



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología



Maestría en
Energías Renovables

GEOTERMIA DE BAJA ENTALPÍA A PARTIR DE AGUAS ASOCIADA A LA DE PRODUCCIÓN CRUDO DE UN CAMPO PETROLERO EN LA CUENCA COLOMBIANA DE LOS LLANOS ORIENTALES.

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Diana Isabel Vargas Ávila

Director: Andrés Mauricio Perez Gordillo.

Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en Energías Renovables

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios, a mi familia, a mi esposo.

Gracias al profesor Andrés Pérez por todo su guía y apoyo.

Los campos productores de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales producen crudo con un alto corte de agua asociada y con temperaturas en cabeza de pozo superiores a 70 °C. Actualmente, el agua de producción es tratada y reinyectada en pozo como disposición o para mantenimiento de presión del yacimiento.

En este trabajo se analiza la viabilidad técnica de aprovechar el calor de este fluido como recurso geotérmico antes de la reinyección para la generación de electricidad mediante la simulación de un Ciclo Orgánico Rankine (ORC) simple y uno con precalentamiento del fluido de trabajo para dos clústeres con potencial geotérmico de un campo de producción de crudo pesado de 8,4 °API con un corte de agua mayor al 95%. Se analiza la eficiencia térmica del ciclo con tres diferentes fluidos de trabajo: propano, n-butano y el refrigerante a base de fluorocarbono R-134a y se realiza una sensibilidad con los caudales y temperaturas máximas y mínimas registrados.

El clúster A con una producción promedio de 9470 bpd y temperaturas en cabeza de pozo entre 76 y 84°C puede generar entre 94 y 136 kW de potencia neta. El clúster B con una producción promedio de 7135 bpd y temperaturas en cabeza de pozo entre 69 y 77°C puede generar entre 52 y 82 kW de potencia neta. Las eficiencias térmicas de los ORC simulados se encuentra entre 4,7 y 6.0%. Se encuentra que las mejores eficiencias se encuentran con el propano como fluido de trabajo.

La incorporación de iniciativas de cogeneración de energía limpia permitirá la reducción de emisiones y posiblemente costos de operación al sustituir combustibles fósiles en las actividades de extracción y producción en los campos petroleros.

TABLA DE CONTENIDO

iv

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	1
Capítulo 2 OBJETIVOS	5
2.1 Objetivo general.....	5
2.2 Objetivos específicos	5
2.3 Resultados	5
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	6
Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	8
4.1 Energía geotérmica	8
4.1.1 Generalidades.....	8
4.1.2 Clasificación del recurso geotérmico.....	8
4.1.3 Explotación del recurso geotérmico.....	10
4.2 Geotermia en campos petroleros.....	12
4.3 Generación de energía eléctrica	16
4.3.1 Plantas de Ciclo Binario.....	19
4.3.2 Ciclo Orgánico de Rankine	24
4.3.3 Selección del fluido de trabajo.....	24
4.3.4 Plantas de ciclo combinado o híbridas.....	29
Capítulo 5 METODOLOGÍA	30
5.1 Identificación de alternativas de procesos de generación de energía geotérmica.....	30
5.2 Definición del proceso de generación de energía geotérmica.	30
5.2.1 Selección de los pozos de estudio.....	30
5.2.2 Selección del fluido de trabajo.....	31

5.2.3	Determinación del potencial de energía a partir del agua de producción de pozos petroleros.....	v 31
Capítulo 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN		35
6.1	Selección del fluido de trabajo.....	35
6.2	Configuración de la ORC.....	37
6.3	Generación de energía.....	39
6.3.2	Variación de flujo másico del fluido geotérmico.....	41
6.3.3	Variación de temperaturas máximas y mínimas.	43
Capítulo 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		45
REFERENCIAS.....		47

LISTA DE TABLAS

vi

Tabla 1. Capacidad instalada en el continente americano en el 2021 [5].	3
Tabla 2. Clasificación del recurso geotérmico según su entalpía por varios autores.	10
Tabla 3. Resumen de proyectos geotérmicos viables en Estados Unidos.....	15
Tabla 4. Propiedades termodinámicas de fluidos de trabajo en plantas binarias.....	25
Tabla 5. Características ambientales, de salud y seguridad de fluidos de trabajo.	28
Tabla 6. Datos de caudal y temperatura para el clúster A.	30
Tabla 7. Datos de caudal y temperatura para el clúster B.....	31
Tabla 8. Temperatura y caudal máximo y mínimo de los clústeres A y B.	32
Tabla 9. Resultados Ciclo Rankine Clúster A, caudal promedio 9470 bpd, 80°C.	39
Tabla 10. Resultados Ciclo Rankine Clúster B, caudal promedio 7135 bpd, 73°C.....	39

LISTA DE FIGURAS

vii

Figura 1. Capacidad instalada de Generación eléctrica a partir de Geotermia [5].	2
Figura 2. Capacidad instalada de plantas geotérmicas según su tipo [12]......	17
Figura 3. Planta de vapor seco. [21].	17
Figura 4. Planta de doble flash [21]......	19
Figura 5. Esquema simplificado de una planta binaria geotérmica [20]......	20
Figura 6. Diagrama Presión – Entalpía de una planta binaria básica [20]......	20
Figura 7. Turbina – Generador en el ciclo binario [20].	21
Figura 8. Condensador en el ciclo binario [20]......	22
Figura 9. Bombas de alimentación para el fluido de trabajo condensado [20]......	22
Figura 10. Intercambiadores de calor [20]......	23
Figura 11. Diagrama Temperatura – Entropía a) fluidos húmedos, b) isentrópicos, c) secos [21]	27
Figura 12. Condiciones de mezcla a caudal y temperatura promedio.	32
Figura 13. Configuración de un ORC básico en Hysys.	33
Figura 14. ORC con precalentamiento del fluido de trabajo en Hysys.	34
Figura 15. Gráfica Temperatura vs. Entropía de varios fluidos de trabajo.	35
Figura 16. Gráfica Temperatura vs. Entropía de los fluidos de trabajo seleccionados.	36
Figura 17. Isobaras de operación para las ORC de los diferentes fluidos de trabajo. a) Propano, b) n-butano, c) R-134a.	38
Figura 18. Generación neta para caudales geotérmicos mínimos y máximos.	41
Figura 19. Generación neta y eficiencias para temperaturas mínimas y máximas Clúster A.	43
Figura 20. Generación neta y eficiencias para temperaturas mínimas y máximas Clúster B.	44

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

La meta de transición energética a fuentes con menos e incluso cero emisiones para mediados de este siglo, cuenta con la participación de las energías renovables como uno de los principales actores para su consecución.

En los últimos siete años la incorporación a nivel mundial de energías renovables ha sido mayor que las energías provenientes de recursos fósiles. En el 2020 se incorporaron cerca de 260 GW, más de cuatro veces la capacidad incorporada de otras fuentes [1], esto debido a que se están convirtiendo en la fuente de electricidad de menor costo en muchos mercados de energía, siendo la solar fotovoltaica (PV) y la eólica los mayores contribuyentes en este cambio.

La capacidad de generación a partir de energías renovables deberá expandirse a un ritmo cercano a 840 GW anual para alcanzar la neutralidad de emisiones de carbono en el año 2050 [1]. Se estima que la energía solar fotovoltaica y eólica estarán a la cabeza, sin embargo, energías alternativas como la biomasa, la solar térmica y la geotérmica tendrán su rol participativo. Estas últimas tecnologías además jugarán un papel importante en requerimientos energéticos de calentamiento en procesos industriales y domésticos.

La energía geotérmica es producida por el calor natural del subsuelo de la Tierra. El aprovechamiento de esta energía se ha dado inicialmente en sistemas de calefacción domésticos, baños termales y en usos industriales de calentamiento, refrigeración, invernaderos, secado de alimentos y maderas y en generación eléctrica. La aplicación final de la geotermia dependerá de la temperatura del recurso.

La tecnología para la generación de energía a partir de geotermia está muy ligada a la temperatura y en plantas geotérmicas convencionales (plantas de vapor seco o plantas flash), en general se requiere una temperatura mínima del vapor de 180°C. Con el avance y la inclusión de nuevas tecnologías como el ciclo binario en la cual se utiliza fluido geotérmico a través de intercambiadores de calor para calentar un fluido de proceso con menor punto de ebullición que el agua, ha permitido utilizar agua geotérmica con una temperatura de alrededor de 75°C [2].

La energía geotérmica usada en generación eléctrica ha tenido un incremento de cerca del 44% del 2010 al 2020 con una capacidad instalada de cerca de 15.6 GW alrededor del mundo [3], [4], [5]. En la Figura 1 se muestra la capacidad instalada desde el año 1995 hasta el año 2020.

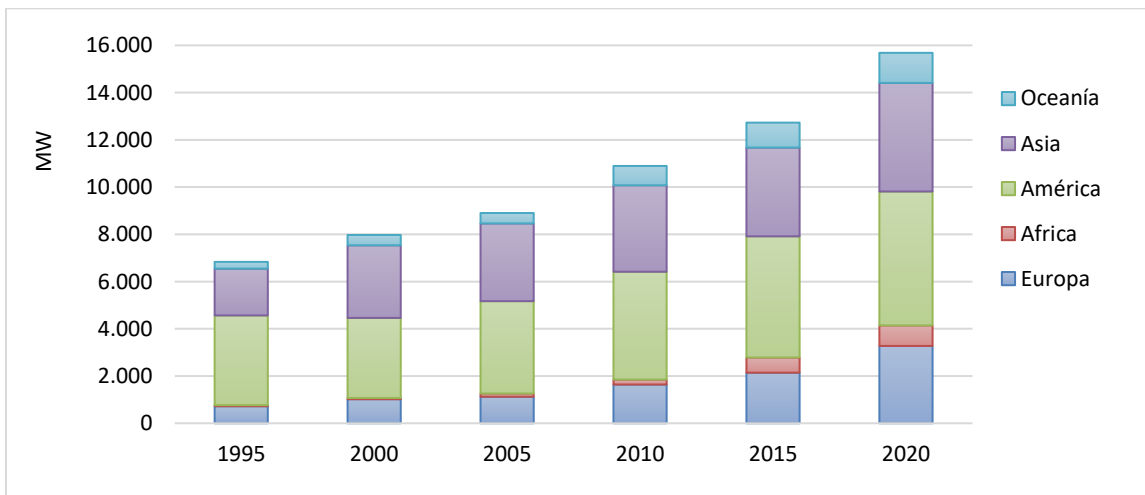


Figura 1. Capacidad instalada de Generación eléctrica a partir de Geotermia [5].

En el continente americano, Estados Unidos lidera la capacidad instalada en el 2021 con cerca de 4000 MW, seguido por México, Costa Rica y El Salvador:

Tabla 1. Capacidad instalada en el continente americano en el 2021 [5].

Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Instalada (MW)
Estados Unidos 3.889	Nicaragua 153
México 1.034	Guatemala 49
Costa Rica 262	Chile 40
El Salvador 204	Honduras 39

En Colombia, en el año 2021 se inauguró la primera central geotérmica de 100 kW desarrollada por Parex y la Universidad Nacional correspondiente al piloto de coproducción de hidrocarburos y energía eléctrica en los campos Las Maracas y Rumba en el departamento del Casanare [6].

La geotermia hace parte de las energías renovables incluidas la ruta tecnológica para alcanzar la reducción de emisiones al 2050 [7] . Debido a su ubicación en el Cinturón de fuego del Pacífico, la cual es un área de alta actividad sísmica y volcánica, se sugiere que Colombia tiene un potencial interesante para el desarrollo de proyectos geotérmicos. Este potencial localizado en áreas cercanas a volcanes activos y cuencas sedimentarias ha empezado a trazar un plan de exploración por medio del Servicio Geológico Colombiano (SGC) en Paipa, Azufral, San Diego, Nevado del Ruíz, Santa Rosa y Cerro Machín [7]. Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, el SGC se realizó la contratación de estudios para determinar el marco legal, ambiental, regulatorio y viabilidad técnica y económica de esta tecnología.

Resultado de lo anterior, en agosto del 2022, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40302 donde se establecen los requisitos técnicos para los permisos de exploración y explotación de los recursos geotérmicos y por medio del Decreto 1318 de

2022 se adoptan los lineamientos con el fin de incentivar las actividades de exploración y explotación del recurso geotérmico para la generación de energía eléctrica.

Este último decreto distingue dos etapas en la que se desarrollarían estos proyectos: (i) la Etapa de Exploración y (ii) la Etapa de Explotación para la Generación de Energía Eléctrica a partir del Recurso Geotérmico. El Ministerio de Minas y Energía se encargará de reglamentar los requisitos técnicos que especifiquen las condiciones de ambas etapas y en general las condiciones en que se podrá realizar este tipo de explotación, como, por ejemplo, los requisitos de perforación, inyección, abandono de pozos, así como, los requerimientos para explotación sostenible del recurso. Así mismo, el Ministerio de Minas y Energía determinará la forma en la que se hará el seguimiento, vigilancia y control del cumplimiento de estas obligaciones técnicas

La fase exploratoria, incluye la perforación de pozos exploratorios que permiten tener conocimiento del reservorio a nivel geológico, geofísico y geoquímico. Estos pozos exploratorios, similar a la etapa exploratoria de hidrocarburos, es una etapa de alta inversión con alto riesgo. De aquí que empresas del sector de explotación de hidrocarburos incluido Ecopetrol han visto la oportunidad de usar los pozos existentes ya sea mediante la conversión de un pozo petrolero en declinación o fuera de servicio para la producción geotérmica o mediante la coproducción de petróleo y calor, reemplazando la generación eléctrica a través de combustibles fósiles en los campos petroleros.

Capítulo 2

OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Determinar a nivel conceptual la factibilidad técnica de un proyecto para la generación energía a partir del agua de producción de un campo petrolero en la Cuenca colombiana de los Llanos Orientales.

2.2 Objetivos específicos

- Identificación de alternativas de procesos de generación de energía geotérmica aplicada a aguas de producción en campos petroleros.
- Determinar el potencial de energía a partir del agua de pozos de producción de crudo en campos de los Llanos Orientales.
- Definir los criterios de selección y evaluación de los diferentes procesos de generación de energía geotérmica.

2.3 Resultados

Los fluidos de los pozos en estudio son recursos geotérmicos de baja entalpía con temperaturas entre 70 y 84 °C y caudales entre 5.700 y 10.400 bpd potenciales para la generación de energía eléctrica utilizando Ciclos Orgánicos de Rankine (ORC) con eficiencias térmicas entre 3,8 y 7,9%. Las características termodinámicas, de seguridad y ambientales sugieren el propano, n-butano y el refrigerante R-134a como fluidos de trabajo adecuados para lograr la generación de energía a partir del agua de producción de pozos petroleros.

Capítulo 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

La exploración y producción de hidrocarburos genera una gran cantidad de agua proveniente de los yacimientos, la cual se conoce agua de producción. El manejo final de esta agua ya sea en inyección para mantenimiento de presión o recobro mejorado, disposición en pozos, vertimiento o algún otro uso ya sea forestal o doméstico, implica una inversión alta en tratamiento, transporte y disposición. Este costo adicional aumenta el costo de levantamiento del crudo llegando a un punto de no viabilidad económica del pozo y su posterior abandono.

Recientemente, la atención en el manejo del agua de producción se ha desplazado hacia la generación de energía geotérmica ya sea mediante procesos de coproducción en yacimientos de petróleo o mediante la conversión de pozos ya abandonados. Las similitudes entre las operaciones geotérmicas y de extracción de petróleo crean la posibilidad de utilizar la tecnología y experiencia de la industria del petróleo para facilitar la transición a las operaciones geotérmicas [2].

Aunque depende de cada yacimiento petrolero, se estima que por cada barril de petróleo se producen alrededor de 13 barriles de agua, es decir una RAP (relación Agua Petróleo) de 13:1 [8]. La producción de agua aumenta con la vida productiva del pozo debido a que es necesario implementar técnicas de mantenimiento de presión a medida que este declina en el tiempo. En estos campos maduros los cortes de agua pueden estar incluso por encima

del 98% [9]. Teniendo en cuenta que en Colombia la Relación Petróleo - Agua varía entre 11,6 % y 12,45 % es posible estimar una producción de agua entre 8'120.000 y 8'715.000 Barriles de Agua por Día (BAPD), de los cuales, más del 50% provienen de la explotación de campos en los Llanos Orientales ubicados en los departamentos del Meta, Casanare y Arauca.

Adicional a la alta producción de agua asociada, la caracterización de la estructura térmica de las cuencas de los Llanos Orientales sugiere altos gradientes geotérmicos que permiten tener temperaturas en superficie en algunos sectores de la cuenca de hasta 120°C lo que sugiere un alto potencial geotérmico de baja y media entalpía [10].

Con el fin de buscar iniciativas que permitan la reducción de emisiones en los procesos productivos de la actividad petrolera, se identifica la utilización del agua de producción con un potencial geotérmico y aprovechar el calor de este fluido antes de la reinyección ya sea para calor directo en los procesos de producción o para la generación de electricidad.

La incorporación de este tipo de iniciativas se ajusta al nuevo panorama de la industria petrolera permitiendo a) reducir emisiones de CO₂ lo que a su vez trae la mitigación de pagos asociados a estas emisiones y la reducción de huella de carbono, b) reducción de costos mediante el reemplazo del consumo de combustibles fósiles en las actividades de producción de energía y/o procesos de calentamiento en los diferentes campos petroleros.

Capítulo 4

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1 Energía geotérmica

4.1.1 Generalidades

La energía geotérmica es la energía que se produce en el interior de la Tierra almacenada tanto en roca como en vapor atrapado o agua líquida. La distribución de los recursos geotérmicos es irregular debido a la diversa distribución de las diferentes manifestaciones en superficie del calor. Las zonas donde se generan fenómenos como actividad sísmica y volcanismo reciente son favorables a la acumulación de calor.

Los sistemas geotérmicos se explotan en diferentes ambientes con diferentes temperaturas y profundidades. La mayoría de los sistemas hidrotermales de alta temperatura ($>180^{\circ}\text{C}$) se asocian con actividad volcánica reciente y se encuentran cerca de los límites de placas tectónicas o en anomalías de puntos calientes de la corteza y el manto.

Sistemas geotérmicos de temperatura intermedia (100 a 180°C) y baja temperatura ($<100^{\circ}\text{C}$) también se encuentran en entornos continentales, donde la producción de calor por encima de lo normal a través de la desintegración de isótopos radiactivos que aumenta el flujo de calor terrestre o en acuíferos cargados con agua que ha sido calentada a través de la circulación la misma en zonas de fallas geológicas.

4.1.2 Clasificación del recurso geotérmico.

El recurso geotérmico se puede clasificar de varias formas. Una de ellas es a nivel geológico y se clasifica según el tipo de *play*. El *play* representa un entorno estructural o

estratigráfico particular definido por la roca madre, la roca reservorio y la trampa estratigráfica [11]. Traducido a sistemas geotérmicos, un tipo de *play* podría definirse por la fuente de calor, la vía de migración del calor, la capacidad de almacenamiento de calor/fluidos y el potencial de recuperación económica del calor, lo que determina no solo las reservas del recurso geotérmico si no también la tecnología de recuperación de calor.

Basados en este aspecto, el recurso geotérmico se puede clasificar en:

- a. **Sistemas convectivos (hidrotermal):** asociados a recursos que se denominan de alta entalpía donde los gradientes geotérmicos son anormalmente altos generando temperaturas superiores a 150°C. En estas se encuentran las zonas volcánicas donde la transferencia de calor se hace por el mecanismo de convección relacionado al movimiento de fluidos (agua o gases).
- b. **Sistemas conductivos:** Incluyen roca caliente y magma en un amplio rango de temperaturas. Están relacionados con recursos de media y baja entalpía donde las temperaturas son menores a 150°C, como en las cuencas sedimentarias donde la transferencia de calor se da por conducción, sin movimiento de fluidos.
- c. **Acuíferos profundos:** incluyen fluidos circulando en medios porosos o zonas de fracturas a profundidades típicamente mayores a 3 km.

A lo largo de los últimos 30 años se han publicado muchos esquemas de catálogo y definiciones de recursos geotérmicos, principalmente basados en la temperatura y las propiedades termodinámicas. La temperatura ha sido la medida esencial de la calidad del recurso, y los sistemas de *plays* geotérmicos se han dividido en tres tipos diferentes de

plays de temperatura (o entalpía): baja temperatura, temperatura moderada y alta temperatura. Sin embargo, no existen rangos de temperatura uniformes [11] (Tabla 2):

Tabla 2. Clasificación del recurso geotérmico según su entalpía por varios autores.

	Muffler (°C)	Hochstein (°C)	Benderitter and Cormy (°C)	Haenel et al. (°C)
Baja entalpía	<90	<125	< 100	< 150
Media entalpía	90-150	125-225	100-200	-
Alta entalpía	>150	>225	>200	>150

El Índice de Exergía Específico (SEI, Specific Exergy Index) es otro método de clasificación del recurso geotérmico. El SEI hace referencia a la calidad del recurso geotérmico indicando la capacidad del mismo para realizar trabajo termodinámico [12]. Lee [13] desarrolló un índice de exergía específica como la relación entre la exergía específica de un *play* geotérmico dado y la exergía específica en el vapor saturado a una presión de 9 MPa. Los recursos geotérmicos de menor calidad tienen un SEI que oscila entre 0,0 y 0,04, mientras que los recursos de calidad media oscilan entre 0,05 y 0,5. SEI superior a 0,5 se clasifica como un recurso de alta exergía. Este índice relaciona directamente las propiedades relevantes del fluido térmico producido en la boca del pozo. Sin embargo, no considera aspectos geológicos-hidrogeológicos como el entorno geológico, el patrón de flujo, la química de los fluidos y la posible precipitación de minerales en la roca del yacimiento o en las instalaciones en el subsuelo o en la superficie.

4.1.3 Explotación del recurso geotérmico.

La energía geotérmica ha tenido diferentes usos que van desde los baños termales, sistemas de calefacción, agricultura, acuicultura y usos industriales como en sistemas de

calefacción, refrigeración, secado en la industria alimenticia y generación de energía eléctrica. Algunos ejemplos son:

- Invernaderos: A partir de la circulación de agua termal puede ayudar en el cultivo de alimentos regulando la temperatura en condiciones climáticas inapropiadas en ciertas temporadas o fenómenos climáticos como las heladas.
- Acuicultura: Se utiliza en el proceso de control de temperatura del agua en los estanques de producción de organismos acuáticos como peces, moluscos, crustáceos y plantas.
- Balneología: Aprovechamiento de las fuentes termales para la recreación y usos terapéuticos. En Colombia, son conocidas los Balnearios de Paipa en Boyacá, Santa Rosa de Cabal el Risaralda, Termales de Otoño y Ruíz en Caldas, Puracé en el Cauca, entre otros.

El uso de fluidos geotérmicos para generación de energía eléctrica ha sido utilizado desde 1913 a nivel comercial. Además de esta aplicación, el uso directo de la energía geotérmica para aplicaciones de calefacción es abundante a nivel mundial. En el año 2000, se han identificado recursos geotérmicos en alrededor de 80 países y se han existido aplicaciones reales en alrededor de 58 países [14].

El uso de energía geotérmica para producción de electricidad a nivel mundial es de alrededor de 49TWh y 53TWh para uso directo [4]. En esta última, 70 GW de capacidad instalada de uso directo en el 2015, de las cuales alrededor del 50% usan bombas de calor

o GHP por sus siglas en inglés (Geothermal Heat Pump) para transferir el calor del fluido geotérmico al sistema de calefacción.

Se espera que para el 2050, la generación de energía geotérmica pueda alcanzar los 1400 TWh por año alrededor del 3,5% de la producción mundial de electricidad. Simultáneamente, la calefacción geotérmica contribuirá con 1600 TWh, 3.9% de energía final proyectada para calor reportada por IEA [15].

4.2 Geotermia en campos petroleros.

Muchos campos de producción de hidrocarburos maduros se caracterizan por tener alto contenido de agua, incluso por encima del 98% de corte de agua. El manejo final de esta agua ya sea en inyección para mantenimiento de presión, disposición en pozos, vertimiento o algún otro uso ya sea forestal o doméstico, implica una inversión alta en tratamiento, transporte y disposición. Este costo adicional aumenta el costo de levantamiento del crudo llegando a un punto de no viabilidad económica del pozo y su posterior abandono.

La extracción de energía en campos petroleros puede ser un concepto atractivo. Uno de los mecanismos propuestos es a través de la coproducción en donde un pozo actúa como productor extrayendo fluido geotérmico y otro pozo actúa como inyector. Estos sistemas son conocidos como sistemas geotérmicos de circuito abierto.

El segundo mecanismo es a través de pozos secos, los cuales son pozos que no tuvieron un éxito técnico o económico en la etapa exploratoria o de desarrollo. Estos pozos son propuestos ya sea para Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS, Enhanced Geothermal System) o como un Sistema de intercambiador de calor de pozo en circuito cerrado.

Los EGS permite la extracción de calor de depósitos calientes de baja permeabilidad y depósitos de baja entalpía. La extracción de calor se logra inyectando primero fluido para crear vías permeables mediante el desplazamiento de fracturas naturales o mediante la inducción de fracturas dentro del cuerpo rocoso, y luego haciendo circular fluidos relativamente más fríos (por ejemplo, agua líquida) que mantienen abiertas las fracturas y recolectan energía térmica de la roca [16]. Uno o más pozos de producción devuelven el fluido calentado a la superficie del suelo para usarlo como fluido de trabajo para la generación de electricidad o uso directo.

En comparación a los recursos geotérmicos convencionales los cuales tienen temperaturas de reservorios mayores a 190°C y localizados en ambientes volcánicos, los recursos geotérmicos en campos de hidrocarburos caen dentro de la categoría de fuentes geotérmicas no convencionales, los cuales se identifican por reservorios con bajas temperaturas (<190°C) y localizados en cuencas sedimentarias.

La mayoría de los casos de estudio de extracción de energía geotérmica se encuentran en China y Estados Unidos, demostrando viabilidad técnica utilizando el método de co-producción. Sin embargo, el análisis técnico económico no ha sido comercialmente atractivo debido a las altas inversiones y a las bajas eficiencias de los sistemas de generación de energía eléctrica [2].

A continuación se mencionan los principales casos de estudio y proyectos piloto alrededor del mundo, donde principalmente se han ejecutado en campos maduros y bajo el método de coproducción para generar energía:

- **China.** Proyectos de generación de energía geotérmica de temperatura media y baja, la recolección y el transporte de petróleo utilizando calentamiento térmico en tuberías, calefacción geotérmica y otros proyectos de explotación se han llevado a cabo en el campo petrolero de Huabei (Renqiu, China), en el campo petrolífero de Liaohe (Panjin, China), Daqing Oilfield (Daqing, China) y Shengli Oilfield (Dongying, China), con el fin de reemplazar parte del consumo del suministro de energía necesaria para sus procesos [17]. Huabei tiene una planta de generación de energía por co-producción de 400 kW de capacidad instalada y 310 kW de potencia neta [18], la cual fue puesta en operación en abril del 2011 y a finales del año había producido cerca de 31×10^4 kWh. El fluido de entrada cuenta con una temperatura en cabeza de pozo de 110 °C y un flujo de agua de 33 kg/s en promedio, mientras que el fluido de trabajo utilizado es el refrigerante R123a. El campo Shengli tiene un potencial en el uso de energía geotérmica para calentamiento de crudo y transporte. La temperatura en cabeza de pozo está entre 60 y 100°C. El campo de crudo pesado Gudong, se encuentra realizando la factibilidad de un proyecto que propone la generación de energía combinada con inyección de agua para recobro con la incorporación de 9 pozos adicionales con temperaturas de formación entre 48 y 169 °C y mediante un sistema geotérmico híbrido de ciclo cerrado.
- **Croacia.** Se identifican potenciales en las cuencas de Molve, Kalinovac y Stari Gradac, las cuales tienen un alto flujos de producción por pozo, cerca de 50 kg/s y unas temperaturas de más de 80°C. En la cuenca Velika-Ciglena se prospecta un proyecto un potencial con pozos de producción de altos volúmenes de CO₂ a alta presión [2].

- **Estados Unidos.** El potencial geotérmico en los Estados Unidos está estimado en cerca de 8.2 MWe en 49 campos de las cuencas de Los Ángeles, Williston, Powder River y la región de Texas. A continuación se resumen los proyectos que han sido económicamente viables [2]:

Tabla 3. Resumen de proyectos geotérmicos viables en Estados Unidos.

Cuenca	Campo	BHT (°C)	WHT (°C)	Flujo (kg/s)	Potencia Neta (kW)	Potencia Gross (kW)	Tipo de pozo
Los Ángeles	Santa Fe Springs	81	70	99	--	558	Desarrollo
Los Ángeles	Long Beach	93	70	229	-	1273	Desarrollo
Los Ángeles	Inglewood	80	70	36		205	Desarrollo
Los Ángeles	Wilmington	87	70	179		1015	Desarrollo
Mississippi	Laurel	-	95.5	7.4	19	30	Desarrollo
Powder River	Teapot Dome	90-98	90-92	73.6	187	250	Desarrollo

- **Italia.** Villafortuna-Trecate, uno de los campos petroleros más grandes de Europa, está llegando al final de su vida útil y se prevé que se convierta en un campo geotérmico. De hecho, la posibilidad de evitar los altos costos de cierre de una planta puede ser una opción atractiva para las empresas petroleras. Por otro lado la oportunidad de utilizar un sistema existente para extraer fluidos geotérmicos y producir energía, evitando los costos de exploración y excavación de pozos, se convierte en una oportunidad para los inversionistas en el sector geotérmico. El caso de estudio sugiere que el campo tiene la capacidad de producir económicamente cerca de 25GWh de energía eléctrica en 10 años [19].

- **Nueva Zelanda.** La mayor cuenca productora de crudo y gas, Taranaki, tiene un potencial de generación de energía de cerca de los 5MW a partir de 20 pozos abandonados con temperaturas en superficie superiores a los 100°C. En esta cuenca se proponen 4 posibles pilotos de 200 kW cada uno con plantas binarias [2].
- **Qatar.** Se identificó un proyecto potencial para generación de energía en pozos con temperaturas de fondo de alrededor de 149°C utilizando un Ciclo Orgánico Rankine. El proyecto tendría viabilidad económica con una potencia generada a partir de las 5MW de electricidad con un costo aproximado de 6 centavos de dólar por kWh que estaría por debajo del obtenido con turbinas de gas (9,2 ¢USD/kWh) [10].

4.3 Generación de energía eléctrica

La generación de energía a partir del recurso geotérmico actualmente sigue cuatro tipos de tecnologías [12]:

- Plantas de vapor seco.
- Plantas de flasheo de vapor simple y doble.
- Plantas de ciclo binario
- Plantas de ciclo combinado o híbridas.

Al 2014, la mayoría de las plantas de generación térmica eran de flasheo de vapor con un 42% de flasheo simple, seguido de las plantas de vapor seco que componían cerca del 23%.

En la Figura 2 se muestra la distribución de capacidad instalada por cada tipología:

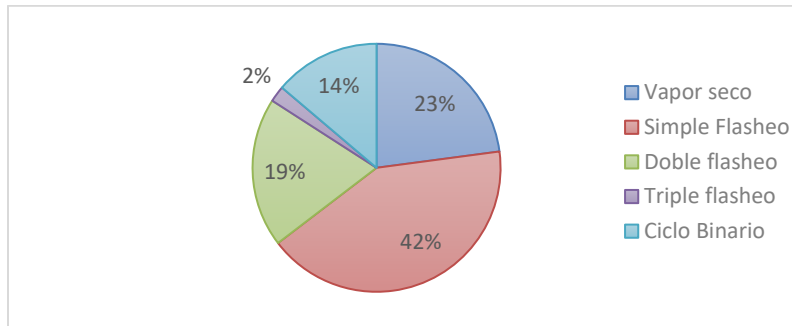


Figura 2. Capacidad instalada de plantas geotérmicas según su tipo [12].

Planta de vapor seco

Son aquellas plantas en las que extrae vapor saturado o ligeramente sobrecalentado directamente del pozo, conduciendo dicho vapor, por una serie de filtros para eliminar partículas nocivas para el sistema, para su posterior entrada a la turbina, de donde será enviado a un condensador, que, junto con otros elementos auxiliares, prepararan el fluido para su reinyección en el pozo (Figura 3). Estas plantas usan vapor a temperaturas superiores a 150°C y requiere estar seco en un 99,995% [20] para evitar la formación de incrustaciones y/o la erosión de la turbina, sus componentes y tubería. Las plantas de vapor seco directo varían en tamaño desde 8 MW a 140 MW [21].

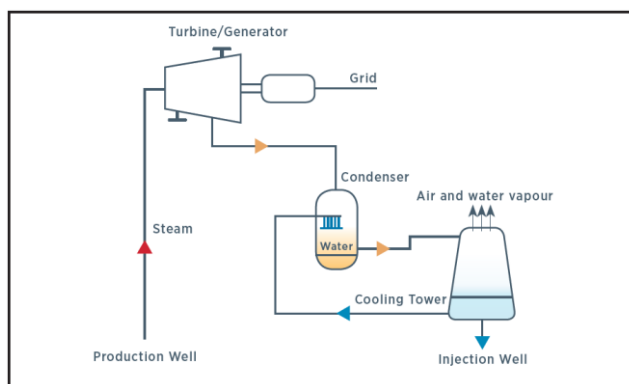


Figura 3. Planta de vapor seco. [21].

Plantas Flash

Son similares a las plantas de vapor seco; sin embargo, el vapor se obtiene de un proceso de separación llamado evaporación. Luego, el vapor se dirige a las turbinas y el condensado resultante se envía para su reinyección o para una mayor evaporación a una presión más baja. La temperatura del fluido desciende si se reduce la presión, por lo que las plantas flash funcionan mejor con temperaturas de pozo superiores a 180°C. La fracción de fluido que sale de los separadores, así como el condensado de vapor (excepto el condensado evaporado en un sistema de enfriamiento húmedo), generalmente se reinyectan.

- **Plantas de flash simple:** Cuando los pozos geotérmicos producen una mezcla de vapor y líquido, las plantas de flasheo simple son la manera más simple de convertir energía geotérmica en electricidad. La mezcla es separada en las fases de líquido y vapor con una mínima pérdida de presión. Una planta típica de 30 MW requiere de 5-6 pozos productores y de 2- 3 pozo inyectores [20]. La capacidad estas plantas de generación van desde 0.2 a 80 MW [21].
- **Plantas de flash doble:** Son una mejora de las plantas de flash simple y pueden producir de un 15 -25% más de energía para un mismo fluido [20]. Básicamente consiste en separar el líquido del primer separador para generar vapor adicional a una menor presión que el primer vapor. La capacidad estas plantas de generación van desde 2 a 110 MW [21]. La Figura 4. muestra un esquema de este tipo de plantas.

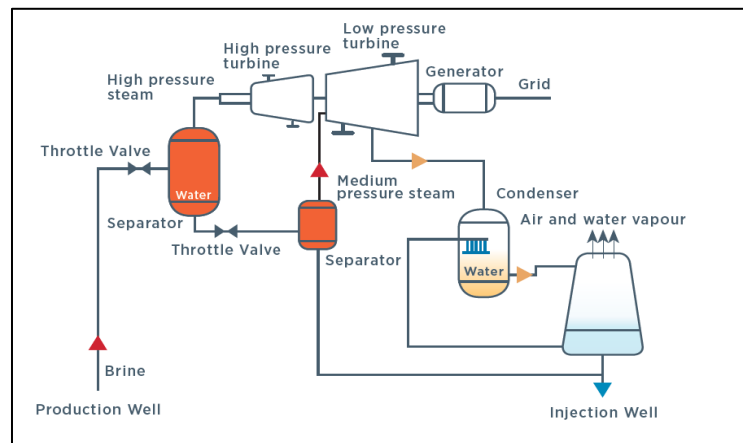


Figura 4. Planta de doble flash [21].

4.3.1 Plantas de Ciclo Binario

En las plantas de ciclo binario, el fluido de trabajo, el cual se escoge según sus propiedades termodinámicas, recibe el calor del fluido geotérmico, se evapora, se expande, se condensa y retorna al evaporador por medio de un sistema de bombeo. Esto constituye para el fluido de trabajo un ciclo termodinámico cerrado.

Sistema binario básico

La forma más simple de plantas binarias se muestra en la Figura 5. Los pozos de producción son llevados a superficie por medio de bombas que operan según las propiedades del yacimiento y del caudal que se requiere. En ocasiones se utilizan removedores de arena con el fin de evitar la erosión en las tuberías y en los intercambiadores de calor.

El fluido geotérmico transfiere su energía térmica al fluido de trabajo de un ORC por medio de intercambiadores de calor. Existe una etapa de precalentamiento donde se lleva el fluido de trabajo su punto de ebullición y en el evaporador este sale como vapor saturado, mientras

que el fluido geotérmico se mantiene a una presión por encima de su punto de flasheo para evitar la salida de vapor y gases no condensables que podrían ocasionar incrustaciones.

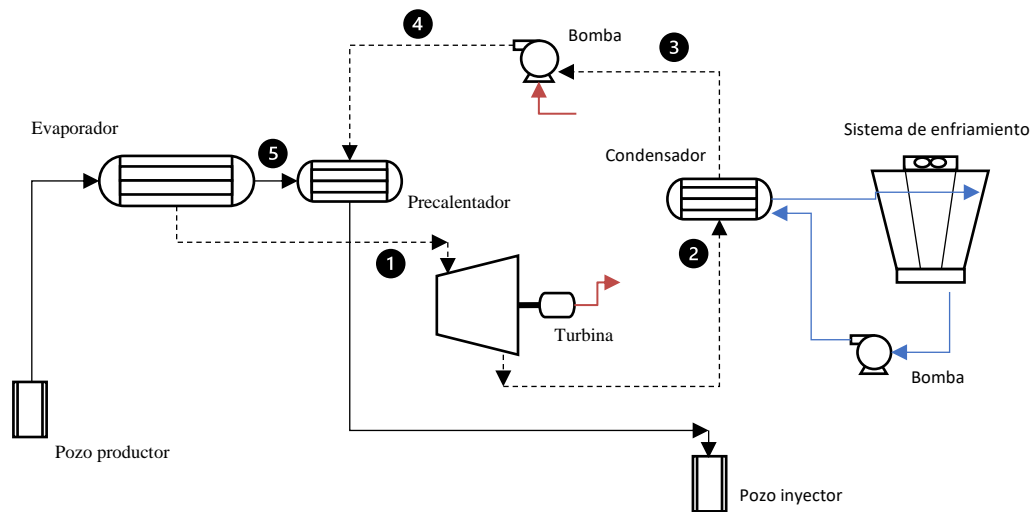


Figura 5. Esquema simplificado de una planta binaria geotérmica [20].

El proceso termodinámico por el que pasa el fluido de trabajo se representa en un diagrama Presión – Entalpía (P-H) como se muestra en la Figura 6.

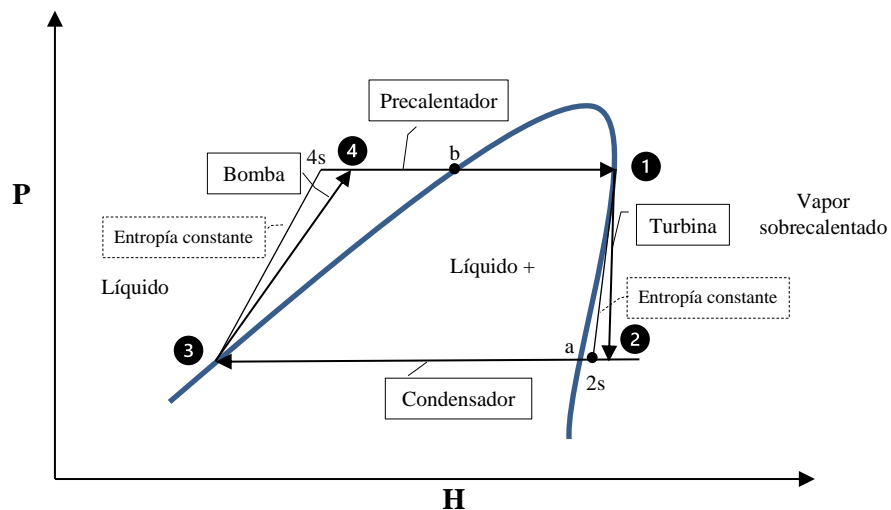


Figura 6. Diagrama Presión – Entalpía de una planta binaria básica [20].

Turbina.

La turbina en un ciclo binario se comporta de manera similar que una turbina de vapor como se muestra en la Figura 7:

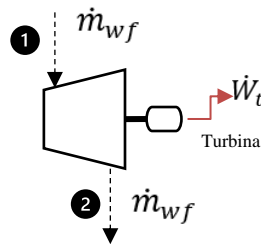


Figura 7. Turbina – Generador en el ciclo binario [20].

Asumiendo términos de energía cinética y potencial despreciables y una operación adiabática, la potencia se encuentra a partir de la siguiente ecuación:

$$\dot{W}_t = \dot{m}_{wf}(h_1 - h_2) = \dot{m}_{wf}\eta_t(h_1 - h_{2s})$$

Donde η_t es la eficiencia isentrópica de la turbina, h_i es la entalpía en el estado i . La potencia deseada será determinada por el flujo másico \dot{m}_{wf} del fluido de trabajo requerido.

Condensador.

El calor que debe salir del fluido de trabajo al medio de enfriamiento \dot{Q}_t (Figura 8), ya sea agua o aire, está dado por la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_t = \dot{m}_{wf}(h_2 - h_3)$$

La relación entre el flujo másico de trabajo \dot{m}_{wf} y el flujo másico de enfriamiento \dot{m}_{cw} es:

$$\dot{m}_{cw} = (h_y - h_x) = \dot{m}_{wf}(h_2 - h_3)$$

$$\dot{m}_{cw}\bar{c}(T_y - T_x) = \dot{m}_{wf}(h_2 - h_3)$$

Donde \bar{c} se toma como una constante de calor específico para el rango de temperatura de entrada y salida del medio de enfriamiento. Para disipar la cantidad de calor residual, se necesitará una cantidad de agua de enfriamiento en una torre con un rango especificado de temperaturas $T_y - T_x$.

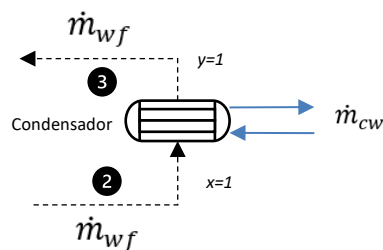


Figura 8. Condensador en el ciclo binario [20].

Bombas de alimentación del fluido de trabajo

La potencia requerida para bombear el fluido de trabajo \dot{W}_p (Ver Figura 9) es:

$$\dot{W}_p = \dot{m}_{wf}(h_4 - h_3) = \frac{\dot{m}_{wf}(h_{4s} - h_3)}{\eta_p}$$

Donde η_p es la eficiencia isentrópica de la bomba.

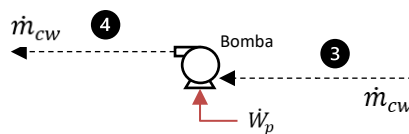


Figura 9. Bombas de alimentación para el fluido de trabajo condensado [20].

Intercambiadores de calor: Precalentador y calentador.

Los intercambiadores de calor donde el fluido geotérmico transfiere parte de su energía térmica al fluido de trabajo son aplicaciones de los principios de termodinámica y la conservación de masa:

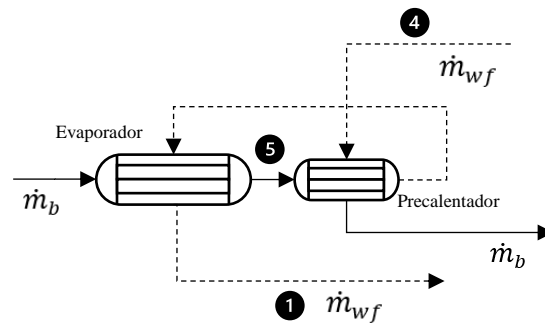


Figura 10. Intercambiadores de calor [20].

Asumiendo que los intercambiadores están aislados de tal forma que toda la transferencia de calor sea entre el fluido geotérmico y el fluido de trabajo y que los cambios de energía potencial y cinéticas son insignificantes, teniendo en cuenta estas simplificaciones y la configuración mostrada en la Figura 10, la ecuación que gobierna este proceso es la siguiente, el calor transferido en el calentador o evaporador Q_E , y en el precalentador es Q_{HE} es:

$$\dot{Q}_E = \dot{m}_{wf}(h_1 - h_5)$$

$$\dot{Q}_{PH} = \dot{m}_{wf}(h_5 - h_4)$$

Ciclo Global

El rendimiento del ciclo se puede evaluar mediante la Primera Ley utilizando la eficiencia térmica :

$$\eta_{th} \equiv \frac{\dot{W}_{net}}{\frac{Q_{PH}}{E}}$$

Debido a que la potencia del ciclo \dot{W}_{net} es la diferencia entre la entrada y salida de calor, esta ecuación se puede reescribir como:

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{in} - \dot{Q}_{out}}{\dot{Q}_{in}} = \frac{\dot{W}_{turbina} - \dot{W}_{bomba}}{\dot{Q}_{in}} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_2}$$

4.3.2 Ciclo Orgánico de Rankine

El ciclo orgánico de Rankine u ORC por sus siglas en inglés, Organic Rankine Cycle, tiene la misma configuración del ciclo Rankine de vapor pero usa sustancias orgánicas con bajos puntos de ebullición como fluidos de trabajo, pueden usar varios tipos de fuentes de calor como los calores residuales de procesos industriales, energía solar, energía geotérmica, biomasa, energía oceánica, etc. Las eficiencias térmicas en este tipo de ciclo se encuentran entre 4,2 y 14% [22], [23].

4.3.3 Selección del fluido de trabajo

Una de las formas de mejorar la eficiencia de los ciclos binarios es la selección del fluido de trabajo óptimo. Además de las propiedades termodinámicas requeridas para el fluido de trabajo, se deben tener en cuenta otros aspectos como disponibilidad, costos,

consideraciones de salud, seguridad e impacto ambiental. En este último aspecto se debe tener en cuenta el potencial de calentamiento global o GWP (Global Warming Potential).

Propiedades termodinámicas

Las propiedades físicas y termodinámicas son de significativa importancia en la eficiencia de los ciclos binarios.

En la Tabla 4 se muestra las propiedades termodinámicas de los fluidos de trabajo más comunes, las cuales tienen temperaturas y presiones críticas más bajas que el agua:

Tabla 4. Propiedades termodinámicas de fluidos de trabajo en plantas binarias.

Fluido de trabajo	GWP	T_c (°C)	P_c (psig)	ρ_c [kg/m ³]
Agua	-	374,14	3203.6	
R-170 (Etano)	6	32,02	706	206.18
R-209 (Propano)	3	96,59	616	220.48
R-1150 (Etileno)	4	9,05	731	214.24
R-600a (Isobutano)	3	134,51	526	225.5
R-1270 (Propileno)	2	90,91	660	229.63
n-hexano	3	234,59	439	232.8
R-E170 (Dimetiléter)	3	127	774	277
Isopentano	11	187,85	490	235.92
Neopentano	20	160,65	463	231.88
n-butano	3	151,85	551	227.83
Ciclohexano	-	280,85	590	274.36
Benzeno	-	288,85	709	304.63
Tolueno	3	319,85	595	292.08
Ciclopropano	86	125,15	809	259.75
CO ₂	1	31,04	107	40.8

Fluido de trabajo	GWP	T_c (°C)	P_c (psig)	ρ_c [kg/m³]
Amoniacó NH ₃	0	133.65	1686.3	
R-134a C ₂ H ₂ F ₄	1344	-26.06	4060.3	515.3
R-12 CCl ₂ F ₂	4500	80	452	

Dado las presiones críticas bajas es comúnmente considerar ciclos supercríticos para los fluidos de trabajos basados en hidrocarburos.

Una característica importante para la selección del fluido de trabajo es la forma de la curva de vapor saturado vista en una gráfica de Temperatura – Entropía. Esta característica afecta la aplicabilidad del fluido, la eficiencia del ciclo y la disposición de los equipos asociados en un sistema de generación de energía.

Generalmente hay tres tipos de curvas de saturación de vapor de acuerdo con el diagrama T-S como se muestra en la Figura 11 [24]. Un fluido seco con pendiente positiva, un fluido húmedo con pendiente negativa y un fluido isentrópico con pendiente infinita.

Un ejemplo de fluidos húmedos son el agua y el amoniacó. Estos fluidos requieren un sobrecalentamiento considerable para evitar una humedad excesiva en el escape de la turbina, estado 2 (Figura 11, a).

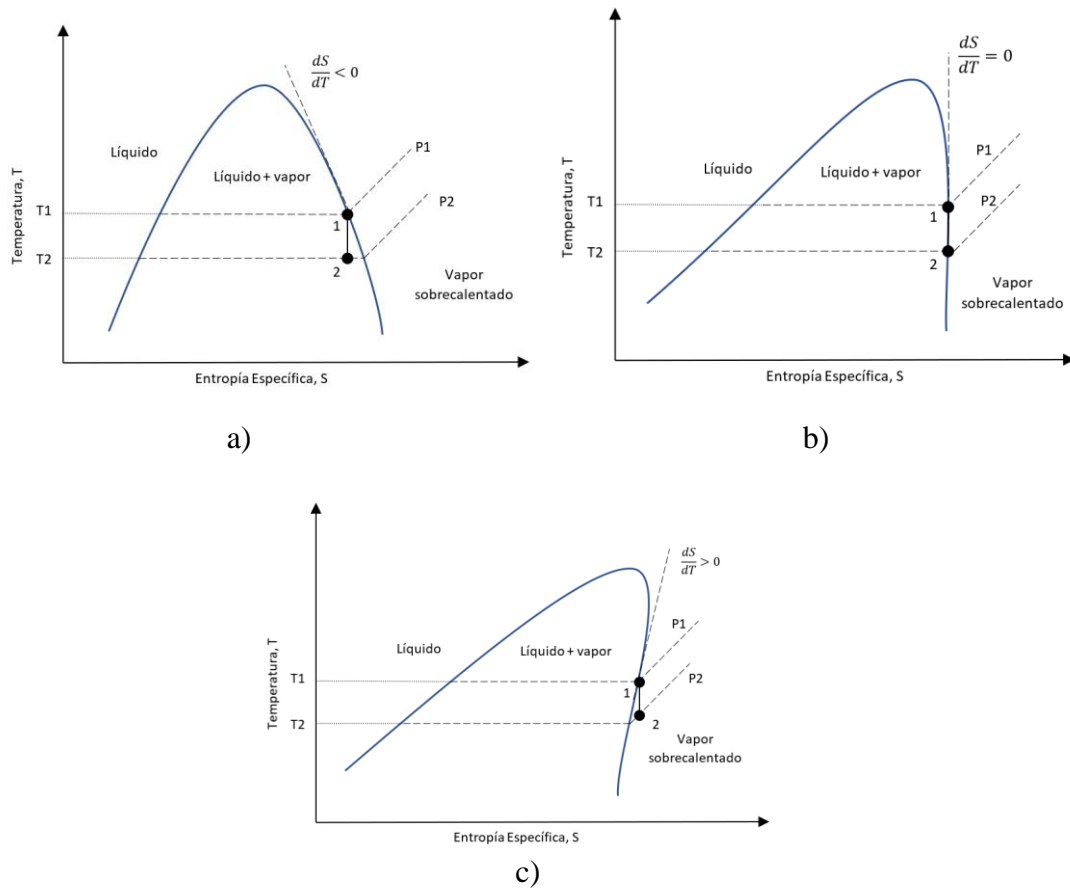


Figura 11. Diagrama Temperatura – Entropía a) fluidos húmedos, b) isentrópicos, c) secos [21].

Ciertos hidrocarburos como el n-butano, i-butano, n-pentano e i-pentano, tienen pendientes positivas en la línea de saturación en un diagrama T-S (Figura 11, c), es decir, la fase de vapor resulta sobre calentada después de una expansión isentrópica. Esto implica que no hay condensación en el proceso que pueda disminuir la eficiencia de este.

Un fluido isentrópico (Figura 11, b), el cual tiene una curva de saturación vertical en el diagrama T-S, el vapor permanecerá saturado a la salida de una turbina isentrópica. Ejemplos de estos fluidos están el refrigerante R-11 u fluorinal 85.

Salud, seguridad y consideraciones ambientales.

A lo largo de la historia se han utilizado una gran variedad de fluidos de trabajo, desde los fluidos orgánicos convencionales como pentano, isopentano, propano, etc., hasta los químicos hidrofluorados actuales. La generación actual de fluidos de trabajo requiere que sean de potencial de calentamiento global no solo para reducir sus impactos ambientales en la etapa de operación sino también en todo el ciclo de vida del sistema.

En la Tabla 5 se resumen algunas propiedades de seguridad, salud y potencial de calentamiento de los fluidos de trabajo más comunes en los ciclos binarios [25]:

Tabla 5. Características ambientales, de salud y seguridad de fluidos de trabajo.

Fluido de trabajo	GWP	Seguridad ASHRAE	Flamabilidad	Toxicidad ASHRAE
Agua	-	A3	No	No
R-170 (Etano)	6	A3	Altamente inflamable	No
R-209 (Propano)	3	A3	Altamente inflamable	No
R-1150 (Etileno)	4	A3	Altamente inflamable	No
R-600a (Isobutano)	3	A3	Altamente inflamable	No
R-1270 (Propileno)	2	A3	Altamente inflamable	No
n-hexano	3	A3	Altamente inflamable	Tóxico
R-E170 (Dimetiléter)	3	A3	Altamente inflamable	No
Isopentano	11	A3	Altamente inflamable	Tóxico
Neopentano	20	-	Altamente inflamable	Tóxico
n-butano	3	A3	Altamente inflamable	Toxicidad aceptable
Ciclohexano	-	A3	Altamente inflamable	Toxicidad aceptable

Fluido de trabajo	GWP	Seguridad ASHRAE	Flamabilidad	Toxicidad ASHRAE
Benzeno	-	-	Inflamable	Relativamente no tóxico
Tolueno	3	B3	Altamente inflamable	Tóxico
Ciclopropano	86	A3	Altamente inflamable	Gas Asfixiante
CO ₂	1	A1	No	No
Amoniaco NH ₃	0		Bajo	Tóxico
R-134a C ₂ H ₂ F ₄	1344	A1	No	Muy baja
R-12 CCl ₂ F ₂	4500		No	No
R-14 C ₂ Cl ₂ F ₄	5850		No	No

4.3.4 Plantas de ciclo combinado o híbridas

Los sistemas anteriormente descritos se pueden combinar para lograr sistemas más efectivos dando lugar a varios tipos de plantas híbridas como:

- Plantas de vapor directo – binaria
- Plantas de flasheo simple – binaria
- Planta integrada de flasheo simple y binario.
- Sistema híbrido geotermia – fósil.
- Sistema híbrido geotérmico – solar.

El uso de dos ciclos proporciona una eficiencia eléctrica relativamente alta. El tamaño típico de las centrales de ciclo combinado oscila entre unos pocos MW y 10 MWe. Las plantas de energía geotérmica híbrida utilizan los mismos conceptos básicos que una planta de energía geotérmica independiente, pero combinan una fuente de calor diferente en el proceso; por ejemplo, el calor de una planta de concentración de energía solar.

Capítulo 5

METODOLOGÍA

5.1 Identificación de alternativas de procesos de generación de energía geotérmica.

Los procesos de generación eléctrica de ciclo binario han sido los más utilizados para generación de energía con recursos de baja y media entalpía. Los ciclos binarios donde utilizan fluidos de trabajo orgánico con propiedades termodinámicas críticas por debajo de las del agua los hacen viables para extraer energía de un ciclo termodinámico a bajas temperaturas.

5.2 Definición del proceso de generación de energía geotérmica.

5.2.1 Selección de los pozos de estudio.

De la base de datos históricos de producción del campo Chichimene operado por Ecopetrol, se seleccionan los clústeres con pozos activos al 2022 con temperatura en cabeza de pozo mayores a 70 °C, a partir de la cual se consideran recursos geotérmicos de baja entalpía. Se toman dos clústeres que representan temperaturas mínimas y máximas para los casos de estudio del presente trabajo. En la Tabla 6 y Tabla 7 se muestran los caudales y temperaturas de cada uno de los pozos que conforman estos clústeres.

Tabla 6. Datos de caudal y temperatura para el clúster A.

	Temperatura en cabeza de pozo (°F)			Caudal (BPD)			
	Pozos	Mínima	Máxima	Promedio	Mínimo	Máximo	Promedio
Clúster A	Pozo 1	159,0	182,0	170,7	1241,5	2281,3	1936,9
	Pozo 2	166,0	186,0	176,0	4184,5	4184,5	4184,5
	Pozo 3	176,0	180,0	178,7	2274,2	3892,7	3348,9

Tabla 7. Datos de caudal y temperatura para el clúster B.

	Temperatura en cabeza de pozo (°F)			Caudal (BPD)			
	Pozos	Mínima	Máxima	Promedio	Mínimo	Máximo	Promedio
Clúster B	Pozo 1	161	167	164,4	1935	2471,6	2176
	Pozo 2	137	158	144,7	207	1505	798
	Pozo 3	171,0	174,0	172,3	2123	2678	2469
	Pozo 4	138,0	172,0	157,5	1511	2137	1693

5.2.2 Selección del fluido de trabajo.

Se analizaron varios fluidos de trabajo que recomienda la literatura y que se mencionan en la Tabla 4 y Tabla 5. De estos se preseleccionaron 7 potenciales fluidos de distinta naturaleza con propiedades críticas menores que el agua: propano, n-butano, iso-pentano, n-hexano, CO₂, R-14 y R-134a.

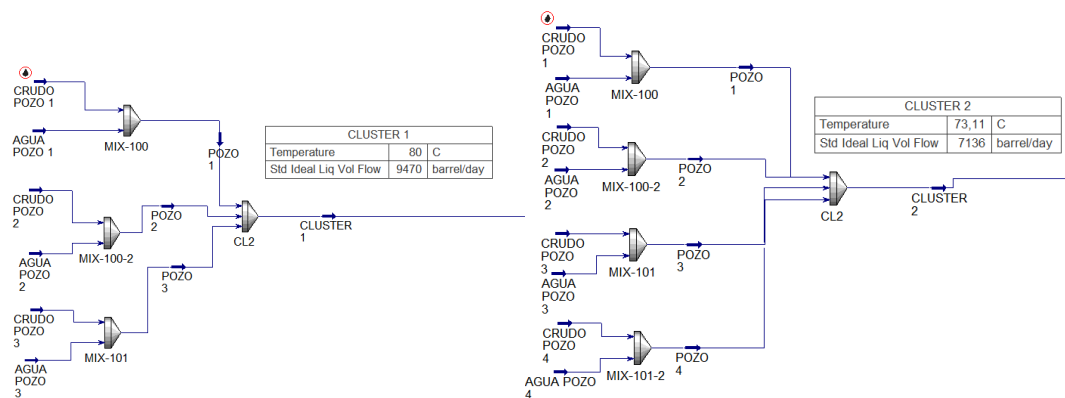
La elección del fluido de trabajo tiene una implicación importante en la eficiencia del ORC y como se mencionó en la sección 4.3.3, depende de las propiedades termodinámicas: presión y temperatura críticas menor que el agua, bajo volumen específico, bajo punto de ebullición, baja entalpía de evaporación. Además se deben tener en cuenta consideraciones de seguridad: no corrosivo, no tóxico y con bajo potencial de calentamiento global (GWP).

5.2.3 Determinación del potencial de energía a partir del agua de producción de pozos petroleros.

En esta etapa se identifican las siguientes actividades:

- a) Determinar la temperatura de mezcla de cada una de las locaciones partiendo de los caudales y temperaturas de cada pozo. Para estas simulaciones se utiliza el software

Hysys de Aspen Plus vs. 12. El crudo corresponde a una gravedad específica de 8,4 °API según los datos de producción y se simuló bajo la herramienta black oil. El modelo termodinámico utilizado es Peng-Robinson apropiado para la simulación de hidrocarburos.



a) Clúster A.

b) Clúster B.

Figura 12. Condiciones de mezcla a caudal y temperatura promedio.

Se realiza el mismo procedimiento con los rangos de temperatura y caudal mínimo y máximo obteniendo los siguientes escenarios de mezcla de cada uno de los clústeres:

Tabla 8. Temperatura y caudal máximo y mínimo de los clústeres A y B.

Clúster	Caudal (BPD)			Temperatura (°C)		
	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínima	Promedio	Máxima
A	7.770	9.470	10.400	76	80	84
B	5.776	7.135	8.791	69	73	77

b) Simulación del Ciclo Orgánico de Rankine (ORC).

Se realizó la simulación de un ORC simple y con calentamiento previo del fluido de trabajo en el software Hysys de Aspen Plus vs.12

La Figura 13 muestra el proceso de ORC básico que consiste en cuatro etapas principales:

- Etapa de compresión, donde se suministra trabajo \dot{W}_p (3→4).
- Etapa de suministro de calor isobárico (intercambiador de calor) (4→1).
- Expansión isoentrópica, trabajo realizado \dot{W}_t (1 →2)
- Eliminación de calor mediante la condensación del fluido de trabajo (2 →3).

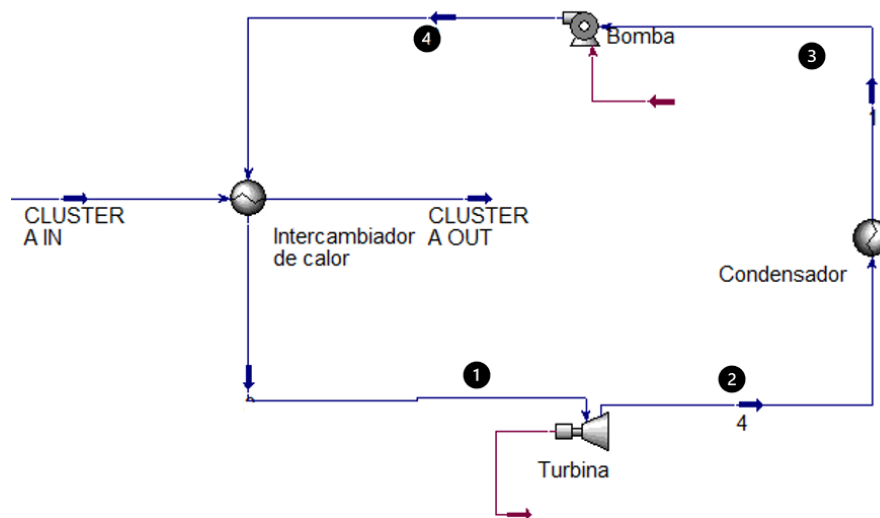


Figura 13. Configuración de un ORC básico en Hysys.

El proceso descrito es ideal y no se consideran las pérdidas en el sistema como pérdidas de presión en la tubería, intercambiadores de calor y etapas de compresión o expansión.

Los parámetros de límite para las condiciones del fluido de trabajo se encuentran en la temperatura de condensación, la cual debe ser realizada con agua de enfriamiento con una temperatura de entrada de 30°C y una temperatura de aproximación de 5°C y en intercambiador de calor con el fluido geotérmico de tal forma que no se presente cruce de temperatura. Para esta simulación, se utiliza un intercambiador con dos pasos en tubo y

uno en coraza. Estos dos parámetros definen las presiones a las que se puede operar el fluido de trabajo en el ciclo Rankine.

La Figura 14 muestra la configuración con precalentamiento donde se ubican dos intercambiadores en serie con el fin de tener más área de transferencia de calor:

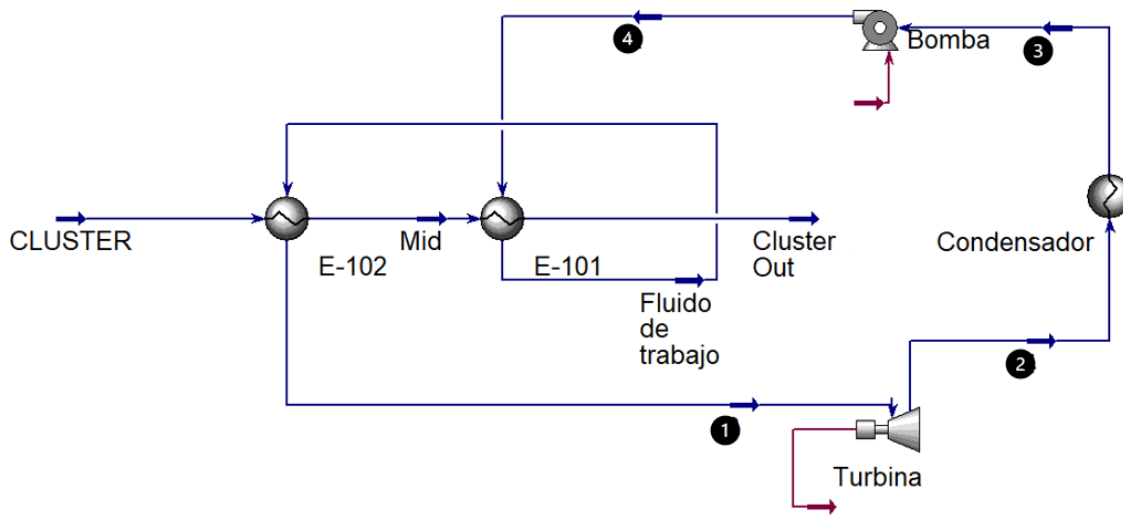


Figura 14. ORC con precalentamiento del fluido de trabajo en Hysys.

c) Análisis de variación de flujo másico del fluido geotérmico, del tipo de fluido de trabajo y de temperaturas máximas y mínimas.

Se realizaron simulaciones con las condiciones de caudal máximas y mínimas presentadas en la Tabla 8.

Capítulo 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

6.1 Selección del fluido de trabajo.

Del listado de posibles fluidos de trabajo presentados en la Tabla 4 se analizaron las características termodinámicas de 7 potenciales fluidos de trabajo con baja toxicidad y el rango de temperatura en que trabajaría el ciclo, como se muestra en la Figura 15:

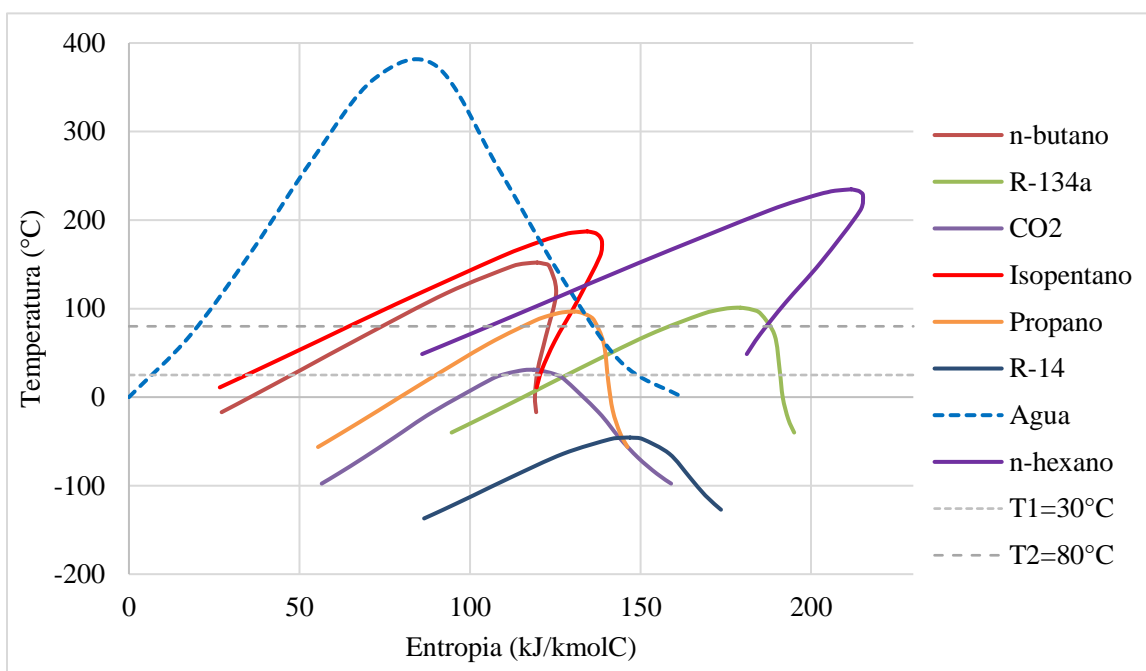


Figura 15. Gráfica Temperatura vs. Entropía de varios fluidos de trabajo.

Podemos ver que el CO₂ y el refrigerante R-14 tienen temperaturas muy por debajo de nuestro rango de trabajo y necesitaríamos un fluido de enfriamiento diferente al agua. Hidrocarburos de más de 5 carbonos como el pentano y hexano, necesitaría más energía para su condensación. Dentro de los candidatos tenemos los hidrocarburos de bajo peso molecular como el propano y el butano debido a su bajo punto de ebullición y alta presión

de vapor a altas temperaturas. De este grupo se realizará el análisis con propano y n-butano los cuales por ser productos del proceso de tratamiento de gas domiciliario en el sector de hidrocarburos, estarían más disponible para su uso. Se incluye también un fluido de trabajo fluoro carbonado, el R-134a, el cual es uno de los más comunes en ciclos de refrigeración y además tienen uno de los menores potenciales de emisiones dentro de este grupo de refrigerantes.

En la Figura 16, se encuentran los fluidos de trabajo seleccionados en un diagrama T-S. Recordando los tipos de fluidos de trabajo según la curva de entropía en la Figura 11, podemos observar que el agua es un fluido húmedo, es decir requiere un calentamiento adicional para evitar una condensación en la turbina.

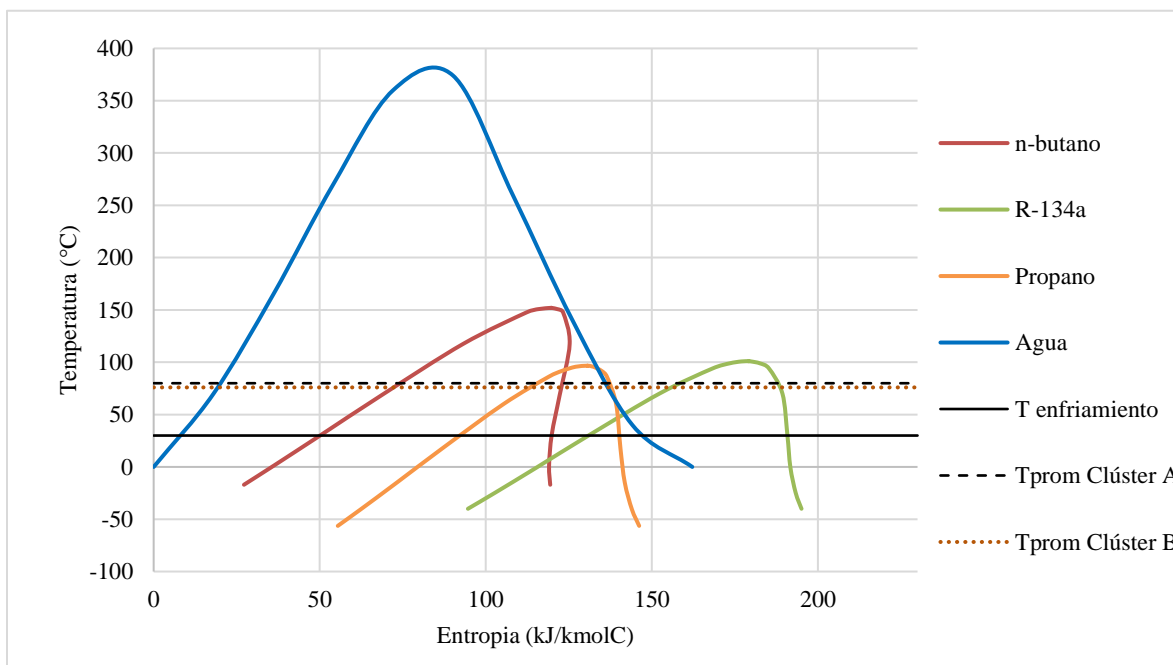


Figura 16. Gráfica Temperatura vs. Entropía de los fluidos de trabajo seleccionados.

El propano y n-butano tienen pendientes positivas en la línea de saturación, es decir, la fase de vapor resulta sobre calentada después de una expansión isentrópica. Esto implica que no hay condensación en el proceso que pueda disminuir la eficiencia de este. El R-134a se considera un fluido isentrópico.

6.2 Configuración de la ORC.

Las presiones de trabajo de la ORC para cada uno de los tres fluidos de trabajo se determinan teniendo en cuenta las siguientes condiciones operativas:

- Temperatura en el fluido de enfriamiento para la condensación: agua con una temperatura de entrada al condensador de 30°C y una temperatura de salida de 35°C.
- Temperatura del fluido geotérmico: para el clúster A, una temperatura promedio de 80°C y para el clúster B una temperatura promedio de 73°C. Estas temperaturas condicionan la temperatura máxima a la salida del evaporador y a la entrada de la turbina.
- Etapa de suministro de calor isobárico.
- Etapa de expansión isoentrópica.
- No se consideran pérdidas en el sistema como pérdidas de presión en la tubería, intercambiadores de calor y etapas de compresión o expansión.

En la Figura 17 se muestran los diagramas T-S y las isobaras de operación para los puntos de expansión (línea magenta) y compresión (línea verde) del ORC para los tres fluidos de trabajo teniendo en cuenta las condiciones de operación anteriormente mencionadas. El

punto 1 representa la presión a la entrada de la turbina y el punto 2 la presión a la que se daría la condensación del fluido de trabajo.

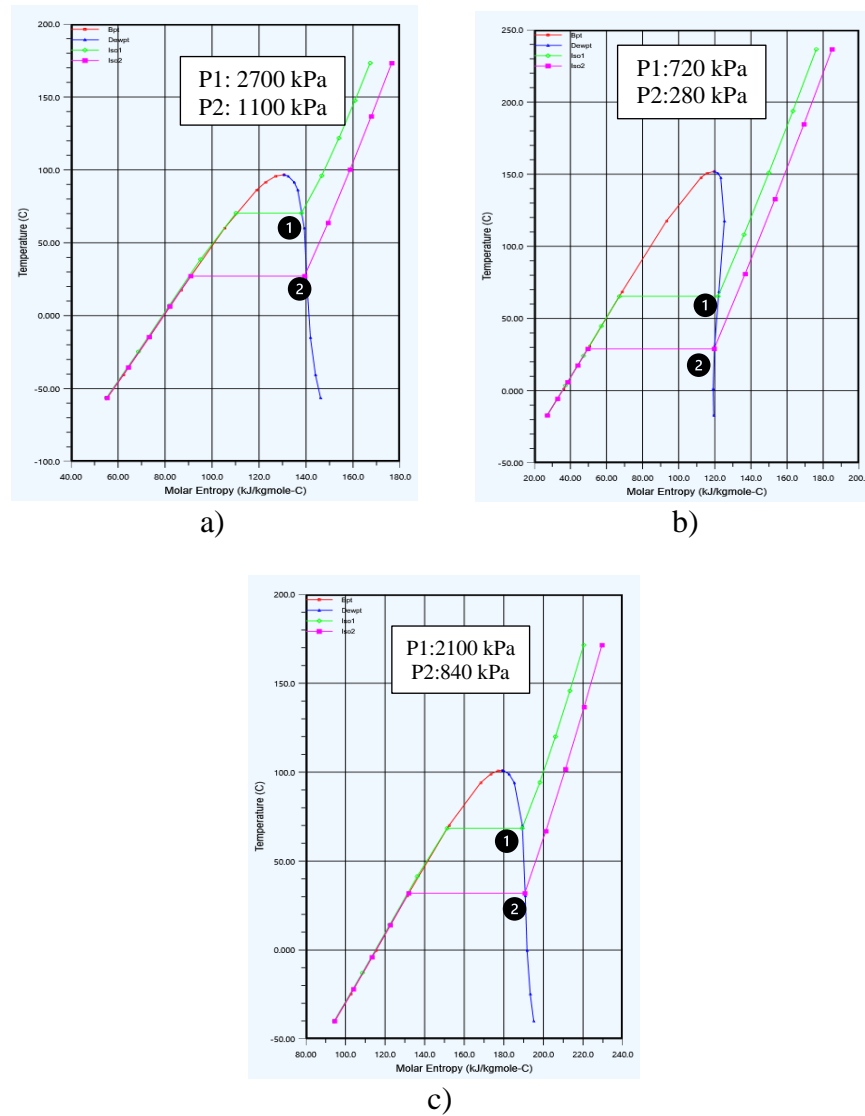


Figura 17. Isobaras de operación para las ORC de los diferentes fluidos de trabajo.

a) Propano, b) n-butano, c) R-134a.

6.3 Generación de energía.

La generación para los clústeres A y B con las dos configuraciones de ciclo Rankine normal (1) y con precalentamiento (2) para el caudal y la temperatura promedio se resumen en la Tabla 9 y Tabla 10:

Tabla 9. Resultados Ciclo Rankine Clúster A, caudal promedio 9470 bpd, 80°C.

Fluido de trabajo	Propano		n-butano		R-134A	
	1	2	1	2	1	2
Ciclo Rankine						
W_{turb} (kW)	65,6	86,2	98,3	105,3	70,8	96,5
W_{bomba} (kW)	9,9	12,0	3,4	3,8	7,4	9,6
Potencia Neta (kW)	55,7	74,2	94,9	101,5	63,4	86,8
Q_{in} (kW)	793	997	1.425	1.447	968	1.243
Eficiencia térmica	7,0%	7,4%	6,7%	7,0%	6,6%	7,0%
Fluido de trabajo (BPD)	2.410	3.170	3.225	3.249	2.250	2.830

Tabla 10. Resultados Ciclo Rankine Clúster B, caudal promedio 7135 bpd, 73°C.

Fluido de trabajo	Propano		n-butano		R-134A	
	1	2	1	2	1	2
Ciclo Rankine						
W_{turb} (kW)	53,2	61,5	65,8	70,2	55,6	72,1
W_{bomba} (kW)	6,9	6,6	2,0	2,1	4,8	5,8
kW Neto	46,3	54,9	63,8	68,1	50,8	66,3
Q_{in} (kJ/h)	798	921	1.369	1.347	1.059	1.321
Eficiencia térmica	5,8%	6,0%	4,7%	5,1%	4,8%	5,0%
Fluido de trabajo (BPD)	2.430	2.950	3.225	3.150	2.500	3.060

La eficiencia térmica y potencias generadas en la turbina y en la bomba se calcularon de acuerdo con las ecuaciones de la sección 4.3.1.

Para el clúster A, el cual tiene una temperatura promedio de fluido geotérmico de 80°C tenemos los siguientes resultados:

- Para el esquema de ORC básico, la mayor eficiencia térmica se da con el propano como fluido de trabajo, alcanzando un máximo de 7% seguido por un 6,7% con n-butano y un 6,6% con R-134a. Esto debido a la menor entalpía de vaporización y menor volumen específico del propano respecto a los otros dos fluidos de trabajo.
- Para el esquema de ORC con precalentamiento aumenta la eficiencia térmica a 7,4% con propano como fluido de trabajo, 7% con n-butano y 7% con R-134a.
- La mayor generación neta se da con el fluido de trabajo n-butano alcanzando un máximo de 101,5 kW con el ORC con precalentamiento.

Para el clúster B, el cual tiene una temperatura promedio de fluido geotérmico de 70°C tenemos los siguientes resultados:

- Para el esquema de ORC básico, la mayor eficiencia térmica se da con el propano como fluido de trabajo, alcanzando un máximo de 5,8% seguido por un 4,8% con R-134a y un 4,7% con R-134a.
- Para el esquema de ORC con precalentamiento aumenta la eficiencia térmica a 6,0% con propano como fluido de trabajo, 5,1% con n-butano y 5,0% con R-134a.
- La mayor generación neta se da con el fluido de trabajo n-butano alcanzando un máximo de 68,1 kW con el ORC con precalentamiento.

La proporción de caudal de fluido geotérmico con el fluido de trabajo está entre 2,4 y 3,9 para el propano, 2,2 y 2,9 para el n-butano y entre 2,3 y 4,2 para el R-134a.

Una medida de comparación de las eficiencias térmicas obtenidas es comparándolas con la eficiencia de un ciclo de Carnot, la cual es la eficiencia máxima $\eta_{m\acute{a}x}$ que cualquier motor térmico pueda tener y que depende de la diferencia entre los depósitos de temperatura

caliente y fría: $\eta_{m\acute{a}x} = \eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_c}{T_H}$, donde T_c es la temperatura absoluta del depósito frío, en nuestro caso la temperatura del agua de refrigeración (30°C, 303,15 K) y T_H es la temperatura del depósito caliente que en nuestro caso es la temperatura del fluido geotérmico para el clúster A de 80°C (353,15 K) y para el Clúster B de 73°C (346,15K). Las eficiencias máximas que podríamos tener siguiendo la eficiencia de Carnot serían de 14,2% para las condiciones del clúster A y 12,4% para las condiciones del clúster B. Los valores encontrados están por debajo de está eficiencia teórica máxima y se encuentra en los valores reportados entre 4,2 y 13% encontrados en la literatura [25]

6.3.2 Variación de flujo másico del fluido geotérmico

Para los dos clústeres en estudio se realizó el análisis de la potencia generada neta ($W_{neta} = W_{turbina} - W_{bomba}$), para los caudales mínimos y máximos en los dos ciclos y para los tres fluidos de trabajo a temperatura promedio:

En la Figura 18 se muestra las variaciones mencionadas:

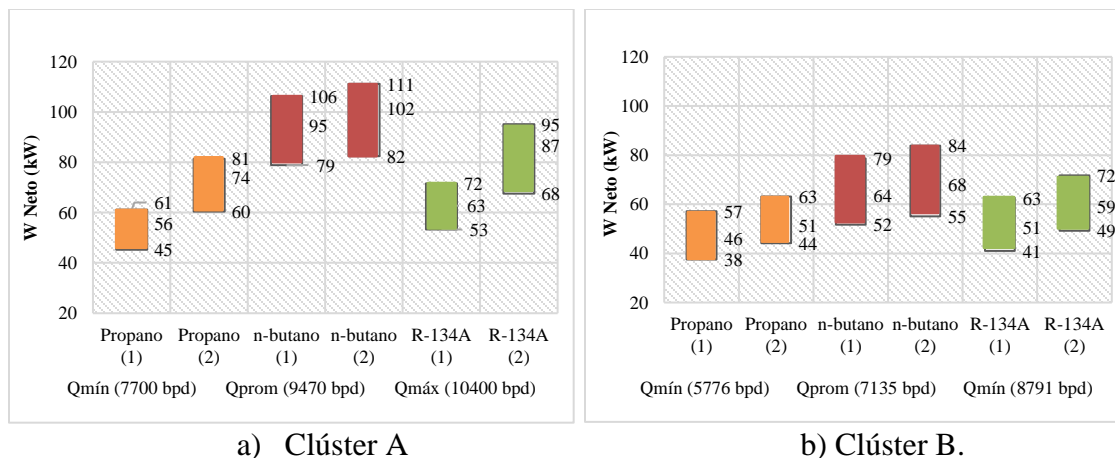


Figura 18. Generación neta para caudales geotérmicos mínimos y máximos.

Para el clúster A:

- A caudal máximo de fluido geotérmico se alcanza una generación máxima de 111 kW con el fluido de trabajo n-butano para el ciclo Rankine con precalentamiento.
- A caudal mínimo de fluido geotérmico se alcanza una generación mínima de 45 kW con el fluido de trabajo propano para el ciclo Rankine básico.
- Una reducción del caudal geotérmico del 19% reduce la generación neta del 19% para el fluido de trabajo de propano y entre un 17-19% para el n-butano y entre un 19-22% para el R-134a.
- Un aumento del caudal geotérmico del 10% aumenta la generación de energía del 10% para el fluido de trabajo de propano y un 9-12% para el n-butano y entre el 10-13% para el R-134a.

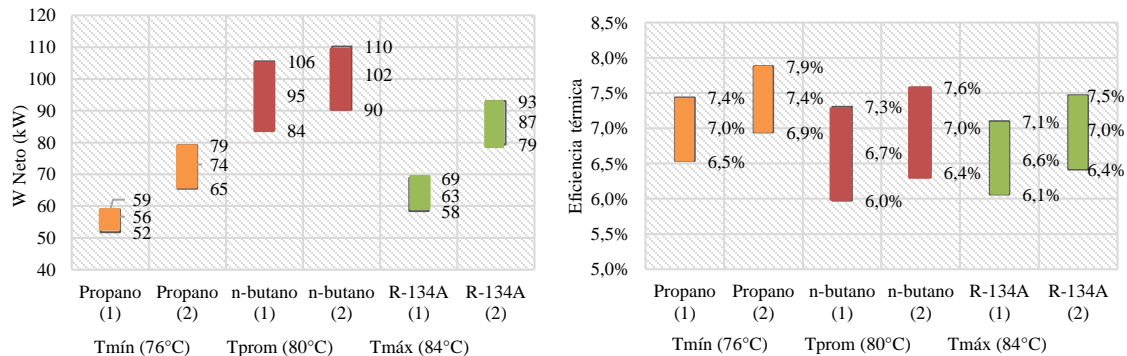
Para el clúster B:

- A caudal máximo de fluido geotérmico se alcanza una generación máxima de 84 kW con el fluido de trabajo n-butano para el ciclo Rankine con precalentamiento.
- A caudal mínimo de fluido geotérmico se alcanza una generación mínima de 38 kW con el fluido de trabajo propano para el ciclo Rankine básico.
- Una reducción del caudal geotérmico del 19% reduce la generación neta entre el 17-19% para el fluido de trabajo de propano y R-134a y un 19% para el n-butano.
- Un aumento del caudal geotérmico del 23% aumenta la generación de energía cercana al 23% para los tres fluidos de trabajo.

6.3.3 Variación de temperaturas máximas y mínimas.

Se realiza un análisis de generación eléctrica para las temperaturas máximas y mínimas de los dos clústeres a caudal promedio. Los resultados para el clúster A se muestran en la Figura 19, encontrando lo siguiente:

- Con el aumento de 4°C respecto a la temperatura promedio podemos alcanzar generaciones netas máximas de 59, 106 y 69 kW para la ORC simple y 79, 110 y 93 kW para la ORC con precalentamiento con los fluidos de trabajo propano, n-butano y R1-134a respectivamente. Se tiene un aumento de la eficiencia térmica del 7% para el propano, 9% para el n-butano y 8% para el R-134a respecto a la eficiencia con temperatura promedio.



a) Generación neta

b) Eficiencias térmicas.

Figura 19. Generación neta y eficiencias para temperaturas mínimas y máximas Clúster A.

- Con la disminución de 4°C respecto a la temperatura promedio podemos alcanzar generaciones netas mínimas de 52, 84 y 58 kW para la ORC simple y 65, 90 y 79 kW para la ORC con precalentamiento con los fluidos de trabajo propano, n-butano y R1-134a respectivamente. Se tiene una disminución de la eficiencia térmica del 6% para el

propano, 9% para el n-butano y 8% para el R-134a respecto a la eficiencia con temperatura promedio.

Para el clúster B, los resultados se muestran en la Figura 20, encontrando lo siguiente:

- Con el aumento de 5°C respecto a la temperatura promedio podemos alcanzar generaciones netas máximas de 50, 74 y 57 kW para la ORC simple y 57, 78 y 66 kW para la ORC con precalentamiento con los fluidos de trabajo propano, n-butano y R1-134a respectivamente. Se tiene un aumento de la eficiencia térmica del 8% para el propano, 13% para el n-butano y 11% para el R-134a respecto a la eficiencia con temperatura promedio.

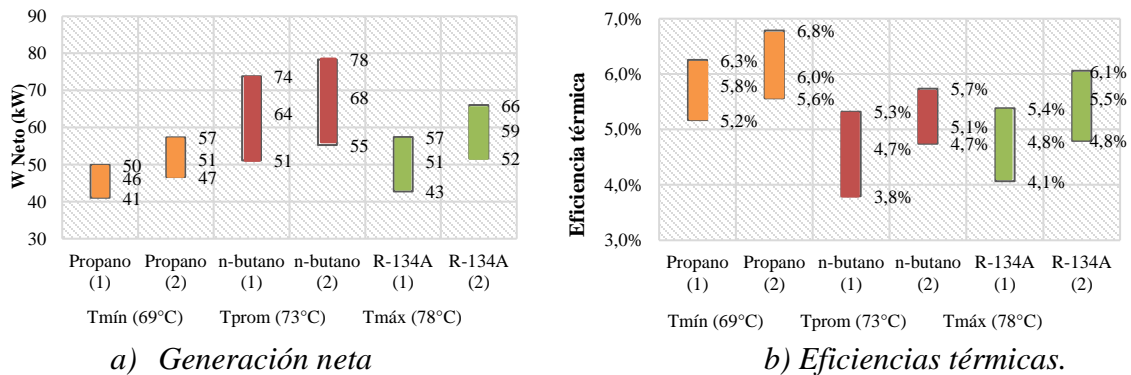


Figura 20. Generación neta y eficiencias para temperaturas mínimas y máximas Clúster B.

- Con la disminución de 4°C respecto a la temperatura promedio podemos alcanzar generaciones netas mínimas de 41, 51 y 43 kW para la ORC simple y 47, 55 y 52 kW para la ORC con precalentamiento con los fluidos de trabajo propano, n-butano y R1-134a respectivamente. Se tiene una disminución de la eficiencia térmica del 7% para el propano, 6% para el n-butano y 12% para el R-134a respecto a la eficiencia con temperatura promedio.

Capítulo 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los fluidos de los pozos en estudio son recursos geotérmicos de baja entalpía potenciales para la generación de energía eléctrica utilizando Ciclos Orgánicos de Rankine (ORC) con temperaturas entre 70 y 84 °C y caudales entre 5.700 y 10.400 bpd. El desarrollo de estas tecnologías de bajas emisiones permite aprovechar el calor de los fluidos de producción en generación de energía y suplir parte de los requerimientos de la operación proveniente de otros combustibles fósiles.

Los fluidos de trabajo propano, n -butano y R-134a son seleccionados a partir de las propiedades termodinámicas como bajo punto de ebullición y altas presiones de vapor a bajas temperaturas, condiciones del proceso como la temperatura de entrada del fluido geotérmico y del fluido de enfriamiento, características de seguridad como toxicidad e inflamabilidad y características ambientales como su potencial de emisiones.

El Ciclo Orgánico de Rankine con los fluidos seleccionados mostraron eficiencias térmicas a condiciones de caudal y temperatura entre 6 y 7% para el clúster A y entre 4,7 y 6% para el clúster B, siendo la más alta con el propano, seguido por el n-butano y el R-134a.

La proporción óptima de caudal de fluido de trabajo en relación con el fluido geotérmico está entre 2,2 y 4,2. Un aumento en el caudal del fluido geotérmico implica un aumento en el flujo del fluido de trabajo, aumentando a su vez la potencia generada en el ciclo y a su vez las demandas de la bomba.

La configuración del Ciclo Orgánico de Rankine con precalentamiento muestra un aumento en la eficiencia térmica del 6,1, 5,3 y 6,6% cuando se trabaja con propano, n-butano y R-134a respectivamente comparado con el ciclo básico para el clúster A y del 5,3, 8,3 y 5,6% para el clúster B. Esto debido al aumento del área de transferencia de calor al tener dos intercambiadores en serie. Se recomienda detallar en los parámetros de diseño como múltiples pasos, dirección del flujo, configuraciones en serie, el tipo de intercambiador de calor, entre otros, con el fin de revisar la configuración más adecuada.

El clúster A, con condiciones de caudal promedio de 9.400 bpd y temperaturas en cabeza de pozo entre 76 y 84°C se puede alcanzar eficiencias térmicas entre 6 y 7,9% y generaciones de energía netas entre 52 y 110 kW con los fluidos de trabajo estudiados.

El clúster B, con condiciones de caudal promedio de 7.135 bpd y temperaturas en cabeza de pozo entre 69 y 78°C se puede alcanzar eficiencias térmicas entre 3,8 y 6,9% y generaciones netas entre 41 y 78 kW con los fluidos de trabajo estudiados.

La variación de la temperatura del fluido geotérmico para la generación de energía geotérmica de baja entalpía es el factor más crítico al evaluar su viabilidad técnica. La elección adecuada del fluido de trabajo y los parámetros de diseño de elementos como el intercambiador de calor, el sistema de bombeo y la turbina se deben optimizar con el fin de tener mejores eficiencias en el ciclo.

Se debe evaluar la viabilidad económica de su implementación.

REFERENCIAS

- [1] IRENA, «World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway». 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>
- [2] R. Duggal, R. Rayudu, J. Hinkley, J. Burnell, C. Wieland, y M. Keim, «A comprehensive review of energy extraction from low-temperature geothermal resources in hydrocarbon fields», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 154, p. 111865, feb. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2021.111865.
- [3] R. Bertani, «Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report», *Geothermics*, vol. 60, pp. 31-43, mar. 2016, doi: 10.1016/j.geothermics.2015.11.003.
- [4] IRENA, «Geothermal energy Data», */geothermal*. <https://www.irena.org/geothermal>
- [5] «Geothermal Power Generation in the World 2015-2020 Update Report», *Docslib*. <https://docslib.org/doc/5670745/geothermal-power-generation-in-the-world-2015-2020-update-report> (accedido 27 de noviembre de 2022).
- [6] C. E. E. Tiempo, «Inicia piloto para generación de energía geotérmica en Casanare», *El Tiempo*, 24 de marzo de 2021. <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/de-que-se-trata-el-piloto-para-generar-energia-geotermica-en-casanare-575968> (accedido 22 de diciembre de 2022).
- [7] Ministerio de Minas y Energía, «Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia.» 2021.
- [8] J. G. Velásquez Penagos, «Conceptualización de la calidad de agua asociada a la extracción del petróleo», 2020.

- [9] S. L. Mesa, J. M. Orjuela, A. T. O. Ramírez, y J.-A. Sandoval, «Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana», *Gest. Ambiente*, vol. 21, n.º 1, Art. n.º 1, ene. 2018, doi: 10.15446/ga.v21n1.69792.
- [10] E. Lopez, C. Patiño, y D. Granados, «(PDF) GEOTERMIA OIL&GAS», 2020. https://www.researchgate.net/publication/349822746_GEOTERMIA_OILGAS?enrichId=rgreq-2fd2eb327cd43c23c1c070f114cec6af-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzM0OTgyMjc0NjtBUzo5OTgwMTgzNzU0OTk3NzZAMTYxNDk1NzUzMTAzOQ%3D%3D&el=1_x_2&_esc=publicationCoverPdf (accedido 22 de noviembre de 2022).
- [11] I. S. Moeck, «Catalog of geothermal play types based on geologic controls», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 37, pp. 867-882, sep. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.032.
- [12] A. Anderson y B. Rezaie, «Geothermal technology: Trends and potential role in a sustainable future», *Appl. Energy*, vol. 248, pp. 18-34, ago. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.102.
- [13] K. C. Lee, «Classification of geothermal resources by exergy», *Geothermics*, vol. 30, n.º 4, pp. 431-442, ago. 2001, doi: 10.1016/S0375-6505(00)00056-0.
- [14] I. B. Fridleifsson, «Geothermal energy for the benefit of the people», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 5, n.º 3, pp. 299-312, sep. 2001, doi: 10.1016/S1364-0321(01)00002-8.

- [15] «Technology Roadmap - Geothermal Heat and Power – Analysis», *IEA*.
<https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-geothermal-heat-and-power>
(accedido 17 de octubre de 2022).
- [16] E. R. Okoroafor y R. N. Horne, «Temperature-dependent viscosity: Relevance to the numerical simulation of enhanced geothermal systems», *Therm. Sci. Eng. Prog.*, vol. 34, p. 101439, sep. 2022, doi: 10.1016/j.tsep.2022.101439.
- [17] S. Wang, J. Yan, F. Li, J. Hu, y K. Li, «Exploitation and Utilization of Oilfield Geothermal Resources in China», *Energies*, vol. 9, n.º 10, Art. n.º 10, oct. 2016, doi: 10.3390/en9100798.
- [18] X. Shouliang, H. Liang, B. Hu, y L. Kewen, «Electrical power generation from low temperature co-produced geothermal resources at Huabei oilfield.», *Proc. Thirty-Seventh Workshop Geotherm. Reserv. Eng. Stanf. Univ. Stanf. Calif.*, vol. SGP-TR-194, 2012.
- [19] X. Liu, G. Falcone, y C. Alimonti, «A systematic study of harnessing low-temperature geothermal energy from oil and gas reservoirs», *Energy*, vol. 142, pp. 346-355, ene. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.10.058.
- [20] R. DiPippo, *Geothermal power plants: principles, applications, case studies, and environmental impact*, 3rd ed. Amsterdam ; Boston: Butterworth-Heinemann, 2012.
- [21] IRENA, *Geothermal Power: Technology Brief*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017.

- [22] M. Bahrami, F. Pourfayaz, y A. Kasaeian, «Low global warming potential (GWP) working fluids (WFs) for Organic Rankine Cycle (ORC) applications», *Energy Rep.*, vol. 8, pp. 2976-2988, nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.01.222.
- [23] M. Yari, «Exergetic analysis of various types of geothermal power plants», *Renew. Energy*, vol. 35, n.º 1, pp. 112-121, ene. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.07.023.
- [24] J. Bao y L. Zhao, «A review of working fluid and expander selections for organic Rankine cycle», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 325-342, ago. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.040.
- [25] M. Bahrami, F. Pourfayaz, y A. Kasaeian, «Low global warming potential (GWP) working fluids (WFs) for Organic Rankine Cycle (ORC) applications», *Energy Rep.*, vol. 8, pp. 2976-2988, nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.01.222.