

Análisis De Viabilidad En La Implementación De Energía Geotérmica En Aguas Asociadas A
La Producción De Hidrocarburos

Andrea Del Pilar Bohórquez Araque, Harold Yesid Garavito Reyes

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Wilson Raúl Carreño Velasco

M. Sc. Ingeniería De Petróleos

Codirectores

Jair Andrés Rocha Arrieta & Javier Gil Rodríguez

M. Sc. Ingeniería De Petróleos & Ingeniero de petróleoos

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela De Ingeniería De Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Quisiera dedicar este trabajo a Dios, que en medio de su bondad me ha amado y orientado, ha sido mi compañía e inspiración le entregado toda mi fe y reflexión. Tal vez mis pasos hubieran sido otros, si no creyera fielmente que nunca me abandonaría.

Mis padres, Claudia y Nixon, aunque este trabajo de grado me entregue mi título como ingeniera, nadie merece más este reconocimiento que ustedes dos; tanto esfuerzo y tanto amor he sentido que nunca me han negado la posibilidad de crecer, aprender y volar, todos mis méritos serán primero de ustedes dos. Somos siete en mi familia, pero cuatro pedacitos de cielo son mis razones para querer llegar donde no ha llegado nadie, Laura, Nixon, Miguel y Juanito deben saber que estoy infinitamente orgullosa de cada uno y siempre he querido ser un buen ejemplo para ustedes los amo mucho y son la fortaleza de mi corazón. Y a mi amada tía Aleida, gracias por amarme y quererme, por ser mi segunda madre, infinitas gracias.

A mi amado Harold, nadie podrá borrar tu nombre de este libro que marca esta época en mi vida agradezco tanto que seas mi compañero, mi amigo y la persona que amo. Hoy yo he aprendido que lo que se siembra con amor y paciencia trae los mejores frutos y para los dos es este trabajo de grado y para la vida espero Dios nos indique el camino.

Gracias a mis dos amigas Juliana y Daniela, han sabido ser felices con mis triunfos y me han enseñado a seguir adelante cada vez con más fuerza, las quiero muchísimo.

Y finalmente quiero agradecer a mi alma mater, la Universidad Industrial de Santander y a todas las personas que laboran en ella y nos ayudan a cumplir nuestros sueños, me siento orgullosamente UIS.

*“Gracias a la vida que me ha dado tanto,
Me ha dado la risa y me ha dado el llanto.”*

Violeta Parra

Dedicatoria

Si me vieran tal cual soy, se enterarían que es Jesús. Lo que han visto reflejado en mí, tan sólo fue su luz. Para Dios.

Padre, Madre he aquí la cosecha de nuestro esfuerzo, hemos triunfado una vez más, infinitas gracias por hacerlo realidad, por permitirme soñar, es su victoria. Para Lucy y Wilson, no hay palabras ni pincel que pueda describir el amor que llevo dentro.

Pedí un amigo y Dios me regaló un hermano, Para Hayder, mi vida no sería igual sin ti a mi lado.

Abrázame una vez más, falta poco para tocar el cielo, no podría haber pedido una mejor compañera de tesis o mejor dicho una compañera de vida. para Andrea por su incondicional amor.

En la vida hay momentos buenos y malos, pero definitivamente estos grandes amigos me enseñaron que los buenos son más. Para Darío, Pipe, Andrey, César, Prada, Palis, Armando y Juan David más que amigos, colegas por toda la vida.

Salve Atenas, gloriosa y bendita, que en el cielo te vimos nacer, de esa tierra que ardiente palpita con el alma del gran Santander. Para mi amada UIS que me ha entregado tanto.

“Si hay magia en este planeta, está contenida en el agua”

Loran Eisely

Agradecimientos

Los autores del presente trabajo quieren agradecer a:

M. Sc. Wilson Raúl Carreño Velasco, director del proyecto, por su apoyo, orientación y confianza en cada etapa del proyecto, por cada palabra y por cada acción que finalmente nos llevó a culminar exitosamente.

Dra. Zuly Himelda Calderon, Evaluadora del proyecto, por su apoyo constante y orientación durante todo el proyecto.

M. Sc. Jair Andrés Rocha Arrieta, codirector del proyecto, por su interés, apoyo y guía a lo largo del proyecto.

Ing. Javier Gil Rodríguez, codirector del proyecto, por su apoyo y orientación.

Ing. Fernando Grajales, por su apoyo e interés en nuestro tema de investigación.

Asociación Colombiana de Ingenieros de petróleo, ACIPET, por brindarnos la oportunidad de compartir con la comunidad y las compañías nuestro tema de investigación mediante el Premio Acipet a la Innovación 2018 categoría-pregrado galardón del cual nos sentimos muy orgullosos.

Tabla de Contenidos

Introducción	17
Objetivos	19
Objetivo General	19
Objetivos Específicos.....	19
2. Revisión de literatura	20
2.1 Agua de producción	20
2.2 Energía geotérmica	21
2.2.1 Sistema geotérmico	22
2.3 Beneficios Ambientales	23
2.4 Plantas de ciclo binario o ciclo orgánico de ranking (ORC)	25
2.4.1 Fluido de trabajo	28
2.4.2 Turbina	31
2.4.3 Intercambiador de Calor	32
2.5 Economía de la Geotermia de baja entalpia.....	34
2.5.1 Ciclo de desarrollo Geotérmico y perfiles de riesgo.....	37
2.5.2 Análisis de mercado	38
2.5.3 Casos Exitosos a nivel mundial	39
2.5.4 Incentivos a la inversión en FNCE en Colombia.....	40
2.5.5 Análisis de costos.....	41

3. Simulación y Resultados.....	43
3.1 Selección del caso de estudio.....	43
3.2 Ciclo Orgánico de Rankine en Aspen Hysys®.....	45
3.2.1 Intercambiador De Calor.....	46
3.2.2 Turbina De Vapor	47
3.3 Simulación	48
3.3.1 Sensibilidad al Flujo Másico.....	48
3.3.2 Sensibilidad Temperatura	53
3.4 Desarrollo del ORC en el Campo EIP	55
3.4.1 Desarrollo del ORC en el pozo EIP-1	56
3.4.2 Desarrollo del ORC en el Pozo EIP-2.....	58
3.4.3 Desarrollo del ORC en el Pozo EIP-3.....	60
4. Análisis Económico	62
4.1 Análisis económico del ORC en el campo EIP	62
4.1.1 Costos de mantenimiento.....	62
4.1.2 Consumo de energía en la bomba	63
4.1.3 Inversión inicial	63
4.1.4 Ingresos generados por el ORC	64
4.1.5 Evaluación de rentabilidad.....	65
5. Discusión de Resultados	68
6. Conclusiones.....	71
7. Recomendaciones	73

Lista de referencias 74

Lista de tablas

Tabla 1. Clasificación de los recursos geotermales (en °C) según diversos autores	22
Tabla 2. Emisión media de gases contaminantes.....	23
Tabla 3. Propiedades Ambientales y de Salud de los Fluidos de Trabajo	29
Tabla 4. Propiedades termodinámicas de algunos fluidos de trabajo candidatos para ORC	30
Tabla 5. Principales fabricantes de módulos ORC a nivel Mundial.....	39
Tabla 6. Plantas de Ciclos Orgánicos de Rankine en el mundo.....	40
Tabla 7. Incentivos FNCE en Colombia.....	41
Tabla 8. Desglose económico de la Energía Geotérmica.	42
Tabla 9. Datos de Producción campo EIP	45
Tabla 10. Datos fluido geotérmico Pozo EIP-1	56
Tabla 11. Datos fluido geotérmico Pozo EIP-2	58
Tabla 12. Datos fluido geotérmico pozo EIP-3	60
Tabla 13. Consumo de energía por la bomba	63
Tabla 14. Cotización del modulo ORC por capacidad instalada FOB	64
Tabla 15. Costos de instalación por potencia generada de cada pozo	64
Tabla 16. Cálculo de ingresos del ORC por pozo.....	65
Tabla 17. Cálculo del TIR y el VAN para el pozo EIP-1	66
Tabla 18. Cálculo del TIR y el VAN para el pozo EIP-2	67
Tabla 19. Cálculo del TIR y el VAN para el pozo EIP-3	67

Lista de figuras

Figura 1. Distribución de saturaciones en el yacimiento	20
Figura 2. Temperatura vs Entropía para el propano (Lemmon, Huber, & McLinden, 2013).....	26
Figura 3. Flujo del proceso ORC	26
Figura 4. Regiones bifásicas de algunos fluidos orgánicos y Agua (Vetter et al., 2013).	30
Figura 5. Representación gráfica de los Flujos másicos en la turbina	32
Figura 6. Costo nivelado de comparación de energías. (Ray, 2018)	35
Figura 7. Costos totales instalados de energía geotérmica (IRENA, 2018).....	36
Figura 8. Ciclo de desarrollo de un proyecto geotérmico (Cross et al., 2008)	37
Figura 9. Incertidumbre y perfiles de gasto para un proyecto geotérmico (IRENA, 2017)	38
Figura 10. Mapa de gradientes Geotérmicos de Colombia (Alfaro et al., 2009).....	44
Figura 11. Esquema ORC con propano implementado en el campo EIP	46
Figura 12. Esquema de diseño del Intercambiador de Calor en Aspen Hysys®	46
Figura 13. Parámetros de diseño del Intercambiador de calor en Aspen Hysys®.....	47
Figura 14. Parámetros de diseño de la Turbina en Aspen Hysys®.....	48
Figura 15. Sensibilidad mft propano a una T_{geo} de 70 °C.	49
Figura 16. Sensibilidad mft propano a una T_{geo} de 120 °C.	50
Figura 17. Sensibilidad mft butano a una T_{geo} de 120 °C.....	51
Figura 18. Sensibilidad mft R134A a una T_{geo} de 70 °C.....	52
Figura 19. Sensibilidad mft R134A a una T_{geo} de 120 °C	52
Figura 20. WTurbina vs T_{geo} para valores diferentes de m_{geo} a 25 Kg/s de Propano.....	53
Figura 21. WTurbina vs T_{geo} para valores diferentes de m_{geo} a 25 Kg/s de Butano.....	54

Figura 22. WTurbina vs Tgeo para valores diferentes de mgeo a 25 Kg/s de R134a.....	55
Figura 23. Estimación del potencial aproximado Pozo EIP-1	57
Figura 24. Corrección del potencial real generado en el pozo EIP-1	58
Figura 25. Estimación del potencial aproximado pozo EIP-2	59
Figura 26. Corrección del potencial real generado en el pozo EIP-2	60
Figura 27. Estimación del potencial aproximado pozo EIP-3	61

Lista de símbolos y nomenclatura

$C_{p,geo}$	Capacidad Calorífica del fluido Geotérmico
GWP	Potencial de Calentamiento
h	Entalpía
\dot{m}_{ft}	Flujo Másico del fluido de Trabajo
\dot{m}_{geo}	Flujo Másico del fluido Geotérmico
\dot{m}_{ORC}	Flujo Másico de entrada al ORC
n_{bomba}	Eficiencia de la bomba
n_c	Eficiencia de Carnot
$n_{turbina}; n_t$	Eficiencia de la turbina
$n_{termica}$	Eficiencia térmica del ciclo
$n_{triangular}$	Eficiencia triangular
ODP	Potencial de destrucción del ozono
ORC	Ciclo Orgánico de Rankine
P_c	Presión Critica
P_s	Presión de Saturación
$\dot{Q}_{entrada}$	Calor suministrado en el intercambiador de calor
\dot{Q}_{geo}	Calor extraído del fluido geotérmico
\dot{Q}_{salida}	Calor eliminado en el condensador
T_c	Temperatura critica
T_{max}	Temperatura máxima
T_{min}	Temperatura mínima
T_{geo}	Temperatura del fluido Geotérmico
\dot{W}_{bomba}	Trabajo suministrado en la bomba de alimentación
$\dot{W}_{Turbina}$	Trabajo específico de la turbina

Resumen

TITULO: ANÁLISIS DE VIABILIDAD EN LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA EN AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.¹

AUTORES: ANDREA DEL PILAR BOHORQUEZ ARAQUE, HAROLD YESID GARAVITO REYES.²

PALABRAS CLAVES: Geotermia de baja Entalpia, ciclo orgánico de Rankine, agua de producción, coproducción energética.

DESCRIPCIÓN:

Diariamente en Colombia por cada barril de petróleo se producen 12.02 barriles de agua, este subproducto de las operaciones del petróleo es un recurso geotermal de baja entalpia que se ha desaprovechado, porque con este se puede generar energía eléctrica mediante el uso de un Ciclo Orgánico de Rankine. El objetivo de este proyecto es analizar la viabilidad técnica y económica de implementar un ORC para la generación de electricidad en un caso de estudio que representa las condiciones habituales de un campo petrolero apoyado en el simulador de procesos Aspen Hysys con licencia de la Universidad Industrial de Santander.

Se inicia con una revisión literaria que recopila las características y condiciones óptimas que permiten el buen funcionamiento de un ORC, siguiente se simulan los distintos procesos del ORC en Aspen Hysys con el fin de realizar una sensibilidad al flujo másico y a la temperatura que permite establecer el mejor fluido de trabajo y los caudales másicos óptimos para el fluido geotérmico y el fluido orgánico para finalmente obtener un desarrollo eficiente del ciclo a las características del caso de estudio.

Se concluye que es viable técnica y económicamente implementar un módulo ORC para la generación de energía eléctrica en el caso de estudio realizado alcanzando una capacidad de generación para un solo pozo petrolero de 1.5 Mw a un flujo másico de fluido geotérmico de 30kg/s con un TIR superior al 17% evaluado a un periodo de 8 años.

Producir energía eficiente, favorable y sostenible mediante el desarrollo de este proyecto de cogeneración puede contribuir en el ámbito económico en las necesidades energéticas de un campo petrolero, en el ambiental con la no causación al impuesto del carbono y en un ámbito social al desarrollo de las comunidades no conectadas a la red nacional de energía.

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Wilson Raúl Carreño Velazco.

Abstract

TITLE: VIABILITY ANALYSIS OF THE IMPLEMENTATION OF GEOTHERMAL ENERGY IN WATERS ASSOCIATED WITH HYDROCARBON PRODUCTION.¹

AUTHORS: ANDREA DEL PILAR BOHORQUEZ ARAQUE, HAROLD YESID GARAVITO REYES.²

KEYWORDS: Low-Enthalpy geothermal energy, Organic Rankine Cycle, production water, energy co-production.

DESCRIPTION:

Daily in Colombia for each barrel of oil 12.02 barrels of water are produced, this sub product of oil operations is a geothermal resource of low enthalpy that has been wasted, because this can generate electricity through the use of an Organic Rankine Cycle. The objective of this project is to analyze the technical and economic feasibility of implementing an ORC for electricity generation in a study case that represents the usual conditions of an oil field supported by the Aspen Hysys process simulator licensed by the Industrial University of Santander.

It begins with a literary review that compiles the characteristics and optimal conditions that allow the proper functioning of an ORC, then simulates the different processes of the ORC in Aspen Hysys in order to make a sensitivity to mass flow and temperature that allows establishing the best working fluid and optimum mass flows for the geothermal fluid and organic fluid to finally obtain an efficient development of the cycle to the characteristics of the study case.

In conclusion, it is technically and economically feasible to implement an ORC module for the generation of electrical energy in the study case carried out, reaching a generation capacity for a single oil well of 1.5 MW at a mass flow of geothermal fluid of 30 kg/s with an IRR higher than 17% evaluated over a period of 8 years.

Produce efficient, favorable and sustainable energy through the development of this co-generation project can contribute in the economic scope in the energy needs of an oil field, in the environmental with no carbon tax causation and in a social scope to the development of communities not connected to the national energy network.

¹ Bachelor Thesis.

² Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Wilson Raúl Carreño Velazco.

Introducción

Diariamente la producción de hidrocarburos enfrenta el reto del manejo y tratamiento del agua de producción en pro de mitigar los posibles impactos que ocasionaría su vertimiento en fuentes hídricas y cumplir con las regulaciones nacionales que rigen su final disposición, siendo este el subproducto que representa mayores pérdidas económicas para un proyecto. Hoy en día hay campos que trabajan con un BSW superior al 90% paradójicamente se podría decir que algunas compañías se han vuelto productoras de agua, por ello es muy importante innovar en la manera de hacer frente a un problema que lleva décadas con esta industria, para transformar una desventaja en virtud.

Los fluidos geotérmicos, que son un subproducto de las operaciones de petróleo y gas, generalmente se consideran una molestia, ya que deben tratarse y eliminarse a un costo elevado. En realidad, se puede producir energía a partir de estos recursos coproducidos, y esto ya se ha probado con éxito en los EE. UU (IRENA, 2017). El objetivo de este proyecto es aprovechar esa energía geotérmica de baja entalpia que a diario se desperdicia en la producción de estas aguas para generar de manera eficiente y limpia energía eléctrica mediante el uso de Ciclos Orgánicos de Rankine (ORC), apoyados en el simulador de procesos termodinámicos Aspen Hysys® V8.8 con licencia de la Universidad Industrial de Santander, que será la herramienta usada en el estudio de viabilidad técnica para la implementación de esta tecnología en un caso de estudio y con la meta de lograr una contribución en los activos del caso de estudio.

Este estudio realiza una selección de las condiciones óptimas que requiere un caso de estudio para ser candidato de la tecnología ORC, mediante una recopilación de proyectos exitosos a nivel

mundial, donde se analizan las características termodinámicas en el fluido de trabajo y los demás aspectos del desarrollo competente.

Los resultados otorgados son valores numéricos con los cuales un proyecto para la generación de electricidad a partir energía geotérmica de baja entalpia en Colombia puede ser rentable y viable. El impacto social y ambiental que genera el desarrollo de esta tecnología en la industria petrolera es ambicioso, dado que se podría suministrar energía eléctrica a zonas no interconectadas a la red nacional o contribuir al consumo eléctrico propio del campo sin la generación de CO₂.

Objetivos

Objetivo General

Analizar la viabilidad técnica y económica de implementar un Ciclo Orgánico de Rankine para la generación de energía, aprovechando los recursos geotermales de baja entalpía en las aguas de producción de pozos petroleros colombianos apoyados en el simulador de procesos químicos Aspen Hysys®.

Objetivos Específicos

- 1) Establecer las condiciones operacionales óptimas para el funcionamiento de un ciclo orgánico de Rankine en la producción de hidrocarburos.
- 2) Seleccionar un caso de estudio que basado en las condiciones establecidas cumpla con los requerimientos para la implementación de esta tecnología.
- 3) Simular los distintos procesos termodinámicos del ciclo orgánico de Rankine en Aspen Hysys®.
- 4) Estudiar la viabilidad económica de implementar un Ciclo Orgánico de Rankine en el caso de estudio.

2. Revisión de literatura

Este capítulo inicia con una revisión de los fundamentos sobre el agua de producción de pozos petroleros y su energía geotérmica asociada; se clasifican los rangos de temperatura considerados geotermia de baja entalpía, se presenta y explica cada uno de los componentes de la tecnología ORC, los beneficios ambientales, la recopilación de costos, los casos exitosos a nivel mundial y los incentivos ofrecidos que faciliten su implementación en Colombia.

2.1 Agua de producción

Los yacimientos de petróleo están acompañados por un volumen de agua conocida como agua de formación, esta a su vez se encuentra en el yacimiento de 2 formas: En la Figura 1 se representan las saturaciones de agua y petróleo irreducible y móvil. La saturación de agua móvil es la fracción de agua que puede ser desplazada en el yacimiento. De hecho, todo yacimiento de petróleo es barrido por agua, ya sea como consecuencia de la presión normal del acuífero o a través de métodos de inyección de agua, generando una producción simultánea de aceite y agua, recibiendo está el nombre de agua producida.

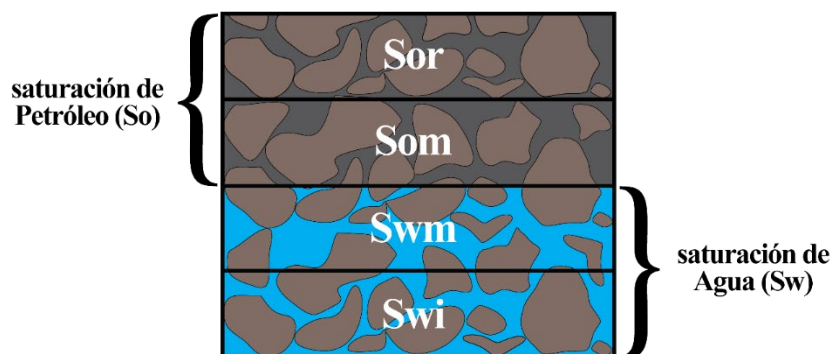


Figura 1. Distribución de saturaciones en el yacimiento

La producción de agua crece a medida que aumenta el tiempo de producción, esto se ve representado en un incremento de la relación agua petróleo (RAP). En la literatura un proyecto alcanza el límite económico a un RAP de 45 BAF/BOF según el método Dystra-Parson (Dykstra, H & Parsons, R.L, 1950) sin embargo en Colombia tenemos yacimientos en operación hasta con un RAP de 65 BAF/BOF.

La actividad de la industria de hidrocarburos se caracteriza por la producción de agua asociada a la producción de hidrocarburos y el desafío permanente durante la explotación de los yacimientos convencionales, es la de poder mantener la rentabilidad de las operaciones, hacer sostenible la actividad a partir de la utilización de las mejores prácticas y la gestión del agua de producción (wáter management) es una de ellas con elevados costos asociados.

2.2 Energía geotérmica

La energía geotérmica es la energía contenida en forma de calor en el interior de la tierra. El origen de este calor está relacionado con la estructura interna y los procesos físicos que ocurren en la tierra. A pesar de que este calor está presente en cantidades enormes, prácticamente inagotables en la corteza terrestre, está distribuido de manera desigual, rara vez concentrado y, a menudo, en profundidades demasiado grandes para ser explotado industrialmente (Barbier, 2002).

La tierra está formada por 3 capas debido a su composición química: la corteza, el manto y el núcleo, la temperatura en el centro de la tierra puede superar los 6.700 °C. Por supuesto, el interior de la Tierra ha retenido mucha de la energía adquirida durante sus años de formación, a pesar de que el calor fluye de manera continua hacia la superficie, donde se pierde al espacio (Tarbuck & Lutgens, 2005), lo que demuestra que existe un gradiente geotérmico, este es una variable

indicativa del potencial geotérmico de un sitio, un valor promedio global es de 30 ° C / km sin embargo, hay áreas de la corteza terrestre donde el gradiente está muy por encima del promedio.

Los recursos geotérmicos se han clasificado en recursos de entalpía baja, intermedia y alta por sus temperaturas de yacimiento, esta clasificación se puede observar en la Tabla 1 Los rangos de temperatura utilizados son arbitrarios y no hay un acuerdo general. La temperatura se usa como parámetro de clasificación porque se considera uno de los parámetros más simples. Sin embargo, la temperatura utilizada es la temperatura promedio del yacimiento medida en los pozos de exploración o estimada por geotermómetros u otros medios (Henry & Hochstein, 1990).

Tabla 1.

Clasificación de los recursos geotermales (en °C) según diversos autores.

Autor	(a)	(b)	(c)	(d)
Baja Entalpía	< 90	< 125	< 100	< 150
Intermedia	90 - 150	125 - 225	100 – 200	---
Alta Entalpía	> 150	> 225	> 200	> 150

Nota:

- (a) Muffler and Cataldi, 1978.
- (b) Hochstein, 1990.
- (c) Benderitter and Cormy, 1988.
- (d) Haenel, Rybach and Stegena, 1988.

2.2.1 Sistema geotérmico. Un sistema geotérmico está constituido por 3 elementos principales:

Fuente de calor: La fuente de calor puede ser tanto una intrusión magmática a muy alta temperatura (> 600°C), contenida a profundidades relativamente someras (5-10 km) o bien, un sistema de baja temperatura donde actúa el gradiente geotérmico normal.

Yacimiento: El yacimiento es un volumen de rocas calientes permeables del cual los fluidos circulantes extraen el calor. Generalmente el yacimiento está cubierto por rocas impermeables y

está conectado a un área de recarga superficial a través de la cual el agua meteórica puede reemplazar los fluidos que se escapan del yacimiento a través de las fuentes termales o que son extraídos mediante pozos.

Fluido: Es el medio que transfiere el calor. El fluido geotermal es agua en la mayoría de los casos de origen meteórico, ya sea en la fase líquida o en la fase vapor, dependiendo de su temperatura y presión. Esta agua a menudo contiene sustancias químicas.

2.3 Beneficios Ambientales

El reducido impacto ambiental asociado al aprovechamiento de los recursos geotérmicos frente al impacto ocasionado por la mayoría de las fuentes de energía, fomentan las bases para su desarrollo en todo tipo de sistemas. En la tabla 2 se presentan datos de la emisión media de los principales gases generados al producir electricidad por las fuentes más comunes de energía incluyendo la energía geotérmica binaria.

Tabla 2.

Emisión media de gases contaminantes.

Tipo de Energía	Dióxido de Azufre (LB/MWh)	Dióxido de Carbono (LB/MWh)	Óxido de Nitrógeno (LB/MWh)
Carbón	10,39	2191	4,31
Petróleo	12	1672	4
Gas natural	0,22	1212	2,96
Geotermia Flash	0,35	60	0
Geotermia Binaria	0	0	0

Nota: Tomada de Kagel, Bates, & Gawell (2005)

En las plantas eléctricas que utilizan recursos geotérmicos no se producen emisiones derivadas de procesos de combustión, de modo que la electricidad generada a partir de ellos es medioambientalmente favorable, renovable y sostenible. El rango de emisiones de CO₂ asociadas a yacimientos geotérmicos de alta temperatura aprovechados para la producción de electricidad en todo el mundo es variable, pero dichas emisiones son mucho menores que las producidas por combustibles fósiles (Kubik & Wilcox, 2006).

Las emisiones asociadas a centrales eléctricas geotérmicas de ciclo binario se aproximan a cero, mientras que las procedentes de las plantas flash que emplean vapor a alta temperatura varían ampliamente dependiendo del recurso (Kubik & Wilcox, 2006).

Fuera de la emisión de gases contaminantes también se pueden destacar otros aspectos en proambiental de la energía geotérmica aprovechada de los pozos petroleros como:

- No se generan vertimientos líquidos provenientes del proceso de generación pues los fluidos son reinyectados.
- No se requieren nuevas áreas de terreno ya que el desarrollo de esta energía se hará en el área de actividad petrolera.
- Prácticamente no hay posibilidad de contaminación de las instalaciones de la superficie o el área circundante por la descarga de sólidos por sí mismo del fluido geotérmico (Kubik & Wilcox, 2006).
- El ruido de las operaciones geotérmicas es típico de muchas actividades industriales (DiPippo, 1991). Los niveles más altos de ruido generalmente se producen durante las fases de perforación, estimulación y prueba de pozos. Por lo tanto, se mitigaría el impacto ambiental producido por el ruido ya que se cuenta con pozos petroleros ya perforados y en etapa de producción o abandono.

2.4 Plantas de ciclo binario o ciclo orgánico de ranking (ORC)

Las plantas de ciclo binario son el tema de interés para este trabajo de investigación. Los sistemas de energía del ciclo de Rankine orgánico operan como procesos termodinámicos y están sujetos a la primera y la segunda ley de la termodinámica (Nordquist, 2009). La primera ley de la termodinámica es simplemente una expresión de la conservación de la energía, La cantidad de energía ganada por el sistema debe ser exactamente igual a la cantidad de energía perdida por el entorno (Yunus A. Cengel & Michael A. Boles, 2012). La segunda ley de la termodinámica afirma que la energía tiene calidad así como cantidad, y los procesos reales ocurren hacia donde disminuye la calidad de la energía (Yunus A. Cengel & Michael A. Boles, 2012).

Estas plantas utilizan un fluido secundario, usualmente de carácter orgánico (principalmente n-pentano), que tiene un bajo punto de ebullición y una alta presión de vapor a bajas temperaturas, en comparación con el vapor de agua (Mary H. Dickson & Mario Fanelli, 2003).

La *Figura 3* muestra un ORC que usa propano como fluido de trabajo en el diagrama T-s, así como también el flujo del proceso. El fluido de trabajo se comprime en la bomba de alimentación, se calienta y se evapora en el intercambiador de calor antes de que se expanda en la turbina. En el último paso, que cierra el ciclo, el calor restante se elimina en el condensador. Ahora si analiza un caso ideal podríamos ver que los cambios de estado serían los siguientes:

- 1-2 compresión isoentrópica, suministro de trabajo al ciclo
- 2-3 suministro isobárico de calor (intercambiador de calor)
- 3-4 expansión isoentrópica, presentación del trabajo fuera del ciclo
- 4-1 eliminación isobárica del calor (condensador)

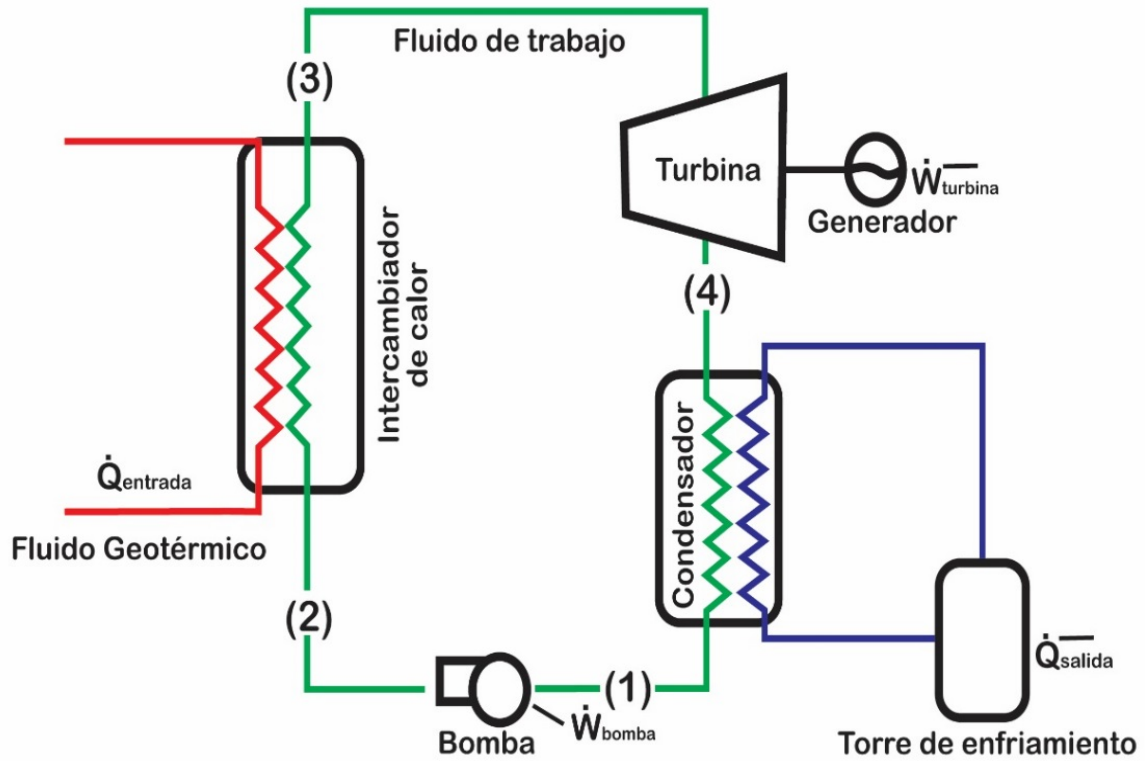


Figura 3. Flujo del proceso ORC

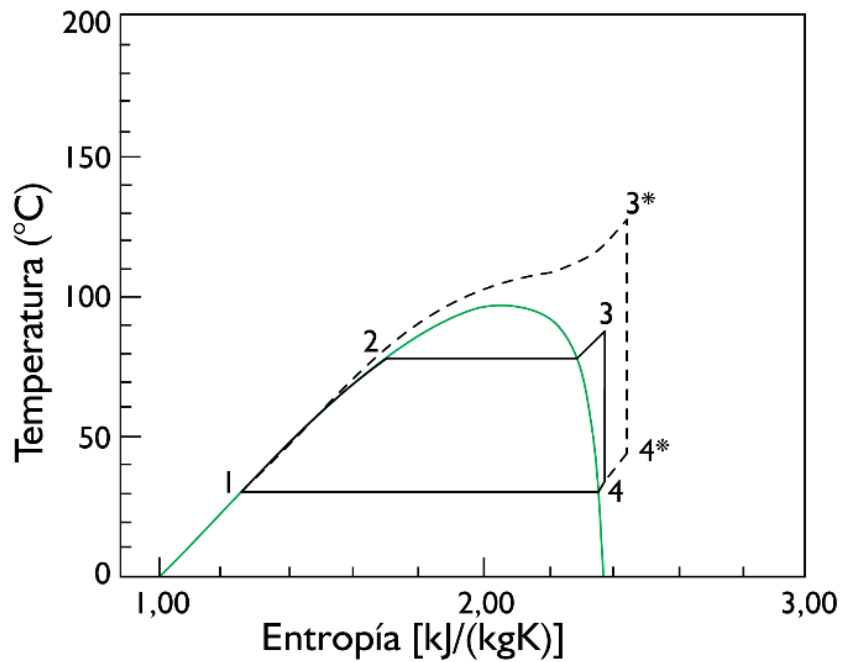


Figura 2. Temperatura vs Entropía para el propano (Lemmon, Huber, & McLinden, 2013)

Dependiendo de la presión a la que se suministra el calor, el proceso es subcrítico, y el fluido se evapora al pasar a través de la región bifásica (línea negra, *Figura 3*) o supercrítica (línea punteada, *Figura 3*). La ubicación del punto crítico (CP) depende del fluido.

A partir de las diferencias de entalpía entre los puntos de estado individuales, se puede calcular la contribución de energía específica de cada componente.

a) Trabajo suministrado en la bomba de alimentación: $\dot{W}_{bomba} = h_2 - h_1$

b) Calor suministrado en el intercambiador de calor: $\dot{Q}_{entrada} = h_3 - h_2$

c) Trabajo específico de la turbina: $\dot{W}_{Turbina} = h_3 - h_4$

d) Calor eliminado en el condensador: $\dot{Q}_{salida} = h_4 - h_1$

Por esto se puede calcular la eficiencia térmica del ciclo:

$$n_{termica} = \frac{|\dot{Q}_{entrada}| - |\dot{Q}_{salida}|}{|\dot{Q}_{entrada}|} = \frac{|\dot{W}_{turbina}| - |\dot{W}_{bomba}|}{|\dot{Q}_{entrada}|} = \frac{(h_3 - h_4) - (h_2 - h_1)}{h_3 - h_2}$$

El proceso descrito anteriormente es un caso ideal, que en realidad se ve afectado por las pérdidas. Las pérdidas de presión en las tuberías, el intercambiador de calor y el condensador no pueden evitarse. Además, hay pérdidas durante la compresión en la bomba y la expansión en la turbina. Estas pérdidas resultan en un aumento de la entropía durante la compresión y la expansión. Esto se puede describir con la bomba isoentrópica y la eficiencia de la turbina:

$$n_{bomba} = \frac{h_2^* - h_1}{h_2 - h_1}; n_{turbina} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_4^*}$$

El fluido geotérmico proporciona la fuente de calor para el proceso. El calor se extrae en el intercambiador de calor. Esta es una fuente de calor sensible, ya que la temperatura del agua caliente durante la disipación de calor cambia. Esta es la razón por la cual el llamado ciclo

triangular se usa como un proceso de comparación ideal en lugar del ciclo de Carnot, esto con la finalidad de calcular una eficiencia con un límite superior más realista. La eficiencia de este proceso se puede calcular a partir de la temperatura de proceso superior e inferior (T_{max} y T_{min}) de la misma forma que la eficiencia de Carnot (Vetter, Wiemer, & Kuhn, 2013).

$$n_c = 1 - \frac{T_{min}}{T_{max}} \quad n_{termica,triangular} = \frac{T_{max} - T_{min}}{T_{max} + T_{min}}$$

2.4.1 Fluido de trabajo. La elección del fluido de trabajo tiene grandes implicaciones en la eficiencia del Ciclo Orgánico de Rankine. Si bien hay muchos artículos disponibles para fluidos de trabajo, también hay muchas limitaciones en la selección que se relacionan con las propiedades termodinámicas de los fluidos, así como consideraciones de salud, seguridad e impacto medioambiental.

La selección del fluido de trabajo depende de sus propiedades termo-físicas. El fluido de trabajo debe cumplir, entre otros, los siguientes criterios (Maizza & Maizza, 1996):

- Presión y Temperatura crítica bajas (en comparación con el agua)
- Volumen específico bajo
- Alta conductividad térmica
- No corrosivo, No tóxico
- Bajo punto de ebullición
- Baja entalpía de evaporación

Además, el bajo potencial de agotamiento del ozono (ODP) y un bajo Global-Warming Potential (GWP) son requisitos importantes para la idoneidad del fluido de trabajo (Maizza & Maizza, 1996).

En la tabla 3 se resumen algunas propiedades ambientales y de salud de los principales fluidos candidatos.

Tabla 3.

Propiedades Ambientales y de Salud de los Fluidos de Trabajo.

Fluido	Formula	Toxicidad	Inflamabilidad	ODP	GWP
R-12	CCl ₂ F ₂	No tóxico	No Inflamable	1.0	4500
R-114	C ₂ Cl ₂ F ₄	No tóxico	No Inflamable	0.7	5850
Propano	C ₃ H ₈	Bajo	Muy alto	0	3
i-Butano	i-C ₄ H ₁₀	Bajo	Muy alto	0	3
n-Butano	C ₄ H ₁₀	Bajo	Muy alto	0	3
i-Pentano	i-C ₅ H ₁₂	Bajo	Muy alto	0	3
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	Bajo	Muy alto	0	3
R-32	CH ₂ F ₂	Bajo	Bajo Inflamable	0	675
R-134a	C ₂ H ₂ F ₄	Muy bajo	No Inflamable	0	1300
R-245fa	C ₃ H ₃ F ₅	Muy bajo	No Inflamable	0	1020
CO ₂	CO ₂	No tóxico	No Inflamable	0	1
Amoniaco	NH ₃	Tóxico	Muy bajo	0	0
Agua	H ₂ O	No tóxico	No Inflamable	0	-

Nota: tomado de (Vélez et al., 2012).

Propiedades Termodinámicas. La tabla 4, enumera algunos fluidos candidatos y sus propiedades termodinámicas relevantes; el agua pura se incluye para la comparación. En la figura 4, podemos observar las regiones bifásicas de algunos fluidos orgánicos y del agua. Todos los fluidos candidatos tienen temperaturas y presiones críticas mucho más bajas que el agua. Además,

dado que las presiones críticas son razonablemente bajas, es factible considerar ciclos supercríticos para los hidrocarburos (DiPippo, 2016).

Tabla 4.

Propiedades termodinámicas de algunos fluidos de trabajo candidatos para ORC.

Fluido	Formula	Tc °C	Tc °F	Pc MPa	Pc PSI	Ps @ 300 K MPa	Ps @ 400 K MPa
Propano	C ₃ H ₈	96.95	206.5	4.236	614.4	0.9935	NA
i-Butano	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	135.92	276.7	3.685	534.4	0.3727	3.204
n-Butano	C ₄ H ₁₀	150.8	303.4	3.718	539.2	0.2559	1.238
i-Pentano	<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	187.8	370.1	3.409	494.4	0.09759	1.238
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	193.9	380.9	3.240	469.9	0.07376	1.036
Amoniaco	NH ₃	133.65	272.57	11.627	1686.3	1.061	10.3
Agua	H ₂ O	374.14	705.45	22.089	3203.6	0.003536	0.24559

Nota: tomado de (Reynolds, c1979).

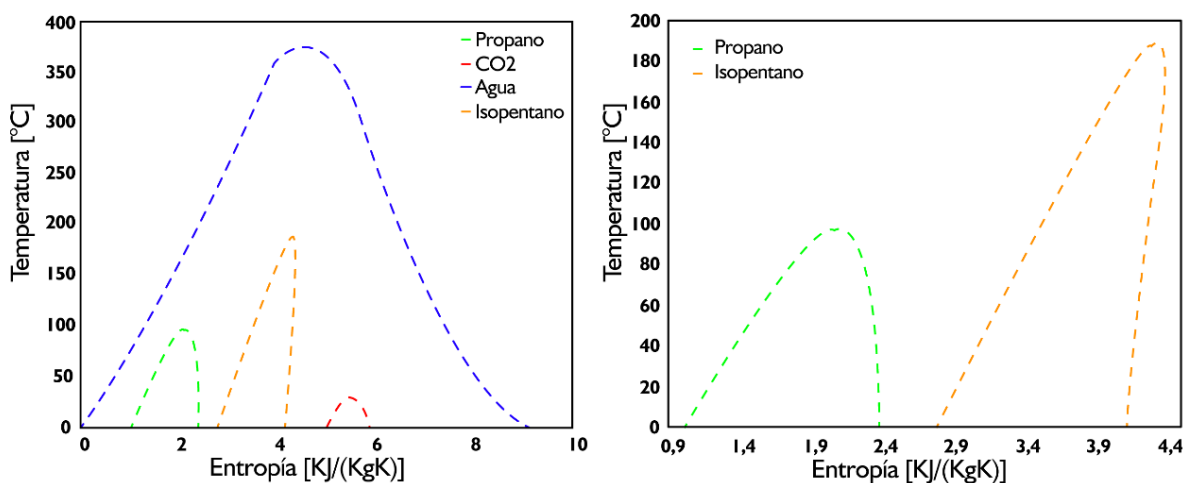


Figura 4. Regiones bifásicas de algunos fluidos orgánicos y Agua (Vetter et al., 2013).

Dependiendo del gradiente de la línea de vapor, se hace una distinción entre fluidos secos (retrógrados) y húmedos. El agua como fluido húmedo tiene una pendiente de línea de rocío negativa, pero muchos medios orgánicos son retrógrados y tienen una línea de rocío con al menos una pendiente parcial positiva (por ejemplo, isopentano, *Figura 4*). En medios húmedos, el vapor debe estar sobrecalentado, para evitar la formación de gotas en la turbina después de la expansión. Dado que la expansión de fluidos retrógrados en la región de dos fases es física.

Como la expansión de fluidos retrógrados en la región bifásica no es físicamente posible, no se requiere sobrecalentamiento. Por el contrario, el vapor no puede expandirse a la temperatura de condensación debido al sobrecalentamiento durante la expansión; por lo tanto, no se puede usar una mayor parte del calor suministrado. Como consecuencia, en ciclos con fluidos retrógrados, se puede usar un intercambiador de calor interno adicional. En el condensador, una parte del calor residual se usa para precalentar el fluido de trabajo. Se obtiene un gradiente de alta entalpía en la turbina mediante expansión, hasta que se alcanza la temperatura de condensación; esto conduce directamente a una salida de potencia bruta proporcional alta (Vetter et al., 2013).

Después en fluidos de trabajo se puede obtener una temperatura promedio más alta del suministro de calor y una temperatura promedio más baja de la disipación de calor, lo que conduce a una mayor eficiencia. En consecuencia, la progresión de la curva de rocío es un criterio relevante para la elección del fluido de trabajo.

2.4.2 Turbina. El análisis termodinámico del ciclo es bastante directo. Comenzando con la turbina binaria, encontramos que el análisis es el mismo para las turbinas de vapor. Será útil seleccionar

los componentes del diagrama de flujo del sistema para facilitar la referencia a medida que presentamos el análisis; Figura 5.

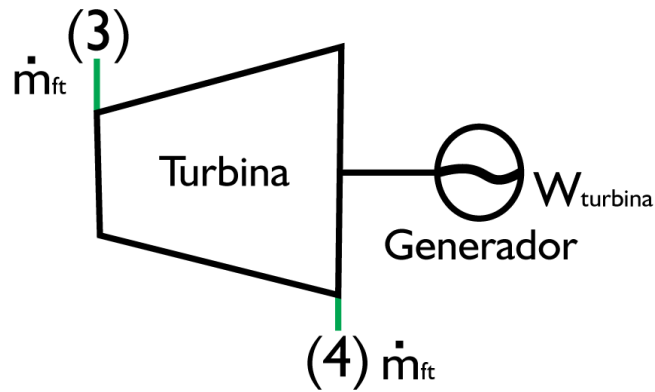


Figura 5. Representación gráfica de los Flujos másicos en la turbina

Con los supuestos usuales de términos de energía potencial y cinética insignificantes junto con una operación adiabática estable, la potencia se encuentra a partir de:

$$\dot{W}_{turbina} = \dot{m}_{ft}(h_3 - h_4) = \dot{m}_{ft}n_t(h_3 - h_4^*)$$

Donde n_t es la eficiencia de la turbina isentrópica, que es una cantidad conocida. Para un fluido de trabajo dado, las propiedades termodinámicas se pueden encontrar fácilmente a partir de tablas o correlaciones para cualquier parámetro de diseño que se elija.

La salida de potencia de la turbina deseada determinará entonces la tasa de flujo másico de fluido de trabajo requerido (DiPippo, 2016).

2.4.3 Intercambiador de Calor. El análisis del intercambiador de calor donde el fluido geotérmico transfiere parte de su energía térmica al fluido de trabajo es otra aplicación directa de los principios de la termodinámica y la conservación de la masa.

Suponemos que los intercambiadores de calor están bien aislados para que toda la transferencia de calor se produzca entre el fluido geotérmico y el fluido de trabajo. De acuerdo con nuestras suposiciones generales, también asumimos que el flujo es estable, y que las diferencias en entrar y salir de la energía potencial y la energía cinética son insignificantes (DiPippo, 2016).

Entonces la entrada de calor se puede calcular utilizando un balance de energía sobre el intercambiador de calor:

$$\begin{aligned}\dot{Q}_{geo} &= \dot{m}_{geo} * c_{p,geo} * (T_{geo,entrada} - T_{geo,salida}) = \dot{m}_{ORC} * (h3 - h2) \\ &= \dot{Q}_{entrada,ORC}\end{aligned}$$

El lado izquierdo de la fórmula es el calor extraído del fluido geotérmico. Esto puede calcularse a partir de la diferencia de temperatura del fluido geotérmico entre la entrada y la salida del intercambiador de calor y la capacidad calorífica isobárica media específica "Cp" del fluido geotérmico. Este calor conduce a un aumento de la entalpía y, por lo tanto, a la evaporación del fluido orgánico en el lado secundario.

El área finita de intercambio de calor conduce a diferencias de temperatura entre los dos fluidos en todos los puntos del intercambiador de calor. Un parámetro de diseño importante para el intercambiador de calor es la diferencia de temperatura mínima (MTD) entre los dos fluidos. El punto donde ocurre este MTD, es el "pinch point", este punto depende de dos factores:

1. la presión y la temperatura del fluido orgánico que sale del intercambiador de calor
2. la temperatura del fluido geotérmico en el punto de entrada.

Una buena adaptación de los perfiles de temperatura del fluido geotérmico y orgánico es importante para aproximar el proceso del triángulo. En consecuencia, es necesario evaluar iterativamente la temperatura más baja posible del fluido geotérmico en la salida del intercambiador de calor. El valor inicial para la iteración es la temperatura del fluido orgánico en

el punto de entrada del intercambiador de calor más el MTD. Para verificar el cumplimiento de la diferencia de temperatura mínima en todos los puntos del intercambiador de calor, el programa calcula los perfiles de temperatura del fluido geotérmico y orgánico, según el intercambio de calor (Vetter et al., 2013).

2.5 Economía de la Geotermia de baja entalpia

Al igual que en cualquier otro proyecto de generación de electricidad, desarrollar un proyecto geotérmico requiere que los recursos involucrados se puedan justificar económicamente. La comparación del costo nivelado de la energía (LCOE) para diferentes tecnologías de generación se grafica en la *Figura 6*, permite establecer la competitividad de dicha energía frente a otras. Es importante aclarar que el LCOE cambia de acuerdo con los costos de inversión, costos de combustibles, costos fijos, variables de operación y mantenimiento, largo de vida útil y la tasa de descuento (Magnus Gehrigler, 2012).

Los costos de las plantas de energía geotérmica pueden ser tan bajos como USD 560/KW, bien sea cuando se agrega capacidad a un yacimiento geotérmico que ya es conocido estructuralmente y se entiende, y donde se puede usar la infraestructura existente, pero estos son casos excepcionales (IRENA, 2018). No estaría entonces mal considerar los campos petrolíferos como casos excepcionales igualmente, dado que cumplen con las condiciones para esperar costos sustancialmente inferiores a los esperados en un proyecto convencional energía geotérmica de baja entalpía.

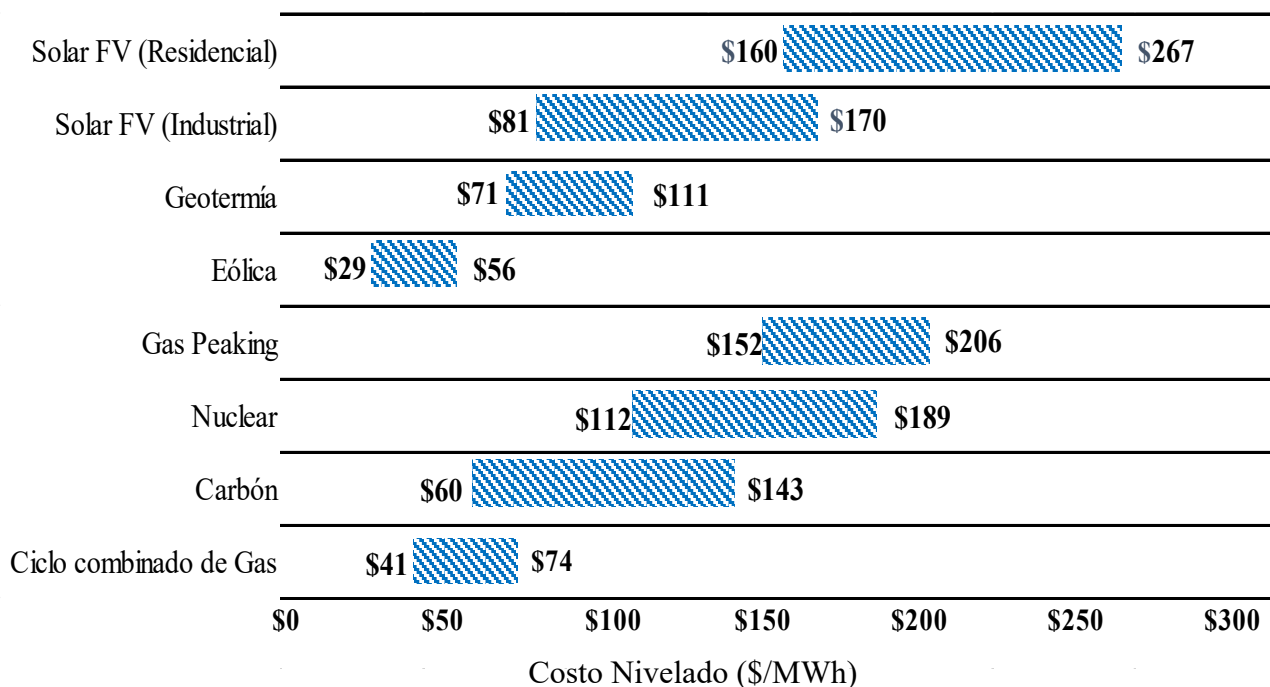


Figura 6. Costo nivelado de comparación de energías. (Ray, 2018)

Los sistemas de energía de ciclo orgánico de 1 MW se han utilizado para numerosas aplicaciones y han demostrado ser confiables y exitosos. Sin embargo, hay pocos sistemas de menos de 1 MW que los proyectos a escala de servicios públicos (más de 1 MW) *Figura 7*. Teniendo en cuenta la cantidad de esfuerzo requerido para evaluar, desarrollar y construir una instalación geotérmica; se esperaría que la mayoría de los proyectos geotérmicos de menos de 1 MW no tuvieran una economía deseable. Esto también es apoyado por estudios recientes que indican que la exploración para estos proyectos debe ser económica y los costos de perforación representan un costo significativo para pequeños proyectos (Nordquist, 2009). Si ya se han perforado pozos (Petróleo y gas abandonados) la probabilidad de éxito del proyecto aumentará (Vimmerstedt, 1999).

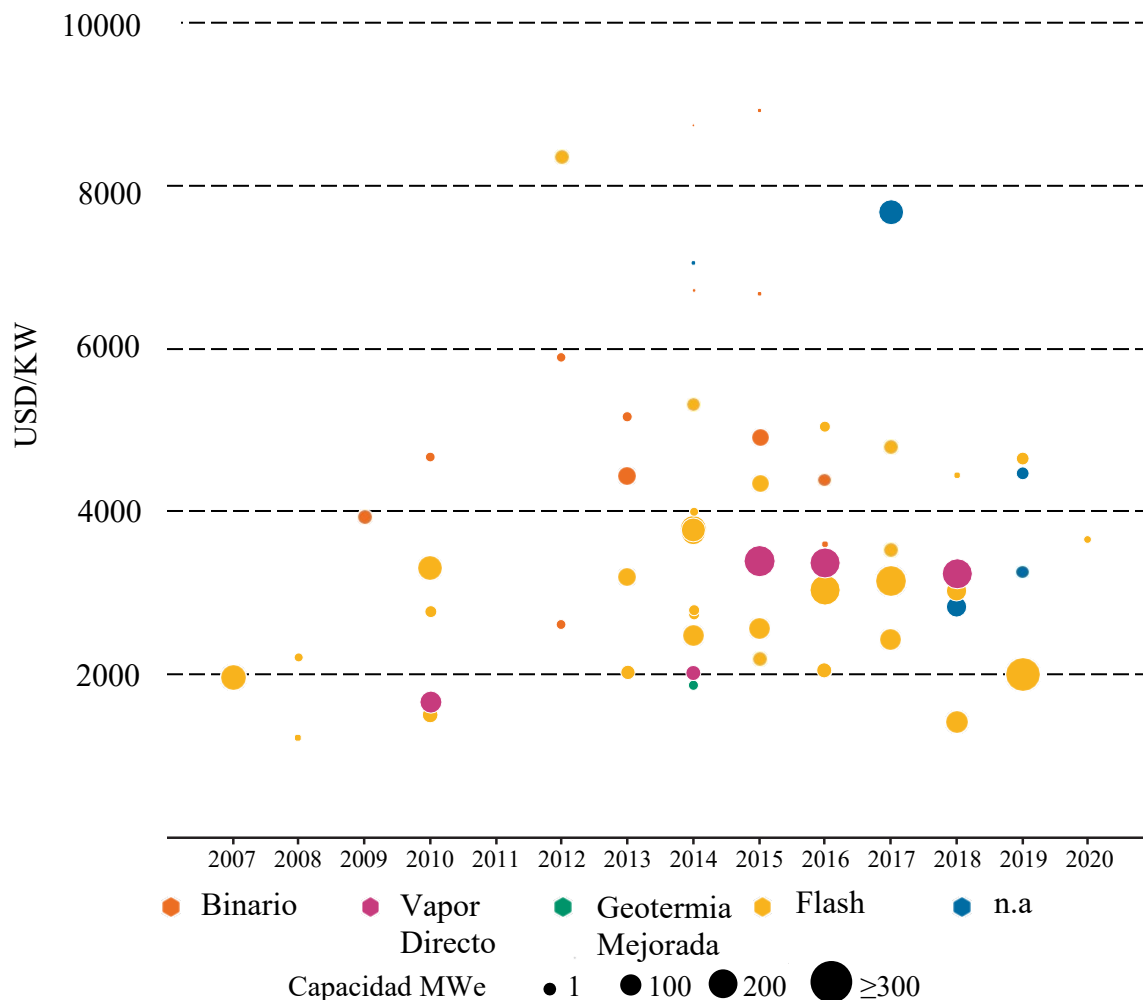


Figura 7. Costos totales instalados de energía geotérmica (IRENA, 2018).

Si bien el desarrollo de la energía geotérmica requiere una gran inversión de capital, la energía geotérmica tiene bajos costos operativos y un alto factor de capacidad (relación entre la producción real de energía y el potencial de producción) (Cross, Freeman, & Technologies, 2008).

Como información adicional la Comisión Europea (EC) realizó una evaluación para plantas geotérmicas flash y binarias y encontró que aproximadamente el 55% de los costos totales instalados corresponde a la planta de energía y otra infraestructura, mientras que los costos de exploración, perforación y desarrollo de campo ascienden al 20% para las plantas flash y al 35%

para los binarios. Por lo tanto, se debe resaltar nuevamente que un campo petrolero que quisiera aprovechar su recurso geotérmico de baja entalpía ya sea para la venta de energía a la red o para uso propio, solo incurriría en los gastos de instalación de la planta, operación y mantenimiento, lo que representa respecto a proyectos convencionales un ahorro significativo (IRENA, 2017).

2.5.1 Ciclo de desarrollo Geotérmico y perfiles de riesgo. Las etapas primarias del ciclo de desarrollo de un proyecto geotérmico son exploración, confirmación de recursos, perforación, desarrollo de yacimientos, construcción de plantas y producción de energía (IRENA, 2017). En la siguiente se observa quienes son los jugadores financieros de un proyecto geotérmico Figura 8 y Figura 9, para un caso donde se usen los recursos geotérmicos de pozos petrolíferos en producción, solo se incurre en la mitad de los gastos de un proyecto de este tipo (Cross et al., 2008).

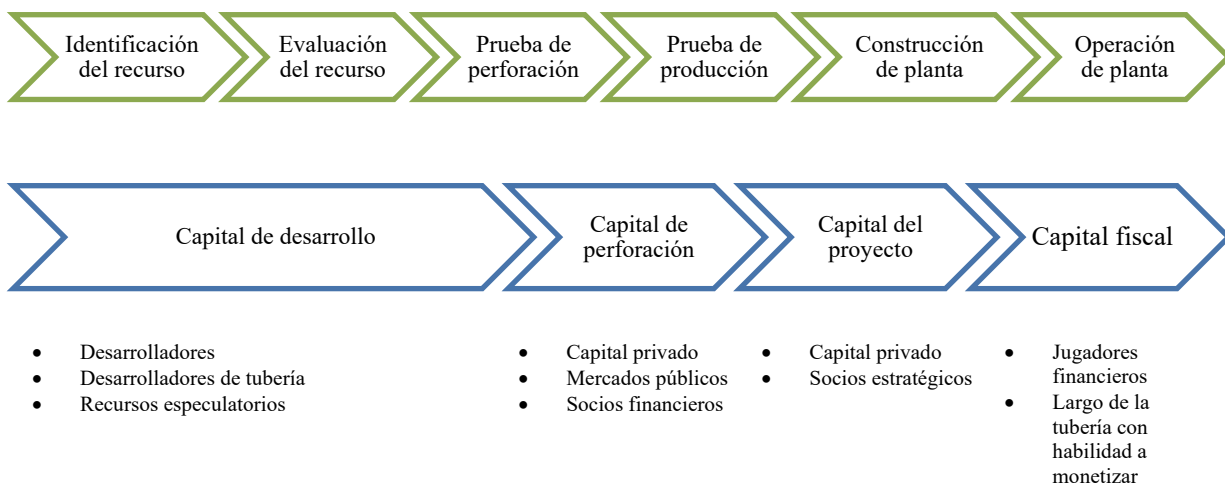


Figura 8. Ciclo de desarrollo de un proyecto geotérmico (Cross et al., 2008)

El mayor riesgo está asociado con las etapas iniciales de desarrollo, antes de la verificación del recurso geotérmico (figura 9). A medida que el proyecto avanza hacia la fase de producción, este riesgo comienza a disminuir y las opciones de financiamiento están más disponibles.

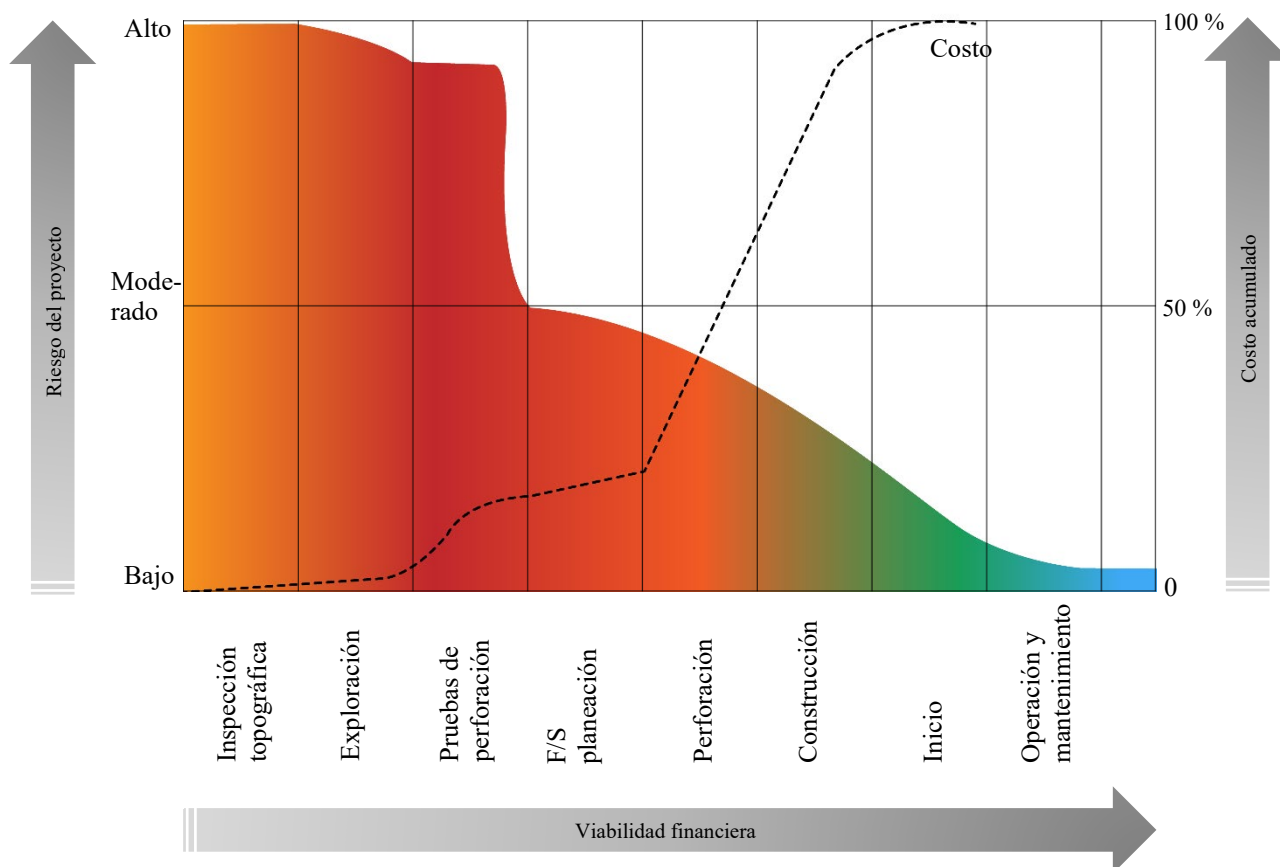


Figura 9. Incertidumbre y perfiles de gasto para un proyecto geotérmico (IRENA, 2017)

2.5.2 Análisis de mercado. La rentabilidad de un proyecto de cogeneración geotérmica en un campo petrolero dependerá de las condiciones de cada campo en particular.

Existe una alta gama de empresas con confiabilidad y trayectoria a nivel internacional que ofrecen el servicio de fabricación de los módulos ORC como se muestra en la tabla 5, algunas con experiencia y éxito en proyectos directamente involucrados con la industria del petróleo y gas. Se

puede observar que algunos fluidos de trabajo usados por los fabricantes ORC son privados y otros son tan comunes como el R134a.

También se ve que la temperatura del fluido geotérmico varía ampliamente para las diversas empresas, así como su capacidad para generación de energía eléctrica.

Tabla 5.

Principales fabricantes de módulos ORC a nivel Mundial.

Compañía/País	Rango de generación (MW)	Temperatura de la fuente de calor (°C)	Fluido de trabajo
Turboden/Italia	0.4-2.2	>250	OMTS
Ormat/USA	0.2-22	150-300	n-pentano
Pratt y Whitney/USA	0.22-0.26	91-149	R245fa
Freepower/Inglaterra	0.12	>110	
Infinity Turbine/USA	0.01-0.05	< 90	R134a
Barber Nichols/USA	0.7-2.0-2.7	>115	OMTS
GMK/Alemania	0.5-2.0	>100	GL-160
Electratherm/USA	0.03-0.05	>88	R245fa
Transpacific Energy/USA	0.1-5.0	>30-<480	TPE
Aqylon/Francia	15	>85	

Nota: Los datos fueron tomados de las siguientes referencias: («Aqylon», 2019; «Barber-Nichols», 2018; «Electratherm», 2018; «Freepower», 2018; «Gmk», 2018; «Infinity Turbine», 2018; «Ormat Technologies Inc», 2018; «Pratt & Whitney», 2019; «Transpacenergy», 2018; turboden, 2018).

2.5.3 Casos Exitosos a nivel mundial. En septiembre de 2008, el departamento de energía de los estados unidos (DOE), desarrolló la primera unidad geotérmica de baja temperatura en un campo petrolífero en el Centro de Pruebas de Yacimientos Petrolíferos de Rocky Mountain (RMOTC) (Blodgett Leslie, 2010) junto con Ormat Technologies inc., logrando la primera generación exitosa de electricidad a partir de tecnologías geotérmicas integradas con la infraestructura petrolera existente (Cross et al., 2008). La tecnología también se está implementando en Nevada, Mississippi, Louisiana, Dakota del Norte y Texas.

En 2006 en Chena Hot Springs en Alaska, en colaboración con Quantum Resources Management, United Technologies Research Center y el Departamento de Energía de los Estados Unidos, se logró la generación de energía exitosa a una temperatura de 74°C generando 217 KWe en ese tiempo (Cross et al., 2008). Hoy en día la información más a detalle de diversos proyectos de energía geotérmica binaria se puede indagar directamente en las páginas de las compañías como lo es el caso de Ormat Technologies Inc. y TURBODEN. En la tabla 6 se encuentra una recopilación de otros campos donde se ha implementado la generación de energía eléctrica a partir geotermia de baja entalpia mediante módulos ORC, de manera exitosa con temperaturas oscilantes entre 74 °C y 140 °C.

Tabla 6.

Plantas de Ciclos Orgánicos de Rankine en el mundo.

Planta, Ubicación	T_{geo} (°C)	Fluido de trabajo	Capacidad Neta (kWe)
Nigorikawa, Japón	140	R114	1000
Otake, Japón	130	Isobutano	1000
Husavik, Islandia	124	NH ₃ -H ₂ O	1700
Nagqu, China	110	Isopentano	1000
Altheim, Austria	106	C5F ₁₂	1000
Wabuska, CA, USA	104	Isopentano	1750
Chena Hot Spring, AK, USA	74	R134a	400
Kutahya-Simav, Turkia	145	R124	2900

Nota: tomado de (Franco & Villani, 2009), T_{geo} representa la Temperatura del fluido Geotérmico.

2.5.4 Incentivos a la inversión en FNCE en Colombia. Las leyes colombianas cobijan y promueven, la investigación, desarrollo e inversión en fuentes no convencionales de energía renovable desde el sector público o privado, los beneficios obtenidos se mencionan en la Ley 1715 de 2014 la cual tiene por objetivo “Promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético

nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda” (Congreso de la república de Colombia, 2014).

En la tabla 11 se presenta un resumen de los incentivos ofrecidos para las fuentes no convencionales de energía renovables estipulados en el capítulo 3 de la ley anteriormente mencionada.

Tabla 7.

Incentivos FNCE en Colombia.

Descripción	Incentivo	Adscrito al Artículo
Reducción anual de la Renta por los 5 años siguientes al año gravable	50% por 5 años.	Artículo 11
Incentivo Tributario IVA	excluidos de IVA	Artículo 12
Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre-inversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes	exención del pago	Artículo 13
Depreciación acelerada de activos	20% Anual	Artículo 14

Nota: adaptado de (Congreso de la República de Colombia, 2014).

2.5.5 Análisis de costos. Los costos de proyecto Geotérmico son altamente sensibles al área a desarrollar; Costos típicos para las plantas de energía geotérmica binaria van desde 2250 USD a 5500 USD por kilovatio (kW) (IRENA, 2017). En la Tabla 8 se realiza el desglose que va desde la exploración a la venta de energía de 3 Centrales geotérmicas para obtener los

porcentajes significativos de inversión que representa cada una de estas etapas, así como costos evaluados por diferentes autores.

Tabla 8.

Desglose económico de la Energía Geotérmica.

Costos	Valores y rangos internacionales típicos actuales.		
	Planta de energía de vapor flash en Indonesia (IRENA, 2014)	Planta de energía de vapor flash en la EE.UU. (Sigfússon & Uihlein, 2015)	Central de ciclo binario en EE.UU. (Sigfússon & Uihlein, 2015)
Desglose típico de los costos instalados Indonesia / EE.UU.			
Planta de energía, desarrollo de campos de vapor / Planta de energía e instalaciones de superficie.	56%	56%	55%
Perforación de pozos / Exploración, perforación, estimulación.	24%	21%	34%
Infraestructura / Interconexión, proceso de calentamiento.	7%	7%	1%
Gestión de proyectos y supervisión de ingeniería / Planificación, gestión, suelo.	3%	12%	5%
Otros / Seguros	10%	4%	4%
Costos totales instalados típicos	Planta de energía de vapor de flash	Planta de energía de ciclo binario	
2016 USD/kW (IRENA, 2017)	1.870 - 5.050		
2014 USD/kW (IPCC, 2012)	1.900 - 3 800	2.250 - 5 500	
2013 USD/kW (EIA, 2016)	2 851 (costo promedio de las plantas instaladas en 2013,> 1 MW / planta)		
2013 EUR/kW (Moles et al., 2014)	2.500 – 5.930	6.470 – 7.470	
Forecast en EE.UU, 2015 USD/kW (EIA, 2016)	2.687 (O&M: USD 116/kW/año; caso más bajo US; Planta disponible en 2019)		
Forecast en EE.UU, 2013 EUR/kW (Sigfússon & Uihlein, 2015).	2.500 – 5.370 (en 2020)	6.300 – 7.743 (en 2020)	
	2.500 – 4.870 (en 2030)	5.660 – 6.957 (en 2030)	
	2.500 – 4.420 (en 2040)	5.088 – 6.253 (en 2040)	
	2.500 – 4.010 (en 2050)	4.572 – 5.620 (en 2050)	
Costo nivelado de la electricidad.	Proyectos de energía geotérmica.		
LCOE Global, 2016 USD/kWh (IRENA, 2017)	0.04 - 0.14		
O&M costo, USD/kWh (DOE, 2018)	0.01 - 0.03		
Forecast en EE.UU, 2015 USD/kWh (EIA, 2016)	0.0423 (O&M: 0.0131, factor de capacidad 91%, en 2022) 0.0411 (O&M: 0.0152, factor de capacidad 93%, en 2040)		

3. Simulación y Resultados

Este capítulo contiene la selección de un caso de estudio basado en las condiciones establecidas en el capítulo dos, el esquema del ciclo orgánico de Rankine (ORC) utilizado, la simulación y sensibilidad de los parámetros que afectan la generación de potencia en la turbina, con el propósito de establecer la viabilidad técnica de implementar geotermia de baja entalpía en un campo petrolero.

3.1 Selección del caso de estudio

La existencia de potencial Geotérmico es el primer aspecto que se evalúa en el desarrollo de proyectos de baja entalpía, por lo tanto para la localización del caso de estudio se emplea la estimación de los gradientes geotérmicos colombianos suministrados por la ANH e INGEOMINAS a partir de las mediciones de temperatura registradas en alrededor de 4600 pozos perforados por la industria petrolera (Alfaro, Alvarado, Quintero, Vargas, & Briceño, 2009).

En la figura 10 se identifican las zonas de mayor gradiente geotérmico que corresponden a los tonos de naranja a morado. Justificada en esta información la localización del caso de estudio que será llamado Campo EIP se establece en la cuenca de los Llanos Orientales.

Una vez identificada la zona de desarrollo del Campo EIP, se establece un rango de temperatura de 70 °C a 120 °C para el agua de producción en superficie fundamentada en los siguientes aspectos:

- Este rango corresponde a la temperatura del fluido geotérmico usado en la generación de energía eléctrica con geotermia de baja entalpía.

Tabla 9.

Datos de Producción campo EIP.

Pozo	Tasa de fluido (bfpd)	Tasa aceite (bfpd)	% BSW	GOR (scf/bopd)	Temperatura (°C)	WHP (psi)
EIP-1	28482.58	1252.58	95.4	625	80	220
EIP-2	22193.82	413.82	98.1	106	95	90
EIP-3	16748.5	408.5	97.5	342	120	70

Para el desarrollo del ORC se seleccionan los siguientes fluidos de trabajo:

- Propano
- n-Butano
- R134a

Son estos fluidos comúnmente utilizados debido a su bajo punto de ebullición y una alta presión de vapor a bajas temperaturas en comparación con el vapor de agua, además de su fácil acceso y el cumplimiento de las regulaciones medio ambientales como se estudió en la revisión literaria.

3.2 Ciclo Orgánico de Rankine en Aspen Hysys®

Un ORC simple consta de cuatro equipos, un intercambiador de calor donde se realiza la transferencia de energía entre el agua de producción y el fluido de trabajo para llevar a este fluido a una temperatura por encima de la línea de vapor saturado, una turbina que transforma la energía interna del vapor en energía mecánica, un condensador y una bomba que se encargan de darle recirculación al ciclo. En la figura 11 se muestra el esquema ORC implementado en el campo EIP y simulado en Aspen Hysys® v8.8 con licencia de la Universidad Industrial de Santander.

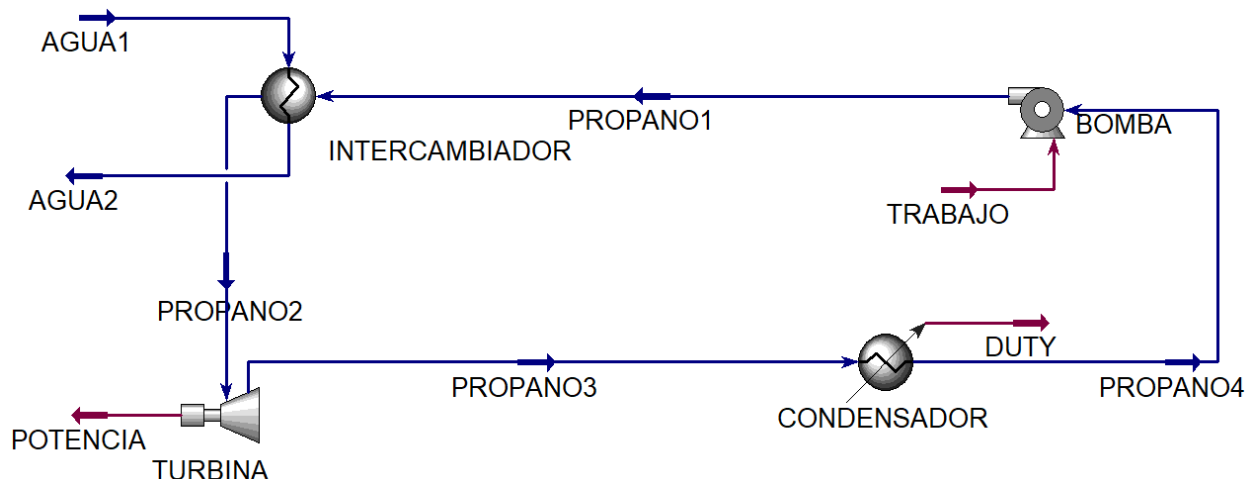


Figura 11. Esquema ORC con propano implementado en el campo EIP

3.2.1 Intercambiador De Calor. El equipo para la simulación de este proyecto es un intercambiador de calor tubo y carcasa comúnmente usado en la industria petrolera y adecuado para aplicaciones donde alguno de los dos fluidos contiene suciedad. En la figura 13 se presentan los parámetros de diseño del intercambiador que se usó en la simulación en Aspen Hysys®. En la Figura 12 se muestra el diseño y la configuración del intercambiador de calor.

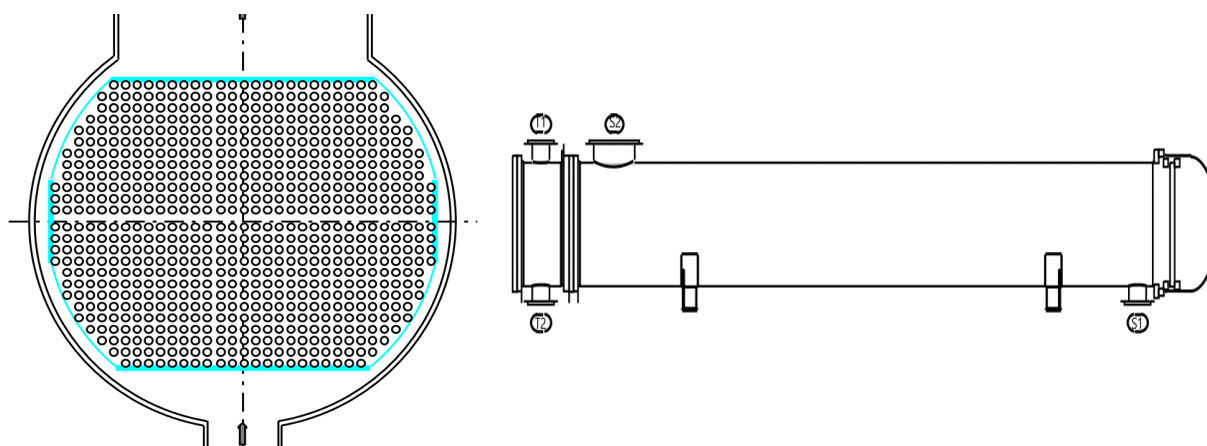


Figura 12. Esquema de diseño del Intercambiador de Calor en Aspen Hysys®

<input checked="" type="checkbox"/> Geometry <input checked="" type="checkbox"/> Process <input checked="" type="checkbox"/> Errors & Warnings <input checked="" type="checkbox"/> Run Status			
Calculation mode		Simulation	
Configuration		Recent	
TEMA Type	A - / E - / S -	AES	
Tube layout option	New (optimum) layout	New (optimum) layout	
Location of hot fluid	Tube side	Tube side	
Tube OD / Pitch	in 0.75 / 1	0.75 / 1	
Tube pattern	90-Square	90	
Tubes are in baffle window	Set default	Yes	
Baffle type	Unbaffled	Unbaffled	
Baffle cut orientation	Vertical		
Default exchanger material	Carbon Steel 1	Carbon Steel	
Size			
Specify some sizes for Design	Set default		
Shell ID / OD	in 35.4331 / 36.3779	35.4331 / 36.3779	
Tube length	in 236.2205	236.2205	
Baffle spacing center-center	in 22.6378		
Number of baffles	8	0	
Number of tube / passes	729 / 2	729 / 2	
Shells in series	2	2	
Shells in parallel	1	1	
Overall Results			
Excess surface (%)		0	
Dp-ratio Shellside / Tubeside		0.1462 / 0.2544	
Total cost (all shells)	Dollar(US)	130388	

Figura 13. Parámetros de diseño del Intercambiador de calor en Aspen Hysys®

3.2.2 Turbina De Vapor. La turbina seleccionada para la simulación del ciclo es una turbina de vapor adiabática la cual se encarga de generar la energía mecánica que se transmite a un generador para producir electricidad, también es la turbina comúnmente usada en este tipo de ciclos. En la figura 14 están los parámetros para tener en cuenta. El fluido a la salida de la turbina se entrega a una presión de 14.7 psia como una consideración para este ORC.

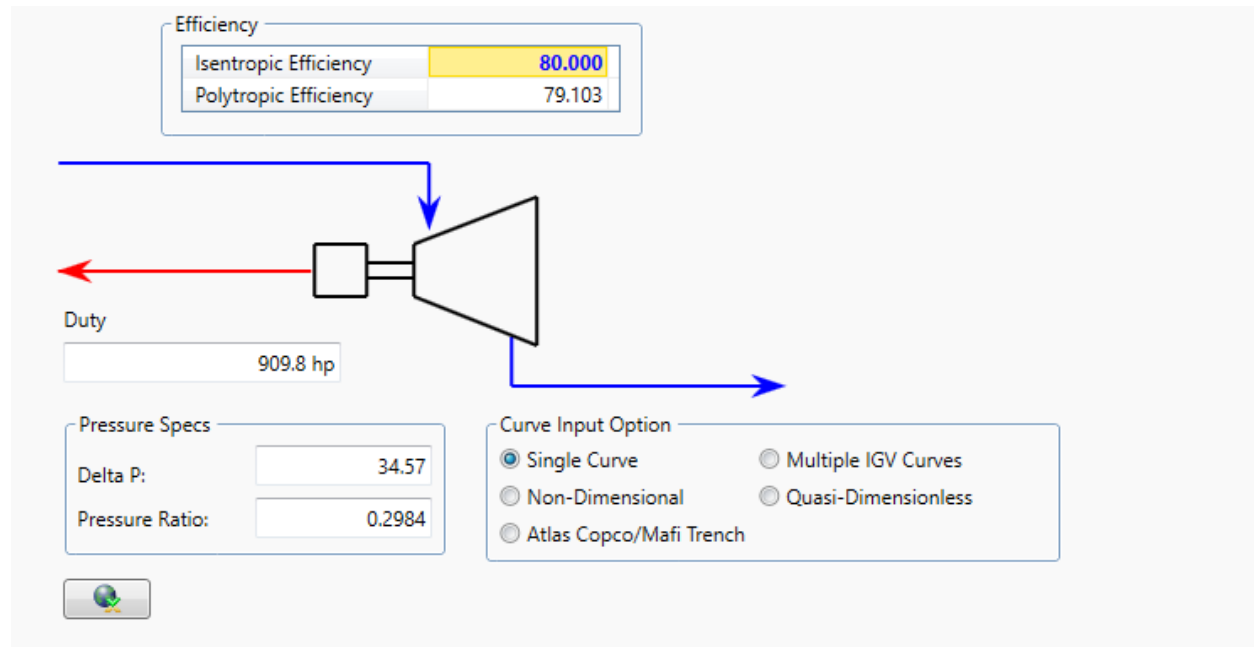


Figura 14. Parámetros de diseño de la Turbina en Aspen Hysys®

3.3 Simulación

Una vez establecido el diseño y operación del ORC, se inicia el análisis de sensibilidad para dar respuesta al caso de estudio. Los parámetros involucrados son aquellos que pueden variar sin afectar la programación del ciclo y que varían dependiendo del caso de estudio, como lo son la temperatura y flujo másico. Los cambios de presión juegan un papel fundamental únicamente en la turbina dado que dependiendo de la caída de presión incrementa la potencia generada. La presión en el intercambiador de calor es una consideración de diseño.

3.3.1 Sensibilidad al Flujo Másico. Se realizó un análisis de sensibilidad al variar los flujos másicos del fluido geotérmico y los tres fluidos de trabajo a la entrada del intercambiador de calor para ver cómo estos cambios afectan la potencia generada en la turbina. Se usaron las temperaturas

de 70 °C y 120 °C en el fluido geotérmico para adicionalmente evaluar la eficiencia del fluido de trabajo en estos dos extremos.

En las figuras 15 y 16 se observa la potencia como función del flujo másico del fluido geotérmico y el propano, las líneas discontinuas representan un rango en el que no es posible operar el ciclo dado que el intercambio de calor entre los dos fluidos no es suficiente para que el fluido de trabajo llegue a su fase de vapor saturado y pueda realizar un trabajo en la turbina.

La elección del flujo másico para el propano se limita al flujo másico de fluido geotérmico que permite un cambio de fase completo en el fluido orgánico, por ejemplo, el flujo másico de 30 kg/s de propano es el más eficiente sin embargo presenta un rango de operación reducido entre 40 kg/s a 60 kg/s de flujo de fluido geotérmico a 70 °C.

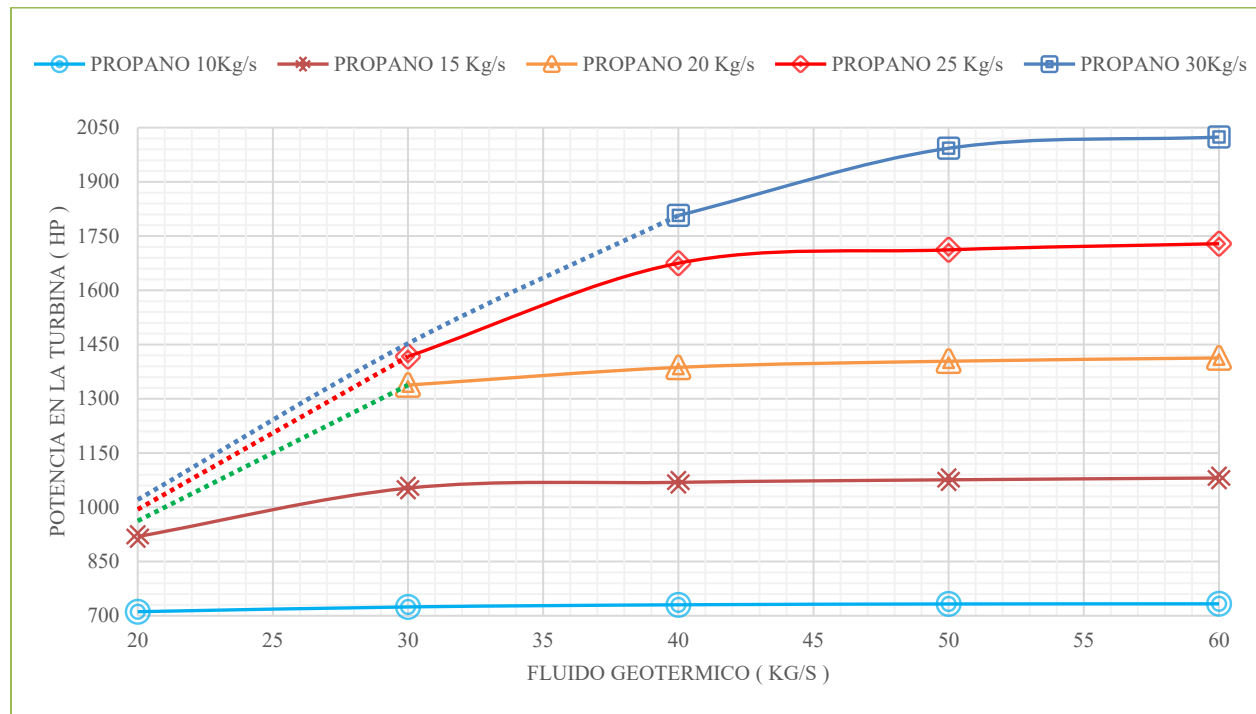


Figura 15. Sensibilidad \dot{m}_{ft} propano a una T_{geo} de 70 °C.

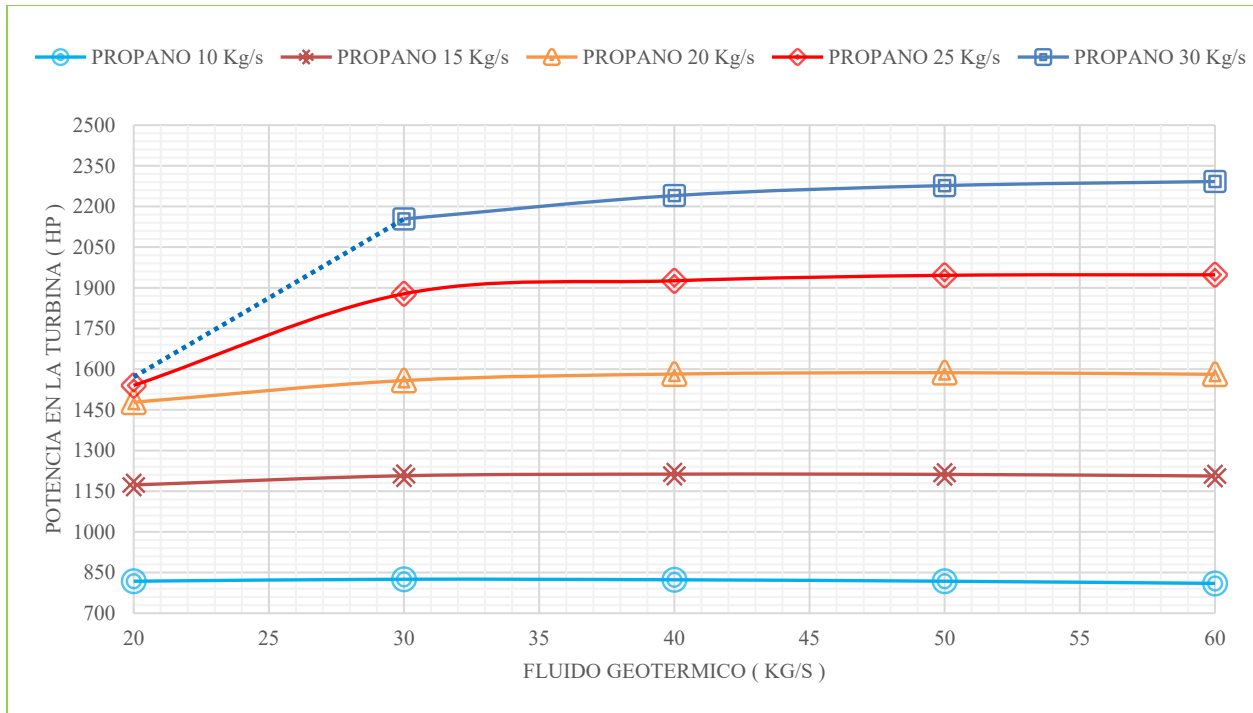


Figura 16. Sensibilidad \dot{m}_{ft} propano a una T_{geo} de 120 °C.

En la figura 17 se observa la potencia como función del flujo másico del fluido geotérmico y el butano, las líneas discontinuas representan un rango en el que no es posible operar el ciclo dado que el intercambio de calor entre los dos fluidos no es suficiente para que el fluido de trabajo llegue a su fase de vapor saturado y pueda realizar un trabajo en la turbina. No se incluye la gráfica de sensibilidad a 70 °C porque la ganancia de entalpía necesaria para elevar la temperatura del butano por encima de 36.87 °C (temperatura de saturación a 50 psia) no es suficiente.

Se observa que el flujo másico de butano que genera mayor potencia es de 30 kg/s cuando el flujo másico del fluido geotérmico es superior a 35kg/s para una temperatura constante de 120 °C.

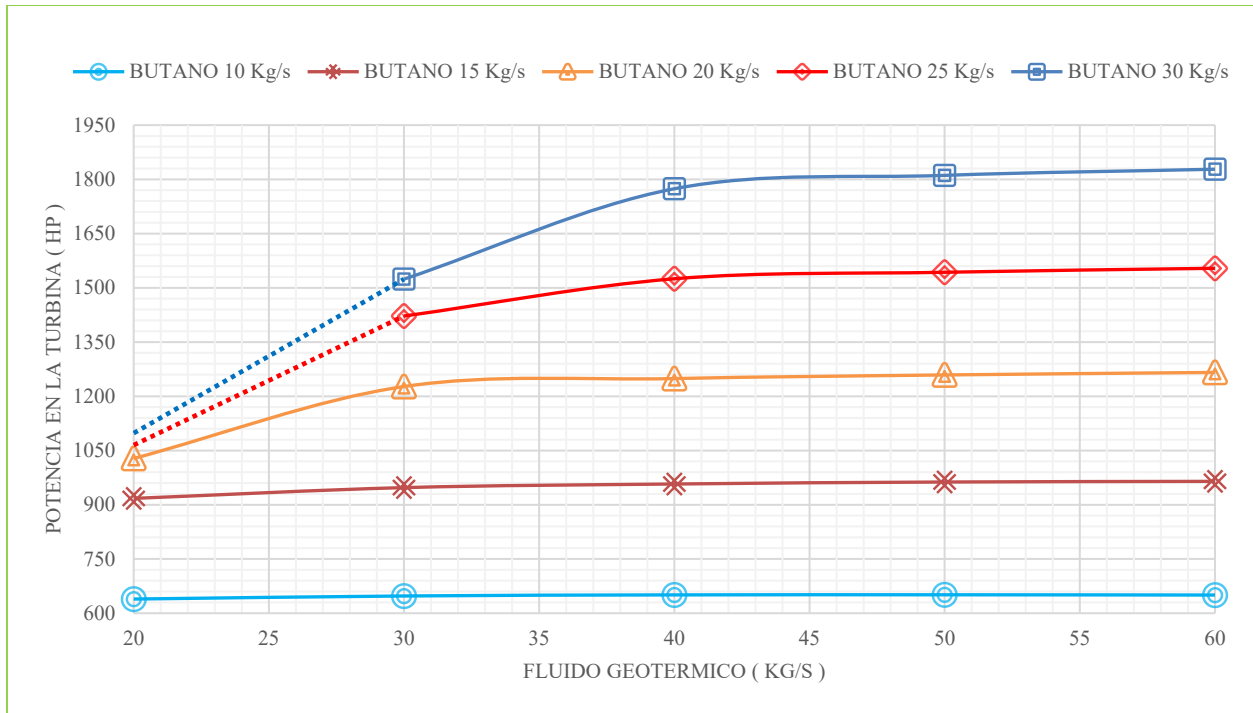


Figura 17. Sensibilidad \dot{m}_{ft} butano a una T_{geo} de 120 °C.

En las figuras 18 y 19 la potencia esta como función del flujo másico del fluido geotérmico y el R134a, las líneas discontinuas representan un rango en el que no es posible operar el ciclo dado que el intercambio de calor entre los dos fluidos no es suficiente para que el fluido de trabajo llegue a su fase de vapor saturado y pueda realizar un trabajo en la turbina.

El refrigerante R134a trabaja en el rango de 20-60 kg/s de fluido geotérmico, en tal caso puede ser empleado en proyectos donde el caudal del agua de producción sea bajo. La potencia generada incrementa al incrementar el flujo másico del R134A, pero el cambio en la potencia es indiferente al incremento en el flujo másico del fluido geotérmico.

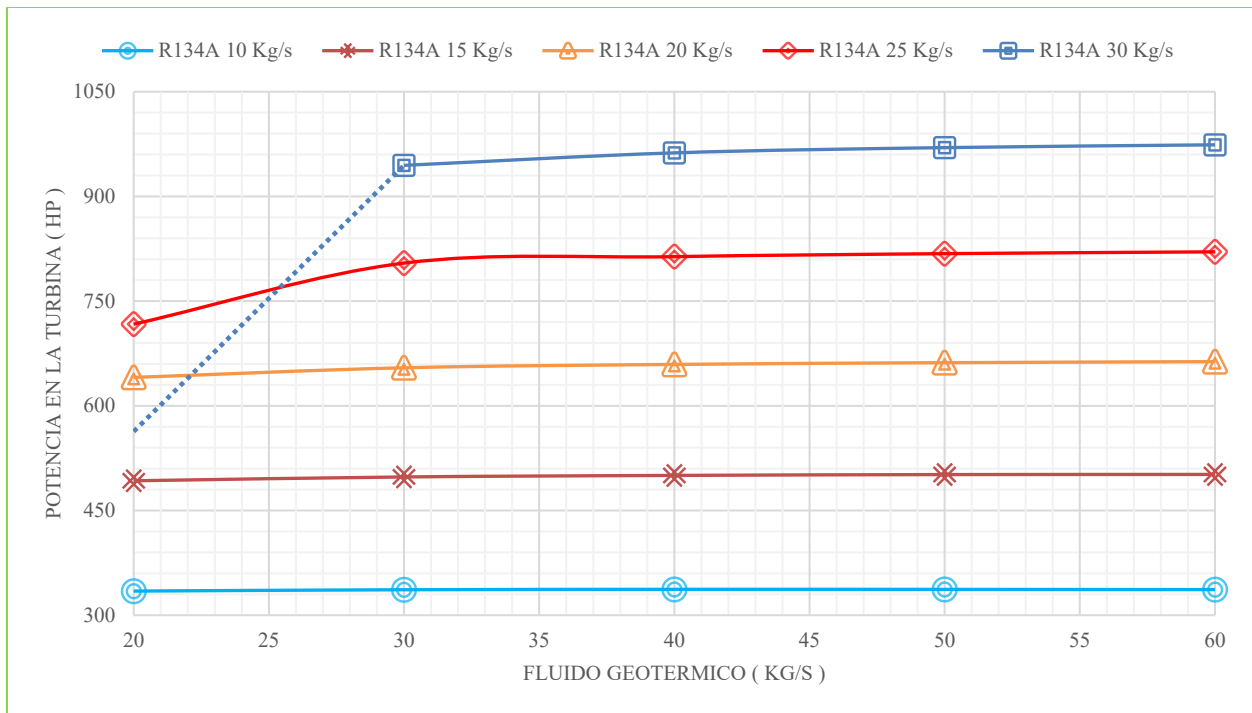


Figura 18. Sensibilidad \dot{m}_{ft} R134A a una T_{geo} de 70 °C.

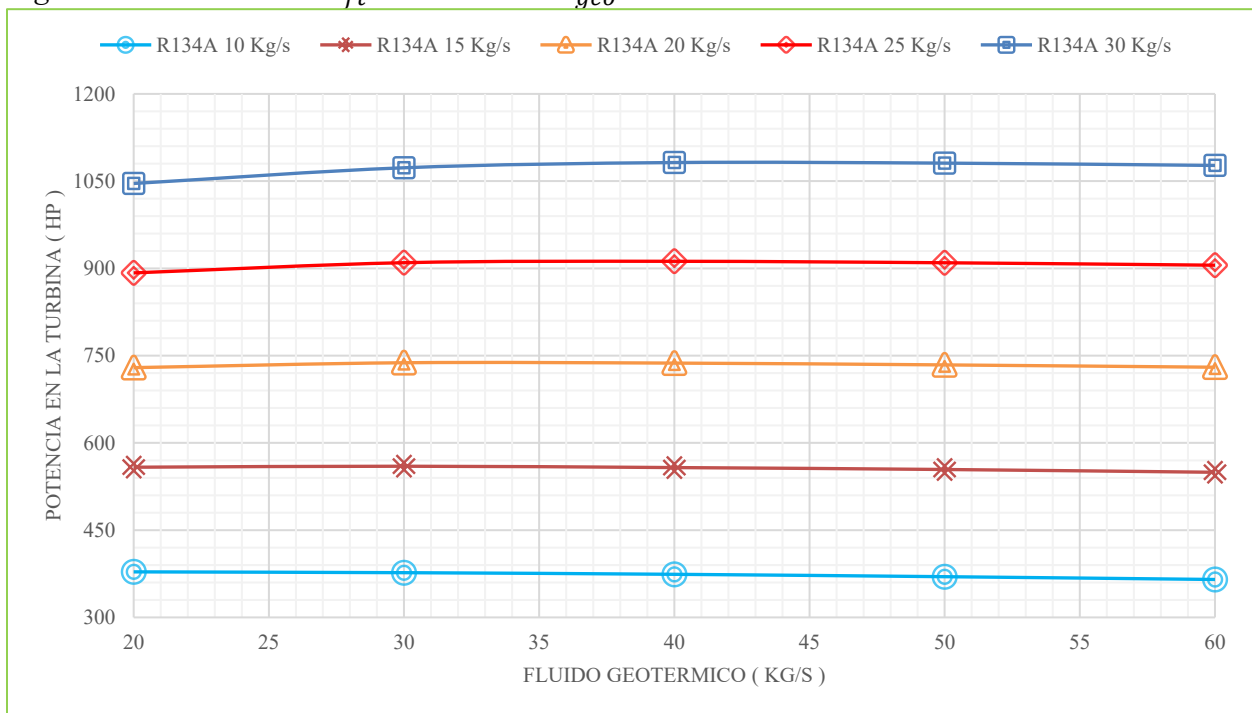


Figura 19. Sensibilidad \dot{m}_{ft} R134A a una T_{geo} de 120 °C

3.3.2 Sensibilidad Temperatura. La temperatura es el parámetro crítico a evaluar ya que ésta es la propiedad fundamental del recurso geotérmico e indirectamente habla de la cantidad de entalpía que puede ceder al ciclo, en las figuras 20, 21 y 22 se observa el comportamiento de la potencia generada en la turbina cuando la temperatura del fluido geotérmico incrementa de 70 °C a 120 °C, la lectura se realiza a diferentes caudales de fluido geotérmico. El análisis se realizó para cada fluido de trabajo a un flujo másico de 25 kg/s.

El comportamiento del propano se describe en la figura 20, a medida que se aumenta la temperatura del fluido geotérmico, aumenta significativamente la potencia generada en la turbina, sin embargo, se evidencia que solo el incremento de flujo masico de 30 kg/s a 40 kg/s de fluido geotérmico genera un incremento sustancial en la potencia.

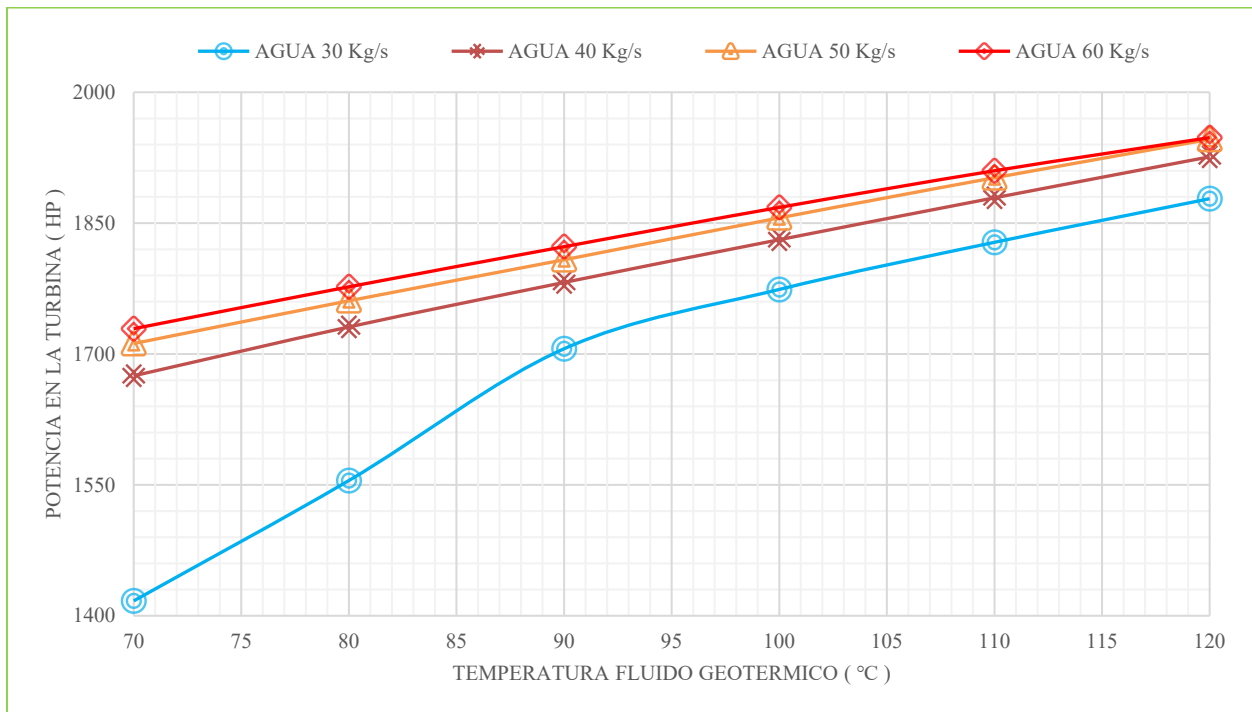


Figura 20. $\dot{W}_{Turbina}$ vs T_{geo} para valores diferentes de \dot{m}_{geo} a 25 Kg/s de Propano.

El butano es un fluido que presenta limitaciones respecto a la temperatura y cantidad de flujo del recurso geotérmico en la figura 21 las líneas punteadas representan un rango donde la entalpía necesaria para llevar el butano por encima de su fase de vapor saturado no es suficiente. Fue necesario trabajar con un flujo másico por encima de 40kg/s dado que un flujo másico inferior de fluido geotérmico es ineficiente en la transferencia de calor necesaria para que el ciclo trabaje, adicional se destaca que el flujo de 60 kg/s es el único que opera en el rango de temperaturas 70 °C a 120 °C y produce la mayor cantidad de potencia.

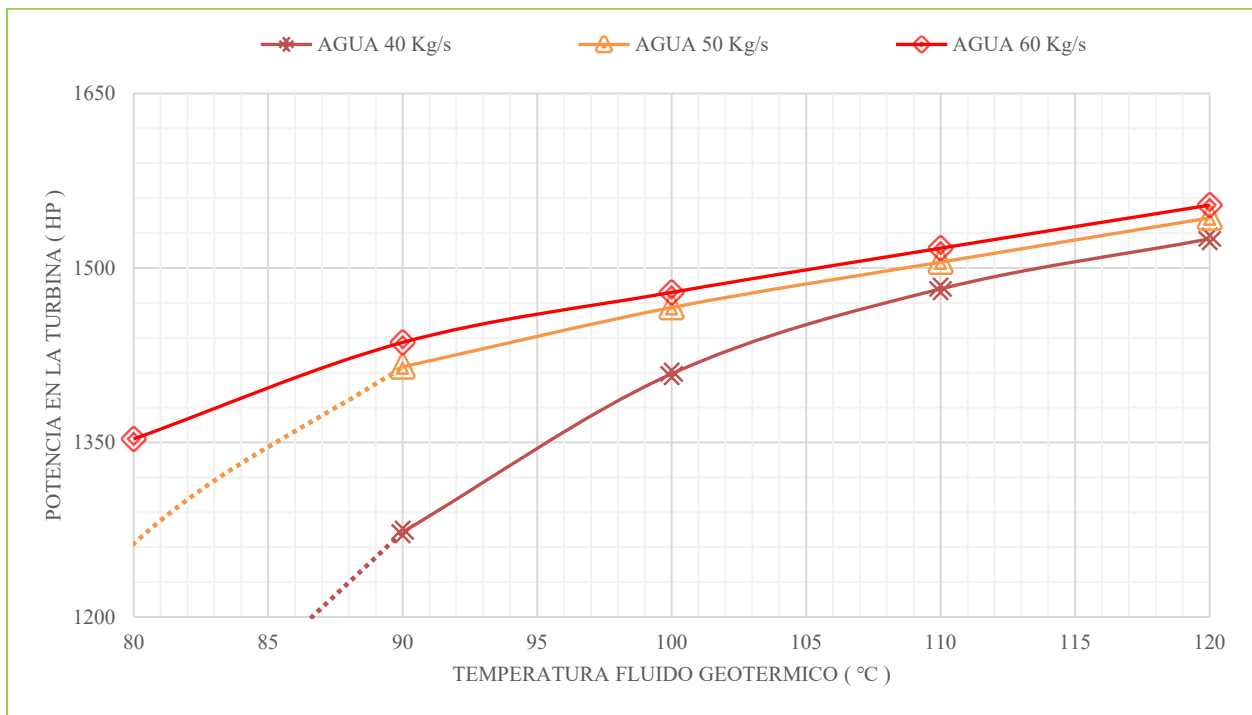


Figura 21. $\dot{W}_{Turbina}$ vs T_{geo} para valores diferentes de \dot{m}_{geo} a 25 Kg/s de Butano.

El R134a presenta un excelente comportamiento en las condiciones evaluadas como se observa en la figura 22 La potencia que la turbina genera se ve muy levemente afectada por los cambios en el flujo másico del agua de producción por el contrario el incremento de temperatura en el fluido

geotérmico afecta favorablemente la generación de potencia. Además, al aumentar la diferencia entre la proporción del flujo másico del agua y el refrigerante el sistema de transferencia de calor pierde eficiencia y así misma potencia generada en la turbina como se observa en las líneas que representan 60 kg/s y 50 Kg/s.

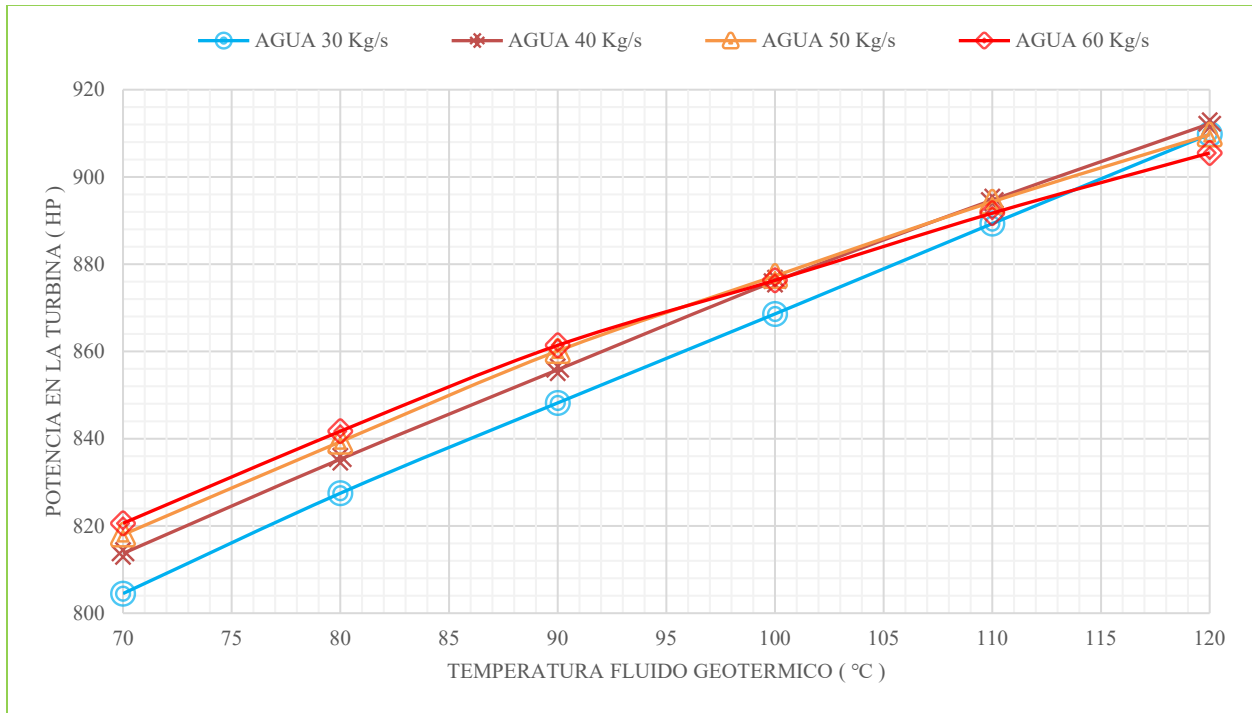


Figura 22. $\dot{W}_{Turbina}$ vs T_{geo} para valores diferentes de \dot{m}_{geo} a 25 Kg/s de R134a.

3.4 Desarrollo del ORC en el Campo EIP

Para los tres pozos productores de este campo se empleó la siguiente metodología con el objeto de entregar la máxima potencia que pueda generar cada pozo.

1. Estimación del potencial del pozo; se utilizaron las figuras 20, 21 y 22 donde se determina la potencia condicional en la turbina a la temperatura y flujo másico del fluido geotérmico a una

condición de 25 kg/s de fluido orgánico, de esta manera se puede estimar un potencial de generación para cada pozo.

2. Determinar el flujo de fluido orgánico óptimo; Usando las figuras 15, 16, 17, 18 y 19 se determina el flujo másico de fluido orgánico que genera mayor potencia y por lo tanto el más eficiente.

3. Corregir la cantidad de potencia generada en la turbina; con la selección del fluido y el flujo de fluido orgánico óptimo en el punto anterior se determina la potencia real producida en la turbina por cada pozo.

3.4.1 Desarrollo del ORC en el pozo EIP-1. El pozo EIP-1 tiene la tasa de fluido geotérmico más alta en el campo, sin embargo, es quien tiene la temperatura más baja. En la tabla 10 se ubican los valores correspondientes a el fluido geotérmico del pozo EIP-1.

Tabla 10.

Datos fluido geotérmico Pozo EIP-1.

Temperatura (°C)	Tasa de Fluido (bfpd)	Flujo másico (Kg/s)
80	27230	50

Para estimar el potencial aproximado se realizó la figura 23, que es una recopilación de datos leídos en la figura 20, 21 y 22 para los datos del pozo EIP-1; el propano es el fluido que mayor potencia genera con 1761 Hp, El butano no trabaja para estas condiciones y el R134a produce una potencia de 839 Hp; por lo tanto el potencial aproximado de este pozo es de 1761 Hp.

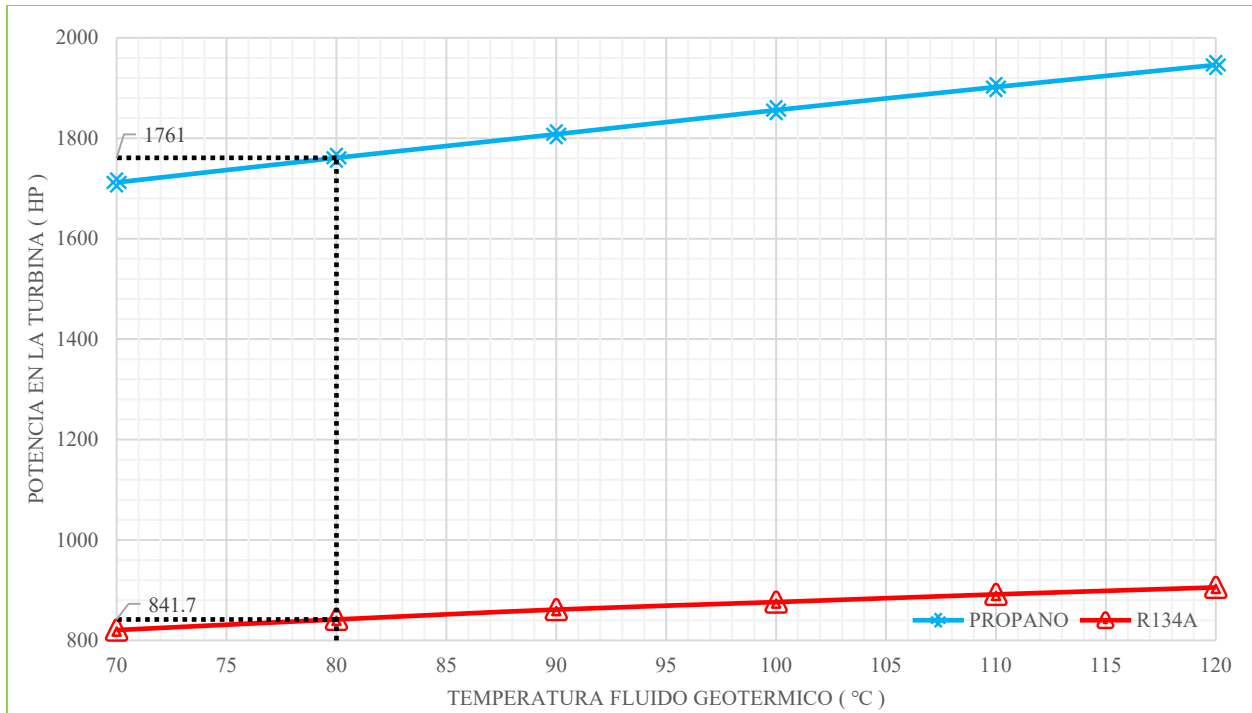


Figura 23. Estimación del potencial aproximado Pozo EIP-1

Una vez determinado el potencial aproximado del pozo, el propano resulta ser el fluido más competente por ello se determina cual es el caudal que permita que el ciclo funcione de la manera más eficiente, se usó la figura 15 y 16 donde se encontró como resultado un flujo óptimo de 30 Kg/s.

La figura 24 contiene la corrección de potencia real generada por la turbina a las condiciones que permiten que el ORC en el pozo EIP-1 trabaje de la manera más eficiente. La potencia real generada para el pozo EIP-1 es de 2050 Hp equivalentes a 1530,5 Kw.

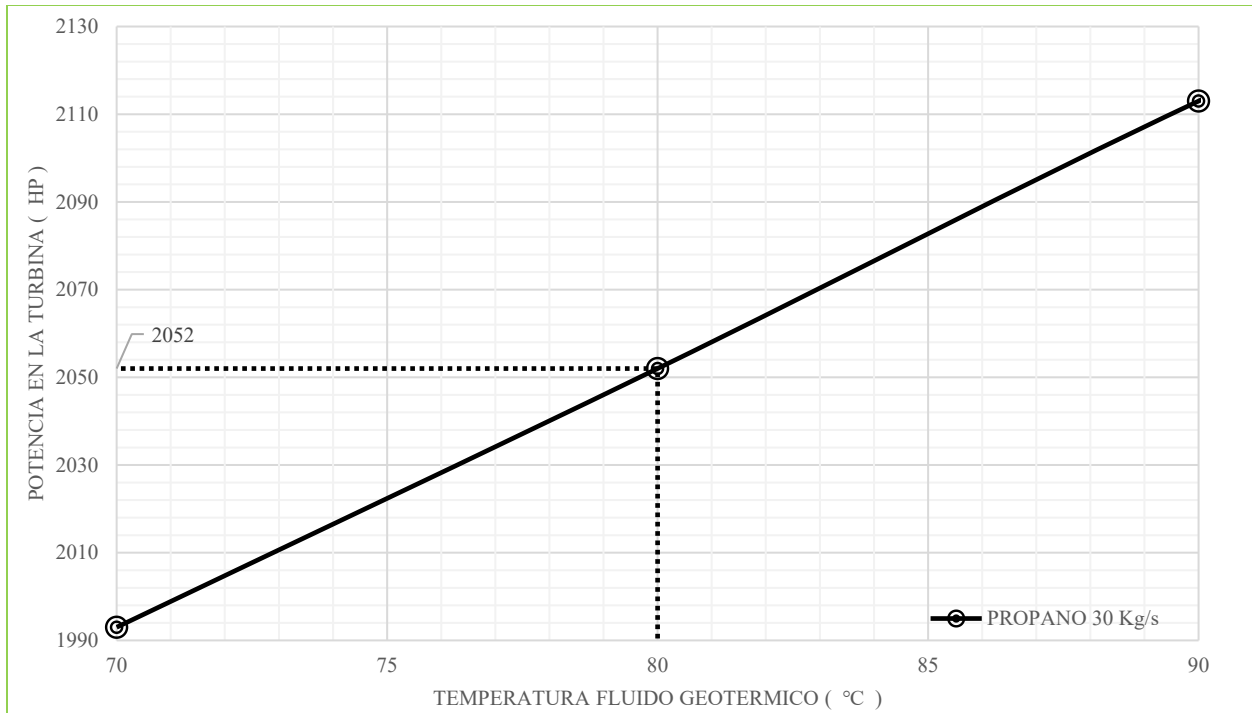


Figura 24. Corrección del potencial real generado en el pozo EIP-1

3.4.2 Desarrollo del ORC en el Pozo EIP-2. El pozo EIP-2 tiene valores intermedios respecto a los otros 2 pozos en estudio, en la tabla 11. se ubican los valores correspondientes a el fluido geotérmico del pozo EIP-2.

Tabla 11.

Datos fluido geotérmico Pozo EIP-2.

Temperatura (°C)	Tasa de Fluido (bfpd)	Flujo masico (Kg/s)
95	22193.82	40

Para estimar el potencial aproximado se realizó la figura 25 que es una recopilación leída en la figura 20, 21 y 22 para los datos del pozo EIP-2; el propano es el fluido que mayor potencia genera

con 1807 Hp, El butano 1336 Hp y el R134a 865,96 Hp; por lo tanto el potencial aproximado de este pozo es de 1807 Hp.

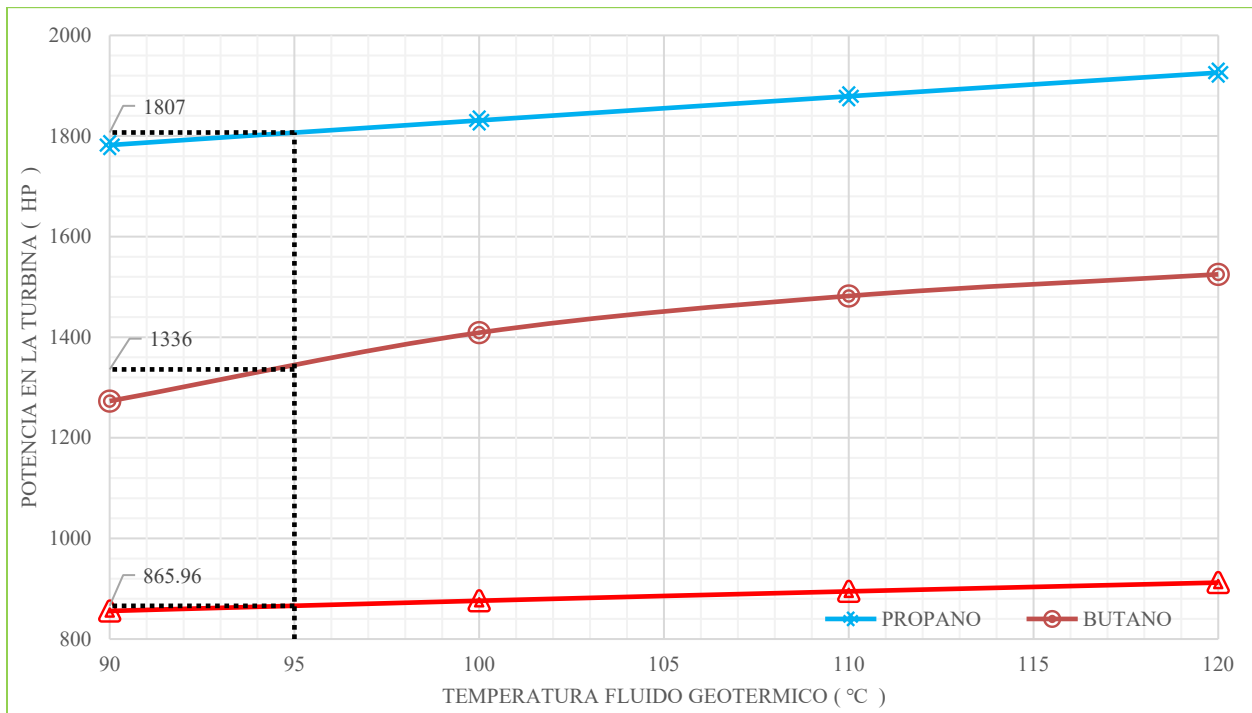


Figura 25. Estimación del potencial aproximado pozo EIP-2

Una vez determinado el potencial aproximado del pozo, el propano resulta ser el fluido más competente por ello se determina cuál es el caudal que permita que el ciclo funcione de la manera más eficiente, se usó la figura 15 y 16 donde se encontró como resultado un flujo óptimo de 30 Kg/s.

En la figura 26 se encuentra la corrección de potencia real generada por la turbina a las condiciones que permiten que el ORC en el pozo EIP-2 trabaje de la manera más eficiente. La potencia real generada para el pozo EIP-2 es de 2097 Hp equivalentes a 1563,5 Kw.

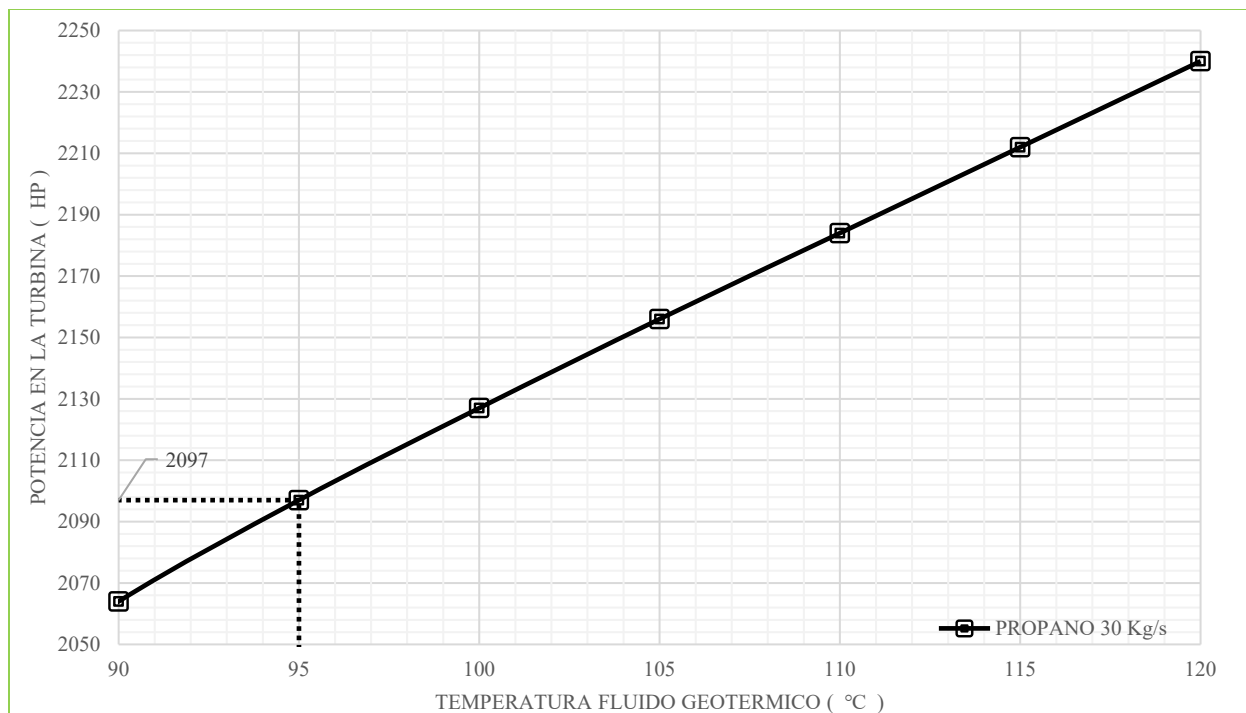


Figura 26. Corrección del potencial real generado en el pozo EIP-2

3.4.3 Desarrollo del ORC en el Pozo EIP-3. El pozo EIP 3 tiene una baja tasa de fluido geotérmico, sin embargo, es quien tiene la temperatura más alta en el campo, en la tabla 12 se ubican los valores correspondientes a el fluido geotérmico del pozo EIP-3.

Tabla 12.

Datos fluido geotérmico pozo EIP-3.

Temperatura (°C)	Tasa de Fluido (bfpd)	Flujo masico (Kg/s)
120	16748,5	30

Para estimar el potencial aproximado se realizó la figura 27 que es una recopilación de los datos leídos en la figura 20, 21 y 22 para los datos del pozo EIP-3; el propano es el fluido que mayor potencia genera con 1878 Hp, El butano 1422 Hp pero presenta limitaciones si la temperatura llega

a descender por debajo de 110 °C y el R134a 909.8 Hp; por lo tanto el potencial aproximado de este pozo es de 1878 Hp.

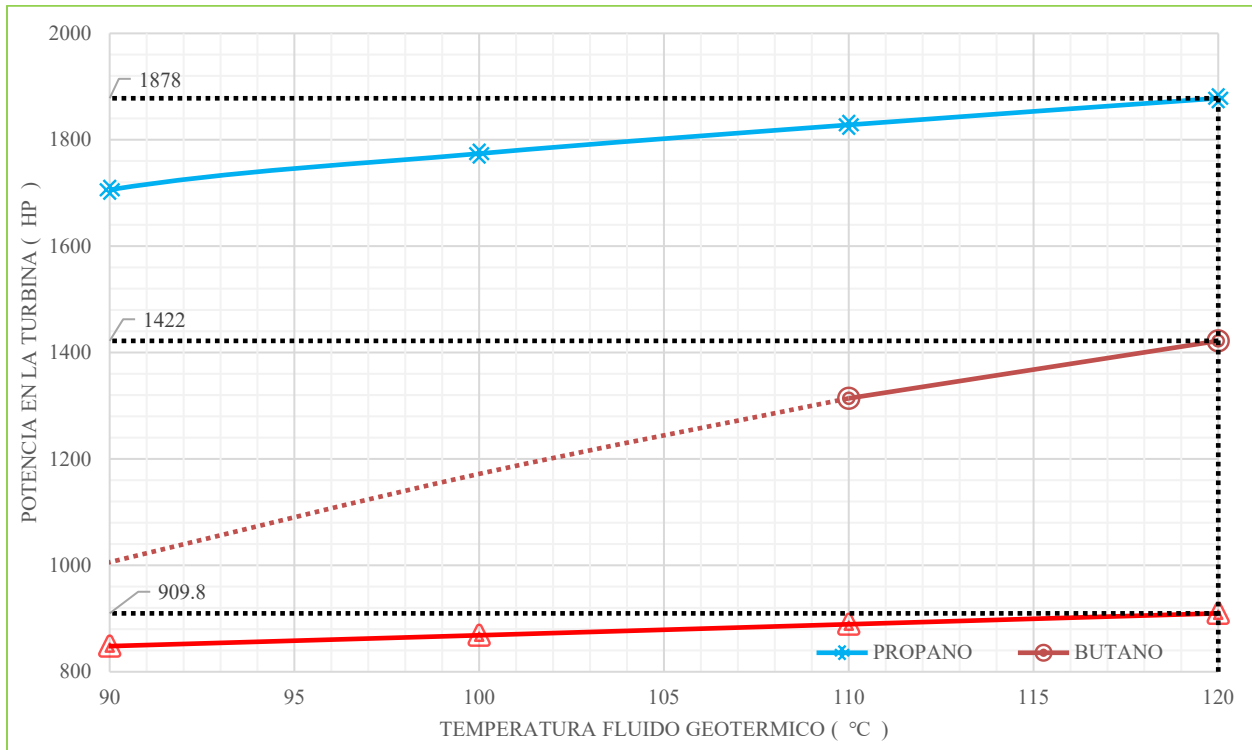


Figura 27. Estimación del potencial aproximado pozo EIP-3

Una vez determinado el potencial aproximado del pozo, el propano resulto ser el fluido más competente por ello se determina cual es el caudal que permita que el ciclo funcione de la manera más eficiente, se usó la figura 16 donde se encontró como resultado un Flujo óptimo de 25 Kg/s.

Para este caso no es necesario realizar corrección de la potencia real generada por la turbina, ya que el flujo másico óptimo es el mismo que se consideró para realizar la figura 20 en la simulación de sensibilidad de temperatura del caso de estudio. La potencia real generada por la turbina a las condiciones que permiten que el ORC en el pozo EIP-3 trabaje de la manera más eficiente es de 1878 Hp equivalentes a 1400,7 Kw.

4. Análisis Económico

En este capítulo se analiza la viabilidad económica de implementar el módulo ORC descrito en el capítulo anterior, se describen las ganancias y egresos contemplados en los flujos de caja para cada pozo con el fin de obtener la rentabilidad económica del proyecto en un periodo de tiempo de 8 años.

4.1 Análisis económico del ORC en el campo EIP

Para determinar el TIR se establecen los flujos de caja del proyecto, en este caso los ingresos corresponden a los dólares obtenidos al vender la energía eléctrica al precio de compra de las empresas de energía, este valor corresponde a 0.061 USD por Kwh a junio de 2019 y a la venta de bonos de carbono. Por el contrario, los egresos corresponderán a los Kwh/anuales consumidos por la bomba y los costos de mantenimiento de la unidad de ORC por año.

4.1.1 Costos de mantenimiento. Turboden, es una empresa líder a nivel mundial en fabricación de módulos ORC. Esta empresa estima que los costos estándar de mantenimiento para sus unidades de generación de 1MW oscilan desde 8273 USD/año hasta 41200 USD/año dependiendo de la modalidad de mantenimiento, ya sea preventivo o preventivo y corrosivo, también aclara que para sus unidades los mantenimientos se realizan de 2 a 4 días por año y cada cinco años se realiza un mantenimiento con un valor equivalente a 40000 USD, por tal motivo se asume un costo de mantenimiento para la unidad ORC implementada en el campo EIP de 35000 USD/año considerando que los fluidos de producción son altamente corrosivos. Las plantas ORC son equipos totalmente automatizados y por lo tanto no requieren mano de obra en su operación para

el caso del campo EIP en los costos de mantenimiento está incluido el salario de los operarios de mantenimiento.

4.1.2 Consumo de energía en la bomba. La bomba del módulo es la encargada de elevar la presión del fluido de trabajo de 14.7 psia a 50 psia para su respectiva entrada al intercambiador de calor, En la Tabla 13 se encuentra el consumo de energía de la bomba, esta requiere 22.45 HP o 401.8 Kwh/día, y opera 361 días del año dado que durante cuatro días del año fiscal el ciclo se encuentra en mantenimiento.

Tabla 13.

Consumo de energía por la bomba.

Equipo	Energía requerida (Kwh/día)	Operación anual (días)	Precio (USD/Kwh)	Total (USD/año)
Bomba	401.8	361	0.084	12184.18

En total los gastos anuales son 47184.18 USD/año que corresponde a la suma del costo de la energía requerida en la bomba anualmente y el costo de mantenimiento del módulo ORC.

4.1.3 Inversión inicial. Los costos iniciales de un proyecto geotérmico dependen fundamentalmente del costo de instalación del Ciclo Orgánico de Rankine, en la Tabla 14 se encuentran tres compañías reconocidas a nivel mundial por la fabricación e instalación de módulos ORC con sus respectivos costos de instalación según la capacidad de generación de la planta.

Tabla 14.

Cotización del módulo ORC por capacidad instalada FOB.

Compañía	Capacidad de instalación	Costo de instalación FOB (USD/Kw)
ORMAT (Israel-EEUU)	250 Kw - 20 Mw	3000-4000
TURBODEN (Italia-EEUU)	400 Kw - 2 Mw	950-1900
Pratt & Withney (EEUU)	280 Kw - 400 Kw	1340

La compañía que tiene capacidad de instalación más cercana a la que requieren los pozos del campo EIP es TURBODEN, por esto el costo de instalación del módulo ORC para este campo es de 1900 USD/Kw instalado. Con esta premisa en la Tabla 15 se calcula el costo de instalación para cada pozo. El costo por transporte del módulo ORC desde puerto hasta el campo EIP es de 2500 USD.

Tabla 15.

Costos de instalación por potencia generada de cada pozo.

Pozo	Potencia generada (Kw)	Costo de instalación (USD)
EIP - 1	1530.5	2907950
EIP - 2	1563.5	2970650
EIP - 3	1400.7	2661330

4.1.4 Ingresos generados por el ORC. Se calculan los ingresos correspondientes a la energía generada por cada pozo del campo. Para este análisis se establece un factor de capacidad neta de 85,5 % para el módulo, teniendo en cuenta que este factor se encuentra entre 70% a 90% para las plantas geotérmicas (Gifford & Grace, 2013).

La tabla 16 contiene la producción en Kwh/año de cada pozo y la estimación de ingresos anuales por venta en energía eléctrica procedente del Campo EIP.

Tabla 16.

Cálculo de ingresos del ORC por pozo.

Pozo	Energía generada neta (Kwh/día)	Energía generada 85.5% (Kwh/día)	días en operación	Costo de venta COP/Kwh (Jun 2019)	Proyección Ganancia (USD/año)
EIP-1	36732	31405.86	361	208.85	691588.44
EIP-2	37524	32083.02	361	208.85	706500.18
EIP-3	33617	28742.535	361	208.85	632939.36

Esta proyección se fundamenta en la venta de la energía generada al precio de compra establecido por las entidades como Empresas Públicas de Medellín (EPM), si por el contrario el campo decide usar esta energía para consumo propio los cálculos se realizan alrededor de la disminución del consumo eléctrico del campo, enfatizando que las empresas de energía en Colombia tienen una tarifa industrial y comercial de venta de energía eléctrica de 531.03 COP/Kwh.

4.1.5 Evaluación de rentabilidad. La factibilidad económica de implementar energía geotérmica de baja entalpía en el campo EIP se evalúa en base a la tasa interna de retorno de la inversión realizada. En la tabla 17, 18 y 19 se muestran los flujos de caja, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno que para cada pozo del campo EIP además se incluye la ganancia asociada a la venta de bonos de carbono ya que este proyecto no genera emisiones de CO₂, el precio que se ha asumido para estos bonos es de 4 dólares por tonelada de CO₂ dado que el impuesto al carbono

Tabla 18.

Cálculo del TIR y el VAN para el pozo EIP-2.

						TIR	17.52%			
						VAN (USD)		\$880,820.4		
Periodo	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	
Costo del módulo ORC FOB (USD)	2970650									
Costo de transporte del puerto al campo EIP (USD)	2500									
Precio de venta bono de carbono Colombia (USD)		4.00	4.07	4.14	4.21	4.28	4.35	4.43	4.50	
Precio de venta Kwh (USD/Kwh)		0.061	0.062	0.063	0.064	0.065	0.066	0.067	0.069	
Energía generada por el pozo EIP-2 (kwh/año)		11581970	11581970	11581970	11581970	11581970	11581970	11581970	11581970	
Ganancia por venta de energía generada EIP-2 (USD/año)		706500	718511	730725	743148	755781	768629	781696	794985	
Ingresos incrementales por bonos de CO2 EIP-2 (USD)		22376	22757	23144	23537	23937	24344	24758	25179	
Ganancias totales Anuales EIP-2		728877	741267	753869	766685	779718	792974	806454	820164	
Costo de mantenimiento de la unidad ORC (USD/año)		35000	35000	35000	35000	40000	35000	35000	35000	
Costo de la energía requerida por la bomba (USD/año)		8848	8998	9151	9307	9465	9626	9790	9956	
Egresos totales Anuales EIP-2		43848	43998	44151	44307	49465	44626	44790	44956	
Flujos de fondo EIP-2	-2973150	685029	697269	709718	722378	730253	748347	761664	775208	
precio venta bono de carbono 2019 (USD)	4.00									
Inflación del dólar	1.70%									
Depreciación lineal en año fiscal	10%									

Tabla 19.

Cálculo del TIR y el VAN para el pozo EIP-3.

						TIR	17.29%			
						VAN (USD)		\$763,926.2		
Periodo	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	
Costo del módulo ORC FOB (USD)	2661330									
Costo de transporte del puerto al campo EIP (USD)	2500									
Precio de venta bono de carbono Colombia (USD)		4.00	4.07	4.14	4.21	4.28	4.35	4.43	4.50	
Precio de venta Kwh (USD/Kwh)		0.061	0.062	0.063	0.064	0.065	0.066	0.067	0.069	
Energía generada por el pozo EIP-3 (kwh/año)		10376055	10376055	10376055	10376055	10376055	10376055	10376055	10376055	
Ganancia por venta de energía generada EIP-3 (USD/año)		632939	643699	654642	665771	677089	688600	700306	712211	
Ingresos incrementales por bonos de CO2 EIP-3 (USD)		20047	20387	20734	21086	21445	21809	22180	22557	

Ganancias totales Anuales EIP-3		652986	664087	675376	686858	698534	710409	722486	734768
Costo de mantenimiento de la unidad ORC (USD/año)		35000	35000	35000	35000	40000	35000	35000	35000
Costo de la energía requerida por la bomba (USD/año)		8848	8998	9151	9307	9465	9626	9790	9956
Egresos totales Anuales EIP-3		43848	43998	44151	44307	49465	44626	44790	44956
Flujos de fondo EIP-3		-2663830	609138	620088	631225	649069	665783	677696	689812
precio venta bono de carbono 2019 (USD)	4.00								
Inflación del dólar	1.70%								
Depreciación lineal en año fiscal	10%								

Los beneficios económicos estipulados en la ley 1715 de 2014, fueron tomados en cuenta para la realización de este análisis económico, de ahí que no se han incluido los costos de aranceles y el impuesto al valor agregado (IVA).

5. Discusión de Resultados

El análisis fue desarrollado en el campo EIP que es una creación realizada con el fin de asemejar las propiedades de un campo real, este campo está localizado en la cuenca de los Llanos Orientales que cuenta con un gran potencial geotérmico, los pozos objetos de este estudio fueron EIP-1, EIP-2 y EIP-3, las características principales de cada pozo se encuentran en el capítulo 3 en el cual se realizó el proceso y simulación que llevaron a demostrar que el proyecto era técnicamente viable.

Los análisis de sensibilidad realizados al flujo másico en las figuras 16, 17, 18 y 19 se encontró que se debe garantizar una proporcionalidad aproximada de 1:2 de flujo másico de fluido de trabajo con el flujo másico de fluido geotérmico para garantizar el funcionamiento del ciclo ORC, en otras palabras, un incremento en el flujo másico de fluido geotérmico permite incrementar el flujo másico del fluido de trabajo siendo este el que incrementa la potencia que se genera en el ciclo.

Las Figura 20, 21 y 22 demostraron que la temperatura del fluido geotérmico es el parámetro determinante en el funcionamiento y eficiencia del ciclo y que contribuye significativamente en el incremento de la potencia generada en la turbina, contar con recursos geotérmicos en el rango de 95 °C a 120° C contribuyó en la favorabilidad de la viabilidad técnica y económica del proyecto.

Los 3 fluidos orgánicos que se estudian son el resultado de la recopilación bibliográfica registrada en el capítulo 2, de los cuales el propano resulta ser el fluido más eficiente al generar un rango de potencia aproximada en la turbina de 711 Hp a 2292 Hp de acuerdo con las condiciones establecidas para la simulación. Mientras que el butano es el fluido con mayor limitación para su uso y el R134a muestra gran estabilidad y funcionamiento a pesar de ser el fluido que menos potencia genera.

El desarrollo del análisis económico del campo EIP da como respuesta que es viable implementar geotermia de baja entalpía y concluye que la mayor tasa de retorno corresponde al pozo EIP-2 con 17,52 % quien fue el que más energía genera en el análisis técnico a pesar de tener una temperatura intermedia, pero esto se debe a que el caudal másico del fluido geotérmico es más amplio que el del pozo EIP-3 y por ende permite el uso de un caudal másico superior para el fluido de trabajo lo que conlleva a un incremento en potencia generada debido al incremento en el flujo masico y no en la temperatura.

Una de las grandes ventajas de esta tecnología es su automatización lo que disminuye considerablemente los gastos anuales del módulo; el TIR del proyecto puede incrementarse al desarrollar el módulo con una empresa que ofrezca un costo de instalación inferior al implementado en el campo EIP.

En este tipo de proyectos puede considerarse una mejora de las condiciones iniciales establecidas si se gestiona el aprovechamiento del calor generado por otros equipos de la localidad

petrolera con el fin de aumentar la entalpía del agua de producción antes de su entrada al intercambiador de calor.

El análisis económico se realizó con capital propio del Campo EIP, pero el desarrollo de este tipo de energías renovables no convencionales puede ser apalancada por el gobierno o inversionistas externos mejorando la rentabilidad del proyecto y también la escala a la cual se puede realizar, se recomienda para próximas investigaciones el estudio de rentabilidad económica para proyectos de suministro de energía eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovable para las poblaciones no interconectadas a la red nacional en Colombia.

Las trazas de hidrocarburos y contaminantes presentes en el agua de producción no se tuvieron en cuenta para el análisis, sin embargo, estos parámetros pueden disminuir la vida útil del proyecto y su eficiencia. Se recomienda incluir estos parámetros en una próxima investigación.

La implementación del proyecto se realizó en pozos que se encuentran en etapa de producción por lo tanto como se estudió en el capítulo 2 la exploración, perforación y desarrollo del yacimiento geotérmico son etapas preexistentes de las cuales se tiene información detallada sobre sus características por lo tanto no es necesario incurrir en nuevos estudios en esta área a la hora de evaluar la viabilidad técnica.

6. Conclusiones

Con este estudio se puede concluir que un pozo de un campo petrolero que en su agua de producción tenga características similares a las mencionadas en los pozos de este caso de estudio, será viable técnica y económicamente para la generación de energía eléctrica a partir de este fluido geotermal de baja entalpía.

Con los análisis realizados en este trabajo se puede inferir que la industria petrolera colombiana tiene una oportunidad única de transformar positivamente el entorno ambiental y social en el que se encuentra, aportando de manera directa en la disminución de los gases de efecto invernadero mediante la venta de bonos de carbono y con la posibilidad de entregar energía eléctrica sinónimo de desarrollo a las zonas del país que no cuentan con una conexión a la red nacional de energía o disminuir los costos de energía consumida por el campo.

La temperatura es el factor más importante al evaluar la viabilidad técnica de un proyecto de energía geotérmica de baja entalpía, sin embargo, otros factores en la configuración del ORC puede aumentar la eficiencia del ciclo como lo es la elección adecuada del fluido de trabajo y los parámetros de diseño del intercambiador de calor y la turbina.

Con los resultados del TIR y VAN se llega a la conclusión que la implementación de energía geotérmica de baja entalpía para el campo petrolero EIP es factible y viable económicamente aun cuando es el campo quien asume todo el capital de inversión del proyecto.

En los proyectos convencionales de energía geotérmica el mayor efecto en el riesgo está en la etapa de exploración y perforación, pero para los proyectos de cogeneración de energía eléctrica en campos petroleros el mayor efecto sobre el riesgo proviene de la tarifa del KWh, dado que es el parámetro más sensible en el análisis económico de este proyecto, debido a que el precio de

compra de la energía eléctrica en Colombia está altamente influenciado por los fenómenos climáticos de la región.

7. Recomendaciones

Las trazas de hidrocarburos y contaminantes presentes en el agua de producción no se tuvieron en cuenta para el análisis, sin embargo, estos parámetros pueden disminuir la vida útil del proyecto y su eficiencia. Se recomienda incluir estos parámetros en una próxima investigación.

En este tipo de proyectos puede considerarse una mejora de las condiciones iniciales establecidas si se gestiona el aprovechamiento del calor generado por otros equipos de la localidad petrolera con el fin de aumentar la entalpía del agua de producción antes de su entrada al intercambiador de calor.

El análisis económico se realizó con capital propio del Campo EIP, pero el desarrollo de este tipo de energías renovables no convencionales puede ser apalancada por el gobierno o inversionistas externos mejorando la rentabilidad del proyecto y también la escala a la cual se puede realizar, se recomienda para próximas investigaciones el estudio de rentabilidad económica para proyectos de suministro de energía eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovable para las poblaciones no interconectadas a la red nacional en Colombia

Lista de referencias

- Alfaro, C., Alvarado, I., Quintero, W., Vargas, C., & Briceño, L. A. (2009). *MAPA PRELIMINAR DE GRADIENTES GEOTÉRMICOS DE COLOMBIA*. 34.
- Aqylon. (2019). Recuperado 13 de enero de 2019, de <http://www.aqylon.com/>
- Barber-Nichols. (2018). Recuperado 13 de febrero de 2019, de <https://www.barber-nichols.com/>
- Barbier, E. (2002). Geothermal energy technology and current status: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(1-2), 3-65. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00002-3](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00002-3)
- Blodgett Leslie. (2010, septiembre 7). Oil and Gas Coproduction Expands Geothermal Power Possibilities. Recuperado 14 de febrero de 2019, de Renewableenergyworld website: <https://www.renewableenergyworld.com/articles/2010/07/oil-and-gas-coproduction-expands-geothermal-power-possibilities.html>
- Congreso de la República de Colombia. *Ley 1715*. , Pub. L. No. 1715, 29 (2014).
- Cross, J., Freeman, J., & Technologies, N. W. (2008). *2008 Geothermal Technologies Market Report*. 46.
- DiPippo, R. (1991). Geothermal energy Electricity generation and environmental impact. *Energy Policy*, 19(8), 798-807. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(91\)90050-X](https://doi.org/10.1016/0301-4215(91)90050-X)
- DiPippo, R. (2016). Chapter 8—Binary Cycle Power Plants. En R. DiPippo (Ed.), *Geothermal Power Plants (Fourth Edition)* (Fourth Edition, pp. 193-239). <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100879-9.00008-2>
- DOE. (2018). Geothermal FAQs. Recuperado 14 de febrero de 2019, de Energy.gov website: <https://www.energy.gov/eere/geothermal/geothermal-faqs>

- Dykstra, H., & Parsons, R.L. (1950). *He Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil in The United States*. New York City.
- EIA. (2016). *International Energy Outlook 2016*. 290.
- Electratherm. (2018). Recuperado 13 de febrero de 2019, de <https://electratherm.com/>
- Franco, A., & Villani, M. (2009). Optimal design of binary cycle power plants for water-dominated, medium-temperature geothermal fields. *Geothermics*, 38(4), 379-391. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2009.08.001>
- Freepower. (2018). Recuperado 13 de febrero de 2019, de <http://www.freepower.co.uk/>
- Gifford, J. S., & Grace, R. C. (2013). *CREST Cost of Renewable Energy Spreadsheet Tool: A Model for Developing Cost-Based Incentives in the United States; User Manual Version 4, August 2009 - March 2011 (Updated July 2013)* (N.º NREL/SR-6A20-50374, 1010865). <https://doi.org/10.2172/1010865>
- Gmk. (2018). Recuperado 13 de febrero de 2019, de Gmk website: <http://www.gmk.info/>
- Infinity Turbine. (2018). Recuperado 13 de febrero de 2019, de Infinity Turbine LLC website: <https://infinityturbine.com/>
- IPCC. (2012). Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. *Choice Reviews Online*, 49(11), 49-6309-49-6309. <https://doi.org/10.5860/CHOICE.49-6309>
- IRENA. (2014). *Renewable Power Generation Costs in 2014*. 164.
- IRENA. (2017). *Geothermal power: Technology brief*. 28.
- IRENA. (2018). Renewable Power Generation Costs in 2017. *International Renewable Energy Agency*, 160.

- Kagel, A., Bates, D., & Gawell, K. (2005). *A guide to geothermal energy and the environment* (N.º None). <https://doi.org/10.2172/897425>
- Kubik, M., & Wilcox, G. (2006). The Future of Geothermal Energy. *Massachusetts Institute of Technology*, 372.
- Maizza, V., & Maizza, A. (1996). Working fluids in non-steady flows for waste energy recovery systems. *Applied Thermal Engineering*, 16(7), 579-590. [https://doi.org/10.1016/1359-4311\(95\)00044-5](https://doi.org/10.1016/1359-4311(95)00044-5)
- Mary H. Dickson, & Mario Fanelli. (2003). International Geothermal Association: What is Geothermal Energy (es). Recuperado 11 de abril de 2018, de https://www.geothermal-energy.org/que_es_la_energia_geotermica.html
- Moles, C., Sigfusson, B., Spisto, A., Vallei, M., Weidner, E., Giuntoli, J., ... SERTIS. (2014). *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050*.
- Nordquist, J. (2009). *Use of Small, Sub 1 MW Organic Rankine Cycle Power Systems and Low Temperature Resources*. 7.
- Ormat Technologies Inc. (2018). Recuperado 13 de febrero de 2019, de <https://www.ormat.com/en/home/a/main/Default.aspx>
- Pratt & Whitney. (2019). Recuperado 13 de febrero de 2019, de Pratt & Whitney website: <https://www.pw.utc.com/>
- Reynolds, W. C. (c1979.). *Thermodynamic properties in SI: Graphs, tables, and computational equations for forty substances* /. Stanford [Calif.]: Dept. of Mechanical Engineering, Stanford University,.
- Sigfússon, B., & Uihlein, A. (2015). *2015 JRC Geothermal Energy Status Report*. 59.

- Tarbuck, E. J., & Lutgens, F. K. (2005). *Ciencias de la tierra: Una introducción a la geología física*. Pearson Educación.
- Transpacenergy. (2018). Recuperado 13 de febrero de 2019, de <http://www.transpacenergy.com/>
- turboden. (2018). Turboden. Recuperado 13 de febrero de 2019, de <https://www.turboden.com/>
- Vélez, F., Segovia, J. J., Martín, M. C., Antolín, G., Chejne, F., & Quijano, A. (2012). A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), 4175-4189. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.022>
- Vetter, C., Wiemer, H.-J., & Kuhn, D. (2013). Comparison of sub- and supercritical Organic Rankine Cycles for power generation from low-temperature/low-enthalpy geothermal wells, considering specific net power output and efficiency. *Applied Thermal Engineering*, 51(1-2), 871-879. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.10.042>
- Yunus A. Cengel, & Michael A. Boles. (2012). *Termodinamica Cengel 7th*. Recuperado de http://archive.org/details/TermodinamicaCengel7th_201704