



MÓDULO 10. TRABAJO FINAL MÁSTER

MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS RENOVABLES

**IMPLEMENTACIÓN DE MAQUINAS ORC PARA APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LA
TEMPERATURA DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS**

CANDIDATOS A MÁSTER:

ALEXANDER AMOROCHO CRUZ

LUIS FERNANDO GARCIA THERAN

MAYRA VIRGINIA GARCIA GARCIA

ALBERTO ENRIQUE MUÑOZ GOMEZ

JORGE ANDRES RODRIGUEZ ROBAYO

BARBARA RIVAS PACHECO

TUTOR: RICARDO DORDA LAFORET

01 NOVIEMBRE 2023

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	4
ÍNDICE DE TABLAS	5
1. INTRODUCCIÓN	7
2. CONTEXTO.....	8
2.1 ¿QUÉ ES UN YACIMIENTO PETROLERO Y COMO SE EXPLOTA?	8
2.2 ¿QUÉ ES LA GEOTERMIA?	11
2.3 CICLO ORGÁNICO RANKINE - <i>ORGANIC RANKINE CYCLE (ORC)</i>	12
2.4 EQUIPOS ORC	13
2.5 REGIÓN CUENCA ORIENTAL DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	16
2.6 CAMPO PILOTO Y SUS OBJETIVOS	18
3. LEGISLACIÓN LOCAL (MARCO REGULATORIO)	21
4. METODOLOGÍA.....	23
4.1 DATOS DE PARTIDA.....	25
4.2 COMPARATIVOS EQUIPOS ORC.....	26
4.3 FLUIDO DE TRABAJO R245FA.....	27
4.4 ESTIMACIÓN DE POTENCIA APROVECHABLE.....	29
4.5 CONSUMO ENERGÉTICO	32
4.6 CONSUMO POR POZO CON VALORES DE GENERACIÓN Y RENDIMIENTO	36

4.7 CASOS DE ÉXITO	37
5. RESULTADOS	38
5.1 ÁREA DE LOS EQUIPOS Y SU RENDIMIENTO	38
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	40
5.3 ESTIMACIÓN CAPEX	43
5.4 CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO CO ₂	46
6. CONCLUSIONES.....	50
7. RECOMENDACIONES PARA SEGUIR LA INVESTIGACIÓN A FUTURO.	52
BIBLIOGRAFÍA	55

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 Sistema ORC (RANK, 2019).....	14
Ilustración 2 Mapa preliminar de gradientes geotérmicos de Colombia. Fuente: (ANH, 2019)	17
Ilustración 3 Esquema distribución de pozos y Central de Producción	24
Ilustración 4 T-s Diagrama de r245fa	29
Ilustración 5 Potencia generada (kWe) por pozo Equipo RANK	31
Ilustración 6 Potencia generada (kWe) por pozo Equipo ElectraTherm.....	32
Ilustración 7 Equipo modelo Rank LT3.....	39
Ilustración 8 Equipo modelo EletraTherm modelo 6500B.....	39
Ilustración 9 Volumen ocupado por 1 tonelada de CO2.....	47
Ilustración 10 Incrustaciones en instalaciones geotermales en Hungría. Fuente (Keller, 2016).....	52

Índice de tablas

Tabla 1 Cuadro comparativo Fabricantes de ORC – Estudio de Mercado	14
Tabla 2 Datos de partida para análisis descentralizado	25
Tabla 3 Datos de partida para análisis centralizado	26
Tabla 4 Especificaciones técnicas Equipos Rank.....	26
Tabla 5 Especificaciones técnicas Equipos ElectraTherm	27
Tabla 6 Potencia equipos Rank por Pozo y Facilidad producción.....	30
Tabla 7 Potencia equipos ElectraTherm por Pozo y Facilidad producción.....	31
Tabla 8 Potencia Acumulada Equipos ORC por pozo.....	33
Tabla 9 Estimación de consumos de combustible y emisiones de CO2	35
Tabla 10 Rendimientos equipos Rank.....	36
Tabla 11 Rendimientos equipos ElectraTherm	37
Tabla 12 Consumo de Diésel por pozo vs Equipo Rank instalado diario	40
Tabla 13 Ahorro de Diésel por pozo con Equipo Rank instalado por año	41
Tabla 14 Ahorro económico Diésel pozo vs equipo Rank instalado	41
Tabla 15 Consumo de Diésel por pozo vs equipo ElectraTherm instalado diario	42
Tabla 16 Ahorro de Diésel por pozo vs equipo ElectraTherm instalado a 1 año.....	42
Tabla 17 Ahorro económico Diésel pozo vs equipo ElectraTherm instalado	43

Tabla 18 CAPEX equipos Rank.....	44
Tabla 19 CAPEX equipos ElectraTherm.....	44
Tabla 20 Resultados y resumen CAPEX, OPEX para Escenarios con Equipos Rank y ElectraTherm	44
Tabla 21 Indicadores Financieros para Equipos Rank y ElectraTherm	45
Tabla 22 Análisis de reducción de emisiones CO2 marca Rank.....	48
Tabla 23 Análisis reducción emisiones CO2 marca ElectraTherm	48
Tabla 24 Emisiones netas CO2 Vs. Instalaciones con ORC Rank o ElectraTherm	49

1. Introducción

La demanda energética en campos petroleros de la región de los llanos orientales colombianos puede variar dependiendo de cada campo en particular y de sus requerimientos operativos. Los campos petroleros requieren energía para diversas finalidades, tales como perforación, extracción, transporte, procesamiento del petróleo e incluso los mismos campamentos donde el personal de trabajo pernocta después de sus labores. El requerimiento de energía en estos campos se cumple principalmente por medio de una combinación de fuentes, entre estos se encuentra la electricidad de la red departamental o nacional, generadores dentro de la operación que se alimentan a diésel o del mismo gas o petróleo producido en el campo o por sistemas de cogeneración.

Existe un esfuerzo continuo para optimizar el consumo de energía y reducir el impacto ambiental en los campos petrolíferos. Por ejemplo, algunas compañías líderes del sector en Colombia como Ecopetrol S.A, Canacol Energy, Geopark y Parex Resources (Lopez Suarez, 2022), están implementando medidas de eficiencia energética, como el uso de equipamiento y tecnologías avanzadas para poder optimizar la energía en todo el proceso de producción. Adicionalmente, se está explorando la integración de fuentes de energía renovables, como la construcción de parques solares (Enel, 2023), el aprovechamiento geotérmico, plantas de biomasa (Ecopetrol, 2023), o la utilización de biocombustibles en reemplazo de los que provienen de recursos fósiles, para complementar las necesidades de energía de los campos petroleros.

Como lo relaciona la Oficina de Eficiencia Energética y Energías Renovables de los Estados Unidos (EERE por sus siglas en inglés) *“(...) Los pozos de petróleo y gas se pueden utilizar para aprovechar la energía geotérmica de dos maneras: mediante pozos abandonados o en producción (...)”* (Energy, s.f.). Es por eso,

por lo que se hará un enfoque en la investigación para el aprovechamiento de la energía geotérmica de baja y media entalpía en pozos petroleros ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Lo ideal es poder estudiar la viabilidad de la implementación de esta energía con los recursos que aporta un pozo petrolero, como lo son, altos caudales de producción (producción de petróleo, agua y gas en conjunto), temperaturas y presiones elevadas, etc.

Estos pozos son perforados a grandes profundidades, por lo cual, los fluidos que se reciben en la superficie llegan con una temperatura que ronda los 100 °C en promedio. Debido a esto, es común que no se aproveche este potencial calorífico por diferentes factores como: adquisición de nuevos sistemas operativos, costos adicionales, presupuesto limitado de las mismas compañías o la poca inversión en la investigación de estos sistemas y equipos.

Aprovechar esta energía térmica residual mediante la energía geotérmica, es una solución sostenible, innovadora y prometedora para la industria, debido a que puede tener un impacto en la reducción de costes operativos, reducción en la dependencia de combustibles fósiles para la generación de energía, reducción de las emisiones de gases efecto invernadero, reducción en la huella de carbono, incremento de la mano de obra local, entre otras.

2. Contexto

2.1 ¿Qué es un Yacimiento Petrolero y como se explota?

Un yacimiento de petróleo es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, gracias a las actividades de sedimentación de materia orgánica. Esta materia orgánica durante millones de años se depositó en áreas de aguas tranquilas como lagos, cuencas y pendientes principalmente en escudos continentales, que son constituidos por rocas muy antiguas. Para la formación de un yacimiento se

requieren cinco factores básicos, como lo es la fuente de hidrocarburos, la roca almacén, un proceso de migración de fluidos, una trampa que son estructuras geológicas que hacen posible la acumulación de fluidos y un sello impermeable que limita la trampa y detiene la migración de los hidrocarburos hacia la superficie. Estos fluidos como el petróleo, el gas natural y el agua asociada se almacenan en condiciones ideales en la roca almacén, que son rocas porosas y de alta permeabilidad (roca almacén) o en rocas generadoras (roca madre) que se encuentran a profundidades considerables bajo temperaturas y presiones elevadas (Paris de Ferrer, 2009).

En términos generales, la producción de hidrocarburos inicia con la fase de exploración sísmica, la cual consiste en buscar por medio de tecnologías y métodos, como la geología superficial, métodos potenciales o sísmica regional, un posible yacimiento y determinar la potencialidad de hidrocarburos en el lugar de emplazamiento. Confirmado el potencial hidrocarburífero, viene el proceso de perforación exploratoria o de desarrollo de los pozos petroleros para confirmar la presencia de fluidos. Esto se realiza por medio de los taladros de perforación, los cuales deben atravesar diferentes capas de rocas desde superficie hasta la ubicación del posible yacimiento. Una vez finalizada la etapa de perforación, se procede a iniciar los trabajos de completamiento, el cual consiste en dejar el pozo en condiciones para producir los fluidos de formación o inyectar algún fluido como agua o gas para incrementar la tasa de producción de otros pozos.

Después del completamiento, se empieza la etapa de producción que se puede realizar de diferentes maneras. La primera, es por flujo natural, el cual consiste en que, con ayuda de la presión original y temperatura del yacimiento, los fluidos tienen la suficiente energía para fluir por si solos. Una vez la energía del yacimiento vaya declinando y no se logre llegar a superficie, se opta por instalar equipos para que asistan a las condiciones actuales del pozo. Se pueden instalar en el fondo del pozo equipos como

bombas electros sumergibles, bombas PCP, bombas Jet, también se puede ayudar el pozo con inyección de fluidos como agua o gas. (SLB, 2023)

En los campos petroleros se instalan equipos especiales para el tratamiento de estos fluidos. Es común encontrar los separadores trifásicos, el cual nos permite separar de forma puntual el gas, el petróleo y el agua de la emulsión con la cual salen los fluidos del pozo.

Después de la separación realizada en el separador trifásico los fluidos se transfieren al sistema que corresponde:

- El hidrocarburo liquido se transfiere a los tanques de almacenamiento para su cuantificación y posterior venta o para la generación eléctrica.
- El agua de producción obtenida deberá ser sometida a un tratamiento de limpieza por medio de equipos especiales como filtros o decantadores antes de ser reinyectada en una formación de almacenamiento o reinyectada en una formación productora de incrementar la producción de otros pozos. También, según sea el volumen producido, el agua puede ser transportada por carrotanques para su tratamiento en una planta especializada.
- El gas de producción puede ser utilizado como combustible para consumo interno de las operaciones o para venta a los gasoductos.

En Colombia la institución encargada para realizar los estudios o investigaciones científicas básicas y aplicadas de los recursos del subsuelo es el Servicio Geológico Colombiano (SGC) que junto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) velan por la administración de los recursos de hidrocarburos de la nación. En la actualidad una de las funciones de la ANH es promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos del país (ANH, 2019). Con la información publicada por la ANH

en su página oficial, se puede evidenciar que la producción diaria promedio actual de petróleo en Colombia ronda en promedio los 740.000 barriles de petróleo. Como es bien sabido, y como se explicó en la definición de un yacimiento petrolero, cuando se extrae el hidrocarburo en superficie gracias a sistemas de levantamiento artificial, este recurso tiene asociado agua del yacimiento. Los fluidos de producción comúnmente llegan a superficie en condiciones de yacimiento, es decir, temperaturas y presiones elevadas, donde son tratados para realizar la separación de fases de los fluidos de la manera más óptima y segura.

2.2 ¿Qué es la Geotermia?

La energía geotérmica se define como la energía que se encuentra en el interior de la Tierra y se puede aprovechar de diferentes fuentes como volcanes, manantiales, termales y demás manifestaciones en superficie o en su defecto poder extraer los fluidos presentes en los yacimientos geotérmicos por medio de la perforación de pozos que conectan con la superficie (Santoyo & Barragan-Reyes, 2010).

Según la Asociación Geotérmica Colombiana, se estima que Colombia tiene un importante potencial geotérmico estimado en 1,170 MW de capacidad de generación. (Ageocol, 2023).

Si bien el enfoque actual en Colombia está en los sistemas geotérmicos hidrotermales, que utilizan recursos de alta entalpía, hay un creciente interés en explorar y desarrollar sistemas geotérmicos de media y baja entalpía para diversas aplicaciones.

Para promover el desarrollo de la energía geotérmica en Colombia, organizaciones como la Asociación Geotérmica Colombiana (Ageocol, 2023) están trabajando activamente en su avance. Enfocando sus esfuerzos en aprovechar la energía del calor de la Tierra a través de tecnologías como los sistemas ORC

para generar electricidad y proporcionar usos térmicos directos en sectores como residencial, comercial, servicios, agrícola e industrial.

2.3 Ciclo Orgánico Rankine - *Organic Rankine Cycle (ORC)*

El Ciclo de Rankine es un ciclo termodinámico que consiste en calentar un líquido hasta evaporarlo por el incremento en su temperatura por medios externos, elevando su presión para hacer girar una turbina, que cuando se conecta a un generador produce energía eléctrica. La corriente de vapor que pasa por la turbina posteriormente es condensada en algún equipo destinado para esta tarea y tener el fluido a condiciones aptas para repetir el ciclo. El fluido de trabajo más común en estos sistemas es el agua, debido a su abundancia (Administration, s.f.).

El Ciclo Orgánico de Rankine (ORC, por sus siglas en inglés) es una variante del ciclo de Rankine que utiliza un fluido de trabajo orgánico en lugar de agua como en el ciclo de Rankine convencional. Esta variación permite aprovechar fuentes de calor a temperaturas más bajas, lo que lo hace adecuado para aplicaciones con recursos de calor de baja temperatura, como el calor residual de motores, gases de escape o procesos industriales.

En el ciclo de Rankine orgánico, el fluido de trabajo orgánico se evapora en el generador de vapor a baja presión y temperatura. En lugar de utilizar una caldera para generar vapor a alta presión, se utiliza un intercambiador de calor para transferir calor desde la fuente de calor de baja temperatura al fluido orgánico, lo que lleva a la evaporación del fluido y la generación de vapor.

Posteriormente, el vapor orgánico se expande y realiza trabajo en una turbina. A medida que el vapor se expande, se enfría y se convierte en líquido nuevamente. El líquido condensado se dirige a un condensador donde se enfría y retorna al generador de vapor a través de una bomba para reiniciarlo.

Una de las ventajas del ciclo de Rankine orgánico es su capacidad para trabajar con una amplia variedad de fluidos orgánicos, cada uno con diferentes propiedades termodinámicas, lo que permite adaptar el ciclo a una amplia gama de aplicaciones y temperaturas de fuente de calor. Además, debido a las propiedades de los fluidos orgánicos, el ciclo de Rankine orgánico puede tener un rendimiento eficiente incluso con diferencias de temperatura más bajas.

El ciclo de Rankine orgánico se utiliza en diversas aplicaciones, como la generación de energía a partir de fuentes geotérmicas, el aprovechamiento de calor residual en procesos industriales y la generación de energía a partir de energía solar térmica de baja temperatura.

2.4 Equipos ORC

Los Equipos ORC contribuyen al desarrollo e incremento de la eficiencia para la generación de energía eléctrica, el uso de estos puede proporcionar soluciones y obtener mayor competitividad para el mercado renovable. Además, estos equipos poseen eficiencias térmicas entre 4% y 14%.

Es importante tener en cuenta que las especificaciones y el diseño exacto de estos equipos pueden variar dependiendo del fabricante, los requisitos y sus condiciones específicas de la aplicación.

Los sistemas ORC utilizan fluidos de trabajo orgánicos y que a su vez no son tóxicos ni inflamables, lo que los hace seguros para sus operaciones en lugares donde pueda haber atmósferas peligrosas. Estos equipos, son compatibles con el medio ambiente debido a que no generan emisiones tanto del fluido de trabajo como la fuente de calor por ser un sistema cerrado, lo cual ayudaría con la reducción de la huella de carbono y las emisiones al medio. Estas unidades o máquinas ORC tienen la facilidad de que en ocasiones pueden ser construidas en contenedores modulares o plataformas de fácil transporte, y a su

vez, cuentan con conexiones PnP (*plug-and-play*) lo que ayuda en la facilidad de la instalación y operación.

En la siguiente imagen se describe el proceso de un equipo ORC.

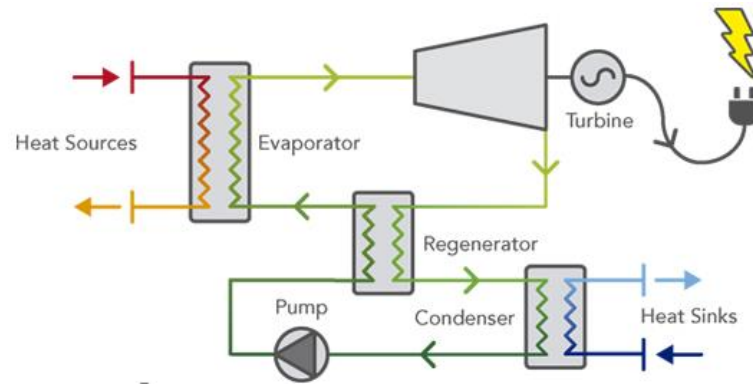


Ilustración 1 Sistema ORC (RANK, 2019)

Como parte inicial de la investigación se revisó en el mercado tecnología existente. A continuación, se presenta un cuadro de lo encontrado y un comparativo para definir cuales seria viables a analizar:

FABRICANTES DE ORC DE BAJA TEMPERATURA					
PAÍS	FABRICANTE	TEMPERATURA(°C)	CAPACIDAD (kW)	FLUIDO DE TRABAJO	TECNOLOGÍA
ESPAÑA	Rank	90-120	1-140	HFC-245fa Bajo PCA	Twin Screw
USA	ElectraTherm	77-122	35-110	HFC-245fa	Twin Screw
USA	Infinity Turbine	8-110	5-100	HFC-245fa HFC134a	Turbina Radial
GER	GMK	85-300	50-5000	GL-160 WL-220	Turbina Axial Multietapa

Tabla 1 Cuadro comparativo Fabricantes de ORC – Estudio de Mercado

En términos generales las características de los equipos ORC, se pueden analizar diferentes aspectos de estos sistemas según la temperatura operativa, capacidad, tipo de fluido de trabajo, tecnología y aplicación así:

Temperatura operativa:

- Baja temperatura (entre 80 °C – 120 °C): Los equipos ORC para operar a bajas temperaturas aprovechan fuentes de calor residual de baja calidad, como el calor de escape de motores o procesos industriales.
- Media temperatura (entre 150 °C – 250 °C): Los equipos ORC que funcionan en un rango de temperatura más amplio, se utilizan en aplicaciones donde se dispone de fuentes de calor con temperaturas moderadamente altas, como la energía geotérmica o la incineración de residuos.
- Alta temperatura (superiores a 250 °C): Los equipos ORC de alta temperatura aprovechan fuentes de calor de alta calidad, como la energía solar concentrada o los gases de escape de procesos industriales de alta temperatura.

Capacidad:

- Pequeña capacidad: Los equipos ORC de menor capacidad se utilizan en aplicaciones descentralizadas, como pequeñas plantas de cogeneración o sistemas de recuperación de calor residencial.
- Mediana capacidad: Estos equipos ORC son adecuados para aplicaciones industriales y comerciales, como la generación de energía a partir de residuos industriales o de biomasa.
- Gran capacidad: Los equipos ORC de gran capacidad se utilizan en aplicaciones de generación de energía a gran escala, como plantas de energía geotérmica o generación de energía a partir de gases de escape de centrales eléctricas.

Tecnología:

- Ciclo abierto: Algunos equipos ORC utilizan un ciclo abierto, donde el fluido de trabajo se evapora completamente y se expulsa a la atmósfera después de su uso en la turbina. Esto puede ser adecuado en aplicaciones donde el fluido de trabajo es económico y de fácil acceso.
- Ciclo cerrado: La mayoría de los equipos ORC utilizan un ciclo cerrado, donde el fluido de trabajo se recircula y se enfría en un condensador antes de volver a entrar en la turbina. Este enfoque permite un mejor control del ciclo y una mayor eficiencia global.

2.5 Región Cuenca Oriental de los Llanos Orientales

En la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia se ha identificado que la estructura térmica posee altos gradientes de temperatura que pueden aprovecharse y llegarse a disponer de temperaturas hasta de 120 °C.

A continuación, se muestra en la siguiente ilustración 2 un mapa de Colombia con los valores de gradiente térmico en el cual se muestran anomalías positivas principalmente en áreas localizadas en las cuencas Llanos Orientales (resaltada en el recuadro en rojo), Caguán – Putumayo, Cordillera Oriental y Catatumbo y anomalías negativas, en la Guajira, Sinú - San Jacinto, Valle inferior del Magdalena, Urabá, Chocó y Tumaco. Los valores de la escala de temperatura se expresan desde el color rosa-rojo que representa temperaturas sobre los 120°C hasta el color azul que son las más bajas menor a 40 °C.

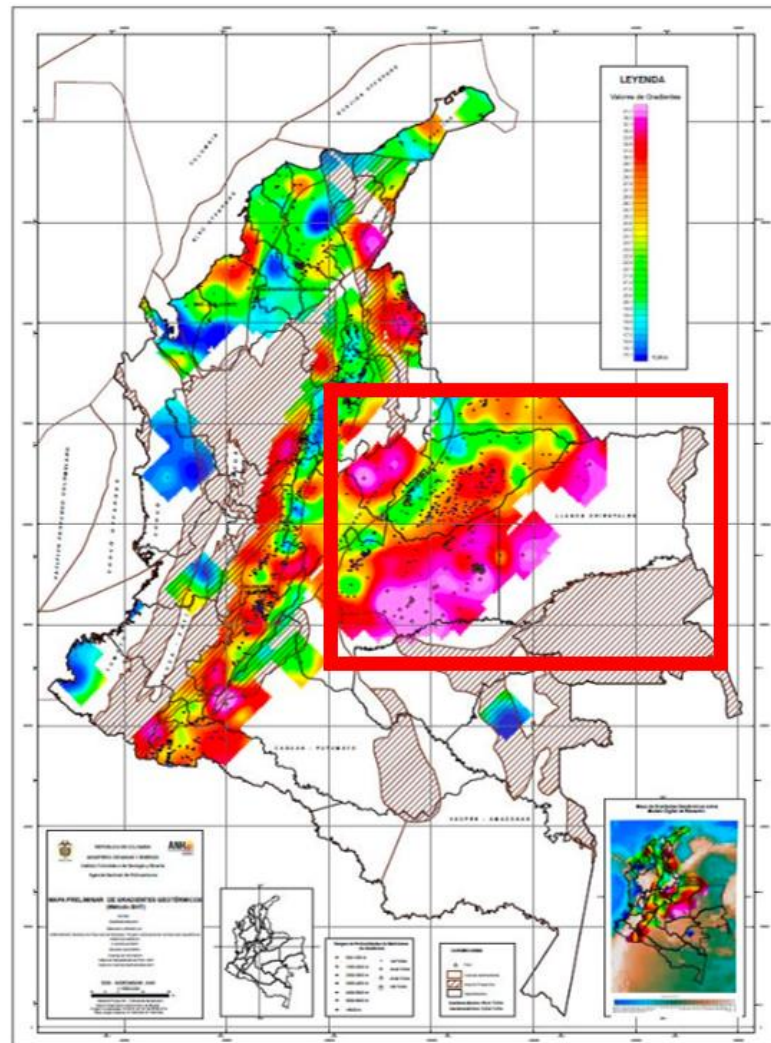


Ilustración 2 Mapa preliminar de gradientes geotérmicos de Colombia. Fuente: (ANH, 2019)

Adicionalmente en la actualidad no hay suficiente energía eléctrica disponible para satisfacer el consumo de electricidad de las Bombas Electro sumergibles (ESP por sus siglas en inglés) utilizadas en los pozos de producción. Para compensar esta falta de suministro eléctrico, se ha recurrido al uso de motores de combustión a diésel. Sin embargo, esta solución presenta varias limitaciones y desventajas, entre las que se encuentran:

1. **Alto consumo de combustible:** Los motores de combustión a diésel utilizados como fuente de energía para las bombas electro sumergibles tienen un alto consumo de combustible, lo que genera costos operativos significativos y contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero y la huella de carbono.
2. **Dependencia del suministro de combustible:** La operación continua de los motores de combustión a diésel requiere un suministro constante de combustible. La disponibilidad y el costo del combustible pueden ser variables y generar inestabilidad en la operación del campo petrolero.
3. **Impacto ambiental:** El uso de motores de combustión a diésel emite gases contaminantes y contribuye al calentamiento global. Esto no solo tiene un impacto ambiental negativo, sino que también puede afectar la imagen y la responsabilidad social de la empresa petrolera.

2.6 Campo piloto y sus objetivos

El consumo energético de un campo petrolero en el común de los casos es elevado, y esto se debe a que los equipos que se requieren para operar las facilidades de producción demandan mucha energía. A su vez, la mayoría de los campos, están ubicados en territorios donde no se tiene una facilidad para el acceso de energía de forma permanente o constante, lo cual lleva a las compañías a la implementación de generación eléctrica por medio de grupos de electrógenos o generadores alimentados por combustibles fósiles (diésel, gas o petróleo).

Por otra parte, en los campos no es común que se aproveche la temperatura elevada con la cual llegan a superficie los fluidos producidos en los pozos petrolíferos, es por eso por lo que se ve la necesidad de estudiar su aprovechamiento. Sin embargo, existe un alto potencial, ya que operaciones petroleras

generan grandes cantidades de agua que se extraen desde los yacimientos, lo que implica altos costos de operación y disposición final, que en muchos casos estos pozos terminan siendo abandonados.

Nuestro estudio se centra en un campo ubicado en el departamento del Meta en Colombia (Por razones de confidencialidad no se puede mencionar el nombre del campo) compuesto por cinco (5) pozos, en los cuales se evidencia que los fluidos producidos llegan a superficie con una elevada temperatura. Estos pozos en la actualidad se encuentran activos en producción de hidrocarburos y agua, pero no se evidencia un aprovechamiento adicional, debido a que llegan a superficie, son tratados para la separación de fases y su posterior venta.

Para este campo en particular, la tecnología del Ciclo de Rankine se podría aplicar para el aprovechamiento de la temperatura de los fluidos producidos para generar electricidad. Estos fluidos de media y alta temperatura se utilizan para calentar y evaporar un fluido de trabajo en un intercambiador de calor, que después gracias a su expansión mueve una turbina, y esta impulsa un generador eléctrico para producir electricidad. Es importante destacar que la implementación del Ciclo de Rankine en campos petroleros requiere una planeación, análisis y diseño al detalle para poder adaptarlo a las características específicas del flujo de fluidos y las temperaturas presentes en estos. Esto implica considerar aspectos técnicos, operativos y económicos para garantizar una integración adecuada y óptima de la tecnología.

Para poder realizar una correcta planificación y diseño se usaron datos del caudal total de producción de los cinco pozos de forma individual y en conjunto los cuales se tienen valores entre 6,415 y 14,115 barriles de fluido por día (BFPD), y una temperatura en la cabeza de los pozos en producción (superficie) en promedio de 111 °C.

Con los valores de caudal y temperatura, se seleccionarán los equipos ORC (Ciclo de Rankine Orgánico) que sean compatibles con los datos y condiciones específicas. El análisis se centrará en identificar el equipo más adecuado para este tipo de aplicación, así como en evaluar su eficiencia en diferentes condiciones de funcionamiento. Una vez identificados los equipos y las condiciones generales, se determinará la capacidad de generación bruta y/o neta del sistema o equipo ORC seleccionado, para después evaluar su eficiencia.

Con estos datos de entrada y considerando las potencias de consumo eléctrico de los sistemas de levantamiento artificial (Electro Sumergibles) utilizados en los pozos seleccionados, se evaluará el consumo de energía y estimación de los costos asociados a la generación eléctrica principalmente en el consumo de combustible. Luego, con los resultados obtenidos se concluirá respecto a la viabilidad técnica y económica del proyecto, su aplicación, su costo y el retorno de inversión y disminución de la huella de carbono.

Con lo planteado anteriormente, se evidencia una oportunidad clara para aprovechamiento geotérmico de baja entalpia, es por lo que implica destacar los beneficios y ventajas que esta actividad podría proporcionar como:

Aprovechamiento de recursos existentes: Los pozos petroleros ya perforados pueden ser reutilizados para aprovechar la energía geotérmica. Esto reduce la necesidad de nuevas perforaciones y el impacto ambiental asociado, aprovechando una infraestructura ya existente.

Diversificación de la matriz energética y reducción de gases efecto invernadero: El aprovechamiento de la energía geotérmica en los pozos petroleros permite diversificar la matriz energética de la región y

no depender exclusivamente de los combustibles fósiles, se puede utilizar la energía geotérmica como una fuente renovable y más limpia.

Aprovechamiento de calor residual y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero: La generación de electricidad a partir de la energía geotérmica se aprovecha el calor residual para generación de energía y como consecuencia, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con la generación de energía a partir de combustibles fósiles.

Energía confiable y continua: La energía geotérmica es una fuente de energía constante, ya que no está sujeta a las variaciones climáticas o las fluctuaciones en la disponibilidad de recursos naturales. Esto garantiza un suministro estable de electricidad, especialmente en regiones dependientes de la energía importada o de otras fuentes.

Potencial económico y creación de empleo: La implementación de la energía geotérmica en los pozos petroleros puede generar beneficios económicos, incluyendo la creación de empleo en la industria geotérmica y la atracción de inversiones en proyectos de energía renovable.

Contribución a la transición energética: El aprovechamiento de la energía geotérmica en los pozos petroleros es una medida concreta para avanzar en la transición de un modelo energético basado en combustibles fósiles a uno más sostenible y renovable. Esto contribuye a la mitigación del cambio climático y a la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles.

3. Legislación local (Marco Regulatorio)

La ley de incentivos para energías renovables en Colombia está regulada por diversas normativas legales. Una de las leyes clave es la Ley 1715 de 2014. (Pública, 2014).

Esta ley tiene como objetivo regular la integración de energías renovables no convencionales en el sistema energético nacional de Colombia. Establece disposiciones generales y objetivos relacionados con la promoción y desarrollo de fuentes de energía renovable en el país.

Además de la Ley 1715, ha habido modificaciones y adiciones posteriores a la legislación. Por ejemplo, la Ley 2099 de 2021 modifica y agrega a la Ley 1715, con el objetivo de modernizar la legislación existente y acelerar el desarrollo sostenible a través de la adopción de nuevas fuentes de generación de energía renovable no convencional. (Legis, s.f.)

Estas leyes brindan un marco para la promoción y desarrollo de proyectos de energía renovable en Colombia. Pueden incluir disposiciones de incentivos fiscales, subsidios y otras medidas para fomentar la inversión y el uso de fuentes de energía renovable.

Los siguientes incentivos aplican al proyecto:

1. Reducción del 50% de la inversión total directa del Impuesto sobre la renta (Artículo 11).
2. Extensión de IVA para equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados destinados a reinversión o inversión (Artículo 12):
3. Exención de aranceles de importación para maquinaria, equipos, materiales e insumos (Artículo 13).
4. Depreciación acelerada de maquinarias, equipos y obras civiles en 5 años (Artículo 14).

Dentro del análisis financiero se van a aplicar los conceptos anteriormente descritos y sus beneficios que apalancan el caso estudio.

4. Metodología

Como insumo para el análisis a realizar se tomaron como referencia 5 pozos petroleros que pertenecen a un campo en la cuenca de los llanos orientales de Colombia, luego se relacionan los caudales de producción por pozo (en los cuadros rojos) y el caudal total en la central de producción (en el cuadro azul) con sus respectivas temperaturas de cabeza de pozo y en la central de producción, los cuales serán los datos de entrada para el diseño de las ORC para dicho estudio.

Es importante mencionar que el caudal de producción de un campo petrolero (BFPD) se determina como la suma de los volúmenes de petróleo en barriles de aceite por día como (BOPD), barriles de agua por día como (BWPD) y millones de pies cúbicos de gas producidos por día como (MSCFD). Y las temperaturas son medidas en grados Fahrenheit (°F).

Los datos del presente estudio son tomados de los registros diarios de producción y las mediciones de campo. Por derechos de confidencialidad, el nombre real de los pozos y campos se cambiarán para este estudio. La ilustración 3 muestra la distribución de los pozos en el campo y las distancias a la central de producción.

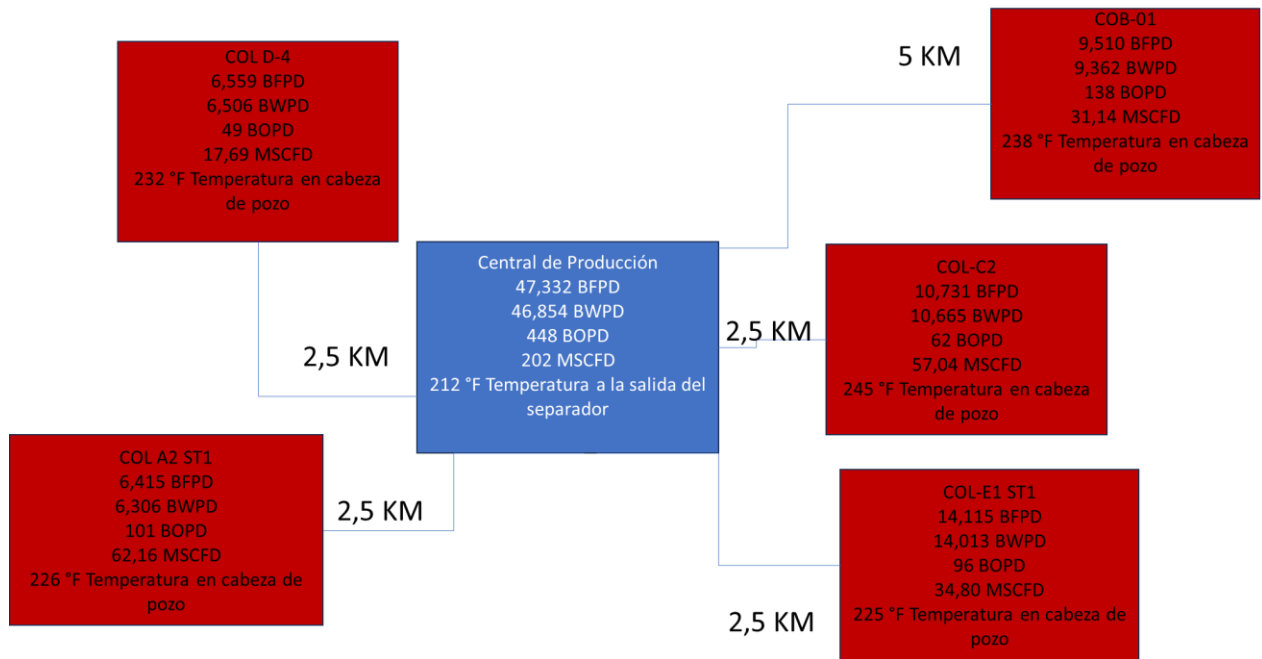


Ilustración 3 Esquema distribución de pozos y Central de Producción

Para determinar la mejor opción de implementación para los equipos ORC en el análisis se desarrollarán dos opciones: equipos descentralizados (ubicados en los pozos) o centralizados (ubicados en la central de producción).

En el análisis descentralizado, se utilizan las temperaturas en la cabeza del pozo como datos de entrada a la ORC, y para el análisis centralizado, se toma la temperatura de superficie en la central de producción a la salida del separador como datos de entrada a la ORC. Estas temperaturas van a ser utilizadas como la referencia para la temperatura del fluido caloportador, con los correspondientes caudales producidos en cada ubicación.

La diferencia entre la temperatura de la cabeza del pozo y la central de producción, también conocida como caída de temperatura, puede variar dependiendo de la distancia entre el pozo y la central de producción, así como del proceso de transporte por las líneas de producción y cualquier intercambio térmico que pueda ocurrir durante el proceso de separación.

Con base al estudio de mercado realizado a los fabricantes de equipos ORC (Tabla 1), se seleccionan las marcas de Rank y ElectraTherm para el desarrollo del análisis de producción de energía de baja entalpia para el proyecto; estos equipos manejan un rango de temperatura más ajustado a la disponible en los pozos y en la central de producción, y adicionalmente tienen equipos que cubren los caudales de la muestra seleccionada, con rangos de temperaturas entre 90 – 210 °C y caudales desde los 14 m³/h hasta 125 m³/h.

4.1 Datos de Partida

Para efectos de diseño y en función de las unidades en las especificaciones técnicas de los equipos ORC, en las tablas 2 y 3 se presentan los parámetros como volumen de producción de cada pozo de barriles por día y se convierten a metros cúbicos hora; y para las temperaturas en superficie, se convierten de grados Fahrenheit (°F) a grados Celsius (°C), como se relaciona a continuación:

Pozo	Temperatura Cabeza de Pozo (°F)	Temperatura Cabeza de Pozo (°C)	Producción Total de Fluidos (BFPD)	Producción Total de Fluidos (m ³ /h)
COL A2 ST1	226	108	6,415	42
COL D-4	245	111	6,559	43
COB-01	238	114	9,510	63
COL-C2	232	118	10,731	71
COL-E1 ST1	225	107	14,115	93

Tabla 2 Datos de partida para análisis descentralizado

	Temperatura Cabeza de Pozo (°F)	Temperatura Cabeza de Pozo (°C)	Producción Total de Fluidos (BFPD)	Producción Total de Fluidos (m3/h)
CENTRAL DE PRODUCCIÓN	212	100	47,332	313

Tabla 3 Datos de partida para análisis centralizado

4.2 Comparativos equipos ORC

Las marcas Rank y ElectraTherm trabajan con agua como principal fluido caloportador aceptando mezclas de fluido como los fluidos producidos en los pozos objeto de estudio, y el compuesto R245f como fluido de trabajo. Ambos fabricantes manejan para sus equipos sistemas de condensación del fluido de trabajo con entrada de caudal de fluido frío si hay una fuente disponible o mediante el uso de Aero ventiladores cuando existe limitación de esta fuente.

Las principales especificaciones técnicas de diseño se presentan en las tablas 4 y 5 para cada fabricante.

Modelos Rank	Caudal Diseño (m3/h)	Temperatura Equipo (°C)	Potencia Térmica (kWt)	Volumen Fluido Trabajo R245f (l)	Caudal Condensador (m3/h)	Potencia Bruta (kWe)	Potencia Neta (kWe)	Eficiencia (%)
LT2 (37M3H)	37	90-120	200 - 500	50	30	20-45	15-40	75% - 89%
LT3 (78M3H)	78	90-120	500 - 1000	120	63	45-85	30-80	67% - 94%
LT4 (165M3H)	165	90-120	100 - 2000	250	125	80-175	60-160	75% - 91%

Tabla 4 Especificaciones técnicas Equipos Rank

Modelos ElectraTherm	Caudal Diseño (m ³ /h)	Temperatura Equipo (°C)	Potencia Térmica (kWt)	Peso Fluido Trabajo Rf245f (lb)	Caudal Condensador (m ³ /h)	Potencia Bruta (kWe)	Potencia Neta (kWe)	Eficiencia (%)
6500B	21 - 82	70 - 150	400 - 1700	440	31 - 93	150	123	82%

Tabla 5 Especificaciones técnicas Equipos ElectraTherm

Se observa que los equipos Rank presenta módulos que además de manejar diferentes rangos de temperatura también tiene referencias para volúmenes de fluido caloportador de 37, 78 y 165 m³/h para las referencias LT2, LT3 y LT4 respectivamente. Los equipos ElectraTherm manejan un rango de volumen de fluido caloportador entre 21 y 82 m³/h con la referencia del modelo 6500B.

Ambas referencias son modulares y permiten instalar uno o más equipos en paralelo para cubrir los volúmenes de fluido caloportador disponible para un total aprovechamiento de la fuente de energía.

4.3 Fluido de trabajo R245fa

El compuesto R245f es un refrigerante usado como fluido de trabajo en sistemas que aprovechan el ciclo ORC (Ciclo de Rankine Orgánico). ORC es un proceso termodinámico que utiliza un fluido orgánico de trabajo en lugar de vapor de agua para convertir la energía térmica en energía eléctrica. Los ciclos de ORC tienen una eficiencia más baja que los ciclos de vapor de agua, pero pueden ser utilizados para recuperar y convertir la energía térmica de fuentes de baja temperatura.

R245fa es un hidrofluorocarbono (HFC) que tiene propiedades termodinámicas que lo hacen útil como fluido de trabajo en los ciclos ORC. Es inodoro, no inflamable y tiene un bajo potencial de

calentamiento global. Además, tiene un punto de ebullición adecuado para operar en ciclos de ORC con fluidos de alta temperatura como agua caliente o vapor.

Durante el ciclo ORC, el fluido de trabajo R245fa se calienta en un evaporador, se expande a través de una turbina y luego se enfría en un condensador. Durante este proceso, el fluido de trabajo R245fa experimenta cambios de presión y temperatura, lo que permite la conversión de la energía térmica en energía eléctrica.

En general, el uso de R245fa en ciclos ORC puede proporcionar una solución eficiente y segura para la recuperación y conversión de la energía térmica de fuentes de baja temperatura. Para el presente estudio ambos fabricantes tanto ElectraTherm como Rank, utilizan como fluido de trabajo para los sistemas ORC (Ver en Anexos tabla de propiedades R245fa).

El fluido de trabajo RS245fa para equipos ORC, posee un límite de temperatura y a su vez alcanza altas potencias en comparación con fluidos similares. Por otra parte, en cuanto a los aspectos de seguridad medio ambiental, el hidrofluorocarbono aparece con una baja toxicidad, pero una alta inflamabilidad, sin embargo, para los equipos seleccionados, se maneja un sistema cerrado donde el riesgo de fuga está controlado por las especificaciones del equipo. Ver Ilustración 4 de T-s (ASME, 2017).

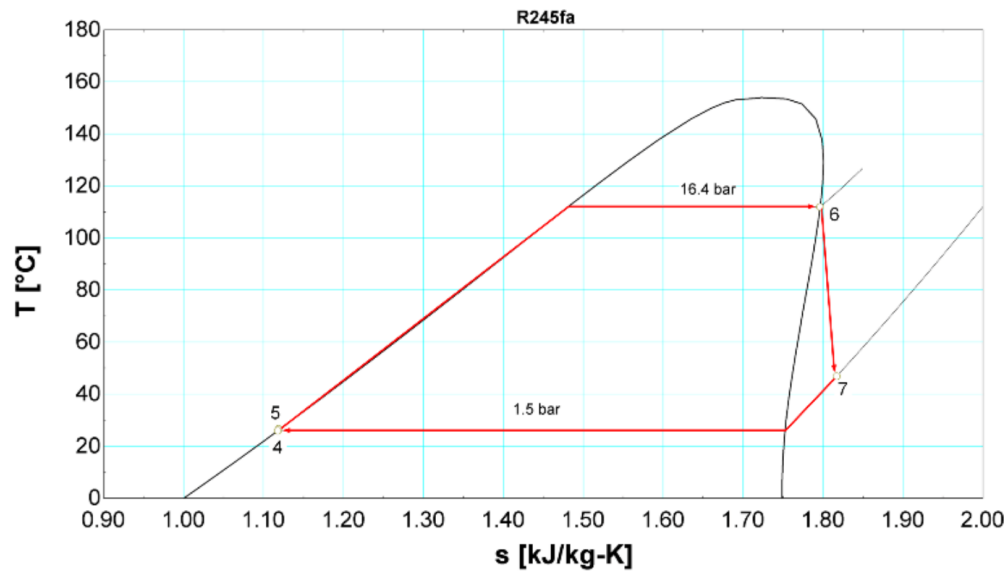


Ilustración 4 T-s Diagrama de r245fa

4.4 Estimación de Potencia Aprovechable

El rendimiento de un sistema ORC está en función de la diferencia de temperatura entre el fluido caloportador y el medio ambiente donde opera el equipo; este delta de temperatura aprovechable facilita el proceso para que el fluido de trabajo alcance el estado de vapor sobresaturado y proporcione la energía al pasar por la turbina, y luego al condensarse nuevamente cediendo calor al medio para repetir el ciclo.

La estimación de la energía aprovechable para los equipos Rank, se realizó mediante una extrapolación lineal de la temperatura disponible en los pozos y en la central de producción, relacionando el rango de temperatura y la energía producida según las especificaciones de equipo para módulos usando el caudal más ajustado a la producción del pozo. Los valores obtenidos se presentan en la tabla 6.

Pozo	Temperatura Superficie (°C)	Caudal Pozo (m3/h)	Equipo Recomendado Fabricante	Potencia Neta Escenario Pesimista (kWe)	Potencia Neta Escenario Optimista (kWe)
COL A2 ST1	108	42	LT2 (37M3H)	18.0	36.0
COL D-4	111	43	LT2 (37M3H)	18.5	41.6
COB-01	114	63	LT3 (78M3H)	38.0	76.0
COL-C2	118	71	LT3 (78M3H)	39.3	78.7
COL-E1 ST1	107	93	LT3 (78M3H)	35.7	71.3
CENTRAL PRODUCCION	100	313	LT4 (165M3H) 2 módulos	133.3	266.7

Tabla 6 Potencia equipos Rank por Pozo y Facilidad producción

Con las referencias Rank disponibles, los equipos modulares referencia LT2 son los más apropiados para los volúmenes de producción de los pozos COL AS ST1 y COL D-4; la referencia LT3 se ajustan más a los volúmenes de producción de los pozos COB-01, COL-C2 y COL-E1 ST1. Ver Ilustración 5.

Para la central de producción, el volumen manejado requiere dos (2) módulos referencia LT4 para cubrir el volumen total y hasta 330 m3/h.

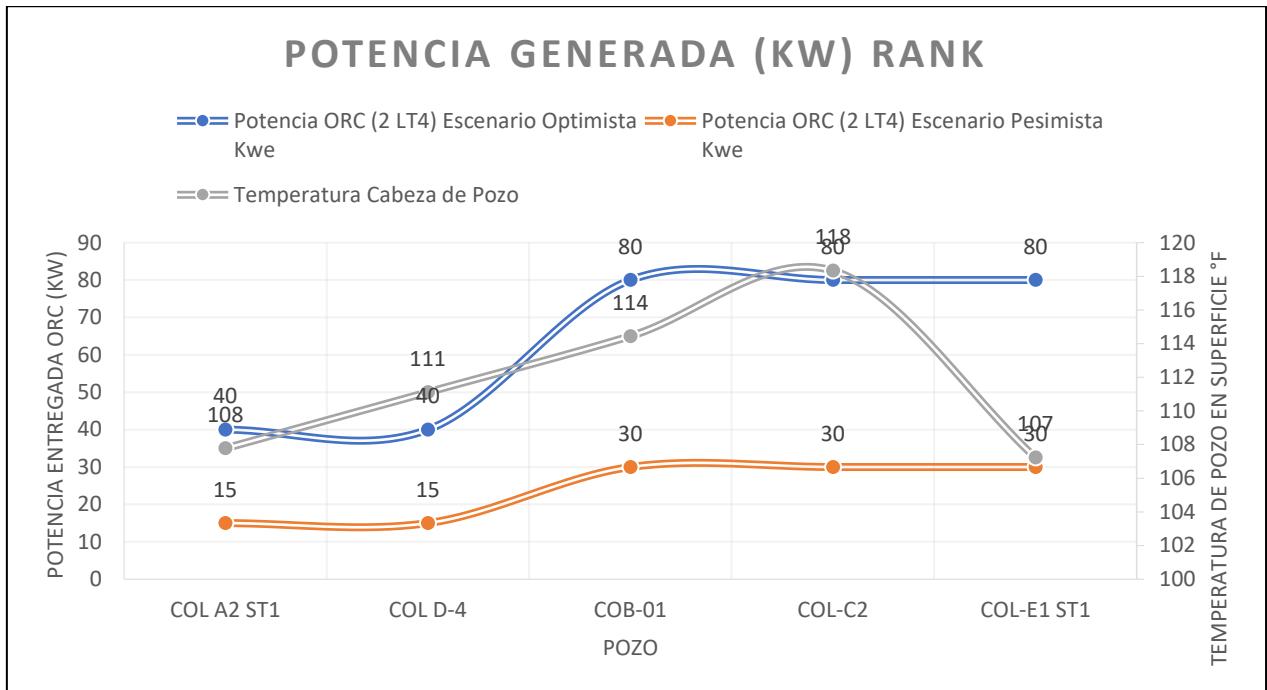


Ilustración 5 Potencia generada (kWe) por pozo Equipo RANK

La estimación de la energía aprovechable para los equipos ElectraTherm, se realizó mediante una simulación usando el software disponible en la página web de la compañía. Los valores obtenidos se presentan en la tabla 7.

Pozo	Temperatura Superficie (°C)	Caudal Pozo (m3/h)	Equipo Recomendado Fabricante	Potencia Neta Escenario Pesimista (kWe)	Potencia Neta Escenario Optimista (kWe)
COL A2 ST1	108	42	6500B	42.5	58.1
COL D-4	111	43	6500B	47.5	64.6
COB-01	114	63	6500B	57.5	81.7
COL-C2	118	71	6500B	50.7	61.5
COL-E1 ST1	107	93	6500B	35.0	43.9
CENTRAL PRODUCCIÓN	100	313	6500B 4 módulos	147.9	226.8

Tabla 7 Potencia equipos ElectraTherm por Pozo y Facilidad producción

En cambio, el equipo ElectraTherm referencia 6500B se ajustan a los volúmenes de todos los pozos ya que maneja un rango amplio de caudal. Ver Ilustración 6.

Para la central de producción, el volumen manejado requiere cuatro (4) módulos de esta referencia, para cubrir el volumen total y hasta 328 m³/h.

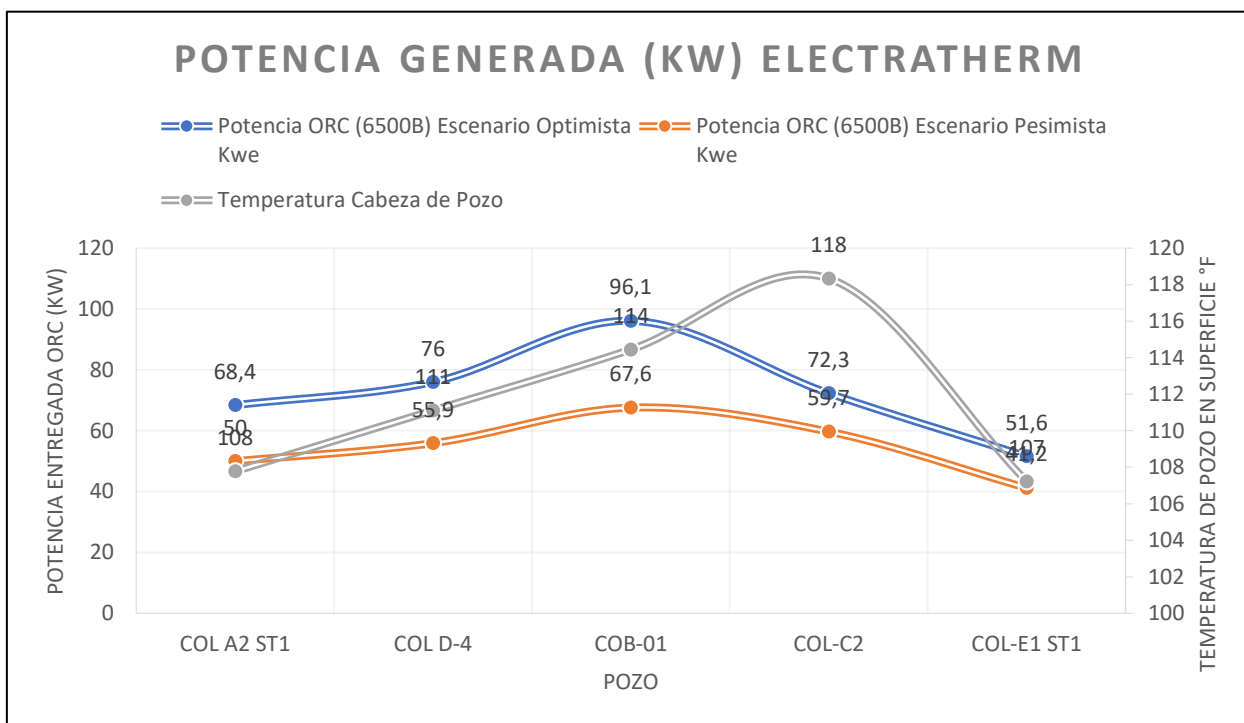


Ilustración 6 Potencia generada (kWe) por pozo Equipo ElectraTherm

4.5 Consumo energético

Debido a que la temperatura del fluido caloportador es la variable de más significativa en la producción de energía para los equipos ORC, se observa que hay un impacto en la energía neta entregada para el escenario de instalación centralizada (Central de Producción) para ambos fabricantes con rango de valores entre 133.4 – 266 kWe para Rank y 147.9 – 226.8 kWe para ElectraTherm, debido a las pérdidas en las

líneas de transporte que disminuye la temperatura aprovechable entre 8 y 18 °C comparado con las temperaturas de cabeza de pozo.

Por el contrario, tomando la sumatoria de energía entregada por pozo en el escenario descentralizado se tienen rangos netos de producción de energía de 149.5 – 303.6 KWe para Rank y 233.2 – 309.9 KWe para ElectraTherm. (Ver Tabla 8)

VALORES ACUMULADO POTENCIA NETA -EQUIPOS ORC POR POZO					
Pozo	Temperatura Superficie (°C)	Potencia Neta Escenario Pesimista Rank (kWe)	Potencia Neta Escenario Optimista Rank (kWe)	Potencia Neta Escenario Pesimista ElectraTherm (kWe)	Potencia Neta Escenario Optimista ElectraTherm (kWe)
COL A2 ST1	108	18.0	36.0	42.5	58.1
COL D-4	111	18.5	41.6	47.5	64.6
COB-01	114	38.0	76.0	57.5	81.7
COL-C2	118	39.3	78.7	50.7	61.5
COL-E1 ST1	107	35.7	71.3	35.0	43.9
ORC Por pozo Total Acumulado		149.5	303.6	233.2	309.8

Tabla 8 Potencia Acumulada Equipos ORC por pozo

Para efectos de este estudio, se define la opción descentralizada (Equipos ORC por pozo) como la más favorable por la cantidad de energía neta entregable; además, como se tienen datos de consumo de energía por pozo, el impacto de los sistemas ORC por pozo permite cuantificar el aporte de energía, la disminución de combustible, así como la disminución de las emisiones de CO₂ y finalmente el ahorro económico relacionado comparado con el costo de implementación de las soluciones con las dos opciones de fabricantes seleccionadas.

El consumo de energía que demandan los pozos objeto de estudio es suministrado de manera primaria con una fuente de energía por combustión de *fuel oil*, y como respaldo se usan generadores eléctricos alimentados por gas; de manera complementaria, se tiene la compra de electricidad por medio del sistema de interconexión eléctrica al campo.

El campo petrolero compuesto por estos cinco (5) pozos; y tienen un consumo total de 7,5 MWh, con un nivel de tensión de 4,1 kV y una corriente de 1,35 k amperios, por lo cual tienen una carga instalada de 1,25 KVA exclusiva para el funcionamiento.

La alimentación de energía actualmente del conjunto de pozos es suministrada por seis (6) generadores de *fuel oil*, de referencia QSK60 de 2 MW de capacidad nominal, sin embargo, se trabaja suministrando entre 1 a 1.2MW cada uno de los generadores.

Las actividades laborales en el campo son permanentes, con requerimientos de potencia eléctrica las 24 horas al día, los 365 días del año; lo cual representa un alto volumen de trabajo para los generadores para proveer el suministro eléctrico del lugar. El consumo total de los cinco (5) campos de explotación tiene una demanda energética de 180MW al día, para un consumo promedio de 0.07 galones de combustible por cada KW, lo que representa un consumo de combustible por día de 12,6k galones de diésel por día.

En Colombia, el valor de los hidrocarburos tiene sobrecargas impositivas debido a políticas nacionales y regionales; esto se ve reflejado en un mayor costo del diésel, con un valor por galón de COP \$9,065 equivalente a USD 2,12 (\$4,270 TRM de 14/10/2023). Este valor toma como referencia el punto de entrega en gasolinera (estación distribuidora) que generalmente están ubicadas en los centros poblados, sin embargo, el campo de estudio está situado en una zona rural, por lo cual, el valor del combustible debe ser transportado en carros cisterna y llevado por trayectos donde no hay carreteras definidas; esta

movilización adicional implica sobrecostos hasta en un 40%. Para el presente estudio, y para manejar valores conservadores, se utilizó el valor en ciudad sin considerar el transporte a campo. El costo de combustible relacionado con las necesidades de energía usada en la producción de los cinco pozos representa un valor de \$28.660 USD por día.

Como consecuencia de los procesos de combustión en los generadores, se tienen unas emisiones de CO₂ por día de 156 toneladas por día, equivalentes a 57,02 k toneladas de CO₂ al año, como se relacionan en la Tabla 9. Estos valores son significativos generando un impacto ambiental por la huella de carbono y las emisiones de gases de efecto invernadero. (Climatic, 2011).

Como consecuencia de los procesos de combustión en los generadores, se tienen unas emisiones de CO₂ por día de 156 toneladas por día, equivalentes a 57,02 k toneladas de CO₂ al año, como se relacionan en la Tabla 9. Estos valores son significativos generando un impacto ambiental por la huella de carbono y las emisiones de gases de efecto invernadero. (Climatic, 2011).

Diésel	CO ₂ Equivalente		Emisión CO ₂ 5 pozos		
	(gal/día) (miles)	(kg)	(gal)	(kg/día)	(Ton / día) (Ton / año) (miles)
	12,6	12,4	1	156.240	156,2 57,028

Tabla 9 Estimación de consumos de combustible y emisiones de CO₂

Para el análisis de emisiones se considera que cada galón de Diésel consumido genera 12.4 kg de CO₂ a la atmosfera, tomado de la revista de investigación ambiental y agraria “*hemeroteca.unad.edu.co*”.

4.6 Consumo por pozo con valores de generación y rendimiento

La estimación del aporte energético que brindan las unidades ORC se fundamentó en las potencias netas que pueden ofrecer estos equipos en la ficha técnica del fabricante y los cálculos relacionados en las tablas 6 y 7, con los escenarios pesimista y optimista, y así estimar para ambos casos el consumo, con la entrega de energía de la unidad y los rangos de eficiencia de cada equipo.

Pozo	Consumo (kWh)	Potencia ORC (2 LT4) Escenario Pesimista (kWe)	Potencia ORC (2 LT4) Escenario Optimista (kWe)	Energía aportada ORC Escenario Pesimista (%)	Energía aportada ORC Escenario Optimista (%)
COL A2 ST1	1016.6	18.0	36.0	1.77%	3.54%
COL D-4	1039.4	18.5	41.6	1.78%	4.00%
COB-01	1507.0	38.0	76.0	2.52%	5.04%
COL-C2	1700.6	39.3	78.7	2.31%	4.63%
COL-E1 ST1	2236.6	35.7	71.3	1.59%	3.19%
CENTRAL PRODUCCIÓN	7500.0	133.3	266.7	1.78%	3.56%

Tabla 10 Rendimientos equipos Rank

Los equipos Rank modulares por pozo, proporcionan para los dos (2) primeros pozos potencias entre 18 y 41.6 kWe con eficiencias entre 1.77% y 4.00% con el equipo modular LT2; para los siguientes tres pozos con mayor caudal, se cuenta con potencias entre 35.7 y 78.7 kWe, con eficiencias entre 1.59% y 5.04%, con los módulos referencia LT3.

Los equipos Rank proporcionan valores de energía entre 133.3 y 266.7 kWe con eficiencia entre el 1.78% y 3.56% para el escenario de trabajo en la central de producción consolidando el caudal de los cinco pozos; adicionalmente, sería posible cubrir el volumen total con el uso de dos (2) unidades Referencia LT4. Estos datos para sistema centralizado se presentan como referencia, ya que el estudio se enfoca en implementación del sistema descentralizado.

Pozo	Consumo (kWh)	Potencia ORC (6500B) Escenario Pesimista (kWe)	Potencia ORC (6500B) Escenario Optimista (kWe)	Energía aportada ORC Escenario Pesimista (%)	Energía aportada ORC Escenario Optimista (%)
COL A2 ST1	1016.6	42.5	58.1	4.18%	5.71%
COL D-4	1039.4	47.5	64.6	4.57%	6.22%
COB-01	1507.0	57.5	81.7	3.82%	5.42%
COL-C2	1700.6	50.7	61.5	2.98%	3.62%
COL-E1 ST1	2236.6	35.0	43.9	1.56%	1.96%
CENTRAL PRODUCCIÓN	7500.0	147.9	226.8	1.97%	3.02%

Tabla 11 Rendimientos equipos ElectraTherm

Los equipos ElectraTherm cuentan con una sola referencia que cubriría los caudales de los cinco pozos, y proporcionan potencias entre 35 y 81.7 kWe con el equipo de referencia 6500B, y eficiencias entre 1.56% y 6.22%.

Estos proporcionan valores de energía entre 147.9 y 226.8 kWe con eficiencia entre el 1.97 % y 3.02% para el escenario de trabajo en la central de producción consolidando el caudal de los cinco pozos, con el uso de cuatro (4) unidades Referencia 6500B, datos presentados como referencia.

4.7 Casos de Éxito

El fabricante Rank hace referencia en su página web a otros casos de éxito que han tenido, en donde esta tecnología ha sido instalada en dos campos petroleros de una compañía canadiense en Colombia. Los dos campos piloto a la fecha tienen un consumo de 1.2 MW y 2 MW respectivamente para suplir las necesidades básicas de operación. La compañía RANK instaló para el primer campo una unidad ORC LT3 de 100 Kwe de capacidad y para el segundo campo se instaló una unidad ORC LT3 de 60 Kwe de capacidad

respectivamente. Lo que sustituye aproximadamente el 5% de la energía generada por los grupos electrógenos alimentados por combustibles fósiles en el mejor escenario. (RANK, 2019).

Analizando este caso de éxito en conjunto con los valores obtenidos para la central de producción para el escenario más optimista, nos da un valor sobre el 3% (para ambos fabricantes) de energía aportada al campo con resultados positivos y similares. Adicional, es importante considerar que para llegar a una estimación más exacta se deben evaluar las condiciones ambientales, los potenciadores para mejorar el enfriamiento de agua y simulaciones con datos exactos.

5. Resultados

En esta sección se procederán a explicar detalladamente los resultados obtenidos de la investigación:

5.1 Área de los equipos y su rendimiento

De manera general, para la instalación de equipos ORC, el área requerida es un factor para considerar, porque puede ser una limitante en caso de locaciones con limitado espacio, sin embargo, para el estudio en particular se describe el requerimiento por modulo para cada marca, sin considerar este aspecto algo crítico para el proyecto por pozo, pero sería un aspecto más importante para un proyecto centralizado usando varias unidades en paralelo.

Para el fabricante Rank y considerando los módulos LT3 como referencia para instalar en cada uno de los cinco pozos, se requiere un área aproximada de 13.05 m²; el área total incluye además líneas y área de Aero ventiladores que se considera un 50% adicional para un área total de 19.60 m² por locación.

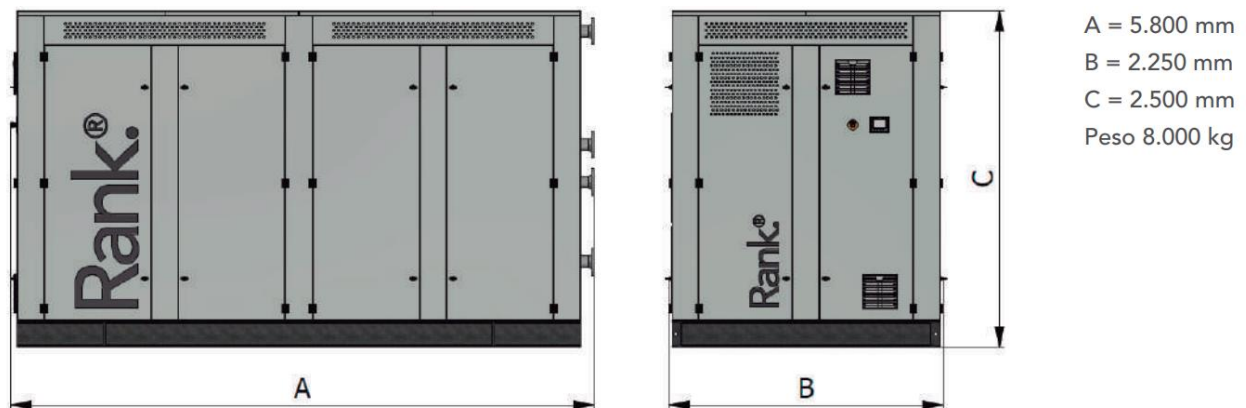


Ilustración 7 Equipo modelo Rank LT3

Con los equipos ElectraTherm y los módulos 6500B se requiere un área aproximada de 7 m²; el área total incluye además líneas y área de Aero ventiladores que se considera un 50% adicional para un área total de 10 m² por locación.



Ilustración 8 Equipo modelo EletraTherm modelo 6500B

Es importante considerar que la propuesta ofrecida para enfriar el fluido de trabajo en esta aplicación es el uso de aerogeneradores por la limitada disponibilidad de agua en campo.

5.2 Análisis económico

De acuerdo con los datos obtenidos en las tablas 10 y 11, que relacionan la potencia neta generada por pozo en los escenarios optimista y pesimista para los equipos Rank y ElectraTherm, se realiza una revisión del ahorro de combustible por día que corresponden con esta generación de energía proporcionada por los equipos ORC.

Ahorro de Combustible e Impacto Económico instalación ORC - Marca Rank

Consumo Diésel por Pozo Vs. Consumo con Equipo Rank Instalado					
Pozo	Consumo Actual Diésel (gal/día) (miles)	Consumo Con Equipo ORC Escenario Pesimista (gal/día) (miles)	Consumo Con Equipo ORC Escenario Optimista (gal/día) (miles)	Ahorro Diésel Con Equipo ORC Escenario Pesimista (gal/día)	Ahorro Diésel Con Equipo ORC Escenario Optimista (gal/día)
COL A2 ST1	1,708	1,678	1,647	30	60
COL D-4	2,857	2,826	2,787	31	70
COB-01	2,532	2,468	2,404	64	128
COL-C2	1,746	1,680	1,614	66	132
COL-E1 ST1	3,758	3,698	3,638	60	120
Total	12.600	12.349	12.090	251	510

Tabla 12 Consumo de Diésel por pozo vs Equipo Rank instalado diario

La Tabla 12 discrimina el consumo de combustible de cada pozo, dato esencial para determinar en base a las potencias entregadas, pesimistas y optimistas, la eficiencia de nuestro equipo frente al Diesel utilizado actualmente en cada pozo; es así como se observa en la tercera y cuarta columna, el consumo en las instalaciones con la implementación del equipo Rank por cada pozo. Se observa el volumen de galones de combustibles ahorrados por día con la implementación del sistema Rank.

Ahorro de Diésel por Pozo con Equipo Rank instalado galones / año		
Pozo	Ahorro Combustible Escenario Pesimista (gal) (miles)	Ahorro Combustible Escenario Optimista (gal) (miles)
COL A2 ST1	11,0	22,1
COL D-4	11,3	25,5
COB-01	23,3	46,6
COL-C2	24,1	48,2
COL-E1 ST1	21,9	43,7
Total	91,7	186,2

Tabla 13 Ahorro de Diésel por pozo con Equipo Rank instalado por año

La tabla 13 presenta el ahorro de combustible por año para la marca Rank, mostrando un rango de ahorro acumulado entre 91.7 y 186,2 miles de galones por año.

Ahorro por Pozo con Equipo Rank instalado USD (miles) / año			
Pozo	Consumo Actual (kUSD)	Ahorro Económico Escenario Pesimista (kUSD)	Ahorro Económico Escenario Optimista (kUSD)
COL A2 ST1	\$ 3.626	\$ 23,4	\$ 46,9
COL D-4	\$ 6.065	\$ 24,1	\$ 54,2
COB-01	\$ 5.375	\$ 49,5	\$ 98,9
COL-C2	\$ 3.707	\$ 51,2	\$ 102,4
COL-E1 ST1	\$ 7.977	\$ 46,4	\$ 92,9
Total	\$ 26.749	\$ 194,62	\$ 395,25

Tabla 14 Ahorro económico Diésel pozo vs equipo Rank instalado

La tabla 14 presenta el valor del ahorro económico por la implementación y que equivale al costo del Diesel no consumido, con un rango entre 194.6 y 395.3 miles USD.

Ahorro de Combustible e Impacto Económico instalación ORC - Marca ElectraTherm

Consumo Diésel por Pozo Vs. Consumo con Equipo ElectraTherm Instalado galones / día					
Pozo	Consumo Actual Diésel (gal)	Consumo con equipo instalado Pesimista (gal)	Consumo con equipo instalado Optimista (gal)	Ahorro Diésel equipo instalado Pesimista (gal)	Ahorro Diésel equipo instalado Optimista (gal)
COL A2 ST1	1.708	1.637	1.610	71	98
COL D-4	2.857	2.777	2.748	80	109
COB-01	2.532	2.435	2.394	97	137
COL-C2	1.746	1.661	1.643	85	103
COL-E1 ST1	3.758	3.699	3.684	59	74
Total	12.600	12.208	12.080	392	520

Tabla 15 Consumo de Diésel por pozo vs equipo ElectraTherm instalado diario

En la Tabla 15 se observa el volumen de galones de combustibles ahorrados por día con la implementación de los equipos ElectraTherm con rango entre 392 y 520 galones por día.

Ahorro de Diésel por Pozo con Equipo ElectraTherm instalado galones / año		
Pozo	Ahorro Combustible Escenario Pesimista (gal) (miles)	Ahorro Combustible Escenario Optimista (gal) (miles)
COL A2 ST1	26,1	35,7
COL D-4	29,1	39,6
COB-01	35,2	50,1
COL-C2	31,1	37,7
COL-E1 ST1	21,5	26,9
Total	143,0	189,9

Tabla 16 Ahorro de Diésel por pozo vs equipo ElectraTherm instalado a 1 año

La tabla 16 presenta el ahorro de combustible por año para la marca ElectraTherm, mostrando un rango de ahorro acumulado entre 143.0 y 189.9 miles de galones por año.

Ahorro por Pozo con Equipo ElectraTherm instalado USD (miles) / año			
Pozo	Consumo Actual (kUSD)	Ahorro Económico Escenario Pesimista (kUSD)	Ahorro Económico Escenario Optimista (kUSD)
COL A2 ST1	\$ 3.626	\$ 55,3	\$ 75,7
COL D-4	\$ 6.065	\$ 61,9	\$ 84,1
COB-01	\$ 5.375	\$ 74,8	\$ 106,3
COL-C2	\$ 3.707	\$ 66,1	\$ 80,0
COL-E1 ST1	\$ 7.977	\$ 45,6	\$ 57,1
Total	\$ 26.749	\$ 303,6	\$ 403,2

Tabla 17 Ahorro económico Diésel pozo vs equipo ElectraTherm instalado

La tabla 17 presenta el valor del ahorro económico por la implementación y que equivale al costo del Diesel no consumido, con un rango entre 303.6 y 403.2 miles USD.

5.3 Estimación CAPEX

El costo de capital para la instalación de un sistema ORC está directamente relacionado con el costo de los equipos modulares para instalar en el pozo, así como los costos de instalación y puesta en marcha del sistema para el inicio de la producción de energía eléctrica.

EQUIPOS	CAPEX (Módulos) kUSD	CAPEX (Instalación) kUSD	TOTAL CAPEX POR POZO kUSD	No. POZOS	CAPEX TOTAL PROYECTO kUSD
Rank LTE 2	\$ 130.00	\$ 39.00	\$ 169.00	2	\$ 338.00
Rank LTE 3	\$ 170.00	\$ 51.00	\$ 221.00	3	\$ 663.00
Total	\$ 300.00	\$ 90.00	\$ 390.00	5	\$ 1,001.00

Tabla 18 CAPEX equipos Rank

Los valores presentados para las evaluaciones son estimados en base a equipos similares encontrados en el mercado, ya que no se cuenta con cotizaciones formales de los fabricantes.

EQUIPOS	CAPEX (Módulos) kUSD	CAPEX (Instalación) kUSD	TOTAL CAPEX POR POZO kUSD	No. POZOS	CAPEX TOTAL PROYECTO kUSD
ElectraTherm 6500B	\$ 180.00	\$ 54.00	\$ 234.00	5	\$ 1,170.00
Total	\$ 180.00	\$ 54.00	\$ 234.00	5	\$ 1,170.00

Tabla 19 CAPEX equipos ElectraTherm

INSTALACIÓN ORC	RANK		ELECTRATHERM	
	Escenario Pesimista	Escenario Optimista	Escenario Pesimista	Escenario Optimista
Potencia Neta (kWe)	133.33	266.67	147.90	226.80
Reducción Diesel (gal/ año) (miles)	91,7	186,2	143,0	189,9
Reducción Costo Diesel (kUSD/ año) (miles)	\$ 194.62	\$ 395.25	\$ 303.60	\$ 430.20
Reducción CO2 (Ton/ año) (miles)	1,14	2,31	1,77	2,36
CAPEX (kUSD)	\$ 1,001.00	\$ 1,001.00	\$ 1,170.00	\$ 1,170.00
OPEX (kUSD/ año)	\$ 21.41	\$ 43.48	\$ 33.40	\$ 47.32

Tabla 20 Resultados y resumen CAPEX, OPEX para Escenarios con Equipos Rank y ElectraTherm

En la tabla 21 podemos obtener información muy relevante para determinar indicadores Financieros dinámicos como VAN y el TIR para ver la rentabilidad y viabilidad, así como el indicador del *Pay Back* de la inversión realizada para los dos fabricantes.

INDICADORES RENTABILIDAD	RANK		ELECTRATHERM	
	Escenario Pesimista	Escenario Optimista	Escenario Pesimista	Escenario Optimista
VAN (12% Tasa / 5 años) (kUSD)	\$ -91.36	\$ 552.31	\$ 137.43	\$ 543.59
TIR (%)	8.10%	32.99%	16.77%	29.85%
PAYBACK (Años)	4.00	2.34	3.25	2.48

Tabla 21 Indicadores Financieros para Equipos Rank y ElectraTherm

En el escenario optimista, el valor actual neto (VAN) los equipos Rank dan mayor rentabilidad a 5 años \$ 552.31 a diferencia de Electratherm que tiene el 2% menos, esto quiere decir que los resultados de la inversión son más rentables. En el escenario pesimista nuestra mejor opción serían los equipos Electratherm que tiene un valor positivo en comparación de los equipos Rank que tiene un valor negativo, debido a que se podrá recuperar la inversión en un periodo de 5 años.

Teniendo en cuenta la herramienta tasa interna de retorno (TIR), en el escenario optimista los equipos Electratherm es la mejor opción con un 29.85% en la cual se podrá recuperar la inversión inicial.

Se observa un comportamiento de *Pay Back* muy prometedor, y atractivo para los inversionistas, puesto que se puede obtener su rentabilidad en lapso no mayor a 4 años para el escenario más desfavorable, y así poder ganar beneficios tributarios (los cuales han sido considerados en el Excel de cálculo) o en su defecto costos de adquisición provenientes de buena imagen e innovación en el mercado donde este se desempeña.

Cabe resaltar que estos valores no se están teniendo en cuenta la posibilidad de realizar comercialización de los bonos verdes que se pueden llegar a obtener por la venta de reducción de CO2 a la atmosfera.

Esta tecnología está a la vanguardia de las necesidades que hoy día experimenta el mundo, principalmente de rentabilidad y disminución de impacto ambiental con enfoque a mejorar el efecto invernadero que día a día cobra relevancia y costos muy elevados para licencias medioambientales que son otorgadas para realizar una actividad económica con emisiones de CO₂, como lo es en este caso la explotación petrolera.

5.4 Cálculo de la huella de carbono CO₂

El CO₂, es el gas como referencia para referirnos a los gases que causan el efecto invernadero y cuyo valor cobra relevancia para determinar qué tan contaminante es cada actividad que realiza el ser humano; pero es relevante tener las dimensiones para lograr una comparación de contaminación, de igual forma determinar el espacio ocupado por una tonelada de CO₂.

En el artículo de la revista EL PAIS SEMANAL, escrito por Clemente Álvarez el 20 de abril de 2010, podemos observar en la ilustración 10, el dimensionamiento que es ocupado por el volumen de una tonelada de CO₂ a una atmosfera de presión y teniendo como temperatura ambiente 0°C, tendríamos 510m³ de CO₂.

Sin embargo, en la tierra tenemos diferentes estaciones y diferentes microclimas, que difieren de esta temperatura de referencia es por esto por lo que el presidente de la Sección Técnica de Medio Ambiente de la **Asociación de Químicos de Madrid** estableció y calculo el volumen de una tonelada de CO₂ incrementará su temperatura y tendrá como consecuencia la variación de la presión atmosférica. Es decir, con el incremento de 10°C en una tonelada de CO₂, tendremos un volumen total de CO₂ de 534 m³, lo

que correspondería a un enorme cubo de 8,12 metros por cada lado, suficiente espacio para desplazar los gases necesarios para la atmosfera y una gran área que propicia el efecto invernadero.

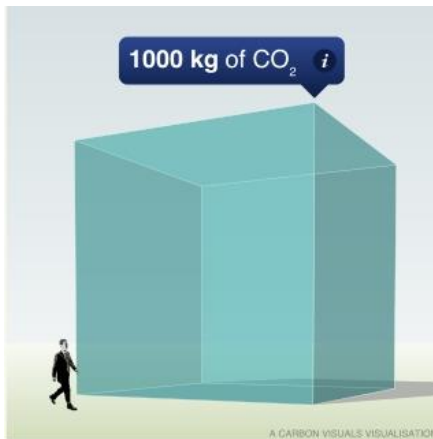


Ilustración 9 Volumen ocupado por 1 tonelada de CO2

Conociendo la importancia de tratar de reducir la mayor cantidad de emisiones de CO2 a la atmosfera, cada gramo que evitemos emanar al medio ambiente cuenta, a su vez dándole tiempo al medio ambiente de recuperarse y tratar de mantenerse con el pasar del tiempo, pero esto solo es posible lograr con pequeñas acciones que sumen para un cambio representativos en la matriz energética que hoy día tenemos y queremos para un futuro, es así, como en las tablas 13 y 16, podemos analizar el impacto positivo que tendría este sistema. Generando una pequeña proporción de la energía total que depende del Diésel, con nuestro sistema geotérmico y poder lograr la reducción estimada en las tablas. un pequeño ahorro en combustible de ACPM, pero con un gran impacto ambiental.

Se puede observar una disminución de hasta **2,31 k** toneladas de CO2 para la marca Rank, y una disminución de **2,36 k** toneladas de CO2 al año en el escenario optimista, lo cual para el medio ambiente es una gran apuesta y una retribución elevada de los grandes beneficios que estos nos ofrecen.

Análisis de reducción de emisiones CO2 - Equipos ORC marca Rank			
Reducción CO2 Pesimista (kg/día) (miles)	Reducción CO2 Optimista (kg/día) (miles)	Reducción CO2 Pesimista (ton/año) (miles)	Reducción CO2 Optimista (ton/año) (miles)
0,37	0,75	0,14	0,27
0,39	0,87	0,14	0,32
0,79	1,58	0,29	0,58
0,82	1,64	0,30	0,60
0,74	1,49	0,27	0,54
3,1	6,3	1,14	2,31

Tabla 22 Análisis de reducción de emisiones CO2 marca Rank

Análisis de reducción de emisiones CO2 - Equipos ORC marca ElectraTherm			
Reducción CO2 pesimista (kg/día) (miles)	Reducción CO2 pesimista (kg/día) (miles)	Reducción CO2 pesimista (ton/año) (miles)	Reducción CO2 pesimista (ton/año) (miles)
0,89	1,21	0,32	0,44
0,99	1,35	0,36	0,49
1,20	1,70	0,44	0,62
1,06	1,28	0,39	0,47
0,73	0,91	0,27	0,33
4,86	6,45	1,77	2,36

Tabla 23 Análisis reducción emisiones CO2 marca ElectraTherm

Por requerimiento legal y además por la responsabilidad social y ambiental de las empresas, existen empresas obligadas a limitar las emisiones de CO2 emitidas a la atmosferas, empresas obligadas a descarbonizar sus actividades son empresas como siderúrgica, industria de la cerámica o la cementera,

sin embargo sus procesos no se pueden limitar simplemente para reducir las emisiones de CO₂, es por esto que acuden a la compra de créditos de emisiones de CO₂, estos mercados están regidos por la comisión Europea, la cual vigila la oferta y la demanda, de igual forma los precios, es así, como en el 2022 la revista “El Español”, en su emisión del 4 mayo, realizó un estudio y evidenció los precios de las emisiones de CO₂ encontrando que una tonelada estaba en 80 euros. Sin embargo, existen mercados de libre comercio, donde los precios de toneladas se pueden encontrar desde 2.85 euros y 14.24 euros para el 2022. Revista El Español, 2022, nicho que se puede explotar con el ahorro de la implementación de estos equipos.

Tomando como base la tabla 22, donde podemos observar las emisiones actualmente por los 5 pozos, las emisiones de CO₂ son alrededor de **126** toneladas de CO₂ diarias, lo cual representa, al año una cantidad de **57,02 k** toneladas de CO₂.

Emisiones Netas de CO ₂ Actual Vs. ORC Instalados (Ton/año) (miles)		
Actual	Rank	ElectraTherm
57,03	54,72	54,67

Tabla 24 Emisiones netas CO₂ Vs. Instalaciones con ORC Rank o ElectraTherm

Implementando el sistema presentando, podemos observar la reducción de CO₂ que se obtendría con por cada equipo, es así como pasaríamos de emitir 57,03 K toneladas de CO₂ a emitir 54,72 K CO₂ y 54,67 K CO₂ para Rank y ElectraTherm respectivamente.

6. Conclusiones

El uso de la energía geotérmica residual es una solución sostenible, debido al impacto en la reducción de costes operativos, reducción en la dependencia de combustibles fósiles, reducción de las emisiones de gases efecto invernadero, reducción en la huella de carbono e incremento de la generación de empleo de la mano de obra local, entre otras.

Mediante el Ciclo de Rankine se aplicará el aprovechamiento de la temperatura de los fluidos de baja, media temperatura para calentar y evaporar un fluido de trabajo en un intercambiador de calor que mueve una turbina, y esta impulsa un generador eléctrico para producir electricidad.

De acuerdo con los datos tomados de los 5 pozos ubicados en la superficie de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, se consideraron los volúmenes de producción diaria y temperatura en superficie para analizar su potencial por descentralizado y centralizado, de los cual se determinó que la temperatura de los fluidos en la superficie es de 110 °C por separado y en la central de producción, es decir, el fluido conjunto es de 100 °C, concluyendo que la solución descentralizada es la favorable para ambos fabricantes, ya que se obtiene mejores valores de aprovechamiento energético desde un 4% hasta 6%, y para la opción centralizada se llegan alrededor del 3,3% en los escenarios más optimistas.

De acuerdo al análisis realizado se determinó que los equipos ORC (Ciclo de Rankine Orgánico) de Rank y ElectraTherm son los más compatibles con las condiciones del campo de estudio, además con fundamento a los datos de partida como temperatura y caudal de producción de un campo petrolero (BFPD) para cada pozo, se establece que con Rank se deben emplear dos (2) Equipos modelo LT2 y tres (3) Equipos modelo LT3; y para el caso de ElectraTherm 5 equipos modelo 6500B. Ambos fabricantes

utilizan R245fa como fluido de trabajo el cual tiene baja toxicidad, pero alta inflamabilidad (ASME,2017) pero también alcanza altas potencias en comparación con otros fluidos.

Mediante el análisis de estimación de consumos de combustible y emisiones de CO₂, actualmente hay un gasto elevado, el valor de diésel por galón de COP \$9.065 varía dependiendo el acceso a las zonas donde se desarrolla cada pozo, como consecuencia tenemos un impacto ambiental considerable, lo cual genera una huella de carbono y emisiones de gases de efecto invernadero altas durante todo el año.

En base a los cálculos realizados el ahorro de combustible de llegarse a implementar esta solución sería de aproximadamente **395,25 kUSD** al año para Rank y **403.2 kUSD** al año para ElectraTherm en los escenarios más optimistas, y adicional tendríamos una reducción de las emisiones de CO₂ de **2.31 miles ton/año** para Rank y **2.36 miles ton/año** para Electratherm; ambos resultados nos demuestran lo beneficioso que sería la implementación de estos equipos en campo, siendo **ElectraTherm** el fabricante con mejores resultados. (Ver tablas 14,17,22,23)

De acuerdo con el análisis económico realizado observamos que **Rank** en el escenario pesimista arroja que la inversión económica no es viable, dado un valor de VAN negativo del **-91.36 kUSD** esto al compararse con los resultados obtenidos para **ElectraTherm** se observa que el valor del VAN es positivo/ rentable para ambos escenarios tanto optimista como pesimista, dando valores de **543.59 kUSD** y **137.43 kUSD** respectivamente.

Por otra parte, analizando el TIR se observa que Rank en el escenario pesimista tiene valores inferiores a ElectraTherm con una diferencia del 48% y para el escenario más optimista Rank tiene un valor mejor que para Electratherm con una diferencia del 10%. Sin embargo, es importante considerar que el Payback en ambos escenarios es mucho mejor para **Electratherm** con un promedio de 2.8 años (Ver Tabla 21).

Teniendo en cuenta lo antes mencionado y los resultados obtenidos, se recomienda el uso de **ElectraTherm** como la mejor opción debido a que presentan un ahorro mayor de combustible con reducciones de emisiones de CO₂ positivas, además financieramente ambos de los escenarios tanto optimista como pesimista son rentables.

Con estos equipos seleccionados los valores de potencia por pozo estos van desde **35 kWe** hasta **81.7 kWe**, con eficiencias entre **1.56%** hasta **6.22%**, para un total de cinco (5) equipos modelo 6500B de ElectraTherm. (Ver Tabla 11).

7. Recomendaciones para seguir la investigación a futuro.

En esta sección se presentarán los puntos más relevantes a considerar para el desarrollo e implementación de este estudio a futuro:

1. **Composición del agua:** la composición de los fluidos extraídos en geotermia presenta altas cantidades de mercurio, silicio y metales sulfurados, lo cual puede ocasionar incrustaciones en tuberías y en los intercambiadores de calor. Por lo tanto, es necesario realizar análisis y estudios de agua previos para conocer su composición y a que tratamiento podría someterse.

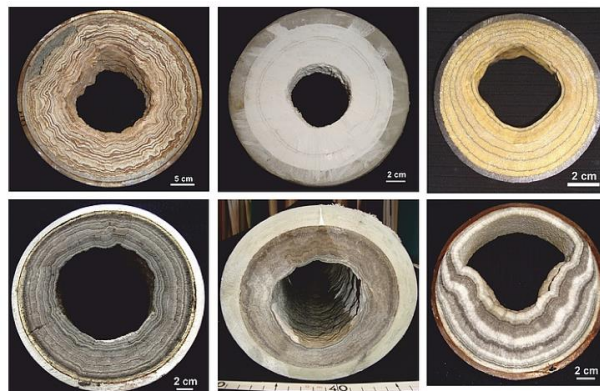


Ilustración 10 Incrustaciones en instalaciones geotermiales en Hungría. Fuente (Keller, 2016)

2. **Tiempo de concesión o vida del pozo:** es importante conocer el tiempo de vida útil de un pozo petrolero en Colombia, ya que este puede variar dependiendo de varios factores, como la producción de petróleo y gas, la calidad del yacimiento, la inversión en mantenimiento y la eficiencia de la operación. El tiempo de vida útil promedio de los pozos petroleros en Colombia puede llegar hasta 25-30 años. Sin embargo, se menciona que la vida útil de las reservas probadas de petróleo en Colombia se mantuvo estable en 6,3 años en 2020 (ACP, 2023). Además, se debe tener en cuenta que la vida útil de un pozo petrolero puede ser prolongada mediante el uso de tecnología y técnicas avanzadas de extracción, así como un buen mantenimiento y gestión del yacimiento. Adicional, la vida útil de un pozo también puede estar influenciada por decisiones económicas y regulatorias, como la concesión de licencias de explotación petrolera.
3. **Cambio del objetivo del pozo después de terminar vida útil como pozo de petróleo:** Un pozo de petróleo es taponado y abandonado después de cumplir su vida útil ya sea por desgaste mecánico, corrosión o por muy baja producción de hidrocarburo que hace inviable la operación y mantenimiento. Un proyecto de aprovechamiento geotérmico de baja entalpia podría extender el uso activo del pozo, cambiando su objeto de productor de petróleo a productor de energía, en campos donde la temperatura y caudal representen un balance económico positivo que compense la energía consumida con la energía producida.
4. **Implementación de uso de simuladores:** con la finalidad de obtener valores de energía más precisos y garantizar estimaciones de CAPEX para su futura implementación, se hace necesario contar con el soporte e implementación de simuladores por cada fabricante, en base a los datos de partida o entrada que se disponen por pozo o en campo.

5. **Monitoreo y mantenimiento del sistema:** Una vez implementado el sistema ORC, es fundamental llevar a cabo un monitoreo constante y un mantenimiento regular. Esto permitirá garantizar un rendimiento óptimo del sistema, identificar cualquier problema o anomalía, y realizar las acciones correctivas necesarias. Además, el monitoreo continuo puede ser útil para recopilar datos y realizar mejoras en la eficiencia y operatividad del sistema.
6. **Evaluación financiera y económica:** Realizar un análisis financiero y económico detallado es esencial para evaluar la viabilidad de la implementación de la tecnología ORC. Esto implica calcular los costos de inversión, el retorno de la inversión, los beneficios fiscales, los ahorros en energía y la posible venta de energía excedente. Un estudio financiero adecuado puede respaldar la toma de decisiones y atraer inversores para el proyecto.
7. **Cumplimiento de normativas y regulaciones:** Es importante asegurarse de cumplir con todas las normativas y regulaciones relacionadas con la implementación de la tecnología ORC en pozos petroleros. Esto incluye cumplir con los estándares de seguridad y medioambientales, obtener los permisos y licencias correspondientes, y cumplir con los requisitos legales y técnicos establecidos por las autoridades competentes.

Bibliografía

- ACP. (2023). *Asociación colombiana de petróleo y gas*. Obtenido de <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero>
- Administration, U. E. (s.f.). *eia*. Recuperado el Septiembre de 2023, de <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=R>
- Ageocol. (2023). Obtenido de <https://www.ageocol.org/explora-geotermia>
- ANH. (2019). *Agencia Nacional de Hidrocarburos*. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/es/la-anh/misi%C3%B3n-y-visi%C3%B3n/#:~:text=La%20ANH%20es%20la%20autoridad,y%20las%20empresas%20del%20sector.>
- ASME. (2017). *USE OF SUPERCRITICAL CO2 HEATED WITH GEOTHERMAL ENERGY FOR POWER PRODUCTION THROUGH DIRECT EXPANSION AND HEAT SUPPLY TO AN ORC CYCLE*. Tampa.
- Climatic, O. C. (2011). *Oficina Catalana del Canvi Climatic*. Obtenido de <https://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST234ZI97531&id=97531>
- Ecopetrol. (2023). *Ecopetrol*. Obtenido de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/edf-colombia-y-refocosta-construiran-planta-de-biomasa>
- ElectraTherm. (s.f.). *ElectraTherm*. Obtenido de <https://electratherm.com/first-orc-gas-compression-application/>

Enel. (Septiembre de 2023). *Enel*. Obtenido de <https://www.enel.com.co/es/prensa/news/d202309-inicio-ikotia-parque-solar.html>

Energy. (s.f.). *Energy*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/geothermal/wells-opportunity#:~:text=Co%2Dproduction%20creates%20geothermal%20energy,or%20stored%20for%20later%20use>.

Juda, S. (2023). *XIAMEN JUDA CHEMICAL & EQUIPMENT CO*. Obtenido de <http://www.fluorinechemicals.com/news/what-is-r245fa-pentafluoropropane-or-refrigera-36859263.html>

Keller, U. (2016). *TU Graz University of Technology*. Obtenido de <https://www.tugraz.at/en/tugraz/services/news-stories/tu-graz-news/singleview/article/witnesses-to-history-under-geochemical-scrutiny>

Legis. (s.f.). *Legis*. Obtenido de <https://blog.legis.com.co/juridico/ley-energias-renovables-colombia>

Lopez Suarez, A. (21 de Julio de 2022). *el COLOMBIANO*. Obtenido de el COLOMBIANO: <https://www.elcolombiano.com/negocios/las-cuatro-petroleras-que-apuestan-por-las-energias-renovables-KK18121803>

Manufacturing, C. (Julio de 2014). *Canadian Manufacturing*. Obtenido de <https://www.canadianmanufacturing.com/operations/waste-heat-generators-installed-conocophillips-sit-alberta-139270/>

Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

Pública, F. (Mayo de 2014). *Función Pública*. Obtenido de Función Pública:

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

RANK. (2019). *RANK*. Recuperado el Septiembre de 2023, de <https://www.rank->

[orc.com/es/2019/06/21/tecnologia-rank-como-funciona-un-orc/](https://www.rank-orc.com/es/2019/06/21/tecnologia-rank-como-funciona-un-orc/)

Santoyo, E., & Barragan-Reyes, R. M. (2010). *Revista Ciencia*. Obtenido de

https://www.revistaciencia.amc.edu.mx/images/revista/61_2/PDF/EnergiaGeotermica.pdf

Schlumberger. (s.f.). *Schlumberger*. Obtenido de <https://glossary.slb.com/es/terms/s/separator>

SITEC. (2021). *SITEC*. Obtenido de <https://siteccarmen.com/petroleo-origen-componentes/>

SLB. (2023). *SLB*. Obtenido de https://glossary.slb.com/es/terms/a/artificial_lift

Vargas, D. (2020). *GEOTERMIA DE BAJA ENTALPÍA A PARTIR DE AGUAS ASOCIADA A LA DE PRODUCCIÓN CRUDO*. Colombia.