

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Análisis de factibilidad de la aplicación de proyectos geotérmicos para la generación de energía en campos petroleros de la cuenca Oriente de Ecuador.

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Magister en Petróleos

Presentado por:

Alex Geovanny Suntaxi Chillogalli

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2023

DEDICATORIA

Dedicado a mi padre, a mi madre,
a mi hermano y a todas aquellas
personas que lean este trabajo.

AGRADECIMIENTOS

Mis sinceros agradecimientos a: los docentes de la ESPOL que me dieron una guía en la elaboración de este proyecto, amigos y colegas profesionales que supieron darme una guía en la búsqueda de la información, y finalmente un agradecimiento al Ministerio de Energía y Minas por permitirme utilizar información para el desarrollo de este proyecto.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Alex Geovanny Sntaxi Chillogalli* doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Alex Geovanny Sntaxi
Chillogalli

EVALUADORES

RESUMEN

La industria petrolera en el Ecuador en la actualidad debe hacer frente a los retos ambientales en la amazonia y al estado de maduración de los pozos en la Cuenca Oriente; por otro lado, la energía geotérmica es un tipo de energía renovable que tiene altos costos generados principalmente en la etapa de exploración y perforación de pozos. Como solución a estas problemáticas se plantea reutilizar la infraestructura petrolera para la generación de energía geotérmica.

La implementación de sistemas de generación de energía geotérmica requiere de parámetros como: gradientes geotérmicos superiores a 25°C/km, temperaturas de reservorio superiores a 75°C (baja y media temperatura) y profundidades superiores a 1km. Estos parámetros sirven para clasificar a los 31 campos petroleros con altos niveles de gradiente geotérmicos sumado a la presencia de pozos petroleros que han llegado a un nivel de maduración alto, con un corte de agua promedio que ronda el 90%.

Al mencionar a los yacimientos petroleros como recursos de temperatura medias-bajas, es recomendable para la generación de energía utilizar plantas de ciclo binario, las cuales utilizan un fluido geotérmico y un fluido de trabajo; Es decir, se puede usar el agua producida y los productos remanentes de la explotación petrolera.

Por último, en base a los datos recopilados de los pozos se determina pozos teóricos que representen un promedio general dentro de las zonas de potencial geotérmico, con estos datos se realiza las simulaciones de generación de energía, obteniendo una producción neta que ronda los 150 kw, que si se compara con los proyectos revisados en la bibliografía serian viables económicamente.

Palabras clave: Industria petrolera, Pozos, Energía geotérmica, plantas de ciclo binario.

ABSTRACT

The petroleum industry in Ecuador today must face the environmental challenges in the Amazon and the presence of old wells in the Oriente Basin. On the other hand, geothermal energy is a type of renewable energy that has high costs generated mainly in the exploration and well drilling stage. In this way, the solution for these problems is the reuse of oil infrastructure for the generation of geothermal energy.

The implementation of geothermal energy generation systems requires parameters such as: geothermal gradients greater than 25°C/km, reservoir temperatures greater than 75°C (low and medium temperature) and depths greater than 1km. These parameters help us classify the 31 oil fields with high levels of geothermal gradient added to the presence of oil wells that have reached a high level of maturation, with an average water cut of around 90%.

When mentioning oil fields as medium-low temperature resources, it is advisable to use binary cycle plants for energy generation, which use a geothermal fluid and a working fluid. Thus, it is possible to take advantage of the water produced and take advantage of the remaining products of oil exploitation.

Finally, based on the data collected from the wells, theoretical wells are determined that represent a general average within the geothermal potential zones. With these data, energy generation simulations are carried out, obtaining a net production of around 150 kw. Which if compared with the projects reviewed in the bibliography would be economically profitable.

Keywords: Oil, Petroleum industry, Wells, Geothermal energy, binary cycle plants.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	1
ABSTRACT.....	2
ÍNDICE GENERAL.....	3
ABREVIATURAS	6
SIMBOLOGÍA	7
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABLAS.....	10
CAPÍTULO 1	11
1. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1. Descripción del problema	12
1.2. Justificación de problema.....	13
1.3. Objetivos.....	14
1.3.1. Objetivo General	14
1.3.2. Objetivos Específicos.....	14
1.4. Marco teórico.....	14
1.4.1. Energía Geotérmica	14
1.4.2. Proyectos de generación de energía geotérmica con pozos petroleros.....	16
1.4.3. Potencial Geotérmico del Ecuador	17
1.4.4. La industria petrolera en el Ecuador	18
1.4.5. Explotación de energía geotérmica	19
1.4.5.1. Ciclo Orgánico de Rankine.....	20
1.4.5.2. Plantas de Ciclo Binario.....	20
1.4.6. Pozos petroleros adaptados para la extracción de energía geotérmica	21
1.4.7. Estudios previos en Ecuador	22
CAPÍTULO 2	23
2. METODOLOGÍA	23
2.1. Recopilación y revisión de información.....	24
2.1.1. Pozos petroleros en la cuenca oriente.....	25
2.1.2. Gradiente geotérmico Cuenca Oriente.....	27
2.1.3. Pozos petroleros adaptados a extracción de energía geotérmica. ¡Error! Marcador no definido.	

2.1.3.1.	Características de los Yacimientos Petroleros	28
2.1.3.2.	Integridad de los pozos	28
2.1.3.3.	Mecanismos de extracción	29
2.1.3.4.	Ciclos	31
2.1.3.5.	Energía y eficiencia	31
2.1.3.6.	Tecnologías de extracción.....	32
2.2.	<i>Delimitación preliminar de las zonas de interés</i>	33
2.2.1.	Potencial según el gradiente Geotérmico	33
2.2.2.	Potencial según la profundidad.....	35
2.2.3.	Zonas de alto potencial.....	36
2.3.	<i>Adaptación de un sistema de extracción de energía</i>	38
2.3.1.	Características y parámetros técnicos de los campos de interés.....	38
2.3.2.	Características del pozo teórico representativo.....	44
2.3.3.	Sistema de generación de energía geotermal.....	44
2.3.3.1.	Fluido de trabajo	45
2.3.3.2.	Planta de Ciclo Binario	48
2.4.	<i>Simulación del sistema aplicable</i>	50
2.4.1.1.	Datos de pozos	50
2.4.1.2.	Datos de Fluidos de trabajo	51
CAPÍTULO 3		52
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS	52
3.1.	<i>Zonas con alto gradiente geotérmico</i>	52
3.2.	<i>Generación de energía</i>	53
3.2.1.	Resultados de simulación	54
3.2.2.	Energía generada.....	56
3.3.	<i>Análisis técnico-económico</i>	57
3.3.1.	Inversión requerida	57
3.3.2.	Costos de la energía geotermal	58
3.4.	<i>Retos de convertir pozos petroleros en pozos geotermales</i>	59
3.4.1.	Reto económico	59
3.4.2.	Retos sociales	60
3.4.3.	Retos ambientales.....	61
3.5.	<i>Metodología resumida para la implementación de este proyecto</i>	61
CAPÍTULO 4		63
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	63
4.1.	<i>Conclusiones</i>	63
4.2.	<i>Recomendaciones</i>	65
BIBLIOGRAFÍA		A

APÉNDICES	K
DESCRIPCIÓN SOFTWARE DWSIM	K

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
BIPE	Banco de Información Petrolera del Ecuador
ITT	Ishpingo-Tambococha-Tiputini
ORC	Organic Rankine Cycle (Ciclo Orgánico Rankine)
HDR	Hot Dry Rock (Roca Seca Caliente)
GWP	Global Warning Potencial (Potencial de peligro global)
IRENA	International Renewable Energy Agency
ONU	Organización de las naciones unidas
MPCEIP	Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca

SIMBOLOGÍA

MWe	Megavatio eléctrico
BPPD	Barriles de petróleo por día
BAPD	Barriles de agua por día
°C	Grado Centígrado
EJ	Exajoule
MW	Megavatio
m	Metros
°C/Km	Grado centígrado por cada kilometro
Km	Kilometro
GPP	Geothermal Power Plant
Kw	Kilovatio
Tc	Temperatura critica
Pc	Presión critica
ρ_c	Densidad critica
CO ₂	Dióxido de carbono
R134a	Fluido refrigerante de Tetrafluoroetano
R-12CCl ₂ F ₂	Fluido refrigerante de Freon 12

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de Zonas de prospectos geotermales del Ecuador. Fuente: Beate et al., 2020	17
Figura 2. Ingresos de exportaciones del 2022 por sector. Modificado de: Informe de rendición de cuentas, 2022	18
Figura 3. Pozos perforados en el Ecuador. Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2023.	19
Figura 4. Esquema de Planta de Ciclo Binario. Fuente: Mwangomba; 2016.	20
Figura 5. Esquema de Metodología	24
Figura 6. Pozos petroleros en la Cuenca Oriente. Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2023.	25
Figura 7. Tipos de pozos perforados en la Cuenca Oriente. Fuente: BIPE	26
Figura 8. Estado de los pozos perforados en la Cuenca Oriente. Fuente: BIPE	26
Figura 9. Mapa de Plays de la Cuenca Oriente. Fuente: Angulo et al., 2023 modificado de Baby et al., 2013.	27
Figura 10. Esquema de operaciones para la extracción de energía geotérmica. Fuente: Zhu et al., 2019.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 11. Esquema de Circuito Abierto con dos pozos. Fuente: Harris et al., 2021.	30
Figura 12 Esquema de Circuito Cerrado. Fuente: Harris et al., 2021	30
Figura 13. Capacidad instalada a nivel mundial en 2014. Fuente: Anderson et Rezai., 2019.....	32
Figura 14. Mapa de gradiente geotérmico de la cuenca oriente. Fuente: Angulo et al., 2023.....	34
Figura 15. Mapa de gradiente geotérmico, con las zonas de interés marcadas. Editado de: Angulo et al., 2023.....	35
Figura 16. Diagrama de Temperatura geotermal del reservorio (°C) vs Energía neta producida (KW). Fuente: Yildirim and Akkurt, 2011.....	40
Figura 17. Diagrama de Gradiente de temperatura (°C/km) vs Profundidad (m). Fuente: Jiang et al., 2016	40

Figura 18. Grafica de pérdidas de calor y estabilidad de la potencia. Fuente: Ghoreishi-Madiseh, 2014.	41
Figura 19. Grafica profundidad del pozo (m) vs Temperatura del fluido (°C). Fuente: Xianbiao et al., 2012.	42
Figura 20. Esquema de planta de ciclo binario en campos petroleros. Fuente: Syarifudin et al., 2016.	45
Figura 21. Diagrama de Temperatura - Entropía. Fuente: IRENA, 2017.	47
Figura 22. Curvas de cada fluido respecto a la temperatura (°C) vs entropía (kJ/kmolC). Fuente: Vargas, 2023.	48
Figura 23. Esquema básico de Ciclo Binario. Fuente: Reguero, 2019.	49
Figura 25. Esquema de simulación de Ciclo Binario aplicado.	53
Figura 26. Esquema de Ciclo Binario para el campo Cuyabeno.	55
Figura 27. Esquema de simulación de Ciclo Binario para el campo Capirón.	56
Figura 28. Riesgos de inversión en proyectos geotérmicos. fuente: Manual de Gehringer y Loksha.	58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Proyectos de energía geotermal al rededor del mundo. Modificado de Ashena, 2023.	21
Tabla 2. Fabricantes de plantas de ciclo binario. Fuente: Pinto; 2019	33
Tabla 3. Profundidad de los principales corredores de la cuenca oriente. Modificado de Angulo et al., 2023	36
Tabla 4. Campos Petroleros dentro de las zonas con alto gradiente geotérmico y profundidad optima.	37
Tabla 5. Características termodinámicas de Campos Petroleros de interés. Modificado de: Angulo, 2020.	42
Tabla 6. Producción de Agua y Crudo. Modificado del informe de producción de Petroecuador en 2019	43
Tabla 7. Promedio de producción de Agua	43
Tabla 8. Parámetros de pozos teóricos representativos	44
Tabla 9. Fluidos de trabajo y sus características. Fuente: Vargas, 2023. .	46
Tabla 10. Datos de entrada para el análisis	51
Tabla 11. Datos del fluido de trabajo seleccionado	51
Tabla 12. Clasificación de zonas de interés basado en la información de Angulo et al., 2023.	52
Tabla 13. Resultados de generación de Energía con n butano como fluido de trabajo	54
Tabla 14. Datos de entrada para la simulación de los dos campos seleccionados	54
Tabla 15. Energía obtenida luego de la simulación.	56
Tabla 16. Inversión en proyectos geotérmicos. Fuente: Reguero, 2019. ..	57
Tabla 17. Costo de producción de energía geotérmica. fuente: Banco Mundial.	58
Tabla 18. Proyectos de generación de energía geotérmica desde pozos petroleros.	59

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años el consumo de energía a nivel mundial ha tenido un constante crecimiento, si tomamos en consideración las mediciones realizadas en la década del 2010, donde la tasa de crecimiento media fue de 1,4% por año (Enerdata; 2023). Entre las fuentes de energía más usadas se tiene al petróleo, recurso que para el año 2020 presentó un consumo de aproximadamente 88 millones de barriles por día (World Population Review; 2020).

Con el incremento del consumo de energía, la sostenibilidad del suministro de combustibles fósiles ha generado dudas, sumado a los impactos ambientales por la quema de estos combustibles, dando como resultado una tendencia a la transición energética (Ashena; 2023) y como consecuencia de esto en el 2015 los líderes mundiales en la cumbre las Naciones Unidas (ONU) firmaron el tratado de París, con un principal enfoque en la Agenda 2030 y la Agenda 2050, donde se plantearon como sus objetivos reducir las emisiones de carbono, garantizar energía limpia para 2030 y cero emisiones netas para 2050, según el Informe de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (Naciones Unidas; 2023). Por lo tanto, es primordial el incremento de las fuentes de energías renovables.

Dentro del abanico de alternativas, la energía geotérmica juega un papel importante, al contar con las mejores perspectivas, debido a que no es intermitente y está disponible a todo momento del día, lo que facilita el suministro constante para su consumo (Harris et al., 2021). Esta energía, además de ser renovable también es sostenible, pues se reestablece continuamente por la desintegración de elementos radiactivos naturales (VOX; 2022). Sin embargo, pese a tener muchos aspectos positivos, el uso de esta energía es todavía muy escaso, con generación de electricidad a partir de esta fuente que apenas tiene un modesto crecimiento de 3,5% por año, llegando a representar un 0,5% de la capacidad instalada de las energías renovables (IRENA; 2023). Siendo el principal obstáculo que limita su crecimiento, los altos costos de perforación, que en determinados proyectos pueden llegar a ocupar hasta el 44% de la inversión total (Zhang et al., 2014; Kurnia et al., 2021).

Por otro lado, se estima que a nivel mundial existen alrededor de 30 millones de pozos petroleros abandonados (Zhu et Al; 2019), los cuales han pasado el procedimiento de desmantelamiento y abandono, proceso que suele ser costoso, oscilando entre los 76 mil y el millón de dólares, debido a que se deben mitigar los riesgos asociados al abandono, como la contaminación de aguas subterráneas, las pérdidas de presión de los acuíferos o la migración descontrolada de gas (Ashena; 2023).

Entonces, una forma para reducir los costos en ambos casos es adaptar los pozos petroleros a sistemas de generación de energía geotérmica (Harris et Al; 2021), e incluso se puede incrementar la utilidad de pozos en producción, pozos de inyección y pozos de exploración. Esto ha dado como resultado algunas investigaciones en diversas partes del mundo (Edgon Resources; 2021; Hu et Al; 2021; Ashena; 2023; Gabdrakhmanova et al., 2019; Giraldo y Vesga; 2015) Con estos antecedentes, plantear soluciones como estas en Ecuador es posible, pues Ecuador cuenta con alrededor de 5000 pozos petroleros en el Oriente, además, se tiene registro de un total de 367 pozos de exploración (Ministerio de Energía y Minas; 2023). Esto sumado a la ubicación del país dentro del Anillo de fuego del pacífico, visualiza un gran potencial Geotérmico (Beate et al., 2020). Por lo que, este trabajo presenta un análisis general para el desarrollo de proyectos geotérmicos usando pozos petroleros en el Ecuador, mediante la correlación entre los estudios del gradiente geotérmico de la cuenca oriente y la ubicación de los pozos petroleros existentes, el análisis de costos y la determinación de tecnologías que se pueden aplicar en el país.

1.1. Descripción del problema

En la actualidad, la industria petrolera en Ecuador enfrenta nuevos retos, por un lado, está el descontento social que persiste en el Ecuador como se evidenció en las protestas de 2019 y 2022, que, a pesar de no ser problemas nuevos, pues la actividad petrolera ya ha generado muchos conflictos, algunos muy polarizados y hasta violentos (Fontaine; 2009); desembocando en dificultades para socializar de nuevos proyectos. Por otro lado, la intención del Estado ecuatoriano de reactivar 1000 pozos abandonados ha sido infructuosa (La Hora; 2023), añadido a que, de los 367 pozos exploratorios, 282 dieron con la

presencia de hidrocarburos (Ministerio de Energía y Minas; 2023), dan como resultado la presencia de más de 1000 pozos que no son utilizados en la actualidad.

Adicionalmente, desde un enfoque técnico, hay que considerar que a medida que los campos petroleros llegan a un grado de maduración esto incrementa la probabilidad de producir porcentajes altos de agua, lo que se traduce en un aumento en los costos de producción, estimándose un incremento entre 5 a 50 centavos por barril de agua. (Reyna; 2018).

Por lo que, para enfrentar estos problemas, se plantea como alternativa la reutilización de pozos petroleros, sean estos pozos en producción o abandonados, para generar energía geotérmica (Egdon Resources; 2021).

En consecuencia, en este trabajo se plantea estudiar la viabilidad de aplicar esta idea en el Ecuador, con desarrollos sustentables que demuestren el compromiso con la sociedad y el medio ambiente, aplicando nuevas tecnologías y prácticas que reduzcan los niveles de contaminación.

1.2. Justificación de problema

Si bien Ecuador se encuentra ubicado en el Anillo de Fuego, con un alto potencial geotérmico, en especial si nos referimos a la cuenca Oriente (Beate B., Urquiza M. & Lloret A.; 2020), aún no se ha profundizado en el estudio y análisis, de la aplicación de sistemas de generación de energía geotérmica a partir de pozos petroleros existentes. Todavía no se ha determinado qué posibilidades existen y si estos proyectos pueden llegar a ser viables tanto técnica como económicamente, pues las compañías petroleras aún no han visto la necesidad de investigar estas soluciones. Sin embargo, se reconoce la potencialidad del uso de energías renovables para mantener operaciones eficientes, sostenibles y económicas (Egdon Resources; 2021).

Este proyecto de titulación se enfocará en descifrar la potencialidad de la aplicación geotérmica en los campos petroleros de la cuenca Oriente de Ecuador, trazando así una dirección para posibles implementaciones futuras que contribuyan con beneficios sociales, ambientales y económicos para las compañías y la sociedad en su conjunto.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica y económica de la adaptación de pozos petroleros de la cuenca Oriente del Ecuador para generar energía geotérmica mediante un sistema de plantas de ciclo binario.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Identificar zonas con mayor potencial geotérmico en el Ecuador, para la implementación de proyectos de energía geotérmica a partir de pozos petroleros.
- Delimitar las áreas geográficas con un potencial geotérmico óptimo, considerando aspectos geológicos, hidrogeológicos y ambientales.
- Analizar los niveles de producción de agua en pozos petroleros del Ecuador para la ejecución de proyectos de producción de energía geotérmica.
- Proponer sistemas de producción de energía geotérmica para la reutilización de pozos petroleros en las zonas seleccionadas, considerando las soluciones técnicas, tecnologías, impactos ambientales y rentabilidad a largo plazo.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Energía Geotérmica

Desde el concepto más simple se define a la energía geotérmica como el calor que está almacenado dentro de la corteza terrestre (IRENA; 2023). Este calor natural se genera por: el calor antiguo del núcleo de la tierra, por procesos tectónicos que generan fricción por el deslizamiento de las placas tectónicas y finalmente, también puede surgir de la desintegración de elementos radioactivos

que se encuentran en mayor o menor medida en todas las rocas. (Kammen D.; 2004).

La energía geotérmica ha sido utilizada de varias formas, desde aprovechar el vapor natural y sus aguas termales, hasta la explotación de esta energía como fuente para generar electricidad o utilizar el calor que se genera (Bu et al., 2012). Es así como, para la extracción de la energía geotermal, se han visto grandes avances, especialmente si se considera que la capacidad instalada para la generación de esta energía paso de 1300 MWe en la década de los 70s hasta alrededor de los 10715 MWe para la década del 2010. (Dorn; 2008) (Bertani; 2010). Esto se debe principalmente a las ventajas que presenta respecto a otros tipos de energía, pues como recurso energético es una energía renovable, amigable con el medio ambiente, no es intermitente y resistente a la intemperie (Hu et al., 2020).

Como fuente de energía, se considera a la energía geotermal como una de las más redituables a futuro, pues según análisis científicos se estima que el 1% del calor contenido en unos 10 kilómetros de la corteza terrestre, equivalen a 500 veces la energía contenida en los recursos de combustibles fósiles (Kammen; 2004). Además, como recurso, la energía geotérmica favorable para la generación de electricidad cuando se ubica en un rango de temperaturas entre medias a altas, considerando que a la energía geotermal se la clasifica en tres grupos en dependencia de su temperatura, siendo: altas temperaturas con más de 150°C, medias con un rango entre 90°C a 150°C, y bajas con temperaturas por debajo de 90°C. (IRENA; 2023).

Para la extracción de esta energía, el método principal consiste en perforar el suelo y utilizar fluidos, para transportar la energía desde el subsuelo hasta la superficie (IRENA; 2023). Sin embargo, la explotación de esta energía presenta diversos retos, empezando por su distribución irregular que limita las zonas de interés para su extracción (Vargas; 2023), seguido de las grandes profundidades a las que puede encontrarse, lo que se traduce en altos costos de perforación que inciden directamente en la rentabilidad de estos proyectos (Zhang et al., 2014) (Kurnia et al., 2021).

1.4.2. Proyectos de generación de energía geotérmica con pozos petroleros

En los últimos años, se han realizado diversas investigaciones que demuestran el potencial geotérmico que tienen los yacimientos de gas y petróleo, por lo que plantean la alternativa de adaptar los pozos petroleros existentes para generar energía geotermal y consecuentemente generar electricidad (Johnson et al., 2010) (Xin et al., 2012) (Ashena; 2023).

Este idea muestra varias ventajas, aparte de la reducción de costos en perforación de pozos geotermales, la conversión de pozos de petróleo y gas en pozos geotérmicos, permiten reducir los costos de cierre, disminuye los riesgos ambientales y de seguridad; además de incrementar la producción potencial de energía desde fuentes renovables (Ashena; 2023), según estos estudios con la readaptación y modernización de estos pozos, estos pueden permanecer activos por 30 años (Van Erdeweghe et al., 2018) o incluso 40 años (Evans; 2010). Si bien no todos los pozos lleguen a generar electricidad, existe la posibilidad de utilizar la energía de pozos petroleros poco profundos para calefacción como lo menciona en (Sliwa et al., 2015).

En el mundo existen varios proyectos similares, entre los más destacados podemos mencionar: la inversión de 8,4 millones de dólares que realizó el Departamento de Energía de Estados Unidos en marzo de 2022, para establecer proyectos de energía geotérmica y producción de calor a partir de pozos petroleros y de gas abandonados (Wright; 2022); otro gran ejemplo está en China, en donde se descubrió que algunas cuencas petrolíferas son ricas en el recurso geotérmico, especialmente en los campos Daqing, Liaohe y Huabei, que tienen unas reservas de hasta 424 EJ (Wang et al., 2016). En Indonesia también existe un proyecto muy llamativo en el yacimiento Arun, en el cual, se planea convertir un 60% de los pozos abandonados (más de 13000 pozos) en pozos de energía geotérmica (Syarifudin et al., 2016).

Dentro de los proyectos de generación de energía geotérmica a partir de pozos petroleros, que se encuentran operativos, se tiene la estación de energía geotermoeléctrica, instalada en 2006 en el campo petrolero Teapot Dome, con una potencia instala de 0,25 MW (Zhang el al., 2019), esta estación genera 0,18 MW utilizando 4000 barriles de agua por día (Wang et al., 2018).

1.4.3. Potencial Geotérmico del Ecuador

La ubicación de Ecuador permite que el país posea una potencial geotérmico favorable, encontrándose así anomalías positivas pertenecientes a: fuentes de arcos volcánicos, puntos calientes activos y a cuenca sedimentaria profunda (Angulo; 2023). En las Galápagos existe la presencia de dos fuentes de energía geotermal con alto potencial, la extensión central en un entorno de rift y el punto caliente; En la Sierra se ha descubierto un potencial geotérmico alto en la parte Norte de los Andes, y un potencial moderado en la parte sur de los Andes; En la costa un potencial moderado; y finalmente, en el Oriente se tiene un potencial de moderado a alto (Beate et al., 2020) (Figura 1).

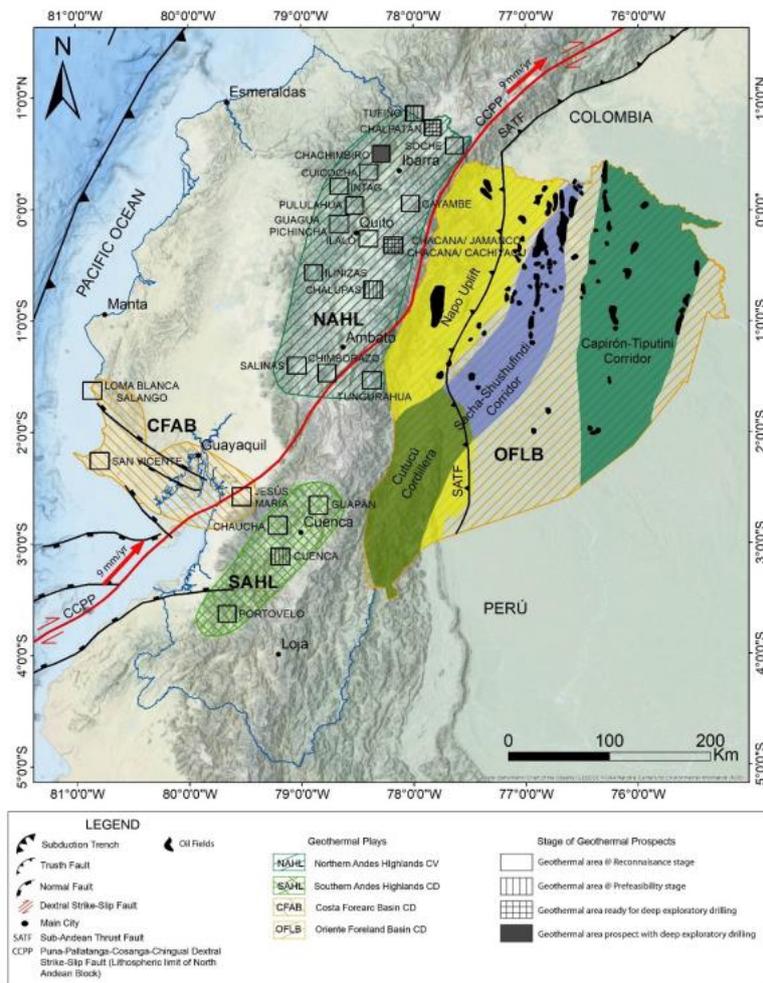


Figura 1. Mapa de Zonas de prospectos geotermiales del Ecuador. Fuente: Beate et al., 2020

La relación entre las cuencas sedimentarias y los recursos geotérmicos de la figura 1 se debe a que en ambos casos se ven influenciados por el ajuste tectónico, debido en gran medida a las fuentes de calor radiogénico en la corteza profunda o a levantamientos tectónicos regionales (Saemundsson et al., 2009).

1.4.4. La industria petrolera en el Ecuador

El impacto de la industria petrolera en la economía ecuatoriana es primordial. Según el Informe de gestión institucional del 2022 realizado por el Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca, las exportaciones de petróleo en ese año significaron ingresos por 11 587 millones de dólares que representa un 35% del total de ingresos por exportaciones como se puede ver en la Figura 2 (MPCEIP, 2023).



Figura 2. Ingresos de exportaciones del 2022 por sector. Modificado de: Informe de rendición de cuentas, 2022

A pesar de que la actividad petrolera en el Ecuador data de inicios de 1878, recién desde la década de los 1940s cobró verdadera relevancia, debido a que en esta década se realizó la exploración de la cuenca oriente con un éxito del 50% (Ministerio de Energía y Minas; 2023).

En la década de 1970s se dio el boom petrolero en el Ecuador concentrando su operación en el Oriente, con el desarrollo de los campos Sacha, Sushufindi, Auca, Yuca, Atacapi, Fanny y Mariann (Ministerio de Energía y Minas; 2023). Pese a que, en las primeras décadas del boom petrolero se dieron los mayores

éxitos en la exploración petrolera (Morales et al., 2022), para la década del 2010 la tendencia daba un giro, pues según muestra los datos del Ministerio de Energía y Minas, en esta década se incrementaron las perforaciones petroleras, pero para las fases de desarrollo y a su vez se notó un decrecimiento en perforación para exploración (Figura 3).

TOTAL DE POZOS PERFORADOS POR DÉCADAS 1940's-2020's

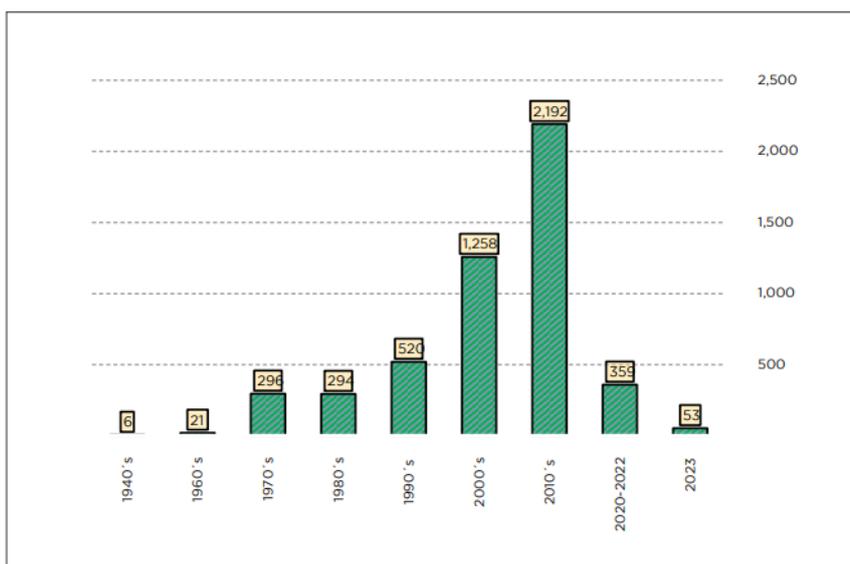


Figura 3. Pozos perforados en el Ecuador. Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2023.

1.4.5. Explotación de energía geotérmica

La idea de aprovechar el potencial geotérmico de los pozos petroleros no es una idea nueva y como tal, se han realizado muchas investigaciones (Lei et al., 2008) (Wei et al., 2009) (Wang et al., 2016). Por lo tanto, dentro del conocimiento generado, se establece que para reconvertir pozos petroleros en pozos geotérmicos, lo ideal es sellar el fondo del pozo cubriendo el aislamiento, para luego inyectar un fluido para circulación, que recorrerá el canal en forma de U o anillo, este fluido se irá calentando por las rocas circundantes mientras se profundiza, al llegar al fondo el flujo se invierte y comienza a ascender a través de un canal sea interior o paralelo al primer canal, este fluido trae consigo calor que puede ser utilizada para la generación de energía. (Davis; 2019).

Sin embargo, los sistemas de explotación de energía geotérmica utilizando pozos petroleros, tienen algunas diferencias respecto a los sistemas geotérmicos convencionales, debido a que en estos sistemas adaptados el fluido no toca directamente las rocas, por lo tanto, solo se produce transferencia de calor sin intercambio de masa (Bu et al., 2012). A pesar de esto, la generación de energía mediante este sistema es similares a los métodos convencionales. Entonces, es importante tener en cuenta los siguientes conceptos.

1.4.5.1. Ciclo Orgánico de Rankine

Es un método similar al ciclo Rankine de Vapor, el cual, facilita la transmisión de calor hacia los fluidos de inyección, y permite aprovechar el calor de sitios de bajas temperaturas (Martinez; 2020)

1.4.5.2. Plantas de Ciclo Binario

Son plantas utilizadas para la generación de energía geotérmica, que utilizan un fluido geotérmico como fuente de calor, este fluido se lo lleva de líquido a vapor, para que este último entre en la turbina, haciéndola girar y produciendo energía (Figura 4). Su principal ventaja, es que permite explotar de forma eficiente campos geotérmicos de bajas temperaturas (DiPippo; 2005).

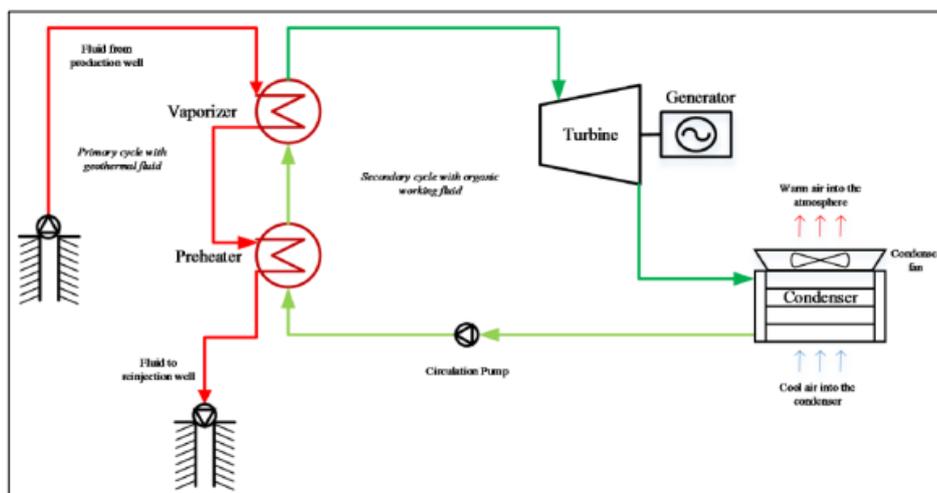


Figura 4. Esquema de Planta de Ciclo Binario. Fuente: Mwangomba; 2016.

1.4.6. Pozos petroleros adaptados para la extracción de energía geotérmica

Los campos petroleros adaptados a generación de energía geotérmica entran dentro de la categoría de reservorios geotérmicos no convencionales, es decir con temperaturas medias y bajas (menores a 150°C) (Pinto; 2019). Por ejemplo, en la siguiente tabla 1 realizada con los datos de Ashena en 2023, se puede analizar los parámetros importantes y la generación de energía en campos petroleros en algunas partes del mundo.

Tabla 1. Proyectos de energía geotermal al rededor del mundo. Modificado de Ashena, 2023.

Localización	Investigador	Profundidad (Km)	Gradiente Geotérmico (°C/Km)	Temperatura de reservorio (°C)	Generación de calor (KW)	Generación de energía (KW)
Australia	Cheng et Al. (2016)	4,42	50	300	4650	604
Canada	Chong et Al. (2021)	2,8	36	100	1750	
Indonesia	Syarifudin et Al. (2016)	3,05	58	178	775	25
iran	Gharibi et Al. (2018)	3,86	31,1	139	362	
Malaysia	Kurnia et Al. (2021)	1,5	51,8	78	89	0,71
Polonia	Sliwa et Al. (2015)	2,32	31	74	115	50
USA	Davis and Michaelides (2009)	3	40	157		3400
USA	Wight and Bernett (2015)	4,2	31,1	150	836	109
USA	Wight and Benner (2015)	6,8	31,1	231	5016	629
USA	Caulk and Tomac (2017)	1,6	37	77	184	

Como se observa en la tabla 1, en la mayoría de los casos tanto las temperaturas de reservorio como los gradientes geotérmicos son similares a los que se tienen en la cuenca amazónica.

1.4.7. Estudios previos en Ecuador

Aunque la utilización de pozos petroleros para producción de energía geotérmica, ya sean aplicados en países como China, Estados Unidos, Polonia, Croacia, Indonesia (Johnson et al., 2010) (Xin et al., 2012) (Ashena; 2023) (Wright; 2022) o incluso se han iniciado investigaciones en países de la región como Colombia o Chile (Vivas; 2021) (Trucco; 2019). En Ecuador aún no se ha realizado una investigación a profundidad, sobre este innovador sistema. Dentro de la literatura solamente se tiene recomendaciones dadas en investigaciones del potencial geotérmico (Angulo et al., 2023) (Beate et al., 2020) o recomendaciones en proyectos de pregrado de las distintas universidades del país. Por último, cabe mencionar un trabajo realizado a forma de tarea por Karen Angulo sin fecha de publicación y encontrado en Academia.edu.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

La metodología utilizada para determinar la factibilidad de aplicar sistemas de extracción de energía geotérmica a partir de pozos petroleros es la siguiente:

1. Etapa preliminar

- **Recopilación de Información:** esta primera etapa consiste en la búsqueda de la información sobre: gradientes geotérmicos, datos de los pozos perforados en la cuenca oriente del Ecuador (profundidad de los pozos, temperatura, campo al que pertenece y volumen de producción de agua) y finalmente los parámetros para el desarrollo de este tipo de proyectos, como se detalla más adelante.
- **Análisis de datos:** con la información recopilada se procede a clasificar los datos, empezando por determinar los campos petroleros que están dentro de las áreas de mayor gradiente.

2. Selección de la zona idónea

- **Campos con mejor potencial:** En base a los parámetros principales establecidos en la aplicación de sistemas de extracción de energía a partir de pozos petroleros en proyectos similares, se procede a seleccionar los campos con pozos que tienen mejor potencial para el desarrollo de este proyecto.
- **Selección de un pozo teórico representativo:** una vez establecidos los campos que cumplen con todos los requerimientos se procede a calcular los valores promedios con la finalidad de tener un pozo teórico representativo con el cual se realizara el análisis final.

3. Simulación

- Establecidos los datos del pozo teórico representativo, se procede a determinar los demás datos importantes para el desarrollo del proyecto, entre estos datos están: parámetros de las plantas de ciclo binario y selección del fluido de trabajo.
- Establecidos todos los datos de entrada, se procede a simular la generación de energía mediante el uso del software DWSIM.

4. Resultados

Luego de realizada la simulación, se obtiene la cantidad de energía que se podría generar, este resultado se lo compara con la producción de energía en proyectos similares, a fin de establecer la viabilidad del proyecto.

Por lo que, la metodología del trabajo se resume en la siguiente figura 5:



Figura 5. Esquema de Metodología

A continuación, se describe a detalle cada etapa del proyecto:

2.1. Recopilación y revisión de información

Para el desarrollo de este punto se recurrió a los datos de los pozos que constan en el Banco de Información petrolera del Ecuador, además de la información

publicada por el Ministerio de Energía y Minas, y los datos recopilados por algunos trabajos investigativos, como se describe:

2.1.1. Pozos petroleros en la cuenca oriente

Según la información recopilada por el Ministerio de Energía y Minas hasta el año 2023, se indica que en la Cuenca Oriente del Ecuador se han perforado más de 4000 pozos, de estos en su mayoría se localizan en la región centro-norte de la Cuenca Oriente, en el conocido Trend Geológico Parahuacu-Guanta-Sushufindi-Sacha-Auca-Cononaco-Tiguino.

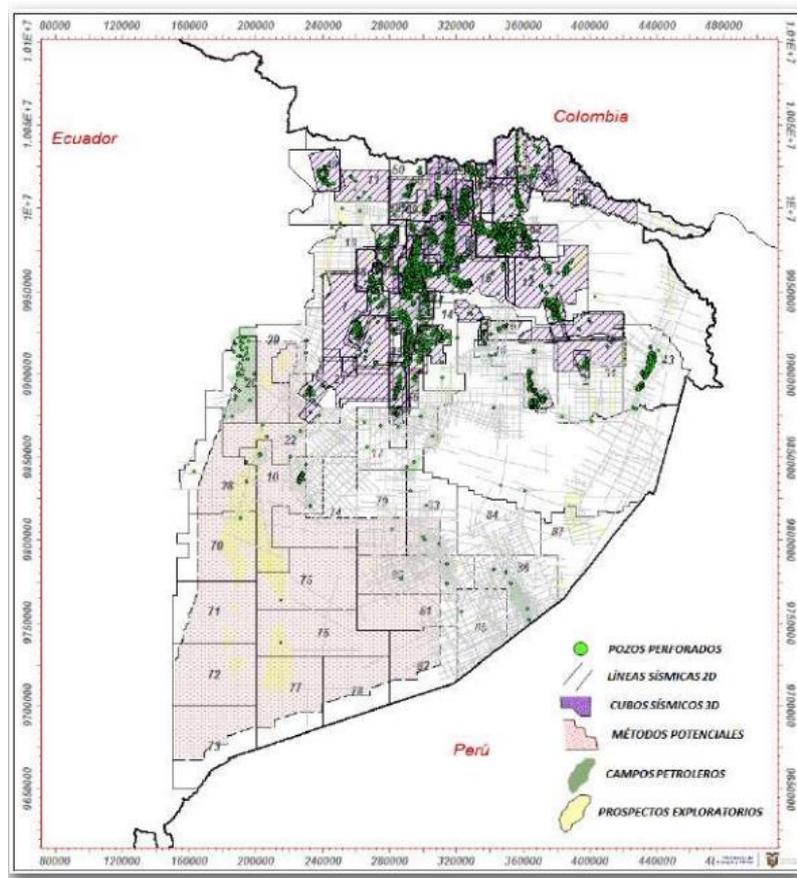


Figura 6. Pozos petroleros en la Cuenca Oriente. Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2023.

Por otro lado, de la información suministrada por el Banco de Información Petrolera del Ecuador “BIPE” en noviembre de 2023, se establece que en la Cuenca Oriente existen 3564 pozos en desarrollo como se muestra en la figura 6.

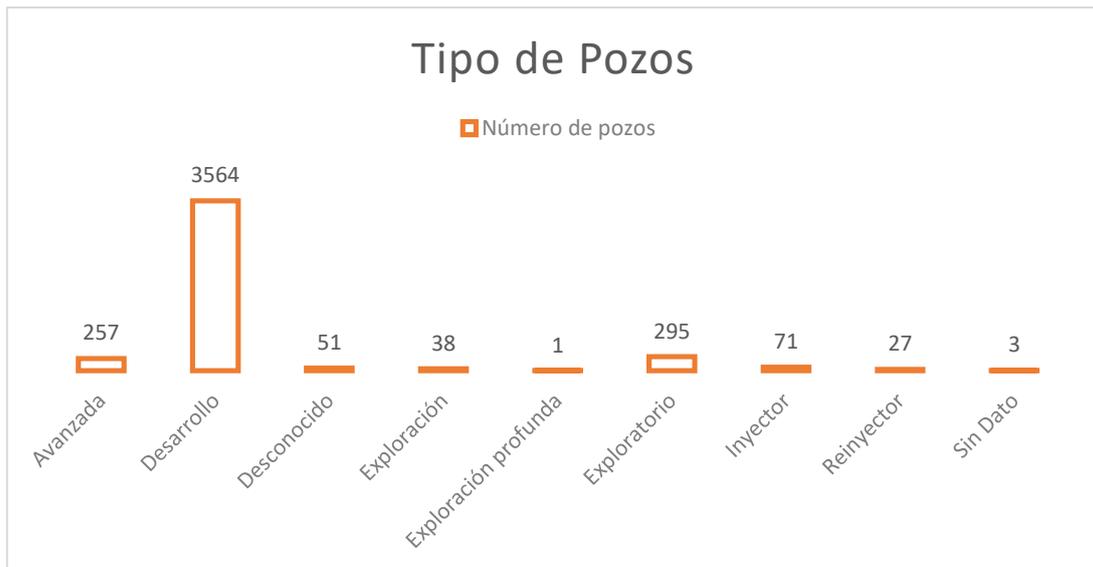


Figura 7. Tipos de pozos perforados en la Cuenca Oriente. Fuente: BIPE

De esta figura 7, también se resalta la existencia de 743 pozos que fueron utilizados para: exploración, inyección y avanzada.

Por otro lado, utilizando la información del BIPE, se establece que, entre los pozos perforados en la Cuenca Oriente, 412 han sido abandonados y/o cerrados, y alrededor de 1205 se desconoce su estado actual como se muestra en la figura 8. Siendo esta información de interés para el desarrollo de proyectos como el que se enuncia en el presente trabajo.

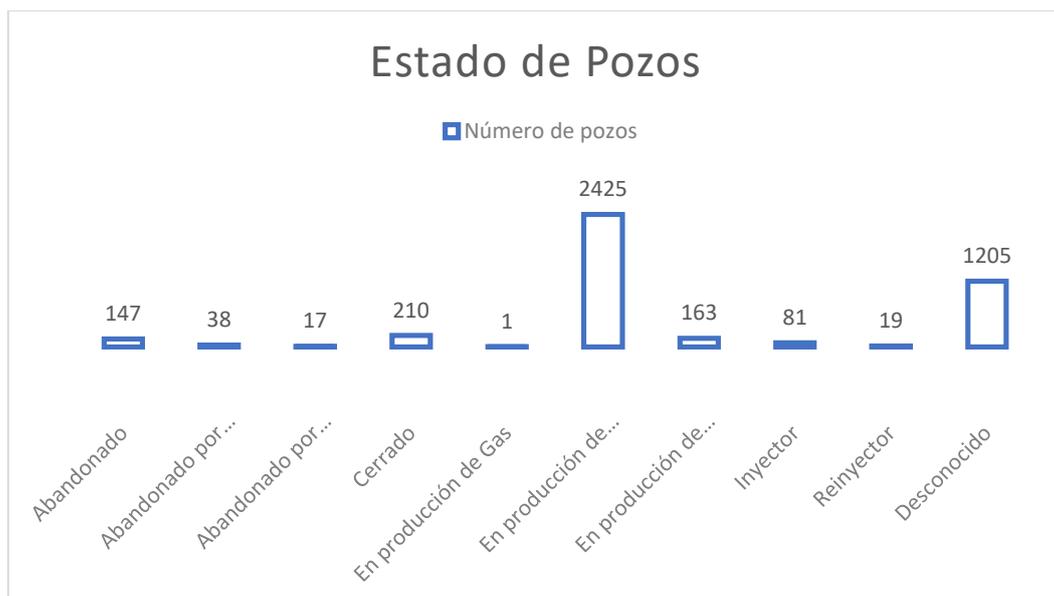


Figura 8. Estado de los pozos perforados en la Cuenca Oriente. Fuente: BIPE

2.1.2. Gradiente geotérmico Cuenca Oriente

Los primeros estudios realizados en la cuenca Oriente, concluían que los gradientes geotérmicos promedios de esta zona, es de $21,4^{\circ}\text{C}/\text{km}$ en intervalos que van entre 1,5 a 3,5 km de profundidad (Hamza et al., 2005). Sin embargo, conforme se han realizado nuevas investigaciones, se encontró un mayor potencial geotérmico en la cuenca oriente, con promedios del gradiente geotérmico de $26,1^{\circ}\text{C}/\text{km}$, para profundidades de 0,2 a 4,9 kilómetros (Angulo et al., 2023).

Es así como, en base a las últimas investigaciones realizadas por: Angulo et al., 2023 y Beate et al., 2020, se diferencian zonas con mayor y menor potencial geotérmico dentro de la cuenca oriente del Ecuador (Figura 9), siendo estos:

- La zona del corredor Sacha-Shushufindi, el cual, presenta gradientes geotérmicos bajos, con un rango entre $7,38^{\circ}\text{C}/\text{km}$ a $26,1^{\circ}\text{C}/\text{km}$.
- La zona que comprende: El levantamiento Napo y subandino y El corredor Capirón-Tiputini, los cuales, presentan valores de gradiente geotérmico altos y en un rango entre $26,1^{\circ}\text{C}/\text{km}$ a $69,01^{\circ}\text{C}/\text{km}$

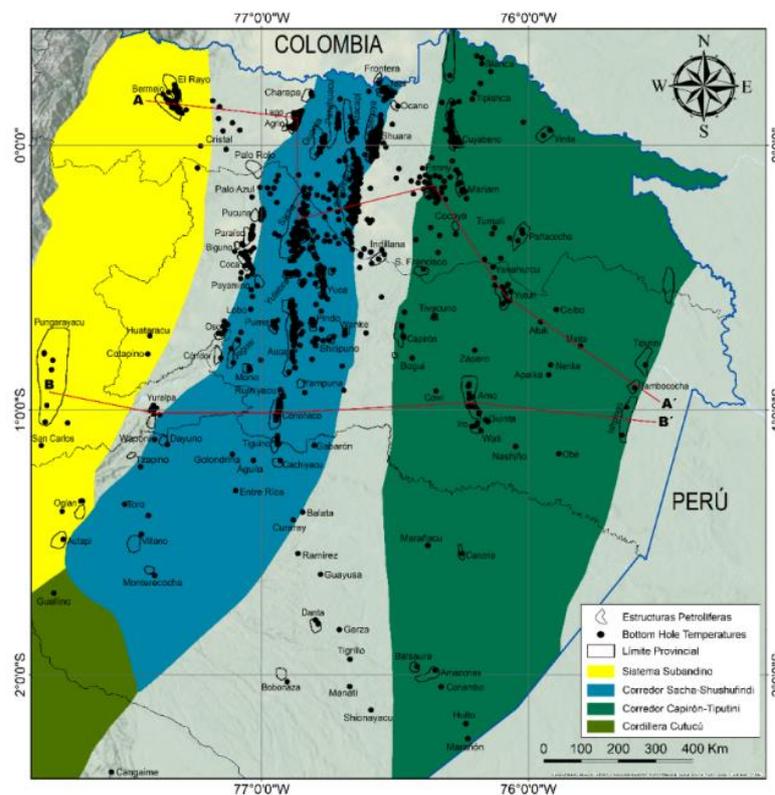


Figura 9. Mapa de Plays de la Cuenca Oriente. Fuente: Angulo et al., 2023 modificado de Baby et al., 2013.

2.1.3. Factores que determinan la selección de pozos

En los proyectos similares planteados en otras partes del mundo como se describen en los trabajos de: (Ashena; 2022), (Sliwa; 2015b), (Jiang et al., 2016), (Chong et al., 2021). Ya se han establecido sistemas, diseños y la producción de cada uno estos proyectos; a su vez, se resaltan muchos parámetros fijos que se deben tomar en cuenta, que se describen a continuación:

2.1.3.1. Características de los Yacimientos Petroleros

Un yacimiento petrolero se encuentra en formaciones con rocas sedimentarias porosas y permeables, por lo que, muchos de los casos de estudios de adaptación de pozos petroleros a pozos geotérmicos, se dieron en yacimientos que tenían areniscas o carbonatos (Ashena; 2023), Por tal motivo, muchos trabajos como el de (Templeton; 2014), consideran las propiedades de las rocas del yacimiento como homogéneas, utilizando valores comunes de las rocas sedimentarias.

Por otro lado, para la aplicación de este tipo de proyectos cobran mucha relevancia, la profundidad y temperatura del pozo. La profundidad del pozo es primordial para la producción de energía geotérmica en pozos petroleros, debido a que la producción se da por la transferencia de calor desde las capas más profundas hasta las capas superpuestas. La temperatura del fondo del pozo es importante debido a que indica el límite máximo de la fuente de temperatura, es así como, en su mayoría estos proyectos tienen temperaturas entre bajas a medias. (Ashena; 2023).

2.1.3.2. Integridad de los pozos

Este parámetro es necesario para evitar la migración de fluidos a través del revestimiento hacia las formaciones o incluso hasta la superficie. Entre los problemas principales, se pueden encontrar: carcasa corrida, fugas de fluidos, nula o poca unión de cemento detrás de la carcasa o tubería libre, comunicación hidráulica entre formaciones, presión en los anillos de la carcasa (King y

Valencia; 2016), contaminación de zonas de agua dulce, etc. Por lo tanto, antes de adaptar los pozos petroleros, se debe analizar su integridad, pues no solo provoca la migración del fluido, también provoca temperaturas reducidas (Philippacopoulos y Berndt; 2001).

2.1.3.3. Mecanismos de extracción

La implementación de proyectos de extracción de energía geotérmica a partir de pozos petroleros es un tema que cada vez se van adaptando en más partes del mundo, siendo atractivo respecto a la reutilización de la infraestructura existente y también desde el apartado económico (Duggal et al., 2022) (Wang et al., 2012) (Liu et al., 2018). Por tal motivo, a medida que se desarrollan este tipo de proyectos se van diferenciando 2 principales mecanismos de extracción de energía.

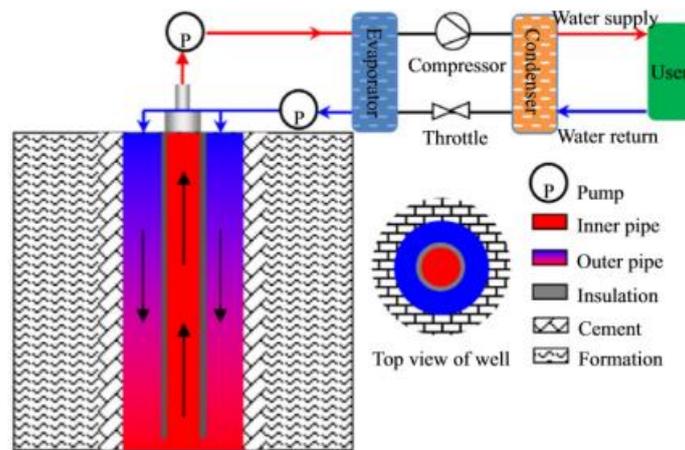


Figura 10. Esquema de operaciones para la extracción de energía geotérmica.
Fuente: Nian et al., 2019.

2.1.3.3.1. Sistema de circuito abierto

Este sistema de producción geotérmica utiliza dos pozos donde uno actúa como inyector del fluido y el otro como el productor de energía geotérmica, para lo cual, inyecta un fluido frío que puede ser agua, ingresa hasta la formación subterránea, produciéndose un fluido de circulación caliente o vapor, que regresa a la superficie por otro pozo ubicado a una distancia prudencial (Kurnia et al., 2021). Este sistema es recomendable cuando las rocas reservorios son impermeables y no son completamente porosas (Sistema de roca seca caliente; HDR), en este

caso no se encuentra agua disponible de forma natural en los poros del yacimiento, por lo que, en algunos casos se realiza fracturamiento hidráulico con la finalidad de crear fracturas que facilitan la transmisión del fluido por las rocas del yacimiento geotérmico (Chong et al., 2021).

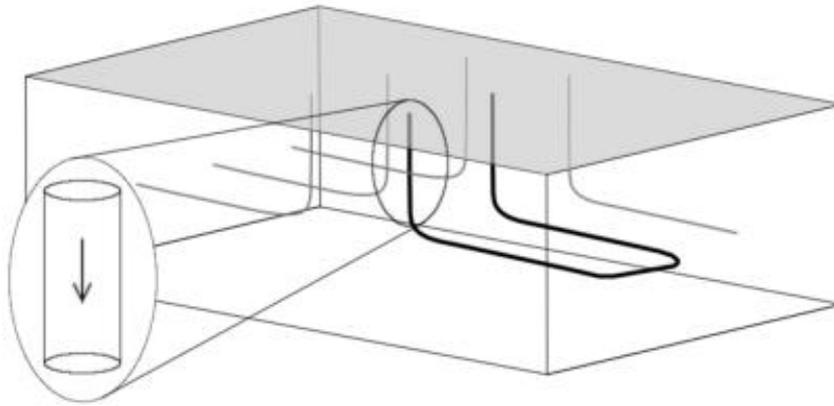


Figura 11. Esquema de Circuito Abierto con dos pozos. Fuente: Harris et al., 2021.

2.1.3.3.2. Sistema de Circuito Cerrado

Este sistema se utiliza cuando existen pozos secos, los cuales han sido abandonados o no han sido utilizados, en este tipo de circuitos se utiliza solamente un pozo, el fluido de circulación se inyecta por una tubería interior, llega al fondo y regresa a través del espacio anular (Kurnia et al; 2021). Además, este sistema es ventajoso al no requerir sistemas de gestión de agua, necesita menos potencia de bombeo y se tiene la posibilidad de utilizar otros fluidos no acuosos (Ashena; 2023).

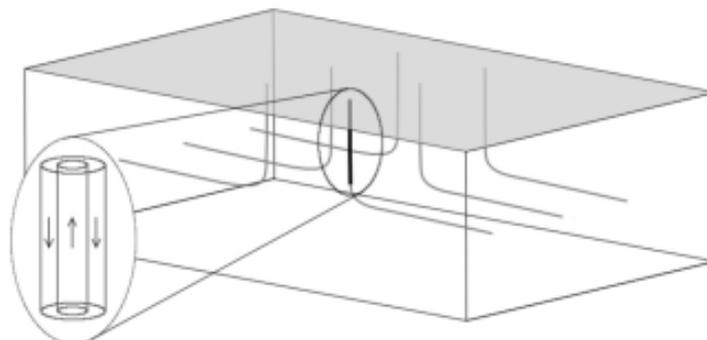


Figura 12 Esquema de Circuito Cerrado. Fuente: Harris et al., 2021

En ambos casos, el fluido en superficie es utilizado para calefacción o para generar energía eléctrica.

2.1.3.4. Ciclos

Para la competición de los ciclos en superficie, se tienen opciones que varían en dependencia de las temperaturas del sistema:

Un solo ciclo: es utilizado en sistemas de alta temperatura ($>150^{\circ}\text{C}$), en los cuales se usan plantas de energía de vapor convencionales, en las que el mismo fluido (agua) de inyección hacen girar las turbinas y generan electricidad (Ashena; 2023).

Ciclos Binarios: en sistemas de baja temperatura se utiliza un solo fluido (puede ser orgánico), que en muchas ocasiones pueden ocasionar muchos problemas ambientales (Wight et Bennett; 2015). Por lo que, es necesario utilizar dos fluidos, uno de circulación y un orgánico de alto peso molecular; Los cuales se ponen en contacto en un intercambiador de calor en superficie. Estos sistemas son recomendados en reservorios de rangos de temperaturas bajos entre 70°C a 100°C , y de temperaturas medias entre 100°C a 150°C . (Aneke et al; 2011).

2.1.3.5. Energía y eficiencia

Para el correcto aprovechamiento de la energía geotérmica, se establece que los estratos poco profundos, con temperaturas geotérmicas bajas, son adecuados para utilizarlos para generar calefacción, mientras que los estratos profundos con temperaturas geotérmicas altas son adecuados para generar energía industrial (Rubio-Maya et Ambriz Diaz; 2015). Según los análisis de varios casos por Ashena en 2023, se establece que en pozos de menos de 3000m de profundidad la extracción de energía geotérmica es muy baja, sin embargo, algunos autores como Arslan en 2011 y Basik et al., en 2012 plantean la posibilidad de generación de energía industrial en reservorios de temperatura media baja utilizando dispositivos avanzados de conversión de energía, en los cuales, la producción es viable en dependencia de la potencia calorífica y el periodo del proyecto.

2.1.3.6. Tecnologías de extracción

En la actualidad, con la constante búsqueda de nuevas fuentes de energía y con la necesidad de un cambio de los combustibles por energías limpias, se han desarrollado nuevas tecnologías que se dividen en 4 grupos (Anderson et Rezai; 2019):

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

Este tipo de tecnologías se han aplicado en diversos proyectos, teniendo una distribución de capacidad instalada según Anderson y Rezai en 2019, como se puede ver en la siguiente figura 13.

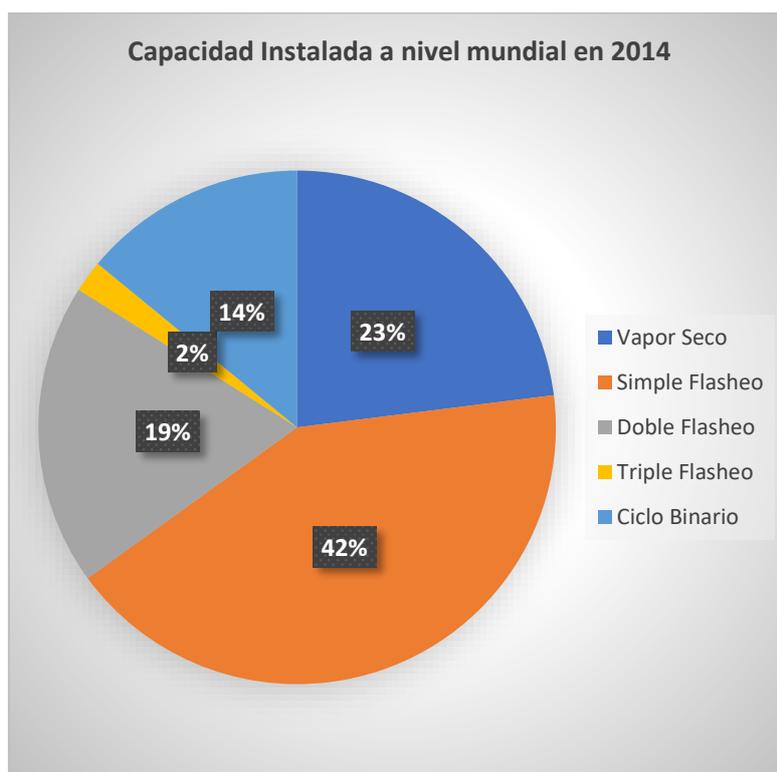


Figura 13. Capacidad instalada a nivel mundial en 2014. Fuente: Anderson et Rezai., 2019

De estas tecnologías, la que se ha desarrollado a la par de proyectos de recursos geotérmicos de media y baja temperatura han sido las plantas de Ciclo Binario, y con ello se tiene una variedad de empresas dedicadas a la fabricación de

plantas que permitan la generación de energía geotérmica (Pinto; 2019) como se puede ver en la siguiente tabla 2.

Tabla 2. Fabricantes de plantas de ciclo binario. Fuente: Pinto; 2019

Fabricantes de plantas Binarias
Ener-G-Rotors
Turboden
Climeon
Green Thermal Energy Technologies
Acces Energy (Clanetix Technologies)
Ormat Technologies Inc,
United Technologies
Barber-Nichols Inc.

2.2. Delimitación preliminar de las zonas de interés

Como se puede ver en el literal 1.4.6. los proyectos de energía geotermal a partir de pozos de petroleros requieren de los siguientes parámetros principales:

- Gradiente geotérmico
- Temperatura del reservorio o fondo de pozo
- Profundidad del pozo

Mientras mayores temperaturas y profundidades tengan un pozo, tiene más probabilidades de ser rentable. Entonces se procede a analizar cada parámetro a continuación:

2.2.1. Potencial según el gradiente Geotérmico

El gradiente geotérmico es un parámetro importante a la hora de seleccionar las áreas con más probabilidades de ser utilizadas para generar energía geotermal a partir de pozos petroleros, siendo los pozos con un gradiente geotérmico superior a 25°C/km los más recomendables (Kujawa et al., 2006), (Davis y Michaelies, 2009), (Wei et al., 2009).

En base a la consideración anterior, se procede a analizar la información de la siguiente figura 14:

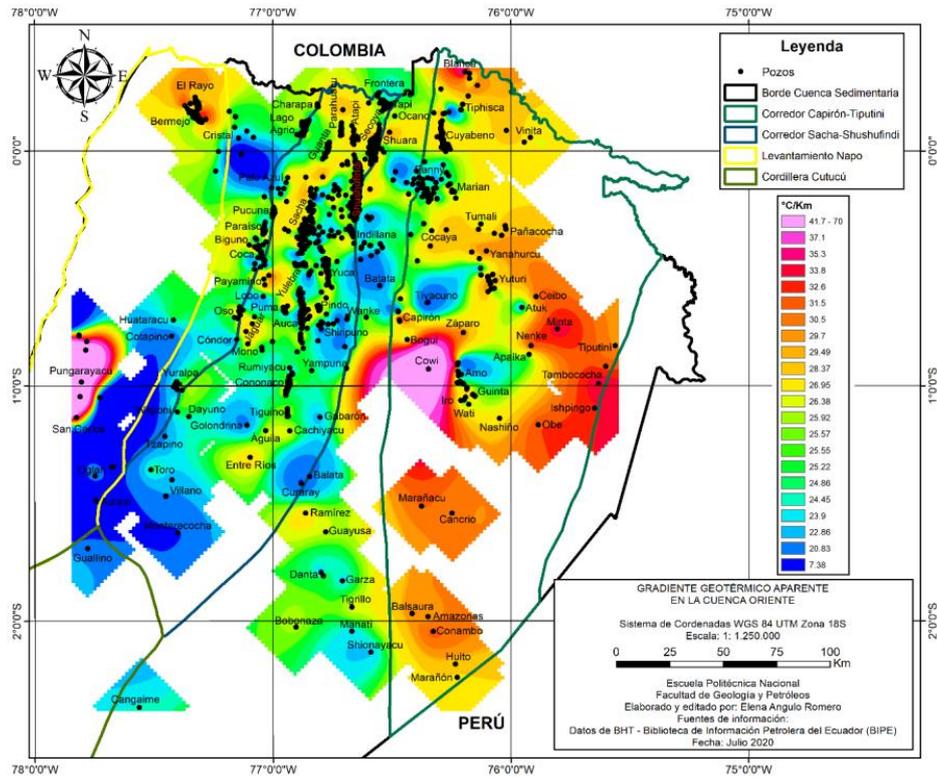


Figura 14. Mapa de gradiente geotérmico de la cuenca oriente. Fuente: Angulo et al., 2023

Como se visualiza en la figura 14, la cuenca oriente posee zonas con un gradiente geotérmico alto que van desde los $26,95^{\circ}\text{C}/\text{km}$ (color amarillo) hasta zonas que superan los $41,7^{\circ}\text{C}/\text{km}$ (color rosa). En consecuencia, las zonas dentro de estos parámetros son considerados zonas de principal interés como se puede ver en la figura 15.

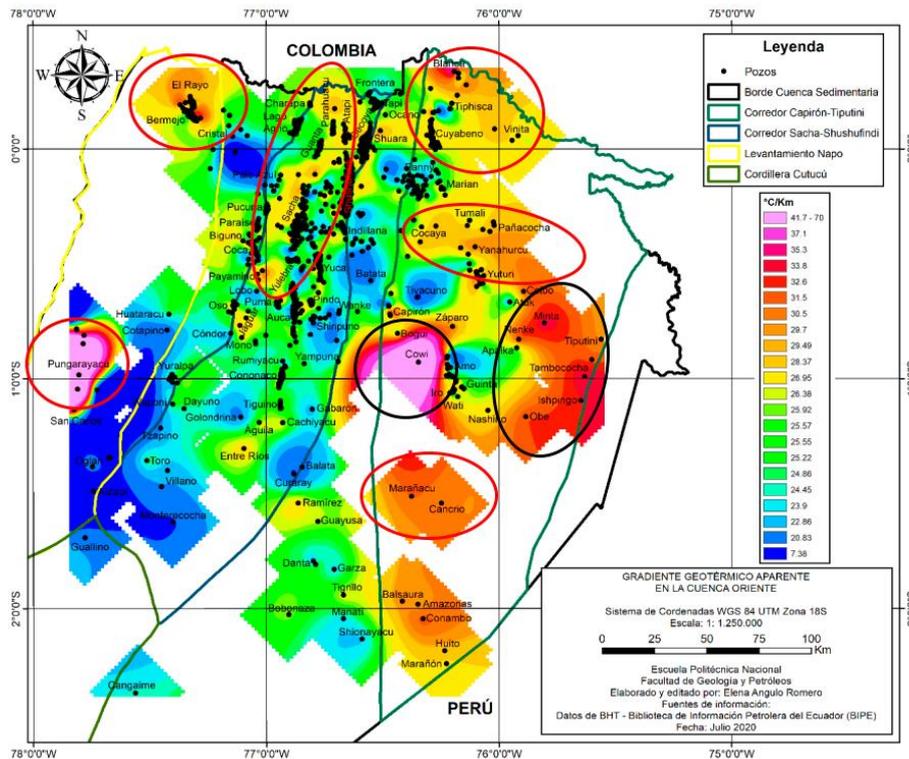


Figura 15. Mapa de gradiente geotérmico, con las zonas de interés marcadas. Editado de: Angulo et al., 2023.

Sin embargo, existen zonas marcadas que no pueden ser consideradas, debido a las dificultades que pueden presentar. Este es el caso de la región que comprende el ITT, una zona que a pesar de tener gradientes geotérmicos entre 32 a 35 °C/km no se la puede considerar debido a los problemas legales y políticos que se podrían generar, esto a raíz de los resultados de la consulta popular de 2023.

2.2.2. Potencial según la profundidad

Según el análisis de Ashena en 2023, en su investigación menciona que la mayoría de los proyectos realizados alrededor del mundo, son rentables cuando tienen profundidades comprendidas entre los 1,5 hasta los 6,8 km (Ashena, 2023).

Considerando ese rango de profundidades óptimas, se analiza la información recopilada, detallada en la siguiente tabla 3.

**Tabla 3. Profundidad de los principales corredores de la cuenca oriente.
Modificado de Angulo et al., 2023**

Zona	Profundidad (Km)
Corredor Sacha-Shushufindi	3-3.5
Pungarayacu-San Carlos	0.27 a 4.07
Cowi	0,385
Bermejo-El Rayo	1.3 a 1.7
ITT	1.6 a 2.3

De la tabla 3 se puede determinar que la zona Cowi no puede ser considerada, pues pese a tener un gradiente geotérmico alto, su profundidad no es la adecuada según los diseños previos revisados en la literatura, por lo que, se establece como principal aprovechamiento la calefacción; a espera de un análisis a profundidad en búsqueda de nuevas tecnologías de recuperación de calor y posterior generación de electricidad.

2.2.3. Zonas de alto potencial

Después de establecer las zonas de interés según sus gradientes geotérmicos y profundidad de pozos, se enumera todos los campos petroleros dentro de estas zonas como se detalla en la siguiente tabla 4:

Tabla 4. Campos Petroleros dentro de las zonas con alto gradiente geotérmico y profundidad optima.

Field/Well Status	Abandonado	Abandonado por improductivo	Abandonado por razones técnicas	Cerrado	En Producción de Gas	En producción de Petróleo	En producción de Petróleo y Gas	Inyector	Reinyector	Desconocido	Total
Amazonas	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Balsaura	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	3
Bermejo	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Bermejo Este	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	2
Bermejo Norte	0	1	0	0	0	10	0	0	0	5	16
Bermejo Sur	0	0	1	0	0	24	0	0	0	17	42
Blanca	0	0	0	1	0	1	0	0	0	3	5
Blanca Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Capirón	0	0	0	0	0	8	0	0	0	6	14
Capirón Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Cocaya	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Cocaya Centro	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Conambo	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Cuyabeno	0	0	0	9	0	51	12	3	2	34	111
Edén Yuturi	3	1	0	8	0	167	0	11	2	5	197
El Rayo	0	0	0	0	0	5	0	0	0	1	6
Huito	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Marañon	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Masaramu	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Pañacocha	3	2	0	1	0	28	0	1	0	3	38
Pañacocha Sur	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Pañacocha Volcánico	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Pungarayacu	26	0	5	0	0	0	0	0	0	0	31
San Carlos	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Tipishca	1	1	0	3	0	8	2	0	0	0	15
Tumali	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Tumali Este	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Tumali Sureste	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	5
Vinita	0	0	0	0	0	4	0	0	0	7	11
Yanahurco	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Yuturi	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1

Según los datos de la tabla 4, existen 31 campos dentro de las zonas de alto gradiente geotérmico y con profundidades óptimas.

Finalmente, los proyectos de generación de energía geotérmica a partir de pozos petroleros son viables si se integran una cantidad considerable de pozos como es el caso de yacimiento petrolífero de Arun (Syarifudin et al., 2016).

De acuerdo con la información anterior se procede a descartar los campos con pocos pozos perforados, tomando en consideración solamente a campos con más de 10 pozos para tener una mejor muestra, por lo que los campos seleccionados son:

- Campo Bermejo Norte
- Campo Bermejo Sur
- Campo Capirón
- Campo Cuyabeno
- Campo Edén Yuturi
- Campo Pañacocha
- Campo Tipishca
- Campo Vinita

Adicionalmente, en el caso del Campo Pungarayacu pese a tener una buena cantidad de pozos y estar dentro de una zona de interés, se lo descarta porque tiene un rango de profundidad de pozos es de 0.279 a 0.536 km, que según los datos analizados es insuficiente.

2.3. Adaptación de un sistema de extracción de energía

De los campos seleccionados en el ítem anterior, se procede a determinar la información más representativa que será utilizada para verificar si se puede generar energía a partir de estos pozos. Por lo que, se realiza el siguiente análisis:

2.3.1. Características y parámetros técnicos de los campos de interés.

Durante la explotación de yacimientos de hidrocarburos existe un factor que se repite constantemente y es la producción de agua (Xin et al; 2012), la cual está asociada a acuíferos cercanos o en algunos casos a los métodos de extracción,

por lo que, esto provoca que en la mayoría de los casos se obtengan cortes de agua cercanos o superiores al 90% (Liu et al; 2014) (Bennett et al., 2011) (Vivas; 2021) y a su vez según varios autores (Liu et al; 2018) y (Singh et al; 2017) la temperatura de este fluido a nivel mundial oscila en temperaturas que van desde los 65°C hasta los 150°C. Ambos parámetros (Temperatura y corte de agua) hacen que la producción de energía de energía en pozos de hidrocarburos ya perforados, sea una idea atractiva (Singh et al; 2017).

Bajo ese escenario planteado, autores como Sanyal y Butler en 2010, plantean 3 posibles formas de extracción de energía geotérmica:

- Coproducción: en este sistema se busca aprovechar los pozos de hidrocarburos activos que tienen altos cortes de agua
- Repotenciación: mediante este sistema se busca explotar energía geotérmica a partir de pozos abandonados, los cuales pueden tener 2 posibilidades, la primera de ser reactivados debido a la reducción de costos de operación y la segunda el ser transformado directamente a pozos geotérmicos.
- Reúso: en este último caso se busca aprovechar los pozos que por razones técnicas han sido abandonados, por lo cual, la idea es producir energía geotérmica aprovechando la temperatura y las presiones anormales altas.

Con esta información, Ecuador tiene muchos pozos que pueden encajar con cualquiera de estas 3 categorías, pero para determinar su posibilidad de generar energía geotérmica, es necesario analizar los parámetros técnicos que varios autores (Johnson et al; 2010), (Xin et al; 2012), (Ashena; 2023), (Sanyal y Butler; 2010) describen como importantes para maximizar la eficiencia de estos proyectos; siendo estos parámetros: profundidad, temperatura de fondo de pozo, gradiente geotérmico, producción y corte de agua.

Los 3 primeros parámetros son primordiales para el desarrollo de este tipo de proyectos, por un lado, la temperatura guarda una relación directa con la producción de energía como se puede ver en la figura 16.

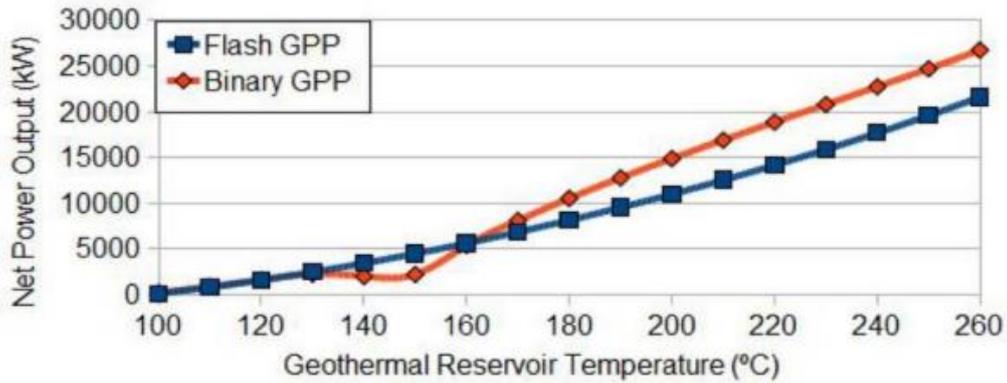


Figura 16. Diagrama de Temperatura geotermal del reservorio (°C) vs Energía neta producida (KW). Fuente: Yildirim and Akkurt, 2011.

En la figura 16, se puede demostrar que a mayor temperatura del reservorio se produce mayor cantidad de energía neta teniendo un mayor impacto en las plantas de ciclo binario (curva de color rojo).

Caso similar tenemos con el gradiente geotérmico, pues este se relaciona directamente con la profundidad, aumentando a mayor profundidad como se demuestra en la figura 17.

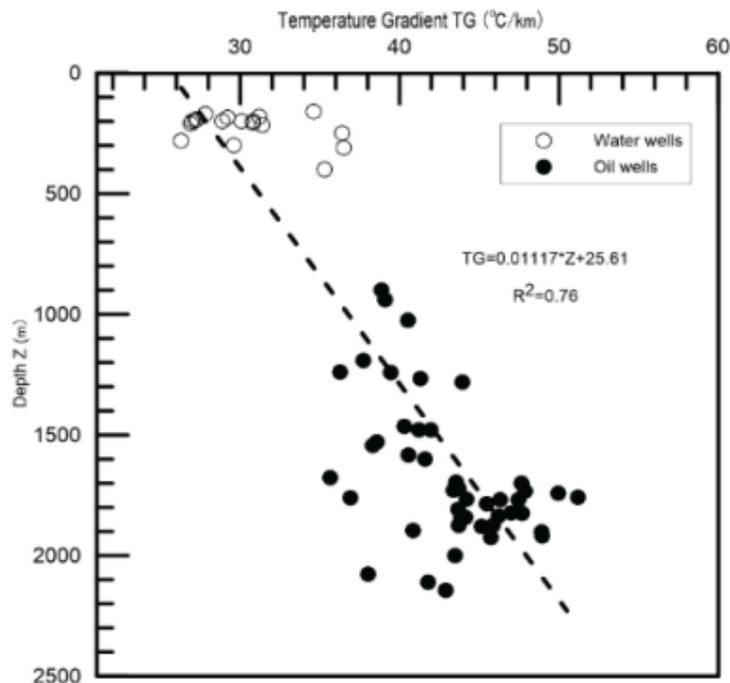


Figura 17. Diagrama de Gradiente de temperatura (°C/km) vs Profundidad (m). Fuente: Jiang et al., 2016

En la figura 17 se puede observar que existe una influencia directa entre profundidad y gradiente de temperatura, aumentando de forma lineal. En especial en los pozos petroleros, en los que tanto las temperaturas como los gradientes son mayores.

Esto a su vez tiene implicaciones directas con la temperatura de salida del fluido de trabajo y la potencia estable, en el primer caso debido a que un mayor gradiente geotérmico significa menores pérdidas de calor del fluido al salir a superficie y esto a su vez mantiene estable la potencia generada como se puede ver en la figura 18.

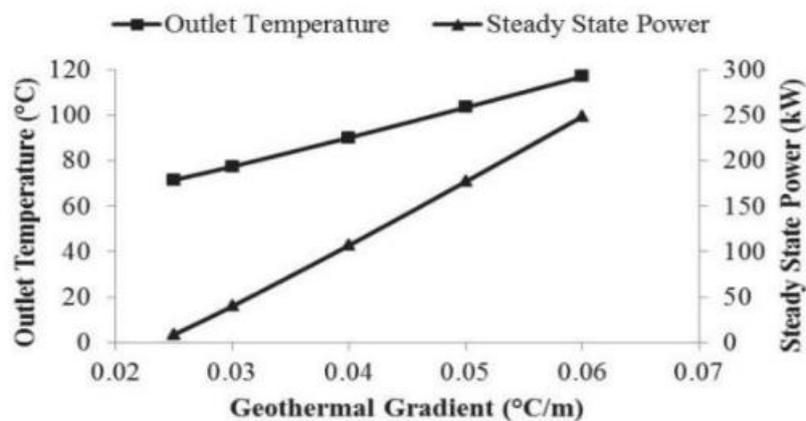


Figura 18. Grafica de pérdidas de calor y estabilidad de la potencia. Fuente: Ghoereishi-Madiseh, 2014.

Finalmente, la profundidad está directamente ligada a la temperatura como lo indica el gradiente geotérmico, a medida que profundizamos la temperatura aumenta considerablemente (figura 19); Sin embargo, profundidades muy altas pueden provocar pérdidas de calor, por lo que, es necesario tener un fluido de trabajo y caudal óptimos.

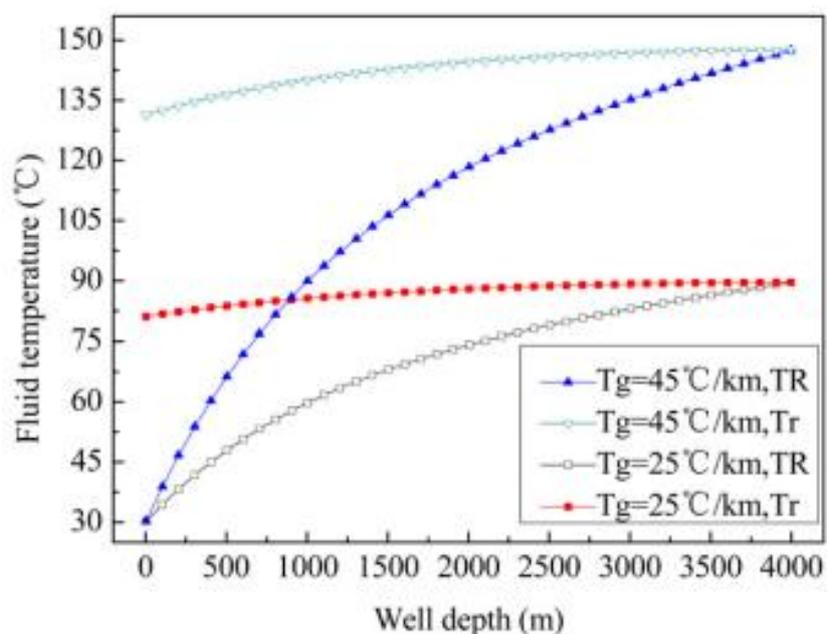


Figura 19. Grafica profundidad del pozo (m) vs Temperatura del fluido (°C).
Fuente: Xianbiao et al., 2012.

Entonces en estos 3 parámetros descritos en la tabla 5, se puede observar las similitudes respecto a proyectos que ya han sido aplicados en otras partes del mundo (tabla 1), al tener profundidades optimas (superiores a 2km) y temperatura que en algunos casos rebasan los 100°C.

Tabla 5. Características termodinámicas de Campos Petroleros de interés.
Modificado de: Angulo, 2020.

Campo	No. De pozos	Rango de Profundidades (km)	Rango de Temperatura de fondo de pozo (°C)	Promedio de temperatura de fondo de pozo (°C)	Rango de Gradiente Geotérmica (°C/Km)	Promedio de Gradiente geotérmico (°C/Km)
Bermejo (Norte y Sur)	58	1,311-2,719	58,59-108,67	68,04	19,38 -60,74	29,58
Capirón	14	2,771-3,456	68,66-118,67	95,63	14,04 -29,93	22,68
Cuyabeno	111	2,424-2,791	86,32-115,23	94,66	20,72 -36,69	27,64
Edén Yuturi	197	2,344-3,270	92,90-113,14	98,91	23,20 -35,79	28,79
Pañacocha	38	2,318-2,881	87,9-107,49	95,22	19,99 -34,32	29,23
Tipishca	15	2,376-3,170	91,46-100,9	96	20,00 - 31,06	26,74
Vinita	11	1,859-2,041	76,13-79,20	77,66	27,10 - 28,10	27,6

Nota: Los datos de profundidad, temperatura y gradiente geotérmico, fueron tomados de los pozos con información, debido a que entre un 30% a 40% del total de pozos no cuentan con datos suficientes

Por otro lado, la producción de crudo y agua, al igual que el corte de agua, también tienen incidencia directa en la eficiencia de generación de energía, esto

debido a las propiedades termodinámicas del agua que le permite absorber más calor (Liu et al; 2018), por lo que, campos maduros con cortes de agua de 90% o incluso campos abandonados por problemas con el agua, son los más adecuados para generar energía (Bennett et al; 2011), (Xin et al; 2012), (Ashena; 2023), (Singh et al; 2017), (Li y Sun; 2014).

En los campos seleccionados, se tiene que los datos están dentro de los rangos esperados (a excepción del campo Vinita) como se puede ver en la tabla 6, basada en la información recopilada del informe de producción del mes de mayo de 2019 por Petroecuador.

Tabla 6. Producción de Agua y Crudo. Modificado del informe de producción de Petroecuador en 2019

Campo	Crudo (BPPD)	Agua (BAPD)	Gas (MPCND)	BSW (%)	API (°) (60°F)
BERMEJO	3695,507	1503,863	...	90	31
CAPIRÓN	3600	96600	...	98	27
CUYABENO	10899,52	58783,188	...	84,36	25,7
EDEN YUTURI	25283,89	286560,61	4940,65	91,9	18,2
PAÑACOCOA	68391,18	1554,95	...	91,1	22,2
TIISHCA	225,01	5410,78	...	96,01	16,9
VINITA	1287,661	506,66	781,001	60,65	15,2

Nota: Información de Bermejo recopilado de Mazapanta y Revelo en 2013. Información de Capirón recopilada de Morales en 2013.

Debido a la insuficiencia de datos de cada pozo, para el cálculo de caudal por pozo se realizó dividiendo la producción de agua para el número de pozos productores, obteniendo los siguientes resultados (Tabla 7):

Tabla 7. Promedio de producción de Agua

	Bermejo	Capirón	Cuyabeno	Edén Yuturi	Pañacocha	Tipishca
Promedio-Agua (BAPD)	44,23	12075	4548,58	1,980	193,24	50,666
Promedio-Agua (m3/h)	0,29	79,99	30,13	0,131165	1,28	0,34

Por lo cual, para el análisis de este proyecto se descartan los campos con bajo caudal, quedando así un análisis centrado en los campos:

- Campo Capirón
- Campo Cuyabeno

2.3.2. Características del pozo teórico representativo

Una vez determinado que para el desarrollo del presente trabajo se van a analizar los campos Capirón y Cuyabeno, se procede a tomar los datos mas representativos con la finalidad de obtener un pozo teórico que sirva como base de simulación para determinar la cantidad de energía que se puede generar. Con la información descritas en las tablas 5, 6 y 7, se determina los siguientes valores promedio para un pozo representativo para el Campo Capirón y uno para el campo Cuyabeno (Tabla 8).

Tabla 8. Parámetros de pozos teóricos representativos

Parámetros	Pozo Teórico representativo	
	Capirón	Cuyabeno
Profundidad (Km)	3,1135	2,6075
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	22,68	27,64
Temperatura de fondo (°C)	95,63	94,66
Agua (BAPD)	12075	4548,58
API(°)	27	25,7

2.3.3. Sistema de generación de energía geotermal

Como se menciona en la literatura revisada, los yacimientos de hidrocarburos que son utilizados para generar energía geotérmica entran en la categoría de recurso geotérmicos de media a baja temperatura (Pinto, 2019), (Jiand et al., 2016), (Liu et al., 2018), etc.,

Para recursos de baja a media temperaturas, las plantas de ciclo binario o conocidas como Ciclo Orgánico de Rankine son las más recomendadas (Bahrami et al., 2022), esto tipo de sistemas utilizan dos ciclos con fluidos diferentes, el primer fluido actúa como fuente de calor y el segundo con un punto de ebullición más bajo actúa como fluido de trabajo en los intercambiadores de Calor (Mwagoba, 2016) cómo se puede ver en la figura 20.

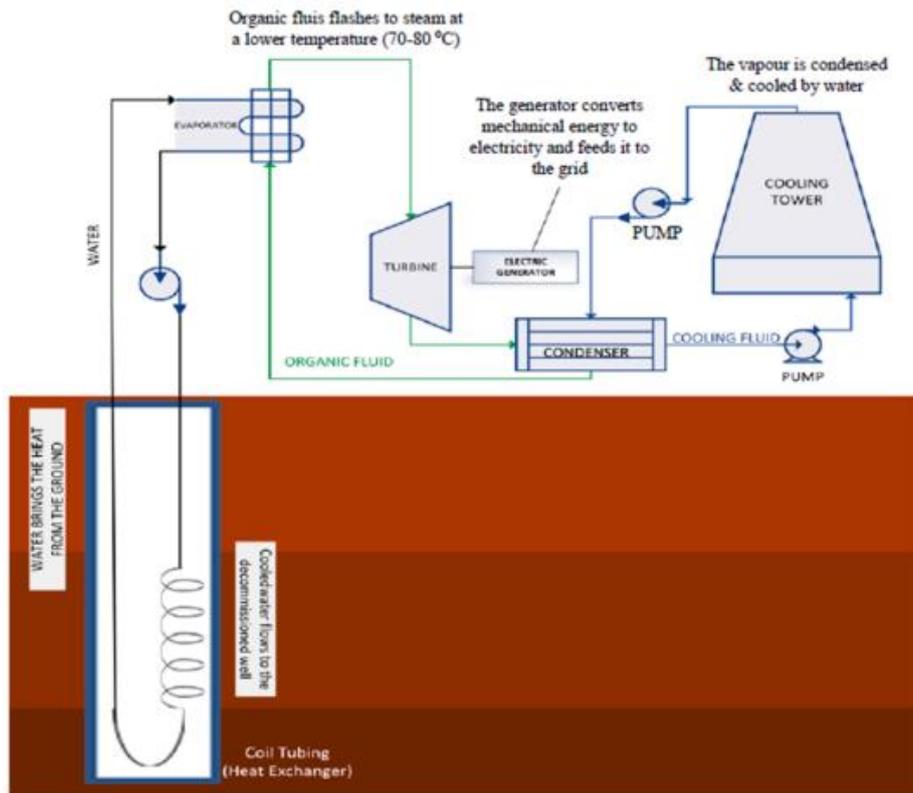


Figura 20. Esquema de planta de ciclo binario en campos petroleros. Fuente: Syarifudin et al., 2016.

2.3.3.1. Fluido de trabajo

Para el uso de plantas de ciclo binario es necesario tener un fluido de trabajo que intercambie el calor para generar energía, este fluido debe ser óptimo, accesible, además hay que considerar los costos y sobre todo los impactos en salud, seguridad y ambiente (Vargas., 2023).

Los fluidos de trabajo más utilizados en plantas binarias se detallan en la siguiente tabla 9, donde se describen sus propiedades termodinámicas.

Tabla 9. Fluidos de trabajo y sus características. Fuente: Vargas, 2023.

Fluido de trabajo	GWP	T _c (°C)	P _c (psig)	ρ _c (kg/m ³)
Agua	-	374,14	3203,6	
R-170 (Etano)	6	32,02	706	206,18
R-209 (Propano)	3	96,59	616	220,48
R-1150 (Etileno)	4	9,05	731	214,24
R-600 ^a (Isobutano)	3	134,51	526	225,5
R-1270 (Propileno)	2	90,91	660	229,63
n-hexano	3	234,59	439	232,8
R-E170 (Dimetiléter)	3	127	774	277
Isopentano	11	187,85	490	235,92
Neopentano	20	160,65	463	231,88
n-butano	3	151,85	551	227,83
Ciclohexano	-	280,85	590	274,36
Benzeno	-	288,85	709	304,63
Tolueno	3	319,85	595	292,08
Ciclopropano	86	125,15	809	259,75
CO ₂	1	31,04	107	40,8
Amoniac NH ₃	0	133,65	1686,3	
R-134 ^a C ₂ H ₂ F ₄	1344	-26,06	4060,3	515,3
R-12CCl ₂ F ₂	4500	80	452	

En la tabla 9, el GWP hace referencia al potencial de calentamiento global (Global Warning Potencial), este índice describe la potencia relativa que tienen los gases de efecto invernadero de acuerdo con el tiempo que estos pueden permanecer activos en la atmósfera (Eurostat, 2023). Por otro lado, estos fluidos pueden ver afectada su aplicabilidad, al disminuir su eficiencia del ciclo y la disposición de los equipos en el sistema de generación de energía; este dato se ve reflejado en su diagrama Temperatura-Entropía (T-S), el cual muestra: un fluido seco con pendiente positiva, un fluido húmedo de pendiente negativa y un fluido isentrópico con pendiente infinita (Bao y Zhao., 2009) como se puede ver en la figura 21.

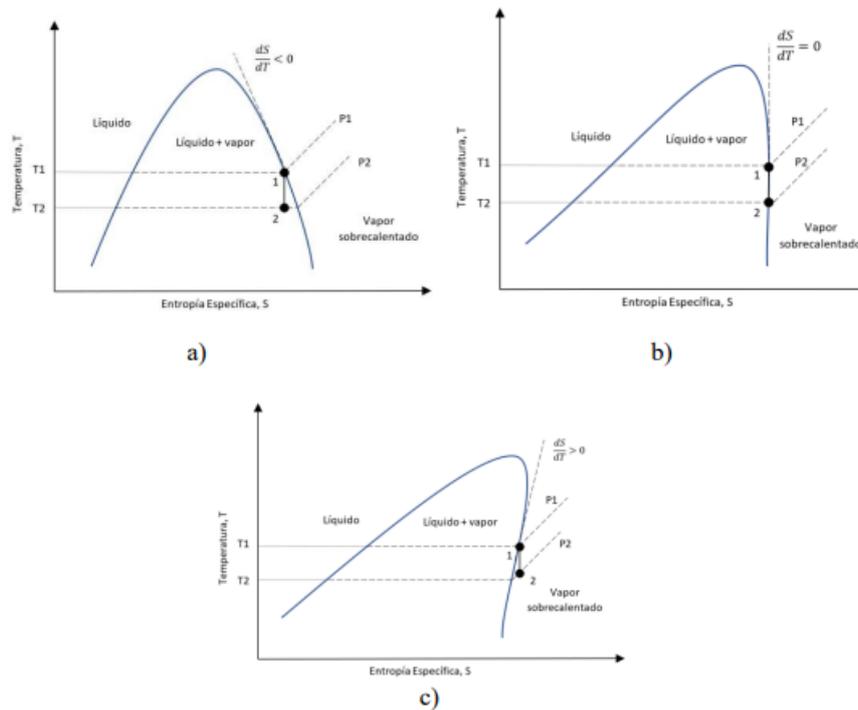


Figura 21. Diagrama de Temperatura - Entropía. Fuente: IRENA, 2017.

En base a estas graficas se pueden sacar algunas conclusiones, por un lado, los fluidos húmedos como el caso del agua o el amoniaco (figura 21a) necesitan de un sobrecalentamiento alto para evitar la humedad excesiva, siendo algo ineficientes en la generación de energía. Otro caso distinto es la de fluidos como el n-butano, i-butano, n-pentano y el i-pentano, los cuales muestran pendientes positivas (figura 21c) que se traducen en una fase de vapor resultante por lo cual no existe condensación, manteniendo una eficiencia de ciclo constante. Y finalmente están los fluidos isentrópicos (figura 21b), con una curva de saturación vertical que se traduce en un vapor saturado a la salida de la turbina.

En base a esto, trabajos como el de Vargas en 2023 muestran la eficiencia de fluidos más recomendados para la generación de energía, teniendo como resultados la siguiente figura 22.

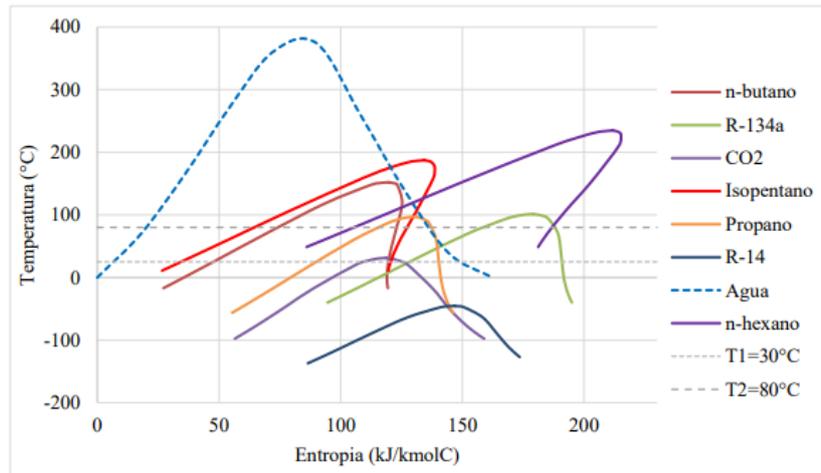


Figura 22. Curvas de cada fluido respecto a la temperatura (°C) vs entropía (kJ/kmolC). Fuente: Vargas, 2023.

De la figura 22, se determina que fluidos como los hidrocarburos de bajo peso tienen un mejor desempeño a la vez que estos se encuentran disponibles en yacimientos petroleros al ser subproductos de la extracción de gas asociado y a su vez cumple con los requerimientos de propiedades termodinámicas. Por lo que, se puede concluir que el fluido más eficiente para este tipo de proyectos y a la vez que resulta menos peligroso tanto para seguridad como para el ambiente, es:

- R-134a, además es de los más utilizados en este tipo de proyectos y por compañías como Clantex.

2.3.3.2. Planta de Ciclo Binario

Para el modelamiento de la planta geotérmica que mejor se adapte a las condiciones de los campos seleccionados, es necesario abalzar las características de estas plantas.

2.3.3.2.1. Elementos

Dentro de las partes más importantes que tienen este tipo de plantas binarias, tenemos:

- Bombas y motores: los encargados de extraer el fluido geotérmico.

- Eliminador de arenas y tanques de solidos: estos equipos son los encargados de eliminar o quitar del fluido, todo aquel solido que pueda subir con el fluido y dañar los equipos.
- Intercambiador de Calor: es la parte responsable de transmitir el calor del fluido del pozo al fluido de trabajo.
- Turbina y generador: son los encargados de generar energía a partir del calor extraído.
- Condensador y almacén: el primero se encarga de enfriar el fluido de trabajo al finalizar el ciclo, y el segundo se utiliza para almacenar los fluidos de trabajo durante los mantenimientos programados.
- Bomba posterior al condensador
- Sistema de refrigeración con agua
- Sistema auxiliar de alimentación de reserva
- Tuberías

2.3.3.2.2. Diseño de planta

En base a la descripción de las partes, a continuación, se detalla el esquema común de las plantas binarias, como se ve en la figura 21 se tienen 2 ciclos simultáneos.

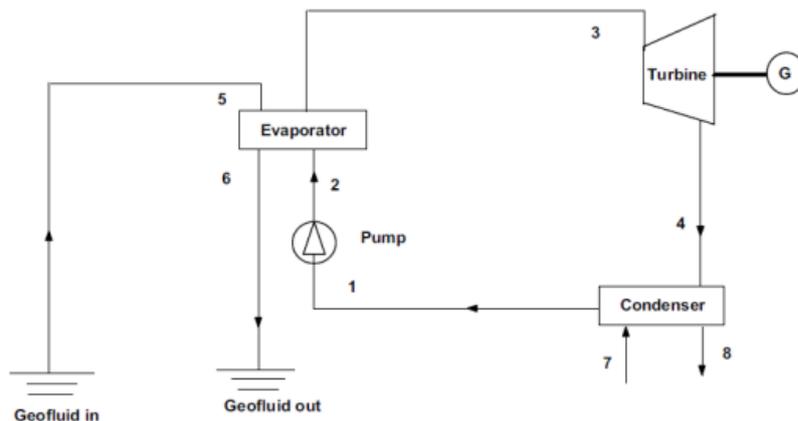


Figura 23. Esquema básico de Ciclo Binario. Fuente: Reguero, 2019.

El primer ciclo lo completa el fluido geotermal, en el caso de los yacimientos petroleros serí el agua de producción, siendo su secuencia el 5 donde sale el

fluido con el calor, llega al evaporador o intercambiador de calor, para luego seguir por la secuencia 6 donde el fluido reingresa al yacimiento.

El segundo ciclo lo completa el fluido de trabajo, este fluido ingresa a la bomba, luego se dirige al evaporado, este vapor caliente se dirige a la turbina y genera energía eléctrica, luego se dirige al condensador y termina su ciclo.

2.4. Simulación del sistema aplicable

Para la simulación de cuanta energía se puede generar a partir de la información de los pozos teóricos determinados en la tabla 8 y con la utilizando una planta de ciclo binario, se utiliza la herramienta DWSIM.

El software DWSIM es una herramienta usada en varias disciplinas de la ingeniería, este programa es un simulador de código abierto que permite analizar tanto procesos químicos como procesos físicos. La herramienta DWSIM, en base a sus características permite analizar:

- La eficiencia en la transmisión de calor entre 2 fluidos.
- Las pérdidas de calor en esquemas de generación de energía,
- El gasto de energía en la condensación o calentamiento de ciertos fluidos,
- El total de energía que se obtener utilizando diversos sistemas (Modelos para: energía hidráulica, energía solar, energía geotérmica, etc.).

Para el desarrollo de este trabajo se procede a realizar una simulación de la eficiencia y producción de energía, con el modelamiento de una planta de ciclo binario. Entonces se procede a obtener los siguientes datos de entrada para la simulación:

2.4.1.1. Datos de pozos

Los datos del pozo, para este trabajo serán la información de los pozos representativos de los pozos teóricos de la tabla 9, añadiendo información adicional como se ve en la tabla 10.

Tabla 10. Datos de entrada para el análisis

Parámetros	Pozo Promedio	
	Capirón	Cuyabeno
Profundidad (Km)	3,1135	2,6075
Gradiente Geotérmico (°C/Km)	22,68	27,64
Temperatura de fondo (°C)	95,63	94,66
Temperatura de superficie (°C)	85 aproximado	85 aproximado
Agua (BAPD)	12075	4548,58
Agua (m3/h)	80 aproximado	30 aproximado
API(°)	27	25,7

De la información presentada en la tabla 10, hay que mencionar que los datos de temperatura de superficie y temperatura de condensador, se tomó en base a las especificaciones técnicas de Ormat Technologies Inc., y su planta de ciclo binario instalada en Wyoming-USA (Pinto., 2019).

Por lo tanto, la reducción de la temperatura del fluido geotérmico será de 10°C, y la temperatura del condensador es constante con 37°C.

2.4.1.2. Datos de Fluidos de trabajo

Como se describió en el ítem 2.3.3.1, el fluido que mejor se adapta a las necesidades del presente trabajo es el R-134a como se ve en la Tabla 11.

Tabla 11. Datos del fluido de trabajo seleccionado

Fluido de trabajo	GWP	T _c (°C)	P _c (psig)	ρ _c (kg/m ³)
R-134a C ₂ H ₂ F ₄	1344	-26,06	4060,3	515,3

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1. Zonas con alto gradiente geotérmico

En base a la información recopilada, sobre el estudio de gradiente geotérmico realizado por Angulo et al; en 2023 y Beate et al., en 2020. Se determina las siguientes zonas de alto potencial geotérmico:

Tabla 12. Clasificación de zonas de interés basado en la información de Angulo et al., 2023.

Zona	Gradiente (°C/km)	Profundidad (Km)	Temperatura de fondo (°C)	Tipo de aprovechamiento
Corredor Sacha-Shushufindi	7.38 a 26.1	3-3.5	74.09 a 113.14	Calefacción/ Energía eléctrica
Pungarayacu-San Carlos	>40	0.27 a 4.07	30 a 110	Energía Eléctrica
Cowi	30 a 40	0,385	130	Calefacción
Bermejo-El Rayo	>40	1.3 a 1.7	55 a 110	Energía Eléctrica
ITT	30 a 40	1.6 a 2.3	70 a 95	Energía Eléctrica

Como se observa en la tabla 12, en base al gradiente geotérmico, se tienen 5 grandes franjas de interés. Pero por sus condiciones no todos pueden ser tomados en consideración para generar energía eléctrica.

Las franjas óptimas para generación de energía eléctrica a partir de su gradiente son las zonas: Pungarayacu - San Carlos, Bermejo- El rayo y el ITT.

En el caso del Corredor Sacha-Shushufindi, por su gradiente geotérmica su principal uso sería calefacción, pese a esto, tanto por su temperatura de fondo como por su profundidad, aun se puede realizar una investigación a profundidad con la posibilidad de aplicar sistemas de generación de electricidad.

Un caso similar pasa con la zona Cowi, que aunque tiene temperaturas de mucho potencial, se considera esta área solamente para calefacción debido a su poca profundidad de pozos y a espera de una investigación a profundidad a fin de establecer su potencial real de generación de energía eléctrica.

3.2. Generación de energía

Como se estableció en el ítem 2.3.3.1, para la selección del fluido existe un gran potencial en los pozos petroleros, debido a la producción de remanentes que pueden ser recuperados y utilizados con fluido de trabajo, con esto en mente se realizó una simulación en software DWSIM con la información de los datos de entrada de la tabla 10 y las características del fluido n butano como fluido de trabajo, sin embargo, la energía producida según la simulación del funcionamiento de la planta de ciclo de binario fue poco favorables como se puede ver en la figura 25.

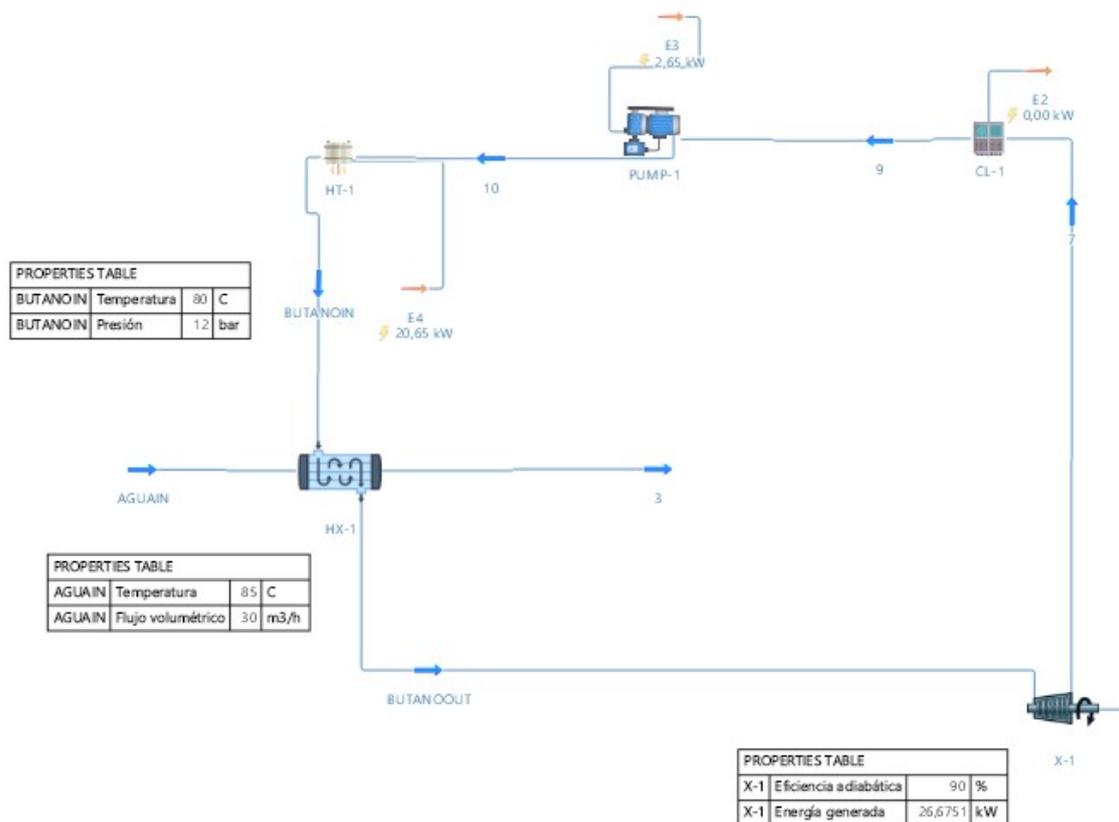


Figura 24. Esquema de simulación de Ciclo Binario aplicado.

Al hacer la correlación entre energía generada y la energía consumida en calentar y tener la presión óptima del fluido de trabajo, la energía neta que se obtuvo es muy pequeña (Tabla 13).

Tabla 13. Resultados de generación de Energía con n butano como fluido de trabajo

Energía generada (KW)	Energía Consumida (KW)	Energía Neta (KW)
26,675	23,3	3,4

3.2.1. Resultados de simulación

Durante la simulación se tomó en cuenta las especificaciones técnicas de los fabricantes, por lo tanto, en lo que respecta a las eficiencias de cada componente se las realizó según el máximo que ofrecen compañías como Clantix (Gosnold et al., 2019). Por lo que, se considera una eficiencia de generación de energía eléctrica de 75%.

Otra consideración importante es que, al no tener datos de la cementación y caracterización de pozos en específico, se considera que estos son óptimos y no se genera pérdidas de calor mayores a las establecidas por los fabricantes de plantas binarias, con una variación de -10°C entre la temperatura de fondo de pozo y la temperatura de superficie de pozo.

Por otro lado, el cálculo de los flujos masicos se los realizó mediante la aplicación de la siguiente fórmula (**Ec. 1**):

$$\text{Ec. 1 Flujo Másico} = \text{Flujo Volumetrico} \times \text{densidad}$$

Y la aplicación del factor de conversión, por lo que, se obtuvo los siguientes valores (Tabla 14):

Tabla 14. Datos de entrada para la simulación de los dos campos seleccionados

	Dato de entrada	Factor	Flujo Masico
Fluido de Trabajo	22 kg/s	3600s	79200 kg/h
Fluido Geotermal (Cuyabeno)	30 m ³ /h	997 kg/m ³	29910 kg/h
Fluido Geotermal (Capirón)	80 m ³ /h	997 kg/m ³	79750 kg/h

Además, se tomó como valor de ingreso óptimo de la temperatura del fluido de trabajo el valor de 62°C.

Con estos valores, se procedió a realizar las simulaciones del funcionamiento de la planta de ciclo binario (Figura 26), con los datos del campo Cuyabeno.

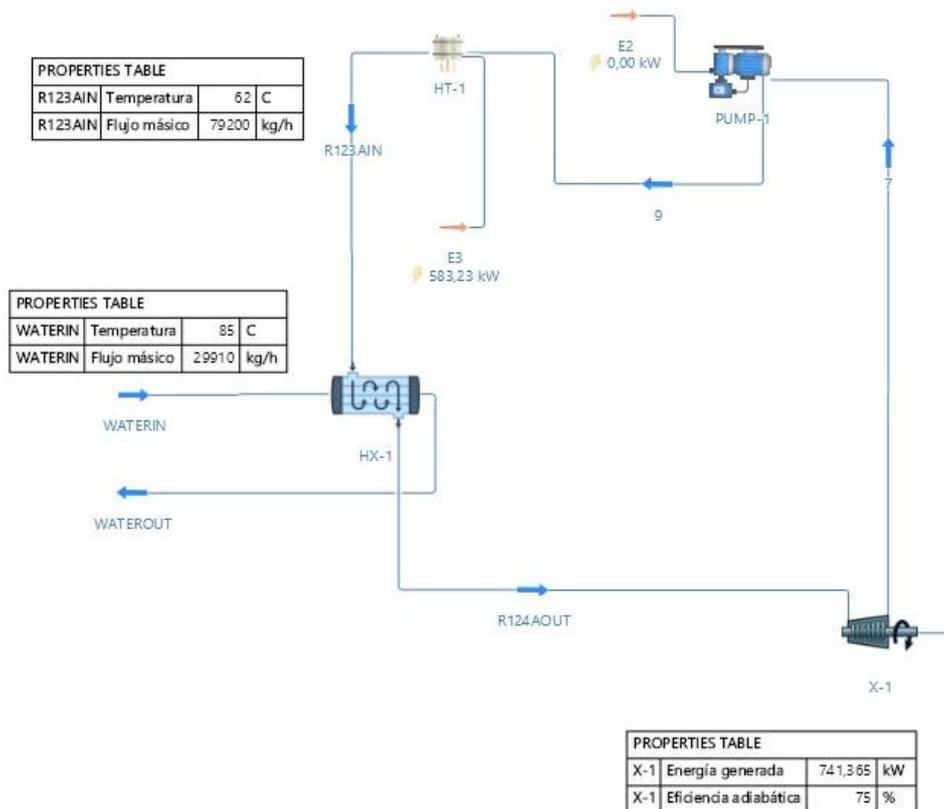


Figura 25. Esquema de Ciclo Binario para el campo Cuyabeno.

Como se ve en la figura 26, obtenida del software DWSIM la energía que se genera con una eficiencia del 75% es de 741,36KW; Sin embargo, hay que restar la energía consumida en la calefacción y condensación del fluido de trabajo.

Por otro lado, se realiza una simulación para la generación de energía mediante una planta de ciclo binario con los datos del pozo teórico del campo Capirón (Figura 27).

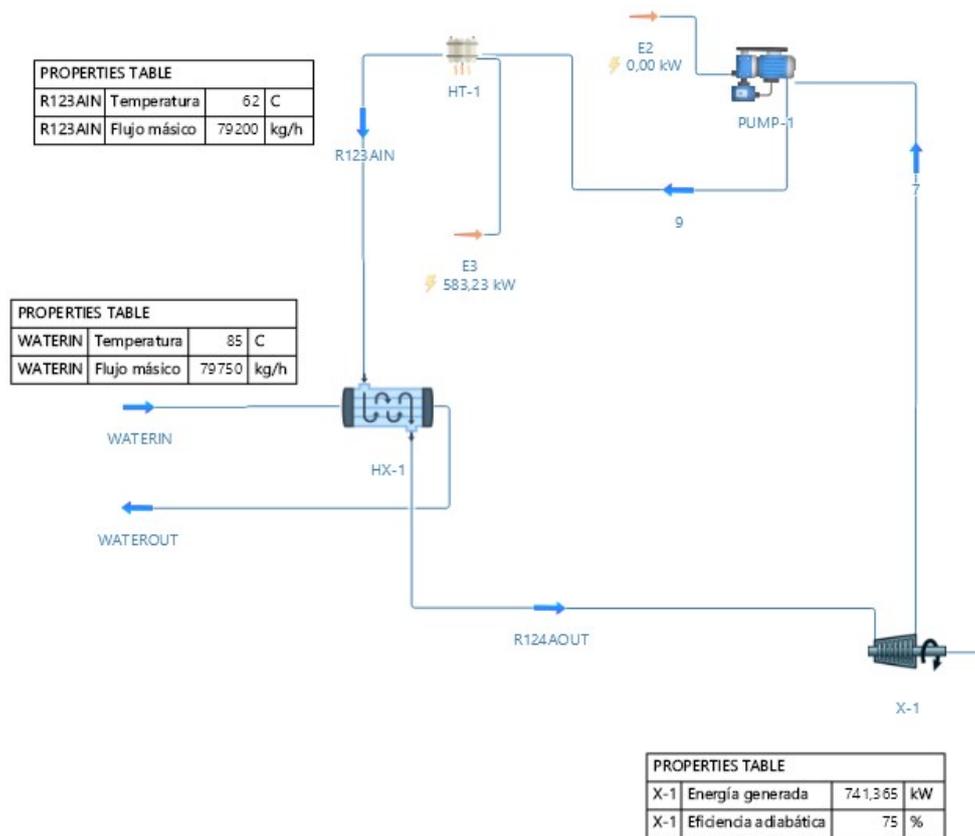


Figura 26. Esquema de simulación de Ciclo Binario para el campo Capirón.

Como se puede notar el flujo masico o el caudal de agua no tuvo mucho impacto significativo, por lo cual, se generó una energía similar.

3.2.2. Energía generada

Luego de realizada la simulación, se espera que en este tipo de proyectos se pueda obtener la siguiente cantidad de energía neta (Tabla 15).

Además, a esto hay que añadir que estas simulaciones han sido lo más discretas posibles, tomando en cuenta solamente pozos teóricos, y una planta de ciclo binario simple. Por lo que, se puede inferir que estudios más a detalle podrían dar resultados positivos.

Entonces la energía neta obtenida es de:

Tabla 15. Energía obtenida luego de la simulación.

Energía generada (KW)	Energía Consumida (KW)	Energía Neta (KW)
741,36	583,23	158,13

3.3. Análisis técnico-económico

Para realizar el análisis de beneficio, hay que tomar en cuenta proyectos similares y los costes que estos generan, con la finalidad de correlacionar estos datos con nuestra realidad.

3.3.1. Inversión requerida

Para comprender el desarrollo de proyectos industriales de generación de energía geotérmica, hay que dar un vistazo a como ha ido evolucionando esta industria a nivel global.

Según datos del US Energy Information Administration entre el 2013 al 2015, menciona que la inversión en proyectos geotermales en países con una industria geotérmica madura como la existente en Estados Unidos, esta puede oscilar entre los 3,7 a 4,5 millones de dólares por cada MW instalado (Energías renovables Ecuador, 2015). Siendo parte crucial en estos rubros, los costes de exploración y perforación de pozos, como podemos ver en la siguiente tabla 16, en base a los datos de Reguero en 2019.

Tabla 16. Inversión en proyectos geotérmicos. Fuente: Reguero, 2019.

Inversión en primeras etapas de exploración	
Categoría	Coste (USD)
Gastos administrativos	754226,95
Excavaciones de 3 pozos	5644658,6
Caminos y carretera	204819
Registro de temperaturas	20481
Análisis y estudio de los pozos	163857
Excavación de e pozos de confirmación	10690216,8
test de 2 pozos	191165
Proyectos multiorificos	136547
Informes	534510,82
Total	18340482,2

Como se puede ver, en el proyecto presentado por Reguero en 2019, más de 18 millones se utilizaron en las primeras etapas de evaluación de proyectos. Esto genera un margen de interés en proyectos como el presentado en este trabajo,

debido a que ya se conoce el potencial existente y ya se han realizado las perforaciones.

Según la información de la siguiente figura 28, se puede observar que los riesgos ligados a la inversión en proyectos geotérmicos se presentan en las primeras etapas de evaluación.

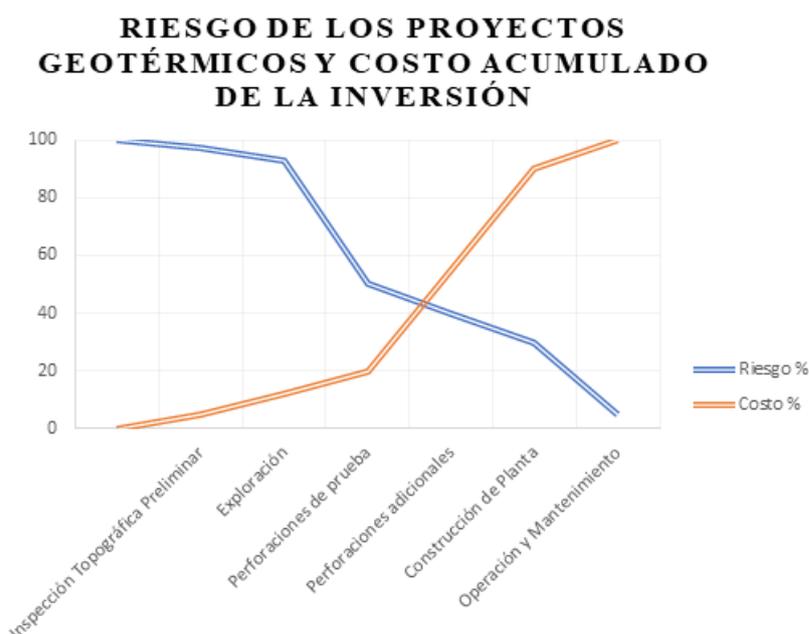


Figura 27. Riesgos de inversión en proyectos geotérmicos. fuente: Manual de Gehringer y Loksha.

3.3.2. Costos de la energía geotermal

El costo de producción de energía según el banco mundial en 2001, se lo puede clasificar en base al tipo de recurso (recursos renovables,2015). Tabla 17.

Tabla 17. Costo de producción de energía geotérmica. fuente: Banco Mundial.

Tamaño de la central	Costo nivelado de la energía generada (USD/kwh)		
	Recursos de alta calidad (T>250°C)	Recurso de media calidad (T=90-150°C)	Recurso de Baja Calidad (T<150°C)
Pequeña (<5MW)	0,05 - 0,07	0,055-0,085	0,06-0,105
Mediana (5-30MW)	0,04 – 0,06	0,045-0,07	---
Grande (> 30MW)	0,025 – 0,05	0,04-0,06	---

Proyectos similares como los mencionados por Bennett et al., en 2012 y Cuadrado et Al., en 2015 (tabla 18). Los costos de producción por kwh están dentro de los parámetros vistos en la tabla 17.

Tabla 18. Proyectos de generación de energía geotérmica desde pozos petroleros.

Parámetro	(Bennett et Al., 2012)	(Cuadrado et Al., 2015)
Precio de electricidad (USD/kwh)	0,08	0,102
Costo de capital inicial (USD/kwh)	1900	2857
Operación y mantenimiento (USD/kwh)	0,014	--
Tasa de descuento	5%	10,2%
Localización	Cuenca los Ángeles, California	Colombia

Por lo que, se puede inferir que los costos de la generación de energía geotérmica planteado en este trabajo también entrarían dentro de este rango, debido a que la inversión necesaria es menor al ya tener la infraestructura de los campos petroleros.

3.4. Retos de convertir pozos petroleros en pozos geotermales

En el país todavía no se han implementado este tipo de proyectos, por lo cual, nos podemos encontrar con grandes retos al tratar de incorporar este tipo de metodología, sea tanto en lo económico, como en el desarrollo industrial y en los problemas sociales.

3.4.1. Reto económico

El primero de los retos es en la parte económica, debido a que para la viabilidad de estos proyectos se necesita una industria madura y apta, que se desarrolle a la par del conocimiento. Por lo que, desde el punto de vista investigativo hay 3 frentes que requieren inversión:

- **Investigación**

Debido a la falta de trabajos referentes a este tema en el país, es necesario invertir en este tipo de investigación, acompañados al desarrollo de modelos tanto matemáticos como físicos, que se adapten a la realidad de nuestros yacimientos.

Acompañado a esto, la vinculación de las empresas podría ayudar a tener información a tiempo real, y el acceso a software que permita realizar simulaciones mucho más exactas.

- **Tecnología e industria**

Acompañado a la investigación está el desarrollo industrial; si consideramos que Ecuador no tiene aun en funcionamiento grandes proyectos Geotérmicos, se deduce que el acceso a la tecnología necesaria para el desarrollo de estos proyectos es difícil, y en muchos de los casos costosos por los valores de importación de equipos e insumos.

- **Adaptación de los campos**

Y finalmente, un análisis que se debe hacer en la industria es el de costo-beneficio de extender la vida útil de la infraestructura instalada, con inversión en modificaciones necesarias para la adaptación a estos sistemas, que permita trabajar en pozos que no han sido aprovechado o incluso una producción en conjunto.

3.4.2. Retos sociales

Otro de los grandes retos que se tiene a la hora de ejecutar nuevos proyectos son los retos sociales, los cuales involucran tanto al estado como a la sociedad.

- **Sociedad**

Como se mencionó en la introducción, Ecuador es un país que ha vivido constantemente en convulsiones sociales, muchos de estos problemas han afectado directamente a la Industria Petrolera, es así que en miras al desarrollo de nuevos proyectos es esencial un buen manejo de las relaciones con las comunidades y la sociedad ecuatoriana, la socialización de los proyectos es

primordial más aún si tomamos en cuenta que existen zonas con gran potencial que no han podido ser considerado por los problemas sociales como el caos del bloque ITT.

- **Política y legislación**

Obviamente para la inversión en el país es necesario contar con una figura jurídica seria, pese a que en la constitución nacional de 2008 en los artículos 313 y 261 engloban como sectores estratégicos a los recursos naturales, y que bajo normativas en los artículos 413 y 414, se establece que el estado ecuatoriano debe promover la eficiencia energética y el desarrollo de energías renovables diversificadas (Constitución de la república del Ecuador, 2008), al momento de intentar implementar estos proyectos empiezan a surgir problemas tanto por los inconvenientes burocráticos que toman demasiado tiempo en dar respuestas a los pedidos, como los bajos incentivos para la inversión acompañado de los constantes impedimentos que interponen ciertos grupos de la sociedad.

3.4.3. Retos ambientales

Finalmente, el reto que más controversia genera es el apartado ambiental que ya ha dado más de un dolor de cabeza a la industria petrolera.

Es así, que afrontar los problemas, dar solución a los mismos es el objetivo actual mediante nuevos métodos innovadores. Por ejemplo, según menciona el Banco Mundial, Ecuador es uno de los países que más queman gas durante la actividad petrolera incrementando la emisión de gases de efecto invernadero; por lo que, se presenta como reto el manejar de mejor manera estos subproductos, entrando aquí proyectos como el propuesto en el presente trabajo en donde se debe investigar la viabilidad de utilizar estos subproductos como fluidos de trabajo para la generación de energía geotérmica asociada a la explotación de petróleo.

3.5. Metodología resumida para la implementación de este proyecto

En base a los datos estudiados, se plantea el siguiente proceso para adaptar los pozos petroleros a pozos de generación de energía geotérmica:

- 1) Seleccionar los pozos que presenten mejor capacidad térmica, es decir mejor temperatura de fondo y que estén dentro de las zonas de mejor gradiente geotérmico.
- 2) Hacer modelos analíticos que vislumbren la capacidad energética que se puede obtener y los parámetros que se deben tener.
- 3) Hacer pruebas in situ, entre los que destaca realizar una prueba de integridad de los pozos, con la finalidad de evitar fugas de fluido o pérdidas de temperatura durante la extracción de la energía geotérmica.
- 4) En caso de seleccionar pozos abandonados o pozos que ya se plantea cerrar, se recomienda que antes de realizar el cierre de operaciones, sellar la formación del yacimiento abandonado, con tapones de cemento con la finalidad de impedir la comunicación hidráulica entre acuíferos y el yacimiento.
- 5) Una vez establecido como viable la explotación del recurso geotérmico, es necesario conectar los pozos que tengan una distancia considerable para la recuperación de calor, creando clústeres de entrada de fluido geotermal o inclusive un complejo de varios generadores que aumente la capacidad energética.
- 6) Para este tipo de proyectos es acondicionar sistemas de doble ciclo (ORC), para que el fluido de trabajo haga girar a turbina y generar electricidad.
- 7) El agua sobrante, inyectarlo en acuíferos de campos cercanos, para que esto permita una mejor recuperación de petróleo si se utiliza métodos de recuperación secundaria o recuperación mejorada.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- Con los datos que se obtuvieron en el presente trabajo, se concluye que es técnica y económicamente viable realizar la adaptación de pozos petroleros para producir energía geotérmica. Debido a que, con los resultados obtenidos del análisis de pozos promedios, se puede generar 158 KW de energía que está dentro de los rangos de energía generada en proyectos similares en otras partes del mundo y que fueron económicamente rentables, además hay que considerar que los datos considerados son generales, por lo que, también existen pozos con mejores características.
- En base al análisis de los datos recopilados para la elaboración de este trabajo, se concluye que existen 33 campos petroleros dentro de las zonas de alto gradiente geotérmicos, pero solo 31 no presentan inconvenientes asociados, los cuales son: Amazonas, Balsaura, Bermejo (Central, Norte y Sur), Blanca, Blanca Oeste, Capirón, Capirón Norte, Cocaya, Cocaya Centro, Conambo, Cuyabeno, Edén Yuturi, el Rayo, Huito, Maraño, Masaramu, Pañacocha, Pañacocha Sur, Pañacocha Volcánico, Pungarayacu, San Carlos, Tipishca, Tumali, Tumali Este y Sureste, Vinita, Yanagurco y Yuturi.
- De los 31 campos con potencial geotérmico, se establece que 9 campos tienen pozos suficientes que se pueden considerar para el desarrollo de un complejo de generación de energía geotermal, debido a que tienen más de 10 pozos perforados y se pueden formar clúster de fluidos geotermales para producir energía.

- Los campos ITT y Cowi, son los que se encuentran en las zonas de más alto gradiente geotérmico, pero presentan inconvenientes que de ser resueltos pueden ser interesantes para la adaptación de este tipo de proyectos. En el caso del Campo Cowi, su problema es la poca profundidad de sus pozos, sin embargo, un análisis secundario podría establecer viabilidad económica para este campo. En el caso del ITT, el problema es legal, debido a los desacuerdos entre la industria petrolera, los grupos ambientales, la comunidad y los resultados de la consulta popular 2023, si estos malentendidos son superados el ITT sería el mejor campo para producción conjunta de energía y petróleo.
- Para la implementación de producción conjunta de energía geotérmica y petróleo en pozos maduros, es necesario tener altos cortes de agua ya que se utiliza como fluido geotermal, en este sentido tal y como se demostró en este trabajo la mayoría de los campos superan el 90% de corte de agua, siendo viable una posible adaptación de estos sistemas de producción conjunta.
- Después de realizar la simulación de la generación de energía geotermal desde pozos petroleros, se concluye que el sistema de ciclo binario da buenos resultados, debido a que se genera una cantidad considerable de energía y se le puede sacar un gran rendimiento a estos reservorios de baja temperatura.
- Pese a obtener mediante la simulación una generación de 158kw desde un pozo, se deduce que un posible complejo de generación de energía que aproveche más pozos, podrían conllevar a mejores resultados, tomado en cuenta que campos como: Bermejo, Eden Yuturi, Cuyabeno, Capirón, Pungarayacu, e incluso el ITT; cuentan con una cantidad considerable de pozos perforados.
- Al realizar la simulación con datos de entrada como una temperatura de 95°C en el fondo de pozo y que se pueda generar 158KW, se infiere que los pozos con altas temperaturas podrían ser más rentables.

- Para la realización de este trabajo se realizó una recopilación muy grande de información, de la que se establece la existencia de muchas empresas desarrolladoras de equipos para generación de energía geotermal a partir de pozos petroleros, algunas de estas empresas se localizan en países que tienen buenos acuerdos comerciales con el país como lo es China, siendo un potencial suministrador de insumos para este tipo de proyectos.
- La herramienta DWSIM, es de gran utilidad para poder visualizar resultados mediante la simulación, al ser un software de libre acceso tiene ventajas para proyectos que no cuentan con el aval de empresas privadas y la posibilidad de usar software con licencia.
- Dentro del estudio realizado, se concluye que es posible utilizar los remanentes de la producción petrolera (Metano, Etano, Butano, Propano, etc.) como fluidos reutilizables e incluso en la simulación realizada con butano, dio un resultado positivo.
- Para el desarrollo del presente trabajo se optó como fluido de trabajo al R134a, un fluido que tiene características muy buenas, y que a la vez no es peligroso ni contaminante, demostrando así su uso en compañías como Clanetix.

4.2. Recomendaciones

Finalmente, terminado el presente trabajo se tienen 4 principales recomendaciones:

- La primera recomendación es respecto a la investigación, luego de concluido el trabajo, se pudieron notar la existencia de sitios con mucho potencial para el desarrollo de sistemas de generación de energía geotérmica en campos petroleros, los cuales requieren de un análisis a profundidad para determinar su viabilidad económica; Por lo cual, es recomendable continuar con la investigación a fin de tener mayor conocimiento en todos los recursos aprovechables en la cuenca oriente del Ecuador.

- El presente trabajo se realizó mediante el análisis de datos recopilados para dar un primer vistazo a la viabilidad de estos métodos, por lo que, se recomienda dar el siguiente paso y realizar tanto análisis como pruebas in situ para determinar la viabilidad real de cada pozo de interés.

- Uno de los principales problemas para la ejecución de la presente investigación, fue la obtención de datos y el uso de estos, pues muchos de los datos actuales no pueden ser utilizados ni publicados, por lo cual se recurrió a datos anteriores sin conflictos. Entonces, se recomienda establecer nuevas formas de colaboración entre la industria petrolera y la academia con la finalidad de crear nuevo conocimiento y generar ideas innovadoras, de lo contrario será muy difícil encontrar nuevos resultados y metodologías.

- Finalmente, durante la elaboración del presente trabajo se pudieron encontrar herramientas muy útiles, tal es el caso del software DWSIM de libre acceso que se utilizó para simular la generación de energía, por lo que, es recomendable dar mayor visibilidad a este tipo de herramientas que son de gran ayuda para los estudiantes.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Consumo Energético total”. [ENERDATA.com]. Agosto 2023. Disponible en: <https://datos.enerdata.net/energia-total/datos-consumo-internacional.html>
- [2] Oil Consumption by Country 2020. WorldPopulationReview.com. Agosto 2023. Disponible en: <https://worldpopulationreview.com/country-rankings/oil-consumption-by-country>
- [3] D. Roberts. (2020, Octubre 21). “Geothermal Energy is poised for a big breakout”. [VOX.com]. Disponible en: <https://www.vox.com/energy-and-environment/2020/10/21/21515461/renewable-energy-geothermal-egs-ags-supercritical>
- [4] J. C. Kurnia, Z.A. Putra, O. Muraza, S.A. Ghoreishi-Madiseh and A.P. Sasmito. “Numerical evaluation, process design and techno-economic analysis of geothermal energy extraction from abandoned oil wells in Malaysia”. Mayo 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.031>.
- [5] Y.J. Zhang, Z.W. Li, L.L. Guo, P. Gao, X.P. Jin and T.F. Xu. “Electricity generation from enhanced geothermal systems by oilfield produced water circulation through reservoir stimulated by staged fracturing technology for horizontal wells: a case study in Xijawetzi Area in Daqing Oilfield, China”. Energy. 78, pp. 788-805. Octubre, 2014. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.073>.
- [6] R. Ashena. “Analysis of some case studies and a recommended idea for geothermal energy production from retrofitted abandoned oil and gas wells”. Malaysia. 2014. Disponible en: www.elsevier.com/locate/geothermics
- [7] Naciones Unidas. “Informe de los Objetivos de Desarrollo Sostenible”. Edición Especial. New York: Naciones Unidas. Julio, 2023, pp. 26-27. Disponible en: <https://mexico.un.org/es/239254-informe-sobre-los-objetivos-de-desarrollo-sostenible-2023-edici%C3%B3n-especial>
- [8] B.E. Harris, M.F. Lightstone and S. Reitsma. “A numerical investigation into the use of directionally drilled wells for the extraction of geothermal energy from

abandoned oil and gas wells”. Ontario. Octubre, 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101994>

[9] IRENA secretariat. “Database”. The International Renewable Energy Agency. [irena.org]. 2023. Disponible en: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf

[10] IRENA secretariat. “Renewable Energy Technologies: cost Analysis Series-Hydropower”. The International Renewable Energy Agency. Abu Dabi, 2017. Disponible en:

https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf

[11] Y. Zhu, K. Li, C. Liu and M.B. Mgjimi. “Geothermal power production from abandoned oil reservoirs using in situ combustion technology”. Octubre, 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en12234476>

[12] C. Jorquera. (2021, octubre 7). “La empresa británica de exploración de petróleo Egdon Resources planea la reutilización de un pozo de petróleo existente para la extracción de calor geotérmico”. [piensageotermia.com]. Disponible en: <https://www.piensageotermia.com/reutilizacion-planificada-de-pozos-de-petroleo-para-geotermia-en-nottinghamshire/>

[13] X. Hu, J. Banks, Y. Guo, and W.V. Liu. “Retrofitting abandoned petroleum wells as doublet deep borehole heat exchangers for geothermal energy production the numerical investigation”. Edmonton. Mayo, 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.061>

[14] K.F. Gabdrakhmanova, G.R. Izmaylova, L.S. Kuleshova V.E. Gabdrakhimov and E.V. Gimaev. “Use of geothermal energy from abandoned oil wells”. San Petesburgo. Octubre, 2019. Disponible en: www.elsevier.com/locate/geothermics

[15] J.D. Giraldo and L.C. Vesga. “Energía geotérmica y la explotación de yacimientos hidrocarburos: oportunidades para una mutua transferencia de tecnología”. Tesis de Pregrado, Escuela de Ingeniero en Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 2015

- [16] Ministerio de Energía y Minas. “5000 pozos Petroleros Oriente Ecuatoriano”. Quito. Agosto 2023. Disponible en: https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/Perforacion-de-pozos_compressed.pdf
- [17] B. Beate, M. Urquizo and A. Lloret. “Geothermal Country Update of Ecuador: 2015-2020”. Mayo, 2020.
- [18] G. Fontaine, “El precio del petróleo: Conflictos socio-ambientales y gobernabilidad en la región amazónica”. Primera Edición. Quito: FLACSO, 2007, pp. 20-22
- [19] “Fue suspendida la licitación para reactivar pozos petroleros en Ecuador”, en La Hora, Abril 2023. [LaHora.com.ec]. Disponible en: <https://www.lahora.com.ec/pais/fue-suspendida-la-licitacion-para-reactivar-pozos-petroleros-en-ecuador/>
- [20] M. Reyna, 2018, “Producción excesiva de agua en reservorios”. [BauerbergKlein.com]. Junio, 2018. Disponible en: <https://bauerbergklein.com/es/technical-articles/produccion-excesiva-de-agua-en-reservorios/>
- [21] D.M. Kammen, “Renwable Energy, Taxonomic Overview”. Berkerly. Junio, 2004. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/B0-12-176480-X/00308-9>
- [22] X. Bu, W. Ma and H. Li. “Geothermal energy production utilizing abandoned oil and gas wells”. Guangzhou. Octubre, 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.10.009>.
- [23] J.G. Dorn, “World Geothermal Power Generation Nearing Eruption”. [Earth Policy Institute]. Agosto, 2008. Disponible en: https://www.earth-policy.org/plan_b_updates/2008/update74
- [24] R. Bertani, “Geothermal power generation in the world 2005-2010, update report in: Proceedings World Geothermal Congress 2010, Bali, Indonesia Abril 25-30, 2010.
- [25] X. Hu, J. Banks, L. Wu and W.V. Liu, “Numerical modeling of a coaxial borehole heat exchanger to exploit geothermal energy from abandoned petroleum wells in Hinton, Alberta”. Abril, 2020, pp. 1110e1123. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.141>

- [26]** D.I. Vargas, “Geotermia de baja entalpía a partir de aguas asociada a la de producción crudo de un campo petrolero en la cuenca colombiana de los Llanos Orientales”, M.S. Thesis, Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología, Universidad del Rosario, Bogotá, 2023.
- [27]** L.A. Johnson, E.D. Walker and Ormat, “Low Temperature Geothermal Power Generation”, Naval Petroleum Reserve No.3, Teapot Dome Field, Wyoming, Final Report for the Period of September 2008-February 2010. Dept of Energy, U.S, 2010.
- [28]** S. Xin, H. Liang, B. Hu and K. Li, “Electrical power generation from low temperature co-produced geothermal resources at Huabei oilfield”. In: Proceedings of the Thirty Seventh Workshop of Geothermal Reservoir Engineering vol. SGP-TR-194, Stanford University, Stanford, California, 2012.
- [29]** S. Van Erdeweghe, J. Van Bael, B. Laenen and W. Daeseleer, “Feasibility study of a low-temperature geothermal power plant for multiple economic scenarios”, Junio, 2018. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.028>.
- [30]** K. Evans, “Enhanced/engineered geothermal system: an introduction with overviews of deep systems built and circulated to date”. in China Geother. Dev. Forum Beijing. 2010.
- [31]** T. Sliwa and M.A. Rosen, “Natural and artificial methods for regeneration of heat resources for borehole heat exchangers to enhance the Sustainability of Underground thermal Storages: A Review”, Septiembre, 2015. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/su71013104>
- [32]** B. Wright, (2022, January 18), “DOE program seeks to reuse abandoned oil wells for geothermal production”. [JPT.spe.org]. Disponible en: <https://jpt.spe.org/doe-program-seeks-to-reuse-abandoned-oil-wells-for-geothermal-production>.
- [33]** S. Wang, J. Yan, F. Li, J. Hu and K. Li, “Exploitation and utilization of oilfield geothermal resources in China”, Beijing, Mayo, 2016. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en9100798>.

- [34] M. Syarifudin, F. Octavius and K. Maurice, "Feasibility of geothermal energy extraction from non-activated petroleum wells in Arun field", Septiembre, 2016. Disponible en: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/42/1/012023>
- [35] J. Zhang, H. Cho and A. Knizley, "Evaluation of financial incentives for combined heat and power (CHP) systems in U.S. regions". June 2016. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.012>
- [36] K. Wang, B. Yuan, G. Ji and X. Wu, "A comprehensive review of geothermal energy extraction and utilization in oil fields", Septiembre, 2018. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.05.012>. SSN 0920-4105.
- [37] C.E. Angulo, "Zonificación del gradiente geotérmico en la cuenca oriente a partir de temperaturas de fondo de pozos", Tesis de Pregrado, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. 2020.
- [38] K. Saemundsson, "Geothermal systems in global perspective", Reykjavik, Noviembre, 2009. Disponible en; <https://gogn.orkustofnun.is/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-11-11.pdf>
- [39] I.A. Morales, K.W. Guadalupe, K.A. Sánchez and P.A. Cedeño, "Impacto de la actividad petrolera en las finanzas de Ecuador", Guayaquil, Enero, 2022. Disponible en: <https://reciamuc.com/index.php/RECIAMUC/article/view/789>
- [40] Q. Lei, H. Wang and W. Wei, "Potential analysis on exploration of geothermal resources in oil and gas fields". Natural Gas Industry, 2008, 28: 127e9.
- [41] Y.Z. Wei, F.Q. Wang and B.Y. Ren, "Drainage and production by using geothermal in Huabei oil region". Oil Drilling & Production Technology, 2009; 31: 93e5.
- [42] A.P. Davis and E.E. Michaelides, "Geothermal power production from abandoned oil wells", Julio, 2009. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.03.017>.
- [43] D.A. Martinez, "Estudio y caracterización del ciclo orgánico Rankine en plantas termosolares con receptor de torre". M.S. Thesis. Universidad Pública de Navarra, Pamplona, 2020.

- [44] R. DiPippo, "Ideal thermal efficiency for geothermal binary plants". Junio, 2007, Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2007.03.002>
- [45] T. Mwangomba, "Preliminary Technical and Economic Feasibility Study of Binary Power Plant for Chiweta Geothermal Fields, Malawi". M.S. Thesis., UNU GTP, Reykjavik University, 1-70. 2016.
- [46] C.D. Vivas, "Caracterización de pozos petroleros aprovechables para la producción de energía geotérmica", tesis de pregrado, Facultad de ingeniería Gestión Ambiental, Fundación Universidad de América, Bogotá, 2021.
- [47] N.A. Trucco, "Rehabilitación de pozos petroleros para la generación de calor por geotermia en la región de magallanes", Tesis de pregrado, Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2019.
- [48] E. Angulo, B. Beate and C. Romero, "Zonificación del gradiente geotérmico en la cuenca Oriente de Ecuador a partir de temperatura de fondo de pozos", Quito, Abril, 2023.
- [49] "Informe Mensual de actividades", PETROAMAZONAS EP, Quito, Mayo, 2019.
- [50] Banco de Información Petrolera del Ecuador, Datos Varios.
- [51] V. Hamza, F. Silva, A. Gómez and Z. Deldaliho, "Numerical and functional representations of regional heat flow in South America". *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, 152, pp. 223-256. 2005
- [52] T. Sliwa and M.A. Rosen, "Natural and artificial methods for regeneration of heat resources for borehole heat exchangers to enhance". *Sustainability* 13104–13125. 2015. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/su71013104>.
- [53] G. Jiang, Y. Wang, Y. Shi, C. Zhang, X. Tang and S. Hu, "Estimate of hot dry rock geothermal resource in Daqing oilfield, Northeast China. *Energies* 9, pp. 731. 2016. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en9100731>
- [54] Q. Chong, J. Wang and I.D. Gates, "Evaluation of energy extraction from a geothermal resource in central alberta, Canada using different well configurations". *Geothermics* 96, 102222. 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102222>.

- [55]** J.D. Templeton, S.A. Ghoereishi-Madisen, F. Hassani and M. Al-Khawaja, “Abandoned petroleum wells as sustainable sources of geothermal energy”. *Energy* 70. 2014. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.006>.
- [56]** G.E. King and R.L. Valencia, “Environmental Risk and Well Integrity of Plugged and Abandoned Wells”. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, October 2014. Disponible en: doi: 10.2118/170949-MS.
- [57]** A.J. Philippacopoulos and M.L. Berndt, “Influence of debonding in ground heat exchangers used with geothermal heat pumps”. *Geothermics* 30, 2001, pp. 527–545. Disponible en: [https://doi.org/10.1016/S0375-6505\(01\)00011-6](https://doi.org/10.1016/S0375-6505(01)00011-6)
- [58]** R. Duggal, R. Rayudu, J. Hinkley, J. Burnell, C. Wieland and M. Keim, “A comprehensive review of energy extraction from low-temperature geothermal resources in hydrocarbon fields”, Febrero, 2022. Disponible en: doi: 10.1016/j.rser.2021.111865
- [59]** J. Wang, S. Hu, Z. Pang and L. He, “Estimate of Geothermal Resources Potential for Hot Dry Rock in the Continental Area of China”. Enero, 2012. Disponible en: https://www.researchgate.net/profile/ShengbiaoHu/publication/282274982_zhongguodaluganreyandereziyuanqianlipinggu/links/560a413408ae576ce63fb90e/zhongguodaluganreyandereziyuanqianlipinggu.pdf
- [60]** X. Liu, G. Falcone and C. Alimonti, “A systematic study of harnessing low-temperature geothermal energy from oil and gas reservoirs”, *Energy*, vol. 142, pp. 346-355, Enero, 2018. Disponible en: doi: 10.1016/j.energy.2017.10.05
- [61]** N.M. Wight and N.S. Bennett, “Geothermal energy from abandoned oil and gas wells using water in combination with a closed wellbore”. *Applied Thermal Engineering*, 89, pp. 908–915. 2015. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.06.030>
- [62]** M. Aneke, B. Agnew and C. Underwood, “Performance analysis of the Chena binary geothermal power plant.”, *Appl. Therm. Eng.* 31, 1825–1832. 2011. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.02.028>.

- [63] C. Rubio-Maya and V.M. Ambriz Diaz, E. Pastor Martínez and J.M. Belman-Flores, "Cascade utilization of low and medium enthalpy geothermal resources - a review." *Renew. Sustain. Energy Rev.* 52, pp. 689–716. 2015.
- [64] O. Arslan, "Power generation from medium temperature geothermal resources: ann-based optimization of Kalina cycle system-34". *Energy* 36, pp. 2528–2534. 2011. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.01.045>.
- [65] Y.J. Baik, M, Kim, K.C. Chang, Y.S. Lee and H.K. Yoon, "Power enhancement potential of a mixture transcritical cycle for A low-temperature geothermal power generation". *Energy* 47, pp. 70–76. 2012. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.06.041>.
- [66] A. Anderson and B. Rezai, "Geothermal technology: Trends and potential role in a sustainable future" *Appl. Energy*, vol. 248, pp. 18-34, ago. 2019. Disponible en: doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.102.
- [67] O.F. Pinto, "Análisis Técnico y Recomendaciones para el Aprovechamiento del Recurso Geotérmico Disponible en Campos de Petróleo". Tesis de Diplomado, Escuela de Posgrado, Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Universidad de El Salvador, Ciudad Universitaria, noviembre, 2019.
- [68] K. Liu, Y. Sun, Y. Li, J. Liu and Y. Liu, "Zonation for exploitation and utilization of geothermal water in Beijing", Septiembre, 2014. Disponible en: <https://doi.org/10.26599/JGSE.2014.9280036>
- [69] K.P. Bennett, K. Li and R.N. Horne, "Power generation potential from coproduced fluids in the Los Angeles basin. *Transactions - Geothermal Resources Council*", 35 1, pp. 85–89. 2011.
- [70] X. Liu, G. Falcone and C. Alimonti, "A systematic study of harnessing low temperature geothermal energy from oil and gas reservoirs". *Energy*, 142, pp. 346–355. 2018. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.058>
- [71] H. Singh, G. Falcone, A. Volle and L. Guillon, "Harnessing Geothermal Energy from Mature Onshore Oil Fields-The Wytch Farm Case Study". *PROCEEDINGS Geothermal Reservoir Engineering*, pp. 1–17. 2017. Disponible en: <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2017/Singh.pdf>

- [72]** S.K. Sanyal and S.J. Butler, "Geothermal Power Capacity from Petroleum Wells Some Case Histories of Assessment", Proceedings World Geothermal Congress, Antalya. 2010.
- [73]** N. Yildirim and G.G. Akkurt, "The Effects of Fluid Temperature on Geothermal Power Plant Design". November 2016
- [74]** S.A. Ghoreishi-Madiseh, F.P. Hassani and M.J. Al-Khawaja, "A Novel Technique for Extraction of Geothermal Energy from Abandoned Oil Wells". from World Renewable Energy Forum. 2012. Retrieved January 2013
- [75]** M. Bahrami, F. Pourfayaz and A. Kasascian, "Low global warming potential (GWP) working fluids (WFs) for Organic Rankine Cycle (ORC) applications", Energy Rep., vol. 8, pp. 2976-2988, Noviembre, 2022. Disponible en: doi: 10.1016/j.egy.2022.01.222
- [76]** M. Syarifudin, F. Octavius and K. Maurice, "Feasibility of Geothermal Energy Extraction from Non-Activated Petroleum Wells in Arun Field", Volumen 42, Abril, 2016. Disponible en: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/42/1/012023>
- [77]** S. Reguero, "Análisis energético, energético y económico de una planta geotérmica de generación de energía eléctrica en España", Tesis de Pregrado, Departamento de ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, UPM, Madrid, 2019.
- [78]** W. Gosnold, S. Abudureyimu, I. Tsiryapkina, D. Wang and M. Ballesteros, "Geothermal and Electric Power Analysis of Horizontal Oil Well Fields Williston Basin, North Dakota, USA", AAPG European Region, 3rd Hydrocarbon Geothermal Cross Over Technology Workshop. 2019
- [79]** US Energy Information Administration. "World Energy Outlook". Paris, 2013, pp. 200-297. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a22dedb8-c2c3-448c-b104-051236618b38/WEO2013.pdf>
- [80]** US Energy Information Administration. "World Energy Outlook". Paris, 2015. Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

- [81] M. Gehringer and V. Loksha, "Manual de Geotermia: Cómo Planificar y Financiar la Generación de Electricidad". Washington D.C.: Banco Internacional Para la Reconstrucción y el Desarrollo. 2012.
- [82] E. Agulera and M.R. Pelaéz, "Energías Renovables en el Ecuador", Cuenca, Primera Edición, Estado de la exploración de la energía geotérmica en Ecuador, pp. 384-408, 2015.
- [83] K.P. Bennett, K. Li and R.N. Horne, "Power Generation Potential from Coproduced Fluids in the Los Angeles Basin". Proceedings, Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, SGP-TR-194. 2012
- [84] I. Cuadrado, A. Colorado, J. Cobos and J. Vásquez, "Estudio de Factibilidad para la Implementación de un Ciclo Orgánico de Rankine en Pozos de Extracción de Petróleo". EIA, ISSN 1794-1237, Volumen 12, Edición N.23, pp. 137-148. 2015
- [85] K. Angulo, "Estudio de Potencial geotérmico de los pozos petroleros no extractivos en la Amazonia Ecuatoriana". Disponible en:
https://www.academia.edu/31671383/Estudio_de_potencial_geot%C3%A9rmico_de_los_pozos_petroleros_no_extractivos_en_la_Amazon%C3%ADa_ecuatoriana?email_work_card=view-paper
- [86] Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversión y Pesca, "Informe de gestión institucional", pp. 21-22. Mayo 2023. Disponible en:
<https://www.produccion.gob.ec/wp-content/uploads/2023/05/Informe-gestio%CC%81n-MPCEIP-2022.pdf>
- [87] T. Kujawa W. Nowak and A.A. Stachel, "Utilization of existing Deep geological Wells for acquisitions of geothermal energy. Energy 31, pp. 650. 2006
- [88] Eurostat, "Glossary: Global-warming potential (GWP)", [europa.eu]. Agosto 2023. Disponible en: <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained>
- [89] Y.I. Nian, W.I. Cheng, X. Yanf y K. Xie "Simulation of a novel deep ground source heat pump system using abandoned oil wells with coaxial BHE", International Journal of Heat and Mass Transfer, vol. 137, oo. 400-412, 2019.

APÉNDICES

Descripción software DWSIM

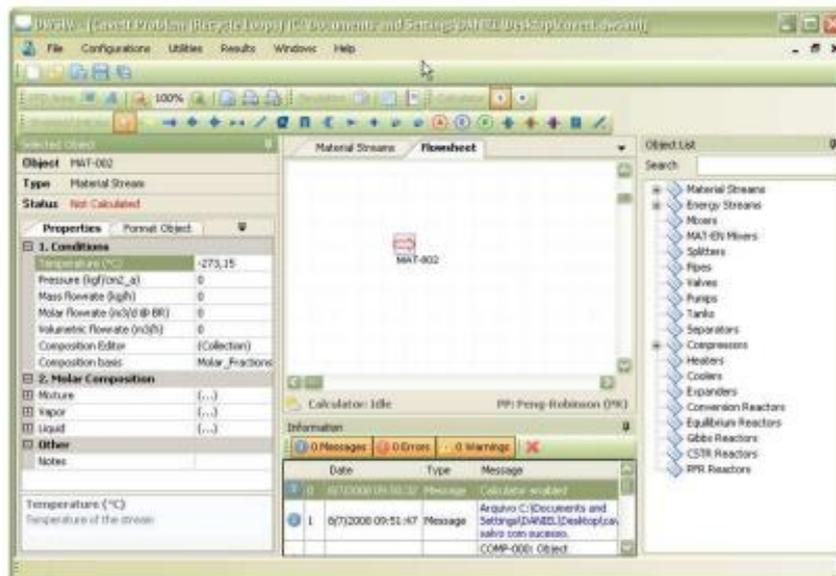


About DWSIM

DWSIM was born in 2004 from Excel VBA macros which implemented the PR EOS and a basic Flash Algorithm. Later that year, Daniel Wagner Oliveira de Medeiros (the developer) used a working sample for a drawing surface to create the Process Flowsheet Drawing Designer. A few years and many code lines later, DWSIM was then ready to launch! Today, DWSIM runs on the most popular platforms and is used by hundreds of students, teachers and independent consultants from all over the world.

[WATCH THE VIDEO](#)

[DANIEL MEDEIROS' LINKEDIN PROFILE](#)





DWSIM has been used and cited by a number of scientific research papers and articles, proving its capabilities and reliability of its calculation methods and models.

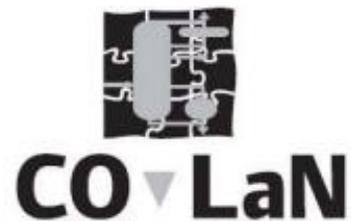
[VIEW LITERATURE](#)

In mid-2013, CO-LaN Management Board has awarded the CAPE-OPEN 2012 Award to Daniel Wagner for the first implementation of CAPE-OPEN interfaces in a process modelling environment distributed as open source (DWSIM).

Many thanks to the people at CO-LaN, and a special thank you for Mr. Michel Pons (CO-LaN CTO), Jasper van Baten (developer of COCO simulator), Harry Kooijman (developer of ChemSep) and César Pernaleté, who received the plaque in my behalf. I couldn't have done all that work without your help.

The CAPE-OPEN Award is presented every year since the creation of CO-LaN to persons or organizations who have significantly

The CAPE-OPEN Laboratories Network



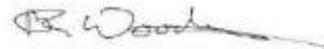
presents the

CAPE-OPEN 2012 Award

to

Daniel Wagner

for the first implementation of CAPE-OPEN
interfaces in a process modelling environment
distributed as open source

A handwritten signature in black ink, appearing to read "R. Wood".

The President

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

Por medio de la presente, Yo Arcentales Bastidas Danilo Andrés Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), certifico que:

Con fecha 2023-07-05, el estudiante Suntaxi Chillogalli Alex Geovanny con Número de Identificación 1725265126 de la III Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con fecha 2023-12-20, el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-014-2023, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

A partir de dicha aprobación, el estudiante mantuvo reuniones periódicas con el tutor designado, Fonseca Claudio Marcelo, para la elaboración y desarrollo de su proyecto de titulación, siguiendo los lineamientos establecidos por el programa. Con fecha, 2024-01-09, el estudiante presentó y sustentó su proyecto de titulación ante el tribunal evaluador asignado, cumpliendo con el proceso formal de evaluación académica.

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado “ Análisis de factibilidad de la aplicación de proyectos geotérmicos para la generación de energía en campos petroleros de la cuenca Oriente de Ecuador.”, realizado por el estudiante Suntaxi Chillogalli Alex Geovanny con Número de Identificación 1725265126, ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

Debido a circunstancias externas, no ha sido posible obtener las firmas de los involucrados (estudiante, tutor(es) y/o evaluadores). No obstante, en calidad de Coordinador del Programa, certifico que el proyecto cumple con los requisitos académicos y ha sido revisado para su presentación y archivo institucional.

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**DANILO ANDRÉS
ARCENTALES BASTIDAS**

Arcentales Bastidas Danilo Andrés
Coordinador de la Maestría en Petróleos