



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Dualidad Energética: La fusión del
petróleo y la geotermia a través de la
coproducción**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Irvin Adan Diaz Salinas

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Luis Guillermo Ucha Gómez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

Resumen

El objetivo de esta investigación es desarrollar un modelo integral que facilite la comprensión de las industrias geotérmica y petrolera de manera individual. Se abordarán temas que presentan similitudes entre ambas, así como los aspectos fundamentales necesarios para entender cada uno de estos recursos energéticos. La intención es crear un puente conceptual que favorezca una dualidad entre las industrias geotérmica y petrolera, promoviendo un entendimiento más profundo de sus interrelaciones y potenciales colaboraciones. De esta manera, se busca no solo contribuir al conocimiento académico, sino también ofrecer un marco de referencia que pueda ser útil para la formulación de políticas y estrategias que optimicen el aprovechamiento de estos recursos en el contexto actual de la energía

Esta dualidad se espera sea entendida a través del estudio de dos técnicas principales: la reutilización de pozos petroleros y la coproducción a partir del calor residual de la extracción de hidrocarburos para la producción de energía geotérmica. El estudio de estas técnicas, tiene como intención evaluar la viabilidad técnica, económica y sustentable, así como sus implicaciones posibles. La meta es promover la integración efectiva de la geotermia en el sector energético global, tratando la incorporación de energías renovables no como una transición, sino como una integración energética.

Para alcanzar este objetivo, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de la literatura sobre la industria geotérmica, sobre la industria petrolera y sobre la integración de ambas a través de las técnicas previamente mencionadas. Donde se evaluó la posibilidad de emplear pozos petroleros activos para la coproducción de hidrocarburo y para la producción de energía geotérmica simultáneamente, además del uso de pozos petroleros en su última etapa de producción o en sus etapas iniciales de abandono para ser reutilizados por la industria geotérmica como productores de geotermia. Además se visualizaron documentales y contenido gráfico para una mayor comprensión del tema.

A través de la recopilación de información, se llevó a cabo un análisis detallado de estudios de caso, tanto históricos como contemporáneos, que ilustran la práctica de las

técnicas previamente mencionadas. Se evaluaron exhaustivamente los datos técnicos relacionados con la eficiencia de la coproducción y la reutilización, centrándose en sus beneficios y limitaciones. Además, se examinaron diversas estrategias de implementación de esta técnica, considerando factores clave como el contexto geológico, económico y ambiental.

Los resultados indican que la reutilización de pozos y específicamente la coproducción son una alternativa viable y efectiva para la obtención de recursos económicos tanto en la industria petrolera como en la industria geotérmica, además de su viabilidad en el aspecto técnico y por último, este estudio y la aplicación de las técnicas podría permitir una amplia divulgación para el uso de la geotermia a nivel global, y un cambio sobre la percepción de la industria petrolera ante la sociedad. Pues se identificaron casos de éxito en los que estas prácticas han sido implementadas con resultados positivos.

La investigación concluye que tanto la reutilización como la coproducción de energía geotérmica representa una estrategia prometedora para mejorar la sostenibilidad de la industria petrolera donde también la geotermia sale beneficiada, sin embargo aún quedan aspectos por investigar y profundizar por lo que se sugiere continuar con estudios más detallados para optimizar el proceso y evaluar su aplicabilidad a gran escala.

Abstract

At present, we are facing a critical global environmental situation due to various factors. However, there is significant conflict against the oil sector for various supposed reasons.

Therefore, it is imperative to find ways for the oil industry to contribute to the care of the planet and reduce the generation of greenhouse gasses to the maximum extent possible. There are various strategies in areas external to the industry to address the problem, or at least to stabilize it and prevent it from worsening. However, let us focus on what the oil industry can do to promote the sustainable use of the planet.

For the exploitation of oil reservoirs, it is necessary to create a channel that connects the surface with the underground reservoirs. This process is carried out by drilling wells. The extracted oil generally emerges at temperatures higher than ambient temperature, which is relevant because there is a form of renewable energy called geothermal energy that uses the heat from within the Earth to produce electricity. Therefore, the geothermal industry also essentially uses the same methodology to exploit these resources. Is it possible to relate both industries?

The interesting thing is that there are indeed possibilities to relate both industries in various ways. However, the main focus of this research is on the topic called coproduction, which consists of harnessing the high temperatures and fluid volumes generated during hydrocarbon extraction to produce electrical energy using equipment installed on the surface. In other words, it involves exploiting geothermal energy by using the fluid extracted from oil wells as geothermal fluid.

To address the topic of coproduction, the structure of the following text will be as follows: It will begin with an explanation of geothermal energy, its operation, exploitation, and the necessary data for its understanding. Subsequently, the topic of the oil industry will be discussed in general terms to establish the relationship between both industries and explore the possibility of integrating them. Finally, the coproduction of hydrocarbons and geothermal energy will be discussed, with the aim of determining whether it is feasible to generate geothermal energy through the oil industry.

Agradecimientos

Este texto es mucho más que el simple resultado de una investigación; es el reflejo de una vida llena de aprendizajes, sueños y momentos que han quedado impregnados en mi corazón. Cada palabra que aquí escribo lleva consigo no solo el peso del conocimiento adquirido, sino también el eco de las risas compartidas, las lágrimas vertidas, y las emociones que me han acompañado durante este largo camino. Este texto es, en esencia, un pedacito de mi alma, un testimonio de lo que significa crecer, aprender y evolucionar.

Al mirar hacia atrás, no puedo evitar sentir una profunda gratitud por todo lo que me ha traído hasta aquí. Cada obstáculo, cada triunfo, cada momento de frustración, cada momento de duda, y de certeza ha sido parte de una travesía que, aunque llena de retos, ha estado colmada de amor y apoyo. Como Goku, y todos sus enemigos o aliados que fue teniendo a lo largo de su camino, esos que lo llevaron a ser el guerrero inquebrantable que todos conocemos.

Estoy muy agradecido por todo, sin esos momentos, sin esas personas que el destino puso en mi vida, no estaría aquí, celebrando la culminación de esta etapa tan significativa. No hablo solo de objetos materiales o situaciones pasajeras; hablo de las almas que se cruzaron en mi camino, de aquellos que estaban destinados a estar en mi vida, quienes, con su presencia y sus acciones, han dejado una huella imborrable en mi corazón. Es en el recuerdo de sus sonrisas, llantos, enojos y en las memorias compartidas donde encuentro la verdadera esencia de mi viaje, sabiendo que cada uno de ellos ha contribuido a esculpir la persona que soy hoy.

Este logro no es únicamente mío; es un tributo a aquellos que han estado a mi lado y me han sostenido en los momentos en que creí que no podría seguir adelante, aquellos que con algún acto o hecho han sido capaces de recordarme lo bella que es la vida. A ellos, a quienes yo les digo "los míos", quiero dedicarles cada palabra de este texto. Mi familia, mi refugio, mi raíz, ellos que me han enseñado que la vida, aunque a veces dura, siempre es más llevadera cuando se camina unidos y con amor. Recuerdo cada abrazo,

cada consejo, cada mirada de aliento que me dieron cuando más lo necesitaba. Gracias a ustedes:

Adán, Jorgito, Lila, Ofelia, Lalito, Jessy, Gio, Darío, Lore, Juanita, Lupe, Geshi, Benja, Beto, Miguel, Fer, Mauricio, Javier, Kevin, Naima, Ale, Celia, Irma, Luis y a todos aquellos que faltan, aquellos que por una u otra cosa se han sumado a mi familia aunque sea de forma breve, gracias de corazón, por estar ahí, por nunca dejarme caer, por ser mi hogar, y divertirse a mi lado. Somos un bonito legado, un recuerdo viviente de lo que han sido nuestros antecesores. Orgulloso de compartir las mismas raíces con todos ustedes.

Y dentro de estas personas con las mismas raíces que las mías, se encuentra el corazón mismo de mi universo, mis padres. Los que han sido, son y serán mi faro, mi guía, mi inspiración, mis pies a tierra, los que me han enseñado que significa vivir con integridad, valentía, valor y amor. Mamá, papá, ustedes son el motor de mi vida. Gracias por cada sacrificio, por cada gota de sudor y esfuerzo, por cada noche de desvelo pensando en mi bienestar, por cada lágrima escondida que solo ustedes sabrán y habrán sentido, sin ustedes específicamente nada de esto hubiese sido posible, sin ustedes no estaría aquí escribiendo esto, dejando un legado en la historia de México, sin ustedes no sería nada de lo que soy ahora, fui bendecido desde el momento que me tocó tenerlos como madre y padre, les agradezco a la vida misma también por permitirme vivir con ustedes aquí y ahora, por permitirnos encontrarnos en esta infinidad de momentos y lugares en la que nos encontramos, nunca me cansaré de expresarles, demostrarles y decirles que los amo con demasiada.

Mamá July Salinas, tú que me enseñaste muchas cosas donde una de ellas es luchar con todas mis fuerzas, que me mostraste que no hay batalla que no valga la pena pelear, tú que me has acompañado en cada momento de mi vida, tú que eres mi mejor amiga, mi confidente, mi motivo por el cual salgo adelante, mi motivo para derrumbar cada obstáculo que se me atraviesa. Te agradezco de corazón, gracias por entregarme tanto sin esperar nada a cambio, por amarme con esa intensidad y por darme todo para que nunca me faltase nada, eres mi idola, como tú puedo apostar que no ha existido ni

existirá nadie, eres unica y te mereces lo mejor del mundo, te lo deseo y espero poder dartelo en un futuro no muy lejano. Gracias por todo, por preocuparte a mi lado, por estar a mi lado siempre, gracias mamita hermosa, gracias simplemente por existir, por elegirme a mi y nuevamente muchas, muchas gracias por amarme.

Papá Adán Diaz, tú que me has guiado en mi camino, que me has dado las bases necesarias para ser un hombre, que me has dado la fuerza y la libertad para encontrar mi propio destino. Tú que me has sustentado a lo largo de mi vida, que me has permitido vivir teniendolo todo, sin desear nada, que me has dado tanta libertad y tu apoyo entero, tú que me has dado todo sin esperar nada a cambio, que me has enseñado tanto, que me has permitido saber que es una familia, que me has forzado a crecer, que has derramado sudor por mantener todo esto en juego. Te agradezco mucho, te amo demasiado y te admiro, sin ti, al igual que mi madre, no estaría donde estoy ahora. Muchas gracias por todo, gracias por amarme.

Podría escribir un libro entero agradeciendo todo, y aun así no hay palabras suficientes para expresar lo que siento, pero desde lo más profundo de mi ser, les digo: los amo con todo mi corazón, gracias por todo, muchas gracias por darme todo, hasta lo que nunca imagine, esto también es por y para ustedes. No duden que cada paso que doy en la vida, viene acompañado de todas sus enseñanzas, de cada regaño, de cada felicitación, de cada aventura a su lado. Gracias por creer en mí y apoyarme siempre. Estoy orgulloso de ustedes y muy agradecido con la vida por darme a un papá y una mamita tan increíbles como lo son, fueron y serán. Siempre serán lo mejor de mi vida. Nada se compara con tenerlos a ustedes.

Claramente, entre las personas importantes de mi vida, no puedo olvidar a una personita que cambió mi vida para siempre; aquella que cambió todo desde el instante en que se cruzó en mi camino, quien llegó a iluminar mis días grises y llenarlos de color. Tanis, mi princesa, te agradezco por ser esa chispa de luz en mi existencia, por revelarme que el amor verdadero no solo existe, sino que también tiene el poder de hacer que lo imposible suceda y que cualquier obstáculo se vuelva insignificante. Me enseñaste que cualquier meta, deseo o sueño es posible. Contigo aprendí a ver el mundo de manera diferente,

con una nueva perspectiva, aprendí a valorar los delicados momentos de dicha, a amar sin condiciones, a luchar por mis sueños y a enfrentar mis temores, tal como tu nombre lo indica, con valentía mi Valentina hermosa. Gracias por estar incondicionalmente siempre a mi lado, por inspirarme, apoyarme, exigirme, enseñarme con el ejemplo y por ofrecerme mucho más de lo que jamás pude haber soñado. La magia siempre sobra cuando me acompaña tu presencia. Te amo y te amare estés o no a mi lado, pues ya eres parte de mi alma.

Es importante, y espero leerlo en un futuro. Me agradezco enormemente a mi mismo. Porque aunque hubo momentos en que todo parecía perdido, me mantuve firme. Gracias por luchar, por seguir adelante cuando todo parecía imposible. Gracias por creer en tus sueños, por no rendirte, por ser valiente, por seguir caminando y por atacar hasta el último aliento. Eres importante pues, siempre has tenido grandes maestros a tu alrededor que te han dotado de muchas herramientas pero como dice el dicho: “Un verdadero guerrero no sólo empuña la espada, sino que domina el arte de su uso con un cúmulo de diversos factores, entre ellos la valentía y la decisión.” pues sin practicarlo y demostrarlo en el campo de batalla no servirán de nada dichas herramientas. Gracias por no parar aun después de cumplir el propósito y muchas más gracias por permitirte fallar, por atreverte a pesar de tener todo en contra, por darte cuenta que no por fallar se iba a acabar el mundo, gracias por permitirte divertirte y disfrutar cada momento como si fuese el último, por todos los bonitos aprendizajes, por a base de golpes aprender que es mil veces mejor hacerlo y perder que quedarte con la intriga de que hubiese pasado, de si hubieras sido capaz de realizar dicha hazaña. No ha sido fácil, y no lo será, quizás es imposible regresar al pasado y arreglar cosas que ahora serían sencillas de arreglar, pero espero sigas disfrutando el camino y que nunca te rindas, que cada vez evoluciones más, más, y más. Que en cada avance te acuerdes de ese enemigo que te hizo la vida imposible, de ese monstruo en tu cabeza que no te permitía avanzar y que lo llesves contigo para que se convierta en tu aliado y vengzan juntos a nuevos enemigos, espero y deseo que la calidad de tus desafíos aumenten. Nunca lo olvides, te amo, gracias por creer en ti, tu sabes de lo que eres capaz; es lo que más importa: lo qué piensas tú de ti, de tu trabajo y de tus acciones....

Gracias a mi cuerpo, a la vida, al destino, al universo, a Dios, por permitirme estar aquí, en este instante, en estas condiciones. Ha sido un viaje largo y lleno de altibajos, pero también ha sido hermoso, y sé que lo seguirá siendo.

Mi querida Universidad Nacional Autónoma de México, no podría terminar sin agradecerte. Me diste un lugar para crecer, para aprender, para fallar, para perder, para ganar y para conocerme a mí mismo, para conocer personas maravillosas que dejaron, dejan y dejarán una huella indeleble en mi vida. Aunque hubo días difíciles en mi vida fuera de tus entrañas, siempre encontré en tus aulas un refugio, un lugar donde todo parecía posible. Gracias por prepararme para enfrentar al mundo, por enseñarme que los pumas y los mexicanos estamos hechos de una fibra irrompible, gracias por dotarme de las herramientas necesarias para enfrentar mis batallas con otros, buscando siempre dejar en alto el goya que resplandece en mi interior. Y gracias a todos mis compañeros que han hecho más amena mi vida académica, que también me han enseñado mucho y que han crecido a mi lado, los amo. Gracias.

A mis profesores, quienes expandieron mis horizontes y moldearon mi pensamiento, gracias. Ustedes me enseñaron que el esfuerzo, la dedicación y el amor por lo que hacemos son las verdaderas claves del éxito. Gracias a toda mi mesa sinodal que participó en este proceso, por su apoyo, por regalarme su tiempo, su atención su amabilidad y sus conocimientos, todas esas muestras de cariño. Gracias maestro Ucha y maestra Berenice, me brindaron su apoyo durante la última etapa de este bonito momento. Cómo le mencioné a cada uno, han sido una parte importante durante mi estancia universitaria. Sin ustedes no sería posible esto.

Despedirse siempre es difícil, y este adiós lleva consigo un nudo en la garganta, pero también la esperanza de lo que está por venir. Hoy cierro un capítulo, pero sé que el siguiente estará lleno de nuevos aprendizajes, amor y felicidad. Me despido nostálgicamente de cada baile, cada risa, cada chela, cada balón pateado, cada gota de tinta escrita, cada risa compartida con gente desconocida o conocida, cada emoción emitida en el camino, con eso y mucha más nostalgia, digo adiós, a dios gracias, porque

me voy con la certeza de que, aunque este camino mágico termine, se aproxima un camino aún más maravilloso.

Índice

Introducción.....	12
Geotermin.....	15
Origen del calor geotérmico.....	17
Yacimiento geotérmico.....	20
Tipos de yacimientos geotérmicos.....	23
Según la temperatura.....	24
Según fluido presente y características hidrotermales.....	26
Yacimientos geotérmicos especiales.....	27
Sistema geotérmico.....	29
Clasificación de sistemas geotérmicos.....	33
Campo geotérmico.....	35
Clasificación de reservas de recursos geotérmicos.....	36
Fluido geotérmico.....	38
Usos de la geotermin.....	41
Uso directo.....	44
Sistemas de uso directo.....	45
Sistemas de bucle cerrado (Closed Loop System).....	45
Sistemas de bucle abierto (Open Loop System).....	46
Uso indirecto (Generación de energía eléctrica).....	46
Plantas para producción de energía eléctrica a través de la geotermin.....	48
Plantas de vapor seco.....	50
Plantas de vapor flash.....	52
Plantas de simple o doble destilación.....	54
Plantas de ciclo binario.....	54
Tipos de fluidos de trabajo para ciclo binario.....	61
Ciclo binario de isobutano.....	61
Ciclo binario de pentano.....	62
Ciclo binario de tolueno o xileno.....	62
Ciclo binario de aire.....	63
Ciclo binario de amoníaco-agua (Kalina Cycle).....	63
Ciclo binario de siloxanos.....	63
Ciclo binario de refrigerantes (Ejemplo: R245fa).....	64
Unidades de Generación en Cabeza de Pozo (Wellhead Generation Units).....	64
Refrigeración para ciclo binario.....	66
Pozos geotérmicos.....	81
Exploración.....	96
Producción.....	97
Pozos de inyección.....	98

Composición de los fluidos.....	99
Estimulación de pozos geotérmicos.....	102
Pérdidas de energía durante la extracción.....	104
Mitigación de pérdidas de calor.....	105
Ingeniería Petrolera.....	106
Yacimiento petrolero.....	107
Tipos de yacimientos petroleros.....	107
Sistema petrolero.....	116
Campo petrolero.....	119
Yacimientos no convencionales.....	120
Perforación no convencional.....	121
Yacimientos de alta presión.....	126
Propiedades térmicas de los yacimientos petroleros.....	129
Transferencia de calor.....	132
Temperatura de fluidos de producción (aceite, gas, agua).....	139
Sinergias entre la industria petrolera y la industria geotérmica.....	140
Reutilización de pozo petrolero para uso geotérmico.....	141
Conversión a pozo de extracción.....	142
Conversión a pozo de intercambio geotérmico.....	158
Beneficios de la reutilización.....	161
Coproducción petróleo - geotermia (Geotermia de doble uso o producción mixta).....	163
Definición.....	164
Historia de la coproducción.....	164
Importancia.....	165
Fundamentos técnicos.....	166
Desafíos técnicos.....	178
Casos reales.....	178
Consideraciones económicas de la coproducción.....	180
Análisis y resultados.....	186
Conclusión.....	188
Referencias bibliográficas.....	192
Referencias de videos.....	193
Referencias electrónicas.....	193

Introducción

En la actualidad, la situación ambiental en el contexto global, ha estado sumamente afectada debido principalmente a la producción de gases de efecto invernadero, causando cambios climáticos, problemas en la biodiversidad y daños a la biosfera, por ende es importante buscar transformar la vida humana junto a sus actividades para cuidar al planeta y los organismos vivientes que lo habitan. Estos gases, se originan a partir de la industria petrolera, no directamente por actividades asociadas con la extracción o perforación, pero sí asociadas al procesamiento de petróleo y su uso posterior. Por lo que la sociedad atribuye totalmente a la industria petrolera como la principal culpable de estas situaciones globales.

Para extraer el petróleo situado en las formaciones rocosas subterráneas, la industria debe establecer un conducto que conecte la superficie con el yacimiento. Este proceso se lleva a cabo mediante la perforación de pozos, que permiten acceder al hidrocarburo atrapado en las profundidades de la Tierra.

¿Cuál es la razón de la mención de esto? El hidrocarburo extraído habitualmente emerge a temperaturas superiores a la temperatura ambiente. Esta observación es relevante porque existe una forma de energía renovable que podría apoyar a cambiar esa atribución realizada por la sociedad hacia la industria petrolera, esa forma de energía renovable es conocida como geotermia, la cual aprovecha el calor interno de la Tierra para generar electricidad. La pregunta resultante es: ¿será posible aprovechar el calor contenido en el hidrocarburo extraído para la producción de energía?

Esta posibilidad de aprovechamiento de energía es existente y se le denomina coproducción la cual utiliza las altas temperaturas junto con los altos volúmenes de agua producidos en la extracción de hidrocarburos para generar energía eléctrica por medio de equipos instalados en la superficie.

En este texto se busca investigar si es posible, si es ejecutable el proceso y si existe algún otro tipo de alternativa para aportar sustentabilidad al planeta por parte de la industria petrolera.

El desarrollo de la investigación inicia explicando la geotermia y lo necesario para su correcto entendimiento. Después se realizará el mismo proceso con la industria petrolera, todo esto para posteriormente relacionar ambas industrias y ver cómo se podría implementar una sinergia entre ambas. Para finalizar el contenido se enfocará en el tema de la coproducción de hidrocarburo y geotermia. Todo esto con el propósito de determinar si lo previamente discutido es factible y, en caso afirmativo, entender su funcionamiento.

El calor que emana del interior de la Tierra podría reemplazar un porcentaje de la energía producida actualmente por la combustión de gas, petróleo y carbón para la generación de electricidad, hay que tener presente que el calor de la Tierra es un recurso inagotable, cuya utilización no genera gases de efecto invernadero si se gestiona responsablemente. Sin embargo hay aún un obstáculo económico y un tanto técnico. Por lo general, el desarrollo de la geotermia se concentra en las anomalías de descarga de calor, pero además es posible alcanzar temperaturas favorables para su explotación usando solamente el gradiente geotérmico, aunque en algunas áreas para su extracción es necesario perforar profundamente la Tierra. El proceso de perforación representa el mayor costo económico en el desarrollo de la geotermia. Es un punto importante, pues los pozos petroleros suelen ser bastante profundos y permiten alcanzar grandes temperaturas relacionadas con el gradiente geotérmico terrestre. Con todo esto en mente, la pregunta adecuada a realizar es: ¿cómo se podría desarrollar la geotermia a partir de los pozos petroleros existentes? La resolución de esta pregunta ayudaría a impulsar el uso de energía geotérmica en todo el mundo, considerando el papel crucial que desempeña la industria petrolera en la dinámica global.

Para cumplir esta meta, es necesario conocer cómo se relacionan ambas industrias, y esta relación se puede obtener a partir de preguntas como las siguientes: ¿Será posible convertir un pozo de producción de petróleo en un pozo para producción geotérmica? ¿O es posible usar un pozo petrolero para producir energía geotérmica?

Afortunadamente estas proposiciones son posibilidades, a estas se les conoce como

reutilización de pozos petroleros y coproducción respectivamente, siendo esta última donde se producen hidrocarburos y energía geotérmica. En ambos casos, la reutilización de pozos existentes y la coproducción evitan el principal factor que obstaculiza el uso fácil de la geotermia, los altos costos de perforación para nuevos pozos. Superando esta limitación, no solo puede contribuir a la aceptación social de la industria petrolera, sino también a la aceptación de las instalaciones superficiales de la geotermia y a la promoción de su utilización.

Por lo tanto, se puede decir que el siguiente texto, tiene como objetivo general:

Desarrollar un modelo integral para el entendimiento de las industria geotérmica y la industria petrolera de forma individual. Con la intención de establecer un punto de conexión para conocer las formas de sinergia entre ambas industrias, buscando con ello la fusión a través de la reutilización de pozos petroleros existentes y de la coproducción geotermia con petróleo con el fin de potenciar la producción de energía geotérmica y la sostenibilidad de la industria petrolera, evaluando su viabilidad y las implicaciones tanto económicas como ambientales, para así promover la integración efectiva de la geotermia en el sector energético global. Con lo que también se busca que la implementación de las energías renovables en el sector energético se vea como una integración energética y no como una transición.

En el texto se busca abordar específicamente los siguientes objetivos:

- Analizar la viabilidad técnica de transformar pozos petroleros en pozos geotérmicos, considerando las condiciones operativas, la infraestructura existente y las adaptaciones necesarias para optimizar la producción de energía geotérmica a partir de pozos previamente destinados a la extracción de petróleo.
- Evaluar la posibilidad de emplear pozos petroleros activos para la coproducción de hidrocarburos con energía geotérmica, investigando las metodologías actuales,

proyectos históricos con sus resultados, así como los beneficios y desafíos asociados con la combinación.

- Conocer los beneficios económicos de la reutilización de pozos petroleros en comparación con la perforación de nuevos pozos geotérmicos, con el objetivo de determinar la viabilidad económica referencial de esta práctica y su impacto en la reducción de costos iniciales asociados a la energía geotérmica.
- Explorar el impacto ambiental y social de la integración de la geotermia a través de la reutilización de pozos petroleros, para evaluar cómo esta práctica podría influir en la aceptación pública de la geotermia y en la percepción general de la industria petrolera.

Geotermia

La geotermia, es la energía renovable que aprovecha la energía térmica natural existente en el interior de la Tierra. Esa energía térmica es debido a los procesos que llevaron a la formación de la tierra y también es debido a la desintegración de materiales radiactivos contenidos en su interior (Lund et al., 2010), en la figura 1 se puede ver representado un ejemplo de central geotérmica que aprovecha la energía térmica transformándola en energía eléctrica, esta se ubica en Islandia. El calor geotérmico se produce constantemente en el núcleo del planeta y se mueve hacia la superficie principalmente por medio de conducción y convección (Manga, 2001). En un enfoque más práctico, la geotermia es el estudio y utilización de la energía en forma de calor almacenada en el interior de la Tierra, cualquiera que sea su temperatura y profundidad (White & Foster, 2014).

Figura 1. Central geotérmica de Hellisheiði, Islandia.



Nota: Planta geotérmica Hellisheiði, con una capacidad de producción de 303 MW de electricidad y 400 MW de agua caliente. Tomada de Got2Globe.
<https://got2globe.com/es/editorial/geotermia-islandia-vulcanismo-hielo/>

El planeta tierra, en su capa más externa a la cual se le denomina corteza, tiene un gradiente de temperatura típicamente de 30 °C por kilómetro, pero puede ser tan alto como 150 °C por kilómetro en áreas geotérmicas más calientes por encima del valor promedio (Manga & Wang, 2015). Entonces podemos asumir razonablemente que la temperatura puede alcanzar 65 °C y 75 °C a una profundidad de 2,000 metros, entre 90 °C y 105 °C a 3,000 metros, y así sucesivamente por varios miles de metros adicionales. Sin embargo, como se mencionó previamente hay vastas áreas en las que el gradiente geotérmico está lejos del valor promedio, debido a diversos factores geológicos y geofísicos (Lund et al., 2010). El potencial técnico global del recurso es enorme y prácticamente inextinguible. Sin embargo, acceder a estos recursos, por el momento no es factible, esto debido a los excesivos gastos resultantes de la perforación para alcanzar las temperaturas necesarias para la producción de energía económicamente viable.

Los sistemas geotérmicos recuperables se suelen encontrar a profundidades de aproximadamente hasta 4 km o 5 km, e inclusive a profundidades más someras, en donde debido a factores naturales el gradiente geotérmico está por encima del promedio. Los sistemas geotérmicos actualmente aprovechables con gradientes altos y encontrados a profundidades someras suelen utilizarse exclusivamente para la generación de energía eléctrica mientras que las áreas con gradientes geotérmicos normales y bajos, comúnmente se aprovechan para usos de climatización en residencias así como para otros usos directos (White & Foster, 2014). Los usos directos son una forma de aprovechamiento que utiliza la temperatura constante del suelo terrestre para transferir calor de un lugar a otro y aprovecharla en forma de calefacción y refrigeración, pueden utilizarse casi en cualquier parte del mundo, pues para aprovechar las propiedades térmicas del suelo solo se requiere perforar a poca profundidad, o en su caso también es posible utilizar el calor de acuíferos termales. Sin embargo, como se mencionó, el gradiente geotérmico natural es importante para la cantidad de calor posible a obtener, más en sitios donde no hay factores naturales que alteran el gradiente geotérmico como cuerpos magmáticos que causan un ascenso de la temperatura por encima del promedio, por ende la pregunta de alto impacto a abordar es: ¿Habrá posibilidad de obtener más calor al aprovechar únicamente el gradiente geotérmico natural de la tierra e ir aún más profundo de lo que se hace con los sistemas geotérmicos comunes?

Origen del calor geotérmico

La Tierra es un cuerpo caliente inmerso en un espacio frío, en el cual la temperatura desciende a un ritmo de 130 °C cada 1.000 millones de años. Los volcanes, los sistemas hidrotermales que dan lugar a surgencias de agua a temperaturas elevadas, son las manifestaciones más evidentes del calor interno de la Tierra que pueden observarse en su superficie y que son evidencia de las posibles altas temperaturas que se pueden manejar en el interior de la misma.

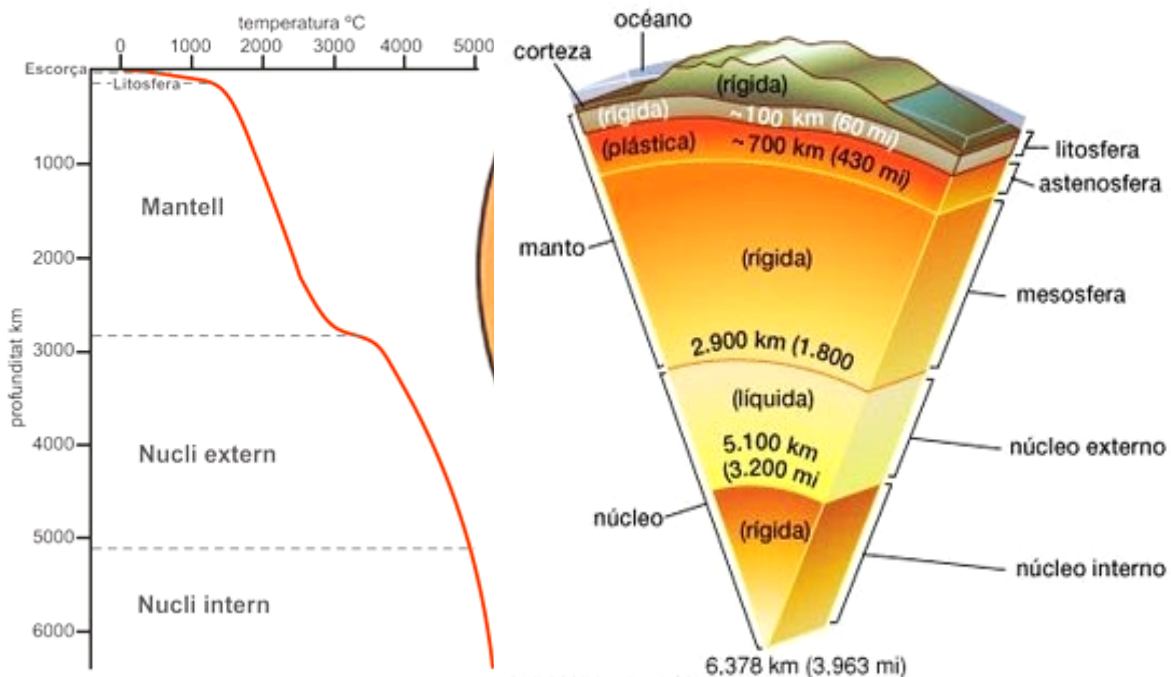
El origen del calor terrestre es la suma de procesos físicos y químicos que tienen lugar de forma diferenciada en el interior del planeta. Esos numerosos procesos existentes que generan calor en la Tierra se producen a diferentes profundidades, dando como resultado una variedad de temperaturas, como se ilustra en la Figura 2. Los procesos que se llevan a cabo en el interior del planeta y que llevan consigo la generación de energía en forma de calor, son descritos a continuación:

- **Calor latente de cristalización:** Ocurre en el límite existente entre núcleo interno que se halla en estado sólido y el núcleo externo que se halla en estado líquido. En el núcleo externo continuamente se dan reacciones de cristalización; estas reacciones son exotérmicas y por tanto desprenden calor, ese calor desprendido es a lo que se le denomina calor latente de cristalización (Albarede, 2009).
- **Gravitación:** La gravedad ejerce una fuerza de compresión hacia el centro del planeta, y en el proceso de contracción de la masa terrestre se genera calentamiento por fricción entre los componentes de la masa (Turcotte & Schubert, 2014).
- **Calor remanente de la formación del planeta:** Se trata del calor, aún presente, producto de las colisiones entre los residuos estelares del disco protoplanetario que dio origen a la Tierra, estos residuos están compuestos por pequeñas partículas de polvo, rocas y hielo que no se aglutinaron para formar planetas durante la etapa inicial del sistema solar. Es importante señalar que un disco protoplanetario es un disco de gas y polvo, donde tienen lugar los procesos de formación planetaria que dan origen a los sistemas solares, como el nuestro (Hartmann, 2006).
- **Calor cinético o de rozamiento:** Ocurre por la interacción entre el núcleo externo y el manto terrestre. Es la energía en forma de calor que se libera como consecuencia del rozamiento producido por la distinta respuesta del núcleo externo y el manto ante los campos de fuerza de la Luna y el Sol (fuerzas de marea) (Manga & Wang, 2015).
- **Reacciones físico químicas exotérmicas:** Ocurre en el manto terrestre. Las elevadas presiones y la alta temperatura provocan que los minerales sean

inestables y se produzcan cambios de fases continuos, que a su vez generan energía en forma de calor (Miller, 2015).

- **Descomposición radiogénica de isótopos:** *Ocurre en la corteza y manto.* Las rocas que forman la litosfera (compuesta por la corteza y la parte superior del manto), son ricas en minerales que contienen elementos radioactivos como los isótopos ^{235}U , ^{238}U , ^{232}Th y ^{40}K . Las reacciones de descomposición de estos isótopos son exotérmicas. La descomposición radiogénica de isótopos es el proceso que aporta más calor a la superficie de la Tierra. Hay que tener presente que la temperatura de la Tierra aumenta hacia el interior desde una media global en superficie de $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta más de $5000\text{ }^{\circ}\text{C}$ en el núcleo interno (Stacey & Davis, 2008).

Figura 2. Estructura interna de la Tierra con gráfica de Profundidad (km) vs Temperatura ($^{\circ}\text{C}$).



Nota: Capas en función de la composición de la tierra. Composición y estructura de la Tierra. Merriam Webster. *biologiaygeologia4eso*

<https://biologiaygeologia4eso.wordpress.com/2012/06/02/composicion-y-estructura-de-la-tierra-2/>

Una forma de saber de cuánta energía se dispone, es a través del flujo de calor de la Tierra. El flujo de calor de la Tierra en la superficie es la cantidad de calor que se libera al

espacio desde el interior de la misma a través de un área unitaria en una unidad de tiempo siendo este el producto del gradiente geotérmico y la conductividad térmica de las rocas. Se mide en miliwatts por metro cuadrado (mWm^2). A través del flujo de calor de la Tierra se puede estimar que el flujo de calor total en la superficie del planeta es de 47 ± 2 TW (Davies & Davies, 2010), y la capacidad total instalada en la Tierra en 2019 fue de 6.7 TW.

Por lo tanto, la energía térmica de la Tierra es inmensa, pero solo una fracción puede ser utilizada por el hombre, debido a que no se cuenta todavía con la tecnología adecuada (Lund, et al., 2010). Hasta ahora, la utilización de esta energía se ha limitado a áreas en las cuales las condiciones geológicas permiten un portador (agua en fase líquida o vapor) para "transferir" el calor desde zonas profundas calientes hacia la superficie o cerca de ella, dando así origen a los recursos geotérmicos aprovechables en la actualidad; sin embargo, ya se han realizado avances para la explotación de sistemas geotérmicos de baja permeabilidad (Jones et al., 2024).

Yacimiento geotérmico

Un yacimiento geotérmico es una formación subterránea, donde gracias a diversos factores necesarios se acumula y se concentra una cantidad significativa de calor proveniente del interior de la Tierra, tal calor puede ser aprovechado, aunque muchas veces no es económicamente factible, debido principalmente a la tecnología con la que se cuenta en estos momentos. A pesar de ello, los yacimientos están compuestos por roca y fluido donde alguno de estos tiene que ser la fuente de calor que ceda su energía, pudiendo ser el cedente la roca caliente, o el fluido caliente. Los yacimientos geotérmicos se encuentran en diversas ubicaciones alrededor del mundo y pueden variar en tamaño, profundidad y temperatura, así como, la fuente de calor, la composición de las rocas y los fluidos contenidos (White & Foster, 2014).

Cuando la fuente de calor es roca caliente, se requiere transportar la energía en forma de calor contenida en esa parte del subsuelo a la superficie, para lograr ese objetivo se

utilizan fluidos a los que se les transmite la energía en forma de calor, tal fluido requiere tener la capacidad de contener y transportar esa energía, sin muchas pérdidas. No obstante, si la fuente de calor que cederá su energía es un fluido, tal fluido, se puede usar también como transportador de la energía. Al fluido que transporta dicha energía se le denomina fluido geotérmico.

En los yacimientos, la transmisión de la energía en forma de calor entre los componentes del mismo, ocurre de las formas siguientes:

Conducción

- Es la transferencia de energía cinética aleatoria entre moléculas sin transferencia de material. Las moléculas en movimiento golpean a las moléculas vecinas, haciéndolas vibrar más rápido y así transferir energía térmica. Todo esto ocurre a través de dos materiales a diferentes temperaturas, donde la de mayor temperatura cede energía a la de menor temperatura.

Convección

- Es el transporte de la energía en forma de calor a través de un fluido, tal fluido (líquido o gas) con alta temperatura transporta el calor por medio del movimiento. Por tal razón, resulta ser más eficiente que la conducción, pues la implicación del movimiento de fluidos, permite que las partículas calientes transporten energía térmica rápidamente, además de promover la mezcla del fluido y aumentar con ello el área de contacto entre el fluido y la superficie caliente. Esto resulta en una distribución de calor más uniforme y rápida. También requiere de un material para la transferencia de energía.
- Es un proceso de transferencia de calor únicamente para fluidos, ya sea en su forma líquida o gaseosa.

Radiación

- La radiación es la transferencia de energía térmica a través de ondas electromagnéticas (como la luz infrarroja), lo cual permite que la energía se propague a través del vacío o espacios vacíos. Por lo tanto no requiere de un medio (sólido, líquido o gas) para transferirse, lo que la diferencia de la conducción y la convección.
- Un sólido caliente puede emitir radiación térmica (infrarroja) que podría ser absorbida por algún líquido en las cercanías, aumentando con ello su temperatura.

Aunado a los formas previamente vistas, en el yacimiento como en superficie ocurre la interacción entre sólidos y líquidos, los métodos que facilitan la transferencia de calor de un sólido a un líquido en estas interacciones comunes de sólidos y líquidos, son los siguientes:

Inmersión directa: Se trata de colocar el sólido caliente directamente en un líquido a menor temperatura, permitiendo que el calor se transfiera por conducción desde el sólido al líquido (Çengel & Ghajar, 2015).

Agitación: Agitar el líquido alrededor del sólido caliente para promover una transferencia de calor más rápida a través de la convección (Incropera & DeWitt, 2007).

Y también existe otro caso para la transferencia de calor, en donde esta ocurre de fluido a fluido, para ello se tienen los siguientes métodos:

Convección natural o libre: Es donde el calor se transfiere entre los líquidos debido a las corrientes naturales creadas por las diferencias de densidad entre los líquidos calientes y fríos. Este método es común en sistemas donde no se utiliza ningún dispositivo mecánico para forzar el flujo de líquido (Mason & Malinauskas, 1983).

Convección forzada: En este método existe una fuerza, como una bomba, o alguna corriente de fluido que hace circular activamente un líquido caliente a través de un

sistema, lo que acelera la transferencia de calor. Este método es eficiente y controlable y se utiliza ampliamente en sistemas de calefacción y refrigeración (Kreith & Bohn, 2000).

Intercambiadores de calor: Son dispositivos creados para transferir calor entre dos o más fluidos a diferentes temperaturas, dicho proceso comúnmente se lleva a cabo sin que los fluidos contenidos en el dispositivo se mezclen entre sí. Para que esto ocurra, primero la transferencia de calor debe de ocurrir entre un fluido y un sólido (Incropera & DeWitt, 2007).

Intercambio de calor por contacto directo: En esta técnica, es una variante del intercambiador de calor, aquí los dos fluidos, comúnmente líquidos entran en contacto directo a través de una interfaz, como una corriente de líquido que se rocía sobre la superficie de otro líquido. El calor se transfiere a través de esta interfaz. Esta técnica se utiliza en aplicaciones donde es necesario un intercambio rápido de calor, puede ocurrir en dispositivos especiales diseñados para este propósito, como los intercambiadores de calor de contacto directo o evaporadores de contacto directo. Puede ser más eficiente en términos de transferencia de calor que otros métodos, ya que elimina las barreras térmicas entre los fluidos. Sin embargo, este enfoque puede requerir un diseño y manejo cuidadosos para garantizar la seguridad y la eficiencia del proceso. Pues suele ocurrir una mezcla entre los fluidos durante el proceso (Kroger, 2011).

Tipos de yacimientos geotérmicos

Los yacimientos geotérmicos, así como los petroleros se clasifican en diversos tipos según sus características geológicas y termales. Comprender estas clasificaciones es esencial para identificar y explotar eficazmente el potencial geotérmico de una región. En este sentido, se pueden distinguir varios tipos de yacimientos geotérmicos, cada uno con sus propias particularidades y desafíos asociados. Esto debido a que cada yacimiento, a pesar de intentar agruparse generalizando algunas de sus características, tienen sus propias particularidades especiales. No obstante cabe recalcar que es de suma

importancia conocer estas categorías de yacimientos, ya que proporciona una visión más completa del espectro de posibilidades que ofrece la energía geotérmica en el ámbito energético global.

Según la temperatura

Los yacimientos geotérmicos pueden clasificarse según la temperatura contenida. Entre las opciones disponibles, se encuentran los yacimientos geotérmicos de alta, media, baja y muy baja temperatura (Bertani, 2016).

Alta temperatura

Son yacimientos que suelen encontrarse a más de 150 °C. Se localizan principalmente en zonas de escaso espesor litosférico o con vulcanismo activo. Este tipo de yacimientos se suelen utilizar exclusivamente para generación de energía eléctrica. Pues proporcionan el calor necesario para producir energía eléctrica a partir del vapor del agua contenida en el yacimiento, sin necesidad de pasar por procesos complicados, siendo esta una opción rentable. A pesar de su uso común, también se puede combinar con usos directos, donde comúnmente se suelen enfocar a la calefacción.

Media Temperatura

Son yacimientos que alcanzan temperaturas de entre 80 °C y 150 °C, teniendo como tope la temperatura inicial de los yacimientos de alta temperatura. Estos yacimientos se pueden encontrar en zonas cercanas a sitios volcánicos, sin embargo esta también es una temperatura que puede ser alcanzada a través del gradiente geotérmico natural del planeta.

Este tipo de yacimientos permiten extraer calor suficiente para producir energía eléctrica a través de un fluido volátil diferente al fluido geotérmico, a este fluido se le llama fluido de trabajo, el punto de ebullición del fluido de trabajo es bastante menor al del agua, sin embargo el rendimiento que presenta es menor que en el caso de los yacimientos de alta temperatura, pues en estos ya se requiere

agregar otros procesos para poder generar energía eléctrica. En estos yacimientos, no es posible usar directamente el vapor del fluido geotérmico como en el de alta temperatura, pues aquí no es posible llegar a la temperatura de evaporación del agua, para ello es necesario agregar otro proceso que está estructurado de más procesos, a dicho proceso se le denomina “ciclo binario”, el cual tiene como principio el ciclo rankine. Estos yacimientos también tienen capacidad para ser usados de forma directa en situaciones distintas a la generación de energía eléctrica como cuestiones relacionadas a la calefacción.

Baja temperatura

Los yacimientos de baja temperatura, son los yacimientos que presentan una temperatura de entre 30 °C y 80 °C. Se pueden localizar en casi cualquier parte del mundo, pues a través del gradiente geotérmico a pocas profundidades es posible alcanzar dichas temperaturas, si bien la temperatura puede aproximarse a la temperatura de los yacimientos de temperatura media, no es eficaz darle un uso para la producción de energía eléctrica. Se utiliza únicamente para uso directo, como lo son sistemas de calefacción, procesos agrícolas o procesos industriales.

Muy baja temperatura

Son yacimientos que presentan temperaturas inferiores a los 30 °C. Este tipo de yacimientos suele encontrarse en cualquier sitio del planeta, pues se puede encontrar en sitios aún más someros, a pocas profundidades, ya que es posible pueda ser alcanzada la temperatura solo con el gradiente geotérmico del planeta. Se utilizan exclusivamente como intercambiador térmico en sistemas de climatización doméstica y agrícola, el uso del fluido geotérmico de este tipo de yacimiento requiere del uso de bombas de calor.

Según fluido presente y características hidrotermales

Los yacimientos geotérmicos también pueden clasificarse en base al fluido que contienen y a sus características hidrotermales. Dentro de las alternativas posibles que se pueden encontrar en esta clasificación, son: yacimientos geotérmicos de roca seca caliente, yacimientos geotérmicos de roca húmeda caliente y yacimientos geotérmicos de vapor seco (Bertani, 2016).

Yacimientos geotérmicos de roca seca caliente (HDR: Hot Dry Rock)

Estos yacimientos están formados por rocas impermeables con temperatura entre 150 °C y 350 °C. No contienen ningún tipo de fluido, tanto el fluido como los yacimientos son artificiales. Este tipo de yacimientos requieren un proceso más complejo que los otros tipos para su extracción y diseño, pues requiere forzosamente de fracturamiento hidráulico. Fueron experimentados por primera vez en Los Álamos, Nuevo México, Estados Unidos, en 1970.

Este tipo de yacimientos se encuentran a mayores profundidades que los yacimientos de roca húmeda y que los yacimientos de vapor seco. Para extraer el calor se realizan dos perforaciones. En la perforación inicial se bombea agua a alta presión a través del pozo perforado hacia el interior donde se encuentra la roca compacta y caliente, lo que provoca su fracturamiento y contención del fluido. El agua permea estas fracturas artificiales, extrayendo calor de la roca circundante, que actúa como un yacimiento natural. Este yacimiento es posteriormente penetrado por un segundo pozo, que se utiliza para extraer el agua que absorbió el calor.

El yacimiento que es creado de forma artificial, junto con las instalaciones superficiales se transforma en un sistema cerrado, dicho sistema está compuesto por lo siguiente factores:

- Yacimiento, que está artificialmente creado.
- El pozo inicial por el que se inyectará agua, la cual será transformada en fluido geotérmico, está a su vez causará la fractura de la formación.

- El pozo secundario, el cual se utilizará para la extracción de agua que contiene y transporta el calor.

Yacimientos geotérmicos de roca húmeda caliente (HWR: Hot Water Rock)

Estos yacimientos están formados por rocas permeables, dicha formación contiene fluido, suelen presentar un acuífero cercano, que brinda entrada de agua, o vapor de agua y con ello presión. Su temperatura oscila entre 150 °C y 300 °C.

Yacimientos geotérmicos de vapor seco

Este tipo de yacimientos está asociado a los Geysers, son vapor contenido en los medios porosos a causa de agua contenida en acuíferos que se calienta de forma prácticamente instantánea, creando una diferencia de presión. Tal diferencia de presión provoca la salida de forma abrupta a superficie del fluido en forma de vapor. Es uno de los yacimientos más eficientes para la geotermia, pues contiene bastante calor y puede ser usado directamente para crear energía eléctrica. La temperatura de estos yacimientos generalmente varía entre 240 °C y 300 °C.

Yacimientos geotérmicos especiales

A este tipo de yacimientos se les denomina especiales debido a sus características únicas y muchas veces extremas que los distinguen de los yacimientos convencionales geotérmicos, lo cual desemboca en desafíos específicos para su explotación (Hochstein, 2009).

Yacimiento geotérmicos magmático

La característica principal de este tipo de yacimientos, es que se encuentra roca fundida y están asociados con aparatos volcánicos activos, el calor aquí contenido viene directamente del magma, que es una fuente de calor extremadamente potente y estable a largo plazo. Hay muchísimo potencial energético en este tipo de yacimientos. La temperatura en este tipo de yacimientos exceden los 600°C.

Para extraer el calor de estos sistemas se han desarrollado algunos proyectos piloto en Hawaii e Islandia, pero su explotación comercial requiere la búsqueda de materiales adecuados que resistan la corrosión y las altas temperaturas. Además es un yacimiento bastante riesgoso, pues requiere estar en zonas de vulcanismo, la mayoría de esos sitios se encuentran en descontrol y posible riesgo de erupción volcánica, pocos sitios como el caso de Hawai e Islandia presentan naturalmente una especie de control en estas actividades volcánicas.

Yacimientos geotérmicos supercríticos

Este tipo de yacimientos geotérmicos se ubican a grandes profundidades (entre 5 y 6 kilómetros) y contienen fluidos en estado supercrítico. Para alcanzar ese estado supercrítico, la presión y temperatura a las que se encuentran deben ser muy altas, pues el fluido adopta un estado intermedio entre líquido y gas. Para que el agua contenida pueda tomar un estado supercrítico, requiere que las condiciones del medio donde se encuentra superen a su punto crítico que es de 374 °C y 22.1 MPa.

Los fluidos en un estado supercrítico presentan características distintas a su fase líquida y a su fase gaseosa. Estas características, al menos en el fluido de interés, el agua, son esenciales ya que le permite extraer y transportar más energía térmica por unidad de volumen comparado con su estado subcrítico.

La temperatura en estos yacimientos puede variar significativamente dependiendo de la profundidad y las condiciones geológicas específicas, y puede alcanzar valores altos. Las temperaturas en yacimientos supercríticos pueden oscilar entre 400 °C y 600 °C; se han detectado yacimientos de este tipo cerca de Islandia, donde actualmente se investiga la factibilidad de su explotación. Cabe destacar que este tipo de yacimientos pueden proveer hasta diez veces más energía que los sistemas geotérmicos convencionales. Sin embargo también tienen su desafío técnico para soportar esas condiciones, poder manejar fluidos en ese estado y a su vez lograr no perder tanta energía en el transporte.

Sistema geotérmico

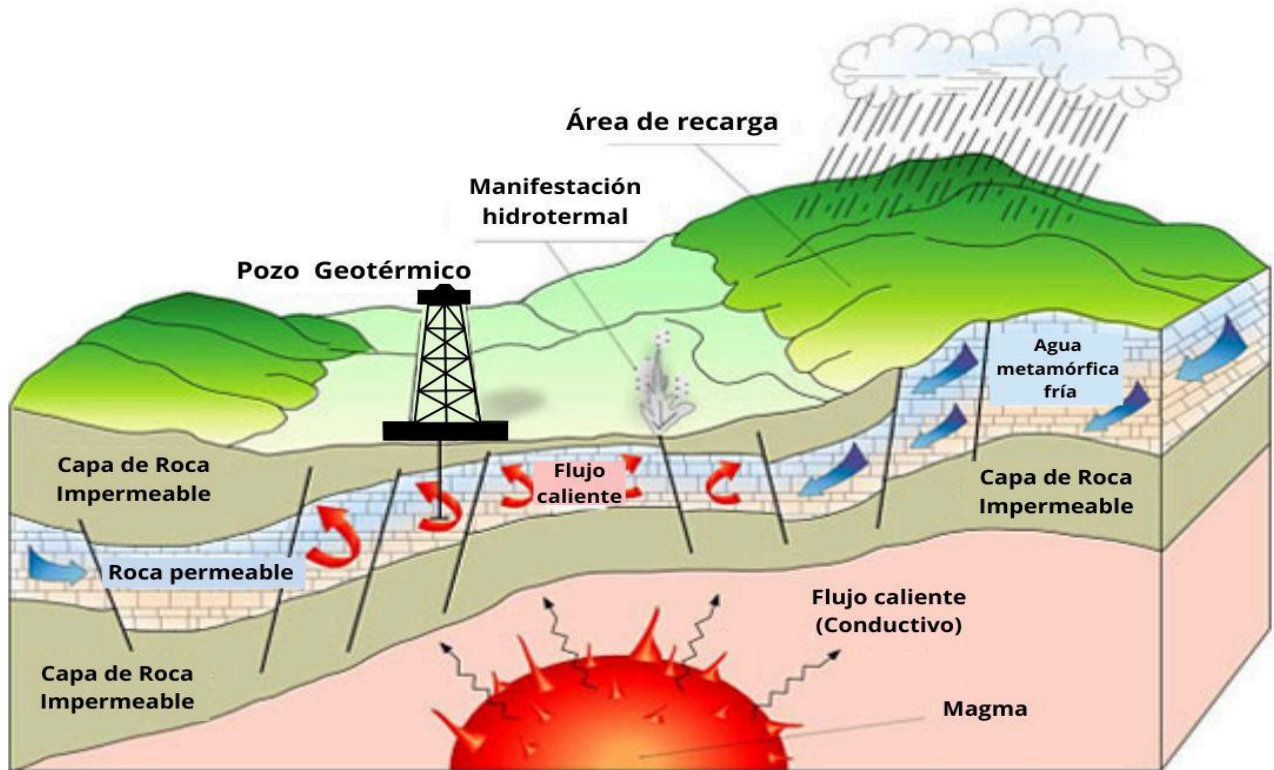
Un sistema geotérmico se refiere a la totalidad de la configuración geológica que permite la existencia y explotación de energía geotérmica. Una fuente de calor por sí sola no es suficiente para crear un recurso geotérmico. En términos más claros un sistema geotérmico puede ser descrito esquemáticamente como "agua en convección en la corteza superior de la Tierra, que, en un espacio confinado, transfiere calor desde una fuente de calor a un sumidero de calor, generalmente la superficie libre". (Hochstein, 1990).

El sistema geotérmico es el contexto geológico más amplio que incluye todas las condiciones necesarias para la existencia de energía geotérmica y para su explotación, como es posible verlo en la figura 3 donde se encuentra el yacimiento geotérmico, que es la parte específica y explotable del sistema y los demás componentes. Deben unirse y estar presentes condiciones específicas ideales, para poder ser considerado un sistema geotérmico.

Las condiciones ideales para poder considerar un sistema geotérmico son las siguientes:

- Debe de existir una fuente de calor, con capacidad de ceder energía.
- Debe de existir una roca impermeable que impida la salida de materia del depósito donde se contiene.
- Debe existir un fluido, tal fluido almacenado, puesto ahí artificialmente recibe el nombre de fluido geotérmico, que es el portador que transporta y transfiere el calor.
- Debe existir un yacimiento o depósito que contenga dicho calor y el fluido geotérmico.
- Debe existir un área de recarga del fluido.

Figura 3. Esquema de sistema geotérmico ideal.



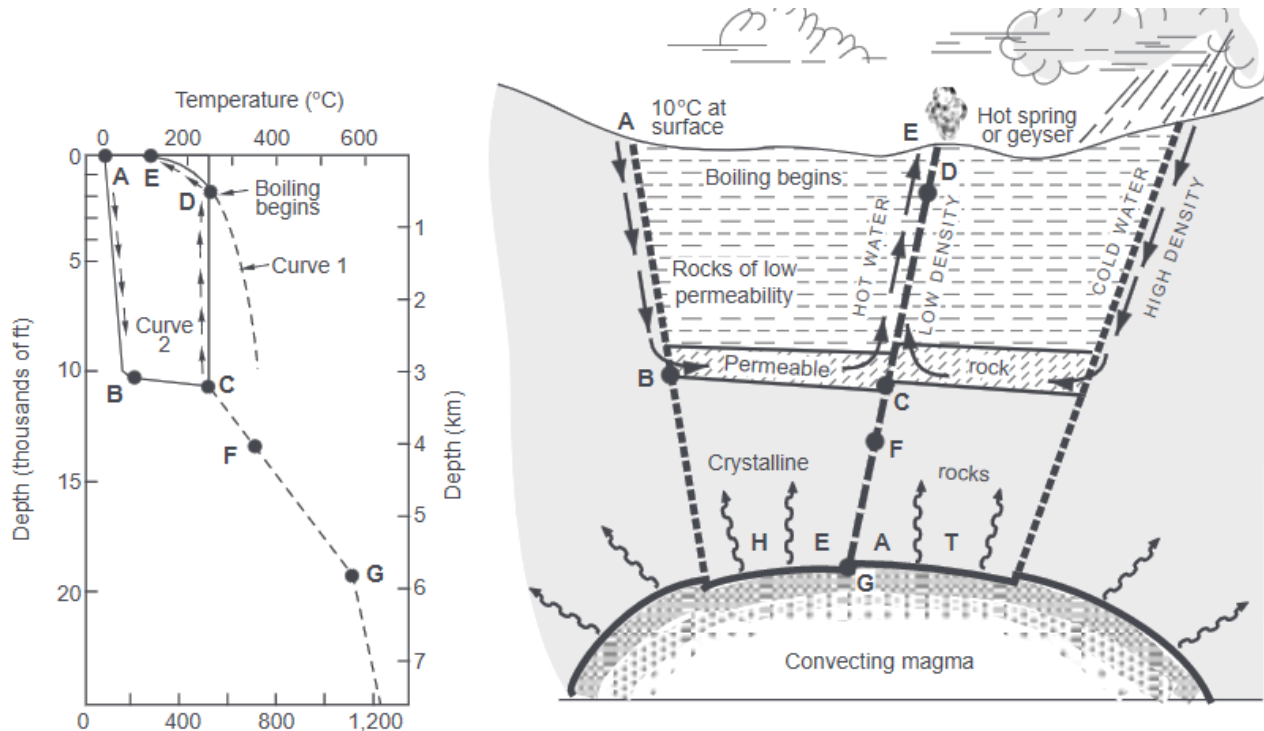
Nota: La Universidad Michoacana gestiona la creación en Morelia del Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica. Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.
Georgina Morales Gutiérrez. Prensa.
<https://prensa.umich.mx/?p=4270>

La fuente de calor puede ser una intrusión magmática de muy alta temperatura (600 °C) que ha alcanzado profundidades relativamente poco profundas o, como en ciertos sistemas de baja temperatura, la fuente es la temperatura normal de la Tierra obtenida con el gradiente terrestre la cual aumenta con la profundidad. El depósito es un volumen de rocas permeables, comúnmente calientes de las cuales los fluidos en circulación extraen calor. El depósito generalmente está cubierto con una capa de rocas impermeables y conectado a un área de recarga superficial a través de la cual las aguas meteóricas pueden reemplazar totalmente o reemplazar parcialmente los fluidos que escapan del depósito a través de manantiales o que son extraídos por pozos de extracción. El fluido geotérmico comúnmente es agua, en fase líquida o en su fase gaseosa, dependiendo de su temperatura y presión. Esta agua a menudo lleva consigo

productos químicos y gases como dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S) a los cuales es necesario recalcar, son altamente corrosivos, específicamente para materiales metálicos.

El mecanismo de transmisión de calor que subyace a los sistemas geotérmicos está, en su mayor parte, gobernado por la convección. La convección ocurre debido al calentamiento y consiguiente expansión térmica de los fluidos en un campo gravitatorio; el calor, que se suministra en la base del sistema de circulación, es la energía que impulsa el sistema. El fluido calentado de menor densidad tiende a subir y ser reemplazado por fluido más frío de alta densidad, que proviene de los márgenes del sistema. La convección, por su naturaleza, tiende a aumentar las temperaturas en la parte superior de un sistema a medida que las temperaturas en la parte inferior disminuyen (White, 1973). A continuación, en la figura 4, se puede encontrar la representación gráfica donde se muestra esquemáticamente el mecanismo de convección de un sistema hidrotermal de temperatura intermedia.

Figura 4. Esquema de convección en un sistema hidrotermal de temperatura intermedia y gráfica de Profundidad (Miles de ft) vs Temperatura (°C).



Nota: Simple high-temperature hot-spring system with deeply circulating meteoric water assumed to be heated entirely by conduction. DONALD E. WHITE. *Hydrology, Activity, and Heat Flow of the Steamboat Springs Thermal System, Washoe County Nevada* https://data.nbmj.unr.edu/public/Geothermal/GreyLiterature/White_StmbtS

El fenómeno esquematizado recientemente puede parecer muy sencillo a simple vista, pero la reconstrucción de un buen modelo de un sistema geotérmico real no es fácil de lograr. Requiere la integración de muchas disciplinas y una vasta experiencia, especialmente en el caso de sistemas de alta temperatura. Los sistemas geotérmicos también ocurren en la naturaleza en una variedad de combinaciones de características geológicas, físicas y químicas, lo que da lugar a diversos tipos de sistemas.

Los componentes de un sistema geotérmico deben de ser originados de forma natural, o en algunos casos pueden ser introducidos de forma artificial, sin embargo, de todos los elementos que componen un sistema geotérmico, el único elemento que estrictamente tiene que ser totalmente natural y no puede ser generado de forma artificial, es la fuente de calor. Si las condiciones son favorables, los otros elementos, como se mencionó,

podrían ser artificiales. Por ejemplo, los fluidos geotérmicos extraídos del yacimiento para impulsar la turbina en una planta de energía geotérmica podrían, después de su utilización, ser inyectados de nuevo en el yacimiento a través de pozos de inyección específicos. De esta manera, la recarga natural del yacimiento se integra con una recarga artificial. Durante muchos años, la reinyección se ha adoptado en varias partes del mundo como un medio para reducir drásticamente el impacto en el medio ambiente de las operaciones de las plantas de energía, o para reparar yacimientos maduros que tienen baja producción.

Clasificación de sistemas geotérmicos

Se podrían generalizar algunos casos específicos en cuanto al cumplimiento de los componentes para poder ser denominados sistemas, lo cual permite clasificarlos pues debido a ello existen diferentes tipos, tales clasificaciones son: sistemas dominados por vapor, sistemas convectivos, sistemas conductivos y sistemas de acuíferos profundos.

Sistemas dominados por vapor

Los sistemas geotérmicos dominados por vapor son aquellos en los que el vapor de agua es el componente principal del fluido geotérmico que se encuentra en el subsuelo. Estos sistemas se caracterizan por la presencia de vapor de agua a alta temperatura y presión en el yacimiento geotérmico. Los sistemas dominados por vapor se dividen en varios tipos según los expertos en geotermia, estos tipos de sistemas se ven referidos a los diferentes estados en los que se encuentra el vapor de agua dentro del yacimiento geotérmico. Los sistemas existentes son los siguientes (Manga & Wang, 2015):

- **Vapor:** El vapor dentro del yacimiento se encuentra en un estado exclusivamente gaseoso.
- **Vapor húmedo:** Es cuando el vapor que coexiste con el líquido, se encuentran en equilibrio termodinámico. Es una mezcla que puede contener tanto vapor de agua como gotas de agua líquida y se forma cuando el vapor saturado se enfría y comienza a condensarse.

- **Vapor saturado:** Es una combinación de vapor húmedo y vapor seco. A medida que el vapor se eleva desde el yacimiento a superficie, se enfría y comienza a condensarse, formando vapor saturado. La cantidad de vapor saturado presente en el fluido geotérmico varía dependiendo de la temperatura y la presión en el yacimiento.
- **Vapor sobrecalentado:** Es cuando el vapor está 20 °C por encima de la temperatura de vaporización. Es vapor de agua que ha sido calentado más allá de su punto de saturación sin cambiar su fase de vapor a líquido. Tiene un mayor contenido de energía térmica que el vapor saturado, lo que lo hace más eficiente para la generación de energía, por lo que es óptimo conseguir ese estado calentando adicionalmente el vapor saturado después de salir del yacimiento y antes de ingresar a la turbina de generación.

Sistemas convectivos (o hidrotermales)

Estos sistemas presentan una permeabilidad alta, lo que permite que el fluido geotérmico dentro del yacimiento circule en forma de celdas de convección. Están constituidos por una fuente de calor, un fluido y roca permeable en donde se almacena el fluido geotérmico. El fluido que existe en los sistemas hidrotermales tiene su origen como agua meteórica. Esta agua se infiltra lentamente en la corteza terrestre, a través de poros y fracturas, a diferentes profundidades en donde es acumulada y calentada por formación caliente.

Los sistemas hidrotermales pueden ser de vapor o de líquido dominante, donde el agua líquida es la fase continua que controla la presión y en dicha fase puede existir vapor en bajas cantidades, generalmente en forma de burbujas discretas.

Frecuentemente se hace una distinción entre los sistemas geotérmicos dominados por agua o líquido y los sistemas geotérmicos dominados por vapor. En los sistemas dominados por vapor, el agua líquida y el vapor normalmente coexisten en el yacimiento, donde el vapor se mantiene como la fase continua que controla la presión.

Sistemas conductivos

Estos sistemas son aquellos en los que el calor se transfiere principalmente a través de la conducción térmica en la roca. Aquí la fuente de calor es la roca por sí misma. Incluyen roca caliente y cuerpos magmáticos en un amplio rango de temperaturas. Estos sistemas se caracterizan por su baja permeabilidad y la ausencia de flujos significativos de fluidos como agua o vapor.

Sistemas de acuíferos profundos

Los sistemas geotérmicos de acuíferos profundos, contienen fluidos circulando en medios porosos o en zonas de fracturas. El calor en este tipo de sistemas se almacena en acuíferos subterráneos situados a profundidades generalmente mayores a 3 kilómetros.

Acuíferos hidrostáticos: Son aquellos en los que la presión del agua es equilibrada por la presión hidrostática de la columna de agua existente sobre ellos.

Acuíferos Geopresurizados: Son los acuíferos profundos que contienen agua que se encuentra bajo una presión significativamente mayor que la hidrostática, ésta presión adicional se debe principalmente a condiciones geológicas.

Campo geotérmico

Un campo geotérmico es una definición geográfica que suele indicar un área de actividad geotérmica en la superficie terrestre. En casos donde no hay actividad superficial, este término puede utilizarse para indicar el área en la superficie que corresponde al yacimiento geotérmico debajo de ella (Axelsson & Gunnlaugsson, 2000).

Dado que la energía geotérmica suele describirse como renovable es importante definir tal término. “Renovable” describe una propiedad de la fuente de energía, dicha propiedad

refiere que la fuente de energía procede de un recurso presente en la naturaleza de manera prácticamente inagotable. Hay que tomar eso en cuenta ya que el factor más crítico para clasificar la energía geotérmica como una fuente de energía renovable es la tasa de recarga de energía. En la explotación de sistemas geotérmicos naturales, la recarga de energía se lleva a cabo por advección de agua termal en la misma escala temporal que la producción del recurso. Esto justifica la clasificación de la energía geotérmica como un recurso energético renovable. En el caso de las rocas calientes secas y algunos de los acuíferos de agua caliente en cuencas sedimentarias, la recarga de energía es solo por conducción térmica; debido a la lenta tasa del último proceso, las rocas calientes secas y algunos yacimientos sedimentarios deben considerarse como recursos energéticos finitos (Stefansson, 2000).

Un campo geotérmico puede comprender varios yacimientos geotérmicos, cada uno con sus propias características, pero que en conjunto constituyen una región explotable para energía geotérmica. Los yacimientos del campo pueden o no estar interconectados hidráulicamente, donde los interconectados permiten el flujo de fluidos entre ellos.

Clasificación de reservas de recursos geotérmicos

Para la industria geotérmica, cuando se habla de recursos geotérmicos en forma general, siempre se suele referir exclusivamente a los recursos geotérmicos accesibles, ese tipo de recursos que se encuentran a niveles muy someros. Lo mejor sería tener una clasificación para saber como se encuentran los países en cuanto a posibilidades de usar la energía geotérmica, sin embargo, hasta el momento no existe una terminología internacional estándar utilizada en toda la comunidad geotérmica para su clasificación, lo cual desemboca en una difícil comprensión mutua entre la comunidad. Sin embargo, existen personas que han planteado formas de categorización para poder tener una comprensión mutua entre la comunidad geotérmica, en este caso se tomará como referencia para la categorización, la clasificación propuesta por Muffler & Cataldi (1978).

La base de recursos accesibles incluye la base de recursos accesibles útiles (Recursos) que se refiere a la parte de recursos accesibles que podría ser extraída económicamente y legalmente en algún momento especificado en el futuro (menos de 100 años).

Recurso económico identificado (Reservas), se refiere a la parte de los recursos de un área determinada que puede ser extraída legalmente a un costo competitivo con otras fuentes de energía comerciales, y que es conocida y caracterizada por perforación o por evidencia geoquímica, geofísica y geológica.

El criterio más común para clasificar los recursos geotérmicos es basarse exclusivamente en la entalpía de los fluidos geotérmicos que actúan como el portador del calor, el cual lo transporta desde el subsuelo hasta la superficie. La entalpía, referido al calor contenido en una sustancia o un objeto por unidad de masa, que puede intercambiar dicho calor con su entorno y puede considerarse proporcional a la temperatura, se utiliza para expresar el contenido de calor (energía térmica) de los fluidos y proporciona una idea aproximada de su valor.

Los clasificación recursos se divide en recursos de baja, media y alta entalpía, según criterios que generalmente se basan en el contenido energético de los fluidos y sus posibles formas de utilización. Un método estándar de clasificación, al igual que con la terminología, evitaría la confusión y la ambigüedad, pero hasta que exista tal método, se deben indicar los valores o rangos de temperatura involucrados caso por caso, ya que términos como bajo, intermedio y alto son poco claros en el mejor de los casos, y a menudo engañosos.

	Muffler and Cataldi (1978)	Hochstein (1990)	Benderitter and Cormy (1990)	Nicholson (1993)	Axelsson and Gunnlaugsson (2000)
Low enthalpy resources	<90	<125	<100	≤150	≤190
Intermediate enthalpy resources	90–150	125–225	100–200	—	—
High enthalpy resources	>150	>225	>200	>150	>190

Tabla 1. *Tabla de clasificaciones según entalpías, propuestas por distintos autores.*

El principal uso objetivo o el uso primordial ideal futuro de la geotermia es para poder generar electricidad, sin embargo, es posible utilizarlo para otras situaciones, todo depende principalmente del tipo de entalpía contenida en los fluidos, que se ve reflejado en la temperatura del yacimiento.

Fluido geotérmico

Los fluidos extraídos de un yacimiento geotérmico son fundamentales para su aprovechamiento ya que la entalpía del recurso se mide a partir de los fluidos contenidos en el yacimiento, por ende, determinan su clasificación en baja, media y alta entalpía. Lo cual, a su vez depende directamente de la calidad y las características térmicas de los fluidos extraídos. Estos fluidos, compuestos principalmente de agua caliente y vapor, transportan el calor desde el subsuelo hasta la superficie y es lo que en base a su temperatura determina la eficiencia y la tecnología necesaria para su uso (Lund, et al., 2010).

El conocer los fluidos extraídos, comúnmente llamado fluido geotérmico, es importante ya que la eficiencia de la planta de generación de energía, depende del comportamiento y de la composición del fluido que transfiere el calor desde el yacimiento geotérmico. Así que una mayor comprensión del fluido puede ayudar a planear idóneamente la explotación y aprovechamiento de la energía contenida, así como las instalaciones superficiales. Situación de suma importancia ya que toda esta eficiencia y dichas características de los fluidos, se ve reflejado en la parte económica.

Es necesario contemplar que el yacimiento es un sistema termodinámico, esto respaldado en la definición de sistema termodinámico, lo cual se define como una porción del universo que se estudia, y que puede intercambiar energía y materia con su entorno, pues en el yacimiento se llevaba cabo diversos intercambios de energía. El sistema al ser termodinámico, es posible decir que en todo momento se trabajarán

propiedades termodinámicas, y para poder entender bien al fluido geotérmico, para poder caracterizarlo, una de las propiedades esenciales a conocer acerca del fluido, es la entalpía; la cual nos describe la energía total del sistema, incluyendo su energía interna y la energía asociada con la presión y el volumen que conforman el sistema.

Esta propiedad está relacionada con la transferencia de calor, y es posible su comprensión a través de la primera ley de la termodinámica, la cual establece que la energía total de un sistema cerrado se conserva (Ljunggren, 2019).

En un proceso de transferencia de calor en un fluido, su entalpía puede cambiar debido a la transferencia de energía térmica, especialmente en procesos a presión constante, donde el cambio en la entalpía es igual al calor transferido al fluido. Esta transferencia de energía puede ocurrir en forma de calor sensible (cambio de temperatura sin cambio de fase) o calor latente (cambio de fase sin cambio de temperatura).

La entalpía específica (h) de un fluido se define como la entalpía total por unidad de masa del fluido y se expresa en unidades de energía por unidad de masa (por ejemplo, J/kg o kWh/kg) (Çengel & Turner, 2018). La relación entre la entalpía y la transferencia de calor en un fluido se puede expresar mediante la ecuación general de la primera ley de la termodinámica para un sistema cerrado:

$$\Delta Q = \Delta U + \Delta W$$

Donde:

ΔQ = Calor transferido al fluido.

ΔU = Cambio en la energía interna del fluido.

ΔW = Trabajo realizado por o sobre el fluido.

Para un proceso a presión constante (como es común en muchos sistemas de transferencia de calor), el trabajo (ΔW) se puede expresar como el producto de la presión y el cambio de volumen (ΔV). Entonces, la primera ley de la termodinámica se puede reescribir como:

$$\Delta Q = \Delta U + P\Delta V$$

Para un fluido incompresible (donde el cambio de volumen es cero), esto se simplifica a:

$$\Delta Q = \Delta U$$

Es decir, el calor transferido al fluido es igual al cambio en su energía interna. Dado que la entalpía (h) se define como:

$$h = u + Pv$$

Donde:

u = Energía interna específica del fluido.

v = Volumen específico del fluido.

El cambio en la entalpía (Δh) es igual al calor transferido (ΔQ) para un proceso a presión constante. Por lo tanto, en este caso, la entalpía del fluido es una medida directa del calor transferido al fluido.

Esto hace que la entalpía sea una herramienta útil para analizar y predecir los efectos de la transferencia de calor en los fluidos.

Existen algunos métodos para medir la entalpía de los fluidos, lo cual es importante ya que algo que se puede medir es algo que se puede regular. Esa regulación permite mantener el equilibrio, notar posibles diferencias durante su producción pudiendo ser aumentos o descensos, y de igual forma permite tener noción de las posibilidades energéticas que se podrían adquirir de dicha cantidad de energía contenida en el fluido. Los métodos existentes para determinar esa cantidad de energía, se clasifican en dos tipos: directos e indirectos (Incropera & DeWitt, 2017).

Métodos de medición directa

Son los métodos más precisos, estos implican la medición directamente del calor cedido o extraído de algún sistema. Entre los que se encuentran:

- Calorímetro de caída de presión.

- Calorímetro de mezcla.

Métodos de medición indirecta

Estos métodos son más imprecisos pero más prácticos, pues su cálculo se basa en el uso de propiedades termodinámicas y ecuaciones de estado para calcular la entalpía.

Entre los que se encuentran:

- Método de separación de fases.
- Análisis termodinámico a través de ecuaciones de estado y propiedades termodinámicas conocidas basándose en temperatura y presión.

La entalpía, enfocada particularmente en la industria, proporciona información de la posible cantidad de energía térmica disponible en el fluido contenido en el yacimiento, lo cual es de suma importancia para determinar la viabilidad económica y técnica del proyecto. Pues permite conocer el potencial energético, consiguiendo a su vez identificar las mejores ubicaciones para la perforación de pozos o en su caso el sitio para la instalación de la planta de generación eléctrica así como su diseño.

Usos de la geotermia

La geotermia tiene diferentes áreas para el uso de la energía contenida en forma de calor. Aunque principalmente existen dos posibles usos para los recursos geotérmicos, denominados recursos para uso indirecto que es cuando se usa para generar energía eléctrica, y recursos de uso directo que es cuando se aprovecha únicamente el calor. Es posible hacer uso de esos recursos para generar energía eléctrica y a su vez aprovecharla para usos directos, a esta posibilidad de utilizar la geotermia tanto de forma directa como de forma indirecta se le denomina geotermia de uso combinado (Lund et al., 2010).

Usos posibles según la entalpía del fluido extraído

El recurso geotérmico puede clasificarse en base a la entalpía contenida. La clasificación enfocada a la entalpía permite saber que tipo de uso geotérmico se podría aprovechar en cada fluido, pues esto otorga una noción del tipo de estructuras, equipos y técnicas para poder usar de manera adecuada el calor transportado por el fluido geotérmico. Esto es un tanto generalizado, pues a pesar de tener una entalpía específica, este recurso también depende de la temperatura a la que se encuentra en dicha clasificación, ya que esta podría estar en algún límite, siendo este superior o inferior y habría posibilidad de usar distintos equipos, los posibles usos en base a su clasificación por entalpía (Lund et al., 2010), podrían ser los siguientes:

Alta entalpía: Este tipo de fluidos se usa para generar energía eléctrica y también, aunque no eficazmente, puede ser utilizado exclusivamente para uso indirecto, o también existe un uso más eficiente e idóneo, esa mejor opción es para un uso combinado

Media entalpía: Los fluidos de media entalpía permiten generar energía eléctrica, este también puede ser usado para uso directo y en algunas ocasiones para uso combinado.

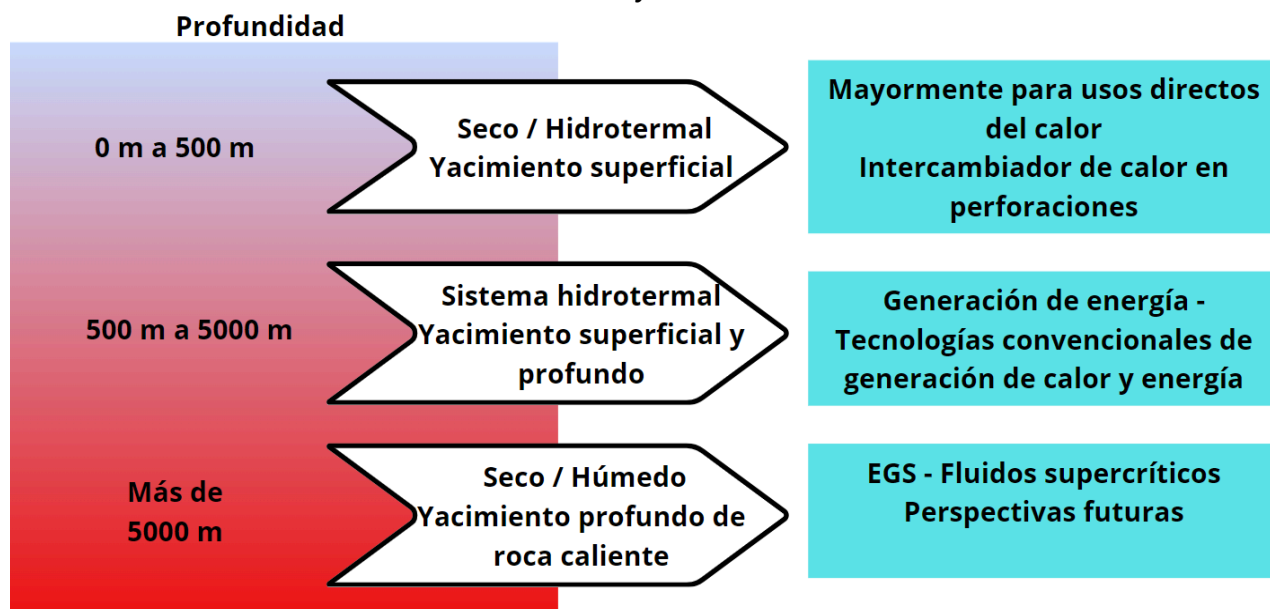
Baja entalpía: En este tipo de fluidos, lo más recomendable y eficaz es utilizarlo exclusivamente para uso directo.

Temperatura

La entalpía, una medida del contenido de energía total de un sistema, está intrínsecamente relacionada con la temperatura en el contexto de los yacimientos geotérmicos. A medida que la entalpía de un sistema geotérmico aumenta, generalmente también lo hace la temperatura de los fluidos extraídos. La temperatura es un factor

crucial para determinar la aplicabilidad y eficiencia del yacimiento: los yacimientos de baja entalpía, con temperaturas inferiores a 100 °C, se utilizan principalmente para calefacción y usos directos; los de media entalpía, con temperaturas entre 100 °C y 150 °C, son aptos para la generación eléctrica mediante ciclos binarios o ORC; y los de alta entalpía, con temperaturas superiores a 150 °C, son ideales para la generación de electricidad en plantas de vapor seco y flash. Por lo tanto, la temperatura, definida como una medida de la energía cinética promedio de las partículas en una sustancia (Lund et al., 2010), determina la cantidad de energía térmica que los fluidos geotérmicos pueden transferir, haciendo que sea un indicador directo de la entalpía del yacimiento y, en consecuencia, de su potencial de uso, en la figura 5 se hace una demostración de la temperatura posible a encontrar según la profundidad junto a sus posibles usos.

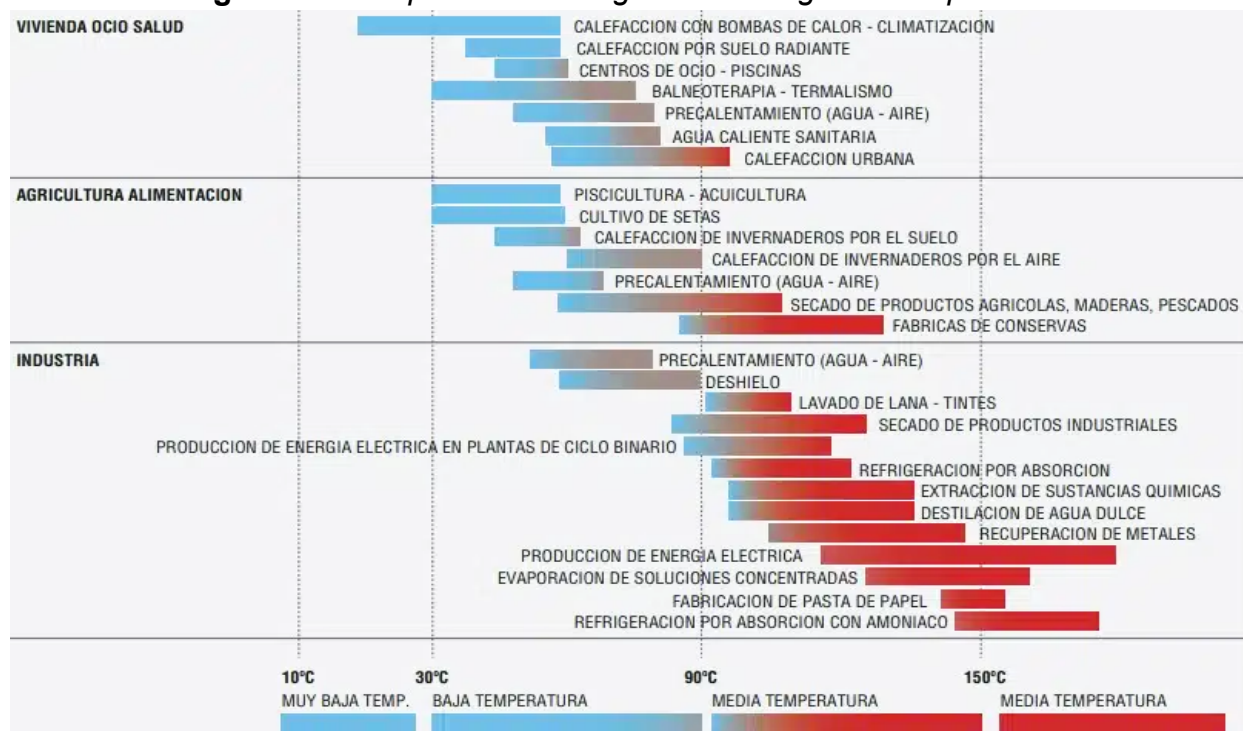
Figura 5. *Temperatura del fluido geotérmico según la profundidad y las propiedades físicas del yacimiento.*



Nota: *La energía y el calor a producir depende de la profundidad y de las propiedades físicas del recurso donde el costo inicial y la tecnología de utilización adecuada pueden variar.*
static.sif.it/SIF/resources/public/files/va2014/Manzella.pdf

Ahora, al haber una alta relación entre la entalpía y la temperatura, existe la capacidad de saber los posibles usos del recurso geotérmico según la temperatura contenida. Tales diferencias de temperatura y usos pueden verse plasmadas más a detalle en la figura 6.

Figura 6. Usos posibles de la geotermia según la temperatura.



Nota: Principales usos de la energía geotérmica en base a su temperatura. Instituto Geológico y Minero de España. Aplicaciones de la energía geotérmica. Celestino García de la Noceda Márquez.

Uso directo

El uso directo, comúnmente es la opción más óptima cuando se tienen yacimientos con baja entalpía, existen distintos tipos de uso para esta parte de uso directo. Estas opciones de uso existentes, podrían ser para calefacción de hogares, para calentamiento de invernaderos, para baño, albercas, para spas, instalaciones agroindustriales, entre otros. Son muy variables las utilidades directas para las que se podría usar la geotermia. Para cada tipo de usos, se le emparejan instalaciones superficiales específicas que permiten usar el calor de forma eficaz y con el objetivo específico.

Cuando las temperaturas son relativamente muy bajas existe la posibilidad del uso de bombas, Geothermal Heat Pump (GHP) o Ground Source Heat Pump (GSHP), el uso de estas es una forma de uso directo de la energía geotérmica basada en la temperatura relativamente constante del suelo o del agua subterránea en el rango de 4 °C a 30 °C

disponible en cualquier parte del mundo, para proporcionar calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria para hogares, escuelas, fábricas, edificios públicos y comerciales. Estos constan de un sistemas de calefacción y refrigeración, los cuales son eficientes y sostenibles, el funcionamiento básico de un GHP implica la circulación de un refrigerante a través de un circuito cerrado de tuberías enterradas en el suelo, conocido como bucle geotérmico.

Sistemas de uso directo

Los sistemas de uso directo, alimentados por agua caliente o vapor geotérmico se extraen directamente del yacimiento y se utilizan para satisfacer diversas necesidades térmicas. La simplicidad y eficiencia de este enfoque radica en la eliminación de la necesidad de conversión de energía, lo que resulta en una utilización directa y localizada de la energía térmica disponible en el subsuelo. Sin embargo estos sistemas de uso directo enfocados en el uso de bombas se dividen en dos posibles variantes; sistemas de bucle cerrado y sistemas de bucle abierto. La elección del uso entre uno u otro depende de factores como la disponibilidad de terreno, suministro de agua, regulaciones locales y las necesidades de la instalación. A continuación se explican de forma más detallada cada uno:

Sistemas de bucle cerrado (Closed Loop System)

Son sistemas acoplados al suelo en los que se colocan tubos de plástico en una configuración específica. En este sistema de tubos se circula una solución, lo cual termina siendo un bucle cerrado, dicho fluido que circula a través de los tubos comúnmente es un refrigerante para transferir el calor entre el suelo y la bomba de calor geotérmica, recogiendo calor del suelo en invierno y, opcionalmente, rechazando calor al suelo en verano. Hay diferentes configuraciones de bucle cerrado, estas posibles configuraciones son el sistema horizontal que se trata de poner tubos en dicha orientación a profundidades de 1 o 2 metros y el sistema vertical o de pozo abierto que se trata de tuberías de 50 metros a 250 metros de profundidad de forma vertical, el tipo

de sistema a emplear se elige según las características del terreno y las necesidades del proyecto (Freeston & Boyd, 2010).

Sistemas de bucle abierto (Open Loop System)

En este sistema, el agua subterránea se extrae de un pozo geotérmico, se utiliza para transferir calor a la bomba de calor y luego se descarga en un pozo de reinyección o en un cuerpo de agua superficial, o incluso en el suelo. La diferencia de este sistema en comparación al cerrado es que aquí se usa como fluido geotérmico el agua contenida en el subsuelo y en el cerrado se usa un fluido sintético, además no se utiliza un bucle aislado de tuberías enterradas en el suelo. Estos sistemas de bucle abierto pueden ser más eficientes en términos de transferencia de calor, sin embargo la limitante es el requerimiento de agua (Lund et al., 2010).

Uso indirecto (Generación de energía eléctrica)

El uso indirecto en la geotermia, hace referencia al uso del calor contenido en el fluido para otro tipo de producción energética, en este caso ese otro tipo de producción exclusivamente hace referencia a la producción de energía eléctrica con ayuda de turbinas, donde se transforma la energía calorífica a energía mecánica y de mecánica a eléctrica (Tester et al., 2006). Cabe mencionar que esta forma de generar energía eléctrica es bastante factible, pues no depende, directa o indirectamente del sol, la energía geotérmica puede producir las 24 horas del día y puede haber producción de energía de forma estable: una energía de carga base similar a las fuentes fósiles y nucleares. Italia ha sido el primer país en el mundo en producir electricidad utilizando energía geotérmica, comenzando esta práctica en Larderello, Pomarance, con el príncipe Piero Ginori Conti en 1904, y es destacable porque sigue siendo un importante centro de producción geotérmica en la actualidad (Hughes et al., 2017).

La generación de electricidad a través de la geotermia ocurre a través de turbinas, estas pueden ser de vapor convencionales o implementadas y usadas en plantas binarias o en ORC, dependiendo de las características del recurso geotérmico. Las turbinas de vapor convencionales requieren fluidos a temperaturas de al menos 150 °C, cuyo estado necesariamente sea en vapor para poder hacer girar dicha turbina.

La generación de electricidad a partir de fluidos geotérmicos de baja a mediana temperatura y de las aguas termales de desecho que provienen de los separadores en campos geotérmicos dominados por agua, se hace a través de plantas de ciclo binario que son bastante eficientes, pues se ha progresado considerablemente en este tipo de plantas, ya que se ha estado mejorando la tecnología de los fluidos binarios o a través de plantas de ciclo orgánico rankine. Las plantas binarias, son semejantes a las plantas ciclo orgánico rankine, pues lo único que cambia entre estas es el tipo de fluido de trabajo, en ambas se usa un fluido que tiene un punto de ebullición bajo y una alta presión de vapor a bajas temperaturas, en comparación con el vapor (Boyd et al., 2010).

En estas plantas el fluido geotérmico extraído de la Tierra transfiere calor a un fluido de trabajo en un intercambiador de calor, que luego se vaporiza y expande en una turbina para generar electricidad. En el ciclo binario se emplean fluidos sintéticos (como isobutano o isopentano) que operan a diversas temperaturas, mientras que en el ORC se utilizan fluidos orgánicos (como hidrocarburos) que son adecuados para bajas temperaturas. Aunque ambos ciclos reutilizan el fluido de trabajo y reinyectan el fluido geotérmico, el ciclo ORC suele estar optimizado para fuentes de calor de baja entalpía, lo que lo hace más eficiente en esos escenarios sin embargo, las plantas de ciclo binario permiten una mayor versatilidad en cuanto a las temperaturas de operación y su capacidad para integrarse mejor en entornos de coproducción, pues la ORC limita a componentes orgánicos el fluido de trabajo.

El fluido secundario, se opera a través de un ciclo donde el proceso es: el fluido geotérmico cede calor al fluido secundario a través de intercambiadores de calor, en los que este fluido se calienta y vaporiza; el vapor producido impulsa una turbina axial

normal, luego se enfría y condensa, y el ciclo comienza de nuevo. Aparte de los fluidos geotérmicos de baja a mediana temperatura y los fluidos de desecho, los sistemas binarios también se pueden utilizar cuando se prefiera evitar el destello de los fluidos geotérmicos (por ejemplo, para evitar el sellado del pozo). En este caso, se pueden utilizar bombas en el pozo para mantener los fluidos en estado líquido presurizado, y la energía se puede extraer del fluido circulante mediante unidades binarias.

Las plantas binarias generalmente se construyen en unidades modulares pequeñas de unos pocos cientos de KW a unos pocos MW de capacidad. Estas unidades luego se pueden conectar para crear plantas de energía. Su costo depende de varios factores, pero especialmente de la temperatura del fluido geotérmico producido, lo que influye en el tamaño de la turbina, los intercambiadores de calor y el sistema de enfriamiento. El tamaño total de la planta tiene poco efecto en el costo específico, ya que una serie de unidades modulares estándar se unen para obtener capacidades más grandes. La tecnología de plantas binarias es un medio muy rentable y confiable de convertir en electricidad la energía disponible de los campos geotérmicos dominados por agua. Recientemente se ha desarrollado un nuevo ciclo de fluido binario, llamado Kalina, que utiliza una mezcla de agua y amoníaco como fluido de trabajo. Este fluido se expande, en condiciones de sobrecalentamiento, a través de la turbina de alta presión, y luego se recalienta antes de ingresar a la turbina de baja presión. Después de la segunda expansión, el vapor saturado pasa a través de una caldera recuperativa antes de ser condensado en un condensador enfriado por agua. Se estima que el ciclo Kalina es hasta un 40 por ciento más eficiente que las plantas de energía binaria geotérmica existentes (Freeston et al., 2010).

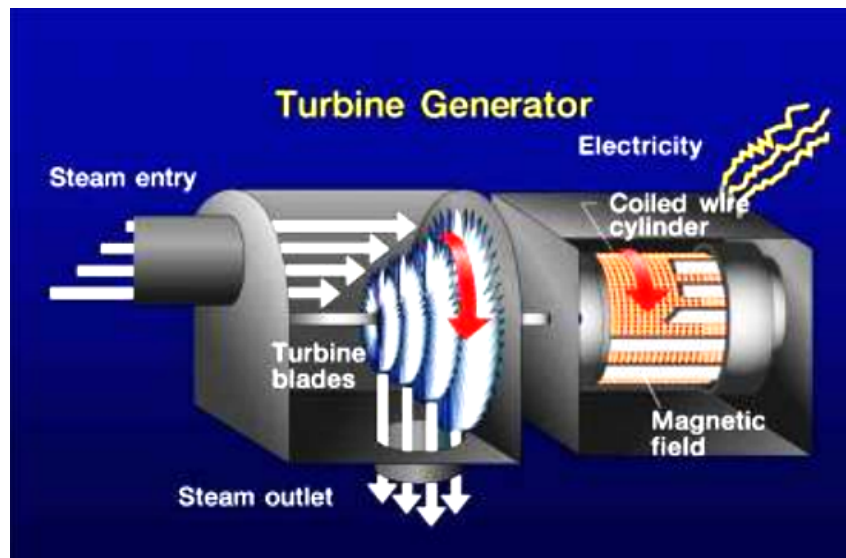
Plantas para producción de energía eléctrica a través de la geotermia

Como bien se ha estado hablando en los temas anteriores, la producción de energía eléctrica es posible, sin embargo se ha mencionado el uso de turbinas, estas turbinas no están solas durante el desarrollo de los procesos, sino que son más elementos que en

conjunto con la turbina dan como resultado una planta de generación de energía eléctrica.

Los procesos ocurridos en la planta inician exactamente después de extraer el fluido geotérmico del yacimiento, este al salir del yacimiento se dirige a la entrada del procesamiento de la planta de energía, donde mediante turbinas generadoras (mostrada en la figura 7), el calor geotérmico (a alta temperatura), se evapora, o en su caso comparte calor con un fluido de trabajo el cual realiza la acción de evaporarse, el vapor resultante mueve las aspas dentro de la turbina, lo cual permite una transformación de energía, ya que pasa de ser energía calorífica a energía mecánica y luego esa energía mecánica a energía eléctrica mediante el proceso de inducción electromagnética, en donde un campo magnético móvil induce una corriente eléctrica en un conductor fijo.

Figura 7. Esquema de una turbina para la generación de energía eléctrica.



Nota: Conversión de la energía geotérmica en energía eléctrica: Fase 2 | Energía Geotérmica.
Guille Barrena.

<https://grupo02termo.wordpress.com/2012/02/18/conversion-de-la-energia-geotermica-en-energia-electrica-fase-2/>

Hay distintas posibilidades de elección para plantas de generación eléctrica, estas posibles opciones para su diseño y por ende funcionamiento dependen del recurso a

explotar, las opciones de plantas para generar electricidad según el tipo de sistema geotérmico que se maneje, son los siguientes:

Sistemas dominados por vapor (presión de vapor estática)

- Plantas de vapor seco.
- Plantas de vapor flash.

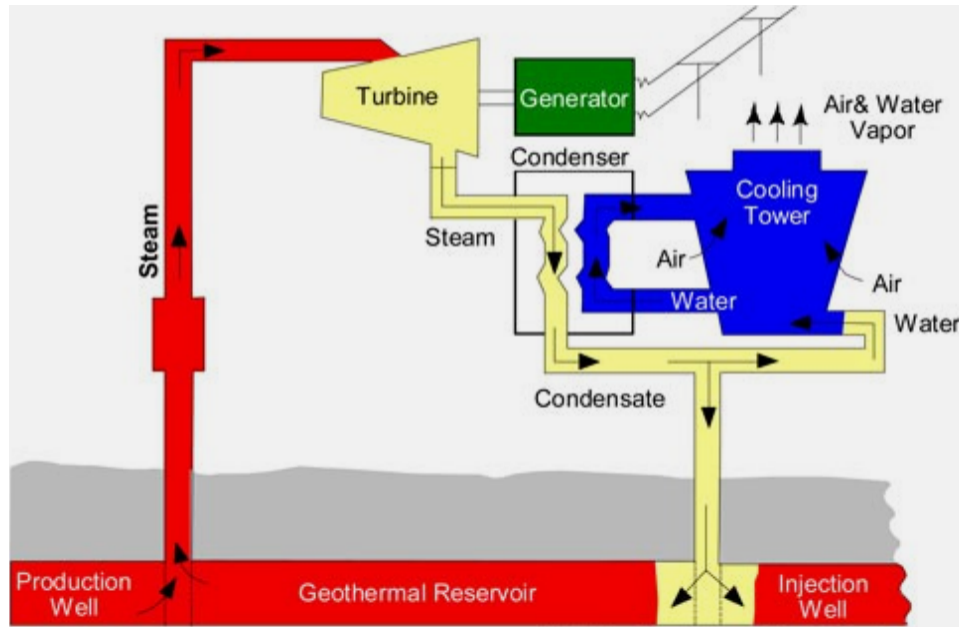
Sistemas dominados por líquido (presión hidrostática)

- Plantas de simple o doble destilación (Separación de la fase de vapor y líquido).
- Plantas binarias .

Plantas de vapor seco

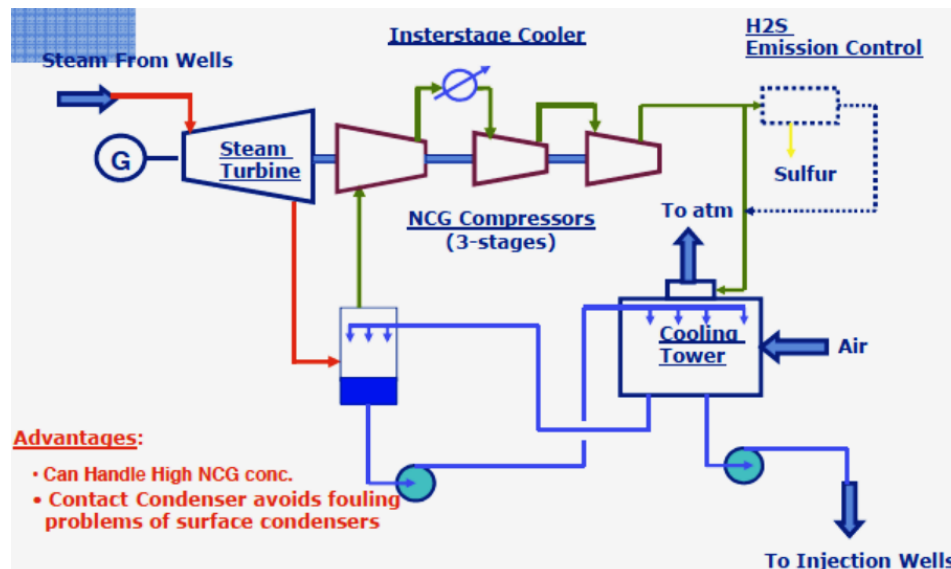
Las plantas de vapor seco son altamente eficientes, utilizan fluidos hidrotermales que consisten principalmente en vapor, son muy raras, pues requieren condiciones geotérmicas específicas donde el recurso geotérmico es vapor seco, sin mezcla de líquido. El vapor se dirige directamente a una turbina, la cual impulsa un generador que produce electricidad (US Department of Energy, 2023). En la figura 8 se representa un esquema de una planta de vapor seco y posteriormente en la figura 9 se representa un esquema conceptual de la misma planta.

Figura 8. Esquema de planta de vapor seco.



Nota: Schematic Diagram of a Dry Steam Geothermal Power Plant. Lund, J.W. (2013). *Geothermal Energy Utilization*. In: Kaltschmitt, M., Themelis, N.J., Bronicki, L.Y., Söder, L., Vega, L.A. (eds) *Renewable Energy Systems*. Springer, New York, NY. ISBN: 978-1-4614-5820-3

Figura 9. Esquema conceptual de planta de vapor seco.

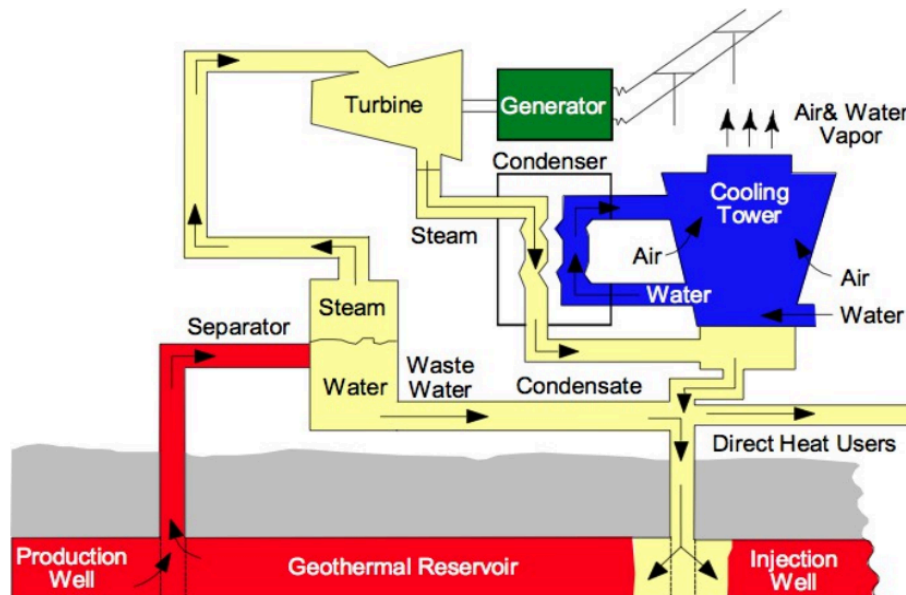


Nota: Typical Dry Steam Geothermal Power Plant. Lund, J.W. (2013). *Geothermal Energy Utilization*. In: Kaltschmitt, M., Themelis, N.J., Bronicki, L.Y., Söder, L., Vega, L.A. (eds) *Renewable Energy Systems*. Springer, New York, NY. ISBN: 978-1-4614-5820-3

Plantas de vapor flash

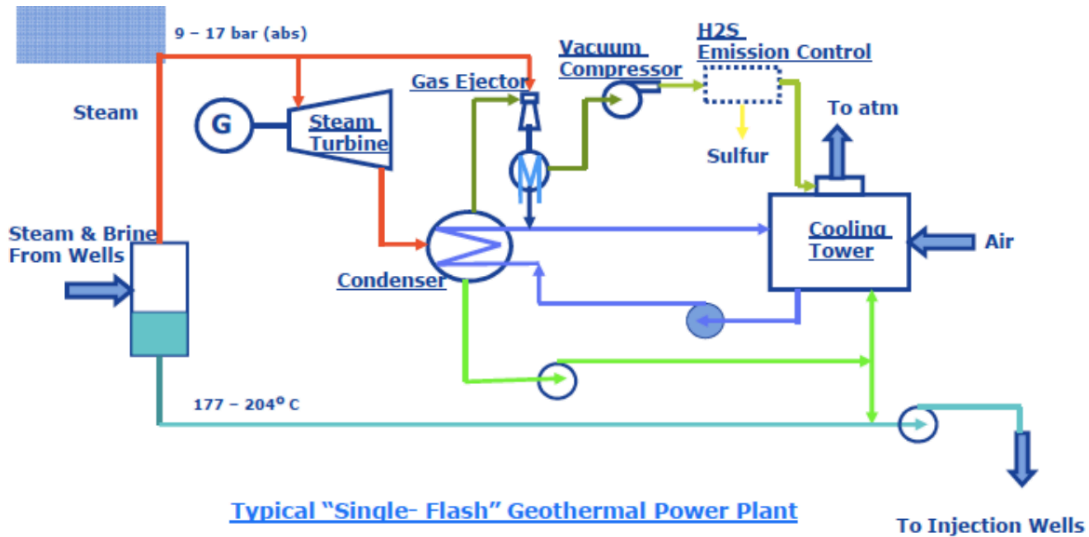
Las plantas de vapor flash, son plantas que permiten el uso de recursos geotérmicos con temperaturas más bajas que pueden producir una mezcla de vapor y agua líquida. La mezcla se envía a un separador, donde la presión se reduce repentinamente (flash), haciendo que una parte del agua se vaporice instantáneamente. Luego, el vapor se separa en la superficie y se utiliza para alimentar una unidad turbina/generador. Estas pueden ser de simple o doble flash (Lund & Freeston, 2010). En la figura 10 se representa un esquema de una planta de vapor flash, posteriormente en la figura 11 se representa un esquema conceptual de la misma planta y por último en la figura 12 se muestra un esquema conceptual de una planta de vapor de doble flash en la que se repite el proceso de flasheo una segunda ocasión.

Figura 10. Esquema de planta de vapor flash.



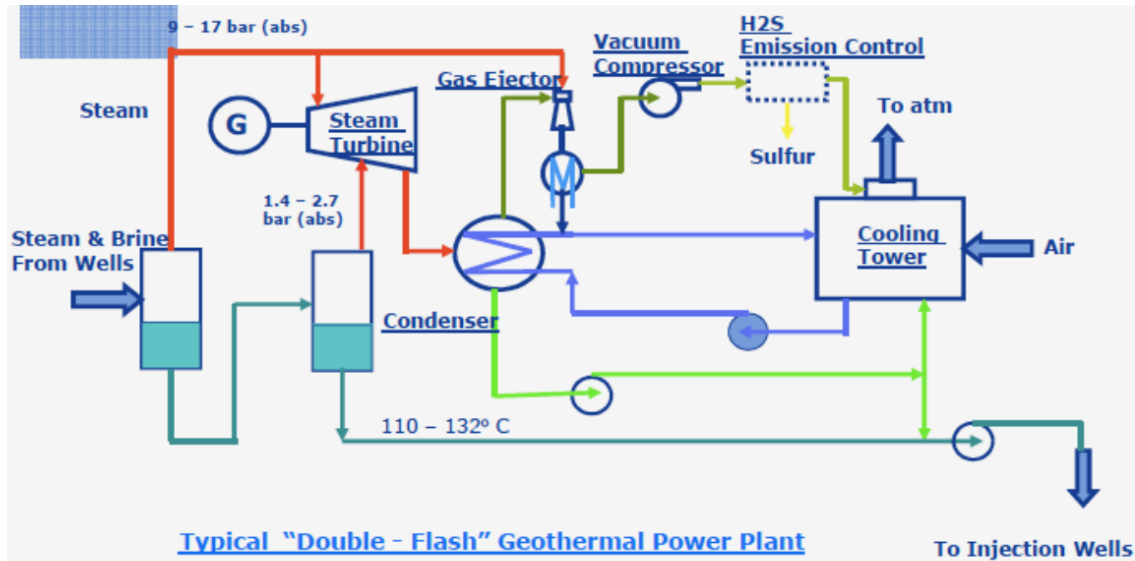
Nota: Schematic Diagram of a Flash Steam Geothermal Power Plant. Lund, J.W. (2013). *Geothermal Energy Utilization*. In: Kaltschmitt, M., Themelis, N.J., Bronicki, L.Y., Söder, L., Vega, L.A. (eds) *Renewable Energy Systems*. Springer, New York, NY. ISBN: 978-1-4614-5820-3

Figura 11. Esquema conceptual de planta de vapor de simple flash.



Nota: Typical Single Flash Geothermal Power Plant. Lund, J.W. (2013). Geothermal Energy Utilization . In: Kaltschmitt, M., Themelis, N.J., Bronicki, L.Y., Söder, L., Vega, L.A. (eds) Renewable Energy Systems. Springer, New York, NY. ISBN: 978-1-4614-5820-3

Figura 12. Esquema conceptual de planta de vapor de doble flash.



Nota: Typical Double Flash Geothermal Power PLant. Lund, J.W. (2013). Geothermal Energy Utilization . In: Kaltschmitt, M., Themelis, N.J., Bronicki, L.Y., Söder, L., Vega, L.A. (eds) Renewable Energy Systems. Springer, New York, NY. ISBN: 978-1-4614-5820-3.

Plantas de simple o doble destilación

Las plantas de simple o doble destilación son muy semejantes a las plantas de vapor flash, pero utilizan procesos adicionales de separación para mejorar la eficiencia y adaptarse a las características del recurso geotérmico. Implica calentar el fluido hasta alcanzar su punto de ebullición. A pesar de su existencia como planta de generación de energía eléctrica, este tipo de plantas no suelen utilizarse comúnmente en la industria geotérmica.

Plantas de ciclo binario

Las plantas de ciclo binario al igual que las plantas previamente mencionadas, funcionan con vapor, sin embargo en las plantas de ciclo binario no es vapor geotérmico el que se envía a las turbinas, si no la fase gaseosa de un fluido de trabajo, tal fluido de trabajo tiene una menor temperatura de ebullición al del fluido contenido en el yacimiento, que regularmente suele ser agua. El fluido de trabajo, que es un punto importante para conseguir un óptimo funcionamiento, es sintético. Cabe mencionar que al decir orgánico, tal palabra podría sugerir que son fluidos de origen natural, sin embargo en este contexto de plantas de ciclo se refiere a compuestos químicos orgánicos que son diseñados y fabricados sintéticamente para optimizar el rendimiento del ciclo. La línea de diferencia entre estos dos tipos de plantas es muy estrecha, pues los fluidos de trabajo utilizados en ambas son sintéticos.

En este trabajo se ha decidido enfocar la discusión exclusivamente en las plantas de ciclo binario debido a su mayor flexibilidad y capacidad para operar en un rango más amplio de temperaturas geotérmicas, lo que las hace más adecuadas para proyectos de coproducción de energía geotérmica y petróleo, además su funcionamiento respecto al ORC es similar, pues los dos tipos de planta tienen la misma base de funcionamiento. Aunque las plantas de ciclo orgánico rankine (ORC) también utilizan fluidos de trabajo sintéticos y son eficaces en la conversión de fuentes de calor de baja entalpía, su diseño

está optimizado principalmente para temperaturas geotérmicas más bajas (hasta 70 °C). En cambio, las plantas de ciclo binario pueden aprovechar tanto fuentes de temperatura baja como media (60 °C a 185 °C), lo que las convierte en una opción más robusta y adaptable para contextos donde las condiciones térmicas son más variables, como en los campos petroleros. Por lo tanto, este enfoque se justifica al considerar que el ciclo binario representa una solución más eficiente y versátil en el escenario de coproducción de energía y extracción de hidrocarburos, que es el principal interés de esta investigación.

Volviendo a su funcionamiento, el fluido geotérmico al salir del yacimiento cede su calor a través del intercambiador de calor con el fluido de trabajo, posterior a ello, en el ciclo donde circula el fluido de trabajo, al absorber calor el fluido de trabajo se evapora, y dicha evaporación va hacia la turbina, la cual transforma la energía calorífica en energía mecánica que a su vez lo transforma en electricidad mediante la inducción electromagnética. Después de que el fluido de trabajo pasa por la turbina, debe regresar a su estado inicial, por ende requiere pasar por un proceso para poder ser condensado y así convertirlo nuevamente en líquido y con ello volver a reiniciar el ciclo. La condensación se lleva a cabo comúnmente a través de un condensador de vapor a alta presión, el cual al realizar su proceso entrega el fluido de trabajo nuevamente en forma líquida a la parte del proceso donde se encuentra intercambiador de calor que tiene contacto con el fluido geotérmico. Durante el proceso de condensación se encuentra con otro intercambiador de calor, aunque en esta parte es específicamente para enfriar el fluido, por lo cual es un sistema de enfriamiento necesario durante la condensación. Posterior a este proceso y a la explicación del ciclo que se maneja en el circuito que contiene el fluido de trabajo, sigue explicar el circuito que contiene el fluido geotérmico, este después de pasar por el intercambiador y ceder su energía sigue su camino hacia fuera de la planta nuevamente donde es posible regresarlo al yacimiento mediante pozos de inyección o donde puede ser tratado y posteriormente desechado.

El obstáculo, o problema que se podía ver en el diseño de este tipo de ciclos, es que en algunas ocasiones se requiere agua adicional, para la parte del enfriamiento, o en su caso de torres enormes de enfriamiento, por ende el problema de disponibilidad de agua en áreas con escasez hídrica o el problema de escasez territorial. Aunque han habido ya grandes avances tecnológicos para la solución de este problema.

Seleccionando el fluido de trabajo apropiado, los sistemas binarios pueden ser diseñados para operar con temperaturas de entrada en el rango de 60 °C a 185 °C. El límite de temperatura superior está restringido por la estabilidad térmica de los fluidos binarios. El límite de temperatura inferior está principalmente restringido por consideraciones prácticas y económicas, ya que el tamaño del intercambiador de calor requerido para una capacidad dada se vuelve poco práctico. El calor se transfiere del fluido geotérmico al ciclo binario, como se mencionó previamente a través de intercambiadores de calor, donde el fluido binario (o fluido de trabajo) se calienta y vaporiza antes de ser expandido a través de una turbina a una presión/temperatura más baja (DiPippo, 2008).

Tradicionalmente, las plantas binarias han sido unidades modulares pequeñas que varían en tamaño desde unos pocos cientos de kilovatios hasta varios megavatios. La rentabilidad de los desarrollos pequeños se apoya en su construcción modular, que facilita tiempos cortos de fabricación e instalación. Desarrollos más grandes de 10 MW a 50 MW pueden lograrse al reunir varias unidades modulares en un desarrollo común. Con pozos que no fluyen espontáneamente, o donde es ventajoso evitar el destello del fluido geotérmico (para prevenir el calcinado del pozo, por ejemplo), se pueden utilizar bombas en el fondo del pozo para mantener el fluido en estado líquido presurizado. Luego, las unidades binarias pueden usarse para extraer energía del fluido en circulación. El suministro de plantas binarias geotérmicas en todo el mundo ha estado dominado por ORMAT® Industries, como resultado de una fijación agresiva de precios y marketing, y un producto sólido.

Los intercambiadores de calor son necesarios para calentar y evaporar el fluido binario, así como para recuperar y condensarlo durante la fase de rechazo de calor del ciclo. Normalmente, el fluido binario se calienta y evapora en dos unidades separadas. Los intercambiadores de calor convencionales son del tipo carcasa y tubos o placa. Estos son físicamente grandes y forman una gran parte del costo de una planta binaria. Gran parte del equilibrio entre rendimiento y costo de las plantas binarias radica en la selección de intercambiadores de calor. Una de las principales desventajas de los hidrocarburos y refrigerantes, así como los fluidos utilizados como fluidos binarios, es que tienen características de transferencia de calor deficientes, y de tener una mala elección de ellos, o en su caso tener un fluido geotérmico con contaminantes o no estudiado previamente bien, a menudo, puede crear incrustaciones por los posibles cambios de temperatura, donde la incrustación compromete el rendimiento de transferencia de calor de los intercambiadores de calor, lo que en algunos casos puede hacer que ciertas estrategias de desarrollo sean impracticables. La incrustación reduce el rendimiento de transferencia de calor y la eficiencia hidráulica de los intercambiadores de calor superficiales convencionales, y también da lugar a costos de mantenimiento más altos y una menor utilización de la planta (DiPippo, 2008).

Sabiendo el funcionamiento de la planta de ciclo binario, es esencial conocer algo de la parte económica de una planta binaria. Para fines de estudio de viabilidad, la siguiente fórmula, denominada Fórmula de Damiani (Damiani, 1985), permite calcular la potencia eléctrica neta generada a través de una planta de ciclo binario con una precisión adecuada:

$$\mathbf{NEP} = [(0.18T - 10) * \mathbf{ATP}] / 278$$

Donde:

NEP = Potencia eléctrica neta (kW).

T = Temperatura del fluido geotérmico (°C).

ATP = Annual Thermal Power (Potencia Térmica Anual) (kW).

La fórmula toma en cuenta la temperatura del fluido geotérmico, que es crucial para determinar la eficiencia y la capacidad de generación de una planta de ciclo binario. A mayor temperatura, mayor es el potencial de generación de energía.

La Potencia Térmica Anual (ATP): Representa la cantidad total de energía térmica que puede ser aprovechada en un año. Esta cifra es importante porque no todas las plantas geotérmicas operan a su máxima capacidad todo el tiempo debido a variaciones estacionales y operativas.

$$ATP = P \times H$$

Donde:

P = Potencia Térmica Instantánea (W).

H = Horas de Operación Anual (h).

$$P = m \times (h_{\text{fluido}} - h_{\text{condensado}})$$

Donde:

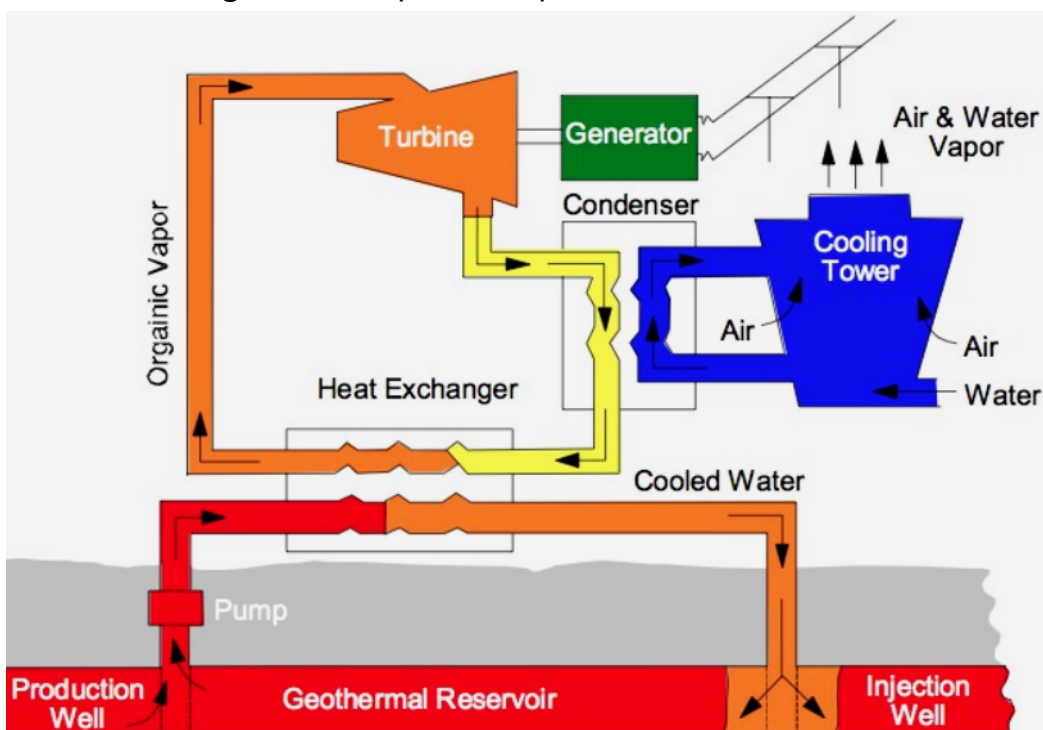
h_{fluido} = Entalpía del fluido geotérmico a la entrada del sistema (kJ/kg).

$h_{\text{condensado}}$ = Entalpía del fluido después de que ha cedido su energía en el intercambiador de calor. En muchos casos, $h_{\text{condensado}}$ puede aproximarse al valor de la entalpía del agua a la temperatura de reinyección (kJ/kg).

m = Flujo másico del fluido geotérmico (kg/s).

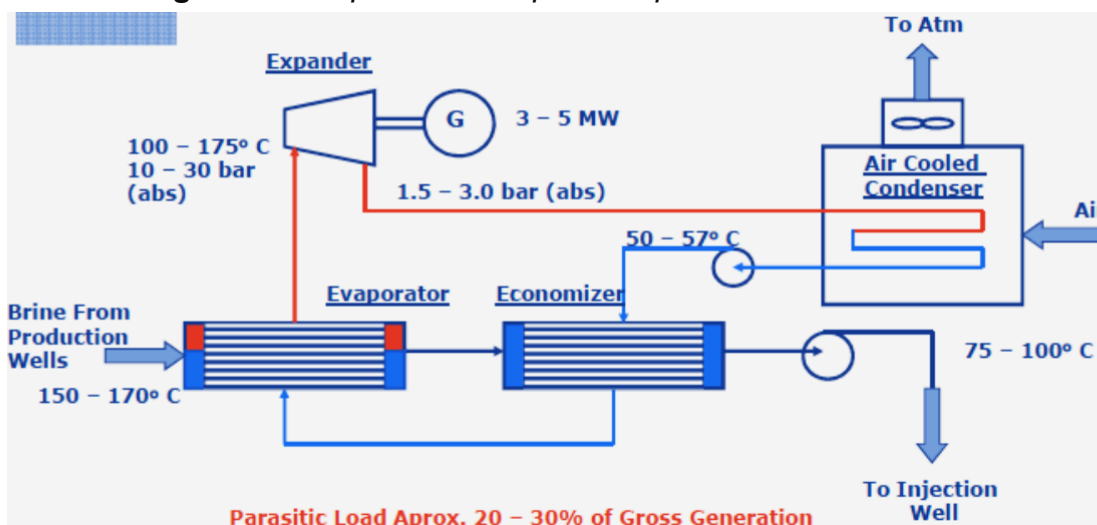
La Fórmula de Damiani se utiliza en estudios de factibilidad y diseño de plantas térmicas de ciclo binario para estimar cuánta electricidad neta puede ser producida a partir de una determinada fuente de energía geotérmica. En la figura 13 se representa un esquema de una planta de ciclo binario y posteriormente en la figura 14 se representa un esquema conceptual del mismo tipo de planta.

Figura 13. Esquema de planta de ciclo binario.



Nota: Schematic Diagram of Binary Geothermal Power Plant. Lund, J.W. (2013). Geothermal Energy Utilization . In: Kaltschmitt, M., Themelis, N.J., Bronicki, L.Y., Söder, L., Vega, L.A. (eds) Renewable Energy Systems. Springer, New York, NY. ISBN: 978-1-4614-5820-3

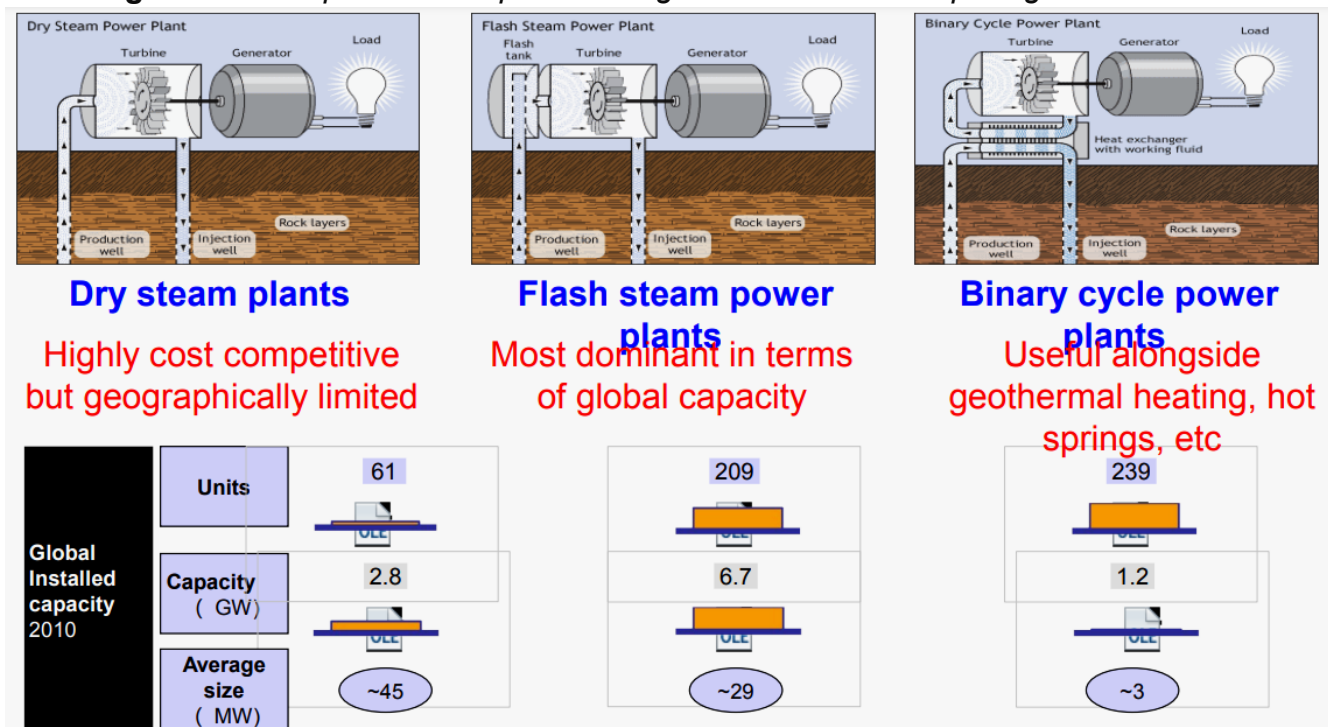
Figura 14. Esquema conceptual de planta de ciclo binario.



Nota: Typical Binary Geothermal Power Plant. Lund, J.W. (2013). Geothermal Energy Utilization . In: Kaltschmitt, M., Themelis, N.J., Bronicki, L.Y., Söder, L., Vega, L.A. (eds) Renewable Energy Systems. Springer, New York, NY. ISBN: 978-1-4614-5820-3

Para un mejor entendimiento de las plantas de vapor seco, de vapor flash y de ciclo binario, en la figura 15 es posible encontrar un gráfico comparativo de la plantas de generación de energía eléctrica a través de la geotermia donde se puede ver su configuración y su capacidad de generación. De igual forma en la figura 16 existe un gráfico comparativo donde su configuración está referida al generador y a la carga de distribución de energía eléctrica.

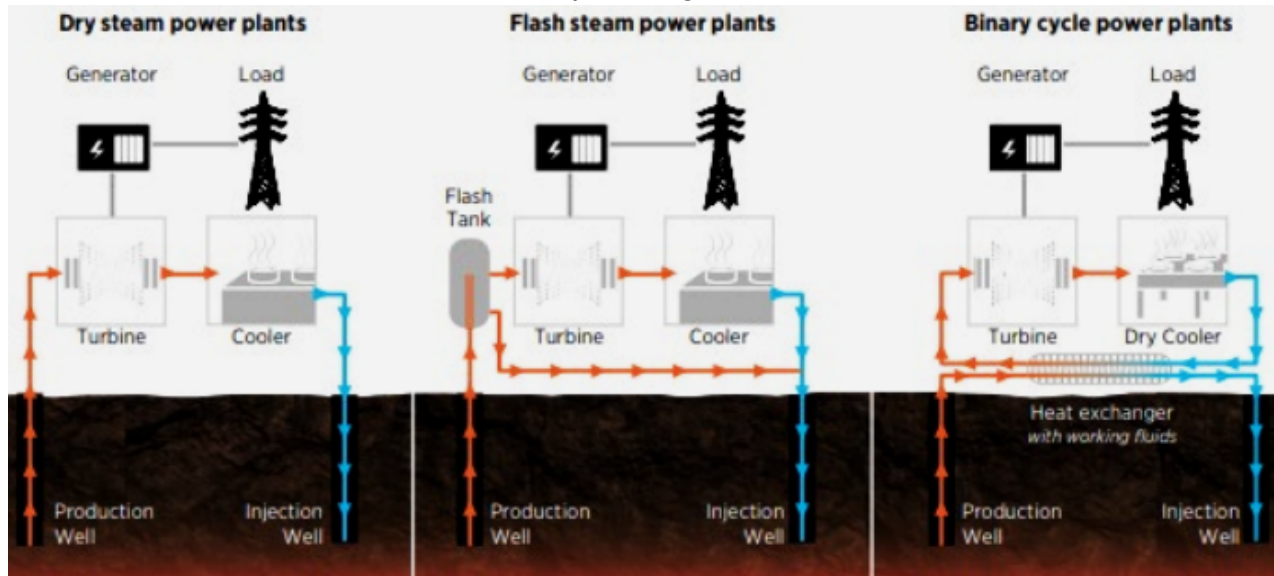
Figura 15. Comparación de plantas de generación eléctrica para geotermia.



Nota: Conventional Technologies. Enel Green Power.

<https://es.slideshare.net/slideshow/enel-green-power-investor-day-rome-april-22-2009/1773113#2>

Figura 16. Comparación simple de las diferencias entre las plantas de generación eléctrica para la geotermia.



Nota: Geothermal power-plant configurations: dry steam, flash steam, and binary/ORC cycle . *A Review of Geothermal Technologies and Their Role in Reducing Greenhouse Gas Emissions in the USA. Philip Ball. A Review of Geothermal Technologies and Their Role in Reducing Greenhouse Gas Emissions in the USA*

Tipos de fluidos de trabajo para ciclo binario

Como se ha mencionado, los fluidos de trabajo son importantes, pues estos determinan parte de la eficiencia de las plantas de generación eléctrica de ciclo binario. Existen diferentes tipos de plantas de ciclo binario que cambian su nombre solo por el fluido de trabajo que usan, algunas de las posibilidades existentes son:

Ciclo binario de isobutano

Este tipo de fluido es un hidrocarburo isomérico del butano. Es un gas a temperatura ambiente y se utiliza como fluido de trabajo debido a su bajo punto de ebullición y a sus buenas propiedades termodinámicas. Dicho fluido es eficiente en la transferencia de calor, es estable a temperaturas de operación típicas de ciclos binarios y no presenta problemas de corrosión en la mayoría de los materiales. Una desventaja bastante alarmante que tiene el uso de este fluido es que es inflamable (Jung et al., 2018).

Su uso es adecuado para temperaturas de 85 °C a 150 °C y para procesos industriales con calor residual moderado.

Ciclo binario de pentano

Este tipo de fluido es similar al del ciclo de isobutano, el fluido es un hidrocarburo isomérico del pentano. Es un líquido volátil a temperatura ambiente, se vaporiza a temperaturas aún más bajas que el isobutano y se utiliza en ciclos por su alta eficiencia termodinámica. Lo cual causa un excelente rendimiento en ciclos binarios y no es relativamente tóxico comparado con otros fluidos.

De sus principales desventajas es que presenta inflamabilidad y puede ser más costoso que otros fluidos orgánicos debido a su alta demanda en otras aplicaciones (Sideris et al., 2020).

Su uso es adecuado para cuando se tienen temperaturas de 60 °C a 140 °C y es perfecto para recursos geotérmicos de baja entalpía.

Ciclo binario de tolueno o xileno

En este tipo de ciclo, se utilizan compuestos orgánicos como tolueno o xileno como fluidos de trabajo. Ambos son hidrocarburos aromáticos que se utilizan como solvente industrial y como fluido de trabajo en ciclos debido a su alta temperatura de ebullición y estabilidad térmica. Una ventaja de su uso es que puede operar a temperaturas más altas que muchos otros fluidos orgánicos y tiene una buena estabilidad química. Su uso nos presenta algunas desventajas, principalmente su toxicidad lo cual conlleva medidas de seguridad estrictas, es altamente inflamable y puede ser costoso debido a la necesidad de materiales y sistemas de seguridad especializados (Liu et al., 2019).

Su uso es adecuado para temperaturas de 150 °C a 300 °C y para sitios donde se requieren altos grados de eficiencia y estabilidad térmica.

Ciclo binario de aire

En lugar de utilizar un fluido orgánico, el ciclo binario de aire utiliza aire como fluido de trabajo. El aire caliente del yacimiento geotérmico se utiliza para calentar otro flujo de aire que se expande a través de una turbina para generar electricidad. La gran ventaja del uso de este fluido es que es abundante, gratuito, no presenta riesgos de toxicidad o inflamabilidad y es amigable con el medio ambiente. La desventaja de estos fluidos es que en comparación con fluidos orgánicos, el aire tiene menor eficiencia debido a su baja densidad y capacidad de calor y requiere altas temperaturas para ser eficiente (Rosen et al., 2016).

Su uso es conveniente para turbinas de gas y otros ciclos que utilizan aire como fluido de trabajo, al igual en sitios donde se necesita un fluido de trabajo seguro y no tóxico.

Ciclo binario de amoníaco-agua (Kalina Cycle)

En este ciclo, se utiliza una mezcla de agua y amoníaco, pero en diferentes proporciones. Esta mezcla permite un rango más amplio de temperaturas para la generación de energía. La mezcla permite la utilización eficiente de fuentes de calor de baja y media temperatura. Las posibles ventajas que nos da el uso de este fluido es su alta eficiencia termodinámica, su flexibilidad en cuanto a la proporción de amoníaco y agua pues puede ajustarse para optimizar el ciclo según la temperatura de la fuente de calor y puede operar eficientemente en un amplio rango de temperaturas de la fuente de calor. Y el problema de su uso es que el diseño y la operación son más complejos debido a la naturaleza de la mezcla de fluidos, pues el amoníaco es tóxico y corrosivo, por ende existe un mayor costo de instalación y mantenimiento (Sánchez et al., 2018).

Ciclo binario de siloxanos

Los siloxanos son compuestos de silicio y oxígeno que pueden ser líquidos o gases. Son utilizados como fluidos de trabajo por su estabilidad térmica y química, y sus bajas propiedades tóxicas. Una gran desventaja es que suelen ser más caros que otros fluidos orgánicos y puede tener una presión de burbuja relativamente alta (Gong et al., 2010).

Es conveniente su uso para temperaturas de 100 °C a 300 °C.

Ciclo binario de refrigerantes (Ejemplo: R245fa)

R245fa es un refrigerante orgánico hidrofluorocarbono (HFC) utilizado en ciclos binarios y también en ORC por su bajo punto de ebullición, baja toxicidad, y no inflamabilidad. Es ampliamente usado en sistemas de refrigeración y bombas de calor. Su uso tiene la ventaja de que existe un menor riesgo de incendios y explosiones comparado con hidrocarburos como el isobutano y el isopentano. La posible desventaja es que pueden ser costosos debido a su producción (Dionne et al., 2012).

Su uso es conveniente para temperaturas de 50 °C a 120 °C y para sitios donde la seguridad es una preocupación importante.

Unidades de Generación en Cabeza de Pozo (Wellhead Generation Units)

Aparte de las plantas mencionadas anteriormente, existe otra posibilidad para la generación de energía eléctrica, esta posibilidad es llamada “Unidad de generación en cabeza de pozo”. Estas unidades son sistemas de generación de energía eléctrica que se instalan directamente en la cabeza de los pozos geotérmicos, un ejemplo de estas unidades se puede ver en la figura 17. Su propósito es convertir la energía térmica del fluido geotérmico en energía eléctrica de manera descentralizada y eficiente. La tecnología implica utilizar vapor de pozos geotérmicos que han sido perforados y son productivos pero permanecen inactivos, a la espera del desarrollo de una planta de energía geotérmica convencional para generar electricidad. En algunos casos, se construyen cabezas de pozo de forma permanente en pozos geotérmicos aislados. Esto permite a los inversores obtener electricidad temprana y flujo de efectivo antes de la finalización de una planta de energía central o continuar con la generación a partir de uno o unos pocos pozos de producción en forma de plantas de energía en la cabeza del pozo. En la generación de electricidad en la cabeza del pozo, el vapor de un pozo geotérmico se convierte en electricidad en una unidad de planta de energía en la cabeza del pozo instalada justo encima o cerca del pozo geotérmico perforado. La planta no

tiene desarrollo de la infraestructura necesaria para extraer y utilizar el vapor geotérmico, excepto para los sistemas de eliminación de efluentes de salmuera y torres de enfriamiento desarrollados para la planta de la cabeza del pozo (Bertani, 2020).

Figura 17. *Planta de energía en cabeza de pozo (5 MW) en Olkaria, Kenia.*



Nota: *A GEG 5-MW C50 wellhead plant at Olkaria in Kenya. Central versus wellhead power plants in geothermal grid electricity generation. Energy, Sustainability and Society. Kabeyi, M.J.B., Olanrewaju, O.A.*

<https://doi.org/10.1186/s13705-021-00283-8>

Las plantas de energía en la cabeza del pozo, que generalmente consisten en equipos más pequeños, tienen una eficiencia relativamente más baja y un mayor consumo específico de vapor que las plantas de energía geotérmica convencionales, además requiere mantenimiento constante para asegurar el funcionamiento continuo y eficiente.

La planta suele estar compuesta por los siguientes componentes:

- Sistema de vapor.
- Conjunto de turbina y generador.
- Sistema eléctrico y de control.
- Pozo de producción.
- Sistemas de instrumentación y control.

A pesar de ello también tiene algunas ventajas, pues permite la generación de energía cerca del punto de extracción, reduciendo la necesidad de infraestructura de transporte de energía.

Es conveniente su uso para campos geotérmicos con pozos dispersos, en donde están distribuidos geográficamente y no es práctico construir una planta centralizada. De igual forma es adecuado para proyectos de generación eléctrica de menor escala que no justifican la construcción de grandes plantas térmicas o para regiones remotas donde la infraestructura eléctrica es limitada y la generación local es más viable.

	Parameters	Central power plant	Wellhead power plant
1	Setup period	Takes more than 2 years to set up	Takes between 3 and 6 months
2	Customization	Not site specific	Customized to specific site conditions
3	Number of wells	Fed by multiple steam wells	Normally operate on a single well
4	Capacity factor	Higher capacity factor	Lower capacity factor
5	Operating efficiency	Higher efficiency	Lower efficiency
6	Power evacuation	High voltage	Can use low voltage
7	Non-condensable gases	Well dependent	Well dependent
8	Flexibility and portability	Not flexible and not portable	Flexible and portable
9	Specific steam consumption	Low specific steam consumption	High specific steam consumption

Tabla 2. Tabla comparativa entre Unidades de cabezal de pozo y central geotérmica normal.

Refrigeración para ciclo binario

Refrigeración y transferencia de calor

Una parte esencial para su óptimo funcionamiento del ciclo binario, es el control de temperaturas en su fluido de trabajo. Después de que el fluido de trabajo se evapora para hacer funcionar la turbina es necesario tener un sistema que nos permita regresar ese fluido de trabajo a su estado líquido, dicho sistema es denominado sistema de condensación, este sistema recibe el fluido de trabajo vaporizado y lo condensa utilizando un medio de refrigeración que absorba el calor, un medio que suele usarse por

ejemplo; es el agua a temperatura baja, para con ello convertir el fluido de trabajo nuevamente en líquido y completar el ciclo.

La condensación se manifiesta de forma natural cuando un gas se enfría alcanzando su punto de rocío, en otras palabras es el paso de un fluido en forma gaseosa a forma líquida, este cambio de estado genera una cierta cantidad de energía, la cual cede al entorno, a esta cedencia de energía se le llama “calor latente” (Yamada et al., 2010). El paso de gas a líquido depende principalmente de dos factores, de la presión y de la temperatura. Se puede llegar a la condensación por dos caminos distintos; enfriando dicho fluido tomando como constante la presión, o subiendo la presión hasta conseguir dicho objetivo tomando como constante la temperatura. Aunque claro la escena práctica tiene una combinación de estos dos interventores, sin embargo no hay que pasar por desapercibido que el parámetro ideal a tomar como foco central para su manipulación, pues tiene más facilidad para poder ser controlado y alterado (Saito & Kinoshita, 2014), es el parámetro de la temperatura.

En la industria geotérmica, como en otras industrias, la condensación es un proceso muy importante, y para lograr tal proceso se usan instrumentos como los condensadores o se crea una unidad de condensación la cual suele estar conformada por tres dispositivos, los cuales son: un motor, un ventilador y un compresor.

Para poder condensar un fluido, existen tres métodos distintos que permiten alcanzar la condensación, los cuales son:

- Mezcla de masas de aire húmedo a diferente temperatura.
- Contacto de fluido con una superficie fría.
- Enfriamiento adiabático.

Sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración, es necesario no solo para las plantas de ciclo binario, pues en los demás tipos de plantas también se llega a necesitar un sistema de refrigeración en ciertos puntos del proceso para su correcto funcionamiento. La parte esencial para el

objetivo de esta investigación, es conocer más sobre la planta de ciclo binario, sin embargo la explicación podría aportar al entendimiento de las demás plantas para la generación de energía eléctrica a través de la geotermia, o hasta cierto punto para poder entender el funcionamiento de las bombas de calor.

Los sistemas frigoríficos o sistemas de refrigeración son arreglos mecánicos que utilizan las propiedades termodinámicas de la materia para trasladar energía térmica en forma de calor entre dos o más formas de materia, según se requiera. El propósito principal de un sistema de refrigeración es remover el calor de un área o sustancia y transferirlo a otro lugar, con la finalidad de conseguir específicamente un rango de temperatura en la materia que emite el calor (Kreith & Bohn, 2000).

El sistema de refrigeración, es un sistema que está compuesto por distintos componentes que trabajan en conjunto para realizar el ciclo de refrigeración. Estos son necesarios para un óptimo desarrollo del proceso, los principales componentes para el funcionamiento de dicho sistema son; un compresor, un condensador, una válvula de expansión y un evaporador (Incropera & DeWitt, 2007).

Compresor: Su función principal es aumentar la presión y la temperatura del refrigerante gaseoso. En una planta de ciclo binario no suele usarse dicho componente, lo que hace este componente es tomar el refrigerante en estado gaseoso de baja presión y baja temperatura desde el evaporador y lo comprime, aumenta su presión y temperatura antes de enviarlo al condensador.

Condensador: En este componente el refrigerante caliente y a alta presión cede su calor al entorno. En una planta de ciclo binario el fluido de trabajo (refrigerante) caliente y a alta presión cede su calor a un fluido de enfriamiento (que puede ser agua, aire o sintético) y se condensa, pasando de estado gaseoso a líquido. El condensador permite que el refrigerante ceda el calor absorbido en el evaporador.

Válvula de expansión: La válvula reduce la presión del refrigerante líquido que sale del condensador. Al pasar por la válvula de expansión, la presión del refrigerante disminuye

bruscamente, lo que también reduce su temperatura. Esto prepara el refrigerante para absorber calor en el evaporador.

Evaporador: Este componente permite que el refrigerante líquido de baja presión y temperatura absorba calor del espacio o del objeto que se desea enfriar, evaporándose en el proceso. Es donde el fluido de trabajo (refrigerante) de baja presión y baja temperatura absorbe el calor del fluido geotérmico caliente.

Sin embargo todos estos componentes lo que hacen es transferir el calor según el proceso, por ende estos tienen un principio en común, tal principio es llamado intercambiador de calor.

Intercambiadores de calor

Un intercambiador de calor es un dispositivo diseñado para transferir energía térmica entre dos o más fluidos, los cuales pueden estar separados por una barrera sólida o entrar en contacto directo entre sí. Tienen un papel muy relevante en las plantas de ciclo binario pues de ellos depende parte de la eficiencia de los ciclos, son una parte vital, ya que una buena elección de estos permite tener mayores ingresos económicos (Bejan et al., 2013). Las partes del proceso del ciclo en donde es posible encontrar intercambiadores de calor, es en los siguientes procesos:

Intercambiador de calor entre el fluido geotérmico y el fluido de trabajo

El agua proveniente del subsuelo se encuentra a temperaturas relativamente altas, el cual es utilizado para calentar un fluido de trabajo de menor punto de ebullición. Esto ocurre en un intercambiador de calor, donde el agua caliente fluye por un lado de las paredes del intercambiador, y el fluido de trabajo fluye por el otro lado. El calor transferido desde el agua caliente al fluido de trabajo provoca la evaporación del fluido de trabajo, convirtiéndolo en vapor.

Intercambiador de calor en la parte de generación de vapor

Una vez que el fluido de trabajo se ha convertido en vapor, este vapor se dirige a un turbogenerador donde se expande y hace girar una turbina para transformar la energía calorífica en energía mecánica y a su vez generar electricidad por medio del principio de inducción electromagnética. Antes de entrar en la turbina, hay posibilidad de que el vapor pueda pasar por otro intercambiador de calor para aumentar su eficiencia o recuperar calor residual, ya que el vapor aún puede retener una cantidad significativa de calor. Este intercambiador puede estar diseñado para precalentar el fluido de trabajo antes de entrar en el generador de vapor, aprovechando el calor residual del vapor de escape.

Intercambiador de calor en el proceso de condensación del fluido de trabajo

Después de expandirse en la turbina, el vapor debe enfriarse para así poder ser condensado y transformado de nuevo a líquido. Aquí, se utiliza otro intercambiador de calor para transferir el calor del vapor condensado a un fluido que se encuentra a bajas temperaturas. Durante este proceso, el fluido a bajas temperaturas que absorberá el calor del vapor, requiere de igual manera ser enfriado, por ende ahí se requiere usar otro sistema para intercambiar calor.

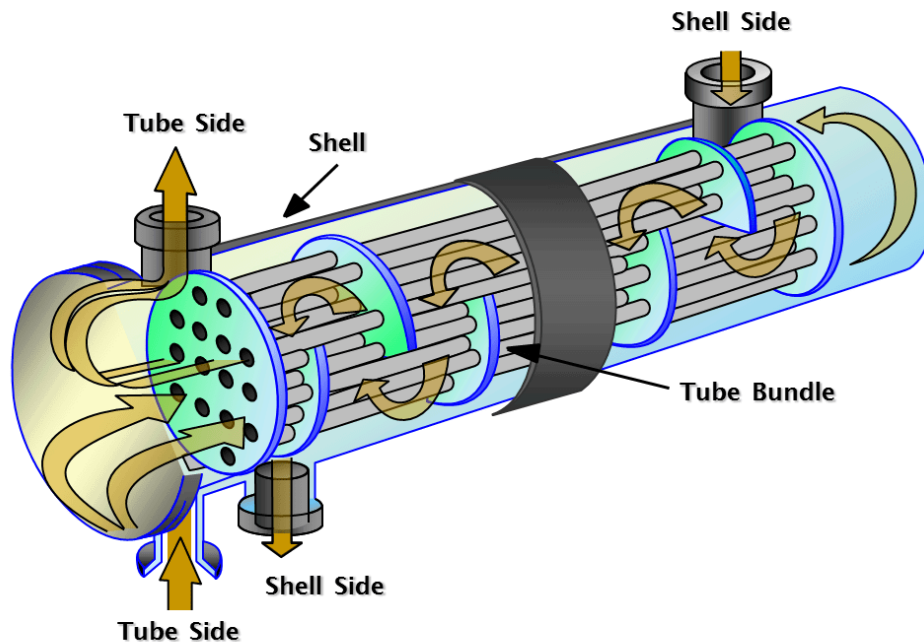
Es muy importante saber durante qué momentos del proceso hay posibilidad de requerir intercambiadores de calor. Ya que en base al momento determinado, se conocen las necesidades que se deben de cubrir para las demandas del proceso y con ello determinar cuál es la mejor opción para dicho proceso. Opciones hace referencia a los distintos tipos de intercambiadores de calor que se podrían elegir para el proyecto, entre los principales tipos de intercambiadores de calor a los que se podría acceder y cuya utilidad es alta, se encuentran los siguientes:

Intercambiadores de calor de carcasa y tubos (shell-and-tube heat exchangers)

Estos intercambiadores consisten en un conjunto de tubos colocados dentro de una carcasa cilíndrica más grande. Uno de los fluidos fluye a través de los tubos (el lado del tubo), mientras que el otro fluido fluye alrededor de los tubos dentro de la carcasa (el lado de la carcasa).

El calor se transfiere a través de las paredes de los tubos, permitiendo que el fluido caliente o que el fluido se enfríe, dependiendo de la aplicación. Son ampliamente utilizados en una variedad de industrias debido a su versatilidad y su capacidad para manejar una amplia gama de condiciones de flujo y temperatura. En la figura 18 se muestra un esquema del diseño del intercambiador de calor de carcasa y tubos.

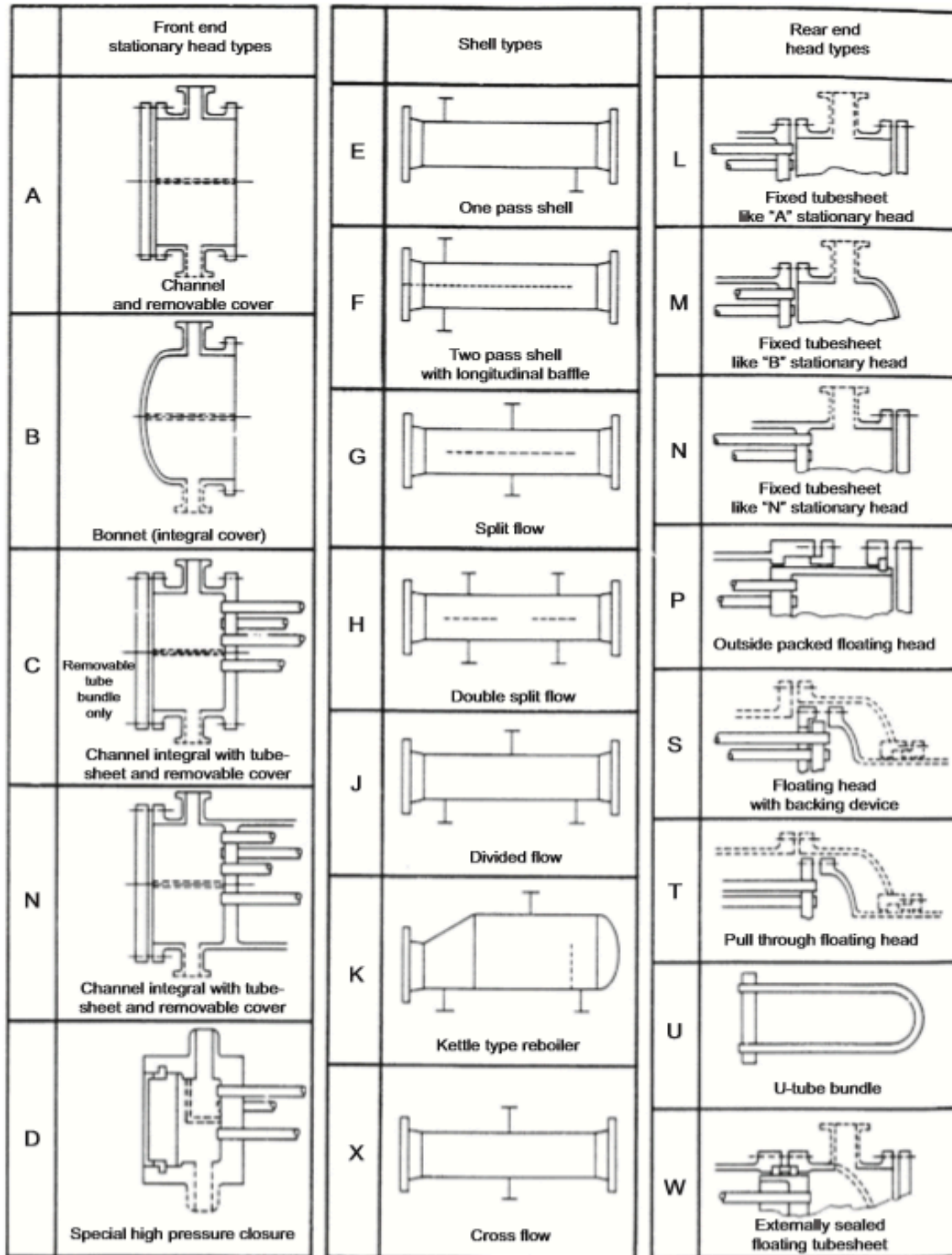
Figura 18. Esquema de Intercambiador de calor de carcasa y tubos.



Nota: Shell And Tube Heat Exchanger at best price in New Delhi by Rootech Services. ID: 2854581176330. Indiamart.

En la figura 19 se muestra un esquema de los distintos acomodos de tuberías y carcasas en el diseño de intercambiadores de calor de carcasa y tubos.

Figura 19. Tipos de acomodo de intercambiadores de calor de carcasa y tubos.



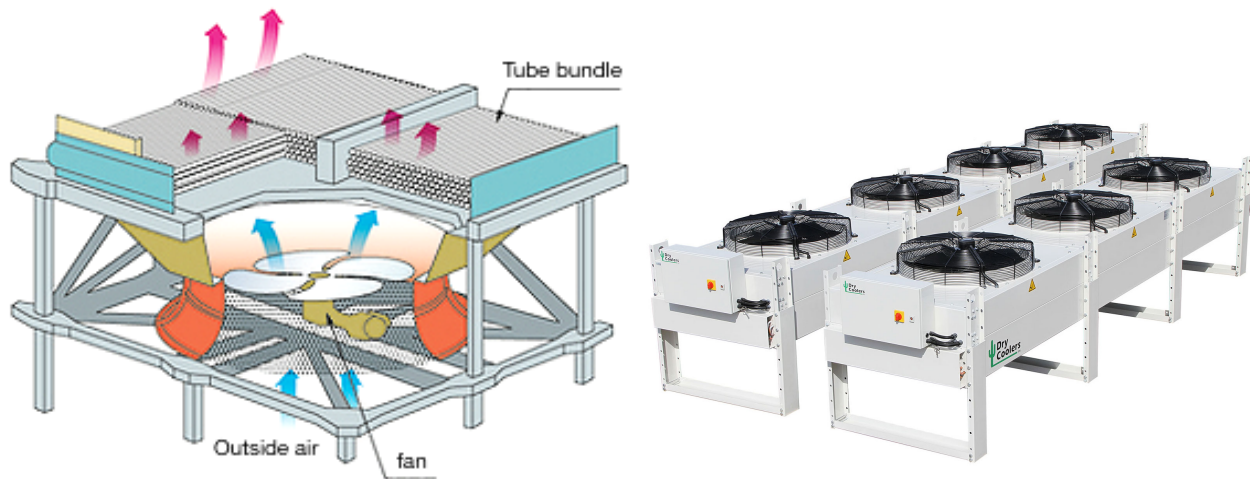
Nota: Types of Tubes in Heat Exchangers. K. K. Sirkar. Sirkar, K. K. Heat exchanger design handbook. CRC Press. ISBN: 978-0849306092.

Intercambiador de calor enfriado por aire (Air-cooled heat exchanger)

Estos intercambiadores de calor utilizan aire ambiental como medio de enfriamiento en lugar de agua u otro fluido. Dicho intercambiador está compuesto por aletas montadas en tubos a través de los cuales fluye el fluido que necesita ser enfriado.

El aire circula sobre las aletas, absorbiendo el calor del fluido en los tubos y llevándolo consigo, lo que permite que el fluido se enfríe intercambiando calor con la atmósfera. Son comúnmente utilizados en aplicaciones donde el acceso al agua es limitado, costoso o impráctico, o donde las temperaturas ambientales son lo suficientemente bajas como para proporcionar un enfriamiento eficiente. En la figura 20 se muestra una representación del diseño del intercambiador de calor enfriado por aire.

Figura 20. Esquema de intercambiador de calor enfriado por aire, junto con una representación gráfica del mismo.



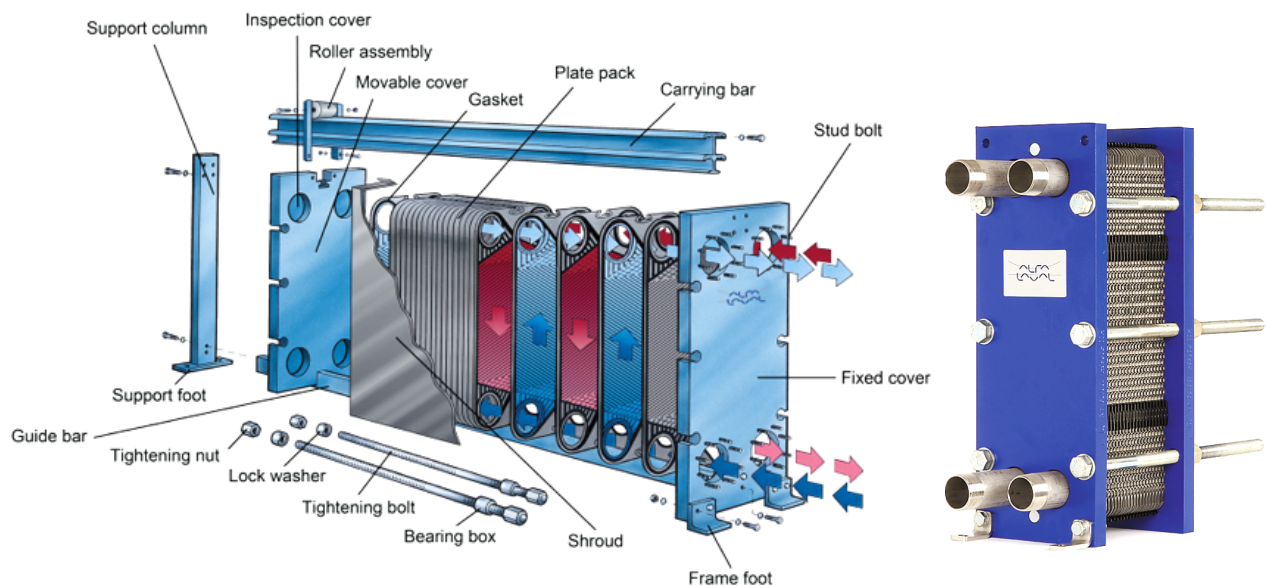
Nota: Chiller Technical Information. Air-cooled heat exchanger (liquid to gas). Apiste.
<https://www.apiste-global.com/pcu/technical/detail/id=4076>

Intercambiadores de calor de placas selladas (Gasketed Plate Heat Exchangers)

Estos intercambiadores están compuestos por múltiples placas delgadas con canales para el flujo de los fluidos. Las placas están selladas entre sí mediante juntas (gaskets), los cuales son elementos de sellado que se utilizan para asegurar que dos superficies unidas no permitan la fuga de fluidos entre ellas.

Los fluidos fluyen alternativamente entre las placas, permitiendo que el calor se transfiera de un fluido al otro a través de las placas metálicas. Son adecuados para aplicaciones donde se necesita la flexibilidad de cambiar el tamaño del intercambiador de calor o para aplicaciones donde es probable que los fluidos contengan partículas sólidas que podrían obstruir los canales. Una ventaja de este tipo de intercambiador es que de ser necesario pueden desmontarse para limpiar o reparar las juntas. En la figura 21 se muestra una representación del diseño del intercambiador de calor de placas selladas.

Figura 21. Esquema de intercambiador de calor de placas selladas, junto con una representación gráfica del mismo.



Nota: APV Intercambiador de calor de placas. Will pump.
<https://www.willpump.com.mx/intercambiador-de-calor>

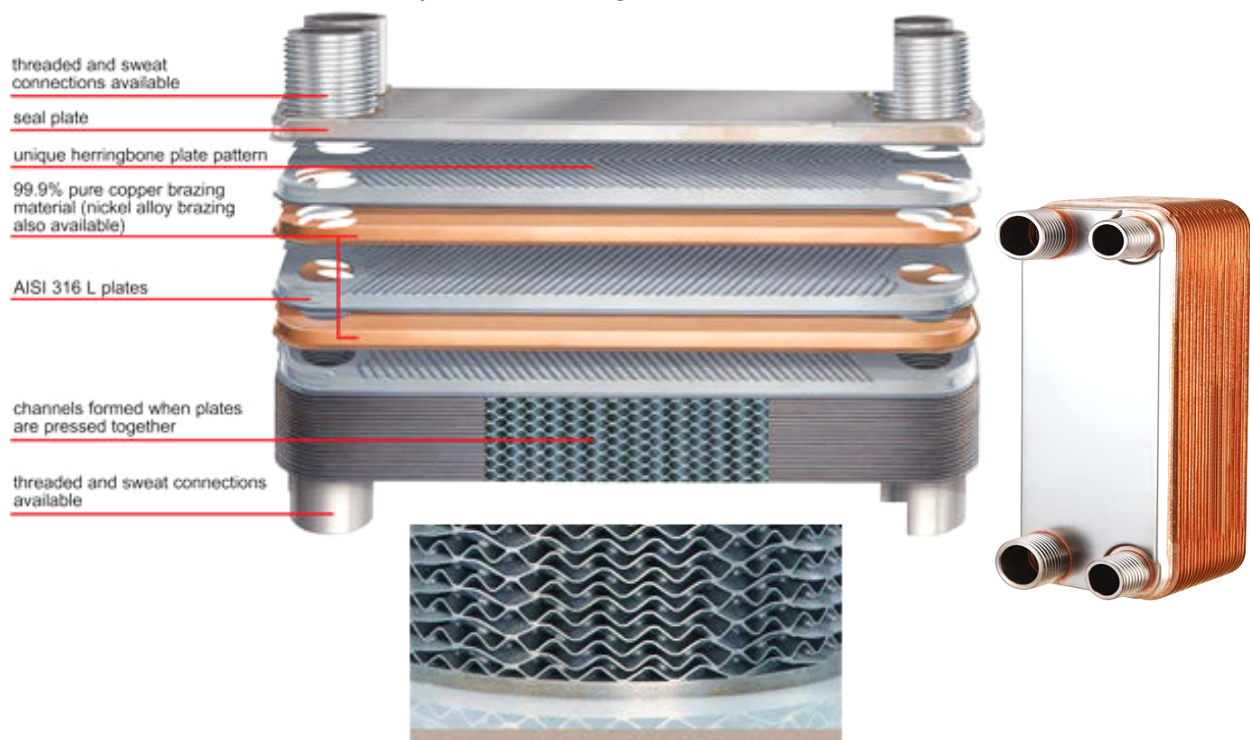
Intercambiadores de calor de placas soldadas (Brazed Plate Heat Exchangers)

Estos intercambiadores están compuestos por placas delgadas de metal apiladas y soldadas entre sí. Este proceso de soldadura crea conexiones sólidas y permanentes entre las placas, eliminando la necesidad de juntas y haciendo que el intercambiador de calor sea más compacto. Los fluidos fluyen a través de canales entre las placas, y el calor se transfiere de un fluido a otro a través de las placas metálicas.

Son adecuados para aplicaciones donde el espacio es limitado debido a su diseño compacto y donde la eficiencia térmica es crucial debido a la alta conductividad térmica del material de las placas y la ausencia de juntas que podrían reducir la transferencia de calor.

A causa de su diseño totalmente soldado, no se pueden desmontar para limpieza o mantenimiento, por lo que se recomiendan para aplicaciones donde se espera que los fluidos sean limpios y no contengan partículas sólidas. En la figura 22 se muestra una representación del diseño del intercambiador de calor de placas soldadas.

Figura 22. Esquema de intercambiador de calor de placas soldadas, junto con una representación gráfica del mismo.



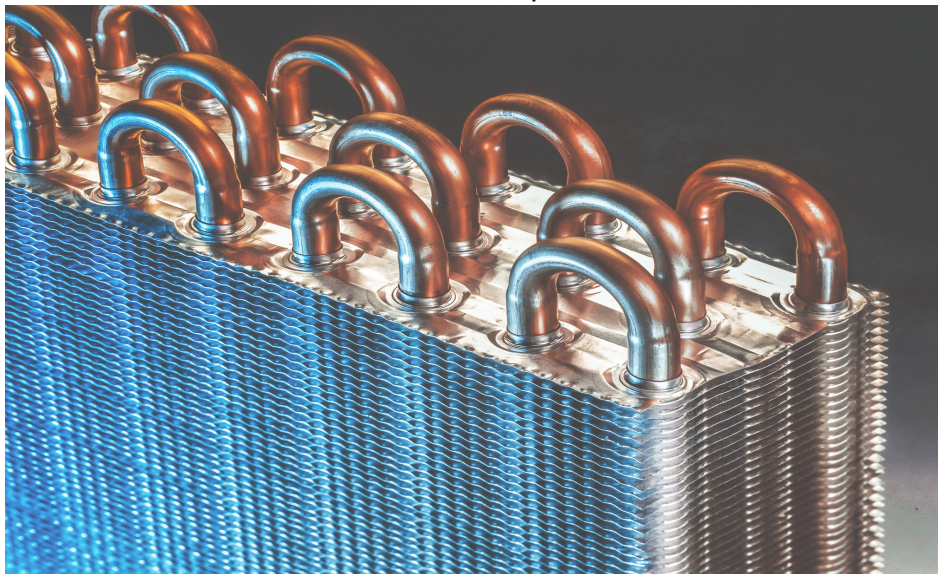
Nota: Construcción. El inventor del intercambiador de placas. Monoclor. Underwriter Laboratories.

<http://www.monoclor.com.ar/intercambiadores-de-placas-general.html>

Intercambiadores de calor de serpentín (Coil Heat Exchangers)

Estos intercambiadores están compuestos por tubos enrollados en forma de serpentín, que se colocan dentro de una carcasa. Los fluidos fluyen a través de los tubos, permitiendo la transferencia de calor entre ellos. En la figura 23 se muestra una representación del diseño del serpentín del intercambiador de serpentín.

Figura 23. Representación gráfica de la esquina de un intercambiador de calor de serpentín.

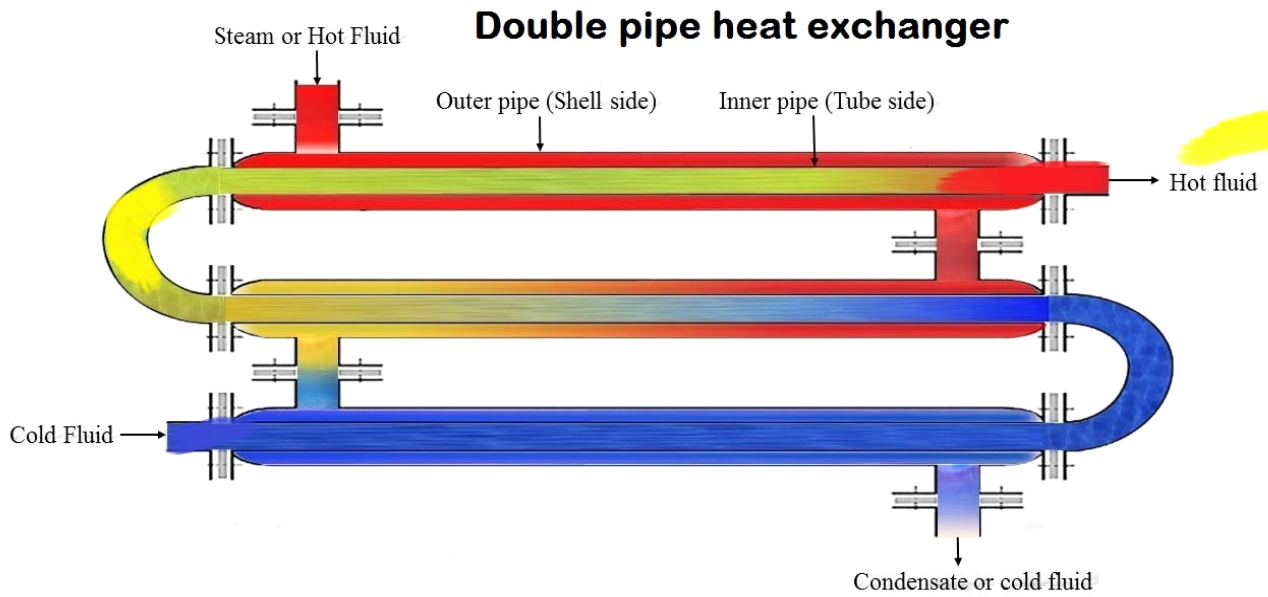


Nota: Aleta del enfriador de la unidad. Nuestra fábrica de China fabrica refrigeradores unitarios de todos los tamaños para cámaras frigoríficas. Speedway.
<https://cn-beyond.com/es/unit-cooler/>

Intercambiadores de calor de doble tubo (Double Pipe Heat Exchangers)

Estos intercambiadores constan de dos tubos concéntricos, uno dentro del otro. Uno de los fluidos fluye a través del tubo interior, mientras que el otro fluido fluye a través del espacio anular entre los dos tubos. Son simples en diseño y se utilizan comúnmente en aplicaciones de baja a moderada carga térmica. En la figura 24 se muestra un esquema del diseño del intercambiador de calor de doble tubo y en la figura 25 se muestra una representación de un intercambiador de calor de doble tubo.

Figura 24. Esquema del funcionamiento del intercambiador de calor de doble tubo.



Nota: Video Double pipe heat exchanger Animation. Double pipe heat exchanger working animation. Heat exchanger Animation. Environmental experts.
<https://www.youtube.com/watch?v=MdDbxktvecg>

Figura 25. Representación gráfica de un intercambiador de calor de doble tubo.

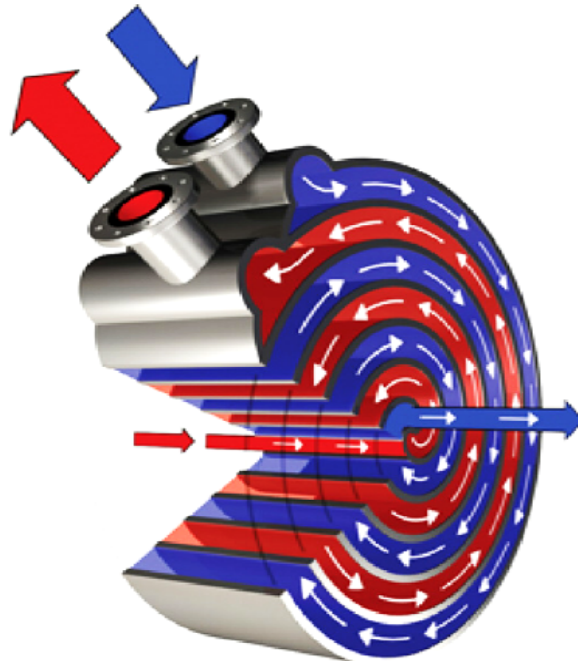


Nota: Dimpleflo Double Tube Heat Exchangers. Heat exchangers. Deiger.
<https://www.geigerinc.com/products/heat-exchangers/>

Intercambiadores de calor de espiral (Spiral Heat Exchangers)

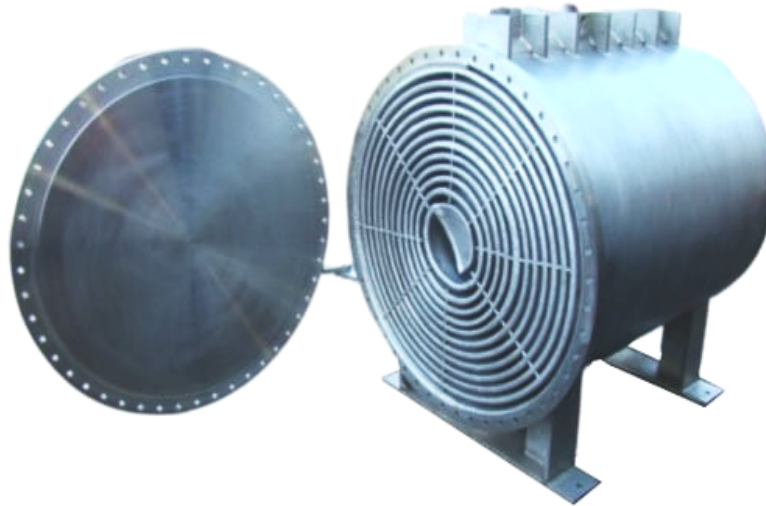
Estos intercambiadores tienen un diseño en espiral que permite que los fluidos fluyan en un patrón continuo a lo largo de una superficie de intercambio de calor. Por un lado entra el fluido a altas temperaturas, y por el otro lado entra el fluido a bajas temperaturas. Son adecuados para aplicaciones que implican fluidos viscosos o que contienen sólidos en suspensión. En la figura 26 se muestra un esquema del diseño y del funcionamiento de un intercambiador de calor de espiral y en la figura 27 se muestra una representación de un intercambiador de calor de espiral.

Figura 26. Esquema del funcionamiento del intercambiador de calor de espiral.



Nota: Spiral heat exchanger. *Design of Compact Heat Exchangers for Transfer Intensification.*
Guilles Flamant.
https://researchgate.net/publication/278695521_Design_of_Compact_Heat_Exchangers_for_Transfer_Intensification

Figura 27. Representación gráfica de un intercambiador de calor de espiral.



Nota: Sharpenn Mild Steel Heat Exchanger, For Industrial. Indiamart.
<https://www.indiamart.com/proddetail/heat-exchanger-22484261591.html>

Intercambiadores de calor de contacto directo

Los intercambiadores de calor de contacto directo son dispositivos en los que dos fluidos entran en contacto directo entre sí para transferir calor, sin la necesidad de una superficie separadora como es el caso de los intercambiadores previamente vistos los cuales son intercambiadores de calor de contacto indirecto.

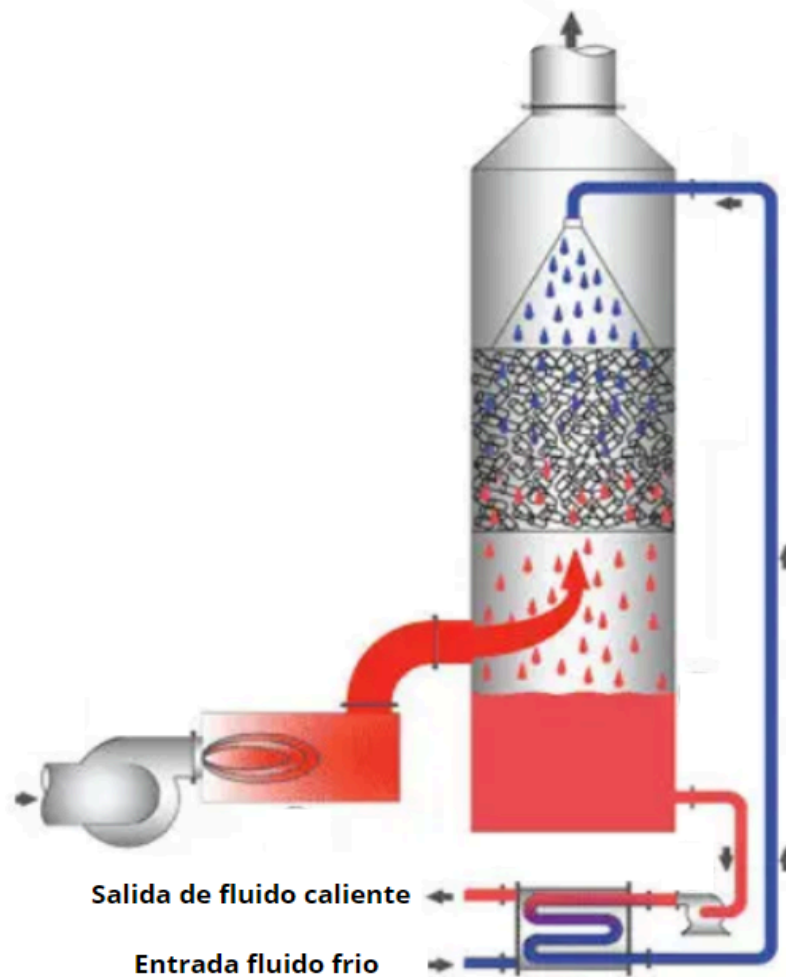
Son bastante eficientes, pues hay contacto directo entre los fluidos lo cual provoca una muy buena transmisión de calor y su diseño de estos intercambiadores en relación con los indirectos, es bastante sencilla, sin embargo tiene varias complicaciones. Las principales dificultades asociadas con los intercambiadores de calor de contacto directo son las siguientes:

- Surge la necesidad de mantener el fluido primario y el fluido secundario a la misma presión.

- Una gran dificultad es la capacidad de disolverse entre sí. Esto puede tener un efecto contaminante en ambos fluidos, y también puede comprometer el rendimiento de la turbina.
- Podrían ocurrir reacciones químicas no deseadas.

Este tipo de intercambiadores, son bastante ideales para aplicaciones donde no hay importancia en la mezcla de fluidos y por ende en la contaminación de los mismos. En la figura 28 se muestra un esquema del diseño y del funcionamiento de un intercambiador de calor de contacto directo.

Figura 28. Representación gráfica de un intercambiador de calor de contacto directo.



*Nota: Direct industry/Connect. Qsense™ Wate Heat Recovery Systems
<https://pdf.directindustry.es/pdf/bionomicind-57983.html>*

Pozos geotérmicos

Los pozos geotérmicos son estructuras perforadas en la corteza terrestre que se utilizan para observar y comprobar los recursos geotérmicos de alguna zona. Estos aprovechan el calor almacenado en el subsuelo para después convertirlo en energía útil y generar energía eléctrica o si no es ese el caso usarlo para aplicaciones directas de calefacción y procesos industriales.

El propósito principal de los pozos geotérmicos es extraer fluido contenido en los yacimientos geotérmicos, para aprovechar la energía térmica de la Tierra con el fin de producir energía renovable y sostenible. Son una pieza fundamental de los sistemas de generación de energía geotérmica (Bianchi et al., 2012).

Existen tres diferentes tipos de pozos geotérmicos dependiendo de su uso (Morrow & Tester, 2015):

Pozos geotérmicos de exploración o de observación: Estos son pozos utilizados para comprobar recursos geotérmicos, y para monitorear las condiciones del yacimiento, como la temperatura, presión y química del fluido contenido. Proporcionan datos críticos para la gestión y operación eficiente del campo geotérmico, consiguiendo con ello los datos necesarios para estudios preliminares de viabilidad, desarrollo y operación del proyecto geotérmico.

Pozos geotérmicos de producción: Estos pozos se perforan directamente hacia el yacimiento donde se encuentra el fluido, comúnmente agua o vapor, a temperaturas relativamente altas que se encuentran en el subsuelo. Su función es llevar el fluido geotérmico que contiene energía calorífica almacenada desde el yacimiento hasta la superficie.

Pozos geotérmicos de inyección: Estos pozos están diseñados para inyectar fluido en alguna formación específica, pudiendo ser este el fluido geotérmico al que se le extrajo calor anteriormente y fue tratado para así mantener su producción a largo plazo, consiguiendo al mismo tiempo un equilibrio en la explotación deteniendo la sobreexplotación o puede ser el caso de inyectar agua de algún otro sitio para poder crear yacimientos artificiales. Es posible inyectar fluido a altas presiones para fracturar rocas de la formación y después inyectar agua en las rocas fracturadas para almacenar esa agua.

Teniendo el conocimiento de los distintos tipos de pozos geotérmicos que se pueden encontrar, es importante conocer que el proceso de perforación de pozos geotérmicos implica inicialmente la selección del sitio en base a estudios geológicos previos. Pues antes de comenzar con la perforación, se deben llevar a cabo investigaciones geológicas para evaluar el potencial energético de la fuente deseada y con ello obtener un buen diseño de perforación de los pozos.

El diseño depende de diversos factores. El objetivo principal del proceso de diseño y construcción es eliminar o reducir el riesgo de que un pozo no cumpla su función a largo plazo como conducto entre la superficie y el yacimiento geotérmico subterráneo, es posible encontrar el diseño de la perforación de un pozo geotérmico en la figura 29. Algunos de los principales factores en los cuales es posible basarse para definir el diseño de los pozos (Stober & Bucher, 2019), son los siguientes:

- **Tipo de yacimiento a explotar:** Es el principal factor a considerar, pues cada tipo requiere un diseño de pozo diferente. Es necesario considerar la profundidad, la temperatura, la presión a la que se encuentran, así como la composición de los fluidos geotérmicos contenidos ya que ello determinará el material del cual estará hecha la tubería de producción por la cual pasará dicho fluido. De igual forma, algo que determina el diseño de pozo es la finalidad del pozo, si será para

producir, para explorar o para inyectar.

- **Geología:** Es otro factor a considerar durante la perforación, está definirá qué barrena utilizar, así como las etapas en las cuales se debe dividir dicha perforación junto con la elección de los diámetros. Es esencial conocer su permeabilidad ya que esta determina la facilidad con la que los fluidos geotérmicos pueden fluir hacia el pozo. Y es destacable mencionar que una baja permeabilidad podría requerir técnicas de estimulación para iniciar o para aumentar el flujo hacia el pozo. Conocer la formación nos permite saber que lodo es necesario utilizar para evitar problemas de reacción con las rocas que componen al yacimiento o simplemente evitar una posible reacción con el fluido geotérmico contenido en las rocas.
- **Profundidad:** Es un factor importante para el diseño de un pozo ya que los pozos más profundos suelen cambiar las etapas de perforación y requieren diámetros mayores en las secciones superiores para soportar el peso del revestimiento y proporcionar estabilidad estructural.
- **Caudal de producción:** Es otro factor de importancia ya que los pozos con grandes volúmenes de fluido geotérmico (agua o vapor) necesitan diámetros mayores para reducir la fricción y las pérdidas de presión durante la extracción.
- **Presiones y temperaturas:** Otro factor esencial para el diseño de pozos son las presiones y temperaturas a las que se trabaja, es común trabajar a muy altas presiones y temperaturas, por lo cual las condiciones extremas pueden requerir revestimientos especializados. Es importante tomar en cuenta los efectos de la temperatura en las tuberías. Por lo que es necesario ajustar los valores nominales de las tuberías para resistir la tensión, la presión interna y la presión de colapso. Pues se debe tener en cuenta los cambios del esfuerzo a la cedencia por el efecto de la temperatura en las tuberías, el límite es posible conseguirlo con ecuaciones

o en base al grado del acero relacionándolo a su factor de seguridad correspondiente.

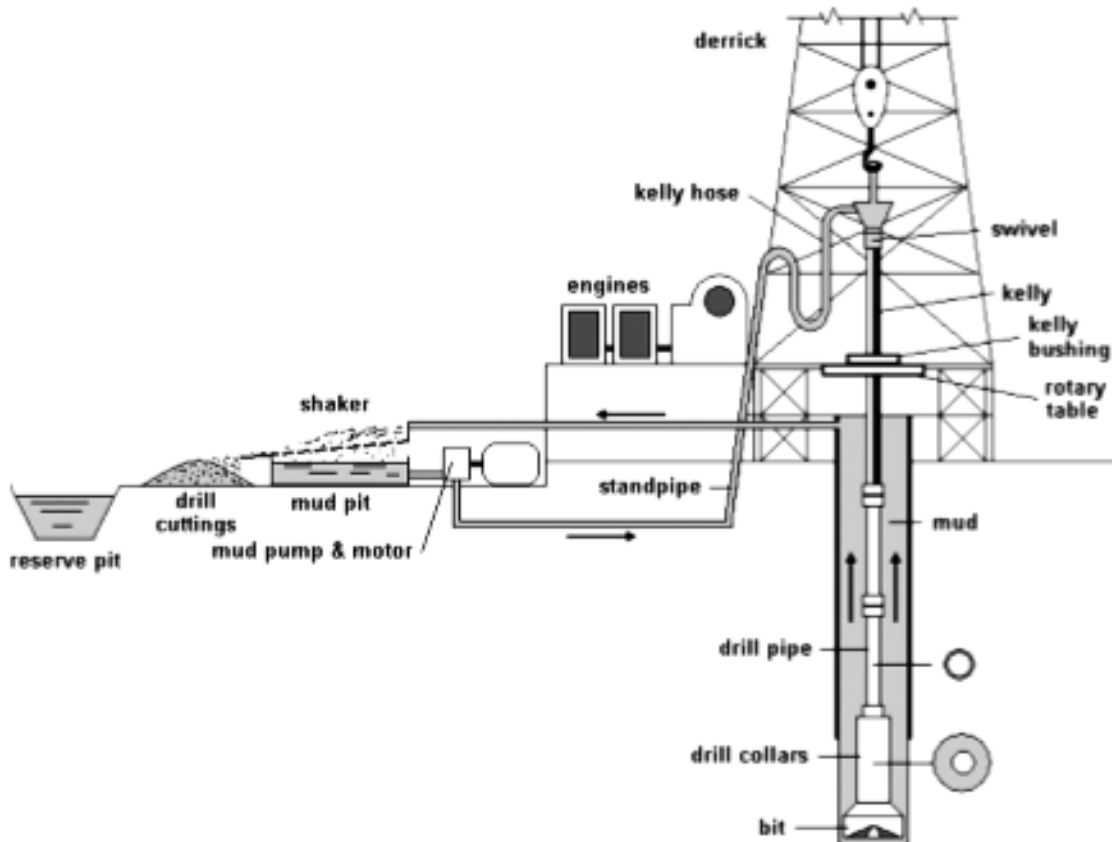
- **Marco legal:** En algunos países con potencial geotérmico no existen leyes que regulen la explotación de dicho recurso, sin embargo, donde sí hay existencia de esta, el diseño del pozo debe cumplir con las regulaciones ambientales locales, nacionales e internacionales para proteger el medio ambiente y la salud pública.
- **Costo:** Es un factor con demasiada carga en la toma de decisiones, es de suma importancia e influye ampliamente en el diseño de pozos geotérmicos, incluyendo la inversión inicial, los costos de perforación, materiales, equipos, operación y mantenimiento.
- **Vida útil:** La vida útil es esencial para poder determinar la forma en la que será producido el pozo, en donde también están considerados los sistemas de producción así como la infraestructuras asociadas entre las que se contemplan las instalaciones superficiales óptimas para su funcionamiento.

Aunado a ello, durante la perforación de pozos geotérmicos se puede encontrar con desafíos técnicos debido a las condiciones extremas y a la naturaleza del recurso geotérmico.

Las altas temperaturas en los yacimientos geotérmicos, pueden afectar el equipo de perforación y los materiales de revestimiento ya que podría causar que los materiales se expandan, se debiliten o incluso se deformen. Esto da la posibilidad de encontrar recursos extremos como el vapor sobrecalentado que puede aumentar el riesgo de corrosión y erosión en las tuberías así como en otros componentes del equipo. De igual forma puede afectar la precisión de las herramientas de medición.

Los fluidos geotérmicos contenidos regularmente están constituidos por componentes que llegan a ser corrosivos y que pueden contener minerales que tienen la capacidad de depositarse en las tuberías, causando obstrucciones y daños.

Figura 29. Esquema de los sistemas que componen la perforación de un pozo geotérmico.



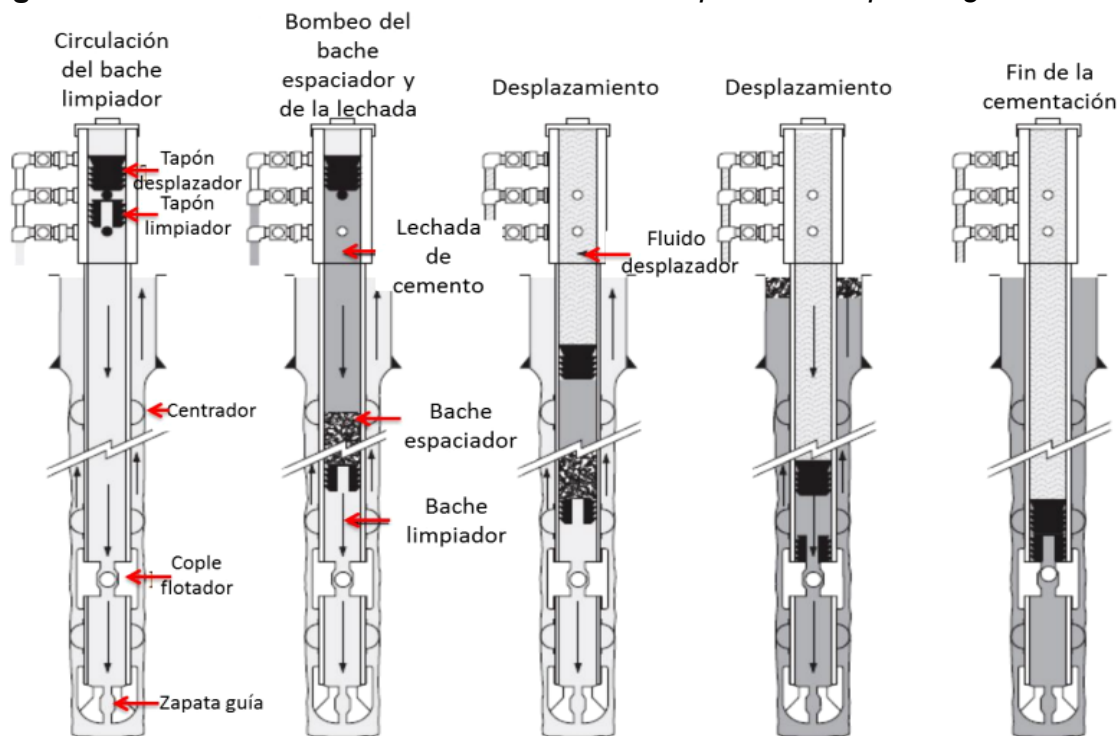
Nota: Scheme of a typical drilling rig [DiPippo, 2015].

Terminación de pozos

Durante la terminación de pozos geotérmicos, aparte de aislar el pozo de presiones externas anormales y evitar pérdida de lodo o fluido producido, es muy esencial también aislar térmicamente el pozo para evitar ceder energía calorífica al exterior. Por ende es de suma importancia la utilización de cemento óptimo que pueda resistir condiciones térmicas altas como en el caso de yacimientos de alta temperatura, para evitar daños en

el cemento, o durante el fraguado. En la figura 30 es posible encontrar el proceso de cementación primaria común en pozos geotérmicos.

Figura 30. *Proceso convencional de cementación primaria en pozos geotérmicos.*



Nota: Primary Cementing [DiPippo, 2015].

Cabe destacar que el proceso de cementación es el mismo que el de pozos petroleros, comienza con la preparación de una mezcla de cemento, la cual se bombea a alta presión a través de la tubería de circulación hacia el espacio anular entre el revestimiento del pozo y las formaciones rocosas circundantes. Este cemento llena el espacio anular, creando una barrera continua que fija el revestimiento y proporciona aislamiento. Durante el tiempo de fraguado, el cemento se endurece, formando una capa sólida y permanente. Posteriormente, se realizan pruebas de calidad para asegurar que la cementación sea efectiva y que no haya defectos, aunque se requiere de un cemento especial para soportar las condiciones críticas, como en el caso de los géiseres, en la figura 31 se tiene un ejemplo de la cementación de un pozo de vapor seco. Como bien se mencionó es necesario hacer uso de cementos aptos para resistir las altas

temperaturas y las condiciones químicas agresivas del entorno geotérmico. Los cementos comúnmente usados en la industria son; cemento clase G, clase H, cementos de silicato y la utilización de aditivos refractarios.

Cemento Clase G y Clase H: Estos cementos que cumplen ampliamente con todos los requerimientos establecidos por la American Petroleum Institute (API) pueden modificarse con aceleradores o retardadores de fraguado para poder usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura. La composición química de los cementos tipo G y H son en esencia prácticamente iguales. La principal diferencia radica en su superficie específica (cantidad total de superficie de las partículas de cemento por unidad de peso) que desemboca en los distintos requerimientos de agua para cada uno.

Clase G: Especificado cuando se requieren altas resistencias a los sulfatos, condiciones especiales y mayor estabilidad de la lechada. Como cemento base, resulta aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta los 8,000 pies de profundidad.

Clase H: Es un cemento apropiado para usar bajo condiciones extremas de temperatura y de presión en su forma básica, en comparación al clase G, tiene mayor resistencia inicial. Indicado cuando se requieren medianas resistencias a los sulfatos, condiciones especiales y gran estabilidad de la lechada. Como cemento base, resulta aplicable en un rango de profundidad desde la superficie hasta los 12,000 pies de profundidad. Al tener una superficie específica mayor requiere más agua para alcanzar una consistencia adecuada. Caso problemático en situaciones donde el control del contenido de agua es crítico.

Cementos de silicato: El cemento de silicato, como su nombre lo dice está compuesto principalmente por silicatos, que son minerales formados a partir de silicio y oxígeno. Este cemento puede incluir componentes adicionales para mejorar su rendimiento bajo condiciones extremas. Es conocido por su alta resistencia a las altas temperaturas y su estabilidad química, lo que permite gozar de alta resistencia ante la corrosión y los posibles ataques químicos. Los silicatos proporcionan una matriz robusta que puede

soportar las condiciones agresivas encontradas en pozos geotérmicos. Sin embargo los cementos de silicato suelen ser más caros que los cementos Portland tradicionales por sus componentes y su proceso de fabricación, y a pesar de su estabilidad química es posible que en algunos entornos específicos pueden reaccionar con componentes del yacimiento.

Aditivos refractarios: Este tipo de cemento incluye materiales refractarios, que son compuestos cerámicos que mejoran la resistencia del cemento a las temperaturas extremas y a cambios térmicos bruscos lo cual le da la capacidad de soportar muy altas temperaturas sin degradarse, como en pozos con vapor sobrecalentado. Los aditivos refractarios comunes incluyen alúmina, sílice, y magnesia. Es necesario destacar que no todos los aditivos refractarios son compatibles con todos los cementos, lo que limita las opciones disponibles.

Ya que se tiene el pozo totalmente cementado se procede a hacer pruebas. El diseño del programa de pruebas durante y al completar la perforación varía según los objetivos originales del pozo: para pozos exploratorios, el programa tiende a ser científico y teórico, utilizando una gama más amplia de métodos de prueba para explorar las características del yacimiento, mientras que para pozos de producción el programa de pruebas se enfoca mucho en determinar características relevantes para la probable capacidad de producción o inyección.

En los estudios realizados en el pozo se busca conocer las siguientes propiedades del yacimiento y del fluido:

- Estado del fluido (presión/temperatura/entalpía).
- Estado del yacimiento (dominado por líquido o vapor).
- Permeabilidad del yacimiento.
- Química del yacimiento (salinidad, relaciones de cationes e isótopos).
- Contenido de gases no condensables.

Las características asociadas del pozo incluyen lo siguiente:

- Ubicación de las zonas de alimentación en el pozo.
- Permeabilidad/características de productividad de las zonas de alimentación.
- Cambios en la permeabilidad cerca del pozo.
- Condición física del pozo (revestimiento, camisa o pozo abierto).

Las mediciones básicas que se realizan durante una prueba de terminación son perfiles de temperatura, perfiles de presión y perfiles de flujo. Todos los datos anteriores se obtienen mientras se inyecta agua fría en el cabezal del pozo utilizando una herramienta de registro de fondo de pozo para realizar observaciones simultáneas de presión-temperatura-velocidad. Este proceso se suele llevar a cabo en diferentes tipos de pruebas, como las pruebas de inyectividad o las pruebas de interferencia térmica.

- Inyectar agua fría ayuda a controlar y reducir temporalmente la temperatura en el pozo y el área circundante, lo que desemboca en una perturbación térmica y a su vez se registran las variaciones en la presión y temperatura en varios puntos del pozo, lo que puede ser útil para ciertas mediciones y observaciones. Esa respuesta térmica y de presión ayuda a caracterizar las propiedades del yacimiento, como la conductividad térmica, la capacidad de almacenamiento y la conectividad hidráulica. Lo cual también permite simular condiciones de inyección de fluidos que suele ocurrir a una temperatura más baja que la del yacimiento.
- Estas variaciones en la temperatura y la presión igualmente permiten conocer la integridad del pozo, ya que podría revelar posibles problemas en el revestimiento del pozo o en las juntas. El monitoreo de la respuesta permiten caracterizar mejor el flujo de fluidos dentro del yacimiento, así como sus propiedades hidráulicas y térmicas del mismo.

Por último la tubería de producción, esta tubería es de las partes más importantes del pozo y es necesario elegir la mejor opción posible en base a las necesidades, ya que la producción del pozo depende de esta. Es la parte del pozo que estará durante toda la vida productiva del pozo en contacto con el fluido geotérmico, por ende es la que está

más expuesta a las condiciones extremas posibles y con ello a los constantes ataques térmicos y corrosivos. También es esencial que dicha tubería pueda mantener lo más posible el calor del fluido geotérmico durante su transporte hacia superficie y minimizar las pérdidas de energía durante dicho recorrido.

Para tener una tubería de producción óptima hay que conocer qué tipo de tuberías existen en el mercado, cabe destacar que se comentarán tuberías diseñadas por Tamsa con la suficiente capacidad para soportar las condiciones extremas, como en caso de proyectos geotérmicos.

- Las tuberías con aleaciones de cromo ofrecen una excelente resistencia a la corrosión, así como buena resistencia mecánica y alta durabilidad al desgaste por altas temperaturas. Son especialmente adecuadas para ambientes geotérmicos con alta concentración de CO₂ y H₂S. Los grados de acero típicos para este tipo de tuberías en TAMSA se encuentran:

13Cr: Utilizado en ambientes con corrosión moderada y altas temperaturas, proporciona una buena resistencia a la corrosión por CO₂ y H₂S.

Super 13Cr: Ofrece una mayor resistencia a la corrosión y es adecuado para condiciones geotérmicas más agresivas.

25Cr (Super Duplex): Altamente resistente a la corrosión y al desgaste, utilizado en condiciones extremas de temperatura y ambientes muy corrosivos.

- Las tuberías con aleaciones de acero inoxidable proporcionan una resistencia a la corrosión y al ataque de ácidos, es una aleación óptima para ambientes con alta salinidad y contenido ácido como el caso de los fluidos geotérmicos. En las posibilidades que brinda Tamsa, podemos encontrar los grados:

22Cr Duplex: Ofrece alta resistencia a la corrosión y buena resistencia mecánica, adecuado para aplicaciones geotérmicas.

25Cr Super Duplex: Proporciona una mejor resistencia a la corrosión y a la temperatura, ideal para ambientes geotérmicos extremos.

316L: Utilizado en condiciones menos severas, ofrece una buena resistencia a la corrosión y a la temperatura.

- Las tuberías de acero al carbono con revestimientos y recubrimientos internos especiales tienen bastante resistencia a la corrosión y la abrasión. Estas tuberías se utilizan para aplicaciones donde se requiere protección adicional contra la corrosión, abrasión, o químicos. Los grados típicos de acero al carbono con recubrimientos pueden incluir:

API 5CT Grado K55: Usado en aplicaciones geotérmicas menos agresivas, proporciona buena resistencia mecánica.

API 5CT Grado N80: Ofrece una mejor resistencia a la corrosión y a la temperatura en comparación con K55, adecuado para condiciones más severas.

API 5CT Grado P110: Usado en aplicaciones de alta presión y temperatura, aunque necesita protección adicional en ambientes corrosivos.

Y para los recubrimientos y revestimientos que podrían verse equipadas dichas tuberías, se pueden usar materiales como:

Epoxi: Para resistencia a la corrosión interna y al desgaste.

Polietileno (PE) o Polipropileno (PP): Para ambientes extremadamente corrosivos, cuenta con resistencia adicional a químicos y a la abrasión.

Cemento: Permite la protección contra la corrosión y la abrasión.

Es de suma importancia que aparte de resistir esas condiciones disminuya lo más que se pueda la transferencia y pérdida de calor contenido en el fluido geotérmico durante su trayecto hacia superficie. El proveedor que se usaba como fuente de referencia para los

ejemplos (Tamsa), no cuenta con tuberías en su inventario idóneas para evitar la pérdida de calor, sin embargo es posible hacer pedido de tuberías personalizadas donde se puede especificar los requerimientos necesarios. Una posibilidad existente que podría minimizar las pérdidas de calor en las tuberías es el uso de tuberías aisladas térmicamente (insulated tubing) como podría ser el caso de tuberías de doble pared (double-wall tubing), tales tuberías están diseñadas con dos capas: una interna y una externa, entre las que se coloca un material aislante térmico que tiene como función minimizar la pérdida de calor del fluido que fluye en el interior de la tubería.

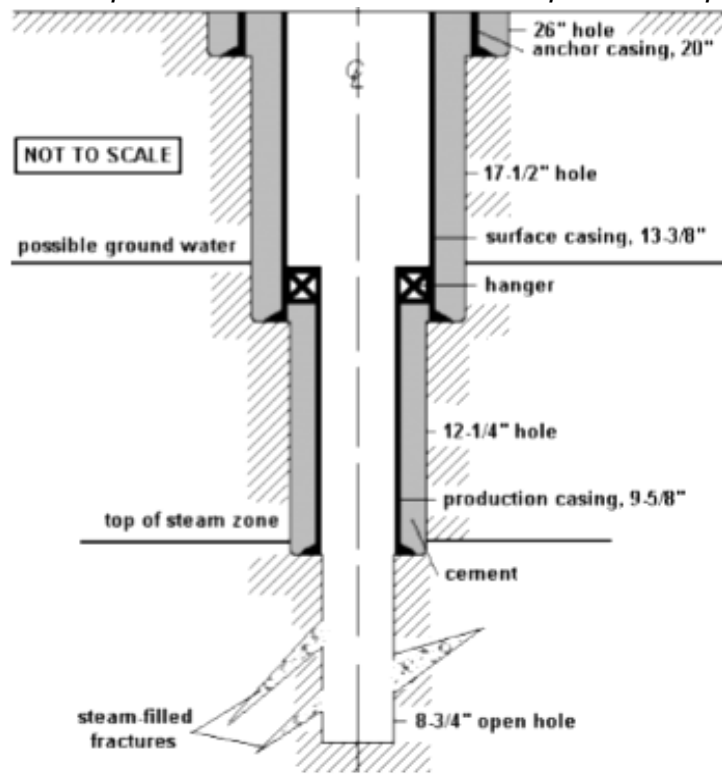
Los distintos materiales que aíslan de forma térmica toda la tubería, con los cuales se puede rellenar la parte media entre la capa interna y la capa externa de la tubería previamente mencionada, y que igualmente pueden usarse para revestir las tuberías se encuentran:

- ***Poliuretano Expandido (PUF)***: Es una espuma rígida que goza de muy buenas propiedades de aislamiento térmico. Se forma por la reacción de dos componentes líquidos: un poliol y un isocianato, que al mezclarse crean una espuma, esta se expande y forma una capa aislante alrededor de la tubería. Brinda alta eficiencia de aislamiento térmico, bajo peso, y buena adhesión a las superficies de las tuberías.
- ***Fibra de Vidrio***: Es un material compuesto por filamentos muy finos de vidrio, que se utilizan para formar mantas o paneles de aislamiento. Tiene buenas propiedades de aislamiento térmico, resistencia al fuego y a la corrosión. Se instala mediante mantas o paneles prefabricados los cuales son adheridos a la tubería.
- ***Silicato de Calcio***: Es un material aislante inorgánico que se utiliza en forma de placas rígidas o moldes que se ajustan a la tubería. Esta brinda alta resistencia a temperaturas extremas, buena capacidad de aislamiento térmico y resistencia al

fuego.

- **Perlita Expandida:** Es un material aislante ligero hecho de roca volcánica que ha sido expandido a través de calentamiento. Es un material ligero, incombustible, y tiene alta capacidad en aislar térmicamente.
- **Aerogel:** Es un material sintético extremadamente ligero y con una estructura porosa que proporciona excelente aislamiento térmico. Es uno de los materiales aislantes más eficientes disponibles.

Figura 31. Esquema de la terminación de un pozo de vapor seco.



Nota: Scheme of a well completion with three phases [DiPippo, 2015].

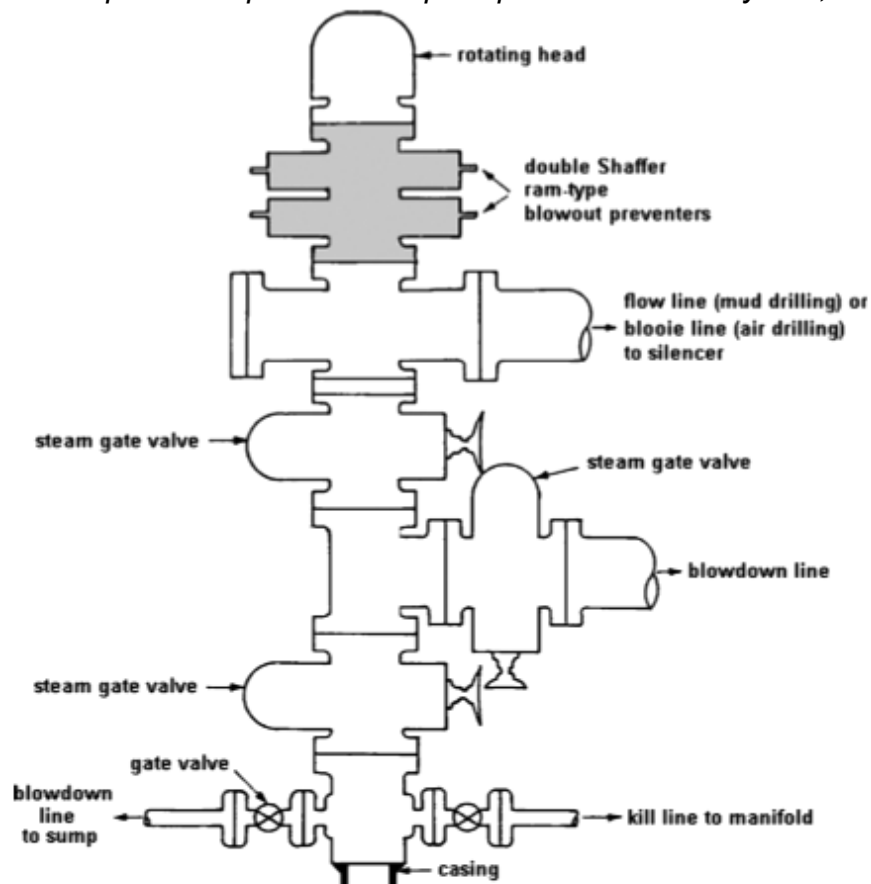
Sistema de seguridad

En esencia, el desarrollo de la perforación de pozos geotérmicos comparte similitudes con los sistemas empleados en la perforación de pozos petroleros, con la excepción de

los entornos de vapor sobrecalentado, como los géiseres. En estos casos, se requiere la implementación de válvulas especiales que faciliten la liberación del vapor a través de un lado del cabezal del pozo, así como el uso de cemento diseñado para resistir temperaturas extremadamente altas. Un área en la que se observan diferencias significativas, es en el sistema de seguridad, en comparación con los sistemas utilizados para la perforación de la industria petrolera.

Existe una válvula extra, que difiere a los preventores en los pozos petroleros conectada a la cabeza del pozo, justo por encima de la camisa, esta válvula permite la ventilación controlada del pozo, para la emanación de vapor hacia un silenciador hasta que el pozo esté bajo control, generalmente apagando el pozo con agua fría (DiPippo, 2005), el esquema donde se muestra la ubicación de dicha válvula se encuentra en la figura 32.

Figura 32. Esquema de preventores para pozos de *The Geysers, California*.



Nota: Typical blowout preventer system at The Geysers, California. Geothermal Well Drilling. DiPippo 2005.

Una vez que la perforación del pozo se ha completado y se ha establecido una conexión con la inagotable fuente de energía en forma de calor y vapor, se procede a convertir este recurso en formas de energía útil.

Pozos geotérmicos y pozos petroleros

Al hablar de pozos, automáticamente se piensa en la industria referente al diseño y realización de pozos, la industria petrolera. Por lo cual es interesante y necesario relacionar o en ciertos casos comparar esta parte del proceso de explotación a la industria de la geotermia y la industria petrolera para así entender qué diferencias es posible encontrar entre ambas. Su diseño, en cuanto a la perforación y a la terminación de los pozos como era de esperarse, es sumamente similar a la de los pozos petroleros. Los pozos comunes de geotermia hasta el momento suelen estar a profundidades someras en comparación a los pozos petroleros, por lo cual el proceso de perforación es un tanto básico, exceptuando perforaciones enfocadas a yacimientos con temperaturas altas. Sin embargo hay que recalcar que existen comentarios acerca de que hay más casos de pérdida de fluidos de perforación durante la perforación de pozos geotérmicos, en la que los motivos principales que respaldan dicha presunción es que las altas temperaturas en las que se encuentran los yacimientos geotérmicos pueden causar expansiones y contracciones en las rocas de la formación, creando más fracturas y con ello desembocando en más vías de escape para los fluidos, así como disminución en la viscosidad de los fluidos de perforación. Otro factor para la pérdida de fluido, es que el yacimiento se encuentra a menudo en sitios dominados por rocas ígneas y metamórficas, que son naturalmente más permeables con fracturas naturales, así como también suelen encontrarse cercanas o en sitios con alta actividad sísmica y volcánica, lo que también puede incrementar la presencia de fracturas y con ello de permeabilidad.

Para la parte técnica de la perforación de pozos existe una diferencia en el objetivo inicial, pues lo que se busca en la geotermia no es el fluido contenido en el yacimiento como en la parte petrolera, si no el objetivo es extraer el calor del yacimiento, que suele contenerse en el fluido. Así que en la geotermia lo que se debe de cuidar durante todo el proceso de extracción es el calor, se debe evitar la pérdida de energía lo más que se pueda. Pues de ello depende su eficiencia para el aprovechamiento de la energía. Por ende es importante conocer las principales diferencias respecto a los pozos petroleros para entender de mejor manera si existe algún modo de complementar ambas industrias y de ser posible cómo se podría conseguir, pues lo que principalmente relaciona a ambas son los pozos, y la extracción de fluido. A continuación se hablara de algunas relaciones interesantes entre los pozos de ambas industrias (Schlumberger, 2019), tanto en la parte exploratoria, como en la parte de desarrollo y en la de inyección de fluidos:

Exploración

Pozos Petroleros

- El objetivo principal de estos pozos es identificar y evaluar reservas de hidrocarburos.
- Para la parte de métodos geofísicos se usan principalmente técnicas sísmicas con el objetivo de encontrar sistemas que puedan contener hidrocarburos.
- En cuanto a la perforación en exploración, lo que se busca es obtener muestras de roca y fluidos que confirmen la presencia de hidrocarburos.

Pozos Geotérmicos

- El objetivo principal de estos pozos es identificar y evaluar zonas con alto potencial calorífico en el subterráneo.
- Para la parte de métodos geofísicos se utilizan estudios de resistividad eléctrica, gravimetría, magnetotelúrica y gradiente térmico para identificar anomalías térmicas y evaluar la viabilidad del recurso geotérmico.

- En cuanto a la perforación en exploración, lo que hace es medir los gradientes térmicos, la conductividad térmica y obtener muestras de fluidos geotérmicos para corroborar dicho yacimiento y su viabilidad.
- No hay que olvidar que las formaciones que comúnmente se perforan suelen contener rocas ígneas o metamórficas.

Producción

Pozos Petroleros

- Los pozos petroleros de producción son profundos y complejos, compuestos por múltiples secciones de revestimiento y cementación para controlar la presión y evitar fugas de hidrocarburos.
- En el equipo de producción se pueden utilizar sistemas artificiales de producción, y se hace uso del árbol de válvulas.
- Los fluidos que se producen en estos pozos son hidrocarburos en estado líquido y gaseoso, así como agua congénita. Estos fluidos requieren ser separados para obtener un mejor provecho del aceite.

Pozos Geotérmicos

- Hasta estos momentos, la perforación de pozos profundos en el área geotérmica no es nada viable, por ende la mayoría son someros, su estructura es más simple en comparación al pozo petrolero, exceptuando zonas con gradientes geotérmicos anormales como los géiseres. La terminación, y con ello la cementación es crucial para la integridad térmica así como para evitar la mezcla de fluidos geotérmicos con acuíferos superficiales.
- Para la parte de producción, comúnmente se utilizan tuberías diseñadas para manejar fluidos a altas temperaturas (vapor o agua caliente), con alta resistencia a la corrosión, y lo suficientemente capaz de aislar térmicamente el fluido. En el árbol de válvulas puede incluir válvulas de control de vapor y separadores.

- Los fluidos que se producen en estos pozos son comúnmente agua caliente y vapor, se pueden utilizar ambos mezclados, y pueden pasar directamente para generar electricidad o para aplicaciones de calefacción. Aquí es posible que también se lleguen a producir gases, sin embargo no gases hidrocarburo, o al menos no en las mismas cantidades, por ejemplo: es posible llegar a encontrar metano pero a muy bajas cantidades en comparación a un yacimiento petrolero (excluyendo yacimientos de aceite pesado, o aceite negro, ahí podría existir más variabilidad). En estos pozos predominan gases como dióxido de carbono y ácido sulfhídrico ya que ocurren reacciones químicas entre el agua y las rocas a altas temperaturas. Es importante destacar la presencia en altas concentraciones de ácido sulfhídrico en este tipo de pozos en comparación a los pozos petroleros, debido a que se suelen encontrar cerca de zonas con vulcanismo activo.

Pozos de inyección

Fuera de su finalidad para fracturar formación tanto en pozos petroleros como en geotérmicos.

Pozos petroleros

El objetivo de estos pozos en la industria petrolera es para mantener la presión del yacimiento. Y mantener lo más que se pueda la vida productiva económicamente viable del yacimiento.

Pozos geotérmicos

El objetivo de estos pozos en la geotermia, es reinyectar el fluido geotérmico extraído, el cual ya pasó por el proceso de extracción de calor y se encuentra a temperaturas bajas, de vuelta al yacimiento para mantener la presión, reiniciar el ciclo y mantener la sostenibilidad del recurso.

A pesar de que en ambas industrias, tanto en la geotérmica como en la petrolera, se manejan fluidos que pueden ser corrosivos. Se hace mucho hincapié en que en la

industria geotérmica, los fluidos extraídos suelen ser muy corrosivos. Las premisas que llevan a esta aseveración, son las siguientes:

Composición de los fluidos

Industria Petrolera:

- En la industria petrolera los fluidos producidos son principalmente petróleo y gas natural, todo hidrocarburo, alto volumen de agua congénita que es altamente salina con alto contenido de diversos minerales, así como gases disueltos tipo CO₂ y H₂S, que en conjunto dichos componentes suelen ser muy corrosivos.
- **Aditivos químicos:** Se utilizan varios aditivos químicos en los fluidos de perforación y producción que pueden tener propiedades corrosivas.

Industria Geotérmica:

- En cuanto al fluido geotérmico, lo extraído principalmente es agua caliente o vapor, que a menudo contiene una alta concentración de minerales disueltos, como sílice, calcio, magnesio y otros elementos que pueden ser altamente corrosivos, de igual forma es posible que tenga altos niveles de gases no condensables como CO₂, H₂S, amoníaco, y otros gases ácidos que son altamente corrosivos. La disolución de diversos minerales y la liberación de gases altera significativamente la química del fluido lo que ocasiona tenga un pH extremadamente bajo (ácido) o alto (básico) lo que resulta en altas posibilidades de corrosión.
- En la industria geotérmica, principalmente en los yacimientos de altas y muy altas temperaturas, los fluidos geotérmicos operan a temperaturas mucho más altas que en los yacimientos petroleros, pues estos pueden superar los 200 °C lo que exacerba la corrosión. Además puede existir presencia de vapor sobrecalentado, tal vapor acelera la corrosión y el desgaste.

- **Minerales disueltos:** Los fluidos geotérmicos están saturados con minerales disueltos que pueden precipitar y causar incrustaciones y depósitos que son difíciles de manejar.

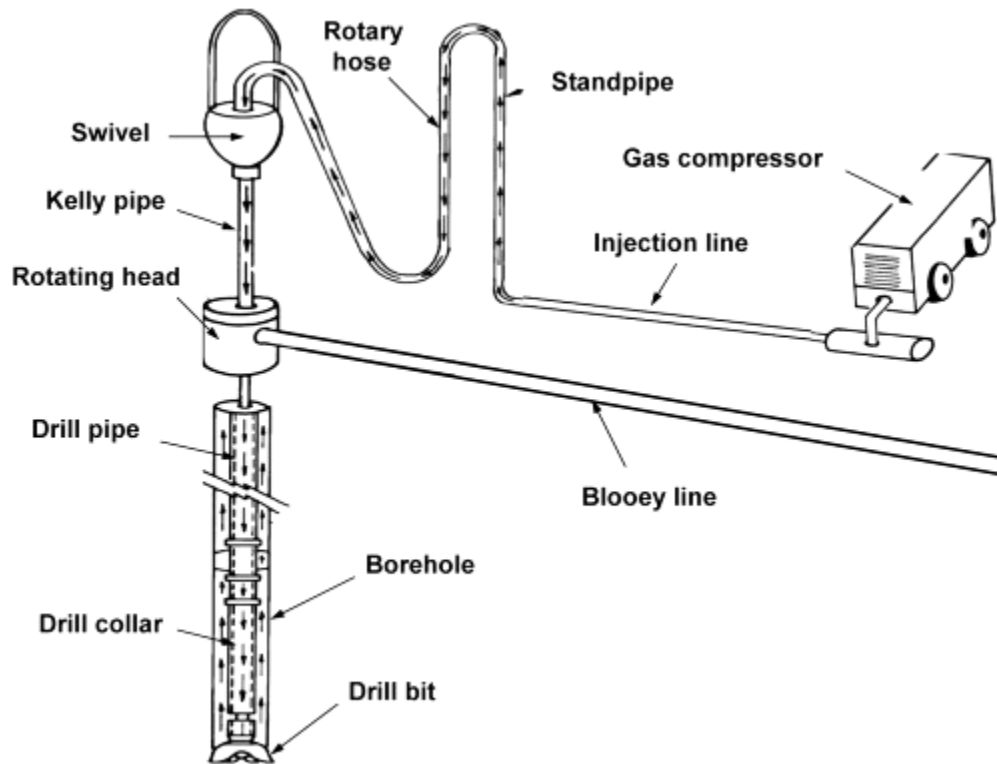
Componentes usados en geotermia

Durante la perforación, se lleva a cabo el mismo proceso tanto en los pozos geotérmicos como en los petroleros, pues tanto en su sistema de circulación de fluidos, como en su sistema de seguridad y en su sistema de perforación ocurre lo mismo. Aunque hay algunas excepciones en la perforación de áreas cercanas a géiseres, pues estos son uno de los tipos de yacimientos más complicados de la industria geotérmica, ya que el vapor sobrecalentado existente es muy complicado de explotar, le agrega muchísimo estrés por expansión térmica a las tuberías.

Cuando se encuentra vapor sobrecalentado, ya sea en perforación o en producción, se agrega un blooey line al BOP o árbol de válvulas según sea el caso.

Una **blooey line**, que en la figura 33 es posible ver su esquema, es una tubería o conducto que se agrega al sistema de seguridad, este se utiliza para desviar los fluidos de perforación, incluyendo gases, vapor, agua y otros materiales, desde el pozo hasta un lugar seguro durante las operaciones de perforación (Dickey, et al.,2002).

Figura 33. Esquema de localización de blooey line en un sistema de perforación en géiseres.



Nota: Cased Hole Completion. Different Types of Well Completions. Esimtech.
<https://www.esimtech.com/a-comprehensive-guide-to-well-completion.html>

El cabezal de pozo prácticamente es el mismo, sin embargo suele tener 3 dispositivos extras que comúnmente se usan exclusivamente en la producción geotérmica, tales dispositivos son los siguientes:

Dispositivo de cabezal de pozo multifuncional: El dispositivo es muy semejante a los preventores sin embargo no son lo mismo, es un dispositivo de seguridad que se instala en la parte superior del pozo geotérmico, este lleva a cabo distintas funciones:

- **Control de Flujo:** Regula el flujo de fluidos geotérmicos (agua caliente, vapor) desde el pozo hacia la superficie.
- **Seguridad:** Proporciona medios para cerrar el pozo en caso de emergencia, similar a un preventor de reventones en pozos petroleros, pues puede incluir válvulas de cierre y otros mecanismos de seguridad.

- **Medición y Monitoreo:** Incluye dispositivos para medir la presión, temperatura y otros parámetros críticos del fluido geotérmico.
- **Distribución:** Permite la distribución de los fluidos geotérmicos a las instalaciones de superficie, como plantas de energía o sistemas de calefacción.

A diferencia de los BOP que están diseñados para prevenir reventones petroleros a través del control del fluido con válvulas de seguridad, o en su caso para remediar reventones. En los pozos geotérmicos es necesario tener siempre en cuenta la expansión de la tubería del pozo, el descenso del suelo y el efecto de corrosión del agua caliente, pues lo que menos se desea es tener un reventón, ya que el fluido contenido se encuentra a muy altas temperaturas.

Dispositivo de aislamiento de oxígeno en cabezal de pozo: Este componente evita la entrada de oxígeno en el sistema consiguiendo mantener la pureza del fluido geotérmico, evitando que el agua geotérmica entre en contacto con el aire en el cabezal de pozo y así logre reducir el daño por corrosión del equipo de transporte de agua causado por la acción combinada de iones de oxígeno y cloruro en el agua geotérmica.

Desarenador ciclónico en cabezal de pozo: El desarenador utiliza la fuerza centrífuga para separar partículas sólidas, como arena y otros sedimentos, del fluido geotérmico, disminuye la concentración de sedimentos excedentes en el agua extraída protegiendo así las bombas, tuberías y otros equipos de superficie, pues de estar contaminada podría interferir con los procesos de generación de energía o calefacción.

Estimulación de pozos geotérmicos

La estimulación en los pozos geotérmicos tienen la misma finalidad que la estimulación en pozos petroleros. Lo que buscan es mejorar la comunicación entre las rocas que contienen el fluido geotérmico, teniendo como consecuencia una mejora en la productividad del fluido, o en su caso consiguiendo la restauración en la producción.

Estas estimulaciones es posible hacerlas tanto en los pozos de producción como en los pozos inyectores. Los tipos de estimulación que se pueden ejecutar en un pozo geotérmico son: la estimulación hidráulica, térmica o química (Zhang J. & Zhao, 2015).

Estimulación Hidráulica

La estimulación hidráulica es un proceso que consiste en romper la formación a través de la inyección de fluidos a altas presiones, logrando crear canales artificiales con el rompimiento de las rocas de la formación en el área circundante al pozo objetivo. Después de ello, para mantener dichos canales abiertos por las fracturas requiere ser rellenado, tal relleno se realiza con partículas de determinado tamaño mezcladas con fluido. A esas partículas se les denomina apuntalantes, los cuales deben cumplir con características esenciales no solo para mantener la permeabilidad o en su caso crear permeabilidad, sino también resistir las condiciones extremas y así cumplir óptimamente su función, esto ya que debido a las altas temperaturas de los yacimientos geotérmicos corren el riesgo de disolverse.

Estimulación Térmica

Es un proceso térmico el cual consiste en la estimulación de cada pozo productor mediante la inyección intermitente de fluidos a altas o bajas temperaturas, líquido o vapor para brindar una contracción en los canales que contiene la formación. En forma simple, el proceso consiste en inyectar fluido en una formación productora a través de un pozo productor por un periodo de tiempo determinado, luego el pozo es cerrado por un cierto tiempo permitiendo la transferencia de calor del vapor a la formación para luego ser abierto nuevamente a producción. Es importante aclarar un tanto más una posible duda, aunque los fluidos geotérmicos ya están calientes, la estimulación térmica puede implicar inyectar fluidos adicionales a temperaturas más altas o bajas (dependiendo del objetivo) para modificar las condiciones de la roca que rodea al pozo. Es posible inyectar agua fría en el yacimiento caliente, lo

que puede inducir la fracturación de la roca debido a la contracción térmica de la roca caliente al entrar en contacto con el fluido más frío, lo que también podría ayudar a romper o abrir fracturas. Por último esta estimulación puede afectar la solubilidad de ciertos minerales en la roca, ayudando a disolver obstrucciones minerales y mejorar la conectividad de los poros.

Estimulación Química

Es un proceso químico, logrado a través de la inyección de solventes o ácidos en los pozos productores de forma individual para aumentar el tamaño de los canales que contiene la formación. Esto debido a la posible capacidad de los componentes de las rocas de la formación para hacer reacción con el ácido o solvente, lo cual da como resultado una mayor apertura y contacto entre dichos canales.

Pérdidas de energía durante la extracción

Es posible que durante el proceso de explotación de los recursos geotérmicos se tengan pérdidas de energía a lo largo del recorrido yacimiento-turbina generadora. Hasta el momento es imposible no perder energía después de extraer materia del sitio donde está la fuente de energía. Por ende se analizará en qué puntos particularmente es donde se podría estar perdiendo parte de la energía contenida en el fluido geotérmico.

Partiendo el análisis desde el yacimiento, donde empieza el recorrido del fluido geotérmico, salido recientemente del sitio donde está almacenado, puede ceder energía a todas las rocas que se encuentren a menor temperatura y que rodeen el sitio por donde transita dicho fluido, esta posible transmisión de energía ocurre por conducción.

Posteriormente durante el ascenso del fluido geotérmico a través del pozo, existe pérdida de energía en la tubería debido a la fricción con las paredes del pozo y con los equipos que se encuentren dentro, de igual forma durante el ascenso por el pozos, es posible se tenga pérdida energética debido a la disminución del gradiente geotérmico.

Después del ascenso por el pozo, en la superficie, es posible que se tenga pérdida de calor en zona de separación y tratado del fluido. Es importante no olvidar la inevitable pérdida de energía durante el transporte del fluido por tuberías durante todo el proceso previo a la zona del intercambiador de calor con el fluido de trabajo. La zona de separación, según el arreglo más extenso podría ser el último punto de pérdida de energía antes de entrar a la planta de generación.

En la zona de la planta de generación, principalmente en las plantas binarias, las pérdidas de calor se iniciarán en el intercambiador de calor primario, debido a la eficiencia de la transferencia de calor entre el fluido geotérmico y el fluido de trabajo.

El siguiente punto de pérdida de energía ocurre en todos los tipos de planta de generación eléctrica y ocurre en la parte de la turbina, un punto donde la pérdida de energía no es calórica como tal, sino que se tiene existencia de pérdida de energía en forma mecánica durante la conversión de energía térmica en energía mecánica (Sullivan et al., 2013).

De forma resumida en la planta binaria de generación de energía eléctrica, se tiene pérdida de calor durante el intercambio de calor del fluido geotérmico con el fluido de trabajo y después se tiene otro punto de pérdida de calor durante el proceso de la evaporación del fluido de trabajo pues no todo el calor contenido en el fluido geotérmico se transfiere al fluido de trabajo, una parte de ello se pierde en el ambiente.

Mitigación de pérdidas de calor

Existen algunas formas para mitigar el impacto de esas posibles pérdidas de energía durante el proceso que sigue el fluido geotérmico. Pues gran parte de la eficiencia de la planta depende de no perder mucha energía durante el proceso de extracción. Lo cual a su vez da como resultado mayores beneficios económicos. En la parte del yacimiento no es posible actuar para evitar la posible pérdida de energía. Sin embargo, en la parte

donde existe la posibilidad de actuar con la intención de mitigar esa pérdida de energía, es en el pozo.

Tal objetivo se podría lograr planeando un buen diseño de pozo donde se priorice el minimizar la fricción, así como el aislamiento térmico y con ello maximizar la eficiencia del flujo de fluidos geotérmicos a través del pozo con ayuda de una buena elección de materiales para la tubería.

Para la parte de superficie, durante el trayecto del fluido geotérmico en tuberías y en equipo superficial es posible el uso de materiales de aislamiento térmico que permitan minimizar las pérdidas de calor evitando que se ceda al ambiente.

Para evitar la posible pérdida de energía durante todo el sistema es deseable mantener un correcto mantenimiento en las instalaciones, para así regular los equipos y asegurar un óptimo funcionamiento.

Y en la planta de ciclo binario, lo ideal para mitigar las pérdidas de calor en su proceso, es una correcta planeación del sistema, pues un buen diseño, con intercambiadores de calor correctos para las necesidades pertinentes permiten una máxima transferencia de calor con pérdidas reducidas, así como una eficiente elección del fluido de trabajo.

Ingeniería Petrolera

Hay una industria, que es la industria rey en el área de perforación, más cuando de grandes profundidades se trata, pues es su área de experiencia. Por lo cual la debida importancia que se le dará aquí. Esta es la industria petrolera, esta industria es la encargada de la exploración, extracción, refinación, transporte y mercadotecnia del petróleo. Industria de suma importancia ya que aún en la actualidad 2024, es el motor principal de la economía mundial.

La persona que se encarga de desarrollar la industria petrolera, es el ingeniero petrolero. La función principal de un ingeniero petrolero es encontrar formas económicas y ambientalmente aceptables de producir el recurso primario de los combustibles fósiles,

llamado petróleo. Tal recurso se encuentra naturalmente en el subsuelo, a diferentes profundidades, de diferentes volúmenes y formas de contención. Para conseguir ello se realizan diversos pozos con la intención de establecer desde superficie una vía de acceso al punto donde se encuentra contenido el petróleo. Aunado a esta definición, es posible que pueda hacer uso de los conocimientos y técnicas empleadas en el proceso de explotación petrolera para otras áreas como podría ser el área de recursos hídricos o el área de recursos geotérmicos (Perkins et al., 2008).

Yacimiento petrolero

La base de estudio inicial previo al proceso de extracción, es el estudio de los yacimientos. Los yacimientos son una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en forma líquida y/o gaseosa. Es el área de interés, de ahí se extraerá el hidrocarburo, por ende es parte esencial de la planeación y ejecución del proyecto, con estos estudios se diseña la perforación y la explotación del yacimiento (Craft & Hawkins, 1991).

Tipos de yacimientos petroleros

Existen numerosas variedades de yacimientos, sin embargo a pesar de ello se han generalizado algunas propiedades semejantes entre algunos yacimientos para poder clasificarlos. Por esa razón, hay algunas formas de clasificación. Inicialmente los yacimientos petroleros se dividen en yacimientos convencionales y yacimientos no convencionales, posteriormente los yacimientos convencionales es posible encontrarlos en diversas clasificaciones, como las siguientes: por su geología, en base a la fase de los fluidos contenidos, en base a su punto de burbuja y según su mecanismo de producción.

Clasificación según su geología

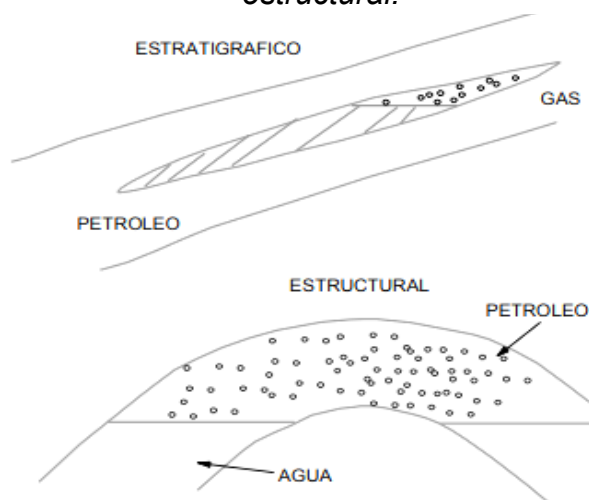
Este tipo de clasificación, se basa en la agrupación de características geológicas del yacimiento que contiene los hidrocarburos (Dake, 1983).

Estratigráfico: Este tipo de yacimiento se forma principalmente debido a procesos de sedimentación. Los hidrocarburos se acumulan en capas de roca porosa y permeable, como areniscas o calizas, que actúan como almacén. La trampa para los hidrocarburos puede ser una combinación de estructuras geológicas, como anticlinales, fallas o trampas estratigráficas. Es posible ver su representación en la figura 34.

Estructural: Estos yacimientos se forman debido a la presencia de una estructura geológica que actúa como trampa para los hidrocarburos. Esto puede ser una anticlinal, una falla, una cúpula de sal, entre otros. La acumulación de hidrocarburos se produce en la parte más alta de la estructura, donde la roca es porosa y permeable. Es posible ver su representación en la figura 34.

Combinado: Existen algunos yacimientos que pueden presentar características tanto estratigráficas como estructurales. Por ejemplo, podrían tener una acumulación principal debido a una estructura geológica, pero también contener acumulaciones secundarias en capas de roca porosa adyacente. Es posible ver su representación en la figura 35.

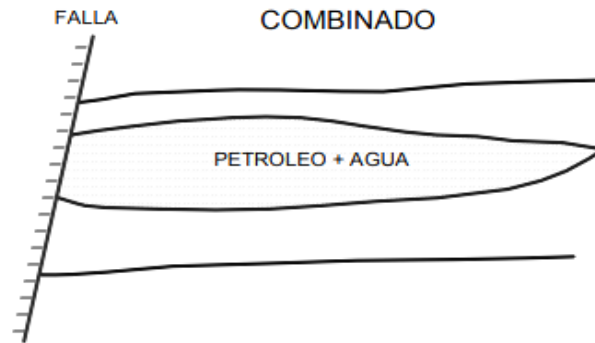
Figura 34. Clasificación geológica de los yacimientos petroleros, estratigráfico y estructural.



Nota: Estratigráfico, estructural. Clasificación Geológica de los Yacimientos. Oil-Mail. Freddy Humberto Escobar Macualo.

<https://oil-mail.blogspot.com/2011/05/clasificacion-geologica-de-los.html>

Figura 35. Clasificación geológica de los yacimientos petroleros, combinado.



Nota: Estratigráfico, estructural. Clasificación Geológica de los Yacimientos. Oil-Mail. Freddy Humberto Escobar Macualo.
<https://oil-mail.blogspot.com/2011/05/clasificacion-geologica-de-los.html>

Según estado de los fluidos

Este tipo clasificación se basa en la agrupación según la fase en la que se encuentran los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

Yacimiento de gas: El yacimiento almacena principalmente gas natural en fase gaseosa.

Yacimiento de aceite: El yacimiento almacena principalmente petróleo en fase líquida.

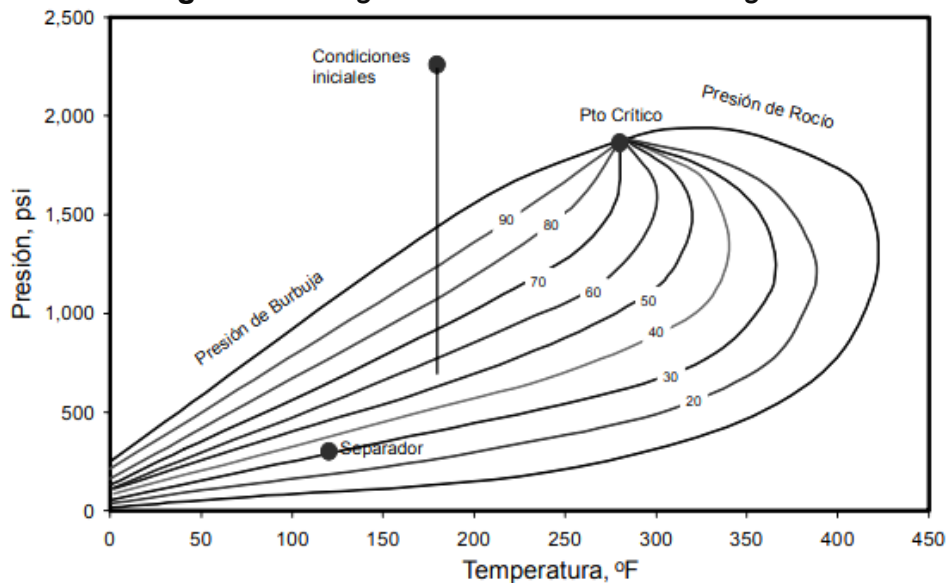
Yacimiento de gas y aceite: El yacimiento almacena una combinación de gas natural y petróleo, siendo variables las porciones y la fases de cada fluido.

Según por el punto de burbuja

Esta clasificación de yacimientos se orienta al comportamiento de los fluidos almacenados en el yacimiento en relación con el punto de burbuja de dichos fluidos. Dicho en otras palabras es la presión en la cual la primera burbuja de gas comienza a desprenderse del petróleo en el yacimiento (Jones & Montgomery, 2003) .

Aceite Negro: El petróleo tiene un punto de burbuja bajo y se mantiene en estado líquido a temperatura y presión ambientales. Es posible ver su comportamiento según la temperatura y presión representado en un diagrama de fase en la figura 36.

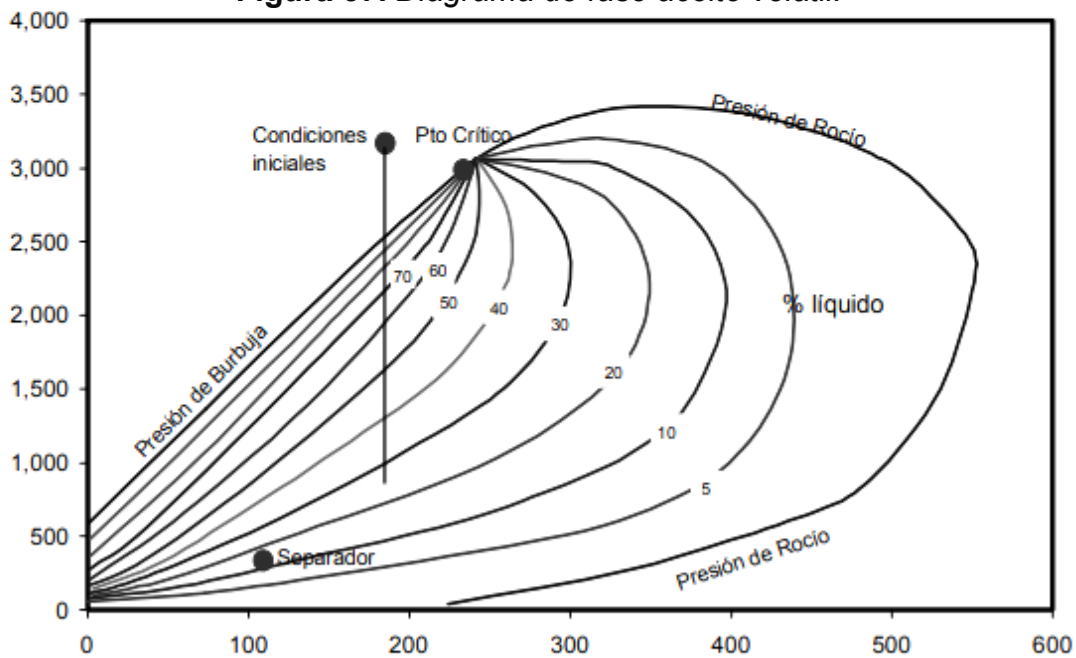
Figura 36. Diagrama de fase de aceite negro.



Nota: Diagrama de fase generalizado para un petróleo aceite negro. Diagramas de fase de presión y temperatura. Petróleo negro: Comportamiento termodinámico. Pedro R. Marin D. <https://es.slideshare.net/slideshow/diagramas-de-fases-by-rmd/23580401#9>

Aceite Volátil: El petróleo tiene un punto de burbuja más alto, lo que significa que parte del petróleo puede volatilizarse a condiciones de superficie. Es posible ver su comportamiento según la temperatura y presión representado en un diagrama de fase en la figura 37.

Figura 37. Diagrama de fase aceite volátil.

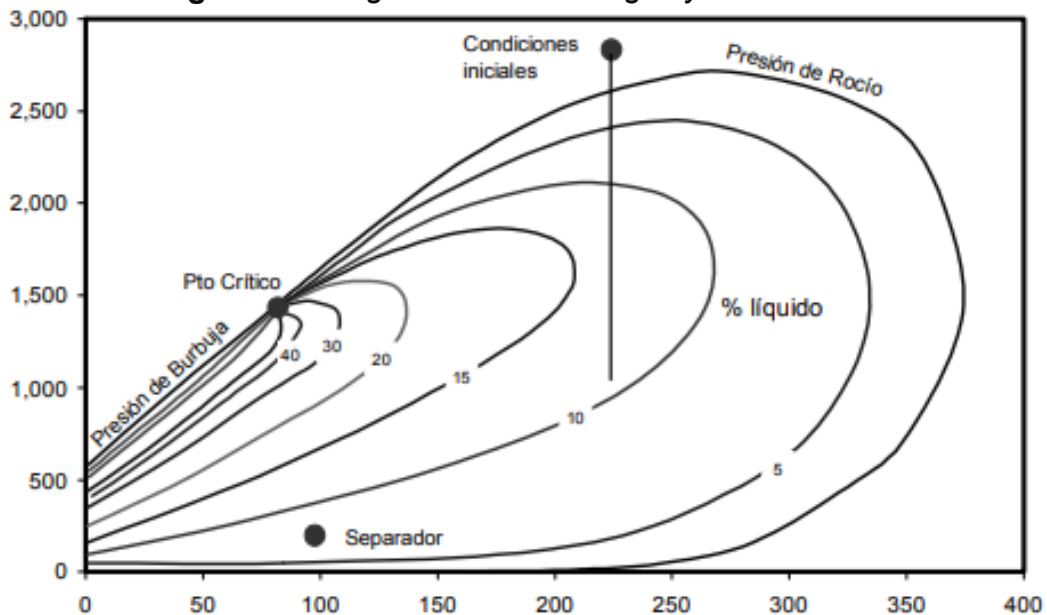


Nota: Diagrama de fase generalizado para un petróleo aceite volátil. Petróleo volátil: Comportamiento termodinámico - Portal del Petróleo.

<https://portaldelpetroleo.com/comportamiento-termodinamico-del-petroleo-volatil/>

Gas Condensado: Contiene una mezcla de gas natural y líquidos condensados, los cuales se mantienen en fase líquida bajo condiciones de temperatura y presión a condición ambiental. Es posible ver su comportamiento según la temperatura y presión representado en un diagrama de fase en la figura 38.

Figura 38. Diagrama de fase de gas y condensado.

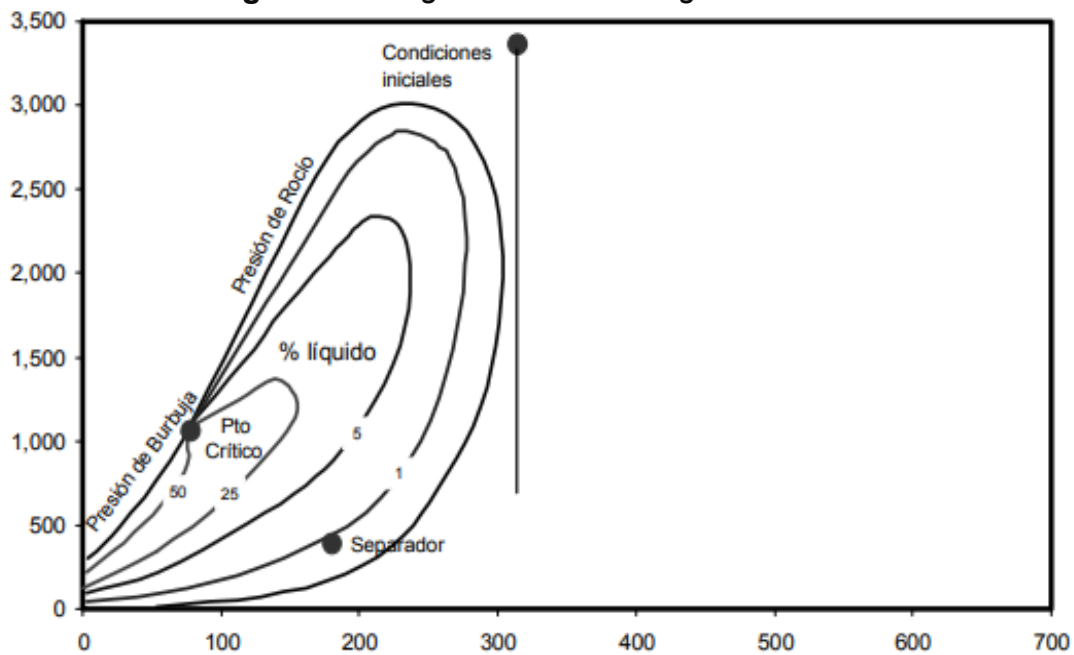


Nota: Diagrama de fase generalizado para un gas y condensado. Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado. Alfredo León García.

<https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2019/vol59/no1/1.pdf>

Gas Húmedo: Contiene principalmente gas natural, pero también puede contener líquidos como condensado de gas o petróleo. Es posible ver su comportamiento según la temperatura y presión representado en un diagrama de fase en la figura 39.

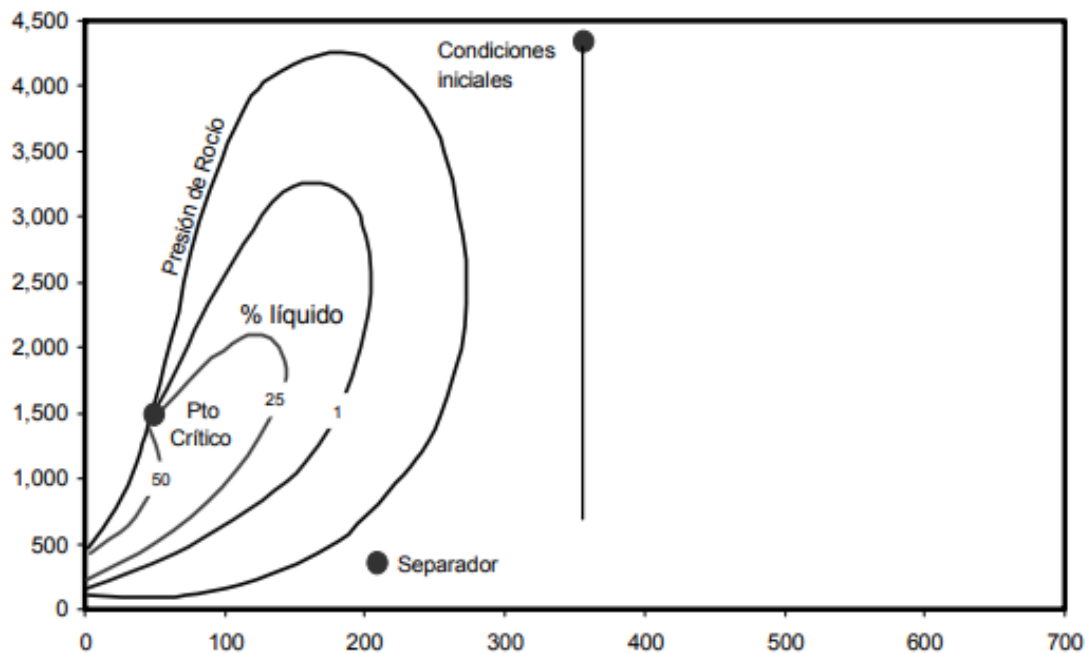
Figura 39. Diagrama de fase de gas húmedo.



Nota: Diagrama de fase generalizado para un gas húmedo. Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado. Alfredo León García.
<https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2019/vol59/no1/1.pdf>

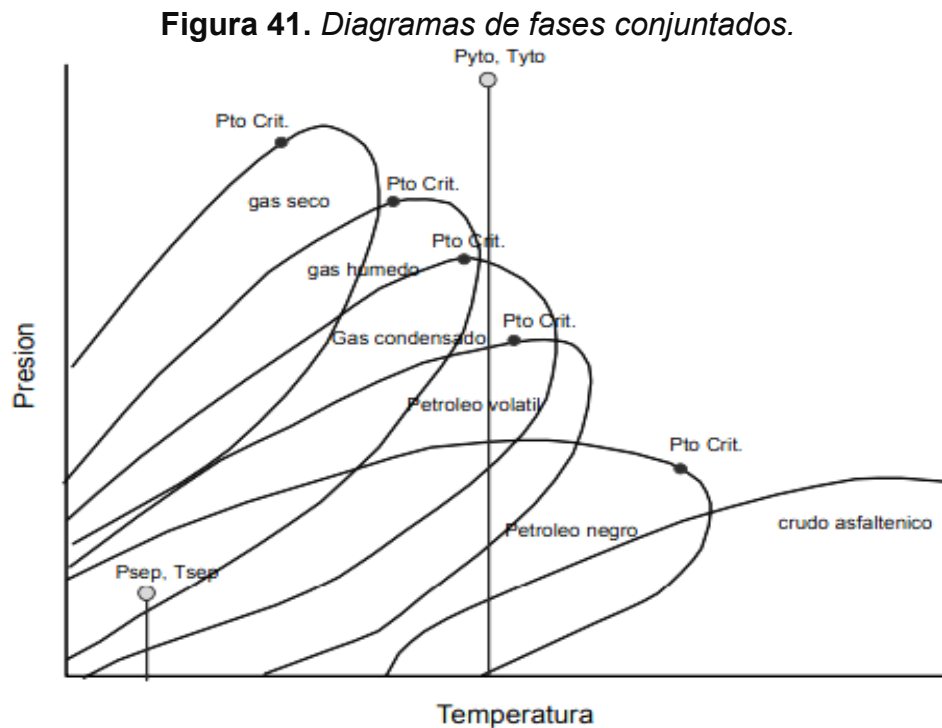
Gas Seco: Contiene principalmente gas natural en fase gaseosa, sin líquidos condensados presentes a condiciones de superficie. Es posible ver su comportamiento según la temperatura y presión representado en un diagrama de fase en la figura 40.

Figura 40. Diagrama de fase de gas seco.



Nota: Diagrama de fase generalizado para un gas seco. Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado. Alfredo León García.
<https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2019/vol59/no1/1.pdf>

Es posible encontrar una gráfica con los diagramas de fase combinados en la figura 41 con la intención de comparar su comportamiento y con ello tener una idea de cómo cambia su punto crítico respecto al tipo de fase que se pueda encontrar en los yacimientos. En él, se distinguen las curvas de ebullición y condensación de aceite volátil, aceite negro, crudo asfaltenico, gas condensado, gas húmedo y gas seco, proporcionando una perspectiva clara de cómo cada tipo de hidrocarburo responde a diferentes condiciones de presión y temperatura.



Nota: Clasificación de los yacimientos de acuerdo al estado de los fluidos. Diagramas de fase de presión y temperatura. Petróleo negro: Comportamiento termodinámico. Pedro R. Marin D. <https://es.slideshare.net/slideshow/diagramas-de-fases-by-rmd/23580401#9>

Según el mecanismo de empuje

La clasificación de estos yacimientos está basada en el mecanismo que aporta energía para que los hidrocarburos se produzcan desde el yacimiento (Craft & Hawkins, 1991).

Expansión de Gas de Roca Madre (Depletion Drive): El mecanismo de empuje se basa en la expansión del gas disuelto en el petróleo a medida que disminuye la presión del yacimiento.

Empuje de Agua (Water Drive): El mecanismo de empuje es el agua subyacente que empuja el petróleo hacia los pozos a medida que se extrae.

Empuje de casquete de Gas (Gas Cap Drive): En este mecanismo de empuje la producción es impulsada por un casquete de gas sobre el petróleo que se expande y empuja el petróleo hacia los pozos.

Combinado (Combination Drive): En este tipo de empuje, la producción es el resultado de la combinación de varios mecanismos, como empuje de agua y expansión de gas. Es destacable aclarar que existen diversas formas en la que se presentan estas combinaciones.

Empuje de Gravedad (Gravity Drainage): En este tipo de empuje la producción es debido a la fuerza de gravedad que hace que el petróleo fluya hacia los pozos.

Sistema petrolero

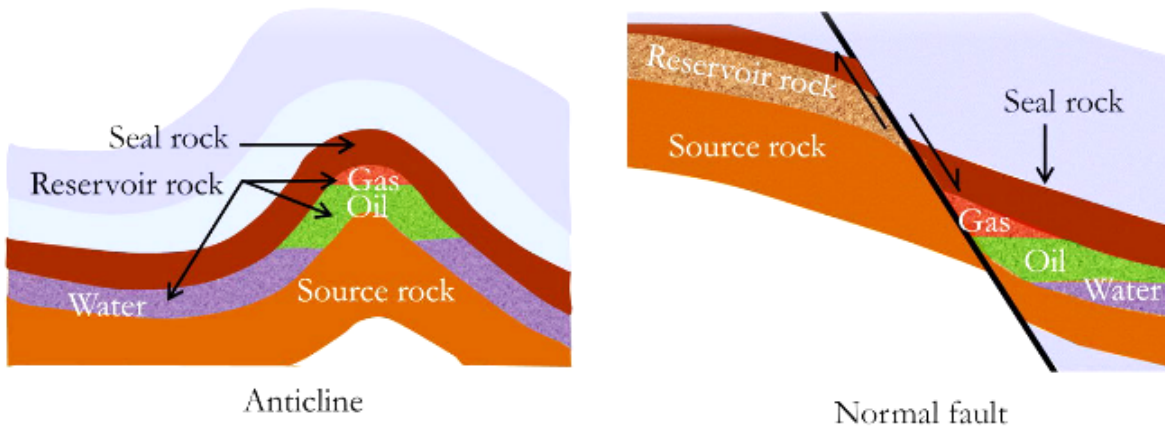
Para que haya existencia de hidrocarburo en un yacimiento, comúnmente es necesario que cumpla con un requisito que integra diversos factores, a dicho requisito se le denomina sistema petrolero. El sistema petrolero es un concepto geológico cuyos componentes que lo conforman describen el proceso de la formación, migración y almacenamiento de hidrocarburos. Los componentes de un sistema petrolero en funcionamiento definen los requisitos para la formación de hidrocarburo, tales componentes necesarios incluyen: roca generadora, ruta de migración, roca almacén, roca sello y trampas geológicas (estructurales que es posible encontrar ejemplos de esta

representados en la figura 42, aunque también se pueden encontrar estructuras geológicas que se forman por medio de un mecanismo diferente como la intrusión de sal que asciende y crea una elevación en la superficie lo que asimila en forma a un anticlinal como se ve en la figura 43 y estratigráficas) (Hubbard & Schenk, 2009).

Para que se pueda generar o formar hidrocarburo en el sistema, es necesario que se lleven a cabo procesos de manera interna, los procesos necesarios a cumplirse son los siguientes:

- Se requiere de un ambiente que asegure el entierro y a su vez la preservación del tejido de seres vivos ya muertos.
- Se requiere de la presencia de una ruta de migración permeable para el movimiento de hidrocarburos desde la roca generadora, que es donde ocurre todo el proceso de transformación hasta la roca de almacén que es donde se quedará contenido el hidrocarburo.
- Se requiere un volumen de rocas permeables con capacidad de almacenar fluidos para poder contener el hidrocarburo que migró de la roca generadora.
- También se requiere de una roca impermeable que rodee al área de rocas permeables. A dicha roca impermeable se le denomina roca sello, la cual garantizará la preservación del hidrocarburo a lo largo del tiempo geológico, debido a su baja permeabilidad.
- Por último se requiere de estructuras apropiadas que den las condiciones ideales para poder atrapar hidrocarburos.

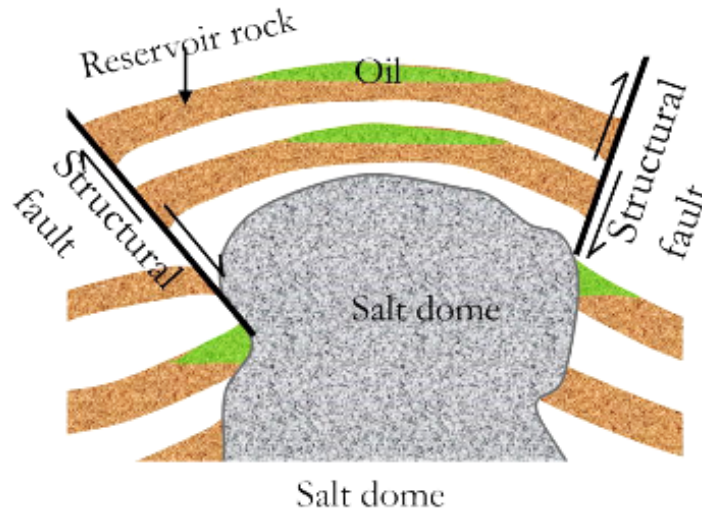
Figura 42. Estructura anticlinal y falla normal.



Nota: Anticline and Normal fault. Video Introduction to Oil & Gas Reservoir: Reservoir Structure. Eng - Man.

<https://www.youtube.com/watch?app=desktop&v=6bww07Sg2E>

Figura 43. Domo salino.

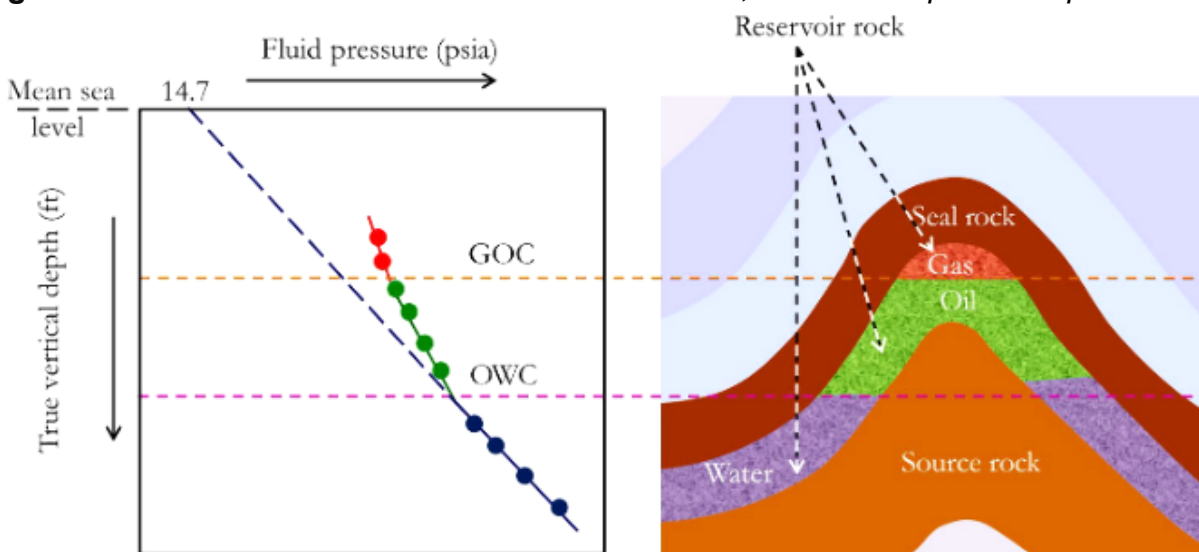


Nota: Anticline and Normal fault. Video Introduction to Oil & Gas Reservoir: Reservoir Structure. Eng - Man.

<https://www.youtube.com/watch?app=desktop&v=6bww07Sg2E>

Cabe destacar que por las densidades de los fluidos contenidos en el subsuelo y las presiones, el acomodo de los mismos siempre será en el siguiente orden: gas, aceite, agua cómo se muestra en la figura 44; esto visto en un plano horizontal tomando como punto inicial la superficie con dirección profundidad.

Figura 44. Acomodo de fluidos en base a densidades, vistos de superficie a profundidad.



Nota: Reservoir Oil. Science - How petroleum was formed, its extraction, refining and uses - English. Bodhaguru.

<https://www.youtube.com/watch?app=desktop&v=pWW6bSSaPZk>

Campo petrolero

Los campos petroleros son áreas geográficas, pueden ser áreas marinas o terrestres, las cuales varían de tamaño desde pequeñas extensiones de territorio hasta enormes extensiones donde se han identificado y se están explotando uno o varios yacimientos petroleros, el desarrollo de la explotación cuenta con múltiples pozos de petróleo y gas que extraen hidrocarburos de forma simultánea. La delimitación de un campo petrolero suele basarse en la geología subyacente y en la distribución de los yacimientos petroleros que se encuentran dentro de una región determinada (Katz & Lee, 1990).

En los campo petroleros, se implementan infraestructuras como plataformas de perforación, oleoductos, gasoductos, estaciones de procesamiento y almacenamiento para extraer, transportar, procesar y almacenar el hidrocarburo extraído de los yacimientos, esto claramente implica una planificación y gestión cuidadosa para optimizar la producción de hidrocarburos de manera segura y eficiente, teniendo en cuenta aspectos económicos, ambientales y sociales (Meyer & Johnson, 2007). Por ende

el desarrollo de un campo es de suma complejidad, requiere la integración y coordinación de múltiples disciplinas.

Yacimientos no convencionales

Los hidrocarburos convencionales, que se han explotado tradicionalmente desde hace más de un siglo, son exactamente los mismos que los llamados no convencionales. La principal diferencia es la forma en que se encuentran almacenados, tanto el gas como el aceite o petróleo (Tissot & Welte, 1984).

Durante años, las operaciones estuvieron dirigidas a la búsqueda y extracción de petróleo y gas alojados bajo tierra en los poros microscópicos de rocas permeables; es decir, rocas cuyos poros están interconectados entre sí. Como una esponja en donde los fluidos (el gas y el petróleo) pueden moverse entre los poros. Dicho de otro modo, pueden viajar por el interior de esas formaciones.

Los yacimientos convencionales cuentan con un sistema petrolero, que cumple cada una de las características geológicas necesarias para la creación y el almacenamiento de hidrocarburos, lo cual hace más sencilla su exploración y su explotación en comparación a los no convencionales. En los yacimientos no convencionales ocurren situaciones en las cuales el hidrocarburo se queda atrapado en una roca impermeable donde de igual forma son depósitos de petróleo y gas sin embargo este tipo de yacimientos requieren técnicas avanzadas y tecnologías específicas para su explotación debido a la baja y escasa permeabilidad de las formaciones rocosas que lo conforman, pues estos no cumplen como tal con un sistema petrolero, el hidrocarburo está atrapado en la misma roca que lo generó (Katz & Lee, 1990).

En forma más sencilla, en un yacimiento de hidrocarburos convencional el fluido se almacena en roca permeable, y los fluidos almacenados se encuentran atrapados por roca sello (la cual es impermeable), aquí el fluido tiene la capacidad de poder

desplazarse por el yacimiento. Todo lo que difiere de este esquema de contención es considerado un hidrocarburo no convencional.

Algunos ejemplos que podemos encontrar de hidrocarburos no convencionales son:

- Petróleos extrapesados con alta densidad, tan densos que a simple vista se ven como rocas, y se pueden extraer con palas.
- Metano en lechos de carbón, es metano atrapado principalmente en formaciones de carbón .
- Hidratos de metano, es metano atrapado en el lecho congelado de los mares.
- Tight gas o gas de baja permeabilidad, es gas atrapado en rocas permeables, pero de muy baja permeabilidad, que es causa de la mala conexión entre los poros.
- Shale oil, es aceite contenido en lutitas, las cuales tienen una permeabilidad muy escasa, pues es considerada roca sello por su nula o baja permeabilidad.

En la industria petrolera los no convencionales suelen hacer referencia específicamente a dos tipos de hidrocarburos: los llamados shale y los llamados tight. Ambos requieren de fracturamiento hidráulico para su obtención.

Perforación no convencional

Con la existencia de yacimientos no convencionales compuestos de rocas con baja permeabilidad y con complejidad geológica en donde las formas de perforar convencionales ya no resultaban ser eficientes en cuanto a la explotación, fue necesario la adaptación de la industria petrolera para poder conseguir intercomunicar el yacimiento, comunicarlo con superficie y así conseguir una vía de extracción del hidrocarburo. Para conseguir dicho objetivo se crearon nuevos métodos, tecnologías y técnicas que desembocaron en formas distintas de perforación para poder acceder al hidrocarburo no convencional, el cual como se mencionó se encuentra contenido en sitios complicados de acceder (Davies et al., 2012). A esas nuevas formas de perforar se les llama

perforación no convencional. La perforación no convencional diseña e implementa trayectorias de pozos complejos, fracturación hidráulica y terminaciones de múltiples etapas para crear vías artificiales por donde pueda fluir el gas y el petróleo que se encuentra atrapado.

Las técnicas desarrolladas debido a esta adaptación que se suelen usar en la industria son:

Perforación Direccional y Horizontal

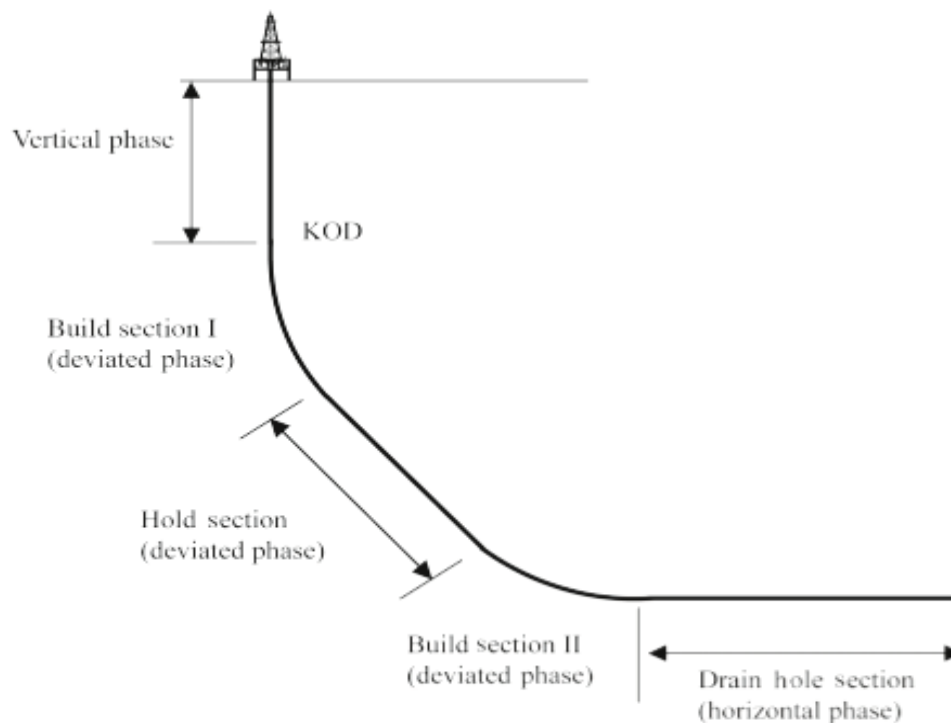
La perforación direccional es la capacidad de perforar un pozo hasta una zona de producción que puede estar situada a miles de pies de distancia horizontal desde la ubicación de la superficie bajo el piso de la plataforma. Consiste en perforar una sección vertical del pozo bajo el piso de la plataforma hasta una cierta profundidad de inicio preseleccionada (KOP, por sus siglas en inglés que refiere a Kicking Off Point) y luego desviar intencionalmente el pozo a lo largo de una trayectoria preseleccionada para alcanzar la zona objetivo geológica, la perforación brinda la capacidad de dirigir el pozo en varias direcciones, lo que permite alcanzar múltiples objetivos desde un solo pozo de superficie.

Mientras que la perforación horizontal es un proceso similar al direccional sin embargo, la perforación se direcciona para seguir un trayecto horizontal orientado aproximadamente a 90° desde la vertical a través de la roca del yacimiento permitiendo con ello un mayor contacto con la zona productiva (Raghavan & Morrow, 2003), dicho proceso se muestra en la figura 45. Es crucial en la explotación de formaciones de shale y otros yacimientos de baja permeabilidad. Comúnmente se utilizan los siguientes componentes en este tipo de perforación:

- **Motor de Fondo de Pozo (Downhole Motor):** Utilizado para desviar y dirigir la barrena en una dirección específica.
- **Sistemas de Navegación de Pozos (Wellbore Navigation Systems):** Incluyen sensores y herramientas de medición para monitorizar la trayectoria del pozo en tiempo real.

- **MWD/LWD (Measurement While Drilling / Logging While Drilling):** Herramientas que proporcionan datos sobre la posición y las condiciones del pozo durante la perforación.
- **Montaje de Fondo de Pozo (Bottom Hole Assembly, BHA):** Incluye estabilizadores, collares y otros componentes que ayudan a controlar la dirección del pozo.

Figura 45. Fases llevadas durante la perforación horizontal.



Nota: Advantages of Horizontal Drilling. Horizontal Drilling in Oil & Gas Wells. LinkedIn. Hassan AbdElrahman.

Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación de pozos que consiste en la inyección de fluidos a alta presión para crear fracturas en la roca, consiguiendo con ello permeabilidad artificial en las rocas con poca permeabilidad, lo que permite que el petróleo o gas atrapado en la formación fluya hacia el pozo. Comúnmente se suele

confundir esta estimulación con el fracking, sin embargo están totalmente equivocados, el fracking es un término que se le dio exclusivamente al fracturamiento de las rocas a través de la inyección de agua, y en la estimulación por fracturamiento hidráulico la inyección puede ser con cualquier fluido, aunque lo mejor es inyectar diversos fluidos idóneos para realizar el objetivo, no necesariamente agua (King, 2010). Comúnmente se utilizan los siguientes componentes en este tipo de perforación:

- **Camiones de Bombeo (Pumping Trucks):** Son camiones con equipo especializado, utilizados para inyectar fluidos a alta presión en el pozo.
- **Tanques de Almacenamiento de Fluidos (Fluid Storage Tanks):** Contienen los fluidos de fracturamiento, apuntalantes y productos químicos.
- **Cabeza de fracturamiento (Frac Tree):** Un conjunto especializado de válvulas y adaptadores instalados en la parte superior del pozo para controlar la inyección de fluidos de fracturamiento.
- **Mezcladores de Proppant (Proppant Mixers):** Equipos que mezclan apuntalantes y otros agentes de sostén con los fluidos de fracturamiento antes de ser inyectados en el pozo.

Perforación Multilateral

La perforación multilateral consiste en perforar varios pozos direccionales a partir de un único pozo vertical, pudiendo ser todos a una cierta profundidad o distintas ramificaciones a distintas profundidades, consiguiendo con ello alcanzar diversos objetivos a través de un solo pozo y logrando así un aumento en el contacto con la formación productiva del yacimiento (Hosseini et al., 2013). Lo más complicado de estos yacimientos, es que si por algún motivo llega a haber un fallo en alguna ramificación, es muy difícil realizar alguna reparación. Comúnmente se utilizan los siguientes componentes en este tipo de perforación:

- **Equipos de Ranurado y Ramificación (Whipstock and Kickoff Tools):** Utilizados para desviar la trayectoria del pozo y crear ramificaciones laterales.

- **Sistemas de terminación Multilateral (Multilateral Completion Systems):** Incluyen válvulas y adaptadores para gestionar la producción de múltiples ramificaciones desde un solo pozo vertical.
- **Herramientas de Orientación y Navegación:** Similares a las utilizadas en la perforación direccional, para monitorizar y controlar la trayectoria de las ramificaciones.

Perforación Bajo Balance (Underbalanced Drilling) y perforación con Presión Controlada (Managed Pressure Drilling)

Hay que recalcar como punto de inicio que ambas técnicas son consideradas perforación no convencional debido a su enfoque avanzado y especializado en el control de presión durante la perforación de pozos en yacimientos con condiciones complejas y de alta presión, en donde los desafíos que se presentan no son superables a través de la perforación convencional por lo que deja de ser eficiente para estos casos.

Perforación bajo balance (UBD): Es una técnica en la que la presión en el pozo se mantiene intencionalmente por debajo de la presión del yacimiento. Esto significa que los fluidos de formación (petróleo, gas, agua) pueden entrar en el pozo durante la perforación, minimizando así los daños a la formación. A diferencia de la perforación convencional, donde la presión del pozo se mantiene superior a la presión del yacimiento para prevenir lo más que se pueda el descontrol del pozo y con ello el posible brote de fluidos hacia el pozo y hacia superficie (Dewhurst & Worrall, 2008). Comúnmente se utilizan los siguientes componentes en este tipo de perforación:

- **Sistema de Circulación Cerrada (Closed Loop Circulation System):** Permite la circulación continua y controlada de los fluidos de perforación.
- **Barras de Flujo y Estranguladores (Choke Manifold and Flow Lines):** Utilizados para controlar la presión y el flujo de fluidos en el pozo.
- **Sistema de Inyección de Aire o Gas (Air or Gas Injection Systems):** Utilizados para mantener la presión del pozo por debajo de la presión del yacimiento, es el principal factor para conseguir el objetivo de este tipo de perforación.

Perforación con presión controlada (MPD): Es una técnica avanzada que utiliza equipos y procedimientos para controlar de manera precisa la presión en el pozo durante la perforación. Esto se logra mediante la manipulación activa de la presión de fondo de pozo con el objetivo de mantenerla dentro de un rango estrecho. Permite un control más exacto y dinámico de la presión del pozo, a diferencia de la perforación convencional, que puede tener limitaciones en el control de presión, brindando de alta eficiencia al desarrollo de la perforación (Van Dyke, 2010). Comúnmente se utilizan los siguientes componentes en este tipo de perforación:

- **Cabeza Rotatoria de Control de Presión (Rotating Control Device, RCD):** Es una herramienta clave que sella el pozo evitando la liberación no controlada de presión y fluidos mientras permite la rotación de la tubería de perforación.
- **Estranguladores de Superficie (Surface Chokes):** Permiten ajustar la presión del pozo en tiempo real dentro de un rango estrecho y controlado según las condiciones de la formación y las operaciones de perforación.
- **Sensores y Sistemas de Monitoreo en Tiempo Real (Real-Time Monitoring Systems):** Proporcionan datos continuos sobre la presión y las condiciones del pozo, lo que permite a los operadores tomar decisiones rápidas y precisas para mantener la presión del pozo dentro de los límites seguros y óptimos.
- **Sistemas de Control de Flujo de Retorno (Back Pressure Control Systems):** Ayudan a gestionar y controlar el flujo de retorno del pozo para mantener la presión deseada.

Yacimientos de alta presión

Los yacimientos de alta presión son formaciones geológicas que contienen hidrocarburos y se caracterizan por tener presiones de formación más altas que los yacimientos convencionales. Estas presiones son el resultado de diversos factores geológicos, entre los que pueden ser: la profundidad, la compresión de las rocas en el yacimiento y la presencia de capas impermeables que confinan los fluidos. El principal desafío de estos yacimientos es su alta presión y la existencia de patadas o manifestaciones continuas

debido a estas presiones, pues son más complicadas de controlar. Estos yacimientos no son extremadamente comunes, pero tampoco son raros. Se pueden encontrar en diversas regiones del mundo y pueden contener tanto aceite como gas, o una combinación de ambos (Rushing et al., 2012). Al tener un comportamiento distinto a los convencionales, tiene que ser tratado de forma diferente. En este tipo de yacimientos se suele utilizar la perforación no convencional con presión controlada (MPD) y el equipo que suele acompañar al trabajo en estos yacimientos durante el desarrollo de la perforación para mitigar las posibles complicaciones y brindar alta seguridad, los cuales difieren a los usados en las perforaciones convencionales, son los siguientes:

Equipos para la Perforación

- **Válvulas y Estranguladores de Alta Presión:** Son utilizados para regular el flujo de fluidos y gases durante la perforación y la producción, para conseguir una presión controlada.
- **Cabezal de Pozo Reforzado:** Es un componente que proporciona un punto de conexión para las columnas de revestimiento del pozo y los equipos de producción. Está diseñado para soportar las altas presiones del fluido de producción, es esencial para la integridad estructural del pozo y sirve como base para el árbol de válvulas.
- **Cabeza Rotatoria de Control de Presión (Rotating Control Device, RCD):** Es un componente que mantiene el sello alrededor de la tubería de perforación mientras permite que esta gire y se mueva verticalmente. Es utilizada para mantener el control de presión en la boca del pozo sin impedir la rotación de la tubería de perforación.
- **Sistema de Perforación con Presión Controlada (Managed Pressure Drilling, MPD):** Es un sistema compuesto por estranguladores y válvulas de control que permiten ajustar y mantener la presión del pozo.
- **Blowout Preventers (BOP) de Alta Presión:** Es un equipo de seguridad para la prevención de reventones diseñado para manejar las altas presiones.

- **Equipos de Superficie para Alta Presión:** Son equipos superficiales reforzados para soportar altas presiones y temperaturas.
- **Sensores de Presión y Sistemas de Monitoreo en Tiempo Real:** Son sistemas avanzados que proporcionan datos en tiempo real sobre la presión del pozo y otras variables críticas, para tener un control preciso, óptimo y continuo del pozo.
- **Sistemas de Control de Flujo de Retorno (Back Pressure Control Systems):** Son dispositivos que regulan la presión de retorno de los fluidos de perforación con el objetivo de equilibrar la presión en el pozo.
- **Manifolds de Alta Presión:** Distribuyen y controlan el flujo de fluidos que proceden desde el pozo.
- **Herramientas de Perforación y Tubulares Reforzados:** Son herramientas y tuberías diseñadas específicamente para soportar las tensiones adicionales asociadas con las altas presiones y evitar colapsos.

Equipos para la producción

- **Árboles de válvulas de alta presión (High-Pressure Christmas Trees):** Es un equipo de seguridad superficial que previene reventones a través del control del flujo de petróleo y gas desde el pozo, éste es diseñado para operar en presiones altas.
- **Sistemas de terminación de Alta Presión:** Son todos los componentes, incluyendo empaques, válvulas, cemento y otros componentes diseñados para operar bajo presiones altas.
- **Tuberías y conexiones reforzadas de alta resistencia:** Son tuberías y conexiones capaces de soportar altas presiones y temperaturas diseñadas para garantizar la integridad del sistema de producción bajo las presiones altas.
- **Sensores y Sistemas de Monitoreo de Producción de Alta Presión:** Son sistemas avanzados que monitorean continuamente las condiciones del pozo, incluyendo presión, temperatura y flujo de producción.

Todos estos equipos están diseñados para manejar presiones y temperaturas significativamente más altas que las encontradas en pozos convencionales, de ahí su existencia, aunque claramente su uso es un tanto relativo, pues depende de las necesidades de cada yacimiento.

Propiedades térmicas de los yacimientos petroleros

Los recursos petroleros al igual que los yacimientos geotérmicos, se encuentran a distintas profundidades en el subsuelo. Por ende, se puede deducir que en los yacimientos petroleros también es posible encontrar calor que es emanado del interior del planeta, por lo tanto se puede afirmar que se habla de un sistema térmico (Dixon & Lieberman, 1995). Este caso tan complejo donde se tiene una fuente de energía que transfiere calor al medio se le denomina “sistema térmico”. A las propiedades que determinan todo este sistema se le denominará “propiedades térmicas”.

Las propiedades térmicas conectan la temperatura con el flujo térmico, que son conceptos fundamentales en física y en termodinámica clásica. Las propiedades térmicas se utilizan para describir procesos, propiedades o dispositivos que están relacionados con el calor, la transferencia de calor o en su caso la temperatura.

La temperatura es una medida del contenido de energía promedio de los cuerpos macroscópicos (sólidos, líquidos y gases) en tanto que el flujo térmico representa la transferencia de la energía térmica entre cuerpos o regiones a diferentes temperaturas.

La temperatura tiene su propia unidad SI básica, el kelvin ($^{\circ}\text{K}$), y el cero absoluto (0°K) es la temperatura más baja posible. En la escala Celsius ($^{\circ}\text{C}$), unidad utilizada normalmente, el punto de congelamiento del agua se toma como 0°C y el cero absoluto se ubica en -273.15°C .

La temperatura del yacimiento, es un parámetro que caracteriza el estado térmico del yacimiento; se desarrolla bajo la influencia del flujo térmico dirigido hacia la superficie desde las zonas internas de la Tierra. La temperatura del yacimiento es la temperatura promedio mantenida dentro de un yacimiento petrolero. Los hidrocarburos almacenados en el yacimiento tienen la misma temperatura que las rocas que lo contienen.

Al igual que la presión del yacimiento, la temperatura del yacimiento es un factor importante que gobierna el comportamiento de fase y las propiedades de los fluidos del yacimiento. Los cambios de temperatura del yacimiento en acumulaciones de petróleo y gas provocan cambios en los volúmenes de gas, fluidos y rocas contenedoras. El aumento de temperatura provoca una disminución de la viscosidad del petróleo y del agua, así como un aumento de la viscosidad del gas. La temperatura del yacimiento también está asociada con cambios en la relación de fases en las acumulaciones, la solubilidad del gas en el petróleo y el agua así como la solubilidad de las sales en el agua. La disminución de la temperatura del yacimiento complica la producción de hidrocarburos y conduce a pérdidas de productos valiosos (condensado, petróleo viscoso y parafina). El aumento de temperatura en un yacimiento cerrado provoca un aumento de la presión de formación.

El entorno que contiene la temperatura en el subsuelo se caracteriza por los siguientes dos parámetros:

Gradiente geotérmico: El gradiente geotérmico es la tasa de aumento de la temperatura con respecto al aumento de la profundidad en el interior de la Tierra.

Paso geotérmico: Este parámetro es el aumento de la profundidad en la corteza terrestre (en metros) correspondiente a un aumento de 1 °C en la temperatura de la roca. En otras palabras es el inverso del gradiente geotérmico.

La temperatura del yacimiento está principalmente regida por varios factores, su cercanía al manto de la Tierra; si la profundidad del yacimiento de hidrocarburos desde la corteza terrestre es mayor, la temperatura y la presión también lo son. Si la profundidad

es mayor, la capacidad relativa de intercambio de calor y la conductividad térmica son más altas. Basándose en estos factores, se puede decir que el gradiente geotérmico de un yacimiento varía según su proximidad al manto terrestre. En términos generales, el gradiente geotérmico de cualquier área productora de hidrocarburos oscila entre 0.6 y 1.6 grados Fahrenheit por cada 100 pies de aumento en la profundidad.

La temperatura del yacimiento en acumulaciones depende de su profundidad de ocurrencia y de las especificidades geotérmicas del área de la corteza terrestre. Las temperaturas observadas varían desde cerca de 0 °C en acumulaciones de hidratos de gas hasta varios cientos de °C en formaciones profundas.

El rango de temperatura del yacimiento puede variar dependiendo de la profundidad a la que se encuentre el yacimiento (Sass et al., 2008). La temperatura que depende de la profundidad del yacimiento, puede estimarse mediante la siguiente ecuación:

$$T = T_s + T_{\text{gradiente}} * \frac{D}{100}$$

Donde:

T = Temperatura del yacimiento (°F).

Tgradiente = Gradiente de temperatura (°F/100 pies).

Ts = Temperatura en la superficie (°F).

D = Profundidad (pies).

El cambio de temperatura con la profundidad puede variar de 0.8 °F a 1.6 °F por cada 100 ft. Se asume generalmente un valor de 1.2 °F a 1.4 °F por cada 100 ft en cuencas sedimentarias. Pueden ocurrir anomalías de temperatura debido a procesos geotérmicos.

Para analizar correctamente la complejidad de la temperatura en los yacimientos se deben tomar en cuenta distintas propiedades térmicas de la formación, sus rocas que lo componen y los fluidos contenidos.

Transferencia de calor

La transferencia de calor es un proceso por el que se intercambia energía en forma de calor entre distintos cuerpos, o entre diferentes partes de un mismo cuerpo que están a distinta temperatura. El calor se transfiere mediante convección, radiación o conducción. Aunque estos tres procesos pueden tener lugar simultáneamente, puede ocurrir que uno de los mecanismos predomine sobre los otros dos. Siempre que existe una diferencia de temperatura, la energía se transfiere de la región de mayor temperatura a la región con menor temperatura, en donde dicha energía transferida resultante de esa diferencia de temperatura, es el calor.

Analizar el proceso de transferencia de calor es un tanto complejo ya que intervienen bastantes factores sin embargo es posible realizar análisis detallados. Para proceder a realizar un análisis completo y detallado de la transferencia del calor es necesario considerar los tres mecanismos de transferencia, conducción, convección y radiación (DeWitt, 2002). Estas tres formas de transferencia tienen la capacidad de considerarse de forma aislada, aunque en la práctica, como se mencionó previamente es normal se produzcan simultáneamente al menos dos de ellas, con lo cual resulta ser aún más complejo de estudiar.

Conducción

Es la transferencia de calor de una parte de un cuerpo a alta temperatura, a otra parte del mismo, a menor temperatura, o de un cuerpo a alta temperatura a otro cuerpo a menor temperatura los cuales deben de estar en contacto físico.

Convección

Es la transferencia de calor desde una superficie hacia un fluido en movimiento (o del fluido en movimiento hacia la superficie) en contacto con ella, o de una parte de un fluido en movimiento a mayor temperatura hacia otra parte del mismo fluido a menor temperatura. De igual forma debe de haber contacto físico en esta forma de transferencia de calor.

Radiación

Es el proceso por el cual el calor se transfiere por ondas electromagnéticas entre dos cuerpos, en este proceso no es necesario que los dos cuerpos estén en contacto físico.

Estudiar las formas de transferencia y cómo podrían desarrollarse en los yacimientos petroleros es importante ya que tienen un impacto directo en la producción, en la seguridad y en la viabilidad económica de las operaciones, pues de ser posible, si por algún motivo ocurriese un cambio en la temperatura de la formación, este podría alterar totalmente el comportamiento del yacimiento, específicamente de los fluidos, lo cual desemboca también en cambios de viabilidad para poder usar algún tipo de recuperación mejorada.

No hay que olvidar que a partir de la presión y temperatura inicial del yacimiento, es posible predecir el comportamiento que tendrá dicho yacimiento a futuro, se pueden determinar las propiedades del fluido con correlaciones, estimar la cantidad de hidrocarburos en el lugar y predecir un factor de recuperación general de un pozo. Para todo este tipo de actividades, es esencial conocer alguna de las principales propiedades térmicas existentes en el nacimiento, entre las que se encuentran:

Calor específico: Se define como el calor específico de una sustancia, a la cantidad de calor requerida para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa de dicha sustancia.

Capacidad calorífica de la roca seca y saturada con agua, petróleo y gas: Es la energía necesaria para aumentar la temperatura de las rocas, estando las rocas saturadas con uno o varios fluidos, y si no es el caso, es la energía necesaria para aumentar la temperatura de las rocas, estando las rocas secas, en una unidad de temperatura. Indica la mayor o menor dificultad que presenta la roca para experimentar cambios de temperatura bajo el suministro de calor.

Capacidad Calorífica Volumétrica (VHC): Mide la cantidad de calor necesario para elevar la temperatura de un volumen de materia (1 m³) en 1 °K. Dado que 1 m³ de agua pesa 1 000 kg, la capacidad calorífica volumétrica del agua es de aproximadamente 4,2 MJ/m³ °K. La capacidad calorífica volumétrica de las rocas en general es más baja y se encuentra en el rango de 1 a 4 MJ/m³ °K.

Magnitud y unidades de flujo de calor: Al igual que el flujo de fluido o de corriente eléctrica, el flujo de calor posee tanto magnitud como dirección y, por consiguiente, se representa como una cantidad vectorial. La magnitud del vector de flujo de calor proporciona la cantidad de energía térmica por segundo que atraviesa una superficie de unidad de área orientada en sentido perpendicular a la dirección del vector. Por ende, las unidades de flujo de calor son: energía por unidad de tiempo por unidad de área y se expresan como watts por metro cuadrado (W/m²).

Conductividad térmica: Es una propiedad física que describe la capacidad de un material para conducir calor. Es una medida de la rapidez con la que el calor se transfiere a través de un material debido a una diferencia de temperatura. La constante de proporcionalidad (k) es la conductividad térmica que en la nomenclatura se expresa normalmente en W/m°K.

Es la cantidad de calor que pasa en una unidad de tiempo a través de una unidad de área de una placa de material de espesor unitario con una diferencia de temperatura a través del material (Turner, 2009). Matemáticamente, se expresa como:

$$Q = - k * A * \frac{\Delta T}{d}$$

Donde:

k = Conductividad térmica (W*m/k).

Q = Calor; Energía térmica W/Tiempo t (W/s).

t = Unidad de tiempo (s).

A = Unidad de área (m²).

d = Espesor unitario de placa del material (m).

ΔT = Diferencia de temperatura (kelvin).

De la roca: Es una medida de la facilidad con la cual la roca permite el flujo de calor a través de ella. La conductividad térmica de un medio poroso depende de un gran número de factores, como: la densidad, la porosidad, la temperatura, la saturación de fluidos, tipos de fluidos y el movimiento de los fluidos en la roca. Es una propiedad difícil de medir y se ha observado que disminuye con la temperatura, mientras que aumenta con la saturación de agua, densidad de la roca, presión y conductividad térmica del fluido saturante.

De líquidos: Es una medida de la capacidad de los fluidos (líquidos y gases) para conducir calor, normalmente su valor disminuye con el aumento de temperatura.

Está proporciona la conexión cuantitativa entre el flujo de calor y las diferencias de temperatura. Puede definirse considerando un cubo de material homogéneo con una diferencia de temperatura entre dos caras opuestas. La cantidad de calor que fluye a través del cubo, desde la cara de alta temperatura hasta la cara de baja temperatura, es proporcional a la diferencia de temperatura dividida por la distancia existente entre las caras. La conductividad térmica del agua es de alrededor de $0,6 \text{ W/m}^\circ\text{K}$. La conductividad térmica de las rocas en general es más alta y su rango oscila entre $0,5$ y $6,5 \text{ W/m}^\circ\text{K}$ aproximadamente. Algunos materiales, incluidas las rocas, exhiben una anisotropía térmica macroscópica. El tipo más simple de anisotropía térmica, común en las rocas, se observa cuando el material posee una estructura estratificada en escala de alta resolución. La conductividad térmica en la dirección perpendicular a la estratificación generalmente es más baja que la conductividad en cualquier dirección paralela a la estratificación. La conductividad térmica depende de manera compleja de la composición y la distribución de los minerales en la matriz de la roca y de los fluidos en su espacio poroso.

La capacidad calorífica volumétrica y la conductividad térmica se combinan para determinar otra propiedad térmica, denominada difusividad térmica.

Difusividad térmica: Es una propiedad física de los materiales que indica qué tan rápido se puede propagar el calor a través de un material cuando existe un gradiente de temperatura. Imaginemos un cubo de material uniforme en el que fluye más calor hacia el interior a través de la cara inferior, que hacia el exterior a través de la cara superior. La diferencia entre los dos flujos es la tasa con la que se incorpora el calor al cubo, lo que producirá la elevación de la temperatura. Dado que la tasa de flujo de calor es determinada por la conductividad térmica del material y el incremento de la temperatura por su capacidad calorífica volumétrica, la tasa de incremento de la temperatura se obtiene dividiendo la conductividad térmica por la capacidad calorífica volumétrica. Esta relación, denominada difusividad térmica, rige la velocidad con la que se propagan los cambios de temperatura a través de un material.

Coefficiente de expansión térmica lineal: La temperatura no es la única propiedad que cambia cuando se aplica calor a un cubo de material: la mayoría de las sustancias se expanden. La tasa de expansión lineal, definida como el incremento fraccional de la longitud de los lados de un cubo por un incremento de una unidad de temperatura, se denomina coeficiente de expansión térmica lineal. La expansión térmica de las rocas del yacimiento proporciona una vinculación importante entre las respuestas térmica y mecánica del yacimiento durante un proceso de EOR térmico. La conductividad térmica, la capacidad calorífica, la difusividad térmica y el coeficiente de expansión térmica son propiedades que se relacionan con trozos macroscópicos de materia. Los conceptos se desglosan cuando se aplican a los átomos o a las moléculas individuales de una sustancia. Como todas las propiedades macroscópicas, incluidas las propiedades petrofísicas, tales como la porosidad, la permeabilidad y la conductividad eléctrica. Las propiedades térmicas pueden variar entre un punto y otro de una formación rocosa, y dependen de su temperatura y su presión.

Para registrar la temperatura de los yacimientos es posible hacerlo con ayuda de un registrador de temperatura en el fondo del pozo durante pruebas de presión o pruebas de columna de perforación. En cuanto a los métodos para poder medir la temperatura de los yacimientos se usan diferentes tipos de termómetros como los de mercurio, medidores de temperatura de termistores u otros. Sin embargo, es importante destacar que el uso de termómetros de mercurio puede no ser tan común hoy en día debido a consideraciones de seguridad y medioambientales asociadas con el mercurio. En su lugar, se utilizan más comúnmente sensores electrónicos o termopares.

Composición del fluido (Densidad y viscosidad)

Hay que tener siempre en cuenta y muy claro que la composición de los fluidos es lo que siempre definirá las propiedades térmicas de dicho fluido, pues la composición del fluido determina la unión de las moléculas que lo componen, así como la estructura molecular, los fluidos con moléculas más grandes o complejas pueden tener una capacidad calorífica más alta debido a la existencia de una mayor cantidad de enlaces químicos que pueden absorber energía térmica. Además, la estructura molecular también afecta la conductividad térmica del fluido, ya que determina la facilidad con la que el calor puede transferirse a través de él.

Los fluidos petroleros están compuestos por hidrocarburos, que pueden variar en peso molecular y estructura química. Los crudos ligeros contienen principalmente hidrocarburos de bajo peso molecular (como el metano, etano, propano), mientras que los crudos pesados y extra pesados contienen hidrocarburos de alto peso molecular (como los asfaltenos y resinas).

Para entender esta parte se requiere conocer dos posibles extremos con los que se podría encontrar el proceso;

Caso número uno donde el fluido trabajado es el peor que se podría encontrar térmicamente hablando, este es el gas cuya composición principalmente es metano, etano y propano. Está compuesto por moléculas sumamente separadas, donde sus

propiedades son las menos indicadas para su funcionamiento adecuado, pues contener el calor le es muy complicado al fluido, por ende su capacidad para transferir calor también es muy mala ya que la superficie de su cuerpo no tiene mucho contacto con el otro fluido, aunque hay que recalcar posibles excepciones en cuanto a otros gases y todo debido a la composición de dichos gases, como el caso del vapor de agua.

Caso dos es el otro extremo, el fluido ideal, ese fluido con las mejores propiedades térmicas de todos, este fluido idóneo es el agua, donde existe una muy buena capacidad de contener el calor pues puede contener grandes cantidades de calor y también tiene muy buena capacidad de transferir dicho calor contenido.

Por último, el tercer caso es donde se encuentra el crudo, hidrocarburo en estado líquido, con componentes hidrocarburos diferentes, pudiendo encontrar un crudo ligero con componentes ligeros en altas cantidades contenidos en él como el etano, propano y metano, o un crudo pesado donde los componentes que hay en mayor cantidad son los pesados como los asfaltenos. Suponiendo un caso en el que se tuviese un crudo medio entre ligero y pesado, este crudo ideal podría tener una capacidad térmica media, todo claramente depende de su composición pero en este caso ideal se puede decir que está a la mitad entre el agua y el gas en cuanto a la contención de calor y su transferencia.

Sin embargo después de explicar estos posibles casos individuales, también se debe de ver otros casos, estudiar el caso en el que se use la mezcla inicial, la producción del pozo, sitio en donde se encuentran más contaminantes. Gas, aceite y agua, esa mezcla en cuanto a propiedades térmicas, depende de su composición; a los porcentajes de cada fluido que contiene la mezcla, y a su composición química de cada tipo de fluido que la conforman.

Otros factores que afectan estas propiedades son la temperatura y la presión a la que se encuentra el fluido, pues a temperaturas más altas la entalpía del fluido aumenta, lo que significa que puede contener más energía térmica. De manera similar, a presiones más altas, la densidad del fluido aumenta, lo que puede aumentar su capacidad para retener calor.

No hay que perder nunca de vista que la presencia de componentes ligeros influye en las propiedades de fase de los fluidos (como la presión de vapor y la temperatura crítica), propiedades termodinámicas, incluida la entalpía así como su capacidad para almacenar y liberar calor.

Los contaminantes no hidrocarburos, como los sulfuros, o los aromáticos afectan sus propiedades termodinámicas y la entalpía. Influyen en la capacidad del fluido para almacenar y liberar calor así como su respuesta a los cambios de temperatura y presión.

Temperatura de fluidos de producción (aceite, gas, agua)

La complejidad y la variabilidad que se tiene en los yacimientos debido a los diversos factores que caracterizan a dicho yacimiento como su localización, su profundidad, la composición del fluido contenido y la litología que almacena al fluido, así como el equipo usado para la explotación y las condiciones de trabajo en superficie, entre otros, es muy complicado obtener una temperatura promedio de la mezcla producida, ya que muchos de los factores previamente mencionados alteran esa posible temperatura de los fluidos en superficie. Sin embargo es posible señalar que existen beneficios por las altas temperaturas. Las altas temperaturas reducen ampliamente la viscosidad de todos los fluidos contenidos que serán extraídos como mezcla. Existe reducción de la saturación de petróleo residual a consecuencia de la expansión térmica, ya que se producen procesos de destilación y craqueo en el crudo, reduciendo así la tensión superficial y las fuerzas capilares. Todo esto da como resultado la eficiencia de desplazamiento o eficiencia de barrido debido a la mejora de movilidad de fluidos dentro del yacimiento exclusivamente por la alta temperatura contenida en el hidrocarburo.

Sinergias entre la industria petrolera y la industria geotérmica

Figura 46. Principales diferencias de geotermia con petróleo en fluido y formación.



Nota: Imagen diseñada con base en la recabación de información.

En la actualidad, existe una disputa entre la industria energética antigua y las nuevas industrias energéticas, en la antigua se encuentra la industria petrolera, y en la nueva se encuentra la industria de las energías renovables. Es una disputa cuyo origen viene de un supuesto cuidado del planeta, en donde según, se dice que las energías renovables son más amigables con el medio en comparación con las energías fósiles. ¿Será este el motivo adecuado para la supuesta rivalidad, o mejor dicho, por qué ocurre esta rivalidad? ¿Por qué no decir: "es posible que se apoyen, se unan para vencer al mismo enemigo y así cumplir la misma necesidad"? La mejor idea, al parecer, entre estas dos industrias energéticas es potenciar a ambas a través de la unión (Sovacool, 2016). En lugar de ser un proceso de transición que comúnmente se plantea, donde el objetivo es sustituir las energías fósiles con energías renovables, ¿por qué no optar por la unión y la creación de un proceso de integración para que ambas industrias logren expandirse? Claramente las industrias pertenecientes a la energía fósil tienen ventajas como también tienen desventajas, de igual forma ocurre con cualquier industria perteneciente a las energías renovables.

Teniendo esta perspectiva distinta en mente, ¿a través de qué actividades o cómo se podría relacionar la industria petrolera con una de las industrias pertenecientes a las energías renovables como lo es la industria geotérmica, con la que tiene procesos en

común, para lograr una complementación o, de ser posible, una potenciación, y puedan crear un proceso de integración donde trabajen en conjunto para lograr objetivos económicos y ambientales? Estas son áreas de suma importancia, siendo una de ellas el motivo principal del planteamiento de la transición energética desde años atrás.

Existen posibilidades para poder crear esa integración energética, al menos entre la industria petrolera y la industria geotérmica. En esta parte del texto se abordará la manera en que sería posible crear esa integración para la obtención de beneficios en la industria petrolera a través del apoyo de la geotermia. Buscando más eficiencia en la parte ambiental y económica teniendo como consecuencia un aumento en la sostenibilidad (Barbier, 2002). A su vez, estas posibilidades nutrirán a la industria de la geotermia, especialmente en la parte técnica y aún más en la parte económica, que es donde se suele ver limitada. Buscando a través de esto, una mayor exposición ante el mundo y que con ello se empiece a usar más la energía geotérmica, ya que como se mencionó en capítulos anteriores, una ventaja de esta energía renovable es que existe la posibilidad de encontrarla en cualquier parte del mundo.

Reutilización de pozo petrolero para uso geotérmico

Una de las oportunidades para poder establecer una conexión entre la industria petrolera y la industria de la geotermia con la finalidad de un proceso de integración, es la reutilización de pozos petroleros, esta es el aprovechamiento de pozos que ya han sido perforados en la industria petrolera, exclusivamente para uso geotérmico. Una vez que los pozos petroleros han operado durante el mayor tiempo posible, alcanzan un punto en el que la producción ya no cubre los costos operativos y, por ende, se vuelven económicamente inviables. Esta situación puede ser el resultado de una disminución en la presión del yacimiento, una reducción en el volumen de producción o cualquier otra condición que sea sinónimo de una pérdida económica, contraviniendo el objetivo inicial de generar ingresos. Como consecuencia, el pozo se considera no rentable y, por lo tanto, ineficaz para la industria petrolera.

La inoperatividad de un pozo petrolero para la industria del petróleo representa una valiosa oportunidad para el sector de la energía geotérmica. En este contexto, puede llevarse a cabo una integración entre ambas industrias, ya que la geotermia únicamente requiere acceder al gradiente geotérmico para extraer calor del interior terrestre. Así, un pozo que ha quedado inservible para la industria petrolera puede resultar altamente funcional y útil para la geotermia. Esto se debe a que uno de los costos más significativos en la explotación de energía geotérmica es la perforación de pozos que conectan el yacimiento con la superficie. Por lo tanto, esta posibilidad representa una oportunidad significativa para cumplir los objetivos de la geotermia al reducir algunos, si no es que el mayor, de los costos económicos asociados.

Existen dos enfoques principales para la reutilización de pozos petroleros en la industria geotérmica. El primero consiste en transformar el propósito del pozo petrolero abandonado de producir hidrocarburos a la extracción de fluidos presentes en el yacimiento (Nixon & M., 2018). Estos fluidos pueden ser utilizados para transportar el calor del subsuelo, aprovechando el gradiente geotérmico natural o el aumento de temperatura debido a fenómenos geotérmicos. En caso de que no sea posible extraer más fluido del yacimiento, se puede inyectar artificialmente agua a bajas temperaturas, estableciendo un ciclo termodinámico cerrado. En este ciclo, el agua, tras atravesar el intercambiador de calor natural (el yacimiento), se extrae con el calor transferido por el yacimiento. La segunda variante accesible para reutilizar el pozo petrolero abandonado o inservible, es donde su finalidad inicial de producir se elimina, aquí ya no se producirá absolutamente ningún tipo de fluido proveniente del yacimiento, por lo que esta variante se enfoca únicamente en la transferencia de calor sin extracción de recursos, a esta oportunidad se le denomina pozo sonda o pozo geotérmico cerrado (Keller & R. A., 2019).

Conversión a pozo de extracción

La reutilización de pozos petroleros para su conversión a pozo de extracción de geotermia, es un proceso que busca reutilizar la infraestructura existente de los pozos

petroleros inservibles para usarlos como pozo de extracción geotérmica a través de un proceso de verificación y de readaptación técnica. Pues el gradiente geotérmico del planeta es suficiente para un uso directo en la geotermia como podría ser la calefacción de viviendas o situaciones industriales.

Para poder reutilizar un pozo petrolero y extraer fluidos de él, hay dos situaciones esenciales y prioritarias a tomar en cuenta para determinar la viabilidad. La primera es que el yacimiento al que estamos dirigiendo la atención cuente con lo necesario energéticamente para poder ser producido, tanto en la parte de la presión aún existente que aporta el yacimiento como para el calor que contiene. La otra situación es verificar que el pozo estructuralmente se encuentre en óptimas condiciones, dependiendo principalmente de la infraestructura elegida para el pozo así como el marco regulatorio del sitio donde se desea reutilizar los pozos. Tanto por motivos de seguridad, como por motivos de sostenibilidad y económicos.

Para pozos de exploración abandonados o pozos que han cesado la producción de hidrocarburos, hay una variedad de opciones tecnológicas para permitir la reutilización de los pozos. El pozo podría ser reperforado en zonas de acuíferos más profundos para permitir que algunos pozos se conviertan en productores geotérmicos y otros en pozos de reinyección de agua. Esta opción también podría utilizarse para el almacenamiento térmico en acuíferos, y los atrapamientos estructurales/estratigráficos en litologías permeables como las calizas del carbonífero serían un objetivo adecuado para esto (Narayan et al., 2018). Otra opción es perforar pozos delgados multilaterales desde el fondo del pozo principal existente o desde el pozo profundizado para aumentar la extracción de agua, ya que el yacimiento podría albergar más agua después del agotamiento de los hidrocarburos.

Para conseguir una reutilización de pozo óptima, es esencial conocer cada pozo petrolero en la zona de estudio. Principalmente su ubicación, su profundidad y su antigüedad. Una buena forma de verificar su estado en base a experimentos realizados en el Reino Unido para la reutilización de pozos petroleros, específicamente de tierra. La forma de verificar tiene el siguiente orden:

1. Determinar la ubicación y profundidad de cada pozo de hidrocarburos.
2. Determinar el estado operativo de cada pozo de hidrocarburos en tierra.
3. Determinar la antigüedad del pozo basada en la fecha de finalización de perforación.
4. Determinar el tipo de pozo de hidrocarburos (es decir, de aceite y gas convencional, de aceite, aceite o gas lutita, gas de baja permeabilidad, almacenamiento de gas, etc.).
5. Obtener datos de temperatura medida de los registros de pozos de hidrocarburos, si están disponibles.
6. Determinar la extensión y profundidad de los acuíferos geotérmicos potenciales en el país de estudio para evaluar la proximidad a los pozos de hidrocarburos en tierra.
7. Obtener datos de temperatura media de los acuíferos, si están disponibles.
8. Determinar los gradientes geotérmicos regionales y el flujo de calor en todo el país de estudio para informar la estimación de la temperatura en el fondo del pozo y la temperatura del acuífero, si no se dispone de datos medidos extraídos durante operaciones o estudios previos.
9. Determinar las propiedades hidráulicas de los acuíferos que fueron determinados por pozos de hidrocarburos existentes/abandonados.
10. Determinar las propiedades hidráulicas de los acuíferos que podrían ser obtenidos mediante la reperfusión o los pozos terminados por segunda ocasión.
11. Determinar la demanda energética (eléctrica o calorífica) cerca de las ubicaciones de los pozos seleccionados.
12. Evaluar opciones tecnológicas y aplicaciones para la reutilización.

Los pozos petroleros, con posibilidad de reutilización se clasificaron en base a la etapa de su vida operativa en la que se encuentran, siendo definidos como: completado (operativo), completado (cerrado), taponado, perforación, abandono fase 1, abandono fase 2 y abandono fase 3.

Terminación (Operativo): Es cuando el pozo se encuentra en una etapa de producción activa, extrayendo hidrocarburos, dónde está completamente equipado y preparado para la producción de aceite o gas. Contando con todo el equipo superficial necesario y óptimo para la extracción, así como con un proceso adecuado de terminación.

Terminación (Cerrado): Se llevó a cabo la terminación del pozo y estaba operativo, pero ha sido temporalmente cerrado. No se encuentra en una etapa activa de producción, pero aún tiene condiciones para ser recibido y utilizado nuevamente de ser considerado viable, pues se encuentra recientemente sellado.

Taponado: El pozo ha sido perforado pero no terminado. La perforación ha alcanzado la profundidad deseada, pero no se han realizado las operaciones de terminación para su producción. Se encuentra en una etapa no productiva, aún requiere de trabajo para ser terminado y abandonado. Podría encontrarse cerrado temporalmente con tapones mecánicos o de cemento para la prevención de posibles brotes.

Perforación: El pozo está en una etapa exclusivamente de perforación, donde se están realizando actividades para hacer un agujero en la formación geológica. Por ende podría ser elegido para investigación exclusivamente, y de ser posible la transformación temprana, ser dirigido hacia la perforación geotérmica según la elección más óptima.

Abandono Fase 1: Es una parte inicial del proceso de abandono del pozo, podría decirse, es el primer paso para abandonar el pozo, no se plantea producción futura. Se colocan tapones de cemento en la parte inferior del pozo para sellar las formaciones productivas y aislar zonas críticas.

Abandono Fase 2: Es la parte intermedia del proceso de abandono. Ya hay un proceso avanzado durante el taponamiento del pozo con la instalación de tapones adicionales acompañado de diversas secciones del pozo cementadas con las que se asegura no haya caminos para la migración de fluidos.

Abandono Fase 3: Esta se encuentra en la parte final del proceso de abandono del pozo. Donde se garantiza que el pozo no represente un riesgo para la seguridad o el medio ambiente. Aquí se colocan los tapones finales y se retira todo equipo superficial, con lo cual se pierde la posibilidad futura de usarlo, encontrando dicho pozo en un estado total de abandono.

En el estudio realizado en Reino Unido los pozos clasificados como abandono fase 3, que indican un abandono completo con la retirada del cabezal del pozo y sin uso futuro, fueron excluidos durante la selección a reutilización. Todos los demás pozos fueron considerados candidatos potenciales para una evaluación más detallada. Además, excluyeron los pozos con una profundidad vertical real (TVD) inferior a 500 metros por situaciones regulatorias en Reino Unido. Que de igual forma, es una distancia muy somera para obtener alta capacidad energética solo con el gradiente geotérmico natural de la tierra.

Los pozos que encontraron potencialmente idóneos para la reutilización son los que se encuentran cerca del final de su ciclo de producción pero aún no están taponados y abandonados, pues así se podría extender su vida útil operativa. Ahora, para cada uno de los pozos de hidrocarburos candidatos, se realizó un proceso de selección, dicho proceso consta de diversos puntos con diferentes enfoques. En este proceso inicialmente se buscó conocer la posible temperatura de fondo que tenía cada pozo, para determinar la temperatura en el fondo de los pozos se realizó lo siguiente:

1. Si previamente se había realizado una medición de temperatura en el fondo del pozo, según lo detallado por (Burley et al., 1984) o (Rollin, 1987), esta se le asignó al pozo y se derivó el gradiente geotérmico relacionado.
2. Si no se tenía registro de mediciones de temperaturas obtenidas en el fondo del pozo, según lo descrito en (Burley et al., 1984) o (Rollin, 1987), pero se habían realizado mediciones en pozos vecinos en el mismo campo, se tomó el promedio de las mediciones y se determinó el gradiente geotérmico relacionado.

3. De no ser posible, se determinó un gradiente geotérmico de la zona de estudio y ese fue el que se aplicó.
4. Si no se habían realizado mediciones previas de temperatura en el fondo del pozo ni en pozos vecinos en el campo, entonces la temperatura en el fondo del pozo se estimó como se describe a continuación:

Como estimación preliminar, el gradiente geotérmico se extrapola a profundidades relevantes para determinar la temperatura en el fondo del pozo de hidrocarburos y, de ser posible, se hace una estimación de la temperatura en un acuífero cercano. Esto solo debe considerarse una estimación preliminar de la temperatura a profundidades mayores de 1000 m. Para un análisis más detallado, se debe establecer la conductividad térmica media armónica de la secuencia geológica en cada sitio de pozo candidato para extrapolar con mayor precisión el gradiente geotérmico a profundidad.

Una vez realizados los estudios iniciales para determinar el potencial energético en la zona de estudio, como la obtención de datos de temperatura, es necesario considerar la evaluación estructural del pozo.

Estado de finalización del pozo

En principio, cualquier pozo, independientemente de su estado actual, se puede considerar para su reutilización. Antes de que un pozo se comisione para cumplir su nuevo propósito, el operador deberá demostrar que las barreras de integridad del pozo están en condiciones óptimas y que el pozo puede operar dentro de su rango operativo; esto es independiente del servicio o condición del pozo original. El desafío para el operador es evitar gastar dinero en un pozo donde las barreras del pozo no cumplan con los estándares de rendimiento requeridos. Cuanto más antiguo sea el pozo, menos probable será que tenga la tecnología más reciente. Puede haber incertidumbre en torno a la información básica del pozo, lo que puede hacer que sean menos atractivos para su reutilización debido al mayor riesgo percibido de que el pozo reutilizado no cumpla con

los estándares y criterios esperados. El costo (para el operador) asociado con identificar si el pozo es de condición adecuada para la reutilización puede ser diferente para pozos de diferentes estados de finalización:

- Los pozos totalmente abandonados (con estado 3 de abandono) son extremadamente improbables de ser reutilizados. Una vez que un pozo ha sido completamente decomisionado y abandonado, los desafíos técnicos para localizar y reutilizar el pozo, combinados con la incertidumbre sobre su condición, hacen que la reutilización sea una opción económicamente poco atractiva.
- Los pozos temporalmente taponados (con estado 1 y 2 de abandono) pueden considerarse como candidatos adecuados para ser desviados o profundizados hacia un nuevo objetivo de yacimiento. Se requiere una investigación para demostrar que la parte del pozo original que se utilizará por encima de los niveles permanentemente aislados cumple con los estándares regulatorios.
- Los pozos taponados en forma temporal probablemente requerirán una investigación para demostrar que cumplen con los estándares regulatorios.
- Los pozos activos (estado terminado - operativo, o terminado - cerrado) pueden tener integridad adecuada para la reutilización (según verificaciones operativas), lo que significa que habría un costo reducido para demostrar que el estado del pozo es adecuado.

Ciclo de vida de los pozos y su trayectoria

Entre los factores de riesgo existentes para la elección de pozo a reutilizar que nos podría dar un mayor riesgo de incumplimiento en cuanto a los estándares de integridad del pozo para el nuevo propósito, se incluye la fecha de cuando se perforó y su orientación de dicho pozo. Ejemplificando pozos que probablemente tengan problemas de integridad a largo plazo, se podrían incluir los pozos perforados antes de 1996, pozos perforados en años de actividad de perforación anormalmente alta y pozos direccionales, es decir, no verticales, aunque los pozos que no cumplen con estos criterios no

necesariamente están excluidos de la reutilización, requieren datos y pruebas más detalladas para comprobar su buena calidad..

Selección por profundidad vertical del pozo

Este criterio se aplica a los pozos que podrían ser reutilizados sólo para el almacenamiento de dióxido de carbono (CCS). Los pozos son más adecuados para la reutilización para almacenar dióxido de carbono cuando la profundidad del yacimiento es superior a 800 metros bajo el nivel del suelo. Es posible que se reutilicen otros pozos que actualmente no alcancen esta profundidad si se pueden extender o desviar para alcanzar un yacimiento adecuado a mayor profundidad. Puede haber otras limitaciones de profundidad para otros usos, como la profundidad requerida para alcanzar temperaturas adecuadas para un pozo geotérmico o la proximidad a acuíferos potables.

Selección por proximidad de pozos desactivados con alta clasificación de riesgo

Este criterio es muy relevante para cualquier reutilización que tenga que ver con inyección de fluidos. Son pozos petroleros o de gas que ya no están en operación (desactivados) pero que presentan características que los hacen potencialmente peligrosos o preocupantes debido a varios factores como podrían ser: fugas potenciales, inestabilidad estructural, proximidad a poblaciones o debido a que tienen un vasto historial de problemas. Lo que podría desembocar en que los pozos desactivados cercanos representen un mayor riesgo de formación de vías de fuga del pozo.

Selección basada en criterios combinados

La combinación de estos criterios individuales sugiere que es probable que el número total de pozos que tienen la mayor probabilidad de cumplir con los estándares de integridad del pozo para ser reutilizados sea bajo, más para un sitio con bajas regulaciones en cuanto a diseño y abandono de pozos. Sin embargo, los pozos que no cumplen completamente con estos criterios aún podrían ser reutilizados. Y aún cumpliendo todos estos criterios previamente mencionados es necesario antes de la

reutilización, realizar pruebas de verificación y evaluarlas cuidadosamente para cada pozo seleccionado.

La conversión, en cuanto a la parte técnica es algo relativa, no hay algo específico. La parte inicial es la parte más metódica que se puede encontrar durante el proceso, como se explicó previamente es necesario ver las condiciones del yacimiento, específicamente su temperatura. En base a la temperatura disponible que se pueda encontrar en el yacimiento y con ello en el fondo del pozo se verá su posible utilidad y opciones de uso de tecnologías para la reutilización con la finalidad de procesar la energía extraída. Esto se debe al origen de la temperatura, ya sea por la proximidad a un gradiente geotérmico anómalo o por alcanzar la profundidad necesaria para que el gradiente geotérmico natural de la Tierra proporcione suficiente energía, la cual puede ser utilizada de manera eficiente tanto para uso directo como para la generación de energía eléctrica. De igual forma es necesario conocer la presión existente y su empuje del yacimiento para la salida de los fluidos, de ser posible es necesario saber el volumen de agua contenido aún recuperable, y si llegase a existir algún cuerpo hídrico cerca del yacimiento que pueda aportar agua al mismo. La etapa final de los estudios preliminares, y posiblemente la más crucial para determinar la viabilidad de la transición, consiste en evaluar el estado físico del pozo. Es esencial verificar que las paredes del pozo cementado se encuentren en buenas condiciones y sean lo más integras posible para asegurar que puedan soportar la extracción de fluidos sin riesgo de pérdida de estos y sin contaminación de las áreas circundantes.

Con toda esta parte metódica comprobada, y habiendo pasado dichas pruebas es posible elegir qué instalaciones superficiales son las que se usarán, aquí ya empieza lo relativo, pues a través de ello se sabrá el tipo de energía a trabajar y la tecnología necesaria para transformar el calor o para direccionarlo. Al haber comprobado las óptimas condiciones de la parte inicial y tener lista la conexión entre el yacimiento y la superficie, se procede con la transformación. Sin embargo, estas operaciones se llevan a cabo de manera estándar, como si se hubiera perforado inicialmente un pozo geotérmico.

Es aconsejable que se realicen algunas adecuaciones en el pozo a reutilizar, a pesar de tener óptimas condiciones, ya que si el pozo cumple con los requisitos geométricos y estructurales, existe la posibilidad de hacer ajustes menores con la finalidad de dejarlo totalmente acondicionado para la futura producción de fluidos geotérmicos, consiguiendo así más seguridad durante el proceso. Esto puede incluir la limpieza del pozo, la reparación de tuberías, la sustitución o la implementación de tuberías y cementos resistentes a los ambientes extremadamente corrosivos y si se piensa reperfilar el ajuste de las herramientas de perforación. La complejidad de la reutilización de pozos ya sea para extracción, o para usarlo de pozo de intercambio geotérmico, denominado también como pozo sonda se encuentra en ver las condiciones actuales del pozo a reutilizar, así como del yacimiento, y en caso de ser factible determinar cómo se podría optimizar la explotación del yacimiento a través del pozo y con ello la generación de energía a través del fluido extraído.

En la etapa inicial, para la caracterización del yacimiento y de los pozos, se realizan diversos estudios complementados con la revisión del historial de producción de los pozos en estudio y las pruebas ya realizadas en el pozo para el modelado del yacimiento. El objetivo es conocer parámetros como la calidad de la tubería, la presión del pozo, el potencial geotérmico del pozo y del yacimiento, entre otros (Smith et al., 2022).

Para conocer las características físicas y geológicas del pozo y del yacimiento, se realizan los siguientes estudios:

Registro de Resistividad: Es un registro que mide la resistencia eléctrica de las formaciones y sirve para caracterizar las rocas y los fluidos. Comúnmente permite diferenciar entre rocas que contienen hidrocarburos y aquellas que contienen agua salada. Las rocas saturadas con agua salada tienen baja resistividad debido a la alta conductividad del agua salada, mientras que las rocas con hidrocarburos tienen alta resistividad debido a la baja conductividad de los hidrocarburos.

Registro de Densidad y Neutrón: Es un conjunto de registros donde se mide la densidad de las formaciones geológicas para identificar cambios en la composición del subsuelo y se evalúa la porosidad de la formación basada en el contenido de hidrógeno, logrando así diferenciar entre zonas saturadas de agua y aquellas saturadas de hidrocarburos. En el registro de densidad se busca la diferencia de densidades en los fluidos, dado que el agua posee una mayor densidad (aproximadamente 1 g/cm^3) en comparación con la mayoría de los hidrocarburos, que generalmente presentan densidades menores. Por otro lado, el registro de neutrones se utiliza para medir la porosidad de la formación con base en la cantidad de hidrógeno presente. Dado que el hidrógeno se encuentra tanto en el agua como en los hidrocarburos, este registro tiende a reflejar valores elevados en zonas saturadas con cualquiera de estos fluidos. Sin embargo, debido a que los hidrocarburos contienen menos hidrógeno por unidad de volumen en comparación con el agua, las zonas saturadas de hidrocarburos suelen presentar una porosidad ligeramente inferior en el registro de neutrones respecto a las zonas saturadas de agua.

Registro de rayo Gamma: Es un registro que sirve para identificar los distintos tipos de roca que se encuentran a distintas profundidades, mide la radiación gamma natural emitida por las formaciones rocosas. Las rocas con alto contenido de arcillas, como las lutitas, suelen emitir más radiación gamma debido a la presencia de potasio en los minerales de arcilla. Las areniscas y las calizas, que tienen menos arcilla, emiten menos radiación gamma.

Registro Sónico: Es un registro que mide la velocidad de las ondas sónicas a través de las formaciones rocosas. Tal propiedad está influenciada por las características físicas de las rocas, como la densidad, la porosidad y la elasticidad, lo que permite determinar el tipo de roca, la presencia de fracturas y el grado de compactación de las rocas. La velocidad de las ondas sonoras disminuye en formaciones con mayor porosidad, ya que las ondas viajan más lentamente a través de fluidos que de minerales sólidos.

Registro Calibrador: Este registro utiliza brazos mecánicos o sensores electrónicos que se expanden para tocar las paredes del pozo, mide el diámetro del pozo a lo largo de su profundidad. Permite conocer la integridad del pozo, ayuda a identificar zonas colapsadas y proporciona datos para el diseño de revestimientos.

Registro de Potencial Espontáneo (Registro SP): Es un registro que mide la diferencia de potencial eléctrico entre el lodo de perforación y las formaciones circundantes. Se usa para identificar permeabilidad, salinidad y la presencia de fluidos.

Registro de Temperatura: Es un registro que mide la temperatura a lo largo del pozo, determina cómo cambia la temperatura en base a la profundidad, proporcionando información crucial sobre las condiciones térmicas de las formaciones geológicas y los fluidos dentro del pozo. Ayuda a identificar también, zonas dañadas del pozo y permite la identificación de zonas de interés térmico como acuíferos o yacimientos geotérmicos. Para realizar el registro se usan sensores de temperatura los cuales se colocan en intervalos específicos a lo largo de la sarta de perforación.

Registro de Adherencia del Cemento (CBL): Es un registro que se usa para determinar la calidad y la efectividad de la cementación alrededor del revestimiento del pozo. Evalúa la calidad de la cementación del revestimiento del pozo mediante la medición de la transmisión de ondas sínicas a través del cemento.

Registro Espectral de Rayos Gamma: Es un registro que ayuda a identificar minerales específicos en la formación. Es similar al Gamma Ray Log, mide la radiación gamma natural de las formaciones rocosas sin embargo este registro mide la radiactividad en distintas bandas de energía lo que permite discriminar entre diferentes energías de rayos gamma, consiguiendo con ello la identificación más precisa de minerales específicos y elementos radiactivos presentes en las formaciones geológicas.

Inspección por Pérdida de Flujo Magnético (Inspección MPL): Esta técnica se emplea principalmente para evaluar la integridad estructural de las tuberías metálicas en los pozos, permitiendo la detección precisa de corrosión y defectos. Mediante la

generación de un campo magnético a lo largo de las paredes internas de la tubería, se puede identificar cualquier discontinuidad, como grietas o zonas corroídas, que altere el flujo magnético. Estas alteraciones generan fugas detectables, lo que facilita la identificación de áreas comprometidas y asegura la fiabilidad operativa del pozo.

Detección de Defectos por Ultrasonido: Es una técnica que se utiliza para detectar y caracterizar defectos internos del pozo como grietas, inclusiones, porosidades y corrosión. Estos defectos podrían comprometer la seguridad, el rendimiento de los equipos y las estructuras que componen la parte de explotación. En su funcionamiento se envían pulsos de ondas ultrasónicas, las ondas ultrasónicas viajan a través del material y son reflejadas por cualquier discontinuidad o defecto presente en su interior. Es capaz de detectar defectos pequeños y críticos que podrían ser difíciles de identificar con inspecciones visuales u otras técnicas.

Prueba de Presión Hidrostática: Es una prueba de presión que se usa para evaluar la integridad y la resistencia de las estructuras y componentes a la presión hidrostática. Se realiza llenando la tubería con un líquido, típicamente agua, y aumentando gradualmente la presión interna para verificar la integridad de la misma, descartando fugas o deformaciones que puedan comprometer la seguridad o el rendimiento del sistema.

Registro de Corrosión: Es un registro que se usa para monitorear la corrosión interna de tuberías de los pozos de perforación y las estructuras de las instalaciones asociadas. Permite detectar y cuantificar la corrosión así como otros defectos que puedan afectar la integridad de las tuberías, asegurando con ello que el pozo siga siendo seguro y operativo. El registro funciona generando un campo magnético alrededor de las tuberías del pozo. Este campo interactúa con la superficie de la tubería, y cualquier defecto, como corrosión o grietas, altera el flujo magnético, creando fugas detectables por sensores.

Sistema Interno de Inspección Rotatoria (IRIS): Es una técnica que se utiliza para detectar y medir el espesor de la pared y detectar defectos internos como grietas, corrosión y pérdida de espesor en tuberías. Utiliza ultrasonidos emitidos a través de un

cabezal giratorio que con rotación inspeccionan la integridad y espesor de tuberías desde el interior.

Para conocer la presión del pozo y su capacidad de producción se realizan los siguientes estudios:

Prueba de Flujo: Es una prueba que se utiliza para medir y analizar la capacidad de producción de un pozo o la capacidad de flujo de fluidos en un sistema. Determina la cantidad de fluido que puede ser producido por el pozo en un período de tiempo específico a través de equipos de medición y control en la cabeza del pozo.

Prueba de Restauración de Presión: Es una prueba que se utiliza para determinar las características de flujo y la capacidad de producción de un pozo, se centra en medir la presión de fondo estática y dinámica del pozo. Determina las propiedades del yacimiento después de cerrar el pozo tras un período de producción.

Prueba de caída de presión: Esta prueba se emplea para medir y evaluar la respuesta dinámica del pozo ante la producción, así como la capacidad de flujo del yacimiento. El proceso implica la medición de la caída de presión inducida por la extracción de fluidos del pozo, lograda mediante la inducción de una disminución controlada de la presión en el yacimiento. Este enfoque permite una caracterización precisa del comportamiento del yacimiento bajo condiciones de producción.

Prueba de Flujo Escalonado: Es una prueba que mide la respuesta del pozo a diferentes tasas de producción y se usa para evaluar la productividad y las características de flujo del pozo. Permite determinar la relación entre la tasa de flujo y la presión del yacimiento, para con ello evaluar la posible fracturabilidad de la formación. En el proceso se extraen fluidos del pozo a una tasa inicial, posteriormente se aumenta de forma gradual la tasa de producción registrando las presiones estáticas y dinámicas del pozo en cada nivel de producción.

Prueba de Interferencia: Esta prueba se utiliza para evaluar la interacción entre pozos adyacentes o cercanos dentro de un yacimiento, permitiendo un análisis detallado del

impacto que la presión y la producción de pozos vecinos ejercen sobre el pozo en estudio. Este análisis facilita una comprensión integral de las dinámicas del yacimiento y optimiza la gestión de los recursos.

Prueba DST: Es una prueba que se usa para determinar la capacidad de producción del pozo y las propiedades del yacimiento, como la presión, la permeabilidad y la composición de los fluidos durante el proceso de perforación. Consiste en la extracción de muestras de fluidos del yacimiento a distintas profundidades, donde se registran datos de presión y temperatura. Estos datos se analizan para determinar la composición química y las propiedades relevantes del yacimiento, proporcionando una visión detallada de su comportamiento y sus características

Prueba de Inyección: Es una prueba que se utiliza para evaluar la capacidad de inyección de fluidos en el subsuelo determinando la capacidad del yacimiento para aceptar y distribuir fluidos inyectados como agua, polímeros o gases, especialmente en operaciones de recuperación mejorada. En el proceso se inyecta fluido a una tasa controlada donde se registra la presión, temperatura y el volumen del fluido.

Pruebas con Múltiples Tasas de Flujo: Esta prueba se utiliza para evaluar la capacidad de producción de un pozo a distintas tasas de flujo, permitiendo ajustar las tasas de producción para optimizar la eficiencia y el rendimiento del pozo. Durante la prueba, se emplean diversas tasas de producción, generando registros detallados de los resultados obtenidos. Este enfoque facilita la determinación de la tasa óptima para maximizar la producción y garantizar el desempeño óptimo del pozo.

Registro de Producción: Es un registro que se usa para comprender cómo se comportan los fluidos dentro del pozo, sus condiciones de flujo y la distribución de los mismos durante la producción. Permite identificar problemas operativos que puedan afectar la eficiencia de producción, todo a través de la medición de parámetros como la velocidad de flujo, la presión, la temperatura y la composición de los fluidos.

Para determinar el potencial geotérmico del pozo y del yacimiento, se realizan las siguientes pruebas:

Registro de Temperatura.

Medición de Flujo de Calor: Es un proceso que se usa para cuantificar la cantidad de calor que fluye a través de la superficie terrestre o a través de formaciones geológicas subterráneas, determinando el flujo de calor desde el interior de la Tierra hasta la superficie. Mide la temperatura en múltiples puntos a lo largo del pozo a través de sensores distribuidos en la sarta, lo que le permite calcular la conductividad térmica de las rocas.

Transient Temperature Log: Es un registro que permite observar los cambios de temperatura en un pozo a lo largo del tiempo, especialmente después de inyecciones o producción.

Prueba de Conductividad Térmica: Es una prueba de laboratorio diseñada para medir la capacidad de una roca o sedimento para conducir calor.

Prueba de Trazador: Es una prueba que determina el flujo de fluidos en un yacimiento o sistema de pozos, y la conectividad entre ellos. Funciona a través de la inyección de un trazador químico en el yacimiento, el cual se monitorea para conocer su aparición en otros puntos del sistema. Esto ayuda a entender la dirección y la velocidad del flujo de fluidos. También puede ser realizada en laboratorio.

Thermal Recovery Test: Esta prueba se utiliza para evaluar la eficiencia de los métodos de recuperación térmica en un yacimiento. Consiste en inyectar calor al yacimiento y monitorear la respuesta en términos de producción de hidrocarburos. Este proceso permite analizar la eficacia de la recuperación térmica al observar cómo el incremento de temperatura afecta la movilidad y extracción de los hidrocarburos.

Medición de Temperatura por Fibra Óptica (DTS): Es semejante a un registro de temperatura convencional, sin embargo la diferencia radica en la tecnología empleada,

en esta técnica se emplea fibra óptica a lo largo del pozo para medir la temperatura en múltiples puntos a lo largo de su longitud. Esta técnica ofrece un perfil detallado y continuo de la temperatura en el pozo en tiempo real, permitiendo una monitorización precisa y en vivo de las variaciones térmicas a lo largo de toda la profundidad del pozo

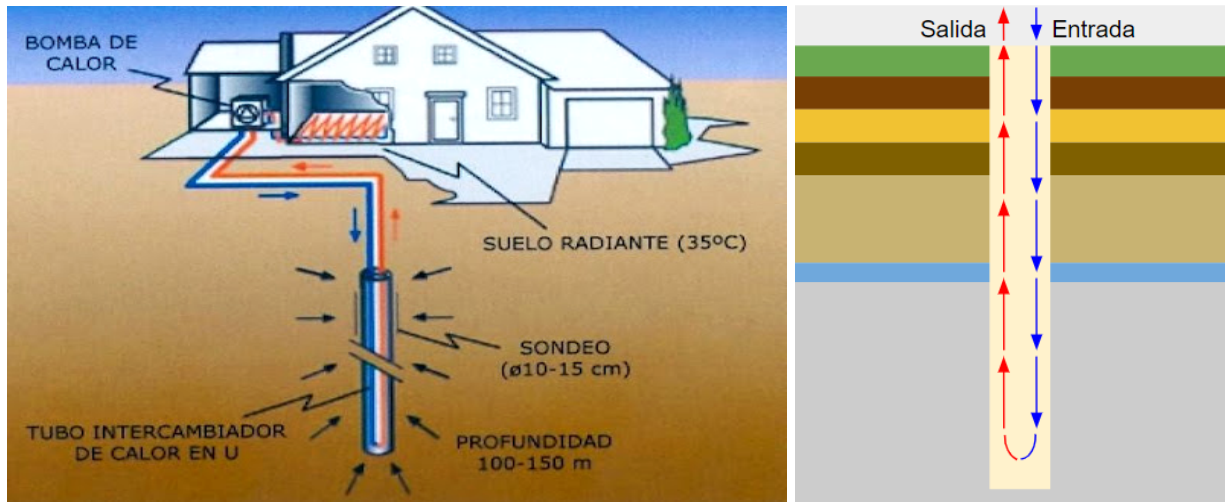
Prueba de Intercambiador de Calor en el Pozo: Esta técnica se utiliza para evaluar el rendimiento y la eficiencia de los intercambiadores de calor instalados en pozos. El proceso implica la inyección y extracción de calor a través del intercambiador de calor del pozo, mientras se mide la respuesta térmica. Esto permite determinar la capacidad de transferencia de calor del sistema y evaluar su eficiencia operativa de manera precisa.

Conversión a pozo de intercambio geotérmico

La otra alternativa para reutilizar un pozo petrolero es convertirlo en un pozo de intercambio geotérmico, también conocido como pozo sonda o pozo de circuito cerrado, es posible ver la representación gráfica de esta alternativa de reutilización en la figura 47. En este caso, se implementa un sistema de intercambio de calor en un pozo de fondo cerrado. La etapa inicial de este proceso, que es similar a la etapa inicial de reutilización de pozo de extracción, previamente vista, se enfoca en evaluar el potencial energético del yacimiento y la integridad del pozo destinado a la reutilización. Por lo tanto, sin importar el tipo de reuso que se le quiera dar a los pozos, es necesario pasar por este proceso inicial donde se comprueba por seguridad la integridad, así como la capacidad energética que puede extraerse con dicho pozo del yacimiento (Doe & Wilson, 2023).

En la reutilización de un pozo como pozo de circuito cerrado, el objetivo no es identificar fluidos utilizables dentro del yacimiento para su extracción, sino aprovechar el gradiente geotérmico como fuente de calor para usos directos. En este contexto, el foco principal no está en el yacimiento en sí, sino en medir la temperatura exclusivamente del pozo. En ningún momento el interior del pozo estará en contacto con los fluidos del yacimiento.

Figura 47. Esquema de funcionamiento de tuberías internas de pozo de intercambio geotérmico.



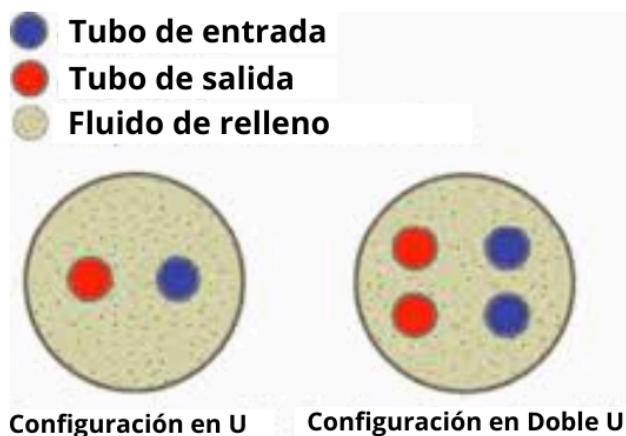
Nota: Sondos geotérmicos. Energía geotérmica. Avances en Energías Renovables. Carlos J Renedo.

<https://personales.unican.es/reneoc/Trasparencias%20WEB/Master%20Inv%20II/Energía%20Geotérmica.pdf>

En esta alternativa de reutilización, se instala una tubería dentro del pozo cementado, a través de la cual circula un fluido de trabajo que extrae el calor contenido a lo largo del pozo. Este sistema actúa como un intercambiador de calor de gran escala, optimizando la transferencia térmica a lo largo del pozo.

Entre las opciones para la instalación de la tubería en el interior del pozo se encuentran la configuración en forma de “U” y la configuración en forma de “doble U”, ambos acomodos se ven representados gráficamente en la figura 48. La configuración en doble U ofrece una mayor área de contacto en el fondo del pozo, lo que resulta en una transferencia de calor más eficiente. Además, tiene la ventaja de operar con una sola U en caso de falla de una de las secciones, garantizando así una mayor fiabilidad en el sistema. Por otro lado, la configuración en forma de U es más sencilla de instalar y menos costosa, además de proporcionar una distribución uniforme del fluido de trabajo a lo largo de la tubería, lo que puede ser suficiente en aplicaciones donde la transferencia de calor no necesita ser maximizada.

Figura 48. Vista en planta de esquema de acomodo de tuberías internas de pozo de intercambio geotérmico.



Nota: Configurazione a doppio U. COME REALIZZARE UN IMPIANTO GEOTERMICO CON POZZI VERTICALI. Rossato.

<https://www.rossatogroup.com/guide/pompe-di-calore/pompe-di-calore-geotermiche/126-come-realizzare-un-impianto-geotermico-con-pozzi-verticali.html>

Cuando se colocan los tubos U, se introduce un material de relleno (tal material requiere tener conductividad térmica, elasticidad y ser de baja solubilidad para evitar intrusión por parte de agua en el medio) entre los tubos y las paredes del pozo para tener buen contacto térmico con el suelo circundante. Muchas veces este relleno suele ser lodo bentonítico mezclado con aditivos que le permite tener buenas propiedades térmicas con alta capacidad de transferencia de calor. Los tubos U requieren ser llenados por un fluido de trabajo, cabe destacar que esta opción de utilización de energía, no requiere de tener un cuerpo de agua en el subterráneo, simplemente teniendo la energía calórica contenida en las rocas circundantes al pozo es suficiente.

Este tipo de pozos tiene un ambiente más controlado, es bastante más sencillo que todos los demás tipos de pozo, por ende la cantidad de materiales que se pueden usar es más extensa, con pocos límites, pues en ningún momento se tendrá contacto con algo externo al pozo, y mucho menos con salmuera, aunque todo depende de las capacidades, pues un pozo profundo requeriría bastante volumen de fluido. Esto se traduce en una menor necesidad de mantenimiento en comparación con los pozos de

extracción convencionales, así como en una reducción significativa, o incluso en la eliminación, de las posibilidades de descontrol del pozo.

Los pozos de intercambio de calor suelen estar conectados a una bomba de calor, la cual extrae el calor del fluido de trabajo y lo transfiere al objetivo previsto, como sistemas de calefacción o procesos industriales. Estos sistemas están diseñados para operar en pozos de baja y media profundidad, donde se accede a temperaturas moderadas. En estos casos, se requiere una bomba de calor geotérmica, que es esencial para optimizar la eficiencia del intercambio térmico. La bomba de calor geotérmica se encarga de incrementar la temperatura del fluido antes de su uso final, garantizando así que el calor transferido sea adecuado para las aplicaciones específicas. Además, estos sistemas están diseñados para minimizar el impacto ambiental y maximizar la sostenibilidad, haciendo uso eficiente de los recursos térmicos disponibles en el subsuelo

Beneficios de la reutilización

La opción no solo preserva inversiones pasadas, sino que también posiciona a las compañías petroleras como actores clave en el cambio energético hacia un futuro energético más amigable con el planeta. Pues como se mencionó previamente, la transición energética no debería de ser el único camino para el objetivo. De igual forma la geotermia, una fuente de energía renovable y constante, será beneficiada enormemente por la industria petrolera.

Los desafíos que enfrenta la industria petrolera, que abarcan desde la gestión ambiental hasta la optimización de activos existentes, presentan una oportunidad única para la reutilización de pozos petroleros. Transformar pozos agotados en pozos geotérmicos no solo extiende la vida útil de infraestructuras costosas y altamente especializadas, sino que también permite recuperar valor económico en lugar de simplemente abandonarlos. Esta estrategia no solo preserva inversiones anteriores, sino que también posiciona a las compañías petroleras como actores clave en la transición hacia un futuro energético más

sostenible. Como se mencionó anteriormente, la transición energética no debe ser el único enfoque para lograr los objetivos deseados, sino es mejor buscar una integración energética. La geotermia, una fuente de energía renovable y constante, también se beneficiará de esta oportunidad significativamente, principalmente de la experiencia, tecnología e infraestructuras usadas por la industria petrolera.

Estos pozos proporcionan acceso a recursos geotérmicos a profundidades que, de otro modo, serían inaccesibles sin una inversión significativa. La reutilización de pozos petroleros reduce drásticamente los costos de desarrollo y acelera el tiempo de implementación de proyectos geotérmicos, lo que hace que esta forma de energía limpia sea más competitiva en el mercado global de energía. Además, esta integración promueve la sostenibilidad en ambas industrias, beneficiando tanto a la geotermia como a la industria petrolera al optimizar recursos y reducir el impacto ambiental.

La reutilización de pozos petroleros para la geotermia no solo impulsa la diversificación de la matriz energética, sino que también fomenta la adopción de energías renovables y la integración con otras fuentes de energía. Esto contribuye a fortalecer la resiliencia energética y a promover la independencia energética de las naciones. De esta manera, se optimiza el uso de los recursos extraídos del subsuelo, maximizando su valor y reduciendo el impacto ambiental.

Existen diversas hipótesis interesantes para crear sinergias entre la industria petrolera y la geotermia, más allá de las ya mencionadas. Entre los ejemplos destacables se encuentra el denominado 'Hybrid Fossil-Geothermal Systems', que consiste en calentar el fluido geotérmico con combustibles fósiles antes de su salida, con el fin de aumentar su temperatura. Otro ejemplo es utilizar combustibles fósiles para impulsar aún más las turbinas generadoras de energía eléctrica. Sin embargo, el tema más atractivo y el principal foco de esta investigación es la Coproducción Geotérmica-Petrolera, también conocida como Geotermia de Doble Uso, que tiene la capacidad de funcionar simultáneamente con la producción petrolera.

Coproducción petróleo - geotermia (Geotermia de doble uso o producción mixta)

La coproducción de geotermia y petróleo representa una fascinante convergencia entre dos industrias que tradicionalmente se han considerado independientes. A pesar de su aparente disparidad, existe un interés creciente en explorar sinergias entre ellas. La coproducción petróleo-geotermia implica la explotación simultánea de recursos geotérmicos y petroleros desde el mismo yacimiento o utilizando la misma infraestructura. Este enfoque no solo es viable, sino que también puede resultar en una estrategia económica y ambientalmente eficiente, al maximizar la utilización de los recursos y mejorar la eficiencia general de la producción energética (Johnson & Taylor, 2024). En la figura 49 se ve representado el primer proyecto de coproducción entre geotermia y petróleo en latinoamérica.

Figura 49. *Planta de ciclo binario con refrigeración para coproducción, en campo Maracas, en Casanare, Llanos Orientales, Colombia (Parex Resources Inc. y Universidad Nacional de Colombia (UNAL)).*



Nota: *Campo Maracas. Primera licencia de explotación en Colombia para desarrollar un proyecto de coproducción de hidrocarburos y energía eléctrica a partir del principio de geotermia. Parex Resources. LinkedIn.*

https://es.linkedin.com/posts/parex-resources_hechosdesostenibilidad-colombia-transiciónenergética-activity-7154200313657266176-HjKj

Definición

La coproducción de petróleo y geotermia es una estrategia energética que aprovecha las altas temperaturas y volúmenes de agua producidos durante la extracción de hidrocarburos para generar energía eléctrica mediante equipos especializados instalados en la superficie. Esta estrategia capitaliza la presencia simultánea de petróleo y calor geotérmico en las formaciones geológicas, permitiendo la extracción y utilización conjunta de ambos recursos con fines energéticos (González & Pérez, 2022).

Aunque sería interesante utilizar el petróleo directamente como fluido geotérmico para transportar el calor desde las rocas del yacimiento hasta la superficie, la realidad es que la extracción de hidrocarburos suele involucrar una mezcla de petróleo, gas y agua salmuera. Entonces por qué no usar la mezcla y buscar solo usar el agua asociada a dicha mezcla. Sin embargo, emplear únicamente el agua de esta mezcla es preferible. Esto se debe a que los hidrocarburos contienen más sólidos que pueden obstruir los intercambiadores de calor. Además, el agua posee una capacidad calorífica y una conductividad térmica superior a las de la mayoría de los hidrocarburos, lo que la hace más eficiente para la transferencia de calor. En los yacimientos, el agua siempre está disponible en grandes cantidades, durante la extracción siempre se obtendrá más agua que hidrocarburo y su reciclaje es más sencillo. Asimismo, el uso exclusivo de agua evita riesgos asociados con los hidrocarburos, como la alta inflamabilidad, posibles explosiones y riesgos ambientales derivados de fugas o derrames. Sin embargo, es posible utilizar la mezcla extraída saliendo del pozo en casos especiales.

Historia de la coproducción

El primer proyecto de coproducción geotérmica de agua caliente en un pozo de petróleo se llevó a cabo como una iniciativa de investigación y desarrollo entre Ormat y el Departamento de Energía de los Estados Unidos en el Centro de Pruebas de Campos Petroleros de las Montañas Rocosas (RMOTC) cerca de Casper, Wyoming. Antes de

este proyecto, las aguas residuales de los pozos de producción de petróleo y gas, que salían a temperaturas considerablemente altas, generalmente se desechaban. El proyecto, iniciado en 2008, produce 217 kW a una temperatura de 93.3 °C.

Otro proyecto notable se encuentra en el campo petrolero de Huabei en Reniu, China, que cuenta con una planta de generación de energía por coproducción con una capacidad instalada de 400 kW y una potencia neta de 310 kW. Esta planta comenzó a operar en abril de 2011 y, a finales de ese año, había producido aproximadamente 31×10^4 kWh. El fluido de entrada tiene una temperatura en cabeza de pozo de 110 °C y un flujo de agua promedio de 33 kg/s, utilizando el refrigerante R123a como fluido de trabajo.

Además, una planta de prueba asociada con la Southern Methodist University en Brazoria, cerca de Houston, generó 500 kW a partir de calor geotérmico y 500 kW a partir de gas natural durante cinco años, operando a una temperatura de 149 °C. A pesar de los desafíos, numerosos proyectos de coproducción con petróleo y gas en los Estados Unidos han demostrado resultados positivos.

Importancia

Muchos campos de producción de hidrocarburos maduros se caracterizan por tener un alto contenido de agua, que a menudo oscila entre el 70% y el 95% del total de la mezcla extraída. El manejo de esta agua, que tradicionalmente se realiza mediante técnicas como la inyección para mantenimiento de presión en los yacimientos, almacenamiento en pozos letrina, vertimiento, o incluso su uso en aplicaciones forestales y domésticas, conlleva una inversión considerable en tratamiento, transporte y eliminación. Estos costos adicionales incrementan el gasto de la actividad petrolera durante la extracción y el transporte del crudo, lo que puede reducir la viabilidad económica de la operación. En este contexto, la extracción de energía geotérmica en campos petroleros se presenta como una alternativa atractiva. Además, este enfoque beneficia a la industria geotérmica al reducir el tiempo necesario para la generación de ingresos a aproximadamente seis meses, en comparación con el periodo de hasta cinco años requerido en la geotermia

tradicional (Brown et al., 2020). Esto se debe a que los pozos en campos petroleros ya poseen un potencial geotérmico conocido, lo que resulta en una disminución drástica de los costos de inversión.

La dimensión social juega un papel crucial en las industrias globales, y la industria petrolera no es una excepción. A menudo, esta industria es percibida como un antagonista en la lucha por la preservación del planeta y el medio ambiente, una visión que, si bien no es completamente precisa, ha arraigado en la conciencia pública. Sin embargo, la posibilidad de que la industria petrolera contribuya activamente a la protección del medio ambiente es un prospecto altamente atractivo. Al adoptar prácticas más sostenibles, no solo se alinea con los objetivos globales de conservación, sino que también se asegura su propia viabilidad a largo plazo. Este enfoque de aprovechar lo más que se pueda el fluido extraído del subsuelo reduce significativamente los desechos generados durante el proceso de extracción, similar a cómo en la agricultura moderna se aprovechan incluso los restos vegetales para la producción de composta.

Fundamentos técnicos

La coproducción busca aprovechar tanto el calor residual de los fluidos extraídos de pozos petroleros como de las fuentes geotérmicas subyacentes para generar energía eléctrica, principalmente. Para que el proyecto funcione, es necesario contar con un potencial energético geotérmico en los pozos de estudio o en el yacimiento. Una vez conocido y verificado el potencial geotérmico, se procede a la elección del pozo y a la posible caracterización de los fluidos extraídos. Esta información determinará el destino de la energía calorífica extraída y, en consecuencia, el tipo de planta y sus componentes, que variarán según las necesidades específicas. Si los fluidos extraídos tienen una temperatura baja o media, se utilizarán plantas de ciclo binario para transformar la energía en electricidad.

Inicialmente el proceso consiste en seleccionar el sitio a estudiar y, si es viable, a explotar. En esta etapa, se realiza una revisión exhaustiva de los datos de producción de los pozos en funcionamiento para la extracción de hidrocarburos. A diferencia de la exploración tradicional en geotermia, donde se realizan estudios y pruebas extensivas, en este caso la exploración es mínima. Los estudios de temperatura y presión, aunque pueden ser realizados si se considera necesario, generalmente no son críticos, ya que estos datos suelen estar disponibles desde las fases de perforación, exploración y producción de pozos petroleros. La perforación de nuevos pozos se evita en este contexto, ya que el recurso ya está accesible en superficie y se mantiene un contacto directo entre el yacimiento y la superficie. Por consiguiente, el enfoque se desplaza automáticamente hacia el diseño de la planta de generación de energía mediante ciclo binario.

Dado que esta estrategia no comienza desde la fase de exploración, se avanza directamente a la etapa de producción, aprovechando la infraestructura petrolera ya existente. Esto incluye pozos productores, tecnologías de producción, y un profundo conocimiento del campo, tanto en lo que respecta a las formaciones geológicas como a los fluidos contenidos. Además, se cuenta con la ventaja de experiencia previa en el control de presiones y en la gestión de las tasas de producción del pozo. Esto permite reducir significativamente los costos y el tiempo necesarios para generar ingresos, lo que lleva a la parte esencial del proceso: el diseño de la planta de ciclo binario. En este diseño, parámetros inalterables, como la producción, son los que definen la configuración óptima. Esto da como resultado un mayor énfasis en el control de la temperatura de la mezcla en superficie, ya que si el fluido transportador de calor alcanza una alta temperatura, se requiere un menor volumen del mismo en la planta de ciclo binario para lograr la eficiencia deseada.

Un punto crucial a considerar es la composición de los fluidos extraídos, ya que esto determina cómo se utilizarán en el intercambiador de calor y en qué ubicaciones de la infraestructura superficial se podría instalar la planta. El proceso podría llevarse a cabo

directamente con la mezcla producida o podría requerir una separación previa, para luego proceder exclusivamente con agua, minimizando o eliminando el contenido de hidrocarburos. Esto dependerá en gran medida de la composición y las condiciones del fluido geotérmico extraído (como la mezcla de petróleo, agua y gas) y de su viabilidad técnica y económica.

Esta estrategia es altamente recomendable para implementarse desde las etapas iniciales del proceso de producción. No obstante, dado que el aprovechamiento del hidrocarburo suele ser prioritario, de no ser posible su aplicación temprana, se sugiere que se utilice en fases posteriores del ciclo de vida del pozo, particularmente cuando el volumen de producción de hidrocarburos comienza a declinar debido a la invasión de agua. En estas etapas, el fluido producido generalmente contiene altos niveles de agua, lo que mejora las características térmicas para la retención y transporte de calor, extendiendo así la vida económica del pozo (Davis, 2023).

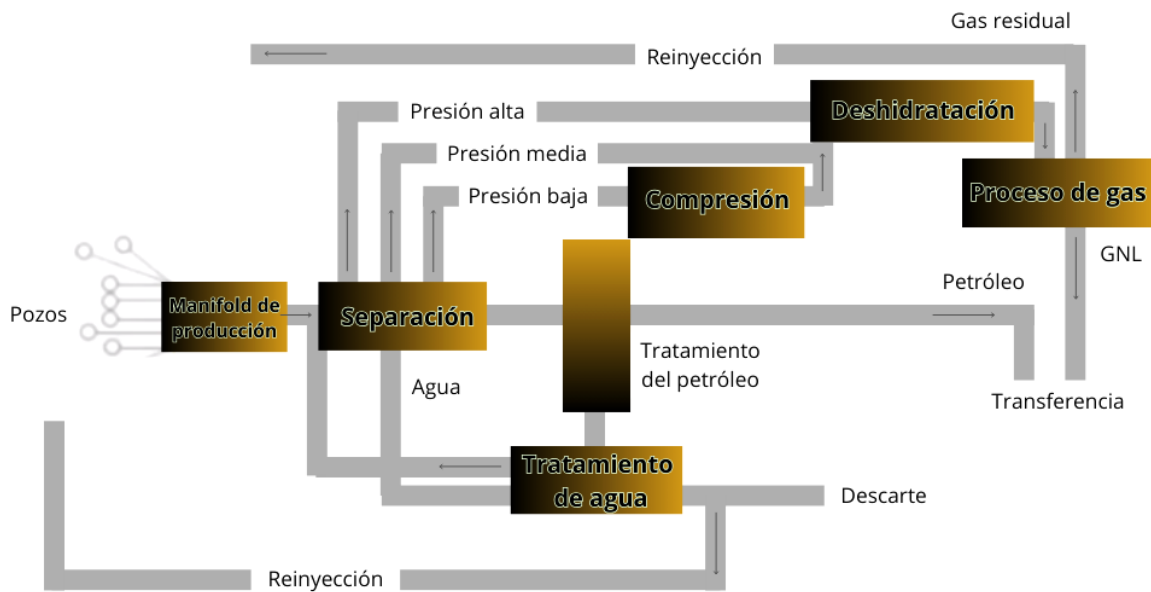
Una vez confirmada la viabilidad del proceso y establecido si es posible utilizar directamente la mezcla extraída en el ciclo binario o si es necesario separar el agua para su uso, se procede a seleccionar un sitio idóneo en las instalaciones superficiales, los posibles sitios a elegir para la instalación de la planta de ciclo binario se ve representado en las figura 50 y 51. El esquema de la figura 50 muestra el flujo de la molécula de aceite, donde el punto inicial es el cabezal de producción y la figura 51 muestra el esquema de los posibles sitios para la instalación de la planta de ciclo binario. Este sitio debe permitir un aprovechamiento óptimo del calor extraído, garantizando un acceso eficiente y minimizando posibles conflictos durante el proceso.

Buscar un proceso menos conflictivo, se debe a diversos posibles problemas que se podrían evitar solo con la buena elección de ubicación de la planta de ciclo binario en el sistema de producción.

Algunos de los problemas a evitar podrían ser:

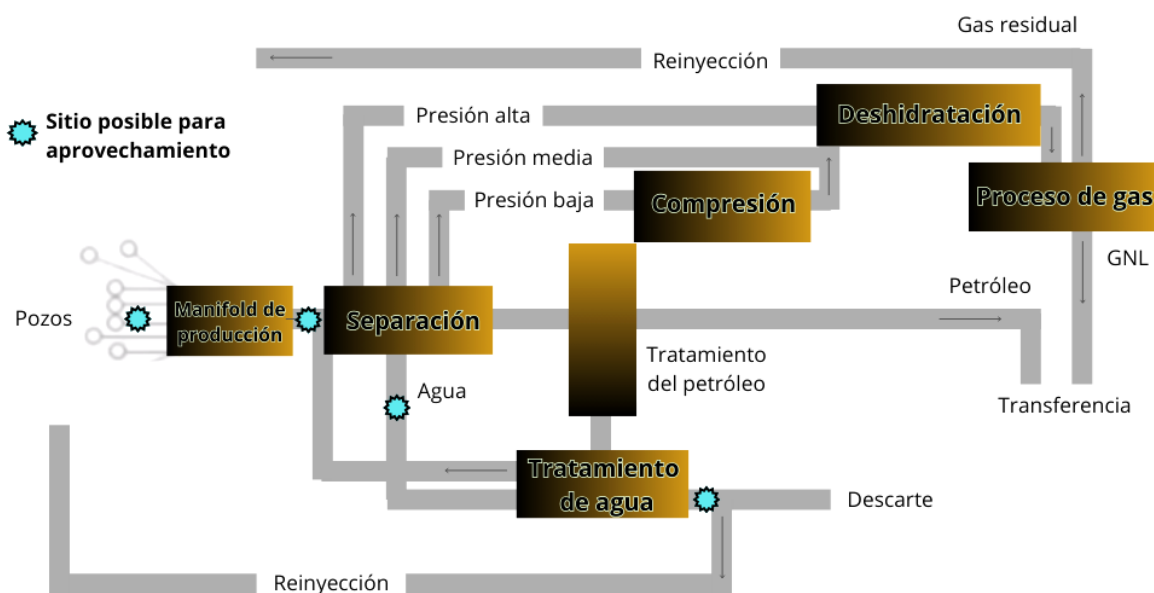
- Incrustación mineral en las tuberías.
- Daño termal (Disolución y transformación mineral).
- Espacio limitado en las instalaciones superficiales.
- Daño mecánico (Corrosión, adhesión de partículas).

Figura 50. Esquema de seguimiento y procesos del fluido extraído en equipos de superficie.



Nota: Video Colombia: Hacia el aprovechamiento del recurso geotérmico disponible en sus campos de petróleo. CECACIER. Omar Pinto.
<https://www.youtube.com/watch?v=f9PtUcyeun4>

Figura 51. Puntos de localización para ubicar planta binaria en esquema de seguimiento y procesos del fluido extraído en equipos de superficie.



Nota: Video Colombia: Hacia el aprovechamiento del recurso geotérmico disponible en sus campos de petróleo. CECACIER. Omar Pinto.
<https://www.youtube.com/watch?v=f9PtUcyeun4>

Hay que tener en cuenta que tecnológicamente, en las plantas de ciclo binario se requiere cumplir requisitos previos para la puesta en marcha del proyecto. Aunque cada fabricante de plantas de generación de ciclo binario cuenta con sus tablas de requisitos. De manera general, para evaluar la viabilidad del pozo en estudio y los fluidos extraídos del mismo, es necesario considerar los siguientes rangos en dos propiedades clave del fluido:

- Una temperatura mínima del fluido extraído en la cabeza del pozo de entre 80 °C y 150 °C.
- Un volumen de fluido de entre 8,695 bpd y 27,172 bpd.

Para optimizar el diseño de la planta de ciclo binario y alcanzar su máximo rendimiento, es crucial considerar la eficiencia en la conversión de energía, así como los rangos de costos proporcionados por la empresa encargada del diseño.

Tecnología de plantas binarias	Eficiencia
Pratt y Whitney 200 kw con agua a 74 °C	6%
Calnetix 125 kw con agua a 90 °C	7%
Calnetix 125 kw con agua a 140 °C	14%
Climeon 150 kw con agua a 90 °C	14%

Tabla 3. *Eficiencia de tecnologías de distintos fabricantes de plantas binarias.*

Una vez cumplidos los requisitos previos, se procede a una etapa importante para la eficiencia de la planta en la producción de energía: la selección adecuada del fluido de trabajo. Como se detalló en capítulos anteriores, este fluido será el encargado de absorber el calor del fluido geotérmico, por lo que su elección es fundamental para maximizar el rendimiento del sistema. En este parámetro, es fundamental conocer los fluidos de trabajo disponibles que maneja la empresa, así como su eficiencia térmica, la cual está relacionada con el punto crítico de presión y el punto crítico de temperatura. Estos dos factores son cruciales, porque determinan el cambio de estado del fluido de trabajo durante el proceso del ciclo, afectando directamente la eficiencia del sistema. Otro punto importante para la elección del fluido de trabajo tiene que ver con la parte de seguridad y técnica, ya que algunos podrían ser altamente tóxicos, por lo que pueden dañar la salud y el medio ambiente o podrían llegar a ser muy corrosivos dando como consecuencia daño en las instalaciones.

Fluido	Fórmula	Temperatura crítica (°C)	Presión crítica (bar)	Toxicidad	Flamabilidad	ODP	GWP
R-12	CCl ₂ F ₂	-	-	No tóxico	No flamable	1	4,500
R-114	C ₂ Cl ₂ F ₂	-	-	No tóxico	No flamable	0.7	5,850
Propano	C ₃ H ₈	96.95	42.36	Bajo	Muy alto	0	3
i-Butano	I-C ₄ H ₁₀	135.92	36.85	Bajo	Muy alto	0	3
n-Butano	C ₄ H ₁₀	150.8	37.18	Bajo	Muy alto	0	3
i-Pentano	i-C ₅ H ₁₂	187.8	34.09	Bajo	Muy alto	0	3
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	193.9	32.4	Bajo	Muy alto	0	3
Amoniaco	NH ₃	133.65	116.27	Bajo	Bajo	0	0
Agua	H ₂ O	374.14	220.89	No tóxico	No flamable	0	-

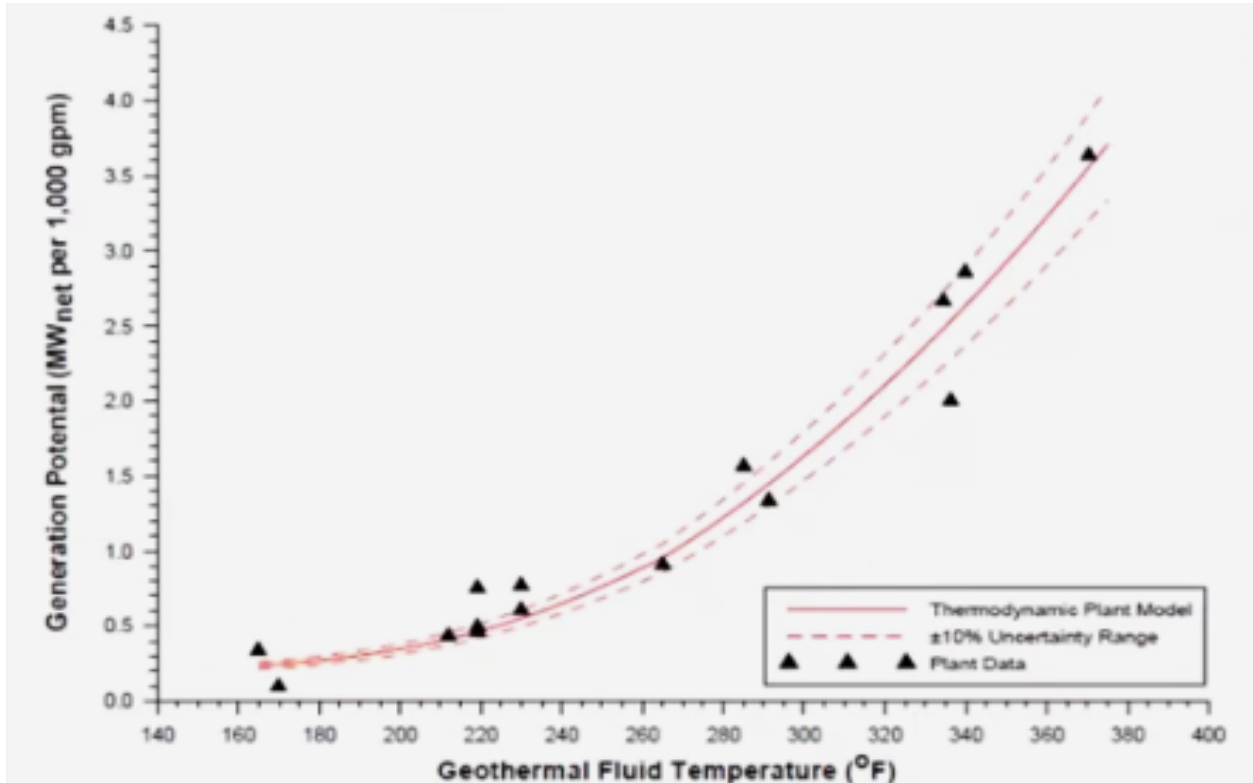
ODP: Ozono Depletion Potential.

GWP: Global Warming Potential.

Tabla 4. *Tabla de propiedades de fluidos de trabajo usados en plantas binarias (Mwagomba, 2016).*

Para el cálculo de la potencia posible a producir, basado en la temperatura contenida en el fluido geotérmico, se tiene la gráfica mostrada en la figura 52 sustentada por datos de plantas de ciclo binario ya existentes:

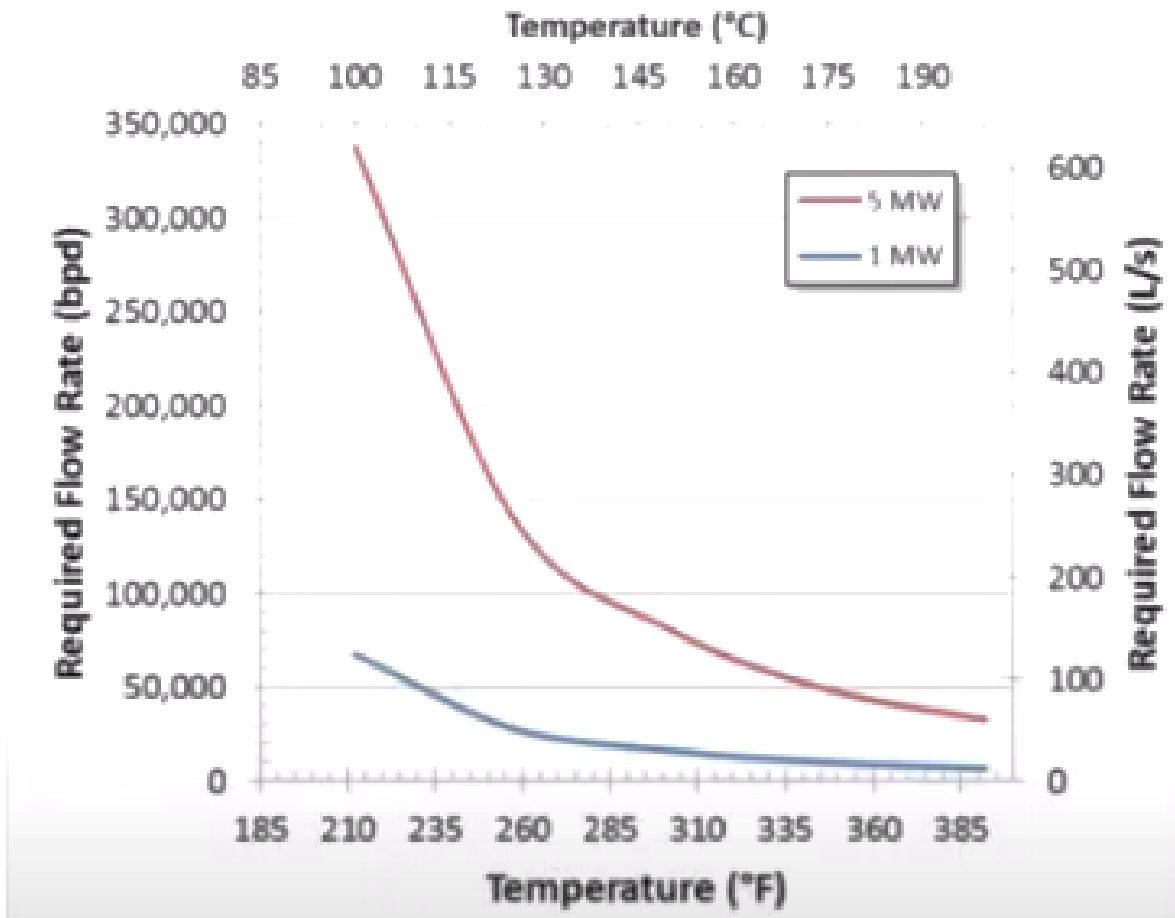
Figura 52. Correlación teórica y empírica de potencia neta para una producción de 1000 gpm (63.1 l/s, 34,286 bpd) vs temperatura del agua geotérmica (Sanyal & Butler, 2010).



Nota: Video Colombia: Hacia el aprovechamiento del recurso geotérmico disponible en sus campos de petróleo. CECACIER. Omar Pinto.
<https://www.youtube.com/watch?v=f9PtUcyeun4>

En la gráfica de la figura 53 se muestra la potencia posible a producir en base a la temperatura y al caudal del fluido geotérmico producido.

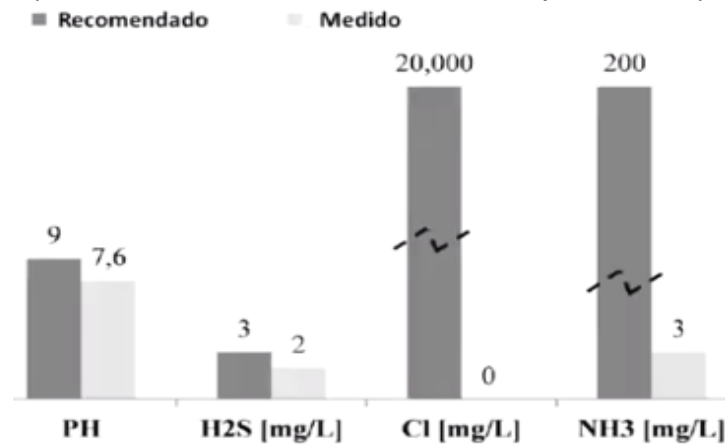
Figura 53. Requerimientos de Tasa de flujo (bpd) vs Temperatura (°F) (Augustine, 2016).



Nota: Video Colombia: Hacia el aprovechamiento del recurso geotérmico disponible en sus campos de petróleo. CECACIER. Omar Pinto.
<https://www.youtube.com/watch?v=f9PtUcyeun4>

Existen un conjunto de gráficas que define los componentes químicos del agua caliente medidos y recomendados para usarlo como fluido geotérmico para plantas de ciclo binario, tales gráficas se muestran en la figura 54.

Figura 54. Componentes químicos del agua caliente medidos y recomendados (Cuadrado, Colorado, Cobos & Vazquez, 2015).



Nota: Cuadrado, Colorado, Cobos & Vazquez, 2015.

Existen algunos fabricantes de plantas de ciclo binario, que aparte de las plantas exclusivamente usadas para geotermia, también diseñan plantas para usarlas en proyectos de coproducción en campos petroleros, entre los cuales es posible encontrar:

- Ener-G Rotors
- Turboden
- Climeon
- Green Thermal Energy Technologies
- Acces Energy
- Ormat Technologies Inc.
- United Technologies
- Barber-Nichols Inc.
- Rank

A continuación, se presentan las especificaciones técnicas de dos fabricantes de plantas de ciclo binario diseñadas para su uso en campos petroleros. Se comparan los valores de potencia en función de la temperatura y otros aspectos relevantes. Es importante destacar que estos sistemas son modulares, lo que les permite operar de manera

conjunta para alcanzar un objetivo común, optimizando así su rendimiento y adaptabilidad a las necesidades del proyecto.

Parámetro	Descripción	
	CALNETIX (The Thermapower ORC 125 XLT)	CLIMEON (HP 150)
Potencia	125 kw netos	150 Kw
Voltaje / Frecuencia	380 - 480 VAC, 50/60 Hz	400 - 440 VAC, 50/60 Hz
Temperatura de entrada de agua	130 °C (266 °F)	70 - 120 °C
Tasa de flujo de agua	-	10 - 35 l/s
Temperatura de agua de enfriamiento	-	0 - 35 °C
Tasa de flujo de agua de enfriamiento	-	10 - 35 l/s
Temperatura ambiente	-	5 - 45 °C
Humedad	-	20 - 85 %
Fluido de trabajo	R245fa	-
Peso de sistema	7,800 kg (17,200 lb)	-
Peso del módulo	2,948 kg (6,500 lb)	9,000 kg (10,200 lb)
Tamaño del módulo	113 in (287 cm) x 50 in (127 cm) x 80 in (203 cm)	3009 x 2085 x 2271 mm (DWH)

Tabla 5. *Tabla de especificaciones técnicas de dos fabricantes de plantas binarias para uso en campos petroleros.*

Parámetro	Descripción / Valor	
	Reinhardt, Johnson & Popovich, 2011	Xin, Liang, Hu & Li, 2012
Relación de flujo de agua (l/s)	73.6	33.3
Temperatura de entrada de agua °C	76.7	110
Temperatura de salida de agua °C	66.7	85-90
Fluido de trabajo	Isopentano	R123
Potencia instalada kw	-	400
Potencia de salida kw	180	360
Potencia neta kw	132	310
Temperatura ambiente °C	10	-
Localización	NPR-3 Wyoming - USA	Huabei Oilfield China
Fabricante	Ormat Technologies	Jiujiang Power

Tabla 6. *Tabla de características técnicas de plantas binarias usadas en campos petroleros.*

Para la planta de ciclo binario se puede hacer uso de un solo pozo o de un conjunto de pozos, los cuales tienen como objetivo prioritario la producción de energía eléctrica, sin embargo si sólo es el uso de agua, hay posibilidad de usarlo como uso directo después de pasar por la planta de ciclo binario. Ya sea para comunidades aledañas o para las mismas instalaciones petroleras.

Cada caso debe de ser estudiado en base a las posibilidades y necesidades, para el manejo del fluido geotérmico, hablando específicamente de agua es posible inyectar nuevamente al yacimiento, a partir de un pozo inyector, para crear un ciclo y evitar el agotamiento de fluido geotérmico. O bien puede ser desechado según el plan de producción petrolera llevado a cabo en los pozos.

Desafíos técnicos

A pesar de que esta es una estrategia muy atractiva para ambas industrias, quizás pueda tener algunas complicaciones técnicas que podrían derivar en disminución de la eficiencia respecto al desempeño de la planta de generación eléctrica, algunos de los desafíos presentes en el desarrollo de la estrategia, son los siguientes:

- La presencia de sales y minerales en el fluido geotérmico podrían causar corrosión y escalamiento en los equipos de la planta de ciclo binario.
- Las bajas tasas de producción petrolera de los yacimientos debido a los bajos diámetros de las tuberías de producción, ya que comúnmente en los pozos geotérmicos los diámetros suelen ser amplios.
- Para optimizar el proceso se requiere de aislantes térmicos en las tuberías para evitar algunas pérdidas de calor durante el trayecto de la cabeza del pozo hacia la entrada de la planta de ciclo binario.
- La temperatura del agua producida en pozos petroleros puede no ser lo suficientemente alta para una generación de energía eficiente. Pues comúnmente durante el transporte de yacimiento a superficie, se suele perder gran cantidad de energía calorífica.
- Las regulaciones ambientales y de seguridad pueden ser estrictas, lo cual podría obstaculizar la operación.

Casos reales

En la actualidad, diversos sitios han explorado y aplicado la estrategia de coproducción de energía geotérmica y petróleo, generando valiosas investigaciones y conocimientos sobre el proceso. Entre los países que han investigado y puesto en práctica esta estrategia se encuentran Francia, Alemania, Estados Unidos, Canadá, Colombia y China.

En una pequeña prueba, realizada a través del ciclo Rankine orgánico (ORC) para generar electricidad a partir de un pozo (pozo CNY40) ubicado en el campo petrolero de Chaunoy, en la cuenca parisina en Francia. Se vio como resultado la producción de 3,144.91 bbl de fluido al día a 92 °C, de los cuales 3,082.01 bbl son de salmuera y 62.9 bbl de petróleo, tal mezcla compuesta por esas cantidades de fluido fue la mezcla que se utiliza como fluido geotérmico.

El Ciclo Rankine Orgánico (ORC) es una variante del ciclo Rankine tradicional. La principal diferencia es que, en el ORC, se utiliza un fluido de trabajo orgánico sintético que opera a temperaturas más bajas, en lugar de agua o vapor. En contraste, el Ciclo Rankine Tradicional usa agua o vapor como fluido de trabajo, que se expande en la turbina para producir energía.

El ejemplo más cercano y relevante, dado que las condiciones son muy similares a las de México, es una prueba piloto en Colombia realizada por la Universidad Nacional de Colombia (UNAL), Parex Resources y el Ministerio de Minas y Energía. Este proyecto, ubicado en el municipio de San Luis de Palenque, en el campo Maracas, produce aproximadamente 100 kW efectivos de energía eléctrica. Esta producción permite reemplazar alrededor del 5% de la energía generada a partir de combustibles fósiles, reduciendo hasta 550 toneladas de CO₂ anualmente. El sistema tiene la capacidad de generar hasta 72,000 kWh, suficiente para abastecer a 480 familias durante un mes.

Durante la producción de petróleo, la compañía encontró gradientes de temperatura altos, rocas permeables y agua dulce que podían ser llevadas a la superficie sin costo adicional como un coproducto de la extracción de petróleo. Para las necesidades eléctricas de la producción de petróleo, tradicionalmente se utiliza diésel y gas natural para operar bombas e instalaciones las 24 horas del día, los 7 días de la semana. Utilizar el agua caliente que llega a la superficie es una gran propuesta de valor para la generación de energía. Es una fuente de energía de carga base y puede proporcionar un costo de generación de electricidad más bajo en comparación con el diésel o el gas en

ubicaciones remotas. Este proyecto, durante su realización resolvió una duda existente en cuanto a la localización de equipo superficial, específicamente en el área de enfriamiento del fluido de trabajo. Es común el uso de torres de enfriamiento para el proceso de condensación; sin embargo, estas estructuras suelen requerir amplios espacios para su instalación. En Colombia, se implementó una solución innovadora al utilizar intercambiadores de calor similares a los radiadores de automóviles, pero diseñados para operar en espacios pequeños. Estos intercambiadores permitieron enfriar el fluido utilizado para condensar el fluido de trabajo después de su paso por la turbina, lo que resultó en un ahorro significativo de espacio y facilitó el desarrollo de la planta en un área reducida. La empresa encargada de desarrollar el equipo de generación eléctrica y por ende de tal hazaña, fue la empresa española Rank., haciendo un equipo especial para ese proyecto, denominado Rank Geo, que aparte fue diseñado para estar contenido en un contenedor marítimo consiguiendo con ello una facilidad en su transporte y su puesta en marcha, pues ya viene preparado para su instalación, solo tiene la entrada del fluido geotérmico y la salida de energía eléctrica.

Consideraciones económicas de la coproducción

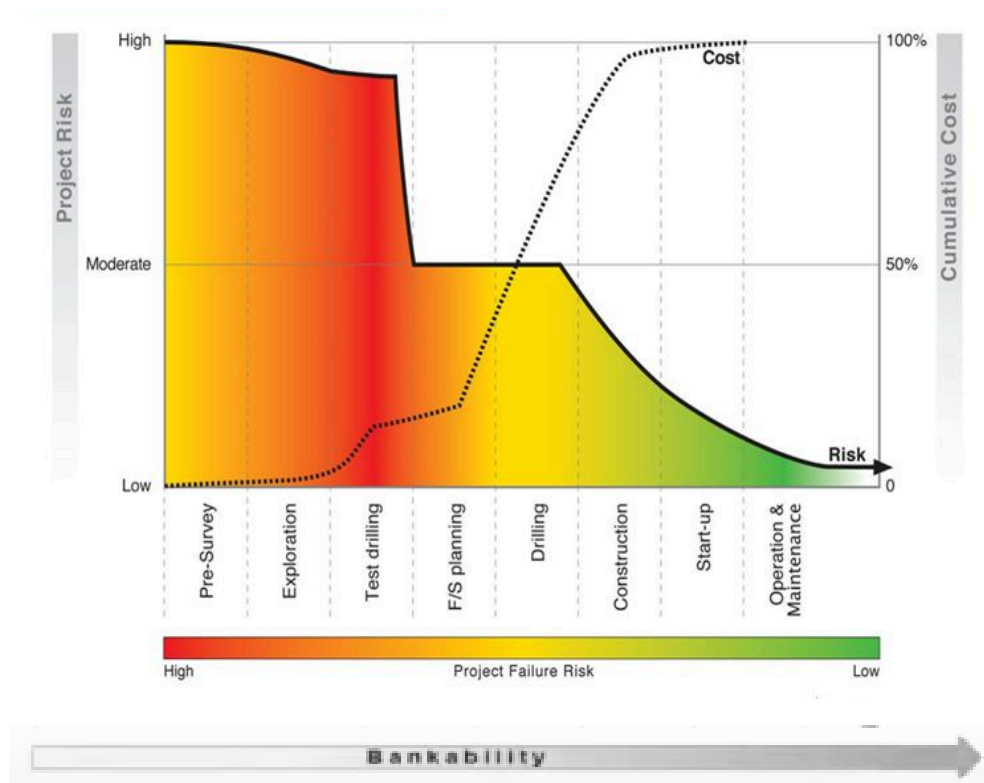
Una de las partes más importantes a considerar en todo tipo de proyectos, esencialmente en proyectos energéticos, es la parte económica, pues una correcta evaluación de los aspectos económicos podría evitar ampliamente el fracaso del proyecto. Por ende es relevante que durante la planeación del proyecto se esté consciente de todos los posibles factores que podrían influir durante su desarrollo.

Para la ejecución de un proyecto de energía geotérmica tradicional, es esencial considerar varios costos iniciales, entre los cuales destacan: la adquisición de terrenos y la preparación del sitio, la exploración mediante pruebas y registros, y la perforación para la evaluación de los recursos geotérmicos (Johnson et al., 2023). También se deben contemplar los costos asociados con la perforación, terminación y producción de los pozos, así como aquellos relacionados con las instalaciones superficiales, incluyendo la

construcción de la planta de energía. Finalmente, no deben pasarse por alto los posibles costos legales vinculados a la explotación de los recursos geotérmicos en la localidad del proyecto.

Sin embargo, en el caso de la coproducción, como se mencionó anteriormente, se eliminan varios costos iniciales, ya que el proceso comienza casi directamente en la fase de producción. Esto permite reducir significativamente los gastos asociados con la exploración, perforación y preparación del sitio, aprovechando la infraestructura existente y el conocimiento previo del campo. En la figura 55 se presenta una gráfica para ilustrar este concepto con mayor claridad.

Figura 55. Costos de proyectos y perfil de riesgos en las etapas durante el desarrollo de proyecto geotérmico.



Nota: De risking early exploration, geothermal exploration. (ESMAP, 2012).

Sin embargo, aunque se eviten algunos costos iniciales del proyecto geotérmico tradicional, surgen otros gastos que se convierten en los nuevos costos iniciales.

Un sistema de generación de energía eléctrica a partir de la geotermia está compuesto por varios elementos esenciales: los pozos geotérmicos, las tuberías que transportan los fluidos, la planta de generación y, en muchos casos, un sistema de reinyección. La interacción de estos componentes tiene un impacto significativo en los costos de inversión, lo que requiere un análisis detallado y minucioso. Uno de los primeros costos que se deben considerar es el relacionado con los estudios iniciales de caracterización del fluido.

Conocer perfectamente el fluido, es esencial para poder optimizar todo el proceso de explotación del recurso, donde lo que se debe de cuidar es la contención de energía calorífica durante su trayecto hacia la planta binaria. Por ende, también es preferible que los fluidos geotérmicos sean transportados en tuberías térmicamente aisladas, especialmente cuando deben cubrir largas distancias, con la finalidad de lograr minimizar las pérdidas de calor. Sin embargo, las tuberías, junto con el equipo auxiliar necesario, como bombas y válvulas, así como su mantenimiento, representan una inversión significativa que puede impactar considerablemente tanto en el costo de capital como en los costos operativos de la planta geotérmica. Por ello, la distancia entre el recurso geotérmico y el sitio de utilización debe mantenerse lo más corta posible para optimizar la eficiencia económica del proyecto.

La temperatura de entrada del fluido geotérmico tiene un efecto significativo en el costo de la planta de ciclo binario. La temperatura de entrada influye en el tamaño de la turbina, en el tipo y tamaño de los intercambiadores de calor y del tipo de sistema para enfriamiento (como las torres de enfriamiento) requeridas para una potencia de salida determinada, y estos tienen un efecto dominante en el costo de capital de la unidad. Sin embargo, la capacidad de la planta no tiene un efecto significativo en el costo específico,

ya que generalmente se logran altas capacidades utilizando unidades nominales estándar de 1.2 MW a 5 MW.

El sistema de recolección de fluidos geotérmicos podría representar un costo adicional, aunque este gasto ya debería estar previsto por la industria petrolera, dado que el manejo de agua congénita es una práctica común en la extracción de hidrocarburos. Por lo tanto, no se anticipan mayores complicaciones. Además, si fuese necesario, se podría considerar la implementación de pozos de inyección como un gasto adicional, el cual, a su vez, podría ser ventajoso para mejorar la recuperación de hidrocarburos.

Otro posible costo a considerar es el relacionado con la distribución de la energía eléctrica generada. Este incluye la adquisición de transformadores y la instalación de líneas de transmisión necesarias para su distribución. Sin embargo, si se diseñan líneas de transmisión relativamente cortas, estos gastos podrían ser minimizados.

Los costos de una opción de generación deben recuperarse a través de la energía (kWh) producida por la planta a lo largo de su vida útil. En cualquier opción de generación, a medida que el factor de capacidad disminuye y, por ende, la cantidad de energía generada se reduce, la proporción del costo fijo que debe recuperarse por cada unidad de energía generada aumenta, lo que incrementa el costo unitario de generación. Sin embargo, este costo unitario no se ve afectado por los costos variables, como el costo de combustible, ya que estos disminuyen proporcionalmente con la reducción en la generación.

Finalmente, como en cualquier proyecto, es fundamental considerar los gastos de operación y mantenimiento en el análisis financiero.

	Current energy cost US cents/kWh	Potential future energy cost US cents/kWh	Turnkey investment cost US\$/kWh
Biomass (including ethanol)	1–5	1–5	250–750
Geothermal	0.5–5	0.5–5	200–2 000
Wind	5–13	3–10	1 100–1 700
Solar heat low temperature	3–20	2–10	500–1 700

Tabla 6. *Tabla de costos de producción entre diversas fuentes de energía renovables (Fridleifsson, 2001).*

	Order date to taking over (months)
Binary 1.2 MW modules	12–14
Combined-cycle binary, 7 MW net	16
Combined-cycle binary, 50 MW net	24

Tabla 7. *Tiempos de fabricación y montaje para instalaciones binarias modulares y de ciclo combinado binario.*

En base a los casos existentes es posible realizar un análisis económico vertiginoso y un tanto superficial, donde se busca una situación ideal, pues se asume lo siguiente:

- Factor de capacidad de la planta del 100%.
- Ingresos por un año de producción.
- Precio de electricidad US\$0.0878 / kw.
- Costos CAPEX asumidos US\$2,66 / kw (Calnetix).
- Sin Opex u otros costos.

Parámetro	(Bennett, Li & Horne, 2012)	(Cuadrado, Colorado, Cobos & Vásquez, 2015)
Precio de electricidad (\$ / kWh)	0.08	0.102
Costo de capital inicial (\$ / kW)	1,900	2,857
Operación y mantenimiento (\$ / kWh)	0.014	-
Power plant, factor de capacidad (CF)	0.85	-
Tasa de descuento	5%	10.2%
Tasa interna de Retorno (TIR)	-	9.2%
Periodo de repago	-	8
Localización	Cuenca los Angeles CA - USA	Factibilidad - Colombia

Tabla 8. *Parámetros económicos de dos plantas binarias usadas para coproducción en campo petrolero.*

Campo	Prof. (m)	Temp. (°C)	Flujo (l/s)	Efic. (%)	Mwe	Ingresos (anual)	No XLTs (125 kw)	Capex (@\$2,600 / kw)
Parshall Bakken	2,930	100	135	9.4	1.1	\$845,577.00	10	\$2,860,000.00
Baker Bakken	3,280	126	17	12.4	0.4	\$307,483.00	4	\$1,040,000.00
Clear Creek Bakken	3,245	143	12	14.1	0.3	\$230,615.00	3	\$780,000.00

No XLTs: Sin Transformadores Extra Grandes

Tabla 9. *Análisis económico para diferentes campos en función de equipos fabricados por Calnetix (Gosnold, Abudereymu, Tsiyapkina, Wang & Ballesteros, 2019).*

Análisis y resultados

El resultado principal y el prioritario es que efectivamente es posible utilizar la mezcla extraída por la industria petrolera como transporte de calor para producir energía eléctrica a través de la geotermia aunque hay que tomar en cuenta algunos parámetros de la composición de la mezcla extraída, pues de ello dependerá si la mezcla puede ser usada directamente para introducirla a la planta de ciclo binario o si debe pasar primero por un proceso de separación para trabajar exclusivamente con agua congénita. Además de que tiene ventajas respecto a la industria de la geotermia, pues en comparación a esta, al menos en la parte de seguridad, hay una mínima cantidad de gases tóxicos y corrosivos.

En este estudio, se analizaron los datos de producción de energía de proyectos energéticos de coproducción para evaluar su potencial e intentar generalizarlo, por lo que se obtuvo lo siguiente:

- **Producción de energía eléctrica:** Se observó que la producción de energía eléctrica a través de los proyectos investigados de coproducción reflejan una excelente aportación eléctrica como consecuencia de las condiciones en las que se trabaja. Lo cual es suficiente, al menos para usarlo como suministro de las instalaciones del yacimiento en desarrollo si no es que hasta el campo.

En base a las consideraciones económicas obtenidas, se localizaron los posibles beneficios del uso de la coproducción, tanto para la industria petrolera como para la geotermia. Siendo estos para la geotermia en los gastos iniciales mientras que en la industria petrolera, se vio beneficiado en la parte productiva, pues aun cuando se estuviese llegando al límite económico en la producción de hidrocarburo se podría obtener aún más provecho económico, como lo es a través de la producción de energía eléctrica. Es decir:

- **Ingresos por venta de energía:** Los ingresos generados por la venta de energía coproducida podrían maximizar la obtención de ingresos de cada pozo a lo largo del tiempo.
- **Periodo de recuperación de la inversión:** Considerando los costos y los ingresos, en comparación de la energía geotérmica estándar, esta estrategia evade diversos costos iniciales, por lo cual la inversión inicial es mínima y además, el tiempo para empezar a generar ingresos debido a la producción de energía eléctrica es mínima, por lo que la inversión inicial se recuperará rápidamente.

Por último, los resultados obtenidos demuestran la alta viabilidad técnica y económica de la coproducción de energía entre el petróleo y la geotermia a pesar de contar con estudios en fases iniciales con falta de profundización. Para resumir, los hallazgos más importantes son los siguientes:

- **Incremento en la producción de energía:** La integración de tecnología geotérmica en pozos petroleros permite un aumento significativo en la producción de energía, traduciéndose en eficiencia para el uso de los recursos naturales.
- **Beneficios Ambientales:** Reducción de emisiones de efecto invernadero debido a la coproducción, contaminantes asociados a la producción petrolera y geotérmica, siendo este un beneficio ambiental alineado con las metas globales de sostenibilidad y reducción de la huella de carbono. De igual forma, la opción de reinyección de fluidos de yacimiento permite un mejor uso de los fluidos de desecho.
- **Viabilidad Económica:** El análisis económico muestra que la coproducción de energía es financieramente viable, con un periodo de recuperación de la inversión temprano debido a un flujo de ingresos estable. Donde un punto importante es el riesgo bajo de inversión, pues al realizar correctamente la planeación y el desarrollo del proyecto, las consecuencias económicas desfavorables serían mínimas.

Conclusión

El avance hacia la integración energética resulta factible en gran medida porque las diversas fuentes de energía, ya sean renovables o no, deben considerarse como partes complementarias de un sistema cohesivo con el objetivo primordial de minimizar el impacto ambiental. La transición hacia un sistema energético totalmente renovable es notablemente más compleja, dado que el mundo moderno es profundamente dependiente del petróleo y sus derivados, y las infraestructuras actuales están predominantemente diseñadas para la explotación de energías fósiles. La sustitución abrupta de estas fuentes de energía representa un desafío considerable.

Cada tipo de energía, ya sea renovable o fósil, tiene ventajas y desventajas. Además, la viabilidad de las energías renovables depende de factores específicos del entorno local que varían según las características geográficas y climáticas de la región en cuestión. Por consiguiente, la selección de tecnologías debe adaptarse a las condiciones particulares de cada área para maximizar la eficiencia y efectividad. Por ejemplo, aunque la geotermia ofrece un potencial significativo y está disponible en numerosas regiones del planeta, es crucial adoptar un enfoque integrado que utilice una combinación de fuentes de energía. Este enfoque debe estar centrado en equilibrar el uso de energías fósiles y renovables, optimizando así los recursos disponibles y promoviendo el uso energético idóneo, buscando a largo plazo la minimización de las energías fósiles sin su total desaparición. El objetivo es lograr un sistema energético diversificado y resiliente que facilite una reducción gradual de la dependencia de los combustibles fósiles, sin comprometer la estabilidad del suministro energético ni la sostenibilidad ambiental.

Los resultados obtenidos en este estudio son prometedores y sugieren que la sinergia de geotermia con la industria petrolera específicamente con la coproducción no solo es posible económica y técnicamente, sino también sumamente beneficiosa tanto para la industria del petróleo como para la industria de la geotermia. Sin embargo, es importante considerar las limitaciones del estudio, tales como la falta de proyectos experimentales e investigaciones respecto al tema, la disponibilidad de datos y las variaciones en las

condiciones operativas de los proyectos con los que se cuenta. Futuras investigaciones deberían abordar estas limitaciones y expandir el análisis a diferentes regiones con diversas configuraciones tecnológicas no solo para obtener una comprensión más completa del potencial de la coproducción sino también para poder validar, complementar o negar estos hallazgos conseguidos.

Entonces, no solo la coproducción sino también la reutilización de pozos petroleros representan una emocionante frontera en el campo de la energía, al aprovechar los recursos y conocimientos existentes en ambas industrias se puede avanzar hacia un futuro energético sostenible. Con el compromiso adecuado y la innovación continua, la coproducción del petróleo y la geotermia tiene el potencial de desempeñar un papel importante en la integración energética y de no ser posible, al menos un acercamiento a la transición energética con una economía orientada en bajo carbono. Pues la coproducción presenta una solución innovadora y eficaz para optimizar el uso de los recursos energéticos y reducir el impacto ambiental. Los resultados confirman que la integración de tecnología geotérmica en la infraestructura petrolera puede mejorar significativamente la producción de energía, y ofrecer ventajas económicas notables. Existen algunos hallazgos cruciales resultantes de esta investigación.

Principales Hallazgos obtenidos:

Incremento en la Producción de Energía: La coproducción permite aprovechar el calor residual de los pozos petroleros para generar energía geotérmica adicional, resultando en un aumento significativo en la producción total de energía. Este enfoque no solo maximiza el rendimiento de los recursos existentes, sino que también aporta económicamente. Siendo posible dicho objetivo a través de adaptaciones estructurales mínimas en los pozos petroleros y en las instalaciones superficiales que corresponden al pozo o en su caso al cabezal de pozos.

Beneficios Ambientales: La implementación de la coproducción contribuye a una reducción considerable en las emisiones contaminantes producidas por el sector energético petrolero.

Beneficio Económico: Las consideraciones económicas estudiadas demuestran que, a pesar de los posibles costos iniciales asociados a la estrategia es financieramente viable. El periodo de recuperación de la inversión es competitivo, y los ingresos adicionales generados por la posible venta de energía coproducida proporcionan una base sólida para la toma de decisiones empresariales favorables.

La coproducción muestra una variabilidad técnica, pues para esto no solo se tiene una opción, si no existen diversas posibilidades para un óptimo aprovechamiento según las necesidades. Abriendo una oportunidad para que la experiencia debido a la aplicación de esta técnica pueda enriquecer el conocimiento y con ello perfeccionar todos los procesos involucrados para su desarrollo.

Es recomendable que las empresas del sector energético consideren la implementación de tecnologías de coproducción en sus operaciones para aprovechar los posibles beneficios y buscar con ello una panorama más amplio de la coproducción y no solo con la geotermia sino también con otras fuentes de energía renovables. Pues además de aportar a la parte económica de las empresas y a la parte ambiental del planeta, es posible apoyar a la sociedad. De dominar esta técnica existe la capacidad de poder brindar energía eléctrica y energía calorífica a las poblaciones aledañas de la zona de trabajo, que comúnmente suelen ser zonas rurales, sin acceso a comodidades como las ciudades.

La cuestión que surge es: si esta opción resulta tan viable, ¿por qué las empresas petroleras aún no la han implementado ni investigado en profundidad? A continuación, presento mi conclusión y respuesta a esta interrogante:

Principalmente, considero que la falta de conocimiento sobre el tema o la falta de conciencia sobre la posibilidad de llevar a cabo esta práctica podría ser una razón fundamental. En segundo lugar, la alta incertidumbre, derivada de la variabilidad en la calidad y cantidad de los recursos geotérmicos disponibles en los yacimientos petroleros, así como los riesgos supuestos económicos asociados, puede representar obstáculos significativos. Estos factores contribuyen a que la integración de la geotermia en los

proyectos petroleros se perciba como una iniciativa de alto riesgo, lo cual podría explicar la falta de acción e investigación por parte de las empresas del sector. Otro factor que, en mi opinión, podría contribuir a la falta de interés en la investigación y aplicación de estas técnicas es la presión global hacia una transición energética. Este enfoque puede resultar problemático, ya que la sustitución completa de la energía fósil por fuentes renovables enfrenta desafíos significativos. La capacidad actual de las energías renovables para cubrir de manera confiable la demanda energética global es limitada, lo que complica la posibilidad de una transición total y efectiva. Este contexto puede desincentivar a las empresas a explorar o invertir en técnicas que integren la geotermia con la infraestructura petrolera existente, ya que la prioridad parece centrarse en soluciones que promuevan una transición hacia fuentes de energía renovable. Por lo que esta situación puede percibirse como una amenaza para la industria petrolera, llevándola a adoptar una postura más conservadora y a mostrar resistencia hacia la adopción de nuevas tecnologías. Otra posibilidad es que las ganancias derivadas de los procesos petroleros resulten suficientemente lucrativas, lo que disminuye el incentivo para explorar estrategias alternativas o innovadoras.

Aún existe mucho espacio para profundizar la investigación, muchas dudas y muchos posibles obstáculos para desarrollar una comprensión más profunda y ampliar las perspectivas sobre la escalabilidad futura de estas técnicas. Es importante destacar que esto representa una oportunidad significativa para países como México, que cuentan con elevados recursos tanto en el ámbito petrolero como en el geotérmico, permitiendo un posible aprovechamiento estratégico de sus capacidades energéticas.

Referencias bibliográficas

- Handbook of geothermal energy, L.M. Edwards-G.V. Chilingar, H.H Rieke III, Houston Texas, United States Of America.
- National Research Council of Italy, Institute of Geosciences and Earth resources, Geothermal Energy, Manzella, INTERNATIONAL SCHOOL ON ENERGY, Varenna, Italy, July 2014.
- Salton Sea Geothermal Development, Nontechnical Barriers to Entry – Analysis and Perspectives, Dave Goodman, Patrick Mirick, Kyle Wilson, Pacific Northwest National Laboratory Richland, Washington 99354, June 2022.
- Art. REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: “UNA EXITOSA TÉCNICA DE ESTIMULACIÓN DE POZOS, El reventón energético, Marvin Marulanda Ortiz; Reinel Corzo, Fernando Calvete, Zuly Calderón, Nestor Fernando Saavedra, Julio 2010.
- GEOTHERMAL WELL DESIGN HANDBOOK, Laboratories for Applied Mechanics Denver Research Institute Denver, Colorado, DOE/ET/27141-4, Febrero 1982.
- Geothermal Power Plants, Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact, Fourth Edition, El Seiver, Ronald DiPippo, Ph.D., Chancellor Professor Emeritus University of Massachusetts Dartmouth North Dartmouth, MA, USA, ISBN: 978-0-08-100879-9, 2016.
- Element of Petroleum Reservoirs, Henry L.Doherty Series, Norman J. Clark, American Institute of Mining, Metallurgical & Petroleum Engineers, Texas, ISBN: 0-89520-209-3, 1969.
- Energía geotérmica: geología, usos y beneficios Geothermal energy: geology, uses and benefits, UNO Sapiens Boletín Científico de la Escuela Preparatoria No. 1 ,Blanca Luz Fuentes Martínez, Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo, ISSN: 2683-2054, 2020.
- Towards a Cleaner Planet, Energy For the Future, Jaime Klapp, Jorge L., Cervantes-Cota, Jose Federico Chavez Alcará, Environmental Science and Engineering, Springer, ISSN 1863-5520, México.
- Well Cementing, Second Edition, Erik B. Nelson and Dominique Guillot, Schlumberger, ISBN-13: 978-097885300-6, Texas, USA., 2016.
- Geothermal Power Plants, Principes, Applications, Case Studies and Environmental Impact, Second Edition, El Sever, Ronald DiPippo, Ph.D. , USA, ISBN: 978-0-7506-8620-4, 2008.
- Geothermal Reservoir Engineering, Malcolm A. Grant, Ian G. Donaldson, Paul F. Bixley, ACADEMIC PRESS, INC, New York, USA, ISBN 0-12-295620-6, 1982.
- Geochemical perspectives on the petroleum habitat of the Cooper and Eromanga Basins,Central Australia, Bernd Heinrich Michelsen, 2002.
- Heat and Mass Transfer, Second Edition, Springer, Rajendra Karwa, Singapore, ISBN 978-981-15-3987-9, 2020.
- DRILLING ENGINEERING, Vol. II, Robert F. Mitchell, Society of Petroleum Engineers, USA, ISBN 978-1-55563-114-7, 2006.
- Drilling Engineering, J.J. Azar, G. Robello Samuel,PennWell, USA, ISBN-13: 978-1-59370-072-0, 2007.
- Geothermal Reservoir Engineering Second Edition, Malcolm A. Grant Paul F. Bixley, ELSEVIER, USA, ISBN 978-0-12-383880-3, 2011.
- Manual de Geotermia, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía(IDAE) y el Instituto Geológico y Minero de España(IGME), Madrid, España, ISBN: 978-84-96680-35-7, 2008.
- GENERAL ENGINEERING, Volume 1, Ebook Chemical Engineering,John R. Fanchi, Society of Petroleum Engineers, USA, ISBN 978-1-55563-113-0, 2006.
- Geothermics, Heat Flow in the Lithosphere, Vincenzo Pasquale • Massimo Verdoya Paolo Chiozzi, Springer, USA, ISSN 2191-5369, 2014.
- ESTUDIO TECNICO ECONOMICO PARA LA PERFORACIÓN HORIZONTAL DE POZOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LA ARENA “U” DEL CAMPO SACHA SUR, Lizeth Nataly Merino Granja, Ecuador, 2013.
- FUNDAMENTALS OF DRILLING ENGINEERING, Robert F. Mitchell Stefan Z. Miska, Society of Petroleum Engineers, USA, ISBN 978-1-55563-207-6, 2011.

- Transferencia de calor en los yacimientos petroleros y sus ecuaciones de estado, Geovanny Briceño, Venezuela, 20008.
- GEOTHERMAL ENERGY, SECOND EDITION, Renewable Energy and the Environment, WILLIAM e. Glassley, Taylor & Francis Group, USA, ISBN: 13: 978-1-4822-2175-6, 2015.
- Geothermal Power Plants, Fourth Edition, , Elsevier, United Kingdom, ISBN: 978-0-08-100879-9, 2016.

Referencias de videos

- Día 2: Conferencia: Co-Producción de Petróleo y Energía Limpia a partir del principio de Geotermia, ANDI Colombia, Junio 2021.
<https://www.youtube.com/watch?v=umtXeP2D-U0>
- Perforación de Pozos Geotérmicos, AGEOCOL Asociación Geotérmica Colombiana, Mayo 2020.
<https://www.youtube.com/watch?v=tKFOeIjbsLs>
- Colombia: Hacia el aprovechamiento del recurso geotérmico disponible en sus campos de petróleo, CECACIER, Julio 2020.
<https://www.youtube.com/watch?v=f9PtUcyeun4>

Referencias electrónicas

- Rank. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD BASADA EN GEOTERMIA, Parex Resources Inc–Yopal (Colombia)
<https://www.rank-orc.com/es/electricidad-geotermia/>
- Cambio climático: gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global, Parlamento Europeo, 23/03/2023.
<https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20230316STO77629/cambio-climatico-gases-de-efecto-invernadero-que-causan-el-calentamiento-global#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20causan%20los%20gases%20de.provocando%20as%C3%AD%20el%20calentamiento%20global.>
- Escenario futuro de explotación de la energía geotérmica: hacia un desarrollo sustentable, Revista UNAM, Edgar Santoyo-Gutiérrez e Ignacio S. Torres-Alvarado.
[https://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art95/int95-1.html#:~:text=\(1\)Sistemas%20geot%C3%A9rmicos%20convectivos%20hidrotermales.&text=Esta%20agua%20se%20infiltra%20lentamente.de%20hasta%20500%20%C2%BOC.](https://www.revista.unam.mx/vol.11/num10/art95/int95-1.html#:~:text=(1)Sistemas%20geot%C3%A9rmicos%20convectivos%20hidrotermales.&text=Esta%20agua%20se%20infiltra%20lentamente.de%20hasta%20500%20%C2%BOC.)
- Sistema de Geotermia, FERROTERM.
https://www.diceltro.com/wp-content/uploads/2017/10/Cat_Tec_Sistema_Geotermia_FERROTERM.pdf
- Ecopetrol arranca 2023 con un proyecto geotérmico en el complejo petrolero de Apiay, RENEWABLE ENERGY MAGAZINE, Enero 2023.
<https://www.energias-renovables.com/geotermica/ecopetrol-arranca-2023-con-un-proyecto-geotermico-20230105#:~:text=La%20petrolera%20colombiana%20Ecopetrol%20ha.lista%20para%20junio%20de%202023.>
- Usos y aplicaciones de la Energía Geotérmica, Geotermia Vertical Instalaciones.
<https://www.geotermiavertical.es/aplicaciones-energia-geotermica/#:~:text=El%20uso%20directo%20de%20la.caliente%20sanitaria%20y%20la%20agricultura.>
- GEOTERMIA COMO ALTERNATIVA PARA LA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, OIL CHANNEL, Mario Zamora S., Mayo 2021.
<https://oilchannel.tv/noticias/geotermia-como-alternativa-para-la-ingenieria-de-petroleos>
- 3 proyectos piloto de energía geotérmica desarrollados en Colombia, PIENSA EN GEOTERMIA, Carlos Jorquera, Julio 2021.
<https://www.piensageotermia.com/3-proyectos-piloto-de-energia-geotermica-desarrollados-en-colombia/>
- Generación de electricidad a partir de energía geotérmica, Ingeniería Industrial No. 27, Claudine Robilliard Chiozza, 2009.
<https://www.redalyc.org/pdf/3374/337428493011.pdf>
- Medio Ambiente, Geotermia y toma de conciencia, CIENCIA Y DESARROLLO, Sergio Mercado, Víctor M. Arellano. Rosa Maria Barragan, 09/08.

<https://www.cyd.conacyt.gob.mx/archivo/223/Articulos/Mageotermia/Mageotermia3.html>

- Caracterización de un yacimiento de roca seca caliente en la zona geotérmica de Acoculco, Puebla, Geotermia Vol 24, Cecilia Lorenzo Pulido, Magaly Flores Armenta y Germán Ramírez Silva, 01/2011.
<https://biblat.unam.mx/hevila/Geotermia/2011/vol24/no1/6.pdf>
- El origen del calor en la tierra, gencat, 01/2022.
<https://www.icgc.cat/es/Administracion-y-empresa/Servicios/Geotermia/El-origen-del-calor-de-la-Tierra>
- Que es un Yacimiento geotérmico, gencat, 01/2022.
<https://www.icgc.cat/es/Administracion-y-empresa/Servicios/Geotermia/Que-es-un-yacimiento-geotermico-Tipos-de-yacimientos-geotermicos>
- Diseño básico y de detalle de un ciclo binario de evaporación instantánea de 10 kWe netos para el aprovechamiento de remanentes energéticos, UNAM Facultad de Ingeniería, Joaquín Encarnación Flores, 2018.
http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/15520/Tesis_JEF%20-%20Final.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Applying lessons learned from oil and gas to geothermal, Energy Global, Jessica Casey, Febrero 2024.
<https://www.energyglobal.com/special-reports/06022024/applying-lessons-learned-from-oil-and-gas-to-geothermal/>
- ESMAP Energy Sector Management Assistance Program, Manual de geotermia: Cómo planificar y financiar la generación de electricidad, Banco Internacional para la Reconstrucción y el Desarrollo, GRUPO DEL BANCO MUNDIAL, 1818 H Street, NW, Washington D.C. 20433, EE. UU., Junio de 2012.
https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/ESMAP_GEOTHERMAL_Spanish_book_Optimized.pdf
- The Future of Geothermal Energy, Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century, Idaho National Laboratory Idaho Falls, Idaho 83415. Noviembre 2006.
<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2006/11/MITEI-The-Future-of-Geothermal-Energy.pdf>
- Geothermal energy, Utilization and technology, Mary H. Dickson and Mario Fanelli, Pacific Northwest National Laboratory Richland, Washington 99354, UNESCO, 2003.
<https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000133254>
- Geothermal Energy Utilization and Technologies 2020, Carlo Roselli and Maurizio Sasso, Energies, St. Alban-Anlage 66 4052 Basel, Switzerland, 2021.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/3872/Geothermal_Energy_Utilization_and_Technologies_2020.pdf?v=1709624721
- New Advances in Oil, Gas and Geothermal Reservoirs , Daoyi Zhu, Energies, St. Alban-Anlage 66 4052 Basel, Switzerland, 2023.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/6707/New_Advances_in_Oil_Gas_and_Geothermal_Reservoirs.pdf?v=1709624785
- Enhanced Geothermal Systems and other Deep Geothermal Applications throughout Europe. The MEET Project, Béatrice A. Ledéser, Ronan L. Hébert, Ghislain Trullenque, Albert Genter, Eléonore Dalmais and Jean Hérisson, Geoscience, St. Alban-Anlage 66 4052 Basel, Switzerland, 2022.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/6544/Enhanced_Geothermal_Systems_and_other_Deep_Geothermal_Applications_throughout_Europe_The_MEET_Project.pdf?v=1709624781
- New Trends in Enhanced, Hybrid and Integrated Geothermal Systems, Alireza Dehghani-Sanij and Jatin Nathwani, Applied sciences, MDPI St. Alban-Anlage 66 4052 Basel, Switzerland, 2021.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/4387/New_Trends_in_Enhanced_Hybrid_and_Integrated_Geothermal_Systems.pdf?v=1709624732
- Renewable Energies for Sustainable Development, M. Dolores Esteban, José-Santos López-Gutiérrez and Vicente Negro, Sustainability, MDPI St. Alban-Anlage 66 4052 Basel, Switzerland, 2021.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/4080/Renewable_Energies_for_Sustainable_Development.pdf?v=1709624726
- Water Flow, Solute and Heat Transfer in Groundwater, Alexander Yakirevich, Water, Sustainability, MDPI St. Alban-Anlage 66 4052 Basel, Switzerland, 2020.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/3270/Water_Flow_Solute_and_Heat_Transfer_in_Groundwater.pdf?v=1709624709

- Volume II Low Enthalpy Geothermal Energy, Rajandrea Sethi and Alessandro Casasso, Energies, MDPI St. Alban-Anlage 66 4052 Basel, Switzerland, 2020.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/2564/Volume_II_Low_Enthalpy_Geothermal_Energy.pdf?v=1709624693
- Working Fluid Selection for Organic Rankine Cycle and Other Related Cycles, Attila R. Imre, Energies, MDPI St. Alban-Anlage 66 4052 Basel, Switzerland, 2020.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/2377/Working_Fluid_Selection_for_Organic_Rankine_Cycle_and_Other_Related_Cycles.pdf?v=1709624690
- Mathematical Modeling of Fluid Flow and Heat Transfer in Petroleum Industries and Geothermal Applications, Mehrdad Massoudi, Energies, MDPI St. Alban-Anlage 66 4052 Basel, Switzerland, 2020.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/2195/Mathematical_Modeling_of_Fluid_Flow_and_Heat_Transfer_in_Petroleum_Industries_and_Geothermal_Applications.pdf?v=1709624686
- Geothermal Energy: Delivering on the Global Potential, Paul L. Younger, Energies, MDPI AG Klybeckstrasse 64 Basel, Switzerland, 2015.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/166/Geothermal_Energy_Delivering_on_the_Global_Potential.pdf?v=1709624646
- Enhanced Geothermal Systems (EGS) Well Construction Technology Evaluation Report, Yarom Polsky, Louis Capuano Jr., John Finger, Michael Huh, Steve Knudsen, A.J. Chip Masure, David Raymond and Robert Swanson, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico 87185 and Livermore, California 94550, 2008.
<https://www.osti.gov/servlets/purl/947299>
- Advancing Geothermal Research, National Renewable Energy Laboratory 15013 Denver West Parkway, Golden, CO 80401, September 2023.
<https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/87423.pdf>
- The Role of Nanofluids in Renewable Energy Engineering, MDPI, M. M. Bhatti, Kambiz Vafai and Sara I. Abdelsalam, 20023.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/8275/The_Role_of_Nanofluids_in_Renewable_Energy_Engineering.pdf?v=1709624821
- Modeling and Simulation of Energy Systems, MDPI, Thomas A. Adams II, 2019.
https://mdpi-res.com/bookfiles/book/1775/Modeling_and_Simulation_of_Energy_Systems.pdf?v=1709624675
- Enhanced Geothermal Systems: Introduction and Issues for Congress, Congressional Research Service, Morgan Smith, Septiembre 2022.
<https://sgp.fas.org/crs/misc/R47256.pdf>
- Termodinámica del fluido geotérmico en condiciones supercríticas, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Facultad de Ciencias Físico Matemáticas, Mario César Suárez Arriaga.
<https://biblat.unam.mx/hevila/Geotermia/2012/vol25/no1/6.pdf>
- *Ciclo Binario de Evaporación Instantánea (CBEI)*, UNAM, Instituto de Ingeniería.
http://proyectos2.iingen.unam.mx/IIDEA/ciclo_binario.html
- Central versus wellhead power plants in geothermal grid electricity generation, Energy, Sustainability and Society, Moses Jeremiah Barasa Kabeyi & Oludolapo A. Olanrewaju, 2021.
<https://energysustainsoc.biomedcentral.com/articles/10.1186/s13705-021-00283-8>
- Principios básicos de la condensación, Tecnología de condensación, Absorsistem.
<https://www.absorsistem.com/tecnologias/condensacion/#:~:text=Se%20denomina%20condensaci%C3%B3n%20al%20proceso.presi%C3%B3n%20y%20de%20la%20temperatura.>
- ¿Qué son los pozos geotérmicos y cómo funcionan?, Geotermia vertical, Madrid, España.
<https://www.geotermiavertical.es/pozos-geotermicos/#:~:text=Los%20pozos%20geot%C3%A9rmicos%20son%20estructuras,y%20suficiente%20para%20su%20explotaci%C3%B3n.>
- Geothermal Well Design, Construction and Failures, Proceedings World Geothermal Congress, Nueva Zelanda, James N A Southon, 2005.
<https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/1017.pdf>
- Procesos de perforación y terminación de pozos geotérmicos, UNAM Facultad de Ingeniería, Daniel Delgado Cid y Roberto Ildair Juarez Ortega, 2014.
<http://132.248.9.195/ptd2014/abril/0711676/0711676.pdf>

- Cementos petroleros, Gobierno Bolivariano de Venezuela, Producción Nacional.
<http://www.cscvenezuela.com.ve/index.php/productos-y-servicios/productos/cemento/27-productos-y-servicios/productos/cemento/43-cementos-petroleros>
- Geotermia, Thermaflex, 2024.
<https://thermaflex.com/geotermia/?lang=es>
- Evaluación del potencial de energía geotérmica, IDAE, José Sanchez Guzmán, Laura Sanz López, Luis Ocaña Robles, 2011-2020.
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e9_geotermia_A_db72b0ac.pdf
- Apuntes de estimaciones de pozos, UNAM, Facultad de Ingeniería, Francisco Garaicochea P.
http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/1578/1/APUNTES%20DE%20ESTIMULACION%20DE%20POZOS_ocr.pdf
- Recuperación térmica para crudos pesados a través de procesos de estimulación, Petromundo, Recuperación térmica, 2016.
<https://elpetroleoyusavances.wordpress.com/2016/12/01/recuperacion-termica-para-crudos-pesados-a-traves-de-procesos-de-estimulacion-iafcefp/>
- ¿Qué es la industria petrolera?, Flow Control & Measurement.
<https://fcmex.com/fcm/article/qu-es-la-industria-petrolera/31#:~:text=Esta%20industria%20se%20encarga%20desde.%2C%20pesticidas%2C%20pl%C3%A1sticos%20entre%20otros.>
- Introduction to petroleum engineering, John R. Fanc and Richard L. Christiansen, 2017.
<http://182.72.188.194:8080/jspui/bitstream/123456789/1493/1/Introduction%20to%20Petroleum%20Engineering%20by%20John%20R.%20Fanchi.pdf>
- Fundamentos de ingeniería de yacimientos, Freddy Humbbebrto Escobar Macualo, 2012.
<https://oilproduction.net/files/Libro%20Fundamentos%20de%20Ing%20de%20Yacimientos%20-%20Freddy%20Escobar.pdf>
- Reservoir Engineering Handbook, Ahmed, Tarek, 2001.
<http://fa.pge.sut.ac.ir/Downloads/AcademicStaff/15/Courses/11/Ahmed,%20Tarek%20-%20Reservoir%20Engineering%20Handbook.pdf>
- Hidrocarburos no convencionales, Shale en Argentina.
<http://www.shaleenargentina.com.ar/hidrocarburos-no-convencionales>
- Perforación no convencional, UNAM, Facultad de Ingeniería, Héctor Armando Díaz González, 2018.
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/14634/1/Tesina.pdf>
- ¿Cómo se compara la ingeniería de perforación convencional y no convencional?, LinkedIn, Ingeniería de perforación.
<https://www.linkedin.com/advice/1/how-do-you-compare-conventional-unconventional?lang=es&originalSubdomain=es>
- Extracción no convencional, Energía YPF.
https://energia.ypf.com/extraccion_no_convencional.html
- La entalpía, Libre Texts Español, Universidad de California Davis, Paul Flowers, Klaus Theopold y Richard Langley.
[https://espanol.libretexts.org/Quimica/Libro%3A_Qu%C3%ADmica_General_\(OpenSTAX\)/05%3A_Termoquimica/5.3%3A_La_entalpia](https://espanol.libretexts.org/Quimica/Libro%3A_Qu%C3%ADmica_General_(OpenSTAX)/05%3A_Termoquimica/5.3%3A_La_entalpia)
- Cuando las rocas se calientan: Las propiedades térmicas de la rocas yacimiento, Schlumberger, Rusia, Evgeny Chekhonin, Anton Parshin, Dimitri Pissarenko, Yury Popov, 2013.
<https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/2-rocks-hot-spanish>
- Estimación de la temperatura estática de un yacimiento, UNAM, Facultad de Ingeniería, Reynaldo Bautista Morales, 2019.
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/16891/Tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Uso geotérmico de pozos de petróleo y gas abandonados. Reporte de campo: Alemania, Ciencia UANL, Dieter Michalzik, Marcus Meisel, Jens Steffahn, 2016.
<https://cienciauanl.uanl.mx/?p=6669>

- Use of geothermal energy from abandoned oil wells, Open Access proceedings Journal of Physics, K F Gabdrakhmanova, G R Izmaylova, L S Kuleshova, V E Gabdrakhimov and E V Gimaev, 2019.
<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/378/1/012053/pdf>
- Cómo podría obtenerse la energía geotérmica de los pozos petroleros?, Piensa en geotermia, Carlos Jorquera, 2020.
<https://www.piensageotermia.com/como-podria-obtenerse-la-energia-geotermica-de-los-pozos-petroleros/>
- How can we do geothermal from oil well?, MEET, 2020.
<https://www.meet-h2020.com/project-results/outreach-articles/how-can-we-do-geothermal-from-oil-wells/>
- The North Sea Geothermal Power Project, Mr George Lockett, 2022.
<https://committees.parliament.uk/writtenevidence/109686/pdf/>
- Repurposing Hydrocarbon Wells for Geothermal Use in the UK: a Preliminary Resource Assessment, University of Glasgow, Sean M. Watson, Gioia Falcone, and Rob Westaway, 2019.
<https://eprints.gla.ac.uk/191548/7/191548.pdf>
- Specific environmental risks from repurposing oil and gas wells, Environment Agency, Dr Susie Daniels, Prof Jon Gluyas, Mr David Hartgill, Dr. Richard Jones, 2022.
https://assets.publishing.service.gov.uk/media/637de9028fa8f53f49c57270/Specific_environmental_risks_from_repurposing_oil_and_gas_wells_-_report.pdf
- Desaprovecha México potencial geotérmico de sus pozos petroleros, Energía Debate, Ulises Juárez, 2024.
<https://energiaadebate.com/desaprovecha-mexico-potencial-geotermico-de-sus-pozos-petroleros/>
- Incorporar producción mediante la reactivación de pozos cerrados con reservas de hidrocarburos tanto en pozos terrestres como marinos, con la reparación y su mantenimiento, UNAM, Fermín Hidalgo Maldonado, 2020.
<https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2020/vol60/no3/1.p>
- Reuse of Oil Wells in Geothermal District Heating Networks: A Sustainable Opportunity for Cities of the Future. MDPI, Claudio Alimonti, Roma Italia, Diciembre, 2023.
<https://www.mdpi.com/1996-1073/17/1/169>
- Closed Loop System, GREENMATCH, Julio 2024.
<https://www.greenmatch.co.uk/ground-source-heat-pump/close-loop>
- GUÍA PARA EL CIERRE, DESMANTELAMIENTO Y/O ABANDONO DE INSTALACIONES DE PROYECTOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS, ASEA y Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, México, 2020.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/565037/V.Web_GU_A_CDyA_20.julio.2020.pdf
- Decreto 1318 de 2022, Colombia Potencia De La Vida, 2022.
<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=191066#:~:text=Coproducci%C3%B3n%20Geot%C3%A9rmica%3A%20Es%20el%20aprovechamiento,de%20la%20actividad%20de%20hidrocarburos.>
- Geotermia de baja entalpía a partir de aguas asociadas a la de producción crudo de un campo petrolero en la cuenca colombiana de los llanos orientales, Universidad del Rosario, Diana Isabel Vargas Ávila.
<https://repository.urosario.edu.co/server/api/core/bitstreams/5b18c215-dd2e-40df-83e1-d4a0fe089029/content>
- Geotermia, Revista mexicana de geoenergía, CFE, México, Diciembre 2016.
<https://www.geotermia.org.mx/app/assets/media/2017/11/Geotermia-Vol29-2.pdf>
- El Mundo de la Energía, Geotermia, Alfredo Mañón Mercado y Luis C.A. Gutiérrez-Negrín, Junio 2011.
<https://biblat.unam.mx/hevila/Geotermia/2011/vol24/no1/9.pdf>
- Generación de energías limpias a partir del principio de Geotermia, PAREX Resources, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, 2020.
<https://www.andi.com.co/uploads/12%20Gordon%20Foo.pdf>
- Low-Temperature Geothermal Activity Is Taking Off, Renewable Energy World, Enero 2010.
<https://www.renewableenergyworld.com/baseload/geothermal/low-temperature-geothermal-activity-is-taking-off/#gref>

- A todo vapor: descubriendo el poder de la geotermia, RDenergia, Revista RDenergia, Marzo 2023.
<https://revistadenergia.com/a-todo-vapor-descubriendo-el-poder-de-la-geotermia/>
- Apport de la géothermie dans la planification de la transition énergétique du territoire du Bassin d'Arcachon et du Val de Leyre (33), Francia, Marzo 2023.
https://www.sybarval.fr/wp-content/uploads/2020/10/Rapport_final_g%C3%A9othermie_BRGM.pdf
- Coproduction d'énergie géothermique découlant d'une exploitation pétrolière et gazière active, Gouvernement du Canada, Mayo 2023.
<https://ressources-naturelles.canada.ca/science-et-donnees/financement-et-partenariats/occasions-financement/investissements-actuels/coproduction-denergie-geothermique-decoulant-dune-exploitation-petroliere-et-gaziere/22152>
- Aprovechar los pozos de petróleo para obtener energía geotérmica, Comisión Europea, Abril 2023.
<https://cordis.europa.eu/article/id/422538-putting-oil-wells-to-good-use-for-geothermal-energy/es>
- Arcachon : le lycée Condorcet se chauffe grâce à la géothermie issue de la production pétrolière, ici, France Bleu Gironde, 2022.
[e-condorcet-se-chauffe-grace-a-la-geothermie-issue-de-la-production-petroliere-1667833771](https://www.francebleu.fr/arcachon-geothermie-lycee-condorcet)
- Modelo de costeo de pozos geotérmicos aplicado para el caso del campo geotérmico de Cerro Prieto, BC, Geotermia, Jaime M.E. Vaca Serrano, Junio 2008.
<https://biblat.unam.mx/hevila/Geotermia/2008/vol21/no1/5.pdf>
- 9 Gastos de inicio principales para un negocio de energía geotérmica, FINMODELSLAB, Alex Ryzhkov, Julio2024.
<https://finmodelslab.com/es/blogs/startup-costs/geothermal-energy-startup-costs>
- COME REALIZZARE UN IMPIANTO GEOTERMICO CON POZZI VERTICALI, ROSSATO, Francia.
<https://www.rossatogroup.com/guide/pompe-di-calore/pompe-di-calore-geotermiche/126-come-realizzare-un-impianto-geotermico-con-pozzi-verticali.html>