



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología

EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO EL CICLO RANKINE DE BAJA ENTALPIA

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Andrés José Peñaranda Quintero

Saulo Hernán Uribe Castellanos

Dirección:

Camilo Andrés Guerrero Martín

María Fernanda Gómez Galindo

Universidad del Rosario

Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología

Maestría en Energías Renovables

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mis padres, Amado Alfonso y Luz Marina, quienes han sido mi fuente de inspiración y mi mayor apoyo. A mi hermano German Alfonso, por su incansable ánimo y por compartir conmigo cada triunfo en este viaje académico. Sin ustedes, este logro no habría sido posible.

Andrés José Peñaranda Quintero

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mis hijos, Salomé y Saulo Alejandro, quienes son mi soporte y bastión de lucha constante para alcanzar mis metas. A mi esposa Laura Díaz, por su apoyo y compañía para adelantar este viaje de conocimiento a las energías del futuro. Igualmente agradecer a toda mi familia, mi padre (Q.E.P.D) madre, hermanas, cuñado y sobrinos. Sin su apoyo y oraciones difícilmente alcanzaría el objetivo.

Saulo Hernán Uribe Castellanos

AGRADECIMIENTOS

Primero y, ante todo, quiero agradecer a Dios, por haberme dado la fuerza, la sabiduría y la perseverancia para completar este trabajo. Su guía y bendiciones han sido mi fortaleza a lo largo de este camino. A mis padres, por su amor incondicional, su apoyo constante y por creer siempre en mí. Sus sacrificios y oraciones me han impulsado a seguir adelante y alcanzar mis metas. A mi hermano, por su constante apoyo y ánimo. Sus palabras de aliento y su ejemplo de perseverancia han sido una fuente de inspiración para mí. A nuestro director, Camilo Guerrero, y a la codirectora María Fernanda por su invaluable orientación, apoyo y paciencia durante la realización de esta tesis. Su experiencia y consejos fueron fundamentales para el desarrollo de esta investigación. Finalmente, a la Universidad del Rosario y a todos los profesores por proporcionarme los recursos y el ambiente necesario para completar mis estudios.

A todos ustedes, mi más sincero agradecimiento.

Andrés José Peñaranda Quintero

AGRADECIMIENTOS

Al Padre Celestial “Dios Todopoderoso” que en todo momento me brinda su protección, cariño y comprensión, y nunca me deja desfallecer. Siempre está conmigo recorriendo el camino de la vida, superando con valor mis adversidades y recibiendo con alegría los triunfos y victorias.

A mis hijos por su alegría y amor incondicional que me fortalece cada día. A mi esposa por su apoyo, amor y comprensión para acompañarme en este camino.

A mi padre (Q.E.P.D) por sus enseñanzas y apoyarme desde el cielo, a mi madre y hermanas por sus oraciones, afecto y apoyo para salir adelante, a mi cuñado y sobrinos por su cariño y ser parte de mi existencia.

A nuestro director Camilo Guerrero y codirectora María Fernanda por su invaluable orientación, apoyo y paciencia durante la realización de esta tesis. Su experiencia y consejos fueron fundamentales para el desarrollo de esta investigación.

A todas esas personas que Dios ha puesto en mi camino y han compartido bellos momentos de mi vida y que de una u otra manera han contribuido en el cumplimiento de esta meta.

Saulo Hernán Uribe Castellanos

Español

El objetivo principal del proyecto es evaluar la viabilidad de generar energía eléctrica a partir del aprovechamiento de los fluidos de producción en pozos petroleros y determinar la aplicabilidad de conceptos de economía circular al valorizar un residuo: el fluido final del proceso de separación de agua y crudo. Para ello, se implementará la tecnología del ciclo orgánico de Rankine (ORC del ingl. *organic Rankine cycle*) de baja entalpía.

La investigación se enfoca en la utilización del refrigerante R-134a en el sistema ORC, simulando componentes clave (bomba, evaporador, turbina y condensador). Un modelo computacional integra los datos de campo y las propiedades termodinámicas para evaluar la eficiencia y el rendimiento energético del sistema propuesto. A partir de lo anterior, los resultados demuestran que el uso de fluidos de producción a bajas temperaturas puede generar aproximadamente 50 kW de energía eléctrica, destacando el potencial de esta tecnología para mejorar la sostenibilidad y la eficiencia energética en la industria petrolera.

El área de estudio corresponde a un campo de crudo pesado ubicado en el departamento del Meta, denominado Campo de Producción C¹. En este campo, se seleccionaron cinco (5) pozos que alimentan un sistema de inyección de agua de producción con un caudal promedio de 5.600 BWPD y temperatura de 200°F.

Este proyecto busca reducir las emisiones de CO₂e provenientes de los generadores a diésel utilizados en los campos petroleros. A saber, se satisface la necesidad de energía eléctrica para autoconsumo, permitiendo mayor diversificación de la matriz energética y contribuyendo a la

¹ Esta designación se establece en cumplimiento de las obligaciones de confidencialidad.

correcta transición energética, sumado al carácter flexible de la iniciativa y los beneficios de vi reducción en costos operacionales.

De esta forma, se contribuye al cumplimiento de las metas de reducción de emisiones de CO_{2e} establecidas en el Acuerdo de París (carbono neutro para el 2050 y reducción del 20% para el 2030) y en Colombia, a partir del Plan Energético Nacional (PEN) (eliminación del gas flaring, reducción del 51% de emisiones para 2030 y neutralidad del carbono para 2050) [1] [2].

Inglés

The main objective of the project is to evaluate the feasibility of generating electrical energy from the utilization of production fluids in oil wells and to determine the applicability of circular economy concepts by valorizing a waste product: the final fluid from the water and crude separation process. To achieve this, low enthalpy organic Rankine cycle (ORC) technology will be implemented.

The research focuses on the use of the refrigerant R-134a in the ORC system, simulating key components (pump, evaporator, turbine, and condenser). A computational model integrates field data and thermodynamic properties to evaluate the efficiency and energy performance of the proposed system. The results demonstrate that the use of production fluids at low temperatures can generate approximately 50 kW of electrical energy, highlighting the potential of this technology to enhance sustainability and energy efficiency in the oil industry.

The study area corresponds to a heavy crude oil field located in the Meta department, named Production Field C. In this field, five (5) wells were selected to feed a production water injection system with an average flow rate of 5.600 BWPD and a temperature of 200°F.

This project aims to reduce CO_{2e} emissions from diesel generators used in oil fields. It meets the need for self-consumption electrical energy, allowing for greater diversification of the energy matrix and contributing to the proper energy transition, along with the flexible nature of the initiative and the benefits of operational cost reductions.

In this way, it contributes to meeting the CO₂e emission reduction targets established in the Paris Agreement (carbon neutrality by 2050 and a 20% reduction by 2030) and in Colombia, based on the National Energy Plan (PEN) (elimination of gas flaring, 51% emission reduction by 2030, and carbon neutrality by 2050) [1] [2].

TABLA DE CONTENIDO

viii

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Estudios de caso de caracterización de pozos y campos petroleros para el aprovechamiento de energía geotérmica.....	3
2	OBJETIVOS	11
2.1	Objetivo general.....	11
2.2	Objetivos específicos	11
3	PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	12
4	MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	15
4.1	Energía geotérmica	15
4.1.1	Clasificación del recurso geotérmico.....	15
4.1.2	Aplicaciones del recurso geotérmico	16
4.2	Geotermia en campos petroleros.....	17
4.3	Generación de energía eléctrica a partir del ciclo orgánico de Rankine (ORC).....	19
4.3.1	Esquema de funcionamiento	20
4.3.2	Fluidos de trabajo.....	22
5	METODOLOGÍA	24
5.1	Tipo de investigación	24
5.1.1	Etapas de la investigación descriptiva	24
5.2	Selección de la infraestructura de estudio.....	25

5.2.1	Clúster A	28ix
5.2.2	Clúster B	28
5.2.3	Facilidad central.....	29
5.2.4	Línea de flujo	30
5.3	Descripción del área de estudio	31
5.4	Datos de Producción del fluido geotérmico.....	35
5.5	Definición del sistema de generación de energía geotérmica.....	37
5.6	Descripción de variables, equipos y métodos de medición	37
5.7	Descripción del agua de inyección	38
5.8	Fluido de trabajo	38
6	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	41
6.1	Simulación del ciclo orgánico de Rankine con software de tipo comercial (Aspen Hysys) 41	
6.2	Hidráulicas del fluido de producción.....	41
6.3	Cálculo dP/100 ft de hidráulicas	42
6.4	Balances de materia	42
6.5	Balances de energía.....	43
6.6	Análisis termodinámico	44
7	CONCLUSIONES	47
8	REFERENCIAS.....	49

LISTA DE TABLAS

x

Tabla 1. Investigaciones y desarrollo de proyectos piloto para la producción de energía geotérmica a partir de campos petroleros	4
Tabla 2. Datos de los campos preseleccionados	26
Tabla 3. Aspectos físicos del área de estudio.....	32
Tabla 4. Acumulado mensual de producción.....	35
Tabla 5. Propiedades físicas y ambientales de fluidos de trabajo	40

LISTA DE FIGURAS

xi

Figura 1. Clasificación de los recursos geotérmicos en función de la temperatura [36].	15
Figura 2. Esquema del ciclo orgánico de Rankine (ORC) [55].....	20
Figura 3. Unidad de generación de energía (ORC). Flujo de agua (flechas de color azul), flujo de calor (flechas de color naranja), cambio de fase del fluido de trabajo (líneas de color verde claro), fluidos producidos (flechas de color gris) [30].	21
Figura 4. Localización del área del proyecto.	27
Figura 5. Localización Clúster A.	28
Figura 6. Localización Clúster B.	29
Figura 7. Localización Facilidad central.	30
Figura 8. Línea de flujo existente.	31
Figura 9. Geología – Área de estudio.	32
Figura 10. Geomorfología – Área de estudio.	32
Figura 11. Climatología – Área de estudio.	33
Figura 12. Columna estratigráfica campo de producción C [68].....	34
Figura 13. Balance de masa en ciclo orgánico de Rankine.....	43
Figura 14. Análisis termodinámico.....	45

1 INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética mundial, especialmente en el sector industrial, ha renovado la búsqueda de recursos energéticos que permitan tanto la diversificación de la matriz energética como la mitigación de los impactos ambientales [3]. Según los datos presentados en el Observatorio Mundial de los Mercados Energéticos (WEMO) en 2023, el petróleo, el gas y el carbón continúan siendo las principales fuentes de energía a nivel mundial [4].

El uso de estos recursos fósiles provocó un aumento del 1,1% en las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) en 2023, aumentando 410 millones de toneladas para alcanzar un récord de 37.400 MT, donde China y Estados Unidos fueron los principales emisores de CO₂ a la atmósfera. Entre 2019 y 2023, las emisiones totales relacionadas con la energía aumentaron alrededor de 900 MT. No obstante, sin el creciente despliegue de tecnologías de energías renovables desde 2019, el crecimiento de las emisiones habría sido tres veces mayor [5].

En los últimos años, la incorporación a nivel mundial de energías renovables ha superado a las energías provenientes de recursos fósiles. En 2022, se incorporaron cerca de 300 GW, más de cuatro veces la capacidad incorporada de otras fuentes [6]. Este crecimiento se debe a que las energías renovables se están convirtiendo en la fuente de electricidad de menor costo en muchos mercados de energía, siendo la solar fotovoltaica (PV) y la eólica las principales protagonistas de este cambio [7].

La capacidad de generación a partir de energías renovables deberá expandirse a un ritmo cercano a 1.000 GW anual para alcanzar la neutralidad de emisiones de carbono en el año 2050 [6]. Se estima que la energía solar fotovoltaica y eólica liderarán este crecimiento; sin embargo, energías alternativas como la biomasa, la solar térmica y la geotérmica también tendrán una participación importante. Estas últimas tecnologías tendrán un rol significativo en requerimientos energéticos de calentamiento en procesos industriales y domésticos [7].

La energía geotérmica se produce por el calor natural del subsuelo de la Tierra. El aprovechamiento de esta energía ha tenido aplicación en sistemas de calefacción domésticos, baños termales y en usos industriales de calentamiento, incluyendo refrigeración, invernaderos, secado de alimentos y maderas, e incluso en generación de electricidad. La aplicación final de la geotermia dependerá de la temperatura y caudal del recurso [7].

La energía geotérmica es una fuente renovable con el potencial de reemplazar otras formas de producción de energía eléctrica. Su implementación reduciría la dependencia a los combustibles fósiles, y disminuiría las emisiones de efecto invernadero y partículas. Lo anterior, teniendo en cuenta que el sector energético es responsable del 41% de las emisiones de efecto invernadero [8].

El aprovechamiento de la infraestructura petrolera existente para el desarrollo de instalaciones geotérmicas puede reducir costes y contribuir a promover el uso de esta energía renovable [9]. En la actualidad, la producción de petróleo se desarrolla bajo el recobro del crudo presente en los yacimientos: implementando extracción primaria, secundaria o avanzada.

Dependiendo del tipo de yacimiento e independiente del tipo de recobro utilizado suele obtenerse una mezcla trifásica de crudo, agua y gas. Esta mezcla debe ser separada para obtener un petróleo que cumpla con las especificaciones necesarias para ser transportado y refinado, incluyendo el contenido de agua, sólidos disueltos y la presión de vapor. Para realizar este proceso, se utiliza un separador trifásico que tiene tres salidas: una corriente líquida de petróleo, una corriente de agua y una corriente de gas. La corriente de agua producida, cuyo grado de salinidad es alto, suele considerarse un subproducto del proceso y se denomina agua de producción [10].

El agua de producción, fluido de interés para este proyecto, es una corriente de proceso que actualmente no se aprovecha energéticamente a pesar de contener energía disponible en forma de calor y de ser producida en altos volúmenes. En los campos petroleros se maneja

el agua de producción, previo tratamiento, a través de inyección para mantenimiento o aumento de presión del yacimiento, inyección para disposición final, evaporación y vertimientos directos a cuerpos de agua como océanos y ríos [11].

Incluso en este último escenario es necesario enfriar el agua de producción antes de su vertimiento, puesto que su temperatura se encuentra entre los 90 y 140°C [12]. Sin embargo, si se extrae el calor del agua de producción antes de que esta se reinyecte, dicha energía puede utilizarse para la generación de calefacción o electricidad [9].

El uso del agua de producción como alternativa en la generación de energía eléctrica (método de coproducción geotérmica) se enmarca en el concepto de economía circular, un modelo que se distingue por su enfoque en la sostenibilidad y la eficiencia en el uso de recursos. Toda vez que, a diferencia del modelo lineal tradicional en que los residuos se desechan, la economía circular propone mantener los recursos en uso durante el mayor tiempo posible, extraer el máximo valor de ellos durante su ciclo de vida, y luego recuperar y regenerar productos y materiales al final de este.

En el contexto de manejo de residuos industriales, como es el caso del agua de producción en la industria petrolera, la economía circular presenta oportunidades significativas para la reutilización y uso eficiente de recursos. Ahora bien, siempre que sea posible técnica y económicamente emplear el agua de producción como un residuo industrial que permita generar energía y aportar en el abastecimiento de campos de producción existentes, reduciendo con ello la emisión de GEI y la huella ambiental de este tipo de proyectos petroleros en el país.

1.1 Estudios de caso de caracterización de pozos y campos petroleros para el aprovechamiento de energía geotérmica

La mayoría de los casos de estudio de extracción de energía geotérmica a partir de campos petrolíferos se concentran en Estados Unidos y China, países en los cuales se ha demostrado su viabilidad técnica al utilizar el método de coproducción [13]. El uso de recursos geotérmicos a través de pozos activos permite la valorización de un recurso que,

como en el caso del agua de producción, se considera un subproducto de las actividades productivas en un yacimiento petrolífero [14].

En cuanto a los antecedentes, en la **Tabla 1** se presentan estudios de caso de modelamientos, estimaciones de potencial y pilotos de aprovechamiento de energía geotérmica en campos petroleros mediante el método de coproducción para la generación de energía eléctrica.

Tabla 1. Investigaciones y desarrollo de proyectos piloto para la producción de energía geotérmica a partir de campos petroleros

Título	Autores	Año	Recurso geotérmico		Potencia	Tecnología	Fluido de trabajo	País
			T°	Caudal				
Oil production waste stream, a source of electrical power	Johnson y Walker [15]	2010	76,6 °C	16.700 BWPD	250 kW	ORC	-	Estados Unidos
Mississippi Oilfield Generates Low-Temperature, Emission Free Geothermal Energy at the Wellhead	Electra-therm [16]	2012	96 °C	4000 BWPD	22 kW	ORC	R-245fa	Estados Unidos
Power Generation Potential from Coproduced Fluids in the Los Angeles Basin**	Bennet <i>et al.</i> [17]	2012	70 °C	97.435 BWPD 19.727 BWPD 124.683 BWPD 53.816 BWPD	1015 kW 205 kW 1273 kW 558 kW	ORC	-	Estados Unidos

Título	Autores	Año	Recurso geotérmico		Potencia	Tecnología	Fluido de trabajo	País
			T°	Caudal				
Cascade utilization of low temperature geothermal water in oilfield combined power generation, gathering heat tracing and oil recovery	Le <i>et al.</i> [18]	2012	110, 9 °C	10.000 BWPD	270 kWe	ORC + subsistema de rastreo de calor de recolección (GHT) + sistema de recuperación de petróleo	R-123 R-601a R-601 R-141b R-245f R-600	China
Production of Power from the Co-Produced Water of Oil Wells, 3.5 Years of Operation	Nordquist y Johnson [19]	2012	90 – 99 °C	40.000 BWPD	132 kWe	ORC	-	Estados Unidos
Electrical power generation from low temperature co-produced geothermal resources at Huabei oilfield	Shouliang <i>et al.</i> [20]	2012	110 °C	18.114 BWDP	360 kW	ORC	R-123a	China
Optimization of waste heat utilization in oil field development employing a transcritical organic rankine cycle (ORC) for electricity generation**	Zabek <i>et al.</i> [21]	2013	150 °C	2460 BWPD	700 kW	ORC	R-134a	Estados Unidos
Potential for harnessing the heat from a mature high-pressure-	Alimonti <i>et al.</i> [22]	2014	110 –	17.000 BWPD	660 kWe	Calefacción, ORC,	-	Italia

Título	Autores	Año	Recurso geotérmico		Potencia	Tecnología	Fluido de trabajo	País
			T°	Caudal				
high-temperature oil field in Italy**			120 °C		146 kWe 500 kWe	cogeneración de calor y energía		
An Estimate of the Near-Term Electricity-Generation Potential of Coproduced Water From Active Oil and Gas Wells **	Agustine <i>et al.</i> [23]	2014	80 – 200 °C	4200 BWPD	1300 MWe 560 MWe 276 MWe	ORC basado en: -Modelo exergía -Modelo MIT - Modelo COTS	-	Estados Unidos
Power production via North Sea Hot Brines**	Auld <i>et al.</i> [24]	2014	70 - 130 °C	543 - 815.158 BWPD	0,45 – 31 MW	ORC	R-134a R-245fa R-32 Propano Butano	Estados Unidos
Utilization of Co-Produced Water from Oil Production: Energy Generation Case	Akhmadu -Ilin [12]	2017	135 °C	50.000 BWPD	1 MW	ORC	R-134a	Estados Unidos
Electric Power Generation from Low to Intermediate Temperature Resources	Gosnold <i>et al.</i> [25]	2017	98 °C	27.540 BWPD	250 kWe	ORC	R-245fa	Estados Unidos
Harnessing Geothermal Energy from Mature Onshore Oil Fields-The Wytch Farm Case Study**	Singh <i>et al.</i> [26]	2017	67 °C 66 °C	160.000 - 180.000 BWPD 90.000 - 130.000 BWPD	1100 -1450 kW 700-1120 kW	ORC	Isobutano Butano Propano Amoníaco R-134a R-152a	Reino Unido

Título	Autores	Año	Recurso geotérmico		Potencia	Tecnología	Fluido de trabajo	País
			T°	Caudal				
Análisis de viabilidad en la implementación de energía geotérmica en aguas asociadas a la producción de hidrocarburos**	Bohórquez y Garavito [27]	2019	80 °C	27.230 BWPD	1.530,5 kW	ORC	Propano	Colombia
Geothermal Power Potential of the Virginia Hills Oil Field, Part of the Swan Hills Carbonate Complex; Alberta, Canada**	Banks <i>et al.</i> [28]	2021	102 °C	290 kg/s	115 –172 MWth 16 - 28 MWe	Plan de energía térmica	-	Canadá
Techno-economic performance of multi-generation energy system driven by associated mixture of oil and geothermal water for oilfield in high water cut**	Le <i>et al.</i> [29]	2021	85 °C	35.000 BWPD	580 kW	ORC + Li-Br adsorción refrigeración, recolección de petróleo y transporte, rastreo de calor, calor	R-245fa	China
Putting oil wells to good use for geothermal	CORDIS [9]	2022	92 °C	3.125 BWPD	15 kW	ORC	-	Francia
Technical and Environmental Feasibility Study of the Co-Production of Crude Oil and Electrical Energy from Geothermal Resources: First	Céspedes <i>et al.</i> [30]	2022	88 °C 100 °C	15.000 - 20.000 BWPD 40.000-45.000 BWPD	50 - 70 kWe 180 - 200 kWe	ORC	Aire ambiente	Colombia

Título	Autores	Año	Recurso geotérmico		Potencia	Tecnología	Fluido de trabajo	País
			T°	Caudal				
Field Trial in Colombia								

**Estudios teóricos de estimación del potencial de generación de energía geotérmica a través de modelaciones analíticas.

Fuente: elaboración propia con base en estudios de caso referenciados.

A nivel mundial, se destacan proyectos geotérmicos desarrollados en Estados Unidos. A través del trabajo de Auld et al. [24] se evaluó el potencial de generación de energía a partir de salmueras calientes coproducidas en campos petrolíferos en el Mar del Norte para satisfacer la demanda de energía de plataformas marinas a través de una planta de energía de ciclo Rankine orgánico (ORC) en la plataforma. La generación de energía de las unidades ORC se modeló analíticamente utilizando salmueras coproducidas de campos petroleros en la provincia de Brent. Estas simulaciones mostraron que seis de los 21 campos petroleros evaluados tenían un potencial de generación eléctrica superior a 10 MW. Los proyectos más pequeños y más grandes evaluados arrojaron 0,45 MW y 31 MW de potencial de generación de energía, respectivamente.

En Wyoming, el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), llevó a cabo el primer piloto de producción de energía geotérmica fluida en coproducción. El sistema utilizó una unidad de generación ORC para convertir el calor de los fluidos coproducidos a baja temperatura en energía eléctrica [19]. En la prueba de campo, se logró una producción de 132 kWe de energía eléctrica neta a partir de 40.000 barriles por día de agua a temperaturas que oscilaban entre 90°C y 99°C.

Otro proyecto histórico se llevó a cabo en Dakota del Norte, donde se produjo la primera aplicación comercial de la generación de energía geotérmica en yacimientos petrolíferos

[25]. El sistema produjo 250 kWe de energía a partir de 27.540 barriles por día de agua coproducida a una temperatura de 98°C.

A nivel nacional, se destacan proyectos piloto de generación de energía eléctrica a partir de fluidos producidos en campos petroleros. Estos proyectos, desarrollados por la empresa Parex Resources, se ubican en los municipios Aguazul y San Luis de Palenque en el departamento del Casanare, específicamente en los campos Rumba (OFB) y campo Las Maracas (OFA). Sus parámetros clave corresponden a los caudales y temperatura de los fluidos producidos, estos oscilan entre 20.000 y 45.000 BWPD; y 88°C y 100°C, respectivamente [30].

Para estimar el potencial de producción de energía geotérmica, se implementó un sistema de generación de energía por ciclo orgánico de Rankine, obteniendo una eficiencia termodinámica del ORC en 9%, con valores de producción entre 50 y 70 kWe para el campo OFB y entre 180 y 200 kWe para el campo OFA [30].

Entre las tecnologías empleadas sobresale el mencionado ciclo orgánico de Rankine (ORC), un proceso termodinámico que permite generar electricidad a partir de una fuente de calor de media a baja temperatura. Este ciclo se constituye de cuatro componentes principales correspondientes: el evaporador, la turbina, el condensador y la bomba. El ORC se caracteriza por su eficiencia en la generación de energía a bajas temperaturas, se trata de una tecnología en la que, además, se puede emplear variedad de fluidos orgánicos, resultando ampliamente aplicable y de bajo impacto ambiental.

A nivel nacional, la implementación de este tipo de proyectos piloto en la industria petrolera representa un avance significativo en cuanto a tecnologías de energía libre de emisiones. Gracias a ello se evita la liberación de 550 t de emisiones de dióxido de carbono por año. Ecopetrol, como ejemplo destacado, desarrolló un proyecto piloto en el campo Chichimene con una capacidad para la generación de energía eléctrica de 2 MW (38.400 kWh/día), es decir, el consumo energético de 6.659 hogares [31].

De otra parte, por medio de estos proyectos es posible evidenciar la viabilidad técnica que supone aprovechar recursos geotérmicos asociados a la producción de petróleo. Las diferentes tecnologías empleadas, principalmente el ORC, exponen una eficiencia significativa en la conversión de energía térmica en electricidad.

Sin embargo, la variabilidad en los recursos (temperatura y caudal), así como los resultados de potencia obtenida, reflejan la necesidad de adaptar las tecnologías a las condiciones específicas de cada campo petrolero. En ese sentido, se resalta el potencial de aplicar la economía circular en la industria petrolera, donde los subproductos como el agua de producción se utilizan para generar energía, reduciendo así la huella ambiental y mejorando la sostenibilidad operativa.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Evaluar el potencial para la generación de energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos de pozos de petróleo existentes, utilizando el ciclo orgánico de Rankine de baja entalpía con la transferencia de calor de los fluidos de producción.

2.2 Objetivos específicos

- a. Determinar el potencial de generación y condiciones fisicoquímicas del ciclo orgánico de Rankine con un software de tipo comercial.
- b. Identificar los principales criterios de selección y evaluación de los diferentes procesos de generación de energía geotérmica en la industria petrolera en Colombia.
- c. Determinar los principales beneficios de la implementación de las energías renovables para la generación de 1 MW para autoconsumo de áreas operativas en campos petroleros.

3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

En Colombia, los combustibles fósiles desempeñan un papel fundamental en la dinámica económica y el desarrollo del país, abarcando la producción, consumo y comercialización. Sin embargo, la sobreexplotación de este tipo de recursos, asociada a la demanda energética por el crecimiento de la población a nivel mundial, ha generado una afectación ambiental considerable.

Esta alteración ambiental exacerbada en los últimos años y con impactos negativos cada vez más evidentes, ha contribuido a tomar acciones urgentes orientadas al desarrollo de una transformación energética. Dicha transformación contempla un cambio estructural en el sistema para propiciar el desarrollo sostenible, cuya base es el balance entre el crecimiento económico, la protección al medio ambiente y el bienestar de la sociedad, que permita satisfacer las demandas actuales sin suponer riesgos para las futuras generaciones [32] [33].

En los últimos años, la demanda energética a nivel global ha experimentado un crecimiento constante. En Colombia, la demanda de energía eléctrica en abril de 2024 experimentó un aumento del 5,51% con respecto a abril de 2023 según el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En virtud de lo expuesto, se prevé la implementación de alternativas a los combustibles fósiles como la energía geotérmica. Energía que aprovecha el calor almacenado en el interior de la Tierra. Su adopción resulta necesaria para orientarnos a cumplir los compromisos adquiridos en el escenario 266 de la Conferencia de París sobre Cambio Climático (COP21) en cuanto a reducción de emisiones, (266 millones de toneladas a 2030) en un 20% al año 2030, así como para realizar ajustes y cumplir con la nueva norma de calidad de aire [32] [34].

En la búsqueda por reducir la huella de carbono y ante el escaso aprovechamiento de energía renovable, se planea implementar la generación de energías alternativas como la geotérmica. Esta iniciativa permite hacer uso de recursos disponibles en el país, como el

fluido de producción procedente de los pozos petroleros [34] [35]. Lo anterior, con el firme propósito de abordar la necesidad de explorar nuevas alternativas de generación de energías a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), para la operación y desarrollo de la industria petrolera, donde resulta factible aprovechar la temperatura de los fluidos de producción de los campos de crudo pesado.

El aprovechamiento del agua de producción en el marco de la economía circular ofrece múltiples beneficios:

- Reducción de residuos: se minimiza el volumen de residuos que se puedan generar durante el proceso de suministro energético a la infraestructura petrolera del campo, reduciendo así los costos y el impacto ambiental que representan las diferentes formas actuales de manejo y disposición de los residuos eléctricos y su transporte asociado.
- Recuperación de energía: mediante la cual se puede contribuir a la eficiencia energética y a la reducción de la huella de carbono de las operaciones petroleras y consecuentemente a la sostenibilidad y el uso eficiente de los recursos, en consonancia con los objetivos globales de desarrollo sostenible.

A nivel global, gran parte de los países latinoamericanos se encuentran implementando nuevas tecnologías para la generación de energía a partir de fuentes renovables. En este contexto cobra mayor relevancia explorar y proponer proyectos asociados a la generación de energías limpias, donde es necesario aprovechar el potencial de las energías renovables (ER), debido a la constante disminución de los precios, las variadas aplicaciones en sectores como la agricultura, educación y salud.

Ante la necesidad de optar por alternativas de generación de energía amigables con el medio ambiente y de compatibilizar el desarrollo económico con la sostenibilidad ambiental, en este trabajo se propone evaluar el potencial de la generación de energía mediante el aprovechamiento del agua de producción obtenida en campos petroleros, en el marco de la economía circular y el uso de recursos geotérmicos.

El área de estudio corresponde a campos de crudo pesado en el departamento del Meta, ubicados en zonas rurales donde el carácter variable en la prestación del servicio puede ocasionar la activación de la generación a partir de combustibles fósiles.

Este escenario energético motiva a la búsqueda de formas alternativas de generación como el aprovechamiento de la temperatura de los fluidos de producción a partir de la energía geotérmica. La cual aprovecha la temperatura de los fluidos de producción para solucionar problemáticas operacionales como la disminución de la producción por apagones de energía, sumado a la reducción de la huella de carbono y las emisiones de GEI, siendo este último uno de los factores clave en términos de beneficio ambiental.

4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1 Energía geotérmica

Este proyecto aborda la conceptualización de la energía geotérmica desde las generalidades que permiten establecer la estructura y dinámica de este tipo de energía. A continuación, se presenta la clasificación del recurso según el nivel de entalpía y, finalmente, se mencionan las aplicaciones que ofrece este tipo de energía.

4.1.1 Clasificación del recurso geotérmico

Los recursos geotérmicos pueden clasificarse en tres categorías según su temperatura y propiedades termodinámicas: baja, media o alta entalpía. [36]. La **Figura 1**, ilustra la clasificación del recurso geotérmico según su temperatura.

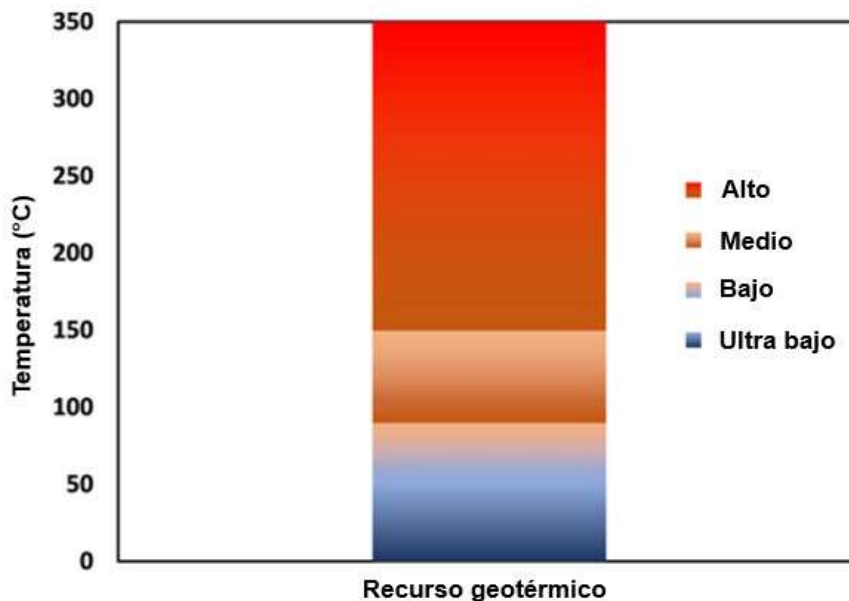


Figura 1. Clasificación de los recursos geotérmicos en función de la temperatura [36].

Otro método de clasificación del recurso geotérmico es a través del **Índice de Exergía Específica** (SEI del ingl. *Specific Exergy Index*) propuesto por el Doctor Kwang Chung Lee, el cual hace referencia a la calidad del recurso geotérmico indicando la capacidad de

este para realizar trabajo termodinámico [37]. A continuación, la clasificación del recurso geotérmico según su exergía:

- Alta Exergía: $SEI \geq 0.5$
- Media-Alta Exergía: $0.5 > SEI > 0.2$
- Media-Baja Exergía: $0.2 > SEI > 0.05$
- Baja Exergía: $SEI \leq 0.05$

4.1.2 Aplicaciones del recurso geotérmico

La energía geotérmica ofrece diferentes usos que van desde los baños termales y sistemas de calefacción hasta su presencia en escenarios de agricultura, acuicultura, refrigeración, secado en la industria alimenticia y generación de energía eléctrica [7].

El uso de fluidos geotérmicos para generación de energía eléctrica ha sido empleado 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 identificaron recursos geotérmicos en alrededor de 80 países y se estima que existen aplicaciones reales en 58 países [38].

A nivel global, el uso de energía geotérmica para producción de electricidad es de alrededor de 49 TWh y 53 TWh para uso directo (calefacción) [39]. En este último caso, destaca la capacidad instalada de 70 GW en 2015, donde aproximadamente el 50% de los sistemas usan bombas de calor o GHP (del ingl. *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, lo que significa alrededor del 3.5% de la producción mundial de electricidad. Simultáneamente, la calefacción geotérmica contribuirá con 1600 TWh, lo que equivale al 3.9% de energía final proyectada para calor reportada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA del ingl. *International Energy Agency*) [40].

4.2 Geotermia en campos petroleros

Durante la vida útil de un pozo petrolero, la cantidad de agua producida como porcentaje del fluido total extraído puede superar el 95%. En estos casos, los pozos pueden producir agua a temperaturas superiores a 90°C [41]. Este fluido, denominado agua de producción, es un subproducto común en los campos petroleros que por su naturaleza requiere disposición segura, ya sea en inyección para mantenimiento de presión, disposición en pozos, vertimiento o algún otro uso: forestal o doméstico.

Sin embargo, este enfoque tradicional está cambiando con la adopción de principios de economía circular, en que el agua de producción se valora como un recurso proclive a reutilización cuyo manejo y disposición actual representa desperdicio de un recurso térmico que, de otro modo, podría emplearse para la producción de energía o aplicaciones de uso directo [30]. Lo anterior, evitaría una inversión alta en tratamiento, transporte y disposición. Un costo adicional que aumenta el gasto de levantamiento del crudo, llegando a un punto de no viabilidad económica del pozo y su posterior abandono [7].

La extracción de energía en campos petroleros puede ser un concepto atractivo al representar una estrategia que permite el autoabastecimiento y la eficiencia en el uso de recursos para la operación. Uno de los mecanismos propuestos para esta extracción es a través de la coproducción, en donde un pozo actúa como productor extrayendo fluido geotérmico y otro pozo se comporta como inyector. Estos sistemas son conocidos como sistemas geotérmicos de circuito abierto [7].

Un segundo mecanismo de aprovechamiento de agua de producción incorpora pozos secos, aquellos que no tuvieron éxito técnico o económico en la etapa exploratoria o de desarrollo. Estos pozos son propuestos para Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS del ingl. *Enhanced Geothermal System*) o como un sistema de intercambio de calor de pozo en circuito cerrado [7].

Los EGS permiten la extracción de calor de depósitos calientes de baja permeabilidad y depósitos de baja entalpía. La extracción de calor es posible a partir de una inyección de fluido para la creación de vías permeables mediante el desplazamiento de fracturas naturales o a través de la inducción de fracturas dentro del cuerpo rocoso. A continuación, se activa la circulación de fluidos relativamente más fríos (por ejemplo, agua líquida) que mantiene abiertas las fracturas y recolectan energía térmica de la roca. Uno o más pozos de producción devuelven el fluido caliente a la superficie del suelo para usarlo como fluido de trabajo, y con ello lograr la generación de electricidad o uso directo [42].

A diferencia de los recursos geotérmicos convencionales, que se encuentran en ambientes volcánicos y presentan temperaturas de reservorios superiores a 190°C, los recursos geotérmicos en campos de hidrocarburos, según los criterios publicados, se clasificarían como recursos no convencionales de entalpía media (100°C a 160°C) o de baja entalpía (40°C a 100°C), localizados en cuencas sedimentarias [43] [44]. La demanda socioeconómica de energía renovable, junto con los avances recientes en la recuperación de calor residual de baja entalpía, ha generado un creciente interés por parte de los operadores de yacimientos petrolíferos en la coproducción geotérmica [28].

La generación de electricidad se considera factible siempre que la temperatura de los fluidos producidos sea de al menos 70°C; de lo contrario, es posible que el recurso solo sea útil en aplicaciones directas [45].

Es importante destacar que la energía geotérmica, con su perfil de generación de carga base constante, resulta idónea para su uso en campos petroleros, donde las demandas de energía son generalmente estables y no presentan fluctuaciones significativas [46]. La conversión de calor geotérmico en electricidad en el marco de una operación de yacimiento petrolífero es deseable debido a la demanda local y al potencial de compensación directa de las fuentes de energía de combustión interna que utilizan combustibles fósiles. De esta manera, se obtienen beneficios tanto en términos de reducción de costos como de disminución de la huella de GEI asociada al suministro energético de los yacimientos petrolíferos [47].

4.3 Generación de energía eléctrica a partir del ciclo orgánico de Rankine (ORC)

Como se mencionó anteriormente, entre las alternativas tecnológicas para la generación de energía eléctrica a partir del uso de recursos geotérmicos, destaca el ciclo orgánico de Rankine (ORC). Su funcionamiento se basa en un esquema de diversos componentes y procesos en los que un fluido de trabajo de propiedades físicas y termodinámicas óptimas es requerido para la fuente de calor específica, a fin de maximizar la eficiencia térmica y la potencia de salida.

El ciclo orgánico de Rankine u ORC por sus siglas en inglés *Organic Rankine Cycle*, sigue un proceso similar al ciclo Rankine convencional, aunque utiliza un compuesto orgánico como fluido de trabajo en lugar de agua [48] [49]. Para este fluido secundario suelen utilizarse fluidos orgánicos que se caracterizan por presentar bajo punto de ebullición (propiedad que permite el aprovechamiento de energía de los yacimientos de mediana y baja entalpía); y alta presión de vapor a altas temperaturas del fluido geotérmico [50].

Este ciclo comprende cuatro procesos que cambian el estado del fluido secundario. En este proceso intervienen como dispositivos principales un evaporador, una turbina, una torre de refrigeración y una bomba de alimentación. Difiere del ciclo Rankine convencional, debido a que aprovecha la propiedad de determinados fluidos orgánicos de no penetrar en la zona bifásica durante la expansión, lo que elimina la necesidad de recalentar el fluido tras la evaporación [50].

Se trata de una técnica que puede generar electricidad mediante el uso de agua geotérmica de baja a media entalpía [35]. El ORC se reconoce como una tecnología viable para convertir el calor residual en electricidad [32]. En la industria del petróleo y el gas, el ORC es la tecnología más utilizada para la generación de energía a partir de recursos geotérmicos [16] [51].

4.3.1 Esquema de funcionamiento

De acuerdo con el esquema que se muestra en la **Figura 2**, la energía térmica recuperada del fluido de producción del pozo (fuente de calor) vaporiza un fluido de trabajo orgánico de alta masa molecular, este se expande a través de la turbina, impulsa su rotación y produce energía eléctrica a través del generador. Seguido del paso por el condensador para la recuperación de calor interno, el fluido de trabajo en fase vapor se enfría, condensa y, finalmente, se bombea de nuevo para iniciar el ciclo [52]. Las eficiencias térmicas en este tipo de ciclo se encuentran entre 4,2% y 14% [53] [54].

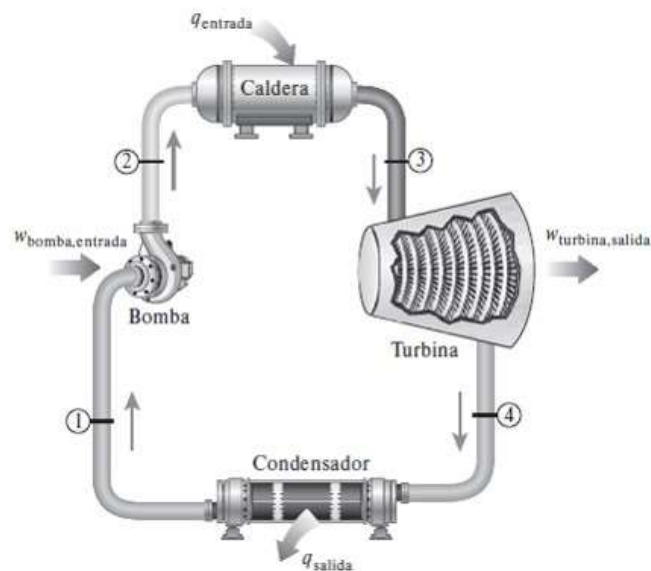


Figura 2. Esquema del ciclo orgánico de Rankine (ORC) [55]

Babatunde *et al.* [56] destacaron distintas ventajas de rendimiento asociadas a los sistemas ORC en comparación con el ciclo de Rankine convencional, especialmente en aplicaciones de baja temperatura. El uso de fluidos orgánicos permite la utilización de un expansor o turbina, lo que reduce el capital y los gastos operativos debido al diseño simplificado de la unidad. Además, la presión operativa máxima que un sistema ORC debe tolerar es menor en comparación con la del equipo del ciclo de Rankine convencional, permitiendo reducción de costos.

Los sistemas ORC son preferidos para la generación de energía con fuentes térmicas de entalpía baja a media y se deben realizar consideraciones de diseño para la adaptación del fluido de trabajo seleccionado. Por lo tanto, el rendimiento, los costos y la seguridad del sistema ORC dependen en gran medida de la selección de los fluidos de trabajo [37] [57].

Según un estudio realizado por Céspedes *et al.* [30] el aprovechamiento de la energía geotérmica presente en las aguas de producción es factible a partir del uso de tecnologías como los sistemas de generación de energía del ciclo orgánico de Rankine (ORC). Estos sistemas emplean intercambiadores de calor para transferir la energía térmica del agua de producción a un fluido de trabajo de bajo punto de ebullición, comúnmente un refrigerante o hidrocarburo, en un circuito cerrado. El calor provoca un cambio de fase, convirtiendo el fluido de trabajo líquido en vapor. La presión de este vapor generado impulsa una turbina y un generador, produciéndose así energía eléctrica [47] [50] [58].

La **Figura 3** ilustra cómo las unidades ORC aprovechan la energía geotérmica en los campos petroleros.

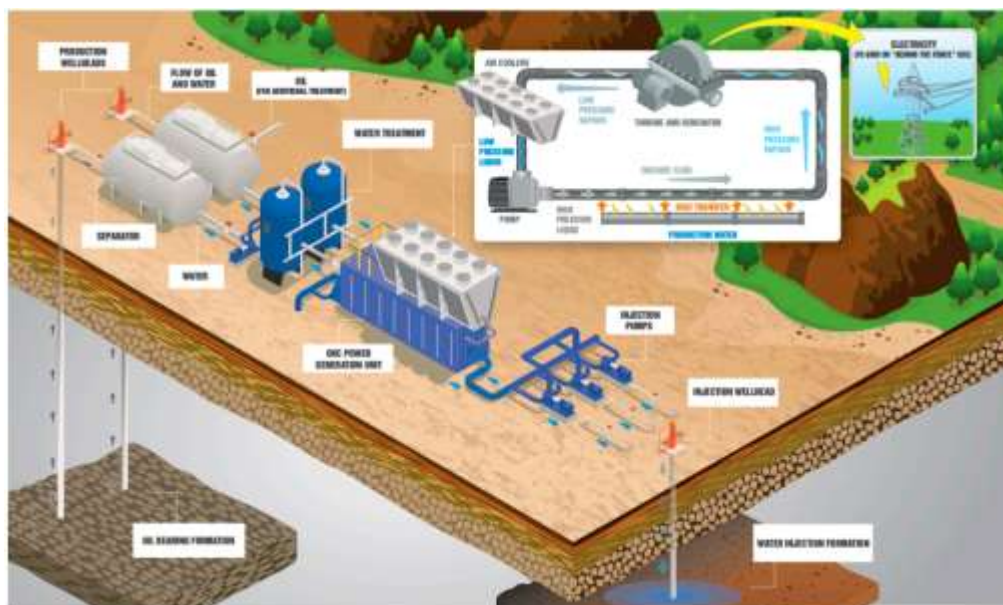


Figura 3. Unidad de generación de energía (ORC). Flujo de agua (flechas de color azul), flujo de calor (flechas de color naranja), cambio de fase del fluido de trabajo (líneas de color verde claro), fluidos producidos (flechas de color gris) [30].

Un ORC simple consta de cuatro elementos principales: un evaporador, una turbina, un condensador y una bomba de refuerzo. Inicialmente, el fluido geotérmico producido ingresa al evaporador, en donde transfiere su energía al fluido de trabajo del ORC. Luego, el fluido de trabajo se calienta y sufre un cambio de fase a vapor. En condiciones de alta temperatura y presión, el fluido de trabajo en fase de vapor ingresa a una turbina, donde experimenta una expansión que genera movimiento mecánico. Posteriormente, la rotación de esta turbina es aprovechada por un generador para producir electricidad. Tras la expansión en la turbina, el fluido de trabajo se enfría y regresa a la fase líquida a baja temperatura y presión a través de un condensador. Por último, el fluido se bombea de vuelta al evaporador para reiniciar el ciclo [30].

4.3.2 Fluidos de trabajo

Los fluidos involucrados en el ciclo ORC se caracterizan por su alto peso molecular. En tal sentido, la selección del fluido orgánico adecuado se basa en criterios como la temperatura crítica, la presión crítica, el factor acéntrico, el punto de congelación, la temperatura de autoignición, la presión de vapor del líquido, el calor de vaporización, la capacidad calorífica del líquido y del gas ideal, siendo el punto de ebullición el parámetro determinante [59]. Debido a esta última propiedad es posible obtener vapores completamente secos o con mayor porcentaje de vapor para la producción de energía eléctrica en yacimientos de baja temperatura.

Otras consideraciones importantes en la selección de un fluido de trabajo ORC, contemplan que este cuente con las propiedades físicas y termodinámicas óptimas para la fuente de calor específica, con el fin de maximizar la eficiencia térmica y la potencia de salida [60]. Además, los compuestos orgánicos no deben degradarse ni reaccionar dentro del sistema ORC; de lo contrario, podrían presentarse riesgos de seguridad industrial y operativa. Es importante tener en cuenta que los fluidos de trabajo no deben amenazar el medio ambiente ni la salud humana [57] [60] [61]. En este sentido, la baja inflamabilidad, toxicidad y potencial de calentamiento global (GWP) son propiedades deseables [57] [60]. Los fluidos

refrigerantes, como R-123, R-113, R-114, R-134a, R-318 y R-245fa, se utilizan como fluidos de trabajo en los ORC [56].

Pethurajan *et al.* [57] y Vélez *et al.* [62] establecen relaciones entre múltiples propiedades de fluidos, como el calor latente y el peso molecular, y los parámetros operativos y económicos de un sistema ORC. Estas propiedades afectan parámetros como la potencia de salida, los requisitos de la bomba y el tamaño general del equipo de generación. Es fundamental que el punto de congelación del fluido de trabajo sea mayor que la temperatura mínima esperada en el Sistema, esto para evitar la cristalización; además, la temperatura de ebullición del fluido de trabajo debe ser menor que la fuente de calor de entrada para evitar la entrada de líquidos dentro de la turbina.

Los fluidos de trabajo con alto calor específico y alta viscosidad incrementan el trabajo de la bomba y las pérdidas por fricción, lo que se traduce en una reducción de la eficiencia del sistema [57]. Por fortuna, existen fluidos con propiedades adecuadas para las aplicaciones actuales de ORC; entre ellos, el R-245fa ha mostrado resultados prometedores en su aplicación [62].

Dependiendo de la elección del fluido, de las características de los dispositivos, la fuente de calor, así como de otros factores, algunas de las ventajas del ORC respecto al ciclo convencional de Rankine son:

- ✓ Posibilita la generación de electricidad a partir de fuentes menores a 90°C.
- ✓ Cuenta con alto desempeño debido a los fluidos de elevado peso molecular, generando energía eléctrica a partir de pequeñas potencias.
- ✓ Reduce la corrosión en las turbinas al usar fluidos secos, estos no generan gotas.
- ✓ Puede generar electricidad a partir de calor residual (pozos petroleros).
- ✓ Eficiencia de turbina de hasta el 85% [63].

5 METODOLOGÍA

5.1 Tipo de investigación

El tipo de investigación en que se enmarca el presente proyecto es descriptivo [64]. Su objetivo es evaluar el potencial de generación de energía eléctrica a partir de los fluidos de producción de campos petroleros de crudos pesados, los cuales generan como residuos industriales altos cortes de agua. Para ello, se realizará un análisis del recurso geotérmico a través de la descripción exacta de los procesos productivos, actividades y propiedades asociadas que inciden directamente en el comportamiento del fluido de pozo.

El objetivo principal de este proyecto es realizar un estudio para evaluar el potencial de generación de energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos de pozos de petróleo existentes. Para ello, se empleará el ciclo orgánico de Rankine de baja entalpía con la transferencia de calor de los fluidos de producción. El estudio permitirá determinar, desde una perspectiva cualitativa, la viabilidad técnica y económica de implementar sistemas y equipos que puedan suministrar la energía geotérmica necesaria para el autoconsumo.

En este proyecto se considerarán diversos factores importantes: datos de consumo energético, ecuaciones matemáticas y datos reales proporcionados por la Autoridad Ambiental. En virtud de lo anterior, y por efectos de confidencialidad, no se mencionará el nombre ni expediente del campo petrolero seleccionado.

El enfoque de la presente investigación es mixto, atendiendo a que combina la comprensión de conceptos, opiniones y experiencias a través de datos estadísticos, al tiempo que se analizan datos cuantitativos y de carácter técnico.

5.1.1 Etapas de la investigación descriptiva

El proyecto se estructura a partir de las siguientes etapas de investigación:

- a) Características que se desean describir:
 - Revisión y análisis bibliográfico.

- Preselección y delimitación del sitio.
 - Descripción de variables, equipos y métodos de medición.
- b) Recolección, análisis y procesamiento de datos:
- Diseño de herramientas de registro de información.
 - Levantamiento de infraestructura asociada al proyecto.
- c) Ingeniería:

Durante esta etapa se desarrollará el dimensionamiento de las variables a implementar en el proyecto. El objetivo será identificar en detalle el potencial a generar, las condiciones fisicoquímicas de los fluidos de producción, la selección del fluido de trabajo, las propiedades hidráulicas de los fluidos de producción y trabajo, los balances de materia, la capacidad de los equipos, los balances de energía, los flujos de calor transferidos, los análisis termodinámicos, pérdidas, potencia neta generada y la idoneidad del proceso en general.

5.2 Selección de la infraestructura de estudio

Se realizó una búsqueda y revisión de campos petroleros en los departamentos del Meta y Casanare con potencial para la generación de electricidad a partir de la energía geotérmica presente en los fluidos de producción. Para tal fin, se consideraron como criterios de selección la temperatura y el caudal del agua de producción, debido a que determinan la cantidad de calor del agua a recuperar, lo cual impacta directamente en la potencia eléctrica que pueden generar los procesos y sus eficiencias energéticas.

Adicionalmente, la mayoría de la infraestructura de campos petroleros se ubican en Zonas No Interconectadas (ZNI) y en muchas ocasiones con dificultades en cuanto al suministro eléctrico. Por lo tanto, se hace necesario implementar este tipo de proyectos y/o estrategias de reutilización de los fluidos de producción para la generación de energía eléctrica.

Por ende, se realizó una preselección inicial de tres (3) campos de producción opcionales, cuyas características principales se presentan en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Datos de los campos preseleccionados

	Agua de producción		Otros aspectos
	Temperatura (°F)	Caudal promedio (BWPD)	
Campo A	168	70.000	Distancia Facilidad central: 8,1 km
Campo B	176	67.000	Distancia Facilidad central: 7,5 km
Campo C	200	100.000	Distancia Facilidad central: 4,6 km

Fuente: elaboración propia con información de [65] [66] [67]

Teniendo en cuenta lo anterior, el campo seleccionado para el proyecto es el Campo de Producción C, dado que presenta una temperatura y caudal de agua de producción más favorable desde el punto de vista termodinámico, comparado con los campos A y B. La distancia total de los pozos inyectoros a la Facilidad central en el Campo C, es mucho menor que en los campos A y B, disminuyendo así el tiempo de transporte del fluido. Por otro lado, la información actual disponible de los campos A y B no es suficiente, lo cual limita el análisis debido a la ausencia de datos.

El Campo de Producción C cuya extensión es de 5165,88 ha, se encuentra ubicado en los municipios de Barranca de Upía y Cabuyaro del departamento del Meta [68]. Se realizó un análisis y verificación de información en el expediente público de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). Es preciso mencionar que, debido a la naturaleza

confidencial de la información, no se mencionará el nombre ni el expediente del bloque de hidrocarburos seleccionado.

En cuanto a la infraestructura del proyecto, se identificó un área de procesos de inyección en donde fueron seleccionados cinco (5) pozos petroleros que alimentan un sistema de inyección dentro del Campo de Producción C. Esta área comprende un polígono de 1,257 ha, conformado por dos (2) plataformas: Clúster A (Pozos inyectoros A1 y A2) y Clúster B (Pozos inyectoros B1, B2 y B3) y una facilidad de producción denominada Facilidad central (Pozos inyectoros C1 y C2), tal como se ilustra en la **Figura 4**.

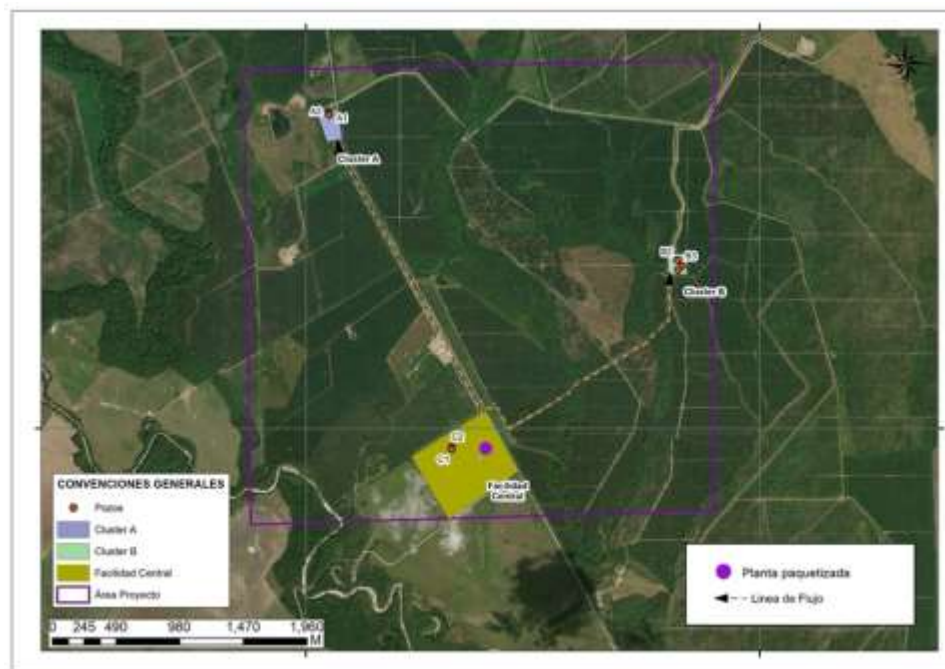


Figura 4. Localización del área del proyecto.

La selección de los pozos se realizó en función de las características de los fluidos geotérmicos que actualmente producen. Los parámetros clave para esta selección fueron los caudales y las temperaturas de los fluidos producidos. Los clústeres seleccionados producen agua a temperaturas de 200°F, con lo cual se consideran recursos geotérmicos de baja entalpía.

5.2.1 Clúster A

A continuación, en la **Figura 5**, se puede observar la localización del Clúster A, el cual comprende un área construida de 2,6 ha y cuenta con dos (2) pozos perforados: A1 y A2.



Figura 5. Localización Clúster A.

5.2.2 Clúster B

En la **Figura 6** se presenta la ubicación espacial del Clúster B, el cual tiene un área construida de 1,88 ha y cuenta con tres (3) pozos perforados: B1, B2 y B3.



Figura 6. Localización Clúster B.

5.2.3 Facilidad central

En la Facilidad central, cuya extensión es de 13,47 ha, se reciben los fluidos (crudo, gas y agua) provenientes de los pozos del Clúster A y Clúster B. Posteriormente, se realizan los procesos de estabilización de los fluidos, separación primaria de gas, calentamiento, separación trifásica de alta presión (crudo, agua y gas), separación bifásica de baja presión, almacenamiento y transporte del crudo [67]. En la **Figura 7** se presenta la ubicación espacial de la Facilidad central.



Figura 7. Localización Facultad central.

El agua de producción, una vez tratada, es transportada a través de una línea de flujo a los pozos inyectoros para su disposición final mediante inyección [67].

5.2.4 Línea de flujo

Dentro de la infraestructura asociada a la actividad de explotación de hidrocarburos se encuentra una línea de flujo encargada de transportar los fluidos de producción desde la Facultad central hasta los Clúster A y B para su disposición final (**Figura 8**).



Figura 8. Línea de flujo existente.

En cuanto a la ubicación y preselección del sitio para la implementación del sistema de generación de energía, se analizaron dos ubicaciones potenciales: en boca de pozo o en la Facilidad central, a la salida del manifold. Finalmente, atendiendo a que el agua de producción confluye en su totalidad en la Facilidad central y por aspectos de confiabilidad, seguridad y suministro energético constante, se determinó implementar la planta paquetizada al interior de la Facilidad central.

5.3 Descripción del área de estudio

A continuación, se describen algunas generalidades de los aspectos físicos presentes en el área de estudio (**Tabla 3**).

Tabla 3. Aspectos físicos del área de estudio

DESCRIPCIÓN ABIÓTICA DEL ÁREA DE ESTUDIO	
DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	FIGURA
<p>Geológicamente homogénea con una morfología completamente plana caracterizada por sabanas donde afloran rocas sedimentarias recientes de edad cuaternaria [68].</p> <p>Cuaternario de terrazas (Qt): Esta unidad comprende las terrazas y llanuras de inundación. Litológicamente se compone de arcillas limosas, interstratificaciones arenosas y bancos de conglomerados de poco espesor [68].</p> <p>Depósitos cuaternarios aluviones (Qal): Depósitos de arenas, arcillas y conglomerados poco consolidados que forman parte de los valles de fondo plano de cuerpos de agua de la altillanura. Estas rocas son de origen aluvial y están constituidos por sedimentos retrabajados de la unidad Qt [68].</p>	 <p><i>Figura 9. Geología – Área de estudio.</i></p>
DESCRIPCIÓN GEOMORFOLÓGICA	FIGURA
<p>En general, el área de estudio está influenciada por las formas aluvio-torrenciales pertenecientes al sistema que cubre una gran parte de la Orinoquia colombiana [68].</p> <p>Unidad de Altillanura Plana (Allp): Caracterizada por el relieve plano con pendientes de 1 % a 3 %, con presencia de procesos erosivos muy leves y puntuales como escurrimientos difusos y concentrados generados por el clima, la dinámica fluvial y la intervención antrópica [68].</p>	 <p><i>Figura 10. Geomorfología – Área de estudio.</i></p>

DESCRIPCIÓN ABIÓTICA DEL ÁREA DE ESTUDIO

Unidad de Planicies de Inundación (Pi):

Unidad subordinada a la red hidrográfica, corresponde a los valles aluviales recientes de fondo plano; las formas características son los esteros, morichales y zonas estrechas de fondo plano en algunos lugares con cobertura de bosque de galería, paralelas al cauce de los principales drenajes localizados en la altillanura, que suelen inundarse durante épocas de alta pluviosidad [68].

DESCRIPCIÓN CLIMATOLÓGICA

El área de estudio se caracteriza por un clima tropical lluvioso, con un régimen monomodal de precipitación como consecuencia de la influencia de los vientos alisios del noreste en combinación con las masas húmedas de Brasil [68].

En general, las precipitaciones anuales varían entre 2400 mm y 2700 mm, con una temperatura promedio anual de 26.4°C [68].

FIGURA

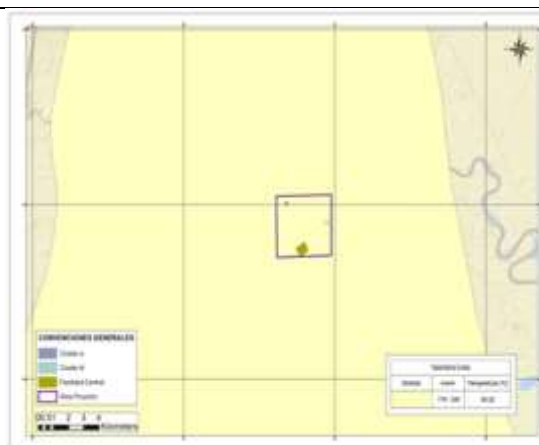


Figura 11. Climatología – Área de estudio.

Fuente: elaboración propia con información de [68].

Adicionalmente, la selección del sitio de estudio tuvo en cuenta el análisis de las siguientes variables geológicas complementarias:

Roca Reservorio: conformada por Areniscas Basales (Formación Carbonera) [68].

Litología: constituido principalmente por cuarzo arenitas o arenitas de grano fino a grueso, con láminas de carbón y grano de crecimiento [68].

Migración del fluido de producción: realizado en dos (2) etapas oligoceno a mioceno superior y mioceno superior a plioceno - migración lateral con buzamiento regional [68].

Geología estructural: presencia de trampas estructurales y complejidad estructural del área (fallas, continuidad lateral, correlaciones, entre otros) [68].

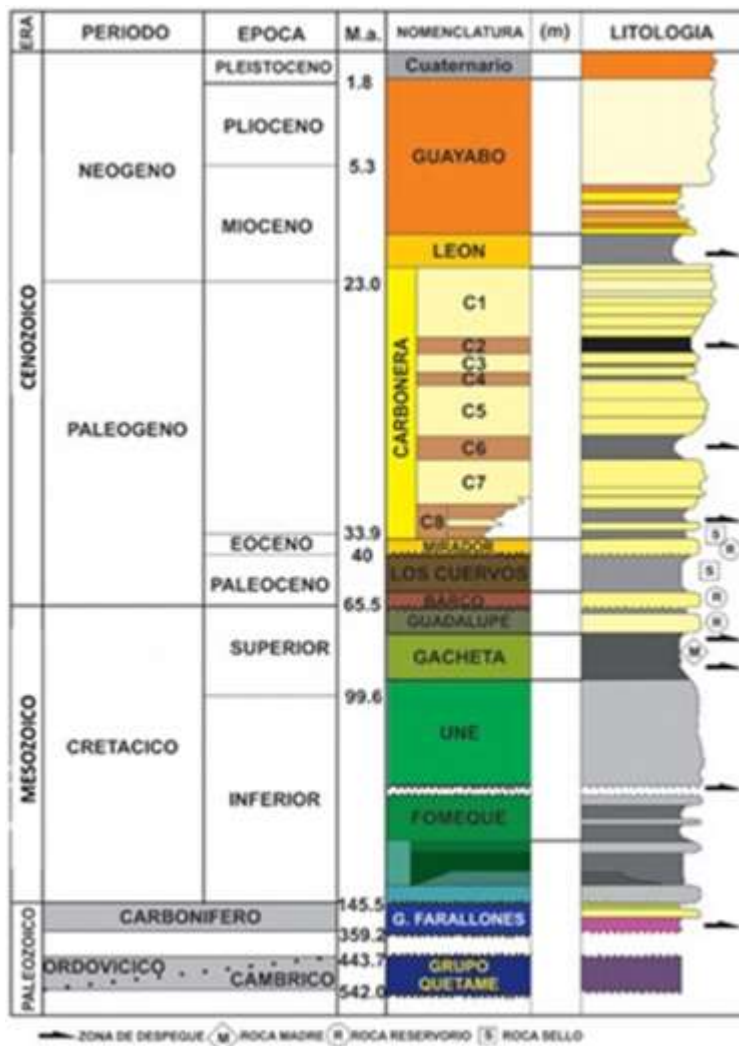


Figura 12. Columna estratigráfica campo de producción C [68].

Temperatura ambiente: caracterizada por zonas con temperatura muy baja, lo cual puede generar pérdidas de calor significativas a la superficie del fluido de producción (T° : 26.4 °C - promedio anual) [68].

Profundidad y gradiente geotérmico: relacionada con la temperatura del reservorio a través del gradiente geotérmico.

Conductividad térmica: es la capacidad de permitir el flujo de calor a través de sus moléculas, en el caso de las rocas sus valores de conductividad térmica tienen efecto directo sobre la temperatura de salida de los fluidos del pozo.

Propiedades de las rocas: las rocas sedimentarias e ígneas son las más usadas en este tipo de proyectos. Entre sus características y propiedades se encuentran:

- Litología: roca sedimentaria (formación carbonera).
- Porosidad: establece la capacidad de almacenamiento de la roca.
- Permeabilidad: capacidad de un medio poroso para permitir el flujo de fluidos de una roca.

5.4 Datos de Producción del fluido geotérmico

En la **Tabla 4** se presentan los acumulados mensuales de producción de crudo (BOPD) y agua (BWPD) obtenidos en el Campo de Producción C durante el año 2022.

Tabla 4. Acumulado mensual de producción

Año 2022	Crudo (BOPD)	Agua (BWPD)
Enero	12367	1026674
Febrero	11285	983522
Marzo	16184	1166803
Abril	15972	1225799
Mayo	18008	1449934
Junio	19357	1462199

Año 2022	Crudo (BOPD)	Agua (BWPD)
Julio	20082	1498661
Agosto	13000	762464
Septiembre	16945	1206384
Octubre	17733	1311204
Noviembre	17789	1385799
Diciembre	19965	1691386

Fuente: [67].

Se llevó a cabo un análisis detallado de las características termohidráulicas del agua de inyección utilizada en los pozos de los clústeres A y B. De este análisis se obtuvo un promedio de temperatura de 200°F. Con base en los resultados se empleó un software comercial especializado (Aspen Hysys), se procedió al cálculo del caudal operacional requerido para la planta de ORC, establecido en 5.600 BWPD.

Este análisis proporcionó datos fundamentales para dimensionar de manera precisa el sistema ORC. De esta manera, se garantizó eficiencia óptima en la conversión de calor del agua de inyección en electricidad.

Los resultados obtenidos subrayan la viabilidad técnica y económica de la implementación de tecnologías ORC en campos petroleros, facilitando la diversificación de la matriz energética y la reducción significativa de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con la generación eléctrica convencional basada en combustibles fósiles.

5.5 Definición del sistema de generación de energía geotérmica

Con el fin de aumentar la eficiencia termodinámica, se utilizará como tecnología la simulación del ciclo orgánico de Rankine, donde los residuos orgánicos tienen un punto de ebullición bajo, permitiendo aprovechar la energía de los yacimientos de mediana y baja entalpía; por esta propiedad se obtienen vapores secos o con mayor porcentaje de energía eléctrica. El fluido orgánico se encontrará en un ciclo cerrado para evitar que se contamine.

Por lo anterior, se debe tener en cuenta que en la producción de hidrocarburos se utiliza gran cantidad de agua, la disposición de esta es la inyección en el mantenimiento de presión o recobro mejorado; sin embargo, este proceso implica alta inversión, por lo que en este contexto el manejo de esta agua se utilizará para generar energía geotérmica con el fin de disminuir las emisiones de CO₂, reducción de huella de carbono y costos del consumo de combustibles fósiles en las actividades de producción de energía.

5.6 Descripción de variables, equipos y métodos de medición

Se especifica la temperatura y la presión para cada una de las corrientes del ciclo, tanto para el agua como para el refrigerante. Así mismo, se presenta la potencia neta generada por el ciclo (50 kW), junto con el trabajo realizado por la bomba y el calor transferido en el evaporador y condensador.

Cabe destacar que el evaporador y el condensador no realizan ningún trabajo, ya que se concentran en cumplir con la función de transferencia de calor entre los fluidos. En estos componentes no se genera potencia dado que son procesos isobáricos, es decir, la presión en el equipo es constante; del mismo modo, se supone que la bomba y la turbina son isoentrópicas.

El fluido de trabajo ingresa a la turbina donde se expande isentrópicamente, es decir, la entropía permanece constante, y produce trabajo al hacer girar el eje conectado a un generador eléctrico. La bomba recibe el líquido saturado y se comprime isoentrópicamente hasta la presión de operación del evaporador [55].

5.7 Descripción del agua de inyección

La calidad del agua de inyección es un factor crucial que puede influir en el rendimiento y la durabilidad del sistema ORC. Las propiedades fisicoquímicas del agua, incluyendo su pH, dureza, contenido de sólidos disueltos y presencia de contaminantes, pueden afectar tanto la eficiencia térmica como la vida útil del equipo.

El análisis de las condiciones fisicoquímicas del agua de inyección para su uso en un sistema ORC implica la evaluación de varios parámetros críticos. Entre estos parámetros se incluyen la salinidad, la conductividad eléctrica, la concentración de iones específicos (como cloruros, sulfatos y bicarbonatos), y la presencia de sustancias orgánicas e inorgánicas que podrían causar incrustaciones, corrosión o formación de depósitos en los intercambiadores de calor y otros componentes del sistema ORC [69].

5.8 Fluido de trabajo

La elección del fluido de trabajo tiene una implicación importante en la eficiencia del ORC y se realiza en función de sus propiedades termodinámicas: presión y temperatura críticas menor que el agua, bajo volumen específico, bajo punto de ebullición y baja entalpía de evaporación. Además, se deben considerar aspectos de seguridad: no corrosivo, no tóxico y con bajo potencial de calentamiento global (GWP del ingl. *Global warming potential*) [35].

El sistema ORC está diseñado para recuperar energía y convertirla en energía desde un depósito geotérmico de bajo grado; por lo tanto, no es necesario sobrecalentar el fluido como en el ciclo de vapor Rankine convencional. En el sistema ORC se desaconseja el uso de fluidos de trabajo húmedos, ya que estos caen en la región saturada después de pasar por una gran caída de entalpía mientras producen trabajo en la turbina, y el condensado formado en estas condiciones puede dañar la turbina. En cambio, los fluidos isoentrópicos y secos pueden resolver el problema anterior pues no se saturan después de la expansión en la turbina [35].

Las características deseables para un fluido de trabajo incluyen: alta temperatura crítica para una determinada temperatura de evaporación y condensación, alta presión crítica, calor latente de vaporización adecuado (pero no grande), alto calor específico, mayor densidad de vapor, menor relación de flujo volumétrico (VFR del ingl. *Volumetric Flow Ratio*), mayor peso molecular, alta temperatura de ebullición, baja viscosidad, alta conductividad térmica, baja tensión superficial, estabilidad térmica, baja toxicidad, bajo potencial de agotamiento del ozono (ODP del ingl. *Ozone Depletion Potential*), bajo potencial de calentamiento global (GWP del ingl. *Global Warming Potential*) y bajo costo [35].

Para el sistema ORC geotérmico de baja temperatura, las propiedades termodinámicas y los datos ambientales de algunos fluidos de trabajo potenciales se muestran en la **Tabla 5**. La tabla incluye los siguientes datos:

- **T_{bp}**: punto de ebullición normal (°C)
- **T_{crit}**: temperatura crítica (°C)
- **P_{crit}**: presión crítica (MPa)
- **ALT**: tiempo de vida en la atmósfera (año)
- **ODP**: potencial de agotamiento del ozono
- **GWP**: potencial de calentamiento global (100 años trabajo) [34].

Entre los fluidos de trabajo apropiados para yacimientos geotérmicos de baja temperatura y baja entalpía se encuentran: R-600a, R-600, R-134a, R-236fa y R-245fa. Diferentes estudios han demostrado que los R-600a, R-600, R-134a y R-236fa proporcionan altas salidas de trabajo neto. De igual forma, se puede afirmar que el R-600a muestra una buena eficiencia según la segunda ley, seguido de R-134a y el R-236fa [35].

Tabla 5. Propiedades físicas y ambientales de fluidos de trabajo

Fluido de trabajo	Tipo de fluido	Masa molecular [kg/kmol]	T_{pb} [°C]	T_{crit} [°C]	P_{critc} [MPa]	ALT [año]	ODP	GWP [100 años]
R-600a	Seco	58,12	-11,67	134,67	3,640	0,02	0	20
R-600	Seco	58,12	-0,55	151,98	3,796	0,02	0	20
R-245ca	Seco	134,05	25,13	174,42	3,925	62	0	693
R-245fa	Seco	134,05	14,90	154,05	3,640	7,6	0	1030
R-134a	Isoentrópico	102,03	-26,07	101,06	4,059	14	0	1430
R-236fa	Seco	152,04	-1,44	124,92	3,200	240	0	9810

Fuente: [34]

El fluido R-134a emerge como una opción altamente favorable para su implementación en el ciclo orgánico de Rankine (ORC) debido a su combinación de propiedades fisicoquímicas sobresalientes y características de seguridad. Su punto de ebullición, junto con una presión de vapor adecuada, lo hacen ideal para aplicaciones en las que se requiere generar energía a partir de fuentes térmicas de baja temperatura. Además, su estabilidad química y baja inflamabilidad garantizan un manejo seguro, crucial para entornos industriales y comerciales [34]. Por lo tanto, se selecciona el R-134a como fluido de trabajo.

6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

6.1 Simulación del ciclo orgánico de Rankine con software de tipo comercial (Aspen Hysys)

Se realizó la simulación del ciclo orgánico de Rankine (ORC) con el refrigerante R-134a, contemplando cada uno de los componentes del ciclo: bomba, evaporador, turbina y condensador. Este enfoque se centra en la transferencia de calor entre el agua caliente y el fluido de trabajo del ORC para la generación de energía eléctrica. En el sistema propuesto, el agua caliente con temperatura de 200°F se introduce en el evaporador, donde se impulsa la transferencia de calor con el fluido de trabajo del ORC. Este intercambio térmico provoca la evaporación del fluido de trabajo, generando el vapor que se dirige hacia la turbina para la generación de energía estimada en 50 kW.

Para alcanzar una producción total de 1 MW utilizando plantas paquetizadas ORC que producen 50 kW cada una, se necesitarían 20 unidades de estas plantas. Por lo tanto, al instalar 20 plantas ORC de 50 kW cada una, se logrará alcanzar la capacidad total de generación de 1 MW. Esta configuración modular permite una escalabilidad flexible y puede facilitar el mantenimiento, ya que cada unidad puede operar de manera independiente.

6.2 Hidráulicas del fluido de producción

El diseño adecuado del sistema de tuberías es crucial para garantizar un transporte eficiente de fluidos en el proceso. Por tal razón, se definió con un software de tipo comercial (Aspen Hysys) el diámetro de la tubería desde las líneas de inyección de agua de producción hasta la planta paquetizada ORC.

Se recopilaron datos sobre el flujo de fluido, las condiciones de operación y las características del fluido. Posteriormente, estos datos se introdujeron en el software de ingeniería hidráulica para calcular las diferentes propiedades del flujo como la velocidad, la caída de presión y, finalmente, el diámetro de la tubería.

Después de realizar los cálculos hidráulicos, se determinó que el diámetro óptimo de la tubería para el conexionado desde la tubería de inyección hasta la planta paquetizada es de 6 pulgadas. Este tamaño de tubería garantiza una velocidad de 2,377 m/s, un valor adecuado que no provoca una pérdida excesiva de presión. De esta manera, es posible un equilibrio entre la eficiencia hidráulica y la practicidad de diseño.

6.3 Cálculo dP/100 ft de hidráulicas

Se encontró que el factor dP/100ft para el sistema analizado es de 1.6 psi, y tras un análisis detallado se determinó que este valor no representa pérdidas significativas en el proceso. Las pérdidas de presión asociadas con este factor son aceptables y no afectan de manera adversa el rendimiento del sistema.

6.4 Balances de materia

El balance de masa en un ORC es fundamental para su diseño y operación eficiente, ya que permite determinar las cantidades de fluido en cada etapa del proceso. Este análisis considera las entradas y salidas de masa en los componentes clave del ciclo, incluyendo el evaporador, la turbina, el condensador y la bomba, asegurando que la masa total se conserve en todo el Sistema. Se determina que, para generar 50 kW, es necesario un flujo molar de 40kmol/h o un flujo másico de 4081 kg/h de R-134a. Este flujo se mantiene constante a lo largo del sistema, asegurando que cada unidad de flujo en cada componente es equivalente en su magnitud [55] (**Figura 13**).

- **Bomba**

$$m_1 = m_2$$

- **Evaporador**

$$m_2 + m_5 = m_3 + m_6$$

- **Turbina**

$$m_3 = m_4$$

- **Condensador**

$$m_4 = m_1$$

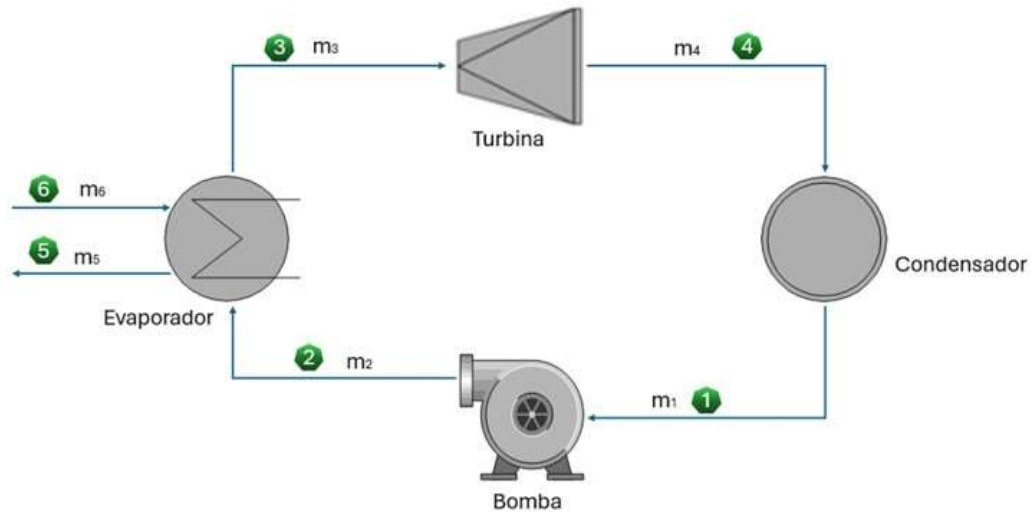


Figura 13. Balance de masa en ciclo orgánico de Rankine

6.5 Balances de energía

El evaporador y el condensador no incluyen ningún trabajo y se supone que la bomba y la turbina son isoentrópicas, entonces la relación de conservación de la energía para cada dispositivo puede expresarse como:

- **Bomba ($Q = 0$)**

$$W_{\text{bomba, entrada}} = n_2 h_2 - n_1 h_1$$

$$W_{\text{bomba, entrada}} = 0,86 \text{ kW}$$

Donde n es la eficiencia y h es la entalpía.

- **Evaporador ($W = 0$)**

$$Q = n_3h_3 + n_5h_5 - n_6h_6 + n_2h_2$$

$$Q = 352 \text{ kW}$$

- **Turbina (Q = 0)**

$$W_{\text{turbina, salida}} = n_4h_4 - n_3h_3$$

$$W_{\text{turbina, salida}} = -51 \text{ kW}$$

- **Condensador (W = 0)**

$$Q = n_1h_1 - n_4h_4$$

$$Q = -307 \text{ kW}$$

- **Trabajo Neto del Ciclo**

$$W_{\text{neto}} = W_{\text{turbina}} - W_{\text{bomba}}$$

$$W_{\text{neto}} = 51 \text{ kW} - 0.86 \text{ kW} = 50.14 \text{ kW}$$

6.6 Análisis termodinámico

- **Corriente 1 (m1):** el R-134a entra a la bomba como líquido saturado a presión constante.
- **Bomba:** la bomba 1 opera a 1 hp con una eficiencia de 1, aumentando la presión del refrigerante.
- **Corriente 2 (m2):** el R-134a a alta presión entra en la segunda bomba, que opera a 1 hp pero con una eficiencia de 0.5, aumentando aún más la presión del refrigerante.
- **Corriente 10 (m3):** el R-134a a alta presión y temperatura entra al evaporador.

- **Corriente 6 (m6):** el agua caliente de producción de 5.600 BWPD ingresa al evaporador a 200°F.
- **Evaporador:** aquí ocurre la transferencia de calor entre el agua caliente y el refrigerante que se evapora y se convierte en vapor a alta presión y temperatura.
- **Corriente 3 (m3):** el vapor de R-134a a alta presión y temperatura entra a la turbina.
- **Turbina:** el vapor de R-134a genera trabajo al girar el eje del generador eléctrico, disminuyendo su presión y temperatura.
- **Corriente 4 (m4):** el vapor de R-134a a baja presión y temperatura sale de la turbina y entra al condensador.
- **Condensador:** ocurre la transferencia de calor con el agua fría a 26°C, condensando el vapor de R-134a de nuevo a líquido saturado.
- **Corriente 1 (m1):** el líquido saturado de R-134a ingresa nuevamente a la bomba completando el ciclo.

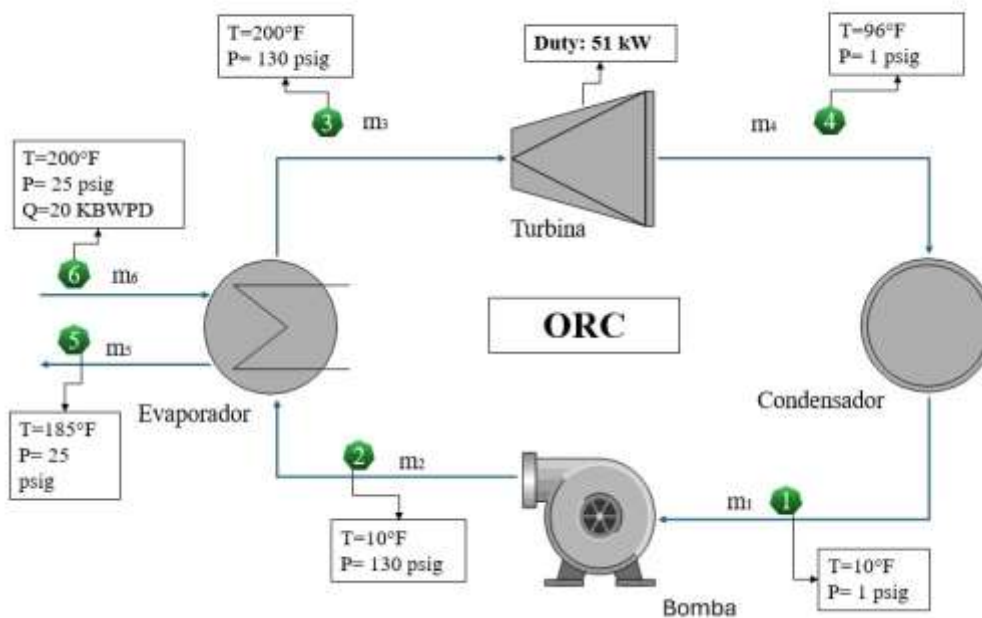


Figura 14. Análisis termodinámico

La generación de energía eléctrica es proporcional a la cantidad de flujo del refrigerante y a su temperatura. Es decir, si se desea generar mayor energía eléctrica, es necesario aumentar el flujo de refrigerante que circula por el ciclo y aumentar la temperatura en que ingresa a la turbina.

Para calcular la eficiencia:

$$n_{Carnot} = 1 - \frac{T_{baja}}{T_{alta}}$$

La eficiencia es de 2,27%, para las temperaturas de 200°F y 185°F. Este valor bajo de eficiencia es típico en ciclos donde las temperaturas de operación (evaporación y condensación) son muy cercanas, lo que limita la cantidad de energía que se puede convertir en trabajo.

7 CONCLUSIONES

La revisión documental de estudios de caso a nivel mundial evidencia la viabilidad técnica de implementar el ciclo orgánico de Rankine (ORC) en campos petroleros para la generación de electricidad a partir del calor residual del agua de producción (siendo esta una fuente de calor de baja temperatura). Simulaciones del ciclo ORC, integrado por la bomba, el evaporador, la turbina y el condensador, indican que la transferencia de calor desde el agua a 200 °F hacia el fluido de trabajo en el evaporador permite generar vapor suficiente para producir aproximadamente 50 kW de electricidad.

Para alcanzar una producción total de 1 MW, se requeriría la implementación de 20 unidades paquetizadas de plantas ORC, cada una con una capacidad de 50 kW. Esta solución modular no solo proporciona flexibilidad en términos de escalabilidad, sino que también facilita el mantenimiento, ya que cada unidad puede ser operada y mantenida de manera independiente. Además, la modularidad del sistema permite una adaptación más sencilla a las variaciones en la demanda de energía y puede mejorar la resiliencia operativa al distribuir la carga entre múltiples unidades.

La viabilidad técnica de un proyecto geotérmico de baja entalpía utilizando ORC depende en gran medida de la temperatura y el caudal del fluido geotérmico. Sin embargo, variables como la elección del fluido de trabajo y los parámetros de diseño del evaporador y la turbina deben ser reconocidos como factores determinantes para aumentar el nivel de eficiencia del ciclo.

Los resultados de esta investigación indican que el campo de producción C (objeto de estudio) presenta un potencial significativo para implementar un sistema de generación de energía geotérmica mediante ORC. Esta implementación resulta en una oportunidad única para transformar positivamente el entorno social y ambiental en que está situado, aportando de manera directa a la recuperación de energía a través de la sustitución de fuentes de energía fósil como el fuel oil y el gas natural. Esta iniciativa contribuiría a mejorar la eficiencia energética de las operaciones petroleras, y también reduciría significativamente

la huella de carbono proveniente de las mismas. Lo cual, resulta en consonancia con los objetivos globales de desarrollo sostenible.

Esta propuesta permite la disminución del volumen de residuos generados por los sistemas de suministro de energía a la infraestructura petrolera del campo. Al adoptar esta nueva alternativa, se reducirían considerablemente los costos asociados a la gestión de residuos eléctricos y se mitigaría el impacto ambiental negativo derivado de su transporte y disposición final.

La adopción de tecnologías renovables, como el ciclo orgánico de Rankine, ofrece múltiples beneficios tanto ambientales como económicos. Entre ellos destacan la generación de ingresos adicionales a través de bonos de carbono, la reducción de la carga fiscal a partir de incentivos asociados a políticas de sostenibilidad, y la optimización de los procesos operativos. Además, emplear el ORC contribuye a extender la vida útil de los pozos, mejorando su rendimiento y asegurando una operación más rentable y sostenible a largo plazo.

8 REFERENCIAS

- [1] G. Castro F., Evolución del sector energético en Colombia, Informe Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, Colombia, 2016.
- [2] J. I. Hurtado H., Cronología del sector eléctrico colombiano, Revista de Santander, Edición 9, 010, Colombia, 2014.
- [3] A. Vilches, D. Gil, J. Toscano, O. Macías, «La Transición Energética. Una Nueva Cultura de la Energía». OEI: Madrid, Spain; ISBN 978-84-7666-213-7, 2014.
- [4] J. Forrest, C. Haigney, P. King, N. Alley, M. Papas, M, «World Energy Markets Observatory - Wemo 2023», 25 edition, November 2023. Capgemini Energy Transition & Utilities.
- [5] IEA, «CO₂ Emissions in 2023», International Energy Agency, París, 2024.
- [6] IRENA, «World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway». International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2023
- [7] D. I. Vargas A., «Geotermia de baja entalpía a partir de aguas asociadas a la producción crudo de un campo petrolero en la Cuenca Colombiana de los Llanos Orientales», 2023.
- [8] IRENA y CPI, «Global landscape of renewable energy finance». International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-523-0, 2023.
- [9] CORDIS, «Putting oil wells to good use for geothermal». Comisión Europea, 2022. <https://cordis.europa.eu/article/id/422538-putting-oil-wells-to-good-use-for-geothermal-energy>
- [10] J. Neff y K. Lee, «Produced Water: Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies», Primera Edición, págs. 3-54. New York: Springer, 2011.
- [11] M. Wenzlick y N. Siefert, «Techno-economic analysis of converting oil & gas produced water into valuable resources». Desalination, 481, 114381, 2020.
- [12] I. Akhmadullin, «Utilization of Co-Produced Water from Oil Production: Energy Generation Case». Society of Petroleum Engineers, 2017.

- [13] 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, 2022.
- [14] N. A. Cano, S. Céspedes, J. Redondo, G. Foo, D. Jaramillo, D. Martinez, M. Gutiérrez, J. Pataquiba, J. Rojas, F. B. Cortés y C.A Franco, «Power from Geothermal Resources as a Co-product of the Oil and Gas Industry: A Review», *ACS Omega* 2022, 7 (45), 40603-40624.
- [15] L. A. Johnson y E. D. Walker, «Oil production waste stream, a source of electrical power». In *Proceedings, Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, 2010.
- [16] ELECTRATHERM, «Mississippi Oilfield Generates Low-Temperature, Emission Free Geothermal Energy at the Wellhead». 2012.
- [17] K. Bennett, R. N. Horne y K. Li, «Power Generation Potential from Coproduced Fluids in the Los Angeles Basin»; Stanford University: Stanford Geothermal Program, CA, USA, 2012.
- [18] T. Li, J. Zhu y W. Zhang, «Cascade utilization of low temperature geothermal water in oilfield combined power generation, gathering heat tracing and oil recovery». *Appl. Therm. Eng.* 2012, 40, 27–35.
- [19] J. Nordquist y L. Johnson, «Production of Power from the Co-Produced Water of Oil Wells, 3.5 Years of Operation». In *Proceedings of the Geothermal Resources Council Transactions, Geothermal Resources Council 2012 Annual Meeting*, 2012, Reno, NV, USA, pp. 207–210.
- [20] X. Shouliang, H. Liang, B. Hu y K. Le, «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.
- [21] D. Zabek, J. Penton y D. Reay, «Optimization of waste heat utilization in oil field development employing a transcritical organic rankine cycle (ORC) for electricity generation», *Applied Thermal Engineering* Volume 59, Issues 1–2, 2013, Pages 363-369, ISSN 1359-4311, 363–369.

- [22] C. Alimonti, G. Falcone y X. Liu, «Potential for harnessing the heat from a mature high-pressure-high-temperature oil field in Italy». SPE Annu. Technol. Conf. Exhib. 2014.
- [23] C. Augustine y D. M. Falkenstern, «An Estimate of the Near-Term Electricity-Generation Potential of Coproduced Water From Active Oil and Gas Wells», SPE J. 19 (03): 530–541, 2014.
- [24] A. Auld, S. Hogg, A. Berson y J. Gluyas, «Power production via North Sea hot brines». Energy 2014, Volumen 78, pag. 674–684.
- [25] W. Gosnold, M. Mann y H. Salehfar, «Electric Power Generation from Low to Intermediate Temperature Resources»; University of North Dakota: Grand Forks, ND, USA, 2017.
- [26] H. Singh, G. Falcone, A. Volle, L. Guillon, «Harnessing Geothermal Energy from Mature Onshore Oil Fields-The Wytch Farm Case Study». Work. Geotherm. Reserv. Eng. 2017.
- [27] A. Bohórquez y H. Y. Garavito, «Análisis de viabilidad en la implementación de energía geotérmica en aguas asociadas a la producción de hidrocarburos», 2019.
- [28] J. Banks, C. J. Willems, A. Cowper, K. Nadkarni, S. Poulette, C. Van Allen, «Geothermal Power Potential of the Virginia Hills Oil Field, Part of the Swan Hills Carbonate Complex; Alberta, Canada». Proceedings of the World Geothermal Congress, Reykjavik, Iceland, 2021
- [29] T. Li, Q. Liu, Y. Xu, Z. Dong, N. Meng, Y. Jia y H. Qin, «Techno-economic performance of multi-generation energy system driven by associated mixture of oil and geothermal water for oilfield in high water cut». Geothermics. 2021, 89, 101991.
- [30] S. Céspedes, N. A. Cano, G. Foo, D. Jaramillo, D. Martínez, M. Gutiérrez, J. Pataquiiba, J. Rojas, F. B. Cortés y C. A. Franco, «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, 2022.
- [31] FCDS. Pasado, presente y futuro de la transición energética en Colombia: Nuevo análisis de la FCDS. 24 de noviembre de 2023, Disponible en: <https://fcds.org.co/transicion-energetica-en-colombia-analisis-de-fcds/>

[32] S. Lecompte, M. Van den Broek y M. De Paepe, «Optimal Selection and Sizing of Heat Exchangers for Organic Rankine Cycles (ORC) based on Thermo-Economics», IHTC, 2014

[33] UPME, Plan Energético Nacional 2020-2050. Bogotá, D.C, 2019.

[34] K. Yadav y A. Sircar, «Selection of working fluid for low enthalpy heat source Organic Rankine Cycle in Dholera, Gujarat, India». Vol (16), Diciembre 2019.

[35] A. Sircar y M. Shah, «Selection of Working Fluid for Organic Rankine Cycle by Energy and Exergy, For Low Temperature Low Enthalpy Dholera Geothermal Reservoir», School of Petroleum Technology, Vol (3), Issue 2, STM Journals, India 2016.

[36] C. F. Williams, M. J. Reed y A. F. Anderson, «Updating the classification of geothermal resources». Proceedings Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, 2011. Stanford University.

[37] A. Anderson y B. Rezaie, «Geothermal technology: Trends and potential role in a sustainable future», Applied Energy, vol. 248, pp. 18-34, ago. 2019.

[38] I. B. Fridleifsson, «Geothermal energy for the benefit of the people», Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 5, n.o 3, pp. 299-312, 2001, doi: 10.1016/S1364- 0321(01)00002-8.

[39] IRENA, «Geothermal energy Data». International Renewable Energy Agency, 2024.

[40] IEA, «Technology Roadmap - Geothermal Heat and Power – Analysis». International Energy Agency, 2011.

[41] S. Raos, P. Ilak, I. Rajšl, T. Bilić y G. Trullenque, «Multiple-criteria decision-making for assessing the enhanced geothermal systems». Energies 2019, 12, 1597.

[42] E. R. Okoroafor y R.N. Horne, «Temperature-dependent viscosity: Relevance to the numerical simulation of enhanced geothermal systems», Thermal Science and Engineering Progress, vol. 34, p. 101439, sep. 2022, doi: 10.1016/j.tsep.2022.101439.

- [43] A. D. Chiasson, «Geothermal Heat Pump and Heat Engine Systems: Theory and Practice»; John Wiley & Sons, Ltd. London, UK, 2016.
- [44] X. Liu, G. Falcone y C. J. E. Alimonti, «A systematic study of harnessing low-temperature geothermal energy from oil and gas reservoirs». *Energy* 2018, volumen 142.
- [45] M. Shmeleva, «Geothermal Energy Production from Oil and Gas Wells», 2018.
- [46] K. Wang, B. Yuan, G. Ji y X. Wu, «A comprehensive review of geothermal energy extraction and utilization in oilfields». *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018.
- [47] S.Wang, J. Yan, F. Li, J. Hu y K. Li, «Exploitation and Utilization of Oilfield Geothermal Resources in China», *Energies*, volumen 9, 798, 2016.
- [48] IEA, «Net Zero by 2050: A roadmap for the global energy sector», International Energy Agency, 2021.
- [49] N. B. Desai y S. Bandyopadhyay, «Process integration of organic Rankine cycle». *Energy*. 2009, volumen 34 (10), pages 1674–1686.
- [50] A. Ahmadi, M. El Haj Assad, D. H. Jamali, R. Kumar, Z. X. Li, T. Salameh, M. Al-Shabi y M. A. Ehyaei, «Applications of geothermal organic Rankine Cycle for electricity production». *Journal of Cleaner Production*, volumen 274, 122950, 2020.
- [51] Y. Yang, Y. Huo, W. Xia, X. Wang, P. Zhao y Y. Dai, «Construction and preliminary test of a geothermal ORC system using geothermal resource from abandoned oil wells in the Huabei oilfield of China». *Energy*. 2017, 140, 633– 645.
- [52] D. Rizzi y R. Nicola, «Exploitation of Waste Energy Within the o&G Facilities: How Orc Technology and Gas-Expanders Can Drive the Decarbonisation Path of the O&G Companies». Society of Petroleum Engineers, 2020.
- [53] 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.

- [54] 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.
- [55] Y. Çengel, M. Boles y M. Kanoglu. *Termodinámica*. McGraw-Hill Interamericana de España S.L., ISBN 9781456272081, Novena Edición, 2019.
- [56] A. F. Babatunde y O. O. Sunday, «A review of working fluids for organic Rankine cycle (ORC) applications». *IOP Conf. Ser.* 2018, 413, 012019.
- [57] V. Pethurajan, S. Sivan y G. C. Joy, «Issues, comparisons, turbine selections and applications—An overview in organic Rankine cycle». *Energy Convers. Manag.* 2018, 166, 474– 488, DOI: 10.1016/j.enconman.2018.04.058
- [58] S. K. Sanyal y S.J. Butler, «Geothermal Power Capacity from Petroleum Wells—Some Case Histories of Assessment». *Proceedings of World Geothermal Congress, Bali, Indonesia, 2–30 April 2010*; pp. 25–30.
- [59] U. Drescher y D. Brüggemann, «Fluid selection for the Organic Rankine Cycle (ORC) in biomass power and heat plants. *Applied Thermal Engineering*», 27(1), 223–228, 2007.
- [60] X. Dai, L. Shi y W. Qian, «Review of the working fluid thermal stability for organic Rankine cycles» *J. Therm. Sci.* 2019, 28 (4), 597– 607.
- [61] F. Vélez, «Selecting working fluids in an organic Rankine cycle for power generation from low temperature heat sources». *DYNA* 2014, 81 (188), 173– 180.
- [62] F. Vélez, J.J. Segovia, M. C. Martín, G. Antolín, F. Chejne y A. Quijano, «A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation». *Renew. Sust. Energy Rev.* 2012, 16 (6), 4175– 4189.
- [63] L. Sánchez y J. Fiter, «Aplicación del Ciclo Orgánico de Rankine para el aprovechamiento de calor residual en una refinería», 2012.
- [64] G. Guevara, A. Verdesoto y N. Castro, *Metodologías de investigación educativa (descriptivas, experimentales, participativas, y de investigación-acción)*. *RECIMUNDO*, 4(3), 163-173, 2020.

- [65] ANLA, Informe de Cumplimiento Ambiental No. 26 Campo de Producción A. Expediente LAM47XX, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, 2023.
- [66] ANLA, Informe de Cumplimiento Ambiental No. 6 Campo de Producción B. Expediente LAV-003XX, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, 2023.
- [67] ANLA, Informe de Cumplimiento Ambiental No. 14 Campo de Producción C. Expediente LAM35XX, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, 2023.
- [68] ANLA, Estudio de Impacto Ambiental para el Campo de Producción C. Expediente LAM35XX, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, 2008.
- [69] I. Geonine, F. Colorado, J. C. Cobos y J.C Vásquez, «Feasibility analysis for the application of an Organic Rankine Cycle in an oilfield», Revista EIA 12(23):137-148, 2015.