

---

## Artículos

### Diseño conceptual para una planta binaria geotérmica en el departamento de Nariño

**Laura Moreno-Aponte**

Universidad de América, Colombia

[laura.moreno@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:laura.moreno@estudiantes.uamerica.edu.co)

**Harvey Milquez-Sanabria**

Universidad de América, Colombia

[harvey.milquez@uamerica.edu.co](mailto:harvey.milquez@uamerica.edu.co)

**Ingenio Tecnológico**

vol. 7, e064, 2025

Universidad Tecnológica Nacional, Argentina

ISSN-E: 2618-4931

Periodicidad: Frecuencia continua

[ingenio@frlp.utn.edu.ar](mailto:ingenio@frlp.utn.edu.ar)

Recepción: 02 julio 2025

Aprobación: 27 noviembre 2025

URL: <https://portal.amelica.org/amelia/journal/266/2665247006/>

**Resumen:** La energía es vital para el progreso, y la geotermia emerge como una alternativa sostenible, aprovechando el calor interno de la Tierra. Esta investigación propuso una red de intercambio de calor para una planta geotérmica binaria de 5 MW en Nariño, Colombia. El estudio se estructuró en cinco fases clave: selección del fluido geotérmico, definición del tipo y características de la planta, elección del fluido de trabajo, simulación con ASPEN PLUS y diseño de la red de intercambio. Se utilizó salmuera a 423.15 K de los reservorios de Azufral y Chiles como recurso geotérmico. El isopentano fue seleccionado como fluido de trabajo por su eficiencia del 16.89 %. La red diseñada consta de veintidós intercambiadores de tubos y coraza: seis precalentadores, seis evaporadores y diez condensadores. El sistema opera con presiones entre 1.5 y 10.5 bares, y temperaturas de 289.15 K a 423.15 K. Se resalta la necesidad de ampliar los estudios de prospección geotérmica. Las plantas binarias son una opción viable, pero requieren diseños específicos para la limpieza debido a las características del fluido geotérmico, lo que impacta también la estabilidad estructural.

**Palabras clave:** Fuente de energía renovable, Reservorios, Red de intercambio de calor, Ciclo Rankine, Isopentano.

**Abstract:** Energy is vital for progress, and geothermal energy is emerging as a sustainable alternative, harnessing the Earth's internal heat. This research proposed a heat exchange network for a 5 MW binary geothermal power plant in Nariño, Colombia. The study was structured into five key phases: selection of the geothermal fluid, definition of the plant's type and characteristics, choice of working fluid, simulation with ASPEN PLUS, and design of the exchange network. Brine at 423.15 K from the Azufral and Chiles reservoirs was used as the geothermal resource. Isopentane was selected as the working fluid due to its 16.89% efficiency. The designed network comprises twenty-two shell-and-tube heat exchangers: six preheaters, six evaporators, and ten condensers. The system operates with pressures between 1.5 and 10.5 bar, and temperatures ranging from 289.15 K to 423.15 K. The study highlights the need to expand geothermal prospecting efforts. Binary plants are a viable option, but they require specific designs for cleaning due to the characteristics of the geothermal fluid, which also impacts structural stability.



**Keywords:** Renewable energy sources, reservoirs, heat exchange network, rankine cycle, Isopentane.



## 1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es fundamental para el desarrollo humano aplicable en la generación de avances tecnológicos, el funcionamiento de las industrias, el transporte, el cumplimiento de derechos fundamentales como la vida, la salud y la integridad personal (Corte Constitucional de Colombia, 2015), el derecho a la vivienda digna (Corte Constitucional de Colombia, n.d.), e incluso el cumplimiento del objetivo de desarrollo sostenible número 7. Cada necesidad energética se cuantifica por medio de la demanda energética que a su vez se ve influenciada por otros factores como el crecimiento poblacional e industrial, por ende, está en constante aumento, por ejemplo, en Colombia entre los años 1975 aa 2018 paso de consumir 735 PJ a 1308 PJ (UPME,2019) denotando un crecimiento del 48%.

Las energías fósiles se obtienen de recursos no renovables como el petróleo, el carbón o el gas natural; tienen la característica de ser finitas lo que indica que en algún momento se agotaran y no tienen la capacidad de renovarse a corto plazo, en el caso de Colombia para el año 2021 contaba con un horizonte de 7,7 años en petróleo y 8 años para gas (Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, 2023). Por otro lado, las energías renovables provienen de recursos con una vida útil más extensa o infinita, con mayor beneficio ambiental. Para el 2019 la distribución de estas dos fuentes se renovó, según la UPME más del 68% de la energía se produjo por hidroeléctricas, el 30% fueron de fuentes fósiles y solo un 0,2% a partir de fuentes renovables no convencionales (Arango, 2019).

Teniendo en cuenta lo anterior Colombia tiene varios objetivos que cumplir, el primero es aumentar la matriz energética para cubrir el incremento de la demanda en los próximos años, al mismo tiempo diversificar las fuentes de obtención para no depender de la energía hidroeléctrica y hacer la transición del 30% de la energía en Colombia a fuentes renovables. Harfoot y col., indican que el uso de las energías fósiles presenta un alto impacto ambiental desde los métodos de exploración afectando la biodiversidad y los servicios ecosistémicos, en la explotación con la degradación, contaminación o alteración de los sitios terrestres, marinos de agua dulce o salada y el subsuelo (Harfoot et al., 2018) ya sea por derrames de crudo o subproductos, por deterioros o daños en las instalaciones; igualmente al utilizarse en la producción de energía se generan gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono, metano, óxidos de nitrógeno, material particulado y metales pesados principales contaminantes del aire (Vallack & Rypdal, 2019).

Las principales fuentes de energía renovable no convencional son: biomasa, solar, eólica, hidroeléctricas y la geotérmica, que en conjunto proveen menos del 20% de la demanda global (Algarin & Álvarez, 2018). Poco se ha profundizado en la energía geotérmica aun así está siendo impulsada a través de diferentes incentivos establecidos en el plan energético 2016-2030, con la finalidad de llegar a suministrar 50 MW (Céspedes et al., 2022).

La energía geotérmica se puede definir como aquella que nace del calor proveniente del centro de la tierra con una temperatura oscilante entre 4982°C a 5816°C (Rohit et al., 2023), combinado con procesos de conducción y convección el calor se distribuye en cada una de las capas del subsuelo hasta la superficie para luego ser aprovechado en forma de energía (Abid et al., 2022).

Un sistema natural geotérmico tiene varios componentes: el primero se denomina zonas de recarga compuesta por rocas permeables donde el agua proveniente de procesos de lluvia que se distribuye en los demás componentes, el segundo es la fuente de calor en este caso proveniente del centro de la tierra que transfiere su energía al agua circulante de la recarga, el tercero es el reservorio compuesto por capas internas del suelo que almacenan agua y gases (Yuan et al., 2021) con alto poder calorífico, ayudado por una capa sellado que lo aísla térmicamente, por último, están las zonas dedescarga que son los lagos o termales superficiales con menor capacidad calorífica.



El aprovechamiento de los recursos geotérmicos en plantas de energía depende del gradiente de temperatura o variación de la temperatura a medida que aumenta la profundidad del reservorio o pozo (Sharmin et al., 2023), por ende, el fluido puede estar en fase líquida o fase vapor, dependiendo de la temperatura y la presión (Dickson & Fanelli, 2004). Según el acta del Congreso Geotérmico del 2020, hasta ese año existía una capacidad instalada de 107.727 MWt (Lund & Toth, 2021) suministrando menos del 2,5 % de la energía a nivel mundial.

Algunas aplicaciones que lideran la producción de energía geotérmica son: las bombas de calor para la calefacción y/o enfriamiento de residencias o edificios, aprovechando en un 71,6% la capacidad instalada (Lund & Toth, 2021), después encontramos la calefacción de suelos e invernaderos para cultivos, con el fin de regular la temperatura y la humedad del sitio para mejorar la producción y el crecimiento fuera de temporadas o en condiciones climáticas adversas (IRENA, 2022), la capacidad instalada es 2.459 MW térmico y 35.826 TJ/ año de uso de energía (Lund & Toth, 2021), algunos ejemplos de cultivos en los que se emplea son verduras y flores, frutas como plátano en Islandia, espárragos en Grecia, tomates y pimientos en Nueva Zelanda. Adicionalmente en la industria alimenticia más de 15 países para el 2020 usaban los recursos geotérmicos para el secado y la deshidratación de alimentos (Lund & Toth, 2021) como el maíz, arroz, trigo, cebollas, champiñones, manzanas, entre otros (IRENA, 2022).

Una aplicación reciente en diseño e instalación es la producción de hidrógeno limpio asistido por energía geotérmica por medio de la electrólisis del agua (Ghazvini et al., 2019), el 30 de junio de 2022 la empresa Japonesa Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation anuncio la creación de una sociedad para el estudio de la disposición y el diseño de equipos de producción de hidrógeno con celdas de electrólisis de óxido sólido (Toshiba, 2022), empleando energía eléctrica geotérmica.

Los países que más utilizan la geotermia son China, Estados Unidos, Suecia, Alemania y Finlandia; un singular ejemplo del buen uso de esta energía es Islandia logrando que el 100% del suministro de energía primaria sea renovable, el 25% pertenece a la energía geotérmica (Mikhaylov, 2020); debido a su ubicación geográfica es rica en recursos geotérmicos que se emplean para la calefacción de invernaderos y zonas residenciales, piscicultura, en aplicaciones para la industria del aluminio, derretir nieve, balnearios y generación eléctrica (New\_Zealand\_Foreing\_Affairs\_&\_Trade, 2024).

En Colombia en el 2021 el Ministerio de Minas y Energía en colaboración con la Empresa Parex inauguraron la primera planta de energía geotérmica en el Campo Maracas de San Luis de Palenque en Casanare, con una capacidad instalada de 72.000 kWh (La\_República, 2021). Por otra parte, en el país se están desarrollando proyectos para la prospección y el inventario de los recursos geotérmicos [28]; las áreas de mayor interés han sido el Macizo Volcánico del Ruiz y Azufral. Con la ayuda de Ecuador también se ha evaluado la posibilidad de implementar una planta geotérmica en el territorio binacional Túfiño-Chiles-Cerro Negro.

Según datos estimados del Servicio Geológico Colombiano, el país posee recursos geotérmicos con un potencial de producción de 1182 MW (Periódico\_UNAL, 2021) que equivale al 6,1% de la capacidad instalada para el 2021 sin ser aprovechado hasta el momento. A futuro podrían emplearse para invernaderos, acuicultura, energía eléctrica, deshidratación y secado de diferentes materiales y alimentos, bombas de calor, refrigeración y fabricación de hielo. En Colombia estos sistemas están ubicados en el cinturón de fuego del Pacífico que se compone de volcanes, entre ellos: Chiles, Cerro negro, Doña Juana, Galeras, Tajumbina, Paipa, Macizo del Ruiz, Nevado del Huila, Puracé, Sotará, Galeras, Cumbal y Azufral [12].



Nariño cuenta con 600 zonas no interconectadas (El\_Tiempo, 2023), que representan más de 180.000 familias de sectores como Ricaurte, Cumbal y San Juan de Pasto sin acceso seguro a energía eléctrica que podrían beneficiarse de los recursos geotérmicos; allí se ubican 33 manantiales y manifestaciones hidrotermales, en el inventario del servicio geológico se reportan seis fumarolas con posibilidad de aprovechamiento, entre ellas la de Besolima en el municipio de Consacá con una temperatura aproximada de 358 °C.

El objetivo del presente proyecto fue emplear la información de los fluidos geotérmicos de reservorios existentes en el departamento de Nariño para el diseño conceptual de una planta geotérmica incluyendo el diseño térmico y mecánico de estos equipos.

## 2. METODOLOGÍA

La investigación se desarrolló en cinco etapas como se presentan en figura 1 de manera general, a continuación, se explica su cada una:



Figura 1.  
Metodología.  
Fuente: elaboración propia.

### 2.1. RECURSO GEOTÉRMICO

A través de fuentes secundarias, se realizó una búsqueda bibliográfica de informes de exploración geotérmica en el repositorio digital de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Coviello, 2000) y el Servicio Geológico Colombiano (Servicio Geológico Colombiano, 2019), (C Alfaro, 2001), (Claudia Alfaro et al., 2015). sobre los recursos geotérmicos del departamento de Nariño para encontrar las características como temperatura y flujo.

### 2.2. TIPO DE PLANTA

En la elección del tipo de planta a simular se tuvo en cuenta las características de fluido geotérmico en este caso de media entalpía según la clasificación desarrollada por Muffler y col. (Muffler & Cataldi, 1978), Hochstein (Hochstein, 1988) y Benderitter (Benderitter & Cormy, 1990), acorde con lo anterior y otras fuentes bibliográficas acerca del tipo de centrales geotérmicas que aprovechan este recurso (Gudmundsson, 1988), (None, 2019) en este caso la mejor opción es una planta binaria. Para la determinación de las condiciones de diseño y operación se extendió la búsqueda bibliográfica a trabajos de grado, artículos e información de plantas actuales a nivel mundial.

### 2.3. ELECCIÓN DEL FLUIDO DE TRABAJO

Se analizaron los cinco refrigerantes con mayor rendimiento, empleados en plantas reales y con bajo impacto ambiental; se empleó Aspen plus, de acuerdo a lo reportado por Gómez-González et al. (2024), y el modelo RefProp desarrollado por el NIST para hallar las gráficas de entalpía vs temperatura como lo presentan autores como Salman y col., (Salman et al., 2017), Galashov y col., (Galashov et al., 2016) y Ramírez-Fonseca y col., (Ramírez Fonseca, 2021). Los datos se emplearon para calcular la eficiencia de los refrigerantes que fue el factor decisivo del fluido de trabajo.

## 2.4. SIMULACIÓN DE LA PLANTA

Tomando en cuenta los resultados de la simulación del Ciclo Rankine se hicieron pruebas de presión, temperatura, caudal y eficiencia en los equipos para llegar a las condiciones de proceso que cumplieran con el caudal del fluido geotérmico, eficiencia de proceso, producción de trabajo, delta T mínimo de 10°C en los intercambiadores de calor, número de intercambiadores y el valor de área acorde a las plantas reales.

## 2.5. DISEÑO DE LOS INTERCAMBIADORES

El proceso de construcción conceptual de los intercambiadores tuvo dos enfoques, primero el diseño térmico, tomando de base lo desarrollado por otros autores: Budisulistyo y col., (Budisulistyo et al., 2014), Janaun y col., (Janaun et al., 2016) y Xiangyun (Xiangyun, 2020), se empleó el modelo básico y riguroso de Aspen Plus, el programa solucionó las balances de materia y calor para el precalentador, el evaporador y el condensador del proceso; en el diseño mecánico se empleó la herramienta Aspen Exchanger Design And Rating, en la cual se ingresaron las condiciones de entrada y salida de las corrientes de proceso en el modelo de tubos y coraza, para llegar a la propuesta final que contiene a grandes rasgos: configuración, material, longitud y diámetro.

## 3. RESULTADOS

### 3.1. RECURSO GEOTÉRMICO

Al superar la fase de prospección hecha, se determina si un reservorio es aprovechable, de ser así al interior del mismo se construye un intercambiador de calor de pozo profundo, compuesto por dos tubos coaxiales insertados en el pozo, en el anillo externo se inyecta un fluido caloportador o geotérmico (Alimonti et al., 2019), que va a ser calentado en la profundidad del pozo debido al gradiente de temperatura, allí el fluido entra en el tubo interno y fluye hasta la cabeza del pozo, sucesivamente se traslada a un intercambiador de calor para transferir energía a un segundo fluido denominado fluido de trabajo, en la tabla 1 se encuentra la información básica los reservorios: Azufral y el territorio binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro, que evidencian la presencia de pozos a más de 150 °C.

Debido a la longitud de los pozos como se observa en la tabla 1, el agua retirada viene a alta presión además de estar en mezcla con minerales y metales como la plata, oro, cobre, litio y manganeso (Neupane & Wendt, 2017), sílice y carbonatos de calcio (Ohji & Haraguchi, 2017) componentes que aumentan el factor de ensuciamiento y la corrosión en los intercambiadores de calor, en este caso según el TEMA el valor del factor es de 0,00088 m<sup>2</sup> K/W (Thulukkanam, 2024).

Tabla 1.  
Reservorios encontrados en las zonas volcánicas.



Ubicación	Características
Tufiño, Chiles y Cerro Negro	Reservorio profundo, emplazado cerca de los 2.000 m de profundidad, con temperaturas superiores a los 473,15 K (Coviello, 2000). Reservorio somero, a una profundidad de 0,5 a 1 km, con temperaturas de alrededor de 423,15 K.
Azufral	Hacia el occidente del cráter y un flujo lateral con dirección preferencia sureste del volcán, se estima que la temperatura del reservorio oscila entre 453,15 K y 523,15 K (C Alfaro, 2001), con una profundidad de 2 a 2,5 km (Claudia Alfaro et al., 2015), siendo así un sistema de media a alta entalpía.

Fuente: elaboración propia.

En un sistema dominado por la fase líquida, la presión del fluido en la cabeza del pozo debe ser mayor a la presión de vapor del agua a 150°C en este caso 4,76 bares (Thulukkanam, 2024), la capacidad de producción del pozo a estas condiciones puede variar desde 34 kg/s a 96 kg/s (Thulukkanam, 2024), según datos de plantas reales esto puede aumentar con la capacidad de la planta, las dimensiones del pozo y la cantidad de pozos que se construyan, por ejemplo las plantas binarias Wairakei en Nueva Zelanda cuentan con un flujo de 777 kg/s (Zarrouk et al., 2014) y la planta Heber de Kansas, Missouri con un flujo de 964 kg/s (Riley, 1987).

### 3.2. PLANTAS DE ENERGÍA GEOTÉRMICA

Existen diferentes tipos de plantas geotérmicas, las principales son de tipo flash o ciclo abierto donde el fluido de trabajo es extraído de pozos geotérmicos, este se utiliza directamente en una turbina y después en el condensador para ser devuelto a la fuente, su característica principal es que debe tener una temperatura mayor a 150 °C (Marzolf, 2014).

El segundo tipo son las plantas binarias, que consisten en un ciclo cerrado que funciona con un fluido geotérmico de media entalpía entre 100 °C a 150° C (Marzolf, 2014), ya que son capaces de aprovechar reservorios de menor temperatura de manera eficiente y económica (DiPippo, 2012), a diferencia de la planta flash el fluido geotérmico (FG) no se pasa directamente a la turbina. Como se presenta en la figura 2 el ciclo comienza con la extracción del fluido geotérmico, el cual pasara a uno o más intercambiadores (PINT y INT) para transferirle calor a un fluido de trabajo con temperatura de ebullición menor al del agua. El proceso por el cual pasa el fluido de trabajo se basa en el ciclo Rankine o ORC, este ciclo sirve para modelar termodinámicamente el comportamiento en centrales eléctricas y geotérmicas binarias; se compone de los siguientes pasos según Cengel & Ghajar, 2020.

1-2 Compresión isentrópica en una bomba (B1), entra como líquido saturado.

2-3 Adición de calor a presión constantes en una caldera, sin embargo, en este tipo de planta se presentan intercambiadores de calor (PINT y INT), entra líquido comprimido y sale vapor sobrecalegado.

3-4 Expansión isentrópica en una turbina (TUB), vapor sobrecalegado.

4-1 Rechazo de calor a presión constante en un condensador (CON), entra vapor húmedo y sale como líquido saturado.

La capacidad de la planta es de 5 MW tomando como referente DiPippo (DiPippo, 2012) y Tomarov y col., (Tomarov & Shipkov, 2017) que documentan el trabajo producido por unidades reales de plantas binarias que puede llegar a ser de 6 MW. Por otra parte una central puede contener más de una unidad para aumentar la producción y mejorar el rendimiento de la misma, según los informes de prospección los reservorios en etapa de investigación de Nariño presentados en la tabla 2 se tiene una capacidad teórica de producción de más de 15 MW (Coviello, 2000), así la capacidad escogida para la investigación no sobrepasa la viabilidad del reservorio y existe la opción de replicar la unidad simulada hasta llegar al potencial energético del recurso geotérmico.

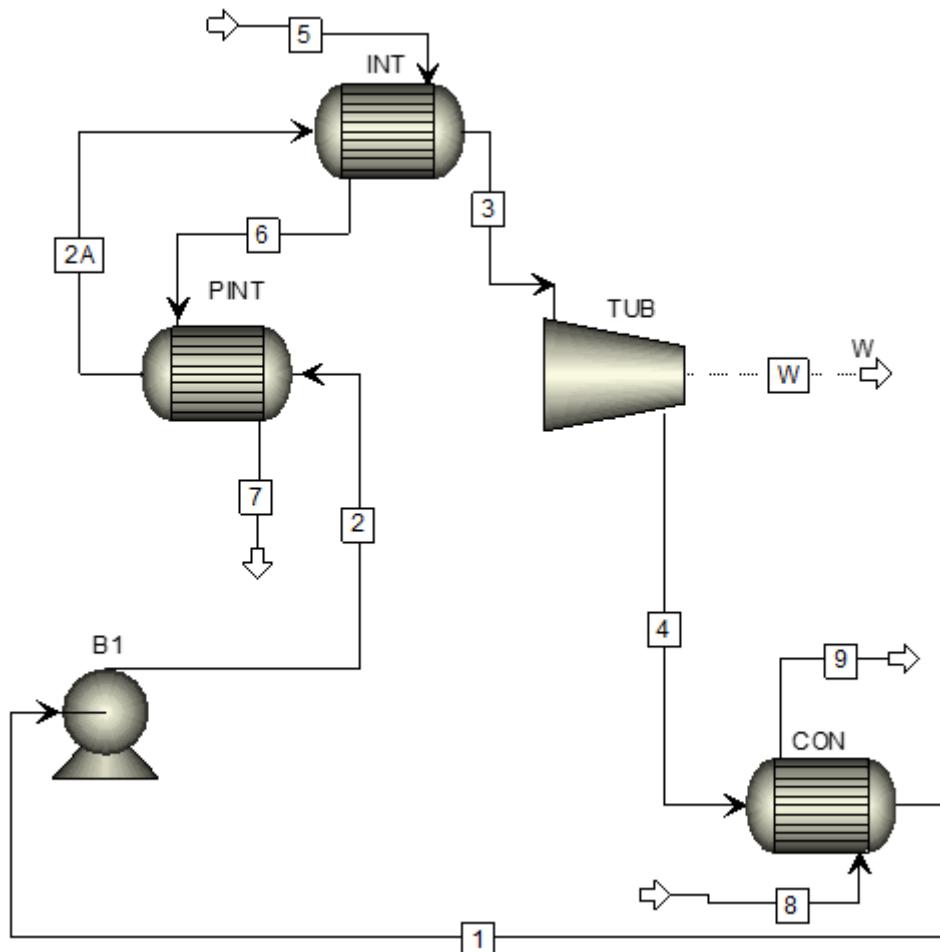


Figura 2.  
Elementos de la planta binaria en Aspen Plus.  
Fuente: elaboración propia.

### 3.3. CONDICIONES DE LOS EQUIPOS DE SIMULACIÓN EN ASPEN PLUS

En la Tabla 2 se presenta los resultados de los equipos seleccionados y su función en el proceso.

Tabla 2.

Condiciones de los equipos de proceso. Fuente: elaboración propia elaborado con la información de Thulukkanam (2024), Pereyra et al., (2017), Malyshenko & Schastlivtsev (2010), Toffolo et al. (2014).

Equipo	Descripción	Condiciones
Turbina (TUB)	Turbina de vapor conectada a un generador encargada de producir trabajo.	Eficiencia isoentrópica de 0,9 (Thulukkanam, 2024)Eficiencia mecánica de 0,75 (Pereyra et al., 2017)Capacidad de 5 MW (Malyshenko & Schastlivtsev, 2010)
Condensador	Ya que el fluido sale como vapor húmedo se necesita llevar a líquido saturado a la presión de salida de la turbina, el condensador disminuirá la temperatura del fluido de salida.	Se propone agua de enfriamiento de 16 °C, posible por la temperatura ambiente menor a 20 °C en el departamento de Nariño según el IDEAM. Factor de ensuciamiento 0,00018 m <sup>2</sup> K/W (Thulukkanam, 2024)
Bomba	Permite aumentar la presión del fluido de trabajo a la entrada a la turbina.	Eficiencia mecánica de 0,8 (Pereyra et al., 2017)

### 3.4. FLUIDO DE TRABAJO

Se evaluaron como refrigerantes el butano, isobutano, pentano, isopentano y amoniaco presentados en la figura 3, diagrama, temperatura - entropía, donde los hidrocarburos denotan una pendiente positiva que indica que son fluidos secos y el amoniaco una pendiente negativa identificado como fluido húmedo, industrialmente son de preferencia los refrigerantes secos (Tomarov & Shipkov, 2017), ya que a diferencia de los fluidos húmedos no requieren sobrecalentamiento para llegar a ser vapor saturado, lo que si sucedería en el amoniaco llevando el ciclo en la expansión a una mezcla líquido vapor (área debajo de la curva) causando daños en la turbina de vapor y aumentando el área del condensador por la necesidad del sobrecalentamiento.



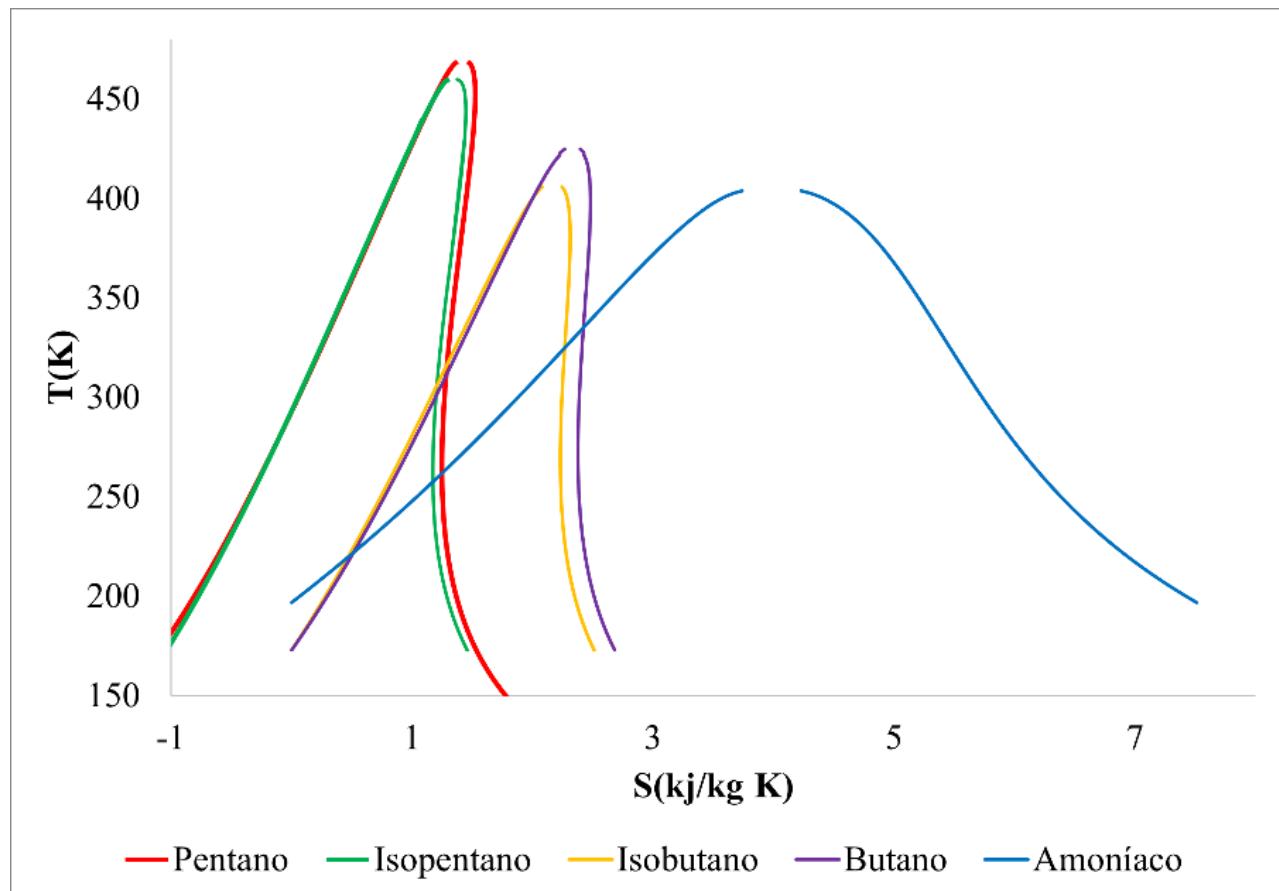


Figura 3.  
Curva de Entropía Vs Temperatura.  
Fuente: elaboración propia.

### 3.5. SIMULACIÓN DE LA PLANTA GEOTÉRMICA

#### 3.5.1 INTERCAMBIADORES DE CALOR

En el proceso se manejan tres intercambiadores identificados como PINT, INT y CON, para llevar a cabo el diseño mecánico es necesario definir el tipo de intercambiador a utilizar, la mejor opción resulta ser los intercambiadores de tubos y coraza debido a su estabilidad a altas presiones y temperatura, dependiendo del diseño los procesos de limpieza serán sencillos comparado con los intercambiadores de placas y así mismo se pueden adaptar con más accesorios, por otra parte evitan el uso de sellos o equipos totalmente soldados que dificultan los procesos de mantenimiento y reparación (Yu et al., 2021), como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3.  
Comparativo entre intercambiador de Coraza y Tubos y placas.

Tipo de intercambiador	Ventaja	Desventaja
------------------------	---------	------------

<p>Coraza y tubos, son intercambiadores tubulares compuestos por una carcasa a la cual entrará uno de los fluidos que por medio del contacto con varios tubos ubicados de manera horizontal en el mismo hará transferencias de calor con el fluido dos.</p>	<p>Menor frecuencia de mantenimiento y el proceso en si es más sencillo un ejemplo es limpieza de los tubos con agua a alta presión. Versatilidad en el diseño a la hora de elegir material, configuración. Soportan mejor los cambios de presión. Disponibilidad de inhibidores o limpieza mecánica para el control de la corrosión. Empleados por plantas binarias como Wairakei de Nueva Zelanda y Lahendong/ Pangolombian en Indonesia</p>	<p>A mayor cantidad de tubos en el intercambiador y menor diámetro aumenta la dificultad en los procesos de mantenimiento, generando incrustaciones de sal, generando resistencia térmica y al flujo. Requieren más espacio a comparación del intercambiador de placas.</p>
<p>Placas, son un tipo especial de intercambiadores de calor diseñados para utilizar placas de metal dispuestas en paralelo unidos por juntas, usualmente las placas son onduladas para mayor área de transferencias.</p>	<p>Tamaño compacto. Mayor eficiencia.</p>	<p>Alta complejidad y costo de mantenimiento. Soportan diferencias de presión bajas o moderada entre el fluido geotérmico y el de trabajo. Desgaste rápido de los sellos de las placas que a su vez se adhieren a estas lo que implica difícil el proceso de retirarlos sin dañar la integridad física del equipo.</p>

Fuente: elaboración propia elaborado con la información de Zarrouk et al., (2014), Frick et al., (2019).

### 3.5.2 CICLO RANKINE

Para elegir las condiciones de proceso y los flujos como se mencionó anteriormente se limitó la cantidad de energía a producir en este caso de 5 MW, llegando a un flujo de 102,47 kg/s de refrigerante, 366,94 kg/s de salmuera y 684,32 kg/s de agua de enfriamiento para todo el proceso presentadas respectivamente como las corrientes 1, 5 y 8 en la Tabla 4.



Tabla 4.  
Balance de materia y energía.

Corriente	1	2	2A	3	4	5	6	8	9
Fluido	Isopentano	Isopentano	Isopentano	Isopentano	Isopentano	Fluido geotérmico	Fluido geotérmico	Agua de enfriamiento	Agua de enfriamiento
Salida	CON	B1	PINT	INT	TUB	-	INT	-	CON
Entrada	B1	PINT	INT	TUB	CON	INT	PINT	CON	-
Fase	Líquido	Líquido	Líquido	Vapor	Vapor	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
Temperatura(K)	314,89	315,51	391,35	393,15	346,97	423,15	406,51	289,15	303,18
Presión (bar)	1,60	10,50	10,50	10,46	1,60	5,10	4,84	1,00	1,00
Entalpía másica (kJ/kg)	-2439,39	-2437,27	-2241,93	-1986,11	-2048,47	-15338,72	-15410,16	-15903,66	-15845,12
Entropía molar (kJ/kg-K)	-7,52	-7,51	-6,96	-6,31	-6,29	-7,59	-7,76	-9,19	-8,99
Flujo másico (kg/s)	102,47	102,47	102,47	102,47	102,47	366,94	366,94	684,32	684,32

Fuente: elaboración propia.



El fluido de trabajo llevó a cabo el ciclo Rankine entrando por la corriente 1 a temperatura de 314,84 K a la presión de 1,60 bares, punto 1 en la figura 4, se identifica la fase de compresión isotérmica hasta 10,50 bares, punto 2 de la figura 4, se presentan cercanos debido al mínimo cambio en la temperatura que incide de manera proporcional en la entalpía y la entropía como se presenta en la corriente 1 y 2 de la Tabla 4. En el siguiente paso del ciclo se toma la presión del punto 2 como presión de vapor a la temperatura de 391,35, consecuentemente para llevar a cabo el cambio de fase y cumplir con el delta T min, el precalentador y evaporador llevaron la temperatura de la corriente 2 hasta 346,97 K, este proceso consiste en dos pasos primero precalentamiento hasta punto de ebullición (corriente y punto 2A) y segunda evaporación hasta la temperatura requerida.

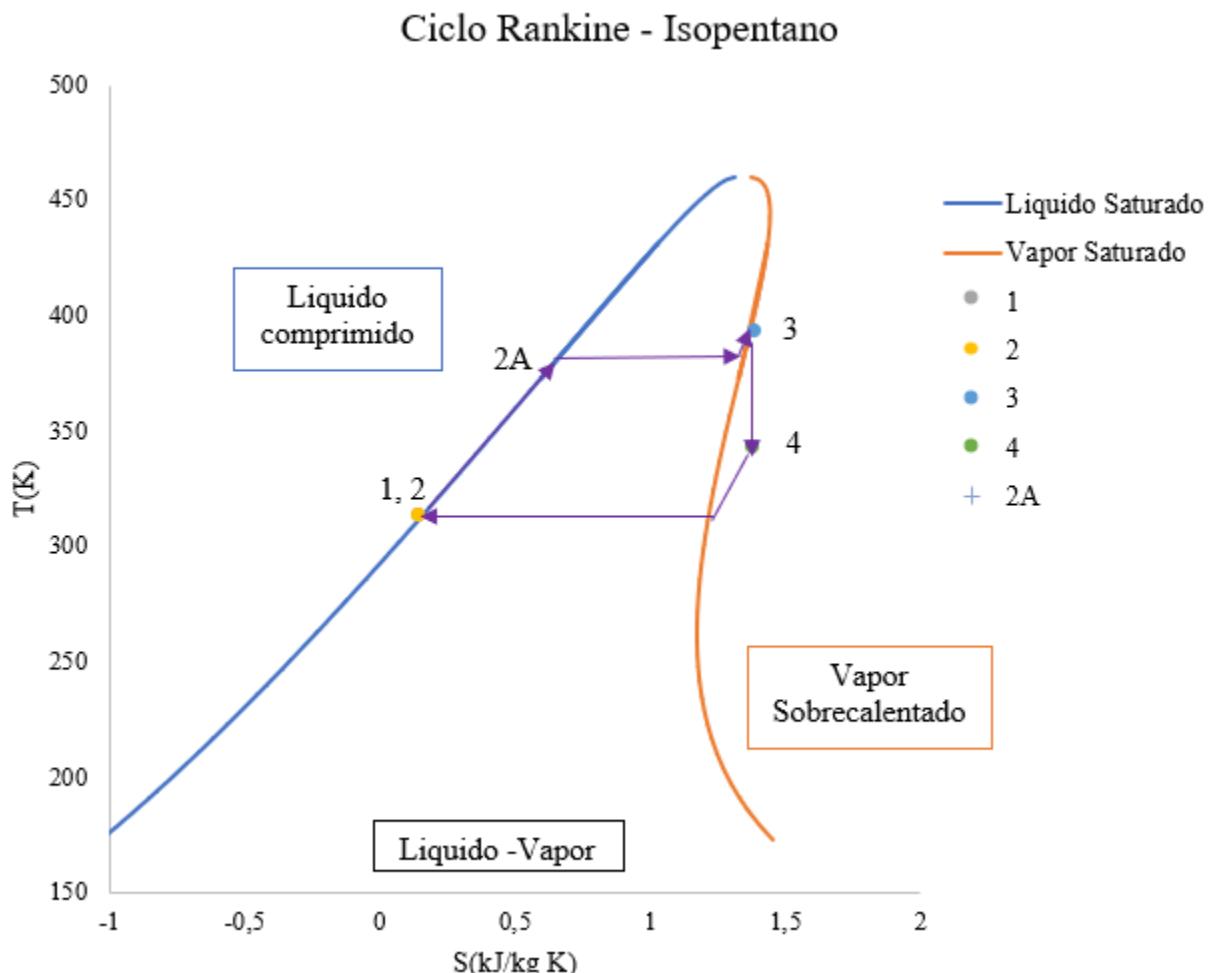


Figura 4.  
Ciclo Rankine de la planta de proceso.  
Fuente: elaboración propia.

### 3.6 SIMULACIÓN DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR

Al tener la simulación completa en Aspen plus el paso siguiente fue analizar la red de intercambio de calor con la extensión Aspen Energy Analyzer, la cual sugirió emplear dos intercambiadores de calor en serie para la corriente 5 el fluido geotérmico y la corriente 2 el fluido de trabajo como se observa en la figura 5, de acuerdo con lo anterior el primer equipo es un precalentador (PINT) y el segundo el evaporador (INT), el precalentador tiene función de llevar el isopentano hasta temperatura de ebullición a 10,5 bares como lo presentan otros autores (Tomarov & Shipkov, 2017), (Toffolo et al., 2014), este proceso trae beneficios como el aumento de la temperatura media logarítmica y la reducción del área global del sistema con el manejo de dos intercambiadores de menor área que un equipo por corriente.

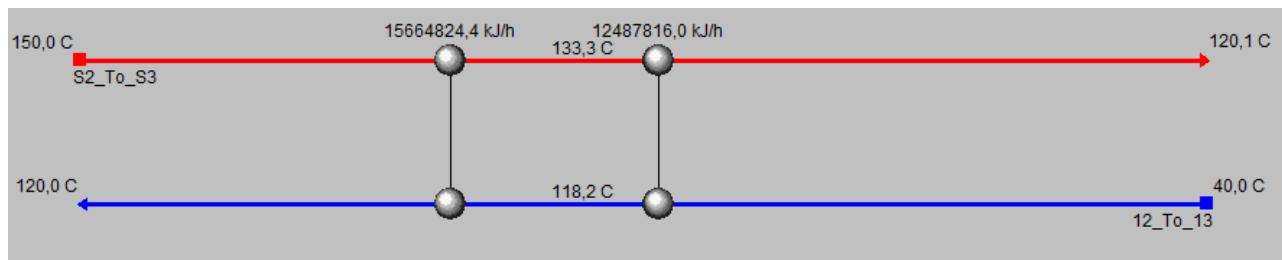


Figura 5.  
Propuesta de Aspen Energy Analyzer.  
Fuente: elaboración propia.

Se realizó el diseño mecánico de los intercambiadores en la herramienta Exchanger Desing and Rating llegando a los resultados presentados en la tabla 5, la primera característica del sistema de intercambio esta entre el punto dos a tres del ciclo Rankine allí se proponen seis precalentadores en paralelo y en serie con seis evaporadores también en paralelo, dividiendo el flujo total del fluido de trabajo en seis corrientes.

Tabla 5.  
Balance de materia y energía.

Ítem	PINT	INT	CON
# Equipos	6	6	10
TEMA	CEM	CEM	BEM
Área (m <sup>2</sup> )	191,2	401,5	281,2
Material	SS 316	SS 316	SS 316
LMTD (°C)	37,68	22,44	19,23
Calor (MW)	6,94	8,74	4,04

Coraza ID/OD (m)	0,70/0,71	1,28/1,29	0,70/0,71
Tubos OD (m)	1,90E <sup>-2</sup>	1,90E <sup>-2</sup>	1,90E <sup>-2</sup>
Longitud (m)	5,55	6	5,55
# Tubos	584	1140	860
Pitch	2,38E <sup>-2</sup>	3,20E <sup>-2</sup>	2,50E <sup>-2</sup>
Patrón del tubo	90°	90°	30°

Fuente: elaboración propia

Como se observa en la Tabla 5 los precalentadores tienen la menor área de intercambio debido a que el LMTD es mayor porque el punto pinch logra ser mayor al delta T mínimo de 10 °C, además de intercambiar menor calor entre las corrientes. Debido a que el factor de ensuciamiento del agua geotérmica es mayor y es el fluido caliente, esta corriente se ubicó en los tubos para favorecer el proceso de limpieza tanto en el diseño de PINT como en INT así como se presenta en la planta Wairakei de Nueva Zelanda (Zarrouk et al., 2014), por esta razón también se eligió configuración CEM donde se propone el cabezal tipo C que se caracteriza por ser removible facilitando la limpieza de los tubos con agua a alta presión.

El cambio del fluido de mayor caudal hacia los tubos implica dos cosas, primero el aumento de la velocidad del fluido de trabajo de la corriente 2 a alta presión, esto genera resonancia y vibraciones al estar ubicado en la coraza que en un futuro traducen en problemas estructurales como deformaciones en los equipos, la solución es apoyar o colocar los tubos tan rígidamente como sea posible y conservar las velocidades en valores bajos (Reyes-Rodríguez et al., 2014), de esta forma se propone el arreglo de 90° con el aumento del espaciamiento de los tubos para darle mayor estabilidad.

Debido a la presencia del fluido de trabajo en la coraza para el evaporador INT el diámetro interno (ID) y externo (OD) aumentaron para que el equipo pueda soportar más de 10 bares de presión en el isopentano, por otra parte, este equipo fue el de mayor área de intercambio como se refleja en el número de tubos y el área total para cumplir con el calor latente necesario para llevar la temperatura del fluido de trabajo de 391,35 K a 393,15 K con cambio de fase líquida a vapor, esta información está relacionada con la presentada por otros investigadores como Musharavati y col., (2021) quienes presentan los diseños para un sistema de aprovechamiento de fuentes geotérmicas, incluyendo un sistema de osmosis inversa para la purificación del fluido geotérmico (Musharavati et al., 2021).

El sistema de condensación se compone de 10 intercambiadores de calor tipo BEM, de igual forma presento problemas de resonancia sin embargo solo fue necesario cambiar el espaciamiento de los tubos (Pitch) para ser solucionados ya que la diferencia entre presiones es menor a un bar, el fluido de trabajo que es de menor caudal y mayor temperatura se encuentra en los tubos que son más estables, así el diámetro en la coraza no aumenta.

Debido a la ubicación de los reservorios algunas centrales binarias como Heber, el complejo geotérmico Geyser y Salt Wells en Estados Unidos han decidido emplear sistemas de condensación con aire o Air Cooled, sin embargo, el uso de intercambiadores para la etapa de condensación trae beneficios como: no presenta corrientes de vapor que afecten la visibilidad del sector, menor área, mayor control frente a las fluctuaciones de temperatura y humedad ambiental, fácil diseño e instalado, menor caída de presión (Ashwood & Bharathan, 2011).

Se eligió el acero inoxidable 316 debido a la compatibilidad del material con la salmuera geotérmica siendo más resistente que el acero dulce a la precipitación de sílice y más económico que emplear otras aleaciones o metales como el titanio en sistemas de media entalpía, disminuye la corrosión generalizada (Kaya & Hoshan, 2005) y es una buena opción en los sistemas de condensación.

#### 4. CONCLUSIONES

Colombia tienen un gran potencial en la producción de energía geotérmica, sin embargo su aplicación avanza lentamente en comparación con otros países y otras tecnologías, por ende se requiere dar mayor importancia y fortalecimiento a los procesos de investigación para encontrar recursos de media y alta entalpía que sean precursores de aplicaciones como bombas de calor, cultivos acondicionados para el suministro de municipios que no pueden producir algunos alimentos, producción de hidrógeno, diversificación y ampliación de la matriz energética.

Las plantas binarias resultan ser una buena opción en las zonas volcánicas de Nariño, debido al tipos de salmueras de media entalpía que se pueden encontrar allí, sin embargo en materia de prospección se necesita mayor investigación sobre las características específicas de la presión en la cabeza del pozo y la composición del fluido geotérmico, para ser obtener mayor precisión en el valor del factor de ensuciamiento de los equipos propuestos, las pérdidas que puede presentar el fluido, el pretratamiento que se le debe aplicar para reducir impurezas y las características finales para ser reinyectado.

Al realizar el diseño de los intercambiadores de una planta e incluso de los demás equipos del ciclo se evidenció la necesidad de limitar el proceso con la cantidad de energía a producir o el caudal del fluido geotérmico producido por el reservorio, para así lograr elegir condiciones de temperatura y presión para llevar el ciclo Rankine a una eficiencia acorde a la presentada por centrales reales.

Se diseño la unidad binaria productora de 5 MW de energía con eficiencia térmica de 16,86 %, compuesta por una red de intercambio de calor de veintidós equipos, distribuidos en 6 precalentadores que acondicionaran el fluido de calor hasta punto de ebullición para pasar a 6 evaporadores para producir vapor a 10,46 bares y una temperatura de 393,15 K, y al finalizar la generación de trabajo por medio de 10 condensadores en serie para completar la última etapa del ciclo.

Para los intercambiadores el factor de ensuciamiento, el caudal de las corrientes y la presión de los fluidos fueron las principales variables de diseño que incidieron en los cambios de la configuración, la ubicación de los fluidos y el espaciamiento de los tubos de los intercambiadores de calor para solucionar problemas de corrosión, alta velocidad de fluido, vibraciones y resonancia.

El área de intercambio de calor se vio afectada por la resonancia, donde las soluciones propuestas para hacer los equipos más estables a la turbulencia dada por el fluido de trabajo fueron el patrón de 90° y el espaciamiento de los tubos por ende el diámetro de la carcasa aumentó y de igual forma el área, sin embargo, los intercambiadores se encuentran cerca o en límite de longitud para plantas químicas.

#### FINANCIACIÓN



Trabajo financiado por el Proyecto IIQ 009: “Desarrollo de una biorrefinería para la valorización de los residuos de la industria cafetera y lechera usando el proceso de digestión anaerobia y bioconversión con larvas de Mosca Soldado Negro”. Universidad de América. Enero 2024 – Diciembre 2025.

## CONFLICTOS DE INTERÉS DE LOS AUTORES

Los autores declaran que no existen conflictos de interés.

## CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Laura Moreno-Aponte participó en el desarrollo de la investigación y en la redacción del manuscrito.

Harvey Andres Milquez Sanabria participó en la supervisión, conceptualización, diseño y desarrollo de la investigación y en la redacción y revisión final del manuscrito.



## 5. Referencias bibliográficas

- Abid, K., Sharma, A., Ahmed, S., Srivastava, S., Toledo Velazco, A., & Teodoriu, C. (2022). A review on geothermal energy and HPHT packers for geothermal applications. *Energies*, 15(19), 7357.
- Agencia\_Nacional\_de\_Hidrocarburos (ANH). (2023). *Datos y estadísticas, Reservas probadas de Petróleo y Gas*. <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regalías/datos-y-estadísticas/>
- Alfaro, C. (2001). Geoquímica del sistema geotérmico del volcán Azufral. *Ingeominas*, Bogotá. [https://catalogo.sgc.gov.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=48662&shelfbrowse\\_itemnumber=48009](https://catalogo.sgc.gov.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=48662&shelfbrowse_itemnumber=48009)
- Alfaro, Claudia, Ponce, P., Monsalve, M. L., Ortiz, I., Franco, J. V., Ortega, A., Torres, R., & Gómez, D. (2015). A preliminary conceptual model of Azufral geothermal system, Colombia. *Proceedings World Geothermal Congress*, 10p-10p.
- Algarin, C. R., & Álvarez, O. R. (2018). Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia. *Espacios*, 39(10).
- Alimonti, C., Conti, P., & Soldo, E. (2019). A comprehensive exergy evaluation of a deep borehole heat exchanger coupled with a ORC plant: the case study of Campi Flegrei. *Energy*, 189, 116100.
- Arango, M. A. (2019). *Panorama energético de Colombia*. <https://www.bancolombia.com/empresas/capital-inteligente/especiales/especial-energia-2019/panomara-energetico-colombia>
- Ashwood, A., & Bharathan, D. (2011). *Hybrid cooling systems for low-temperature geothermal power production*.
- Benderitter, Y., & Cormy, G. (1990). Possible approach to geothermal research and relative cost estimate. *Small Geothermal Resources*. UNITAR/UNDP Centre for Small Energy Resources, 61–71.
- Budisulistyo, D., Krumdieck, S., & Southon, M. (2014). *The effect of heat exchanger design on the return on investment of a geothermal power plant*.
- Cengel, Y. A., & Ghajar, A. J. (2020). *Transferencia de calor y masa: fundamentos y aplicaciones*. McGraw-Hill.
- Céspedes, S., Cano, N. A., Foo, G., Jaramillo, D., Martinez, D., Gutiérrez, M., Pataquiba, J., Rojas, J., Cortés, F. B., & Franco, C. A. (2022). Technical and Environmental Feasibility Study of the Co-Production of Crude Oil and Electrical Energy from Geothermal Resources: First Field Trial in Colombia. *Processes*, 10(3), 568.
- Corte\_Constitucional\_de\_Colombia. (n.d.). *Sentencia T-367/20*. Retrieved November 25, 2024, from <https://www.corteconstitucional.gov.co/Relatoria/2020/T-367-20.htm>
- Corte\_Constitucional\_de\_Colombia. (2015). *Sentencia T-761/15*. <https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2015/T-761-15.htm>
- Coviello, M. (2000). *Estudio para la evaluación del entorno del Proyecto Geotérmico Binacional "Tufiño-Chiles-Cerro Negro"*. [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/31473/S006540\\_es.pdf?sequence=1](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/31473/S006540_es.pdf?sequence=1)
- Dickson, M. H., & Fanelli, M. (2004). ¿Qué es la energía geotérmica. *Pisa: Istituto Di Geoscienze e Georisorse, CNR*.
- DiPippo, R. (2012). *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact* (BUTTERWORT). <https://www.egu.eu/newsletter/geoq/08/books4.pdf>



- El\_Tiempo. (2023). *Los lugares que aún viven sin energía eléctrica en Colombia - Otras Ciudades - Colombia*. <https://www.eltiempo.com/colombia/otras-ciudades/los-lugares-que-aun-viven-sin-energia-electrica-en-colombia-325892>
- Frick, S., Kranz, S., Kupfermann, G., Saadat, A., & Huenges, E. (2019). Making use of geothermal brine in Indonesia: binary demonstration power plant Lahendong/Pangolombian. *Geothermal Energy*, 7(1), 1–19.
- Galashov, N., Tsibulskiy, S., & Serova, T. (2016). Analysis of the Properties of Working Substances for the Organic Rankine Cycle Based Database “REFPROP.” *EPJ Web of Conferences*, 110, 1068.
- Ghazvini, M., Sadeghzadeh, M., Ahmadi, M. H., Moosavi, S., & Pourfayaz, F. (2019). Geothermal energy use in hydrogen production: A review. *International Journal of Energy Research*, 43(14), 7823–7851.
- Gómez-González, D. A., Méndez-Duran, L. A., & Milquez-Sanabria, H. A. (2024). Exergoeconomic evaluation of fuel production from rice husk residue through the pyrolysis process. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 16(1).
- Gudmundsson, J.-S. (1988). The elements of direct uses. *Geothermics*, 17(1), 119–136.
- Harfoot, M. B. J., Tittensor, D. P., Knight, S., Arnell, A. P., Blyth, S., Brooks, S., Butchart, S. H. M., Hutton, J., Jones, M. I., & Kapos, V. (2018). Present and future biodiversity risks from fossil fuel exploitation. *Conservation Letters*, 11(4), e12448.
- Hochstein, M. P. (1988). Assessment and modelling of geothermal reservoirs (small utilization schemes). *Geothermics*, 17(1), 15–49.
- IRENA. (2022). *Powering Agri-food Value Chains with Geothermal Heat: A Guidebook for Policy Makers*. <https://www.irena.org/Publications/2022/Jun/Powering-Agri-food-Value-Chains-with-Geothermal-Heat>
- Janaun, J., Kamin, N. H., Wong, K. H., Tham, H. J., Kong, V. V., & Farajpourl, M. (2016). Design and simulation of heat exchangers using Aspen HYSYS, and Aspen exchanger design and rating for paddy drying application. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 36(1), 12056.
- Kaya, T., & Hoshan, P. (2005). Corrosion and material selection for geothermal systems. *Proceedings World Geothermal Congress, 2005*, 24–29.
- La\_Republica. (2021). *Empieza el primer piloto para la generación de energía eléctrica mediante geotermia*. <https://www.larepublica.co/economia/empieza-el-primer-piloto-para-la-generacion-de-energia-electrica-con-geotermia-3143828>
- Lund, J. W., & Toth, A. N. (2021). Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review. *Geothermics*, 90, 101915.
- Malyshenko, S. P., & Schastlivtsev, A. I. (2010). *Thermodynamic efficiency of geothermal plants with hydrogen steam superheating*.
- Marzolf, N. C. (2014). *Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia*. <https://publications.iadb.org/es/publicacion/13779/emprendimiento-de-la-energia-geotermica-en-colombia>
- Mikhaylov, A. (2020). Geothermal energy development in Iceland. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 10(4), 31–35.
- Muffler, P., & Cataldi, R. (1978). Methods for regional assessment of geothermal resources. *Geothermics*, 7(2–4), 53–89.



- Musharavati, F., Khanmohammadi, S., & Pakseresht, A. (2021). Proposed a new geothermal based poly-generation energy system including Kalina cycle, reverse osmosis desalination, elecroyzer amplified with thermoelectric: 3E analysis and optimization. *Applied Thermal Engineering*, 187, 116596.
- Neupane, G., & Wendt, D. S. (2017). Assessment of mineral resources in geothermal brines in the US. *Proceedings of the 42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, CA, USA*, 13–15.
- New\_Zealand\_Foreign\_Affairs\_&\_Trade. (2024). *Iceland: green transition & renewable energy - September 2024*. <https://www.mfat.govt.nz/en/trade/mfat-market-reports/iceland-green-transition-and-renewable-energy-september-2024>
- None, N. (2019). *GeoVision: Harnessing the heat beneath our feet*. US Department of Energy, Washington, DC (United States).
- Ohji, A., & Haraguchi, M. (2017). Steam turbine cycles and cycle design optimization: the Rankine cycle, thermal power cycles, and IGCC power plants. In *Advances in steam turbines for modern power plants* (pp. 11–40). Elsevier.
- Pereyra, M. S., Ortega, A. M., Blancas, A. E. B., Leyte, R. L., & Méndez, H. D. L. (2017). Parametric analysis of the geothermal power: Dry-steam, flash steam and hybrid cycle. *DYNA: Revista de La Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín*, 84(203), 273–282.
- Periódico\_UNAL. (2021). *Energía geotérmica: ¿qué es y cuáles son sus beneficios?* <https://periodico.unal.edu.co/articulos/energia-geotermica-que-es-y-cuales-son-sus-beneficios/>
- Ramírez Fonseca, J. A. (2021). *Diseño de un ciclo binario para una planta geotérmica en la Región del Magdalena Medio* [Universidad Santo Tomás]. <https://repository.usta.edu.co/bitstream/11634/34954/1/2021julianramirezfonseca.pdf>
- Reyes-Rodríguez, M. B., Moya-Rodríguez, J. L., & Goytisolo-Espinosa, R. (2014). Simplified calculation of vibrations in shell and tube heat exchangers with liquids. *Dyna*, 81(186), 28–34.
- Riley, J. R. (1987). *Heber geothermal binary demonstration plant: Design, construction, and early startup: Topical report*. Burns and McDonnell Engineering Co., Kansas City, MO (United States ....
- Rohit, R. V., Kiplangat, D. C., Veena, R., Jose, R., Pradeepkumar, A. P., & Kumar, K. S. (2023). Tracing the evolution and charting the future of geothermal energy research and development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 184, 113531.
- Salman, M., Hennessy, J., & Li, H. (2017). Evaluating the Organic Rankine Cycle (Orc) for Heat to Power. *Book, Publication: Malardalens Universitet*.
- Servicio Geológico Colombiano. (2019). *Geotermia en Colombia*. <https://www2.sgc.gov.co/Publicaciones/Cientificas/NoSeriadas/Documents/geotermia-en-colombia.pdf>
- Sharmin, T., Khan, N. R., Akram, M. S., & Ehsan, M. M. (2023). A state-of-the-art review on geothermal energy extraction, utilization, and improvement strategies: conventional, hybridized, and enhanced geothermal systems. *International Journal of Thermofluids*, 18, 100323.
- Thulukkanam, K. (2024). *Heat Exchangers: Mechanical Design, Materials Selection, Nondestructive Testing, and Manufacturing Methods*. CRC Press.
- Toffolo, A., Lazzaretto, A., Manente, G., & Paci, M. (2014). A multi-criteria approach for the optimal selection of working fluid and design parameters in Organic Rankine Cycle systems. *Applied Energy*, 121, 219–232.



- Tomarov, G. V., & Shipkov, A. A. (2017). Modern geothermal power: Binary cycle geothermal power plants. *Thermal Engineering*, 64(4), 243–250.
- Toshiba. (2022). *Toshiba to Survey on Hydrogen Production Using Unused Geothermal Energy | News Release*. <https://www.global.toshiba/ww/news/energy/2022/06/news-20220630-01.html>
- UPME. (2019). *PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2020- 2050*. [https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN\\_documento\\_para\\_consulta.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_documento_para_consulta.pdf)
- Vallack, H. W., & Rypdal, K. (2019). *EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019c*. York.
- Xiangyun, L. (2020). The Design of Shell-and-tube Heat Exchanger in the Project of the Coal Bed Methane Electrical Power Generation. *Journal of Chemical, Environmental and Biological Engineering*, 4(2), 53–59. <https://www.sciencepublishinggroup.com/article/10.11648/j.jcebe.20200402.14>
- Yu, H., Helland, H., Yu, X., Gundersen, T., & Sin, G. (2021). Optimal design and operation of an Organic Rankine Cycle (ORC) system driven by solar energy with sensible thermal energy storage. *Energy Conversion and Management*, 244, 114494.
- Yuan, W., Chen, Z., Grasby, S. E., & Little, E. (2021). Closed-loop geothermal energy recovery from deep high enthalpy systems. *Renewable Energy*, 177, 976–991.
- Zarrouk, S. J., Woodhurst, B. C., & Morris, C. (2014). Silica scaling in geothermal heat exchangers and its impact on pressure drop and performance: Wairakei binary plant, New Zealand. *Geothermics*, 51, 445–459.

# AmeliCA

## Disponible en:

<https://portal.amelica.org/ameli/ameli/journal/266/2665247006/2665247006.pdf>

[Cómo citar el artículo](#)

[Número completo](#)

[Más información del artículo](#)

[Página de la revista en portal.amelica.org](#)

AmeliCA

Ciencia Abierta para el Bien Común

Laura Moreno-Aponte, Harvey Milquez-Sanabria  
**Diseño conceptual para una planta binaria geotérmica en el departamento de Nariño**

*Ingenio Tecnológico*

vol. 7, e064, 2025

Universidad Tecnológica Nacional, Argentina  
ingenio@frlp.utn.edu.ar

**ISSN-E:** 2618-4931



**CC BY-NC-SA 4.0 LEGAL CODE**

**Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional.**