superficie y aprovechada en aplicaciones de calefacción, aplicaciones con procesos de vapor o generación de energía eléctrica.

La energía geotérmica se clasificó de acuerdo con la entalpía de los fluidos geotérmicos, la cual se refiere a la habilidad de retener o disipar la energía térmica (Marzolf, 2014). Por lo anterior, varios autores como Muffler y Cataldi (1978), Hochstein (1990), Benderitter y Cormy (1990) y Axelsson y Gunnlaugsson (1978) han dividido este recurso en tres categorías: baja entalpía, media o intermedia entalpía y alta entalpía (Figura 1). Sin embargo, no se han establecido rangos de temperatura homogéneos, ya que cada autor define un rango de temperatura para su clasificación. No obstante, la categoría propuesta por Muffler y Cataldi (1978) es la más reconocida y popular.



**Figura 1. Clasificación de fuentes geotérmicas acorde a su temperatura (Entalpia)**

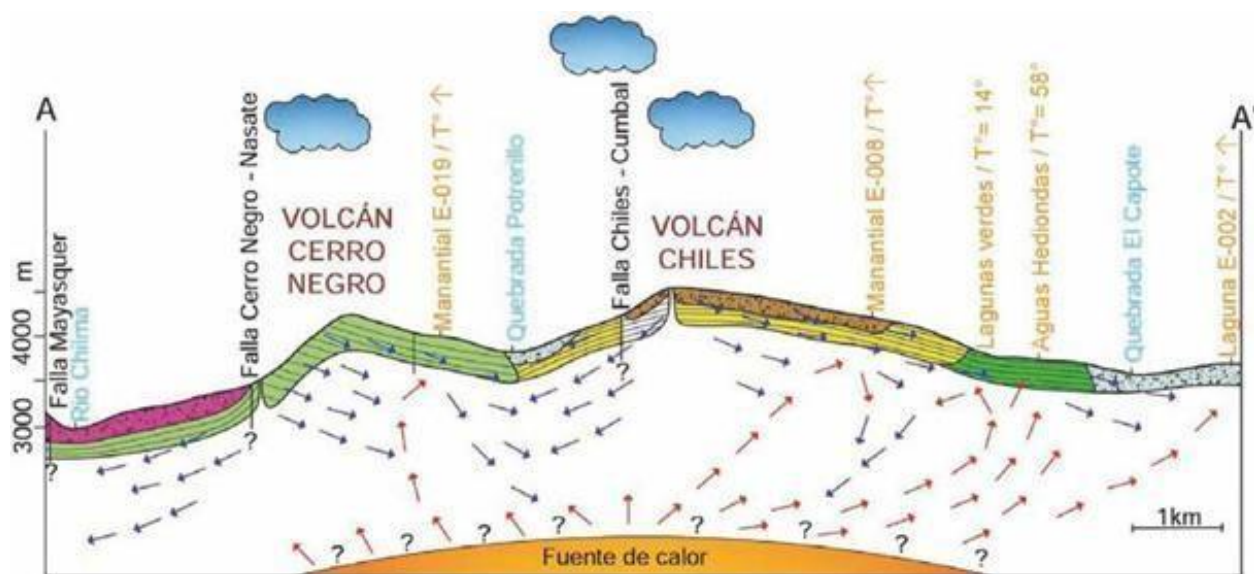
Fuente: modificada de Islam *et al.* (2018).

Igualmente, los sistemas geotérmicos se clasifican en cinco categorías con base en criterios geológicos, geofísicos, hidrológicos e ingenieriles. Estas comprenden: sistemas ígneos jóvenes vinculados al volcanismo cuaternario y a intrusiones magmáticas (sistema de interés en este trabajo); sistemas tectónicos caracterizados por un alto flujo de calor en ausencia de actividad ígnea reciente; sistemas geopresurizados, localizados principalmente en cuencas sedimentarias; sistemas de roca seca y caliente, asociados al calor acumulado en formaciones rocosas impermeables y de baja porosidad; y sistemas de aprovechamiento directo del magma, que implican la perforación de cuerpos magmáticos someros (García y Sánchez, 2019).

### 5.1.1 Modelo geotérmico conceptual

Los modelos conceptuales geotérmicos se desarrollan mediante la integración y el análisis sistemático de información geológica y geofísica, complementada con datos de temperatura y presión, propiedades petrofísicas del reservorio y antecedentes sobre la dinámica y la composición química de los fluidos del sistema geotérmico (García y Sánchez, 2019).

En este tipo de modelo se delimitan las áreas de recarga (representadas como zona de nubes en la Figura 2), los flujos de recarga del sistema (flechas azules en la Figura 2) y la dirección de la fuente de calor (flechas rojas en la Figura 2). Asimismo, se identifican las posibles zonas de descarga de aguas termales (indicadas en color naranja en la Figura 2). Cuando se dispone de información, se incluyen las temperaturas medidas en las manifestaciones termales; en caso contrario, se consideran valores superiores a la temperatura ambiente como referencia. El modelo también incorpora la litología o unidades geológicas presentes, los sistemas de fallas o fracturas que controlan la circulación de fluidos y la interacción con sistemas hídricos superficiales, tales como ríos o quebradas (García y Sánchez, 2019).



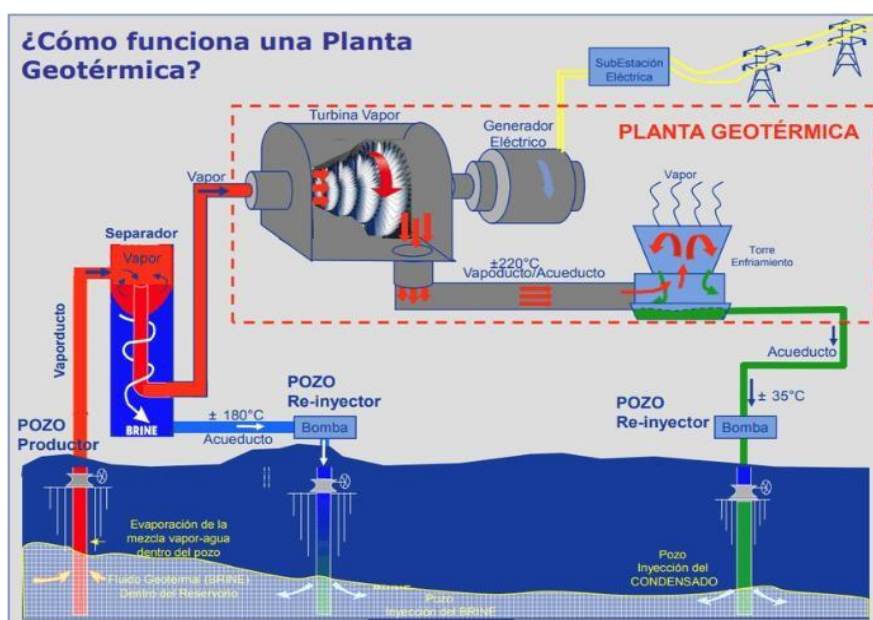
**Figura 2. Ejemplo de modelo geotérmico conceptual Volcánico Chiles-Cerro Negro (CVCCN)**  
Fuente: García y Sánchez (2019).

Estos modelos contribuyen al avance de la construcción de plantas de energía geotérmica en la etapa de prefactibilidad ya que permiten tener un contexto y caracterización de las condiciones del sistema y su recurso geotérmico (García y Sánchez, 2019).

### 5.1.2 Explotación del recurso geotérmico

El recurso geotérmico puede ser usado para muchas aplicaciones, sin embargo, en este proyecto se busca el aprovechamiento de la energía geotérmica para la producción de electricidad.

Las centrales geotérmicas son aquellos centros de generación de energía eléctrica donde se aprovecha el potencial geotérmico (flujos de vapor seco, vapor saturado o agua provenientes de los yacimientos) para extraer su calor y convertirlo en energía eléctrica (Figura 3). Teniendo en cuenta lo anterior, para el diseño de una central geotérmica se debe considerar las características de los fluidos de trabajo.



**Figura 3. Funcionamiento de una planta de generación geotérmica tipo flash**

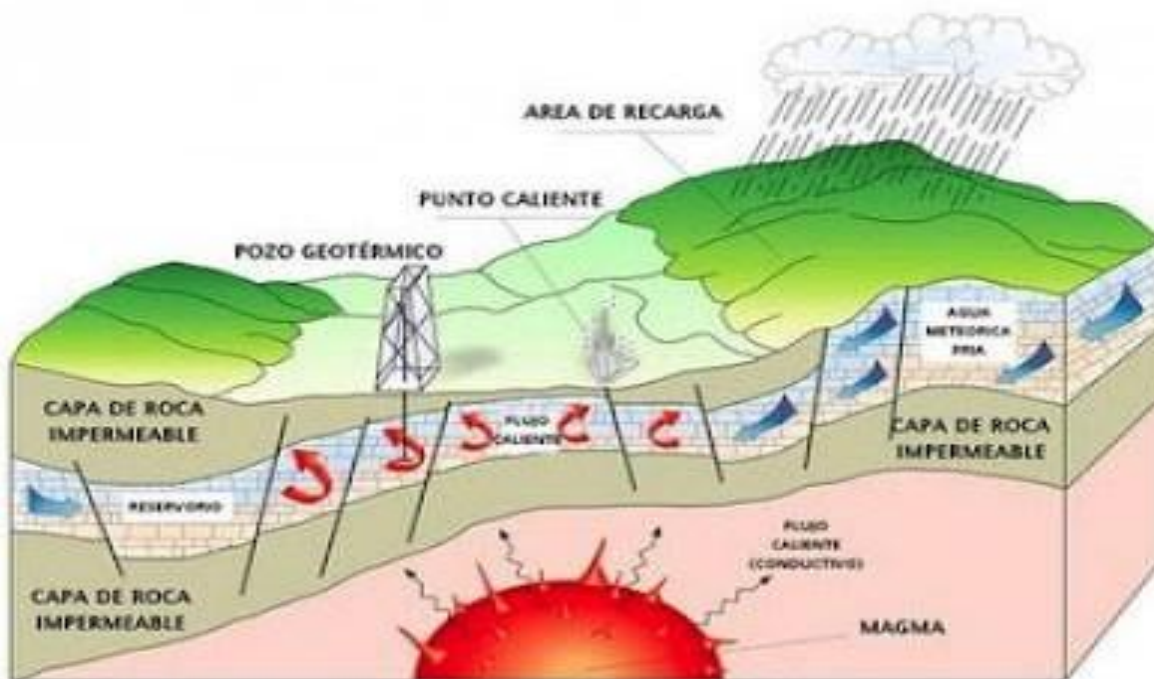
Fuente: Sol (2018).

Para entender como está constituido un sistema de generación de energía eléctrica utilizando la geotermia (central geotérmica), en este capítulo se describen cada uno de sus componentes y sus principales características para una planta de generación de tipo flash simple, los cuales se relacionan y describen a continuación. Es importante aclarar que en el mundo se utilizan centrales geotérmicas híbridas, ciclo binario, flash-ciclo binario, triple flash, doble flash, flash simple, ciclo combinado y vapor seco (Del Castillo Lima, 2014).

- Yacimiento.
- Pozo productor
- Facilidades de superficie.
- Sistema de tratamiento químico.
- Turbina geotérmica.
- Piscina de condensados.
- Sistema de inyección de agua.
- Pozo inyector.

### 5.1.2.1 Yacimiento

Marzolf (2014) describe los yacimientos geotérmicos como reservorios compuestos por formaciones rocosas permeables, en los cuales se permite un flujo geotérmico. Estos yacimientos se encuentran embebidos en estratos impermeables compuestos por arcillas como esmectita o montmorillonita (capa sello). Estos yacimientos presentan un sistema de suministro de agua o recarga, el cual se origina por la infiltración de agua en los sistemas de fallas o diaclasas en las rocas de capa sello (Figura 4). Aquellos yacimientos se pueden originar en zonas volcánicas y de origen sedimentario.



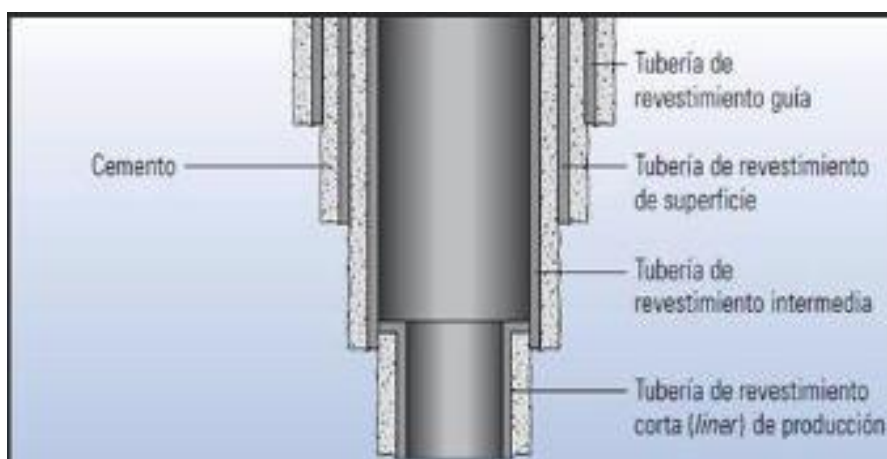
**Figura 4. Esquema de un yacimiento geotérmico**

Fuente: Marzolf (2014).

Del Castillo Lima (2014) clasifica los yacimientos en cuatro tipos: alta entalpía, media entalpía, baja entalpía y muy baja entalpía. Los yacimientos de alta entalpía presentan una capa impermeable que no es totalmente eficiente, lo que facilita que una porción del fluido geotérmico suba a la superficie a través de géiseres, fumarolas o manantiales, adicionalmente, el calor mantiene el fluido geotérmico en estado de vapor seco o en una combinación de vapor y líquido, manteniendo a una temperatura como mínimo de 150° C y estos se presentan a una profundidad entre 1500 y 3000 m, lo cual permite que el fluido geotérmico sea aprovechado en la generación de electricidad (Del Castillo Lima, 2014). Los yacimientos de media entalpía presentan fluidos geotérmicos entre los 100 y 150° C, a profundidades entre 2000-4000 m y en algunas ocasiones permite la producción de electricidad a través de ciclos binarios (Del Castillo Lima, 2014). Los yacimientos que tienen una baja entalpía presentan fluidos entre los 30 y 100° C a profundidades entre 1500-2500 m y son utilizados para la calefacción o usos industriales y agrícolas (Del Castillo Lima, 2014). Los yacimientos de muy baja entalpía, presentan temperaturas entre los 15-30° C a profundidades de 15 m y con el uso de bombas de calor permiten su uso para la calefacción o climatización (Del Castillo Lima, 2014). Adicionalmente a estos tipos de yacimientos, se encuentran actualmente otros no tan convencionales como reservorios de roca caliente y seca (en inglés: Hot Dry Rock), en los cuales no se cuenta con un acuífero, pero se introducen fluidos desde la superficie que se calientan en las zonas volcánicas por las cámaras de magma y se aprovecha ese incremento en la temperatura. También, se encuentran los yacimientos geopresurizados, donde, el acuífero está casi completamente sellado y expuesto a presiones muy altas, entre un 40 % y 90 % mayores de lo común y se generan en cuencas sedimentarias (Del Castillo Lima, 2014).

### **5.1.2.2 Pozo productor**

Los pozos construidos para la extracción del vapor desde el yacimiento hasta la superficie se conocen como pozos productores. Estos se clasifican en verticales y direccionales, dependiendo del objetivo que se requiere encontrar (Figura 5).



**Figura 5. Diseño típico de pozo geotérmico**

Fuente: Pinzón (2016).

Los pozos geotérmicos se caracterizan por ser 100% cementados en toda su estructura; se utilizan cementos para alta temperatura y requiere aditivos para evitar su fragüe durante la aplicación. Como dato estadístico, la tasa de éxito de pozos exploratorios en campos mexicanos es de 40%, mientras que en el Salvador es de 85% (CEF, 2024), teniendo como premisa que un pozo productor no exitoso puede convertirse en pozo inyector exitoso. El costo promedio de perforación de un pozo productor está alrededor de USD\$ 11 millones en Latinoamérica (CEF, 2024) (Figura 6).



**Figura 6. Pozo geotérmico SM-1 en Laguna Colorada Nicaragua**

Fuente: Petroleoamerica (2012).

### 5.1.2.3 Facilidades de superficie

Una vez construido el pozo productor hasta la parte superior conocida como cabeza de pozo, se instalan las facilidades de superficie (Figura 7) iniciando por el cabezal, el cual debe tener la capacidad de contener la energía del pozo en caso de una contingencia. Posteriormente, se instala una serie de componentes como líneas de transporte del vapor, estas son construidas en acero al carbono y se selecciona dependiendo de la presión de los fluidos de operación. A continuación, se describen las demás facilidades instaladas en una central geotérmica tipo flash.

Los silenciadores (Figura 7) son dispositivos amortiguadores de ruido el cual es generado por la liberación de vapor al ambiente. Los silenciadores reducen el ruido con el propósito de proteger el oído del trabajador y el medio ambiente.

Los separadores (Figura 7) son recipientes a presión encargados de separar los condensados del vapor proveniente del yacimiento y enviarlos a las áreas de almacenamiento de líquidos para posteriormente ser inyectados nuevamente al reservorio.



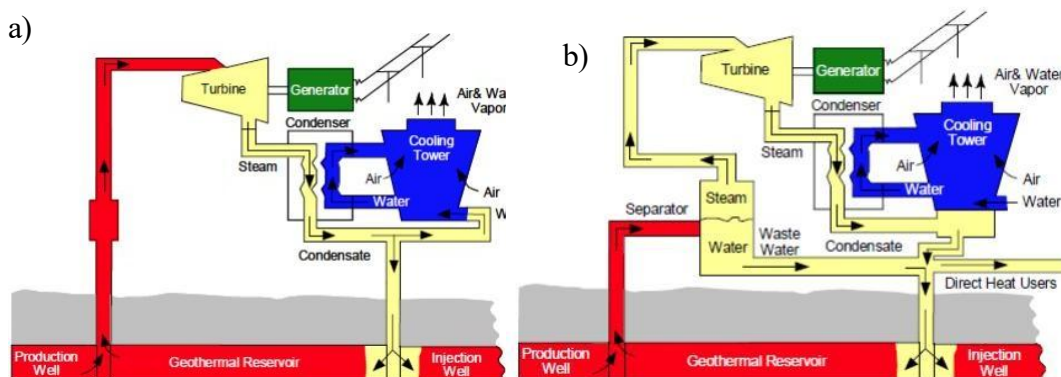
**Figura 7. Facilidades de una central Geotérmica**

Fuente: González y Gutiérrez (2007).

### 5.1.2.4 Central geotérmica

Las centrales geotérmicas son un conjunto de facilidades encargadas de tratar el vapor proveniente de los yacimientos geotérmicos y adecuarlos a las condiciones definidas por los fabricantes de las turbinas geotérmicas para su funcionamiento y posterior generación de energía eléctrica. Marzolf (2014) establece que las centrales se configuran dependiendo del ciclo termodinámico definido acorde a las características del vapor, el presupuesto y la eficiencia requerida. Los tipos de centrales utilizadas son híbridas, ciclos combinados, ciclo binario, flash-ciclo binario, triple flash, doble flash, flash simple y vapor seco. A continuación, se describe su funcionamiento de las centrales geotérmicas de vapor seco, flash, binario, ciclo combinado e híbridas.

Centrales de vapor seco (Figura 8a), es el sistema más básico de generación eléctrica con energía geotérmica, utiliza vapor de agua extraído del pozo de alimentación, el cual se dirige hacia una turbina. Al mover la turbina a gran velocidad, el vapor transfiere su energía, lo que ocasiona una reducción progresiva de su presión y temperatura, transformándose en parte nuevamente en líquido (aunque puede conservar algo de vapor). Posteriormente, esta mezcla puede ser liberada al entorno, dispersando el vapor en la atmósfera y el agua en cuerpos hídricos, o ser reinyectada al acuífero original a través de un pozo específico para tal propósito (Geotermoel, 2010).

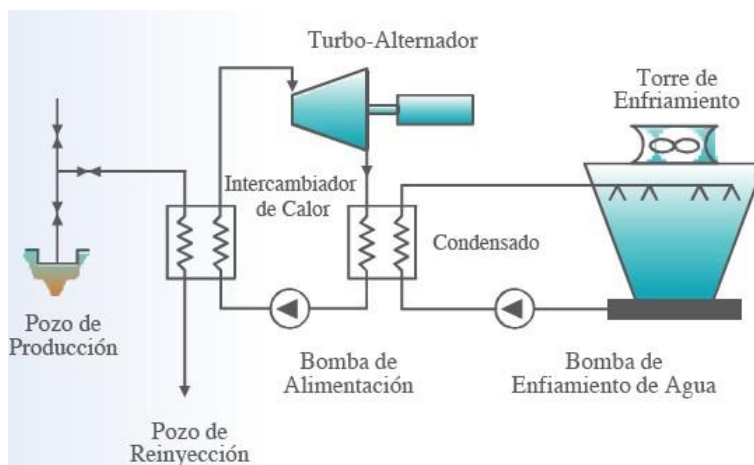


**Figura 8. Planta tipo vapor seco y flash**  
Planta tipo: a) vapor seco y b) flash. Fuente: Geotermoel (2010).

Planta tipo flash (Figura 8b), conocida también como tecnología de vapor directo o sistema abierto, el vapor se aísla del líquido mediante un separador ubicado a la salida del pozo y se emplea

para accionar la turbina. Este tipo de instalaciones necesitan fuentes con temperaturas que oscilan entre 177°C y 260°C (Geotermoel, 2010). En este método, los fluidos son conducidos a un separador que separa el vapor del agua. El vapor resultante se canaliza hacia una turbina que acciona un generador eléctrico, para luego pasar por un condensador. El fluido geotérmico, después de ceder su calor, es retornado al reservorio a través de pozos de reinyección (Marzolf, 2014).

Ciclo binario (Figura 9), conocida también como tecnología de ciclo cerrado, se utiliza cuando los fluidos geotérmicos tienen temperaturas por debajo de 200 °C y el yacimiento geotérmico produce una mezcla de agua-vapor (Geotermoel, 2010). En este sistema, los fluidos transfieren su calor a un compuesto orgánico, como n-pentano o amoníaco, a través de un intercambiador de calor. Estos compuestos, poseen un punto de ebullición reducido y una presión de vapor elevada a temperaturas moderada, lo que permite generar vapor e impulsar una turbina acoplada a un generador eléctrico. Mientras tanto, el fluido geotérmico, después de ceder su calor, es reintegrado al reservorio mediante pozos de reinyección (Marzolf, 2014).



**Figura 9. Planta tipo binario**

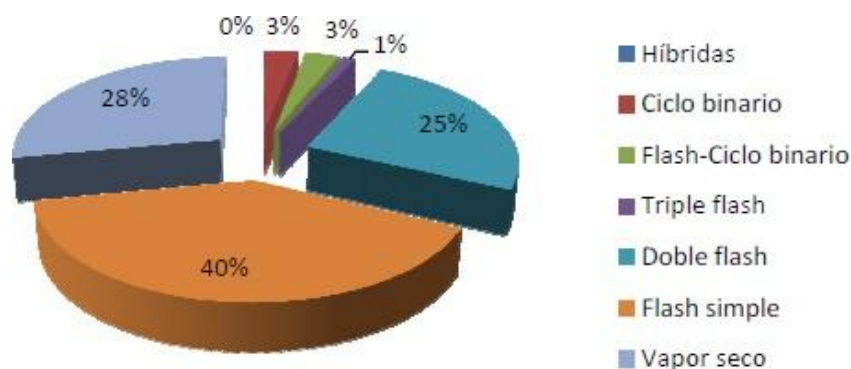
Fuente: Marzolf (2014).

Centrales ciclo combinado, estas integran las tecnologías utilizadas en plantas tipo flash y ciclo binario. Alcanzan su mayor eficiencia en yacimientos con vapor de alta presión. Su operación comienza con la extracción de vapor del subsuelo, el cual se conduce a las turbinas para generar electricidad. Tras este proceso, el vapor se mezcla con líquido, cediendo calor a un fluido

secundario mediante un intercambiador, antes de ser reinyectado al acuífero. El fluido secundario se vaporiza, genera electricidad al pasar por las turbinas, se condensa y es bombeado nuevamente, completando el ciclo. Este esquema puede mejorarse al incorporar características de plantas doble flash y binarias, aumentando la potencia generada. Sin embargo, esto conlleva mayores costos (Del Castillo Lima, 2014).

Centrales híbridas, este tipo de central combina otras fuentes energéticas con la energía geotérmica, lo que permite elevar la temperatura del vapor y aumentar la producción de electricidad. Entre las combinaciones más comunes se encuentran la integración con biomasa, energía solar, recursos geopresurizados (que combinan geotermia y gas natural), y sistemas de producción en cascada. Estos ajustes están diseñados para optimizar el rendimiento energético y diversificar las fuentes de generación, adaptándose a distintas condiciones y necesidades (Del Castillo Lima, 2014).

La Figura 10 muestra la distribución de los diferentes tipos de centrales que se encuentran en el mundo, siendo las de tipo Flash simple las más usadas para la generación de energía a través de geotermia.



**Figura 10. Distribución de centrales geotérmicas en el mundo**

Fuente: Del Castillo Lima (2014).

Cada uno de estos ciclos, han sufrido algunas modificaciones para optimizar su eficiencia y actualmente se encuentran vigentes en centrales geotérmicas de todo el mundo. En este proyecto se plantea el uso de una planta tipo flash de acuerdo con los recursos naturales disponibles en Colombia y por la eficiencia de los sistemas termodinámicos planteados.

#### **5.1.2.4.1 Turbina geotérmica**

Las turbinas geotérmicas son equipos fundamentales para transformar la energía térmica en eléctrica en las plantas geotérmicas. Funcionan utilizando el vapor producido a partir de fluidos geotérmicos, los cuales son extraídos de reservorios subterráneos con altas temperaturas y presiones, para generar un movimiento mecánico que acciona un generador eléctrico. El tipo de turbina se selecciona en función de las propiedades específicas del vapor o selección de fluido empleado, como su presión y temperatura. Actualmente, se presentan dos tipos de turbinas: Turbinas de contrapresión y turbinas de condensación.

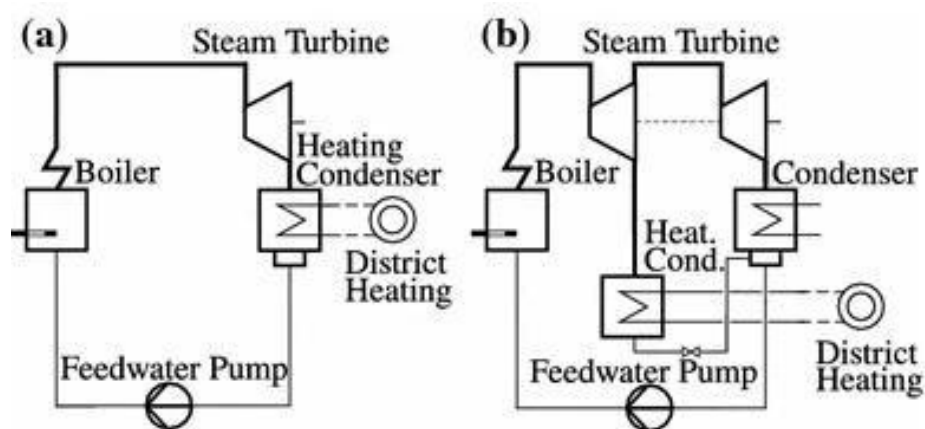
##### **5.1.2.4.1.1 Turbinas de contrapresión**

Las turbinas de contrapresión (Figura 11a), utilizan el vapor para impulsar una turbina para generar energía eléctrica, posteriormente este vapor será utilizado para otros procesos industriales. Este tipo de turbinas requiere de aproximadamente 12 toneladas de vapor por megavatio generado (CEF, 2024), son económicas y portátiles en comparación con otras tecnologías. Su diseño permite realizar pruebas a corto plazo y facilita su montaje en un periodo estimado de tres años (CEF, 2024). Las turbinas de contrapresión requieren mayor presión y temperatura de entrada de vapor, comparadas con las turbinas de condensación, adicionalmente, la presión de salida es mayor a la presión atmosférica (con la finalidad de poder usar el vapor para otros procesos) razón por la cual el aprovechamiento del calor del vapor es menor que sus similares de condensación.

##### **5.1.2.4.1.2 Turbinas de condensación**

Las turbinas de condensación (Figura 11b) extraen la energía del vapor mediante la elevada diferencia de entalpía entre sus condiciones iniciales y finales, lo anterior se logra al dirigir el vapor de escape hacia un condensador, conocido como condensador de superficie, que reduce la temperatura y presión del vapor proveniente de las etapas de baja presión de la turbina principal (Nuclear-power, 2024). Tras salir el vapor de la turbina, este se dirige hacia un intercambiador de calor, donde se condensa, esto mejora la eficiencia del ciclo termodinámico para generación de energía eléctrica. El condensado resultante es luego conducido para su reinyección en el campo geotérmico (Marzolf, 2014). Este tipo de turbinas requiere de aproximadamente 7.5 toneladas de

vapor por megavatio generado, teniendo como referencia el rendimiento reportado por las diferentes plantas de generación de México que utilizan este tipo de turbinas (CEF, 2024). Su costo es mayor a las turbinas de contrapresión, pero su eficiencia es mayor, lo que compensa su inversión inicial.



**Figura 11. Diferencias entre turbinas de contrapresión y de condensados**  
 a) Turbinas de contrapresión y b) Turbinas de condensación. Fuente: Mollenhauer *et al.* (2016).

### 5.1.2.5 Pozo inyector

Los pozos de inyección geotérmica son fundamentales para garantizar la sostenibilidad de los reservorios geotérmicos. Tras extraer el calor del subsuelo, el fluido geotérmico, generalmente agua enfriada, se reinyecta en la Tierra. Este proceso de recarga del reservorio previene su agotamiento y permite la recuperación del calor almacenado para futuras extracciones, contribuyendo a la eficiencia y longevidad de las operaciones geotérmicas (Vertical, 2024). Esta inyección debe realizarse por debajo de la zona productora con el fin de tener optimizaciones en la recarga del yacimiento (CEF, 2024).

#### 5.1.2.5.1 Sistema de inyección de agua

Todas las centrales geotérmicas poseen sistemas de inyección de agua, los cuales deben reinyectar el agua desde la superficie, a través de un pozo inyector, en las mismas condiciones del yacimiento para evitar alternaciones del comportamiento del subsuelo y reabastecer este, con el

fin de prolongar la vida útil del yacimiento. La mayoría de las centrales aprovechan la cabeza de presión para inyectar por gravedad los fluidos hasta el yacimiento (CEF, 2024).

#### **5.1.2.6 Sistema de tratamiento químico**

El éxito de un proyecto geotérmico depende mucho de la capacidad de ingeniería para asegurar la integridad de todas sus facilidades, líneas de pozo, líneas de transferencia de vapor/agua, separadores, torres, turbinas geotérmicas y demás facilidades constitutivas de un sistema de generación, ya que los contaminantes en el vapor tienden a generar incrustaciones y corrosión agresiva (CEF, 2024).

Generalmente, el vapor que se extrae del subsuelo presenta partículas y contaminantes que, combinados con el agua o altas temperaturas generan ácidos (clorhídrico o en otros casos presenta ácido sulfúrico) agresivos que se pueden depositar sobre las tuberías (principalmente en el área de flasheo), generando corrosión y/o erosión a los equipos y deteriorándolos. Para mitigar los efectos nocivos de estos contaminantes, se debe aplicar tratamientos químicos que prevengan dicha generación de reacción. Con base en lo anterior, el sistema de tratamiento químico juega un papel fundamental en la preservación de los activos con el propósito de asegurar el cumplimiento del ciclo eficiente de vida de la planta (como mínimo 25 años) (CEF, 2024).

#### **5.1.3 Pasos para el desarrollo de un proyecto geotérmico**

El proceso de desarrollo de un proyecto geotérmico involucra varias etapas clave (Figura 12). Inicialmente, se llevan a cabo estudios preliminares para evaluar las características geológicas y geotérmicas, a través de estudio de la geología (litología), geomorfología, geofísica (sísmica, geoelectrica, magnetómetros, gravímetros y magneto telúricos), inventario de los manantiales, geoquímica (mediante el análisis químico e isotópico de los manantiales, en estado líquido o gaseoso), Gradiente térmico (Prefactibilidad). Luego, se pasa al desarrollo de ingeniería, donde se diseñan las instalaciones y los pozos necesarios teniendo en cuenta el modelo geotérmico conceptual establecido en la zona y los estudios preliminares (Factibilidad). Posteriormente, se realiza la perforación y construcción de las infraestructuras (Construcción y operación). Después de esto, se procede a la recepción de vapor, seguido de su conducción hacia las turbinas y su

tratamiento para eliminar impurezas. Finalmente, se gestionan la disposición y reinyección del agua geotérmica, asegurando la sostenibilidad del proyecto (Marzolf, 2014).



**Figura 12. Esquema para el desarrollo de proyectos en geotermia**

Fuente: CEF (2024).

Por último, para la planificación de proyectos en geotermia, es crucial considerar diversos factores para garantizar su viabilidad y sostenibilidad. En términos ambientales, se deben analizar los posibles impactos ecológicos y aplicar medidas para reducirlos. Desde el enfoque social, es vital que las comunidades locales se beneficien y se involucren en las iniciativas. También es necesario tomar en cuenta la arqueología para proteger los sitios de valor cultural, asegurar una adecuada accesibilidad al sitio, optimizar la comunicación, logística y proporcionar la infraestructura y servicios complementarios necesarios para un desarrollo eficiente y equilibrado.

## 5.2 Estado del arte

Actualmente en el mundo solo 32 países tienen plantas de energía geotérmica en operación, con una capacidad instalada de 17 173 MW (Piensa en Geotermia, 2025). Donde el 47,65% de estas unidades o campos geotérmicos funcionan bajo el sistema flash (Mordorintelligence, 2025). Estados Unidos lidera este grupo de países con mayor capacidad geotérmica (3.953 MW), seguido por Indonesia (2 742 MW), Filipinas (2 034 MW) y Turquía (1 797 MW) (Piensa en Geotermia,

2025). En países como Kenia, Islandia, el Salvador, Nueva Zelanda, Nicaragua, Costa Rica y Filipinas lograron generar, como mínimo, el 10% de su electricidad a partir de fuentes geotérmicas (Gutiérrez-Negrín, 2024).

Con base en lo anterior, a nivel mundial se destacan las siguientes plantas geotérmicas las cuales fueron descritas por Oil-gasportal (s.f.) y Gutiérrez-Negrín (2024) en la Tabla 1.

**Tabla 1. Descripción de los principales proyectos geotérmicos en el mundo**

Nombre del proyecto	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	N.º de plantas / Pozos	Detalles adicionales
Complejo Geotérmico de Geysers	California, Estados Unidos	1520	18 plantas	En operación desde 1960
Complejo Geotérmico de Larderello	Toscana, Italia	770	34 plantas	Primera planta en 1913
Central Geotérmica de Cerro Prieto	Norte de México	720	13 plantas	Cerca de la frontera con EE. UU.
Complejo Geotérmico Makban	Bay y Calauan, Filipinas	460	6 plantas	
Plantas Geotérmicas CalEnergy Generation	Salton Sea, Estados Unidos	340	10 plantas	
Central Geotérmica Hellisheidi	Reykjavik, Islandia	300	1 planta (CHP)	Planta de cogeneración
Complejo Geotérmico Tiwi	Tiwi, Filipinas	290	3 plantas (2 unidades cada una)	
Central Eléctrica de Darajat	Garut, Indonesia	260	3 plantas	Una planta por cada central
Central Geotérmica de Malitbog	Cerca de Ormoc, Filipinas	230	3 plantas	A 25 km de Ormoc
Planta de Energía Geotérmica Wayang Windu	Pangalengan, Indonesia	225	2 plantas	
Campos Dr. Alfredo Mainieri Protti y La Pailas	Costa Rica	252,5	3 Flash + 1 ORC (19 pozos hasta 2300 m)	Yacimiento hidrotermal
Campos de Ahuachapán y Berlín	El Salvador	1,575 GWh*	6 Flash + 1 ORC	Gutiérrez-Negrín, 2024
Campo Geotérmico Cerro Pabellón	Desierto de Atacama, Chile	81	3 ORC (11 pozos hasta 2500 m)	Campo hidrotermal de alta entalpía
Campos Amatitlán y Zunil	Guatemala	46,5	7 pozos	Gutiérrez-Negrín, 2024
Campo Geotérmico Platanares	Honduras	35	1 ORC (5 pozos)	Gutiérrez-Negrín, 2024

\*Valor de la capacidad instalada en MW. Fuente: Oil-gasportal (s.f.) y Gutiérrez-Negrín (2024).

Adicionalmente, Gutiérrez-Negrín (2024) agrupó los principales parámetros de energía geotérmica por país, los cuales se pueden visualizar en la Tabla 2.

**Tabla 2. Compilación de parámetros de energía geotérmica por país**

País	Parámetros					
	Campos geotérmicos	Pozos producción	Capacidad (MW)	Generación anual (GWh)	Factor de capacidad o (Factor de planta) (%)	Producción media por pozo (MWh)
China	4	8	45,1	131,2	22,7	1,9
Costa Rica	2	64	252,5	1 599	72,3	2,9
El Salvador	2	33	204,4	1 575	88	5,5
Francia	2	5	17,4	127	84,3	2,9
Alemania	11	25	47	207,7	50,5	1,0
Guatemala	2	3	46,5	310	76,1	5,1
Honduras	1	5	35	297	96,9	6,8
Islandia	8	200	755,3	5 788	87,5	3,4
Indonesia	18	520	2 384	16 588	79,4	3,63
Italia	4	279	915,8	5 917	73,8	2,4
Japón	40	226	545,7	2 660,8	55,7	1,4
Kenia	3	212	972,5	5 590	65	3
Mexico	5	225	1 001,9	4 511,5	51,4	2,3
Nueva Zelanda	8	220	1 054	7 820	84,6	4,1
Nicaragua	2	20	1 65,4	780	53,8	4,5
Filipinas	7	425	1 951,8	11,67	67,3	3,13
Portugal	2	10	31	158,9	57	1,81
Rusia	4	30	81,9	440,7	61,4	1,6
Taiwán	3	6	6,6	25	43,3	0,41
Turquía	27	330	1 717,3	10,84	72,1	3,75
Estados Unidos	31	820	3 919,4	18,702	54,5	2,60

Fuente: Gutiérrez-Negrín (2024).

En Colombia, el aprovechamiento de la energía geotérmica aún se encuentra en etapas iniciales, a pesar de que desde finales de los años setenta se han realizado estudios para evaluar su viabilidad. Estos estudios incluyeron la identificación de zonas geotérmicas potenciales en Colombia y en la frontera con Ecuador, destacándose el complejo volcánico Nevado del Ruiz como uno de los principales focos de análisis mediante diversas evaluaciones de prefactibilidad. Asimismo, se llevaron a cabo investigaciones en los volcanes Azufra y Cumbal, así como en los sistemas geotermales de Paipa e Iza.

En el 2021, se inició una planta piloto de energía geotérmica con capacidad de 0,1 MW, la cual se encuentra en los Llanos Orientales en una cuenca sedimentaria. Esta planta es de tipo binario ORC y está montada sobre un pozo petrolero del campo Las Maracas. Este proyecto fue impulsado por Parex Resources Inc., en colaboración con la Universidad Nacional de Colombia (sede Medellín) y el Ministerio de Minas y Energía (Minminas) (Gutiérrez-Negrín, 2024).

Alfaro *et al.* (2020), llegaron a la conclusión de que Colombia podría cubrir hasta el 20 % de su demanda energética con geotermia al analizar el potencial estimado de entre 1 340 y 2 210 MW, considerando escenarios con mejoras tecnológicas en perforación y estimulación de reservorios.

A partir de los análisis realizados por Olade y Geotérmica italiana en 1982, sobre el reconocimiento de los recursos geotérmicos en Colombia, permitió establecer que la cordillera Central presenta una destacada anomalía térmica de alcance regional, generada por la actividad magmática persistente en las mismas áreas durante un período prolongado y por la presencia de numerosos volcanes centrales activos o relativamente recientes, con un basamento de permeabilidad baja (Alfaro *et al.*, 2020).

La identificación de los recursos geotérmicos en Colombia, realizados por Olade y Geotérmica Italiana en 1982, junto con la Investigación Geotérmica en el Macizo Volcánico del Ruiz (CHEC, Contecol, Geotérmica Italiana, 1983; Geocónsul, 1992), ha sido fundamental para el reconocimiento de las áreas hidrotermales del país. Así mismo, el SGC ha sugerido nuevas áreas geotérmicas (22), teniendo en cuenta la ocurrencia de manantiales termales y sus fuentes de calor (SGC, 2015). Estas nuevas áreas propuestas por Alfaro *et al.* (2020), se relacionan en la Tabla 3 y se muestra su referencia de la identificación.

**Tabla 3. Zonas con recursos hidrotermales geotérmicos en Colombia**

No.	Área geotérmica	Referencia de la Identificación
1	Complejo volcánico Chiles – Cerro Negro	
2	Volcán Azufral	
3	Volcán Doña Juana	
4	Volcán Sotará	
5	Volcán Puracé	Olade y Geotérmica Italiana (1982)
6	Volcán de Paipa	
7	Volcán Galeras	
8	Volcán Cumbal	
9	Volcán Nevado del Huila	
10	Volcán Cerro Bravo	
	Volcán Nevado del Ruiz Sectores:	
11	· Nereidas – Botero Londoño	
12	· Villamaría – Termales	
13	· Hacienda Granates	CHEC, Contecol, Geotérmica Italiana (1983);
14	Volcán Paramillo de Santa Rosa	Geocónsul (1992)
15	Laguna del Otún	
16	Volcán Nevado del Tolima	
17	Volcán Cerro Machín	
18	San Diego	SGC (2013)
19	Volcán de Sibundoy	
20	Caldera Gabriel López	Alfaro <i>et al.</i> (2020)
21	Sotará - Sucubún	Alfaro <i>et al.</i> (2020)
22	Iza	

Fuente: Alfaro *et al.* (2020).

Muffler y Cataldi (1978); OLADE y BID (1993) definen que la prefactibilidad de un recurso geotérmico se lleva a cabo mediante cuatro métodos principales, los cuales son: flujo térmico superficial, volumétrico (calor en el lugar o calor almacenado), fractura plana y calor magmático o de la cámara magmática (Alfaro *et al.*, 2020). Adicionalmente, Muffler y Cataldi (1978) indican que el método más implementado en el mundo es el volumétrico, el cual se fundamenta en el cálculo de la energía presente en un volumen de roca, ya que facilita la detección y corrección de los errores inevitables que surgen de las aproximaciones, suposiciones geológicas y físicas, y otras suposiciones subjetivas. Este enfoque puede aplicarse a cualquier entorno geológico y se basa en diversos parámetros geológicos y físicos que, en teoría, pueden ser medidos o estimados en una zona determinada (Alfaro *et al.*, 2020).

Para calcular la estimación de la potencia eléctrica, descrito en el informe técnico *Estimación preliminar de potencial geotérmico de Colombia*, Alfaro *et al.* (2020) utilizó el método volumétrico, el cual fue descrito en la Circular 790 de USGS (1978), este se realizó en tres pasos: calor almacenado, calor recuperable y potencia eléctrica. Para calcular el calor almacenado se utiliza la siguiente ecuación explicada por Alfaro *et al.* (2020) (Ecuación 1).

$$q_R = \rho c * a * d * (T_r - T_o) \quad (1),$$

Donde:

- $q_R$ : energía termal total del reservorio (KJ).
- $\rho c$ : calor específico volumétrico de la roca húmeda (KJ/m<sup>3</sup>°C).
- $a$ : área del reservorio (m<sup>2</sup>).
- $d$ : espesor del reservorio (m).
- $T_r$ : temperatura del reservorio (° C).
- $T_o$ : temperatura de referencia (° C).

Fuente: Alfaro *et al.* (2020).

Alfaro *et al.* (2020) para para determinar el área aproximada de los reservorios utilizó la información de manantiales termales aislados o conjuntos de estos inventariados por el SGC en el 2015, a los cuales se les asignó un área mínima de 1 km<sup>2</sup>, un área esperada de 2 km<sup>2</sup> y un área máxima de 3 km<sup>2</sup>, lo anterior siguiendo las buenas prácticas de la Circular 790 (Brooke *et al.*, 1978). Para el caso de los manantiales situados a menos de 1,6 km de distancia, el área asignada a cada manantial se superpone con la de los manantiales más cercanos. Para el cálculo del espesor del reservorio (d) Alfaro *et al.* (2020), asumió por simplicidad valores uniformes, teniendo en cuenta el clúster del manantial, asignando 1,5 km para los valores esperados, 1,0 km para los mínimos y 2,5 km para los máximos. El volumen del reservorio es generado por la multiplicación del área y espesor anteriormente descritos.

La capacidad calorífica volumétrica de la roca ( $\rho c$ ) describe la capacidad de la roca para almacenar calor en un volumen de roca saturada con agua. Para el cálculo de este valor (Ecuación 2), Alfaro *et al.* (2020) utilizó las variables: porosidad ( $\Phi$ ), densidad del agua ( $\rho_w$ ), densidad de la

roca ( $\rho_r$ ), capacidad calorífica del agua ( $c_w$ ) y capacidad calorífica de la roca ( $c_r$ ). En la Tabla 4, se presentan los valores utilizados por Alfaro *et al.* (2020). Es importante aclarar que, por la ausencia de datos de perforación que indiquen lo contrario, se estima que la permeabilidad de la mayoría de los reservorios potenciales provendría principalmente de la porosidad secundaria presente en rocas ígneas y metamórficas. Adicionalmente, Alfaro *et al.* (2020) no tuvo en cuenta la litología de cada reservorio, si no que se utilizó los valores de propiedad física de las rocas, generando un promedio.

$$\rho c = \Phi \rho_w c_w + (1 - \Phi) \rho_r c_r \quad (2).$$

**Tabla 4. Valores usados para la estimación del calor específico volumétrico de la roca ( $\rho c$ )**

Variable	Unidades	Valores referencia			Fuente
		Mínimo	Esperado	Máximo	
Porosidad ( $\Phi$ )	%	0,1	0,11	0,15	Brooke <i>et al.</i> (1978)
Densidad del agua ( $\rho_w$ )	Kg/m <sup>3</sup>	Toma de tabla de vapor a la temperatura del reservorio			
Densidad de la roca ( $\rho_r$ )	Kg/m <sup>3</sup>	2 600	2 700	2 800	Geokeri (2019)
Cp agua ( $c_w$ )	KJ/Kg K	Tomada de tabla de vapor a la temperatura del reservorio			Geokeri (2019)
Cp de la roca ( $c_r$ )	KJ/Kg°C	0,9	1	1,1	Geokeri (2019)

Fuente: Alfaro *et al.* (2020).

La temperatura de referencia ( $T_o$ ) (basada en la Ecuación 1)), Alfaro *et al.* (2020) la definió como la temperatura promedio del entorno para cada manantial, calculada con la ecuación 3, la cual muestra el perfil altitudinal de la temperatura promedio del aire en Colombia (Eslava, 1992). El resultado de este cálculo Alfaro *et al.* (2020) lo consideró como la temperatura de referencia anticipada, fijando la temperatura mínima como el 50 % de la temperatura esperada y la temperatura máxima como 1,5 veces esa temperatura. Para el caso en el cual el clúster tuviera más de dos (2) manantiales, la temperatura de referencia, Alfaro *et al.* (2020) la determinó calculando la temperatura promedio del ambiente a la altitud media de los manantiales.

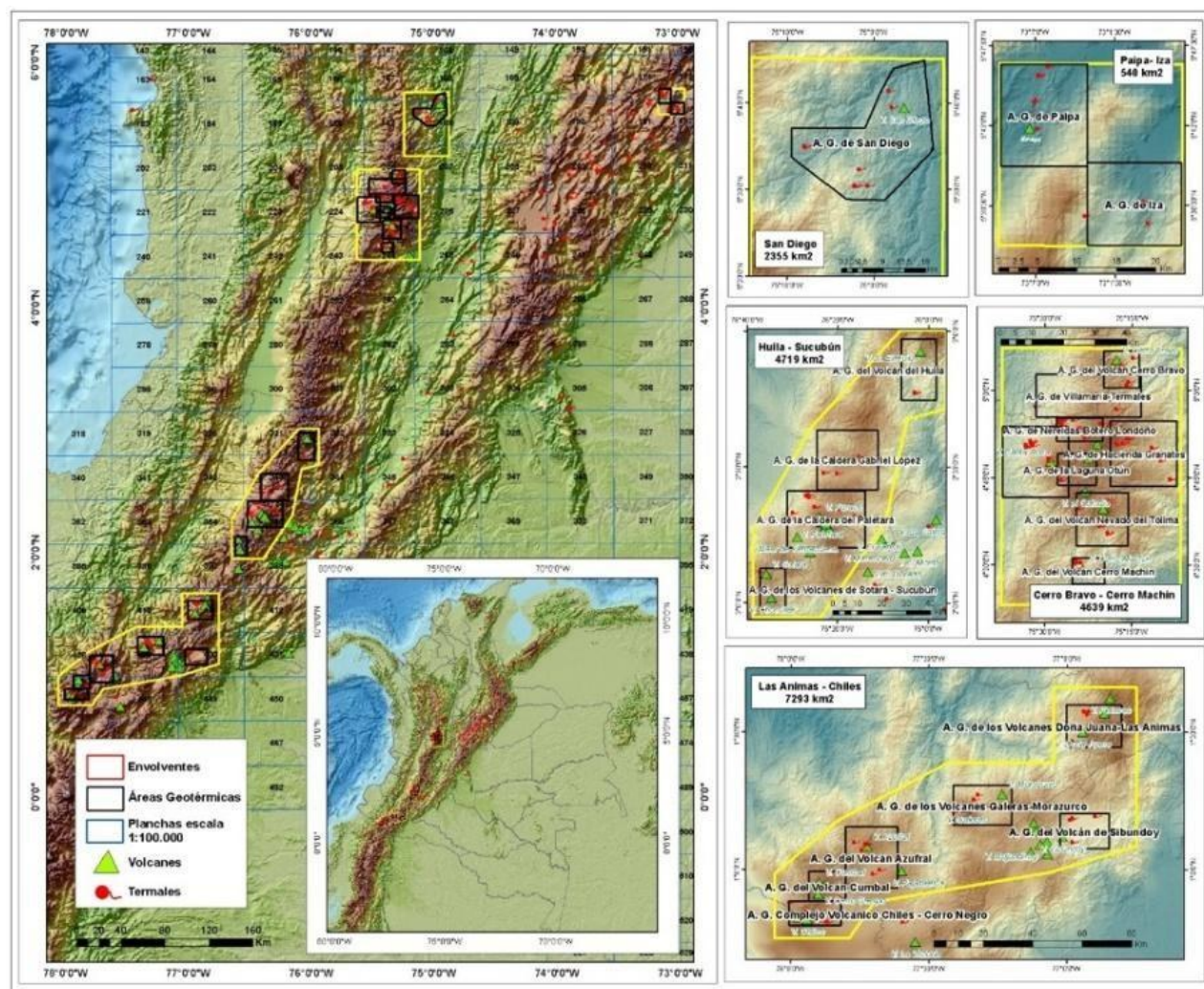
$$T_o = 28.1 - 0.00553h \quad (3),$$

Dónde:  $T_o$  corresponde a la temperatura media anual del aire en grados Celsius ( $^{\circ}\text{C}$ ) y  $h$  = Altitud (m s.n.m.). Fuente: Alfaro *et al.* (2020).

Por otro lado, Alfaro *et al.* (2020) estimó la temperatura del reservorio ( $T_r$ ) que se usa en la Ecuación 1, mediante geotermómetros acuosos, estos se basan en la composición química de los manantiales termales. Esta estimación se generó mediante la base de datos de manantiales del *Inventario nacional de manifestaciones hidrotermales de Colombia*, proporcionada por el Servicio Geológico Colombiano (SGC, 2015). Alfaro *et al.* (2020) estableció la temperatura mínima, esperada y máxima del reservorio basándose en la temperatura de descarga y en los geotermómetros acuosos más utilizados en la literatura, entre ellos: sílice amorfa, calcedonia, cuarzo, Na/K y Na-K-Ca, K/Mg, Na/Li y Li/Mg.

Posteriormente, a los cálculos anteriormente descritos por Alfaro *et al.* (2020) y con el *Inventario Nacional de Manifestaciones Hidrotermales* (SGC, 2015), se identificó un total de 21 áreas geotérmicas (Figura 13), las cuales están distribuidas geográficamente y asociadas directamente con la actividad volcánica del país. En la Cordillera Oriental se localizan Paipa e Iza; mientras que en la Cordillera Central se encuentran San Diego, Cerro Bravo, Villamaría – Termal, Nereidas Botero Londoño, Hacienda Granates, Santa Rosa, Laguna de Otún, Nevado del Tolima, Cerro Machín, volcán del Huila, caldera Gabriel López, caldera Paletará, los volcanes Sotará – Sucubún, Doña Juana – Las Ánimas, Galeras – Morasurco y el volcán de Sibundoy. En la región fronteriza entre el flanco occidental de la Cordillera Central y el flanco oriental de la Cordillera Occidental se ubican las zonas geotérmicas de Azufral, Cumbal y Chiles – Cerro Negro. Adicionalmente, Alfaro *et al.* (2020) agrupó estas áreas en 5 bloques geotérmicos (Tabla 5), los cuales son Paipa – Iza; Cerro Bravo – Cerro Machín; Huila - Sucubún y Las Ánimas – Chiles (Alfaro *et al.*, 2020).

Lo anteriormente descrito (cálculo del calor almacenado), Alfaro *et al.* (2020) lo agrupó en unas fichas organizadas por las 21 área geotérmicas, en las cuales se relaciona el clúster, número de manantiales termales y síntesis de los valores de las variables empleadas para calcular el calor almacenado. Las cuales son insumos importantes para el desarrollo de este proyecto.



**Figura 13. Localización de las áreas geotérmicas**

En color negro se ilustran las áreas geotérmicas (21 áreas) y en amarillo los bloques geotérmicos (5 bloques).

Fuente: Alfaro *et al.* (2020).

**Tabla 5. Áreas y bloques geotérmicos**

Bloque	Área (km <sup>2</sup> )	Área geotérmica	Área (km <sup>2</sup> )
Paipa - Iza	540	Paipa	143
		Iza	127
San Diego	2355	San Diego	495
Cerro Bravo - Cerro Machín	4639	Volcán Cerro Bravo	133
		Villamaría-Termas	457
		Nereidas-Botero Londoño	108
		Hacienda Granates	363
		Volcán de Santa Rosa	473
Las Animas - Chiles	7293	Laguna Otún	123

Bloque	Área (km <sup>2</sup> )	Área geotérmica	Área (km <sup>2</sup> )
		Volcán Nevado del Tolima	280
		Volcán Cerro Machín	88
		Volcán del Huila	359
Huila - Sucubún	4719	Caldera Gabriel López	606
		Caldera del Paletará	741
		Volcanes de Sotará - Sucubún	246
		Volcanes Doña Juana-Las Ánimas	378
		Volcanes Galeras-Morazurco	381
		Volcán de Sibundoy	283
Las Ánimas - Chiles	7293	Volcán Azufral	516
		Volcán Cumbal	176
		Complejo Volcánico Chiles - Cerro Negro	203

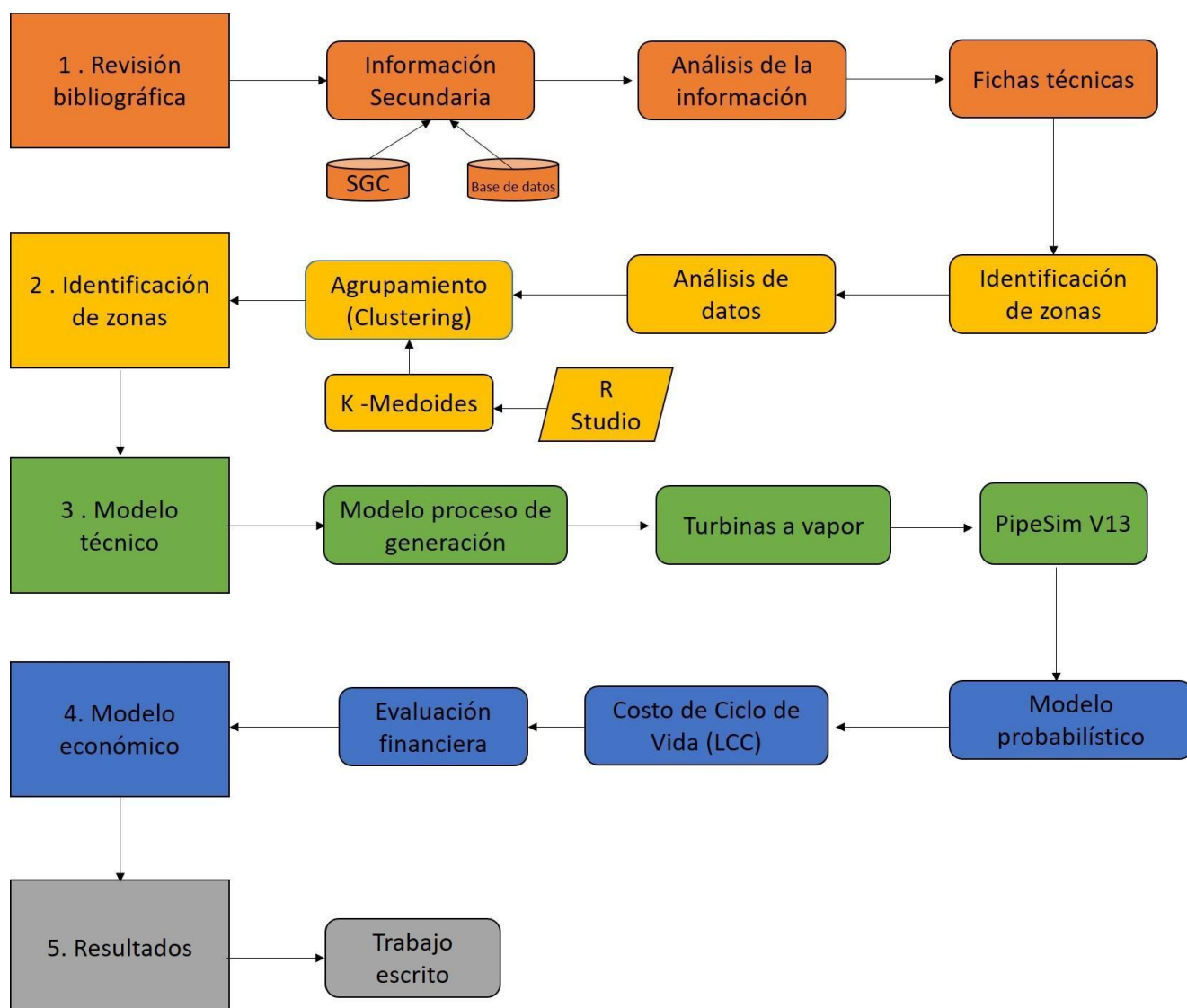
Fuente: Alfaro *et al.* (2020).

Con base en el trabajo realizado por Alfaro *et al.* (2020) y la investigación realizada en este proyecto se puede plantear como pregunta de investigación: ¿Cómo diseñar un modelo técnico y económico para la generación de energía eléctrica que aproveche el potencial de las zonas geotérmicas de alta entalpía en Colombia?

## Capítulo 6

### METODOLOGÍA

Para el desarrollo del proyecto se definió una metodología con enfoque cuantitativo y de carácter analítico–evaluativo, la cual consiste en 5 fases: revisión bibliográfica, identificación y caracterización de zonas potenciales, desarrollo del modelo técnico de generación, desarrollo del modelo económico y resultados, las cuales se presentan en la Figura 14.



*Figura 14. Metodología para el desarrollo del proyecto*

En la etapa de revisión bibliográfica, se recopiló y analizó los estudios o literatura asociada a la caracterización y aprovechamiento geotérmico en Colombia y en otras regiones con características geológicas similares, con el fin de compilar, identificar y analizar la información existente, que permita establecer las bases conceptuales del proyecto, la caracterización del potencial geotérmico, la comparación de tecnologías y casos de éxito en el aprovechamiento de este recurso. Como resultado de esta etapa se consolidaron unas fichas técnicas de las áreas geotérmicas y una ficha de referencias bibliográficas, en las cuales se tiene la información del título, autor, fecha, tema y el enlace de consulta en línea (Apéndice 1).

Para la identificación y caracterización de las zonas potenciales, se analizó la información secundaria asociada a mapas geológicos, datos geoquímicos, potencial geotérmico de Colombia y evaluación de la infraestructura existente (fichas técnicas de las áreas geotérmicas, Apéndice 2), para definir y localizar un patrón estadístico de zonas potenciales geotérmicas de alta entalpía en Colombia. Para la identificación del patrón estadístico de estas zonas se realizó el agrupamiento de datos utilizando la metodología de K-Medoides en el software R- Studio (Apéndice 3).

Los modelamientos de los procesos se realizaron mediante el software Pipesim 2023, esquematizando el pozo de producción y simulando las condiciones de generación eléctrica mediante la generación de vapor, estimando la transferencia de calor entre componentes, los volúmenes de flujo y eficiencia del sistema.

En el desarrollo del modelo técnico, se propuso un sistema de generación de energía eléctrica para operar con el recurso geotérmico caracterizado e identificado anteriormente, donde se seleccionó la tecnología para la planta geotérmica. Lo anterior, permitió determinar la factibilidad técnica del modelo.

Frente al desarrollo del modelo económico, se estimó los costos y gastos asociados a la implantación y operación de acuerdo con el modelo técnico establecido teniendo en cuenta estadísticas internacionales de costos para distintos campos geotérmicos.

Las evaluaciones financieras se realizaron mediante la metodología de confiabilidad conocida como Costo de Ciclo de Vida (LCC) implementada en el software DST (Decision Support Tools) comúnmente usada para la evaluación de proyectos de la industria de la energía, teniendo como base los costos de ingenierías, planeación, compras y adquisiciones, impuestos, mantenimientos durante su vida útil, reparaciones mayores y desincorporaciones. Este software permite realizar una comparativa entre Valores Presentes Netos (VPN) (Apéndice 5).

Finalmente, se describieron los resultados generados en el desarrollo del proyecto.

## Capítulo 7

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como resultado de la primera fase de la metodología (revisión bibliográfica), se elaboró una base de datos, en la cual se resumen las referencias bibliográficas consultadas en la revisión literaria. Esta base de datos está consolidada por el título, autores, fecha de publicación, clasificación del tema (Generación, Explotación y Otros) y enlace de acceso a la fuente en línea (Apéndice 1). Su objetivo es proporcionar un acceso ágil y preciso a las fuentes utilizadas, lo que permite una organización de los datos recopilados.

#### 7.1. Identificación del patrón estadístico de zonas con alto potencial geotérmico en

##### Colombia

Con el objetivo de identificar y caracterizar las zonas con potencial geotérmico en Colombia, se llevó a cabo un análisis detallado de la información secundaria teniendo en cuenta la revisión bibliográfica anteriormente descrita. Este análisis incluyó la revisión de mapas geológicos y datos geofísicos, datos geoquímicos y estudios sobre el potencial geotérmico del país, complementados por una revisión minuciosa de la infraestructura existente en el país como proyectos de geotermia, plantas eléctricas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión.

Posteriormente a esta revisión y consolidación de la información, se identificó que Alfaro *et al.* (2020) agrupó en unas fichas las 21 áreas geotérmicas potenciales en el país, descritas en el capítulo de Antecedentes, en las cuales se relaciona el ID del manantial, la zona, departamento, coordenadas, área del yacimiento ( $\text{km}^2$ ), espesor del yacimiento (km), volumen del yacimiento ( $\text{km}^3$ ), tipo de roca del reservorio, calor específico volumétrico de la roca ( $\text{KJ}/\text{m}^3\text{°C}$ ), temperatura del yacimiento ( $^{\circ}\text{C}$ ), temperatura de referencia ( $^{\circ}\text{C}$ ), porosidad, densidad del agua ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ), densidad de la roca ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ),  $C_p$  del agua ( $\text{KJ}/\text{kg K}$ ),  $C_p$  de la roca ( $\text{KJ}/\text{kg}^{\circ}\text{C}$ ), nombre del manantial, composición química, Geotermómetro utilizado (temperatura esperada del reservorio), PH y rango de conductividad ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ ) (variables utilizadas para el cálculo del calor almacenado, insumo para la estimación del potencial de generación eléctrica implementando el modelo

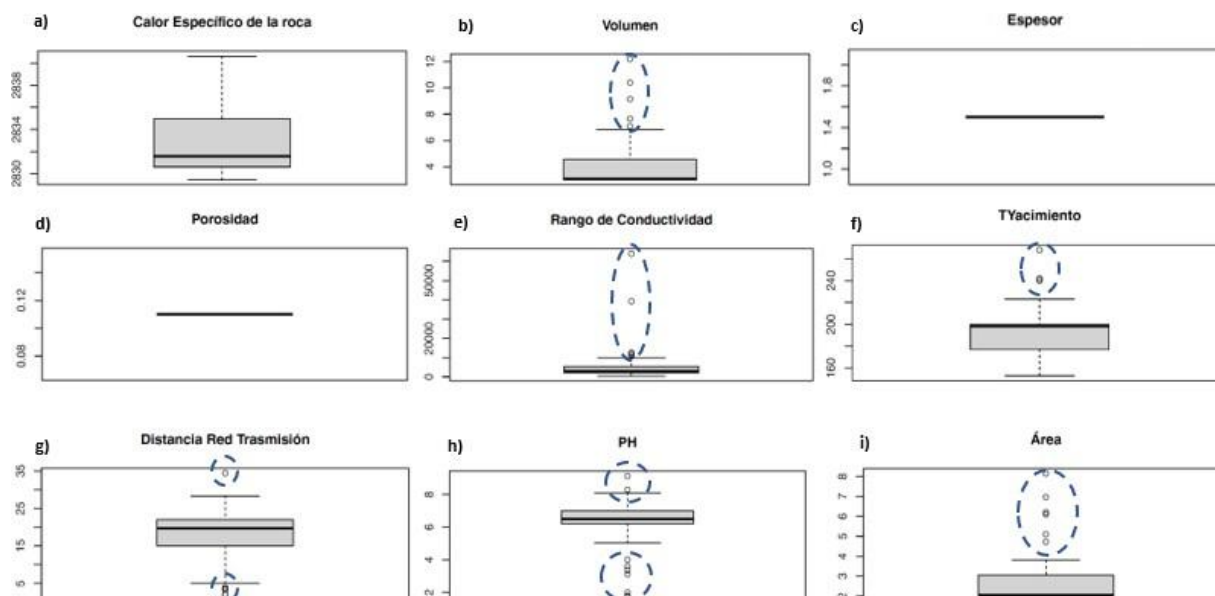
volumétrico). Después de esta consolidación de la información, se realizó una segmentación eliminando los datos o manantiales que presentaban temperaturas del yacimiento (temperaturas calculadas mediante geotermómetros, descritos en el capítulo de antecedentes) inferiores a 150°C, ya que se utilizó la clasificación Muffler y Cataldi (1978) correspondiente a alta entalpía, con esta restricción se pasó de 77 datos de manantiales a 61. Adicionalmente, a estos datos se agregó, para cada uno de los 61 manantiales, la distancia entre su ubicación y la red de transmisión nacional (Apéndice 2).

A partir de estas fichas geotérmicas elaboradas por Alfaro *et al.* (2020), se definió un enfoque metodológico cuantitativo de tipo analítico–estadístico y explicativo para determinar el patrón estadístico de zonas geotérmicas de alta entalpía. En el cual se realizó un análisis estadístico, generando un diagrama de cajas y bigotes para identificar la mediana, los cuartiles de los datos y representación de valores atípicos. De esta forma es posible conocer la distribución de los datos y definir las variables de interés, insumo para la identificación del patrón estadístico. Una vez definida las variables se realizó la normalización de los datos, ya que las variables seleccionadas se presentaban a escalas distintas y estas podían afectar el cálculo del agrupamiento. Posteriormente, se realizó el cálculo de la estimación del clúster utilizando los métodos del codo y silueta (se utilizaron dos métodos para tener mayor certeza en a la identificación del número de clúster o agrupamientos). Finalmente, se realizó la identificación del patrón, mediante la agrupación de datos, utilizando la metodología K-Medoides —metodología apta por la cantidad de datos atípicos (Prasan, 2024) — implementada en el software R-Studio.

En el análisis estadístico (gráfico de cajas y bigotes), se evidenció que la variable Calor Específico de la Roca (Figura 15) presenta la mayor dispersión, ya que su caja es la más amplia, lo que indica que esta variable presenta una alta variabilidad en los datos. Asimismo, las variables Temperatura del Yacimiento, Volumen, Área y Distancia de la red de transmisión presentan una dispersión considerable en sus datos (Figura 15), reflejando una fluctuación significativa en sus valores. Por otro lado, las variables Espesor, Porosidad, Rango de Conductividad y PH muestran una menor dispersión, dado que sus cajas en el diagrama son más compactas (Figura 15).

En cuanto a la asimetría (distribución en relación con la mediana), las variables Distancia de la Red de Transmisión y PH presentan una asimetría negativa (sesgo a la izquierda), lo que indica la presencia de valores extremos menores a la media (Figura 15). En cambio, las variables Volumen, Rango de Conductividad, Temperatura del yacimiento y Área presentan una asimetría positiva (sesgo a la derecha), lo que sugiere la existencia de valores extremos mayores que la media (Figura 15). En contraste, las variables Espesor y Porosidad muestran una distribución más simétrica, lo que implica que la media y la mediana son aproximadamente iguales (Figura 15). Además, se observa una alta concentración de valores en estas dos variables, lo que resalta su estabilidad dentro del conjunto de datos, considerándose variables con datos constantes (Figura 15).

Por otra parte, se visualizan valores atípicos en ciertas distribuciones, caso de las variables Volumen, Rango de Conductividad, Temperatura del Yacimiento, Distancia de la Red de Transmisión, Área y PH (Figura 15, datos presentados en el círculo azul) resaltando la relevancia de analizar estas anomalías, ya que podrían representar atributos únicos o excepcionales de los datos.



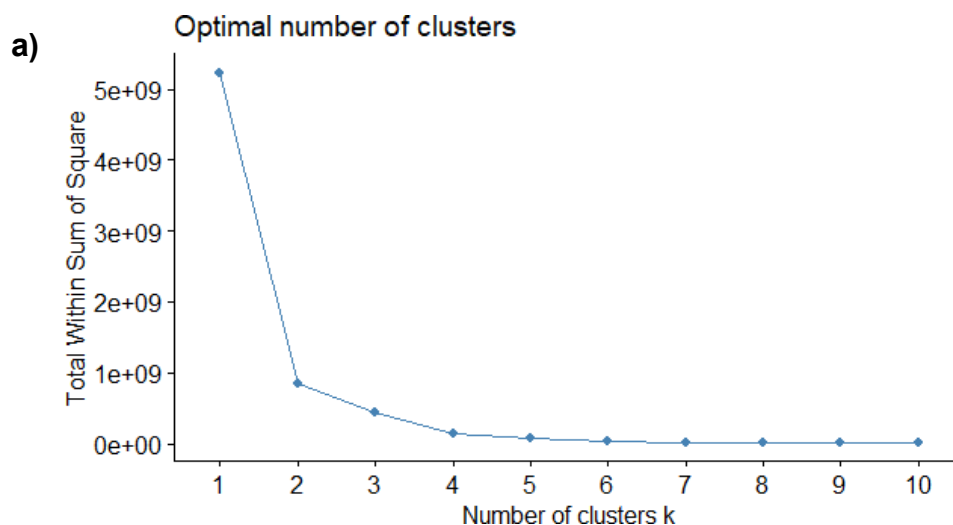
**Figura 15. Diagrama de cajas y bigotes de las variables**

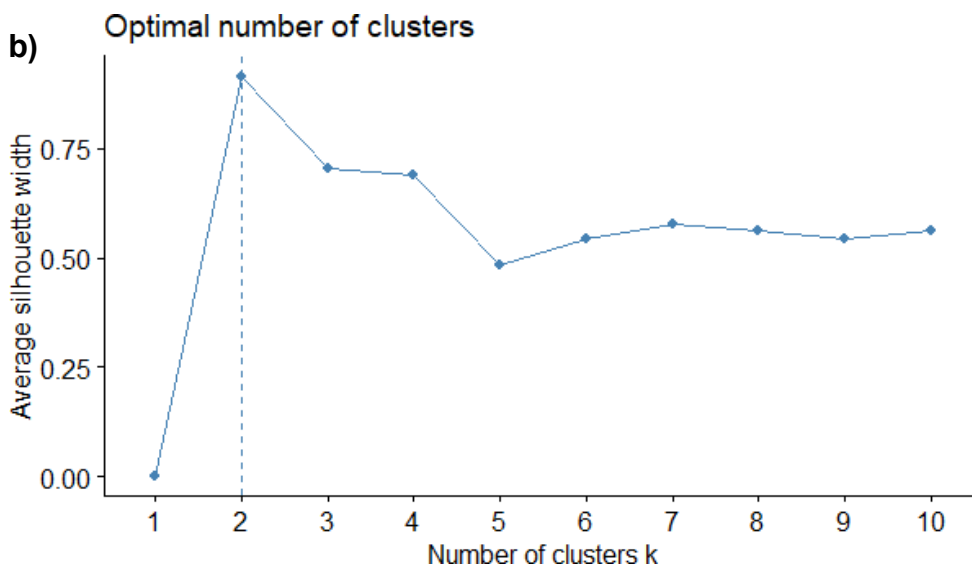
a) Calor específico volumétrico de la roca ( $\text{KJ/m}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$ ); b) Volumen del yacimiento ( $\text{km}^3$ ); c) Espesor del yacimiento (km); d) Porosidad; e) Rango conductividad ( $\mu\text{S/cm}$ ); f) Temperatura de yacimiento ( $^\circ\text{C}$ ); g) Distancia de la Red de Transmisión (km); h) PH; i) Área del yacimiento ( $\text{km}^2$ ).

Mediante este análisis estadístico se seleccionaron las variables de interés para el agrupamiento, las cuales corresponden a: PH, Temperatura del Yacimiento, Área, Volumen, Distancia de la Red de Transmisión, Calor específico volumétrico de la roca y Rango conductividad, ya que estas presentaban variaciones en los datos, mientras que las otras eran constantes.

Considerando lo anterior, se realizó la normalización de los datos, ya que la presencia de variables con escalas distintas podría afectar el cálculo del agrupamiento o clúster. Para ello, se empleó el Análisis de Componentes Principales (ACP), un método lineal de reducción de dimensionalidad. Este método conserva las características más significativas de los datos, priorizando aquellas con mayor variabilidad, lo que facilita el análisis y la interpretación de los resultados (Datacamp, 2024).

Así mismo, se realizó el cálculo de la estimación del clúster utilizando el método del codo (Figura 16a) identificando dos (2) agrupamientos o clústeres. Adicionalmente, se implementó el método de silueta (Figura 16b) donde se reafirma la selección de dos (2) clústeres.



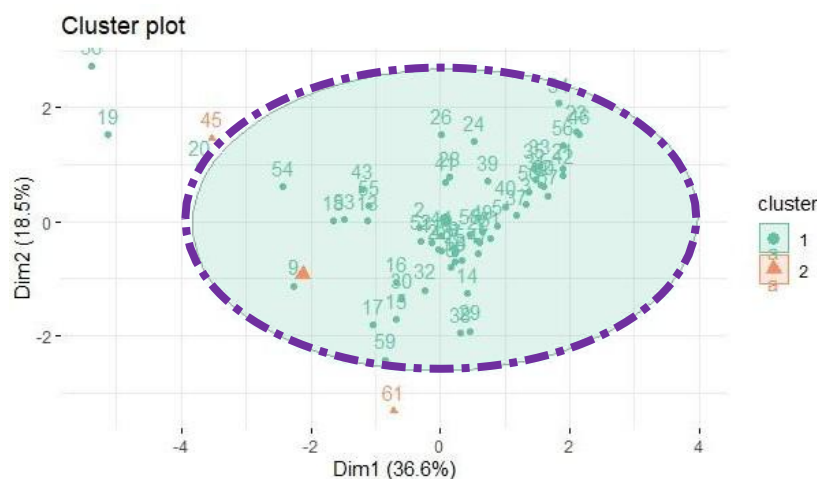


**Figura 16. Estimación del número de cluster**

a) Método del codo en el cual se calculan 2 clústeres o agrupamientos (punto de inflexión de la curva); b) Método de silueta en cual se reafirma la identificación de 2 clúster.

La identificación del patrón estadístico de la zona se realizó mediante la agrupación de datos, utilizando la metodología K-Medoides implementada en el software R-Studio, ya que esta metodología es utilizada cuando se tienen variables con valores atípicos. Esta metodología consiste en una técnica empleada para identificar conjuntos de instancias que comparten características similares. Estos métodos de agrupamiento son útiles para analizar la estructura interna de los grupos y sirven para detectar elementos atípicos, que no se ajustan a ninguno de los grupos identificados (Ramos Ponce, 2020).

Con base en el número de clústeres, se aplicó la metodología K-Medoides (Figura 17) a través de la cual se identificó el patrón estadístico de la zona, siendo esta la intersección de los datos (PH, Temperatura del Yacimiento, Área, Volumen, Distancia de la Red de Transmisión, Calor específico volumétrico de la roca y Rango conductividad) en los dos clústeres (zona resaltada con un círculo morado punteado en la Figura 17) .Los demás datos se consideraron valores atípicos y se excluyeron como insumo para el modelo técnico. Siendo estos los reflejados en el análisis estadístico.



**Figura 17. Patrón estadístico de zonas potenciales**

Los ejes en la figura corresponden a las dos primeras dimensiones principales (Dim1 y Dim2), calculadas mediante la normalización de los datos (ACP), donde se muestra la mayor parte de la información en un espacio más simple, lo que facilita la visualización de la agrupación.

El patrón estadístico de las zonas potenciales se resalta en el círculo de color morado (Figura 17). El número del dato corresponde al identificador del manantial el cual contiene los datos de: PH, Temperatura del Yacimiento, Área, Volumen, Distancia de la Red de Transmisión, Calor específico volumétrico de la roca y Rango conductividad.

Con esta información, se calculó el promedio y rango de los datos correspondientes al patrón estadístico de las zonas con mejor potencial geotérmico para el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica. Los valores de los parámetros iniciales del yacimiento geotérmico se resumen en la Tabla 6.

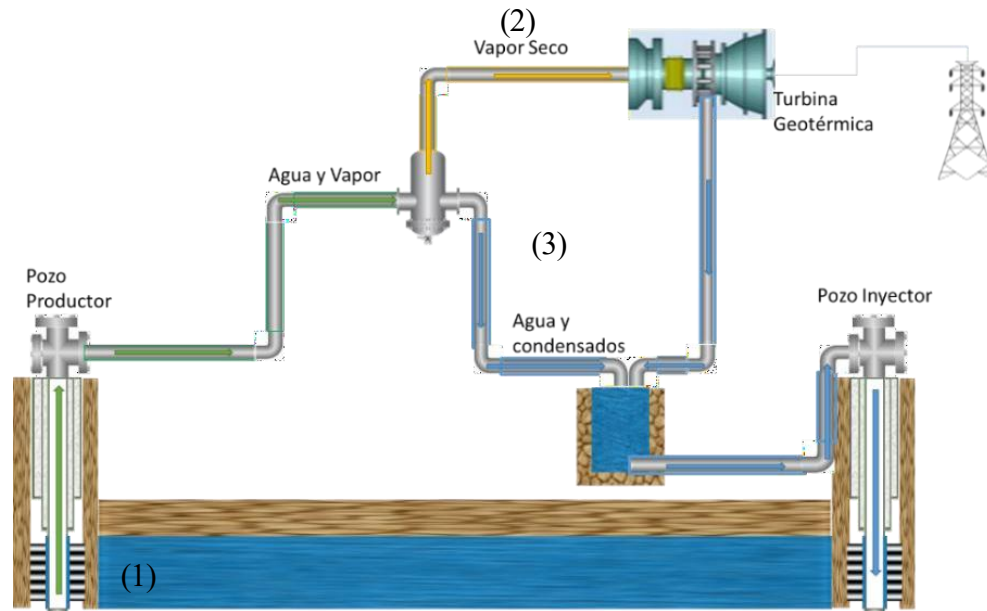
**Tabla 6. Promedio y rango de las variables de interés del patrón estadístico de zonas potenciales**

Variable	Promedio	Mínimo	Máximo	Rango
Volumen del yacimiento (km <sup>3</sup> )	4,09	3	12,2	9,2
Área del yacimiento (km <sup>2</sup> )	2,75	2	8,15	6,15
Temperatura de yacimiento (°C)	200	153	268	115
Calor específico volumétrico de la roca (KJ/m <sup>3</sup> °C)	2 832,7	2 829,4	2 840,6	11,17
Rango conductividad (μS/cm)	5 581,5	514	64 000	63 486
PH	6,27	1,73	9,14	7,41
Distancia de la Red de Transmisión (km)	16,83	2	34,4	32,4

## 7.2 Modelo técnico de generación de energía eléctrica

Para llevar a cabo la simulación del proceso, se utilizó el software Pipesim 2023 (versión estudiantil), en el cual se inició con la caracterización del pozo geotérmico tipo con las particularidades del fluido en el yacimiento, posteriormente se ingresó el estado mecánico del pozo y se simuló el flujo desde el reservorio hasta la cabeza del pozo para determinar la viabilidad del diseño de la tubería de fondo, posteriormente se ingresan los variables de las facilidades seleccionadas en superficie, para posteriormente hacer las simulaciones del comportamiento del fluido desde el yacimiento hasta el equipo de generación de energía, pasando por la tubería de producción, separador y líneas de superficie y la afectación del flujo por efectos de presión y temperatura.

A continuación, se muestra un esquema base para orientar la interpretación de la simulación precedente (Figura 18). Se debe tener presente que el proceso a analizar es una planta geotérmica tipo flash (en la cual el fluido en el yacimiento se encuentra en fase líquida (1) y a medida que pierde presión y temperatura, en su camino a superficie a lo largo del pozo, cambia su composición (slug), una fracción de su flujo másico se transforma en vapor y una fracción permanece en estado líquido). En el proceso previo a la entrada a la turbina, un separador bifásico direcciona el vapor (2) hacia la turbina Geotérmica y la fracción de líquidos (3) son enviados a un depósito de fluidos condensados los cuales después de enfriarse al aire libre, retornan al yacimiento a través de pozos inyectores utilizando la presión atmosférica para su inyección.



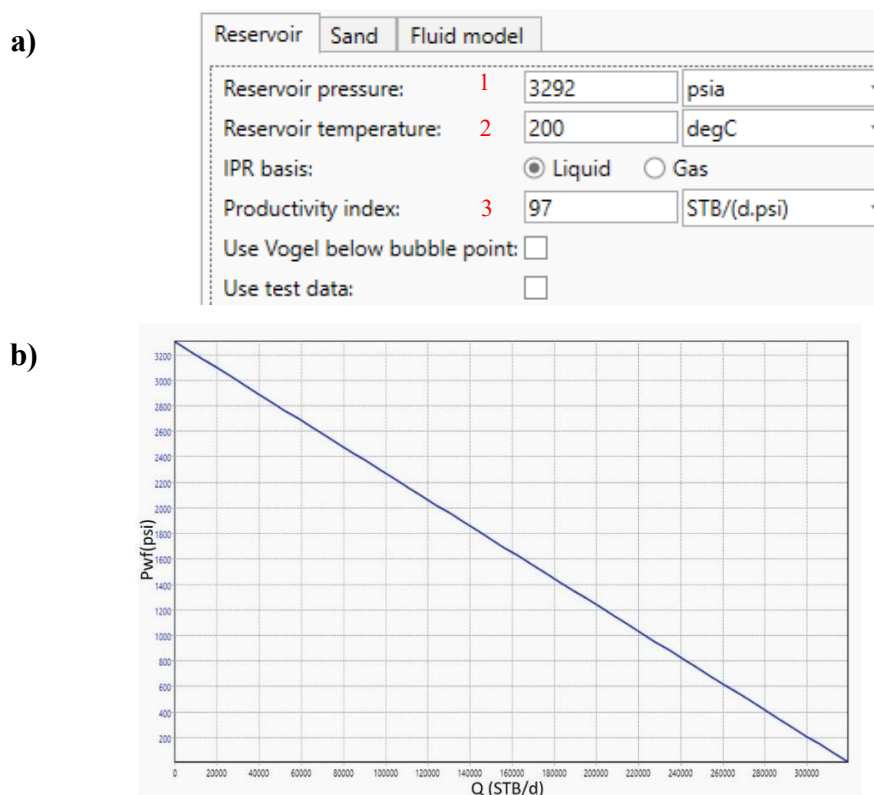
**Figura 18. Esquema campo geotérmico**

Fuente: autores, mediante software gratuito Symbol factory: <https://plc247.com/download-symbol-factory-3-full/>

Para la simulación en el software Pipesim 2023, de todo el proceso de generación de energía eléctrica con vapor extraído desde el yacimiento geotérmico, partiendo desde el reservorio, pasando por la tubería de producción (tubería de fondo de pozo), cabezal del pozo productor, tubería de superficie, separador agua-vapor, dividiendo el flujo de vapor hacia la turbina geotérmica y el flujo de líquidos hacia el depósito para posteriormente inyectarlos nuevamente al yacimiento, se requirieron los siguientes pasos, los cuales se mostrarán en el mismo orden que se ingresan en el software:

- Condiciones del reservorio.
- Diseño mecánico del pozo.
- Caracterización del fluido geotérmico.
- Simulación del proceso hasta cabeza de pozo para determinar aplicabilidad del diseño mecánico.
- Selección de facilidades de superficie.
- Simulación de proceso desde reservorio hasta turbina geotérmica.
- Diseño de pozo inyector para retorno de agua a reservorio.

El primer parámetro de la simulación es la Condición del Reservorio, en ella se encuentran las variables: Presión del Reservorio (Figura 19a, numeral 1 en color rojo), Temperatura del Reservorio (Figura 19a, numeral 2 en color rojo) calculado teniendo en cuenta el patrón estadístico de zonas potenciales y el Índice de Productividad o Volumen Disponible en el Yacimiento (Figura 19a, numeral 3 en color rojo). Para obtener el valor del índice de productividad, el software permite ajustar este valor de manera manual y de forma simultánea va graficando la presión y el volumen del yacimiento hasta encontrar el objetivo (Figura 19b); para este caso, el índice de productividad se ajustó a 97 STB/(d·psi) con el fin de alcanzar una producción de 320 000 barriles por día (STB/d). Este valor corresponde al índice de productividad estimado para los yacimientos geotérmicos en Colombia, el cual se detalla más adelante.



**Figura 19. Parámetros para el diseño de simulación del proceso de condiciones del reservorio**

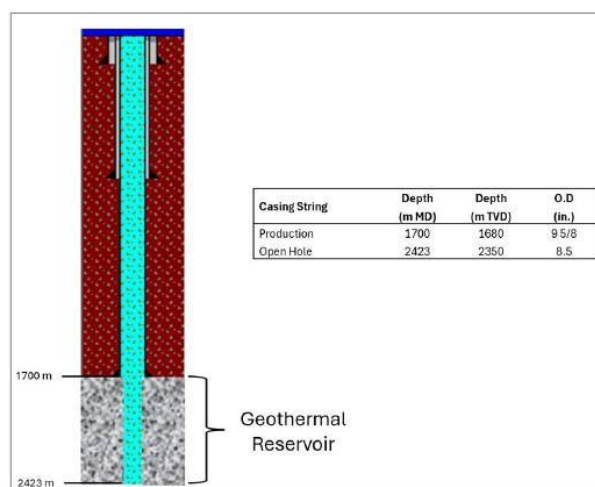
- a) Parámetros de la Condición del Reservorio (1 Presión del Reservorio, 2 Temperatura del Reservorio, 3 Índice de Productividad o Volumen Disponible en el Yacimiento), b) grafica presión y el volumen del yacimiento. Fuente: Pipesim 2023.

Para el cálculo del primer parámetro Condición del Reservorio, se tomó la presión del pozo realizada por la empresa Baker Hughes en el estudio de prefactibilidad en el área geotérmica de Nereidas, la cual corresponde a 3 292 psia a 2 350 metros (Baker Hughes, 2025). En la Tabla 7 y Figura 19, se presentan los valores utilizados en el modelo de condiciones del reservorio y esquema de perforación en el área geotérmica de Nereidas desarrollado por Baker Hughes (2025).

**Tabla 7. Parámetros utilizados para el modelo de condiciones del reservorio, área geotérmica de Nereidas**

Parámetro	Unidad
Tipo de pozo	Pozo vertical
Tipo de formación	Granítica
Temperatura del reservorio °C	222
Presión del reservorio (Kpa/psi)	22 099/3292
Porosidad (%)	3
Permeabilidad (md)	4
Conductividad de la tubería (BTU/hr/ft/°F)	26
Conductividad del cemento (BTU/hr/ft/°F)	0,4174
Salinidad del agua (ppm)	10 000
Conductividad del agua (BTU/hr/ft/°F)	0,35
Densidad de la roca (gr/cc)	2,7
Conductividad de la roca (BTU/hr/ft/°F)	19.125
Capacidad calorífica específica de la roca	0.1971

Fuente: Baker Hughes (2025).



**Figura 20. Esquema del pozo del área geotérmica de Nereidas**

Fuente: Baker Hughes (2025).

La Temperatura del Yacimiento corresponde a 200 °C, la cual se tomó teniendo en cuenta el promedio calculado del patrón estadístico de zonas potenciales estimado anteriormente (Tabla 6), utilizando los datos compilados por Alfaro *et al.* (2020).

Para realizar el cálculo del Volumen Disponible en el Yacimiento (Índice de Productividad), se utilizó como base la Ecuación de Petróleo Original (*Original oil in place (OOIP) in an oil reservoir*), de Fanchi (2005), Ecuación 4.

$$N = \frac{7758 \Phi A h_o S_{oi}}{B_{oi}} (4),$$

Donde:

$N$  = OOIP (STB), barriles normales en superficie.

$\Phi$  = porosidad del reservorio. Información de Alfaro *et al.* (2020) (fracción).

$A$  = área del reservorio. Información de Alfaro *et al.* (2020) (Acres). Donde 1 km<sup>2</sup> equivale a 247,1 Acres.

$h_o$  = espesor neto de la zona de petróleo (pies). Donde, 1 Km equivale a 3280,8 ft.

$S_{oi}$  = saturación inicial de petróleo del yacimiento (fracción).

$B_{oi}$  = factor de volumen de formación inicial de petróleo (RB/ST).

Fuente: Fanchi (2005).

Para la ecuación 4 se asume que el factor Volumétrico  $B_{oi}= 1$ , lo cual es posible ya que se establece que no hay gas en solución (Fanchi, 2005). Cuando el factor volumétrico inicial del petróleo ( $B_{oi}$ ) es igual a 1, significa que el volumen de petróleo en condiciones de yacimiento es igual al volumen que ocuparía a condiciones estándar. Para un reservorio geotérmico se determina que el 100% del volumen es agua y solo el 80% se podrá extraer (este valor corresponde a la saturación inicial de petróleo del yacimiento  $S_{oi}$ ), el otro 20% se toma como SW irreducible o connata (CEF, 2024).

Entonces,

$$N = \frac{7758*(0,11)*(2,75*241,1)*(1,5*3280,8)*0,8}{1} = 2\ 728\ 446\ 787,64 \text{ Barriles de agua}$$

Teniendo como base el volumen total de líquido en el Yacimiento (Volumen Disponible en el Yacimiento, 2 728 446 787, 64 barriles de agua), se estima el tiempo de extracción de fluidos por 20 años, teniendo como base la vida útil de un pozo geotérmico en los campos de México (CEF, 2024) y por la recarga de la fuente hídrica en el Yacimiento posterior al proceso de condensación del agua y la separación de esta en el proceso previo a la entrada a la planta de proceso.

$$\begin{aligned} \text{Fluido disponible para extracción por día} &= \text{Volumen del Yacimiento} / 7\,300 \text{ días (20 años)} \\ &= 2\,728\,446\,787,64 \text{ bls agua} / 7\,300 \text{ días} \\ &= 373\,746 \text{ bls agua} / \text{día} \end{aligned}$$

El segundo parámetro de la simulación es el Diseño Mecánico del Pozo, en el cual se estableció la tubería de revestimiento (*casing*), teniendo en cuenta la información obtenida por Baker Hughes (2025). La tabla del diseño del *casing* se puede ver en la Figura 21, en la cual se establecen tres (3) *casing* con diámetros de 24 In, 19 In y 8,8 In. El esquema mecánico del pozo se puede detallar en la Figura 22, en el cual, se establecieron tres (3) *casing* con profundidades de 150m (492,12 ft), 300m (984,25 ft) y 2300m (7 545,93 ft) y un *liner* ranurado colgado a 2 290 m y hasta 2 350m (7 709,97 ft), con un diámetro de 6 In. Se estableció una profundidad del yacimiento de 2 350 m teniendo en cuenta lo establecido por Baker Hughes (2025) en el área geotérmica de Nereidas.

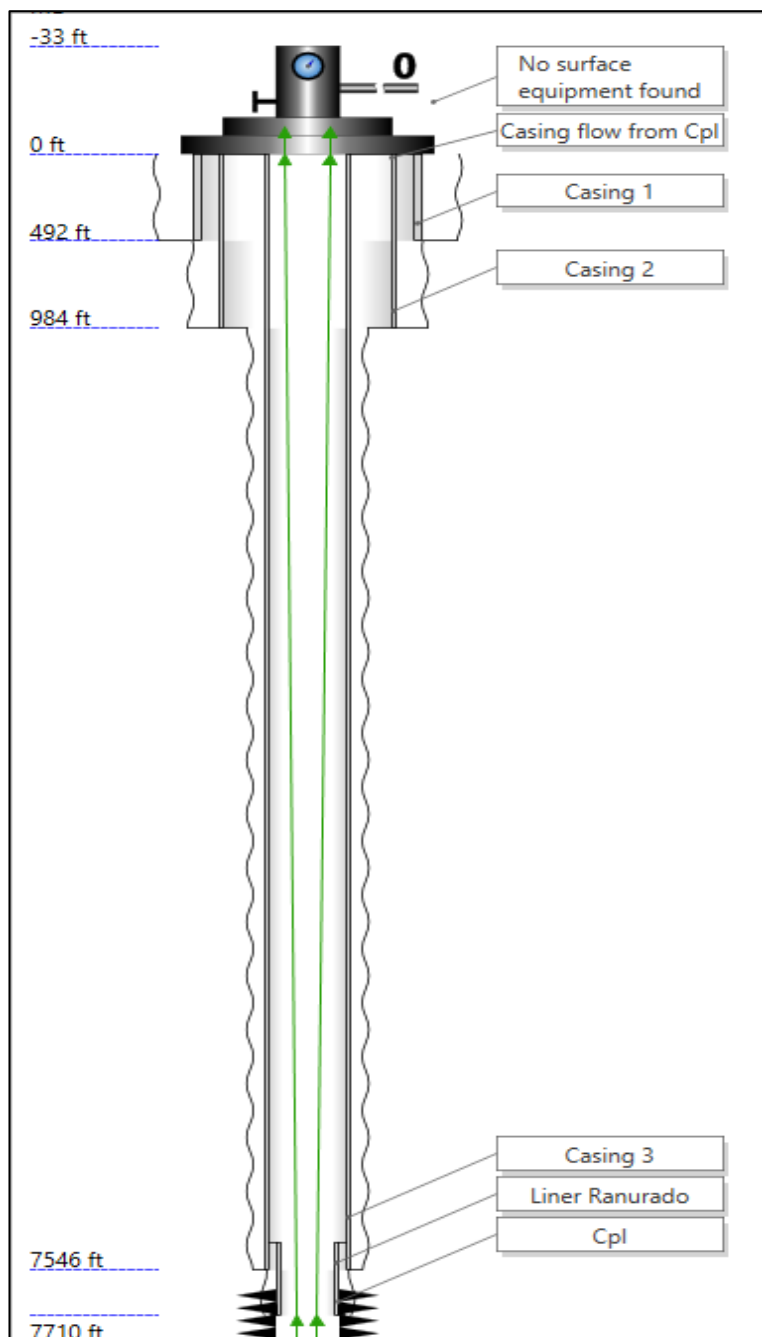
Dimension option:  OD  Wall thickness

^ CASINGS/LINERS

	Section type	Name	From MD m	To MD m	ID in	Wall thickness in	Roughness in	
1	Casing	Casing 1	0	150	24	1	0.001	...
2	Casing	Casing 2	0	300	19.124	0.438	0.001	...
3	Casing	Casing 3	0	2300	8.835	0.395	0.001	...
4	Liner	Liner Ranurado	2290	2350	6.004	0.498	0.001	...

+

**Figura 21. Diseño mecánico del casing**



**Figura 22. Esquema Diseño mecánico del pozo**

Diseño compuesto por 3 casing a profundidades de 150m (492ft), 300m (984ft), 2300m (7546ft) y 2350m (7710 ft). Con una profundidad del yacimiento de 2350m y con un *liner ranurado* a una profundidad de 2350m (7710 ft). Lo anterior siguiendo lo establecido por Baker Hughes (2025).

El tercer parámetro es el Fluido Geotérmico, para poder definir este fluido, se incluyen las condiciones del agua en estado líquido en el yacimiento, las cuales tienen una presión de 3292 psia

teniendo en cuenta lo definido por Baker Hughes (2025), superando la presión de saturación del agua a 200 °C correspondiente a 210,5 psi establecido por IAPWS (International Association for the Properties of Water and Steam) (Figura 23). Adicionalmente, se estableció la salinidad del agua, la cual fue definida por Baker Hughes (2025) con un valor de 10 000 mg/L (Figura 24).

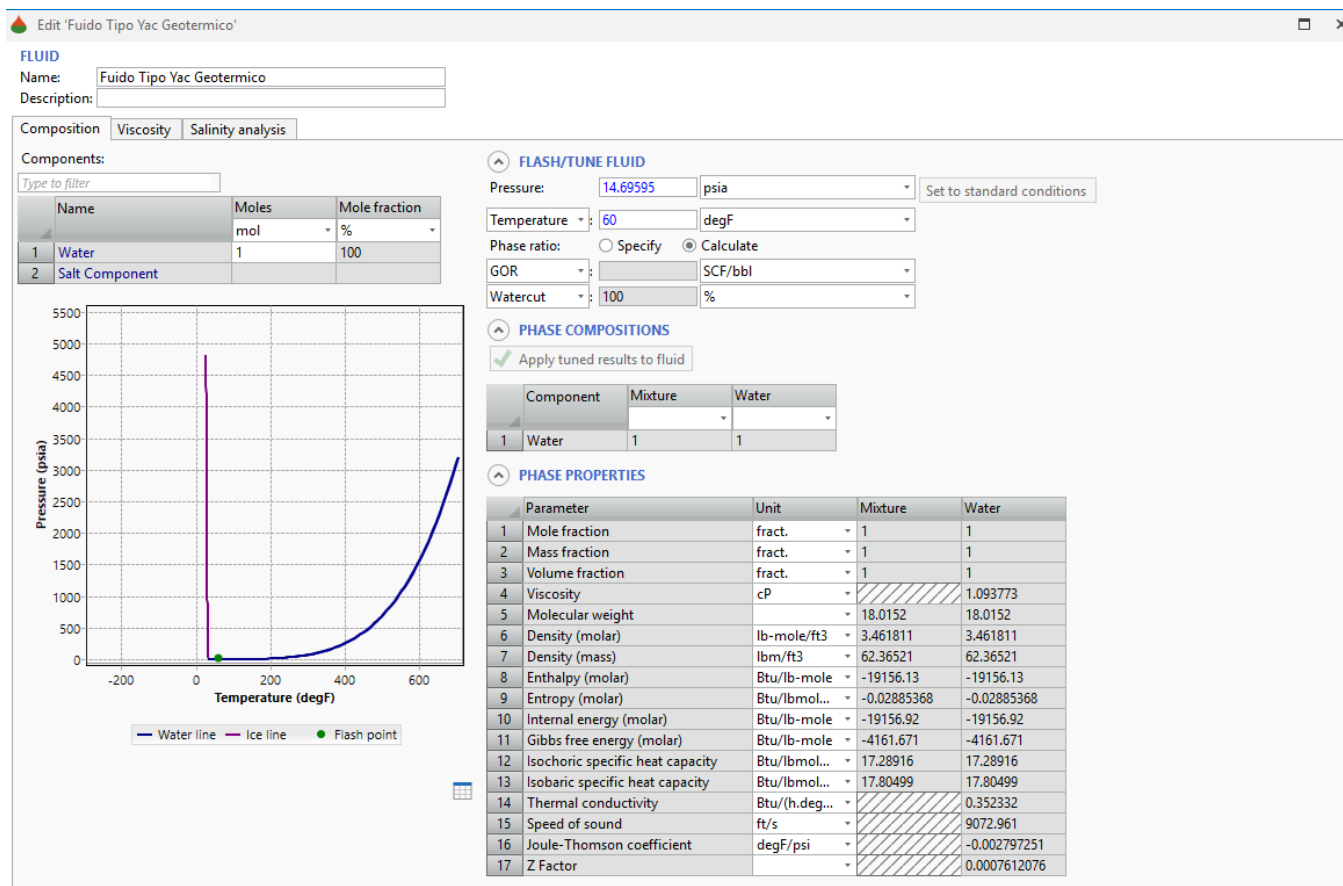


Figura 23. Gráfico de presión de saturación vs. temperatura

**FLUID**

Name:

Description:

Composition   Viscosity   Salinity analysis

Cations:

	Name	Concentration
		mg/L
1	Na+	10000
2	Ca++	0
3	Mg++	0
4	K+	0
5	Sr++	0
6	Ba++	0
7	Fe++	0

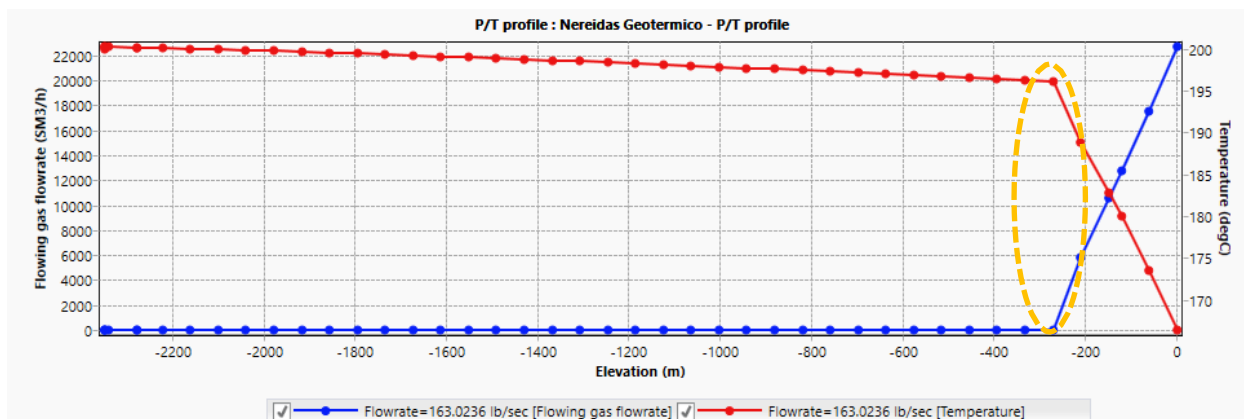
Anions:

	Name	Concentration
		mg/L
1	Cl-	10000
2	SO4--	0
3	HCO3-	0
4	Br-	0

**Figura 24. Parámetros de salinidad del agua**

Una vez definidos los 3 primeros parámetros incluidos en el software como: condiciones del reservorio, el diseño mecánico del pozo y la caracterización del fluido geotérmico, se procede a realizar la simulación del proceso desde el reservorio hasta la cabeza de pozo para determinar el comportamiento del fluido y la aplicabilidad de las tuberías seleccionadas en el diseño mecánico del pozo. Para efectos de comparar el comportamiento del fluido con dos condiciones diferentes de parametrización de presión en cabeza (teniendo en cuenta la presión aguas abajo del cabezal, requeridos por el separador para los dos escenarios definidos dependiendo del tipo de turbina a utilizar, el cual acorde a la ficha técnica del equipo, definida en 90 psig para turbinas tipo contrapresión y 50 psig para turbinas tipo condensación) se realizan dos simulaciones (1 y 2) y se establecen su aplicabilidad.

En la simulación 1, con presión en cabeza de 90 psig para turbinas de contrapresión, se puede observar que, faltando 300 metros para llegar a superficie, el fluido cambia su estado líquido a vapor, esto se puede identificar teniendo en cuenta el comportamiento del flujo a medida que se acerca a la cabeza de pozo (Figura 25). También se observa el comportamiento de la temperatura, la cual se reduce en aproximadamente 35 ° C.



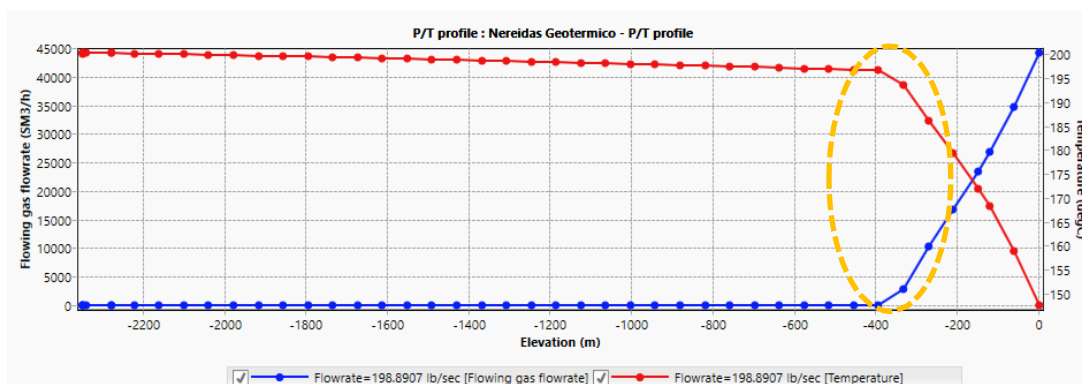
**Figura 25. Relación presión vs. temperatura desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo simulación 1**

En el ovalo amarillo se evidencia la profundidad de la tubería donde el flujo cambia de fase de líquido a vapor (Figura 25). Para evidenciar la cantidad de vapor en la cabeza del pozo, se presenta la tabla de condiciones del fluido desde el inicio hasta el fin del recorrido (Figura 26) donde se observa que el flujo de vapor en la cabeza de pozo corresponde a 22 696,37 SM3/h, equivalente a 18,924 Ton/h, con lo cual se corrobora la aplicabilidad del diseño mecánico para el yacimiento de análisis.

Case	E...	Type	Total distance m	Pressure psig	Temperature degC	Fluid mean... m/s	Liquid holdup %	EVR	G-L Pattern	O-W Pattern	FL Gas rate SM3/h
23	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1102.72	1449.262	198.3632	2.197081	100	0.534696588...	Liquid	Undefined	0
24	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1163.68	1371.754	198.2342	2.197684	100	0.534770003...	Liquid	Undefined	0
25	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1224.64	1294.267	198.1024	2.198284	100	0.534842929...	Liquid	Undefined	0
26	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1285.6	1216.8	197.9683	2.198874	100	0.534914759...	Liquid	Undefined	0
27	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1346.56	1139.353	197.8315	2.199459	100	0.534985847...	Liquid	Undefined	0
28	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1407.52	1061.926	197.6924	2.200035	100	0.535055968...	Liquid	Undefined	0
29	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1468.48	984.5183	197.5506	2.200606	100	0.535125307...	Liquid	Undefined	0
30	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1529.44	907.1302	197.4066	2.201168	100	0.535193605...	Liquid	Undefined	0
31	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1590.4	829.7612	197.2599	2.201724	100	0.535261207...	Liquid	Undefined	0
32	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1651.36	752.4111	197.1108	2.202272	100	0.535327811...	Liquid	Undefined	0
33	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1712.32	675.0795	196.9593	2.202812	100	0.535393485...	Liquid	Undefined	0
34	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1773.28	597.7662	196.8054	2.203345	100	0.535458254...	Liquid	Undefined	0
35	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1834.24	520.471	196.6489	2.203871	100	0.535522121...	Liquid	Undefined	0
36	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1895.2	443.1936	196.4901	2.204389	100	0.535585067...	Liquid	Undefined	0
37	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	1956.16	365.9337	196.3289	2.204899	100	0.535647063...	Liquid	Undefined	0
38	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	2017.12	288.691	196.1652	2.205402	100	0.535708103...	Liquid	Undefined	0
39	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	2078.08	211.465	196.0094	2.205855	100	0.535763137...	Liquid	Undefined	0
40	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	2139.04	163.2725	188.8492	7.400778	29.01704	0.981348023...	Slug	Undefined	5825.412
41	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	2200	140.6736	182.7756	12.95206	20.61344	1.298236249...	Slug	Undefined	10575.14
42	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	2228.08	130.994	179.9606	15.95902	19.53016	1.441077990...	Slug	Undefined	12725.56
43	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	2289.04	110.6749	173.5369	24.06712	17.88895	1.769686938...	Slug	Undefined	17526.54
44	Flowrate= 163.0236 lb/sec	Tubing	2350	90.8082	166.4068	35.55621	16.98598	2.151008280...	Slug	Undefined	22696.37

**Figura 26. Simulación 1 cantidad de vapor en la cabeza del pozo**  
El recuadro rojo resalta el cambio de fase líquido a vapor.

En la simulación 2, con presión en cabeza de 50 psig para turbinas de condensación, se puede evidenciar que faltando 400 metros del yacimiento a la cabeza del pozo el fluido cambia su fase líquido a vapor proporcionalmente (Figura 27, ovalo en color amarillo). También se observa el comportamiento de la temperatura, la cual se reduce en aproximadamente 55 ° C.



**Figura 27. Relación presión vs. temperatura desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo simulación 2**

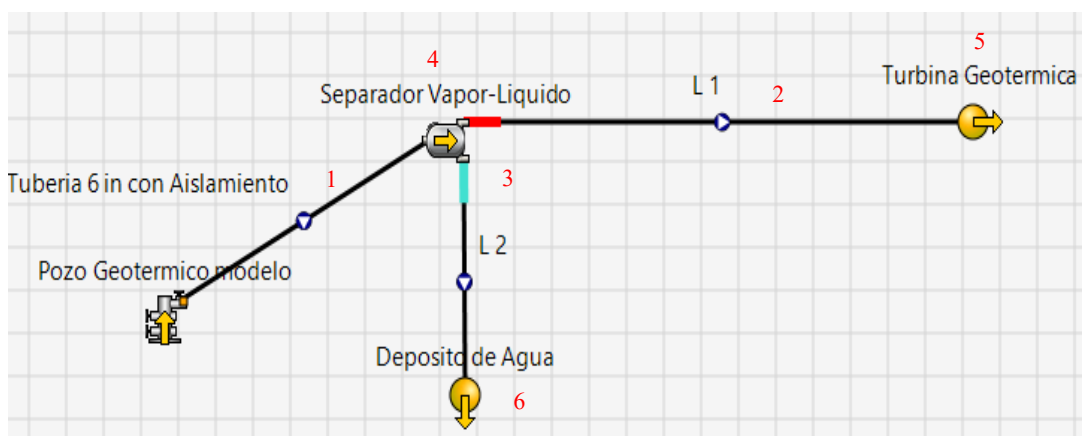
En el óvalo amarillo se evidencia la profundidad de la tubería en la cual el flujo cambia de fase, pasando de líquido a vapor (Figura 27). Para ilustrar la cantidad de vapor presente en la cabeza del pozo, se presenta la tabla de condiciones del fluido a lo largo de su recorrido, desde el inicio hasta el final (Figura 28). En esta se observa que el flujo de vapor en la cabeza del pozo alcanza un valor de 44 202,07 SM<sup>3</sup>/h, equivalente a 35.53 ton/h, lo que confirma la validez del diseño mecánico propuesto para el yacimiento analizado.

Case	E...	Type	Total distance	Pressure	Temperature	Fluid mean...	Liquid holdup	EVR	G-L Pattern	O-W Pattern	FL Gas rate
			m	psig	degC	m/s	%				SM3/h
23	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1102.72	1345.889	198.4899	2.682584	100	0.652593871...	Liquid	Undefined	0
24	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1163.68	1267.917	198.3686	2.683368	100	0.652689231...	Liquid	Undefined	0
25	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1224.64	1189.967	198.2455	2.684142	100	0.652783376...	Liquid	Undefined	0
26	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1285.6	1112.038	198.12	2.684913	100	0.652877130...	Liquid	Undefined	0
27	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1346.56	1034.13	197.9927	2.685675	100	0.652969695...	Liquid	Undefined	0
28	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1407.52	956.2435	197.863	2.686431	100	0.653061707...	Liquid	Undefined	0
29	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1468.48	878.3779	197.7315	2.68718	100	0.653152705...	Liquid	Undefined	0
30	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1529.44	800.533	197.5978	2.687922	100	0.653242851...	Liquid	Undefined	0
31	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1590.4	722.7086	197.462	2.688658	100	0.653332231...	Liquid	Undefined	0
32	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1651.36	644.9045	197.3242	2.689386	100	0.653420690...	Liquid	Undefined	0
33	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1712.32	567.1205	197.1844	2.690107	100	0.653508266...	Liquid	Undefined	0
34	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1773.28	489.3564	197.0425	2.69082	100	0.653594963...	Liquid	Undefined	0
35	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1834.24	411.612	196.8986	2.691527	100	0.653680761...	Liquid	Undefined	0
36	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1895.2	333.887	196.7526	2.692226	100	0.653765669...	Liquid	Undefined	0
37	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	1956.16	256.1813	196.6047	2.692918	100	0.653849669...	Liquid	Undefined	0
38	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	2017.12	182.9881	193.6735	4.997423	53.31743	0.890716248...	Slug	Undefined	2860.35
39	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	2078.08	153.0092	186.1705	12.36776	22.77042	1.401237708...	Slug	Undefined	10245.57
40	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	2139.04	129.0653	179.3823	20.91957	19.75677	1.822395680...	Slug	Undefined	16651.54
41	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	2200	106.0185	171.9505	32.99042	17.89667	2.288549257...	Slug	Undefined	23431.7
42	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	2228.08	95.5212	168.1887	40.44138	17.48634	2.533840677...	Slug	Undefined	26777.67
43	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	2289.04	72.8246	158.9683	63.61931	16.12977	3.178050633...	Slug	Undefined	34749.48
44	Flowrate=198.8907 lb/sec	Tubing	2350	50.0386	147.5481	105.623	13.44368	4.094921050...	Transition	Undefined	44202.07

**Figura 28. Simulación 2 cantidad de vapor en la cabeza del pozo**

El recuadro rojo resalta el cambio de estado líquido a vapor.

Continuando con el orden establecido para la construcción del proceso de generación de energía eléctrica con vapor extraído desde el yacimiento geotérmico del presente numeral, ya una vez establecido el proceso de extracción del fluido geotérmico desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo, se realizó la selección de facilidades mínimas en superficie requeridas por un sistema de generación de energía eléctrica utilizando el recurso geotérmico anteriormente caracterizado teniendo como base una planta tipo flash, descrita en la Figura 18. Donde, este esquema o modelo técnico de generación de energía eléctrica fue transformado a la visualización del software Pipesim implementado para el modelamiento de estas facilidades (Figura 29). En el esquema no se incluye el pozo inyector aguas abajo del depósito de agua (numeral 6 en color rojo) ya que este se analizará por separado más adelante por ser un sistema abierto el cual no puede ser integrado en el software.



**Figura 29. Esquema de facilidades superficiales en el software Pipesim**

1. Tubería de conexión de cabeza de pozo al separador bifásico; 2. Tubería de conexión del separador bifásico a la turbina; 3. Tubería de conexión del separador bifásico a depósito de agua; 4. Separador bifásico; 5. Turbina geotérmica; 6. Pozo inyector.

En la Figura 29 se observa como primer elemento el pozo geotérmico, el cual se desarrolló en el paso anterior donde se verificó la aplicabilidad del diseño mecánico para llevar el fluido geotérmico desde el reservorio hasta la cabeza de pozo; ahora se integrará ese diseño al conjunto de facilidades requeridas en superficie. El primer elemento de las facilidades es la tubería en superficie, la cual corresponde a la tubería de conexión de cabeza de pozo al separador bifásico (Figura 29, numeral 1 en color rojo); para determinar las características de la tubería de superficie, se realizó la simulación de todo el proceso (desde reservorio hasta separador bifásico) con

diferentes diámetros de tubería comerciales para revisar cuál de estos genera mayor beneficio para el modelo técnico de generación de energía eléctrica, resaltando la necesidad de mayor flujo de vapor como beneficio principal; los diámetros utilizados fueron de 12, 10, 6 y 4 (In) pulgadas; el diámetro de la tubería es aleatorio y se tiene como referencia las facilidades de campos geotérmicos como los Azufres en México en el cual usan una tubería de 12 In de diámetro.

Una vez realizadas las diferentes simulaciones con la variación de diámetros de tubería desde cabeza de pozo hasta el separador, se observa en cada uno de los resultados (Figura 30 a Figura 33) el comportamiento del vapor a través de estos ductos, obteniendo mejores resultados en la tubería de 6 pulgadas donde el volumen del vapor es más alto; en las tuberías de mayores diámetros, el flujo es 100% líquido y en los diámetros menores, el flujo de vapor es menor.

	Name	Type	Branch	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Gas rate	FL Gas rate (...)	FL Liq. rate
				psia	degC	STB/d	mmscf/d	m3/h	bbbl/d
1 +	Cpl	Completion	Pozo Geoter...	2901.061	200.233	37921.11	0	0	42736.43
2	Turbina Geotermica	Sink		64.63558	147.4886	37921.11	0	0	40731.04
3 +	Separador Vapor-Liqui...	Two phase separator		64.696	147.523	37921.11	0	106113.8	0
4	Pozo Geotermico mod...	Well		105.6724	166.4713	37921.11	0	3807.631	39181.84

**Figura 30. Resultados de simulación del proceso con tubería de superficie en 12 In**

	Name	Type	Branch	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Gas rate	FL Gas rate (...)	FL Liq. rate
				psia	degC	STB/d	mmscf/d	m3/h	bbbl/d
1 +	Cpl	Completion	Pozo Geoter...	2959.332	200.199	32268.8	0	0	36352.77
2	Turbina Geotermica	Sink		76.44818	153.7582	32268.8	0	0	34874.29
3 +	Separador Vapor-Liqui...	Two phase separator		64.696	147.523	32268.8	0	90297.02	0
4	Pozo Geotermico mod...	Well		122.1193	172.434	32268.8	0	2083.977	34105.09

**Figura 31. Resultados de simulación del proceso con tubería de superficie en 10 In**

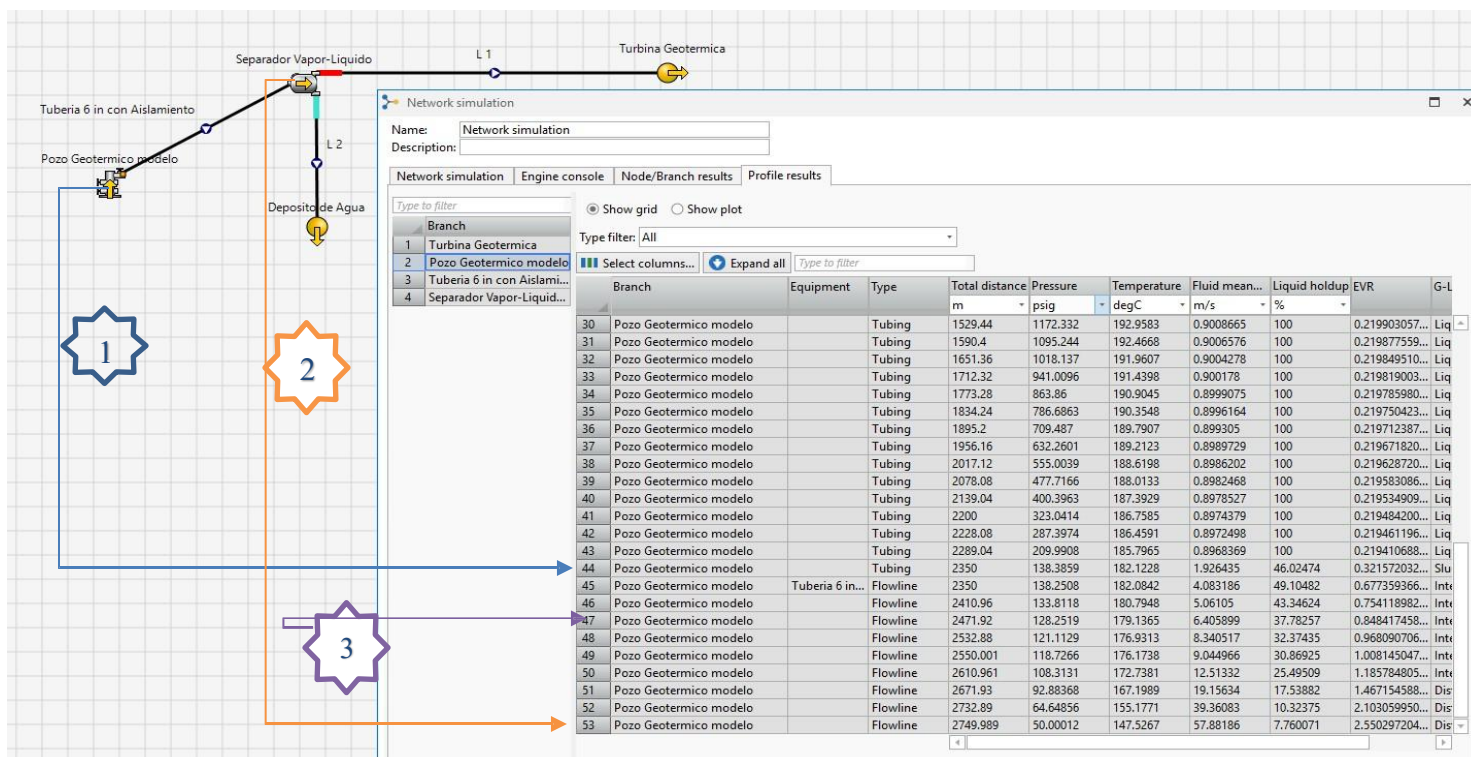
	Name	Type	Branch	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Gas rate	FL Gas rate (...)	FL Liq. rate
				psia	degC	STB/d	mmscf/d	m3/h	bbbl/d
1 +	Cpl	Completion	Pozo Geoter...	3120.933	200.1037	16593.49	0	0	18674.3
2	Turbina Geotermica	Sink		54.696	146.2737	16593.49	0	55001.7	0
3 +	Separador Vapor-Liqui...	Two phase separator		64.696	147.523	16593.49	0	46433.17	0
4	Pozo Geotermico mod...	Well		153.0819	182.123	16593.49	0	144.171	18397.33

**Figura 32. Resultados de simulación del proceso con tubería de superficie en 6 In**

	Name	Type	Branch	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Gas rate	FL Gas rate (...)	FL Liq. rate
				psia	degC	STB/d	mmscf/d	m3/h	bbbl/d
1 +	Cpl	Completion	Pozo Geoter...	3157.51	200.0815	13045.49	0	0	14677.98
2	Turbina Geotermica	Sink		54.696	146.262	13045.49	0	43240.01	0
3 +	Separador Vapor-Liqui...	Two phase separator		64.696	147.523	13045.49	0	36504.87	0
4	Pozo Geotermico mod...	Well		182.1886	182.0475	13045.49	0	0	14561.71

**Figura 33. Resultados de simulación del proceso con tubería de superficie en 4 In**

Aunque el diámetro más adecuado para el proceso es de 6 In, es necesario analizar condiciones adicionales, como la velocidad erosional, las presiones y las pérdidas por fricción. Con base en estos criterios, se seleccionará el tipo de material más apropiado para la tubería.



**Figura 34. Resultados de simulación en Pipesim del proceso con tubería de 6 In**

En el gráfico anterior (Figura 34) se muestra el comportamiento del fluido en la tubería, desde el reservorio (fondo) hasta el separador ubicado en superficie. Para facilitar la comprensión del proceso, se emplea la siguiente numeración: la línea azul con el número 1 corresponde al cabezal del pozo, punto en el que finaliza la tubería de fondo o *tubing* y comienza la línea de flujo o *flowline*; el número 2, línea en color naranja, indica el extremo final de la línea de flujo, ubicado en el separador. Adicionalmente, se presentan el tipo de tubería (*tubing* y *flowline*), la distancia total entre el yacimiento y el separador, así como los valores de presión, temperatura, velocidad, calidad del fluido (porcentaje de líquido en la mezcla) y la relación de velocidad erosional a lo largo del recorrido.

De acuerdo con la simulación (Figura 34), cuando el fluido circula por la tubería de fondo (*tubing*), su velocidad no supera el 50% de la velocidad erosional de referencia (velocidad erosional de referencia  $EVR < 0,80$ ), conforme a la norma API RP 14E “*Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems*” (American Petroleum Institute, 1981). Sin embargo, al desplazarse por la tubería de superficie (numeral 1 de la Figura 34), la velocidad del fluido aumenta debido a la reducción del diámetro, superando la velocidad erosional en el punto 3 ( $EVR = 0,84$  o 84%, superior al límite recomendado del 80%) y alcanzando un valor máximo de 2,55 o 255% al final del recorrido. Por esta razón, el diseño debe garantizar la selección de un material para la tubería que soporte adecuadamente estas condiciones de operación.

Es importante tener en cuenta que cuando una tubería presenta problemas de corrosión o erosión, como ocurre en este caso debido a la presencia de contaminantes e incrustaciones, se aplica la norma API RP 571 “*Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*” (Dobis y French, 2004), ya que esta permite estimar la pérdida de material en la tubería a lo largo del tiempo asociada a los mecanismos de erosión o corrosión. En la Figura 35, se presentan las pérdidas del material en la tubería por los diferentes efectos de los contaminantes en el agua.

Material	1 fps (tidal current)	4 fps (immersed in seawater flume)	27 fps (rotating disk)
Carbon steel	6	13	47
Cast iron	9	—	54
Silicon bronze	0.2	0.3	57
Admiralty brass	0.3	3	29
Hydraulic bronze	1	0.2	55
G bronze	1	0.3	46
Al bronze	1	—	44
Aluminum brass	0.4	—	19
90-10 Cu-Ni	1	—	18
70-30 Cu-Ni (0.05 %Fe)	0.3	—	32
70-30 Cu-Ni (0.5 % Fe)	<0.2	<0.2	6
Alloy 400	<0.2	<0.2	1
316 SS	0.2	0	<0.2
Alloy C-276	<0.2	—	0.05
Titanium	0	—	0

**Figura 35. Tabla de pérdida de material en tuberías por efectos de contaminantes en el agua**

Fuente: Dobis y French (2004).

Partiendo de la premisa de que el agua es contaminada en el modelo técnico de generación de energía eléctrica propuesto y considerando una velocidad del fluido de 57,8 m/s (correspondiente a la velocidad máxima obtenida en los resultados de la Figura 34), se determinan las pérdidas de material por efecto combinado de erosión y corrosión de 47 Milésimas de pulgada por año (MPY), valor asociado al acero al carbono a una velocidad de 27 pies por segundo (fps) (Figura 35). Con base en estos parámetros, la vida útil de la tubería se estima mediante la siguiente ecuación, tomada de la norma API 579-1 / ASME FFS-1 (American Petroleum Institute, 2016):

$$Tiempo\ de\ vida = \frac{(e\ actual - e\ mínimo)}{Tasa\ de\ pérdida} \quad (4)$$

Donde,

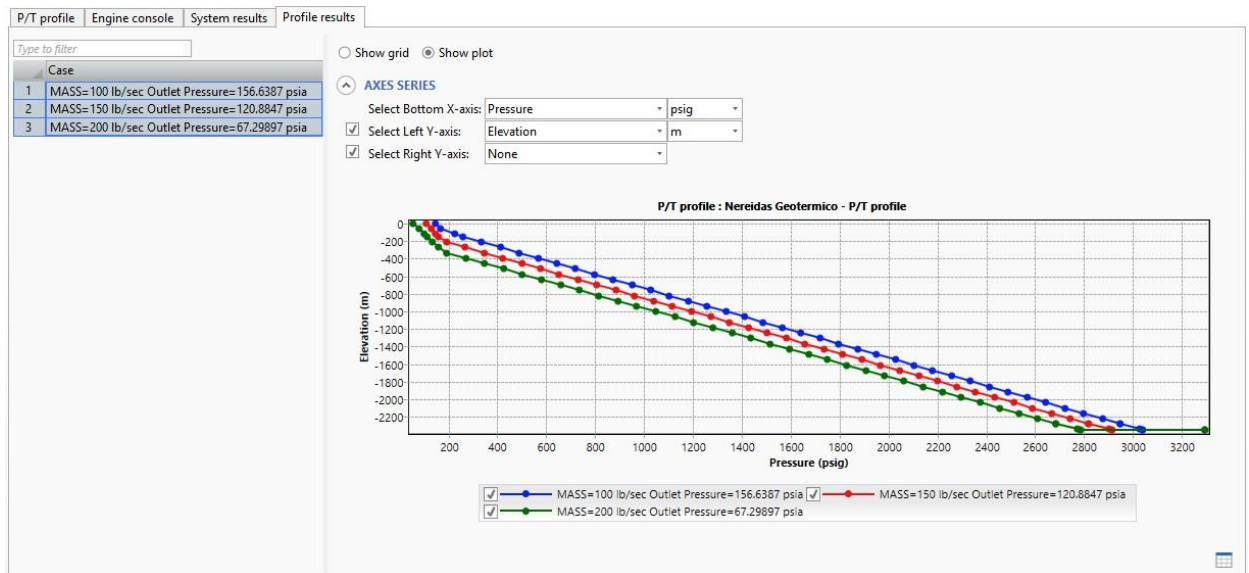
- *e actual* es el espesor actual de la tubería (mm).
- *e mínimo* es el espesor mínimo requerido de la tubería (mm).
- Tasa de pérdida (mm/año).

Fuente: American Petroleum Institute (2016).

Con base en la ecuación 4, se calculó el tiempo de vida útil de la tubería considerando un espesor actual de 7,11 mm y un espesor mínimo requerido de 3,5 mm. Para estimar la tasa de pérdida de material, se empleó el valor reportado en la Figura 35, correspondiente a una velocidad de 27 fps para tuberías de acero al carbono, equivalente a 47 MPY. Este valor fue convertido a mm/año (1,1938 mm/año), obteniéndose así una vida útil estimada de 1,7 años para la tubería fabricada en acero al carbono. Los resultados del cálculo indican que la tubería destinada al transporte de vapor requiere una metalurgia distinta, capaz de resistir el ataque físico-químico asociado a las condiciones de operación.

Con el objetivo de aumentar la confiabilidad de la tubería y prolongar su vida útil, se seleccionó una tubería de acero inoxidable austenítico tipo ANSI 316, material que ofrece alta resistencia a la erosión por vapor y excelente estabilidad térmica, soportando temperaturas superiores a 800 °C con un Schedule 40. Bajo estas condiciones, el cálculo de la vida útil arrojó un valor de 710 años, empleando los mismos espesores actual y mínimo, pero considerando una tasa de pérdida de 0,00508 mm/año.

Para la selección del material de la tubería se consideró la presión de operación, que según la simulación es de 90 psi, como se describió en las secciones anteriores. Sin embargo, con el fin de garantizar un mayor margen de seguridad, se simuló la presión máxima que podría presentarse en la cabeza del pozo bajo diferentes condiciones de flujo, obteniéndose un valor máximo de 156 psig, tal como se observa en la Figura 36.



**Figura 36. Simulación en Pipesim de presión máxima en tubería de 6 In a diferentes flujos**

Al revisar la información comercial de tuberías en acero inoxidable, se identificaron las presiones máximas de operación, lo que permitió verificar la aplicabilidad de la tubería seleccionada (Figura 37).

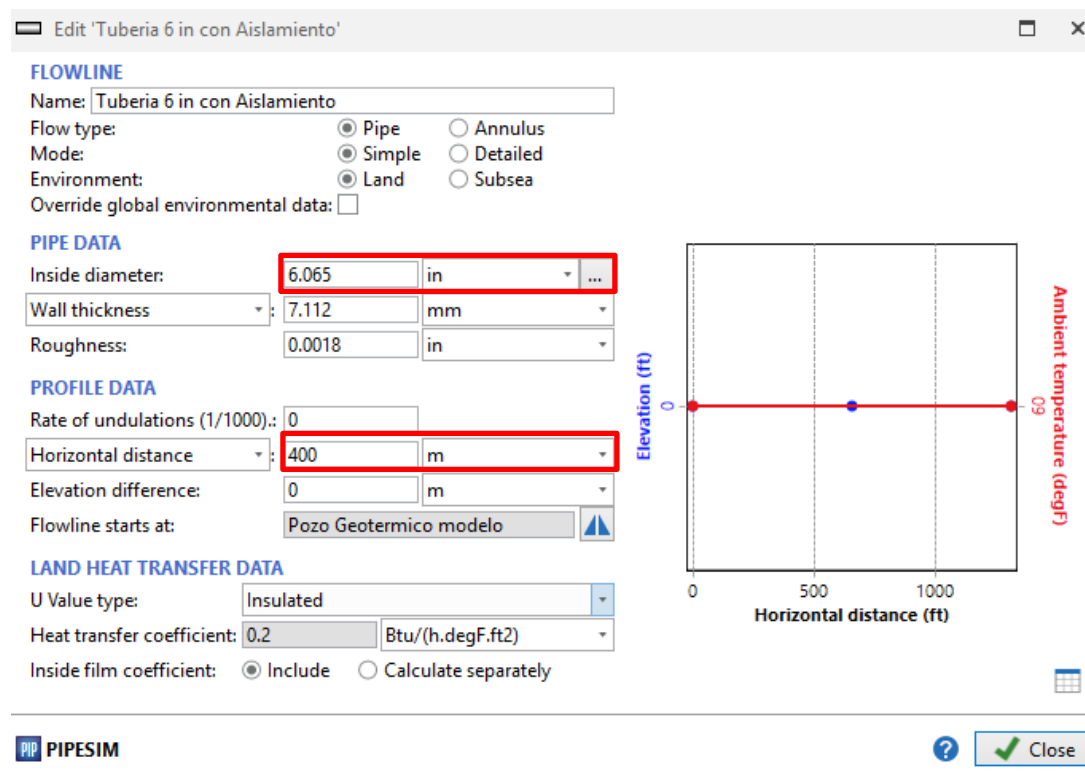
Pressure Rating of Stainless Steel 316 Hydraulic Pipes										
Pipe Size (inches)	Pipe Schedule	Pressure Rating (psig)								
		Temperature (oF)								
		100	200	300	400	500	600	650	700	750
1"	40	3168	2629	2362	2171	2019	1924	1867	1824	1810
	80	4213	3634	3265	3002	2791	2659	2580	2528	2501
	160	6140	5296	4759	4375	4068	3876	3761	3684	3646
1 1/2"	40	2257	1947	1750	1608	1496	1425	1383	1354	1340
	80	3182	2744	2466	2267	2108	2009	1949	1909	1889
	160	4619	3984	3580	3291	3060	2916	2829	2772	2743
2"	40	1902	1640	1474	1355	1260	1201	1165	1141	1129
	80	2747	2369	2129	1957	1820	1734	1682	1648	1631
	160	4499	3880	3486	3205	2980	2840	2755	2699	2671
3"	40	1806	1558	1400	1287	1196	1140	1106	1084	1072
	80	2553	2202	1979	1819	1691	1612	1564	1532	1516
	160	3840	3312	2976	2736	2544	2424	2352	2316	2280
4"	40	1531	1321	1187	1091	1014	967	938	919	909
	80	2213	1909	1715	1577	1466	1397	1355	1328	1314
	160	3601	3106	2791	2566	2386	2273	2206	2161	2138
5"	40	1342	1158	1040	956	889	847	822	805	797
	80	1981	1709	1535	1411	1312	1250	1213	1189	1176
	160	3414	2945	2646	2433	2262	2155	2091	2049	2027
6"	40	1219	1052	945	869	808	770	747	732	724
	80	1913	1650	1483	1363	1267	1208	1172	1148	1136
	160	3289	2836	2549	2343	2179	2076	2014	1973	1953
8"	40	1073	926	832	765	711	678	657	644	637
	80	1692	1459	1311	1205	1121	1068	1036	1015	1005
	160	3175	2738	2460	2262	2103	2004	1944	1905	1885
10"	40	974	840	755	694	645	615	596	584	578
	80	1609	1388	1247	1147	1066	1016	986	966	956
	160	3147	2714	2439	2242	2085	1986	1927	1880	1868

**Figura 37. Propiedades de tubería comercial en acero inoxidable**

Fuente: The Engineering ToolBox (2023).

La tubería seleccionada, A316 en acero inoxidable, presenta una presión de operación de 945 psig, superando ampliamente la presión máxima real del sistema (156 psig) en el tramo comprendido entre la cabeza del pozo y el separador. Con base en los análisis realizados, se concluye que la tubería desde la cabeza del pozo hasta el separador debe tener un diámetro de 6 pulgadas y estar fabricada en acero inoxidable Schedule 40. Bajo estas premisas se cargaron estos

valores en el software Pipesim como parámetros para el diseño de la tubería de conexión del pozo al separador bifásico (Figura 38).



**Figura 38. Parámetros del diseño de la tubería conexión pozo al separador bifásico**

Se señalan en el recuadro rojo el diámetro y distancia de la tubería.

El segundo elemento de las facilidades es la tubería de conexión del separador bifásico a la turbina (Figura 29, numeral 2 en color rojo), para este ducto se define una distancia aproximada de 20 metros ya que el separador debería estar lo más cercano posible a la turbina para evitar las pérdidas de temperatura y fricción.

Para determinar el diámetro, se realizaron varias simulaciones a diferentes diámetros (4 In, 6In, 10In y 12 In) con el propósito de analizar el comportamiento del flujo de vapor (Figura 39).

### Simulación con diámetro de 12 In

Equi...	Type	Total distance m	Elevation m	Pressure psig	Temperature degC	Fluid mean... ft/s	Liquid holdup %	EVR	G-L Pattern	O-W Pattern
L 1	Flowline	0	0	45.78803	147.0173	621.0951	0	2.306089076...	Gas	Undefined
	Flowline	9.999878	0	43.00054	146.66	650.4147	0	2.359892344...	Gas	Undefined
	Flowline	20.00006	0	40.00005	146.2758	686.2866	0	2.424095886...	Gas	Undefined

	Name	Type	Branch	Pressure (out) psig	Temperatur... degC	FL Gas rate (...) m3/h	FL Liq. rate bbl/d
1 +	Cpl	Completion	Pozo Geoter...	3106.237	200.1037	0	18674.3
2	Turbina Geotermica	Sink		40.00005	146.2737	55001.7	0
3 +	Separador Vapor-Liqui...	Two phase separator		50.00005	147.523	46433.17	0
4	Pozo Geotermico mod...	Well		138.3859	182.123	144.171	18397.33

### Simulación con diámetro de 10 In

Equipment	Type	Total distance m	Elevation m	Pressure psig	Temperature degC	Fluid mean... ft/s	Liquid holdup %	EVR	G-L Pattern	O-W Pattern
L 1	Flowline	0	0	49.99164	147.5181	2.123591	100	0.161813097...	Liquid	Undefined
	Flowline	9.999878	0	49.97633	147.5085	2.123572	100	0.161812369...	Liquid	Undefined
	Flowline	20.00006	0	49.96101	147.4988	2.123552	100	0.161811618...	Liquid	Undefined

	Name	Type	Branch	Pressure (out) psig	Temperatur... degC	FL Gas rate (...) m3/h	FL Liq. rate bbl/d
1 +	Cpl	Completion	Pozo Geoter...	3106.237	200.1037	0	18674.3
2	Turbina Geotermica	Sink		49.96101	147.4988	0	17823.23
3 +	Separador Vapor-Liqui...	Two phase separator		50.00005	147.523	46433.17	0
4	Pozo Geotermico mod...	Well		138.3859	182.123	144.171	18397.33

### Simulación con diámetro de 6 In

Equipment	Type	Total distance m	Elevation m	Pressure psig	Temperature degC	Fluid mean... ft/s	Liquid holdup %	EVR	G-L Pattern	O-W Pattern
L 1	Flowline	0	0	49.99281	147.5188	5.898858	100	0.449480625...	Liquid	Undefined
	Flowline	9.999878	0	49.76157	147.3873	6.487885	90.88695	0.471388085...	Distributed	Undefined
	Flowline	20.00006	0	49.44277	147.2054	7.331346	80.51904	0.501093641...	Distributed	Undefined

	Name	Type	Branch	Pressure (out) psig	Temperatur... degC	FL Gas rate (in-situ...) m3/h	FL Liq. rate bbl/d
1 +	Cpl	Completion	Pozo Geo...	3106.237	200.1037	0	18674.3
2	Turbina Geotermica	Sink		49.44277	147.2054	29.074	17807.17
3 +	Separador Vapor-Liqui...	Two phase separator		50.00005	147.523	46433.17	0
4	Pozo Geotermico mod...	Well		138.3859	182.123	144.171	18397.33

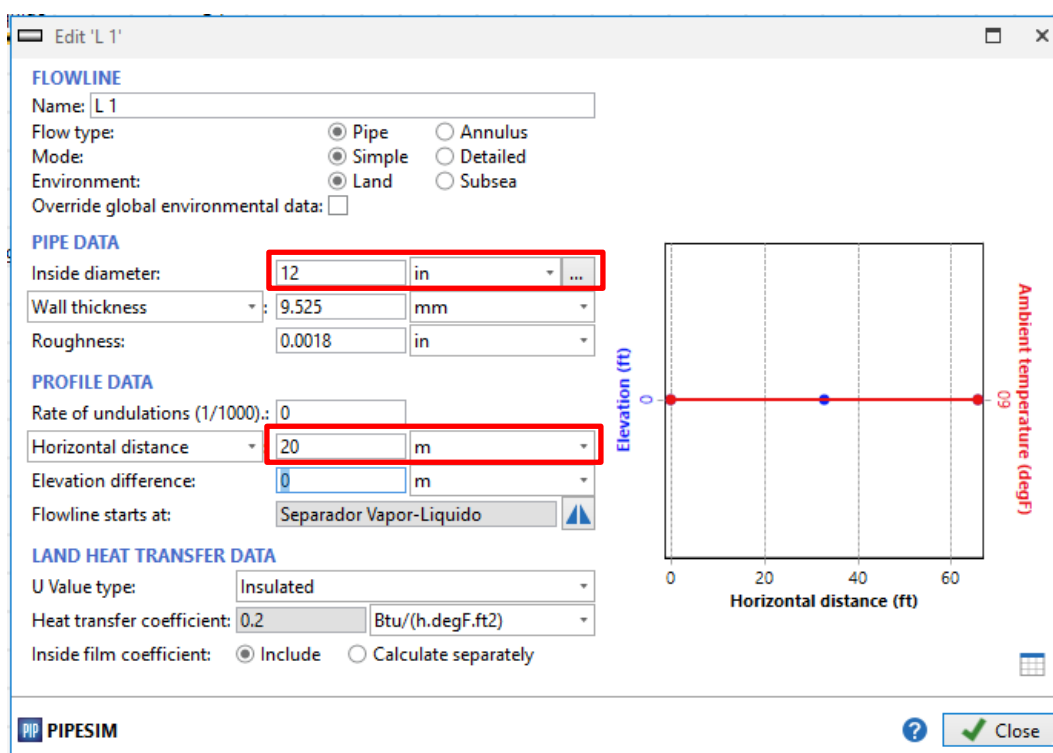
### Simulación con diámetro de 4 In

Equipme...	Type	Total distance m	Elevation m	Pressure psig	Temperature degC	Fluid mean... ft/s	Liquid holdup %	EVR	G-L Pattern	O-W Pattern
L 1	Flowline	0	0	51.34203	147.9051	13.27734	100	1.011518339...	Liquid	Undefined
	Flowline	9.999878	0	48.92782	146.9113	23.66231	55.9502	1.350351570...	Distributed	Undefined
	Flowline	20.00006	0	40.00005	141.4657	90.64208	21.2221	2.642915058...	Distributed	Undefined

	Name	Type	Branch	Pressure (out) psig	Temperatur... degC	FL Gas rate (...) m3/h	FL Liq. rate bbl/d
1 +	Cpl	Completion	Pozo Geotermico...	3106.237	200.1037	0	18674.3
2	Turbina Geotermica	Sink		40.00005	141.4555	712.6115	17490.71
3 +	Separador Vapor-Liqui...	Two phase separator		50.00005	147.523	46433.17	0
4	Pozo Geotermico mod...	Well		138.3859	182.123	144.171	18397.33

**Figura 39. Simulación de condiciones de operación a diferentes diámetros de tubería L1**

En la Figura 39 se observa la variación de la condición de vapor (flujo, porcentaje de líquido y relación de velocidad erosional) en cada uno de los escenarios analizados. Al priorizar la variable de mayor impacto, el flujo de vapor (por su influencia directa en la producción de energía), se determina que la tubería de 12 In ofrece los mayores beneficios. No obstante, al igual que en la selección anterior, es necesario emplear materiales de acero inoxidable para garantizar la integridad de los ductos durante toda la vida útil del proyecto. Con base en lo anterior se utilizó el diámetro de 12 In para el diseño de la tubería en la conexión del separador bifásico a la turbina geotérmica (Figura 40).



**Figura 40. Parámetros del diseño en Pipesim de la tubería conexión del separador bifásico a la turbina**

Se señalan en el recuadro rojo el diámetro y distancia de la tubería.

El tercero corresponde a la tubería de conexión del separador bifásico al depósito de agua (Figura 29, numeral 3 en color rojo), corresponde a una tubería acero al carbón, Schedule 40, diámetro 6 In, sin aislamiento térmico y con una distancia de 300 m (Figura 41). La longitud de esta tubería es aleatoria teniendo como base diseños de campos geotérmicos mexicanos (CEF, 2024).

	Name	Hor. distance	Elev. diff.	Undulation	ID	Wall thickness	Roughness	Amb. Temp.
		m	m		in	in	in	degC
1	L 1	20	0	0	12	0.5	0.001	15.55556
2	L 2	300	0	0	6	0.5	0.001	15.55556
3	Tubería 6 in con Aislamien...	400	0	0	6	0.5	0.001	15.55556

**Figura 41. Parámetros del diseño de la tubería conexión del separador bifásico a la turbina L2**

Se señalan en el recuadro rojo el diámetro y distancia de la tubería.

La cuarta facilidad corresponde al separador bifásico (Figura 29, numeral 4 en color rojo), el cual es un recipiente a presión diseñada para que opere a 50 psig para el caso de utilizar una turbina de condensación (Toshiba, 2021) (ver Figura 45), cuya función es separar el líquido del vapor de agua (Figura 42). Para el caso en que se trabaje con una turbina de contrapresión (ver Figura 48) este separador debe operar a 90 psig (Toshiba, 2021).

The screenshot shows a software window titled 'Edit 'Separador Vapor-Liquido''. The window contains the following fields and values:

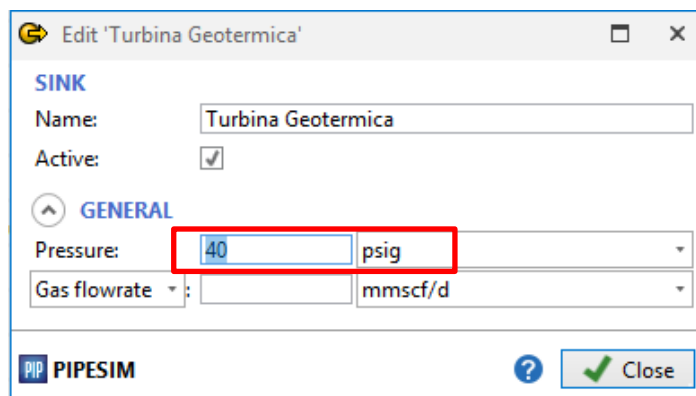
- Name: Separador Vapor-Liquido
- Active:
- GENERAL section:
  - Production stream: Gas
  - Discontinuous stream: Liquid
  - Efficiency: 100 %
  - Separator pressure: 50 psig (highlighted with a red box)

**Figura 42. Parámetros de diseño del separador bifásico**

Se señala en el recuadro rojo la presión del separador bifásico. En este caso se toma para la operación del separador bifásico una turbina de condensación, ya que esta ópera a 50 psig (Toshiba, 2021). Se toma una eficiencia de 100%, ya que son las condiciones ideales para este separador bifásico.

La quinta facilidad es la turbina geotérmica (Figura 29, numeral 5 en color rojo), la cual es una turbina con presión de succión de 40 psig (Figura 43) y flujo mínimo de 25 ton/hora, asociadas a turbinas de condensación (Toshiba, 2021) (ver Figura 45) (solo se utiliza como parámetro de verificación, ya que el sistema define acorde a variables incluidas, el valor del flujo de vapor resultante). Para turbinas de contrapresión (ver Figura 48) se utiliza una presión de succión de 75 psig y flujo mínimo de 40 ton/hora (Toshiba, 2021) (se emplea únicamente como un parámetro de validación, dado que el sistema determina el valor del flujo de vapor resultante con base en las variables utilizadas). Las presiones de succión de las turbinas geotérmicas y las temperaturas del

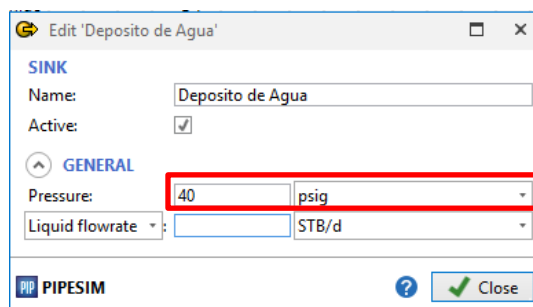
vapor son de alta importancia en la simulación del proceso ya que estas impactan directamente en el cambio de fase del fluido, afectando el flujo de vapor final disponible para las turbinas.



**Figura 43. Parámetros de diseño de la turbina geotérmica**

Se señala en el recuadro rojo la presión de la turbina geotérmica de condensación.

La última facilidad corresponde al depósito de almacenamiento (Figura 29, numeral 5 en color rojo), en el cual se incluye una válvula de regulación posterior al separador bifásico de 40 psig (Figura 44) para evitar que el flujo separado se dirija por la línea de agua (se utiliza la misma presión de succión de la turbina). Aplica para los dos tipos de turbina.



**Figura 44. Parámetros de diseño tanque de almacenamiento**

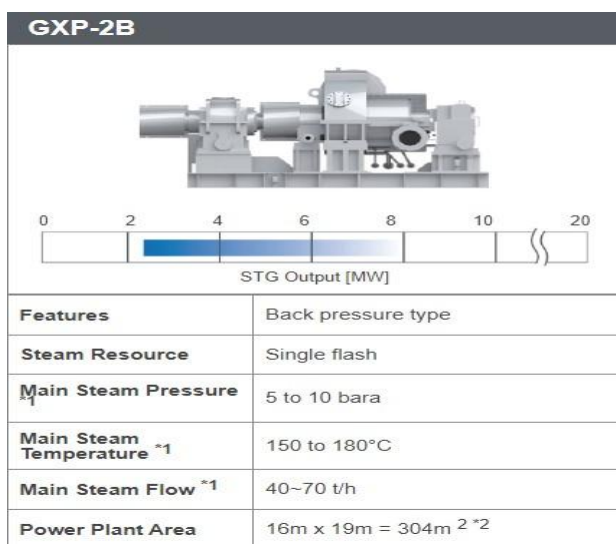
Se señala en el recuadro rojo la presión de la válvula de regulación.

Con base en los parámetros descritos anteriormente: condiciones del Reservorio, Diseño Mecánico Del Pozo, Fluido Geotérmico y Diseño de las Facilidades se definieron dos casos de análisis (turbinas geotérmicas en contrapresión (caso 1) y de condensación (caso 2)), a los cuales se les realizó la respectiva simulación del proceso para determinar la capacidad de generación de energía eléctrica.

### 7.2.1 Simulación 1 (caso 1)

A continuación, se describen los resultados de las simulaciones del modelo técnico de generación de energía eléctrica utilizando turbinas de contrapresión.

Para esta simulación se utilizó una turbina GXP-2B de la marca Toshiba (Figura 45), la cual tiene una presión de entrada entre 5 y 10 Bar, equivalente a 72,5 y 145 psig, temperatura mínima de vapor entre 150 y 180°C, un flujo mínimo de vapor entre 40 y 70 toneladas/hora, con una relación vapor/generación de 12,5 toneladas/h x MW y con una capacidad de generación entre 2 y 8 MW (Toshiba, 2021). Se toma este tipo de turbina teniendo en cuenta las recomendaciones y usos de explotación geotérmica en México (CEF, 2024).



**Figura 45. Turbina de contrapresión modelo GXP-2B Thosiba**

Fuente: Toshiba (2021).

Para la ejecución de la simulación del proceso se ajusta la presión de entrada al separador en 90 psig, la presión de succión de la turbina en 75 psig y la presión en el reservorio de 3 277.3 psig o 3292 psia, en el software Pipesim (Figura 46).

Name	Type	Completion	Active	Pressure (P) psig	Flowrate type	Flowrate (Q)	Flowrate unit	Temperature degC
1	Pozo Geotermico modelo	Well	Cpl	<input checked="" type="checkbox"/>	3277.304	Mass	lbm/s	200
2	Deposito de Agua	Sink		<input checked="" type="checkbox"/>	40	Liquid	STB/d	
3	Turbina Geotermica	Sink		<input checked="" type="checkbox"/>	75	Gas	mmscf/d	

**Figura 46. Parámetros de entrada de presión en el separador**

En el recuadro azul corresponde a la presión Reservorio que corresponde a 3 292 psia o 3 277.3 psig y en el recuadro rojo la presión de entrada a la turbina 75 psig.

Una vez simulado el proceso, como se muestra en la Figura 46 se presentan los resultados del comportamiento del vapor en las facilidades de superficie, evidenciando un flujo masico de 105424,7 Kg/h o 105,4 Ton/h de vapor y 0 bls/día de líquido (Figura 46 recuadro rojo). Teniendo en cuenta el flujo de vapor que entra a la turbina, se proyecta con este tipo de turbina una generación de energía de 8,4 MWh, ya que esta presenta una relación de vapor/Generación = 12,5 Ton/h x MW (Figura 45).

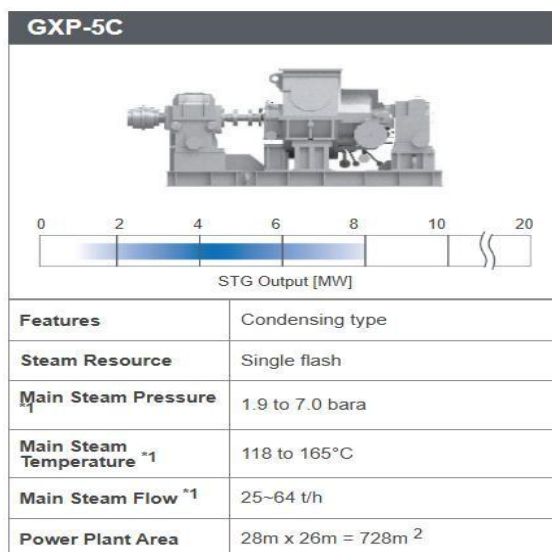
Name	Type	Branch	Pressure (out) psig	Temperature (out) degC	FL Gas rate (in-situ cond) m3/h	FL Liq. rate bbl/d	ST Gas DEN lbm/ft3	ST Water mass rate kg/h	
1	Turbina Geotermica	Sink	75.00005	164.4838	33200.44	0	62.36521	105424.7	
2 +	Separador Vapor-Liqui...	Two phase separator	90.00405	166.0964	28377.1	0	62.36521	105424.7	
3	Pozo Geotermico mo...	Well	139.4428	182.4254	102.0317	17701.2	62.36521	105424.7	
4 +	Cpl	Completion	Pozo Geote...	3113.073	200.0995	0	17927.33	62.36521	105424.7

**Figura 47. Resultados salida de vapor del separador a la turbina simulación 1**

## 7.2.2 Simulación 2 (caso 2)

A continuación, se describen los resultados de las simulaciones del modelo técnico de generación de energía eléctrica utilizando una turbina de condensación.

Para esta simulación se utilizó una turbina GXP-5C de la marca Toshiba (Figura 48), la cual tiene una presión de entrada entre 1,9 y 7 Bar, equivalente a 27,5 y 101,5 psig, temperatura mínima de vapor entre 118 y 165°C, un flujo mínimo de vapor entre 25 y 64 toneladas/hora, dispone de una capacidad de generación entre 2 y 8 MW y con una relación vapor/generación de 7,5 toneladas/h x MW (Toshiba, 2021). Se toma este tipo de turbina teniendo en cuenta las recomendaciones y usos de explotación geotérmica en México (CEF, 2024).



**Figura 48. Turbina de condensación modelo GXP-5C Thosiba**

Fuente: Toshiba (2021).

En la simulación del Caso 2 del proceso desde el reservorio hasta la turbina (facilidades en superficie descritas en la Figura 29), se incluyó en el software las condiciones operacionales del separador bifásico (50 psig para la simulación 2 vs. 90 psig utilizados en la simulación 1) y la presión de succión en la turbina de condensación (40 psig para la simulación 2 vs 75 psig utilizados en la simulación 1), como se observa en la Figura 49.

Name	Type	Completion	Active	Pressure (P) psig	Flowrate type	Flowrate (Q)	Flowrate unit	Temperature degC
1 Pozo Geotermico modelo	Well	Cpl	<input checked="" type="checkbox"/>	3277.304	Mass		lbm/s	200
2 Deposito de Agua	Sink		<input checked="" type="checkbox"/>	40	Liquid		STB/d	
3 Turbina Geotermica	Sink		<input checked="" type="checkbox"/>	40	Gas		mmscf/d	

**Figura 49. Variables incluidas en la simulación 2**

En el recuadro azul corresponde a la presión Reservorio que corresponde a 3 292 psia o 3 277.3 psig y en el recuadro rojo la presión de entrada a la turbina 40 psig.

Una vez simulado le proceso (Figura 49), se puede evidenciar los resultados del comportamiento del vapor en las facilidades de superficie, evidenciando un flujo masico de 109812,6 kg/h o 109,812 Ton/h de vapor y 0 bls/día de líquido (Figura 49 en recuadro rojo). Teniendo en cuenta el flujo de vapor que entra a la turbina, se proyecta con este tipo de turbina

una generación de energía de 14,64 MWh, ya que esta turbina presenta una relación de vapor/Generación = 7.5 Ton/h x MW (Figura 48).

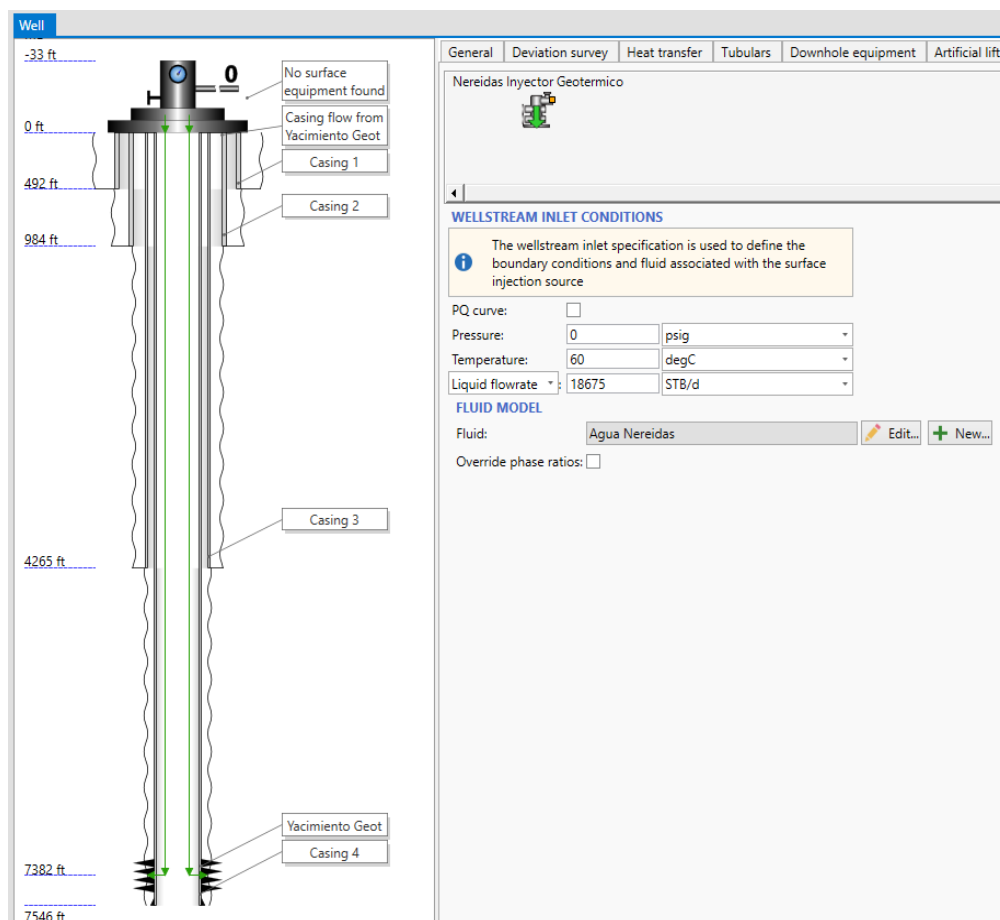
	Name	Type	Branch	Pressure (out)	Temperature (out)	FL Gas rate (in-situ cond)	FL Liq. rate	ST Water mass rate
				psig	degC	m3/h	blb/d	kg/h
1 +	Cpl	Completion	Pozo...	3106.237	200.1037	0	18674.3	109812.6
2	Turbina Geotermica	Sink		40.00005	146.2737	55001.7	0	109812.6
3 +	Separador Vapor-Liquido	Two phase separator		50.00005	147.523	46433.17	0	109812.6
4	Pozo Geotermico modelo	Well		138.3859	182.123	144.171	18397.33	109812.6

**Figura 50. Resultados salida de vapor del separador a la turbina simulación 2**

### 7.2.3 Diseño del pozo inyector

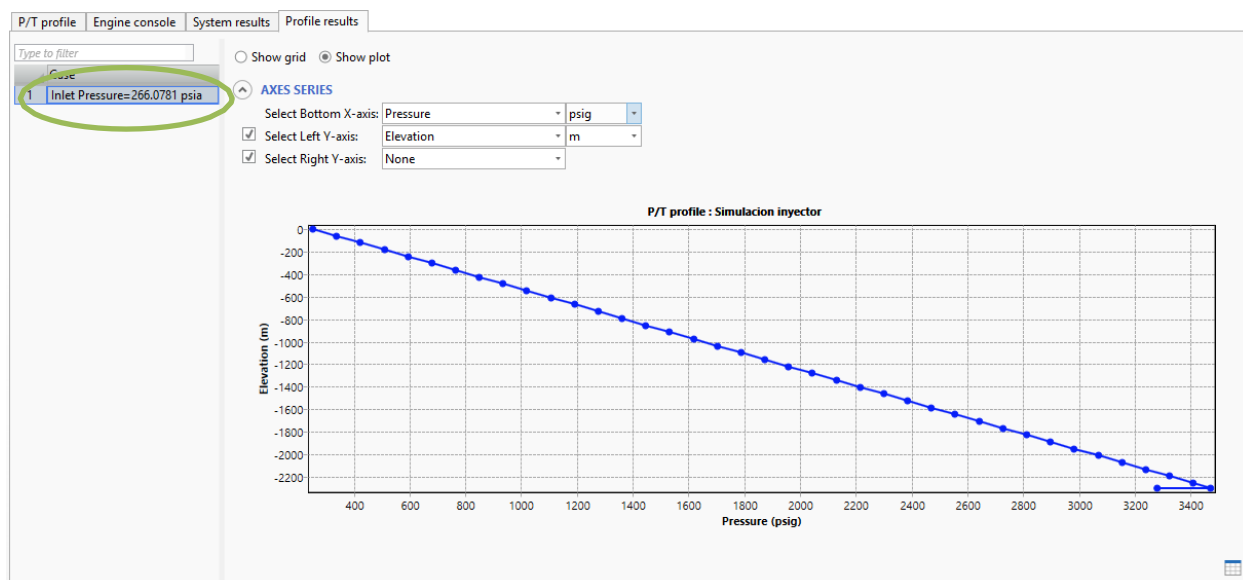
La función de los pozos inyectores es devolver el líquido que ha sido extraído a superficie desde los reservorios geotérmicos en forma de líquido o vapor, hasta su lugar de origen nuevamente. La inyección permite la recarga de los reservorios para alargar la vida útil de los campos geotérmicos; para el diseño de un pozo inyector se debe tener en cuenta que el flujo de líquido a retornar al reservorio debe ser igual a la producción de agua posterior al proceso de condensación del vapor. La presión requerida en fondo para que el fluido ingrese al yacimiento debe ser igual o superior a la presión de este (mínimo 3 292 psia, valor referenciado en la tabla 7 donde se observan las características del reservorio).

Teniendo en cuenta lo anterior, para el diseño y simulación del pozo inyector, se determina que las condiciones en los dos casos de estudio son similares ya que el fluido total extraído en los dos escenarios es muy similar, como se observa en las Figuras 37 y 38 con valores de 17 927,33 y 18 674,3 blb/d, en la columna de relación de fluido líquido (fl. Liq. Rate) que es la capacidad máxima de flujo calculada por el software en la tubería seleccionada. Presión en fondo de reservorio: 3 292 psia (presión del reservorio). Dichas variables son ingresadas en el software Pipesim 2023, generando el diseño y condiciones de presión de inyección (Figura 51).



**Figura 51. Condiciones de superficie para simular el requerimiento de presión de inyección**

Con este diseño y condiciones de presión de inyección, se realizó la simulación del pozo inyector, en el cual se tiene una presión mínima (266 psig-libras por pulgada cuadrada manométricas-) requerida para inyectar el agua extraída del pozo productor y almacenada en superficie al reservorio nuevamente (Figura 51). Para corroborar la información, se realizó la gráfica de presión vs profundidad (Figura 52), encontrando que la presión al final de la sarta de tubería de inyección donde se encuentra la presión del yacimiento, es de 3 292 psia la cual es igual a la presión del yacimiento, por ende, la presión mínima del sistema de inyección deberá ser de 266 psig.



**Figura 52. Resultados de la simulación para determinar la presión requerida en superficie para inyectar el fluido extraído del reservorio**

Case	Equipment	Type	Total distance m	Elevation m	Pressure psia	Temperature degC	Fluid mean... ft/s	Liquid holdup %	EVR	G-L Pattern
20	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1158.24	-1158.24	1885.991	61.99364	2.989112	100	0.234607040...	Liquid
21	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1219.2	-1219.2	1971.309	62.16507	2.988958	100	0.234601014...	Liquid
22	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1280.16	-1280.16	2056.631	62.34313	2.988811	100	0.234595251...	Liquid
23	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1341.12	-1341.12	2141.957	62.52769	2.988673	100	0.234589818...	Liquid
24	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1402.08	-1402.08	2227.287	62.71885	2.988541	100	0.234584645...	Liquid
25	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1463.04	-1463.04	2312.62	62.91663	2.988416	100	0.234579727...	Liquid
26	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1524	-1524	2397.958	63.12092	2.988298	100	0.234575103...	Liquid
27	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1584.96	-1584.96	2483.298	63.33173	2.988188	100	0.234570768...	Liquid
28	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1645.92	-1645.92	2568.642	63.54912	2.988083	100	0.234566680...	Liquid
29	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1706.88	-1706.88	2653.989	63.77308	2.987985	100	0.234562835...	Liquid
30	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1767.84	-1767.84	2739.338	64.00351	2.987895	100	0.234559283...	Liquid
31	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1828.8	-1828.8	2824.69	64.24041	2.987812	100	0.234556011...	Liquid
32	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1889.76	-1889.76	2910.045	64.48386	2.987734	100	0.234552975...	Liquid
33	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	1950.72	-1950.72	2995.402	64.73385	2.987663	100	0.234550171...	Liquid
34	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	2011.68	-2011.68	3080.761	64.99036	2.987597	100	0.234547601...	Liquid
35	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	2072.64	-2072.64	3166.121	65.2532	2.98754	100	0.234545362...	Liquid
36	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	2133.6	-2133.6	3251.484	65.52255	2.987489	100	0.234543348...	Liquid
37	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	2194.56	-2194.56	3336.848	65.7984	2.987443	100	0.234541556...	Liquid
38	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	2255.52	-2255.52	3422.213	66.08076	2.987403	100	0.234539984...	Liquid
39	Inlet Pressure=266.0781 psia	Tubing	2300	-2300	3484.501	66.29088	2.987378	100	0.234538974...	Liquid
40 +	Inlet Pressure=266.0781 psia	Yacimiento...	Completion	2300	-2300	3291.975	66.59376			

**Figura 53. Resultados de la simulación para determinar la presión requerida en superficie para inyectar el fluido extraído del reservorio**

La presión requerida en superficie calculada anteriormente se suministrará con una bomba centrífuga con presiones mayores a 266 psig, y caudales de 18 675 barriles por día. Para calcular una referencia de bomba y potencia requerida se usó un software especializado en bombas, facilitado por Flowserve como aplicación académica llamada herramienta de selección de bomba

s Affinity (Flowserve, 2021). En la Figura 54, se ilustran algunas de las alternativas de bombas que se encuentran en esta herramienta.

<input type="checkbox"/>	Status	Size & Type	Curve Number	CS		Stg	RPM	% BEP	NPSH3	Efficiency	Max Power
<input checked="" type="checkbox"/>		2K3x2-13RV M3 ST	MIII7403DV			1	3550	97.3	22.6	65.1	144
<input type="checkbox"/>		2K3x2-13OP M3 ST	MIII7425V			1	3550	98.0	17.9	64.6	162
<input type="checkbox"/>		3K100-65-315A-RV	E591/0320			1	3550	69.3	16.1	58.8	199
<input type="checkbox"/>		3K100-65-315A-OP	E591/0137/2			1	3550	76.5	17.3	57.9	193
<input type="checkbox"/>		3K100-65-H315A-OP	E591/0137/2			1	3550	76.5	17.3	57.9	193
<input type="checkbox"/>		2K80-50-315A-RV	E591/0318			1	3550	97.8	13.8	55.2	183
<input type="checkbox"/>		3K80-50-315A-RV	E591/0318			1	3550	97.8	13.8	55.1	183
<input type="checkbox"/>		2K80-50-315A-OP	E591/0133/2			1	3550	100.6	15.9	54.9	178
<input type="checkbox"/>		2K80-50-H315A-OP	E591/0133/2			1	3550	100.6	15.9	54.9	178
<input type="checkbox"/>		3K80-50-315A-OP	E591/0133/2			1	3550	100.6	15.9	54.9	178

**Figura 54. Alternativas de selección de bombas aplicables para el proceso de inyección**

Fuente: (Flowserve, 2021).

Con base en los criterios de eficiencia, potencia requerida, presión de inyección y flujo, se selecciona el equipo Mark 3 LoFlo ANSI de la siguiente referencia: 2K3x2-13RV M3 ST, que se ajusta a las variables requeridas (Figura 56). Esta bomba requiere una potencia de 130 caballos de potencia, para desplazar 18 675 barriles por día (544,7 gpm) a una presión de 266 psig (614,46 ft).



**Figura 55. Curva de desempeño de bomba seleccionada**  
 Fuente: (Flowserve, 2021).

Pump Information		Duty Conditions	
Quantity of pumps:	1	Requested flow:	545.0 USgpm
Type:	Mark 3 & LoFlo ANSI	Actual flow:	545.0 USgpm
Size:	2K3x2-13RV M3 ST	Requested head:	615.00 ft
Stages:	1	Actual head:	615.00 ft
Curve number(s):	MIII7403DV	Max pumping temperature:	60 °F
Hydraulic reference nos.:	161	Min pumping temperature:	32 °F
Requested material:	DCI	Max air temperature:	104 °F
Selected material:	DCI	Min air temperature:	-4 °F
Selection status:	⚠ Near Miss	Static head:	0.00 ft
		Service:	Inyeccion
		Liquid type:	Other
		Liquid description:	Agua
		Specific gravity:	1.000
		Viscosity:	1.00 cSt
		NPSHA:	34.0 ft
		Rated suction pressure:	0.0 psig
		Vapor pressure:	0.00 psia
		Altitude:	0.00 ft
		Frequency:	60 Hz
		Flammable:	No
		Toxic:	No
		H2S present:	No
		HF present:	No
		Test tolerances:	ANSI/HI 14.6 Grade 1B
Performance Details			
Hydraulic power basis requested Q & H:	84.6 hp	Impeller diameters:	12.38 in
Hydraulic power basis actual Q & H:	84.6 hp	Rated:	12.38 in
Pump speed:	3550 rpm	Maximum:	13.00 in
Pump overall efficiency:	65.1 %	Minimum:	9.00 in
NPSH3:	22.6 ft	MCSF:	231.9 USgpm
Rated brake power:	130 hp	Pump WR <sup>2</sup> at 3550 rpm:	0.69 lb-ft <sup>2</sup>
Maximum brake power:	144 hp	Impeller peripheral speed:	191.69 ft/s
Ns:	652 (US)	Maximum suction lift:	N/A ft
Nss (per eye):	7,240 (US)		
		Rated/max diameter:	95.2 %
		Maximum head:	685.65 ft
		Head rise to shut off:	11.5 %
		Head rated / Head max:	86.8 %
		Head max / Head rated:	115.2 %
		Flow at BEP:	560.2 USgpm
		Flow as % of BEP:	97.3 %
Driver Details			
Driver Synchronous Speed :	3600 rpm	Driver rating:	150 hp / 112 kW
Frame size:		% over rated power :	15.3 %
Driver sizing spec :	Max Power(MCSF to EOC) using SF	% over max power :	4.2 %
Driver type:	NEMA motor	Overload capacity :	N/A USgpm
Driver orientation:	Horizontal	Service factor:	1.00
Driver voltage:	460 V	% over max system power:	0.0 %
Motor phases:	0	Max system power:	0.00 hp
Site voltage:	460 V		
Motor starting method:	Direct on line (DOL)		

**Figura 56. Características técnicas de la bomba de inyección seleccionada**

Fuente: Fuente: (Flowserve, 2021).

#### **7.2.4 Verificación de los parámetros utilizados para la simulación del modelo técnico de generación de energía eléctrica**

Para verificar los parámetros utilizados en la simulación del modelo técnico de generación de energía eléctrica previamente descrito, se llevó a cabo una revisión bibliográfica enfocada en pozos geotérmicos a nivel mundial que incluyeran variables como presión del pozo, temperatura del yacimiento, caudal del fluido geotérmico, diseño y profundidad del pozo, así como el vapor máximo generado. En este proceso, se identificó el reporte realizado por Henry J. Ramey, *et al.* (1986), el cual presenta información detallada de los 10 pozos geotérmicos más relevantes a nivel global (Tabla 8). Estos pozos corresponden a: Cerro Prieto 90 y Cerro Prieto 91 (Baja California, México); Los Azufres 18 (Hidalgo, México); Ngawha 11 (Kaikohe, Nueva Zelanda); OkOy 7 (Isla de Negros, Filipinas); Mofete 2 (Campi Flegrei, Italia); HGP-A (Hawái, Estados Unidos); East Mesa 6-1 (California, Estados Unidos); Krafla 9 (Krafla, Islandia); y Utah State 14-2 (Utah, Estados Unidos).

**Tabla 8. Parámetros pozos geotérmicos en el mundo**

Pozo	Caudal total	Entalpía de mezcla	Presión boca del pozo	Diseño de anillo de pozo	Profundidad total (m)	Presión	Temperatura	Flujo máximo	Vapor máximo	Presión boca del pozo
Unidades	Kg/s	kJkg	Bar-g	pies	m	Bar	°C	kg/s-m <sup>2</sup>	kg/s-m <sup>2</sup>	Bar-g
Cerro Prieto 90	45	1 343	40,7	0,5808 pies desde el fondo	1 299	90	290	1 830	275	40,7
Los Azufres 18	26,7	1 607	30	0,7296 pies desde 0-959 m 0,5153 pies desde 959 m hasta el fondo	1 324	55	260	687	227	30
Ngawha 11	68,6	965	19,8	0,652 pies desde 0-673,5 m 0,4934 pies desde 673,5 m hasta el fondo	950	90	220	2 211	55	19
OkOy 7	13,2	1 403	46,5	0,7251 pies desde 0-1308 m 0,523 pies desde 1308 m hasta el fondo	2 600	155	330	344	55	46,5
Cerro Prieto 91	34,2	1 372	56,5	0,5361 pies desde 0-1942 m 0,3370 pies desde 1942 m hasta el fondo	2 294	130	340	1 630	179	56,5
Mofete 2	16,4	1 834	3,5	0,7283 pies desde 0,1272 m 0,5118 pies desde 1272 m hasta el fondo	1 989	30	240	424	242	3,5
HGP-A	13,9	1 966	3,2	0.802 ft from 0-680 m 0.5833 ft from 680 m- bottom	1 966	20	210	296	187	3,2
East Mesa 6-1	12,9	1 197	2,3	0,7267 pies desde el fondo	2 134	90	200	335	47	1,5
Krafla 9	25	1 532	16,3	0,7297 pies desde 0-1053 m 0,5856 pies desde 1053 m hasta el fondo	1 251	45	250	644	52	20,9
Utah State 14-2	40,9	1 648	26,7	0,7433 pies desde abajo	913	60	0*	1 015	83	30,6

\*Corresponde a un valor Nulo o sin información. Fuente: modificado de Ramey *et al.* (1986).

Con base en la información presentada por Ramey *et al.* (1986), se seleccionaron aquellos pozos geotérmicos que presentan condiciones geológicas similares a las de Colombia, específicamente en zonas volcánicas formadas por subducción de placas tectónicas. Los pozos seleccionados fueron: Los Azufres 18, OkOy 7 y Mofete 2. Posteriormente, se realizó un análisis estadístico que incluyó el cálculo de valores mínimos, máximos, rangos y promedios de las variables reportadas en dicho estudio (Tabla 9), con el fin de comparar estos datos con los valores de los parámetros utilizados en la simulación del modelo técnico de generación de energía eléctrica.

**Tabla 9. Resumen estadístico de los parámetros de pozos geotérmicos en contextos geológicos similares al de Colombia**

Variable	Mínimo	Máximo	Rango	Promedio
Caudal total (kg/s)	13,2	26,7	13,5	19,95
Entalpía de mezcla (kJ/kg)	1 403	1 834	431	1 618,5
Presión boca del pozo (Bar-g)	3,5	46,5	43	25
Profundidad total (m)	1 324	2 600	1 276	1 962
Presión (Bar)	30	155	125	92,5
Temperatura (°C)	240	330	90	285
Flujo máximo (kg/s-m <sup>2</sup> )	244	687	343	465,5
Vapor máximo (kg/s-m <sup>2</sup> )	55	242	187	148,5
Presión boca del pozo (Bar-g)	3,5	46,5	43	25

Fuente: adaptado de Ramey *et al.* (1986).

Con los anteriores datos (Tabla 9) se procedió a comparar con las variables utilizadas en el modelo técnico de generación de energía eléctrica, encontrando que la temperatura del reservorio reportado por Henry J. Ramey, *et al.* (1986) es de 285 °C en promedio, mientras que la temperatura del yacimiento identificado en el patrón estadístico de zonas de alta entalpía en Colombia es de 200 °C, lo que sugiere una diferencia de 85 °C que puede deberse a condiciones geológicas o profundidad del pozo. En cuanto a la presión del yacimiento, Ramey *et al.* (1986) registró un promedio de 92,5 bar (equivalente a 9 250 kPa), y Baker Hughes, 2025 reportó 22 099 kPa (aproximadamente 221 bar) en el pozo en del área geotérmica de Nereidas, evidenciando una mayor presión en el pozo de Nereidas. Con relación al caudal, Ramey *et al.* (1986) reportó un promedio de 19,95 kg/s, mientras que el calculado en el modelo técnico de generación descrito anteriormente es de un volumen de 373 746 barriles por día, que convertido equivale a

aproximadamente 59,4 L/s o 59,4 kg/s (asumiendo densidad del agua cercana a 1 kg/L), siendo este mayor que el promedio reportado por Ramey *et al.* (1986). En cuanto a la profundidad del pozo, el promedio reportado por Ramey *et al.* (1986) es de 1962 metros, mientras que en el caso del pozo Nereidas, según Baker Hughes (2025), se alcanzan 2 350 m. Esta diferencia de 388 m podría explicar parcialmente el incremento en la presión observado en el yacimiento de Nereidas.

### 7.3 Modelo económico

Para la elaboración del modelo económico se requirió el uso de fuentes de información financieras en el mundo, con el fin de establecer escenarios realistas y representativos de la viabilidad del proyecto. En este sentido, se utilizó la información descrita por Kristjánssdóttir y Margeirsson (2012) y reportes realizados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en el año 2024, en los cuales se menciona las cifras de costos de inversión (CAPEX), las cuales se encuentran entre 2 y 8 MUSD por MW instalado (Kristjánssdóttir y Margeirsson, 2012) y 4 015 USD por kW instalado (4 015 MUSD/MW) (IRENA, 2024). Los autores identifican los principales factores que determinan los costos de la inversión son: condiciones del recurso (temperatura del yacimiento, profundidad, condiciones de la perforación y permeabilidad), información caracterizada en el modelo técnico de generación de energía eléctrica; exploración (diseño de la central de generación); condiciones geográficas (ubicación, topografía, disponibilidad de servicios técnicos y distancia de la red de transmisión, impuestos y apoyos gubernamentales) y condiciones económicas (evolución de los precios de las materias primas y disponibilidad de fabricantes de los equipos). Kristjánssdóttir y Margeirsson (2012) indican que un proyecto de geotermia los CAPEX se distribuyen de la siguiente manera: exploración: USD 0,5 millones MW<sup>-1</sup>, desarrollo del yacimiento: USD 1,0 millones MW<sup>-1</sup>, construcción: USD 2,5 millones MW<sup>-1</sup> y costo total de la inversión (CAPEX): USD 4,0 millones MW<sup>-1</sup>. Adicionalmente, a estos factores se deben tener en cuenta los requisitos ambientales como permisos o licencias. Con respecto a los gastos operativos (OPEX), Kristjánssdóttir y Margeirsson (2012) indican que estos OPEX oscilan entre los 90 000 y 105 000 USD MW<sup>-1</sup>, información calculada al comparar empresas geotérmicas de Estados Unidos, Filipinas, Nueva Zelanda e Islandia. Por su parte IRENA (2024) reporta un valor de 125 USD por kW instalado.

Para estimar el CAPEX de las plantas geotérmicas modeladas previamente (contrapresión y condensación, capítulo 7.2), se consideraron tres capacidades de generación: 15, 30 y 45 MW. A partir de estas capacidades se calculó el número de pozos productores requeridos, utilizando la relación de generación (Ton/h·MW) y la producción diaria por pozo (Ton/h) determinada en el capítulo 7.2. La cantidad de pozos productores en cada escenario se obtuvo dividiendo la generación total requerida entre la capacidad de generación individual de cada pozo. Posteriormente, se calculó la producción diaria de vapor asociada a cada pozo y, con base en la inyección requerida y la capacidad promedio de inyección por pozo (bls/día), se definió el número de pozos inyectoros. Lo anterior permitió, establecer la cantidad de bombas y separadores requeridos para cada capacidad instalada.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el modelo técnico de generación de energía eléctrica con turbina de contrapresión (Tabla 10) se requiere, para una capacidad de 15 MW, dos (2) pozos productores, dos (2) turbinas, un (1) pozo inyector, dos (2) bombas de inyección y un (1) separador; para 30 MW, cuatro (4) pozos productores, cuatro (4) turbinas, dos (2) pozos inyectoros, cuatro (4) bombas de inyección y dos (2) separadores; y para 45 MW, cinco (5) pozos productores, cinco (5) turbinas, tres (3) pozos inyectoros, cinco (5) bombas de inyección y tres (3) separadores. En el caso del modelo técnico de generación de energía eléctrica con turbina de condensación (Tabla 11), se requiere para generar 15 MW, un (1) pozo productor, una (1) turbina, un (1) pozo inyector, una (1) bomba de inyección y un (1) separador; para 30 MW, dos (2) pozos productores, dos (2) turbinas, un (1) pozo inyector, dos (2) bombas de inyección, un (1) separador y una (1) torre de enfriamiento; y para 45 MW, tres (3) pozos productores, tres (3) turbinas, dos (2) pozos inyectoros, tres (3) bombas de inyección, dos (2) separadores y una (1) torre de enfriamiento.

**Tabla 10. Cálculo de pozos productores y facilidades para modelo técnico de generación de energía eléctrica con turbina de contrapresión**

<b>Pozos productores</b>						
Capacidad día (MW)	Producción día pozo (Ton/h)	Relación generación (Ton/h x MW)	Cantidad MW generados	Cantidad de pozos requeridos	Cantidad de turbinas	
15	105,4	12,5	8,432	2	2	
30	105,4	12,5	8,432	4	4	
45	105,4	12,5	8,432	5	5	
<b>Pozos inyectores</b>						
Pozos productores	Producción agua día x pozo (bls/día)	Inyección requerida (bls/día)	Capacidad promedio pozos de inyección (bls/día)	Cantidad inyectores requeridos	Cantidad de bombas de inyección	Cantidad de separadores
2	18 675	37 350	30 000	1	2	1
4	18 675	74 700	30 000	2	4	2
5	18 675	93 375	30 000	3	5	3

**Tabla 11. Cálculo de pozos productores y facilidades para modelo técnico de generación de energía eléctrica con turbina de condensación**

<b>Pozos productores</b>						
Capacidad día (MW)	Producción día x pozo (Ton/h)	Relación generación (Ton/h x MW)	Cantidad MW generados	Cantidad de pozos requeridos	Cantidad de turbinas	Cantidad de torres de enfriamiento
15	109,8	7,5	14,64	1	1	0
30	109,8	7,5	14,64	2	2	1
45	109,8	7,5	14,64	3	3	1
<b>Pozos inyectores</b>						
Pozos productores	Producción Agua día x pozo (bls/día)	Inyección requerida (bls/día)	Capacidad promedio pozos de inyección (bls/día)	Cantidad inyectores requeridos	Cantidad de bombas de inyección	Cantidad de separadores
1	18 675	18 675	30 000	1	1	1
2	18 675	37 350	30 000	1	2	1
3	18 675	56 025	30 000	2	3	2

Una vez identificadas las cantidades requeridas de cada equipo (turbinas, torres de enfriamiento, bombas de inyección, separadores, pozos inyectores y pozos productores), se asignó a cada uno un costo unitario expresado en millones de dólares (MUSD). Con esta base, se calculó

el costo total por equipo multiplicando la cantidad necesaria por su costo unitario en tres escenarios: bajo (costo reducido en un 20%), medio (costo unitario por la cantidad de equipos) y alto (costo incrementado en un 20%).

Posteriormente, para cada capacidad instalada, se sumaron los costos totales de todos los equipos en los tres escenarios, obteniéndose así el CAPEX estimado para 15 MW, 30 MW y 45 MW, tanto en el modelo técnico de generación de energía eléctrica con turbinas de contrapresión como en el de condensación.

En el caso de las turbinas de contrapresión, los valores de CAPEX resultantes son: 1,91 MUSD/MW para 15 MW, 1,91 MUSD/MW para 30 MW y 1,61 MUSD/MW para 40 MW. Por su parte, con el sistema de turbinas de condensación, los CAPEX corresponden a 1,15 MUSD/MW para 15 MW, 1,12 MUSD/MW para 30 MW y 1,13 MUSD/MW para 45 MW (Tabla 12 y Tabla 13). Se evidencia que los valores obtenidos se encuentran dentro de los rangos reportados por Kristjánssdóttir y Margeirsson (2012) e IRENA (2024), mencionados previamente, lo cual valida el cálculo de los CAPEX establecidos.

**Tabla 12. Cálculo de CAPEX por modelo técnico de generación de energía eléctrica con turbina de contrapresión**

<b>Calculo CAPEX Contrapresión</b>						
Capacidad día (MW)	Equipo	Cantidad Req	Costo del activo MUSD	Costo total Bajo MUSD	Costo total Medio MUSD	Costo total Alto MUSD
15	Turbina	2	4	6,40	8	9,60
	Torres de Enfriam.	0	0,875	0,00	0	0
	Bombas Inyección	2	0,1	0,17	0,21	0,25
	Separadores	1	0,3	0,30	0,37	0,45
	Pozos Inyectores	1	2	1,60	2	2,40
	Pozos Productores	2	9	14,4	18	22
<b>Costo total 15 MW</b>			<b>16,28</b>	<b>22,86</b>	<b>28,58</b>	<b>34,30</b>
Capacidad día (MW)	Equipo	Cantidad Req	Costo del activo MUSD	Costo total Bajo MUSD	Costo total Medio MUSD	Costo total Alto MUSD
30	Turbina	4	4	12,8	16	19
	Torres de Enfriam.	0	0,875	0	0	0
	Bombas Inyección	4	0,1	0,332	0	0
	Separadores	2	0,3	0,5976	1	1

<b>Calculo CAPEX Contrapresión</b>						
	Pozos Inyectores	2	2	3,2	4	5
	Pozos Productores	4	9	28,8	36	43
<b>Costo total 30 MW</b>			<b>16,275</b>	<b>45,73</b>	<b>57,16</b>	<b>68,59</b>
Capacidad día (MW)	Equipo	Cantidad Req	Costo del activo MUSD	Costo total Bajo MUSD	Costo total Medio MUSD	Costo total Alto MUSD
45	Turbina	5	4	16	20	24
	Torres de Enfriam.	0	0,875	0	0	0
	Bombas Inyección	5	0,1	0,415	1	1
	Separadores	3	0,3	0,747	1	1
	Pozos Inyectores	3	2	4,8	6	7
	Pozos Productores	5	9	36	45	54
<b>Costo total 45 MW</b>			<b>16,28</b>	<b>57,96</b>	<b>72,45</b>	<b>89,44</b>

**Tabla 13. Cálculo de CAPEX por modelo técnico de generación de energía eléctrica con turbina de condensación**

<b>Calculo CAPEX Condensación</b>						
Capacidad día (MW)	Equipo	Cantidad Req	Costo del activo MUSD	Costo total Bajo MUSD	Costo total Medio MUSD	Costo total Alto MUSD
15	Turbina	1	6	4,80	6	7,2
	Torres de Enfriam.	0	0,88	0	0	0
	Bombas Inyección	1	0,10	0,08	0,10	0,12
	Separadores	1	0,30	0,15	0,19	0,22
	Pozos Inyectores	1	2	1,6	2	2,4
	Pozos Productores	1	9	7,2	9	10,8
<b>Costo total 15 MW</b>			<b>18,275</b>	<b>13,83</b>	<b>17,29</b>	<b>20,75</b>
Capacidad día (MW)	Equipo	Cantidad Req	Costo del activo MUSD	Costo total Bajo MUSD	Costo total Medio MUSD	Costo total Alto MUSD
30	Turbina	2	6	9,6	12	14,4
	Torres de Enfriam.	1	0,88	0,7	0,9	1,1
	Bombas Inyección	2	0,10	0,2	0,2	0,2
	Separadores	1	0,30	0,3	0,4	0,4
	Pozos Inyectores	1	2	1,6	2	2,4
	Pozos Productores	2	9	14,4	18	21,6
<b>Costo total 30 MW</b>			<b>18,275</b>	<b>26,76</b>	<b>33,46</b>	<b>40,15</b>
Capacidad día (MW)	Equipo	Cantidad Req	Costo del activo MUSD	Costo total Bajo MUSD	Costo total Medio MUSD	Costo total Alto MUSD
45	Turbina	3	6	14,4	18	21,6
	Torres de Enriam	2	0,88	0,7	0,88	1,05
	Bombas Iny	3	0,10	0,249	0,31	0,37

<b>Calculo CAPEX Condensación</b>					
Separadores	2	0,30	0,4482	0,56	0,67
Pozos Inyectores	2	2	3,2	4	4,8
Pozos Productores	3	9	21,6	27	32,4
<b>Costo Total 45 MW</b>		<b>18,275</b>	<b>40,60</b>	<b>50,75</b>	<b>60,90</b>

En cuanto a los OPEX, se emplearon los datos reportados por el IRENA en el 2024, equivalentes a 125 USD por kW instalado. Estos valores se convirtieron a USD/MW y se calcularon para cada capacidad instalada, obteniéndose 1,875 MUSD/MW para una generación de 15 MW, 3,75 MUSD/MW para 30 MW y 5,625 MUSD/MW para 45 MW (Tabla 14).

***Tabla 14. Cálculo de los OPEX por capacidad instalada***

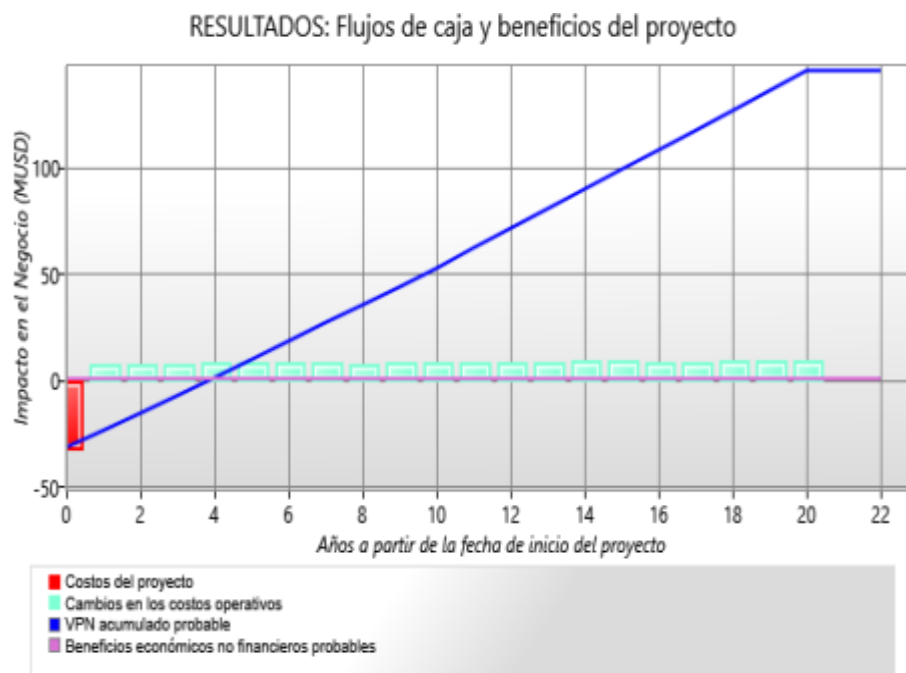
<b>Capacidad OPEX</b>	<b>USD/kW</b>	<b>USD/MW</b>	<b>MUSD/MW</b>
15	125	1 875 000	1,875
30	125	3 750 000	3,75
45	125	5 626 000	5,625

Fuente: IRENA (2024).

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis económico se partió con la construcción de flujos de caja proyectados para cada una de las alternativas de generación. Estos flujos contemplan los costos de inversión inicial (CAPEX) así como los gastos operativos y de mantenimiento (OPEX) anteriormente descritos. Asimismo, se estimaron los ingresos anuales esperados, tomando como base el precio de venta de energía proyectado en el mercado colombiano, con ajustes anuales por inflación (Figura 57 a 61). Para los flujos de caja se utilizó una tasa de descuento del 12% utilizada en la industria petrolera para la evaluación económica de proyectos (Consejo Nacional De Política Económica y Social, 2015) y un factor de planta del 85% reportado por el IRENA (2024). Los detalles de los flujos de caja se pueden visualizar en el Apéndice 5.

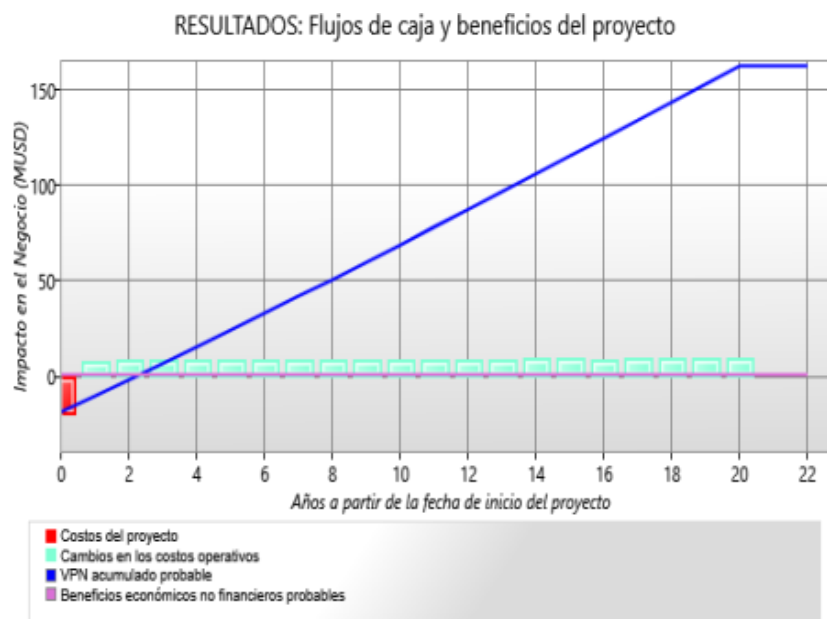
En el escenario de generación a 15 MW con turbina de contrapresión (Figura 57), el flujo de caja inicia con una inversión inicial relativamente baja, lo que se traduce en un menor requerimiento de capital y un riesgo financiero más acotado durante la fase de construcción. Los costos del proyecto se concentran principalmente al inicio, mientras que los cambios en los costos operativos se mantienen estables a lo largo del horizonte de evaluación. Sin embargo, debido a las

limitaciones propias del esquema de contrapresión y a su menor eficiencia energética, los ingresos anuales son moderados, lo que se refleja en un crecimiento gradual del flujo de caja neto. En consecuencia, el VPN acumulado aumenta de forma lenta. Este comportamiento evidencia que, aunque el proyecto es financieramente viable, su atractivo económico es moderado. En el escenario de generación a 15 MW con turbina de condensación (Figura 58), presenta una inversión inicial ligeramente superior, asociada a un mayor nivel de complejidad tecnológica y a costos de instalación más elevados. No obstante, esta mayor inversión se ve compensada por una mejor eficiencia en la conversión energética, lo que incrementa de manera significativa los ingresos anuales del proyecto. Como resultado, el flujo de caja neto muestra una pendiente más pronunciada, reflejando un crecimiento más acelerado del VPN acumulado. El punto de equilibrio se alcanza en un periodo de tiempo más corto, y la creación de valor económico es más robusta a lo largo de la vida útil del proyecto.



**Figura 57. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 15 MW con turbinas de contrapresión**

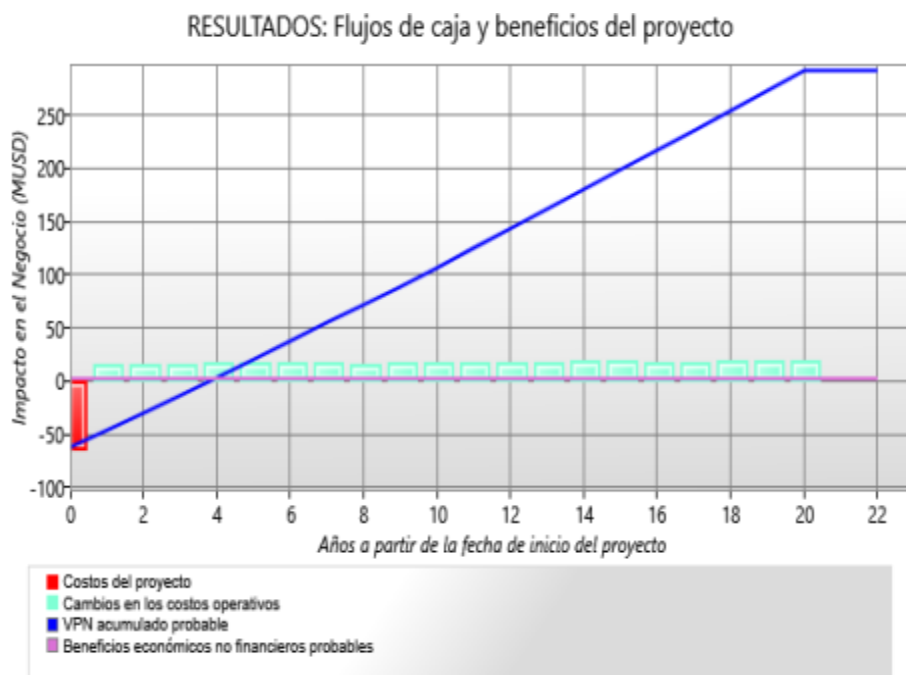
Fuente: elaborada mediante software DST (Decision Support Tools).



**Figura 58. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 15 MW con turbinas de condensación**

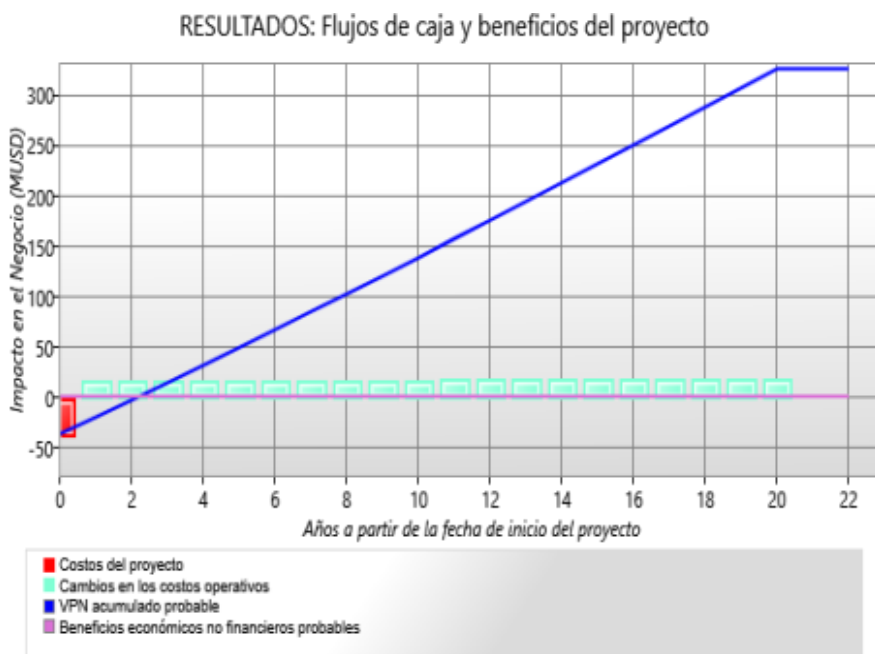
Fuente: elaborada mediante software DST (Decision Support Tools).

En el análisis del flujo de caja para los escenarios de generación a 30 MW, se evidencia que el caso con turbina de contrapresión presenta una inversión inicial elevada, acompañada de ingresos anuales superiores respecto a configuraciones de menor capacidad; no obstante, la pendiente del flujo de caja acumulado es más moderada debido a las limitaciones de eficiencia del ciclo, lo que retrasa la materialización de los beneficios económicos y sitúa el punto de equilibrio alrededor del año 4, confirmando que, aunque el proyecto es rentable, la recuperación de la inversión se produce en el mediano plazo (Figura 59). Por otra parte, el escenario con turbina de condensación, pese a requerir una alta inversión inicial, muestra una relación costo-beneficio más favorable, dado que la mayor eficiencia energética se traduce en ingresos anuales significativamente superiores, acelerando el crecimiento del flujo de caja acumulado; en consecuencia, la recuperación de la inversión ocurre en un plazo considerablemente menor, estimado en 2,2 años, y el flujo acumulado al final del horizonte de 20 años alcanza valores sustancialmente más altos (Figura 60).



**Figura 59. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 30 MW con turbinas de contrapresión**

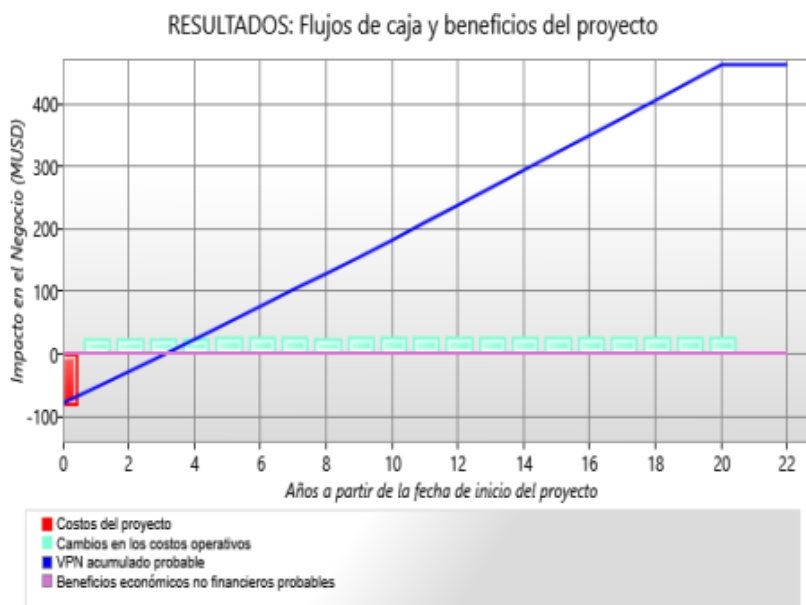
Fuente: elaborada mediante software DST (Decision Support Tools).



**Figura 60. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 30 MW con turbinas de condensación**

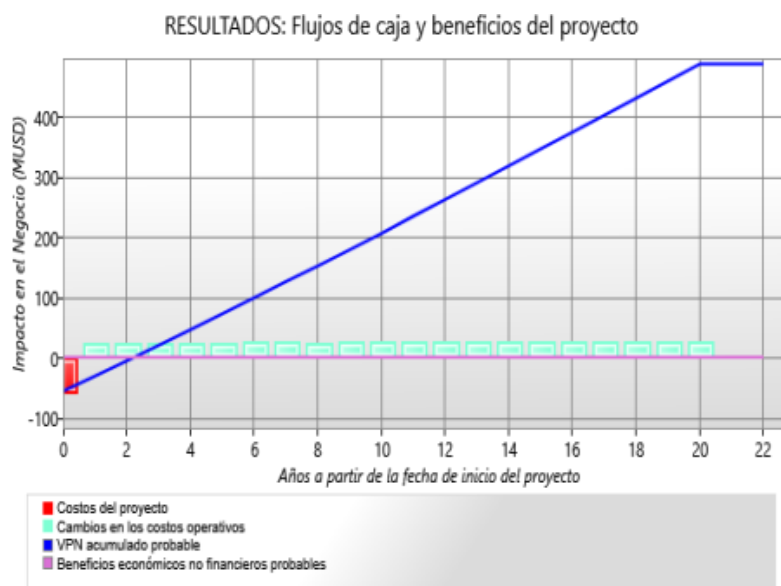
Fuente: elaborada mediante software DST (Decision Support Tools).

Para el análisis del flujo de caja para los escenarios de generación a 45 MW, se evidencia que el caso con turbina de contrapresión presenta una inversión inicial considerable, asociada a la mayor escala del proyecto; no obstante, esta configuración permite generar ingresos absolutos superiores a los de las alternativas de menor capacidad, lo que se refleja en un crecimiento constante del flujo de caja acumulado. De acuerdo con la evolución del VPN acumulado mostrada en la Figura 61, el proyecto alcanza el punto de equilibrio en un periodo relativamente corto, estimado alrededor del cuarto año de operación, garantizando su viabilidad económica, aunque con una pendiente de crecimiento más moderada frente a la alternativa de condensación. Por su parte, el escenario de 45 MW con turbina de condensación, pese a requerir la inversión inicial más alta entre las configuraciones analizadas, se beneficia de una mayor eficiencia de conversión energética, lo que incrementa significativamente los ingresos anuales y acelera el crecimiento del flujo de caja acumulado; en consecuencia, el periodo de recuperación de la inversión es igualmente temprano y el beneficio neto acumulado al final del horizonte de análisis es el más alto, consolidando esta alternativa como la opción más favorable desde el punto de vista financiero (Figura 62).



**Figura 61. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 45 MW con turbinas de contrapresión**

Fuente: elaborada mediante software DST (Decision Support Tools).



**Figura 62. Flujo de caja para para la planta geotérmica de 45 MW con turbinas de condensación**

Fuente: elaborada mediante software DST (Decision Support Tools).

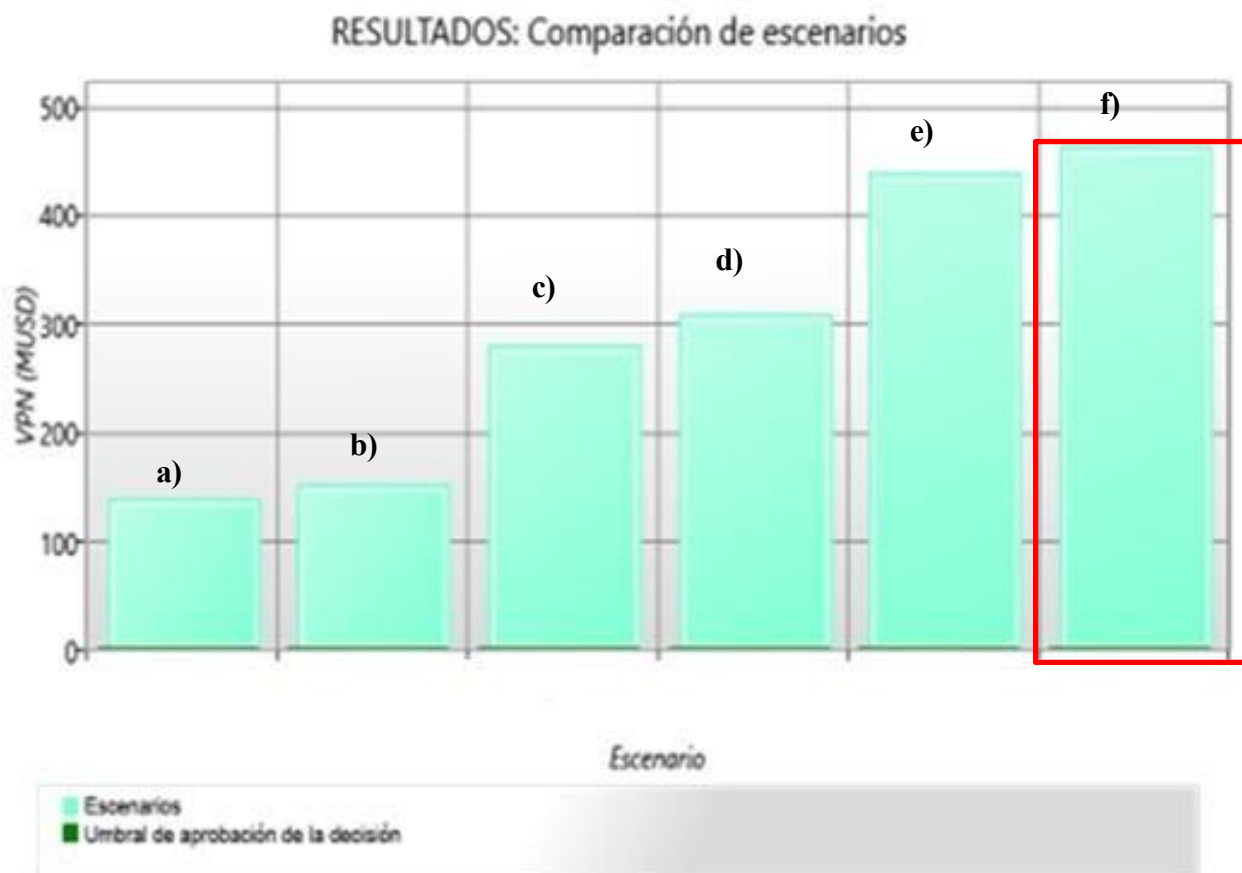
Con la anterior información, se calcularon los principales indicadores financieros del proyecto el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Estos indicadores permiten comparar la rentabilidad y el riesgo relativo de cada alternativa.

El análisis comparativo del Valor Presente Neto (VPN) para los seis escenarios de generación geotérmica (generación a 15MW, 30MW y 45MW), permite establecer diferencias importantes en cuanto a su rentabilidad. En todos los casos los VPN son positivos, lo que indica viabilidad económica, pero con variaciones relevantes según la tecnología empleada y la capacidad instalada (Figura 63).

En el caso de los proyectos de 15 MW, se observa que la generación con turbinas de contrapresión alcanza un VPN de 141,3 MUSD, mientras que con turbinas de condensación este valor asciende a 154,5 MUSD. Aunque ambos escenarios son viables, la tecnología de condensación ofrece una rentabilidad superior, con una diferencia de 13,2 MUSD (Figura 63 a y b).

Con una capacidad de 30 MW el escenario con turbinas de contrapresión alcanza un VPN de 282,4 MUSD, mientras que el de turbinas de condensación logra 310,5 MUSD. Esta diferencia de 28,1 MUSD muestra que tecnología de condensación se posiciona como la opción más eficiente en términos económicos (Figura 63 c y d).

Para los proyectos de mayor escala, caso de 45 MW de capacidad instalada, los resultados son aún más concluyentes. La contrapresión alcanza un VPN de 439,1 MUSD, lo que refleja una mejora frente a los escenarios anteriores, pero queda por debajo de los 464,1 MUSD alcanzados con turbinas de condensación. En este caso, la diferencia es de 25 MUSD (Figura 63 e y f) evidenciando que el sistema con turbinas de condensación a 45 MW es la alternativa más sólida desde la perspectiva financiera.



Tipo de campo	VPN (MUSD)
Campo geotérmico con turbinas de contrapresión para 15MW	141,3
Campo geotérmico con turbinas de condensación para 15MW	154,5
Campo geotérmico con turbinas de contrapresión para 30MW	282,4
Campo geotérmico con turbinas de condensación para 30MW	310,5
Campo geotérmico con turbinas de contrapresión para 45MW	439,1
Campo geotérmico con turbinas de condensación para 45MW	465,1

**Figura 63. Resultados comparación escenarios VPN**

a) Campo geotérmico con turbinas de contrapresión para 15MW; b) Campo geotérmico con turbinas de condensación para 15MW; c) Campo geotérmico con turbinas de contrapresión para 30MW; d) Campo geotérmico con turbinas de condensación para 30MW; e) Campo geotérmico con turbinas de contrapresión para 45MW; f) Campo geotérmico con turbinas de condensación para 45MW. Fuente: elaborada mediante software DST (Decision Support Tools).

Otro indicador para el modelo económico es el costo nivelado de electricidad (LCOE), ya que facilita la comparación entre distintas tecnologías y diseños de generación. Este LCOE se calcula de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{(CAPEX \times CRF) + OPEX}{Energía\ generada} \quad (5)$$

Donde, el CRF corresponde al factor de recuperación del capital, el cual corresponde a  $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ ,

$n$  vida útil del proyecto e  $i$  tasa de interés. Fuente: Sánchez y Ramírez (2020).

Con base en la ecuación 5, se calculó el LCOE para cada tecnología y capacidad instalada (Tabla 15), empleando los valores de CAPEX y OPEX presentados en las Tablas 11 y 12. Asimismo, se determinó un CRF de 0,0944, considerando una vida útil del proyecto de 20 años (CEF,2024) y una tasa de interés del 7% (Calvo, 2019). El LCOE promedio obtenido con una turbina de contrapresión fue de 39,70 USD/MW, mientras que con una turbina de condensación fue de 31,13 USD/MW, lo que evidencia que la planta equipada con turbinas de condensación

presenta una mayor viabilidad económica para proyectos de generación eléctrica a partir de energía geotérmica para los pozos colombianos. Estos resultados reafirman la misma conclusión obtenida a partir de los datos calculados en el flujo de caja y en el Valor Presente Neto (VPN), lo cual indica coherencia entre los diferentes métodos de evaluación financiera empleados.

**Tabla 15. Cálculo LCOE por tecnología y capacidad instalada**

<b>Contrapresión</b>			
<b>Capacidad</b>	<b>15MW</b>	<b>30MW</b>	<b>45MW</b>
CAPEX (MUSD)	28,58	57,16	72,45
CRF	0,0944	0,0944	0,0944
CAPEX anualizado (MUSD)	2,70	5,40	6,84
OPEX (MUSD)	1,875	3,75	5,625
Energía generada anual (MW)*	111 690	223 380	335 070
<b>LCOE (USD/MW)</b>	<b>40,96</b>	<b>40,96</b>	<b>37,20</b>

<b>Condensación</b>			
<b>Capacidad</b>	<b>15MW</b>	<b>30MW</b>	<b>45MW</b>
CAPEX (MUSD)	17,29	33,46	50,75
CRF	0,0944	0,0944	0,0944
CAPEX anualizado (MUSD)	1,63	3,16	4,79
OPEX (MUSD)	1,875	3,75	5,625
Energía generada anual (MW)*	111 690	223 380	335 070
<b>LCOE (USD/MW)</b>	<b>31,39</b>	<b>30,93</b>	<b>31,08</b>

\*Se utilizó un factor de planta del 85% reportado por IRENA (2024).

Los resultados del modelo económico (el flujo de caja, VPN, valor del LCOE) permiten concluir que el desarrollo de una planta de generación de 45 MW con turbinas de condensación constituye la alternativa financieramente más viable.

#### 7.4 Otros aspectos

Otro aspecto relevante a tener en cuenta para pensar en un modelo técnico y económico para el uso explotación de la geotermia como generación de electricidad en Colombia, es el marco

regulatorio, el cual está compuesto por Leyes, Decretos, CONPES y Resoluciones. A continuación, se describe el marco regulatorio establecido en Colombia sobre la geotermia.

El marco regulatorio inicia con el Decreto Ley 2811 de 1974, *“por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y Protección al Medio Ambiente”* (MinAmbiente, 2010), en el cual reguló los recursos geotérmicos, definió los recursos geotérmicos como recursos energéticos primarios, estableció como recurso geotérmico: *“el calor contenido al interior de la tierra y el cual se almacena en las rocas del subsuelo y/o en los fluidos del subsuelo”*, también se consideran recursos geotérmicos los que afloran naturalmente o por obra humana que presenten temperaturas superiores a 80 °C y los recursos que no superen esta temperatura serán considerados aguas termales (MinAmbiente, 2010). Igualmente, estipuló que dichos recursos pueden tener usos asociados a la producción de energía y generación de calor directo o refrigeración o calefacción (MinAmbiente, 2010).

Después del Decreto Ley 2811 de 1974, se establece la Ley 1715 de 2014 *“por medio del cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”* (Congreso de Colombia, 2014) en la cual definió la energía geotérmica, como la energía generada a partir de una fuente renovable no convencional, basada en el calor proveniente del interior de la Tierra. Estableció la energía geotérmica como FNCER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable). Fomentó la investigación y desarrollo de trabajos de exploración e investigación del subsuelo para conocer el recurso geotérmico de la nación y determinó los requisitos y requerimientos técnicos para el cumplimiento de proyectos de exploración y explotación de este recurso. Adicionalmente, estableció un registro geotérmico donde están inscritos todos los proyectos que deseen explorar y explotar el recurso geotérmico para la generación de energía eléctrica (Congreso de Colombia, 2014).

Luego, se elaboró la Ley 2099 de 2021 *“por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones”* (Congreso de Colombia, 2021) reafirmó que la energía geotérmica es FNCER y complementó el registro geotérmico de proyectos de exploración y

explotación del recurso geotérmico para la generación de energía eléctrica (Congreso de Colombia, 2021).

Posteriormente, se desarrolló el documento CONPES 4075 Política de Transición Energética por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (Departamento Nacional de Planeación, 2022) , en el cual se mencionó que el desarrollo y aprovechamiento del potencial geotérmico en el país es incipiente. Definió que el Ministerio de Minas y Energía elaborará y publicará los lineamientos técnicos de los requisitos para la exploración y explotación del recurso geotérmico, con el fin de aprovechar este recurso. Estableció que el SGC elaborara estudios de investigación asociados a geología, geofísica, geoquímica para la integración en modelos conceptuales sobre los sistemas de alta entalpía (Departamento Nacional de Planeación, 2022).

En el mismo año (2022), se elaboró el Decreto 1318 “Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, con el fin de reglamentar los artículos 21 y 21-1 de la Ley 1715 de 2014 en lo relacionado con el desarrollo de actividades orientadas a la generación de energía eléctrica a través de geotermia” (Presidencia de la República, 2022). Igualmente, en el 2022, se estableció la Resolución 40302 del Ministerio de Minas y Energía “*Por la cual se establecen los requisitos técnicos que regirán el Registro Geotérmico y los Permisos de exploración y explotación del Recurso Geotérmico con fines de generación de energía eléctrica*” (MinMinas, 2022) mediante el cual estableció los requerimientos técnicos e información para otorgar permisos de exploración y explotación e implementó del registro geotérmico. Definió la duración de los permisos de exploración los cuales corresponden a 5 años a partir de la inscripción en el registro geotérmico y los tiempos de explotación asociados a 30 años. De igual forma, definió la perforación de pozos para la exploración y explotación del recurso, estableciendo la tubería de revestimientos (*casing*), cementación, sistemas de prevención, distancias seguras desde la cabeza del pozo, pozos inyectores y de reinyección y por último las actividades de abandono (MinMinas, 2022).

En el 2024 se expidió el Decreto 1598 “*Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, en relación con el desarrollo de actividades orientadas a la generación de energía eléctrica a*

*través de geotermia y se establecen otras disposiciones*” (Presidencia de la República, 2024). Este decreto prioriza la conexión de proyectos geotérmicos al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y precisa aspectos relacionados con las etapas de exploración y explotación de los recursos geotérmicos. No obstante, es importante señalar que dicho decreto produce efectos jurídicos sobre la normativa anterior en la materia, las cuales se entienden derogadas en aquello que le sean contrarias, aun cuando no se indique expresamente. Asimismo, debe aclararse que, a la fecha, el Decreto 1598 no es plenamente aplicable, en la medida en que requiere reglamentación para su implementación efectiva.

Adicionalmente a la normatividad anteriormente descrita, se debe tener en cuenta la Resolución 0561 del 27 de mayo de 2022 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en la cual menciona los “*Términos de referencia para la elaboración de estudio de impacto ambiental- EIA, en proyectos de exploración de fuentes de energía geotérmica para generación eléctrica*” (TdR) establecidos por el Ministerio de Ambiente - Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) (MinAmbiente, 2022). Estos Términos de Referencia (TdR) incluyen los siguientes componentes: una descripción del proyecto, donde se explican las técnicas y tecnologías empleadas para la extracción de energía geotérmica; un apartado sobre la protección de aguas subterráneas, en el que se analizan los posibles impactos sobre los recursos hídricos subterráneos; la gestión de residuos, que contempla los planes destinados al manejo y disposición de los desechos generados durante la explotación del recurso; el análisis del impacto social y económico, que examina los efectos en las comunidades locales y en la economía de la región, siendo este un factor determinante para el avance de los proyectos, ya que un impacto negativo significativo en la comunidad podría obstaculizar su desarrollo; y finalmente, el plan de contingencia, que define los procedimientos a seguir ante posibles emergencias ambientales (ANLA, 2022). También es relevante considerar que el Decreto 1076 de 2015 (MinAmbiente, 2015), en sus artículos 2.2.2.3.2.2 y 2.2.2.3.2.3, establece que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) es la entidad responsable de otorgar las licencias ambientales para proyectos geotérmicos con una capacidad instalada igual o superior a 100 MW. Por su parte, las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) son competentes para otorgar dichas licencias en proyectos cuya capacidad de generación sea inferior a 100 MW.

## Capítulo 8

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se identificaron patrones estadísticos de zonas geotérmicas de alta entalpía ( $>150$  °C) mediante el método K-Medoides, aplicado a variables del estudio de Alfaro *et al.* (2020). Los yacimientos presentan un volumen promedio de  $4,09$  km<sup>3</sup>, temperatura de  $200$  °C y condiciones favorables para generación de energía eléctrica, con un calor específico de  $2832,7$  kJ/m<sup>3</sup> °C, conductividad de  $5581,5$  μS/cm y pH de  $6,27$ .

Se compararon los valores de las variables de los campos geotérmicos colombianos con los de otros campos a nivel internacional que presentaban características geológicas similares (subducción de placas tectónicas y con rocas ígneas y metamórficas), encontrando similitudes significativas entre ellos, en aspectos como temperatura del reservorio, volumen y presiones del yacimiento.

Se desarrollaron dos simulaciones basadas en los modelos de generación de energía eléctrica utilizando una planta de generación de energía a vapor establecido en el desarrollo del presente trabajo, lo que permitió estimar un potencial de generación de  $8,4$  MWh utilizando una turbina de contrapresión y a través de la turbina de condensación  $14,64$  MWh, lo anterior con un pozo simulado. Como trabajo futuro, se recomienda realizar un análisis de sensibilidad que permita evaluar cómo la variación de los parámetros considerados influye en dicha estimación de producción, con el fin de fortalecer la precisión y confiabilidad de los resultados obtenidos.

Teniendo en cuenta las simulaciones realizadas con diferentes diseños de turbinas geotérmicas (de contrapresión y de condensación), orientadas a evaluar su desempeño bajo unas condiciones operativas, los resultados mostraron que, para las características específicas de los yacimientos geotérmicos en Colombia, la turbina de condensación presenta el mejor rendimiento, adaptándose de manera más eficiente a las condiciones del campo analizado.

El análisis económico consideró seis alternativas de generación de energía geotérmica con capacidades de 15, 30 y 45 MW utilizando turbinas de contrapresión y condensación. Donde se evaluó la viabilidad económica de cada opción, concluyéndose que todos los escenarios son económicamente viables, pero el uso de turbinas de condensación supera de manera consistente a la de contrapresión en todos los rangos de capacidad. Además, el incremento de potencia instalada se traduce en mayores beneficios netos. Por lo tanto, el escenario más recomendable es el de 45 MW con turbinas de condensación, dado que maximiza la rentabilidad y asegura la sostenibilidad financiera del proyecto. Adicionalmente, se aplicaron dos métodos financieros (VPN y LCOE) para evaluar los diferentes escenarios, obteniéndose en ambos casos las mismas conclusiones, lo que evidencia coherencia y consistencia entre los métodos de evaluación utilizadas.

Las restricciones derivadas de la presencia de comunidades indígenas y de las áreas protegidas (SINAP) representan factores claves a considerar en la planificación y ejecución de proyectos energéticos o de aprovechamiento de recursos naturales.

Se recomienda fortalecer los procesos de investigación y exploración geotérmica en Colombia, mediante estudios más detallados de prefactibilidad, perforación de pozos, uso de inteligencia artificial y ciencia de los datos, que permitan reducir la incertidumbre técnica y delimitar con mayor precisión los yacimientos con mayor potencial. Esta información es clave para tomar decisiones informadas sobre inversiones y desarrollo de infraestructura. Adicionalmente, realizar modelos conceptuales geotérmicos detallados en los cuales permiten caracterizar recurso geotérmico y tener mayor precisión en los modelos de generación.

Además, es fundamental que el Estado establezca incentivos económicos asociados a mecanismos de mitigación de riesgos y en la expedición de títulos para la exploración y explotación del recurso geotérmico. Esto facilitaría la atracción de inversionistas privados y contribuiría al despegue del sector geotérmico en el país.

También se recomienda invertir en el fortalecimiento de la infraestructura energética nacional, adaptando las redes de transmisión y distribución para permitir la integración eficiente

de proyectos geotérmicos. Esta modernización debe estar acompañada por el desarrollo de capacidades técnicas locales, mediante programas de formación en áreas como geología, perforación, simulación de procesos y análisis económico de proyectos energéticos.

Es necesario fomentar alianzas entre el sector público, privado y académico, para compartir riesgos, intercambiar conocimientos y desarrollar tecnologías apropiadas. En este sentido, se sugiere implementar proyectos piloto a pequeña escala (por ejemplo, de 10 o 20 MW), que permitan validar en campo los supuestos del modelo técnico y económico, generar confianza en los actores del sector y facilitar una posterior expansión.

Para los proyectos exploratorios se recomienda el uso de turbinas pequeñas de contrapresión, ya que permiten verificar el funcionamiento de los sistemas eléctricos bajo las condiciones del pozo. Esta elección resulta conveniente por su mayor movilidad, la necesidad de menos equipos y una menor inversión inicial. Sin embargo, una vez se confirme la viabilidad de la aplicación y la operación, es aconsejable migrar a sistemas con turbinas de condensación.

Finalmente, se debe garantizar la sostenibilidad ambiental y social de los proyectos geotérmicos. Esto implica aplicar medidas de mitigación ambiental, proteger las fuentes de agua y biodiversidad, e incluir activamente a las comunidades locales en las decisiones del proyecto, generando empleo y beneficios sociales tangibles en las zonas de influencia.

## REFERENCIAS

- American Petroleum Institute. (1981). *Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems*. En American Petroleum Institute Recommended Practice 14E (Número March 2007).
- American Petroleum Institute. (2016). API 579-1/ASME FFS-1.
- Alfaro, C., Rueda, J., Casallas, Y., Rodriguez, G., y Malo, J. (2020). *Estimación Preliminar del Potencial Geotérmico de Colombia*. Bogotá D. C.: Servicio geológico Colombiano. [https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/742\\_2021EstiPrePotGeotColombia/Documento/Pdf/EstiPrePotenGeoterColom.pdf](https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/742_2021EstiPrePotGeotColombia/Documento/Pdf/EstiPrePotenGeoterColom.pdf)
- Alvarado, I., Alfaro, C. y Quintero, W. (2008). *Mapa preliminar de gradientes geotérmicos (Método BHT)*. Bogotá: Ingeominas – ANH.
- ANLA. (2022). *TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA, EN PROYECTOS DE EXPLORACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA GEOTÉRMICA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA*.
- Baker Hughes. (2025). *Optimización del diseño de pozos geotérmicos: casos prácticos en aplicación de tipo convencional y sistemas de circuito cerrado con tuberías concéntricas*. Ponencia en la 7a Reunión Nacional de Geotermia. Bogotá D.C.
- Benderitter, Y. y Cormy, G. (1990), “Possible approach to geothermal research and relative cost estimate.” In: Dickson MH and Fanelli M (eds) Small geothermal resources, UNITARRJNDP Centre for Small Energy Resources, Rome, Italy, 61-71.
- Brook, C. A., Mariner, R. H., Mabey, J. R., Swanson, J. R., Guffanti, M. y Muffler, L. J. P. (1978). *Hydrothermal convection systems with reservoir temperatures > 90°C*. En: Muffler, L. J. P., Editor Circular 790: Assessment of geothermal resources of the United States – 1978, Circular 790, U.S. Geological Survey.
- Calvo, S. R. (2019). *Análisis Energético, Exergético Y Económico De Una Planta Geotérmica De Generación De Energía Eléctrica En España*. Tesis de grado, Escuela Técnica Superior De Ingenieros Industriales. [http://0-bibing.us.es.fama.us.es/proyectos/abreproy/70548/fichero/Proyecto\\_More\\_Electric\\_Aircraft.pdf](http://0-bibing.us.es.fama.us.es/proyectos/abreproy/70548/fichero/Proyecto_More_Electric_Aircraft.pdf)
- CEF (Comisión Federal de Electricidad). (2024). *Gerencia de proyectos geotermoeléctricos*. [Charla]. Bucaramanga. ICEPT.
- CHEC, ICEL (Instituto Colombiano de Energía Eléctrica), Contecol Ltda., y Geotérmica Italiana. (1983). Investigación Geotérmica. Macizo volcánico del Ruiz.
- Consejo Nacional De Política Económica y Social (CONPES). (2015). CONPES 3839.
- Congreso de la Republica. (2014). *Ley 1715 de 2014*. En Diario Oficial (p. 104).
- Congreso de la Republica. (2021). *Ley 2099 de 2021*. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley\\_2099\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_2099_2021.htm)
- Datacamp. (2024). *Tutorial de Análisis de Componentes Principales (ACP) en Python | DataCamp*. Recuperado de: <https://www.datacamp.com/es/tutorial/principal-component-analysis-in-python>
- Del Castillo Lima, F. (2014). *Generación de potencia eléctrica a partir de geotermia*. [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26672/TFG\\_Fernando\\_del\\_Castillo\\_Lima\\_2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/26672/TFG_Fernando_del_Castillo_Lima_2014.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

- Departamento Nacional de Planeación. (2022). *Conpes 4075*. Departamento Nacional de Planeación, 108. <https://www.minagricultura.gov.co/Normatividad/Conpes/CONPES 4075 DE 2022.pdf>
- DiPippo, R. (2015). *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*.
- Dobis, J. D., y French, D. N. (2004). *Damage mechanisms affecting fixed equipment in the fossil electric power industry*. En Welding Research Council Bulletin (Número 490).
- Eslava, J. (1992). *Perfil altitudinal de la temperatura media del aire en Colombia*.
- Fanchi, J. R. (2005). *Principles of applied reservoir simulation*. Elsevier.
- Flowserve. (2021). Affinity Pump Selection Tool Flowserve. 2021. <https://www.flowserve.com/support/tools/online-tools/affinity-pump-selection-tool/>
- Fournier, R. O. y Truesdell, A. H. (1973). An empirical Na- 460 K-Ca geothermometer for natural waters. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 37, 1.255-1.275
- García, Y.K., y 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. Doi: 10.18273/revbol.v41n1-2019008
- Gawell, K., Reed, M. y Wright, P. M. (1999). *Geothermal Potential Preliminary Report April 1999*.
- Geoconsul. (1992). *Evaluacion Geotermica del Macizo Volcanico del Ruiz. Colombia*. Morelia. Mexico: Geoconsul.
- Geokeri S.A. (2019). *Modelo Volumetrico para Evaluar el Potencial de Yacimientos Geotermicos. Material de entrenamiento*. Bogota: Servicio Geologico Colombiano.
- Geotermoel, P. (2010). *Plantas Geotermicas, México*. Capitulo III, Plantas Geotermicas, 53–87.
- Giggenbach, W.F. (1988). Geothermal solute equilibria. Derivation of Na-K-Mg-Ca geoindicators. *Geochim. Cosmochim. Acta*. 52, 2749-2765.
- Greener4life. (s/f). *Your Ultimate Guide To The Types of Geothermal Energy*. Recuperado el 25 de noviembre de 2024, de <https://greener4life.com/Blog/Your-Ultimate-Guide-To-The-Types-Of-Geothermal-Energy>
- Gutiérrez-Negrín, L. C. A. (2024). Evolution of worldwide geothermal power 2020–2023. *Geothermal Energy*, 12(1). <https://doi.org/10.1186/s40517-024-00290-w>
- Henry J. Ramey, Jr. Paul Kruger, Frank G. Miller, Roland N. Horne, William, E. Brigham, and John R, C. (1986). *PROCEEDINGS ELEVENTH WORKSHOP GEOTHERMAL RESERVOIR ENGINEERING*. En Stanford Geothermal Programa. Workshop Report SGP-TR-84\*
- Hochstein, M.P. (1990). *Classification and Assessment of Geothermal Resources*. Small Geothermal Resources: A Guide to Development and Utilization. UNITAR, New York, 31-57.
- IEA-ETSAP (International Energy Agency - Energy Technology Systems Analysis Programme). (2010). *Technology Brief E07 Geothermal Heat and Power, IEA ETSAP*, [https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E07-geoth\\_energy-GS-gct\\_ADfinal\\_gs.pdf](https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E07-geoth_energy-GS-gct_ADfinal_gs.pdf).
- IRENA (International Renewable Energy Agency). (2024). *Renewable Generation Costs in 2024*.
- Islam, M. R., Roy, N. K., y Rahman, S. (2018). Renewable Energy and the Environment Preface. *En Renewable Energy and the Environment*.
- Jutglar, L. y Pous, J. (2004). *Energía Geotérmica*. CEAC.

- Kristjánssdóttir, H., y Margeirsson. (2012). 7.09 - Geothermal Cost and Investment Factors. *Comprehensive Renewable Energy*, 7, 261–272. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00711-3>
- Marzolf, N. C. (2014). Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia. *Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia*. <https://doi.org/10.18235/0012683>
- Maya González, R., y Gutiérrez Negrín, L. C. A. (2007). Recursos geotérmicos para generar electricidad en México. *Revista Digital Universitaria*, 8(12). <https://www.revista.unam.mx/vol.8/num12/art91/int91.htm>
- MinAmbiente. (2010). *Decreto 2811 de 1974*. En Diario Oficial N°34243 (pp. 1–50). [https://corponarino.gov.co/tramites-y-servicios/tramites-ambientales/recurso-agua/concesion\\_aguas/](https://corponarino.gov.co/tramites-y-servicios/tramites-ambientales/recurso-agua/concesion_aguas/)
- MinAmbiente. (2015). *Decreto 1076 de 2015 Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible*. En Departamento Administrativo de la Función Pública (pp. 1–447). <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=78153>
- MinAmbiente. (2022). *Resolucion 0561 de 2022* (pp. 4–6). <https://www.minambiente.gov.co/index.php/bosques-biodiversidad-y-servicios-ecosistemas/desarrollo-sostenible-de-bosques/reforestacion>
- MinMinas. (2022). *Resolución 40302 del Ministerio de Minas y Energía*. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_minminas\\_40302\\_2022.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40302_2022.htm)
- Muffler, J. P. y Cataldi, R. (1978). Methods for regional assessment of geothermal resources. *Geothermics*, 7.
- Mollenhauer, E., Christidis, A., y Tsatsaronis, G. (2016). Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 7(2), 167–176. <https://doi.org/10.1007/s40095-016-0204-6>
- Mordorintelligence. (2025). Análisis del tamaño y la participación del mercado de energía geotérmica: tendencias de crecimiento y pronóstico. 2025. <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/geothermal-energy-market>
- Nicholson, K. (1993). *Geothermal fluids. Chemistry and Exploration techniques*. Springer-Verlag. Berlin.
- Nuclear-power. (2024). *Condensing Steam Turbine | Characteristics* | nuclear-power.com. <https://www.nuclear-power.com/nuclear-power-plant/turbine-generator-power-conversion-system/what-is-steam-turbine-description-and-characteristics/condensing-steam-turbine/>
- Oil-gasportal. (s/f). *Projects Geothermal Technology | Geothermal Energy 3 . Main World Geothermal Project*.
- Olade (Organización Latinoamericana de Energía) y CEPAL (Comisión Económica Para América Latina). (1981). *Metodología de exploración geotérmica: fase de factibilidad. Serie Documentos OLADE N° 5*.
- Olade (Organización latinoamericana de energía), ICEL (Instituto Colombiano de Energía Eléctrica), y Geotérmica Italiana.(1982). *Estudio de Reconocimiento de los Recursos Geotérmicos de la República de Colombia*.
- Olade (Organización Latinoamericana de Energía). (1983). Estado actual de la geotermia en América Latina. Síntesis por países y trabajos técnicos. *Seminario latinoamericano sobre exploración geotérmica*. Quito Ecuador.

- Olade (Organización latinoamericana de energía), INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación), ICEL (Instituto Colombiano de Energía Eléctrica) y Aquatec. (1987). *Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño – Chiles – Cerro Negro*.
- Olade (Organización Latinoamericana de Energía) y BID (Banco Interamericano de Desarrollo). (1993). *Guía para la evolución del potencial energético en zona geotérmicas durante las etapas previas a la factibilidad*.
- Petroleoamerica. (2012). *Costa Rica asesorará en energía geotérmica - @petroleoamerica*. <http://www.petroleoamerica.com/>. Recuperado de <http://www.petroleoamerica.com/2015/02/costa-rica-asesorara-en-energia.html>
- Piensa en Geotermia. (2025). Top 10 mundial de países geotérmicos a finales de 2025 | PiensaGeotermia – Noticias de energía geotérmica. 2025. <https://www.piensageotermia.com/top-10-mundial-de-paises-geotermicos-a-finales-de-2025/>
- Pinzón, S. (2016). *Calidad de agua en procesos de cementación de pozos | HANNA Instruments Colombia*. <https://www.hannacolombia.com/blog/post/571/calidad-agua-en-procesos-cementacion-pozos>
- Prasan, N. H. (2024). Explorando el mundo de la agrupación en clústeres: K-medias vs. K-medoides | por Prasan NH | Medium. <https://medium.com/@prasanNH/exploring-the-world-of-clustering-k-means-vs-k-medoids-f648ea738508>
- Presidencia de la Republica. (2022). *Decreto 1318 de 2022* (pp. 1–9).
- Presidencia de la Republica. (2024). *Decreto 1598 de 2024*. 1–10.
- Ramos Ponce, O. E. (2020). *Tema 9: Agrupamiento (Clustering)* (pp. 1–7).
- Ruiz Clavijo, L. J. (2025). *Así han crecido las tarifas de energía en los últimos años en Colombia*. Portafolio. <https://www.portafolio.co/energia/asi-han-crecido-las-tarifas-de-energia-en-los-ultimos-anos-en-colombia-625485>
- Sánchez, D. y Ramírez, D. (2020). PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE) EN PROYECTOS DE GENERACIÓN RENOVABLE, BASADO EN EL FLUJO DE CAJA FINANCIERO.
- Sol, L. (2018). *Factibilidad para determinar la viabilidad de construir un pozo geotérmico vertical profundo para el manejo de fluidos de reinyección*. Tesis de Maestría. Universidad para la cooperación internacional (UCI) San José, Costa Rica.
- SGC (Servicio Geológico Colombiano). (2013). *Plan estratégico del Conocimiento Geológico del Territorio Colombiano. 2013-2023*. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano.
- SGC (Servicio Geológico Colombiano). (2015). Inventario Nacional de Manifestaciones Hidrotermales.
- S&P Global Platts (2016). UDI World Electric Power Plants Data Base.
- The Engineering ToolBox. (2003). *Stainless Steel Pipes - Allowable Pressure vs. Schedule and Size*. [online] Available at: [https://www.engineeringtoolbox.com/stainless-steel-pipes-pressure-ratings-d\\_346.html](https://www.engineeringtoolbox.com/stainless-steel-pipes-pressure-ratings-d_346.html)
- Toshiba. (2021). *Power Generation | Geothermal Power Generation | Toshiba America Energy Systems*. Recuperado el 25 de noviembre de 2024, de <https://www.toshiba.com/taes/geothermal>
- USGS (United States Geological Survey). (1978). *CIRC. 790. Assessment of Geothermal Resources of the United States*.

Vertical, G. (2024). *¿Qué son los pozos geotérmicos y cómo funcionan? - Geotermia Vertical*. Recuperado el 22 de noviembre de 2024, de <https://www.geotermiavertical.es/pozos-geotermicos/>

## APÉNDICE

### Apéndice 1

En este apéndice se presenta ficha de las referencias bibliográficas consultadas en la primera etapa de la metodología (Revisión bibliográfica), en la cual se incluye el título de la obra, el nombre del autor o autores, la fecha de publicación, una breve descripción del tema tratado y el enlace para su consulta en línea. Esta ficha permite una consulta rápida y precisa de las fuentes utilizadas, facilitando tanto la verificación de la información y su compilación.

<i>Ficha bibliográfica</i>				
<i>Título</i>	<i>Autor</i>	<i>Fecha</i>	<i>Tema</i>	<i>Enlace de consulta</i>
Manifestaciones Geotérmicas (Fuentes de Aguas Termales)	SGC	1900	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B3/12006100017400/mapa/pdf/0101174001300001.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B3/12006100017400/mapa/pdf/0101174001300001.pdf</a>
MAPA GEOTÉRMICO DE COLOMBIA Versión 1.0 Escala 1:1'500.000	SGC	1999	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B5/13011100022646/documento/pdf/0101226461101000.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B5/13011100022646/documento/pdf/0101226461101000.pdf</a>
ANÁLISIS Y DISEÑO DEL MODELO LÓGICO Y CONCEPTUAL DEL SUBSISTEMA DE INFORMACIÓN GEOTÉRMICA	SGC	2013	Otros	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/518_18%20AnalisisSIGT/Documento/PDF/DiseModeLogiConc_SIGT.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/518_18%20AnalisisSIGT/Documento/PDF/DiseModeLogiConc_SIGT.pdf</a>
CARTOGRAFÍA DE LOS CUERPOS DÓMICOS DEL ÁREA GEOTÉRMICA DE PAIPA	SGC	2017	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B23/CartCuerposDomicosAreaGeotermPaipa/Documento/Pdf/InformeFinalCartCuerpDomicosAreaGeotermPaipa.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B23/CartCuerposDomicosAreaGeotermPaipa/Documento/Pdf/InformeFinalCartCuerpDomicosAreaGeotermPaipa.pdf</a>
CONTRIBUCIONES AL MODELO CONCEPTUAL SISTEMA GEOTÉRMICO DE PAIPA	SGC	2012	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/ContribucionesModeloPaipa2012/Pdf/ContribucionesModeloPaipa2012.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/ContribucionesModeloPaipa2012/Pdf/ContribucionesModeloPaipa2012.pdf</a>
INTERPRETACION DE ANOMALÍAS MAGNETOMÉTRICAS Y GRAVIMÉTRICAS EN EL	SGC	2017	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/557_18InterpAnomaliMagne_GraviNRuiZ-">https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/557_18InterpAnomaliMagne_GraviNRuiZ-</a>

<i>Ficha bibliográfica</i>				
<i>Título</i>	<i>Autor</i>	<i>Fecha</i>	<i>Tema</i>	<i>Enlace de consulta</i>
AREA GEOTERMICA DEL VOLCAN NEVADO DEL RUIZ				/Documento/Pdf/Informe_Final_Ruiz.pdf
Manual para muestreo de Aguas Termales en zonas de influencia Volcánica. Carta Técnica No. 129.	SGC	1992	Otros	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/CartaTecnica-129/Documento/Pdf/CartaTecnica-129-ManualMuestreoInfVolcanica.PDF">https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/CartaTecnica-129/Documento/Pdf/CartaTecnica-129-ManualMuestreoInfVolcanica.PDF</a>
VALUACIÓN DE LA COMPOSICIÓN ISOTÓPICA DEL AGUA DE PRECIPITACIÓN EN EL ÁREA GEOTÉRMICA PAIPA - IZA	SGC	2012	Otros	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B23/Iso topicaPaipaIza/Pdf/IsotopicaPaipaIza.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B23/Iso topicaPaipaIza/Pdf/IsotopicaPaipaIza.pdf</a>
MODELO CONCEPTUAL DEL SISTEMA GEOTÉRMICO DEL VOLCÁN AZUFRAL	SGC	2013	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ModeloSistemaGeotermicoVolcanAzufra l_2013/Documento/Pdf/ModeloSistemaGeotermicoVolcanAzufra l_2013.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ModeloSistemaGeotermicoVolcanAzufra l_2013/Documento/Pdf/ModeloSistemaGeotermicoVolcanAzufra l_2013.pdf</a>
CARACTERIZACION DE ALTERACIONES HIDROTERMALES DEL AREA GEOTERMICA DE PAIPA	SGC	2009	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/AlteracionesHidrotermales-DRX-Paipa/Pdf/Caracterizacion-Alter-Hidroterm-Geotermi-Paipa.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/AlteracionesHidrotermales-DRX-Paipa/Pdf/Caracterizacion-Alter-Hidroterm-Geotermi-Paipa.pdf</a>
CARACTERIZACION DE ALTERACIONES HIDROTERMALES POR DIFRACTOMETRIA DE RAYOS-X DE POLVO EN EL AREA GEOTERMICA DE IZA	SGC	2009	Otros	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/AlteracionesHidrotermales-DRX-Iza/Pdf/AlteracionesHidrotermales-DRX-Iza.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/AlteracionesHidrotermales-DRX-Iza/Pdf/AlteracionesHidrotermales-DRX-Iza.pdf</a>
CARACTERIZACIÓN PETROGRÁFICA DE ALTERACIÓN HIDROTERMAL DEL ÁREA GEOTÉRMICA DE IZA	SGC	2008	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/Iza/Pdf/ALTERACION_HIDROTERMAL_IZA_MTV.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/Iza/Pdf/ALTERACION_HIDROTERMAL_IZA_MTV.pdf</a>
NUEVOS APORTES AL CONOCIMIENTO DEL VULCANISMO EN EL ÁREA GEOTÉRMICA DE PAIPA-IZ	SGC	2012	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/N AportConocVulcAreaGeotPaipa-Iza/Documento/Pdf/NAportConocVulcAreaGeotPaipa-Iza.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/N AportConocVulcAreaGeotPaipa-Iza/Documento/Pdf/NAportConocVulcAreaGeotPaipa-Iza.pdf</a>

<i>Ficha bibliográfica</i>				
<i>Título</i>	<i>Autor</i>	<i>Fecha</i>	<i>Tema</i>	<i>Enlace de consulta</i>
Fuentes Termales en el Departamento del Cauca	SGC	1933	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/32002000000215/documento/pdf/Inf_215.PDF">https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/32002000000215/documento/pdf/Inf_215.PDF</a>
ACTUALIZACIÓN GEOELÉCTRICA EN EL ÁREA GEOTÉRMICA DE PAIPA - BOYACÁ	SGC	2016	Generación	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B23/GeoelectricaPaipa2016/Documento/Pdf/ActualizGeoelecAreaGeotermPaipa2016.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B23/GeoelectricaPaipa2016/Documento/Pdf/ActualizGeoelecAreaGeotermPaipa2016.pdf</a>
MUESTREO DE MANANTIALES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE ISOTOPOS ESTABLES EN LAS AÉREAS GEOTÉRMICAS PAIPA- IZA	SGC	2012	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B21/MuestreoManantialesPaipaIza/Pdf/MuestreoManantiales-PaipaIza.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B21/MuestreoManantialesPaipaIza/Pdf/MuestreoManantiales-PaipaIza.pdf</a>
PROYECTO DE INVESTIGACIÓN GEOLÓGICA, SÍSMICA Y GEOTÉRMICA EN EL ALTIPLANO NARIÑENSE	SGC	2007	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005002524634/documento/pdf/2105246341101000.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005002524634/documento/pdf/2105246341101000.pdf</a>
APLICACIÓN GEOFÍSICA DE MÉTODOS POTENCIALES EN EL ÁREA GEOTÉRMICA PAIPA - IZA	SGC	2012	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B11/22007000024622/documento/pdf/2105246221101000.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B11/22007000024622/documento/pdf/2105246221101000.pdf</a>
Mapa de Ocurrencias Hidrotermales	SGC	2000	Generación	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B5/13011100022251/mapa/pdf/0101222511300001.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B5/13011100022251/mapa/pdf/0101222511300001.pdf</a>
INVENTARIO NACIONAL DE MANANTIALES TERMALES -FASE 2012. DEPARTAMENTO DEL CAUCA	SGC	2012	Generación	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B21/Inventario_Termales_Cauca_2012/Documento/Pdf/Inventario_Termales_Cauca_2012.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B21/Inventario_Termales_Cauca_2012/Documento/Pdf/Inventario_Termales_Cauca_2012.pdf</a>
RECONOCIMIENTO GEOLÓGICO, ESTRUCTURAL Y MODELO GEOLÓGICO 3D DEL ÁREA GEOTÉRMICA DEL VOLCÁN CERRO MACHÍN	SGC	2020	Generación	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B23/767_2021RecoGeoMachin/Documento/pdf/RecoGeoMachin.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B23/767_2021RecoGeoMachin/Documento/pdf/RecoGeoMachin.pdf</a>
MAPA PRELIMINAR DE GRADIENTES GEOTÉRMICOS DE COLOMBIA	SGC	2009	Generación	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B19/23008050024780/documento/pdf/2105247801101000.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B19/23008050024780/documento/pdf/2105247801101000.pdf</a>

<i>Ficha bibliográfica</i>				
<i>Título</i>	<i>Autor</i>	<i>Fecha</i>	<i>Tema</i>	<i>Enlace de consulta</i>
INTERPRETACIÓN DATOS GRAVIMÉTRICOS Y MAGNETOMÉTRICOS ÁREA DE AZUFRAL (NARIÑO)	SGC	2016	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B22/556_18Interpdatosgravim_magnet_Azufral/Documento/Pdf/Informe_Final_Azufral.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B22/556_18Interpdatosgravim_magnet_Azufral/Documento/Pdf/Informe_Final_Azufral.pdf</a>
GEOQUÍMICA DE MANANTIALES MINERALES Y TERMALES DE CUNDINAMARCA	SGC	2000	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B3/12007000022817/documento/pdf/0101228171101000.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B3/12007000022817/documento/pdf/0101228171101000.pdf</a>
ESTUDIO DE LOS PROCESOS DE INTERACCIÓN FLUIDO-ROCA EN EL CINTURON ESMERALDÍFERO ORIENTAL (CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA) Y SU IMPORTANCIA EN LA EXPLORACIÓN DE NUEVOS YACIMIENTOS HIDROTERMALES	SGC	2008	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B9/22004010024319/documento/pdf/2105243191101000.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B9/22004010024319/documento/pdf/2105243191101000.pdf</a>
CARTOGRAFIA DE LAS ZONAS DE ALTERACION HIDROTERMAL DEL VOLCAN AZUFRAL, NARIÑO	SGC	2007	Generación	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B9/22004002524629/documento/pdf/2105246291101000.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B9/22004002524629/documento/pdf/2105246291101000.pdf</a>
Potencial de Recursos Hidrogeológicos en el Territorio Colombiano, Exploración Hidrogeológica y Geotérmica en el Altiplano Nariñense y region central del departamento de Santander	SGC	2007	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005100023499/documento/pdf/2105234991101000.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B10/22005100023499/documento/pdf/2105234991101000.pdf</a>
MAPA DE PROFUNDIDAD DE LA ISOTERMA DE CURIE PARA COLOMBIA Versión 0	SGC	2014	Generación	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/documento/pdf/2105247251101000.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/documento/pdf/2105247251101000.pdf</a>
ACTUALIZACIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DEL ÁREA GEOTÉRMICA DE PAIPA	SGC	2017	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ActuModeConcPP/Documento/pdf/ActuModeConcPP.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B22/ActuModeConcPP/Documento/pdf/ActuModeConcPP.pdf</a>
GEOLOGÍA DEL ÁREA GEOTÉRMICA DE SAN DIEGO, CALDAS	SGC	2016	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B23/576_18GeoGeotermicaSanDiego/Documento/pdf/InfoFinalGeoSanDiego.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B23/576_18GeoGeotermicaSanDiego/Documento/pdf/InfoFinalGeoSanDiego.pdf</a>

<i>Ficha bibliográfica</i>				
<i>Título</i>	<i>Autor</i>	<i>Fecha</i>	<i>Tema</i>	<i>Enlace de consulta</i>
GEOQUÍMICA DE MANANTIALES TERMALES DEL DEPARTAMENTO DEL CAUCA	SGC	2013	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/ManantialesTermales/Documento/Pdf/InformeGeoquimicaCauca_2013.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/ManantialesTermales/Documento/Pdf/InformeGeoquimicaCauca_2013.pdf</a>
INVENTARIO NACIONAL DE MANANTIALES TERMALES DE COLOMBIA FASE 2014 EN LOS DEPARTAMENTOS DE CESAR, MAGDALENA, ATLANTICO, META, CASANARE, ARAUCA Y GUAVIARE	SGC	2014	Otros	<a href="http://recordcenter.sgc.gov.co/B21/InventarioTermales2014/Documento/Pdf/INMT2014_FINAL.pdf">http://recordcenter.sgc.gov.co/B21/InventarioTermales2014/Documento/Pdf/INMT2014_FINAL.pdf</a>
INVENTARIO NACIONAL DE MANANTIALES TERMALES FASE 2011. CALDAS, RISARALDA, TOLIMA Y NARIÑO	SGC	2011	Otros	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/Inventario_Termales_Caldas_Risaralda_Tolima_Narino/Documento/Pdf/Inventario_Termales_Caldas_Risaralda_Tolima_Nari%C3%B1o.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B21/Inventario_Termales_Caldas_Risaralda_Tolima_Narino/Documento/Pdf/Inventario_Termales_Caldas_Risaralda_Tolima_Nari%C3%B1o.pdf</a>
Informe de actualización del inventario nacional de manantiales termales del departamento de Cundinamarca	SGC	2020	Otros	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B23/820_2023InvCundinamarca2020/Documento/Pdf/InvCundinamarca2020.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B23/820_2023InvCundinamarca2020/Documento/Pdf/InvCundinamarca2020.pdf</a>
ESTIMACIÓN PRELIMINAR DEL POTENCIAL GEOTÉRMICO DE COLOMBIA	SGC	2020	Generación	<a href="https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/742_2021EstiPrePotGeotColombia/Documento/Pdf/EstiPrePotenGeoterColom.pdf">https://recordcenter.sgc.gov.co/B22/742_2021EstiPrePotGeotColombia/Documento/Pdf/EstiPrePotenGeoterColom.pdf</a>
POTENCIAL GEOTÉRMICO DE COLOMBIA	SGC		Geovisor	<a href="https://sgcolombiano.maps.arcgis.com/apps/dashboards/0186f2c2b6e74866b849025b0bf6fd90">https://sgcolombiano.maps.arcgis.com/apps/dashboards/0186f2c2b6e74866b849025b0bf6fd90</a>
ESTUDIO DE DISEÑO DE PLANTAS GEOTÉRMICAS COMO FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE Y DE GENERACIÓN DE EMPLEO EN ZONAS DE CONCENTRACIÓN DE EXCOMBATIENTES EN COLOMBIA	Universidad Industrial de Santander	2018	Explotación	<a href="https://acofipapers.org/index.php/eiei/article/view/428/424">https://acofipapers.org/index.php/eiei/article/view/428/424</a>
Análisis de la energía geotérmica como alternativa para el abastecimiento de la demanda energética en Colombia	Universidad Autónoma de Bucaramanga	2016	Explotación	<a href="https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/16844/Generaci%C3%B3n_creativa_2016-163-167.pdf?sequence=1&amp;isAllowed=y">https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/16844/Generaci%C3%B3n_creativa_2016-163-167.pdf?sequence=1&amp;isAllowed=y</a>

<i>Ficha bibliográfica</i>				
<i>Título</i>	<i>Autor</i>	<i>Fecha</i>	<i>Tema</i>	<i>Enlace de consulta</i>
VIABILIDAD TÉCNICAS Y FINANCIERA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA EN COLOMBIA	Universidad de los Andes	2011	Explotación	<a href="https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/742d3826-77ee-47c0-9b64-51b12b3e6a35/content">https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/742d3826-77ee-47c0-9b64-51b12b3e6a35/content</a>
GENERACIÓN DE ENERGIA GEOTERMICA EN COLOMBIA	Universidad EAN	2013	Explotación	<a href="https://repository.universidadean.edu.co/bitstream/handle/10882/6012/RamosHollman2013.pdf?sequence=1&amp;isAllowed=y">https://repository.universidadean.edu.co/bitstream/handle/10882/6012/RamosHollman2013.pdf?sequence=1&amp;isAllowed=y</a>
ESTUDIO SOBRE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA PARA SU APROVECHAMIENTO EN EL SECTOR DE LA CONSTRUCCIÓN Y LAS CIMENTACIONES	Universidad Santo Tomás	2017	Explotación	<a href="https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/4472/Abrilmiguel2017.pdf?sequence=1&amp;isAllowed=y">https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/4472/Abrilmiguel2017.pdf?sequence=1&amp;isAllowed=y</a>
La Energía Geotérmica como fuente alternativa de abastecimiento para la demanda en Colombia	Universidad Nacional Abierta y a Distancia (UNAD)	2019	Otros	<a href="https://repository.unad.edu.co/bitstream/handle/10596/26919/%20%09amgilg.pdf?sequence=1&amp;isAllowed=y">https://repository.unad.edu.co/bitstream/handle/10596/26919/%20%09amgilg.pdf?sequence=1&amp;isAllowed=y</a>
Avances de la Geotermia en Colombia para la Generación de Energía Eléctrica	Universidad EAN	2023	Generación	<a href="https://repository.universidadean.edu.co/bitstream/handle/10882/13286/MontesRoberto2023.pdf?sequence=3&amp;isAllowed=y">https://repository.universidadean.edu.co/bitstream/handle/10882/13286/MontesRoberto2023.pdf?sequence=3&amp;isAllowed=y</a>
Diseño de un modelo probabilístico para apoyar el estudio de incertidumbre y riesgo asociado a la ejecución del proyecto de Geotermia en Nereidas como ERNC en la región para CHEC S.A. E.S.P. BIC	Universidad Nacional	2023	Otros	<a href="https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/85976/75100483.2024.pdf?sequence=2&amp;isAllowed=y">https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/85976/75100483.2024.pdf?sequence=2&amp;isAllowed=y</a>
Predicting the Geothermal Gradient in Colombia: a Machine Learning Approach	Universidad Industrial de Santander	2024	Otros	<a href="https://arxiv.org/pdf/2404.05184">https://arxiv.org/pdf/2404.05184</a>
Colombian Geothermal Resources	Ingeominas	2005	Generación	<a href="https://www.researchgate.net/profile/Francisco-">https://www.researchgate.net/profile/Francisco-</a>

<i>Ficha bibliográfica</i>				
<i>Título</i>	<i>Autor</i>	<i>Fecha</i>	<i>Tema</i>	<i>Enlace de consulta</i>
Status of the Geothermal Resources of Colombia: Country Update	Ingeominas	2021	Generación	<a href="https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01048.pdf">Velandia/publication/259476626_Colombian_geothermal_resources/links/0deec52c05bc5117ed000000/Colombian-geothermal-resources.pdf</a> <a href="https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01048.pdf">https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2020/01048.pdf</a> <a href="https://www.researchgate.net/profile/Esteban-Gomez-Diaz/publication/350515597_Geothermal_Energy_in_Colombia_Beyond_Electricity_Supply_A_Vision_for_Sustainable_Development/links/606457d4458515e83482763f/Geothermal-Energy-in-Colombia-Beyond-Electricity-Supply-A-Vision-for-Sustainable-Development.pdf">https://www.researchgate.net/profile/Esteban-Gomez-Diaz/publication/350515597_Geothermal_Energy_in_Colombia_Beyond_Electricity_Supply_A_Vision_for_Sustainable_Development/links/606457d4458515e83482763f/Geothermal-Energy-in-Colombia-Beyond-Electricity-Supply-A-Vision-for-Sustainable-Development.pdf</a>
Geothermal Energy in Colombia: Beyond Electricity Supply; A Vision for Sustainable Development	RWTH Aachen University	2021	Generación	<a href="https://www.researchgate.net/profile/Joaquin-Aguilera-Bustos/publication/358338781_AGEOL_a_Combined_Effort_to_Promote_the_Geothermal_Energy_in_Colombia/links/61fc52671e98d168d7ecfd5b/AGEOL-a-Combined-Effort-to-Promote-the-Geothermal-Energy-in-Colombia.pdf">https://www.researchgate.net/profile/Joaquin-Aguilera-Bustos/publication/358338781_AGEOL_a_Combined_Effort_to_Promote_the_Geothermal_Energy_in_Colombia/links/61fc52671e98d168d7ecfd5b/AGEOL-a-Combined-Effort-to-Promote-the-Geothermal-Energy-in-Colombia.pdf</a>
AGEOCOL, a Combined Effort to Promote the Geothermal Energy in Colombia	AGEOCOL	2021	Otros	<a href="https://documents1.worldbank.org/curated/en/305681468168834775/pdf/782300WP0Succe00Box0377330B0PUBLI00.pdf">https://documents1.worldbank.org/curated/en/305681468168834775/pdf/782300WP0Succe00Box0377330B0PUBLI00.pdf</a>
Success of Geothermal Wells: A global study	International Finance Corporation (IFC)	2013	Explotación	<a href="https://documents1.worldbank.org/curated/en/305681468168834775/pdf/782300WP0Succe00Box0377330B0PUBLI00.pdf">https://documents1.worldbank.org/curated/en/305681468168834775/pdf/782300WP0Succe00Box0377330B0PUBLI00.pdf</a>

## Apéndice 2

En este apéndice, se agrupa información de las 21 área geotérmicas potenciales en el país elaborada por Alfaro *et al.* (2020), en las cuales se relaciona: nombre del manantial, la zona, departamento, área del yacimiento ( $a$ ) (Km<sup>2</sup>), espesor del yacimiento ( $d$ ) (km), volumen del yacimiento ( $v$ ) (km<sup>3</sup>), temperatura del yacimiento ( $Ty$ ) (°C), temperatura de referencia ( $tT$ ) (°C), calor específico volumétrico de la roca ( $\rho c$ ) (KJ/m<sup>3</sup>°C), porosidad ( $\Phi$ ), Cp de la roca (KJ/kg°C), distancia de la red de transmisión nacional (km), PH y rango de conductividad ( $\sigma$ ) (μS/cm).

NombreMantial	Zona	Departamento	$a$	$d$	$v$	$Ty$	$Tr$	$\rho c$	$\Phi$	CpRoca	DistRedTrasm	PH	$\sigma$
Tercán	Azufral	Nariño	2	1.5	3	190	14	2832	0,11	1	19.67	6,5	5822
Laguna Verde	Azufral	Nariño	2.83	1.5	4.2	200	8	2831	0,11	1	19.67	6,8	2540
Chimangual	Azufral	Nariño	2	1.5	3	172	8	2834	0,11	1	19.67	6,4	2483
Salado de Malaver	Azufral	Nariño	2	1.5	3	198	13	2831	0,11	1	19.67	6,4	8091
San Ramón	Azufral	Nariño	2	1.5	3	184	12	2832	0,11	1	19.67	6,6	2993
Chuscales	Caldera_Gabriel_Lopez	Cauca	2.05	1.5	3	190	10	2832	0,11	1	2	6,36	514
El Salado	Caldera_Gabriel_Lopez	Cauca	2.05	1.5	3	181	14	2833	0,11	1	2	6,53	11860
Las Mangas	Caldera_Gabriel_Lopez	Cauca	2.12	1.5	3.18	182	13	2833	0,11	1	2	6,53	7220
Manantiales de San Juan	Caldera_Paletara	Cauca	2.29	1.5	3.4	200	9	2831	0,11	1	22	5,9	1634
Aguahirviendo	Caldera_Paletara	Cauca	2	1.5	3	215	14	2830	0,11	1	22	8,1	10740
Versalles	Caldera_Paletara	Cauca	2	1.5	3	168	13	2834	0,11	1	22	6,61	2028
Balneario Aguatibia	Caldera_Paletara	Cauca	3.13	1.5	4.7	219	13	2830	0,11	1	22	7,8	8500
Pozo Azul	Caldera_Paletara	Cauca	2	1.5	3	200	11	2831	0,11	1	22	5,02	5030
Jordán (Herveo)	Cerro_Bravo	Tolima	2	1.5	3	223	16	2829	0,11	1	3.4	6,3	3050
El Aserradero	Cerro_Bravo	Tolima	2	1.5	3	223	10	2829	0,11	1	3.4	7,77	1300
Aguacatal	Cerro_Bravo	Tolima	2.2	1.5	3.3	242	11	2830	0,11	1	3.4	6,2	1500
San Luis I	Cerro_Bravo	Tolima	3.8	1.5	5.7	199	14	2831	0,11	1	3.4	6,8	2342
Termal del río	Chiles_Cerro_Negro	Nariño	2	1,5	3	162	15	2835	0,11	1	28,3	6,5	3110

NombreMantial	Zona	Departamento	<i>a</i>	<i>d</i>	<i>v</i>	<i>Ty</i>	<i>Tr</i>	<i>ρc</i>	$\Phi$	CpRoca	DistRedTrasm	PH	$\sigma$
Rio Blanco	Chiles_Cerro_Negro	Nariño	2,8	1,5	4,2	200	15	2831	0,11	1	28,3	5,4	2004
Baños Chiles	Chiles_Cerro_Negro	Nariño	2,1	1,5	3,2	167	12	2837	0,11	1	28,3	7	1371
Casateja	Cumbal	Nariño	3,33	1,5	4,99	191	11	2837	0,11	1	28,3	6,3	3100
Tujambina	Doña_Juana_Las_Animas	Nariño	2,1	1,5	3,15	200	11	2831	0,11	1	17,8	6,7	2700
Churos_Animas	Doña_Juana_Las_Animas	Nariño	3,7	1,5	5,69	164	14	2835	0,11	1	17,8	6,5	5170
Briceño	Galeras_Morasurco	Nariño	2	1,5	3	203	11	2836	0,11	1	2	6,1	3220
Cehani_Guamuez_Mercancano_Pandiacó	Galeras_Morasurco	Nariño	3,04	1,5	4,56	165	15	2835	0,11	1	2	6,6	2709
Cañaveral	Hacienda_Granates	Tolima	2,18	1,5	3,27	166	9,6	2835	0,11	1	20,7	6,4	2038
Hacienda Granates	Hacienda_Granates	Tolima	2,04	1,5	3,06	166	15	2835	0,11	1	20,7	7,2	3800
Piscina Cannan	Hacienda_Granates	Tolima	2	1,5	3	161	14,3	2836	0,11	1	20,7	9,14	1311
Erika_Balneario Público	Iza	Boyaca	2	1,5	3	191	13,72	2837	0,11	1	17,74	7,1	3300
La Poa	Nerei_Bote_Londo	Caldas_Risarda_Tolima	2	1,5	3	174	11,5	2834	0,11	1	15,04	6,2	1636
Nereidas	Nerei_Bote_Londo	Caldas_Risarda_Tolima	2,58	1,5	3,87	171	9,7	2834	0,11	1	15,04	6,8	1196
Chorronegro	Nerei_Bote_Londo	Caldas_Risarda_Tolima	2	1,5	3	175	8,5	2833	0,11	1	15,04	7	1178
El Cañon	Nevado_Tolima	Tolima	3,31	1,5	4,96	178	6	2833	0,11	1	21,8	6,13	577
Aquilino	Nevado_Tolima	Tolima	2	1,5	3	161	8	2836	0,11	1	21,8	6,19	1311
El Rancho	Nevado_Tolima	Tolima	3,74	1,5	5,61	207	13	2831	0,11	1	21,8	7,44	3740
El Palmar	Nevado_Tolima	Tolima	2,56	1,5	3,84	198	15	2831	0,11	1	21,8	6,5	2581
Laguna San Diego	San_Diego	Caldas	2	1,5	3	199	23	2831	0,11	1	24,7	6,3	2082
El Espiritu Santo	San_Diego	Caldas	2,3	1,5	3,49	207	24	2831	0,11	1	24,7	6,5	10 000
La Mula	San_Diego	Caldas	2	1,5	3	212	24	2834	0,11	1	24,7	6,5	12 550
El Recreo	San_Diego	Caldas	2	1,5	3	198	21	2836	0,11	1	24,7	6,5	5479
San Antonio	San_Diego	Caldas	2	1,5	3	194	24	2832	0,11	1	24,7	6,24	7690
Géiser	San_Diego	Caldas	2,54	1,5	3,8	240	23	2834	0,11	1	24,7	6,5	12500

<b>NombreMantial</b>	<b>Zona</b>	<b>Departamento</b>	<b><i>a</i></b>	<b><i>d</i></b>	<b><i>v</i></b>	<b><i>Ty</i></b>	<b><i>Tr</i></b>	<b><i>ρc</i></b>	<b><math>\Phi</math></b>	<b>CpRoca</b>	<b>DistRedTrasm</b>	<b>PH</b>	<b><math>\sigma</math></b>
Santa Rosa - Balneario	Santa_Rosa	Risaralda	3,49	1,5	5,23	268	16,1	2835	0,11	1	16,63	7,04	2450
San Vicente - Turco	Santa_Rosa	Risaralda	4,72	1,5	7,08	215	15	2830	0,11	1	16,63	7,2	4039
La Sierra	Santa_Rosa	Risaralda	3,68	1,5	5,52	200	6,7	2831	0,11	1	16,63	6,7	2600
Balsayaco	Sibundoy	Putumayo	2	1,5	3	168	16	2834	0,11	1	34,4	7,5	3095
Aguas Amarillas	Sotara_Sucubun	Cauca	2	1,5	3	177	9	2836	0,11	1	20,66	5,8	908
Salina	Sotara_Sucubun	Cauca	2	1,5	3	195	14	2831	0,11	1	20,66	7,15	6586
Termales del Ruíz	Villamaria_Termas	Tolima_Caldas	2,99	1,5	4,48	200	9,4	2831	0,11	1	3,82	2	3100
Hacienda Guamal	Villamaria_Termas	Tolima_Caldas	2	1,5	3	153	18,6	2837	0,11	1	3,82	6,1	3100

Fuente: Alfaro *et al.* (2020).

### Apéndice 3

Se presenta el código desarrollado en el software R Studio para la ejecución del análisis estadístico y la agrupación de los datos mediante la metodología de K-Medoides.

```
# Cargue de paquete
ipak <- function(pkg) {
  new.pkg <- pkg[!(pkg %in% installed.packages()[, "Package"])]
  if (length(new.pkg))
    install.packages(new.pkg, dependencies = TRUE)
  sapply(pkg, require, character.only = TRUE)
}
```

```
packages <- c("fpc", "NbClust", "cluster", "factoextra", "tidyr")
ipak(packages)
```

```
#Otros paquetes
install.packages("ggplot2")
install.packages("plotly")
install.packages("MASS")
install.packages("psych")
install.packages("tidyverse")
install.packages("factoextra")
install.packages("GGally")
install.packages("corrplot")
install.packages("NbClust")
```

```
library(ggplot2)
library(plotly)
library(MASS)
library(psych)
library(tidyverse)
library(factoextra)
library(GGally)
library(corrplot)
library(cluster)
library(NbClust)
```

```
#Lectura de los datos
library(readxl)
FichasGeotermia <- read_excel("F:/Maestría/ProyectoGrado/R-
Studio/FichasGeotermia.xlsx",
```

```

col_types = c("text", "text", "text",
              "numeric", "numeric", "numeric",
              "numeric", "numeric", "numeric",
              "numeric", "numeric", "numeric",
              "numeric", "numeric", "numeric"))
View(FichasGeotermia)

# Visualización del conjunto de datos
head(FichasGeotermia)

#Resumen de los datos
summary (FichasGeotermia)

#Boxplot de los datos
par(mfrow=c(1,7))
boxplot(FichasGeotermia$Espesor,main = "Espesor")
boxplot(FichasGeotermia$Volumen,main = "Volumen")
boxplot(FichasGeotermia$TYacimiento,main = "TYacimiento")
boxplot(FichasGeotermia$PH,main = "PH")
boxplot(FichasGeotermia$Area,main = "Área")
boxplot(FichasGeotermia$DistanciaRedTrasmision,main = "Distancia Red Trasmisión")
boxplot(FichasGeotermia$Porosidad,main = "Porosidad")
boxplot(FichasGeotermia$CalorEspecificoRoca,main = "Calor Específico de la roca")
boxplot(FichasGeotermia$RangoConductividad,main = "Rango de Conductividad")

#Selección de las variables de interes
Variables_Interes <- FichasGeotermia[,c ("PH", "TYacimiento", "Area", "Volumen",
"DistanciaRedTrasmision", "CalorEspecificoRoca", "RangoConductividad")]
nombres_columnas = colnames(Variables_Interes)
print(nombres_columnas)

# Calculo del vector de medias usando la función colMeans
vector_medias <- colMeans(Variables_Interes)
print(paste0("El promedio de la variable ", nombres_columnas , "es" , vector_medias ))

#Gráficos de Dispersión
ggpairs(Variables_Interes)

#ACP sin normalizar- Función princomp
pc_a <- princomp(Variables_Interes)
summary(pc_a)

# ACP Normalizado
pc_c <-prcomp(Variables_Interes, scale = TRUE)

```

```

summary(pc_c)

screepplot(pc_c, col = "red", pch = 16,
           type = "lines", cex = 2, lwd = 2, main = "")

#Estimación del número de clústers
#Se usan los siguientes metodos:El Codo, Silueta o brecha
fviz_nbclust(VARIABLES_Interes, pam, method = "wss")#Metodo del codo
fviz_nbclust(VARIABLES_Interes, pam, method = "silhouette")#Metodo de la silueta
fviz_nbclust(VARIABLES_Interes, pam, method = "gap_stat")#Metodo de estadística de
brecha

# Calculo K-means
set.seed(123) # para reproducibilidad
k_clusters <- 2 # número de clusters a formar teniendo en cuenta el punto anterior
km_res <- kmeans(VARIABLES_Interes, centers=k_clusters, nstart=50)

# Visualización del agrupamiento K-Means
fviz_cluster(km_res, data=VARIABLES_Interes, xlab = "PC1", ylab = "PC2")

#Comparación con el metodo K-Medoides

#Calculo de los dos clústers
k2 <- kmeans(VARIABLES_Interes, centers = 2, nstart = 25)
k2
str(k2)

#Visualización del agrupamiento K-Medoides
fviz_cluster(k2, data = VARIABLES_Interes)
fviz_cluster(k2, data = VARIABLES_Interes, ellipse.type = "euclid",repel = TRUE,star.plot =
TRUE) #ellipse.type= "t", "norm", "euclid"
fviz_cluster(k2, data = VARIABLES_Interes, ellipse.type = "norm")
fviz_cluster(k2, data = VARIABLES_Interes, ellipse.type = "norm",palette = "Set2", ggtheme
= theme_minimal())

# Identificar los índices de la intersección
indices_interseccion <- which(km_res$cluster == k2$cluster)

# Filtrar los datos de la intersección
datos_interseccion <- VARIABLES_Interes[indices_interseccion, ]

```

```
# Calcular el rango (máximo - mínimo) para cada variable
rangos_interseccion <- apply(datos_interseccion, 2, function(x) max(x) - min(x))

# Mostrar los rangos por variable
print(rangos_interseccion)

# Calcular mínimo, máximo, rango y promedio por variable
resumen_interseccion <- data.frame(
  Variable = colnames(datos_interseccion_kmedoids),
  Minimo = apply(datos_interseccion_kmedoids, 2, min),
  Maximo = apply(datos_interseccion_kmedoids, 2, max),
  Rango = apply(datos_interseccion_kmedoids, 2, function(x) max(x) - min(x)),
  Promedio = apply(datos_interseccion_kmedoids, 2, mean)
)

# Mostrar los resultados
print(resumen_interseccion)
```

## Apéndice 4

En el presente apéndice se presenta la validación del flujo masico para las dos simulaciones realizadas en el software Pipesim. Adicionalmente se detalla el cálculo de las eficiencias de las turbinas utilizadas en el modelo técnico.

Flujo Masico	198,8907	lb/sec		
	358,00326	Ton/h	358,00326	Ton/h
Vapor estándar + agua real			360,6018	
Vapor estándar + agua estándar			394,9042	
Vapor	23 431,70	SM <sup>3</sup> /h		
Densidad estándar de vapor de agua saturado (liquido-vapor) *	0,0538	Lb/ft <sup>3</sup>	22,259284	Ton/h
Densidad de Vapor a Cond Real	0,39462	Lb/ft <sup>3</sup>	163,270607	Ton/h
Agua	338,75210	m <sup>3</sup> /h		
Densidad estándar de agua liquida	62,3	Lb/ft <sup>3</sup>	372,64488	Ton/h
Densidad de agua líquida Cond Real	56,56521	Lb/ft <sup>3</sup>	338,34247	Ton/h

\*valor tomado de:

<https://personales.unican.es/renedoc/Trasperecias%20WEB/Trasp%20Termo%20y%20MF/00%20GRADOS/Tablas%20Termo.pdf>

Flujo Masico	198,8907	lb/sec		
	358,00326	Ton/h	358,00326	Ton/h
Vapor estándar + agua real			358,3206	
Vapor estándar + agua estándar			405,6455	
Vapor	2 860,35	SM <sup>3</sup> /h		
Densidad estándar de vapor de agua saturado (liquido-vapor) *	0,0538	Lb/ft <sup>3</sup>	2,71723106	Ton/h
Densidad de Vapor a Cond Real	0,39462	Lb/ft <sup>3</sup>	19,9307383	Ton/h
Agua	366,28120	m <sup>3</sup> /h		
Densidad estándar de agua liquida	62,3	Lb/ft <sup>3</sup>	402,928318	Ton/h
Densidad de agua líquida Cond Real	54,98270	Lb/ft <sup>3</sup>	355,60332	Ton/h

\*valor tomado de:

<https://personales.unican.es/renedoc/Trasperecias%20WEB/Trasp%20Termo%20y%20MF/00%20GRADOS/Tablas%20Termo.pdf>

<b>Turbina de condensación</b>		
Calidad de Vapor	113,22%	
P entrada	40	psig
T entrada	146,2758	° C
P salida	14,7	psia
T entrada	48	° C
W vapor	4 813,45258	kW
Flujo masico Vapor	30,50350	kg/seg
h1	2741	KJ/kg
h2 (45°C)	2583,2	KJ/kg
$\eta$ mecánica	90%	
P eje	4,34	MW
W vapor	4,81345258	MW

<b>Turbina de contrapresión</b>		
Calidad de Vapor	113,22%	
P entrada	40	psig
T entrada	146,2758	° C
P salida	14,7	psia
T entrada	45	° C
W vapor	4813,45258	kW
Flujo masico Vapor	30,50350	kg/seg
h1	2 741	KJ/kg
h2 (45°C)	2 583,2	KJ/kg
$\eta$ mecánica	43%	
P eje	2,08	MW
W vapor	4,81345258	MW

## Apéndice 5

En este apéndice se presentan los flujos de caja proyectados el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para las seis alternativas de generación (plantas geotérmicas de 15MW, 30MW y 45MW utilizando turbinas de contrapresión y condensación). Archivo en Excel, enlace: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1W8-pUo2cmr0geO1B9apD5ColU3Oa-Jyz/edit?usp=sharing&ouid=115904756095555605761&rtfpof=true&sd=true>