

Análisis Térmico De Un Intercambiador De Calor En Un Yacimiento Geotérmico
Utilizando Dinámica De Fluidos Computacional

Miguel Ángel Martínez Quiroz

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Germán González Silva

Ph.D.

Codirector

Natalia Prieto Jiménez

Ph.D.

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico-Químicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Quiero agradecer a mis padres; Sonia María Quiroz Pérez y Carlos Alberto Martínez
Ramírez.

A mi novia Luz Dayanara y nuestra hija, Ananda.

Agradecimientos

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que han hecho posible la culminación de mi tesis y carrera profesional.

- En primer lugar, a mis padres Sonia María Quiroz Pérez y Carlos Alberto Martínez Ramírez, por su amor incondicional, su apoyo constante y por inculcarme la perseverancia. Gracias por estar a mi lado, brindándome el ánimo necesario para seguir adelante en los momentos difíciles.
- A mi novia, Luz Dayanara Saldaña Sarmiento por su amor, comprensión y paciencia durante este periodo. Gracias por estar a mi lado en cada paso de este proceso, gracias por tus palabras, por tu apoyo emocional y tu forma de ser. Tú compañía ha sido una fuente inagotable de motivación.
- A mi familia por su apoyo en este proceso; su apoyo emocional y su confianza en mis capacidades han sido esencial para la realización de cualquier proyecto que me propongo.
- Finalmente con inmensa alegría y emoción, quiero agradecer a mi futura hija Ananda Jacaranda Martínez Saldaña que está en camino. Saber que voy a ser papá ha llenado mi corazón de felicidad y amor; me has dado una razón más para esforzarme y a dar lo mejor de mí.
- Al director y codirectora de esta investigación por su apoyo, sus recomendaciones y enseñanzas durante todo el desarrollo de esta investigación. Al grupo de modelamiento de procesos de hidrocarburos por el espacio brindado.

Tabla de Contenido

	Pág.
Lista de abreviaturas y símbolos.....	11
Introducción	14
1. Objetivos	15
1.1 Objetivo general.....	15
1.2 Objetivos específicos	15
2. Revisión bibliográfica.....	16
2.1 Antecedentes y clasificación del recurso geotérmico	16
2.2 Revisión de la importancia de la generación de la energía geotérmica en el mundo	18
2.3 Fases del desarrollo de un proyecto geotérmico	21
2.4 Introducción al dbhe y su funcionamiento en la extracción de calor.....	23
2.5 Principios de transferencia de calor y fluido dinámica del dbhe	25
2.5.1 Conducción térmica	25
2.6 Configuración del dbhe para la extracción de calor.....	26
2.7 Producción de energía geotérmica mediante el ciclo orgánico de rankine	29
2.8 Flujo de calor en el dbhe.....	33
2.9 Dinámica de fluidos computacional en la geotermia.....	36
3. Modelo matemático	37
3.1 Ecuaciones de conservación	38
3.2 Modelo de turbulencia	39
4. Metodología	42

ANÁLISIS TÉRMICO DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR EN UN YACIMIENTO

GEOTÉRMICO	5
4.1 Dimensionamiento del sistema asistido por computador (cad)	42
4.1.1 Geometría	43
4.1.2 Malla y análisis de sensibilidad	46
4.2 Procesamiento; configuración inicial	53
4.3 Post-procesamiento	58
4.4 Resultados	61
5 Análisis de resultados	69
5.1 Análisis de la variación de temperatura en el yacimiento	69
5.1.1 Resultado variación de temperatura a lo largo del yacimiento	71
5.2 Efecto de los diámetros de tubería	75
5.3 Impacto de la temperatura de inyección en el dbhe	76
5.4 Influencia de la velocidad de inyección	77
5.5 Eficiencia térmica del dbhe	81
6. Conclusiones	83
7. Recomendaciones	85
Referencias bibliográficas	86
Trabajos futuros	90
Apéndice A	91
Apéndice B	95

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Puntaje promedio de los modelos de turbulencia</i>	40
Tabla 2 <i>Parámetros iniciales para el diseño del DBHE y propiedades del material</i>	44
Tabla 3 <i>Rango de valores para la calidad ortogonal</i>	46
Tabla 4 <i>Rango de valores para distribución de datos de malla</i>	46
Tabla 5 <i>Métricas de calidad de malla</i>	47
Tabla 6 <i>Selección de malla ideal</i>	47
Tabla 7 <i>Condiciones de frontera para la primera simulación</i>	55
Tabla 8 <i>Métodos y controles de solución en Fluent</i>	57
Tabla 9 <i>Resultados numéricos de la literatura y este estudio</i>	59
Tabla 10 <i>Resultado de la eficiencia térmica del sistema</i>	63
Tabla 11 <i>Resultados de la variación de temperatura en el DBHE</i>	72
Tabla 12 <i>Efectos de variación de diámetro de tubería</i>	75
Tabla 13 <i>Análisis de la temperatura de inyección</i>	76
Tabla 14 <i>Resultado de la variación de velocidad de inyección en la transferencia de calor y temperatura de salida del pozo geotérmico</i>	79

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1; Vista esquemática de un sistema geotérmico ideal.	17
Figura 2; Campo Las Maracas en Casanare, Colombia-sitio del primer piloto de energía geotérmica en el país.	20
Figura 3; Vista satelital del proyecto de energía geotérmica en Colombia	21
Figura 4; Costo del proyecto y perfil de riesgos en las fases de desarrollo.	22
Figura 5; Esquema del DBHE.....	24
Figura 6; BHE configuración coaxial	27
Figura 7; Carga de calor en función de la profundidad y el gradiente geotérmico.....	28
Figura 8; Módulo del ciclo orgánico de Rankine.....	30
Figura 9; Distribución de la energía térmica tras variaciones en la velocidad y temperatura de inyección.	31
Figura 10; Variaciones de la temperatura en función de la velocidad de inyección en 30 años de simulación del yacimiento geotérmico.	32
Figura 11; Flujo de calor en el pozo.	34
Figura 12; Completamiento del BHE de 2295m en Weggis, Suiza; en color naranja se observa el aislamiento térmico en el tubing desde superficie hasta 1780 [m].	35
Figura 13; Vista de un corte horizontal en el mallado del DBHE.	43
Figura 14; Vista lateral de las cuatro secciones de la geometría del DBHE.....	46
Figura 15; Discretización en la malla; alisado, inflación y dimensionamiento de los bordes y paredes de las tuberías.	49

Figura 16; Mallado final para el primer diseño conformado por tetraedros en la tubería exterior y hexaedros en la tubería interior..... 50

Figura 17; Ecuación de primer sección de la tubería en función de temperatura vs profundidad (0-150 [m]). 51

Figura 18; Ecuación de segunda sección de la tubería en función de temperatura vs profundidad (150-1000 [m])...... 52

Figura 19; Ecuación de tercera sección de la tubería en función de temperatura vs profundidad (1000-1150 [m])...... 52

Figura 20; Ecuación de cuarta sección de la tubería en función de temperatura vs profundidad. 53

Figura 21; Distribución de la temperatura para los primeros dos kilómetros usando propiedades del agua constantes por el autor Theo Renaud et al., (2019, p. 6). 54

Figura 22; Representación gráfica de entrada y salida del DBHE en Fluent..... 57

Figura 23; Residuales de la primera simulación a 150 iteraciones. 60

Figura 24; Reporte de la tasa de flujo de masa configurado a 150 iteraciones..... 61

Figura 25; Resultado de contorno de temperatura total en el DBHE en la primer configuración. 64

Figura 26; Vectores de temperatura total en la entrada y salida del DBHE. 65

Figura 27; Reporte para tasa de flujo másico en la entrada y salida del DBHE. 66

Figura 28; Reporte de tasa de transferencia de calor total en la parte superior e inferior del DBHE. 67

Figura 29; Reporte de tasa de transferencia de calor total en la entrada y salida del DBHE. 67

Figura 30; Vectores de temperatura en el fondo del pozo. 68

Figura 31; Contorno de temperatura en la entrada y salida del DBHE para el caso #1 de la Tabla 11..... 70

ANÁLISIS TÉRMICO DE UN INTERCAMBIADOR DE CALOR EN UN YACIMIENTO

GEOTÉRMICO

9

Figura 32; Contorno de temperatura en el fondo del DBHE para el caso #1 de la Figura 20.	71
Figura 33; Resultado contorno de temperatura de fluido para el caso #1.....	73
Figura 34; Resultado contorno de temperatura de fluido para el caso #5.....	74
Figura 35; Efecto de la velocidad de inyección en la temperatura de salida del DBHE.	78
Figura 36; Resultado contorno de velocidad de inyección de 1 m/s.....	80
Figura 37; Resultado contorno de velocidad para 0,5 m/s.....	81
Figura 38; Impacto de la velocidad de inyección en la temperatura de salida y la eficiencia térmica.	82
Figura 39; Contorno de temperatura en vectores del fondo del pozo para el caso #1 de la Tabla 11.	91
Figura 40; Contorno de temperatura en la cabeza de pozo para el caso #1 de la Tabla 11.	92
Figura 41; Contorno de temperatura en cabeza de pozo para el caso #5 de la Tabla 11.	93
Figura 42; Contorno de temperatura en la intersección de la zona 4 y 3 para el caso #1 de la Tabla 11.....	94
Figura 43; Completamiento de pozo en campo geotérmico Krafla-Islandia	95

Lista de Apéndices

	pág.
Apéndice A	91
Apéndice B.....	95

Lista de abreviaturas y símbolos

Símbolo	Nombre	Unidad
DBHE	Deep Borehole Heat Exchanger	
k	Conductividad térmica	[W/m K]
T	Temperatura	[K]
T inj	Temperatura de inyección	[K, °C]
T prod	Temperatura de producción	[K, °C]
T ref	Temperatura de referencia	(K)
V decreciente	Velocidad decreciente	[m/s]
V inj	Velocidad de inyección	[m/s]
V creciente	Velocidad ascendente	[m/s]
rw	Radio del pozo	[m]
\dot{m}	Flujo másico	[kg/s]
C	Capacidad calorífica	[J/ Kg K]
h	Entalpia específica	[kJ/Kg K]
μ	Viscosidad	[Pa S]

Resumen

Título: Análisis térmico de un intercambiador de calor en un yacimiento geotérmico utilizando CFD*

Autor: Miguel Ángel Martínez Quiroz**

Palabras Clave: Cfd, Geotermia, Intercambiadores de calor

Descripción:

Los intercambiadores de calor tipo tubería coaxial desempeñan un papel en la extracción de calor geotérmico. Mediante el uso de herramientas de simulación como la dinámica de fluidos computacional (CFD) es posible obtener información detallada sobre la distribución de temperatura, eficiencia térmica y el flujo de calor dentro del intercambiador (DBHE); el objetivo principal de esta investigación es el análisis del fluido dinámico térmico del intercambiador de calor en el yacimiento geotérmico Krafla en Islandia usando CFD.

Para llevar a cabo esta investigación se establecen las condiciones y propiedades fisicoquímicas del proceso a partir de la investigación de (Theo Renaud et al., 2019, tit. simulación numérica de un intercambiador de calor en el sistema geotérmico Krafla) mediante la elaboración del intercambiador de calor de pozo profundo por medio de diseño asistido por computadora, se añaden las condiciones iniciales de temperatura y velocidad de inyección en ANSYS Fluent analizando el comportamiento térmico del DBHE. Los resultados obtenidos para la primer corrida usando la función de temperatura contra profundidad permite establecer las condiciones de temperatura a lo largo del pozo, estos resultados fueron comparados con los resultados obtenidos en el yacimiento geotérmico de Krafla; se produjo una temperatura de salida en el DBHE de 300 [K], indicando una buena precisión en el modelo presentado. Posterior de la validación de la simulación, se cambiaron las condiciones de operación y se obtuvo que la variación de temperatura de inyección afecta al gradiente térmico dentro del pozo y a la eficiencia del DBHE debido a que influye en los mecanismos de transferencia de calor por conducción dentro del pozo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Germán González Silva. Ph.D. Codirector: Natalia Prieto Jiménez. Ph.D.

Abstract

Title: Thermal analysis of a heat exchanger in a geothermal field using computational fluid dynamics*

Author(s): Miguel Ángel Martínez Quiroz**

Key Words: Cfd, Geothermal, Heat exchangers

Description:

Coaxial pipe heat exchangers play a key role in geothermal heat extraction. By using simulation tools such as computational fluid dynamics (CFD) it is possible to obtain detailed information about the temperature distribution, thermal efficiency and heat flow within the heat exchanger (DBHE); the main objective of this research is the thermal fluid dynamic analysis of the heat exchanger in the Krafla geothermal reservoir in Iceland using CFD.

To carry out this research, the physicochemical conditions and properties of the process are established from the research of (Theo Renaud et al., 2019, tit. numerical simulation of a heat exchanger in the Krafla geothermal system); by elaborating the deep borehole heat exchanger by computer-aided design, the initial conditions of temperature and injection rate are added in ANSYS Fluent analyzing the thermal behavior of the DBHE. The results obtained for the first simulation using the temperature versus depth function allow establishing the temperature conditions along the borehole, these results were compared with the results obtained in the Krafla geothermal reservoir; an output temperature in the DBHE of 300 [K] was produced, indicating a good accuracy in the model presented. After the validation of the simulation, the operating conditions were changed and it was obtained that the injection temperature variation affects the thermal gradient inside the borehole and the efficiency of the DBHE because it influences the conduction heat transfer mechanisms inside the borehole.

* Bachelor Thesis

**Faculty of physical-chemical engineering. School of petroleum engineering Petroleum engineering. Director: Germán González Silva. Ph.D. Codirector: Natalia Prieto Jiménez. Ph.D.

Introducción

A diferencia de otras energías renovables, la energía geotérmica se puede explotar independientemente de la temporada del año y tiene la ventaja de operar las 24 horas del día. Los intercambiadores de calor en pozos profundos o más conocidos como *Deep Borehole Heat Exchanger* (DBHE) tienen el importante papel de extraer el calor almacenado en el subsuelo haciendo circular agua en el pozo, mientras este fluido de proceso desciende a lo largo de la tubería gana energía por transferencia de calor proveniente de una fuente de calor. El diseño eficiente y la operación óptima de los intercambiadores de calor en yacimientos geotérmicos son aspectos críticos para maximizar la eficiencia energética y garantizar la viabilidad económica de los proyectos geotérmicos.

El objetivo principal de esta tesis es llevar a cabo un análisis detallado del comportamiento térmico de un intercambiador de calor en un yacimiento geotérmico utilizando simulaciones de CFD. Se evaluará el resultado de las variaciones de diferentes parámetros como la geometría del DBHE, las propiedades del fluido geotérmico y condiciones operativas en el resultado de la transferencia de calor y la eficiencia térmica del sistema. Además, se buscará optimizar el diseño del intercambiador de calor para maximizar su rendimiento.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Analizar el fluido dinámico térmico de un intercambiador de calor en un yacimiento geotérmico usando CFD.

1.2 Objetivos específicos

Establecer las condiciones y propiedades fisicoquímicas del proceso a partir de información en tesis.

Realizar el intercambiador de calor por medio de diseño asistido por computadora (CAD).

Comparar las condiciones y propiedades recolectadas de tesis.

2. Revisión bibliográfica

Este capítulo condensa una revisión bibliográfica sobre el diseño y funcionamiento de intercambiadores de calor en pozos profundos en la extracción de calor del subsuelo usando una configuración tipo coaxial de circuito cerrado; se explorará las investigaciones previas relacionadas con la eficiencia, diseño, y aplicaciones de intercambiadores de calor en entornos de alta y media entalpia. La revisión explorará tanto los avances teóricos como los desarrollos prácticos en el campo, proporcionando un contexto integral para el estudio y análisis propuestos en la tesis.

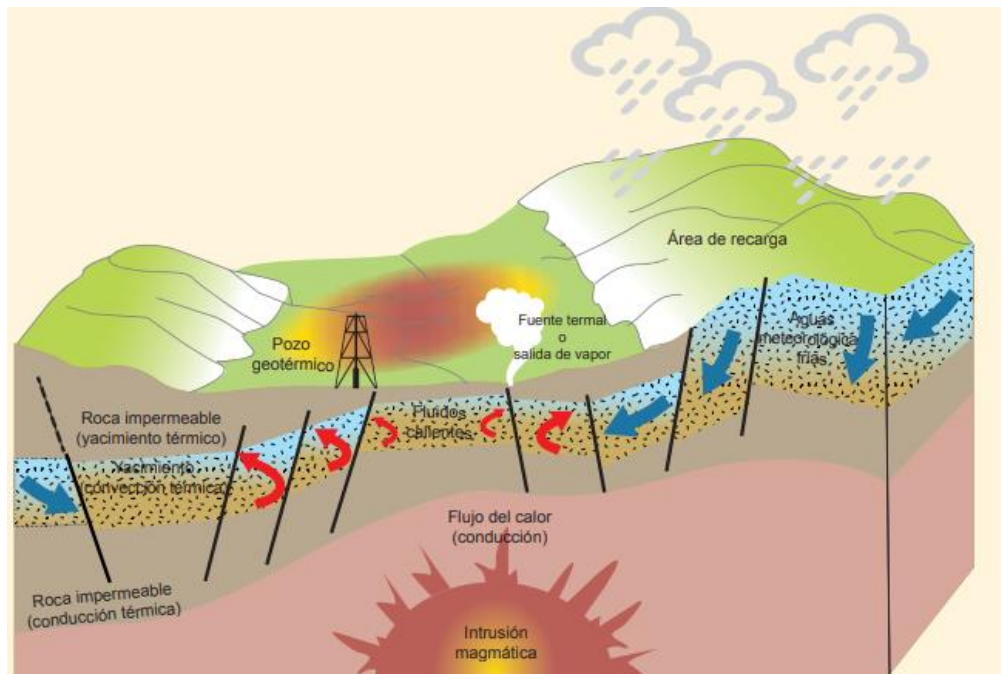
2.1 Antecedentes y clasificación del recurso geotérmico

La geotermia es una fuente de energía renovable que se basa en el aprovechamiento del calor proveniente del centro de la Tierra. El origen de este tipo de energía está vinculado con la estructura de nuestro planeta y los complejos procesos que ocurren en ella. La geotermia se presenta generalmente en forma de depósitos de vapor, agua caliente como fuentes termales, salidas de vapor hirviendo y erupciones volcánicas. El uso directo de la energía geotérmica es una de las formas más antiguas, versátiles y comunes aplicadas en la historia del hombre. La geotermia se ha utilizado durante siglos con fines térmicos, pero la producción de electricidad a partir de calor de la tierra es reciente; el primero en hacerlo fue Piero Ginori Conti en Lardarello, Italia, en 1994. (Samayoa Farnes, 2022, p. 3).

La Figura 1 muestra una configuración típica de un sistema geotérmico, con esta imagen es posible imaginar cómo luce el subsuelo; la figura representa un acuífero geotérmico ubicado en

el subsuelo, que actúa como fuente primaria de energía térmica. También se ilustra la zona de recarga del acuífero, el pozo geotérmico y el flujo de fluidos por el yacimiento, las flechas azules y rojas representan la dirección de flujo del sistema de recarga (rojo calor, azul frío). Entre las capas de la Tierra, el agua alcanza la profundidad suficiente para calentarse y experimentar un cambio de estado, pasando de líquido a vapor de agua saliendo a alta presión hacia la superficie en forma de fuentes termales o salidas de vapor expone (Gonzalo Ruiz, 2024, p. 5).

Figura 1; Vista esquemática de un sistema geotérmico ideal.



Nota. Modificado de Dickson y Fanelli 2004.

Se define recurso geotérmico a la fracción de energía geotérmica que puede ser aprovechada de forma económicamente viable. El recurso geotérmico se clasifica según el nivel térmico, es decir, su entalpía, el cual es un factor que condiciona su aprovechamiento. Las principales categorías son los reservorios de alta entalpía (temperatura $>150^{\circ}\text{C}$) y baja entalpía

($50^{\circ}\text{C} \leq \text{temperatura} \leq 150^{\circ}\text{C}$)(Villa et al., 2020, p. 2). Los reservorios de alta entalpia son adecuados para la generación de electricidad mediante plantas geotérmicas de ciclo binario o de vapor seco mostrado en la Figura 8. Los recursos geotérmicos de alta entalpia se encuentran principalmente en zonas con gradientes elevados y están situados a profundidades muy variables (1500-3000 m). Están constituidos por vapor seco o por mezclas de agua vapor que son aprovechados para la producción de electricidad. Los recursos geotérmicos de media entalpia se localizan en zonas con un gradiente elevado a profundidades por debajo de los 2000 m, esta temperatura ($100\text{-}150^{\circ}\text{C}$) permite usarse para la producción de electricidad mediante ciclo binario. Por último, los recursos geotérmicos de baja entalpia ($30\text{-}100^{\circ}\text{C}$) se encuentran localizados en zonas con un gradiente geotérmico normal a profundidades entre 1500-2000 m, o incluso profundidades inferiores a 1000 m con un gradiente más elevado. El uso para este recurso va desde calefacción, climatización y diferentes procesos industriales.

2.2 Revisión de la importancia de la generación de la energía geotérmica en el mundo

Este recurso geotérmico permite utilizar el calor del interior de la tierra para obtener electricidad, agua caliente y calefacción, ofreciendo una alternativa de los combustibles fósiles. Su aprovechamiento contribuye significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la diversificación de la matriz energética y la disminución de dependencia de hidrocarburos.

El desarrollo de este recurso geotérmico por ejemplo en Países Bajos incluyen reservorios de alta entalpia, actualmente cuentan con 21 proyectos de energía geotérmica profunda, con una capacidad total de 317 MWt y un uso aproximado de 3600 TJ/año; esta tecnología tan atractiva económica y ambientalmente en Países Bajos asegura el desarrollo de políticas e incentivos en

función del uso del recurso geotérmico. La autoridad competente (Ministerio de Asuntos Económicos y Clima) y la Ley de Minería lideran el marco legal para la explotación de energía geotérmica, dando importancia a la generación y aplicación de energías renovables en la canasta energética; esta ley indica que se requiere un permiso de exploración antes de realizar la perforación del pozo. Si este proyecto demuestra ser viable, después de la segunda perforación y la fase de prueba, la licencia de exploración puede convertirse en licencia de producción. Los Países Bajos han producido un total de 6,8 PJ de energía geotérmica en 2022, incrementando un 6% su producción respecto al año anterior argumenta (*Geothermie Nederland publishes 2022 geothermal figures*, 2023).

El aprovechamiento de la energía geotérmica está experimentando en Colombia un crecimiento constante a las ventajas económicas y el bajo impacto ambiental; En este contexto Parex Resources recibe la primera licencia para desarrollar un proyecto de energía geotérmica en Casanare, con una capacidad potencial de hasta 120 kW. Esta primera licencia otorgada a una empresa canadiense válida hasta 2041 para un proyecto de coproducción de hidrocarburos y energía geotérmica en el país y según documentos oficiales tiene una capacidad de generación eléctrica entre 15kW y 60kW con posibilidad de aumentar hasta 120kW da el primer paso para la aplicación y estudio de estos proyectos. El campo Maracas en Casanare opera una unidad ORC de generación de energía geotérmica a pequeña escala de 100 kW, que hasta el momento sigue siendo la única instalación de energía geotérmica en operación en Colombia ilustrado en la Figura 2 argumenta en su periódico (El Espectador, 2024).

Figura 2; Campo Las Maracas en Casanare, Colombia-sitio del primer piloto de energía geotérmica en el país.



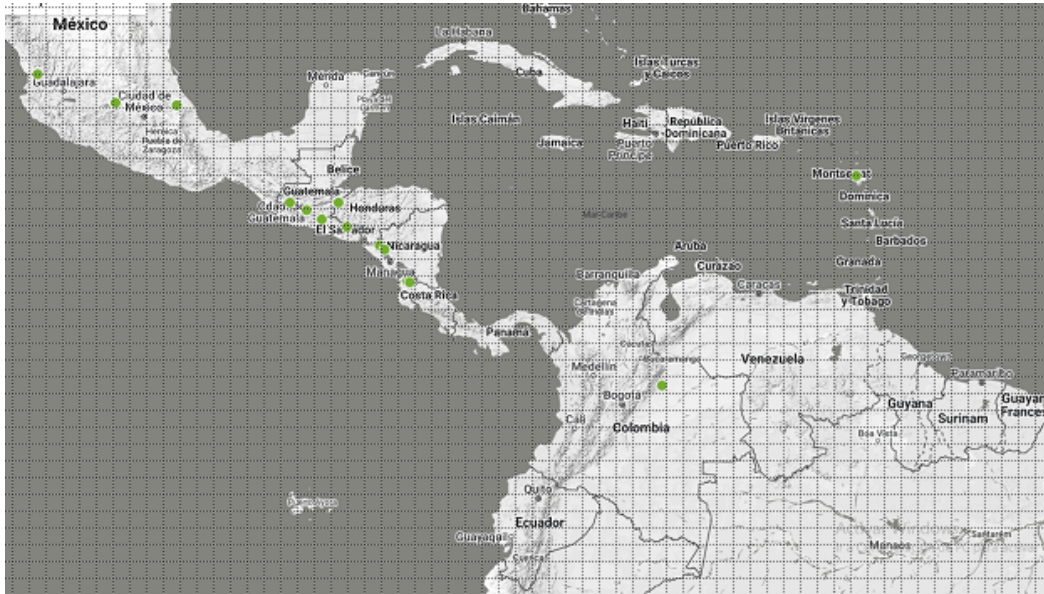
Nota. Tomado de Parex Resources

La Figura 2 muestra las facilidades del campo Las Maracas en Casanare, en este campo se están explorando tecnologías para la coproducción de energía geotérmica y petróleo, los equipos que se observan incluyen separadores bifásicos, intercambiadores de calor, turbinas ORC, condensadores, bombas de reinyección, planta de tratamiento de agua, tanques de almacenamiento de crudo y generadores eléctricos. En la Figura 3 se muestran con puntos verdes los proyectos de energía geotérmica y potencial de desarrollo en Centroamérica.

Representando un recurso coexistente en los yacimientos sedimentarios de hidrocarburos, la fuente geotérmica de los yacimientos petrolíferos caen en la categoría de temperatura baja, ya que la temperatura promedio a la cual se encuentran los fluidos están en un rango de 65°C a 150°C (Ortega Ramirez & Brand García, 2024, p. 3). Las energías renovables están creciendo más rápido

que la demanda y reemplazando a los combustibles derivados del petróleo (International Energy Agency, 2021).

Figura 3; Vista satelital del proyecto de energía geotérmica en Colombia



Nota. Modificado de Geomap

2.3 Fases del desarrollo de un proyecto geotérmico

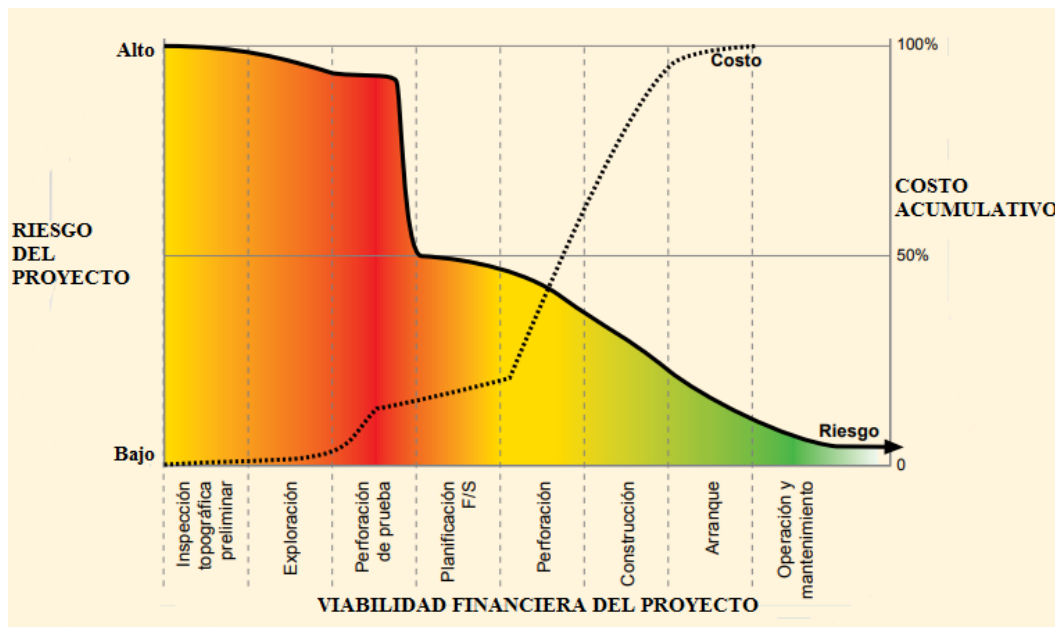
Para entender mejor la naturaleza de los riesgos que son específicos a proyectos de energía geotérmica, es útil considerar el costo del proyecto y el perfil de riesgos de cada fase del desarrollo del proyecto. Un proyecto de energía geotérmica se divide en una serie de fases de desarrollo antes del inicio de operación, como lo son:

- Inspección topográfica preliminar
- Exploración
- Prueba de perforación

- Revision y planificación del proyecto
- Desarrollo de campo y perforación de producción
- Construcción
- Arranque y puesta en servicio

La Figura 4 presenta un análisis comparativo de los costos y riesgos asociados con las diferentes fases de desarrollo de un proyecto geotérmico, desde la etapa de inspección hasta la etapa de operación y mantenimiento. La curva de costo del proyecto (línea ascendente) muestra el incremento acumulativo de los costos a medida que el proyecto avanza por cada fase, mientras que la curva de perfil de riesgos (línea descendente) muestra la variación del riesgo percibido conforme se completan las etapas de desarrollo.

Figura 4; Costo del proyecto y perfil de riesgos en las fases de desarrollo.



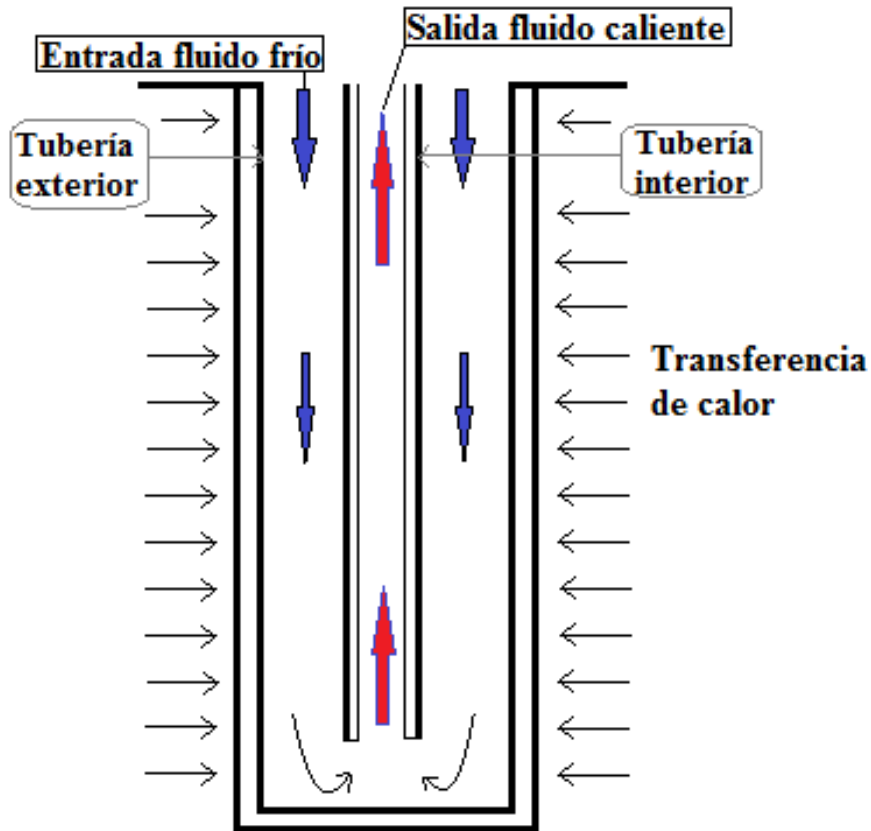
Un proyecto geotérmico a escala real normalmente toma de cinco a diez años para su conclusión. Muchos de estos riesgos son esencialmente los mismos en cualquier proyecto de generación de energía; como el riesgo de retraso, riesgo de demanda de mercado y riesgo operativo. Los elementos clave de un desarrollo geotérmico exitoso son esencialmente la disponibilidad de datos de recursos geotérmicos lo suficientemente precisos, políticas y normas de apoyo, instituciones eficaces y acceso a la financiación para el desarrollo del proyecto.

2.4 Introducción al dbhe y su funcionamiento en la extracción de calor

Un intercambiador de calor de pozo profundo DBHE es un sistema cerrado utilizado para la extracción de calor desde el subsuelo. Como se observa en la Figura 5 consiste en un conjunto de tubos coaxiales enterrados verticalmente en un pozo perforado a gran profundidad.

De esta manera se hace fluir un fluido denominado “fluido de trabajo” que puede ser agua u otro fluido por el anular entre los tubos como lo indica las flechas azules a una temperatura baja (10°C); este fluido va ganando energía debido a la transferencia de calor que ocurre entre la roca caliente y las paredes de la tubería. En el caso de la extracción de calor, el fluido de trabajo circulante en el fondo del DBHE absorbe el calor y lo transporta hacia la superficie por medio de la tubería interior (tubing) como lo indica las flechas rojas.

Figura 5; Esquema del DBHE



En su estudio (Toapanta Ramos et al., 2020, p. 5) exponen el efecto de los parámetros geométricos que influyen en la transferencia de calor del intercambiador, los resultados obtenidos indican que el coeficiente de transferencia de calor aumenta en relación con el diámetro de la tubería interior debido a un mayor flujo de retorno evitando pérdida de calor.

En general los DBHE utilizan agua como fluido de proceso por su disponibilidad y economía. Varios estudios han comparado diferentes fluidos de proceso portadores de calor como gasolina, glicol y agua; se ha descubierto que el agua es más eficiente en el intercambio de energía térmica (Hosseini Javadi, 2024, p. 20). Un DBHE funciona principalmente como un sistema de

intercambio de calor, facilitando la transferencia de energía térmica entre el subsuelo y el fluido que circula dentro del pozo.

2.5 Principios de transferencia de calor y fluido dinámica del dbhe

El análisis de la tasa de transferencia de energía ocurrida entre los cuerpos materiales del DBHE resulta de una diferencia de temperatura presentada a lo largo de todo el diseño; en la realidad la distribución de temperatura en un medio se controla por efectos combinados de varias formas de transferencia de calor (conducción, convección y radiación), en esta investigación para simplificar los análisis se considera únicamente el mecanismo de conducción.

Como requisito básico e indispensable para que exista la transferencia de calor se requiere la existencia de un diferencial de temperatura, pues no puede haber transferencia neta de calor entre dos sistemas que se encuentran a la misma temperatura. La diferencia de temperatura es la fuerza propulsora para la transferencia de calor, precisamente como la diferencia de presión es la fuerza impulsora para el flujo de fluidos. La velocidad del proceso de intercambio térmico en cierta dirección depende de la magnitud del gradiente de temperatura, que es la razón de cambio de la temperatura en dirección vertical; se sabe que a mayor gradiente de temperatura, mayor será la razón de transferencia de calor.

2.5.1 Conducción térmica

La conducción del calor es la transferencia de energía por contacto directo entre las partículas individuales presentes en la tubería que están a diferentes temperaturas en función de la profundidad. En un DBHE se puede formular que el calor es la forma de energía que se puede transferir de un sistema a otro como resultado de un gradiente o diferencias de temperaturas. Esta

transferencia de calor puede realizarse en cualquiera de los 3 estados de la materia (sólido, líquido y gaseoso).

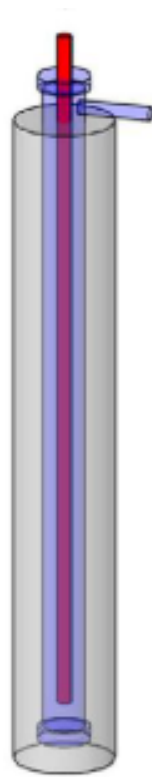
Este mecanismo de transferencia de calor ocurre cuando hay una diferencia de temperatura entre dos cuerpos, lo que produce que el calor fluya del cuerpo más frío al más caliente hasta encontrar el equilibrio térmico, según el principio cero de la termodinámica argumenta en su investigación (Valeria Guerbartchouk Pérez, 2024, p. 33).

2.6 Configuración del dbhe para la extracción de calor

En la revisión de estudios realizados para diferentes configuraciones de DBHE, Emilio Giménez Polo, (2020, p. 10) expone en su investigación las configuraciones BHE usadas en la industria para producir energía geotérmica, estas diferentes configuraciones son de tipo: tubo en U, tubo en U doble, Coaxial y Helicoidal. Sin embargo esta investigación hace énfasis en el uso de la configuración tipo coaxial como se muestra en la Figura 6. Esta configuración muestra superioridad a las anteriores debido a que presenta bajas pérdidas de presión (aumento diámetro de la tubería) y tiene una buena respuesta térmica debido a que se presenta un mejor perfil térmico al presentarse flujo cruzado.

La Figura 6 proporciona una representación visual clara y precisa de la geometría del sistema, incluyendo detalles en las longitudes de las tuberías. Esta figura permite visualizar cómo se configurará a escala de simulación.

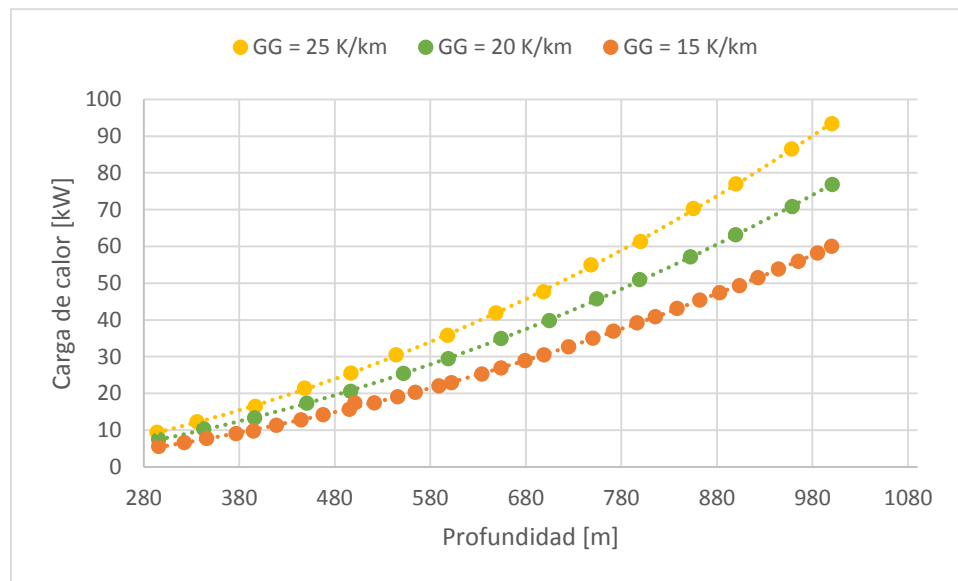
Figura 6; BHE configuración coaxial



Nota. Modificado de (Jevgeni Fadejev et al., 2017, p. 7).

(Henrik Holmberg et al., 2016, pp. 1-3) señala que el rendimiento del sistema en un intercambiador de calor se incrementa con el aumento de la profundidad, los resultados obtenidos muestran que a medida que la profundidad del pozo incrementa la carga de calor que tolera el DBHE aumenta significativamente. La Figura 7 muestra la carga de calor en función de la profundidad para tres diferentes gradientes de profundidad, siendo 25 K, 20 K y 15 K por kilómetro, el autor en su investigación muestra como la carga mejora a medida que la magnitud del gradiente geotérmico incrementa.

Figura 7; Carga de calor en función de la profundidad y el gradiente geotérmico.



Nota. Modificado de (Henrik Holmberg et al., 2016, p. 11).

Para aumentar los efectos de extracción de calor de energía geotérmica se ha debatido ampliamente como fortalecer el rendimiento de extracción de calor en el DBHE, en su investigación sobre la optimización del rendimiento de extracción de calor de un intercambiador de calor (Biwei et al., 2023, p. 2) se centra principalmente en dos aspectos fundamentales:

- Cambiar la estructura del material
- Transformar el medio o método

Dentro de estos aspectos importantes, cambiar la estructura y el material ha afectado significativamente el rendimiento de la extracción de calor, lo que ha sido el foco de investigación en los últimos años. Por ejemplo en la aplicación de modelos analíticos de transferencia de calor para intercambiadores de calor (Linrui et al., 2023, p. 3) expone los efectos de los materiales de composición de la sección transversal del DBHE y su configuración geométrica; se redujeron significativamente el impacto de pérdidas de energía al adoptar materiales de baja conductividad

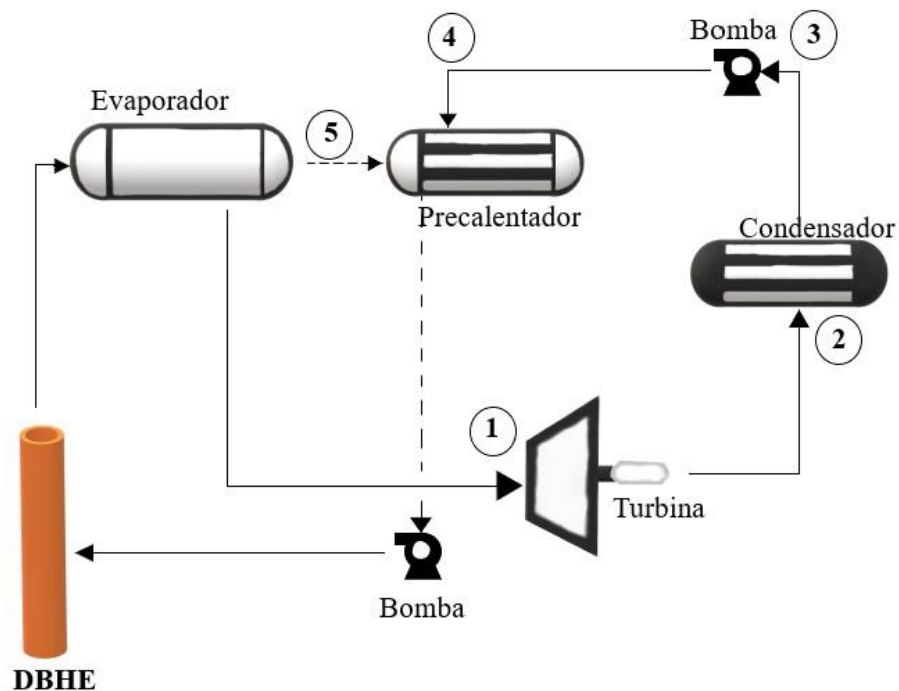
térmica para la tubería interior. El rendimiento del DBHE se puede aumentar aumentando el diámetro de la tubería interior para mayor flujo mientras se mantiene la tubería exterior sin cambios.

2.7 Producción de energía geotérmica mediante el ciclo orgánico de rankine

El proceso termodinámico que se compone de dos transferencias isentrópicas y dos isóbaras tiene como objeto utilizar energía calorífica para generar electricidad; La fuente térmica que alimenta al evaporador es el fluido de trabajo que circula por el DBHE. La Figura 8 muestra el proceso de generación de energía en el módulo ORC (Ciclo Orgánico de Rankine por sus siglas en inglés), en este módulo el vapor generado por el fluido de trabajo se dirige hacia una turbina (1), donde su expansión hace girar la turbina y genera trabajo mecánico, esta turbina se encuentra acoplada a un generador eléctrico que convierte el trabajo mecánico en electricidad; luego de pasar por la turbina, el vapor de baja presión se enfría en un condensador (2) y se convierte en líquido que será bombeado nuevamente al intercambiador de calor (DBHE) para reiniciar el ciclo.

Las plantas de vapor seco operan principalmente con fluidos hidrotermales, el vapor se transporta a la turbina que activa el generador eléctrico que produce la energía deseada. El uso de vapor evita que los combustibles derivados del petróleo operen la turbina al eliminar el transporte y almacenamiento de petróleo. El primer tipo de planta se usó por primera vez en Italia Lardarello en 1904 basado en sistemas de vapor seco para la generación de energía. La tecnología de vapor todavía está en funcionamiento en Geysers, mayor productor de energía geotérmica en el mundo ubicado al norte de California (Mohammad Towhidul Islam et al., 2022, p. 11).

Figura 8; Módulo del ciclo orgánico de Rankine.

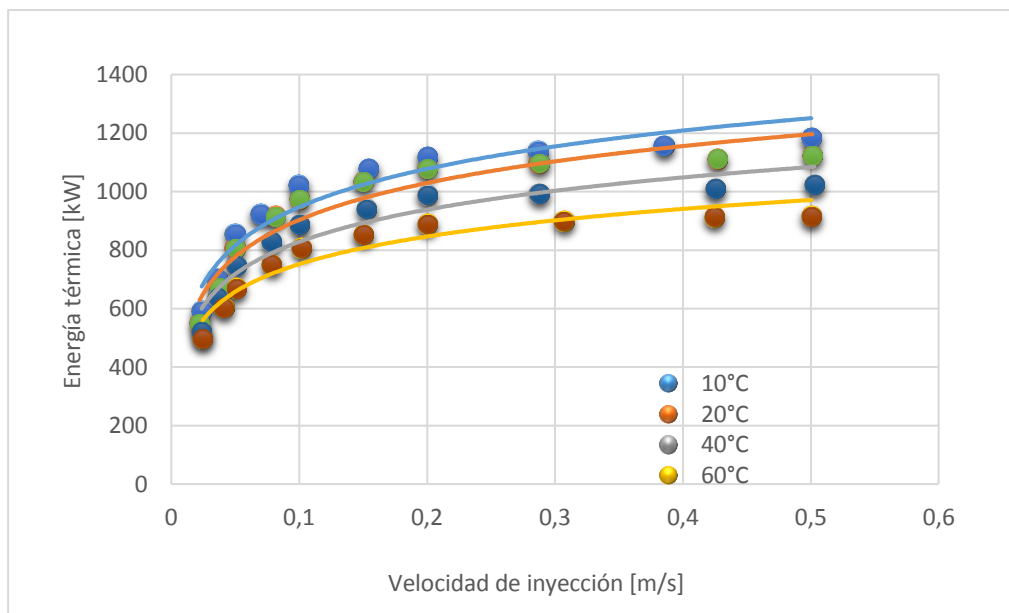


La producción térmica total es menor para altas temperaturas de inyección y altas velocidades de inyección, como se observa en la Figura 9 el mejor escenario para la producción de energía usando el ciclo binario es a través de bajas velocidades de inyección a bajas temperaturas; la Figura 9 muestra los resultados obtenidos de la investigación de (Theo Renaud et al., 2019) en la potencia térmica obtenida mediante la tecnología de ciclo ORC; los resultados de la investigación de producción para el campo geotérmico Krafla ubicado en Islandia a lo largo de 30 años expone diferentes escenarios para múltiples velocidades de inyección.

La Figura 9 muestra el comportamiento de la energía térmica extraída del pozo geotérmico en Krafla bajo cuatro condiciones diferentes de temperatura de inyección: 10°C, 20°C, 40°C y 60°C. Cada conjunto de datos representa una prueba con variaciones controladas de la velocidad

de inyección y la correspondiente distribución de la energía térmica generada. Claramente se muestra cómo la energía térmica del pozo varía significativamente con las diferentes temperaturas de inyección. Se observa que a menores temperaturas de inyección (10°C y 20°C), la cantidad de energía térmica extraída es considerablemente mayor en comparación con las otras temperaturas (40°C y 60°C). Esta tendencia se mantiene a lo largo de todas las velocidades de inyección analizadas.

Figura 9; Distribución de la energía térmica tras variaciones en la velocidad y temperatura de inyección.

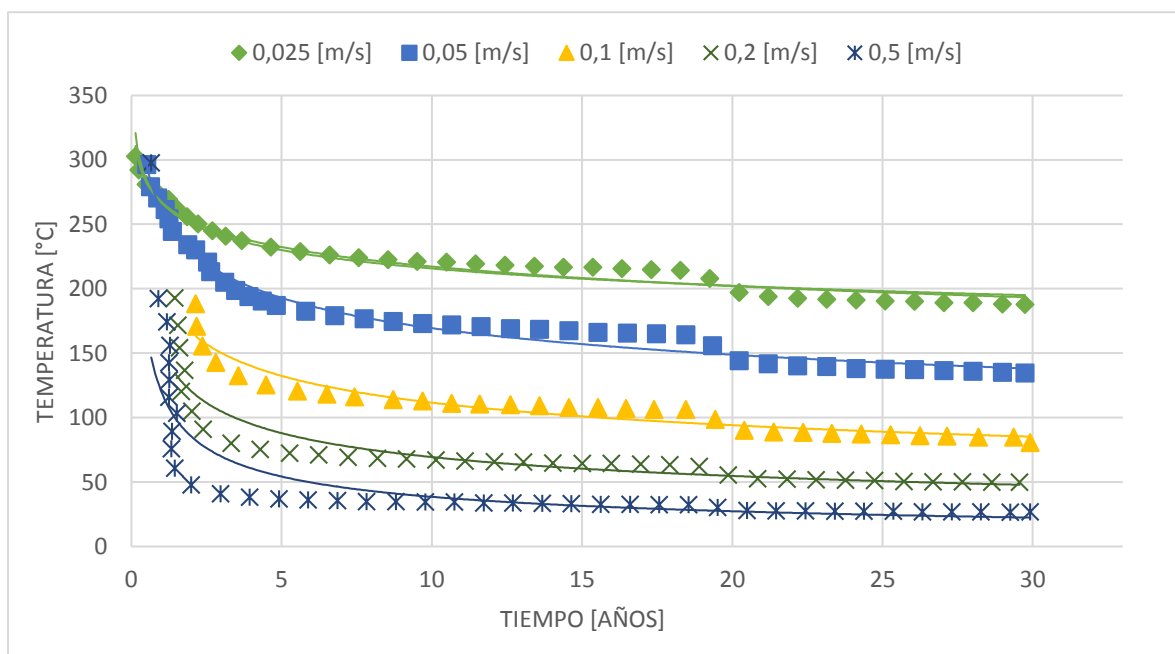


Nota. Modificado de (Theo Renaud et al., 2019, p. 9).

Los resultados de variar la velocidad de inyección en el DBHE han demostrado tener una gran influencia en la temperatura producida en procesos de producción de energía geotérmica por medio de un fluido de proceso; como se muestra en la Figura 10 y por medio de la simulación computacional se ha demostrado que el efecto de aumentar significativamente la velocidad de

inyección repercute la temperatura de salida del intercambiador de calor, esto se debe a que el fluido entre más rápido viaje a través de la tubería no tendrá el tiempo suficiente para ganar el calor por medio del mecanismo de conducción.

Figura 10; Variaciones de la temperatura en función de la velocidad de inyección en 30 años de simulación del yacimiento geotérmico.



Nota. Modificado de (Theo Renaud et al., 2019, p. 7).

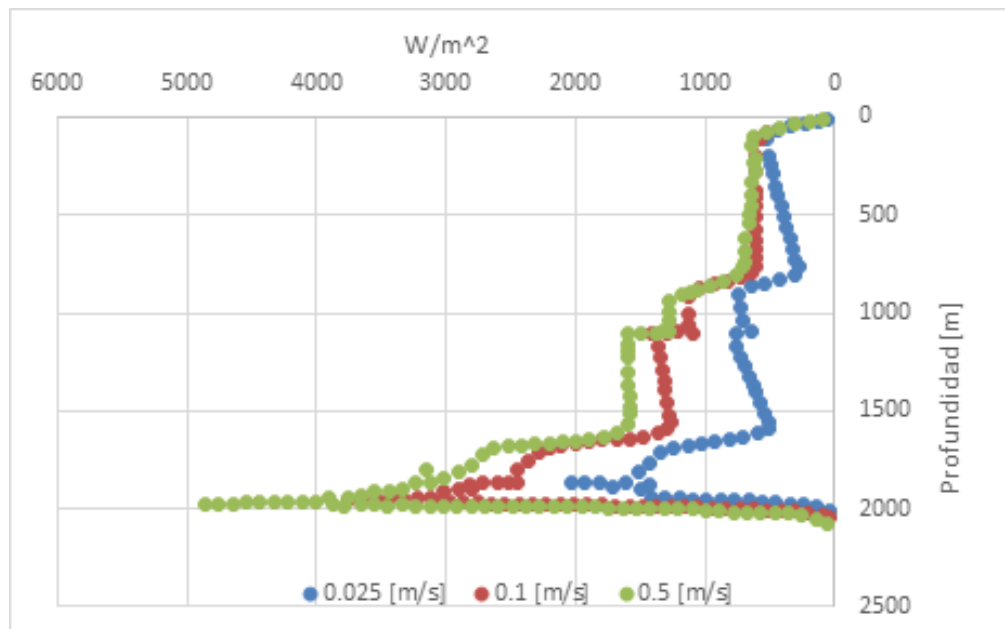
La aplicación del ciclo orgánico de Rankine en proyectos de energía geotérmica tiene un historial de mejora en la eficiencia de fuentes térmicas de baja entalpia. Se ha demostrado que la tecnología ORC es una de las tecnologías más prometedoras para recuperar energía en plantas de energía geotérmica y es uno de los métodos más rentables para aumentar el rendimiento general de la planta de energía. En el estudio de (Aryanfara et al., 2021, p. 2) proponen el uso de un ORC

de dos etapas para recolectar y utilizar el calor residual de baja temperatura del fluido de salida de una planta geotérmica de flash único.

2.8 Flujo de calor en el dbhe

El flujo de calor representado en las rocas sostenida por fluidos geotérmicos ascendentes provenientes del centro de la Tierra tienen una distribución de temperatura a lo largo del DBHE; en los resultados obtenidos del autor y como se discutió en el apartado anterior el flujo de calor será ideal cuanto más lento fluye el fluido de proceso (tiempo de residencia) y más profundo es el pozo como se muestra en la Figura 11 ; para que el proceso sea efectivo con el aumento de la profundidad es necesario disminuir el contacto térmico entre el fluido ascendente y descendente con el fin de evitar pérdidas de calor por el contacto del fluido con las tuberías; esta mejora en la eficiencia es posible mediante el uso de un aislante térmico en la tubería central como se observa en la Figura 12.

Figura 11; Flujo de calor en el pozo.



Nota. Modificado de (Theo Renaud et al., 2019, p. 8).

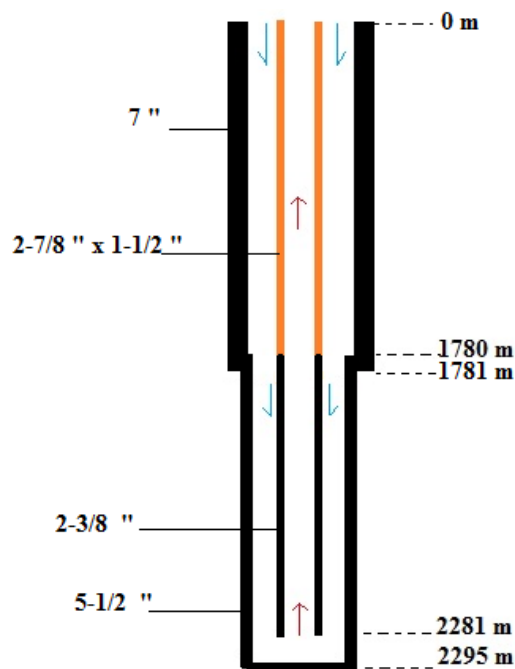
(Bruno Della Bedolla et al., 2007) en su investigación “Thermal modelling of the Lardarello geothermal field” presenta un estudio en el cual se estudia el gradiente térmico en los primeros 10 km de la corteza terrestre mediante análisis computacional. Con base en este hecho se encontró en otras investigaciones de Europa que es usual obtener gradientes de temperatura medios en un rango de 10°C/Km hasta 50°C/Km (Sánchez Guzmán & Garcia de la Noceda Márquez, 2024, p. 160); con estas condiciones se toma un valor medio de este parámetro dentro del rango mencionado de 30°C/Km y una temperatura en superficie de 15°C; la función que modela esta variable de temperatura como función de profundidad se muestra en la Figura 17, Figura 18, Figura 19 y Figura 20.

$$T_{(z)} = 15^{\circ}\text{C} + \left(30^{\circ} \frac{\text{C}}{\text{km}} * h\right) \quad (1)$$

Donde h es la profundidad en km

La Figura 12 muestra el esquema del completamiento de un BHE instalado en Weggis Suiza, con una profundidad total de 2295 metros. El completamiento incluye un tubing con aislamiento térmico, que se representa en color naranja. Este tubing tiene como objetivo minimizar las pérdidas de calor hacia la tubería exterior a lo largo de los primeros 1780 metros. Esto permite mantener la eficiencia térmica del sistema, asegurando que el fluido de trabajo conserve su energía térmica mientras circula. A partir de los 1780 metros el tubing deja de estar aislado, permitiendo que el intercambio de calor se lleve a cabo directamente entre el fluido de trabajo y las formaciones geotérmicas más profundas donde las temperaturas son más elevadas.

Figura 12; Completamiento del BHE de 2295m en Weggis, Suiza; en color naranja se observa el aislamiento térmico en el tubing desde superficie hasta 1780 [m].



Nota. Modificado de (Thomas Kohl et al., 2002, p. 4).

(Raymond J et al., 2015) evaluaron el impacto de variar parámetros como el caudal, profundidad del pozo y conductividad térmica de la tubería; Los resultados obtenidos al variar el flujo redujo hasta un 35% la resistencia térmica del pozo debido a la transición de flujo laminar a turbulento. El aumento de la profundidad del pozo 200 metros llevó a un aumento del 2% en la resistencia térmica del pozo; modificando la conductividad térmica de la tubería interior de 0,4 a 0,7 [W/m-K] logró una reducción en la resistencia térmica del pozo de 32%.

En contexto nacional en varios campos de Colombia existe una factibilidad técnica y económica del uso del ORC para la generación de electricidad a partir del aprovechamiento del recurso geotérmico de baja temperatura disponible en campos de petróleo en el país. Las temperaturas de salida de estos pozos durante la extracción del crudo son 118°C en boca de pozo y 82°C en etapas de disposición (Cuadrado Peña et al., 2020, p. 1). Con gradientes de temperatura >63°C este tipo de proyectos permitiría a la industria del petróleo producir electricidad con una fuente limpia y reducir los consumos energéticos que actualmente generan los sistemas de enfriamiento, utilizados para el cumplimiento de las normas ambientales.

2.9 Dinámica de fluidos computacional en la geotermia

El estudio y modelamiento de un intercambiador de calor de pozo profundo mediante el desarrollo de software con CFD permitirá obtener resultados realistas de la operación de estos sistemas y aplicarlo a nivel mundial. Computational Fluid Dynamics (CFD) es una rama de la mecánica de fluidos que utiliza métodos numéricos para el análisis de fenómenos en los fluidos. Estos programas CFD permiten predecir resultados numéricos aproximados a los resultados experimentales; la precisión de los resultados obtenidos depende directamente de la configuración de la simulación en la cual se adoptan los modelos de turbulencia mostrados en la Tabla 1.

El modelo k - ϵ estándar es un modelo basado en las ecuaciones de transporte de energía cinética de turbulencia (k) y su tasa de disipación (ϵ), la ecuación de transporte para k se deriva de una ecuación exacta, mientras que la ecuación de transporte ϵ se obtiene utilizando razonamiento físico como explica en su trabajo (Valdés Ortiz et al., 2020, p. 3). La precisión de resultados depende también de los algoritmos como SIMPLE, SIMPLEC, PISO, etc.

Dado que el sistema de intercambiadores de calor de pozos profundos ha ganado popularidad en el área de ingeniería y de investigación debido a su amplia posibilidad de aplicación, alta eficiencia y reducciones en la huella de carbono, en su investigación (Yongqiang et al., 2022, p. 2) aplicaron el análisis de cinco enfoques diferentes de uso de energía geotérmica profunda, incluyendo calefacción urbana, refrigeración por adsorción, producción de energía ORC, un sistema de cascada térmica y configuración combinada de calor y energía, que mostró la amplia posibilidad de aplicación para varios propósitos.

3. Modelo matemático

En la dinámica computacional de fluidos se registran soluciones gracias al uso de métodos numéricos, los cuales resuelven las ecuaciones diferenciales complejas en el volumen de control; a través de la aplicación de principios fundamentales de la física, junto con técnicas avanzadas de modelado y simulación numérica, se pretende explorar diversas configuraciones de diseño, condiciones operativas y parámetros clave que influyen en el rendimiento térmico del intercambiador de calor. Además, se busca identificar posibles áreas de mejora y optimización para maximizar la eficiencia energética y la rentabilidad de estos sistemas en aplicaciones

geotérmicas mediante el uso de simuladores. En este capítulo se enseñan las ecuaciones que pertenecen al modelo matemático procesadas en el solver.

3.1 Ecuaciones de conservación

Las alteraciones que se presentan en un fluido se deben a que puede estar en estado de movimiento y a la deformación; el estado en que varía un fluido se debe al proceso de traslación y al proceso de distorsión relacionada con los gradientes de velocidad y al desplazamiento de las moléculas de un punto de mayor concentración a uno de menor. Varios de los procesos con los que se relaciona el movimiento de fluidos se describen mediante ecuaciones de conservación (Rubio García Javier & De la Rosa Andrés, 2020).

- Ecuación de continuidad

$$\left[\frac{\delta\rho}{\delta t} + (\nabla * \rho v)\right] = 0 \quad (2)$$

En coordenadas cilíndricas (r, θ , Z):

$$\frac{\partial\rho}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (\rho r v_r) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} (\rho v_\theta) + \frac{\partial}{\partial Z} (\rho v_z) = 0 \quad (3)$$

- Conservación del momento

Las ecuaciones para la conservación de la masa y de la conservación del momento se representan de la siguiente forma:

$$\rho \frac{Dv}{Dt} = -\nabla p + \mu \nabla^2 + \rho g \quad (4)$$

En coordenadas cilíndricas (r, θ, Z):

$$\rho \left(\frac{\partial v_r}{\partial t} + v_r \frac{\partial v_r}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial v_r}{\partial \theta} + v_z \frac{\partial v_r}{\partial Z} - \frac{v^2 \theta}{r} \right) = -\frac{\partial p}{\partial r} + \mu \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r v_r) \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 v_r}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 v_r}{\partial Z^2} - \frac{2}{r^2} \frac{\partial v_\theta}{\partial \theta} \right] + \rho g_r \quad (5)$$

$$\rho \left(\frac{\partial v_\theta}{\partial t} + v_r \frac{\partial v_\theta}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial v_\theta}{\partial \theta} + v_z \frac{\partial v_\theta}{\partial Z} + \frac{v_r v_\theta}{r} \right) \quad (6)$$

$$= -\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial \theta} + \mu \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r v_\theta) \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 v_\theta}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 v_\theta}{\partial Z^2} + \frac{2}{r^2} \frac{\partial v_r}{\partial \theta} \right] + \rho g_\theta$$

$$\rho \left(\frac{\partial v_z}{\partial t} + v_r \frac{\partial v_z}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial v_z}{\partial \theta} + v_z \frac{\partial v_z}{\partial Z} \right) = -\frac{\partial p}{\partial Z} + \mu \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial v_z}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 v_z}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 v_z}{\partial Z^2} \right] + \rho g_z \quad (7)$$

- Ecuación de energía para fluidos newtonianos con constante ρ y k

$$\rho \hat{C}_p \frac{DT}{Dt} = k \nabla^2 T + \mu \Phi_v \quad (8)$$

En coordenadas cilíndricas (r, θ, Z): (9)

$$\rho \hat{C}_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + v_r \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{v_\theta}{r} \frac{\partial T}{\partial \theta} + v_z \frac{\partial T}{\partial Z} \right) = k \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial Z^2} \right] + \mu \Phi_v$$

3.2 Modelo de turbulencia

La turbulencia es causa del movimiento de fluidos a través de un medio cerrado debido a cambios en la dirección del flujo; las ecuaciones de continuidad modelan un fluido en términos de masa, momento y energía gobernadas en un volumen de control en el espacio tridimensional; (Carlos Andrés Bayona Castro, et al., 2015, p. 104) presentan el modelo k- ε en su estudio del modelo de turbulencia más adecuado usando software de dinámica de fluidos computacional como el modelo con un bajo porcentaje de error y una buena convergencia en la malla en comparación

de otros modelos. La Tabla 1 señala los puntajes promedio de los modelos de turbulencia; el modelo K-épsilon proporciona buenas predicciones para muchos flujos de interés en el área de ingeniería.

Tabla 1

Puntaje promedio de los modelos de turbulencia

Modelo	Puntaje
S-A	3,09
k-ε	2,43
k-ω	2,33

Nota. Modificado de (Carlos Andrés Bayona Castro, et al., 2015).

En general existen tres modelos de turbulencia; lo son el modelo Spalart-Allmaras (SA), K-épsilon RNG (k-ε) “disipación turbulenta” y SST (Shear Stress Transport) “disipación específica”; estos modelos se han desarrollado a partir de las ecuaciones de Reynolds y Navier-Stokes. En el caso de estudio de este trabajo y como se mencionó anteriormente se selecciona el modelo de turbulencia K-épsilon ya se requiere analizar el comportamiento dinámico térmico en la malla que abarca la tubería del intercambiador de calor, además que este modelo proporciona resultados confiables. Este modelo semi-empírico está basado en la ecuación de momento.

Las ecuaciones de transporte para el modelo k-ε estándar (10) y (11) representan la energía cinética turbulenta K , y su tasa de disipación ϵ respectivamente en el modelo de turbulencia:

$$\frac{\delta(\rho k)}{\delta t} + \frac{\delta(\rho \mu_i k)}{\delta x_i} = \frac{\delta}{\delta x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \frac{\delta k}{\delta x_j} \right) \right] + (G_k + G_b) - \rho \epsilon - Y_M + S_k \quad (10)$$

y

$$\frac{\delta(\rho \epsilon)}{\delta t} + \frac{\delta(\rho \mu_i \epsilon)}{\delta x_i} = \frac{\delta}{\delta x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \frac{\delta \epsilon}{\delta x_j} \right) \right] + C_{1\epsilon} \frac{\epsilon}{k} + (G_k + G_{3\epsilon} + G_b) - C_{2\epsilon} \rho \frac{\epsilon^2}{k} + S_\epsilon \quad (11)$$

Donde:

ρ es la densidad del fluido.

μ_i es la velocidad en la componente i.

μ_t es la viscosidad turbulenta.

G_b es la generación de energía cinética turbulenta debido a la flotabilidad.

G_k representa la generación de turbulencia cinética a través de los gradientes de velocidad.

Y_M representa la contribución de dilatación fluctuante en la turbulencia compresible a la tasa de disipación general.

$C_{1\epsilon}$, $C_{2\epsilon}$, $C_{3\epsilon}$ son constantes.

σ_k , σ_ϵ son los número turbulentos de Prandtl para k y ϵ respectivamente.

S_k , S_ϵ son términos iniciales definidos.

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\epsilon} \quad (12)$$

Donde C_μ es una constante y μ_t es la viscosidad turbulenta

4. Metodología

En este capítulo se expone la metodología usada para llevar a cabo la simulación en el intercambiador de calor de pozo profundo; como principal objetivo se simulará el comportamiento térmico del DBHE para el cual se tienen en cuenta parámetros importantes como la longitud, diámetro y materiales aplicados a la tubería. Para llevar a cabo esta metodología se plantean 3 fases.

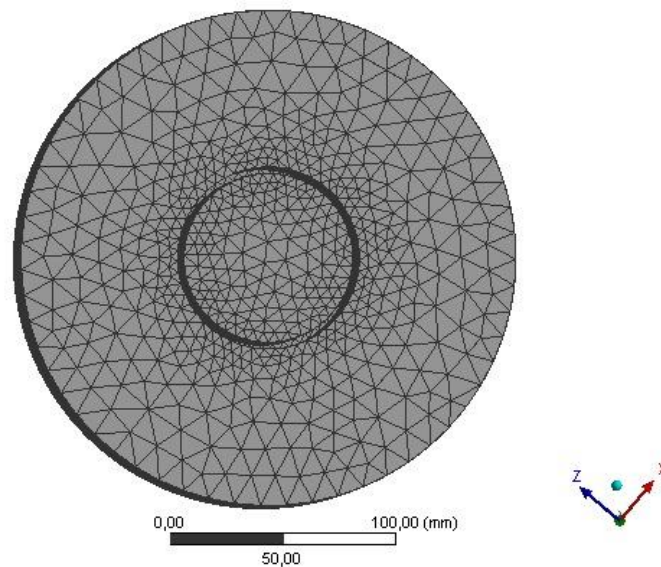
En la primera fase denominada pre-procesamiento es definida la geometría inicial del DBHE, enseguida se crea el mallado básico para la geometría planteada para la configuración coaxial del DBHE mencionado en el capítulo 3 ; se fijan como parámetros de entrada diámetros, longitudes de las tuberías y número de elementos de malla. Posteriormente, en la segunda fase denominada procesamiento mediante el solver ANSYS Fluent® se elige el modelo físico de turbulencia, se soluciona el modelo establecido y se fijan como parámetros de entrada la velocidad, temperatura de inyección en la tubería exterior; como parámetros de salida se fijan la tasa de flujo másico en el tubing con el fin de comprobar que se cumpla la ley de transferencia de masa. Se continuará a hacer el análisis de resultados si y solo si en el post-procesamiento hay convergencia en la simulación y se cumple la transferencia de masa.

4.1 Dimensionamiento del sistema asistido por computador (cad)

En esta primera etapa de simulación se define el dominio 3D mediante ANSYS geometry®; una vez creada la geometría se importa la data y se define la discretización del mallado en mediante ANSYS mesh® , el resultado del mallado final se muestra en la Tabla 4; las primeras

simulaciones fueron realizadas con base en la geometría propuesta en la investigación de (Theo Renaud et al., 2019) cuyos valores se presentan en la Tabla 2.

Figura 13; Vista de un corte horizontal en el mallado del DBHE.



4.1.1 Geometría

La creación del modelo tridimensional se realiza en Geometry Design Modeler, disponible en la versión de ANSYS 2020 R2; los parámetros iniciales se muestran a continuación, finalmente el resultado obtenido del CAD se muestra en la Tabla 14; como material en las tuberías se emplea el aluminio cuyas propiedades de la tubería se muestran en la Tabla 2. Esta tabla presenta los parámetros fundamentales utilizados en el diseño, así como las propiedades termo físicas de los materiales involucrados en la simulación. Los parámetros iniciales incluyen las dimensiones del pozo y propiedades del material.

Tabla 2*Parámetros iniciales para el diseño del DBHE y propiedades del material.*

Parámetro	Valor	Unidad
Diámetro Tubería interior	37,5	[mm]
Diámetro Tubería exterior	109,5	[mm]
Longitud tubería interior	2008	[m]
Longitud tubería exterior	2070	[m]
Espesor tubería interior	5	[mm]
Espesor tubería exterior	5	[mm]
Conductividad térmica de la tubería interior	202,4	[W/mK]
Conductividad térmica de la tubería exterior	202,4	[W/m*K]

Densidad del aluminio	2719	$\frac{Kg}{m^3}$
Calor específico del aluminio	871	$\frac{J}{Kg * K}$

La Figura 14 muestra una representación esquemática del DBHE, dividida en cuatro secciones principales que corresponden a diferentes partes del yacimiento geotérmico en Krafla, cada una caracterizada por una distribución específica de temperatura en función de la profundidad.

La primera sección ubicada a la izquierda de la figura representa la zona cercana a la superficie, desde la boca del pozo hasta una profundidad de 150 metros. En esta sección la temperatura se calcula con la ecuación presentada en la Figura 17. Esta parte del pozo presenta un gradiente térmico relativamente bajo en comparación con las secciones más profundas. La segunda sección abarca las profundidades desde 150 metros hasta 1000 metros, representando una formación geológica intermedia. Aquí la temperatura del subsuelo se modela con la ecuación presentada en la Figura 18; esta sección marca un gradiente geotérmico más elevado debido a la cercanía al punto caliente.

La tercera sección comprendida entre los 1000 y 1150 metros representa la zona de intercambio térmico principal del DBHE. En esta área, la temperatura aumenta significativamente, la ecuación que representa esta temperatura se muestra en la Figura 19. La cuarta sección cubre desde los 1150 hasta los 2070 metros, representando las formaciones más profundas y calientes del yacimiento. La temperatura en esta sección se muestra en la Figura 20, aquí el fluido de proceso alcanza su máxima temperatura antes de comenzar su retorno hacia la superficie.

Figura 14; Vista lateral de las cuatro secciones de la geometría del DBHE.



4.1.2 Malla y análisis de sensibilidad

La selección de la malla final es un proceso donde se parametriza el número de elementos en la geometría planteada balanceando factores como precisión y recurso computacional basado en los valores de la calidad ortogonal cercanos a 1 y Skewness cercanos a 0. Mediante la plataforma de trabajo Mesh® disponible en la versión de ANSYS 2020 R2 se realiza la discretización del enmallado para mejorar las propiedades de simulación en las paredes del cilindro y en las secciones de entrada y salida.

Tabla 3

Rango de valores para la calidad ortogonal.

CALIDAD ORTOGONAL					
inaceptable	mala	aceptable	buna	muy buena	excelente
0-0,001	0,001-0,14	0,15-0,20	0,20-0,69	0,70-0,95	0,95-1
0,001	0,14	0,2	0,69	0,95	1

Tabla 4

Rango de valores para distribución de datos de malla.

SKEWNESS					
excelente	muy bueno	bueno	aceptable	mal	inaceptable
0,0-0,25	0,25-0,50	0,50-0,80	0,80-0,94	0,95-0,97	0,98-1
0	0,25	0,5	0,8	0,95	1

La selección de la malla ideal en el entorno de simulación es aquella que represente los mejores valores a la forma de distribución de datos de malla y precisión; se tiene que la calidad ortogonal del mallado en la geometría del DBHE tiene un valor de 0,99 y según la Tabla 3 representa una calidad excelente, para el skewness un valor de 0,84 y según la Tabla 4 representa una calidad aceptable.

Tabla 5

Métricas de calidad de malla.

	Métricas de malla	
	skewness	calidad ortogonal
min	8,5097E-07	0,15316
max	0,84684	0,99905
promedio	0,21337	0,85437

La malla, compuesta de celdas hexaedricas y tetraédricas se exporta al solucionador Ansys fluent. Se realiza un estudio de independencia de malla para identificar la malla adecuada. La Figura 18 muestra las temperaturas numéricas de salida del DBHE obtenidas con tamaños de elementos de malla diferentes; al no representar grandes variaciones se escoge la malla cuatro con elementos de malla de 1 [m].

Tabla 6

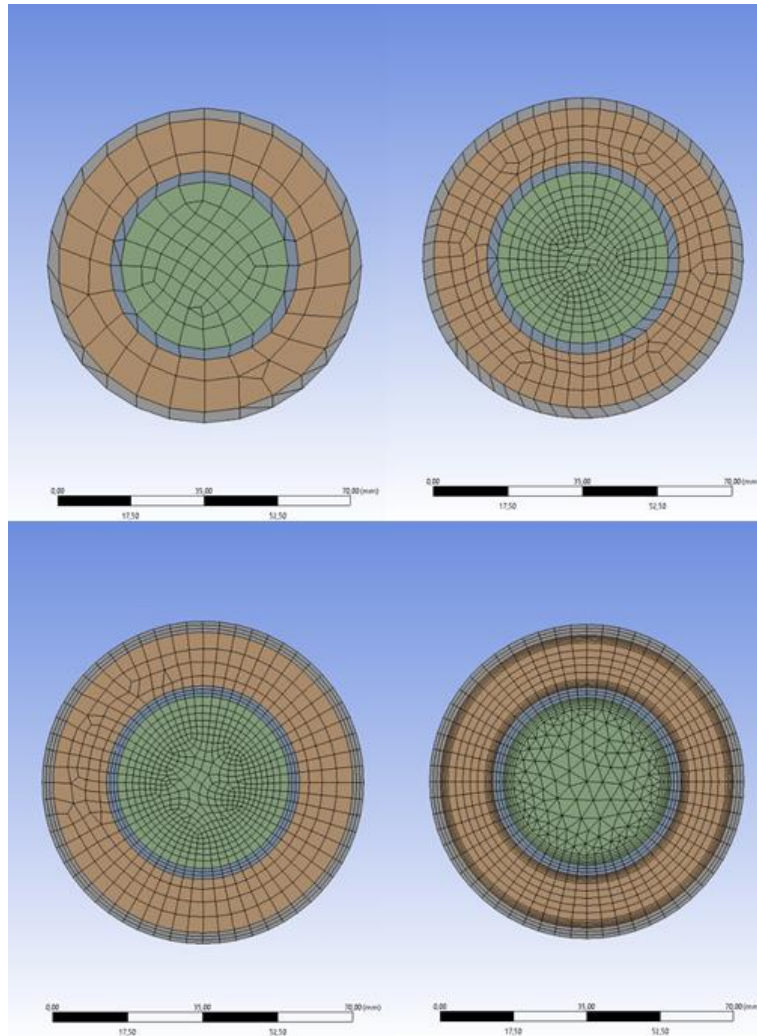
Selección de malla ideal.

Malla #	Número de elementos en la malla	Tamaño de elemento de malla [m]	Temperatura de salida [K]	Presión [Pa]
---------	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------	--------------

1	$3,1597 \times 10^5$	0,5	320,83	28304
2	$3,161 \times 10^5$	0,6	319,02	28304
3	$3,1632 \times 10^5$	0,7	320,5	28305
4	$3,1527 \times 10^5$	1	320,4	28305
5	$3,1623 \times 10^5$	1,1	320,61	28305
6	$2,8908 \times 10^5$	1,25	320,87	28305

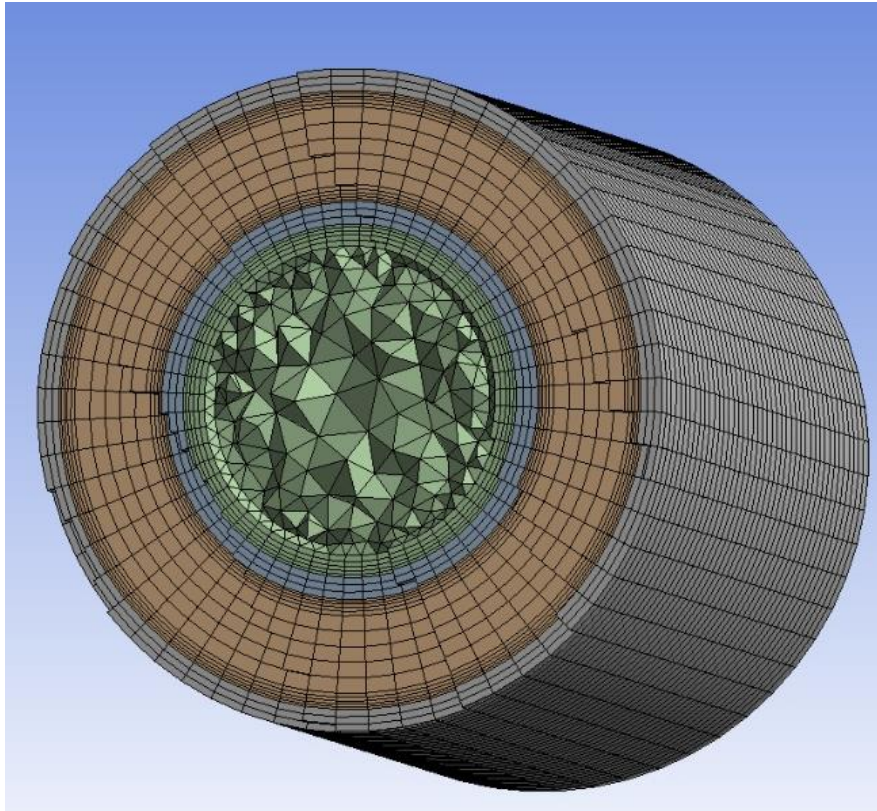
La Figura 15 muestra la configuración en la malla utilizada para la simulación numérica del DBHE, destacando el proceso de discretización, el alisado de malla, la aplicación de capas de inflación en las regiones cercanas a las paredes, y el dimensionamiento de los bordes y paredes de las tuberías. Esta discretización de la malla es un paso crucial en el análisis numérico del comportamiento térmico y de flujo del DBHE, ya que determina cómo se divide el dominio computacional en elementos finitos para la resolución de las ecuaciones de flujo y transferencia de calor. La Figura 16 permite ver este resultado desde otra perspectiva visual.

Figura 15; Discretización en la malla; alisado, inflación y dimensionamiento de los bordes y paredes de las tuberías.



Nota. Modificado de ANSYS 2020 R2®

Figura 16; Mallado final para el primer diseño conformado por tetraedros en la tubería interior y hexaedros en la tubería interior.



Nota. Modificado de ANSYS 2020 R2 ®.

La Figura 17 presenta gráficamente la ecuación matemática que describe la distribución de temperatura en función de la profundidad dentro de la primera sección de la tubería del pozo. La ecuación modela el incremento de la temperatura que experimenta el fluido de proceso a medida que desciende por la tubería en esta sección.

Los datos de temperatura obtenidos de la Figura 17, Figura 18, Figura 19 y Figura 20 se utilizan como condiciones de frontera para la simulación en el software ANSYS fluent, lo cual es crucial para obtener resultados precisos sobre la transferencia de calor y el comportamiento del

flujo térmico en el DBHE. Para cada sección del pozo se define un perfil de temperatura específico que refleja los gradientes geotérmicos locales y las condiciones iniciales del fluido de proceso al ingresar a cada sección.

Figura 17; Ecuación de primer sección de la tubería en función de temperatura vs profundidad (0-150 [m]).

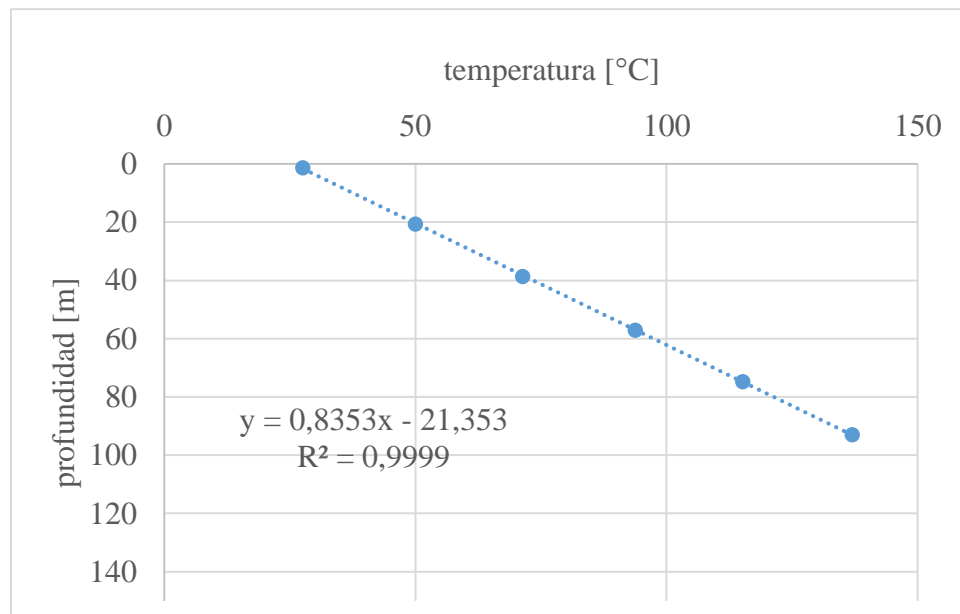


Figura 18; Ecuación de segunda sección de la tubería en función de temperatura vs profundidad
(150-1000 [m]).

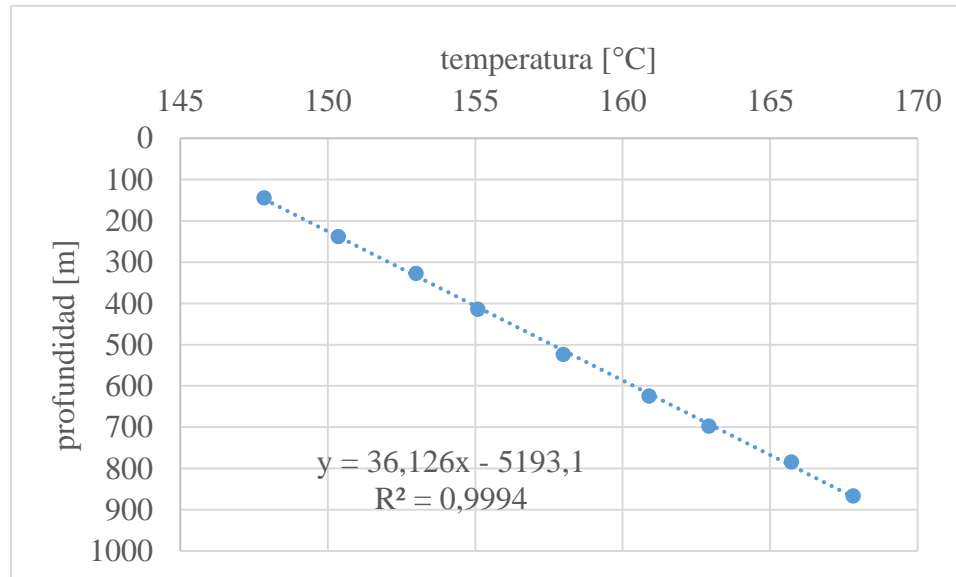


Figura 19; Ecuación de tercera sección de la tubería en función de temperatura vs profundidad
(1000-1150 [m]).

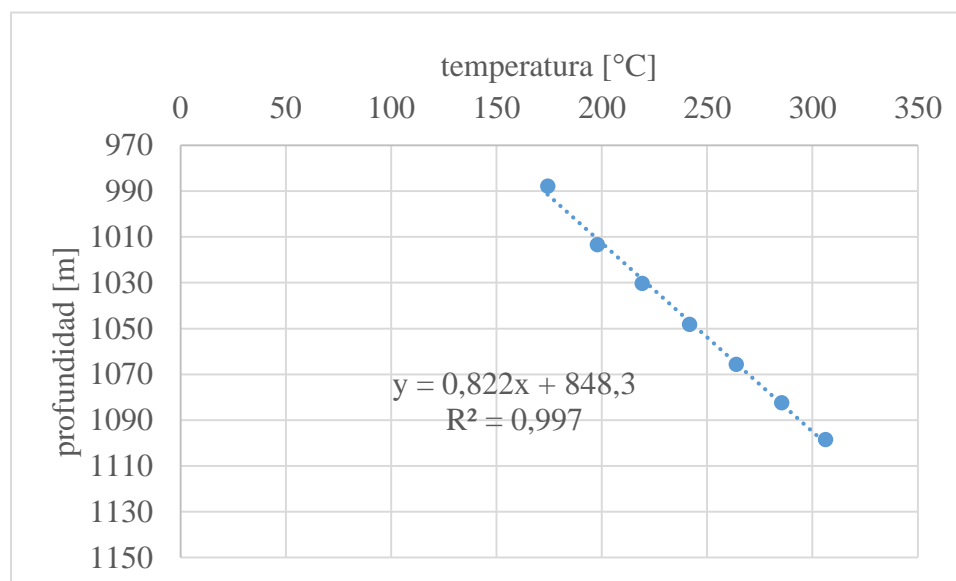
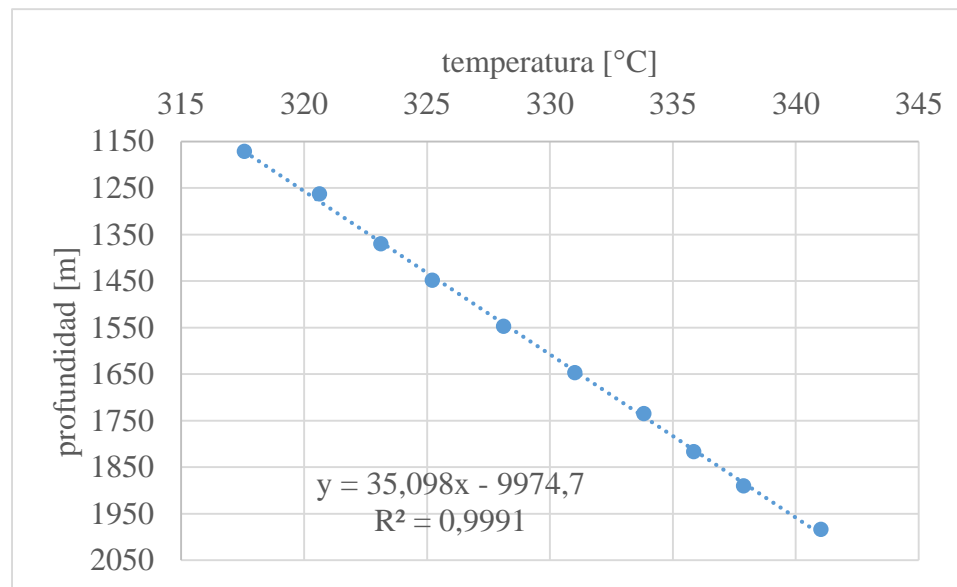


Figura 20; Ecuación de cuarta sección de la tubería en función de temperatura vs profundidad.

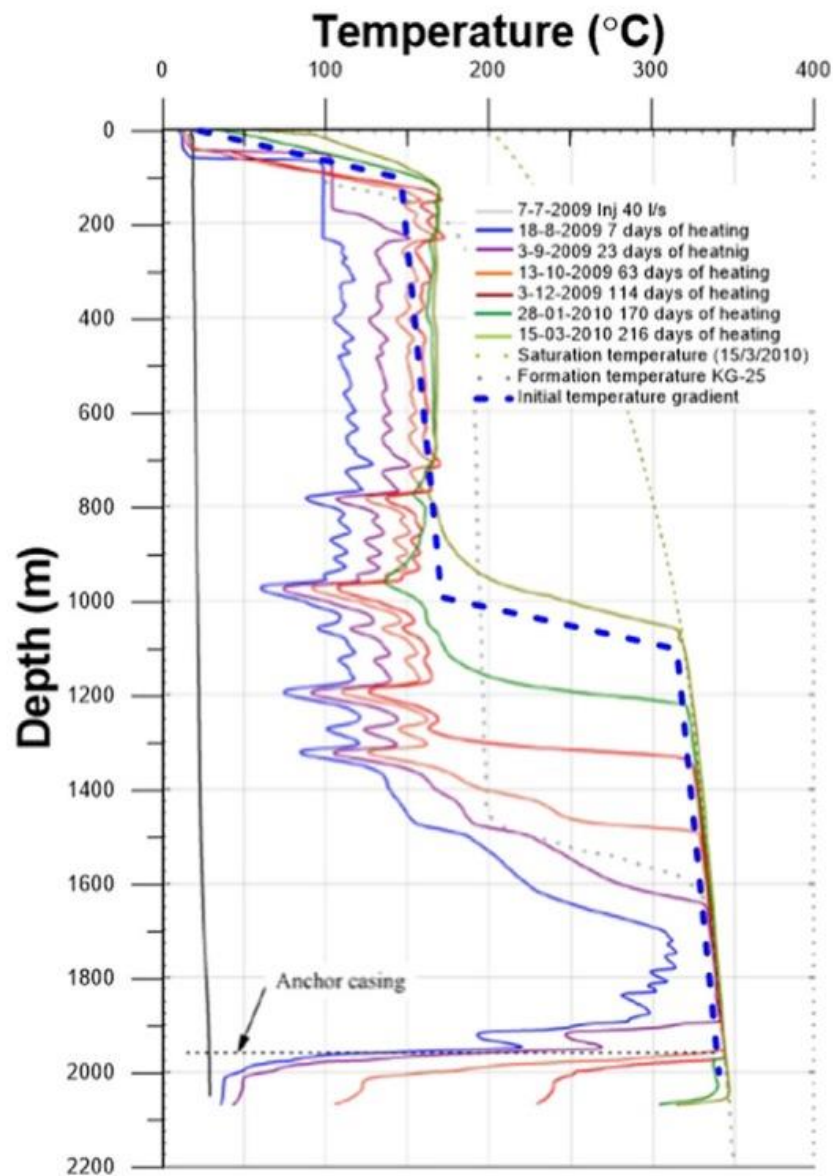


4.2 Procesamiento; configuración inicial

Ya definidas las funciones que modelan la temperatura a lo largo de la tubería exterior, los parámetros iniciales y el enmallado ideal para correr la primer simulación del DBHE el autor (Theo Renaud et al., 2019) expone en su investigación titulada “simulación numérica de un intercambiador de calor de pozo profundo en el sistema geotérmico Krafla” las distribuciones de temperatura para los primeros dos kilómetros utilizando propiedades constantes del agua como se observa en la Tabla 9; con base en la investigación del autor se requiere verificar los resultados obtenidos en esta primer corrida con los resultados obtenidos por el autor a las mismas condiciones de temperatura del yacimiento con el fin de ratificar la configuración en fluent; como se mencionó anteriormente, el modelo de turbulencia usado para representar el comportamiento del fluido

dinámico en el DBHE es el modelo estándar de K-épsilon. Se empleará el esquema de solución estacionario, las condiciones y modelo se muestra en la Tabla 7 y Tabla 8.

Figura 21; Distribución de la temperatura para los primeros dos kilómetros usando propiedades del agua constantes por el autor (Theo Renaud et al., 2019).



Se resuelven las ecuaciones del modelado matemático mediante el método de volúmenes finitos; se configura a doble precisión y 6 procesos de solución. Los residuales se calculan de manera local con un criterio de convergencia absoluto de 1×10^{-6} .

La Tabla 7 presenta las condiciones de frontera utilizadas en la primera simulación de la transferencia de calor del DBHE. Estas condiciones definen los parámetros de entrada y salida del fluido, así como las interacciones entre el fluido y las paredes del pozo. La Tabla 8 también detalla los métodos y controles de solución aplicados en ANSYS fluent para asegurar la convergencia y estabilidad de la simulación. Estos métodos determinarán cómo se resuelven las ecuaciones de flujo y transferencia de calor en el modelo, y son esenciales para obtener resultados precisos y fiables.

Tabla 7

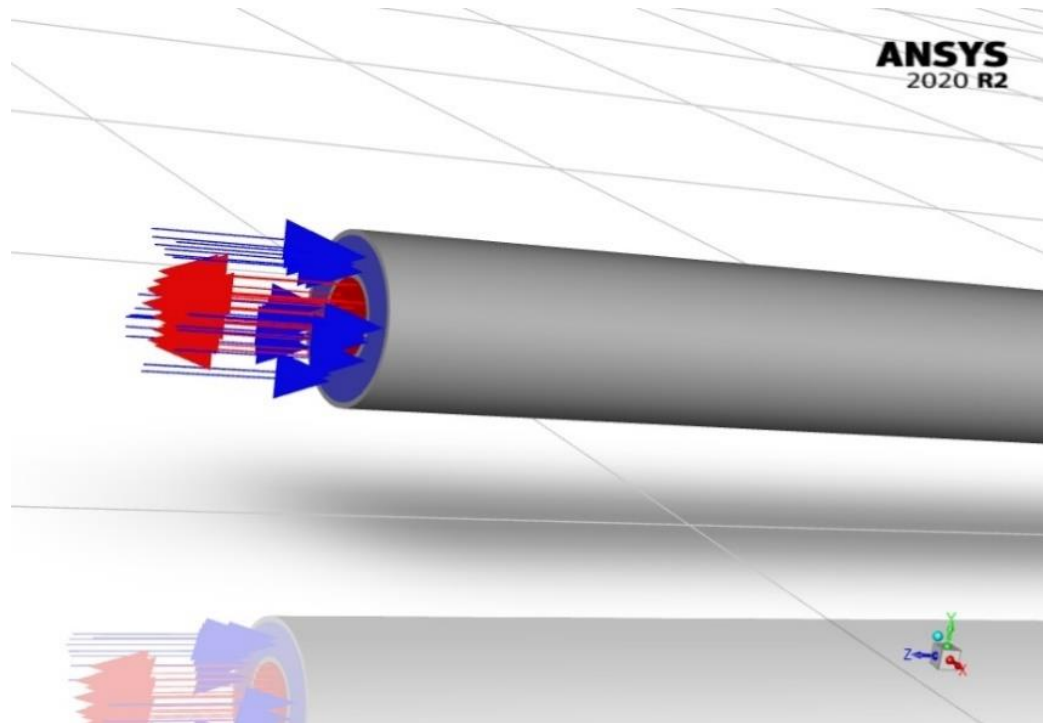
Condiciones de frontera para la primera simulación.

Condiciones de frontera y modelo de inicialización	
Fluido	Agua
Densidad del fluido	998,2
m^3	
Velocidad de entrada fluido	
de trabajo frio	1
$\left[\frac{m}{s}\right]$	
Conductividad térmica del	0,67
fluido	

$\frac{W}{m^{\circ}K}$	
Calor específico del agua	4182
$\frac{J}{Kg^{\circ}K}$	
Temperatura de inyección	283,15
K	
Viscosidad del agua	0,001003
$[Kg/ms]$	
Modelo de turbulencia	K-épsilon estándar
Constantes del modelo	Predeterminadas
Funciones de pared	Estándar

El algoritmo SIMPLE mostrado en la Tabla 8 se refiere a una técnica de solución secuencial para resolver numéricamente las ecuaciones de conservación de la mecánica de fluidos, fenómenos de transporte y aplicable para fluidos compresibles e incompresibles explica en su investigación (Aranza Arismendi, 2024, p. 72). La idea básica del algoritmo se basa en la suposición de un campo de presión en el dominio computacional, que a su vez, provoca una distribución de velocidades.

Figura 22; Representación gráfica de entrada y salida del DBHE en Fluent.



Nota. Modificado de ANSYS 2020 R2 ®.

En la Figura 22 se ilustran las condiciones de frontera a la entrada y salida respectivamente en el dominio computacional, donde los vectores azules representan la entrada del fluido de trabajo frío y los rojos la salida del fluido de trabajo caliente.

Tabla 8

Métodos y controles de solución en Fluent.

Métodos y controles de solución	
Esquema de acoplamiento	<i>Simple</i>
Velocidad-Presión	

Gradiente	<i>Least Squares Cell Based</i>
Discretización espacial de presión	<i>Presto!</i>
Discretización espacial de momento	<i>Second Order Upwind</i>
Discretización espacial de la energía cinética de turbulencia	<i>Second Order Upwind</i>
Discretización espacial de la tasa de disipación	<i>Second Order Upwind</i>
Energía	<i>Second Order Upwind</i>
Factor de relajación	<i>0.25</i>
Número de iteraciones	<i>150</i>

4.3 Post-procesamiento

En esta fase se representan los resultados obtenidos en la primer corrida del simulador configurado a 150 iteraciones con los parámetros iniciales mostrados en las Tabla 7 y Tabla 8 ; por medio de contornos de temperatura en el DBHE y vectores se observa el fenómeno de transferencia de calor en el pozo; se parametriza como variables de entrada la temperatura de inyección del agua, velocidad de inyección, transferencia de calor total y como variable de salida la temperatura de salida del DBHE. Los residuales de continuidad, energía y modelo de turbulencia convergen en su totalidad como se observa en la Figura 23, se presenta los residuales obtenidos durante la primera simulación después de 150 iteraciones. Los residuales son un indicador clave de la convergencia de la simulación numérica en simulaciones de dinámica de fluidos

computacional, en esta figura se ilustran los valores de residuales para las ecuaciones de masa, momentum y energía, mostrando cómo estos cambian a medida que avanza el proceso de iteración.

Se cotejan los resultados obtenidos para la primer corrida con el fin de validar los resultados obtenidos por (Theo Renaud et al., 2019). El porcentaje de error es calculado con el resultado obtenido del simulador y el dato obtenido por el autor, dando resultado a un 6,51 % de error considerando un resultado aceptable en los ajustes iniciales de la primera corrida.

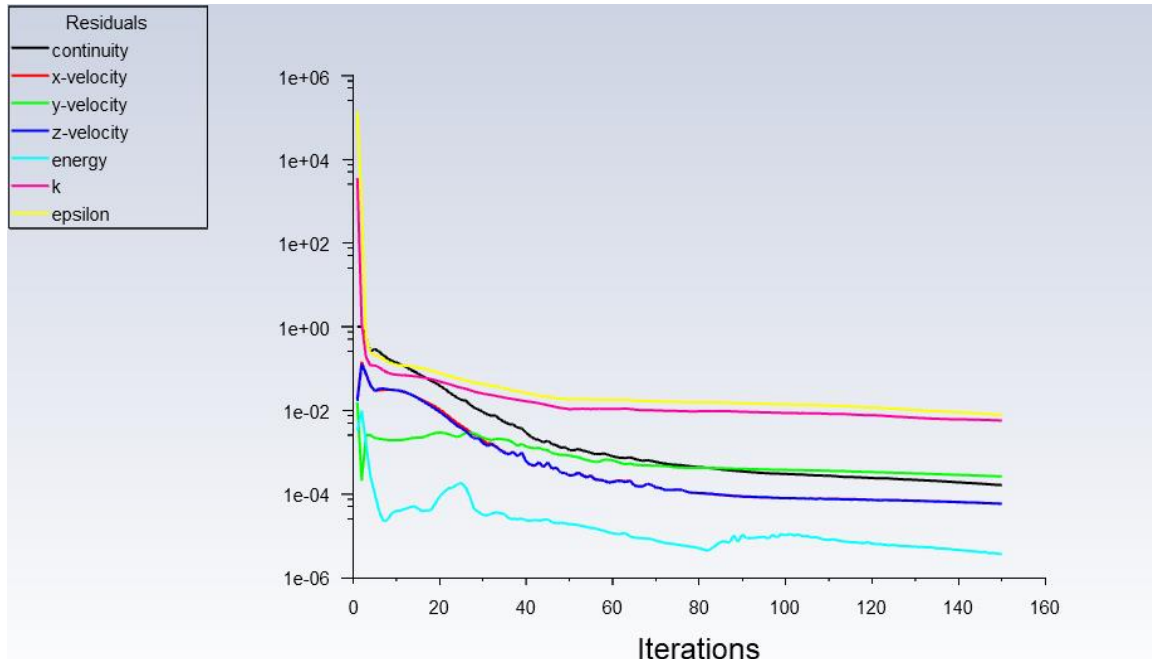
$$\% \text{ error} = \frac{T_{\text{simulado}} - T_{\text{literatura}}}{T_{\text{literatura}}} = \left| \frac{320,35 - 333,75}{333,75} \right| * 100 = 4,01 \% \quad (13)$$

Tabla 9

Resultados numéricos de la literatura y este estudio.

	(Theo Renaud et al., 2019).	autor
profundidad [m]	2070	2070
diámetro externo [mm]	37,5	37,5
diámetro interno [mm]	109,5	109,5
T_{inj}/T_{prod} [K]	283,15/333,75	283,15/320,15

Figura 23; Residuales de la primera simulación a 150 iteraciones.

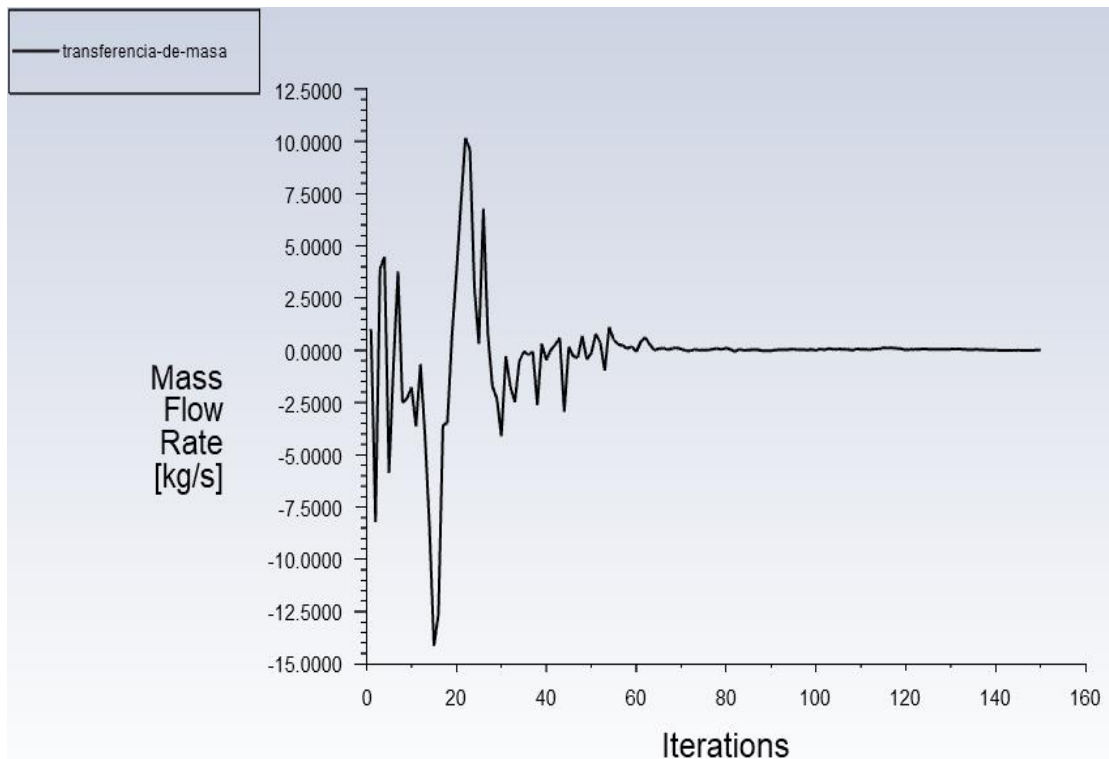


Para dar continuidad al estudio de variables se asegura que se cumpla la ley de la transferencia de masa y que el modelo presentado no tiene problemas en su configuración durante la simulación; la Figura 24 confirma el resultado obtenido cumpliendo la ley de conservación de masa.

La Figura 24 muestra el reporte de la tasa de flujo de masa obtenido en la simulación del DBHE después de 150 iteraciones. Este resultado proporciona una visión detallada de cómo se distribuye el flujo de masa a través del sistema y es fundamental para la evaluación de la precisión de la simulación. La tasa de flujo de masa en la salida del sistema debe ser igual o cercana a la tasa en la entrada asumiendo que no hay acumulación significativa de masa dentro del sistema.

Cualquier discrepancia significativa entre el flujo de entrada y salida puede indicar problemas en el modelo de simulación.

Figura 24; Reporte de la tasa de flujo de masa configurado a 150 iteraciones.



4.4 Resultados

Como se mencionó en la metodología cumplida la ley de transferencia de masa como principio fundamental en la ingeniería de procesos y cumplida la convergencia en la simulación como se observa en la Tabla 9. Se continúa a analizar cada una de las variables trabajadas con el fin de argumentar si representa una mejora en el funcionamiento del DBHE.

La eficiencia térmica del sistema es una medida de capacidad del sistema para transferir energía térmica desde la tubería hacia el fluido de trabajo, y que está relacionada con la diferencia

de temperatura entre las condiciones iniciales y finales del fluido; su cálculo se presenta a continuación:

$$n = \frac{Q_{real}}{Q_{m\acute{a}x}} * 100 \quad (14)$$

Donde:

Q_{real} es el calor real transferido

$Q_{m\acute{a}x}$ es el calor máximo posible en condiciones ideales

Para calcular en Q_{real} la fórmula generalmente es:

$$Q_{real} = \dot{m} * C_p * (T_{salida} - T_{entrada}) \quad (15)$$

Donde:

C_p es la capacidad calorífica del agua igual 4182 J/kg*K

Q es es calor en J

Para calcular el flujo másico [\dot{m}] a partir de la magnitud de velocidad de inyección se tiene que:

$$\dot{m} = \rho_{agua} * Q \quad (16)$$

Donde:

la densidad del agua es igual a 998 kg/m³

Para el cálculo del flujo volumétrico Q se tiene que:

$$Q = v * A \quad (17)$$

Donde:

v es la velocidad del agua de 1 m/s

A es el área de la sección transversal de la tubería en m^2

El área de la sección transversal de una tubería circular se calcula como:

$$A = \pi * \left(\frac{d}{2}\right)^2 \quad (18)$$

Para el cálculo de $Q_{m\acute{a}x}$ que sería el calor máximo posible que se podría transferir bajo condiciones ideales en este sistema

$$Q_{m\acute{a}x} = \dot{m} * C_p * (T_{m\acute{a}x} - T_{entrada}) \quad (19)$$

Finalmente se obtiene en la Tabla 10 el cálculo del resultado de la eficiencia térmica para el caso base:

Tabla 10

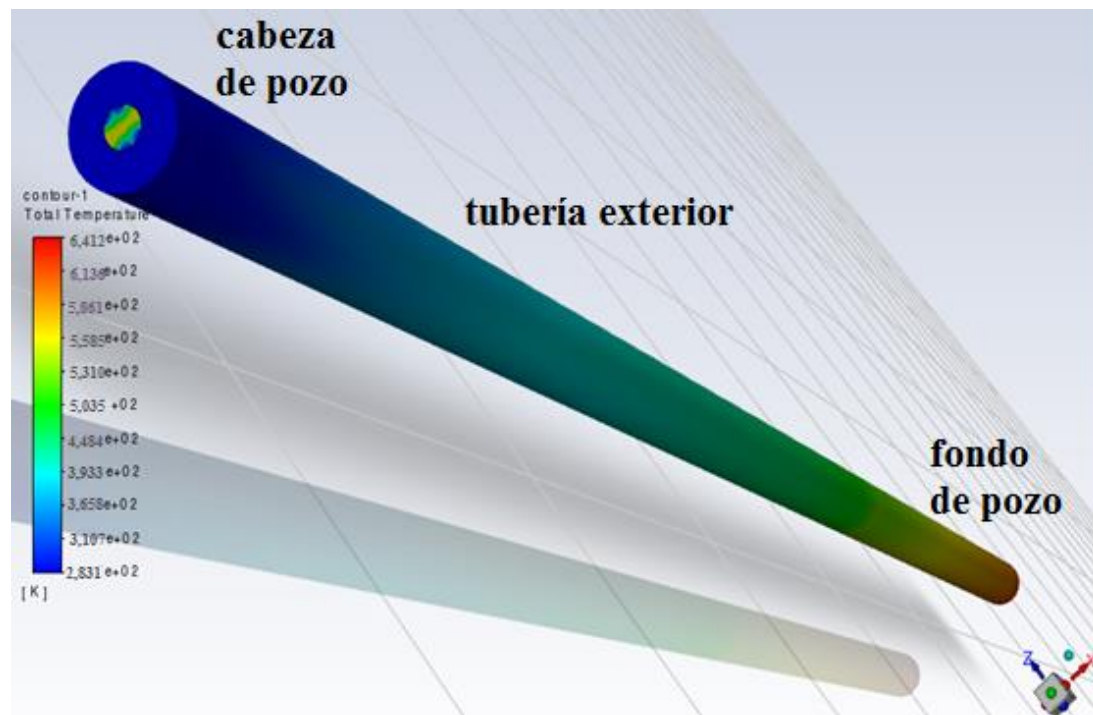
Resultado de la eficiencia térmica del sistema.

velocidad inyección [m/s]	1	\dot{m} [kg/s]	1,10E+00		
A [m²]	1,10E-03	C_p	4,18E+03		
Q [m³/s]	1,10E-03	Tentrada [K]	2,83E+02	Eficiencia térmica	
C_p	4,18E+03	T_{máxima} [K]	3,50E+02	n [%]	25,21
\dot{m} [kg/s]	1,10E+00	Q_{máx} [J]	3,08E+05		
Q_{real} [J]	7,76E+04				

La cantidad de transferencia de calor en el DBHE en la parte superior de la tubería es recibida por la energía emitida del yacimiento geotérmico en Krafla tiene un valor de 2171,97 kWatts, en la parte inferior de la tubería debido a que se encuentra a mayor profundidad recibe una energía mayor cuya magnitud es de 3137,39 kWatts, esto se debe a que el yacimiento geotérmico presenta una temperatura promedio de 423,15 K(150°C) en los primeros 1035 metros

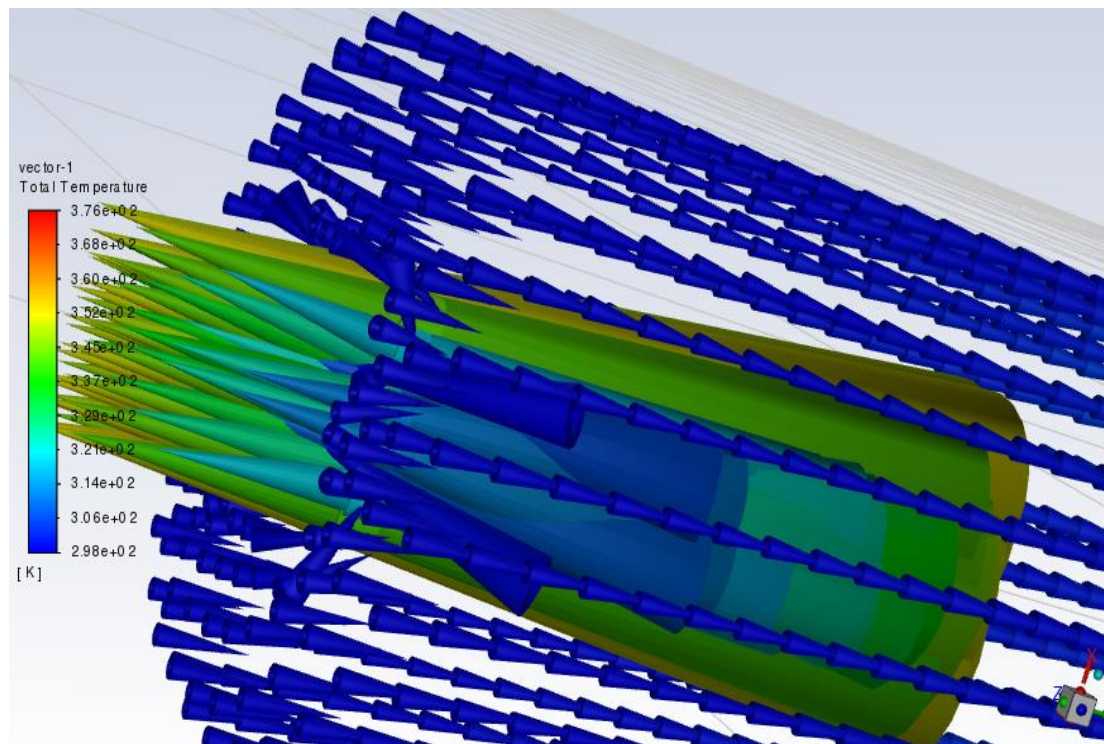
y 641,15 K (368°C) al fondo del pozo (2070 metros) como se observa en el contorno de temperatura en la Figura 25. Por medio de vectores de temperatura en la entrada y salida del DBHE la Figura 26 muestra el contorno de temperatura total en el DBHE para la primera configuración. Esta figura muestra cómo varía la temperatura a lo largo del pozo, proporcionando una visión integral de la distribución térmica dentro del sistema. Las zonas de color rojo indican zonas con temperaturas más altas que generan mayor transferencia de calor. La distribución de la temperatura total ayuda a validar si el diseño del DBHE cumple con las expectativas de rendimiento térmico. Comparando estos resultados con los objetivos de diseño inicial indican que el DBHE está funcionando de manera óptima.

Figura 25; Resultado de contorno de temperatura total en el DBHE en la primer configuración.



La Figura 25 muestra el contorno de temperatura total en el DBHE para la primera configuración. Esta figura muestra cómo varía la temperatura a lo largo del pozo, proporcionando una visión integral de la distribución térmica dentro del sistema. Las zonas de color rojo indican zonas con temperaturas más altas que generan mayor transferencia de calor. La distribución de la temperatura total ayuda a validar si el diseño del DBHE cumple con las expectativas de rendimiento térmico. Comparando estos resultados con los objetivos de diseño inicial indican que el DBHE está funcionando de manera óptima.

Figura 26; Vectores de temperatura total en la entrada y salida del DBHE.



La Figura 27 muestra el reporte de la tasa de flujo másico en la entrada y salida del DBHE obtenido en la primera simulación. El reporte proporciona una comparación directa entre los

valores de flujo másico en estos dos puntos críticos del sistema; esto permite verificar si hay una pérdida significativa de masa o cambios en el caudal a lo largo del pozo. En un sistema ideal sin acumulación ni pérdida de masa, la tasa de flujo másico en la entrada debe ser igual a la salida del pozo. Una coincidencia cercana entre la tasa de flujo másico en la entrada y salida valida que el modelo simulado está correctamente representando las condiciones de operación del DBHE y que no hay errores significativos en el cálculo del flujo.

Figura 27; Reporte para tasa de flujo másico en la entrada y salida del DBHE.

external_bottom_wall_	
external_top_wall_	
external_top_wall_-contact_region-src	
inlet	32.55311485322891
interior_bottom_wall_	
interior_top_wall_-contact_region-trg	
outlet	-32.53978821253752
wall-13	
wall-14	
wall-part-solid	

Net Results [kg/s] [kg/s]
0.01332664

La Figura 28 y Figura 29 muestran el reporte detallado de la tasa de transferencia de calor total en la sección superior e inferior del DBHE, específicamente se compara la tasa de transferencia de calor en la entrada y salida del pozo para evaluar la eficiencia térmica del sistema a lo largo de las diferentes secciones. La identificación de áreas con baja tasa de transferencia de calor puede guiar ajustes en el diseño del intercambiador, como la modificación de la geometría o ajustes en el fluido para mejorar el rendimiento general.

Figura 28; Reporte de tasa de transferencia de calor total en la parte superior e inferior del DBHE.

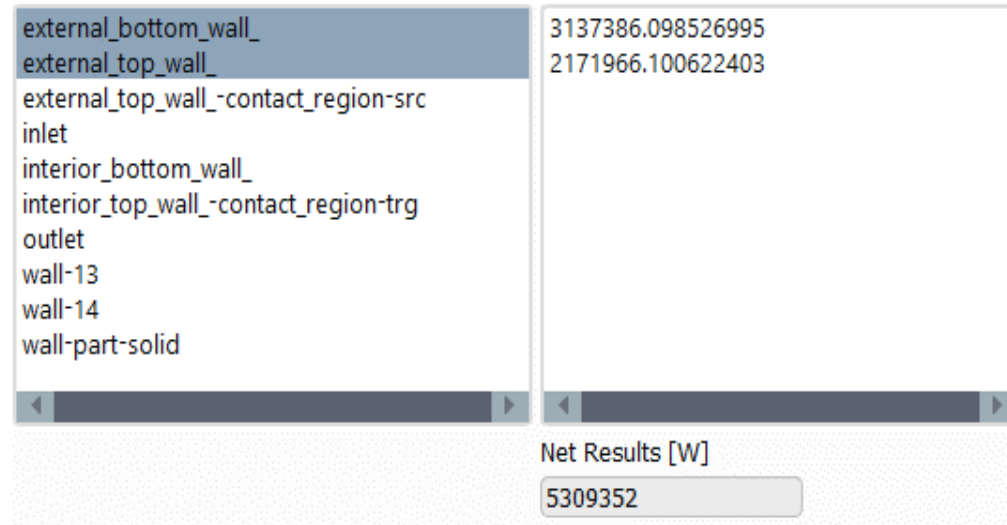
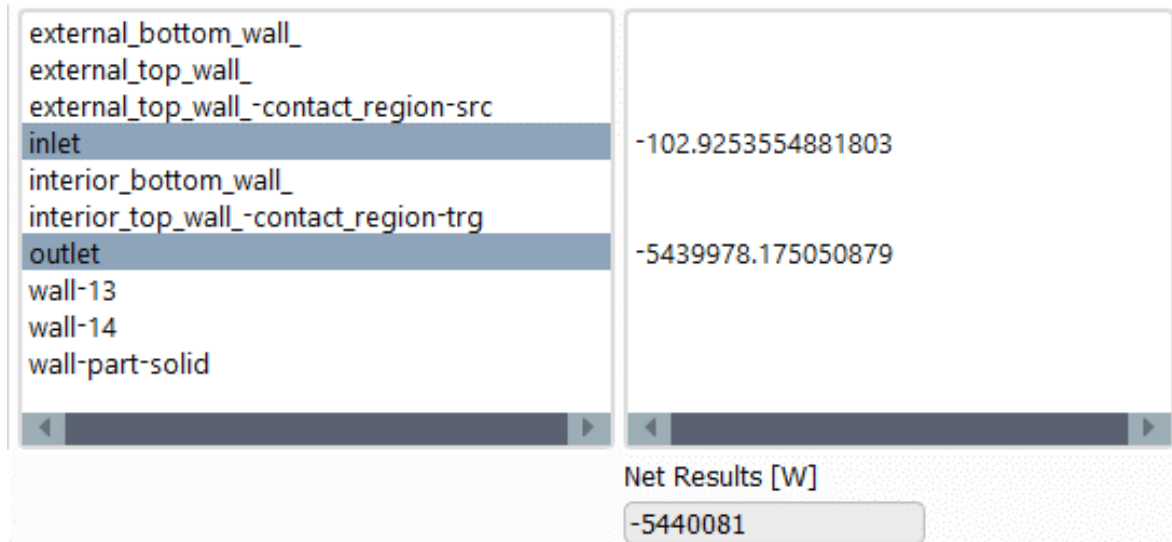


Figura 29; Reporte de tasa de transferencia de calor total en la entrada y salida del DBHE.



La Figura 30 muestra los vectores de temperatura a lo largo del DBHE para la primer corrida, esta figura proporciona una visualización detallada de cómo la temperatura varía en estas regiones y cómo se distribuye el calor en el fondo del sistema. Las áreas con colores más cálidos

indican regiones con temperaturas altas mientras que tonos más fríos representan temperaturas bajas.

Figura 30; Vectores de temperatura en el fondo del pozo.



5 Análisis de resultados

Este capítulo presenta los resultados provenientes del post-procesamiento en el análisis de las variables velocidad de inyección, temperatura de inyección y variaciones de temperatura en las condiciones del yacimiento geotérmico; para las diferentes variables a estudiar se realiza el análisis en el set de parámetros de Workbench configurando cada punto de diseño con diferentes valores.

5.1 Análisis de la variación de temperatura en el yacimiento

La eficiencia de un sistema geotérmico dependerá de las propiedades térmicas del subsuelo (gradiente geotérmico); la transferencia de calor por conducción ocurre por el intercambio de energía entre partículas con diferentes estados energéticos en un medio; a medida que se aumenta la temperatura de contacto con la tubería aumenta proporcionalmente la temperatura de producción; la respuesta a la cantidad de calor en la salida del DBHE aumenta significativamente a medida que el yacimiento mejora las condiciones de temperatura.

La Figura 31 presenta el contorno de temperatura total en la entrada y salida del DBHE para una configuración de inyección de 283,15 K y una temperatura producida de 320 K en el caso base. A medida que se aumentaba en los diferentes casos la temperatura del yacimiento en 10 °C cada zona, la respuesta obtenida es el aumento significativo en la temperatura de producción del pozo. Este análisis de la variación de temperatura a medida que aumenta supone propiedades geológicas homogéneas y una conductividad térmica uniforme, evitando influencias geológicas o térmicas inesperadas.

Figura 31; Contorno de temperatura en la entrada y salida del DBHE para el caso #1 de la Tabla

11.

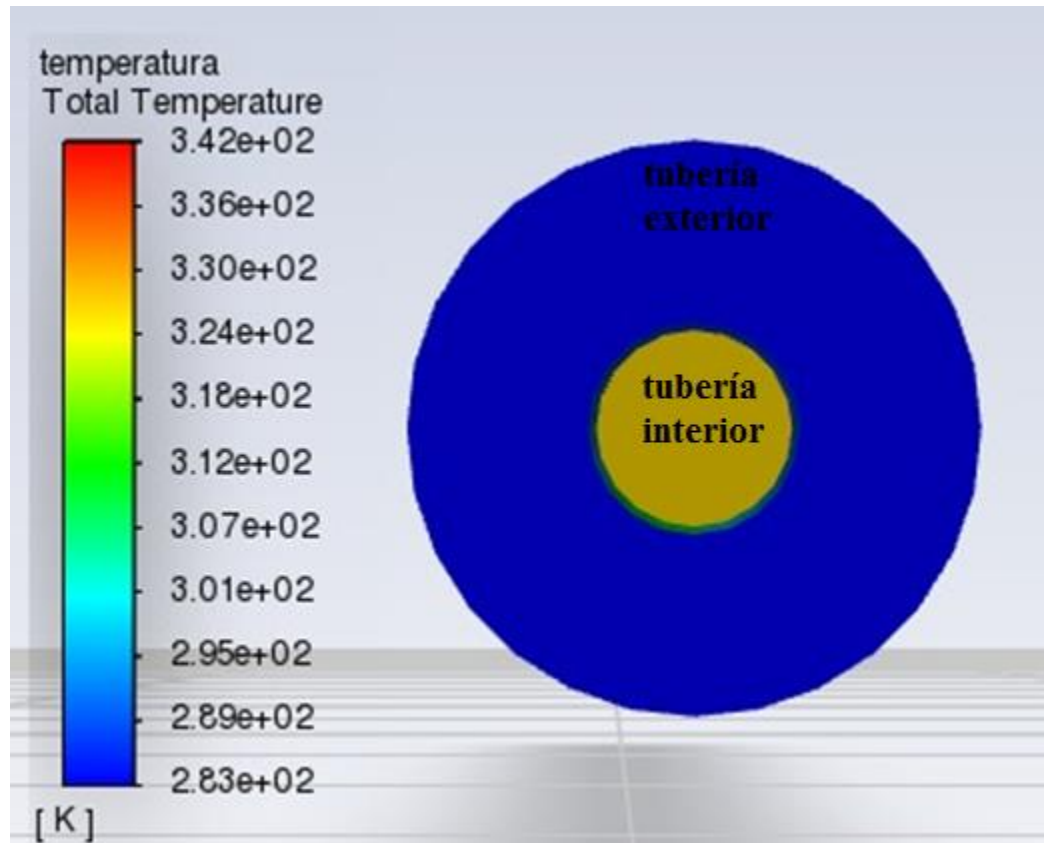
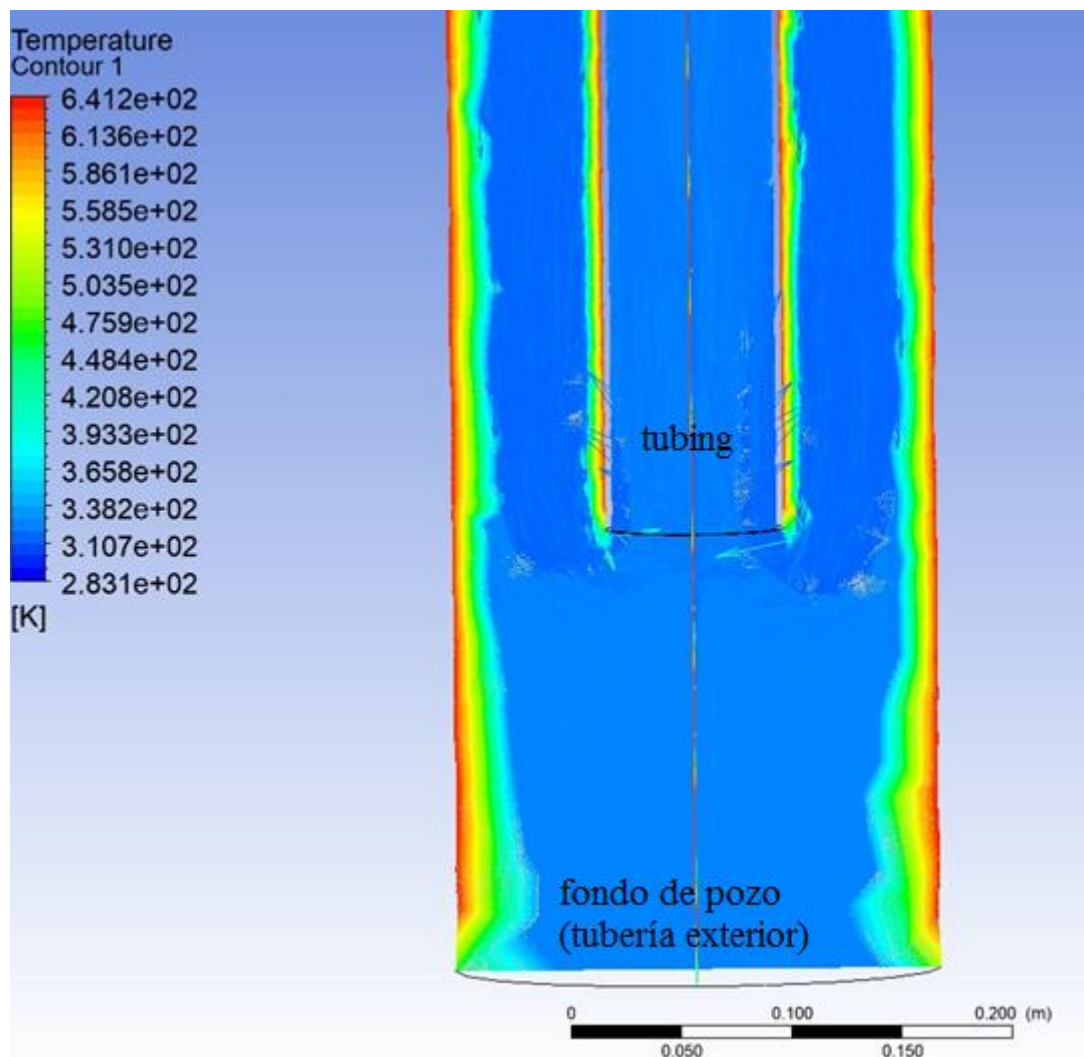


Figura 32; Contorno de temperatura en el fondo del DBHE para el caso #1 de la Figura 20.



5.1.1 Resultado variación de temperatura a lo largo del yacimiento

La variación detallada de temperatura en el yacimiento geotérmico permite representar diferentes escenarios que pueden explicar mejoras en la temperatura de producción del DBHE, la Figura 33 detalla las condiciones de contorno aplicadas, como la temperatura inicial del yacimiento para diferentes escenarios en función del aumento de la profundidad. Se generaron 4 secciones a

lo largo del DBHE que representan el escenario en el yacimiento geotérmico en la medida que aumenta la profundidad del yacimiento.

Tabla 11

Resultados de la variación de temperatura en el DBHE.

caso	temperatura de inyección [K]	temperatura primer sección [K]	temperatura segunda sección [K]	temperatura tercer sección [K]	temperatura cuarta sección [K]	transferencia de calor en la salida [W]
#1	283,15	357,15	423,15	524,15	641,15	-3023400
#2	283,15	367,15	433,15	534,15	651,15	-3240300
#3	283,15	377,15	443,15	544,15	661,15	-3454500
#4	283,15	387,15	453,15	554,15	671,15	-3669000
#5	283,15	397,15	463,15	564,15	681,15	-3882100
#6	293,15	357,15	423,15	524,15	641,15	-4179200
#7	293,15	367,15	433,15	534,15	651,15	-4393800
#8	293,15	377,15	443,15	544,15	661,15	-4607200
#9	293,15	387,15	453,15	554,15	671,15	-4821700
#10	293,15	397,15	463,15	564,15	681,15	-5034100

Los resultados obtenidos a una velocidad de inyección de un metro por segundo muestran que a medida que se tiene una mayor profundidad o mayor calor en el yacimiento permiten una mayor temperatura de salida del DBHE y una mayor transferencia de calor; las temperaturas de salida para cada caso son 320,32 [K], 321,91 [K], 323,5[K], 325,07 [K], 326,64 [K], 328,83 [K], 330,41 [K], 331,98 [K], 333,55 [K], 335,11 [K] respectivamente para los 10 casos de la Tabla 11.

Figura 33; Resultado contorno de temperatura de fluido para el caso #1.

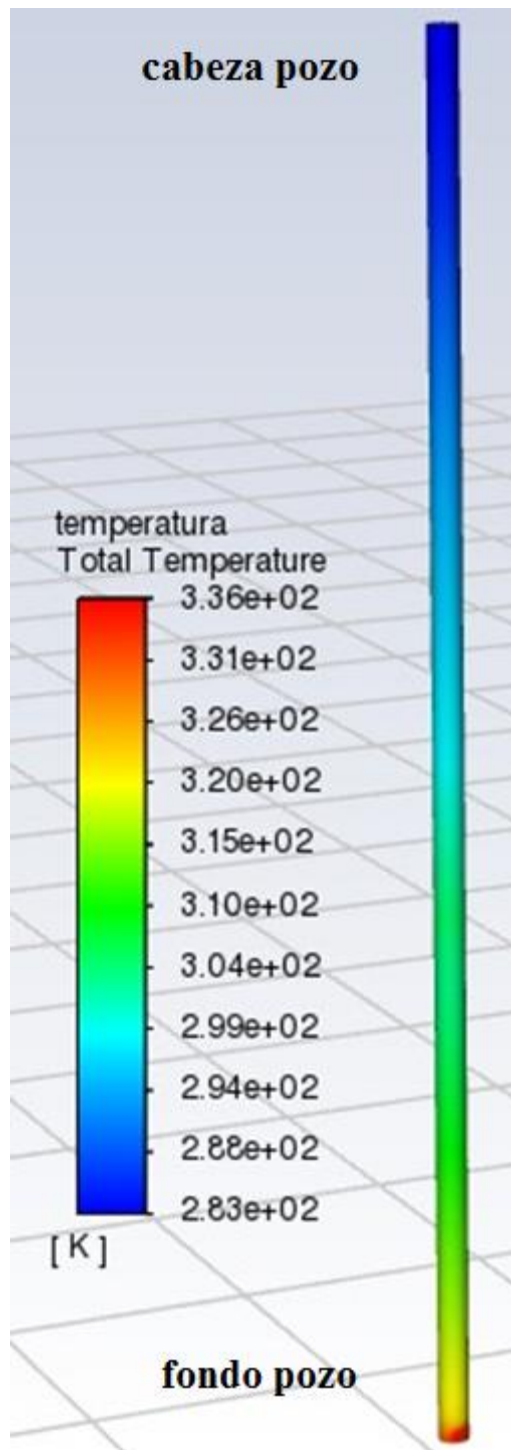
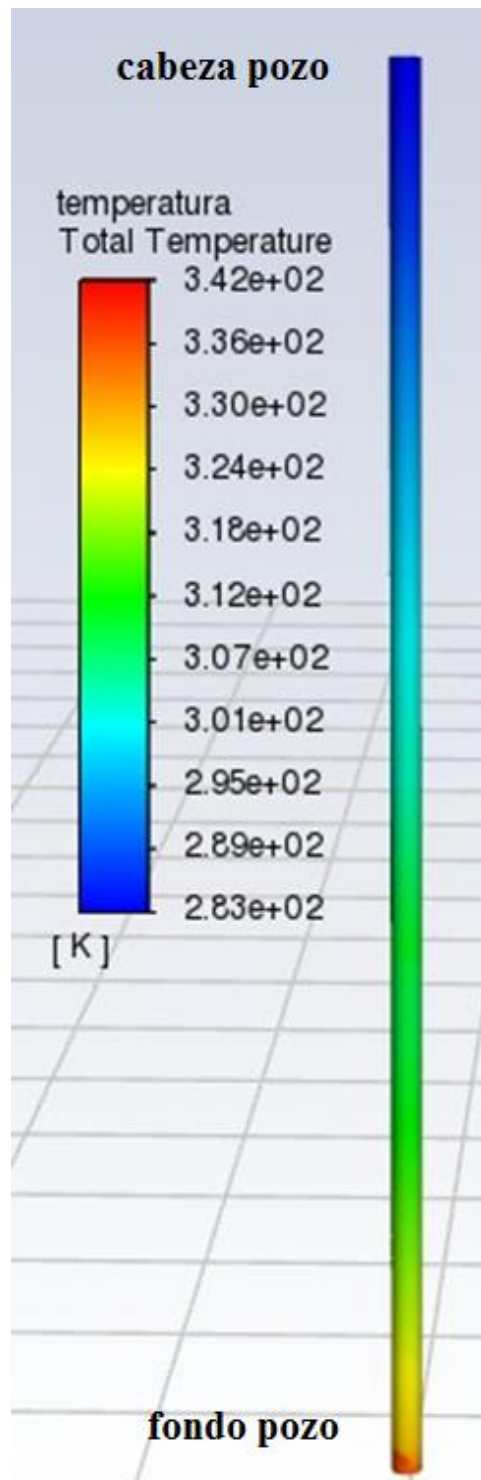


Figura 34; Resultado contorno de temperatura de fluido para el caso #5.



5.2 Efecto de los diámetros de tubería

Con diámetros más grandes la misma cantidad de fluido puede fluir a través de la tubería a velocidades más bajas; esto resulta “beneficioso” porque velocidades más bajas reducen pérdidas de energía por fricción y ayudan a reducir el desgaste en la tubería; sin embargo, aunque los diámetros mayores permiten mejorar el flujo de fluido, también acarrearán una pérdida de transferencia de calor por convección debido a factores expuestos en la Tabla 12.

Tabla 12

Efectos de variación de diámetro de tubería.

Menor área de contacto	A medida que aumenta el diámetro de la tubería, el área de contacto entre el fluido de proceso y las paredes del pozo se reducen en comparación de diámetros más pequeños; esto equivale a que hay menos superficie disponible para que ocurra la transferencia de calor por convección.
Menor velocidad de fluido cerca de las paredes	A medida que el diámetro aumenta, la velocidad del fluido de proceso tiende a ser más baja cerca de las paredes del pozo debido al efecto de arrastre.
Menor gradiente de temperatura	Con velocidades más bajas y menos área de contacto, es posible que se presente un gradiente de temperatura menos pronunciado entre el fluido de proceso y las paredes del pozo.

5.3 Impacto de la temperatura de inyección en el dbhe

La temperatura del fluido de inyección en el DBHE es muy significativa en la transferencia de calor y el rendimiento general del sistema; variaciones en la temperatura de inyección tienen efectos significativos en la eficiencia térmica y transferencia de calor. El efecto directo de la variación de temperatura de inyección del fluido de proceso a medida que atraviesa el intercambiador de calor representa una ganancia en la transferencia de calor obtenida como se observa en la Tabla 13. Este resultado muestra que se le transfiere más calor en la simulación porque se inyecta más energía térmica al sistema a medida que la temperatura aumenta

Tabla 13

Análisis de la temperatura de inyección.

#caso	temperatura inyección [K]	temperatura de salida [K]	transferencia calor en la salida [W]
1	283,15	320,4	-3020200
2	293,15	317,85	-2581300
3	303,15	312,28	-2030100
4	313,15	308,72	-1678800
5	323,15	306,15	-1127600

La mayor cantidad de energía obtenida al inyectar fluido a temperaturas más bajas se explica por el aumento en el gradiente de temperatura entre el fluido de inyección y el entorno geotérmico; esto impulsa un intercambio de calor más eficiente y, por lo tanto, permite extraer más energía térmica del pozo.

La transferencia de calor también depende del flujo de calor específico del fluido; es decir, de la cantidad de calor que puede transportar por unidad de tiempo y área. A temperaturas más

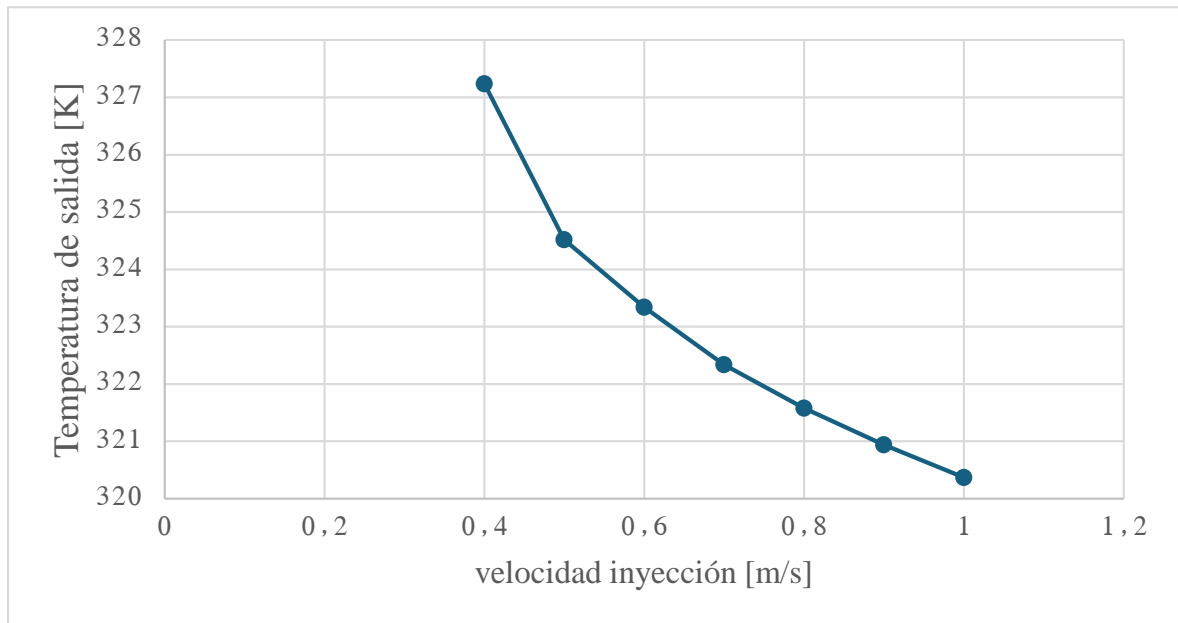
altas de producción, el fluido de proceso tiende a transportar más calor, lo que aumenta la transferencia de calor en el DBHE.

5.4 Influencia de la velocidad de inyección

El análisis de resultados obtenidos mediante simulaciones revela que el aumento de la velocidad de inyección en el DBHE tiene un impacto significativo en la temperatura de salida del pozo geotérmico; se observa una relación inversamente proporcional entre estas variables: a medida que se incrementa la velocidad de inyección, la temperatura de salida del DBHE disminuye. La Figura 35 muestra el comportamiento de estas variables analizadas.

La curva de la Figura 35 muestra la evolución de la temperatura de salida del fluido en función de la velocidad de inyección. A medida que se incrementa la velocidad de inyección, se observa la tendencia descendente en la temperatura de salida. Esta tendencia puede explicarse debido al tiempo de residencia del fluido de proceso en el DBHE.

Figura 35; Efecto de la velocidad de inyección en la temperatura de salida del DBHE.



Un mayor caudal de inyección favorece una mejor transferencia de calor debido a la mayor tasa de intercambio térmico entre el fluido y las paredes del DBHE; sin embargo, esto también implica que el tiempo de residencia del fluido en el pozo se reduce, lo que disminuye el tiempo disponible para que el fluido alcance temperaturas más elevadas, afectando la temperatura de salida del pozo geotérmico. El tiempo de residencia es crucial para la eficiencia del proceso de intercambio de calor; con una mayor velocidad de inyección, el fluido pasa rápidamente a través del sistema, lo que limita el tiempo de contacto resultando en una menor temperatura de salida. Claramente se demuestra el impacto de la velocidad de inyección en la temperatura de salida, subrayando la importancia de optimizar las condiciones de operación para balancear la eficiencia térmica con los requerimientos de flujo y capacidad de extracción de calor del sistema geotérmico.

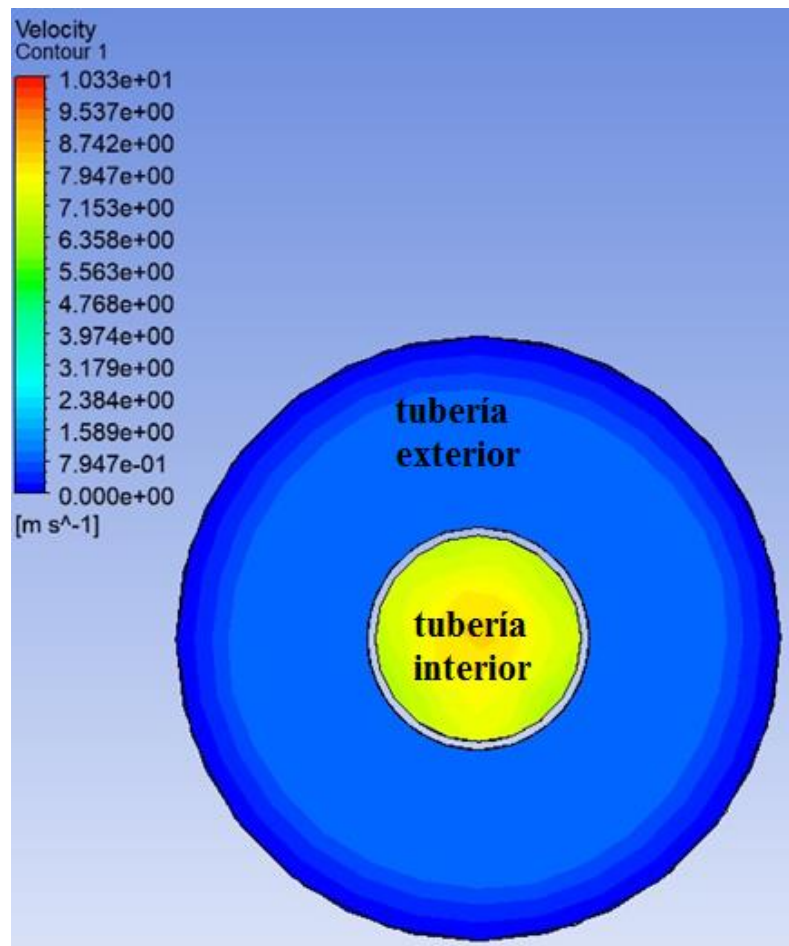
Tabla 14

Resultado de la variación de velocidad de inyección en la transferencia de calor y temperatura de salida del pozo geotérmico.

Velocidad inyección [m/s]	transferencia de calor a la salida pozo [W]	temperatura de salida [K]
0,4	-1618800	323,07
0,5	-1852900	322,62
0,6	-2087000	322,17
0,7	-2321100	321,72
0,8	-2552000	321,27
0,9	-2789300	320,82
1	-3023400	320,37

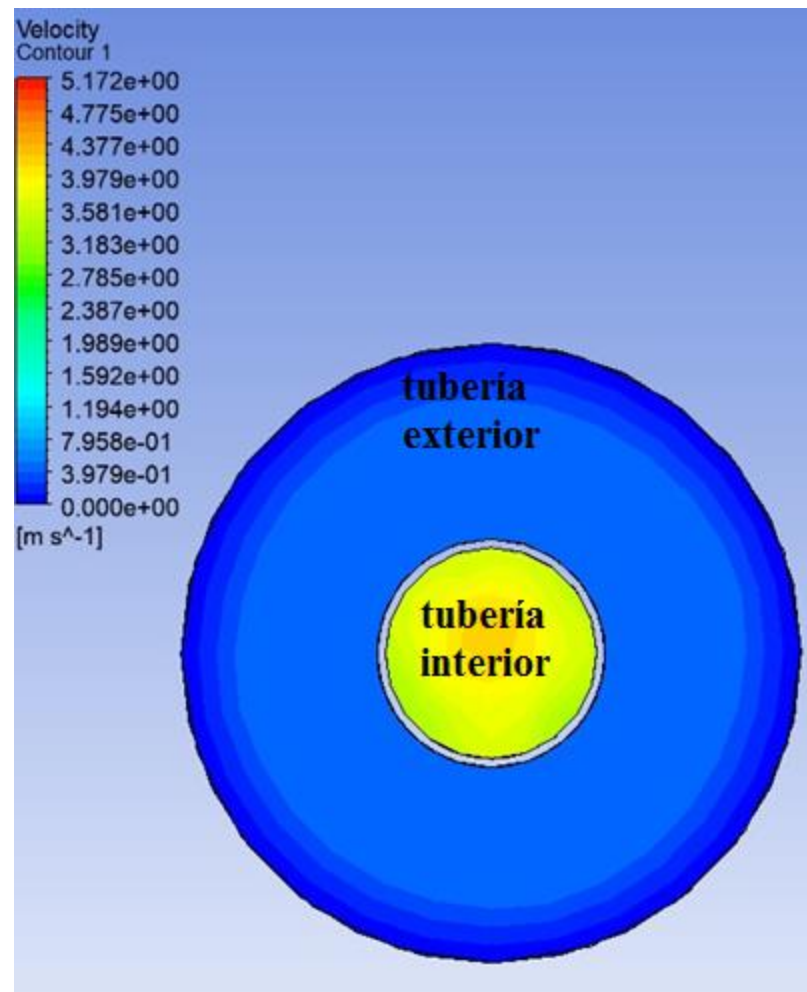
La Tabla 14 demuestra que al aumentar la velocidad de inyección del fluido, la transferencia de calor entre el fluido y la tubería también incrementa de manera significativa. Este comportamiento se debe a que una mayor velocidad de inyección mejora el coeficiente de transferencia de calor por convección. En contraste la temperatura de salida disminuye conforme aumenta la velocidad de inyección; como se mencionó anteriormente, esto se debe a que el fluido tiene menor tiempo de residencia en contacto con la tubería caliente. A velocidades de inyección más bajas la conducción térmica del fluido resultó ser más relevante, ya que el fluido se mueve más lentamente a través del DBHE y permite que se transfiera más calor por conducción.

Figura 36; Resultado contorno de velocidad de inyección de 1 m/s.



La Figura 36 muestra el contorno del fluido en el pozo geotérmico a una velocidad de inyección de un metro por segundo. Esta figura se compara con otro contorno mostrado en la Figura 37 (0,5 m/s) con el objetivo de analizar la influencia de la variación de la velocidad de inyección en el comportamiento del flujo y la transferencia de calor dentro del DBHE. El contorno de velocidad de un metro por segundo muestra la distribución del campo de velocidades del fluido en el pozo. Se observa una velocidad relativamente uniforme en la parte central del flujo, con gradientes de velocidad más pronunciados cerca de las paredes del pozo.

Figura 37; Resultado contorno de velocidad para 0,5 m/s.



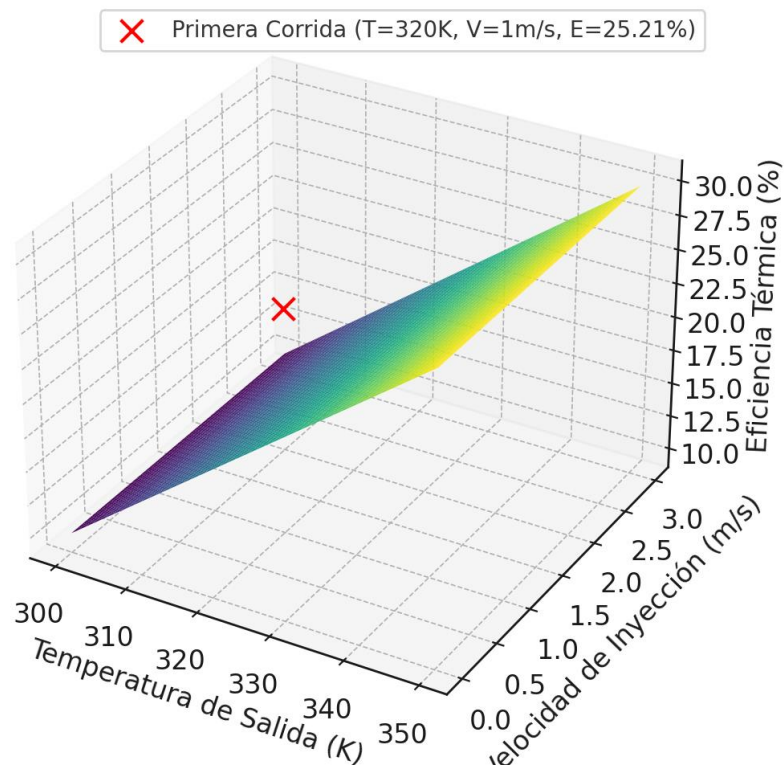
5.5 Eficiencia térmica del dbhe

La eficiencia térmica del pozo está directamente relacionada con la temperatura de salida del fluido del DBHE. El aumento de velocidad de inyección tiene un impacto dual en la eficiencia térmica del pozo, pues, si bien mejora la transferencia de calor, también reduce la temperatura de salida, comprometiendo la eficiencia térmica global.

La Figura 38 presenta una gráfica que ilustra el impacto de la velocidad de inyección del fluido en dos variables clave: la temperatura de salida y la eficiencia térmica del sistema. La

velocidad de inyección se varía desde 0,1 m/s a 3 m/s para evaluar su influencia simultánea en la temperatura de salida del DBHE. La curva de temperatura de salida muestra una tendencia descendente a medida que la velocidad de inyección aumenta. A velocidades bajas (1 m/s), la temperatura de salida es más alta, lo que indica que el fluido ha absorbido más calor del entorno debido a un mayor tiempo de residencia en el DBHE. La velocidad de inyección es un parámetro crítico que influye directamente tanto en la temperatura de salida como en la eficiencia térmica del sistema de intercambio de calor en el DBHE y en este caso se asume que el mejor caso es aquel con velocidad de inyección de 1 m/s.

Figura 38; Impacto de la velocidad de inyección en la temperatura de salida y la eficiencia térmica.



6. Conclusiones

A lo largo del estudio, se logró identificar varios factores críticos que influyen en la eficiencia térmica de los intercambiadores de calor en pozos profundos. Se destacó la importancia de la velocidad, condiciones del yacimiento, temperatura de inyección y geometría del pozo.

- Un esquema de discretización apropiado y un número suficiente de elementos de malla permiten capturar con mayor precisión los fenómenos de flujo y transferencia de calor en el intercambiador de calor. Una malla fina y bien estructurada garantiza la exactitud en los resultados simulados, permitiendo una mejor comprensión de los mecanismos involucrados. En el mejor de los casos la malla ideal fue la de elementos de malla con un tamaño 1 m de obteniendo $3,1527 \times 10^5$ elementos de malla en el DBHE.

- Es importante encontrar un equilibrio entre el tamaño del diámetro de tubería para facilitar el flujo y mantener una transferencia de calor efectiva en el pozo. Un diámetro adecuado contribuye tanto a la eficiencia del proceso de intercambio de calor como a la estabilidad del flujo, asegurando un rendimiento óptimo del sistema.

- La eficiencia térmica del pozo está directamente relacionada con la temperatura de salida del fluido del DBHE. Aumentar la velocidad de inyección cada 0,1 m/s mejora la transferencia de calor, pero reduce la temperatura de salida del DBHE, lo que puede comprometer la eficiencia térmica global. Es crucial encontrar una velocidad de inyección óptima que maximice la eficiencia térmica sin sacrificar la estabilidad del sistema. En el mejor escenario una magnitud de 1 m/s produce un rendimiento óptimo.

- La velocidad de inyección influye directamente en el tiempo de residencia del fluido en el pozo, una velocidad adecuada asegura que el fluido tenga suficiente tiempo para la transferencia de calor desde las paredes del pozo. Las simulaciones mostraron que a una velocidad de inyección de 1 m/s la temperatura de salida fue de 320,37 K (47,22°C), mientras que a velocidades más altas como 5 m/s la temperatura de salida descendió a 300 K (26,85°C), indicando que la eficiencia térmica disminuye.

- La variación de temperatura de inyección afecta el gradiente térmico dentro del pozo y la eficiencia del DBHE. Una temperatura de inyección adecuada facilita un mejor intercambio de calor y un rendimiento más eficiente del sistema. Al modificar la temperatura de inyección de 283,15 K (10°C) a 293,15 K (20°C) se observa como el perfil de diferencia de calor disminuye, lo que reduce la optimización de ganar energía.

- Considerando que las temperaturas del pozo no son constantes, el uso de materiales aislantes en la parte superior del tubo interior podría reducir las pérdidas de calor del fluido de trabajo ascendente.

- Al profundizar el DBHE se puede acceder a más calor, lo que representa una mejora de 3% en comparación del modelo #3 de la tabla al modelo básico presentado en el pozo geotérmico de Krafla. Según los resultados de simulación, un aumento de 10 K en el gradiente geotérmico mejoró la temperatura de salida del fluido en un 2,5%, lo que confirma la importancia de trabajar en yacimientos con gradientes geotérmicos más altos para maximizar la eficiencia.

- Se ha identificado que velocidades de inyección más altas inducen un régimen de flujo más turbulento, lo que aumenta la transferencia de calor por convección. Por otro lado, esta mejora es contrarrestada por una disminución del tiempo de residencia del fluido en el DBHE, lo que reduce la eficiencia térmica global.

- La utilización de simulaciones CFD ha permitido modelar y analizar con precisión los fenómenos de transferencia de calor y flujo en el DBHE. Esta herramienta se ha demostrado efectiva para predecir el comportamiento de fluido de proceso bajo diversas condiciones de operación.

- Hay que resaltar que desde una vista económica, proyectos de clase de coproducción son atractivos porque los costos de perforación y extracción del agua geotérmica no están incluidos en los costos de instalación. Esto hace que los costos totales del proyecto de reduzcan hasta en un 50% respecto a proyectos geotérmicos que requieren estudios geotécnicos, exploraciones y perforaciones.

7. Recomendaciones

Se recomienda realizar estudios experimentales para validar los resultados de las simulaciones y explorar más a fondo el impacto de diferentes parámetros en la eficiencia térmica de los intercambiadores de calor. Además, futuros estudios podrían investigar la integración de sistemas de energía renovable con intercambiadores de calor geotérmicos para mejorar aún más la sostenibilidad de las plantas geotérmicas. Se recomienda explorar configuraciones geométricas alternativas del DBHE, como el uso de tuberías en U y helicoidales, que podrían mejorar la transferencia de calor y reducir pérdidas térmicas.

Referencias bibliográficas

- Aranza Arismendi, A. (2024). Modelación de un sistema sustentable para el aprovechamiento de la energía geotérmica de baja entalpía por medio de un intercambiador de calor [Universidad Autónoma del Estado de Morelos]. <http://www.riaa.uaem.mx/xmlui/handle/20.500.12055/4652>.
- Aryanfara, Y., Akhsheejb, A., Sheykhc, K., & García Alcaraze, J. L. (2021). Modelado y análisis de un orc de dos etapas para recuperar el calor residual del ciclo geotérmico de un solo flash. 11(2), 62. <https://doi.org/10.29047/01225383.383>.
- Biwei, F., Zhiyuan, G., Jia, Y., Lin, S., Si, Z., & Ling, N. (2023). Investigación sobre la optimización del rendimiento de extracción de calor de intercambiador de calor coaxial de aletas espirales basado en GA-BPNN-QLMPA. 26.
- Bruno Della Bedolla, Claudio Vecellio, Stefano Bellani, & Umberta Tinivella. (2007). Thermal modelling of the Lardarello geothermal field (Tuscany, Italy). Septiembre 2007, 16.
- Carlos Andrés Bayona Castro, Lina Paola Londoño Gallón, & Eduardo Alfredo Nieto Cruz. (2015). Identificación del modelo de turbulencia más adecuado, utilizando software de dinámica de fluidos computacional, para el diseño del vehículo urbano de la competencia Shell Eco Marathon. 147.
- Cuadrado Peña, I. G., Colorado Granda, A. F., Cobos Gómez, J. C., & Vásquez Rueda, J. C. (2020). Estudio de factibilidad para la implementación de un ciclo orgánico de rankine en pozos de extracción de petróleo. 13.

El Espectador. (2024, enero). Aprobación de explotación de energía geotérmica en Colombia.

<https://www.elespectador.com/ambiente/aprobaron-explotacion-de-energia-geotermica-en-colombia-de-que-se-trata/>.

Geothermie Nederland publishes 2022 geothermal figures. (2023).

<https://www.thinkgeoenergy.com/geothermie-nederland-publishes-2022-geothermal-figures/>.

Gonzalo Ruiz. (2024, agosto). ¿Qué es la energía geotérmica? Fuentes, usos, ventajas y esventajas de la energía geotérmica. 19.

Henrik Holmberg, José Acuña, Erling Næss, & Otto K. Sønju. (2016). Thermal evaluation of coaxial deep borehole heat exchangers. 13 de Mayo de 2016, 12.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.048>.

Hossein Javadi. (2024). Experimental and numerical study of the thermo-fluid dynamics of borehole heat exchangers incorporating advanced materials to be optimized for use as thermal energy storage (BTES) [Universidad Politécnica de Valencia].

<https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/203144/Javadi%20>

[%20Experimental%20and%20numerical%20study%20of%20the%20thermo-](https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/203144/Javadi%20Experimental%20and%20numerical%20study%20of%20the%20thermo-)

[fluid%20dynamics%20of%20borehole%20heat%20exchanger....pdf?sequence=1&isAllo](https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/203144/Javadi%20Experimental%20and%20numerical%20study%20of%20the%20thermo-fluid%20dynamics%20of%20borehole%20heat%20exchanger....pdf?sequence=1&isAllowed=y)

[wed=y](https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/203144/Javadi%20Experimental%20and%20numerical%20study%20of%20the%20thermo-fluid%20dynamics%20of%20borehole%20heat%20exchanger....pdf?sequence=1&isAllowed=y).

International Energy Agency. (2021, Diciembre). Renewables 2021- analysis and forecast to 2026.

Jevgeni Fadejev, Raimo Simson, Jarek Kurnitski, & Fariborz Haghghat. (2017). A review on energy piles design, sizing and modelling. 18.

- Linrui, J., Ping, C., Yang, L., Lin, L., & Zhaohong, F. (2023). Modelo analítico de transferencia de calor para intercambiadores de calor coaxiales basado en un flujo de calor variado con la profundidad del pozo. 218.
- Mohammad Towhidul Islam, M.N. Nabi, M.A. Arefin, K. Mostakim, Fazlur Rashid, N.M.S Hassan, S.M.A Rahman, S. McIntosh, B.J. Mullins, & S.M. Muyeen. (2022, noviembre). Trends and prospects of geothermal energy as an alternative source of power: A comprehensive review. 17.
- Ortega Ramirez, A. T., & Brand García, L. C. (2024). Tecnologías para el aprovechamiento de energía geotérmica en pozos petroleros (p. 14). Universidad de América. <https://orcid.org/0000-0002-6364-8432>.
- Raymond J, Mercier S, & Nguyen L. (2015). Diseño de intercambiadores de calor coaxiales de tierra con tubo exterior mejorado térmicamente. 3-7.
- Rubio García Javier & De la Rosa Andrés. (2020). Simulación de un mezclador estático horizontal para la dilución de crudo-diluyente haciendo uso de una herramienta de Dinámica Computacional de Fluidos CFD. Universidad Industrial de Santander.
- Samayoa Farnes, J. I. (2022). Geotermia de baja entalpía como alternativa para calentador de agua residencial. Universidad del Valle de Guatemala.
- Sánchez Guzmán, J., & Garcia de la Noceda Márquez, C. (2024). El potencial de la geotermia profunda de la roca caliente seca a los sistemas geotérmicos estimulados. Instituto Geológico y Minero de España.
- Theo Renaud, Patrick Verdin, & Gioia Falcone. (2019). Numerical simulation of a Deep Borehole Heat Exchanger in the Krafla geothermal system.

- Thomas Kohl, Renzo Brenni, & Walter Eugster. (2002). System performance of a deep borehole heat exchanger.
- Toapanta Ramos, F., González Rojas, L., & Calero, E. (2020). Estudio numérico de un intercambiador de calor de una caldera helicoidal. 16.
- Valdés Ortiz, J., Ardila Marín, J. G., Martínez Pérez, A. F., & Betancur Gómez, J. D. (2020). Análisis numérico vía ANSYS de intercambiadores de calor con mejora pasiva: Casos de estudio densidad del mallado y modelo de turbulencia. 11.
- Valeria Guerbartchouk Pérez. (2024). Estudio experimental del comportamiento hidrotérmico de una cuneta verde para su potencial aprovechamiento térmico. https://digibuo.uniovi.es/dspace/bitstream/handle/10651/74544/TFG_ValeriaGuerbartchoukPerez.pdf?sequence=4&isAllowed=y.
- Villa, M. A. P., Blessent, D., López Sánchez, J., & Moreno, D. (2020). Sistemas geotérmicos mejorados: Revisión y análisis de casos de estudio [Universidad de Medellín]. <http://dx.doi.org/10.18273/revbol.v42n1-2020006>.
- Yongqiang, L., Nan, C., & Guozhi, X. (2022). Modelado analítico y análisis térmico de intercambiadores de calor coaxiales de pozo profundo con método de fuente de línea finita segmentada por filtración estratificada (S3-FLS). 257. <https://www-sciencedirect-com.bibliotecavirtual.uis.edu.co/science/article/pii/S0378778821010793?via%3Dihub>.

Trabajos futuros

Para seguir avanzando en el conocimiento y la aplicación práctica de los intercambiadores de calor en pozos geotérmicos, se recomienda explorar el uso de materiales avanzados para mejorar la conductividad térmica y la resistencia a la corrosión de los intercambiadores de calor, así como la implementación de técnicas avanzadas de control y monitoreo en tiempo real para optimizar la operación del sistema.

Adicionalmente continuar mejorando los modelos CFD para incorporar fenómenos físicos adicionales, como la transferencia de calor en presencia de fracturas y heterogeneidades del yacimiento geotérmico. La incorporación de modelos más sofisticados permitirá una representación más precisa de las condiciones reales del yacimiento geotérmico. Mejorando simulaciones a largo plazo permitirá evaluar el rendimiento y la degradación del sistema de intercambiadores de calor en el tiempo. Esto ayudará a entender mejor los ciclos de vida y los requisitos de mantenimiento del sistema.

Apéndice A

En este apéndice se presentan los resultados detallados de las simulaciones numéricas realizadas para analizar el comportamiento térmico del intercambiador de calor en el pozo profundo. Se incluyen las configuraciones específicas de la geometría del modelo, así como los valores numéricos de las variables principales observadas en cada simulación. Estos datos complementan los resultados presentados en el capítulo de resultados y permiten una revisión detallada de los parámetros modelados en el contexto del análisis térmico.

Figura 39; Contorno de temperatura en vectores del fondo del pozo para el caso #1 de la Tabla 11.

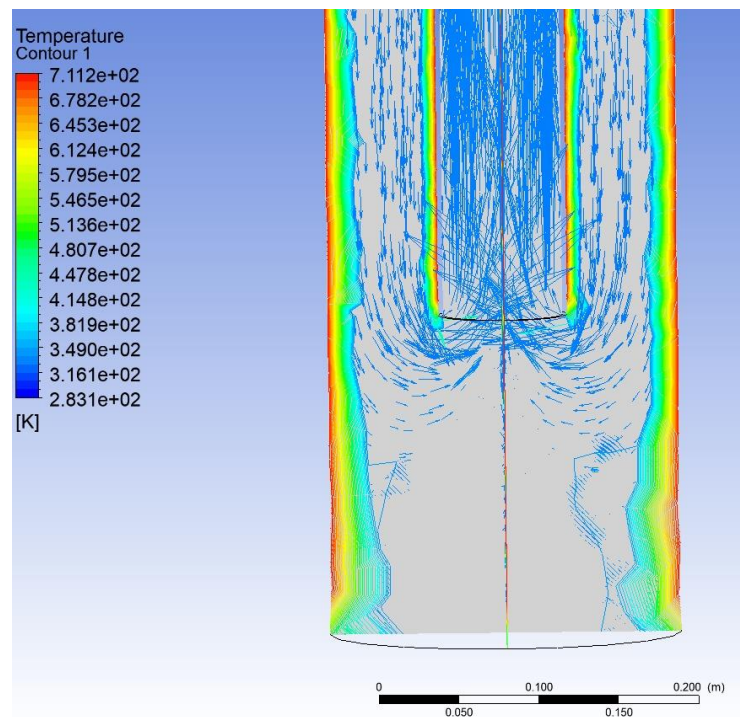


Figura 40; Contorno de temperatura en la cabeza de pozo para el caso #1 de la Tabla 11.

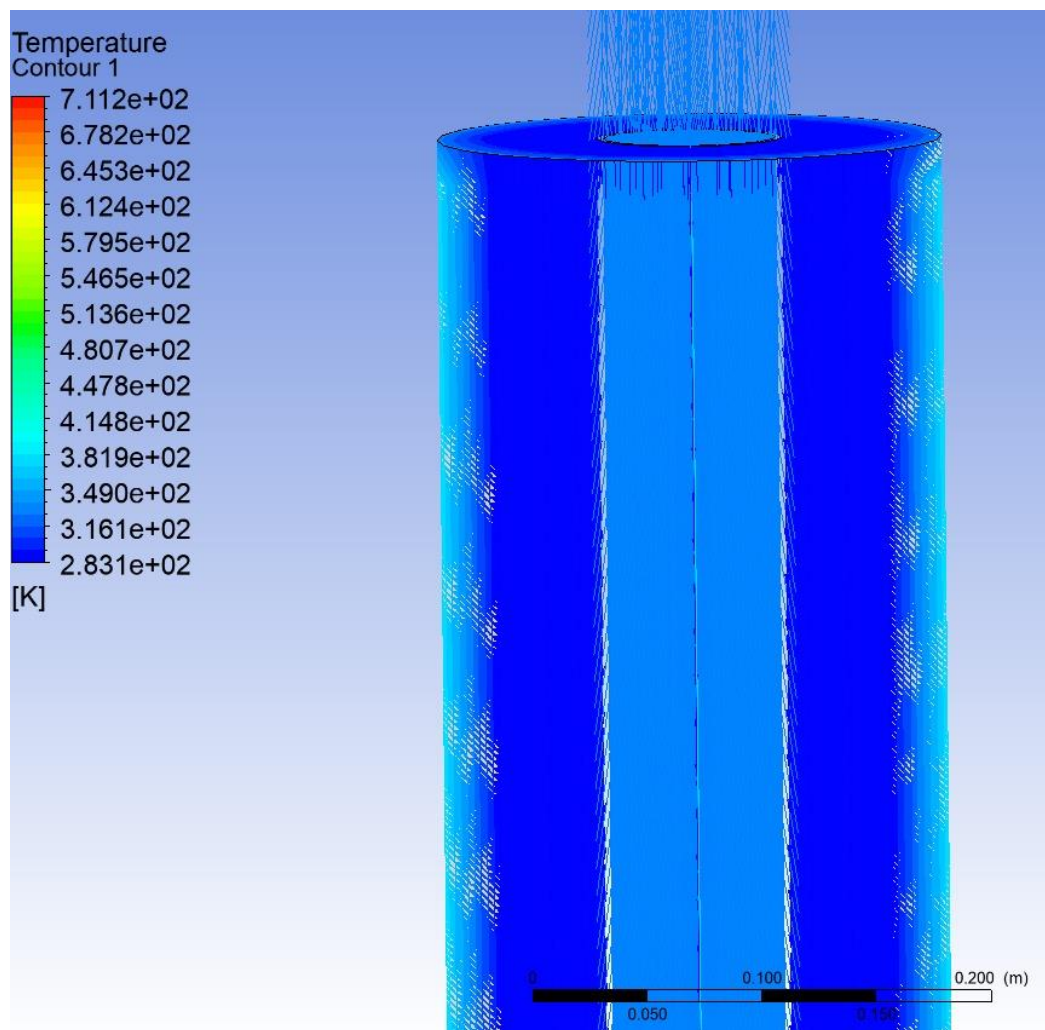


Figura 41; Contorno de temperatura en cabeza de pozo para el caso #5 de la Tabla 11.

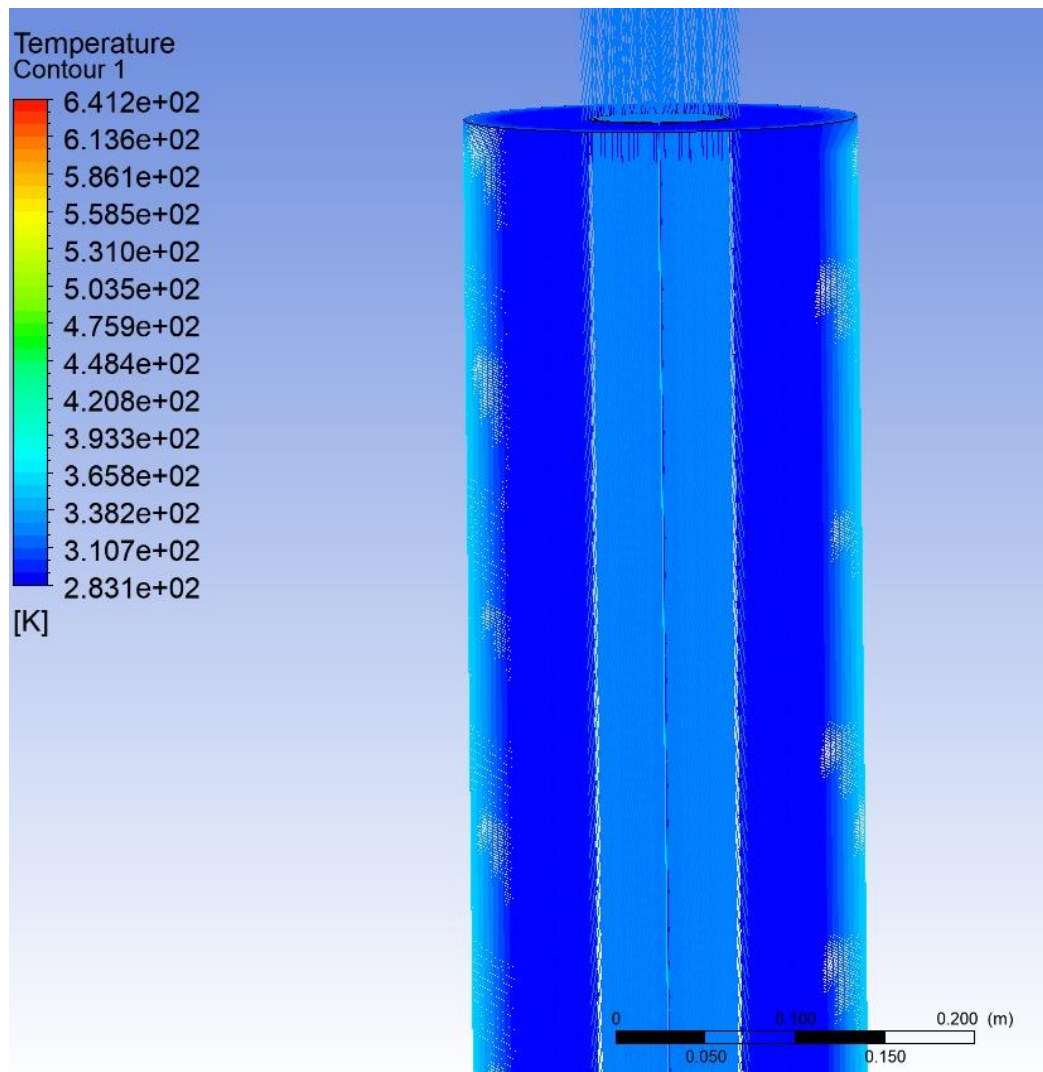
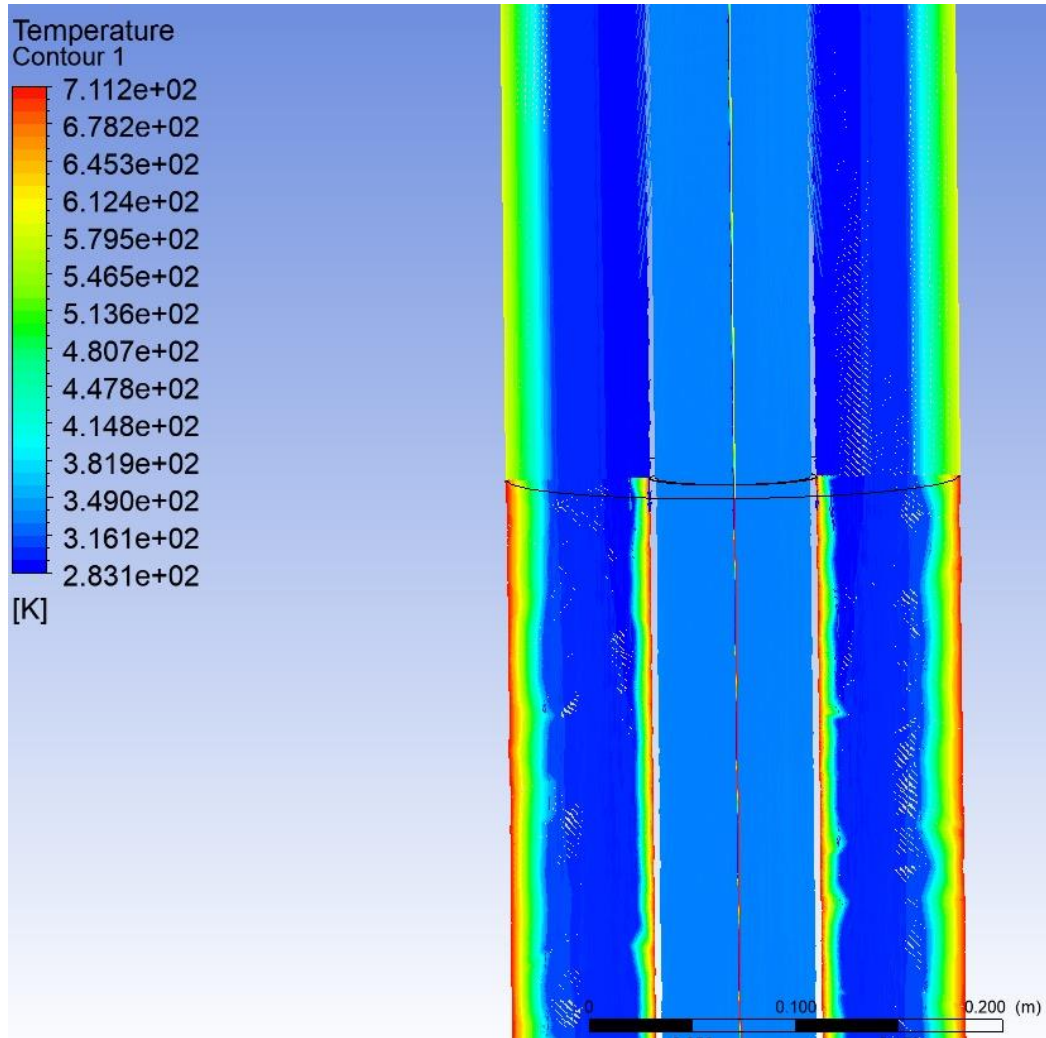


Figura 42; Contorno de temperatura en la intersección de la zona 4 y 3 para el caso #1 de la

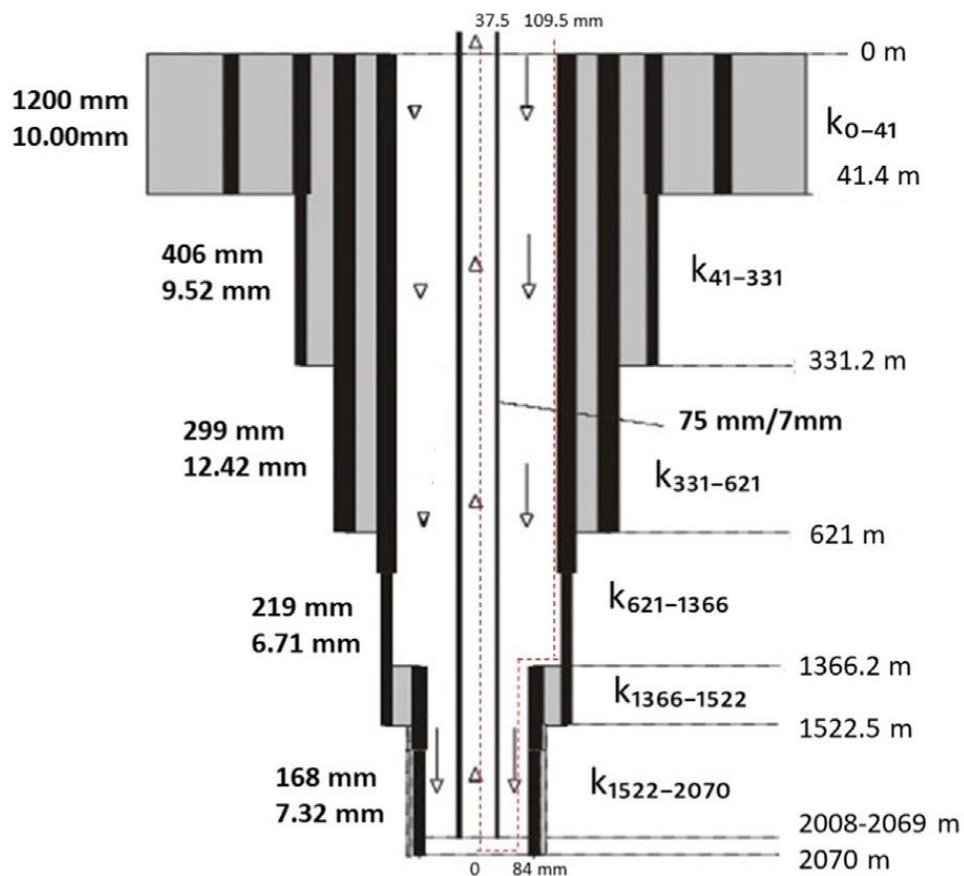
Tabla 11.



Apéndice B

En este apéndice se recopila y organiza el material de apoyo proveniente de investigaciones previas, enfocado en el análisis del intercambiador de calor en pozo profundo (DBHE) y su aplicación en yacimientos geotérmicos. Especialmente, se presenta una revisión del caso de estudio en el campo geotérmico de Krafla, en Islandia, como referencia fundamental para este trabajo, en la **Figura 43** se muestra el completamiento para el pozo geotérmico.

Figura 43; Completamiento de pozo en campo geotérmico Krafla-Islandia



Nota. Modificado de Theo Renaud et al., (2019, p. 2).

El sistema DBHE en Krafla se basa en un modelo axisimétrico para optimizar el intercambio térmico a profundidades cercanas a los 2070 metros, aprovechando las altas temperaturas cercanas a la intrusión magmática (DBHE en Islandia- Krafla). La temperatura inicial del fondo de pozo en Krafla varía entre 390 y 450 °C, con una alta presión que permite la circulación de agua en estado supercrítico. Estas condiciones optimizan la transferencia de calor y permiten generar hasta 1.2 MW térmicos en los primeros años de producción (DBHE en Islandia- Krafla). El DBHE implementado usa un diseño coaxial cerrado, donde el fluido circula sin contacto con el reservorio, lo que reduce los riesgos de contaminación y permite un flujo de calor estable. Este diseño ha mostrado ser efectivo para extraer calor en yacimientos de alta temperatura sin inducir sismos.