

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

EVALUACIÓN FÍSICO MATEMÁTICO DE LA TRANSFERENCIA DEL CALOR GEOTERMAL POR INYECCIÓN DE FLUIDOS EN EL POZO ABANDONADO DEL CAMPO X DE LA CUENCA ORIENTE PARA CONVERSIÓN EN ENERGÍA ELÉCTRICA

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO**

JUAN JOSÉ ACOSTA BURBANO

juan.acosta@epn.edu.ec

KATHYA NAOMY VERNAZA QUIÑÓNEZ

kathya.vernaza@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSC. PABLO BENALCÁZAR

pablo.benalcazar@epn.edu.ec

Quito, Junio 2022

DECLARACIÓN

Nosotros, Juan Acosta y Kathya Vernaza, declaramos bajo juramento que el trabajo de titulación descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación personal; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen al final de este documento.

A través de la presente declaración, cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por de Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Juan José Acosta Burbano

Kathya Naomi Vernaza Quiñónez

CERTIFICACIÓN

Certifico que este trabajo de titulación fue desarrollado por Juan Acosta y Kathya Vernaza bajo mi supervisión.

Pablo Benalcázar, Msc.

DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

A mi familia: mis padres, Guillermo y Soraida, y mi hermana, Valentina, por estar conmigo dándome su amor y apoyo desde el principio hasta el final de mis estudios universitarios, superando los problemas con sus consejos y aprendiendo la importancia de crecer personal y profesionalmente.

A mi tía, Alejandra, mi mentora que me enseñó sobre la importancia de soñar en alto, y nunca rendirse, que el futuro es incierto, que pasarán muchas cosas malas que nos harán tropezar una y otra vez, pero es parte fundamental para aprender a levantarnos.

Al ingeniero Pablo Benalcázar, por su guía académica en el transcurso de la investigación, por sus conocimientos brindados y consejos.

A mis amigos, con los que pasamos buenos y malos tiempos, que siempre estuvieron para mí, y yo siempre estaré para ellos.

A Kathy, la eterna compañera, por su paciencia y amistad en este largo camino universitario.

Juan José Acosta Burbano

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por ser la luz de mi camino en todo momento.

A mis padres, Lorena y Welquer, por todo lo que me han dado en la vida, por no soltar mi mano y siempre estar ahí para apoyarme cuando lo he necesitado. Esto va por ustedes, son mi vida entera y mi ejemplo para seguir adelante.

A mi hermana Rachel, gracias por ser esa persona que me da su apoyo y que me impulsa a continuar, que haría sin tus regaños y cuidados.

A mi tía Raquel, por ser esa segunda madre que desde pequeña me supo dar un consejo y una guía.

A mis primas Doménica y Allisson, por ser esas hermanas con las cuales he tenido las mejores experiencias.

A mis Abuelos, José, Luz y Orlanda, por su sabiduría y a mi familia, mis tíos, tías, primos, gracias por ese granito de arena que me han brindado.

A Jair, por todo el amor, apoyo y motivación, por siempre estar conmigo en las buenas y malas. ¡Muchas Gracias!

A mis mejores amigas, Nicole, Karlita, Jois, por siempre estar ahí cuando lo he necesitado, cada palabra, abrazo y cariño que me han dado lo tengo siempre presente.

A mis "Teddy Amigos", por ser esas personas que siempre acolitan, que hacen los mejores planes, que hacen barras en los partidos y que por sobre todo te cuidan como hermanos.

Al ingeniero Pablo Benalcázar por su dirección, apoyo y disposición para culminar este trabajo. Gracias por cada consejo y por impulsarnos a seguir adelante.

A todos mis profesores que a lo largo de la carrera supieron compartir su conocimiento y prepararme para ser la mejor Ingeniera en Petróleos.

Finalmente, a Juan, mi gran compañero, gracias infinitas por vivir esta experiencia conmigo, por ser ese amigo fiel a lo largo de todo este camino. ¡Lo logramos!

Kathya Naomi Vernaza Quiñónez

DEDICATORIA

A mis padres Guillermo y Soraida.

A mi tía Alejandra.

A mis primos, siempre hay que luchar por lo que se quiere, y nunca rendirse, aunque el camino sea difícil.

Juan José Acosta Burbano

A mis padres Lorena y Welquer, los amo

A mi hermana Rachel, que logres todos tus sueños

A mis mascotas, Nina, Sultán, Luna y Max.

Kathya Naomi Vernaza Quiñónez

CONTENIDO

PORTADA	I
DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	IX
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	3
OBJETIVOS.....	3
Objetivo General.....	3
Objetivos Específicos	3
1. MARCO REFERENCIAL.....	4
1.1. ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	4
1.1.1. Mecanismo de propagación de calor	5
1.1.2. Recurso geotérmico	6
1.1.3. Sistema Geotérmicos	6
1.1.4. El uso de la geotermia a nivel mundial	7
1.2. Extracción y utilización de la energía geotérmica en campos petroleros	9
1.2.1. Métodos de Extracción de Energía Geotérmica en los Reservorios Hidrocarburíferos	11
1.2.1.1. Extracción de calor mediante agua producida en los pozos de petróleo .	11
1.2.1.2. Extracción de calor mediante fluido de trabajo en los pozos de petróleo abandonados	12
1.2.1.2.1. Intercambiadores de Calor de Doble Tubo	12
1.2.1.2.2. Intercambiadores de Calor tipo U	14
1.2.2. Métodos de utilización de energía geotérmica en los reservorios hidrocarburíferos.....	16
1.2.2.1. Uso Geotermal Directo	16
1.2.2.2. Generación de Energía Geotérmica.....	16
1.2.2.3. Sistemas combinados de calor y electricidad (CHP) adaptados	19
1.3. Fluidos de trabajo.....	21
1.4. Potencial Extraíble	23
1.4.1. Flujo Másico	24

1.5. Base Económica.....	24
2. METODOLOGÍA	25
2.1. CONDICIONES MECÁNICAS DEL POZO	25
2.1.1. Campo- pozo de estudio	25
2.2. DIMENSIONAMIENTO POZO DE PETRÓLEO.....	27
2.2.1. Balance de energía	28
2.2.1.1. Procedimiento de cálculo del potencial extraíble.....	28
2.3. SELECCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO.....	31
2.3.1. Fluido geotermal	31
2.3.2. Fluido de trabajo	32
2.4. MODELO PLANTA ORC.....	33
2.5. Viabilidad económica.....	34
3. SIMULACIÓN Y RESULTADOS	35
3.1. POTENCIAL EXTRAIBLE.....	35
3.1.1. Cálculo de la temperatura de salida del fluido geotermal.....	35
3.2. MODELO PLANTA ORC.....	38
3.3. ANÁLISIS ECONÓMICO	42
4. DISCUSIÓN.....	43
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
5.1. CONCLUSIONES.....	45
5.2. RECOMENDACIONES	46
BIBLIOGRAFÍA.....	47
ANEXOS.....	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Sistema Geotérmico Ideal.....	5
Figura 2. Reservorio Geotérmico.....	7
Figura 3. Esquema de un intercambiador de calor de doble tubo en un pozo abandonado.	14
Figura 4. Esquema de un intercambiador de calor de tubo en U en un pozo abandonado .	15
Figura 5. Esquema de una planta de energía geotérmica binaria básica.....	17
Figura 6: Intercambiador doble tubo a contracorriente	18
Figura 7: Diagrama T-s de un ciclo ideal con expansión isoentrópica para fluido.....	21
Figura 8: Mapa de Temperaturas de fondo Corredor Central	25
Figura 9: Esquema del pozo y de la sección transversal del intercambiador de doble tubo	27
Figura 10. Evolución de la temperatura del fluido geotermal de la superficie hasta el fondo del pozo.	36
Figura 11. Evolución de la temperatura del fluido geotermal del fondo del pozo a la superficie.	37
Figura 12. Variación del calor obtenido del pozo con el flujo másico	38
Figura 13. Esquema y diagrama T-s de la planta ORC implementada en el pozo SCH-X..	39
Figura 14. Potencia neta de salida con diferentes flujos másicos	41
Figura 15. Evaluación de la eficiencia térmica del ciclo	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Capacidad eléctrica instalada con geotermia (MW) en diferentes países.	8
Tabla 2. Clasificación de la aplicación de plantas ORC	19
Tabla 3. Temperatura de fluido geotermal en plantas ORC	20
Tabla 4. Información planta ORC de 10kW.....	20
Tabla 5. Tipo de fluido y presión de condensación de varios fluidos.....	22
Tabla 6. Propiedades termodinámicas de fluidos orgánicos	22
Tabla 7. Propiedades medioambientales, seguridad y salud de algunos fluidos de trabajo para plantas binarias.....	23
Tabla 8. Estado actual pozos campo X.....	26
Tabla 9. Datos del pozo SCH-X.....	26
Tabla 10. Espesores capa de acero tubería de entrada.....	28
Tabla 11. Dimensiones intercambiador de calor de tubos concéntricos.....	28
Tabla 12. Propiedades de materiales del intercambiador de calor	28
Tabla 13. Propiedades Iniciales del fluido geotermal	32
Tabla 14. Propiedades del fluido de trabajo.....	32
Tabla 15. Coeficiente de convección del fluido geotermal	35
Tabla 16. Error por cada división de tramo.	35
Tabla 17. Efecto del flujo másico en los resultados	38
Tabla 18. Propiedades termofísicas del fluido de trabajo en los puntos de diseño.....	40
Tabla 19. Resultados de la potencia generada del ciclo	40
Tabla 20. Cálculo de ingresos y costos generados del pozo.....	42
Tabla 21. Cálculo del TIR Y VAN para el pozo SCH-X	42

RESUMEN

Actualmente se evidencia una crisis energética mundial, y la economía de muchos países dependen principalmente de los combustibles fósiles como fuente de energía, el cual, si bien tiene rentabilidad financiera, también es generadora de CO₂ la que aporta al calentamiento global. Como alternativa a la dependencia de los hidrocarburos, se ha visto en la necesidad de trabajar con fuentes de energías limpias y sustentables a largo plazo como el uso de la energía geotérmica. En esa perspectiva, la oportunidad de usar los pozos petroleros, cuya producción ha declinado y se encuentran cerrados, puede contribuir a impulsar el aprovechamiento energético de la cuenca hidrocarburífera amazónica ya que se usaría la infraestructura del pozo petrolero perforado que representa la mitad de los gastos de un proyecto de este tipo.

En este estudio se emplea un intercambiador de calor de tubos concéntricos para permitir la transferencia de calor entre la roca circundante y fluido, y entre el fluido de entrada y de salida. Este intercambiador permite extraer calor empleando un fluido en un ciclo cerrado el cual se inyectará a través del espacio anular y saldrá por una tubería debidamente aislada y dimensionada adecuadamente. Para el cálculo de la temperatura de salida del fluido geotermal, se calcula previamente el calor transferido dentro del intercambiador de calor, para lo cual se considera la roca al fondo, el casing existente en el pozo, la tubería interior y la capa aislante que la recubre.

En los cálculos se consideraron las propiedades del agua como fluido geotermal de manera constante en todo el sistema del pozo para fijar valores y resolver el problema con una perspectiva general sobre la temperatura de salida que se tendrá al final de la tubería. Una vez que la energía geotérmica se extrae y se lleva a la superficie, esta será empleada en un Ciclo de Rankine Orgánico (ORC), la cual mediante un fluido de trabajo como el R134a ayudará a determinar la cantidad de energía eléctrica que se obtiene del pozo a través del cálculo de trabajo (potencia). Finalmente se realizará un análisis general de costos para ver la viabilidad del proyecto en un periodo de 20 años.

Se analizaron las características adecuadas que deben presentar los pozos y su capacidad calorífica, cuantificando así la cantidad de energía que se puede extraer de otros pozos que presenten las mismas características.

Palabras clave: Energía renovable, calor, Potencial Geotérmico, Ciclo Rankine Orgánico, fluido geotermal, energía eléctrica.

ABSTRACT

Currently there is a world energy crisis, and the economy of many countries depend mainly on fossil fuels as a source of energy, which, although it is financially profitable, it also generates CO₂, which contributes to global warming. As an alternative to dependence on hydrocarbons, it has become necessary to work with clean and sustainable energy sources in the long term, such as the use of geothermal energy. In this perspective, the opportunity to use the oil wells, whose production has declined and are closed, can contribute to promote the energy use of the Amazon hydrocarbon basin since the infrastructure of the drilled oil well would be used, which represents half of the costs of a project of this type.

In this study, a concentric tube heat exchanger is used to allow heat transfer between the surrounding rock and fluid, and between the input and output fluid. This exchanger allows heat to be extracted using a fluid in a closed cycle which will be injected through the annular space and will exit through a properly insulated and sized pipe. To calculate the outlet temperature of the geothermal fluid, the heat transferred inside the heat exchanger is previously calculated, considering the rock at the bottom, the existing casing in the well, the inner pipe and the insulating layer that covers it.

In the calculations, the properties of water as a geothermal fluid were considered in a constant manner throughout the well system to set values and solve the problem with a general perspective on the outlet temperature that will be at the end of the pipe. Once the geothermal energy is extracted and brought to the surface, it will be used in an Organic Rankine Cycle (ORC), which by means of a working fluid such as R134a will help to determine the amount of electrical energy obtained from the well through the calculation of work (power). Finally, a general cost analysis will be performed to see the feasibility of the project over a 20-year period.

The appropriate characteristics of the wells and their heat capacity were analyzed, thus quantifying the amount of energy that can be extracted from other wells with the same characteristics.

Key words: Renewable energy, heat, Geothermal Potential, Organic Rankine Cycle, geothermal fluid, electric energy.

PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

¿Es posible adaptar un pozo abandonado de petróleo a un intercambiador de calor para extracción de calor geotermal por inyección de fluidos y conversión en energía eléctrica?

OBJETIVOS

Objetivo General

Adaptar un pozo abandonado de petróleo de la Cuenca Oriente a un intercambiador de calor para extracción de calor geotermal por inyección de fluidos y conversión en energía eléctrica.

Objetivos Específicos

- Establecer las condiciones mecánicas del pozo.
- Analizar las propiedades de los diferentes fluidos motrices.
- Realizar un balance energético posible de obtenerse por flujo de los fluidos hacia y desde los pozos.
- Calcular la temperatura de salida del fluido geotermal y la potencia del pozo.
- Diseñar un mecanismo de transferencia de calor para la producción de energía eléctrica a través de pozos petroleros.
- Estudiar la viabilidad económica de implementar un Ciclo Orgánico de Rankine (ORC) en el pozo para generación de energía eléctrica.

1. MARCO REFERENCIAL

1.1. ENERGÍA GEOTÉRMICA

Se define como el calor que se genera de manera natural al interior de la Tierra. El origen de este calor está relacionado con la estructura interna de nuestro planeta y los procesos físicos que allí ocurren (Barbier, 2002). El conjunto de técnicas empleadas para la exploración, evaluación y explotación de la energía interna de la tierra se conoce como geotermia.

El incremento de la temperatura que se va dando en función de la profundidad se lo conoce como gradiente geotérmico (IDAE, 2008). El gradiente geotérmico global normal es de aproximadamente 2.5 - 3 °C cada 100 metros. Es decir, que a medida que se profundiza al interior de la corteza, la temperatura se va incrementando a unos 25 – 30 °C / 100 m (IDAE, 2008). Sin embargo, existen áreas de la corteza terrestre donde el valor del gradiente geotermal está muy por encima del promedio.

Su uso para generar electricidad se ha limitado históricamente a sitios específicos, ya que para hacer posible el aprovechamiento convencional de este recurso es indispensable encontrar una zona de la corteza terrestre que contenga las condiciones ideales (Palacio-Villa, Blessent, López-Sánchez, & Moreno, 2020) que se muestran en la Figura 1:

- Una gran fuente de calor a una profundidad técnica y económicamente viable
- Un reservorio permeable
- Suficiente suministro de fluido geotérmico (agua al estado líquido o vapor)
- Una capa sello superior (roca impermeable)
- Un mecanismo de recarga confiable

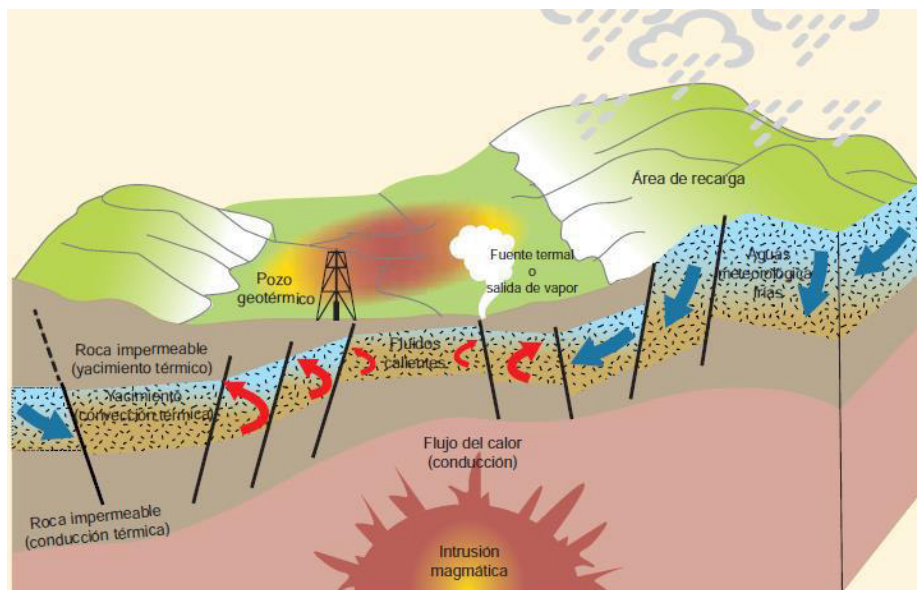


Figura 1 Sistema Geotérmico Ideal.
Fuente: Extraído de ESMAP (ESMAP, 2012)

Los yacimientos geotérmicos se pueden clasificar según su temperatura en (Trillo & Angulo, 2008):

- Yacimientos de muy baja entalpía con temperaturas menores a los 30 °C, estos pueden ser empleados para calefacción y climatización, necesitando emplear bombas de calor.
- Yacimientos de baja entalpía con temperaturas entre los 30°C - 90 °C, su contenido en calor es insuficiente para producir energía eléctrica, pero es adecuado para calefacción de edificios y en determinados procesos industriales y agrícolas.
- Yacimientos de media entalpía con temperaturas que oscilan entre los 90 °C - 150 °C, estos permiten producir energía eléctrica empleando un fluido de intercambio, que es el que alimenta a las centrales.
- Yacimientos de alta entalpía con temperaturas mayores a 150 °C que permite transformar directamente el vapor de agua en energía eléctrica.

En general, los yacimientos de alta entalpía se localizan en zonas de flujo de calor anómalo, mientras que los de baja entalpía corresponden a zonas estables de la corteza, con flujos de calor y gradientes geotérmicos normales que aprovechan los fluidos calientes contenidos en acuíferos profundos, en general sin cobertura impermeable (IDAE, 2008).

1.1.1. Mecanismo de propagación de calor

Los mecanismos por los cuales se transfiere calor son la conducción, convección y radiación.

Conducción es un proceso por el cual se transfiere calor a través de un medio por interacción entre partículas adyacentes. Puede tener lugar en sólidos, líquidos y gases. (Trillo & Angulo, 2008).

Convección es un proceso por el cual se transfiere la energía térmica entre una superficie sólida y un fluido adyacente donde las partes más calientes del fluido y las menos densas asciende desplazando a las más frías, que se hunde por la densidad, ya que son más densas, y este proceso se repite donde estas partículas son desplazadas hacia arriba cuando se calientan (Trillo & Angulo, 2008).

Radiación es un proceso por el cual se emite energía en forma de ondas electromagnéticas, como resultado de cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas (Trillo & Angulo, 2008).

Estos mecanismos se presentan en las tres capas que constituyen la estructura interna de la tierra: el núcleo, manto y corteza.

La litosfera es el punto de interés dentro del estudio en la energía geotérmica, la litosfera se constituye por la corteza y la parte rígida del manto terrestre, la cual se especula tiene un espesor de 75 a 100 km (Trillo & Angulo, 2008).

1.1.2. Recurso geotérmico

Con la geotermia se espera aprovechar la energía almacenada en el interior de la tierra que está en forma de calor, y para aprovechar de mejor manera esta energía debe existir un material que la almacene. Normalmente este material suele ser el agua que circula por la litosfera, la cual es atrapada por rocas porosas en dicho lugar. Cuando el agua entra en contacto con estas rocas, adquieren la presión y la temperatura que el interior de la tierra transfiere y se produce un equilibrio fisicoquímico. De esta manera, el agua con los minerales y las condiciones de presión y temperatura puede emplearse para obtener energía geotérmica (Castillo, 2014).

1.1.3. Sistema Geotérmicos

Un sistema geotérmico se define como cualquier entorno geológico localizado en la región donde partes naturales de la energía térmica de la Tierra se transportan lo suficientemente cerca de la superficie mediante la circulación de vapor o el agua caliente, y se puede aprovechar fácilmente (Neuendorf, Mehl, & Jr. & Jackson, 2010).

Un sistema geotérmico requiere calor, permeabilidad y agua. El calor dentro de la tierra está continuamente fluyendo hacia la superficie. En ciertas ocasiones se presenta en forma de magma, donde puede llegar a calentar a las rocas y al agua cercana hasta 700 °F (Blodgett & Slack, 2009).

Un sistema geotérmico incluye 3 elementos principales, los cuales son (ver Figura 2):

Fuente de calor: esta fuente puede ser una intrusión magmática a muy alta temperatura (> 600 °C), contenida a profundidades someras de 5-10 km o bien, un sistema de baja temperatura donde actúa el gradiente geotérmico normal (Bohórquez & Garavito, 2019).

Yacimiento: es un volumen de rocas calientes permeables del cual los fluidos circulantes extraen calor. Este yacimiento está cubierto de rocas impermeables y conectado a un área de recarga superficial (Bohórquez & Garavito, 2019).

Fluido: es el medio que transfiere el calor, este puede ser agua o bien un fluido orgánico que cumpla con las características adecuadas (Bohórquez & Garavito, 2019).

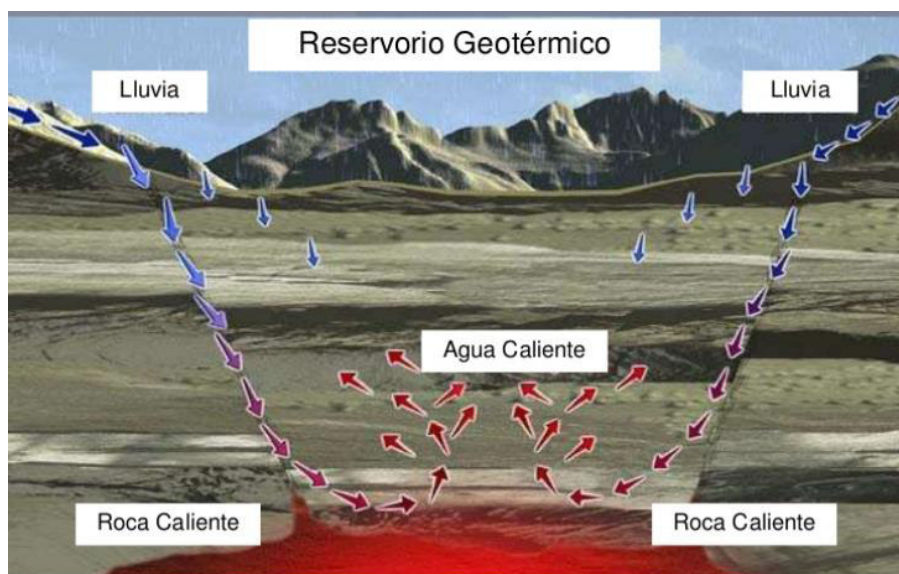


Figura 2. Reservorio Geotérmico.

Fuente: Extraído de Geothermal 101 (Blodgett & Slack, 2009)

1.1.4. El uso de la geotermia a nivel mundial

Desde la antigüedad se han empleado las aguas termales para balnearios y la cocción de alimentos. Actualmente, con el desarrollo de nuevas tecnologías, se ha implementado esta energía la cual se puede extraer para generar electricidad y promover un cambio en la matriz energética. Uno de los avances más grandes que hubo dentro de la geotermia se dio en la

década de 1970, debido a que los países buscaban una alternativa al uso de combustibles fósiles. En los Estados Unidos, Filipinas, Indonesia y México se vio una clara tendencia al crecimiento de esta nueva manera de generar energía. Estados Unidos llegó a tener una capacidad de 2.100 MW, siendo la instalación más grande del mundo con el uso de geotermia (Peláez & Espinoza, 2015).

La Tabla 1 muestra los países con la capacidad eléctrica instalada con geotermia más grande del mundo.

Tabla 1: Capacidad eléctrica instalada con geotermia (MW) en diferentes países.

	País	Año 2000	Año 2005	Año 2010	Año 2014
1	Estados Unidos	2228	2544	3087	3525
2	Filipinas	1909	1931	1094	1915
3	Indonesia	590	797	1197	1380
4	México	755	953	958	1005
5	Italia	785	790	843	940
6	Nueva Zelandia	437	435	628	970
7	Islandia	170	322	575	660
8	Japón	530	535	536	540
9	El salvador	105	151	204	205
10	Kenya	45	127	167	600

Fuente: (Peláez & Espinoza, 2015)

En Ecuador se ha explorado la geotermia por más de 35 años y como resultado de varios estudios se identificaron las zonas con mayores perspectivas de existencia de sistemas geotérmicos económicamente explotables.

El ambiente geológico en el territorio ecuatoriano está ubicado sobre una subducción de la placa oceánica de Nazca bajo la continental de Sudamérica, está bien ubicado en la Cordillera de los Andes, formado por dos cadenas montañosas paralelas. También se encuentra bajo el arco volcánico ecuatoriano, con una alta actividad volcánica lo cual es de ayuda para los fines de la exploración geotérmica (Peláez & Espinoza, 2015).

1.2. Extracción y utilización de la energía geotérmica en campos petroleros

El actual interés por emplear la energía geotérmica se debe a su carácter renovable y a la existencia prácticamente ilimitada del recurso. Por otro lado, los cambios en el clima no afectan esta fuente de energía (Moomaw, et al., 2011), como sí ocurre con otras fuentes de energía renovable, incluyendo la hidráulica. El factor de capacidad de la generación de energía geotérmica puede ser superior al 90%, lo que elimina la necesidad de un dispositivo de almacenamiento y lo hace más confiable en comparación con la energía solar y energía eólica (Li, Bian, Liu, Zhang, & Yang, 2015).

Este tipo de energía, si bien puede ser competitiva con otras fuentes renovables, puede resultar más costosa en términos de inversión inicial, esto podría ser porque el gradiente de alta temperatura del reservorio limita el recurso (Babkir, 2019), por la profundidad de la fuente térmica o si el acceso a la zona donde se encuentra la fuente es difícil y/o distante, así mismo la afectación al paisaje local con la instalación de plantas de generación puede ser otra desventaja de este tipo de energía (Peláez & Espinoza, 2015).

Aumentar la producción de calor y acortar el período de recuperación de los costos iniciales son dos objetivos principales en un proyecto geotérmico. La alta temperatura de salida y una mayor cantidad de extracción de fluido geotérmico podrían ayudar a mejorar la producción total de calor, mientras que los bajos costos de perforación son propicios para reducir el período de recuperación del proyecto geotérmico. En este sentido, la mayoría de los yacimientos petrolíferos poseen un gran potencial para producir energía geotérmica, porque están asociados con la producción de fluido geotérmico a partir de yacimientos de petróleo (Zhu, Li, Liu, & Mgijimi, 2019).

Un pozo petrolero abandonado genera pérdidas económicas y daños medioambientales al no ser empleado para algún beneficio. Según la última actualización sobre datos de pozos de petróleo perforados, existen entre 20 y 30 millones de pozos de petróleo abandonados en todo el mundo (Kotler, 2011). Es posible que los yacimientos de petróleo abandonados no mantengan la productividad del petróleo después de un proceso de recuperación a largo plazo, pero dichos pozos pueden producir fluidos de salmuera a alta temperatura. Por lo tanto, la energía geotérmica de tales fluidos de alta temperatura podría recuperarse directa o indirectamente de nuevo a la superficie para su posterior utilización (Zhu, Li, Liu, & Mgijimi, 2019).

Otra ventaja de emplear yacimientos de petróleo abandonados es que el costo de perforación es mínimo o nulo, lo que generalmente es la principal inversión inicial en cualquier proyecto geotérmico (Barbier, 2002). Además, el costo de acondicionar un pozo de petróleo abandonado en un pozo geotérmico empleando técnicas de reparación equivale a una décima parte del costo de perforar un nuevo pozo geotérmico, y el gasto máximo es incluso menos de una séptima parte del costo de perforar un nuevo pozo (Bu, Ma, & Li, 2012).

Los reservorios de petróleo abandonados son áreas de buen potencial para la recolección y producción de energía geotérmica, y son más favorables porque se adaptan fácilmente a pozos geotérmicos. Sin embargo, la temperatura de salida de los pozos geotérmicos en los campos petroleros suele ser más baja, lo que resulta en una baja producción de calor y un largo período de recuperación (Zhu, Li, Liu, & Mgijimi, 2019).

De manera general, los pozos petroleros como fuente de energía geotérmica tienen muchas características que los asemejan y diferencian entre sí. Sin embargo, se puede clasificar el aprovechamiento del calor geotérmico de varios pozos abandonados por los métodos de extracción del calor geotérmico. Mediante agua de producción de pozo (circuito abierto), o mediante un fluido de trabajo (circuito cerrado); y, por medio de los métodos de aprovechar dicho calor (generación eléctrica, usos directos o combinados) (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

(Reyes A. , 2007), realizó un estudio de reconocimiento para determinar el potencial de aprovechar la energía geotermia mediante el empleo de pozos petroleros abandonados en Nueva Zelanda.

(Li, Zhu, Xin, & Zhang, 2014) y (Zhang, et al., 2014) propusieron un sistema geotérmico combinado con generación de energía que extrae calor geotérmico del agua caliente en los campos petrolíferos. (Zhang, Yuan, Liang, & Li, 2008) propuso un concepto para producir energía geotérmica a partir de reservorios de petróleo y gas abandonados oxidando el petróleo residual con aire inyectado. Este sistema, sin embargo, carece de un modelo de intercambiador de calor detallado que describa la transferencia de calor desde el yacimiento hasta el pozo geotérmico, que es la parte esencial de la evaluación de la eficiencia de un sistema geotérmico (Zhu, Li, Liu, & Mgijimi, 2019).

(Davis & Michaelides, 2009) investigaron la viabilidad del intercambiador de calor empleando pozos abandonados para la generación de energía por ORC (ciclo orgánico de Rankine). Su sistema geotérmico propuesto puede proporcionar una potencia de salida de 3.4 MW cuando está en condiciones óptimas.

Ya para el año 2015, Wight y Bennett señalaron que el intercambiador de calor adaptado de un pozo de petróleo abandonado tiene la ventaja de proteger tanto el equipo como el medio ambiente de los riesgos de rendimiento o seguridad causados por minerales y contaminantes comúnmente presentes en la naturaleza (Wight & Bennett, 2015).

1.2.1. Métodos de Extracción de Energía Geotérmica en los Reservorios Hidrocarburíferos

Como tipo de energía almacenada en la formación subterránea, la energía geotérmica de los campos petrolíferos debe extraerse antes de su uso. En la práctica actual, los recursos geotérmicos de los yacimientos petrolíferos se extraen principalmente mediante un medio líquido de los pozos de petróleo existentes y se emplean en forma de fluido caliente. El medio líquido podría ser agua de un pozo abandonado o fluido de trabajo inyectado y circulado desde un pozo abandonado; aprovechamiento de ciclo abierto y cerrado, respectivamente (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

1.2.1.1. Extracción de calor mediante agua producida en los pozos de petróleo

Todos los campos petrolíferos maduros coproducen importantes volúmenes de agua con petróleo, lo que es una consecuencia de las inundaciones de agua y / o la afluencia de acuíferos. El corte de agua aumenta con la vida útil del campo, llegando a veces hasta el 99%, lo que lleva a una disminución de los ingresos petroleros. Dichos volúmenes de agua coproducida requieren un tratamiento costoso para eliminar el aceite antes de que pueda desecharse o reinyectarse de forma segura en el depósito. Por lo general, estas corrientes de agua de desecho tienen temperaturas en el rango de 65 a 150 ° C (149 a 302 ° F) (Singh, Falcone, Volle, & Guillon, 2017).

Una forma de prolongar la vida útil de un campo petrolífero es aprovechar la energía geotérmica de la corriente residual de agua coproducida. Aunque el geofluido es una fuente de energía de baja entalpía, los importantes volúmenes producidos pueden hacer viable el concepto. La energía térmica recuperada se puede emplear para generar electricidad con una central eléctrica ORC o binaria y para el calentamiento directo de las comunidades locales, según la disponibilidad de los usuarios (Singh, Falcone, Volle, & Guillon, 2017).

Este método aprovecha el agua de formación calentada geotérmicamente, que es un subproducto de la producción de petróleo y gas. El agua de alta temperatura se produce a la superficie junto con el hidrocarburo y luego el agua se separará y se enviará a las

instalaciones de procesamiento para capturar el calor, ya sea distribuido para uso directo, o convertido en electricidad por planta de energía (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

1.2.1.2. Extracción de calor mediante fluido de trabajo en los pozos de petróleo abandonados

El concepto de este método es seleccionar y reutilizar el depósito de petróleo agotado en depósito geotérmico y recolectar el calor mediante el fluido de trabajo inyectado desde la superficie. Como no hay geofluidos suministrados por las zonas productivas en los pozos abandonados, es necesario inyectar el fluido de trabajo a la profundidad deseada, desempeñando el papel de extractor de calor y portador de calor (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

Para recuperar el calor de los pozos abandonados, es posible que sea necesario reacondicionar algunos pozos antes de inyectar los fluidos. Los intercambiadores de calor de tubo en U y de tubo doble son dos tipos comunes de reacondicionamiento de pozos abandonados (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018). Los intercambiadores de calor de doble tubo son los más estudiados dentro de la industria debido a su facilidad de adaptar la terminación del revestimiento de los pozos para obtener este intercambiador de calor.

1.2.1.2.1. Intercambiadores de Calor de Doble Tubo

Este método consiste en construir el pozo como un intercambiador de calor de doble tubería coaxial, donde el casing actúa como tubería exterior y la tubería como tubería interior. El fluido de trabajo se inyecta en el espacio anular entre el casing y la tubería y fluye hacia la profundidad objetivo mientras extrae calor de la formación circundante. Una vez que el fluido llega al fondo del pozo, fluye hacia arriba a través de la tubería hasta el cabezal del pozo. La tubería siempre está aislada térmicamente para reducir la transferencia de calor entre el fluido en la tubería y el fluido en el espacio anular. El fluido de retorno se recolectará en la boca del pozo y el calor se capturará y empleará para diferentes propósitos. Las construcciones de fondo de pozo y la trayectoria del flujo de fluido se muestran en la Figura 3 (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

En la práctica, se ha demostrado que el intercambiador de calor de tubo en U es la forma más común empleada para extraer calor del subsuelo poco profundo para calentar y enfriar espacios. En la literatura, investigaciones recientes han comenzado a cambiar la atención a

los intercambiadores de calor de doble tubería debido a las ventajas de la doble tubería en la eficiencia del intercambio de calor, ahorro de energía de bombeo y menor uso de lechada. En comparación con los intercambiadores de calor de tubo en U, los intercambiadores de calor de doble tubo tienen un área de superficie más grande para intercambiar calor y contienen un mayor volumen de fluido para intercambiar calor. Con la misma tasa de inyección, la velocidad del flujo de fluido en geometría de tubería doble podría ser menor, lo que requiere menos presión hidráulica para hacer circular el fluido, lo que resulta en un menor consumo de energía de bombeo (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

Además, en los pozos abandonados revestidos, la construcción de un intercambiador de calor de doble tubería es una mejor opción que un tubo en U, porque la tubería exterior (revestimiento) ya está presente, lo que ahorra dinero y tiempo. Finalmente, la geometría coaxial del intercambiador de calor de doble tubería tiene ventajas para reducir la resistencia térmica entre el fluido en circulación y el pozo (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

Varios investigadores como (Bu, Ma, & Li, 2012); (Davis & Michaelides, 2009); (Garbai & Méhes, 2011); (Kujawa, Nowak, & Stachel, 2006); (Li & Zheng, 2009); (Lyu, et al., 2017); (Noorollahi, Pourarshad, Jalilinasrabad, & Yousefi, 2015); (Templeton, Ghoreishi-Madiseh, Hassani, & Al-Khawaja, 2014); (Zheng, Wang, & Ji, 2012) a lo largo de los años han realizado varias publicaciones en donde evalúan el potencial de producción geotérmica de pozos abandonados en técnicas de intercambiador de calor de tubo en U y de doble tubería. Estas investigaciones establecieron diferentes modelos matemáticos para estimar la extracción de calor, realizaron estudios de casos y probaron el potencial geotérmico en pozos abandonados. Aunque cada caso fue distintivo, los parámetros de influencia clave se identifican en la literatura como temperatura del fluido de inyección, tasa de inyección, tipo de aislamiento, temperatura de fondo de pozo y selección de fluido (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

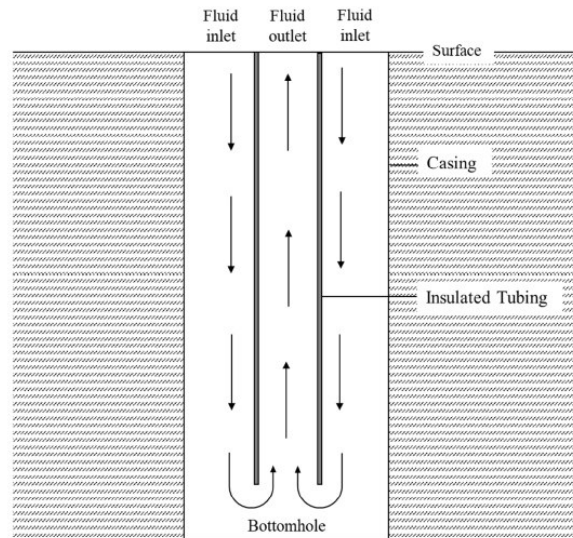


Figura 3. Esquema de un intercambiador de calor de doble tubo en un pozo abandonado.
Fuente: Extraído de (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018)

1.2.1.2.2. Intercambiadores de Calor tipo U

El intercambiador de calor de tubo en U se coloca en el pozo antes de llenarlo con cierto material con una conductividad térmica deseable para mejorar la transferencia de calor desde la formación al intercambiador de calor. Normalmente, se hace circular un fluido de trabajo dentro del circuito cerrado del intercambiador de calor de tubo en U que extrae el calor geotérmico del depósito y fluye de regreso a la superficie, ejemplo de este proceso se lo observa en la Figura 4 (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

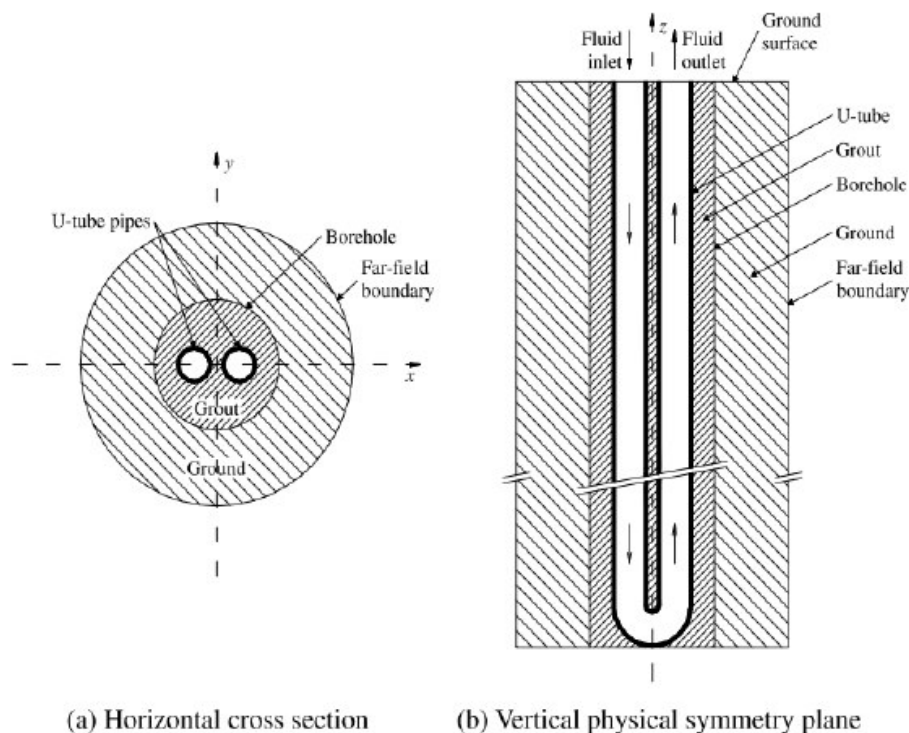


Figura 4. Esquema de un intercambiador de calor de tubo en U en un pozo abandonado
Fuente: Extraído de (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018)

Un intercambiador de calor de tubo en U instalado en un pozo es el método más común empleado para aprovechar el calor del suelo para acondicionar el espacio. Por lo tanto, se han realizado varios estudios sobre el diseño y el rendimiento de intercambiadores de calor de tubo en U verticales para la utilización de energía geotérmica de poca profundidad (Gharibi, Mortezaadeh, Bodi, & Vatani, 2018).

(Li & Zheng, 2009) propuso un modelo tridimensional de volumen finito no estructurado para un intercambiador de calor acoplado al suelo y mezcló el dominio de la sección transversal del pozo empleando según el método de triangulación de Delaunay. Sobre la base de la comparación de las predicciones del modelo y los datos experimentales de la temperatura de salida del fluido, se confirmó la precisión de la predicción del modelo presentado. (Bouhacina, Saim, & Oztop, 2015) presentó un nuevo diseño de tubo, tubo en U con aletas, como intercambiador de calor geotérmico y estudió dos modelos numéricos de intercambiadores de calor de tubo en U lisos y con aletas. Los resultados de la simulación indicaron que las aletas aplicadas a la superficie interior de las tuberías de entrada y salida mejoran el rendimiento del intercambiador de calor (Gharibi, Mortezaadeh, Bodi, & Vatani, 2018).

(Lyu, et al., 2017) estableció un modelo numérico tridimensional de estado estacionario para acoplar el flujo de fluido de trabajo en un intercambiador de calor de tubo en U único con un

fluido geotérmico en el pozo. Se analizaron los efectos de cuatro parámetros, incluido el caudal másico, el grado de profundidad, la longitud del tubo en U y la diferencia de temperatura entre el fluido de trabajo y el campo geotérmico sobre el rendimiento del intercambiador de calor (Gharibi, Mortezaadeh, Bodi, & Vatani, 2018).

1.2.2. Métodos de utilización de energía geotérmica en los reservorios hidrocarburíferos

Una vez que la energía geotérmica se extrae y se lleva a la superficie, el fluido caliente se bombeará a las instalaciones de procesamiento para diferentes usos determinados por el nivel de temperatura y el caudal. Entre los métodos de aprovechamiento de la energía geotérmica de los campos petrolíferos están, el uso directo (sin proceso de conversión de energía), la generación de energía (conversión térmica a electricidad) y los sistemas combinados de energía y calor adaptados (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

1.2.2.1. Uso Geotermal Directo

El uso directo de recursos geotérmicos es posiblemente el uso más antiguo y versátil, ya que se ha aplicado ampliamente en más de 82 países de todo el mundo durante décadas (Lund & Boyd, 2016). El uso directo de la energía geotérmica de los yacimientos petrolíferos podría dividirse en dos categorías. Una son las aplicaciones tradicionales de uso directo, como la calefacción de edificios, la siembra de invernaderos, el secado de cultivos y varios procesos industriales. El otro son aplicaciones especiales de yacimientos petrolíferos, incluido el rastreo de calor de recolección de petróleo, el transporte de petróleo crudo y la inundación de agua geotérmica (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

1.2.2.2. Generación de Energía Geotérmica

Como el recurso geotérmico del campo petrolífero se clasifica como intermedio a la energía geotérmica de baja temperatura, generalmente se emplea un ciclo binario del ciclo de Rankine orgánico (ORC) para la generación de energía geotérmica del campo petrolífero. Estos ciclos se denominan ORC porque se emplea un fluido secundario como fluido de trabajo. El fluido de trabajo orgánico es típicamente un hidrocarburo con un punto de ebullición más bajo que el del agua (Castillo, 2014). Los circuitos cerrados se emplean típicamente en una configuración de tipo binario.

La generación de energía binaria es una tecnología bien establecida para emplear fluidos geotérmicos de temperatura baja a moderada. Las unidades binarias han ampliado la base

de recursos para la energía geotérmica al permitir la explotación de fluidos geotérmicos de menor temperatura (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2009).

Como se muestra en la Figura 5, la electricidad se genera a través de un sistema binario que transfiere calor del fluido caliente a un fluido secundario que se vaporiza a una temperatura más baja y a una presión más alta, y el vapor generado se emplea para impulsar una turbina para producir electricidad. (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018), posteriormente el vapor sobrecalentado se condensa a presión constante para finalmente ingresar a la bomba donde se elevará la presión y completar nuevamente el ciclo en la entrada del evaporador.

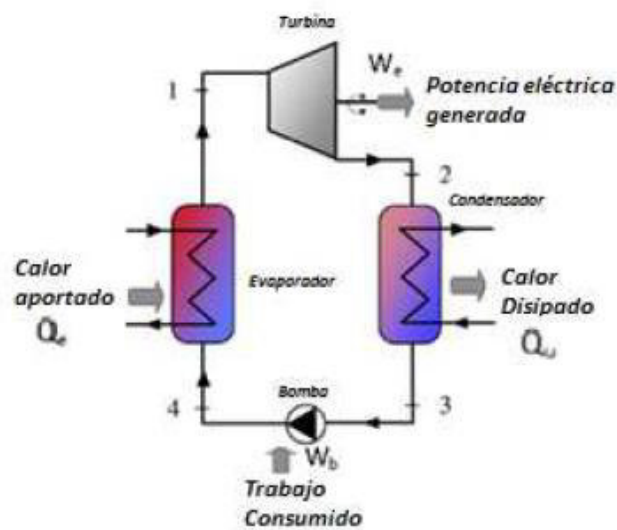


Figura 5. Esquema de una planta de energía geotérmica binaria básica
Fuente: (Noboru, Takahiro, & Md Nor Anuar, 2011)

El proceso ORC puede funcionar con vapor saturado o con un sobrecalentamiento constante de unos pocos Kelvin dependiendo del fluido. No es necesario un sobrecalentamiento más alto para evitar líquido en el vapor de escape, porque la expansión termina para la mayoría de los fluidos en el área del vapor sobrecalentado en contraste con el agua. Un mayor sobrecalentamiento del vapor es favorable para mayores eficiencias, pero debido a los bajos coeficientes de intercambio de calor, esto conduciría a intercambiadores de calor muy grandes y costosos (Schuster, Karellas, Kakaras, & Spliethoff, 2009).

Los sistemas de energía del ciclo Rankine están sujetos a la primera y segunda ley de la termodinámica. La primera ley expresa la conservación de la energía, en donde la cantidad de energía que entra al sistema debe ser igual a la cantidad que sale del sistema. La segunda

ley de la termodinámica señala que la energía tiene cantidad y calidad, así como la irreversibilidad de los procesos.

En un ciclo ideal de Rankine no se incluyen las irreversibilidades internas del sistema y los procesos como se muestra en la Figura 5 serían:

- 1-2 expansión isoentrópica en la turbina
- 2-3 rechazo del calor en el condensador
- 3-4 compresión isoentrópica en la bomba
- 4-1 adición de calor a presión constante en el intercambiador de calor

Los 4 dispositivos asociados a la planta ORC (bomba, intercambiador de calor, turbina y condensador) son componentes de flujo estacionario; por lo tanto, se considera a todo el sistema como flujo estacionario. El ciclo Rankine empleado es un ciclo ideal, en donde la bomba y turbina son adiabáticas e isoentrópicas y el intercambiador - condensador son isobáricos. También se considera que el sistema es reversible.

No se consideran los cambios de energía cinética y potencial; estos valores son pequeños e insignificantes y no afectan al sistema. Se asume que el intercambiador está bien aislado para que toda la transferencia de calor se dé entre el fluido geotérmico y de trabajo.

El fluido geotérmico es el que proporciona la fuente del calor para el proceso y éste se extrae en el intercambiador de calor para cederlo al fluido de trabajo.

El intercambiador de calor empleado es un intercambiador de doble tubo a contracorriente como se observa en la Figura 6. Un intercambiador de calor de doble tubo puede lograr un flujo de contracorriente puro, lo que permite que se logre un cruce de temperatura, por lo que el fluido frío puede calentarse por encima de la temperatura de salida del fluido caliente (SACOME, 2019).

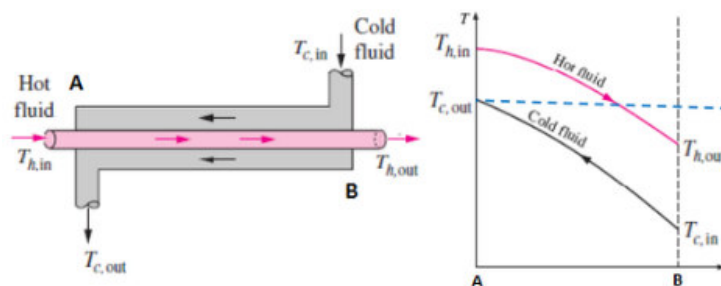


Figura 6: Intercambiador doble tubo a contracorriente
Fuente: (SACOME, 2019)

1.2.2.3. Sistemas combinados de calor y electricidad (CHP) adaptados

En la planta de energía geotérmica, solo el 10% de la energía del fluido geotérmico producido se puede convertir en electricidad (Zarrouk & Moon, 2014) lo que resulta en energía térmica residual en el agua descargada, a veces considerada como calor residual. Los sistemas combinados de calor y energía (CHP) son un tipo de sistema de distribución de energía, que podría ofrecer una forma eficaz de aprovechar la energía térmica residual de una planta de energía para la calefacción de edificios, combinando la generación de electricidad y el suministro de calor a un sistema de calefacción de distrito cercano (Zhang, Cho, & Knizley, 2016).

(Li, Zhu, Xin, & Zhang, 2014) propusieron un sistema de cogeneración adaptado para aplicación en yacimientos petrolíferos, que incluía una central eléctrica binaria para la generación de energía, una serie de unidades de recuperación de calor para procesar el agua descargada para uso directo. Una parte de la electricidad generada podría emplearse para satisfacer la demanda del consumo del sistema y el resto se fusionará con la red. El calor recuperado del agua descargada podría usarse para calentar espacios cercanos y recolectar y transportar petróleo crudo (Wang, Yuan, Ji, & Wu, 2018).

Como se observa en la Tabla 2, el fabricante Infinity Turbine produce ORC de 250 kW y recientemente ha añadido plantas de baja potencia (10 kW) empleando fluidos de trabajo como R134a o R145fa, sus aplicaciones son WHR (calor residual renovable).

Tabla 2. Clasificación de la aplicación de plantas ORC

Manufacturer	Applications	Power range	Heat source temperature	Technology
ORMAT, US	Geothermal, WHR, solar	200 KWe – 72 MWe	150° - 300°C	Fluid : n-pentane
Turboden, Italy	CHP, geothermal	200 KWe – 2 MWe	100 - 300 °C	Fluids : OMTS, Solkatherm Axial turbines
Adoratec, Germany	CHP	315 – 1600 KWe	300 °C	Fluid: OMTS
GMK, Germany	WHR, Geothermal, CHP	50 KWe – 2 MWe	120° - 350 °C	3000 rpm Multi-stage axial turbines (KKK) Fluid: GL160 (GMK patented)
Koehler-Ziegler, Germany	CHP	70 – 200 KWe	150 – 270 °C	Fluid: Hydrocarbons Screw expander
UTC, US	WHR, geothermal	280 KWe	>93 °C	
Cryostar	WHR, Geothermal	n/a	100 – 400 °C	Radial inflow turbine Fluids: R245fa, R134a
Freepower, UK	WHR	6 KWe - 120 KW	180 - 225 °C	
Tri-o-gen, Netherlands	WHR	160 kWe	>350 °C	Turbo-expander
Electratherm, US	WHR	50 KWe	>93 °C	Twin screw expander
Infinity Turbine	WHR	250 KWe	>80 °C	Fluid: R134a Radial Turboexpander

Fuente: (Rowshanzadeh, 2010)

La rentabilidad de un proyecto de cogeneración geotérmica en un campo petrolero dependerá de las condiciones de cada campo en particular. Hasta hace poco, solo las temperaturas superiores a 93 °C se consideraban comercialmente viables para generar electricidad con éxito a partir de recursos geotérmicos. En 2006, en Chena Hot Springs en Alaska, se produjo una generación de energía exitosa a una temperatura de 74 °C (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2009).

En la Tabla 3 una recopilación de campos donde se ha implementado esta tecnología para la generación de energía eléctrica exitosamente a partir de geotermia de baja entalpía en donde la temperatura del fluido geotérmico (T_{geo}) varía de 74 °C a 140 °C.

Tabla 3. Temperatura de fluido geotermal en plantas ORC

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	C5F12	1000
Wabuska, CA, USA	104	Isopentano	1750
Chena Hot Spring, AK, USA	74	R134a	400
Kutahya-Simav, Turkia	145	R124	2900

Fuente: (Franco & Villani, 2009)

Si se emplea R134a, se emplea información proporcionada por el proveedor Infinity Turbine, el cual tiene plantas que generan desde 10 kW; las características se adjuntan en el Anexo 1. Los costos de un proyecto Geotérmico son muy sensibles al área de desarrollo, en la Tabla 4 se observa el costo por kW generado para una planta de baja potencia; que varía en función de la potencia producida.

Tabla 4. Información planta ORC de 10Kw

Technology	Produced power range	Heat source temperature range	Turbines	Heat Exchangers	Working fluid	Size	Company or institute working on	Cost
Micro ORC	10KW	Around 100°C	Lysholm Turbine – 60% of cost	Compact brazed heat exchangers	R134a, R245fa, R22, Other refrigerants	0.6*1.5*1.5 (m ³)	Infinity turbine	25000\$ - 2500\$/KW

Fuente: (Rowshanzadeh, 2010)

1.3. Fluidos de trabajo

En un ciclo Rankine Orgánico o ORC, se emplean fluidos orgánicos en lugar de agua, y es importante tener en cuenta que fluido de trabajo se necesitará ya que puede tener un impacto de rendimiento positivo o negativo en la planta binaria de producción de energía eléctrica (Carmaco & Rivera, 2016).

Para la selección de un fluido de trabajo se necesitan criterios técnicos de selección como la curva de saturación, temperatura y presión crítica, presión de condensación, potencial de calentamiento global, toxicidad e inflamabilidad, también muy importante tener en cuenta los criterios económicos, adicionalmente se considera la seguridad, salud e impactos ambientales (Carmaco & Rivera, 2016). El fluido de trabajo es usado en la planta de ciclo Rankine, este fluido generalmente es agua, pero la misma al ser un fluido húmedo es más apto a ser empleado en aplicaciones de alta temperatura ($>120^{\circ}\text{C}$).

- **Curva de saturación**

Los fluidos orgánicos pueden ser secos o isoentrópicos, los primeros se caracterizan por tener una pendiente de vapor saturado positiva, mientras que los fluidos isoentrópicos presentan una curva de saturación paralela a la línea de expansión isoentrópica (Jiménez, 2013); ver Figura 7. Los fluidos que presentan este tipo de curvas de saturación aseguran que en la turbina durante el proceso de expansión el fluido termine en la región de vapor sobrecalentado, lo que elimina el riesgo de formación de gotas en la turbina que pueden provocar daños en la misma.

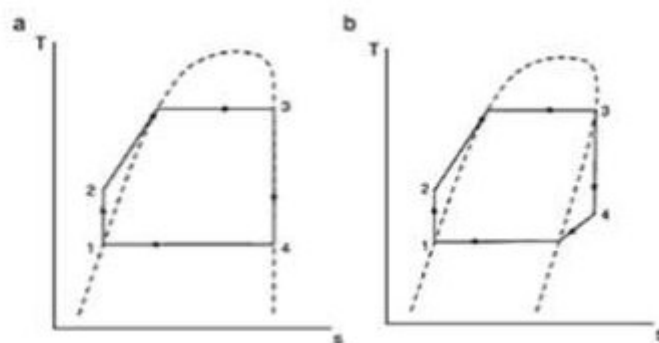


Figura 7: Diagrama T-s de un ciclo ideal con expansión isoentrópica para fluido
a) isoentrópico b) seco

Fuente: (Jiménez, 2013)

- **Presión de condensación**

La presión de condensación tiene que ser mayor a 14.7 psia para evitar la entrada de aire al sistema y tomando en cuenta que la temperatura de salida en el condensador está dentro de un rango de 35 °C a 40 °C según la literatura. En la Tabla 5 se seleccionan fluidos que presenten esta característica entre ese rango de temperatura:

Tabla 5. Tipo de fluido y presión de condensación de varios fluidos

Fluido	Tipo de fluido	Presión condensación
R134a	Isoentrópico	10.17
R245fa	Seco	2.496
R600	seco	3.792
R1234ze	Isoentrópico	7.673
R227ea	Seco	7.003
R290	Isoentrópico	13,96
Isobutano	Seco	5,309
Isopentano	Seco	1,513
n-pentano	Seco	1,163

Fuente: (Jiménez, 2013)

- **Presión y temperatura crítica**

En la Tabla 6 se muestran las propiedades termodinámicas críticas, además se pone de ejemplo el agua para poder diferenciar la temperatura y las condiciones a las que se encuentra este fluido de los otros.

Tabla 6. Propiedades termodinámicas de fluidos orgánicos

Fluido	Formula	Tc, °C	Pc, MPa	Punto ebullición, °C
R134a	CH ₂ FCF ₃	101.06	4.059	-26.06
R245fa	C ₃ H ₃ F ₅	154.05	3.651	15.3
n-pentano	C ₅ H ₁₂	193.90	3.240	36.1
isopentano	i-C ₅ H ₁₂	187.80	3.409	27.8
Isobutano	i-C ₄ H ₁₀	135.92	3.685	-11.7
R227ea	C ₃ HF ₇	102.8	2.98	-17
Agua	H ₂ O	374.14	22.089	100

Modificada por: Acosta y Vernaza, (2022)

- **Potencial de calentamiento global, toxicidad e inflamabilidad**

Los fluidos más seguros según la Tabla 7, respecto a seguridad humana, son el R134a y el R245fa ya que no son tóxicos y no presentan inflamabilidad, igualmente son una buena opción al momento de cuidar el ambiente (Carmaco & Rivera, 2016).

Tabla 7. Propiedades medioambientales, seguridad y salud de algunos fluidos de trabajo para plantas binarias.

Fluido	Formula	Toxicidad	Inflamabilidad	Potencial de calentamiento global
R134a	CH ₂ FCF ₃	Baja	No inflamable	0
R245fa	C ₃ H ₃ F ₅	Baja	No inflamable	0
n-pentano	C ₅ H ₁₂	Baja	Muy alta	0
isopentano	i-C ₅ H ₁₂	Baja	Muy alta	0
Isobutano	i-C ₄ H ₁₀	Baja	Muy alta	0

Fuente: (Carmaco & Rivera, 2016)

1.4. Potencial Extraíble

Sobre la base de la información bibliográfica, para este sistema se decide emplear un intercambiador de doble tubo ya que el pozo presenta una alta profundidad, la tubería exterior (revestimiento) ya está presente, lo que ahorra dinero y tiempo; asumiendo, en primer lugar, que el pozo se encuentra previamente sellado al fondo. El intercambiador permite extraer calor empleando un fluido en un ciclo cerrado, el que será inyectado a través del espacio anular y saldrá por una tubería debidamente aislada y dimensionada adecuadamente. Para el cálculo de la temperatura de salida del fluido geotermal, se debe previamente evaluar el calor transferido dentro del intercambiador de calor, para lo cual se considera la roca al fondo, el casing existente en el pozo, la tubería interior y la capa aislante que la recubre.

Las ecuaciones de conservación que se emplearán para este modelo son las ecuaciones de continuidad, momento y energía. Además de las ecuaciones que gobiernan, es necesario tener las propiedades del fluido de trabajo en el intercambiador de calor de doble tubería, en este caso del agua.

1.4.1. Flujo Másico

Para determinar el flujo másico, se toma como referencia valores empleados por varios autores como (Davis & Michaelides, 2009) que emplea un valor de 1.107 kg/s, (Noorollahi, Pourarshad, Jalilinasrabad, & Yousefi, 2015) con valores de 2 a 4 kg/s y (Wight & Bennett, 2015) con un valor de 2.5 kg/s aproximadamente. Es así como el valor del flujo másico va a estar entre 1.1 a 2.5 kg/s, esto con la finalidad de obtener una velocidad de flujo baja para que, al darse la transferencia de calor hacia el fluido, este alcance un potencial extraíble alto y una temperatura de salida la cual sea la más alta posible.

Como resultado de los avances tecnológicos, en la actualidad el ORC geotérmico a bajas temperaturas (alrededor de 70 a 100 °C) es económico.

1.5. Base Económica

Los ingresos corresponden a la venta de la energía eléctrica al precio de compra establecido en Ecuador, en este caso para el sector industrial de \$0.0858/kWh. Por el contrario, los egresos corresponden a los kWh/años consumidos por la bomba y a los costos de mantenimiento de la planta ORC al año. No se requiere mano de obra en su operación puesto que son plantas totalmente automatizadas. Para el pozo de estudio se considera un horizonte de evaluación de 20 años, asumiendo que la vida útil del pozo y del intercambiador de calor de doble tubo en el pozo es del total de este periodo.

Los costos de mantenimiento dependerán de la empresa que lo realice y de las condiciones de trabajo. Para este caso, se estima el costo de mantenimiento anual como un porcentaje de la inversión total de los equipos y demás componentes del 2% de dicho valor.

2. METODOLOGÍA

2.1. CONDICIONES MECÁNICAS DEL POZO

2.1.1. Campo- pozo de estudio

En este trabajo de investigación el pozo de estudio se ubica en el Corredor Central, como se aprecia en la Figura 8. Este Corredor presenta temperaturas de fondo de pozo altas lo cual es un factor importante para poder determinar el potencial extraíble a obtenerse.

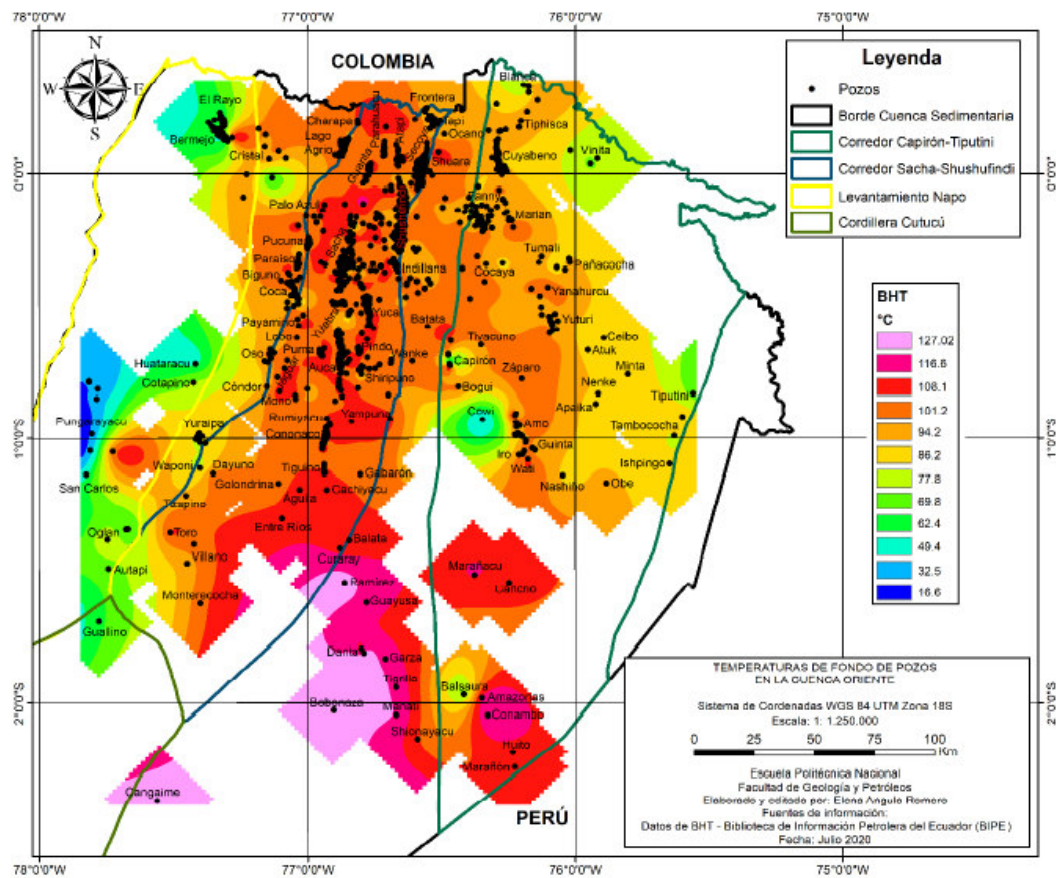


Figura 8: Mapa de Temperaturas de fondo Corredor Central
Fuente: (Angulo, 2020)

Este Campo presentó hasta el año 2017 un total de 421 pozos entre productores, cerrados, abandonados y reinyectores, como se visualiza en la Tabla 8.

Tabla 8. Estado actual pozos campo X.

Estado	Pozos
Produciendo	225
Cerrados	170
Abandonados	10
Inyectores	6
Reinyectores	10
Total pozos	421

Fuente: (Reyes J. , 2017)

En función a la data disponible, se procede a seleccionar el pozo SCH- X para realizar el análisis y determinar la posibilidad de adaptarlo a un intercambiador de calor.

En la Tabla 9 se presentan las características principales del pozo objeto de estudio, como la profundidad de la arena Hollín que es la profundidad de medición, así como la profundidad total del pozo. Los datos fueron obtenidos de publicaciones anteriores acerca del área de estudio.

Tabla 9. Datos del pozo SCH-X

Característica	Valor	Unidad
Temperatura de la roca al fondo (TR)	107.222	°C
Profundidad de medición	3004.11	m
Profundidad del pozo	3026.05	m
Gradiente de temperatura	0.0357	°C/m
Radio exterior (liner producción)	0.089	m
Tiempo de circulación del fluido geotermal	3.92	h
Estado	Cerrado	-

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

2.2. DIMENSIONAMIENTO POZO DE PETRÓLEO

El pozo de petróleo presenta una tubería de revestimiento a lo largo de toda la extensión. La tubería interna está compuesta de 3 capas, dos capas de acero y una capa aislante en la mitad. La Figura 9 se presenta un esquema del pozo y de la sección transversal del intercambiador de doble tubo con sus respectivos radios; Ellos que se obtendrán más adelante.

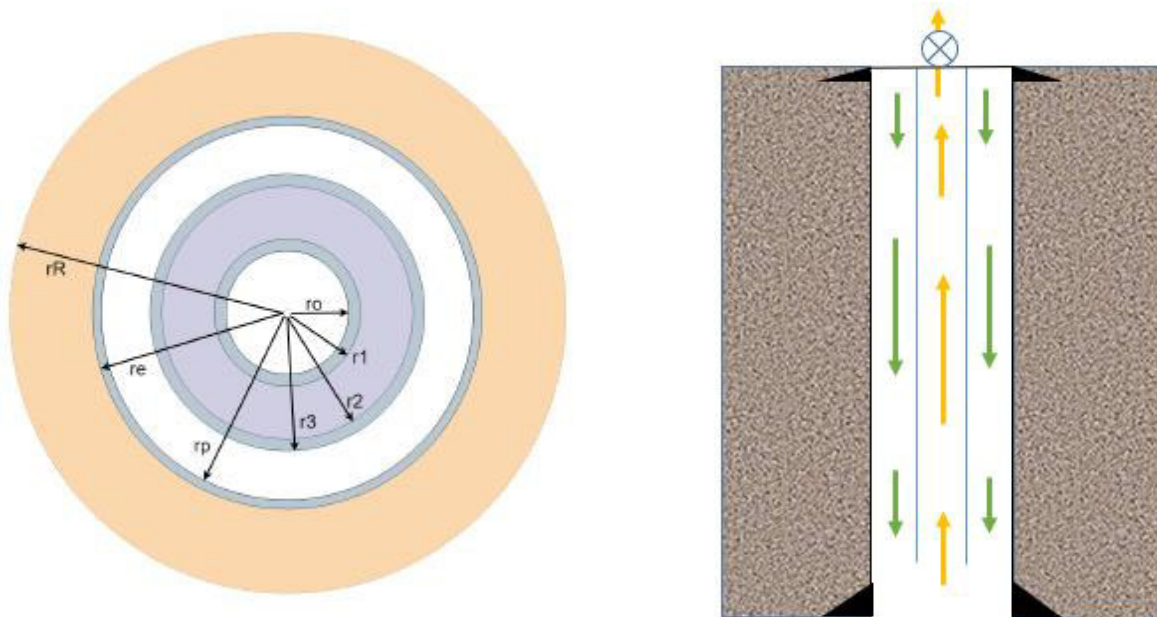


Figura 9: Esquema del pozo y de la sección transversal del intercambiador de doble tubo
Fuente: (Trucco, 2019)

En la Figura 9, en color violeta se observa la capa aislante, en azul la tubería de acero y en naranja la roca circundante. El diámetro interno se debe acomodar con el espacio que se dispone considerando los espesores tanto de la capa aislante como de la tubería de acero, también este debe lograr que se obtenga un alto potencial de extracción del pozo y que la temperatura de salida sea la más alta posible. Sobre la base a lo anterior, se define un valor de $r_0 = 0.025$ m que representa el radio interno de la tubería de salida.

Los valores de los espesores del acero, tanto de la tubería interna y como de la capa aislante, se presentan en la Tabla 10. Se observa que la capa aislante debe ser de un espesor lo suficientemente gruesa para que las pérdidas térmicas sean bajas en la tubería de salida y así lograr la mayor temperatura posible.

Tabla 10. Espesores capa de acero tubería de entrada

Espesores capas tubería interna o de entrada	Valor	Unidad
Acero tubería interna	3	Mm
Aislación tubería interna	25.4	Mm
Acero revestimiento pozo	2	Mm

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

Con estos valores se calculan y obtienen los radios que caracterizan el intercambiador de calor; ver Tabla 11.

Tabla 11. Dimensiones intercambiador de calor de tubos concéntricos

Dimensión	Valor	Unidad
r_o	0.048	m
r_1	0.051	m
r_2	0.064	m
r_3	0.067	m
r_p	0.087	m
r_e	0.089	m
r_R	0.25	m

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

En la Tabla 12 se presentan los valores de las conductividades térmicas de los materiales empleados en el intercambiador de calor, como material aislante se selecciona el poliestireno, el cual ha sido recomendado por varios autores según la literatura.

Tabla 12. Propiedades de materiales del intercambiador de calor

Conductividad Térmica	Valor	Unidad
Roca (k_R)	7	W/mK
Acero inoxidable (k_a)	15.6	W/mK
Aislante (Poliestireno) (k_b)	0.027	W/mK

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

2.2.1. Balance de energía

2.2.1.1. Procedimiento de cálculo del potencial extraíble.

Se emplea un método discreto para la resolución del intercambiador de calor dentro del pozo; la profundidad del pozo en tramos para una mejor resolución. La profundidad total del pozo es de 3026.05 metros y se divide en 280 tramos, obteniendo así una variación para cada

tramo de 10.73 metros que se denomina (Δz). Posteriormente, para validar la cantidad de tramos, se realiza el mismo proceso dividiendo en 100, 250 y 400 tramos, con la finalidad de obtener un error porcentual.

Se dividen los cálculos para obtener el potencial extraíble: en primer lugar, se obtiene la transferencia de calor en la tubería externa que se encuentra en contacto con el casing del pozo del petróleo, consecuentemente con la formación.

La temperatura inicial del fluido irá incrementando a medida que vaya descendiendo, por efecto del calor presentado en las rocas con una alta temperatura que están en el fondo del pozo. Una vez que se tenga la mayor temperatura que podrá tener el fluido geotermal al completar los 280 tramos considerados para los cálculos hasta el fondo del pozo, se continuará con los cálculos de la transferencia de calor que ocurre entre el fluido geotermal que entra y el que sale, por el uso de tubos concéntricos dentro del pozo. Como el fluido geotermal de salida va a tener una mayor temperatura que la roca que está somera al pozo, se producirá una transferencia de calor hacia el fluido geotermal que entra, donde se genera una disminución de la temperatura del fluido geotermal. Al igual que con el fluido geotermal de la entrada, se calculará hasta completar los 280 tramos, pero comenzando desde el fondo hasta la superficie.

Como se requiere mantener el balance energético, el calor perdido por la salida del fluido se le sumará al calor transportado por el mismo al momento de ingresar al pozo.

A continuación, se presentan las ecuaciones tanto a la entrada como a la salida del fluido geotermal.

Para la tubería de entrada, donde se da el calor transferido entre la roca y el fluido geotermal, la ecuación es:

$$\dot{Q}_1 = 2\pi * r_p * U_1 * (T_R - T_1)\Delta z = \dot{m} * C_p * (\hat{T}_1 - T_1) \quad (1)$$

Donde r_p es el radio de la tubería de entrada, U_1 el coeficiente de transferencia de calor, T_R , \hat{T}_1 y T_1 las temperaturas de la roca al fondo del pozo, de salida del tramo y de entrada del fluido, respectivamente; Δz la distancia vertical del tramo, C_p el calor específico del agua y \dot{m} el flujo másico.

Para la tubería de salida, el calor transferido entre el fluido geotermal a la salida y entrada, se emplea la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_2 = 2\pi * r_o * U_2 * (T_2 - T_1) = \dot{m} * C_p * (\widehat{T}_2 - T_2) \quad (2)$$

Donde r_o es el radio interior de la tubería de salida, U_2 el coeficiente de transferencia de calor, $T_2, (\widehat{T}_2 - T_2)$ representan las temperaturas de salida del fluido y de salida y entrada del tramo, respetivamente.

El valor de flujo másico seleccionado es de 1.2 kg/s y una velocidad calculada de 0.2 m/s.

Para definir las áreas de flujo se parte de la ecuación de continuidad, definida como:

$$\dot{m} = \rho VA = \text{constante} \quad (3)$$

El área de flujo a la entrada y salida se expresan como:

$$A_{ent} = \pi(r_p^2 - r_3^2) \quad (4)$$

$$A_{sal} = \pi * r_o^2 \quad (5)$$

Luego se calcula el coeficiente de transferencia de calor denominado con la letra U, estos cálculos de calor transferido y coeficiente de transferencia de calor se realizan para cada tramo, donde al final se obtendrá la temperatura que alcanzara el fluido geotermal al fondo del pozo, que serán empleados para iniciar con los cálculos de la tubería de salida, tomando como condición inicial, la temperatura al fondo del pozo. Para calcular los coeficientes de transferencia de calor U_1 y U_2 , se emplean las ecuaciones:

$$U_1 = \frac{1}{\frac{1}{2r_p h_{ent}} + \frac{1}{2k_R} \ln\left(\frac{r_R}{r_e}\right) + \frac{1}{2k_a} \ln\left(\frac{r_e}{r_p}\right)} \quad (6)$$

$$U_2 = \frac{1}{\frac{1}{2r_o h_{sal}} + \frac{1}{2r_3 h_{ent}} + \frac{1}{2k_a} \ln\left(\frac{r_1}{r_o}\right) + \frac{1}{2k_b} \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + \frac{1}{2k_a} \ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right)} \quad (7)$$

Donde k_R, k_b, k_a son las conductividades térmicas de la roca, del aislante y del acero inoxidable, h_{ent}, h_{sal} son los coeficientes de convección del fluido de entrada y salida y los radios empleados en las ecuaciones 3 y 4 se ve en la Figura 9.

Tanto para la entrada como salida del fluido geotermal se emplea el coeficiente de convección del fluido dentro del pozo, el cual se mantiene constante durante todo el trayecto y se

consideran las propiedades del agua, la velocidad del fluido y el diámetro hidráulico. La ecuación es:

$$h = \frac{Nu * k_f}{D} \quad (8)$$

Donde Nu es el número de Nusselt que, para flujo turbulento, como se asumió en este caso, es igual a:

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} \quad (9)$$

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \quad (10)$$

$$Pr = \frac{\mu C_p}{k} \quad (11)$$

El diámetro hidráulico para el caso de la entrada y salida respectivamente es:

$$D_{in} = 2(rp - r_3) \quad (12)$$

$$D_{out} = 2r_o \quad (13)$$

La temperatura del fluido geotermal en el último tramo dependerá de la temperatura al fondo del pozo (Tabla 8) y también dependerá del cálculo de la temperatura que se obtiene del tramo anterior; se puede asumir que la temperatura tiene un comportamiento lineal. Es pertinente destacar que, en los primeros metros del pozo, la temperatura no es lineal; tiene que pasar una cierta profundidad para que se estabilice y aumente según el gradiente geotermal.

Finalmente, teniendo las temperaturas de entrada y salida del fluido geotermal, se puede calcular el potencial extraíble del pozo empleando la ecuación de la energía:

$$\dot{Q} = \dot{m} * C_p * (T_2 - T_1) \quad (14)$$

2.3. SELECCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO

2.3.1. Fluido geotermal

En los cálculos se considera las propiedades del fluido geotermal (agua) de manera constante en todo el sistema del pozo para fijar valores y resolver el problema con una

perspectiva general sobre la temperatura de salida que se tendrá al final de la tubería. Las condiciones del fluido geotermal que se inyectará se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. Propiedades Iniciales del fluido geotermal

Agua		
Característica	Valor	Unidad
Temperatura inicial del fluido (T_1)	40.01	°C
Viscosidad dinámica (μ)	0.000891	kg/m*s
Conductividad térmica (k_f)	0.598	W/m*K
Densidad (40°C) (ρ)	992.21	kg/m ³
Punto de ebullición	100	°C
Calor específico (C_p)	4179	J/kg-K
Velocidad del fluido (V)	0.2	m/s

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

2.3.2. Fluido de trabajo

En este caso se empleará una planta ORC de baja temperatura para la cual se necesita de un fluido orgánico con un bajo punto de ebullición. Para el caso del estudio, se tomará en consideración el R134a debido a que presenta propiedades termodinámicas más adecuadas para la extracción de calor. Al revisar las Tablas 4, 5 y 6 su bajo punto de ebullición, baja toxicidad e inflamabilidad, lo hace ideal como fluido orgánico ya que hierve a temperaturas más bajas que el agua y al usarlo en la planta ORC, se produciría vapor de R134a, el cual se puede emplear en una turbina. Las propiedades empleadas del fluido se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14. Propiedades del fluido de trabajo

R134a		
Característica	Valor	Unidad
Temperatura inicial del fluido (T_1)	38.29	°C
Viscosidad dinámica (μ)	0.000202	kg/m*s
Conductividad térmica (k_f)	0.08113	W/m*K
Densidad (25°C) (ρ)	1207	kg/m ³
Punto de ebullición	-26.08	°C
Calor específico (C_p)	1425	J/kg*K
Flujo másico	1.027	kg/s

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

2.4. MODELO PLANTA ORC

Luego de seleccionar los fluidos de trabajo, se procede a realizar el modelamiento de la planta ORC para determinar la cantidad de energía eléctrica que se obtiene del pozo a través del cálculo de trabajo (potencia).

La relación de conservación de energía para cada componente se determina a partir de las siguientes relaciones:

- Trabajo suministrado por la bomba ($q=0$): $\dot{W}_{bomba} = h4 - h1 = v(P4 - P1)$
- Calor suministrado en el intercambiador ($W=0$): $\dot{Q}_{entrada} = h2 - h1$
- Trabajo específico de la turbina ($q=0$): $\dot{W}_{turbina} = (h2 - h3)$
- Calor eliminado en el condensador: ($W=0$): $\dot{Q}_{salida} = h3 - h4$

Con la temperatura de salida calculada para el fluido geotermal se puede calcular el calor de salida del agua que va a ser igual al calor de entrada en el intercambiador de calor:

$$\dot{Q}_{geo} = \dot{m}_{geo} * C_{p,geo} * (T_{geo,entrada} - T_{geo,salida}) = \dot{m}_{ORC} * (h3 - h2) = \dot{Q}_{entrada,ORC} \quad (15)$$

Para la turbina y bomba se asumirán valores de eficiencias de 1 y no se consideran las pérdidas de carga en cada uno de los equipos.

La eficiencia térmica del sistema se calcula a partir de la temperatura máxima y mínima del ciclo y de igual manera la eficiencia de Carnot.

$$n_c = 1 - \frac{T_{min}}{T_{max}} \quad (16)$$

$$n_{térmica} = \frac{W_{neto}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{q_{salida}}{q_{entrada}} \quad (17)$$

Donde

$$W_{neto} = q_{entrada} - q_{salida} = W_{turbina,salida} - W_{bomba,entrada} \quad (18)$$

2.5. Viabilidad económica

Se analizará la potencia generada por la planta ORC para calcular los costos y ganancia de la tecnología aplicada y establecer la viabilidad de su implementación.

Para evaluar la viabilidad económica de usar la energía generada por el pozo en la generación de energía eléctrica mediante una planta de baja potencia ORC, se realizarán cálculos iniciales como potencia generada, días de funcionamiento, así como del costo del kW en Ecuador y la potencia generada. También será importante realizar los cálculos correspondientes a los costos; que incluyen el costo inicial de instalación, el de mantenimiento que se lo realiza durante 4 días anuales y el costo de consumo de energía de la bomba. De igual manera se procederá a calcular la tasa interna de retorno y el VAN para establecer la rentabilidad del proyecto.

3. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

3.1. POTENCIAL EXTRAIBLE

3.1.1. Cálculo de la temperatura de salida del fluido geotermal

Para los cálculos de la tubería de entrada y salida se necesita el coeficiente de convección del fluido geotermal, los valores se ven afectados por el diámetro empleado para los cálculos, en este caso el de la tubería interna. Como se puede apreciar en la Tabla 15, los valores de Reynolds y Nusselt aumentan con respecto a la tubería de entrada y por el contrario los valores del coeficiente de convección disminuyen.

Tabla 15. Coeficiente de convección del fluido geotermal

COEFICIENTE DE CONVECCIÓN DEL FLUIDO		
	Tubería de entrada	Tubería de salida
Numero de Reynolds (Re)	7442.71	17862.51
Numero de Prandtl (Pr)	6.23	6.23
Numero de Nusselt (Nu)	59.82	120.50
Coeficiente de convección (h) W/m ² K	894.24	750.60

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

Se realizó el trabajo con varios tramos para comprobar que la selección del número de tramos sea la ideal. Como se estableció en la metodología, se dividió la longitud de la tubería del pozo en 280 tramos de trabajo, luego en 100, 250 y 400 tramos.

Tabla 16. Error por cada división de tramo.

Cantidad de tramos	Error porcentual (%)
100	0.75
250	0.05
400	0.12

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

Se observa que el error es mayor si los tramos son menores, además en la Tabla 16 se mira que el error entre 250 y 400 tramos es muy pequeño, por lo que seleccionar 280 tramos es correcto para tener un error menor. Con una división de 280 tramos se obtuvo una temperatura de salida del pozo de 80.21 [°C].

En la Figura 10 se muestra la evolución de la temperatura del fluido geotermal en los 280 tramos considerados para el cálculo del pozo, comenzando con una temperatura de 40.01 [°C] y llegando a alcanzar 82.23 [°C] al fondo del pozo.

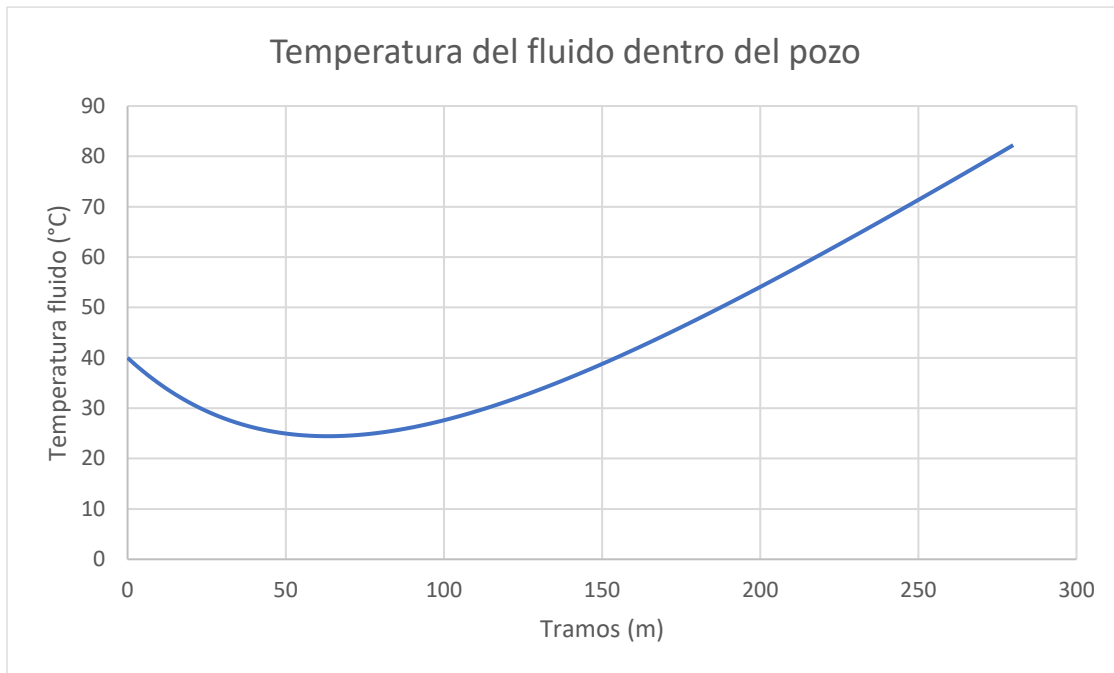


Figura 10. Evolución de la temperatura del fluido geotermal de la superficie hasta el fondo del pozo.

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

La temperatura de salida del fluido geotermal no varía tanto con respecto a la temperatura al fondo del pozo debido a que la transferencia de calor del fluido geotérmico hacia las paredes de la tubería, (acondicionada con un aislante térmico), es mínima y no se presentan pérdidas.

La Figura 11 muestra el comportamiento de la temperatura del fluido geotermal hasta llegar a la superficie, donde se nota una leve disminución de la temperatura a 81.17 [°C].

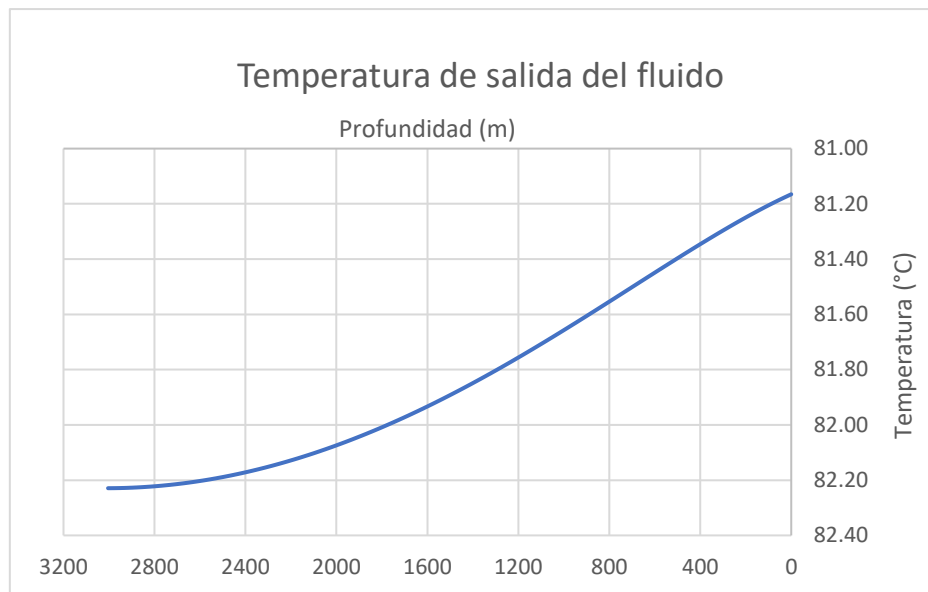


Figura 11. Evolución de la temperatura del fluido geotermal del fondo del pozo a la superficie.

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

Con la temperatura de salida del flujo geotermal, se obtiene el potencial extraíble en kWh/año en el pozo con un flujo másico de 1.2 [kg/s] dentro del intercambiador de doble tubo, en donde se obtiene 4954.5 [kWh/día] y una generación anual de 1'788 564 [kWh/día]. Esta potencia se mantendrá relativamente constante ya que la temperatura de la roca al fondo del pozo no se ve afectada por la temperatura ambiente en el sector.

3.1.3 Variación del flujo másico con respecto a la temperatura de salida del fluido geotermal

Con el fin de seleccionar un flujo másico adecuado para trabajar, se realiza un análisis de sensibilidad de éste con respecto a la temperatura de salida del fluido geotermal variando los valores entre 0.8 [kg/s] a 1.5 [kg/s]. La Tabla 17, muestra la temperatura de salida del fluido geotermal y el potencial extraíble del pozo con cada variación del flujo másico, donde los valores de diámetro y profundidad se mantienen iguales.

Tabla 17. Efecto del flujo másico en los resultados

Flujo Geotérmico (kg/s)	Potencial extraíble pozo (kW)	Temperatura de salida pozo (°C)	Potencia Neta (kW)
0.8	159.64	87.75	16.15
1.2	206.44	81.17	15.71
1.5	230.73	76.81	11.27

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

Se evidencia que a medida que aumenta el flujo másico la temperatura disminuye en la salida del pozo; pero pasa lo contrario con el potencial extraíble del pozo, que es directamente proporcional al flujo másico como se observa en la Figura 12. Como se trabajó con una planta ORC del fabricante Infinity Turbine, un rango de temperatura de 80 -140 [°C] de fluido de trabajo, y que está directamente relacionado con la temperatura del fluido geotérmico, propende que trabajar con un flujo másico de 1.2 [kg/s] sea lo ideal ya que se alcanza un equilibrio de un potencial alto y una temperatura para el R134a dentro del rango de operación.

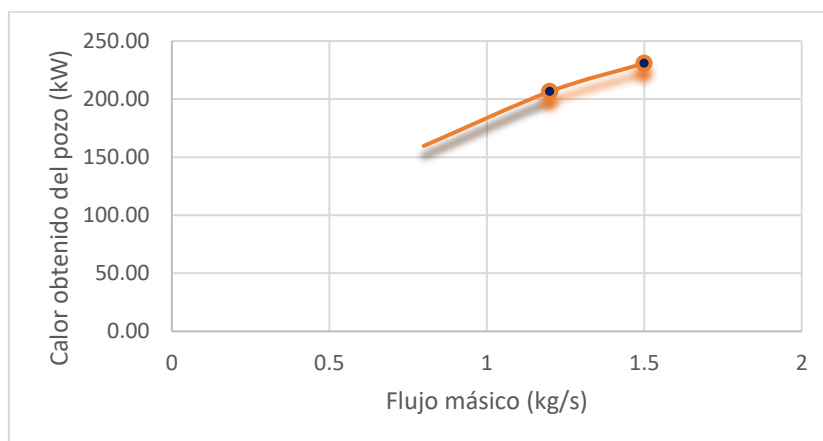


Figura 12. Variación del calor obtenido del pozo con el flujo másico
Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

3.2. MODELO PLANTA ORC

El calor extraído del intercambiador de calor del pozo abandonado de petróleo se utilizó para generar electricidad mediante la planta ORC. La Figura 13 muestra el esquema y diagrama T-s del ciclo Rankine ideal simple simulado para el pozo en estudio.

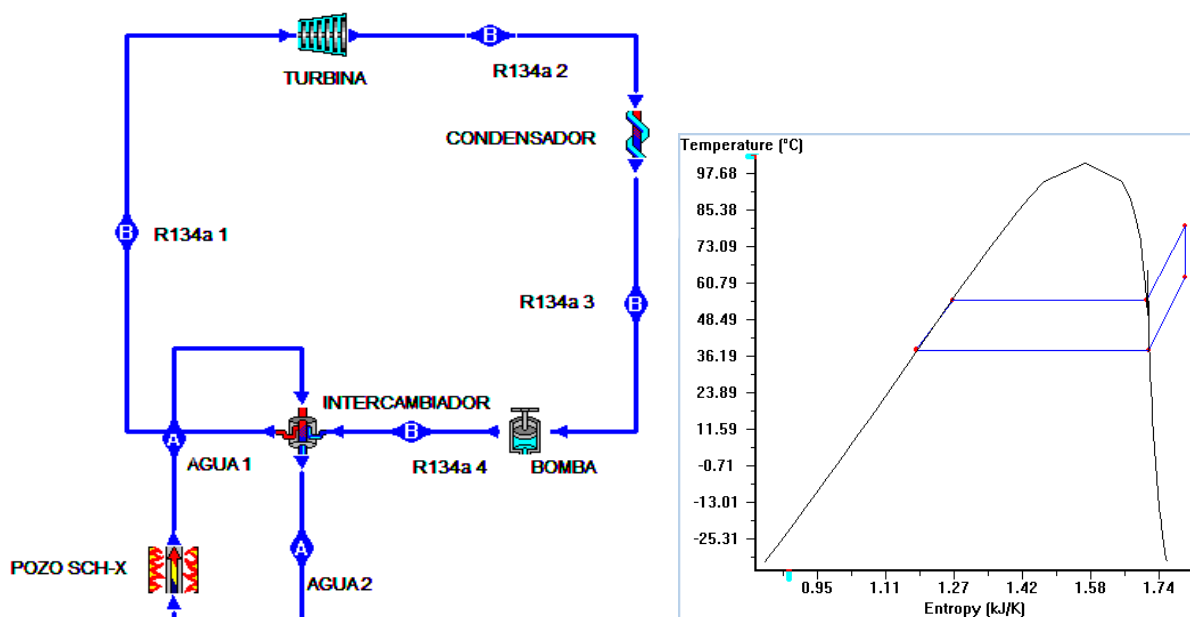


Figura 13. Esquema y diagrama T-s de la planta ORC implementada en el pozo SCH-X
Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

Las propiedades termodinámicas obtenidas en los puntos 1,2,3 y 4 se observan en la Tabla 18. A la salida de la turbina se observa que el R134a se mantiene como vapor sobrecalentado; aspecto conveniente para que no se presente daño en el sistema. De manera similar el estado del fluido a la entrada de la bomba es en estado de líquido saturado, permitiendo que no se presente cavitación en el sistema. También se observa que el ciclo varía entre dos presiones, siendo la máxima de 1495 [Kpa] y la mínima de 963,68 [Kpa]. En cualquier caso, la baja presión obtenida es mayor a la presión atmosférica, logrando así evitar la entrada de aire al sistema, lo que podría provocar un inadecuado funcionamiento del ciclo.

Con respecto al flujo másico del fluido de trabajo, este se calculó con la ecuación 15, obteniendo un resultado de 1.03 [kg/s].

Tabla 18. Propiedades termofísicas del fluido de trabajo en los puntos de diseño

	Estado 1	Estado 2	Estado 3	Estado 4
	Salida del Bomba = Entrada al intercambiador	Salida del intercambiador = Entrada a la turbina	Salida de la turbina = Entrada al condensador	Salida del Condensador = Entrada a la Bomba
Estado del R134a	Líquido Comprimido	Vapor Sobrecalentado	Vapor sobrecalentado	Líquido saturado
Temp. (°C)	38.29	80	56.37	38
Presión (Kpa)	1495	1495	963.68	963.68
Entalpía (kJ/kg)	105.74	306.79	291.03	105.29
Entropía (kJ/kg K)	0.38548	0.9970025	0.9970025	0.38548
Flujo Másico (kg/s)	1.027	1.027	1.027	1.027

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

En la Tabla 19 se resumen los resultados generales del ciclo que permiten evaluar su rendimiento. Se observa que la potencia generada es de aproximadamente 16 kW, la cual es una potencia que está dentro del requerimiento de las especificaciones de la planta de baja potencia (10 kW) de Infinity Turbine.

Tabla 19. Resultados de la potencia generada del ciclo

Resultados	Valores
Potencia Generada bomba (kW)	0.472
Potencia Generada Intercambiador (kW)	206.44
Potencia Generada Turbina (kW)	16.18
Potencia Generada Condensador (kW)	190.73
Potencia del sistema (kW)	15.71
Eficiencia térmica	7.61
Eficiencia Carnot	11.90

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

Con respecto al efecto del flujo másico sobre la potencia neta generada, la Figura 14 muestra que el índice de flujo másico de salida más alto corresponde a la producción de energía neta más alta para el pozo SCH-X. La potencia neta máxima fue de 16.15 [kW] con un caudal másico de 0.8 [kg/s] a 87.75 [°C]. Para el flujo másico óptimo de 1.2 [kg/s] la potencia neta generada fue de 15.71 [kW] a 81.17 [°C]. Se puede observar que la potencia disminuye ligeramente en un intervalo de flujo másico de 0.8 a 1.2 kg/s mientras que luego empieza a

decrecer mucho más llegando a una potencia de 11.27 [kW] con un caudal másico de 1.5 [kg/s] a 76.81 [°C].

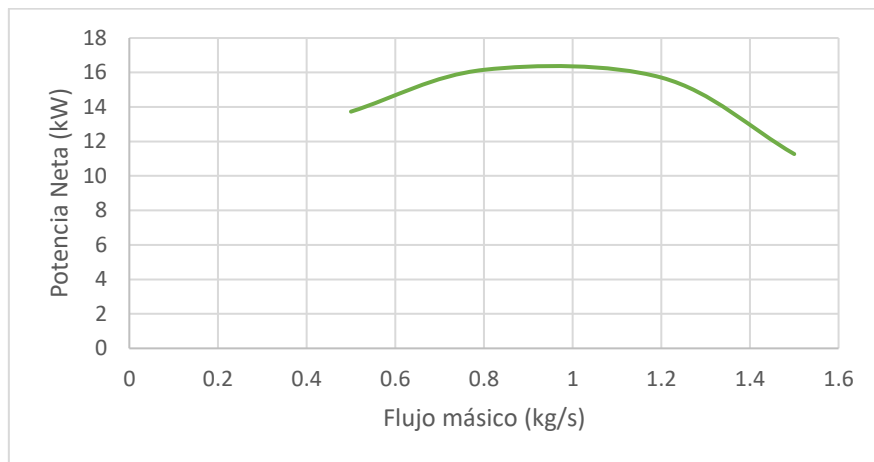


Figura 14. Potencia neta de salida con diferentes flujos másicos
Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

La Figura 15 muestra la variación de la eficiencia térmica con respecto a la temperatura del fluido y flujo másico. Para un flujo másico de 0.5 [kg/s] se obtiene una alta eficiencia de 12.5 [%] a una temperatura de 92.57 [°C]. Mientras que para un flujo másico de 1.2 [kg/s], se obtiene una eficiencia de 7.61 [%] a una temperatura de 81.17 [°C].

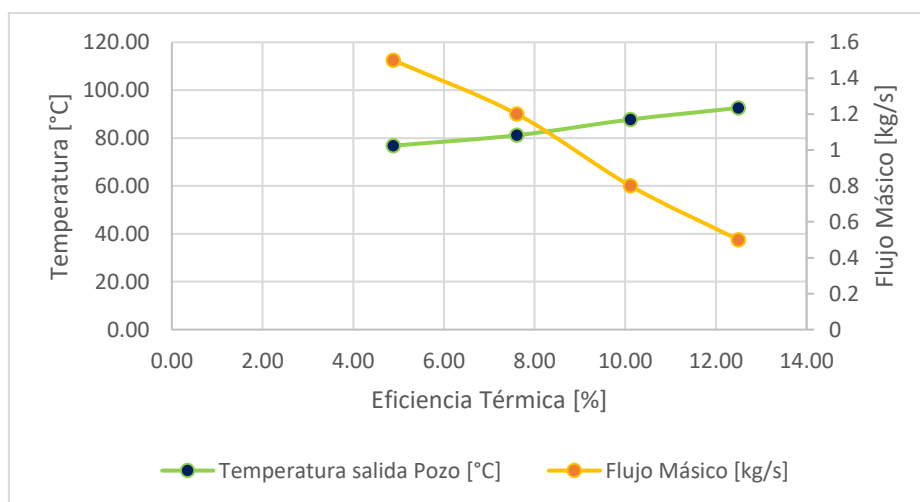


Figura 15. Evaluación de la eficiencia térmica del ciclo
Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

En el Anexo 2 se adjunta la secuencia de cálculos empleada en el pozo de estudio.

3.3. ANÁLISIS ECONÓMICO

En la Tabla 20 se observa el resultado de los costos iniciales, de mantenimiento y consumo energético de la bomba, mismos que están en función de los 361 días que se mantiene en funcionamiento la planta.

Tabla 20. Cálculo de ingresos y costos generados del pozo

Días funcionamiento	361	días/año
Horas funcionamiento	8664	horas/año
Costo de planta ORC	2500	\$/KW
Potencia generada	15.71	kW
Costo inicial instalación	39266.87	\$/kW
Potencia generada al año	136083.28	kWh/año
Precio kW en Ecuador	0.0858	\$/kWh
Ganancia primer año	11675.95	\$/año
Costo de mantenimiento	785.34	\$/año
Costo consumo energía bomba	351.09	\$/año

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

En la Tabla 21 se observa que la tasa de retorno calculada es relativamente baja que es un primer indicativo de la rentabilidad del proyecto. En el caso del VAN, las ganancias brutas estimadas son positivas. En el Anexo 3 se adjunta la Tabla de cálculo económico para 20 años.

En la relación costo beneficio, por cada dólar obtenido se tendrá una ganancia de \$1.63; por lo tanto, invertir en la planta ORC es rentable. Finalmente, la inversión para un periodo de 20 años será recuperada en 6 años, 2 meses y 11 días; a partir de este tiempo se obtendrán ganancias netas.

Tabla 21. Cálculo del TIR Y VAN para el pozo SCH-X

TIR	29%
VAN (USD)	\$ 63,882.35
Rb/c	\$2.63
Último periodo FC negativo	4
Absoluto último FC	4884.158
FC neto periodo siguiente	2221.8074
PRI	6 años
	2 meses
	11 días

Elaborado por: Acosta y Vernaza (2022)

4. DISCUSIÓN

En un inicio se divide al pozo en 280 tramos y, para validar el número escogido, se realiza el proceso con divisiones de 100, 250 y 400 tramos obteniéndose que el error es mayor si los tramos son menores. Al dividir en tramos menores de 250 se establece que el error porcentual aumenta; en 100 tramos es del 0.75% aproximadamente, por lo que trabajar con 280 tramos asegura que los cálculos son confiables.

Para obtener un alto potencial extraíble del pozo, se consideró la geometría del pozo, flujo másico y velocidad. Estos parámetros aseguran un flujo turbulento dentro del pozo para que aumente el coeficiente de convección y, por lo tanto, la transferencia de calor hacia el fluido geotermal; aspecto que se evidencia en la Tabla 15, donde el número de Reynolds al ser mayor que 4000 asegura un flujo turbulento en el pozo.

En la Tabla 17 se observa que a medida que aumenta el flujo másico, la temperatura de salida disminuye pasando de los 88 [°C] con un flujo de 0.8 [kg/s] a los 81 [°C] con un flujo de 1.2 [kg/s] y a los 77 [°C] con un flujo de 1.5 [kg/s]. Por el contrario, el potencial extraíble empieza a aumentar como se observa en la Figura 12, donde hay un aumento de 46.8 [kW] entre los flujos de 0.8 [kg/s] a 1.2 [kg/s], aumentando solamente 24.29 [kW] entre 1.2 [kg/s] a 1.5 [kg/s]. la selección de un flujo másico de 1.2 [kg/s] fue la ideal para la planta ORC de Infinity TURBINE ya que alcanza un equilibrio entre un potencial alto y una temperatura para el R134a dentro del rango de operación.

Para el modelo de la planta ORC se consideró al sistema como flujo estacionario y al revisar las Tablas 4, 5 y 6 se escogió al R134a como fluido de trabajo por presentar propiedades termodinámicas más adecuadas para la extracción de calor. Las propiedades termo-físicas obtenidas del ciclo se visualizan en la Tabla 18, en donde la mínima presión del ciclo 963,68 [Kpa] es mayor a la temperatura atmosférica, logrando evitar la entrada de aire al sistema. Los datos obtenidos son para un ciclo ideal de Rankine donde las eficiencias de la turbina y de la bomba son del 100% y no se consideran las pérdidas de carga del sistema.

Del análisis de sensibilidad del flujo másico, según la Figura 14, se observa que la potencia alcanza los valores más altos entre los flujos másicos de 0.8 [kg/s] y 1.2 [kg/s], luego la potencia disminuye considerablemente.

En la Figura 15 se demuestra que la temperatura del fluido geotérmico es el parámetro determinante en el funcionamiento y eficiencia del ciclo, en donde al trabajar con temperaturas altas se comprueba que la eficiencia será mayor y la potencia neta del ciclo

menor. La temperatura del fluido geotermal al depender del flujo másico será óptima entre los flujos másicos de 0.8 [kg/s] y 1.2 [kg/s]; obteniéndose eficiencias térmicas entre 10.12% y 7.61%.

El desarrollo de un análisis general económico del pozo de estudio da como respuesta que es posible adaptar un pozo abandonado de petróleo a un intercambiador de calor para extraer el calor geotermal y generar energía eléctrica. Para un periodo de 20 años la tasa de retorno obtenida es del 29 %; que es relativamente baja, pero es rentable para implementar la planta ORC al pozo. Una ventaja de usar este tipo de tecnología es la automatización, lo que hace que se ahorre en mano de obra para manejarla. La inversión se recupera en un periodo aproximado de 6 años, luego del cual se obtendrán ganancias netas.

La implementación de un intercambiador de calor se realizó en un pozo abandonado, donde previamente ya se obtuvieron datos tanto de la parte exploratoria como de la perforación. Si bien esta investigación se refiere a la teoría y a la novedosa implementación que se le puede dar a la energía geotérmica adaptando pozos de petróleo, para futuras investigaciones se debe considerar factores como eficiencias reales en la bomba y turbina y las pérdidas de carga, lo que permitirá disminuir la potencia neta del ciclo y la eficiencia térmica.

En un principio se espera que el pozo abandonado no esté completamente seco. Por lo tanto, en la etapa inicial será necesario drenar el agua que se encuentre en el interior. Se puede emplear la tubería interna del intercambiador de calor como un ducto para la evacuación de esta.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

Se establecieron las condiciones mecánicas del pozo, siendo este un pozo vertical, con una temperatura de 107 ° C, profundidad de 3007 metros. Se perfora hasta la sección de 7 pulgadas.

Se analizaron las propiedades de los diferentes fluidos motrices escogiendo el agua como fluido geotermal por su fácil obtención, bajo costo y nulo riesgo para el ambiente. En el caso del fluido de trabajo se escogió al R134a al presentar propiedades termodinámicas adecuadas como bajo punto de ebullición, baja toxicidad e inflamabilidad.

Se realizó un balance de energía para calcular la temperatura de salida del fluido geotermal definiendo un valor de 0.025 m de radio interno. Se optó por un método discreto de división de 280 tramos y un flujo másico de 1.2 [kg/s] para obtener una temperatura de salida de 81.17 [°C] valor que está dentro del rango requerido por la planta ORC, [80 – 140 °C].

Se extrajo un calor total de 206.44 [kW] del intercambiador de calor del pozo abandonado de petróleo, mismo que se utilizó para generar electricidad mediante la planta ORC obteniendo una potencia de 15.71 [kW]. Se estableció al sistema como flujo estacionario y se calcularon las propiedades termofísicas del ciclo como entalpía y entropía.

Se calculó un valor de 29 % TIR y \$63,882.35 VAN, valores que son un indicativo de la viabilidad de adaptar un pozo abandonado de petróleo a un intercambiador de calor para extraer el calor geotermal y generar energía eléctrica, recuperando la inversión en un periodo de 6 años, 2 meses y 11 días y haciendo un cálculo para 20 años.

5.2. RECOMENDACIONES

Realizar previamente el reacondicionamiento del pozo antes de adaptarlo a un intercambiador de calor; además de correr un registro de cemento.

Realizar un estudio más extenso incluyendo todas las variables, tanto las propiedades termodinámicas del pozo, como en las propiedades termofísicas de la planta ORC, además de eficiencias de turbina y bomba, así como las pérdidas de carga en los equipos.

Implementar el proceso de extracción de energía geotermal también en pozos de petróleo en producción, ya que, al emplear el agua de formación como fluido geotermal, la temperatura de salida puede llegar a ser mayor y de igual manera se puede prolongar la vida útil de los pozos. Las unidades ORC pueden generar electricidad a partir del calor residual y fácilmente emplear esta energía en el campo.

Investigar sobre la factibilidad de emplear el calor geotermal extraído del pozo como uso directo para beneficio de las comunidades cercanas al campo, debido al potencial energético obtenido en el pozo; es recomendable implementar este tipo de proyectos para la agricultura o calefacción de lugares cercanos.

Investigar sobre manejar un solo fluido en todo el sistema, tanto para el pozo como en la superficie, disminuyendo gastos y la cantidad de fluido de trabajo que se maneje. En aspecto se puede trabajar con agua, aprovechando su alta capacidad calorífica y almacenando el calor de una manera adecuada.

La temperatura del fluido geotérmico es el parámetro determinante en el funcionamiento y eficiencia del Ciclo Orgánico de Rankine; sin embargo, factores como el flujo másico del fluido de trabajo pueden aumentar potencia neta del ciclo.

En los proyectos convencionales de energía geotérmica el mayor riesgo e inversión se las realiza en las etapas de exploración y perforación, pero empleando pozos de petróleo para extracción de energía geotérmica y generación de energía eléctrica estos factores se anulan, siendo el precio del kWh el factor que influye en cuan factible económicamente es este caso de estudio.

BIBLIOGRAFÍA

- Bouhacina, B., Saim, R., & Oztop, H. (2015). Numerical investigation of a novel tube design for the geothermal borehole heat exchanger. *79*, 153-162. *Applied Thermal Engineering*. doi:10.1016/j.applthermaleng.2015.01.027
- Dai, L., Shang, Y., Li, X., & Li, S. (2016). Analysis on the transient heat transfer process inside and outside the borehole for a vertical U-tube ground heat exchanger under short-term heat storage. *87*, 1121-1129. *Renewable Energy*. doi:10.1016/j.renene.2015.08.034
- Gharibi, S., Mortezaadeh, E., Bodi, S., & Vatani, A. (2018). Feasibility study of geothermal heat extraction from abandoned oil wells using a U-tube heat exchanger. *153*, 554-567. *Energy*. doi:10.1016/j.energy.2018.04.003
- Kujawa, T., Nowak, W., & Stachel, A. (2006). Utilization of existing deep geological wells for acquisitions of geothermal energy. *31(5)*, 650-664. *Energy*. doi:10.1016/j.energy.2005.05.002
- Li, Z., & Zheng, M. (2009). Development of a numerical model for the simulation of vertical U-tube ground heat exchangers. *29(5-6)*, 920-924. *Applied Thermal Engineering*. doi:10.1016/j.applthermaleng.2008.04.024
- Lund, J., & Boyd, T. (2016). Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. *60*, 66-93. *Geothermics*. doi:10.1016/j.geothermics.2015.11.004
- Singh, H., Falcone, G., Volle, A., & Guillon, L. (2017). Harnessing Geothermal Energy from Mature Onshore Oil Fields- The Wytch Farm Case Study. 1-17. California: PROCEEDINGS, Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University.
- Templeton, J., Ghoreishi-Madiseh, S., Hassani, F., & Al-Khawaja, M. (2014). Abandoned petroleum wells as sustainable sources of geothermal energy. *70*, 366-373. *Energy*. doi:10.1016/j.energy.2014.04.006
- Zarrouk, S., & Moon, H. (2014). Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. *51*, 142-153. *Geothermics*. doi:10.1016/j.geothermics.2013.11.001
- Angulo, C. E. (Diciembre de 2020). ZONIFICACIÓN DEL GRADIENTE GEOTÉRMICO EN LA CUENCA ORIENTE A PARTIR DE TEMPERATURAS DE FONDO DE POZOS. 56-57. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Babkir, A. (2019, Agosto). Sustainability Assessment of Power Generation from an Abandoned Oil and Gas Well in Alberta, Canada. *1(3)*, 4-17. *Journal of Energy and Power Technology*. doi:10.21926/jept.1903002
- Barbier, E. (2002). Geothermal Energy Technology and Current Status: an Overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. *6*, 3-65.
- Blodgett, L., & Slack, K. (Febrero de 2009). Basics of Geothermal Energy Production and Use. 55. Estados Unidos: Geothermal Energy Association.
- Bohórquez, A., & Garavito, H. Y. (2019). Análisis de viabilidad en la implementación de Energía Geotérmica en aguas asociadas a la producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

- Bu, X., Ma, W., & Li, H. (2012). Geothermal energy production utilizing abandoned oil and gas wells. *41*, 80-85. *Renewable Energy*. doi:10.1016/j.renene.2011.10.009
- Carmaco, E., & Rivera, A. (2016). *Diseño conceptual de un sistema híbrido integrado de simple flash - binario para una planta geotérmica*. El salvador: La geo Grupo CEL.
- Castillo, F. (2014). Generación de potencia eléctrica a partir de la geotermia. Madrid, España. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10016/26672>
- Chiasson, A. D. (2016). *Geothermal Heat pump and heat Engine Systems*. Dayton: Asme Press.
- Davis, A. P., & Michaelides, E. E. (2009). Geothermal power production from abandoned oil wells. *34(7)*, 866-872. *Energy*. doi:10.1016/j.energy.2009.03.017
- Dincer, I., & Ozturk, M. (2021). *Geothermal Energy Systems*. 1, 526. Elsevier.
- ESMAP. (2012). Manual de Geotermia: Cómo planificar y financiar la generación de electricidad. 12-50. Washington, Estados Unidos: Grupo del Bnaco Mundial.
- Franco, A., & Villani, M. (2009). Optimal design of binary cycle power plants for water-dominated, medium-temperature geothermal fields. *38(4)*, 379-6505. *Geothermics*. doi:10.1016/j.geothermics.2009.08.001
- Garbai, L., & Méhes, S. (2011). Energy analysis of geothermal heat pumps with U-tube installations. *1*, 107–112. *EXPRES 2011 • 3rd IEEE International Symposium on Exploitation of Renewable Energy Sources*. doi:10.1109/EXPRES.2011.5741802
- IDAE. (junio de 2008). Manual de Geotermia. 13-192. Madrid.
- Incropera, F. P., & DeWitt, D. P. (1999). *Fundamentos de la transferencia de calor*. México: PRENTICE HALL.
- Jiménez, L. (2013). Simulación y optimización de un Ciclo Rankine Orgánico (ORC) de pequeña potencia (10kW). 14-114. Zaragoza: Centro Politécnico Superior. Obtenido de <http://zaguan.unizar.es>
- Kotler, S. (2011). Abandoned Oil and gas Wells Are Leaking. *ZMagazine*, 1.
- Li, K., Bian, H., Liu, C., Zhang, D., & Yang, Y. (2015). Comparison of geothermal with solar and wind power generation systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. *42*, 1464-1474. doi:10.1016/j.rser.2014.10.049
- Li, T., Zhu, J., Xin, S., & Zhang, W. (2014). A novel geothermal system combined power generation, gathering heat tracing, heating/domestic hot water and oil recovery in an oilfield. *51*, 388-396. *Geothermics*. doi:10.1016/j.geothermics.2014.03.009
- Lyu, Z., Song, X., Li, G., Hu, X., Shi, Y., & Xu, Z. (2017). Numerical analysis of characteristics of a single U-tube downhole heat exchanger in the borehole for geothermal wells. *125*, 186-196. *Energy*. doi:10.1016/j.energy.2017.02.125
- Moomaw, W., Yamba, F., Kamimoto, M., Maurice, I., Nyboer, J., Urama, K., & Weir, T. (2011). RENEWABLE ENERGY AND CLIMATE CHANGE. In O. Edenhofer, R. PichsMadruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, . . . C. Stechow (Eds.), *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (pp. 1-48). New York: Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York.

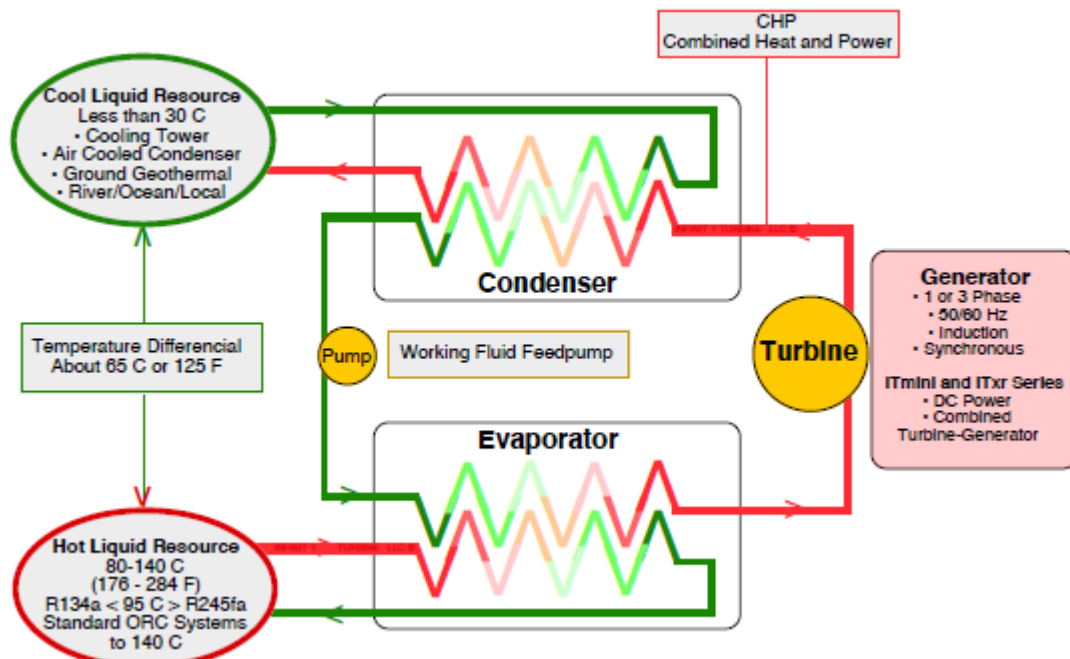
- N.M., W., & N.S., B. (2015). Geothermal energy from abandoned oil and gas wells using water in combination with a closed wellbore. 1-23. *Applied Thermal Engineering*. doi:10.1016/j.applthermaleng.2015.06.030.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2009). 2008 Geothermal Technologies Market Report. *Energy Efficiency & Renewable Energy*, 46.
- Neuendorf, K., Mehl, J., & Jr. & Jackson, J. (2010). *The Glossary of Geology. 5th edition*, 800. American Geological Institute.
- Noboru, Y., Takahiro, M., & Md Nor Anuar, M. (2011). Fundamental experiment of pumpless Rankine-type cycle for low-temperature heat recovery. *36(2)*, 1010-1017. *Energy*. doi:10.1016/j.energy.2010.12.007
- Noorollahi, Y., Pourarshad, M., Jalilinasrabad, S., & Yousefi, H. (2015). Numerical simulation of power production from abandoned oil wells in Ahwaz oil field in southern Iran. *55*, 16-23. *Geothermics*. doi:10.1016/j.geothermics.2015.01.008
- Palacio-Villa, M., Blessent, D., López-Sánchez, J., & Moreno, D. (Enero de 2020). Enhanced geothermal systems: review and analysis of case studies: Review and analysis of case studies. *42(1)*, 101-118. *Boletín de Geología*. doi:10.18273/revbol.v42n1-2020006
- Peláez, M. R., & Espinoza, J. L. (2015). *Energías Renovables en el Ecuador. Situación actual, Tendencias y Perspectivas. 1*. Cuenca, Ecuador.
- Reyes, A. (Julio de 2007). Abandoned oil and gas wells – a reconnaissance study of an unconventional geothermal resource. 1-43. Nueva Zelanda: GNS Science Report 2007.
- Reyes, J. (Agosto de 2017). PROPUESTA PARA LA REACTIVACIÓN DE DIEZ POZOS CERRADOS MEDIANTE REACONDICIONAMIENTO EN LA ARENA NAPO U DEL SECTOR SUR DEL CAMPO SACHA. 1-145. Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Riney, T. (1991). Pleasant Bayou Geopressured-Geothermal Reservoir Analysis. 51. *Journal of Energy Resources Technology*.
- Rowshanzadeh, R. (2010). Performance and cost evaluation of Organic Rankine Cycle at different technologies. 27-97. Estocolmo, Suecia: Department Of Energy Technology.
- SACOME. (26 de septiembre de 2019). *Intercambiadores de calor de doble tubo/ Tubo en tubo*. Obtenido de SACOME: <https://www.sacome.com/intercambiadores-calor-doble-tubo/>
- Schuster, A., Karellas, S., Kakaras, E., & Spliethoff, H. (2009). Energetic and economic investigation of Organic Rankine Cycle applications. *29(8-9)*, 1809-1817. *Applied Thermal Engineering*. doi:10.1016/j.applthermaleng.2008.08.016.
- Tapia, A., & Chicaiza, J. D. (2016). Optimización de la producción mediante el cambio de la completación del pozo Sacha 142. 27-89. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Trillo, G. L., & Angulo, V. R. (2008). *Guía de la Energía Geotérmica*. 29-178. España: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
- Trucco, N. (2019). Rehabilitación de pozos petroleros para la generación de calor por geotermia en la región de Magallanes. 1-130. Chile: Universidad de Chile.

- Wang, K., Yuan, B., Ji, G., & Wu, X. (2018). A comprehensive review of geothermal energy extraction and utilization in oilfields. *168*, 465-477. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. doi:10.1016/j.petrol.2018.05.012
- Wight, N., & Bennett, N. (2015). Geothermal energy from abandoned oil and gas wells using water in combination with a closed wellbore. *89*, 1-23. *Applied Thermal Engineering*. doi:10.1016/j.applthermaleng.2015.06.030
- Zhang, J., Cho, H., & Knizley, A. (2016). Evaluation of financial incentives for combined heat and power (CHP) systems in U.S. regions. *59*, 738-762. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. doi:10.1016/j.rser.2016.01.012
- Zhang, L., Yuan, J., Liang, H., & Li, K. (Octubre de 2008). Energy from Abandoned Oil and Gas Reservoirs. Perth, Australia: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. doi:10.2118/115055-MS
- Zhang, Y.-J., Li, Z.-W., Guo, L.-L., Gao, P., Jin, X.-P., & Xu, T.-F. (2014). Electricity generation from enhanced geothermal systems by oilfield produced water circulating through reservoir stimulated by staged fracturing technology for horizontal wells: A case study in Xujiaweizi area in Daqing Oilfield, China. *78*, 788-805. *Energy*. doi:10.1016/j.energy.2014.10.073
- Zheng, Z., Wang, W., & Ji, C. (2012). A Study on the Thermal Performance of Vertical U-Tube Ground Heat Exchangers. *12*, 906-914. *Energy Procedia*. doi:10.1016/j.egypro.2011.10.119
- Zhu, Y., Li, K., Liu, C., & Mgijimi, M. B. (Noviembre de 2019). Geothermal Power Production from Abandoned Oil Reservoirs Using In Situ Combustion Technology. 3-21. China. doi:10.3390/en12234476

ANEXOS

ANEXO 1

Diagrama de flujo del sistema ORC fabricante Infinity Turbine



ORC Cycle

The hot flow of liquid transfers heat through the evaporator heat exchanger to the refrigerant, that boils then is expanded through the turbine. The cool flow takes the heat out of the refrigerant to condense back to liquid through the condenser heat exchanger. The feedpump then pressurizes that refrigerant back into the evaporator and the cycle repeats.

ORC Operates on Two Separate Flows of Hot and Cool Liquid

Basic (approximate) Heat Rate: 40,000 btu/kWe Gross
Power Output (rate depends on temperature)

Evaporator (hot flow --> heat --> refrigerant to vapor):

Types of hot liquid: water, oil, steam

Flow:

- 40,000 btu per kWe
- 12 kWthermal per kWe
- 2-3 gpm per kWe
- Max 11 liters/minute per kWe

Heat Necessary:

- 80 C - 140 C
- 176 F - 284 F

Condenser (cool flow --> cool --> refrigerant to liquid):

Types of cool liquid: water, oil, refrigerant

Flow:

- Three times the input heat flow
- 6-9 gpm per kWe
- Maximum 34 liters/minute per kWe

Heat Necessary:

- Less than 30 C (86 F)
- Delta T: Needs to be 65 C (125 F) less than input heatflow temperature

ANEXO 2

Secuencia de cálculos

- 1) Se definen las áreas de flujos para la tubería de entrada:

$$A_{ent} = \pi(rp^2 - r_3^2) = \pi * (0.087^2[m] - 0.067^2[m]) = 0.0097[m^2]$$

- 2) Se definen las áreas de flujos para la tubería de salida:

$$A_{ent} = \pi(ro^2) = \pi * (0.048^2[m]) = 0.0072[m^2]$$

- 3) Se define el Diámetro hidráulico para la tubería de entrada:

$$D_{in} = 2(rp - r_3) = 2 * (0.087[m] - 0.067[m]) = 0.04[m]$$

- 4) Se define el Diámetro hidráulico para la tubería de salida:

$$D_{out} = 2(ro) = 2 * (0.048[m]) = 0.096[m]$$

- 5) Se calcula el caudal del fluido cuando entra a la tubería:

$$Q = VA = (0.0169[m^2] * 0.2 \left[\frac{m}{s} \right]) = 0.0028 \left[\frac{m^3}{s} \right]$$

- 6) Cálculo del número de Reynolds para flujo turbulento en la tubería de entrada:

$$Re = \frac{\rho VD}{\mu} = \frac{0.023 * 992.21 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * 0.2 \left[\frac{m}{s} \right] * 0.04[m]}{0.000891 \left[\frac{kg}{m * s} \right]} = 7442.71$$

- 7) Cálculo Número de Prandtl en la tubería de entrada:

$$Pr = \frac{\mu C_p}{k} = \frac{0.000891 \left[\frac{kg}{m * s} \right] * 4179 \left[\frac{J}{kg * K} \right]}{0.598 \left[\frac{W}{m * K} \right]} = 6.23$$

- 8) Calcular el número de Nusselt para flujo turbulento en la tubería de entrada:

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} = 0.023 * 7442.71^{0.8} 6.23^{0.4} = 59.82$$

- 9) Se calcula el coeficiente de convección para el fluido del pozo en la tubería de entrada:

$$h_{entr} = \frac{Nu * k_f}{D} = \frac{59.82 * 0.598 \left[\frac{W}{mK} \right]}{0.04[m]} = 894.24 \left[\frac{W}{m^2K} \right]$$

10) Cálculo del número de Reynolds para flujo turbulento en la tubería de salida:

$$Re = \frac{\rho VD}{\mu} = \frac{0.023 * 992.21 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * 0.2 \left[\frac{m}{s} \right] * 0.096[m]}{0.000891 \left[\frac{kg}{m * s} \right]} = 17862.51$$

11) Cálculo Número de Prandtl en la tubería de salida:

$$Pr = \frac{\mu C_p}{k} = \frac{0.000891 \left[\frac{kg}{m * s} \right] * 4179 \left[\frac{J}{kg * K} \right]}{0.598 \left[\frac{W}{m * K} \right]} = 6.23$$

12) Calcular el número de Nusselt para flujo turbulento en la tubería de salida:

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.4} = 0.023 * 17862.51^{0.8} 6.23^{0.4} = 120.5$$

13) Se calcula el coeficiente de convección para el fluido del pozo en la tubería de salida:

$$h_{entr} = \frac{Nu * k_f}{D} = \frac{120.5 * 0.598 \left[\frac{W}{mK} \right]}{0.096[m]} = 750.6 \left[\frac{W}{m^2K} \right]$$

14) Calcular el coeficiente de transferencia de calor denominado con la letra U1 para la tubería de entrada:

$$U_1 = \frac{1}{\frac{1}{2r_p h_{ent}} + \frac{1}{2k_R} \ln \left(\frac{r_R}{r_e} \right) + \frac{1}{2k_a} \ln \left(\frac{r_e}{r_p} \right)}$$

$$= \frac{1}{\frac{1}{2 * 0.087[m] * 894.24 \left[\frac{W}{m^2K} \right]} + \frac{1}{2 * 7 \left[\frac{W}{mK} \right]} * \ln \left(\frac{0.25[m]}{0.089[m]} \right) + \frac{1}{2 * 15.6 \left[\frac{W}{mK} \right]} * \ln \left(\frac{0.089[m]}{0.087[m]} \right)}$$

$$= 12.36 \left[\frac{W}{m^2 * K} \right]$$

15) Calcular el coeficiente de transferencia de calor denominado con la letra U2 para la tubería de salida:

$$U_2 = \frac{1}{\frac{1}{2r_o h_{sal}} + \frac{1}{2r_3 h_{ent}} + \frac{1}{2k_a} \ln \left(\frac{r_1}{r_o} \right) + \frac{1}{2k_b} \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) + \frac{1}{2k_a} \ln \left(\frac{r_3}{r_2} \right)}$$

$$= \frac{1}{\frac{1}{2 * 0.048[m] * 750.6 \left[\frac{W}{m^2K} \right]} + \frac{1}{2 * 0.067[m] * 894.24 \left[\frac{W}{m^2K} \right]} + \frac{1}{2 * 15.6 \left[\frac{W}{mK} \right]} * \ln \left(\frac{0.051[m]}{0.048[m]} \right) + \frac{1}{2 * 0.156 \left[\frac{W}{mK} \right]} * \ln \left(\frac{0.067[m]}{0.064[m]} \right) + \frac{1}{2 * 0.027 \left[\frac{W}{mK} \right]} * \ln \left(\frac{0.064[m]}{0.051[m]} \right)}$$

$$= 12.36 \left[\frac{W}{m^2 * K} \right]$$

16) Cálculo del calor transferido entre la roca y el fluido para la tubería de entrada:

$$\begin{aligned}\dot{Q}_1 &= 2\pi * r_p * U_1 * (T_R - T_1)\Delta z = \dot{m} * C_p * (\hat{T}_1 - T_1) \\ &= 2 * \pi * 0.087[m] * 12.36 \left[\frac{W}{m^2 K} \right] * (107[^\circ C] - 82.23[^\circ C]) * 10.73[m] \\ &= 1811.24 \left[\frac{W * ^\circ C}{K} \right]\end{aligned}$$

17) Cálculo del calor transferido entre la roca y el fluido para la tubería de salida:

$$\begin{aligned}\dot{Q}_2 &= 2\pi * r_o * U_2 * (T_2 - T_1)\Delta z = \dot{m} * C_p * (\hat{T}_2 - T_2) \\ &= 2 * \pi * 0.048[m] * 0.15 \left[\frac{W}{m^2 K} \right] * (82.23[^\circ C] - 81.86[^\circ C]) * 10.73[m] \\ &= 0.18 \left[\frac{W * ^\circ C}{K} \right]\end{aligned}$$

18) Cálculo del calor transferido a la entrada del pozo en un tramo:

$$\begin{aligned}\dot{Q}_1 &= 2\pi * r_p * U_1 * (T_R - T_1) * \Delta_z \\ &= 2\pi * 0.087 [m] * 12.36 \left[\frac{W}{m^2 * K} \right] * (107 - 82.23)[^\circ C] * 10.73 [m] \\ &= 1811.24 \left[\frac{W * ^\circ C}{K} \right]\end{aligned}$$

19) Cálculo del calor transferido a la salida del pozo en un tramo:

$$\begin{aligned}\dot{Q}_2 &= 2\pi * r_o * U_2 * (T_2 - T_1) * \Delta_z \\ &= 2\pi * 0.048 [m] * 0.15 \left[\frac{W}{m^2 * K} \right] * (82.23 - 81.86)[^\circ C] * 10.73 [m] \\ &= 0.18 \left[\frac{W * ^\circ C}{K} \right]\end{aligned}$$

20) Cambio en la temperatura del fluido a la entrada en un tramo

$$\hat{T}_1 = \frac{\dot{Q}_1}{\dot{m}C_p} + T_1 = \frac{1811.24 \left[\frac{W * ^\circ C}{K} \right]}{1.2 \left[\frac{kg}{s} \right] * 4179 \left[\frac{J}{kg * K} \right]} + 81.86[^\circ C] = 82.22 [^\circ C]$$

21) Cambio en la temperatura del fluido en un tramo en la tubería de salida:

$$\begin{aligned}\widehat{T}_2 &= \frac{\dot{Q}_2}{\dot{m}C_p} + T_2 \\ &= \frac{-20.39 \left[\frac{W * ^\circ C}{K} \right]}{1.2 \left[\frac{kg}{s} \right] * 4179 \left[\frac{J}{kg * K} \right]} + 81.17 [^\circ C] \\ &= 81.17 [^\circ C]\end{aligned}$$

22) Cálculo del calor de entrada del fluido de trabajo a la planta ORC

$$\begin{aligned}\dot{Q}_{geo} &= \dot{m}_{geo} * C_{p,geo} * (T_{geo,entrada} - T_{geo,salida}) = \dot{m}_{ORC} * (h_3 - h_2) = \dot{Q}_{entrada,ORC} \\ &= 1.2 \left[\frac{kg}{s} \right] * 4179 \left[\frac{J}{kg * K} \right] * (81.17 - 40) [^\circ C] \\ &= 206.44 \left[\frac{kJ}{s} \right]\end{aligned}$$

23) Cálculo de la eficiencia de Carnot:

$$n_c = 1 - \frac{T_{min}}{T_{max}} = \left[1 - \frac{311 [K]}{353 [K]} \right] * 100$$

24) Cálculo de la eficiencia térmica del sistema:

$$\begin{aligned}n_{térmica} &= \frac{W_{neto}}{q_{entrada}} = \left[\frac{15.71 [kW]}{206.44 [kW]} \right] * 100 \\ &= 7.61\%\end{aligned}$$

25) Donde:

$$\begin{aligned}W_{neto} &= q_{entrada} - q_{salida} = 206.44 [kW] - 190.73 [kW] \\ &= 15.71 [kW]\end{aligned}$$

ANEXO 3

Cálculo del TIR y Van para el pozo SCH-X

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7
Costo Planta ORC	39266.87							
Precio de venta (kWh)		0.086	0.087	0.089	0.091	0.093	0.094	0.096
Energía generada del pozo		136083	136083	136083	136083	136083	136083	136083
Ganancia por venta de energía		11675.94508	11902.45842	12133.36611	12368.75341	12608.70723	12853.31615	13102.67048
Costo del mantenimiento		785.34	785.34	785.34	785.34	785.34	785.34	785.34
Costo energía bomba		351.1	357.9	364.8	371.9	379.1	386.5	394.0
Egresos totales		1136.43	1143.24	1150.19	1157.26	1164.48	1171.83	1179.33
Flujos de fondo	- 39266.87	10539.5	10759.2	10983.2	11211.5	11444.2	11681.5	11923.3
Flujo de caja neto		\$9,581	\$8,892	\$8,252	\$7,658	\$7,106	\$6,594	\$6,119
		-29685.4968	- 20793.58255	- 12541.75642	- 4884.158008	2221.807359	8815.699331	14934.2571

Periodo	8	9	10	11	12	13	14	15
Costo Planta ORC								
Precio de venta (kWh)	0.098	0.100	0.102	0.104	0.106	0.108	0.110	0.112
Energía generada del pozo	136083.3	136083.3	136083.3	136083.3	136083.3	136083.3	136083.3	136083.3
Ganancia por venta de energía	13356.9	13616.0	13880.1	14149.4	14423.9	14703.7	14989.0	15279.8
Costo del mantenimiento	785.3	785.3	785.3	785.3	785.3	785.3	785.3	785.3
Costo energía bomba	401.6	409.4	417.4	425.5	433.7	442.1	450.7	459.5
Egresos totales	1187.0	1194.8	1202.7	1210.8	1219.1	1227.5	1236.1	1244.8
Flujos de fondo	12169.9	12421.2	12677.4	12938.6	13204.8	13476.3	13752.9	14035.0
Flujo de caja neto	5677.3	5267.8	4887.7	4534.9	4207.5	3903.6	3621.6	3359.9
	20611.6	25879.4	30767.1	35302.0	39509.5	43413.1	47034.6	50394.5

Periodo	16	17	18	19	20
Costo Planta ORC					
Precio de venta (kWh)	0.114	0.117	0.119	0.121	0.124
Energía generada del pozo	136083.3	136083.3	136083.3	136083.3	136083.3
Ganancia por venta de energía	15576.2	15878.4	16186.4	16500.4	16820.5
Costo del mantenimiento	785.3	785.3	785.3	785.3	785.3
Costo energía bomba	468.4	477.5	486.7	496.2	505.8
Egresos totales	1253.7	1262.8	1272.1	1281.5	1291.1
Flujos de fondo	14322.5	14615.6	14914.4	15218.9	15529.4
Flujo de caja neto	3117.0	2891.6	2682.5	2488.4	2308.3
	53511.5	56403.1	59085.6	61574.0	63882.4

Inflación dólar	1.94%
Depreciación lineal año fiscal	10%