



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**TÉCNICAS PARA EL APROVECHAMIENTO
DEL REMANENTE ENERGÉTICO DE
YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO

PRESENTA:

JUAN ALBERTO SALMERÓN VERGARA

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Gerardo Hiriart Le Bert



Ciudad Universitaria, México D.F., Mayo de 2010

AGRADECIMIENTOS

Son muchas las personas a las que me gustaría agradecer su amistad, apoyo, animo y compañía en las diferentes etapas de mi vida, sin importar en donde estén o si alguna vez llegan a leer estas dedicatorias quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado

A MIS PADRES

Que siempre han estado ahí para brindarme su apoyo y cariño

A MIS HERMANOS

Con los que tengo la fortuna de crecer y compartir mis logros

A MI FAMILIA

Siempre unida para los buenos y malos momentos

A MIS AMIGOS Y AMIGAS

Por los grandes momentos que compartimos y compartiremos

A MIS PROFESORES

Por orientarme en mi formación académica y personal

A MIS COMPAÑEROS DEL IMPULSA

Por darme la oportunidad de iniciar esta aventura profesional

A DIOS

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
1. APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	3
1.1. Energía Geotérmica.....	3
1.2. Localización de reservorios geotérmicos	3
1.3. Uso de la energía geotérmica.....	4
1.3.1. Ciclos de generación.....	5
1.4. Capacidad instalada en el mundo	7
1.5. Decaimiento térmico en yacimientos geotérmicos	9
2. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA REMANENTE EN UN YACIMIENTO	11
2.1. Extracción de masa	11
2.1.1. Bombas	12
2.1.1.1. Bombas verticales.....	12
2.1.1.2. Bombas sumergibles	16
2.1.2. Inyección de aire (air-lift).....	20
2.1.2.1. Parámetros de instalación	22
2.1.2.2. Aplicaciones del bombeo air-lift.....	25
2.1.2.3. Innovaciones en la técnica de bombeo air-lift.....	25
2.2. Extracción de energía.....	26
2.2.1. Desarrollo de los Intercambiadores de calor de fondo de pozo (downhole heat exchanger)	27
2.2.2. Principales problemáticas de los intercambiadores de calor de fondo de pozo	30
2.2.3. Desarrollo de Intercambiadores de calor de fondo de pozo coaxiales (downhole coaxial heat exchangers)	32
2.2.4. Ejemplos de sistemas de instalación de intercambiadores de calor de fondo de pozo	33
2.2.5. Sustentabilidad en los sistemas de intercambiadores de calor de fondo de pozo.....	37
2.3. Generación in situ	38
2.3.1. Componentes constructivos del sistema	40
3. ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA EL APROVECHAMIENTO DEL REMANENTE ENERGÉTICO	44
3.1. Extracción de masa	44

3.1.1. Bombeo.....	44
3.1.1.1. <i>Requerimientos técnicos para instalar las bombas</i>	44
3.1.2. Extracción de masa mediante inyección de aire (air-lift)	52
3.1.2.1. <i>Parámetros para el dimensionamiento de un sistema air-lift</i>	53
3.1.2.2. <i>Cálculos para la estimación de la caída de presión</i>	56
3.2. Extracción de energía.....	59
3.2.1. Selección del tipo de intercambiador de calor	59
3.2.2. Materiales	60
3.2.3. Fluidos de trabajo	60
3.2.4. Cálculo de la transferencia de calor.....	61
3.2.5. Cálculo de la hidráulica del sistema	63
3.2.6. Escenario de referencia.....	64
3.3.7. Variación de parámetros	65
3.3. Generación eléctrica in-situ	66
3.3.1. Planteamiento del problema.....	67
3.3.2. Desarrollo teórico	68
3.3.3. Discusión de los resultados.....	73
4. VIABILIDAD DE LAS OPCIONES TÉCNICAS.....	75
4.1. Uso de bombas verticales	75
4.2. Bombas tipo sumergible	76
4.3. Extracción de masa con air-lift	76
4.4. Extracción de calor con intercambiadores de calor	77
4.5. Generación in situ (Power Tube)	77
CONCLUSIONES	79

BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la demanda energética mundial ha crecido de una manera muy notoria. Debido a esto, es necesario diversificar las opciones de fuentes energéticas disponibles, como lo es la energía geotérmica. Este tipo de energía considerada como renovable, ha tenido avances muy importantes. En México, es considerada como una energía limpia, segura y continua.

Sin embargo, a pesar de sus ventajas, la localización de yacimientos geotérmicos explotables suele ser la mayor dificultad. Además de esta problemática, algunos de los yacimientos geotérmicos explotados presentan un decaimiento térmico que ocasionan la disminución del potencial energético del yacimiento que resulta en la reposición excesiva de pozos productores o en la disminución de la energía aprovechada.

Existen técnicas, que empleándolas de manera adecuada, hacen posible que los yacimientos puedan seguir siendo explotados y aprovechar su remanente energético. Este documento tiene como fin el análisis y la evaluación de estas posibles técnicas a emplear, que permitan el aprovechamiento de la energía remanente del yacimiento, así como proporcionar un mejor desarrollo y explotación de los recursos geotérmicos.

En el primer capítulo se presenta un breve panorama de la energía geotérmica, su aplicación para la generación eléctrica, la capacidad instalada a nivel mundial y en México, finalizando con una síntesis de la problemática del decaimiento térmico que suelen ocurrir en los campos explotados.

En el segundo capítulo se muestra una clasificación de las posibles técnicas a emplear para emplear el remanente energético, así como el estado del arte de cada una de ellas.

Como técnicas de extracción de masa se consideró el bombeo: de manera mecánica (equipo y técnica ampliamente empleados en la industria y en algunos campos geotérmicos). Las técnicas de extracción de bombeo son usadas en campos donde debido a las condiciones termodinámicas no es posible que fluya el recurso de manera natural. Se realiza una comparación con la técnica de inyección de aire *air-lift*, que es empleada para inducir el flujo de la salmuera en los pozos, sin embargo, aquí se presentará como una técnica de extracción continua del recurso.

Como técnica de extracción de energía se presentan los intercambiadores de calor de fondo de pozo. Estos ya tienen cierto tiempo de experiencia empleados como bombas de calor en

inmuebles, y aquí se muestra el interés por emplearlos como equipos en pequeñas centrales de generación eléctrica.

Se presenta el sistema *Power Tube*, considerado como técnica de generación *in situ*. El sistema es un ciclo binario compacto que está diseñado para el aprovechamiento del calor de la roca seca caliente.

En el capítulo tercero se muestra el análisis realizado a cada una de las técnicas delimitadas en el capítulo previo, ocupando los principios básicos de la conservación de masa y de energía, complementándolas con análisis de pérdidas de fricción en tuberías y análisis de transferencia de calor. Esto con el objetivo de evaluar las posibilidades que tiene al ser aplicadas a un determinado yacimiento geotérmico.

Para finalizar, en el capítulo cuarto se presenta una breve síntesis acerca de la factibilidad y posibilidad que existe de emplear cada una de estas técnicas.

1. APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA.

En este capítulo se presentará una síntesis acerca del aprovechamiento de la energía geotérmica, la localización de dichas fuentes energéticas así como el uso y la importancia que ha adoptado a nivel mundial. El empleo de estos recursos ha demostrado tener ventajas muy importantes, sin embargo, existen problemas que dificultan el aprovechamiento de estos recursos.

El objetivo de esta tesis está dedicada a encontrar soluciones a la problemática del decaimiento térmico que se presenta en los yacimientos explotados, se analizarán técnicas que empleándolas de manera adecuada, permitirán alargar el tiempo de vida de éstos.

1.1. ENERGÍA GEOTÉRMICA

Se conoce como geotermia al estudio y explotación de la energía contenida en el subsuelo terrestre, dicha energía es aprovechada mediante el uso de fluidos de transporte de calor, principalmente agua, localizados en cuencas o fracturas geológicas subterráneas llamados reservorios. Éstos se encuentran en zonas aledañas a grandes masas de magma que emergen a causa de erupciones, que posteriormente quedan atrapadas después de extinguirse un volcán. Con el pasar de los años, ésta acumulación de magma conocida como cámara magmática, cede su calor a los yacimientos hasta alcanzar temperaturas de 300°C o 400°C.

Para considerar que un reservorio puede ser explotado en forma adecuada debe cumplir condiciones apropiadas para esto, como lo es: contener un volumen de agua caliente suficientemente grande atrapado en el acuífero, tener alta temperatura y una buena permeabilidad. Estas características se examinan a través de la intervención de varios especialistas (geólogos, geoquímicos, geofísicos, vulcanólogos, etc.) y posteriormente, la perforación de pozos exploratorios para la confirmación del modelo conceptual que se tiene del yacimiento¹.

1.2. LOCALIZACIÓN DE RESERVORIOS GEOTÉRMICOS

El primer desafío a enfrentar para el aprovechamiento geotérmico es la localización de los yacimientos explotables, técnica y económicamente, para ello se conjugan técnicas de las diferentes disciplinas geotécnicas, mencionadas anteriormente, que con un buen manejo de la información, resulta en una alta probabilidad de éxito. La mayor certidumbre para

¹ Hiriart Le Bert Gerardo, *Geotermia en México: Una opción limpia y sustentable*, Revista *Electricidad Interamericana*, Chile, Edición 77 octubre-septiembre 2004

encontrar un yacimiento geotérmico se presenta en las regiones limítrofes de las diferentes placas tectónicas, especialmente en las áreas de subducción entre placas. Geográficamente se ha delimitado la zona conocida como Cinturón de Fuego (Figura 1.1), caracterizada por una constante actividad volcánica que concentra algunas de las zonas de subducción más importantes del mundo. Ahí, es posible encontrar cuencas y/o redes de fracturas geológicas que albergan agua con importante contenido calorífico, que logran obtener características termodinámicas para su aprovechamiento exitoso.

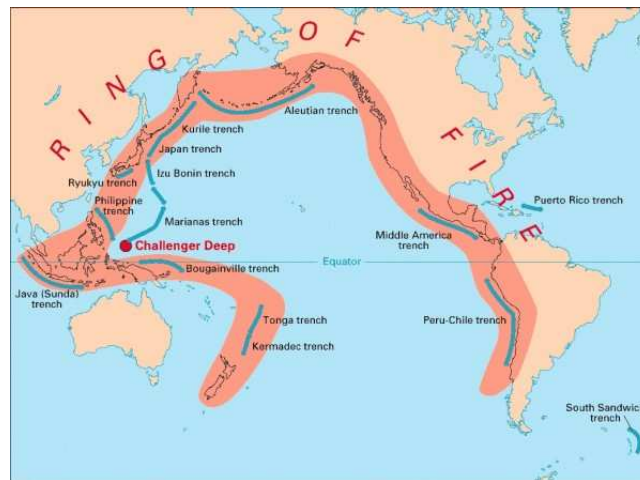


Figura 1.1 Ubicación de la zona de cinturón de Fuego
[Asia Infrastructure, 2009]

1.3. USO DE LA ENERGÍA GEOTÉRMICA

El calor geotérmico ha sido utilizado históricamente para diversas aplicaciones y en la actualidad pueden mencionarse las siguientes: generación de electricidad, balneología, confort habitacional, secado de alimentos, invernaderos, y algunos otros usos directos e indirectos como la desalación de agua de mar².

La generación eléctrica es una de las aplicaciones más importantes de la geotermia ya que este tipo de energía es considerada como renovable, además de contar con beneficios como la baja emisión de gases de efecto invernadero, es una fuente de generación continua y tiene un mínimo de riesgos en su manejo y empleo.

En términos generales para la generación de electricidad, se emplean ciclos termodinámicos que conjugan una fuente y un sumidero de calor para generar trabajo mecánico (con el uso

² Proyecto IMPULSA Desalación de Múltiple Efecto de baja energía MED-LE

de una turbina), y a su vez éste se transformará en energía eléctrica por fenómenos electromagnéticos al interior de un generador.

1.3.1. CICLOS DE GENERACIÓN

Por lo general, se extrae del yacimiento el fluido caliente que cederá su energía en una central para producir electricidad, según las características del yacimiento (agua o vapor dominante) puede ser implementada una o varias centrales de los siguientes tipos:

Ciclo a contrapresión: Como su nombre lo indica, en este sistema se emplean turbinas a contrapresión ($P_{\text{salida}} > P_{\text{atm}}$). Tiene como ventaja que estos equipos son una opción barata y se pueden instalar fácilmente, además son compactos y muchas veces, el gasto de vapor obtenido de un pozo productor suele alimentar un turbogenerador. Requieren de un mantenimiento menor comparado con otros sistemas (Figura 1.2).

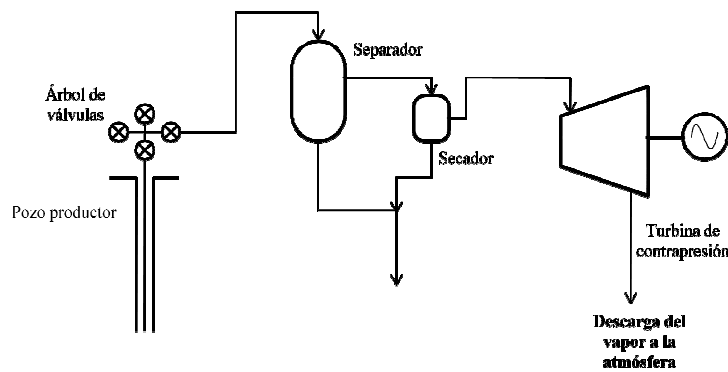


Figura 1.2 Ciclo a contrapresión
[El autor]

Aunado a esto, el consumo específico de los estos ciclos resultar considerable (aproximadamente el doble que para los ciclos a condensación), sin embargo, son muy útiles para ser empleados como plantas piloto, plantas de reserva, para pequeños suministros locales de pozos aislados e incluso (aunque en grado muy limitado), para cubrir las cargas máximas.

Ciclo a condensación: En estos ciclos, la descarga de vapor no se hace directamente a la atmosfera, sino a un equipo de condensación debidamente acoplado. Esto es para aprovechar mayor energía del vapor reduciendo la presión de descarga, con el fin de aumentar la potencia entregada por el turbogenerador y mejorar la eficiencia del ciclo (Figura 1.3).

En cuanto a los condensadores, se pueden emplear del tipo de contacto directo, que se emplean cuando no hay necesidad de recuperar el condensado, o condensadores de contacto superficial, que se emplean principalmente para evitar riesgos al ambiente local provocados por las concentraciones y naturaleza de los gases incondensables.

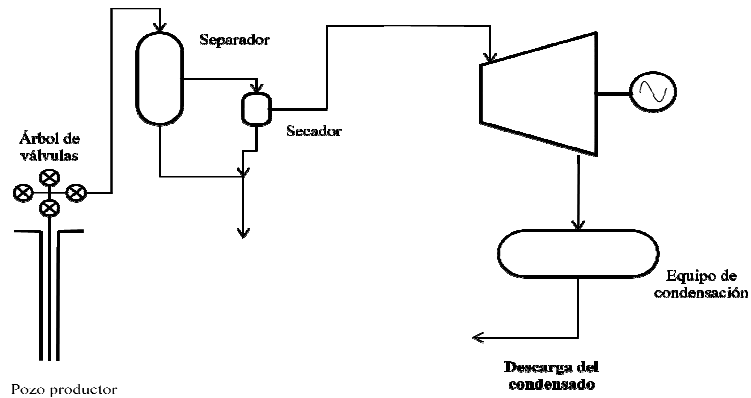


Figura 1.3 Ciclo a Condensación
[El autor]

La dificultad más seria que afecta el rendimiento de los ciclos a condensación está dada por la concentración de gases incondensables en el vapor. El vapor proveniente de los pozos no es puro, generalmente están presentes en pequeñas cantidades (1% al 3% en masa) típicamente CO_2 al 98% y H_2S restante³. Cuando esta concentración es más elevada, el costo de la remoción de gases en el condensador justifica el uso de centrales sin la etapa de condensación (ciclos a contrapresión).

Ciclos binarios: Este ciclo no ocupa el recurso geotérmico como fluido de trabajo, sino que aprovecha su energía calorífica a través del calentamiento de un fluido secundario, comúnmente isopentano o isobutano.

El fluido secundario fluye por un circuito cerrado. Aprovechando la energía térmica cedida por el recurso, éste es evaporado y enviado a una turbina donde genera el trabajo mecánico requerido, luego es condensado y bombeado nuevamente al intercambiador para continuar el ciclo (Figura 1.4).

En muchas plantas geotermoeléctricas es aprovechado el calor residual del agua líquida caliente en unidades de este tipo.

³ Op cit 1

Tiene como ventajas que se emplean mezclas de agua/vapor sin realizar separación, la mayoría de los problemas de corrosión se confinan al intercambiador, además, que es posible aprovechar más cantidad de calor de los recursos

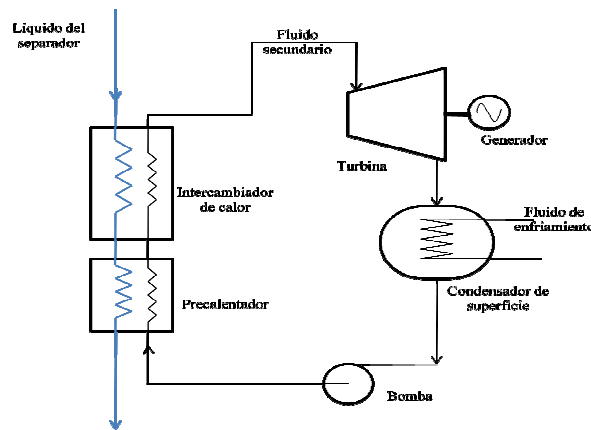


Figura 1.4 Ciclo binario
[El autor]

Estos ciclos son usados para aprovechar el calor remanente en la fase líquida separada de centrales convencionales. Sin embargo, es posible utilizar fluidos geotérmicos de más baja temperatura, aquellos que son químicamente desfavorables o que tiene una alta proporción de gases incondensables.

1.4. CAPACIDAD INSTALADA EN EL MUNDO

Varios países que se localizan sobre la zona del Cinturón de fuego, y algunos otros aislados como por ejemplo Europa central e Islandia, cuentan con las condiciones necesarias para la explotación de los yacimientos geotérmicos y basan parte de su producción eléctrica en el aprovechamiento de ésta energía, entre los que destacan EUA con 3093 MWe, Filipinas con 1912 MWe, Indonesia con 1197 MWe, México con 958 MWe e Italia con 842 MWe⁴, entre otros que se muestran en la Figura 1.5.

Además esos y otros países aprovechan el calor para usos directos como los son EUA con 3766 MW_t, China con 2282 MW_t, Islandia con 1469 MW_t, Japón con 1167 MW_t y Turquía con 820 MW_t⁵. En México, la energía geotérmica se emplea como uso directo a una escala menor, en procesos como el secado de frutas y madera, calefacción de inmuebles, invernaderos, etc. En la Figura 1.6 se muestra una comparativa de las capacidades

⁴ Asociación Geotérmica Mexicana, datos diciembre 2009

⁵ International Geothermal Association 2000

instaladas para la generación eléctrica y usos directos de los países de mayor explotación de los recursos geotérmicos.

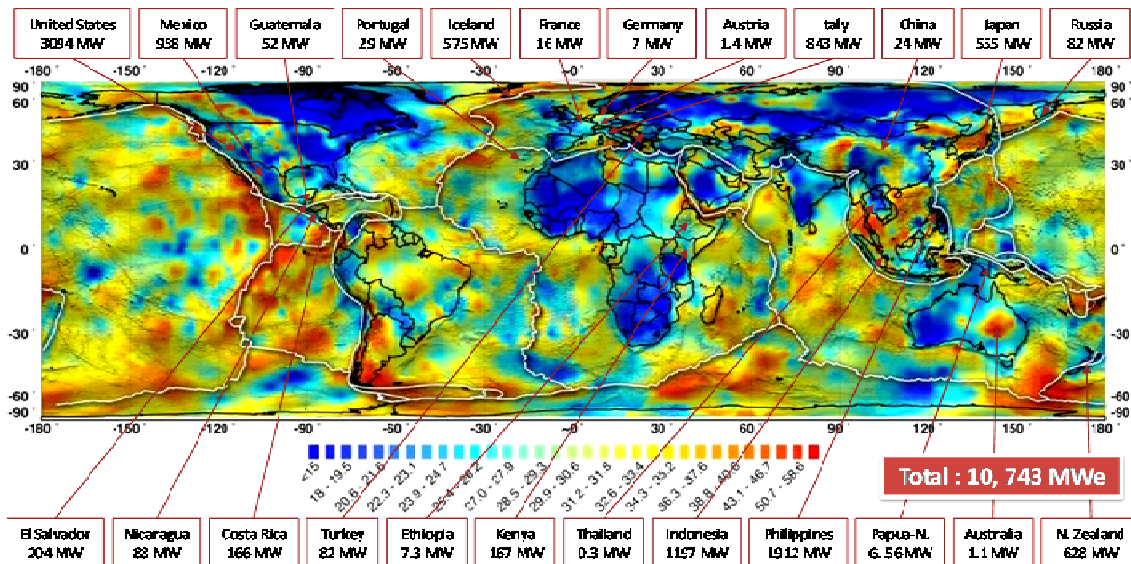


Figura 1.5 Esquema de explotación mundial de la energía geotérmica para generación eléctrica [-]

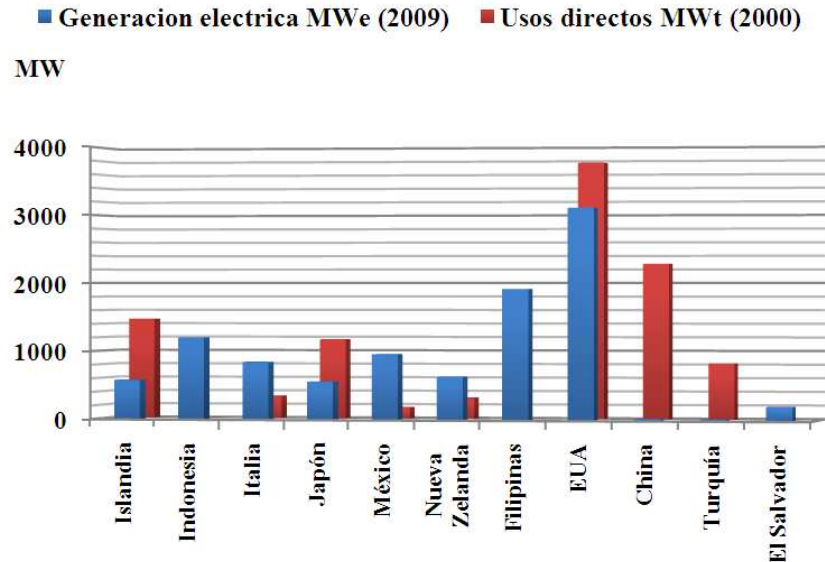


Figura 1.6 Grafica comparativa de capacidad instalada para la generación de electricidad y usos directos de la geotermia

[El autor]

México comenzó la producción de geotermoelectrica industrial en abril de 1973. Lo que inicialmente se desarrollo como una fuente alternativa de energía, actualmente se ha

transformado en una energía económica y competitiva con centrales de generación termoeléctrica convencional, ciclo combinado, etc.⁶. En nuestro país se tienen cinco campos identificados, de los cuales cuatro se encuentran en explotación con una capacidad instalada distribuida como se muestra en la TABLA 1.1.

TABLA 1.1 CAMPOS GEOTÉRMICOS EN MÉXICO

[Asociación Geotérmica Mexicana, 2009]

Campo Geotermoeléctrico	Capacidad MW
Cerro Prieto (B.C.)	720
Los Azufres (Mich.)	188
Los Humeros (Pue.)	40
Tres Vírgenes (B.C.S.)	10

Actualmente, la fracción aportada por la geotermia a la generación eléctrica nacional es de alrededor del 3.03% con 964.5 MW instalados⁷. La generación geotérmica tiene costos de generación altamente; los factores de planta son de 0.85, siendo los más elevados y solo equiparables con los de generación del tipo nuclear, lo que le permite ser carga base en el despacho nacional de energía⁸.

1.5. DECAIMIENTO TÉRMICO EN YACIMIENTOS GEOTÉRMICOS

A pesar de las grandes ventajas que se han descrito en este capítulo, suelen existir dificultades que limiten el aprovechamiento de estos recursos. Muchas veces, un esquema de sobreexplotación puede provocar el agotamiento de los yacimientos y dificultar, incluso inhabilitar, la posibilidad de aprovecharlos con los métodos convencionales.

El decaimiento térmico de un yacimiento geotérmico se refiere a la disminución de las propiedades termodinámicas apropiadas para la explotación. Éstas, se ven reducidas por dos principales razones: enfriamiento y despresurización del reservorio

La continua extracción del recurso provoca una caída de presión dentro del yacimiento, haciendo que las propiedades termodinámicas no puedan ser las adecuadas para que el recurso fluya de manera natural y sea necesario inducirlo. Algunas veces las técnicas tradicionales no proveen de resultados satisfactorios y el yacimiento es considerado como

⁶ *Op cit 1*

⁷ CFE Geotermoelectria, 3.03% de la electricidad producida al 30 de septiembre de 2008

⁸ Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2008, 28ª edición

agotado. Además, la despresurización provoca la intrusión de acuíferos aledaños, algunos de ellos someros y de menor temperatura, provocando el enfriamiento del reservorio

Sin embargo, aun cuando no sea posible extraer el recurso de manera convencional, existe un potencial energético del yacimiento que puede ser aprovechado utilizando técnicas innovadoras; esta tesis tiene como objetivo el evaluar dichas técnicas para aprovechar el remanente energético de yacimientos geotérmicos, que hayan sido considerados como “agotados”, y poder así alargar su tiempo de vida.

Existen técnicas que empleándolas de manera adecuada, aprovecharían estos recursos geotérmicos. El objetivo de esta tesis se centra en el análisis de dichas técnicas para ser un referente de una futura explotación del remanente energético de yacimientos que hayan sido considerados como agotados.

Estas técnicas se generalizan en:

- La extracción del recurso para su posible uso en superficie a través de técnicas convencionales como lo es el bombeo y la inyección de aire (*air-lift*)
- El empleo de fluidos secundarios en ciclos binarios aprovechando el calor de los recursos en el reservorio
- Posibilidad de la generación in situ con equipos diseñados para este fin

2. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA REMANENTE EN UN YACIMIENTO

El objetivo de este capítulo es el presentar distintas opciones para poder emplear el remanente energético, que es una problemática peculiar de algunos yacimientos geotérmicos. Aún teniendo un potencial energético importante, muchas veces no es posible que fluya el recurso a nivel superficie debido a las características termodinámicas de los pozos.

Con este fin se realiza una búsqueda bibliográfica del estado del arte que guarda la tecnología posible a aplicar y que básicamente se centra en los siguientes objetivos.

- 1) Extracción másica
- 2) Extracción de energía térmica
- 3) Generación eléctrica *in-situ*

2.1. EXTRACCIÓN DE MASA

La mayoría de las centrales de generación ocupa la salmuera de los yacimientos para la generación de electricidad. En las centrales de generación, el fluido bifásico (agua/vapor) se hace pasar a través de un orificio, generando una caída de presión y aumentando su calidad. Después, el vapor es separado y empleado en las turbinas de generación.

Cuando las condiciones termodinámicas en los yacimientos no son apropiadas para que el flujo vapor/agua (comúnmente) se induzca de manera natural, se emplean equipos de bombeo para la extraer el recurso.

Las bombas son equipos muy conocidos, empleados en la mayor parte de la industria. Estos generan una diferencia de presión que induce el movimiento de un fluido, en la dirección que sea necesaria. Este es método dinámico del que se hablará a lo largo de este trabajo.

Otro método, que resulta más simple y económico, es el bombeo a través de la inyección de aire (*air-lift*), el cual genera mezcla agua/aire de densidad menor. Debido a esta diferencia de densidades, la mezcla bifásica de aire/agua es inducida a ascender a lo largo de la tubería.

En la siguiente sección, se desarrollara más en cada uno de estos dos tipos de bombeo.

2.1.1. Bombas

Existen bombas fabricadas de diferentes materiales y diseños, capaces de manejar cualquier tipo de fluido, por agresivo que sea, desde fluidos altamente corrosivos, densos, con alto contenido de sólidos que les proporcionan características abrasivas, con alta precisión para manejar volúmenes controlados, inocuos para bombear productos alimenticios, con diferentes capacidades de bombeo, desde muy pequeñas, hasta volúmenes muy importantes, como las bombas abiertas de impulsor tipo tornillo, bombas inatascables con impulsor abierto, cerrado o semi-cerrado. Para instalarse en posición vertical u horizontal. Los equipos de bombeo son muy comunes, sin embargo, se han tenido muchos inconvenientes en el diseño de las bombas que están especialmente para los servicios geotérmicos, debido a las arduas condiciones de trabajo y al ambiente corrosivo a las que son sometidas. Para el caso de la aplicación geotérmica es necesario que cuente con las siguientes características:

- Capacidad de operación en un ambiente corrosivo
- Resistencia a la abrasión
- Capacidad de operación a altas temperaturas
- Capacidad de bombeo de agua a superficie para diferentes profundidades (50 a 80 m)
- Dimensionamiento adecuado para su colocación dentro de la tubería del pozo geotérmico

Las tres primeras condicionantes se centran en la selección del tipo de material que se utilice para cada elemento que compone la bomba y las dos últimas se relacionan con el diseño de la bomba misma.

No obstante a esto, existen actualmente dos tipos de bombas comerciales que son empleadas para estos casos:

- Bombas verticales
- Bombas sumergibles

2.1.1.1. Bombas verticales

Esta es accionada por un motor eléctrico, una turbina o un motor de combustión instalado sobre el terreno. La energía que se transmite a la bomba situada en el interior del pozo mediante varias flechas alineadas contenidas en tubos soportadas por cojinetes, situados generalmente a intervalos de casi 1.5 m en toda la longitud. Las bombas sumergibles se

tienen que colocar a profundidades de 300 a 600 m o más, de manera que pueden necesitarse cientos de cojinetes para soportar la flecha de la bomba. Hay bombas de este tipo que trabajan a 250°C o aun más. En la Figura 2.1 se presenta de manera esquemática este tipo de bomba.

Las principales características y limitaciones de este tipo de bombas son las siguientes:

Flecha: La flecha normalmente debe girar en posición vertical, por lo que se requiere que el pozo también tenga una aceptable verticalidad. La selección del material y el diseño de la flecha, dependen básicamente de dos factores:

- Potencia a transmitir
- Capacidad y resistencia a la corrosión

Este factor incide fuertemente en el límite para la longitud máxima que puede tener la flecha. Se fabrican flechas para alcanzar máximo 600 m.

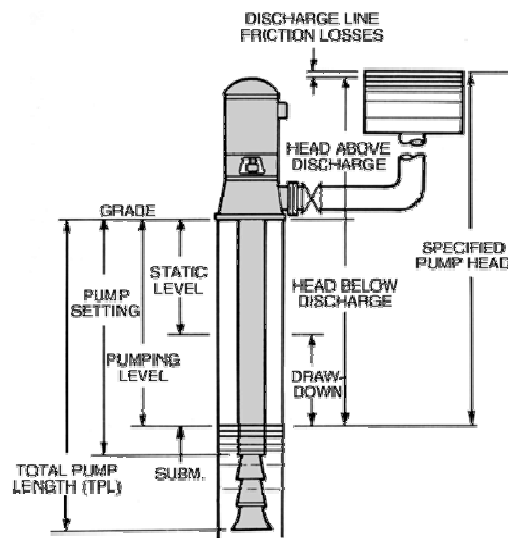


Figura 2.1 Representación esquemática de una bomba vertical de fondo de pozo [gouldpumps, 2005]⁹

De requerirse una flecha de mayor longitud, se debe realizar un desarrollo tecnológico, lo cual tiene un alto costo y los resultados no son inmediatos.

Existen básicamente dos tipos de flechas, las abiertas y las cerradas. La diferencia principal es que en la flecha abierta las chumaceras están en contacto con el fluido que se bombea.

⁹ *Goulds Pumps, vertical turbine pumps/Goulds V Series*

En la flecha cerrada normalmente se instala un tubo roscado que aísla la flecha del fluido. En este caso, la lubricación de las chumaceras se lleva a cabo por el aceite que se bombea desde la superficie por el espacio entre el tubo y la flecha.

Para aplicaciones geotérmicas se recomienda que la flecha sea del tipo abierto, por la simplicidad en el diseño y su montaje.

Ensamble de Tazones: Los elementos para el bombeo del fluido son los ensambles de tazones. Este conjunto se compone por la campana de succión, uno o más tazones intermedios, la flecha de tazones y los impulsores.

Debido a los diferentes materiales que integran el ensamble de tazones, la selección de estos materiales es muy importante para evitar pares galvánicos y en consecuencia, problemas de corrosión. El ensamble de tazones debe ser construido mecánicamente de una manera tal que el mantenimiento de campo sea sencillo.

En la Figura 2.2 se presenta de manera esquemática el ensamble de tazones.

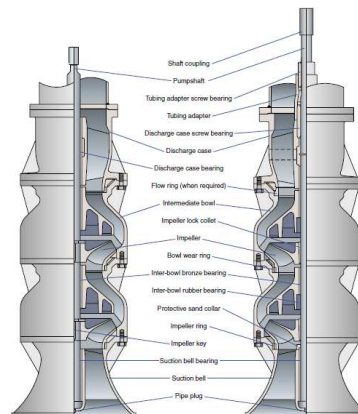


Figura 2.2 Representación esquemática de un ensamble de impulsores [sulzerpumps, 2006]¹⁰

Campana de Succión: Cualquiera que sea la selección para los tazones, se requiere instalar una campana de succión, con un cedazo en la parte baja. .

Ensamble de la Columna: Se define como el conjunto de columna y flecha, la cual se diseña para conectar los tazones con la cabeza de descarga de la bomba y que se encuentra a nivel de superficie. La columna cumple con dos objetivos básicamente.

¹⁰ SulzerPumps, Vertical Pumps

- Soportar el peso del ensamble de tazones.
- Conducir el fluido verticalmente, desde el punto de bombeo hasta la superficie.

En general la columna de ensamble se construye con secciones de extremos bridados que incorporan accesorios para la correcta alineación. Este tipo de construcción también facilita el desmontaje cuando se presentan problemas de corrosión. Para cualquier tamaño de columna el diseño estándar considera que las chumaceras de empuje se sueldan en la parte interna de la columna para asegurar que los componentes queden alineados de manera concéntrica.

En la Figura 2.3 se presenta de manera esquemática el ensamble de la columna.

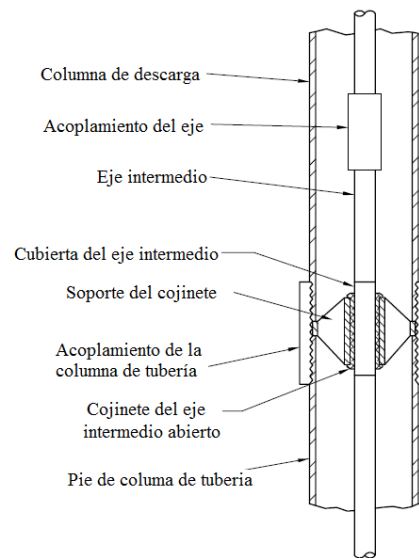


Figura 2.3 Ensamble de la columna
[nationalpumpcompany, 2005]¹¹

Cabezal de Descarga: Esta parte de la bomba cumple varias funciones, entre las más importantes:

- Cambia el sentido del flujo de la vertical a la horizontal.
- Proporciona un sello que permite el paso de la flecha para conectarse con el motor y evita que el agua descargue por este punto.
- Permite alinear el motor, los soportes de la columna y el ensamble de tazones.

Una cabeza típica de descarga en tipo “L” es lo que más se utiliza en esta tecnología, como se muestra en la Figura 2.4.

¹¹ National Pump Company, Vertical turbine Pump

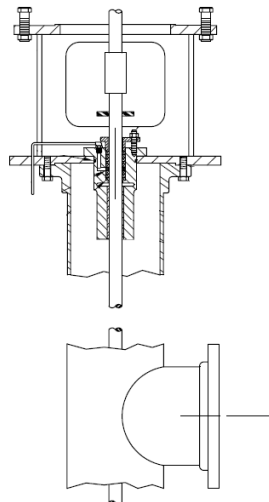


Figura 2.4 Cabezal de descarga
[nationalpumpcompany, 2005]

Al igual que el resto de las partes que integran este tipo de bombas, se requiere de una selección adecuada de materiales que eviten la corrosión galvánica. Los cabezales de acero al carbón con recubrimiento es lo más barato o bien combinaciones de este material con acero inoxidable puede aportar también buenos resultados, con una aceptable vida útil.

El pozo necesita tener una aceptable verticalidad para poder instalar la bomba. Entre más profundo se ubique la bomba se requiere una mayor verticalidad.

El diámetro de la flecha depende de la potencia de la bomba. Esta es una limitante importante, ya que para altos caudales y grandes profundidades del espejo de agua, la flecha debe incrementar su diámetro y como el claro para que fluya el agua se define como la diferencia en diámetros entre la columna y la flecha, el espacio anular será más reducido y las pérdidas por fricción se incrementan considerablemente.

2.1.1.2. Bombas sumergibles

BOMBA SUMERGIBLE ELÉCTRICA

En este diseño se tiene un motor eléctrico sumergido en el pozo y acoplado directamente a una bomba de varios pasos con admisión anular para el agua del pozo y una tubería vertical de descarga. El motor es de un diseño muy elaborado, ya que su diámetro está restringido a un tamaño menor que el pozo, con lo cual el radio del par de torsión es muy pequeño: por consiguiente es muy largo. La bomba eléctrica para inmersión en el pozo es relativamente barata; cuesta mucho menos que la bomba de flechas alineadas, pero su vulnerabilidad

radica en la dificultad de sellar un motor sumergido y en la capacidad del aislamiento para soportar las altas temperaturas.

Las bombas sumergibles de todos los tipos tienen que instalarse a una profundidad tal que queden debajo del nivel al que ocurriría la evaporación instantánea si el pozo estuviera descargando sin la ayuda de la bomba. La ebullición a profundidad se evita permitiendo que los gases emitidos por el agua del pozo se acumulen en el espacio anular sellado que circunda al tubo de descarga ascendente de la bomba o en la sarta de flechas alineadas. Estos gases mantienen una presión ligeramente mayor que la presión de vapor en la superficie libre del agua del pozo. Si los gases se acumulan en exceso y tienden a bajar el nivel del agua hasta un punto en el que la bomba pudiera comenzar a cavitarse, los gases atrapados pueden extraerse por un tubo de ventilación hasta la superficie en el grado en que se requiera. La ventilación puede ser necesaria solo una vez cada varios días, ya que la emisión de gases por el agua del pozo, cuando no está hirviendo, es moderada. Puede utilizarse un tubo de burbujas para detectar el nivel del agua a profundidad.

Aunque un pozo con bombeo puede producir más fluido que el mismo pozo operado sin ayuda, es necesario asegurarse de que la capacidad de la bomba no sea tan grande como para que la entrada de agua sea menor por la permeabilidad inadecuada de la formación; de lo contrario cavitarse la bomba y se generarán depósitos químicos en la formación.

Este tipo de bombas tienen una experiencia incipiente en el campo de alta temperatura, NEDO¹² de Japón incursionó en esta tecnología, aunque siempre con la gran limitante de la temperatura, alcanzando en los años 90's temperaturas de operación de 150°C. El gran reto que presenta esta tecnología para operar en aplicaciones geotérmicas es que al encontrarse el motor eléctrico inmerso en un fluido caliente, el enfriamiento del motor se dificulta considerablemente, así como el hecho de que el cable de alimentación eléctrica también está expuesto a condiciones extremas.

Sin embargo, las bombas sumergibles presentan ventajas muy importantes sobre las bombas verticales. El conjunto de bomba y motor se introducen en el pozo, sin importar la profundidad, ya que el acoplamiento entre la bomba y el motor se realiza de manera directa, sin flecha intermedia. Por lo anterior, también las chumaceras están expuestas a cargas muy reducidas, comparadas con una bomba vertical tipo turbina, en donde tienen que soportar la carga de la flecha. La tubería de descarga, que puede ser roscada, debe soportar el peso de la bomba aunque existen en el mercado tuberías de espesor suficiente para no tener problemas por este concepto.

¹² Nedo.go.jp/

Con respecto al pozo, no se exige ya una verticalidad como en el caso de las bombas tipo turbina, ya que nuevamente la flecha de acoplamiento no existe. La bomba puede operar con pozos incluso desviados sin problemas.

Como se puede deducir, el gran reto de esta tecnología es la operación en ambientes agresivos, con presencia de gases, arena y el bombeo del agua misma que se encuentra con una alta concentración de sales y el de resolver la parte eléctrica de manera confiable.

A continuación se presenta la información sobre bombas sumergibles para alta temperatura, aunque la aplicación se ha desarrollado para campos petroleros, donde se inyecta vapor a alta temperatura para recuperar el aceite en otro pozo. La compañía que ofrece este equipo es *Schlumberger*¹³ en donde las características del equipo permiten que opere a temperaturas hasta de 285°C y dentro de un amplio rango de flujo y presión de descarga. Como se puede observar, en la aplicación petrolera donde se recupera el petróleo gracias al efecto del vapor sobre el estrato superior, que provoca también cambios en la viscosidad y densidad del aceite, haciendo que por gravedad se transporte al pozo inferior, donde la bomba sumergible toma el fluido y lo bombea a la superficie.

El esquema constructivo de una bomba tipo sumergible se presenta en la Figura 2.5 donde puede distinguirse las partes importantes que integran el equipo: el motor eléctrico que se encuentra en el extremo inferior de la bomba, la succión del fluido en la parte intermedia y en la parte superior el ensamble de tazones, que en número suficiente transmiten al fluido la presión deseada. Una parte importante que se incluye en este tipo de bombas es el cable eléctrico, que aunque no se presenta en la figura, es parte esencial del funcionamiento del equipo.

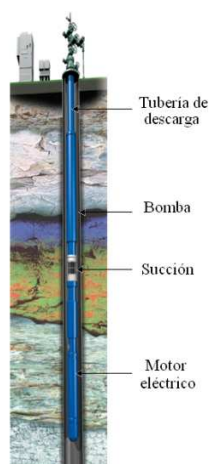


Figura 2.5 Bomba de tipo sumergible
[Schlumberger, 2006]

¹³ slb.com/services/artificial_lift/

Motor Eléctrico: El motor eléctrico está diseñado para operar en condiciones extremas y altas temperaturas. Es un motor trifásico, del tipo de inducción de dos polos, con un embobinado del motor con conductor de cobre y con un aislamiento seleccionado para soportar alta temperatura. La cabeza superior del motor está especialmente diseñada para soportar choques térmicos que se producen por variaciones bruscas de temperatura. Esta parte de la bomba tiene un sello metal-metal que evita la entrada de fluido al motor. El motor utiliza un sistema de chumaceras con aceite dieléctrico para asegurar que se realice una buena lubricación y que opere a las cargas requeridas en un ambiente de alta temperatura. Se dispone también de un recipiente suficientemente de almacenamiento de aceite, ubicado en la parte baja del motor que permite la expansión y contracción del aceite producidos por ciclos térmicos y cuenta con un filtro para eliminar residuos en el aceite que pudieran dañar las partes rotativas.

Con respecto a las temperaturas de operación, el motor puede operar a 260°C, mientras que el aislamiento del cable de embobinado está diseñado para soportar hasta 287°C. El aceite dieléctrico soporta también 287°C.

En la Figura 2.6 se puede apreciar una sección del motor eléctrico y del sello superior.

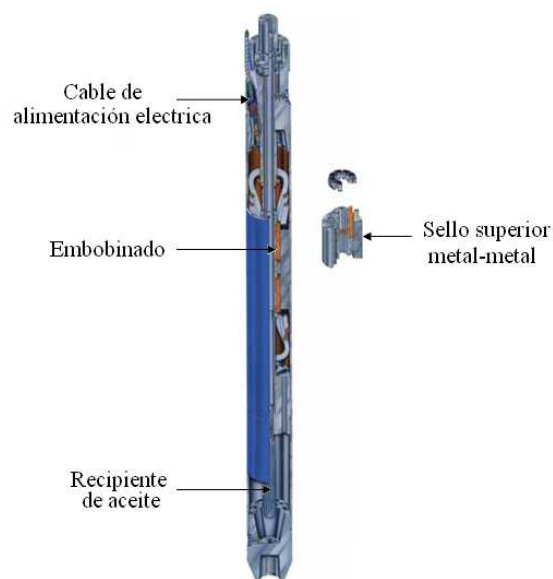


Figura 2.6 Motor eléctrico de la bomba sumergible
[Schlumberger, 2006]

Bomba: La bomba es del tipo centrífugo, multi-etapas que está diseñada para operar en condiciones de alta abrasión y en ambientes corrosivos, característico de ambientes geotérmicos. Al igual que el motor eléctrico, la bomba se diseña para poder soportar ciclos

térmicos, donde el material se contrae y se expande. La resistencia a la abrasión se consigue gracias a que las chumaceras cuentan con su propio sistema de lubricación, por medio de aceite limpio, lo cual también permite las variaciones de carga, operando con flujos bajos.

La bomba puede manejar una mezcla de líquido y gas, hasta en una fracción volumétrica del 75%. El diámetro de la bomba puede variar desde 4 hasta 12 pulgadas, por lo que puede instalarse en pozos donde la tubería de revestimiento sea de 4 $\frac{1}{2}$ hasta 13 $\frac{3}{8}$ de pulgada.

La bomba puede manejar flujos variables y van desde un mínimo de 0.5 a 350 m³/h, hasta flujos máximos variando de 14 a 600 m³/h para una frecuencia de 60 Hz.

Cable Eléctrico: El cable eléctrico es muy importante para la correcta operación de la bomba, ya que se debe introducir al pozo, hasta la profundidad a la cual se encuentra el motor. En consecuencia, el cable debe soportar el ambiente corrosivo y las altas temperaturas. El cable que alimenta la bomba sumergible se compone de un conductor, un aislamiento, una cubierta, una camisa y una armadura. En la Figura 2.7 se muestra la forma como se integra el cable de potencia. El cable puede operar correctamente con temperaturas hasta de 285°C.

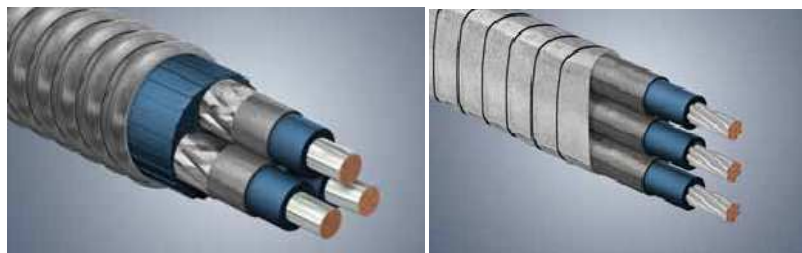


Figura 2.7 Cable para alimentación eléctrica con configuración redonda o plana
[Schlumberger, 2006]

2.1.2. INYECCIÓN DE AIRE (AIR-LIFT)

El bombeo a través de *air-lift* es empleado para aplicaciones especiales, donde las bombas convencionales y eficientes fallan al operar. Tiene como principales ventajas:

- Su simplicidad, tanto en operación como en la instalación
- Carencia de partes mecánicas

A pesar de la baja eficiencia que tiene el bombeo *air-lift*, esta técnica es apropiada para los manejos de sustancias corrosivas y pozos geotérmicos. Este tipo de bombeo cayó en desuso durante muchos años, y sólo recientemente ha sido reutilizado y mejorado, en vista de su creciente uso, y de su adaptabilidad a casos de bombeo más complejos.

Brevemente, el método consiste en introducir un extremo (parte inferior) de una tubería en posición vertical dentro del fluido que ha de ser bombeado, dejando su extremo superior para la descarga del flujo. En una parte de la tubería que se encuentra sumergida, se acopla otro tubo de un diámetro menor, donde cierta cantidad de aire es forzada a entrar con ayuda de un compresor. Esto tiene como fin el generar una mezcla del aire y el fluido a extraer (mezcla bifásica), obteniendo un flujo menos denso. Al reducir su densidad, se reduce la presión ejercida por su peso comparada con la presión que ejerce el peso del fluido sin mezclarse, tal diferencia es suficiente para hacer que la mezcla bifásica del fluido-aire ascienda hacia el extremo superior de la tubería.

La Figura 2.8 muestra un sistema típico de bombeo por *air-lift*. Está compuesta por un tubo de succión de agua, longitud l_e ; una sección de elevador l_s , que es la parte sumergida; y una sección residual l_d , por encima del nivel del agua.

El aire comprimido es liberado en el punto i (punto de inyección), que puede ser interno o externo al tubo de descarga, como se muestra en la Figura 2.9. La primera se le conoce como sistema de distribución externa y la segunda se le conoce como sistema de distribución interna.

En el tubo de succión, entre los puntos 1 e i , solo existe un flujo de agua, mientras que en los puntos i y 2 (elevador) existe una mezcla bifásica de agua-aire.

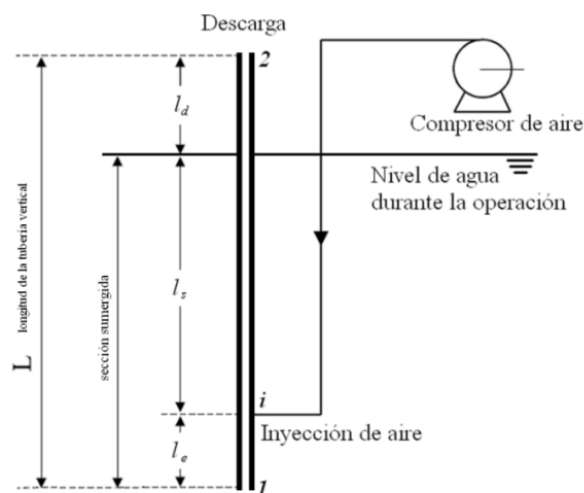


Figura 2.8 Esquema de un sistema de bombeo air-lift

[El autor]

Los sistemas de distribución externa son más eficientes que los sistemas de distribución interna, pero tienen la desventaja de ocupar un mayor espacio dentro del pozo geotérmico.

Esto limita el diámetro del elevador que puede ser empleado. Los sistemas de distribución interna, a pesar de las grandes pérdidas de fricción (que es lo que disminuye la eficiencia energética), es más versátil, y más fácil de instalar. Si el nivel del agua en el pozo fluctúa con el tiempo, el tubo de distribución interna puede ser fácilmente ajustado para asegurar condiciones de operación óptimas¹⁴. Esto resulta más difícil para los sistemas de distribución externa.

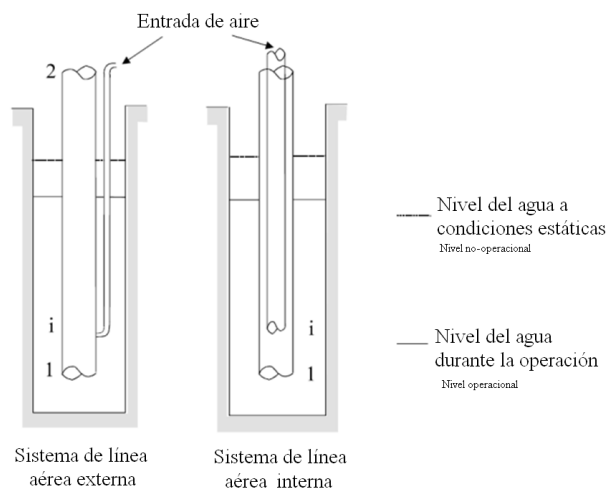


Figura 2.9 Tipos de sistemas de bombeo air-lift según el punto de inyección
[El autor]

Generalmente, el nivel del agua no es constante, suele disminuir conforme aumenta el rango de bombeo, aun disminuye ligeramente a pesar de tener un bombeo constante. Con esto en mente, se puede definir un nivel de agua no-operacional (nivel estático), y un nivel de agua operacional (nivel dinámico).

2.1.2.1. Parámetros de instalación

Los sistemas de bombeo *air-lift* son construidos para un uso cómodo, además existe una fácil disposición de materiales y las instalaciones no suelen ser complicadas. Por lo general, se emplean tubos de PVC, tubos de polietileno, accesorios de PVC, anillos de sujeción de acero inoxidable y bombas centrifugas.

En un sistema de bombeo convencional se puede distinguir las siguientes partes, como se ve en la Figura 2.10:

¹⁴ Muffler, L. J. Editor. (1979). *Assessment of Geothermal Resources of the United States-1978*. U.S. Geological Survey. Circular 790, U.S. Department of Interior

CUBIERTA O CARCASA

Tubería de inyección del aire: que es donde se ingresa el aire al sistema, que puede ser interna o externa a la tubería de descarga

Tubería de descarga: es la tubería vertical donde se hace ascender y descarga el flujo, también conocido como tubo eductor.

Pieza base: es una pieza final de la tubería de aire, que esta perforada para generar pequeñas líneas de corrientes de aire de modo que formen burbujas lo más pequeñas posibles, esto es para mejorar la eficiencia del equipo.

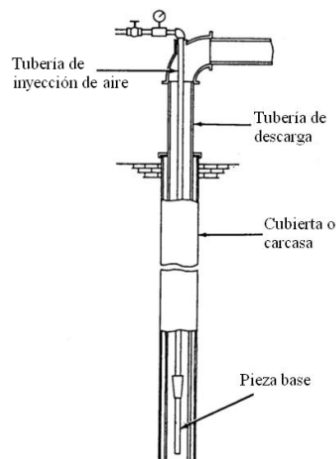


Figura 2.10 Características del sistema de bombeo air-lift
[El autor]

Además, para la instalación, se tiene que tener en cuenta las siguientes características del sistema.

Profundidad de Inmersión: es la proporción o porcentaje de la longitud del tubo de inyección de aire sumergida por debajo del nivel dinámico también conocido como nivel de bombeo, ver Figura 2.11.

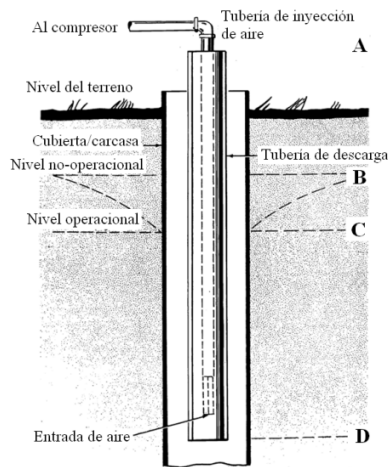


Figura 2.11 Parámetros de un sistema de bombeo air-lift
[El autor]

Presión de inyección del aire: para el cálculo de la presión del aire requerida para operar el bombeo de *air-lift*, se debe de conocer la longitud de la tubería de descarga sumergida por debajo del nivel estático del agua.

Rendimiento y eficiencia: estas dos características varían principalmente por el porcentaje de inmersión y la cantidad de aire. Generalmente, se aconseja un porcentaje de inmersión del 60% o más. Para este punto, es importante conocer el nivel dinámico del pozo, si un pozo tiene un nivel dinámico considerable, se suele reducir el porcentaje de inmersión, y con esto se podría reducir la eficiencia del sistema o quizá ni se pueda operar el equipo.

El bombeo por *air-lift* tiene la ventaja de no tener partes móviles o mecánicas. Sin embargo, para determinadas combinaciones de los parámetros geométricos y caudales de aire, el sistema suele ser inestable. En estos casos, el flujo del tubo de descarga resulta ser muy intermitente, y esto puede ser inaceptable para algunas de las aplicaciones requeridas. En estas condiciones de funcionamiento, la estructuración del flujo bifásico en el tubo ascendente se supone que es el típico para dos fases líquido-gas, conocido como flujo intermitente. Una clasificación de los patrones de flujo bifásico se muestra en la Figura 2.12. Cabe señalar que el patrón de flujo intermitente en la sección ascendente del tubo de descarga se produce sólo por los altos porcentajes de inmersión y gastos de flujo de aire reducidos.

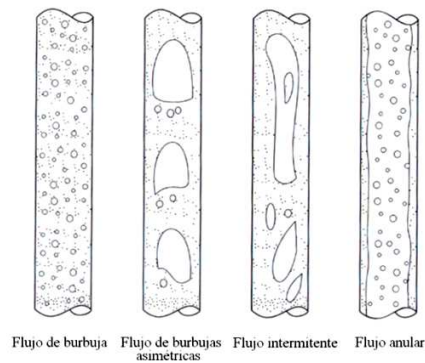


Figura 2.12 Patrones de flujo bifásico en tuberías verticales
[Kassab, 2008]

Actualmente, se han realizado muchas investigaciones en cuanto a la eficiencia de un sistema de bombeo por *air-lift*, se han estudiado los patrones de flujo generados por el porcentaje de inmersión y el gasto volumétrico de aire inyectado. Cada patrón de flujo bifásico tiende a modificar la eficiencia, así como la intermitencia y las posibilidades de bombear líquidos a diferentes profundidades.

2.1.2.2. Aplicaciones del bombeo *air-lift*

En la actualidad se han desarrollado aplicaciones del bombeo por *air-lift*, en las que se encuentran incluidos:

- Petróleo
- Bombeo de líquidos peligrosos
- Diseño de bio-reactores
- Recuperación de objetos arqueológicos
- Reciclaje de aireación en los digestores de lodos
- Minería profunda
- Recuperación de los nódulos de manganeso de los fondos oceánicos

2.1.2.3. Innovaciones en la técnica de bombeo *air-lift*

Para compensar las desventajas de los sistemas de bombeo *air-lift*, se han realizado varias implementaciones a sistemas que se han vuelto patentes innovadoras y algunas se han vuelto comerciales. Una de ellas es el Bombeo Geysers® (Figura 2.13) que junto con el bombeo *air-lift* se han empleado en varias aplicaciones desde su patente del año 2000. Se han hecho instalaciones para el Retorno de lodos activados (RAS), desecho de lodos activados (WAS), estabilización del flujo, remoción de arenas y recirculación interna. El Bombeo Geysers se ha estandarizado en el mercado del manejo de lodos activados. Con el

bombeo Geysier se garantiza la opción más rápida y barata para el tratamiento de aguas residuales.

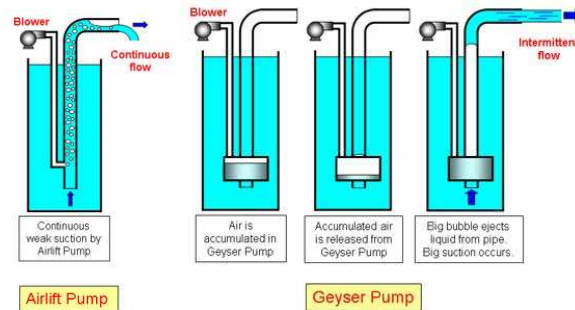


Figura 2.13 Configuración del bombeo Geysier
[airliftump, 2009]

El bombeo *air-lift* ha sido utilizado para la remoción de arena en común, pero el rendimiento no fue lo suficientemente bueno, principalmente porque la fuerza de succión baja. En muchos casos, la arena no se bombea. Para resolver este problema se ha desarrollado un bombeo híbrido entre Geysier y el *air-lift*. El bombeo por *air-lift* crea continuamente el ascenso del flujo vertical de la tubería y la bomba Geysier genera intermitentemente una gran burbuja. De esta manera, la arenisca es bombeada de manera eficiente con una menor cantidad de flujo de aire suministrado.

2.2. EXTRACCIÓN DE ENERGÍA

Además de la posibilidad de tener a nivel superficie el recurso geotérmico, y emplearlo en ciclos de generación adecuados, se plantea otra posibilidad: evitar alterar la sobreexplotación del yacimiento y únicamente aprovechar la energía térmica a través de otro fluido.

Esta idea ha sido empleada en varios lugares de las que se hace mención, aprovechándola con mayor énfasis en acondicionamiento de inmuebles. Sin embargo, no se descarta la posible generación eléctrica a través de esta técnica. Además, resulta atractivo para el aprovechamiento de otros tipos de yacimientos como lo son los de baja entalpía.

Actualmente se ha trabajado mucho en el mejoramiento de estos sistemas, innovando e investigando los posibles aprovechamientos de otros tipos de recursos geotérmicos.

2.2.1. DESARROLLO DE LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR DE FONDO DE POZO (DOWNHOLE HEAT EXCHANGER)

Los intercambiadores de fondo de pozo (DHE por sus siglas en inglés) son redes de tuberías que son sumergidas en pozos geotérmicos de baja o media entalpía (60 a 150°C) con el fin de extraer calor con fluido secundario. Este sistema presenta las siguientes ventajas:

- Se evita la extracción y operación de fluidos geotérmicos corrosivos
- Empleo de un fluido secundario
- Probabilidad mínima de fallo durante su operación

Los intercambiadores de calor de fondo de pozo convencionales son simples perforaciones donde en una pequeña parte (de 6 a 30 m) se instala una cubierta en la parte superior para sellar y dentro de ella, una tubería en forma de U, que es donde se transporta el fluido para la extracción de calor. En la mayoría de estos pozos, una pequeña cantidad de agua se bombea del pozo para el control de temperatura. (Figura 2.14)¹⁵.

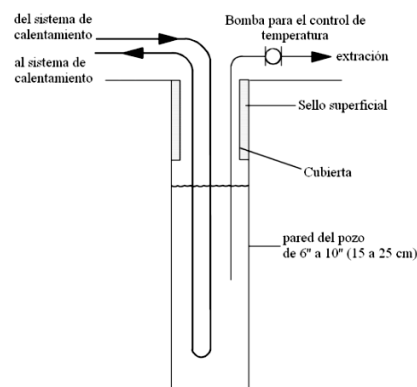


Figura 2.14 Intercambiadores de calor de fondo de pozo convencionales
[El autor]

Una innovación importante a este tipo de configuración es el de instalar una segunda carcasa. Estos pozos se diseñan con grandes diámetros de perforación (de 30 cm o más) y subsecuentemente son instaladas carcasas de pequeños diámetros en el fondo y a lo largo del pozo. A estas carcasas, se les realizan perforaciones en su parte inferior y superior cercana al nivel del agua del pozo como se aprecia en la Figura 2.15. Esto deja un espacio anular entre el borde del pozo y la carcasa instalada. El intercambiador de calor (tubería en U) es instalado dentro de la carcasa, y debido a que el calor es removido del pozo, el agua alrededor de la tubería (intercambiador de calor) esta enfriada y tiende a descender al

¹⁵ Lund John W., "The use of downhole heat exchangers", *Geothermics*, Volume 32, Issues 4-6, August-December 2003, Pages 535-543

fondo del pozo. Cuando esto ocurre, el agua caliente ingresa en el espacio anular generado. Esto es un movimiento natural que ayuda a mantener una temperatura relativamente constante en el agua del pozo y aprovechar de una mejor manera el calor.

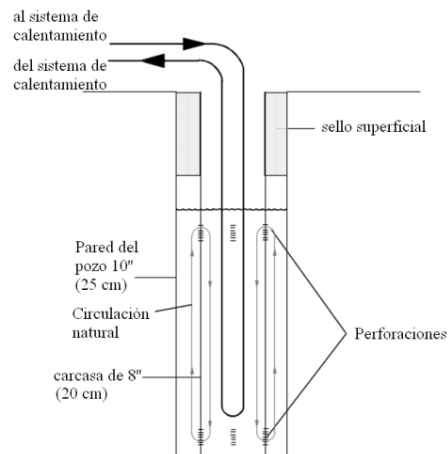


Figura 2.15 Intercambiadores de calor con celdas convectivas
[El autor]

A la carcasa implementada se le suele conocer como celda convectiva. En la Figura 2.16 muestra un grafico de comparación del perfil de temperaturas-profundidad, en un pozo con y sin celda convectiva. Ha de notarse que se muestran las longitudes y localización de las perforaciones realizadas en la carcasa.

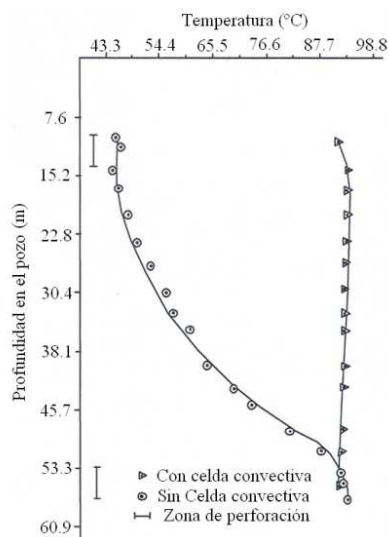


Figura 2.16 Gráfica comparativa del perfil de temperaturas en intercambiadores de calor con/sin celdas convectivas
[Muffler, 1978]

Existen a su vez, distintas configuraciones para las celdas convectivas, en cuanto a su diámetro, longitud y perforaciones. En la Figura 2.17 se aprecia la configuración usadas en los intercambiadores de calor de fondo de pozo en Nueva Zelanda. Nótese que se realizan perforaciones circulares y que además, que el intercambiador de calor se encuentra fuera de la celda convectiva.

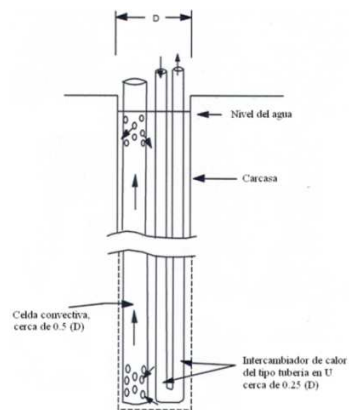


Figura 2.17 Configuración de intercambiadores de calor de fondo de pozo en Nueva Zelanda
[Muffler, 1978]

Otros diseños incluyen una serie de pequeños tubos con cabezales en cada extremo, suspendidos por debajo de la superficie del agua, y se suele usar tubos aceleradores existentes en el pozo para incrementar la circulación vertical del agua en el pozo, como se hace en Nueva Zelanda. Se ha usado también en Reno, Nevada, en Taupo y Rotorua, Nueva Zelanda, Suiza, Austria y Turquía.

Como fluidos de trabajo se emplea usualmente agua. Algunos sistemas, como las bombas de calor geotérmicas, que emplean el mismo principio de extracción de calor de los pozos geotérmicos, utilizan algunos refrigerantes, como el R11 (su uso se ha reducido por razones ambientales) y el 124A. Hay sistemas de intercambiadores de calor que emplean el ciclo Kalina (fluido de trabajo agua-amoniaco) para la generación eléctrica a partir de yacimientos geotérmicos.

Un efecto muy útil para las instalaciones de intercambiadores de calor es el llamado termosifón. Basándose en el decremento de la densidad con el aumento de temperatura del fluido extractor de calor, el fluido frío que ingresa al sistema, ejerce una mayor presión por su peso que el ejercido por el fluido caliente. Esta diferencia de presión genera el flujo dentro de la tubería. Esto trae como ventajas evitar el uso de un sistema de bombeo para el fluido extractor de calor. La circulación por termosifón provee de 0.21 a 0.35 bar de diferencia de presión en las líneas de circulación y de retorno para flujos de 1.0 a 1.5 l/s y de 5 a 11°C de cambio de temperatura, produciendo de 80 a 265 MJ/h (20 a 70 kWt).

Por lo tanto, los sistemas de circulación por bombeo se implementan en pozos de menor temperatura o en sistemas más grandes con el fin de aumentar el caudal y la temperatura.

Los sistemas de intercambiador de calor de fondo de pozo, ya sea por sistemas de bombeo o empleando el principio de termosifón, rara vez fallan, al menos que se sobredimensionen. Una condición que ocurre de vez en cuando en los pozos en la zona de las laderas se le conoce como *cave in* o un derrumbamiento. La realidad es que no es tan catastrófico de cómo suena, debido a las vibraciones terrestres y la erosión natural, cierta cantidad de tierra y fragmentos de roca pueden acumularse en el fondo del pozo. Por periodos de algunos años, este material puede acumularse y reducir el flujo de agua caliente dentro del pozo, reduciendo su capacidad calorífica. La solución a esto es retirar el intercambiador del pozo y remover el material con un perforador especial que recoja el material perdido acumulado en el fondo.

La mayor problemática para los intercambiadores es la corrosión en la superficie exterior de los tubos, porque al estar sumergidos en agua caliente y después ser expuestos a la intemperie, la corrosión se presenta como un fenómeno natural. Esto da como resultado que la mayoría de los equipos de estos intercambiadores requieren ser reemplazados en la parte cercana al nivel del agua en intervalos de 10 y 15 años. Esto es un promedio, ya que algunos pozos causan fallas en periodos muy pequeños como de 5 años. El reemplazo de estas partes requiere de los servicios de la compañía de bombeo de pozos o de una perforadora. Un camión equipado con un gran mástil y un cabrestante extrae del pozo la tubería corroída. Esta operación tarda por lo general un día.

La corrosión en los intercambiadores de calor, sucede al exponer la tubería húmeda a la intemperie. Recientes investigaciones indican que el simple sellado de la parte superior del pozo que prevenga la entrada del aire (que es como el combustible de la reacción de corrosión) es la estrategia más eficiente.

2.2.2. PRINCIPALES PROBLEMÁTICAS DE LOS INTERCAMBIADORES DE CALOR DE FONDO DE POZO

El *Geo-Heat Center* tiene un largo historial de estudio sobre el desempeño y construcción de los intercambiadores de calor de fondo de pozos, teniendo como objetivo el reducir los efectos corrosivos que suelen presentarse.

El primer intercambiador de este tipo fue instalado en Klamath Falls, Oregon en 1930. Fue construido con tubos de acero al carbón, y eventualmente ocurrieron daños por corrosión en la tubería, siendo más frecuente en las cercanías del nivel del agua en el pozo. Para

combatir los esfuerzos de la corrosión, se utilizaron tuberías galvanizadas con zinc, instalación de una sección de tubería de latón en el nivel del agua y recubrimientos de aceites y parafina en los intercambiadores de calor.

El uso de tubería galvanizada no dio resultados satisfactorios, se encontró que el agua del recurso tenía lixiviados de zinc, y para temperaturas mayores a 135°F (57°C), la relación ánodo-cátodo del zinc y del hierro se invierte. El uso de tubería de latón en la línea de agua fue un poco más aceptable, pero como es recurrente el no poder predecir el nivel del agua ya que esta cambia y es difícil que la sección de latón pueda mantener al mismo nivel. El construir totalmente los intercambiadores de calor de latón resulta excesivamente caro. El derrame de aceite en el dispositivo es desaprobado por razones ambientales, pero se ha llegado a ver que tiene algún efecto en reducir la corrosión en la interface agua-aire. Así, la práctica de recubrimiento con parafina ha llegado ser común, mostrando que se reduce factiblemente la corrosión. Muchas veces se recomienda el sellado de los pozos para prevenir la intrusión de oxígeno.

Las prácticas mencionadas se enfocan en la corrosión ocurrida en las cercanías del nivel del pozo, y no a la corrosión de los intercambiadores de calor ocurridas por debajo del nivel de agua. Este fenómeno no está completamente entendido, pero se ha llegado a considerar que es causado por pequeñas corrientes de sistemas eléctricos terrestres y a las interacciones de metales disueltos de las rocas con el agua del acuífero.

Algunas de las técnicas que se han empleado para resolver los problemas de corrosión en el fondo de los intercambiadores de calor es el emplear ánodos de sacrificio y tuberías de acero al carbón con recubrimientos de resinas comerciales y polietileno extruido. Los beneficios de los ánodos de sacrificio no son del todo concluyentes y el uso de resinas comerciales, como el *Mastic Plus*, no ha sido satisfactorio porque a temperaturas mayores a los 150°F (65.5°C), este material se vuelve frágil, ocasionando fracturas.

En Reno, Nevada, se han empleado diferentes tuberías no metálicas desde inicios de 1980 como polietileno, polibutileno, CPVC, y epoxi-fibra de vidrio¹⁶. Polietileno, polibutileno y CPVC no han sido satisfactorios, ya que el índice de presión de trabajo decrece considerablemente a temperaturas de 140°F a 160°F (60°C a 71°F). El uso de tuberías de epoxi-fibra de vidrio en los intercambiadores ha tenido mayores ventajas, pues este tipo de material tiene altas temperaturas y altos índices de presión de trabajo además de que presenta buena resistencia a la corrosión. Sin embargo, se debe de tener mucho cuidado en las instalaciones, ya que las tuberías de epoxi-fibra de vidrio se suelen unir con una

¹⁶ Lund John W. et al. "Assesment of Downhole heat exchangers in existing wells in Puina District, Hawaii", Geo-Heat Center, Institute of Technology, Klamath Falls, Oregon EUA, junio 2007

conexión roscada, y se han observado fallas cerca de las uniones. Hay una tendencia en Reno, Nevada de construir los intercambiadores de calor de acero inoxidable, el cual es cerca de cinco veces el costo de los intercambiadores de calor construidos con tuberías de acero al carbón.

El *Geo-Heat Center* ha visto resultados recientes y satisfactorios con el uso de polietileno entrecruzado (*cross-linked polyethylene* PEX) como material de DHE. La manufactura de este material es un proceso químico que crea una larga cadena molecular, resultando en un material más durable que puede resistir un amplio rango de presión y de temperaturas; la tubería de PEX puede resistir temperaturas superiores a 200°F (93°C) a 80 psi (552 kPa). Tanto como la primera y segunda instalación de este tipo, se realizaron en residencias en Klamath Falls, Oregon. Ambas instalaciones extraen calor de pozos geotérmicos con temperaturas del acuífero cercanas a 200°F (93°C), y no se han tenido problemas de operación. Con esto se ha demostrado que los DHE de PEX son muchos más baratos que los DHE metálicos y con una instalación más simple.

2.2.3. DESARROLLO DE INTERCAMBIADORES DE CALOR DE FONDO DE POZO COAXIALES (DOWNHOLE COAXIAL HEAT EXCHANGERS)

Una configuración muy distinta a la convencional, son los llamados intercambiadores de calor de fondo de pozo coaxiales (*downhole coaxial heat exchangers* DCHE). En estos, se diseñan dos tuberías coaxiales, generando un espacio anular. La parte inferior de la tubería externa se encuentra sellada, mientras que la tubería interna se encuentra abierta y ligeramente más arriba que la tubería externa. Se hace pasar un fluido a través del espacio anular generado, absorbiendo el calor de los alrededores. Estos pueden ser del tipo hidrotermal, roca seca caliente (*hot dry rock* HDR), roca húmeda caliente (*hot wet rock* HWR) o roca súper caliente (*super hot rock* SHR) adyacente al magma (a veces denominada calor geomagmático). Una vez que el fluido absorbe el calor, se concentra en la parte inferior del arreglo de tuberías. Dado que aumenta su temperatura por el calor absorbido, su densidad se reduce y comienza a ser empujada a través de la tubería interior por la presión ejercida por el peso del fluido frío que ingresa al sistema. Se muestra un esquema básico de este tipo de intercambiadores en la Figura 2.18.

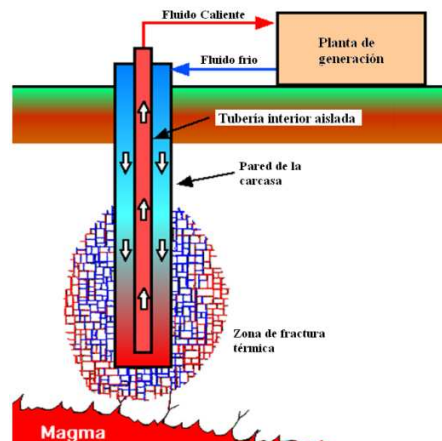


Figura 2.18 Configuración de los intercambiadores de calor de profundo coaxiales DCHE
[Yasukawa, 2003]

Esta configuración tiene como fin el aprovechar otros tipos de recursos geotérmicos, y poder así implementar sistemas con una mayor libertad en ubicación y en profundidad. Muchos de los sistemas DCHE se construyen a profundidades de 3000 m, y se realiza investigaciones para poder mejorar el rendimiento, así como mejorar su operación e instalación¹⁷.

2.2.4. EJEMPLOS DE SISTEMAS DE INSTALACIÓN DE INTERCAMBIADORES DE CALOR DE FONDO DE POZO

KLAMATH FALLS, OREGON

La comunidad de Klamath Falls, en Oregon es muy conocida en el ámbito geotérmico. El aprovechamiento de este recurso ha dado grandes beneficios a sus habitantes, como la implementación de servicios como suministro de agua caliente para uso domestico, generación de electricidad, acondicionamiento climático de lugares públicos o viviendas particulares.

El primer intercambiador de calor que se instaló fue en Klamath Falls, en un pozo geotérmico de la ciudad, alrededor de 1930. Con la temperatura del agua de pozo y la carga térmica predicha, se determinó la longitud de tubo necesaria. Basados en la experiencia, se dio un estimado de lo que se podía obtener, “un pie de serpentín por 1500 BTU por hora (1.44 kW/m)”. Actualmente se ha investigado mucho sobre el rendimiento de este tipo de intercambiadores de acuerdo a sus parámetros de diseño, así como también los beneficios obtenidos al emplear distintos fluidos extractores de calor.

¹⁷ Morita Koji, et al, “Case studies on small-scale power generation with the downhole coaxial heat exchanger”, *Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turquía, 24-29 abril 2005*

En general, los pozos son de 25-30 cm de diámetro, con perforaciones de 6 m o más, dentro del agua caliente del acuífero conocida como *live water*, se instalan carcassas de 20 cm de diámetro que favorecen a la circulación por convección natural del agua del acuífero (celdas convectivas). Algunos pozos tienen colocado un sello alrededor de la carcasa a profundidades de 6 a 15 m, y de ahí se cimentan hasta la superficie. Se instalaron las celdas convectivas por debajo del nivel estático del agua, tienen perforaciones de 1x15 cm en la parte inferior y superior. Los pozos que no tienen carcassas perforadas o tienen un bajo flujo de agua caliente de acuífero, requieren de un bombeo para incrementar el flujo vertical y el mezclado del agua del acuífero (Figura 2.19).

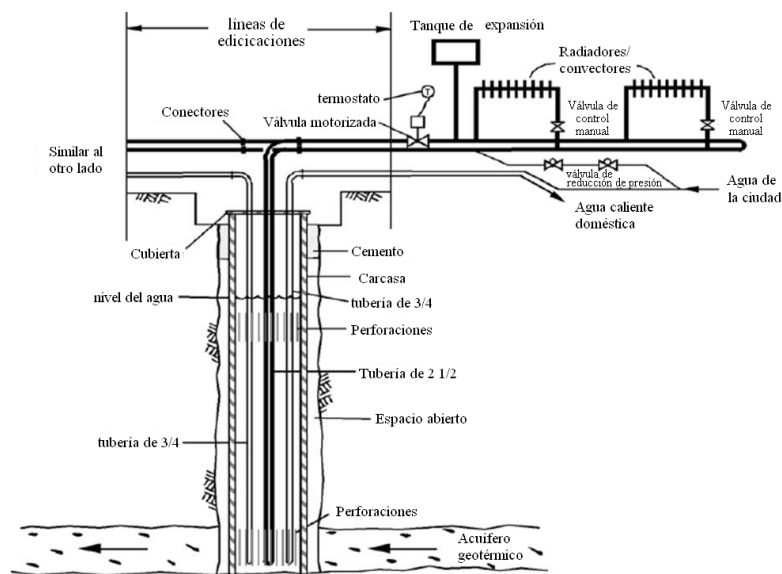


Figura 2.19 Sistema típico de intercambiadores de fondo de pozo en Klamath Falls Oregon
[Muffler, 1970]

Además, en algunos pozos se instalan tuberías para servicios de agua doméstica o agua limpia a la población. El sistema de calentamiento principal es un sistema cerrado, mientras que el sistema de agua doméstica caliente es un sistema abierto. Los acoplamientos deben de ser maleables para facilitar su manejo. La Figura 2.20 ilustra las distintas configuraciones de DHE utilizados en pozos geotérmicos con instalación de agua de servicio en Klamath Falls.

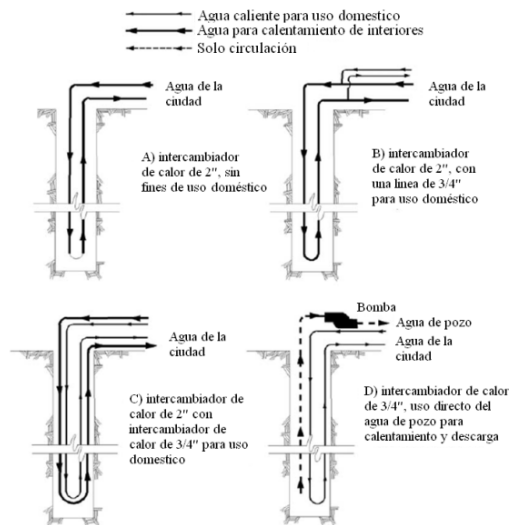


Figura 2.20 Configuraciones de intercambiadores de fondo de pozo [Muffler, 1979]

Algunas viviendas particulares, han ocupado el calor de los pozos geotérmicos para implementar bombas de calor en sus viviendas, y en algunos casos en zonas residenciales.

INTERCAMBIADORES DE CALOR EN TURQUÍA

En Turquía, los intercambiadores de calor de fondo de pozo han sido usados de manera importante entre 1981 a 1990. Una de estas instalaciones es parte del sistema de calentamiento geotérmico en la ciudad de Balçova cerca de Izmir en la costa oeste de Turquía. Esta instalación de intercambiadores de calor de pozo geotérmico es una de las más grandes en el mundo, en términos de extracción de energía. Durante el periodo de 1981 a 1997, había 11 instalaciones de intercambiadores de calor de este tipo en Turquía, pero ahora solo hay cinco, dos instaladas en Simav y tres en Balçova. Estos cinco sistemas son de paquetes múltiples en el pozo. Normalmente, dos o cuatro tuberías en U son conectadas a un calentador común para proveer de calor a un edificio. Los pozos en Balçova son de 100 m (330 pies) de profundidad y las tuberías del intercambiador son de 10 m (33 pies) de longitud.

En la Figura 2.21 se muestran fotografías de las instalaciones de intercambiadores de calor en Balçova, se cuenta con 3 paquetes de intercambiadores de calor y podría producir tanto como 2 millones de kcal/hr (8 millones de BTU/hr) o 2.3 MW_t para una velocidad de flujo de 2 m/s (6.6 ft/s).



Figura 2.21 Intercambiadores de calor de fondo de pozo en Balçova

[Morita et al, 2005]

PLANEACIÓN DE GENERACIÓN ENERGÉTICA EN JAPÓN

Uno de los países que se ha ocupado y buscado una mejora tecnológica a este tipo de intercambiadores es Japón. Este país se encuentra en una región donde abundan los recursos geotérmicos, ya sean de alta, media o baja entalpía, recursos hidrotermales, de roca seca o húmeda y actualmente han dado avances en el aprovechamiento de la denominada energía geomagnética¹⁸.

Japón está interesado en el aprovechamiento de los recursos renovables, principalmente estos recursos geotérmicos, ya que ha causado efectos positivos, como la reducción en emisión de CO₂, reducción en el fenómeno llamado calentamiento urbano de la isla *urban heat-island* y la reducción de la capacidad total de sus plantas de generación.

En la Figura 2.22 se muestran los tipos y las zonas en Japón, donde se han implementado este tipo de intercambiadores de calor para sistemas de calentamiento, ya sean como las configuraciones convencionales de tuberías en U o los intercambiadores de calor coaxiales. Además se muestra también el uso de sistemas híbridos de intercambiadores de calor de fondo de pozo y energía solar.

¹⁸ Yasukawa Kasumi, Takasugi Shinji "Present status of promotion of underground thermal utilization in Japan", *Geothermics, Volume 32, Issues 4-6, August-December 2003, Pages 609-618*

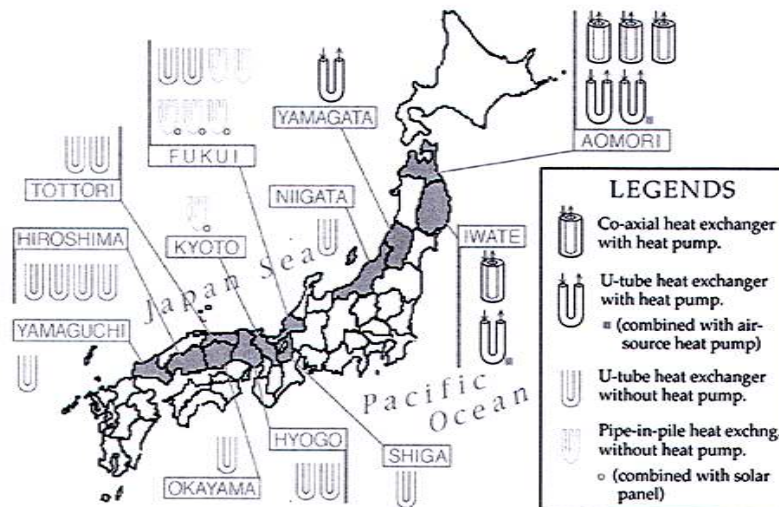


Figura 2.22 Empleo de sistemas de intercambiadores de fondo de pozo en Japón [Yasukawa, 2003]

2.2.5. SUSTENTABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE INTERCAMBIADORES DE CALOR DE FONDO DE POZO

La energía geotérmica es suficientemente grande y básicamente se encuentra en todas partes, generándose de manera continua. Si no existiese una extracción de esta energía, esta fluiría en dirección radial hacia el exterior, que en teoría, generaría isothermas paralelas a la superficie terrestre. Sin embargo, debido a la explotación y extracción, hay zonas donde hay gradientes de temperatura y presión. La extracción de fluido/calor que se pueden producir depende de cada reservorio geotérmico y de la diferencia que hay en sus porcentajes de extracción.

Una producción excesiva puede traer beneficios económicos como un temprano retorno de la inversión, pero también puede traer con ello el agotamiento del recurso o incluso su deterioro. Sin embargo, una producción moderada que tenga en consideración las características del reservorio local (tamaño del reservorio, tasa de recarga natural, etc.), puede asegurar un tiempo de vida más amplio y una producción sustentable.

En el caso de los intercambiadores de calor de fondo de pozo, después de un periodo de operación se crea una configuración similar a isothermas cilíndricas concéntricas, teniendo como centro el intercambiador de calor. Se generan gradientes de temperaturas en las cercanías del dispositivo (Figura 2.23), que a su vez genera flujos de calor radiales dirigidas al intercambiador de calor, tratando de reemplazar el déficit que se ha generado a causa de

la extracción. Este flujo de calor alcanza altos valores (de varios W/m^2) comparado con los flujos de calor que van hacia la superficie terrestre (80 a $100\text{ mW}/m^2$)

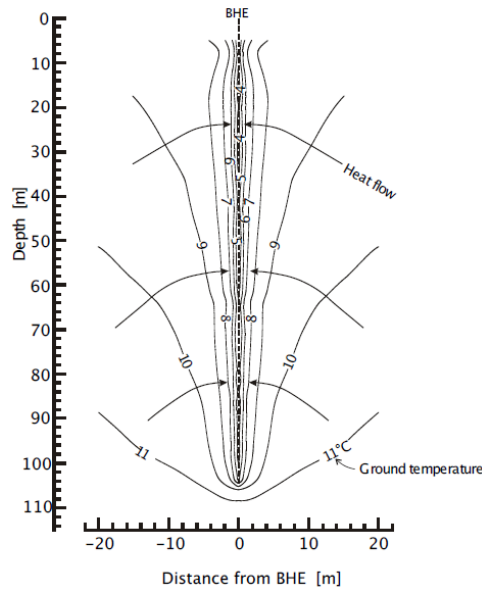


Figura 2.23 Isolinias de temperaturas calculadas alrededor de un intercambiador de calor de fondo de pozo a 105 m de profundidad

[Muffler, 1978]

Los intercambiadores de calor de fondo de pozo han demostrado ser un sistema muy competitivo y además de una solución óptima para el uso de los recursos geotérmicos, por lo común, de baja entalpía ($< 110^{\circ}C$). Las investigaciones sobre dicho tema tienen como objetivo la reducción de los problemas que se han visto durante la operación de muchos sistemas; no obstante a esto, su uso ha ido en aumento, pues son sistemas sencillos tanto en operación como en instalación.

2.3. GENERACIÓN IN SITU

Es una tecnología no demostrada, que a decir de sus desarrolladores, tiene como propósito el aprovechamiento del calor de recursos geotérmicos para la generación de electricidad a través de un sistema compacto, que dé facilidades para su instalación y su mantenimiento.

Este sistema es un diseño tubular de ciclo Rankine orgánico, se acopla un intercambiador de calor, un turbogenerador, un condensador y una bomba en un espacio cilíndrico de 1.2 m de diámetro por 60 m de largo. *Power Tube Inc.* es la compañía que construye y comercializa estos sistemas, sin embargo, hay que destacar que aun no existen instalaciones de estos equipos y aún se encuentra en fase de prototipo.

El diseño del intercambiador de calor está orientado a aprovechar la energía térmica de los alrededores, principalmente de yacimientos de roca seca caliente, con el fin de evaporar el fluido de trabajo presurizado por un compresor acústico de alta tecnología. Una vez evaporado el fluido, éste transmite parte de su energía a un turbogenerador para generar la energía eléctrica. El flujo es enviado a un condensador para cerrar el ciclo (Figura 2.24).

El fluido de trabajo de este sistema es una mezcla de isopentano e isobutano, los cuales evaporan cuando el sistema está en contacto con recursos a una temperatura de por lo menos 104°C. Para aumentar la absorción del calor geotérmico a través del fluido de trabajo, se pretende la instalación de un segundo intercambiador llamado *thermal riser*. Este intercambiador sería colocado a mayores profundidades (2286 m) donde se alcanzan temperaturas de alrededor de 316°C (500°F).

Los módulos del sistema pueden ser intercambiados con otros módulos de mayor o menor capacidad, dependiendo de la capacidad o de la aplicación y del recurso térmico disponible.

La unidad entera se encuentra bajo tierra, solo la cabina de control se encuentra en la superficie. Existen arreglos tubulares para generar 1, 5 o 10 MW eléctricos empleando, según información del fabricante, 10 acres (40 470 m²) de instalación; diseñado para que el mantenimiento sea mínimo y superficial. No obstante, como se ha mencionado, no hay equipos en operación que puedan sustentar estas características mencionadas.

Se han diseñado prototipos de dimensiones de 60 cm de diámetro y 26 metros de largo, los cuales tienen potencias estimadas de 1 MW. Se tiene programada la instalación de estos prototipos en Hawaii y Costa Rica.



Figura 2.24 Configuración de la instalación de un sistema Power Tube
[powertubeinc, 2009]

2.3.1. COMPONENTES CONSTRUCTIVOS DEL SISTEMA

Turbina /Generador: la turbina es empleada para mover el generador, aproximadamente a 10 000 rpm. Se emplea como fluido de trabajo una mezcla de isopentano/isobutano. Para todo el ciclo se emplea vapor sobrecalentado, evitando la formación de pequeñas gotas (fase líquida). Por el mismo arreglo, la turbina tiene una orientación vertical, acoplada directamente a los generadores para su aprovechamiento eléctrico (Figura 2.25).

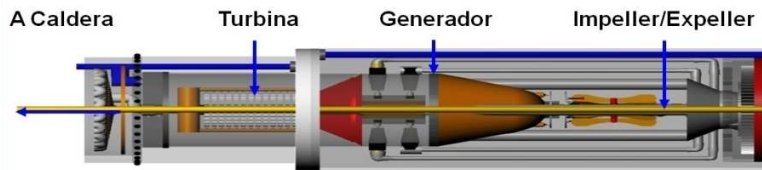


Figura 2.25 Turbina/ Generador
[powertubeinc, 2009]

Condensador /Bomba: el condensador es de tipo flujo cruzado, con tubos provisto de aletas, enfriado por aire, permitiendo tener en fase líquida el fluido de trabajo antes de entrar a la bomba de alta presión (Figura 2.26).

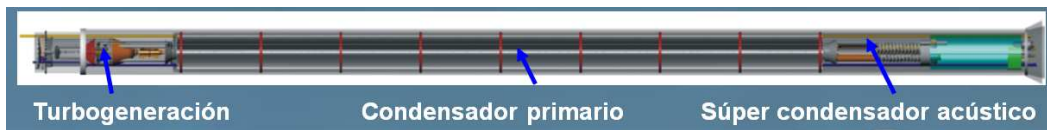


Figura 2.26 Condensador/ bomba
[powertubeinc, 2009]

Tiene un compresor acústico que usa el 10% de la energía de un compresor de refrigeración pero funciona comprimiendo helio con ondas de sonido a una frecuencia limpia. Al comprimir el gas, luego se suelta en la cámara de expansión. Sobre esta cámara se encuentra enrollada una tubería especial. Existe transferencia de energía entre la cámara de expansión y la tubería, allí el gas propulsor se convierte de nuevo en líquido. Se envía de nuevo a la caldera para empezar nuevamente el proceso.

El equipo *Argus* de *Power Tube Inc.*, funciona con 4.5 kW en cada cilindro, a una frecuencia resonante de 480 Hz, con una capacidad de enfriamiento de 150 gpm de 44°C a 5°C en 15 segundos (Figura 2.27).

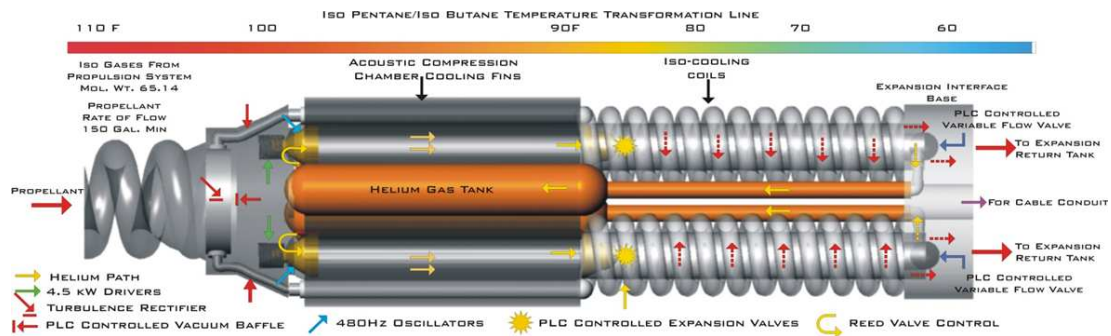


Figura 2.27 Compresor acústico

[powertubeinc, 2009]

Calentador: es un intercambiador de coraza y tubos, que permite el flujo de calor de las rocas calientes al fluido de trabajo, con el fin de elevar su temperatura y generar el vapor necesario a la entrada de la turbina (Figura 2.28).

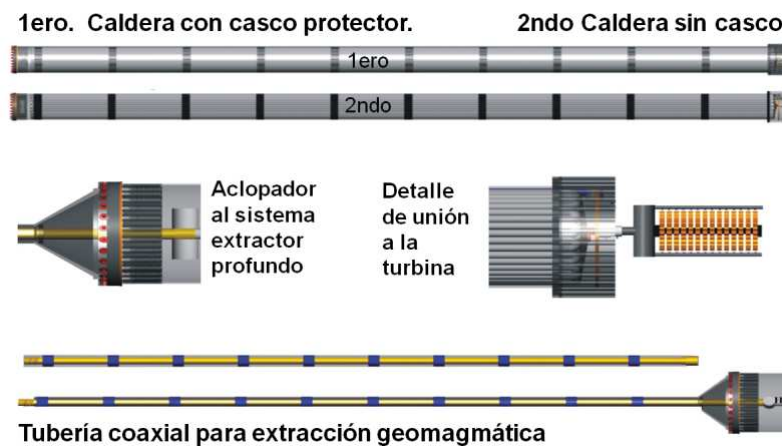


Figura 2.28 Caldera

[powertubeinc, 2009]

Thermal Riser (aumentador térmico): Este dispositivo, que es un intercambiador de calor extra, aprovecha el calor de la región activa magmática (energía geomagnética), y así, el fluido de trabajo aumenta su temperatura, reduciendo las pérdidas de bombeo del sistema

Este ascensor está diseñado para bajar a profundidades de 7,500 pies (2000 m) donde existen por norma, temperaturas de 600°F. (318°C).

Existen unidades comerciales como el *Power Tube Argus* de *Power Tube Inc.* (Figura 2.5.6), diseñado para 5 a 10 MW y se ha buscado que el mantenimiento para la operación del equipo sea el mínimo. El mantenimiento es realizado por un centro de control

remoto vía satélite. El sistema está diseñado para que el supervisor pueda ajustar la configuración del PLC, según sea necesario.

Estos tubos de potencia tienen alrededor de 80 sensores distribuidos en todo el arreglo controlados por un PLC adecuándose a la instrucción vía satelital y a la transformación y distribución necesaria en red.

Este sistema esta patentado bajo el No. 6259165 de la oficina de patentes de Estados Unidos (*United States Patent and Trademark Office*)¹⁹ Figura 2.29.

FIG. 3

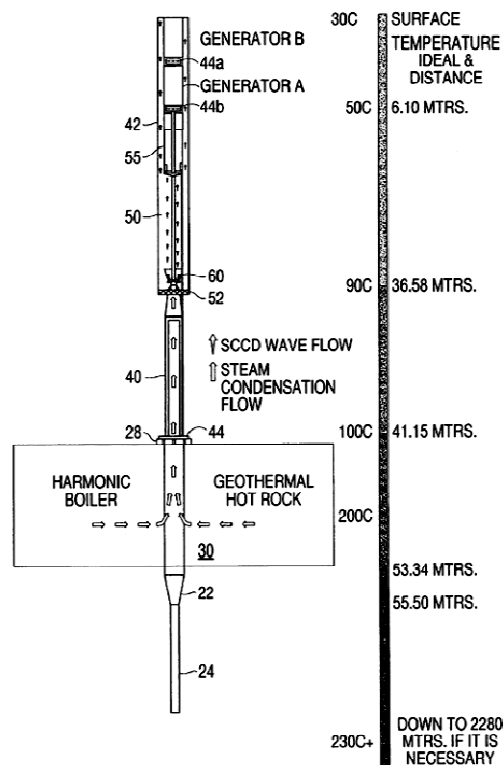


Figura 2.29 Descripción del modelo, Patente 6259165
[USPTO, 2009]

¹⁹ United States Patent and Trademark Office.com

El *Power Tube* está compuesto de cuatro unidades modulares básicas. La vida útil se ha estimado para 5 años. La compañía *Power Tube* sugiere las siguientes ventajas sobre su producto

- No usa agua, vapor o presión de vapor para producir electricidad.
- La huella de superficie minimiza la contaminación visual.
- Se cree que es silencioso.
- El costo de mantenimiento e instalación se estiman bajos.
- Reducción del espacio comparado con las plantas geotérmicas convencionales.
- Genera energía eléctrica a bajo costo.
- Genera energía eléctrica de manera continua.

Sin embargo, a causa del interés de la compañía por vender su producto, se poden en duda varias de las ventajas presentadas.

En el capítulo tercero, se analizará el decaimiento térmico de un yacimiento, concluyendo sobre la baja sustentabilidad del sistema y la sobrestimación de la generación eléctrica; también se presentará una crítica realizada por John Lund, director de *Geo-Heat Center* del Instituto Tecnológico de Oregon acerca del bajo potencial energético de los recursos geotérmicos de roca seca caliente.

En cuanto a la contaminación, la instalación del sistema en cualquier parte del planeta, los tiempos de instalación y mantenimiento, la generación eléctrica ininterrumpida, etc., no existen instalaciones de estos equipos, y por tanto, no hay manera de comprobar la veracidad de dichas ventajas.

Aunque a decir de los desarrolladores el sistema cuenta con algunas ventajas operativas, es tema de discusión la operación del sistema, ya que, al funcionar en esquemas de transferencia de calor con roca seca, se deberá calcular la potencia y tiempo de consumo de energía del yacimiento.

3. ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA EL APROVECHAMIENTO DEL REMANENTE ENERGÉTICO

A continuación, se presentarán los análisis realizados a cada una de las técnicas presentadas en el capítulo anterior. Los análisis se realizaron a través de empleo de las ecuaciones fundamentales de balance de masa y de energía, complementándolas con ecuaciones de pérdidas de presión en tuberías y transferencia de calor. A pesar de que es un análisis sencillo, es la base que puede proveer de buenos parámetros para determinar un sistema de aprovechamiento de los recursos y contemplar la factibilidad de futuro proyecto.

3.1. EXTRACCIÓN DE MASA

Para la extracción de masa, se evalúan los dos sistemas: bombeo por métodos mecánicos (bombas del tipo turbina vertical y sumergibles) y el bombeo por inyección de aire *air-lift*, siendo este último empleado para la inducción de pozos, pero aquí se evaluará como un método de bombeo continuo.

3.1.1. BOMBEO

En primer término se establecen los requerimientos para instalar la bomba, independientemente si el motor se encuentra en superficie o en el fondo del pozo.

3.1.1.1. Requerimientos técnicos para instalar las bombas

Para que la bomba opere correctamente debe colocarse a una profundidad tal que evite la cavitación, la cual puede presentarse en la succión de la bomba, por una disminución de la presión del agua por debajo de la presión de saturación y que provocaría la presencia de vapor de agua en los impulsores. Al incrementar la presión del agua se produciría entonces la implosión de las esferas de vapor y por consecuencia, la cavitación. Adicional a lo anterior, la presencia de vapor y la disminución de la densidad del fluido producirían una disminución de la capacidad de la bomba y pérdida importante de la eficiencia. Es necesario tener presente que la bomba es una máquina volumétrica, por lo que la densidad del fluido a bombear incide directamente sobre la capacidad del equipo.

Por lo anterior, es necesario verificar que la profundidad a la cual se coloque la bomba asegure que no se llegará a alcanzar la presión de saturación en la trayectoria que siga el agua, desde la succión hasta la descarga de los impulsores.

La Figura 3.1 presenta los parámetros importantes que deben considerarse para el cálculo de la sumergencia, los cuales son independientes del tipo de bomba que se vaya a instalar. Para fines ilustrativos se utilizará la bomba de fondo de pozo tipo vertical.

El nivel estático del agua es la profundidad a la cual se encuentra la interface entre el líquido y el aire dentro del pozo a flujo cero. El nivel dinámico del agua es la profundidad a la cual llega la interface cuando se extrae un caudal determinado. En la medida que el caudal que se extrae del pozo aumenta, el nivel dinámico se ubica a mayor profundidad.

Esta es una característica de cada pozo y se obtiene de una prueba de producción. La variación de este perfil depende de la permeabilidad del estrato que se explota y de la aportación de fluidos hacia el pozo.

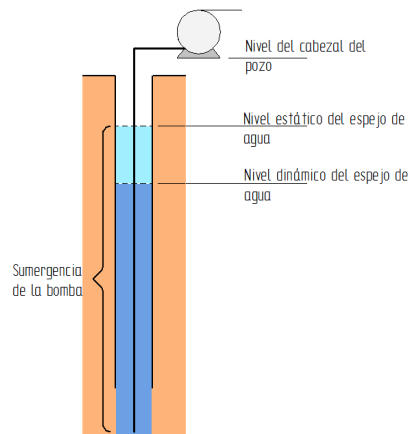


Figura 3.1 Parámetros de instalación de una bomba de fondo de pozo

[El autor]

Una curva típica de variación del nivel dinámico de un pozo se presenta a continuación. Figura 3.2.

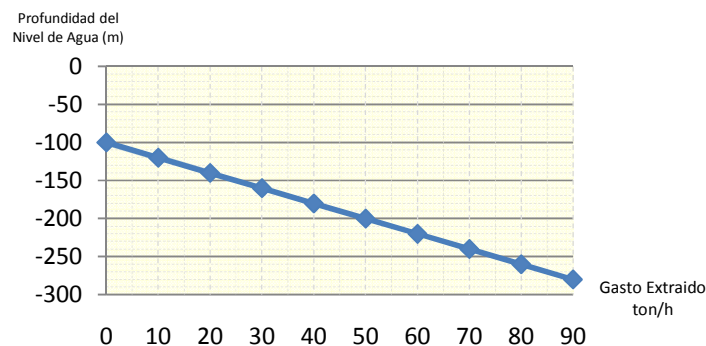


Figura 3.2 Variación del espejo de agua en el pozo con respecto al gasto másico de extracción

[El autor]

La pendiente de esta curva se le conoce como índice de productividad del pozo y es un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido. Se expresa como la relación entre el caudal producido y la diferencia de nivel dinámico medido en el pozo. Si el flujo que llega al pozo se encuentra en la fase líquida el índice de productividad se acerca a una recta, como es el caso que se presenta. Dicho índice se expresa como:

$$IP = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde

IP: índice de productividad

Q: Gasto que se extrae

P_r: Presión estática

P_{wf}: Presión dinámica al gasto *Q*.

Es muy importante determinar el IP del pozo donde se va a instalar la bomba, ya que si se sobrevalua este índice, la bomba se colocará a mayor profundidad a la requerida y el número de tazones también será mayor, incidiendo directamente en el costo de adquisición del equipo y en la operación. Si se considera un valor menor al real, entonces la bomba puede presentar problemas operativos al ubicarse por arriba del nivel dinámico del pozo; o bien, cavitarse al reducir la presión por debajo de la presión de saturación del fluido a bombear.

De esta comparación se puede observar que el índice de inyectividad o productividad del pozo puede variar de sector a sector por varias razones:

- Influencia de la permeabilidad de la roca
- Daño en el pozo por efecto del tiempo que ha estado produciendo o inyectando y provocado por la depositación de las sales a nivel de la matriz, como la sílice o los carbonatos.
- Daño por efecto de inyección de fluidos durante la etapa de perforación.
- Otras causas no identificadas

Es evidente que para decidir la instalación de una bomba en algún pozo existente requiere que se realice específicamente en él una prueba de producción y de no ser posible, al menos una prueba de inyección con el fin de conocer el posible nivel dinámico que se presente en el pozo, para el gasto que se pretende bombear.

La presión de evaporación del fluido es muy importante, sobre todo cuando se pretende bombear agua a alta temperatura. En caso de colocar la bomba con una carga hidrostática inferior a la presión de evaporación, al iniciar la operación de la bomba se induce la presencia de vapor al nivel de los tazones, lo cual provoca la cavitación.

La sumergencia es la profundidad por debajo del nivel estático del agua a la cual debe instalarse el impulsor de la bomba para evitar la cavitación y se define con la Ecuación 2:

$$S = |Hd - He| + h v \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

S: Sumergencia

He: Nivel estático del espejo de agua

Hd: Nivel dinámico del espejo del agua

h v: Columna de agua equivalente a la presión de vaporización correspondiente a la temperatura del agua

Para ilustrar este ejemplo considérese que el agua se encuentra a una temperatura de 250 °C y la presión de saturación correspondiente es de 40 bar. Si la densidad del fluido es de 800 kg/m³, la carga hidráulica que debe ejercerse por la columna de agua para evitar la cavitación es de 510 m.

Se muestra la TABLA 3.1 mostrando las distintas profundidades donde se colocaría la bomba. Es necesario mencionar aun cuando sea reiterativo, que el cálculo de la sumergencia es válido para los dos tipos de bomba.

Se observa que para algunas condiciones de operación, la bomba de fondo de pozo tipo vertical se encuentra superada por sus limitantes tecnológicas de alcanzar a asentarse máximo a profundidades de 2000 ft (600 m). De hecho se puede comentar que si el nivel estático se encuentra a 500 m ya la tecnología no alcanza a ser aplicable, independientemente de la temperatura del fluido.

TABLA 3.1 RESULTADOS DE LA SUMERGENCIA DE LA BOMBA PARA DIFERENTES TEMPERATURAS

[El autor]

Temperatura	Presión de saturación	Columna de agua	Nivel Estático	Nivel Dinámico	Sumergencia de la bomba	Profundidad total
°C	bar	m	m	m	m	m
130	2.7	29	50-500	100-650	79-179	129-679
140	3.6	40	50-500	100-650	90-190	140-690
150	4.8	53	50-500	100-650	103-203	153-703
160	6.2	69	50-500	100-650	119-219	169-719
170	7.9	90	50-500	100-650	140-240	190-740
180	10.0	115	50-500	100-650	165-265	215-765
190	12.6	146	50-500	100-650	196-296	246-796
200	15.5	183	50-500	100-650	233-333	283-833
210	19.1	228	50-500	100-650	278-378	328-878
220	23.2	281	50-500	100-650	331-431	381-931
230	28.0	345	50-500	100-650	395-495	445-995
240	33.5	419	50-500	100-650	469-569	519-1069
250	39.8	507	50-500	100-650	557-657	607-1157

CAÍDAS DE PRESIÓN

Para calcular la pérdida de presión en un ducto vertical transportando agua caliente y en estado de saturación, desde la profundidad donde se ubica la bomba hasta la superficie, se puede considerar que la tubería de descarga sea de 8" y de 10" para instalarse dentro de pozos con cámara de bombeo de 9 ⁵/₈" y 13 ³/₈". Se hace la consideración que el agua se puede encontrar desde 200°C, hasta 250°C y se muestran incrementos de 10°C. Para el caso del flujo a bombear se analizan tres escenarios de 100, 200 y 250 ton/h.

Para el cálculo de caída de presión, se realizó una discretización a lo largo de la tubería con la base en la Ecuación de la energía.

La caída de presión será igual a la Ecuación 3:

$$P_{k+1} = P_k - \rho g \Delta z - f \frac{\Delta z D^2}{2} \rho \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde

- P_{k+1} : Presión del siguiente elemento discretizado
- P_k : Presión del elemento inicial
- ρ : Densidad del flujo, evaluado en P_k y la entalpía inicial
- f : Factor de fricción
- D : Diámetro de la tubería
- v : Velocidad del flujo
- Δz : Longitud del elemento discretizado

El primer término representa la Presión del elemento inicial, el segundo término la caída de presión por columna de agua y el tercer término las pérdidas por fricción en el ducto. Se tuvieron las siguientes consideraciones:

- El flujo es adiabático e isoentálpico.
- Las propiedades termodinámicas son el promedio en tiempo y espacio, dentro del intervalo considerado.
- El flujo es homogéneo y no se toma en cuenta el deslizamiento entre fases.
- Para el cálculo se considera para todos los casos que la presión de fondo es de 45 bar.

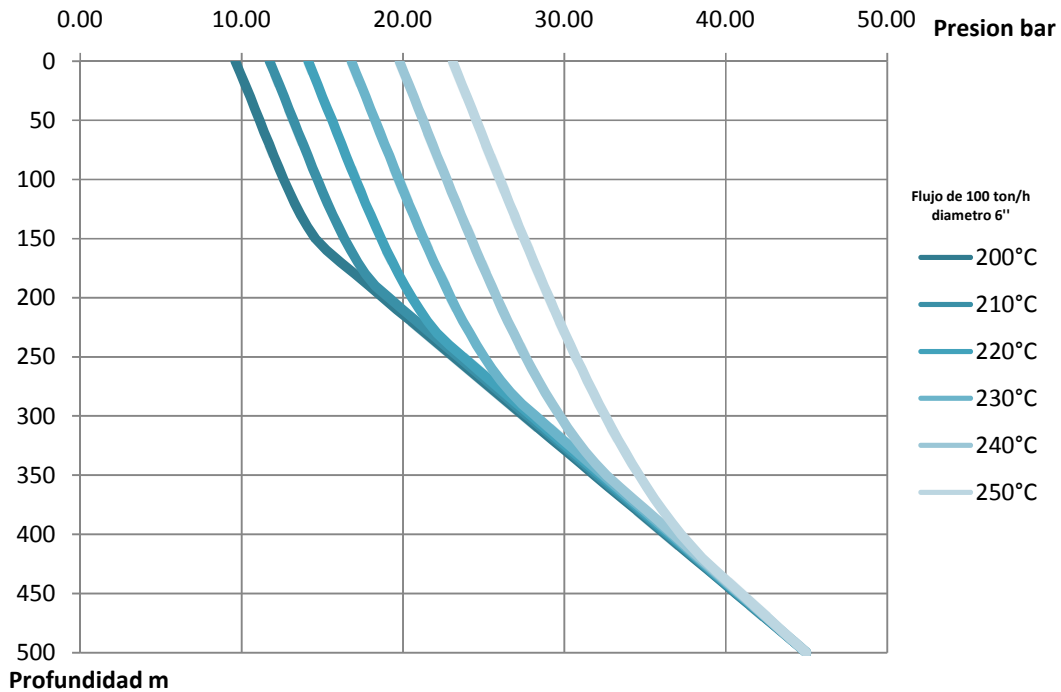


Figura 3.3 Gráfica de caída de presión para un flujo de 100 ton/h para una tubería de 6''

[El autor]

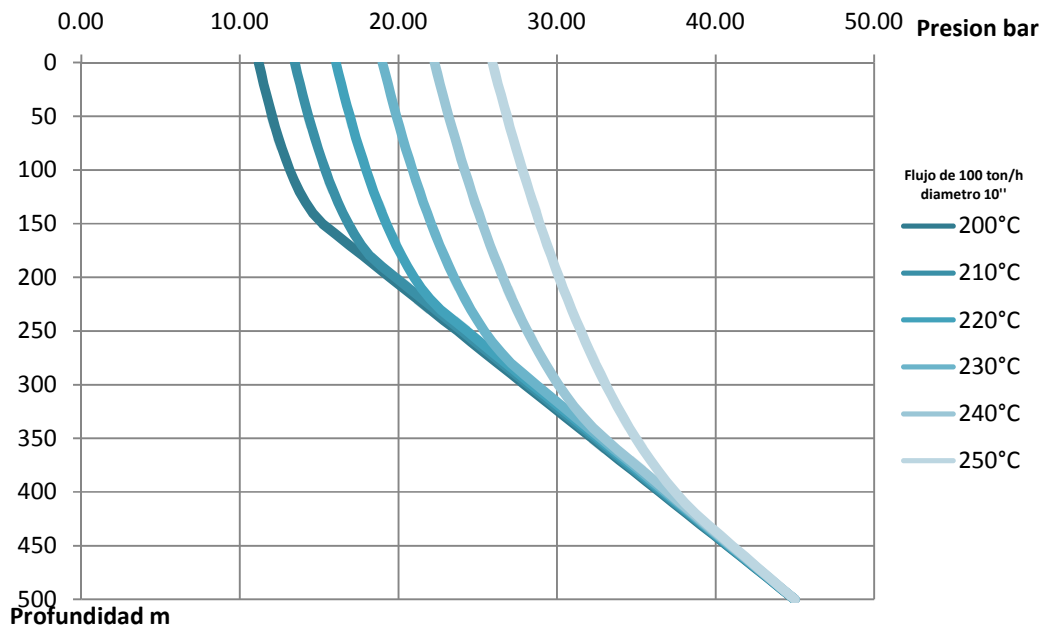


Figura 3.4 Gráfica de caída presión para un flujo de 100 ton/h en una tubería de 10''
[El autor]

De esta serie de graficas se puede observar la influencia que tiene sobre las pérdidas por fricción el fenómeno de evaporación, ya que al cambiar a dos fases, la densidad del fluido disminuye sensiblemente y por lo tanto la carga que ejerce la columna de fluido, cuyo valor numérico se expresa en función precisamente de la densidad.

Se observa que para 250°C la caída de presión es prácticamente independiente del diámetro de la tubería y del flujo, esperando una caída de presión de 23 bar, mientras que para temperaturas de 200°C la caída de presión esperada en tubería de 10'' es también prácticamente constante y se estima en 35 bar. Este margen cubre el rango de presiones que pueden presentarse bajo las condiciones de operación acotadas.

La carga de la bomba se calcula como

$$\Delta P = P_d + (\Delta z + \Sigma H_f) * \rho * g \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde

ΔP : Carga hidráulica de la bomba (Pa)

P_d : Presión de descarga de la bomba (Pa)

Δz : Es la diferencia de nivel entre el cabezal de descarga del pozo y el nivel dinámico del espejo de agua. (m)

ΣH_f : Suma de pérdidas de presión primarias (fricción) y secundarias (accesorios) expresada en (m)

ρ : es la densidad del fluido que se bombea (kg/m³).

g : es la aceleración de la gravedad (m/s²)

Por lo que la potencia de bombeo se expresa entonces como:

$$Pot = q \times \frac{\Delta P}{0.745 \times \eta} \quad \text{Ecuación 5}$$

Pot : Potencia de la bomba en HP

q : Gasto en m³/s

η : Eficiencia del conjunto motor-bomba

Se calcula la potencia de bombeo máxima requerida para varios gastos y profundidades, considerando que la eficiencia del conjunto motor bomba es de 70%, que la caída de presión corresponde a la que se obtuvo de la simulación numérica y que la temperatura del fluido es de 200°C que son las condiciones. Los resultados se presentan en la TABLA 3.2.

TABLA 3.2 CALCULO DE LA POTENCIA DE LA BOMBA PARA CONDICIONES EXTREMAS DE OPERACIÓN
[El autor]

Gasto ton/h	z m	$\Delta z + \Sigma H_f$ bar	P_d bar	Potencia HP
100	100	8	8	94
	250	20	8	165
	500	35	8	254
200	100	8	8	189
	250	20	8	331
	500	35	8	508
250	100	8	8	237
	250	20	8	414
	500	35	8	636

Como puede observarse, la potencia esperada de la bomba puede variar hasta un máximo de 650 HP. Para gastos de hasta 250 ton/h y para una profundidad de niveles dinámicos de agua de 500 m.

3.1.2. EXTRACCIÓN DE MASA MEDIANTE INYECCIÓN DE AIRE (AIR-LIFT)

La técnica de bombeo por *air-lift* ha tenido un importante crecimiento en su uso para el bombeo de fluidos, debido a su fácil instalación y su carencia de partes mecánicas en el sistema, facilitando la operación, adecuándose a las condiciones requeridas y a los materiales y equipos que se tengan a la mano, reduciendo su costo.

Este proceso de extracción de masa mediante inyección de aire implica como instalación en el campo el introducir una tubería al pozo que se ubique por debajo del espejo de agua, contar con un compresor de capacidad adecuada que permita la inyección de un flujo de aire dentro del pozo y que al menos debe tener la potencia necesaria para vencer la columna de agua que se va a desplazar hacia la superficie y un separador centrífugo en la descarga del pozo que separe el aire del agua caliente que al final es el fluido que se va a utilizar en el proceso de generación de electricidad. Para evaluar la posible aplicación de esta técnica para la extracción de fluidos geotérmicos, es necesario calcular los gastos máscicos de agua obtenible para ciertos gastos de aire, según sea la configuración empleada; así como también, establecer las presiones de operación del compresor, dependiendo de las dimensiones de las tuberías.

En la Figura 3.5 se muestra los parámetros principales que intervienen en la operación y cálculo de un sistema de bombeo por *air-lift*.

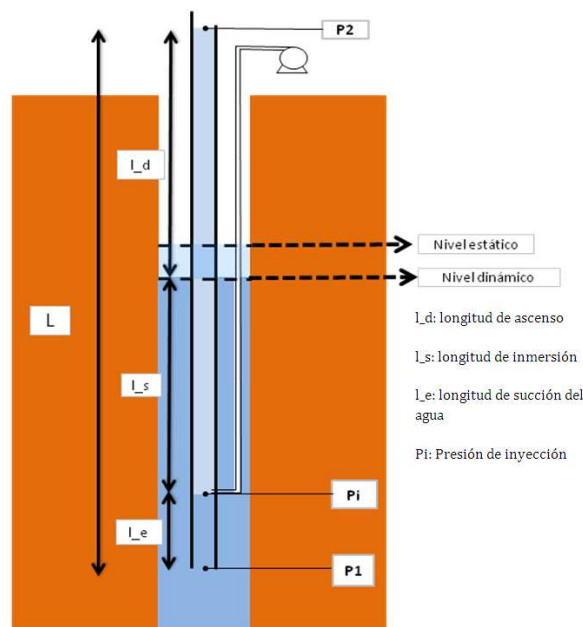


Figura 3.5 Dimensiones de un sistema *air-lift*

[El autor]

La eficiencia del sistema *air-lift* depende principalmente de las longitudes de elevación del flujo. Recordando que el flujo se induce debido a la reducción de la densidad de la columna bifásica, es necesaria una columna de agua que la iguale o supere en peso y así generar una diferencia de presiones. La longitud de la columna de agua necesaria depende de la profundidad del punto de inyección, que es donde comienza la mezcla de agua y aire.

Otro parámetro importante, es el régimen de flujo bifásico que se genera. Usualmente se recomienda que obtener flujos intermitentes (*slug flow*), ya que este régimen tiene como característica su baja densidad con un gasto másico importante.

Para flujos del tipo burbuja (*bubble flow*) la densidad de la mezcla es ligeramente menor que la densidad del agua, por lo tanto, se necesitarían longitudes de inmersión mucho más grandes para lograr presiones de columna de agua que induzcan el flujo a los niveles requeridos de bombeo, además, el flujo burbuja suele presentar mayores caídas de presión a lo largo de las tuberías de ascenso.

No es recomendable tener flujos del tipo transitorio y/o anulares, ya que a pesar de que se ve reducida la densidad (que es uno de los objetivos de esta técnica), la cantidad de aire suele ser mayor que la cantidad de agua, y resulta poco atractivo estar inyectando aire para obtener una mezcla de aire con una pequeña cantidad de flujo másico de agua.

3.1.2.1. Parámetros para el dimensionamiento de un sistema air-lift

Se han realizado muchas pruebas para establecer las cantidades de gasto másico de aire y agua para mejorar la eficiencia del sistema. En el estado de arte, se localizó una tabla de recomendaciones cuantitativa, proponiendo un rango de operatividad del sistema.

TABLA 3.3 TABLA DE VALORES PROPUESTOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UNA SISTEMA AIR LIFT

[modificada, globalsecurity, 2000]

Nivel de ascenso (pies)	Porcentaje de inmersión (%)	Porcentaje del nivel de ascenso (%)	Índice	Profundidad de Inmersión (pies)	Presión inicial del aire (psi)	Galones de agua (por pie cubico de aire)	Pies cúbicos de aire (por galón de agua)	Longitud total de la línea de aire (pies)
50	51	49	Mínimo	52	23	2.50	0.40	102
	65	35	Óptimo	93	40	4.35	0.23	143
	72	28	Máximo	129	56	6.57	0.15	179
100	47	53	Mínimo	89	38	1.43	0.70	189
	60	40	Óptimo	150	65	2.70	0.37	250
	67	33	Máximo	203	88	3.70	0.27	303
300	37	63	Mínimo	176	76	0.60	1.67	476
	47	53	Óptimo	266	115	0.96	1.04	566
	53	47	Máximo	339	147	1.18	0.85	639
500	34	66	Mínimo	258	112	0.41	2.46	758
	41	59	Óptimo	348	150	0.54	1.85	848
	46	54	Máximo	426	184	0.60	1.66	926
700	33	67	Mínimo	345	149	0.33	3.00	1045
	39	61	Óptimo	448	194	0.39	2.55	1148
	43	57	Máximo	528	228	0.42	2.40	1228

Como se puede apreciar, el rango de dimensionamiento propuesto se ve reducido conforme aumenta la profundidad necesaria para la operación.

Para establecer las dimensiones previas de un sistema de bombeo por air-lift como se muestra en la Figura 3.5, es necesario conocer estas variables:

- Nivel estático del pozo (N_e)
- Consideración del abatimiento del pozo (A)
- Gasto másico de agua que se pretende obtener (kg/s)
- Diámetro de la tubería de ascenso (d)

Con base en la Tabla de recomendaciones para un óptimo rendimiento en los sistemas de *air-lift*, se ajustaron las dimensiones de la configuración necesaria.

La consideración del abatimiento (Ab [m/ (ton/h)]) en función del flujo másico que se extrae, se podrá tener un estimado del nivel dinámico del pozo

$$N_d = Ab(m_l) + N_e \quad \text{Ecuación 6}$$

La longitud de ascenso de la tubería (L_d) será considerada como el nivel dinámico más un porcentaje excedente. Se consideró un 10% del nivel dinámico para los cálculos.

Una vez que se obtiene una longitud de ascenso, se consideran los valores óptimos de la Tabla 1 para determinar la longitud de inmersión (L_s) y la relación del gasto másico de aire recomendado para la cantidad de flujo de agua que se pretende extraer.

Obteniendo una longitud de inmersión óptima más el nivel dinámico, se determina la profundidad óptima del punto de inyección (p_{iny}) con la Ecuación 6.

$$p_{iny} = N_d + L_s \quad \text{Ecuación 7}$$

Para el cálculo de la presión máxima de operación se considera la presión de la columna de agua que se genera a partir del punto de inyección hasta el nivel estático (Ecuación 7).

$$P_{max} = \rho_a g (p_{iny} - N_e) \quad \text{Ecuación 8}$$

En el nivel no operacional (nivel estático), la profundidad del punto de inyección será mayor al nivel operacional (nivel dinámico), por lo tanto habrá un descenso en la presión de trabajo proporcional al descenso del nivel del agua durante la operación. La presión de trabajo será igual a la columna de agua generada desde el punto de inyección hasta el nivel dinámico, siendo igual a la profundidad de inmersión estimada (Ecuación 9).

$$P_t = \rho_a g L_s \quad \text{Ecuación 9}$$

Con los datos de la Tabla 3.3, se estima una cantidad recomendada de gasto másico de aire (m_g). Para las condiciones de presión de trabajo calculada y dada una temperatura en la profundidad del yacimiento, se calculan los flujos volumétricos de aire y agua para poder determinar una velocidad promedio de la mezcla.

Se empleó la Ecuación 10 para el cálculo de la densidad promedio de la mezcla:

$$\rho_{mez} = \frac{m_l + m_g}{\left(\frac{m_l}{\rho_{liq}} + \frac{m_g}{\rho_{aire}} \right)} \quad \text{Ecuación 10}$$

Considerando esta densidad, se calcula la velocidad del flujo bifásico generado, estableciendo como límites arbitrarios las velocidades menores a 5 m/s para evitar el aumento de pérdidas por fricción, considerando que la velocidad del flujo bifásico aumenta, ya que existe una expansión volumétrica del aire inyectado conforme se reduce la presión. Hay que aclarar, que la mayoría de los sistemas de *air-lift* recomienda un régimen de flujo

bifásico intermitente (*slug flow*) con el fin de tener el mínimo de pérdidas por fricción obteniendo un gasto másico del líquido considerable. La tabla 1 toma en cuenta este tipo de régimen, además de obtener un el flujo con una presión manométrica a la salida de la tubería.

3.1.2.2. Cálculos para la estimación de la caída de presión

Una vez obtenidas las variables principales del sistema para un óptimo redimiendo, se pretende analizar y predecir las caídas de presión a lo largo de la tubería de ascenso del flujo bifásico, con el fin de determinar la presión del flujo a la salida de la tubería propuesta, así como su temperatura que podría tener.

Para este cálculo, se analizó y calculó la variación de propiedades en una longitud dada, considerando una mezcla homogénea, con propiedades promedio que den un estimado de Presión, Temperatura y entalpía que permitan el cálculo del siguiente elemento. El número de elementos discretizados depende de la longitud de ascenso del flujo bifásico y de la longitud empleada para el análisis.

Como condición inicial, se tiene los flujos másicos de aire y agua, así como la presión de trabajo P_t y una temperatura dada.

Para el cálculo de la variación de presión se empleó la siguiente ecuación de conservación de la energía:

$$P_{(k+1)} = P_{(k)} - \left(\rho_{mez(k)} g \Delta z \right) - \left(f \frac{\Delta z}{d} \frac{v_{(k)}^2}{2} \rho_{mez(k)} \right) \quad \text{Ecuación 11}$$

Con propiedades evaluadas para (P_k, h_k)

Una vez que se obtiene $P_{(k+1)}$, se encuentra la variación de su entalpía con la siguiente relación:

$$h_{(k+1)} = h_k - \left(\frac{m_{mez}^2 \left(\left(\frac{1}{\rho_{mez(k+1)}} \right)^2 - \left(\frac{1}{\rho_{mez(k)}} \right)^2 \right)}{2A^2} \right) - (g \Delta z) \quad \text{Ecuación 12}$$

Una vez obtenida $h_{(k+1)}$, se estiman la temperatura, se vuelve a re calcular $P_{(k+1)}$ y $h_{(k+1)}$ para ajustar la temperatura $T_{(k+1)}$. Teniendo estas variables, se procede a calcular las propiedades del siguiente elemento.

Este análisis preliminar da una idea aproximada de lo que se puede estimar a la salida del flujo bifásico, así como las caídas de presión a lo largo de la tubería de ascenso. Pues se basa en ecuaciones de conservación de energía y considerando propiedades promedio de la mezcla.

Existen métodos mucho más complejos que dan una aproximación más precisa del comportamiento de los flujos bifásicos, pero que aun requieren de validación para casos muy específicos.

Empleando el modelo que se ha desarrollado, se pretende estimar las variaciones que se tiene de las propiedades del flujo bifásico dependiendo del nivel dinámico del pozo.

Los análisis se hicieron considerando un nivel estático de $N_e=100$ m

Se pretende mantener una velocidad bifásica promedio de 5 m/s (considerando que existirá una expansión volumétrica del aire que aumentará la velocidad del flujo bifásico a lo largo del tubo de ascenso) se calculó un flujo másico ideal de agua.

Se variará el diámetro de la tubería de 5 a 13 3/8", considerando que el diámetro de pozo mayor a utilizar es de 16". Es necesario tener una tubería de menor diámetro que el pozo geotérmico a explotar, para generar un espacio anular que ejerza la presión de columna de agua necesaria para el bombeo.

Siendo que las presiones de inyección dependen del nivel dinámico, la potencia del compresor de aire aumentará proporcionalmente al aumento de gasto másico de aire requerido.

Se analizará para distintos niveles dinámicos, con una temperatura respectiva

a) $N_d=300$ m; $T=60^\circ\text{C}$

	5"	6"	9 5/8"	13 3/8"
Ascenso [m]	300	300	300	300
Inmersión [m]	175	175	175	175
P max [bar]	64	36	36	37
Longitud total de la línea de inyección [m]	475.8	475.77	475.8	475.77
Gasto másico de agua [ton/h]	87	125	322	625
Gasto másico de aire [kg/s]	0.706	1.014	2.619	5.672
Pot max [kW]	631	906	2342	4534

b) $N_d=500$ m; $T=75$ °C

	5''	6''	9 5/8''	13 3/8''
Ascenso [m]	500	500	500	500
Inmersión [m]	252	252	252	252
P max [bar]	63	63	63	63
Longitud total de la línea de inyección [m]	752.75	752.74	752.6	752.71
Gasto másico de agua [ton/h]	78.45	112.7	290	561.1
Gasto másico de aire [kg/s]	1.025	1.473	3.767	7.334
Pot max [kW]	1156.9	1662	4283.3	8274

c) $N_d=800$ m; $T=180$ °C

	5''	6''	9 5/8''	13 3/8''
Ascenso [m]	800	800	800	800
Inmersión [m]	354.92	354.92	354.91	354.92
P max [bar]	103.19	103.19	103.18	103.19
Longitud total de la línea de inyección [m]	1155	1154.9	1154.9	1154.98
Gasto másico de agua [ton/h]	59.08	85	219	423
Gasto másico de aire [kg/s]	1.197	1.722	4.437	8.57
Pot max [kW]	1631.16	2346.8	6046.25	11678

Con la generación de estas tablas, se presenta el gráfico de la Figura 3.6, donde se puede apreciar un comportamiento lineal con respecto al gasto másico que se desea extraer, para una velocidad promedio de 5 m/s del flujo bifásico. Cabe destacar que el gasto másico depende del diámetro de la tubería, que tendría como límites el diámetro del pozo a ocupar

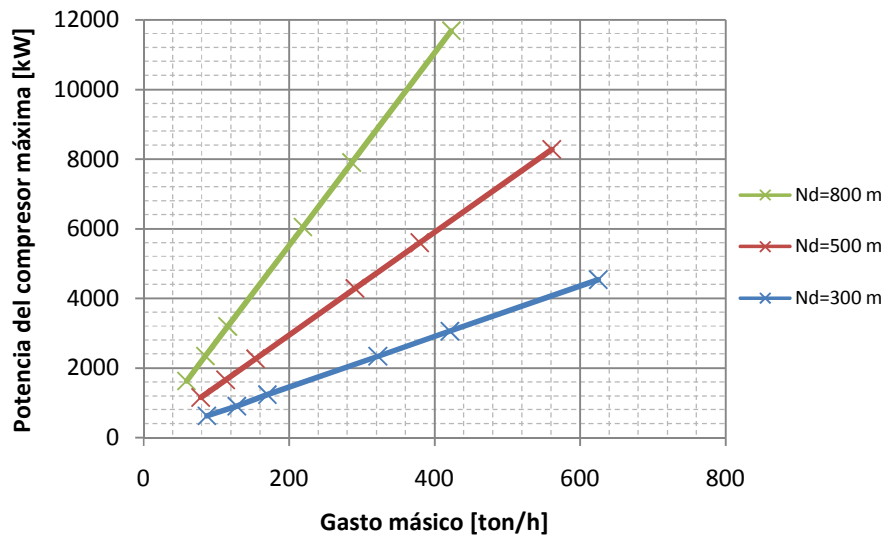


Figura 3.6 Gráfico de potencia vs gasto másico
[El autor]

Con los datos obtenidos, se puede apreciar el descenso del porcentaje de Potencia de trabajo conforme el nivel dinámico aumenta.

3.2. EXTRACCIÓN DE ENERGÍA

En ciertas partes del mundo, los fluidos geotérmicos están formados por salmueras hirvientes de alta concentración de sales, hasta de 300 000 ppm, que tienen a veces propiedades cáusticas. Si bien tales salmueras pueden ofrecer posibilidades industriales en cuanto a la recuperación de sales y otros minerales, también pueden utilizarse para otros fines, inclusive para la generación de energía. Se considera que el potencial de energía de estas salmueras calientes es muy grande: por ejemplo, se supone que una sola área de 30 km² del Valle Imperial que se encuentra sobre tales salmueras es capaz de reforzar una producción de energía eléctrica de 15000 MW/año, pero por su naturaleza químicamente agresiva da lugar a graves problemas de utilización.

La transferencia directa de calor procedente de fluidos de pozos de alta salinidad a un fluido binario, por medio de intercambiadores de calor ha demostrado tener más éxito recientemente.

3.2.1. SELECCIÓN DEL TIPO DE INTERCAMBIADOR DE CALOR

El esquema simplificado de intercambiador de calor de fondo de pozo (tipo coaxial), se presenta en la Figura 3.7, donde las dimensiones fundamentales son: D_o el diámetro nominal de la tubería externa, D_i el diámetro nominal de la tubería interna, L la longitud de intercambio de calor entre el fluido geotérmico y el fluido de trabajo, L_t la longitud total de la tubería externa.

Es importante definir también algunas dimensiones que serán útiles en etapas más avanzadas de este estudio, tal es el caso de las siguientes: el espesor de las tuberías e (dependerá del diámetro nominal y la cédula), N_e el nivel estático del pozo, L_r la longitud de *liner* ranurado, LP la profundidad del pozo.

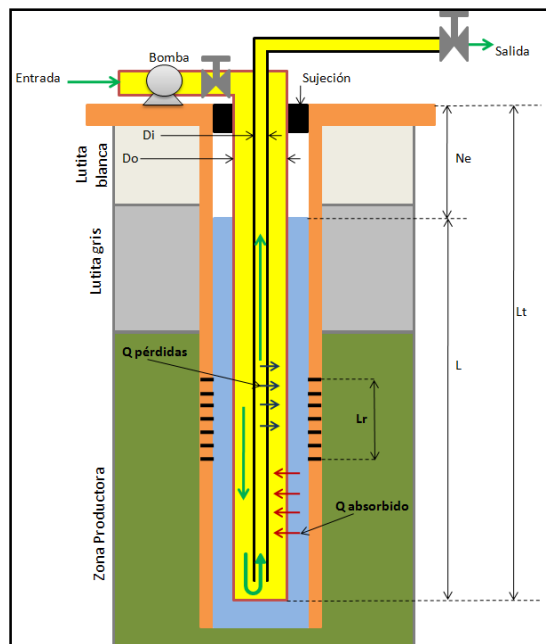


Figura 3.7 Esquema conceptual de intercambiador de calor de fondo de pozo
[Hernández, 2009]

3.2.2. MATERIALES

La selección de los materiales es importante para evaluar el potencial térmico susceptible de extracción, dado que se está hablando de un proceso de transferencia de calor en el que la conducción de calor tiene un papel importante, así entonces habrá que definir el material de la tubería externa independientemente de la interna, pues ambas tienen requerimientos térmicos diferentes. Por otro lado, los efectos corrosivos y de esfuerzos mecánicos salen del alcance del presente estudio, sin embargo, se hará una selección de materiales con un criterio que favorezca la resistencia al ataque químico y su resistencia mecánica.

Tubería externa: acero al carbono y acero inoxidable.

Tubería interna: acero al carbono, acero inoxidable y fibra de vidrio.

3.2.3. FLUIDOS DE TRABAJO

Otro efecto importante en la transferencia de calor es la convección, que está estrechamente relacionada con el régimen de flujo, y las propiedades del fluido. Se seleccionan algunos fluidos de trabajo típicamente utilizados en sistemas de extracción de energía por intercambio de calor, tomando el mismo cuidado de favorecer al rendimiento químico, mecánico e hidráulico.

Los fluidos de trabajo que serán evaluados son:

- Agua
- Isopentano
- Etanol
- R123
- Ciclohexano

3.2.4. CÁLCULO DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR

Para realizar el balance de masa y energía se tendrá que resolver simultáneamente la ecuación general de transferencia de calor para intercambiadores (Ecuación 13), la primera ley de la termodinámica (Ecuación 14) y la ley de conservación de masa (Ecuación 15):

$$\frac{dQ}{dt} = U \cdot A_i \cdot LMTD [kW] \quad \text{Ecuación 13}$$

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{dm}{dt} C_p \Delta T [kW] \quad \text{Ecuación 14}$$

$$\frac{dm}{dt} = \rho \cdot v \cdot A_T \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde

$\frac{dQ}{dt}$: Potencia térmica que se transfiere desde el fluido caliente al frío

U : coeficiente global de transferencia de calor

$LMTD$: diferencia logarítmica media de temperatura entre el lado frío y el lado caliente del intercambiador de calor

A_i : área de intercambio de calor

$\frac{dm}{dt}$: gasto másico del fluido

C_p : calor específico a temperatura constante

ΔT : Cambio en la temperatura en el fluido

ρ : Densidad

v : Velocidad

A_T : área transversal de flujo.

Para resolver el sistema de estas ecuaciones básicas, se dio solución a cada una de las ecuaciones fundamentales en el orden secuencial presentado, para así obtener resultados parciales que posteriormente servirán como retroalimentación hasta que finalmente el sistema sea convergente.

Para simplificar el cálculo se asumió que el fluido de trabajo ingresa en un intercambiador de calor y se somete a una etapa de calentamiento mientras desciende en el pozo, posteriormente ingresará a un intercambiador de calor ascendente de enfriamiento.

Así entonces, la Ecuación 13 tendrá el siguiente desarrollo:

$$\frac{dQ}{dt} = U^{ext} \cdot A_i^{ext} \cdot LMTD^{ext} - U^{int} \cdot A_i^{int} \cdot LMTD^{int} \quad \text{Ecuación 16}$$

donde los súper índices “ext” e “int” refieren a la tubería externa e interna respectivamente.

Por otra parte, de manera general el término U será:

$$U = \frac{1}{\frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_o} + \frac{r_i}{k} \ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right) + R_s} \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde h_o , h_i son los coeficientes de transferencia de calor por convección en la pared externa e interna respectivamente, k la conductividad térmica del material, r_i , r_o los radios de la tubería en la pared interna y externa (difieren únicamente por el espesor) y R_s es la resistencia térmica por ensuciamiento (despreciada en este estudio).

De forma general, el coeficiente global de transferencia de calor por convección se expresa como:

$$h = \frac{Nu}{L} \cdot k_f \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde Nu es el número de Nusselt que define el fenómeno convectivo, L es la longitud característica y k_f es la conductividad térmica del fluido.

Las regresiones utilizadas para obtener el número de Nusselt son las siguientes:

Convección Natural al exterior de un tubo vertical

$$Nu = 0.11(Gr \cdot Pr)^{\frac{1}{3}} \quad \text{Ecuación 19}$$

Convección forzada en un conducto anular vertical

$$Nu = 0.023 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.4} \quad \text{Ecuación 20}$$

Convección forzada al interior de un tubo vertical

$$Nu = 0.0265 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.3} \quad \text{Ecuación 21}$$

En las regresiones anteriores el número de Grashof se representa con Gr , Reynolds con Re y Prandtl con Pr .

El término $LMTD$ será:

$$LMTD = \frac{\Delta T_{\text{entrada}} - \Delta T_{\text{salida}}}{\ln\left(\frac{\Delta T_{\text{entrada}}}{\Delta T_{\text{salida}}}\right)} \quad \text{Ecuación 22}$$

3.2.5. CÁLCULO DE LA HIDRÁULICA DEL SISTEMA

Para estimar las pérdidas de carga hidráulica que tendrá el intercambiador de calor bastará con hacer válida la ecuación del principio de Bernoulli:

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + z_1 + w_b = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho g} + z_2 + h_p \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde 1 y 2 representan las condiciones antes y después de ingresar al intercambiador de calor, w_b la carga hidráulica suministrada al fluido por bombeo y h_p las pérdidas por fricción totales en el ascenso y descenso del fluido. Si se considera que las energías cinéticas son iguales a la entrada y salida del intercambiador, que la presión de flujo a la entrada y salida será suficiente para evitar la evaporación, que el cambio en la densidad es despreciable y sabiendo que no existe cambio de energía potencial ya que el fluido que ingresa al intercambiador se encuentra al mismo nivel del fluido que se extrae del equipo, se tendrá que la potencia de bombeo será igual a:

$$\dot{W}_b = [h_p g] \frac{dm}{dt} \quad \text{Ecuación 24}$$

La potencia de bombeo necesaria será por consecuencia, la equivalente para vencer las pérdidas por fricción.

EFEECTO DEL TERMOSIFÓN

Como ya se ha mencionado antes en el presente estudio, existe un efecto llamado termosifón, que favorece el movimiento del fluido de trabajo hacia el ascenso, debido a la reducción en la densidad del fluido por el calentamiento.

Para calcular el efecto del cambio de densidad se planteará la ecuación de Bernoulli considerando los aspectos mencionados, por lo que se evalúa de la siguiente manera:

$$\dot{W}_b = \left[h_p g - g \frac{\int_0^z \rho_1 dz - \int_0^z \rho_2 dz}{\rho_1} \right] \frac{dm}{dt} \quad \text{Ecuación 25}$$

Nótese que si el efecto termosifón provocado por la diferencia de densidades del fluido durante su recorrido por el intercambiador de calor es igual a las pérdidas por fricción, la energía de bombeo será nula.

3.2.6. ESCENARIO DE REFERENCIA

En esta sección se propone un caso de referencia arbitrario que servirá como punto de partida para la evaluación del potencial energético que puede entregar este intercambiador de calor, evaluando el impacto en los resultados por el cambio de algunos parámetros importantes.

Los datos que caracterizan al escenario de referencia son:

TABLA 3.4 DATOS PARA UN ESCENARIO DE REFERENCIA DADO
[El autor]

Pozo		Intercambiador de calor	
Diámetro D_p [in]	13 3/8	Longitud de intercambiador L [m]	500
Profundidad [m]	1500	Diámetro tubería externa Do [in]	8
Nivel estático N_e [m]	100	Material tubería externa	Acero Inoxidable Sch 40S
Temperatura nivel estático T_{Ne} [°C]	100	Diámetro tubería interna Di [in]	6
Temperatura yacimiento @500 m T_v [°C]	250	Material tubería interna	Acero Inoxidable
		Fluido de Trabajo	
		Fluido	Agua
		Temperatura de Entrada T_{entrada} [°C]	25

Los resultados del potencial del caso base cuando el sistema fluye sin bombeo son los siguientes:

TABLA 3. 5 RESULTADOS DE POTENCIAL OBTENIBLE

[El autor]

Escenario de Referencia			
Carga Térmica $\frac{dQ}{dt}$ [MW _T]	11.07	$U_{\text{exterior}} \left[\frac{W}{m^2K} \right]$	930
Temperatura de salida del fluido $T_{\text{salida}} [^{\circ}C]$	137.4	$U_{\text{interior}} \left[\frac{W}{m^2K} \right]$	1574
Gasto de trabajo $\frac{dm}{dt} \left[\frac{ton}{h} \right]$	84.8	Velocidad exterior $v_{\text{ext}} \left[\frac{m}{s} \right]$	1.77
Potencia de bombeo \dot{W}_b [kW]	0	Velocidad interior $v_{\text{int}} \left[\frac{m}{s} \right]$	1.45
Pérdidas por fricción P_p [bar]	2.9	Sifón P_p [bar]	2.9

3.3.7. Variación de parámetros

Se evalúa la carga térmica, la temperatura de salida, el gasto de trabajo, la presión de bombeo, las pérdidas y el efecto sifón.

BOMBEO

TABLA 3. 6 EVALUACIÓN DE PARÁMETROS ENTRE EL BOMBEO FORZADO Y EMPLEANDO EL EFECTO TERMOSIFÓN

[El autor]

	Carga Térmica [MW]	Temperatura de salida [$^{\circ}C$]	Gasto [ton/h]	Bombeo [kW]	Pérdidas [bar]	Sifón [bar]
Referencia	11.07	137.4	84.8	0	2.9	2.9
Bombeo	18.9	130.8	153.6	50	9.1	2.4

CAMBIO DE MATERIALES

Si se emplea fibra de vidrio para la tubería interna, lo cual tiene como función minimizar las pérdidas de calor, y en el caso de la tubería externa se propone como material el acero al carbón, lo cual mejora la transferencia de calor con el medio geotérmico, se obtiene la Tabla 3.7.

TABLA 3.7 EVALUACIÓN DE PARÁMETROS PARA DISTINTOS MATERIALES
[El autor]

	Carga Térmica [MW]	Temperatura de salida [°C]	Gasto [ton/h]	Bombeo [kW]	Pérdidas [bar]	Sifón [bar]
Referencia	11.07	137.4	84.8	0	2.9	2.9
Acero/Fibra de vidrio	22.8	206.9	107.9	0	4.59	4.59

FLUIDO DE TRABAJO

El resultado que se obtiene al utilizar diferentes fluidos de trabajo es el siguiente:

TABLA 3.8 EVALUACIÓN DE PARÁMETROS PARA DISTINTOS FLUIDOS DE TRABAJO
[El autor]

	Carga Térmica [MW]	Temperatura de salida [°C]	Gasto [ton/h]	Bombeo [kW]	Pérdidas [bar]	Sifón [bar]
Referencia	11.07	137.4	84.8	0	2.9	2.9
Isopentano	19	141.2	259	993	49.4	6.4
Etanol	9.32	148.7	105.4	0	6.2	6.2
Ciclohexano	5.98	148	96.5	0	5.3	5.3

3.3. GENERACIÓN ELÉCTRICA IN-SITU

Actualmente, la generación in situ posee ventajas que son de considerarse, como los aspectos de seguridad, costos operacionales, reducción en riesgos de transformación, manejo y planificación de las instalaciones. Como se vio en el capítulo anterior, se ha

encontrado equipos para el aprovechamiento de los recursos térmicos terrestres, y a continuación se mostrará el análisis realizado para la factibilidad técnica de este equipo.

3.3.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El sistema de *Power Tube* consiste en un sistema de generación de Ciclo Rankine Orgánico, usando una mezcla de isopentano/isobutano como fluido de trabajo. La parte medular de este sistema es que emplea la energía térmica de la roca seca del subsuelo para hacer funcionar el ciclo, con la que se realizará la transferencia de calor de la roca seca al ciclo de trabajo del *Power Tube* mediante una serie de intercambiadores de calor, para evaporar el fluido de trabajo y con esto, accionar un generador acoplado a la turbina.

El siguiente análisis consiste en calcular la energía eléctrica máxima que puede generar el sistema, evaluando la transferencia de calor entre el yacimiento y el *Power Tube*.

CONSIDERACIONES

La temperatura de la pared de la roca será la misma que la temperatura de trabajo del ciclo, suponiendo una alta conductividad del intercambiador.

Propiedades físicas uniformes de la roca

Se considerará únicamente efectos de transferencia de calor por conducción, despreciando los efectos convectivos.

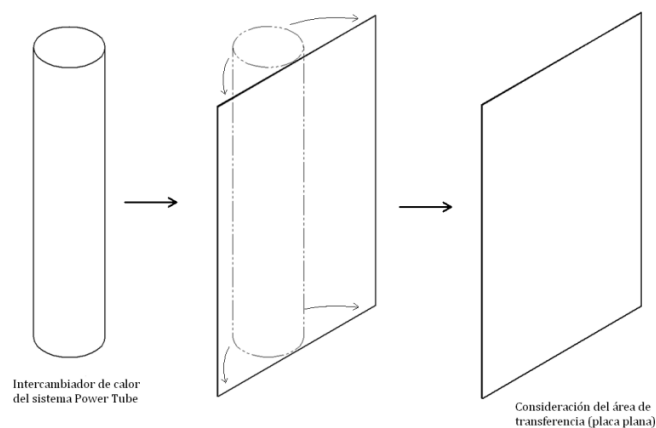


Figura 3.8 Consideración del área de intercambiador de calor y dirección del flujo de calor

[El autor]

Se analizará un flujo de calor unidireccional en coordenadas rectangulares, considerando la superficie del intercambiador como una placa plana (área máxima de transferencia de calor), Figura 3.8.

TABLA 3. 9 DATOS PARA EL ANÁLISIS DE TRANSFERENCIA DE CALOR PARA UN SISTEMA *POWER TUBE*
 [El autor]

Temperaturas	
Temperatura de la roca solido semi-infinito (T_i):	300 °C
Temperatura de operación (T_s):	180 °C
Dimensiones	
Diámetro del intercambiador (D_1):	1.2 m
Altura del intercambiador (h_1):	60 m
Diámetro Thermal Riser (D_2):	0.25 m
Altura del Thermal Riser (h_2):	2200 m
Propiedades de la roca	
Capacidad térmica específica de la roca (c):	775 J/(kg·K)
Densidad de la roca	2630 kg/m³
Conductividad térmica de la roca (k)	2.76 W/(m·K)

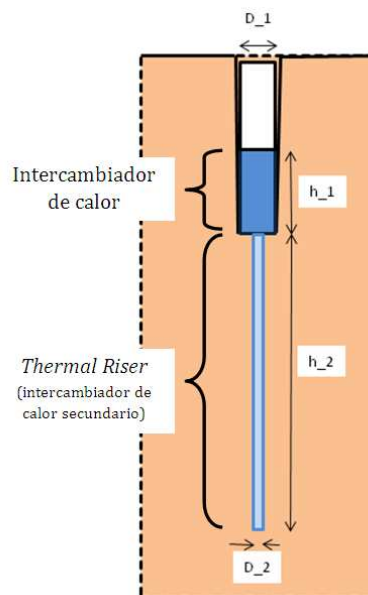


Figura 3.9 Esquema básico de un sistema *Power Tube* para su análisis de flujo de calor
 [El autor]

3.3.2. DESARROLLO TEÓRICO

Al considerar a la roca como un sólido semi-infinito, es decir, que es lo suficientemente grande como para mantener una temperatura constante en alguna parte de él, se emplearon

las ecuaciones que modelan el estado transitorio de flujo de calor y del perfil de temperaturas que se genera a través del tiempo

La temperatura de operación del ciclo T_s , se considerará constante al igual que las paredes del pozo.

Para evaluar el flujo de calor a través del tiempo se empleó la ecuación para sólido semi-infinito:

$$Q = k \frac{(T_s - T_i)}{2\sqrt{\pi\alpha t}} \quad \text{Ecuación 26}$$

$$\alpha = \frac{k}{c\rho} \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde

Q : flujo de calor

T_s : Temperatura de operación

T_i : Temperatura del sólido semi-infinito

t : tiempo en segundos

α : es la difusividad de la roca, y se calcula con la Ecuación 26:

Con los datos anteriores, y partiendo de que el tiempo= 0 es el inicio de operación del ciclo, se obtuvo la siguiente gráfica:

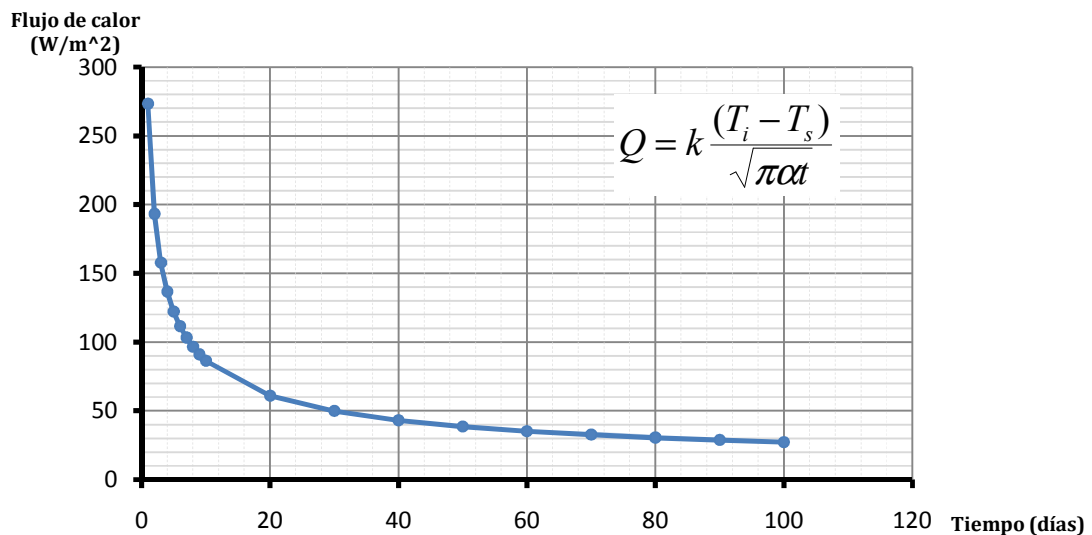


Figura 3.10 Estado transitorio

[El autor]

Se puede observar que para tiempos muy cercanos a cero, el flujo de calor es muy grande, pero comienza a decrecer de manera considerable. Para fines prácticos, se estimó que para el valor de 50 W/m^2 se alcanza el estado estable en un tiempo de 30 días, aunque siendo más precisos, el estado estable se alcanza en el tiempo infinito con un flujo de calor igual a cero.

Se realizó la grafica del perfil de temperaturas con respecto a la distancia del área de transferencia del intercambiador de calor empleando la Ecuación 27. Se puede apreciar el decremento de la distribución de temperaturas, estableciendo las zonas donde sería inconveniente la instalación de nuevos sistemas de *Power Tube* para la extracción de energía.

$$T = \left[\operatorname{erf} \left(\frac{x}{2\sqrt{\alpha t}} \right) \right] (T_s - T_i) + T_s \quad \text{Ecuación 28}$$

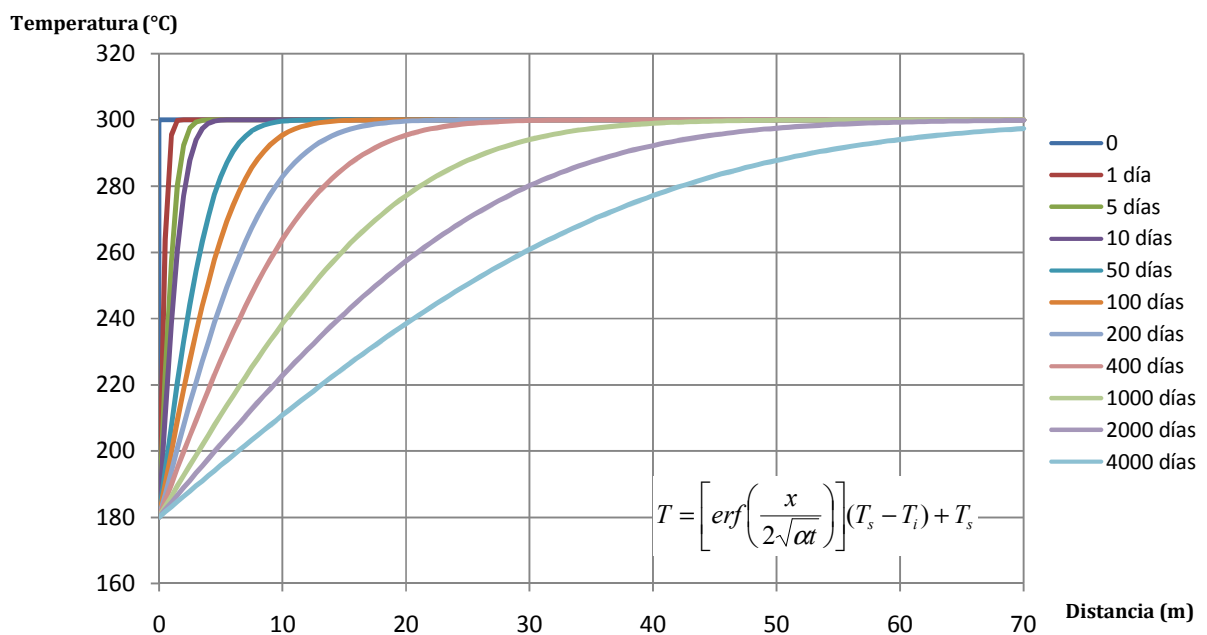


Figura 3.11 Distribución de temperaturas
[El autor]

Una variable importante, es la conductividad térmica de la roca (k). El valor de $k=2.76 \text{ W/mK}$ se considera para roca seca caliente (*hot dry rock HDR*), que es la fuente energética que considera *Power Tube*. Sin embargo, los resultados obtenidos de este análisis reflejan la carencia de una sustentabilidad del proyecto y de una sobreestimación de la generación eléctrica.

Se estimó el mismo análisis para casos donde la conductividad del yacimiento fuera más grande. Para roca húmeda caliente (*hot wet rock* HWR) la conductividad térmica se considera igual a $k=10 \text{ W/m}\cdot\text{K}$. A continuación se presentan los perfiles de flujo de calor vs t, los perfiles de temperaturas y la curva de la potencia eléctrica obtenible con respecto al tiempo.

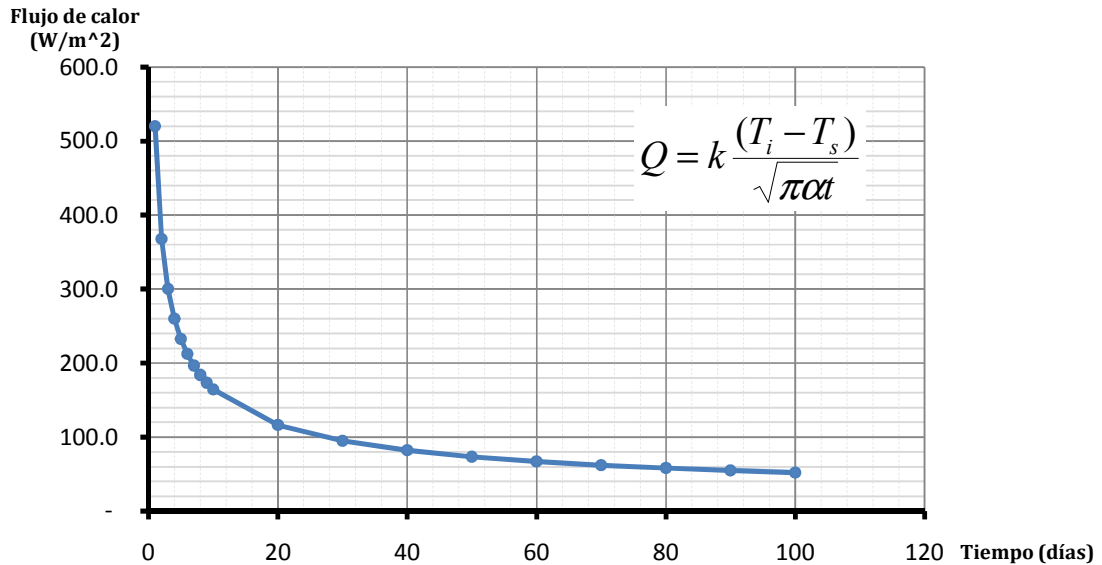


Figura 3.12 Estado transitorio (Flujo de calor vs t) $k=10 \text{ W/m}\cdot\text{K}$
[El autor]

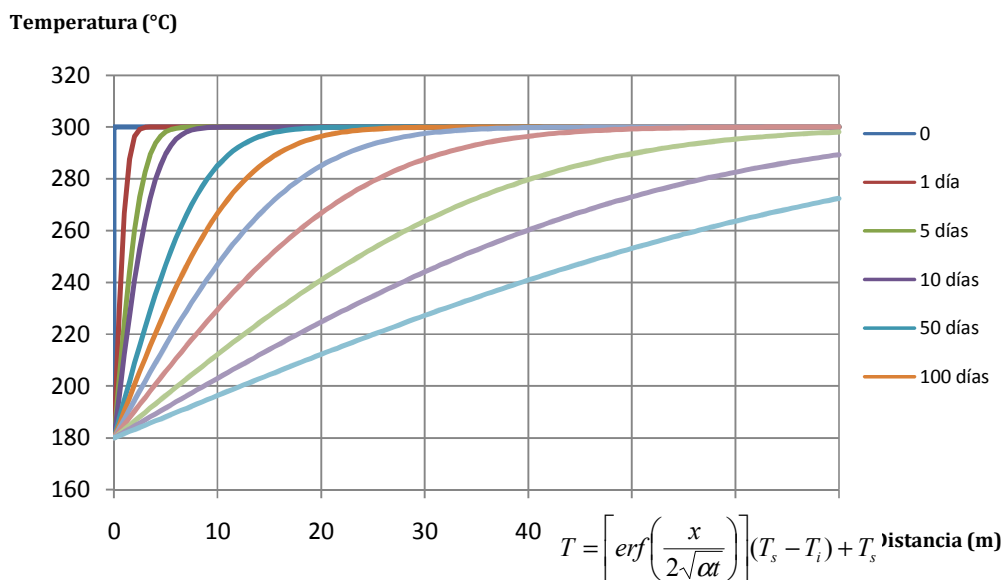


Figura 3.13 Distribución de temperaturas $k=10 \text{ W/m}\cdot\text{K}$
[El autor]

Aun considerando que la conductividad térmica del yacimiento es mayor, a través de este cálculo, la potencia generada que propone obtener *Power Tube* con su sistema, es aun sobreestimada.

Ahora, considerando una gran conductividad térmica de 1000 W/mK , solo con fines didácticos, se obtuvieron las siguientes graficas

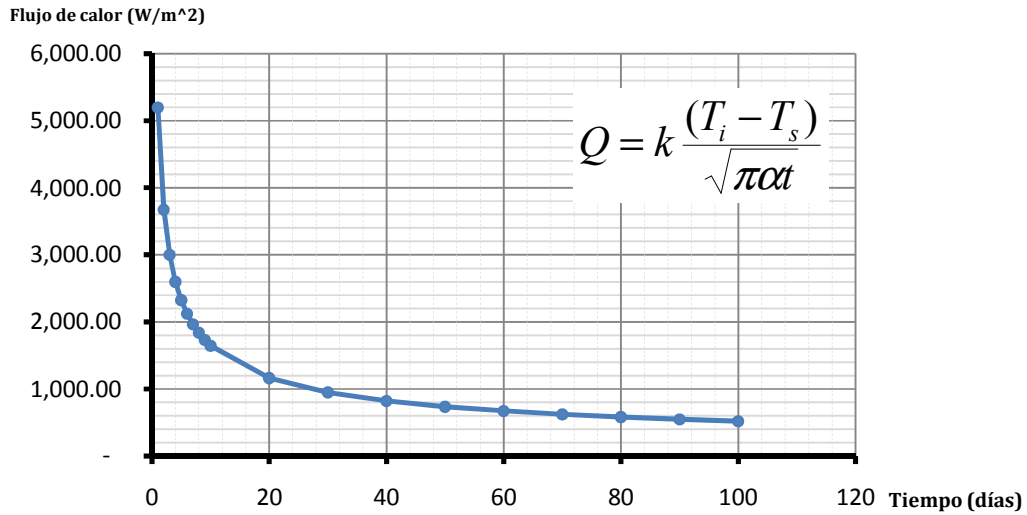


Figura 3.14 Estado transitorio (Flujo de calor vs t) $k=1000 \text{ W/m}\cdot\text{K}$
[El autor]

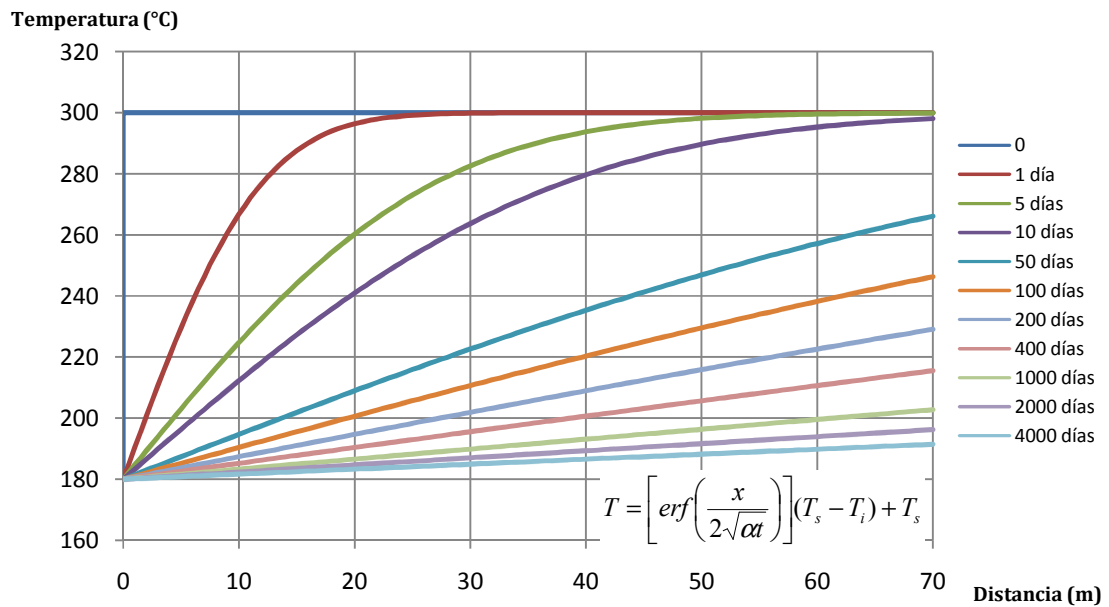


Figura 3.15 Distribución de temperaturas $k=1000 \text{ W/m}\cdot\text{K}$
[El autor]

Para este valor, se puede apreciar que el flujo de calor extraíble es considerablemente mayor, sin embargo, el decremento es proporcional a las gráficas anteriores.

El perfil de temperaturas es más pronunciado y con esto inhabilitaría zonas más grandes alrededor del yacimiento.

Se construyó un gráfico comparativo de la potencia eléctrica que se podría generar con una eficiencia neta óptima para Ciclos de Rankine Orgánicos (refrigerantes como fluidos de trabajo) del 15%, tomando como potencia térmica máxima el flujo de calor por el área de transferencia del intercambiador y del *Thermal Riser* del equipo.

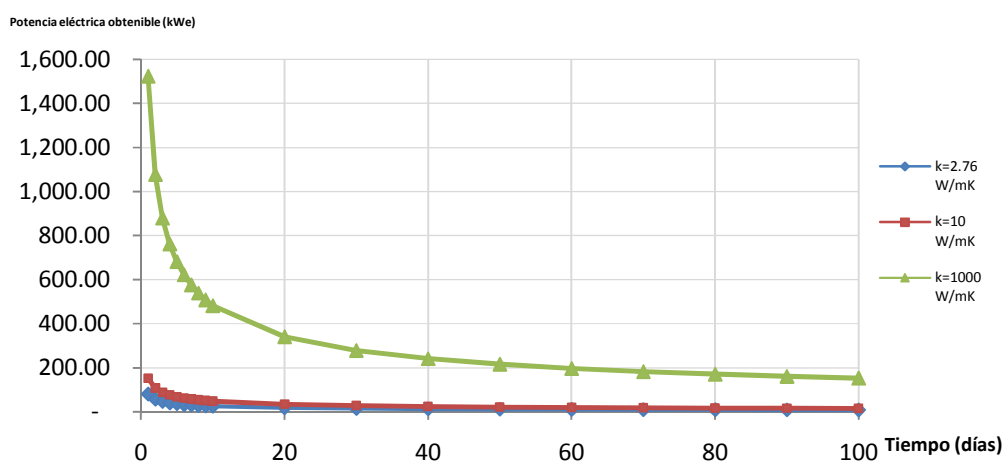


Figura 3.16 Potencia eléctrica disponible vs tiempo
[El autor]

A pesar de que el flujo de calor es radial, el considerar el área de transferencia como una pared plana en un sólido semi-infinito da una buena aproximación al sistema.

3.3.3. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Este análisis se realizó pensando en tener una temperatura constante (300°C) del sólido semi-infinito. Sin embargo, es de esperarse que exista un gradiente térmico que depende de la profundidad, el tipo de roca y del sitio en el que se encuentre. Esto reduciría aun más el flujo de calor que se pudiera aprovechar para la generación eléctrica.

Cabe aclarar, que aún con un valor considerable de alta conductividad térmica, la potencia generada para un estado permanente podría ser de 200kW. Con este dato, se considera que el sistema esta sobreestimado y se tendrán pocas expectativas para la funcionalidad y para las ventajas que se han presentado del equipo.

Power Tube considera una “recarga térmica” del sistema a través del calor magmático. No obstante, debido a la baja conductividad de la roca y de la gran profundidad a la que se encuentran las temperaturas magmáticas, esta recarga o aprovechamiento del calor es casi despreciable, por lo cual se concluye que este sistema no representa una opción sustentada para la generación de 10 MW_e (información de fabricante) y dado que no se obtuvo información que valide el funcionamiento y generación de energía de algún prototipo.

Esta propuesta se soporta también por la opinión de John Lund experto geotérmico en aplicaciones de baja entalpía, quien mencionó lo siguiente:

Electricity from Earth's core

In geothermal plants, water plays the vital role of a heat conductor. Designs for extracting electricity from hot, dry rocks have hit a very basic and frustrating wall -- the rocks cool down too fast, noted John Lund, director of the [Geo-Heat Center](#) at the Oregon Institute of Technology.

"The process is feasible in the short term. There's no question about that," said Lund. But "rock is very poor at transferring heat. You're pulling heat out to turn the turbine, so the surrounding rock cools down and new heat is very, very slow to replenish.

"If not (in) a month, maybe after a year, and he'll be out of heat. I don't think the process he has in mind is going to work very well."

Lund said there are already geothermal power plants using a process called binary cycles that use hydrocarbon vapors in much the same way as Brewington's Power Tubes. The critical difference is that when these plants are situated in a dry area, they pump water down at high pressure to exploit fissures in the rock so that water can then conduct heat from a wider area.

A plant built for sustained operations needs to draw upon a heat well hundreds, if not thousands, of feet deep, Lund said. Considering the geology of the United States, Lund said nothing east of the Mississippi could meet a Power Tube's needs at the shallow depths proposed by Brewington. "So the economics defeats him and the heat transfer of rock defeats him," Lund concluded.

<http://www.wired.com/science/discoveries/news/2002/01/48947>

Esta reseña nos ayuda a reafirmar a los cálculos que se han propuesto para la evaluación del equipo *Power Tube*, Aunque no se introdujo un término en la ecuación para evaluar la posible recarga térmica, se obvio que este flujo de calor sería muy pequeño para determinarlo, ya que la conducción térmica de la roca dificulta este proceso.

4. VIABILIDAD DE LAS OPCIONES TÉCNICAS

En seguida se presentaran algunas de las ventajas y desventajas técnicas que tiene los equipos. No es posible generalizar a que la posibilidad de una sola técnica presentada en esta tesis puede ser empleada en cualquier campo geotérmico. Cada una de las técnicas, presenta características que las hacen adecuadas a cierto tipo de yacimiento y de posible aplicación.

Como se menciono, una de las aplicaciones más importantes de la energía geotérmica es la generación de energía eléctrica, caracterizada por su fácil operación y por ser uno de los servicios más comerciales del mundo. Se tenía considerado que el aprovechamiento de los yacimientos de baja entalpía se enfocaba a intereses recreativos y de balneología, o en el caso de temperaturas más elevadas, al suministro de calefacción distrital y de agua caliente para uso doméstico.

Es muy importante evaluar el contexto del remanente energético de los yacimientos que se han de explotar. La adecuada definición de los parámetros influye en la correcta operación de cualquiera de las técnicas empleadas. Para esto es necesario tener contemplado:

- La profundidad a la cual se encuentra el espejo del agua dentro del pozo en condiciones estáticas
- El nivel dinámico de acuerdo al flujo que se pretende bombear
- El gradiente de temperatura
- La verticalidad del pozo
- Las variaciones del diámetro interno, debido a incrustación o alguna restricción mecánica.
- Cantidad de gas que se encuentre en el agua.
- Grado de acidez del fluido
- Cantidad de arena o material abrasivo
- Composición química del agua.
- Diámetro de la tubería empleada

4.1. USO DE BOMBAS VERTICALES

Las bombas verticales son baratas y tienen una mayor eficiencia en el motor, ya que este se encuentra a temperatura ambiente y no está sometido a un ambiente agresivo en cuanto a corrosión y temperaturas altas. Además, su mantenimiento suele ser más sencillo, rápido y barato.

Estas bombas suelen operar a velocidades bajas, de cerca de 1750 rpm, lo que significa un menor desgaste y son capaces de operar a temperaturas mayores a los 250°C. Sin embargo, es necesario cuidar mucho la verticalidad del pozo o bien, considerar un tubería de mayor dimensión.

Se tiene que tener muy en cuenta que este tipo de tecnología tiene como limitante la profundidad a la que puede trabajar, que es de 600 m.

4.2. BOMBAS TIPO SUMERGIBLE

Las bombas sumergibles se suelen enfrentar al problema de la corrosión de las altas temperaturas a las que se trabaja.

Estas bombas suelen ser de mayor capacidad de bombeo por etapa, además de que la eficiencia de lubricación mejora por las altas temperaturas. No hay problemas en cuanto a la verticalidad de los pozos además de que no hay limitantes en cuanto a la profundidad.

No obstante, todo el sistema de motor y bomba se encuentra sumergido, por lo que para cualquier mantenimiento e inspección es necesario llevarla a superficie. Además, el cable eléctrico sumergible tiene muchas pérdidas debió a las temperaturas a las que se encuentra trabajando. Normalmente las bombas trabajan a 3600 rpm, por lo que el desgaste es mayor.

4.3. EXTRACCIÓN DE MASA CON AIR-LIFT

El bombeo por *air-lift* presenta ventajas importantes si se considera la facilidad de instalación, operación y mantenimiento, pueden usarse materiales económicos y de uso común como tuberías de PVC, carece de partes móviles inmersas en el pozo y es adaptable a gran variedad de condiciones de instalación.

En contraparte presenta una baja eficiencia de bombeo, los rangos para la buena operación son limitados, tiene problemas de intermitencia en el bombeo y dificultad para el control de flujo, es inoperante en algunas condiciones de profundidad/elevación.

Para la implementación del sistema será necesario conocer la presión mínima que deberá tener el aire en la boquilla de inyección, la cantidad de aire (con estos parámetros se puede seleccionar el compresor); es necesario recurrir un análisis de flujo bifásico para conocer las condiciones de buena operación del bombeo, se requiere conocer el nivel estático del pozo y el abatimiento del nivel a distintas condiciones de extracción.

4.4. EXTRACCIÓN DE CALOR CON INTERCAMBIADORES DE CALOR

La alternativa tecnológica de los intercambiadores de calor es madura y ampliamente aplicada y documentada por lo que representa una buena opción.

Los países más expertos en esta tecnología son Estados Unidos, Nueva Zelanda, Japón y Turquía.

Presenta ventajas importantes como la facilidad en la instalación, el uso de un fluido secundario limpio, implementación en profundidades de hasta 3000 m (coaxiales), posibilidad de uso del efecto termosifón, reducido consumo energético en bombas, incremento importante de la eficiencia con el uso de celdas convectivas que no implican un aumento en el costo importante.

Presenta algunas dificultades tales como: problemas de corrosión e incrustaciones, elaborada selección en los materiales a usar (materiales de costo elevado), método de protección anti-corrosivo, extracción de calor marginal (se reportan casos de máxima extracción de energía de alrededor de 2 MW_t), bajas temperaturas de extracción en superficie reportadas de alrededor de 100°C.

Se utilizan fluidos de trabajo típicos en ciclos binarios (agua, isopentano, R11, R124A y mezclas de amoniaco-agua).

Es importante analizar el impacto del intercambiador de calor en el reservorio y en el rendimiento mismo de la extracción de calor, por medio de un análisis transitorio que permita estimar la evolución en el tiempo del sistema y con ello concluir a cerca de la sustentabilidad del proyecto.

4.5. GENERACIÓN IN SITU (*POWER TUBE*)

La tecnología de *Power Tube* no está probada, se encuentra en fase de experimentación, por lo que la certeza de su funcionamiento se ve reducida. Además, los cálculos presentados en esta tesis demuestra la poca factibilidad del sistema.

La capacidad de aprovechar los recursos de roca seca caliente a través de un intercambiador y empleando un fluido secundario es de unos cuantos días. En el análisis presentado, el comportamiento de generación es exponencial, viéndose reducida la temperatura en las cercanías del equipo, además, la capacidad de energía es limitada, a pesar de que se calculó con un intercambiador de alta eficiencia y una eficiencia de ciclo de 15% (eficiencia alta en

ciclos binarios) se encontraba lejos de las capacidades de generación promovidas por la compañía.

Se realizaron los cálculos para otras posibilidades de conductividad térmica, como lo fue la roca húmeda caliente ($k=10$ W/mK) y suponer una conductividad alta de $k=1000$ W/mK, pero se obtuvieron resultados similares donde la mayor capacidad que se podría obtener era de 200 kW, a lo que se concluyó que la tecnología está sobreestimada y no representa una opción fiable para el aprovechamiento de los recursos.

CONCLUSIONES

La energía geotérmica tiene gran importancia y cada vez es mayor la necesidad de su aprovechamiento. Actualmente, la generación eléctrica a través de estos recursos es muy escasa y representa tan solo el 2% del potencial instalado en México (2004). Además, en cuanto a las energías renovables, se ha relegado su uso y en muchos casos, los planes energéticos futuros están más orientados hacia la energía eólica y solar.

Sin embargo, se debería de tomar en cuenta que la geotermia representa un recurso muy importante, que ha demostrado ser una fuente segura, limpia y continua, características necesarias para los sistemas eléctricos futuros. Las centrales de generación de este tipo deberían de mejorar y aumentar, ya sea explorando y aprovechando más campos geotérmicos, ya sean de alta o baja entalpía.

A pesar de disponer de estas ventajas, existe la complicación del decaimiento que muchos yacimientos geotérmicos explotados presentan. Este problema se debe a varias razones, entre ellas:

- Infiltraciones de acuíferos aledaños con temperaturas más bajas que el recurso principal
- Sobreexplotación del recurso

Sin embargo, en este trabajo se presentan las alternativas para que un campo geotérmico pueda seguir siendo explotado y aprovechar la energía térmica remanente en su recurso.

La extracción de masa a través de bombeo resulta ser la alternativa de mayor factibilidad técnica. La disposición del recurso térmico en superficie, facilitaría el aprovechamiento de éste en equipos e instalaciones ya existentes. Ya sea generando vapor flash y utilizándolo en turbogeneradores ya instalados, o como fuente térmica en intercambiadores de calor de ciclos binarios.

La técnica de inyección de aire se limita para elevaciones de 100 a 200 m, siempre que se quiera obtener un flujo continuo del recurso. Para profundidades mayores, esta tecnología resulta ser inestable y por lo tanto es descartada si no se cumplen con las condiciones anteriores. Además, la potencia eléctrica empleada para la obtención del recurso, no resulta ser nada despreciable para considerar que sea una manera apropiada de extracción de energía. Aun así, resulta ser la opción más barata, ya que el equipo y las instalaciones requeridas son accesibles.

Los intercambiadores de calor de fondo de pozo pueden ser empleados para recursos de baja entalpía o instalaciones pequeñas de generación. La principal dificultad para la aplicación en cualquier campo geotérmico es el mantenimiento del equipo debido a la corrosión, además que se obtiene relativamente poco potencial energético aprovechando el efecto “termosifón”. Aun instalando una bomba que permita obtener caudales y potencias térmicas mayores, es aventurado predecir el comportamiento que podría tener el yacimiento explotado. Por esas razones, es obvio que en instalaciones pequeñas, estas problemáticas serían menores, pero serían de gran importancia en el aprovechamiento de este tipo de recursos y para satisfacer las necesidades energéticas de cierto número de inmuebles, como se ha desarrollado en otros lugares.

El principal costo de los intercambiadores de calor está orientado hacia el material de construcción de los equipos, estos puedan ser de materiales muy resistentes pero más caros, como lo es el acero inoxidable o el PEX; o materiales de fácil manufactura como el PVC o la fibra de vidrio. Sin embargo, es necesario realizar una evaluación previa para un sitio determinado y evaluar las características necesarias del equipo.

La tecnología de *Power Tube* aun no está probada y se encuentra en fase de experimentación, pero a través de este trabajo, se descarta la posibilidad de su factibilidad técnica, sobre todo para el aprovechamiento de recursos de roca seca caliente (HDR), ya que, la conductividad térmica de la roca es un factor sumamente importante y es la principal razón por la que este tipo de sistema se descarte como posibilidad para aprovechar los recursos térmicos terrestres. A pesar de que se simplificó el análisis de este equipo, se puede intuir que un análisis mucho más complejo llevaría a resultados similares.

Sin duda, existen varias formas en las que puede ser aprovechado el calor terrestre para distintos fines, y en este documento se ha presentado una manera de validar y rectificar la funcionalidad de muchos sistemas a través de cálculos sencillos, que reflejen un comportamiento similar pero no alejado de la realidad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Armstead, H. Christopher. versión traducida García Díaz, Rafael, “Energía Geotérmica”, Editorial LIMUSA, 1989, México
2. Gene Culver, et al, “Evaluation and design of downhole heat exchanger for direct application”, USDOE Report DOE/RL02429-3. Geo-Heat Center, Klamath Falls, OR, p. 121
3. Hiriart Le Bert Gerardo, Geotermia en México: Una opción limpia y sustentable, Revista Electricidad Interamericana, Chile, Edición 77 octubre-septiembre 2004
4. <http://www.airliftpump.com/>
5. <http://www.globalsecurity.org/military/library/policy/army/fm/5-484/Ch4.htm>
6. <http://www.powertubeinc.com>
7. Kalil M. F., Effect of air injection method on the performance of an air lift pump, International Journal of Heat and Fluid Flow 20, 1999 598-604
8. Kassab, Sadek, et al, Air-lift pumps characteristics under two-phase flow conditions, International Journal of Heat and Fluid flow, 2008
9. Lund John W. et al, “Assesment of Downhole heat exchangers in existing wells in Puina District, Hawaii”, Geo-Heat Center , Institute of Technology , Klamath Falls, Oregon EUA, junio 2007
10. Lund John W., “The use of downhole heat exchangers”, Geothermics, Volume 32, Issues 4-6, August-December 2003, Pages 535-543
11. Morita Koji, et al, “Case studies on small-scale power generation with the downhole coaxial heat exchanger”, Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turquía, 24-29 abril 2005
12. Muffler, L. J. Editor. (1979). Assessment of Geothermal Resources of the United States-1978. U.S. Geological Survey. Circular 790, U.S. Department of Interior.
13. Muffler, L. J. P. and Cataldi, R. (1978). Methods for Regional Assessments of Geothermal Resources. Geothermics, Vol. 7, pp 53-90.
14. Nenes, A., et al, Simulation of airlift pumps for moderate-depth water wells, Athens Grece, Junio 2004
15. Yasukawa Kasumi, Takasugi Shinji “Present status of promotion of underground thermal utilization in Japan”, Geothermics, Volume 32, Issues 4-6, August-December 2003, Pages 609-618