



**Programa Regional de Entrenamiento
Geotérmico (PREG)
Diplomado de Especialización en Geotermia-2014**

Universidad de El Salvador
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Unidad de Postgrados



**DISEÑO PRELIMINAR DE SISTEMA DE ACARREO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS
PRINCIPALES PARA UNA PLANTA GEOTÉRMICA A CONDENSACIÓN**

Presentado Por:

Ricardo Castro	(Ingeniero Mecánico)
Kevin Gutiérrez	(Ingeniero Mecánico)
Raúl Ríos	(Ingeniero Mecánico)
William Soriano	(Ingeniero Mecánico)

Director del trabajo:

Ing. José Luis Henríquez

Colaborador:

Ing. Álvaro René Flamenco

Ciudad Universitaria, 31 de Octubre de 2014

ÍNDICE

	Pág.
Resumen	1
introducción	2
objetivo general	3
objetivos específicos.....	3
1. Marco teórico.....	4
1.1. Instalaciones superficiales	4
1.2. Ciclos termodinámicos para la generación de energía geotérmica	5
1.2.1. Ciclo con turbina a contrapresión	5
1.2.2. Características.....	6
1.2.3. Ciclo a condensación de simple flasheo	6
1.2.4. Ciclo a condensación de doble flasheo.....	8
1.3. Equipos principales de una planta geotérmica a condensación de simple flasheo	9
1.3.1. Equipos de separación	9
1.3.2. Redes de tuberías	12
1.3.3. Colector de vapor	15
1.3.4. Turbina de vapor	16
1.3.5. Generador	18
1.3.6. Condensador.....	18
1.3.7. Sistema de extracción de gases	19
1.3.8. Bombas de pozo caliente o bomba de condensado.....	20
1.3.9. Torres de enfriamiento y equipos asociados.....	21
1.3.10. Sistema de reinyección.....	21
2. Estrategia de desarrollo general	23
2.1. Estrategia de desarrollo general de la planta y el campo.....	23
2.2. Modelo de desarrollo campo-planta.....	24
3. Calculo de parámetros de componentes de la planta geotérmica	28

3.1.	Diseño de plataformas de producción y reinyección	28
3.1.1.	Plataformas de producción	28
3.1.2.	Plataformas de reinyección	28
3.2.	Red de tubería bifásica.....	29
3.3.	Diseño de redes de vapor.....	29
3.4.	Diseño de estaciones de separación	32
3.5.	Colectores de vapor.....	32
3.6.	Separador de humedad	33
3.7.	Turbina de vapor	33
3.8.	Condensador	34
3.9.	Sistema de extracción de gases	34
3.10.	Bomba de condensado.....	36
3.11.	Torre de enfriamiento	36
4.	PLIEGO DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE LA PLANTA	39
4.1.	Especificaciones técnicas de equipos de la planta geotérmica	39
4.2.	Especificaciones técnicas de red de tubería bifásica y de vapor.....	40
4.3.	Especificaciones de operación de los pozos.....	41
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	42
	AGRADECIMIENTOS.....	43
	ANEXOS	45

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo el diseño preliminar de los sistemas, partes y componentes principales de una planta geotérmica a condensación. Uno de estos sistemas es el de acarreo de vapor, así como también la selección y dimensionamiento de los equipos principales para generar especificaciones técnicas de los mismos con base a un recurso disponible en campo geotérmico a ser aprovechado. Para lo anterior y a partir de un proceso de optimización de datos de pozos productores disponibles en dicho campo, se realiza un proceso de cálculo para determinar la potencia máxima de la planta dando como resultado que capacidad de 110 MW_e.

La metodología utilizada para realizar el diseño preliminar que se garantice el óptimo rendimiento de la planta, fue mediante el desarrollo de un modelo en el programa EES (Engineering Equation Solver) de una planta geotérmica a condensación de simple flash, utilizando como variables de entrada los datos (flujo y presión) de pozos productores proporcionados. Una vez definido dicho modelo el cual incluye todas las ecuaciones que predicen los parámetros principales (presión, velocidad, entalpía, flujo másico), se procedió con el análisis de los resultados, concluyendo con el tipo de planta y su nivel de potencia antes indicada.

Como primer paso para la optimización de la planta, primero se optimizó el sistema de acarreo los cual se logró mediante la variación de parámetros tales como: diámetros típicos de tuberías, velocidades, longitudes, etc., de forma que al variarlos se optimicen las presiones, velocidades y pérdidas de presión en los puntos críticos desde el cabezal del pozo hasta la planta. Una vez el modelo fue sido optimizado, se realizaron balances de masa y energía con el fin de obtener la máxima producción de energía disponible. Con el resultado de la optimización del modelo de la planta se procedió con el dimensionamiento y especificación de manera general de los equipos principales de la planta tales como: trenes de separación, colector de vapor, separador de humedad, turbina, condensador, bombas de condensado, sistema de eyectores, torre de enfriamiento, logrando así el cumplimiento de los objetivos propuestos para la presentación de este proyecto.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la geotermia en Latino América ha ido creciendo gradualmente con el pasar del tiempo desde la instalación de las primeras plantas geotérmicas en el continente hasta las plantas que se conocen actualmente, esto con el propósito principal de cambiar la matriz energética de la región que, en su mayoría, depende de los derivados del petróleo para la generación de energía eléctrica. Latinoamérica cuenta con un gran potencial geotérmico debido a la posición geográfica y sobre todo por ser un continente con zonas volcánicas jóvenes y actividad tectónica significativa, lo cual facilita el desarrollo de proyectos geotérmicos que permitan transformar dicha energía primaria en otra de mejor calidad como la eléctrica o usos directos a través del intercambio de energía térmica.

No todos los sitios son aptos para hacer un desarrollo geotérmico dado que, en primer lugar, es necesaria la presencia de manifestaciones hidrotermales en la zona de interés donde luego se hará una perforación para extraer el fluido bifásico a alta presión y temperatura de donde se extraerá el vapor que accionará una turbina de vapor la cual, en conjunto con un generador, producen energía eléctrica. El agua geotérmica utilizada se reinyecta posteriormente al subsuelo mediante pozos de reinyección utilizando un proceso de inyección por gravedad. Este proceso hace sustentable el recurso geotérmico.

En conjunto con lo anterior, para transformar la energía térmica del fluido geotérmico extraído en energía eléctrica, es necesario, en primer lugar, la instalación de una red de tuberías de acarreo para vapor y agua desde los pozos productores hasta la planta en la que se encuentran los equipos necesarios para realizar la generación de energía y su distribución a la red eléctrica nacional. Entre los equipos de una planta geotérmica se mencionan los siguientes: turbina para vapor de agua, generador eléctrico, condensador, torre de enfriamiento, sistema extractor de gases entre otros, los cuales deben ser diseñados y especificados previamente con base al recurso geotérmico disponible en términos de vapor y las posibles necesidades de expansión a futuro. Por tanto para el cumplimiento y ejecución de dichos requerimientos, se realiza el pre-diseño a nivel de proceso de la red de tuberías desde los pozos productores hasta la planta de generación con sus respectivos accesorios, que permitan transportar los fluidos geotérmicos y transmitir su energía, al mismo tiempo, que se realizan las especificaciones técnicas a nivel de proceso de algunos equipos mecánicos principales que componen una planta geotérmica como los mencionados anteriormente.

OBJETIVO GENERAL

Dimensionar y generar especificaciones técnicas para el equipamiento de una planta geotérmica a condensación con base a un recurso disponible en un campo geotérmico.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diseñar red de tubería para flujo bifásico desde el cabezal de pozo al separador ciclónico.
- Exponer los criterios y cálculos para especificar el separador ciclónico a utilizar.
- Diseñar red de tubería de vapor desde el separador ciclónico al colector de vapor.
- Dimensionamiento y especificaciones de colector de vapor.
- Desarrollo de pliego de especificaciones técnicas para selección de turbina de vapor a condensación.
- Dimensionamiento de condensador a instalar.
- Especificar sistema de extracción de gases.
- Selección de bombas de pozo caliente.
- Dimensionamiento de torre de enfriamiento.

1. MARCO TEÓRICO

Para la realización del diseño preliminar del sistema de acarreo y selección de equipos de una planta geotérmica a condensación, se debe conocer información teórica que describe los diferentes procesos que intervienen, lo cual servirá para realizar los diferentes cálculos que se deben realizar.

Se describen algunos conceptos generales que describen el proceso, además se presenta el marco teórico básico para realizar el diseño del sistema de acarreo de vapor, además se presentaran algunas condiciones que se toman en cuenta al momento de realizar los cálculos de cada uno de los equipos de la planta.

1.1. INSTALACIONES SUPERFICIALES

Se denominan instalaciones superficiales a todos los equipos y líneas de tubería exteriores al pozo productor, utilizados para el acondicionamiento del vapor y su posterior conducción hacia las unidades generadoras de electricidad (turbogenerador), así como para conducir el agua separada hacia un pozo de reinyección. Entre estos están:

- Cabezal de pozo productor.
- Placa Orificio.
- Silenciador de pozo.
- Separador de mezcla agua-vapor.
- Válvula de esfera (opcional).
- Separador de humedad
- Líneas de vapor.
- Líneas de agua separada a pozo de reinyección.
- Estación de medición de vapor.

En la Fig. 1.1 se presenta una vista general de algunos de los elementos que forman parte de los equipos de instalaciones superficiales.



Fig. 1.1 Vista general de algunos elementos que forman parte de equipo de instalaciones superficiales de una planta geotérmica. *Fotografía tomada de google imágenes.*

1.2. CICLOS TERMODINÁMICOS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA

Se presenta una breve descripción de cada uno de los ciclos termodinámicos comúnmente utilizados en una planta geotérmica para generación de energía. Se dan a conocer algunas de las ventajas que presenta cada uno de ellos así como las limitantes que se estos poseen.

1.2.1. CICLO CON TURBINA A CONTRAPRESIÓN

También llamado Ciclo con turbina a boca pozo. Este tipo de ciclo comúnmente es utilizado cuando el campo geotérmico se comienza a explotar, ya que los equipos requeridos para funcionar son pocos en comparación a otros ciclos termodinámicos, aunque la eficiencia térmica de la generación es baja en comparación a otros ciclos.

PRINCIPIO

El principio que rige las turbinas a contrapresión es el ciclo de generación en el cual el vapor es liberado de la turbina hacia la atmosfera ambiente. El esquema de los componentes principales del ciclo se presenta en la Fig. 1.2.

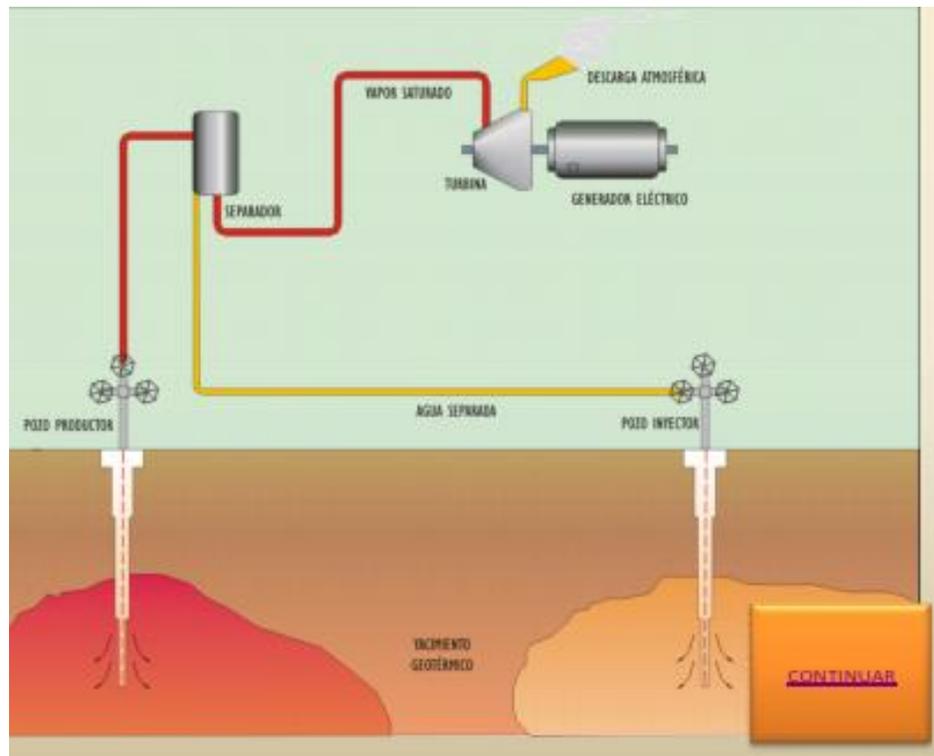


Fig. 1.2. Esquema general del ciclo para plantas geotérmicas a contrapresión. Imagen tomada de google imágenes.

1.2.2. CARACTERÍSTICAS

El ciclo con turbina a contrapresión posee una serie de ventajas y desventajas en comparación a otros ciclos las cuales se presentan a continuación.

Ventajas:

- El sistema es simple.
- El sistema es económico.
- Corto período de construcción.

Desventajas:

- La eficiencia de conversión es baja.
- La potencia de salida es casi la mitad del tipo condensado

1.2.3. CICLO A CONDENSACIÓN DE SIMPLE FLASHEO

Este tipo de ciclo es el utilizado de manera más frecuente. Los componentes principales son, la turbina de vapor, condensador, torres de enfriamiento.

PRINCIPIO

Ciclo de generación a condensación, la característica principal de este ciclo es que el vapor es descargado a presiones inferiores a la atmosférica. La potencia a instalar usando este equipo es a partir de 3.2 MW de capacidad. El esquema de los componentes principales que conforman este ciclo se presenta en la Fig. 1.3.

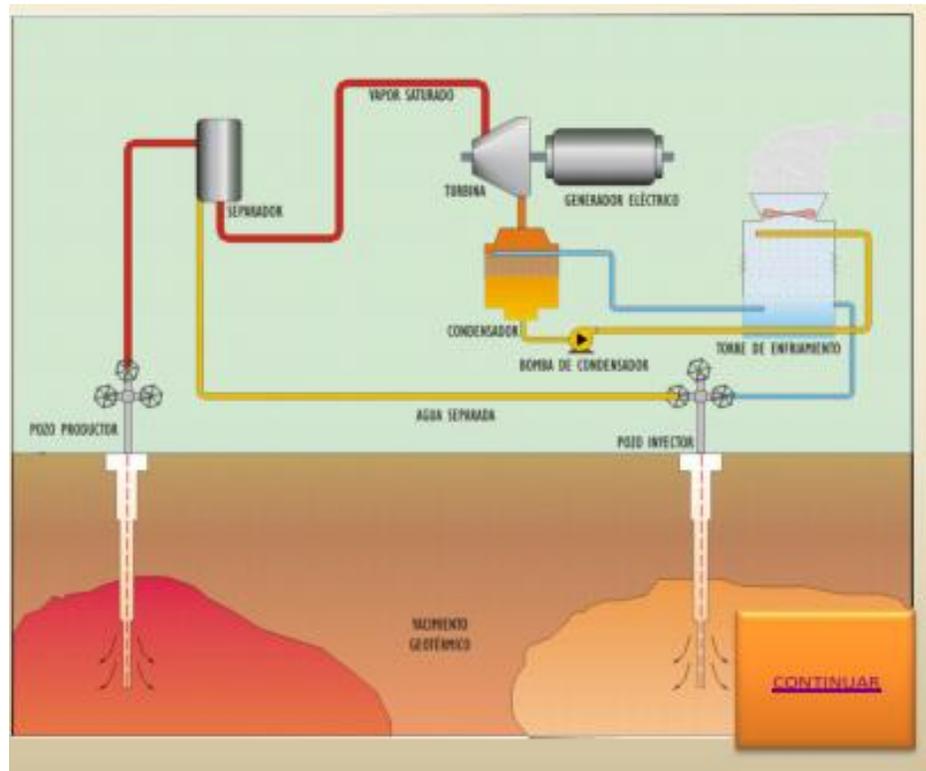


Fig. 1.3. Ciclo para plantas geotérmicas a condensación de simple flash. Imagen tomada de google imágenes.

CARACTERÍSTICAS

El ciclo a condensación de simple flash posee una serie de ventajas y desventajas las cuales se presentan a continuación.

Ventajas:

- Alta eficiencia
- Alta capacidad de generación

Desventajas:

- Requiere de muchos equipos auxiliares complejos.
- Periodo de construcción largo.

- Los gases no condensables se incrementan con el uso.
- Requiere de agua para la condensación de vapor.

1.2.4. CICLO A CONDENSACIÓN DE DOBLE FLASHEO

Este tipo de ciclo es el utilizado cuando la temperatura del recurso es elevada (arriba de 200°C). La característica principal de este ciclo de generación es que se realizan dos procesos de separación de fluido bifásico, uno a alta presión al salir el fluido del pozo, y el otro se realiza con la fase líquida que sale del separador ciclónico, con el fin de aumentar la generación de energía.

PRINCIPIO

La generación se incrementa por el flasheo de vapor en dos etapas. Luego de realizarse la primera separación de fases de fluido, la fase líquida de este sale del separador ciclónico, y entra a un tanque de flasheo, donde la presión es reducida, y se da un proceso isoentálpico en el cual se genera vapor a baja presión el cual es inyectado en una de las etapas de baja presión de la misma turbina de vapor, o bien es utilizado en una turbina de baja presión para aumentar la generación de energía. El esquema principal de los componentes de este ciclo se presenta en la Fig. 1.4.

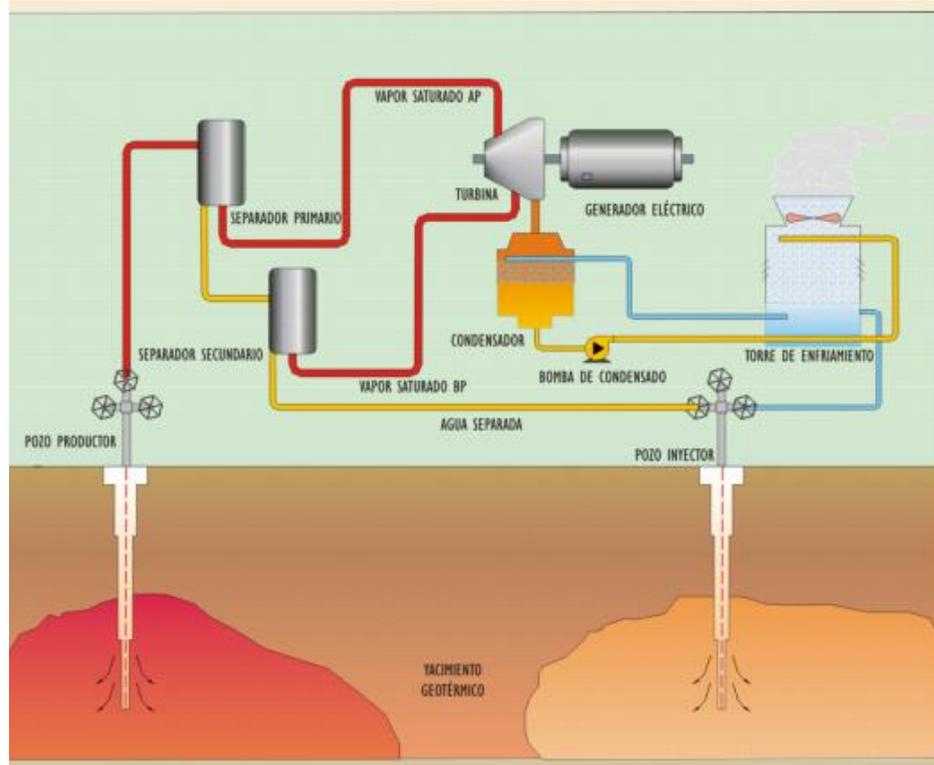


Fig. 1.4. Ciclo para plantas geotérmicas a condensación de doble flash. Imagen tomada de google imágenes.

CARACTERÍSTICAS

El ciclo a condensación de doble flasheo posee una serie de ventajas y desventajas las cuales se presentan a continuación.

Ventajas:

- La generación se incrementa entre 15-25%.

Desventajas:

- Se incrementa la posibilidad de incrustación en los equipos superficiales, pozos de reinyección.

1.3. EQUIPOS PRINCIPALES DE UNA PLANTA GEOTÉRMICA A CONDENSACIÓN DE SIMPLE FLASHEO

A continuación se presenta una descripción de cada uno de los equipos principales que conforman una planta geotérmica a condensación de simple flash como son separadores ciclónicos, colector de vapor, turbina, condensador, entre otros.

1.3.1. EQUIPOS DE SEPARACIÓN

Estos equipos son utilizados para realizar la separación de fases del fluido geotérmico a la salida del pozo, así como en equipos de doble flasheo se utilizan equipos similares para llevar a cabo el proceso de flash del fluido y separar el vapor de agua del fluido bifásico. Actualmente existen varios tipos de separadores.

1.3.1.1. TIPOS DE SEPARADORES

Actualmente existen dos tipos de separadores de flujo bifásico. Cada uno de ellos tiene características que los diferencian del otro, uno de ellos es el separador de tipo Webre y el otro es el separador de humedad de tipo impacto. En la Fig. 1.5 se presentan los diagramas de las características de los separadores.

SEPARADOR TIPO WEBRE

Su objetivo es separar el agua del vapor cuando se tienen contenidos de agua mayores al 10% y su principio de operación es la fuerza centrífuga y la diferencia de densidades líquido-vapor. Se instala como separación primaria entre el pozo y el separador de humedad. Calidad final del vapor mayor a 99%.

SEPARADORES DE HUMEDAD TIPO IMPACTO

Su objetivo es separar el agua del vapor cuando se tienen contenidos de agua inferiores al 10%. Calidad final del vapor mayor a 99%.

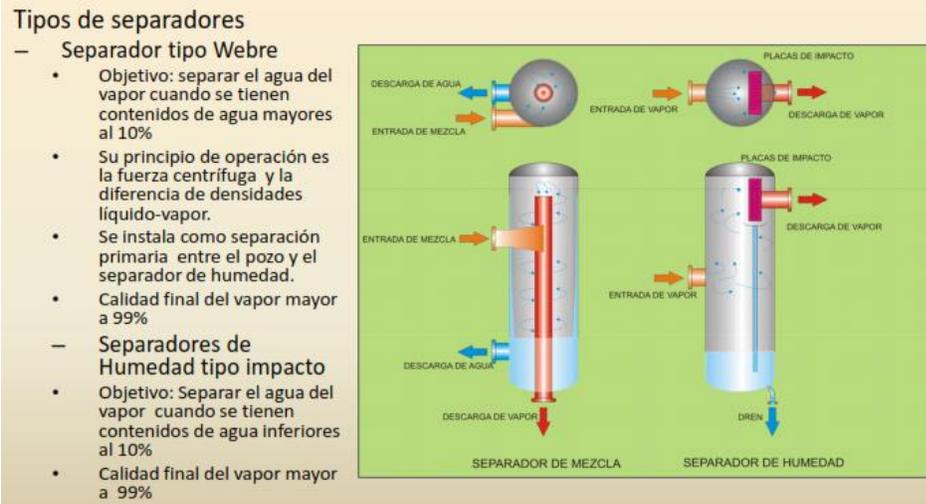


Fig. 1.5. Sistemas de separación de fluidos. Imagen tomada de google imágenes.

1.3.1.2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA SEPARADOR CICLÓNICO

El desarrollo de la geometría de separador ha sido objeto de numerosos estudios, se han implementado muchos métodos y modelos, como el de turbulencia o el de trayectoria de partícula para resolver las complejidades de los fenómenos y variables involucradas.

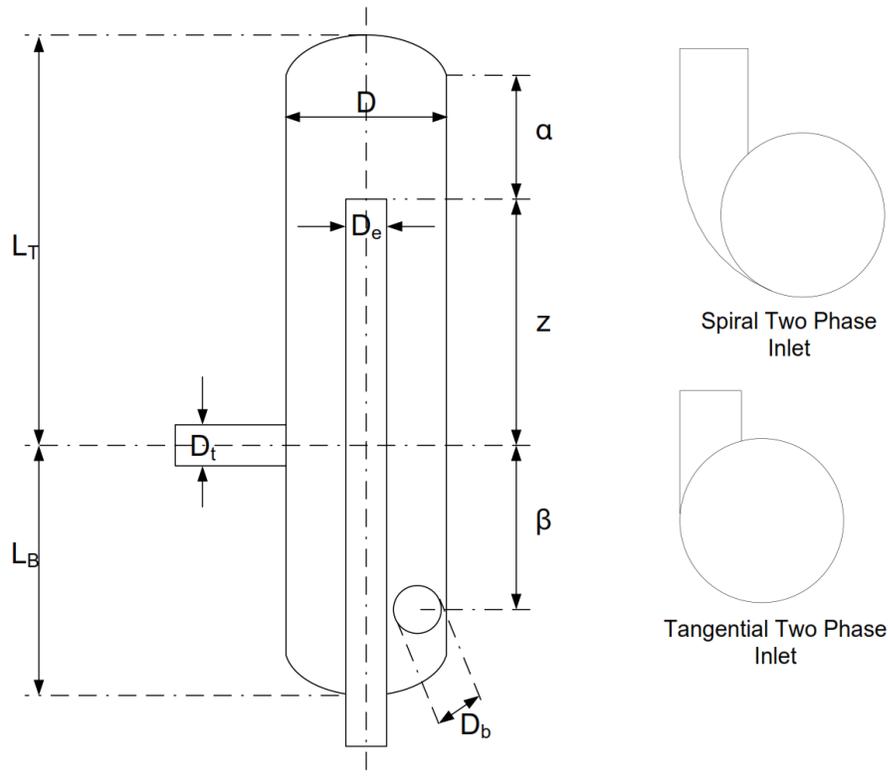
Algunos diseños como el de Bangma y Lazalde-Crabtree fueron mejorados y optimizados experimentalmente y reducen todo en términos del diámetro de entrada al separador el cual es el diámetro de la tubería del flujo bifásico. Ésta es la longitud característica del separador, y los diferentes diseños hacen uso de éste parámetro para definir completamente su geometría.

Éste diámetro característico proviene de análisis previos, por lo que en éste apartado se tendrá únicamente como dato de entrada.

La geometría en función del diámetro interno de entrada al separador ciclónico es la que se presenta en la Tabla 1.1 y en la Fig. 1.6.

Tabla 1.1. Parámetros geométricos para separadores de entrada en espiral

PARÁMETRO	VALOR (EN TÉRMINOS DE D_t)
D	$2.95 \cdot D_t$
D_e	$1 \cdot D_t$
D_b	$0.7 \cdot D_t$
α	$0.28 \cdot D_t$
β	$3.2 \cdot D_t$
Z	$5.8 \cdot D_t$
L_T	$6.8 \cdot D_t$
L_B	$4.9 \cdot D_t$



< Fig. 1.6. Dimensiones características de un separador ciclónico [1]

Para el espesor del material se hará uso del Código ASME, sección VIII, división 1; y se asumirá el material de construcción uno de los más usados para recipientes a presión.

La temperatura en el separador rondará los 200°C; De acuerdo a la Tabla 1A del código ASME sección II, parte D, el máximo esfuerzo admisible a ésta temperatura es de 20,000Psi, es decir 137.9Mpa

De acuerdo al Código ASME sección VIII, div. 1 (UG-27); el espesor del material del separador debido a esfuerzos circunferenciales se calcula con la ecuación:

$$t = \frac{P \cdot R}{S \cdot E - 0.6 \cdot P}$$

Y para esfuerzos longitudinales se calcula como:

$$t = \frac{P \cdot R}{2S \cdot E - 0.4 \cdot P}$$

donde

- t: Es el espesor mínimo requerido
- P: Es la presión interna
- R: Es el radio interno
- S: Es el esfuerzo máximo admisible del material
- E: Es la eficiencia de la junta, se asumirá junta 100% radiografiada.

1.3.2. REDES DE TUBERÍAS

Las redes de tuberías, tanto red de tubería de vapor, como red de tubería bifásica son elementos principales que conforman el traslado de fluido desde el pozo hasta la planta. Es de gran importancia realizar el correcto cálculo de ellas ya que de que estén correctamente diseñadas se obtendrán valores de pérdidas de presión mínimos en el traslado del vapor y los costos se verán reducidos.

1.3.2.1. METODOLOGÍA DE CÁLCULO GENERAL PARA DISEÑO DE RED DE TUBERÍA BIFÁSICA Y DISEÑO DE RED DE TUBERÍA DE VAPOR

A continuación se describe la metodología que se utiliza para el cálculo de las redes de tuberías describiendo las consideraciones a tomar en cuenta durante el proyecto y además mencionando cada una de las ecuaciones que intervienen en el cálculo de ellas.

RED DE TUBERÍA DE FLUJO BIFÁSICO

La red de tubería bifásica es usualmente de tramo no muy extenso según sea el criterio de diseño y las condiciones topográficas del terreno. En la propuesta de diseño del presente proyecto se trabajará con longitudes entre 30 a 50 m. El análisis necesario para flujo bifásico está regido por la definición del patrón flujo, las pérdidas de presión en la tubería bifásica y los accesorios a utilizar.

- Definición de patrón de Flujo: Se realiza el dimensionamiento para patrón de flujo anular, tomando en cuenta los siguientes criterios:
 - Calidad de vapor
 - Evitar vibraciones
 - Colocar soportes en zonas cercanas a codos
- Pérdidas de presión en tubería bifásica: Correlaciones de Harrison-Freeston, desarrolladas en tuberías geotérmicas de gran diámetro.
- Accesorios a utilizar: Cabezal del pozo, Tees, válvulas, codos, etc.

RED DE TUBERÍAS DE VAPOR

El diseño la red de tubería de vapor que trasporta el vapor geotérmico desde los distintos trenes de separación hacia el colector de vapor y posteriormente a la turbina. Las líneas de vapor son las más extensas debido a las grandes distancias a que estas se encuentran de la planta, que varían de 1000 m a 3000 m o más. Debido a este importante factor se debe tener especial cuidado de mantener la presión del vapor a lo largo de la tubería tomando las consideraciones necesarias relacionadas a: la trayectoria, topografía de terreno, diámetro de las líneas, espesor, aislamiento térmico, análisis estructural (soportes, anclajes, loops) y accesorios (codos, tees, orificios calibrados).

El diámetro a seleccionar para la tubería de vapor es la variable más crítica para el análisis de caída de presión. Con el flujo total de vapor que sale de las estaciones de separación, la longitud establecida de las líneas y una velocidad de flujo definida de 20 a 35 m/s por recomendaciones de diseño, se utilizan las siguientes correlaciones matemáticas para calcular los parámetros:

- **Ecuación : Ecuación de continuidad**

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot A$$

dónde:

ρ = densidad

v = velocidad del fluido

A = área de tubo

$$A = \pi \cdot D^2 / 4$$

- **Ecuación : Número de Reynolds**

$$Re = \frac{v_s \cdot D}{\nu}$$

dónde:

v_s : Velocidad característica del fluido

D : Diámetro de la tubería a través de la cual circula el fluido o longitud característica del sistema

ν : Viscosidad cinemática del fluido

Es necesario que la red de tubería cuente con ciertos accesorios y elementos que contribuyen a la estabilidad de la misma, resistencia a los esfuerzos y a la expansión térmica debido a las altas temperaturas del vapor que es trasladado por la línea. Los principales accesorios debidamente distribuidos son mencionados a continuación con una breve descripción.

Loops de Expansión: Son configuraciones de tuberías usados para aumentar la flexibilidad de la misma. Estas proveen la distancia necesaria de tubería para absorber la expansión térmica (son más seguras que las juntas de expansión, pero ocupan más espacio).

Para ubicar los soportes, primero se calcula la flexibilidad de la tubería según código ASME B31.1 y realizar el análisis de esfuerzo térmico (dilatación y expansión), así como los esfuerzos de tensión o torsión causados por el peso de la tubería y accesorios. Para la ubicación y espaciamiento entre soportes de apoyo y la selección de soporte fijo se toma en consideración lo siguiente:

- 1) Peso de la tubería.
- 2) Deflexión para tubería de acero al carbón.
- 3) Distancia recomendada para trazos rectos y curvas.
- 4) Condiciones topográficas en base a configuraciones existentes en el campo.
- 5) Relación de longitud entre punto fijo y tubería desarrollada entre estos puntos. Mayor de 1.

La ubicación apropiada de soportes colgantes o soportes fijos involucra consideraciones de la propia tubería, de la estructura a la cual se transmite la carga y de las limitaciones de espacio. Los puntos preferidos de fijación de la tubería son:

- 1) Sobre tubería propiamente y no sobre componentes tales como: válvulas, accesorios o juntas de expansión. Bajo cargas concentradas (puntuales), las bridas y juntas roscadas pueden gotear y los cuerpos de válvulas pueden deformarse produciendo goteo, trabazón del vástago o goteo a través del asiento.
- 2) Sobre tramos rectos de tuberías en lugar de sobre codos de radios agudos, juntas angulares o conexiones de ramales prefabricados, puesto que en estos sitios se encuentra la tubería ya sometida a esfuerzos altamente localizados, a los cuales se agregarían los efectos locales de la fijación.
- 3) Sobre tramos de tuberías que no requieran remoción frecuente para limpieza o mantenimiento.
- 4) Tan cerca como sea posible de concentraciones grandes de carga, tales como: tramos verticales, ramales de tubería, válvulas motorizadas o bien válvulas pesadas y recipientes menores, tales como separadores.

Una de las mayores preocupaciones en el diseño de tuberías es la caída de presión de del punto de salida del separador ciclónico a la entrada a la turbina. La caída de presión de vapor está en función del diámetro, longitud y configuración de la tubería, así como la densidad del vapor y el rendimiento del flujo másico del mismo. Como se mencionó anteriormente de todas estas variables, el diámetro es el factor crítico.

Existen dos tipos de pérdidas de presión en las tuberías de redes de vapor. Una de ellas son las pérdidas de presión por fricción en las tuberías, para realizar el cálculo de estas se utiliza la ecuación de colebrook que se presenta a continuación.

- **Ecuación : Ecuación de cálculo de caída de presión**

$$DP = 9.81 \cdot \frac{\rho}{1000} \cdot \frac{f \cdot L \cdot V^2}{2 \cdot D \cdot g}$$

dónde:

L: longitud de tubería, m.

V: Velocidad del fluido, m/s.

D: diámetro interno de la tubería, mm.

g: gravedad local, m/s²

f: factor de fricción de Darcy

El factor de fricción de Darcy considera parámetros adicionales de la tubería y se calcula según la ecuación siguiente:

$$f = \frac{1.325}{e} \ln^2 \left[\frac{1000}{3.7 \cdot D} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right]$$

AISLANTE TÉRMICO DE TUBERÍA

Los componentes de una instalación (equipos, conducciones y accesorios) deben disponer de un sistema de aislamiento térmico con material y espesor adecuado que cumpla con los requerimientos necesarios de garantizar la mínima pérdida por transferencia de calor entre el fluido dentro de la tubería y el ambiente. Para la selección del espesor del aislante para fluidos calientes se escoge la máxima temperatura en la red, comúnmente se utiliza un aislante de silicato de calcio de espesor de 2 pulgadas para las tuberías.

1.3.3. COLECTOR DE VAPOR

Recipiente que se utiliza para interconectar las tuberías de vapor que provienen de los distintos separadores de vapor. El cálculo de este equipo se basa en la capacidad de flujo másico que deberá albergar en su interior, además del número de interconexiones que tendrá a la red de vapor.

1.3.4. TURBINA DE VAPOR

Una turbina de vapor es una turbomáquina motora, que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (entiéndase el vapor) y el rodete, órgano principal de la turbina, que cuenta con palas o álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético. Las turbinas de vapor están presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, normalmente, se transmite a un generador para producir electricidad.

1.3.4.1. CLASIFICACIÓN DE TURBINAS POR TIPO DE FLUJO

Las turbinas de vapor se clasifican comúnmente por el tipo de flujo, existen turbinas de simple flujo y doble flujo. En las Figs. 1.7 y 1.8 se presentan las turbinas tanto de simple flujo y de doble flujo. Comúnmente las turbinas de simple flujo se utilizan para generaciones alrededor de los 50 MW y las de doble flujo se utilizan para caudales arriba de los 100 kg/s de vapor, capacidades mayores a los 50 MW.

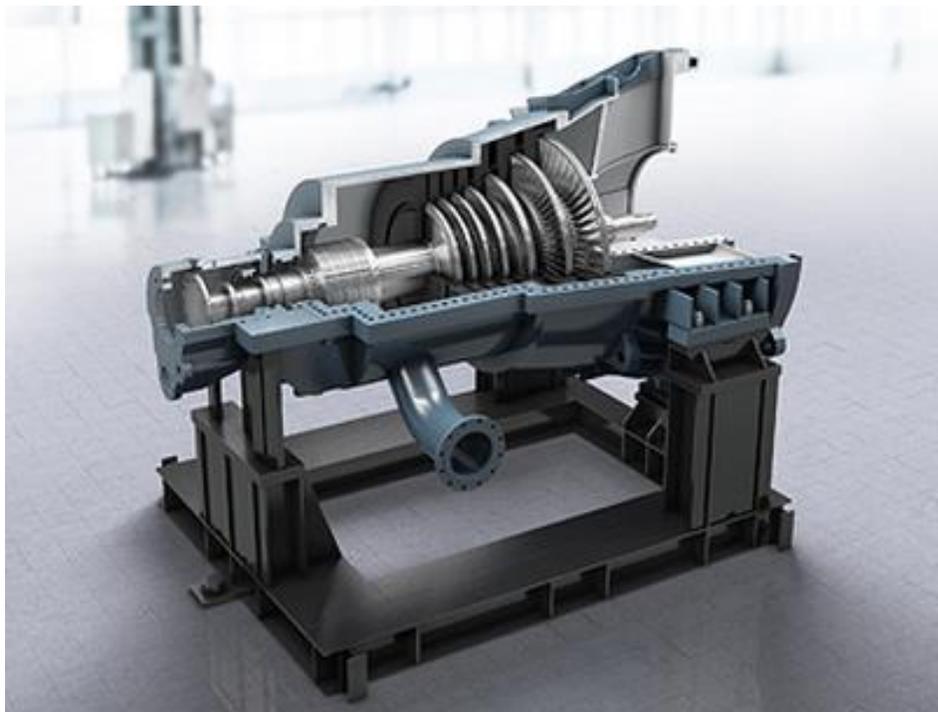
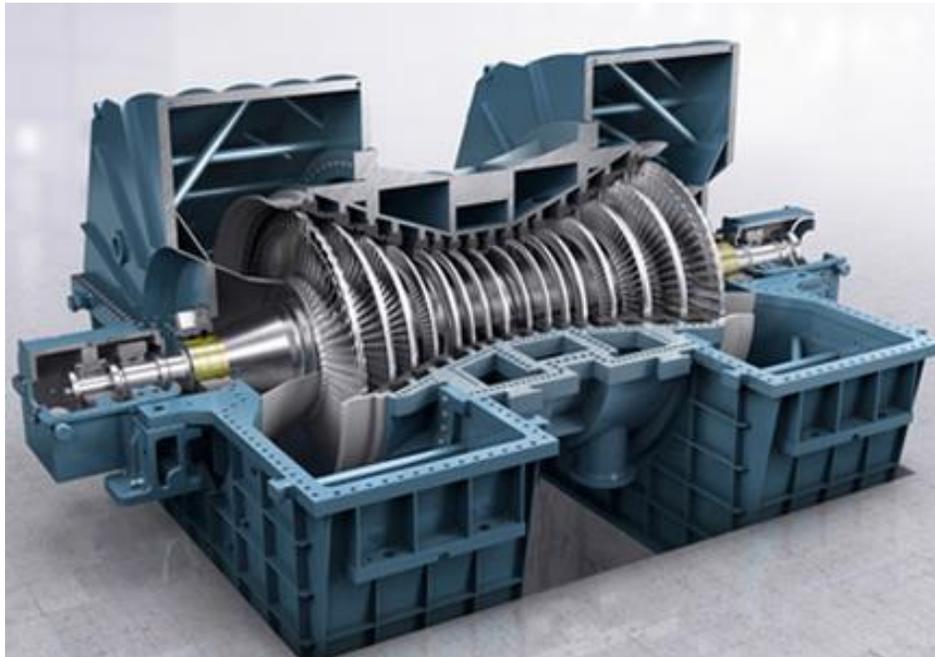


Fig. 1.7. Turbina de vapor de simple flujo. Figura tomada de <http://www.siemens.com/>



• Fig. 1.8. Turbina de vapor de doble flujo. *Figura tomada de <http://www.atmosferis.com/>*

1.3.4.2. METODOLOGÍA DE CALCULO

El trabajo producido por unidad de masa de vapor que fluye a través de ella, está dado por la ecuación de primera ley de la termodinámica. Simplificando esta, el trabajo técnico de la turbina viene dado por:

$$w_t = h_4 - h_5$$

dónde:

w_t = trabajo técnico de la turbina, kJ/kg

h : entalpías a la entrada y salida de la turbina

Suponiendo que no existe pérdida de calor en la turbina y despreciando los cambios de energía cinética y potencial del fluido de entrada y salida de la turbina

La eficiencia térmica de la planta está definida por la relación entre la potencia producida y el flujo de calor de entrada a la planta. La ecuación para el cálculo de MW de la turbina viene dado por:

$$MW = \dot{m}(h_1 - h_2)\eta_t$$

1.3.5. GENERADOR

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (F.E.M.). Este sistema está basado en la ley de Faraday. En la Fig. 1.9 se presenta la imagen de un generador eléctrico conectado a una turbina de doble flujo.

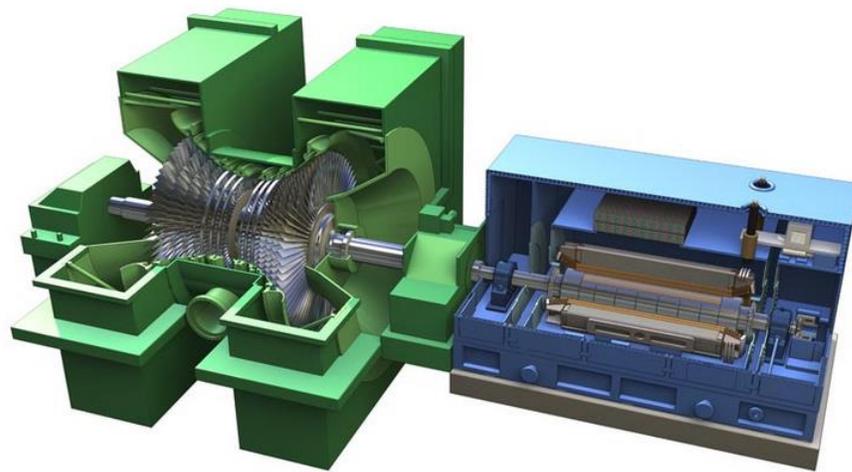


Fig. 1.9. Conexión de generador a turbina de vapor. *Figura tomada de <http://www.alstom.com>*

1.3.6. CONDENSADOR

El condensador es el equipo que tiene como función, condensar el vapor de escape de la turbina. Existen distintos 2 tipos de condensadores:

- Condensador de contacto directo
- Condensador de superficie

El más utilizado en plantas geotérmicas es el condensador de contacto directo que anteriormente era de tipo barométrico o jet, y el moderno es de tipo pulverización. El condensador de contacto directo condensa el vapor que sale de la turbina al mezclarse directamente con el agua de enfriamiento procedente de la torre de enfriamiento. Esto se hace pulverizando el agua sobre el vapor dentro del condensador y producir condensado saturado. Para dimensionar el condensador es necesario calcular la capacidad de rechazo de calor además del flujo de agua que necesita para condensar el vapor en el caso de un condensador de contacto directo. Las ecuaciones que se utilizan son un balance de masa y energía, de la manera siguiente:

$$\dot{m}_{\text{agua+vapor}} = \dot{m}_{\text{agua}} + \dot{m}_{\text{vapor}}$$

$$\dot{m}_{\text{agua+vapor}} \cdot h_{f@P} = \dot{m}_{\text{agua}} \cdot h_{f@T_{\text{sat}}} + \dot{m}_{\text{vapor}} \cdot h_{@P, x \text{ turbina}}$$

Para el cálculo de la capacidad de rechazo de calor, se utiliza la siguiente ecuación:

$$Q_r = \dot{m}(h_{@P, T \text{ escape turbina}} - h_{f@P \text{ condensador}})$$

1.3.7. SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE GASES

El sistema de extracción tiene la función de extraer los gases no condensables que arrastran los fluidos geotérmicos (CO_2 , H_2S , N_2), estos gases deben ser removidos del condensador para evitar la pérdida de eficiencia en la generación. Existen distintos métodos para realizar dicho trabajo:

- Sistema de eyectores
- Bombas de anillo líquido
- Sistema Híbrido

El equipo más adecuado para la eliminación de GNC depende de la proporción de estos gases en el vapor. En general cuando la proporción de GNC es baja (menos de 1.5% en peso) se utilizan sistemas de eyectores por ser confiables y económicos, pero al mismo tiempo relativamente ineficientes. En la Fig. 1.10 se presenta un esquema general de un sistema de extracción de gases utilizando eyectores.

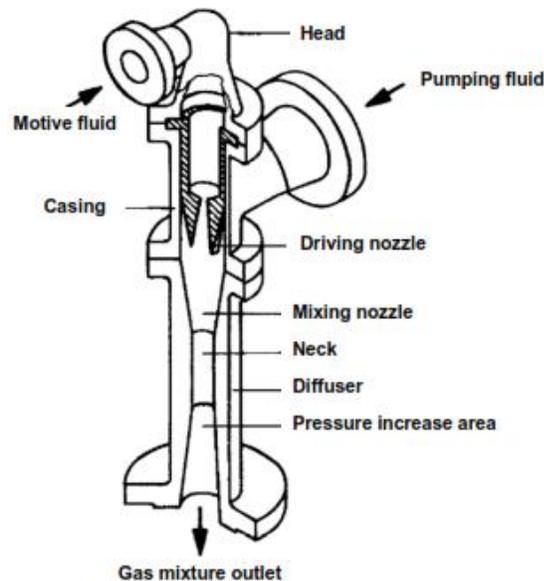


Fig. 1.10. Sistema de eyectores. [5]

Cuando la proporción de GNC es elevada el consumo de vapor de los eyectores aumenta de manera que la generación de energía es menor. En general la opción más viable para porcentajes entre 1 a 3% en peso de GNC es un sistema híbrido Eyector-Bomba de anillo líquido; es decir la primera etapa usando un eyector y la segunda etapa usando una bomba de vacío de anillo líquido. Cuando el contenido de GNC supera el 3.5% en peso lo más económico es el uso de compresores centrífugos de múltiples etapas. Normalmente son acoplados directamente a la turbina. Para contenido de GNC superiores al 12% de masa en el vapor la opción más económica es el uso de turbinas a contra presión o turbinas boca-pozo debido a la gran energía requerida para extraer los GNC en el condensador.

1.3.8. BOMBAS DE POZO CALIENTE O BOMBA DE CONDESADO

Son las encargadas de impulsar el condensado hacia la torre de enfriamiento. Las bombas de condensado deben, estar fabricadas con materiales altamente resistentes a la corrosión, y tener capacidades de alta succión. Las tuberías de condensado también deben estar hechas de materiales altamente resistentes a la corrosión y todas las uniones selladas de manera eficiente para mantener la entrada de aire de la atmósfera a un mínimo, teniendo en cuenta que dichos tubos están todos en un ambiente de vacío. Cualquier fuga de aire aumenta la carga en el sistema de evacuación de gas y por lo tanto el consumo de energía auxiliar de la planta de energía. Para el cálculo del salto de estas bombas se utiliza una modificación de la ecuación de Bernoulli la cual se presenta a continuación.

$$z_1 + H_b = z_2 + H_f$$

dónde:

z_1, z_2 : altura de columna de agua inicial y final, m.

H_b : Salto de altura de la bomba, m.

H_f : Perdidas por fricción, m.

El cálculo de potencia de las bombas se realiza utilizando la ecuación que se presenta a continuación:

$$W_b = Q \cdot \gamma \cdot H_b$$

dónde:

W_b : Potencia de la bomba, W

γ : Peso específico del agua, N/m³

H_b : Salto de altura de la bomba, m

1.3.9. TORRES DE ENFRIAMIENTO Y EQUIPOS ASOCIADOS

Las torres de enfriamiento son sistemas mecánicos destinados a enfriar masas de agua en procesos que requieren una disipación de calor. El principio de enfriamiento de estos equipos se basa en la evaporación, el equipo produce una nube de gotas de agua bien por pulverización, bien por caída libre que se pone en contacto con una corriente de aire. La evaporación superficial de una pequeña parte del agua inducida por el contacto con el aire, da lugar al enfriamiento del resto del agua que cae en la balsa a una temperatura inferior a la de pulverización. El uso más habitual de estos equipos está asociado a los sistemas de refrigeración, tanto en aire acondicionado como en producción de frío (hostelería, alimentación, laboratorios, etc.), sin embargo, en el ámbito industrial estos equipos se usan para el enfriamiento de cualquier parte de un proceso que genere calor y deba ser disipado (por ejemplo, procesos de molienda que generan calor por fricción, enfriamiento de reacciones exotérmicas, disipación de calor residual en centrales de producción de energía eléctrica, etc.).

1.3.10. SISTEMA DE REINYECCIÓN

Reinyección es el método utilizado para disponer/eliminar fluidos fuera de la superficie y/ o acuíferos someros del campo geotérmico. Existen dos tipos de reinyección que a continuación se mencionan:

- Reinyección dentro del campo.
- Reinyección fuera del campo.

En un campo geotérmico se deben realiza distintos registros y pruebas en los pozos de reinyección que garantizan el buen funcionamiento y eficiencia del sistema de reinyección.

- Registros y Pruebas en Pozos
 - Perfiles T- P - S.
 - Registros geofísicos.
 - Pruebas de Inyección.
 - Pruebas de Interferencia.
 - Pruebas de trazadores.
 - Pruebas de producción.

Existen argumentos a favor y en contra de la reinyección que deben ser tomados en cuenta para la administración del reservorio geotérmico.

- Ventajas
 - Mantiene la presión del reservorio.
 - Beneficia en aspectos ambientales.

- Desventajas
 - Riesgo de retornos de agua fría a pozos de producción.
 - Disminución de recarga profunda.

Toda planta geotérmica debe cumplir con la ley internacional de geotermia que exige el 100% de reinyección.

Efectos de la reinyección

- Incrustación (scaling) - corrosión. (Calcita, sílice y anhídrita son los precipitados más comunes en pozos de reinyección).
- Sismicidad inducida.
- Cambios en manifestaciones superficiales (presión).
- Cambios en la temperatura y química de acuíferos-reservorios.

Soluciones

- Limpieza mecánica / Re perforar.
- Acidificación.
- Control de las condiciones de fluidos en superficie.

2. ESTRATEGIA DE DESARROLLO GENERAL

El campo geotérmico se desarrollara utilizando una planta geotérmica a condensación de simple flasheo, los cálculos de generación se harán en base a datos de pozos proporcionados. Durante el presente capitulo se presenta de manera general la forma en la que se desarrollara el campo geotérmico con el fin de obtener el máximo aprovechamiento del recurso geotérmico del lugar.

2.1. ESTRATEGIA DE DESARROLLO GENERAL DE LA PLANTA Y EL CAMPO

La planta geotérmica a condensación generará energía eléctrica gracias al vapor que proveniente de ocho pozos ubicados en cuatro plataformas. Se realizó un proceso de elaboración de las curvas de producción de los pozos como se presenta en la Fig. 2.1, además por medio del cálculo de las ecuaciones de cada pozo, se hace un estimado del potencial de generación del campo geotérmico.

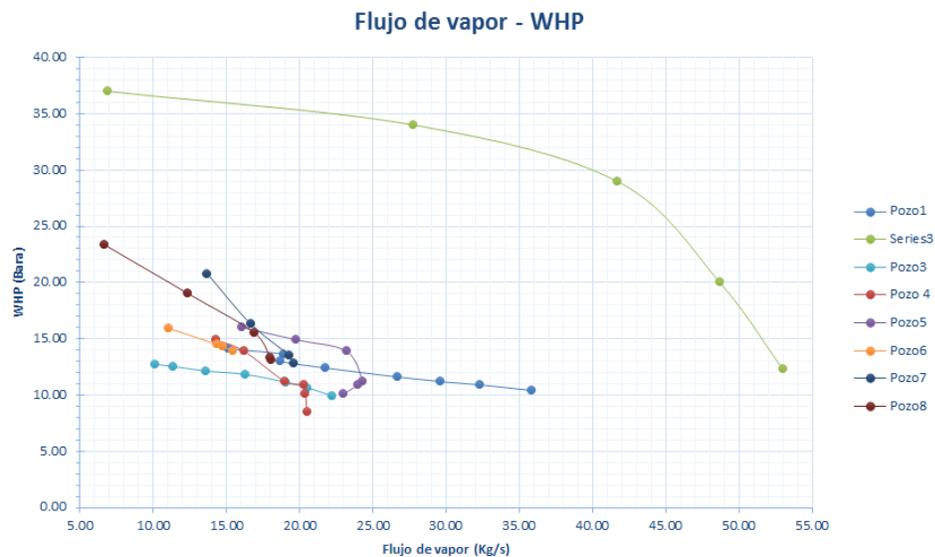


Fig. 2.1. Curvas de WHP vs flujos máxicos de cada pozo

De las curvas de producción se puede concluir que aproximadamente a 10 bar los pozos proporcionan la mayor cantidad de flujo másico, en donde se estabilizan. A continuación se muestra una tabla con los datos generales de los pozos que han sido proporcionados a esa presión.

Tabla 2.1. Datos principales de pozos a utilizar

Pozo	Flujo de vapor (kg/s)	Flujo de líquido (kg/s)	WHP (Bar)
Pozo 1	37.23	66.75	10
Pozo 3	24.81	92.04	10
Pozo 4	23.68	60	10

Pozo 5	29.1	62	10
Pozo 6	23.2	57	10
Pozo 7	23.34	66.28	10
Pozo 8	24.81	65	10
Pozo 2	48.07	0	10

El vapor es transportado desde el cabezal del pozo hasta el tren de separación, cuya función es segregar el vapor y el líquido geotérmico. Cada plataforma tiene su tren de separación correspondiente.

Para el transporte desde el cabezal de los pozos hasta el tren de separación se diseñará una tubería bifásica que cumpla las exigencias de presión, caudal y temperatura.

El equipo principal en el tren de separación es el separador ciclónico, encargado de la operación de separación propiamente dicha. Los equipos restantes en el tren de separación son equipos de seguridad como válvulas de alivio de presión, y válvulas de bola; encargadas de evitar el paso de fluido a la línea de vapor. A los trenes de separación se les deberá instalar toda la instrumentación y sistema de control para evitar sobrepresiones en las líneas, paso de vapor o líquido a las no correspondientes. En cada plataforma será indispensable contar con facilidades operacionales y de mantenimiento, entre ellas el correcto espaciamiento entre equipos: silenciadores, pila de desechos, etc. De los trenes de separación se harán los cálculo de los equipos de separación necesarios en cada plataforma.

Las aguas geotérmicas serán conducidas por medio de tuberías hasta pozos de reinyección previamente definidos para tal fin.

Antes de llegar a la turbina, es necesario reunir el vapor proveniente de todas las plataformas. El equipo encargado de tal función es el colector de vapor; el cual recibe vapor de las plataformas y lo envía a la turbina para generar energía mecánica y transformarla en energía eléctrica en el generador. Se calculara la capacidad de cada uno de estos equipos.

El vapor llega desde las plataformas y separador ciclónico por medio de un sistema de tuberías especiales. El sistema de tuberías comprende el tubo como tal, todos los accesorios como codos, cambios de sección, acoples, válvulas, trampas de vapor y aislantes térmicos para la tubería.

El vapor pasará por la turbina trasladando la energía cinética de éste hasta los álabes y a su vez al eje de salida de la turbina.

2.2. MODELO DE DESARROLLO CAMPO-PLANTA

En la Fig. 2.2 se presenta el modelo de proceso de la planta geotérmica que se utilizará para el desarrollo campo-planta. En él se presenta el diagrama de proceso de la planta geotérmica generación desde la ubicación y distribución de las distintas plataformas de pozos de producción, hasta los componentes de la planta, numerando cada punto de análisis de manera general.

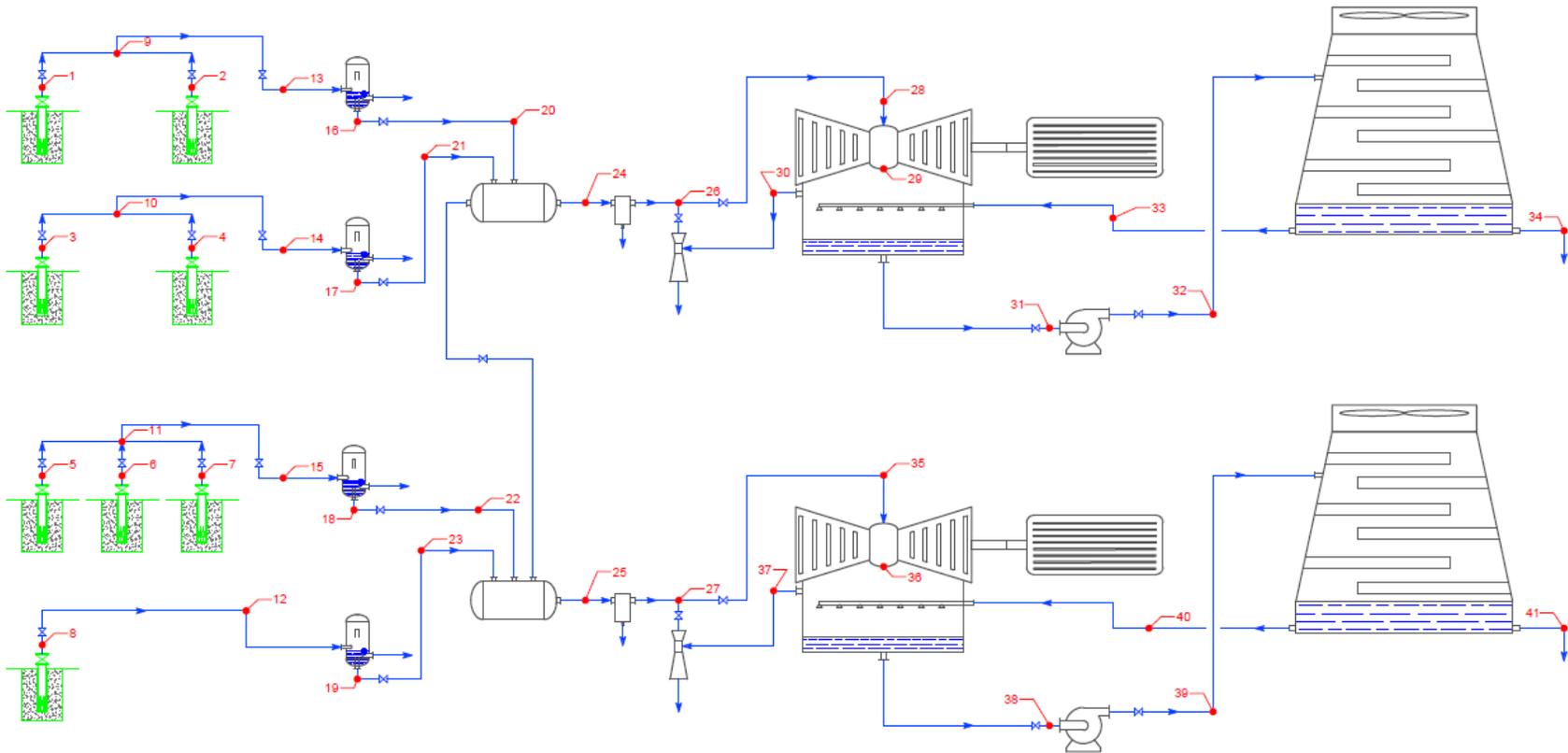


Fig. 2.2. Diagrama de flujo de proceso de modelo de planta geotérmica

El modelo de la planta geotérmica responde termodinámicamente a un ciclo Rankine. En la Fig. 2.3 se presenta un diagrama T – s de este.

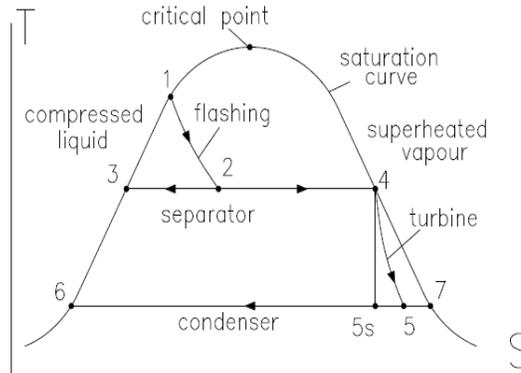


Fig. 2.3. Diagrama T-s para una planta geotérmica a condensación [5].

En el diagrama T-S del ciclo de simple flasheo mostrado en la figura anterior la secuencia del proceso inicia con un fluido geotérmico a baja presión en el punto 1 cerca de la zona de saturación, el punto de flasheo se da en el punto 2 que es analizado como un proceso isoentálpico (entalpía constante), esencialmente adiabático y sin generación de trabajo.

El modelo utilizado según el Diagrama de Flujo de Proceso, consiste en utilizar 4 plataformas de pozos, ubicando los Pozos 1 y 3 en la plataforma A, los pozos 4 y 5 en la plataforma B, los pozos 6, 7 y 8 en la plataforma C, y el pozo 2 en la plataforma D. La planta se dividirá en 2 unidades de generación, las cuales serán idénticas, ya que en los colectores de vapor, se distribuye de manera equitativa el flujo másico, y se realizarán los cálculos en el programa EES para obtener las presiones a las que deben operar cada uno de los pozos, para que se cumpla esta condición y a la vez, obtener un máximo de generación de energía geotérmica. Los componentes principales de la planta geotérmica que incluye el modelo son 2 colectores de vapor interconectados entre sí, 2 equipos de separación de humedad, 2 equipos de extracción de gases no condensables, 2 turbinas de vapor idénticas (U1 y U2), 2 condensadores idénticos, 2 bombas de condensado, y 2 torres de enfriamiento. En el momento se especifica que se utilizarán condensadores de contacto directo y torres de enfriamiento húmedas.

Se considera que la temperatura de bulbo húmedo no fluctuara mucho en el año y tendrá un valor promedio de 23 °C en la zona donde está ubicada la planta. El modelo considera que la cantidad de gases no condensables será de 1% en peso del total del flujo másico de vapor, además se considerará que la temperatura de saturación del sílice estará rondando los 140 °C. Se considera que no habrá problemas de incrustación y para las estaciones de separación se asume que no se tendrán problemas por sólidos disueltos en la salmuera.

El procedimiento de cálculo realizado en EES se realiza con las ecuaciones de regresión calculadas de cada pozo, además se tendrán algunas consideraciones con

algunas partes de la planta, para el cálculo de los equipos se utilizan las formulas presentadas en el Marco Teórico de este documento.

Según los datos que se tienen de los pozos a la presión que se utilizaran el conjunto de pozos es capaz de generar alrededor de 110MW utilizando una planta a condensación, por lo tanto la planta se desarrollará utilizando dos unidades de aproximadamente 55MW trabajando cada una de estas unidades a 9 bar de presión a la entrada de la turbina y 0.1 bar a la entrada del condensador.

Con estas condiciones de la turbina definidas en el código se dejan como variables de entrada diámetros de red de vapor, y rugosidad de las tuberías, las fórmulas de pérdidas de presión y otras complementarias para la corrida del código, este optimiza todo el proceso de forma que rectifica las condiciones de operación de los pozos para que la planta pueda trabajar de manera sostenible y eficiente. Este realiza los análisis termodinámicos y de mecánica de fluidos de los puntos principales del proceso con el fin de pre dimensionar algunos equipos principales de la planta.

La planta geotérmica a condensación de simple flash contará con las siguientes instalaciones para la generación de energía:

- Cabezal, tren de separación y sistema de acarreo.
 - Válvula Maestra (Instalado durante perforación de pozo)
 - Válvulas de sacrificio (Para pruebas en pozos) (Instalado durante perforación de pozo)
 - Líneas de purga (Previamente instalado durante perforación de pozo)
 - Separador ciclónico
 - Válvulas de bola anti-retorno (Ball Check Valves)
 - Tuberías de vapor, Aislante y soportes
 - Trampas de condensado
 - Loops o Spools de expansión.
 - Silenciador de descargas atmosféricas
 - Rock Mufflers o silenciador ciclónico
 - Tubería de aguas de reinyección, aislante y soportes.
- Turbina-Generador
 - Turbina de vapor- generador con accesorios
 - Sistema de control
 - Compresor de aire para instrumentación
- Condensador, sistema de extracción de gases.
 - Condensador
 - Bombas de condensado y motor
 - Sistema de extracción de gases
 - Sistema de tratamiento de gases (Si es necesario)
- Sistema de rechazo de calor.
 - Torre de enfriamiento
 - Bombas de agua de enfriamiento y motores
 - Sistema de tratamiento de agua de enfriamiento.
- Sistema de disposición de fluidos geotérmicos.

- Pozos de reinyección.
- Piscina de disposición temporal de fluidos geotérmicos en caso de emergencia o mantenimiento.

3. CALCULO DE PARÁMETROS DE COMPONENTES DE LA PLANTA GEOTÉRMICA

En el presente capítulo se describe el proceso y las consideraciones que se han realizado para realizar los cálculos de los componentes tanto del sistema de acarreo, como los equipos principales de la planta geotérmicos presentados en el modelo de desarrollo.

3.1. DISEÑO DE PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN Y REINYECCIÓN

Para el desarrollo sostenible del campo geotérmico es necesario que se defina además de la zona de producción una zona de reinyección que tenga la capacidad de absorber el flujo total de agua proveniente de los distintos trenes de separación.

3.1.1. PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN

Se ha determinado 4 plataformas de producción para la explotación del recurso geotérmico. Se detalla a continuación las principales características de las distintas plataformas entre las cuales se encuentran pozos, distancias entre plataformas y trenes de separación, equipos y sistemas de control.

La configuración de las plataformas como se mencionó en el modelo de campo planta es:

- Plataforma A: Se encuentra los pozos 1 y 3, ubicada a aproximadamente 1500 m de la planta geotérmica.
- Plataforma B: Se encuentran los pozos 4 y 5, ubicada a aproximadamente 2000 m de la planta geotérmica.
- Plataforma C: Se encuentran los pozos 6 y 7, ubicada a aproximadamente 2500 m de la planta geotérmica.
- Plataforma D: Se encuentra el pozo 8, ubicada a alrededor de 1000 m de la planta geotérmica.

3.1.2. PLATAFORMAS DE REINYECCIÓN

Se ha definido una zona con buena capacidad de absorción donde se reinyectará el total de agua geotérmica distribuida en 3 plataformas con 2 pozos cada una.

3.2. RED DE TUBERÍA BIFÁSICA

Para las redes de tubería bifásica, típicamente los diámetros de las tuberías que se utilizan se encuentran alrededor de 16 a 24 pulgadas, esto con el fin de mantener el flujo bifásico en el régimen de flujo anular y evitar de esta manera vibraciones excesivas en las tuberías. Según el Código ASME B31.1, por las condiciones de presión y temperatura se recomienda utilizar tuberías de Acero ASTM A53 Schedule 60. Para este caso, debido a que los flujos másicos no sobrepasan los 60 kg/s de vapor, y tomando en cuenta que la densidad del fluido en fase líquida es muchísimo menor que la del vapor a las mismas condiciones de presión y temperatura, se utilizarán tuberías de 20 pulgadas, las cuales en análisis de estudio, cumplen perfectamente en evitar el tipo de vibración. Para la red bifásica se considera una caída de 0.3 bar en todos los tramos de tubería, ya que estos son valores típicos de caídas de presión en redes bifásicas, se considera que es una buena aproximación para los datos siendo un diseño preliminar de la red.

Para la red de tubería bifásica en los puntos donde convergen líneas de tuberías se utilizarán elementos como “Y” según los diámetros requeridos para cada punto, y en el punto donde convergen 4 tuberías, se utilizará una “cruz”. En algunos tramos puede ser necesaria la utilización de codos, si es el caso, se utilizarán codos de gran radio a 90°.

3.3. DISEÑO DE REDES DE VAPOR

El diseño de las redes de vapor abarca se realiza diseñando las tuberías de tal manera que como se mencionó en el Marco Teórico, la velocidad del fluido este en el rango de 20 a 35 m/s. Se utilizó la ecuación de continuidad en el programa EES para el cálculo de velocidades introduciendo diámetros típicos utilizados comúnmente en redes de tuberías de vapor de plantas geotérmicas. Además se utilizó la ecuación de Colebrook para el cálculo de pérdidas de presión. Para el análisis se utilizaron 3 diferentes diámetros de tubería con tal de obtener los valores de caídas de presión y velocidades para los flujos másicos de cada tramo según la nomenclatura indicada en el diagrama de flujo de proceso. Los diámetros utilizados son de 24, 32 y 36 pulgadas ya que mayormente son los diámetros fabricados en el mercado.

En las Figs. 3.1 - 3.4 se presentan las gráficas generadas para cada uno de los tramos de tubería de cada tren de separación a los colectores de vapor.

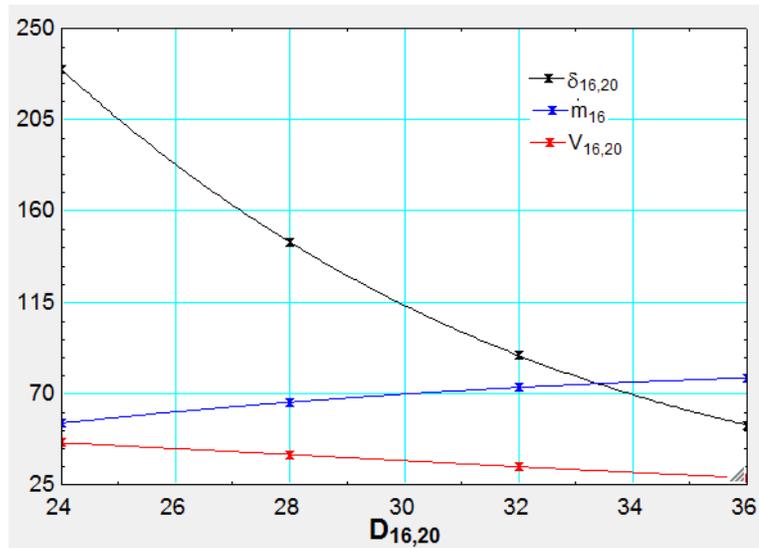


Fig. 3.1. Grafica de Diámetro de tubería (pulgadas) en tramo 16 a 20, vs Velocidad (m/s), flujo másico (kg/s) y Caída de presión (kPa)

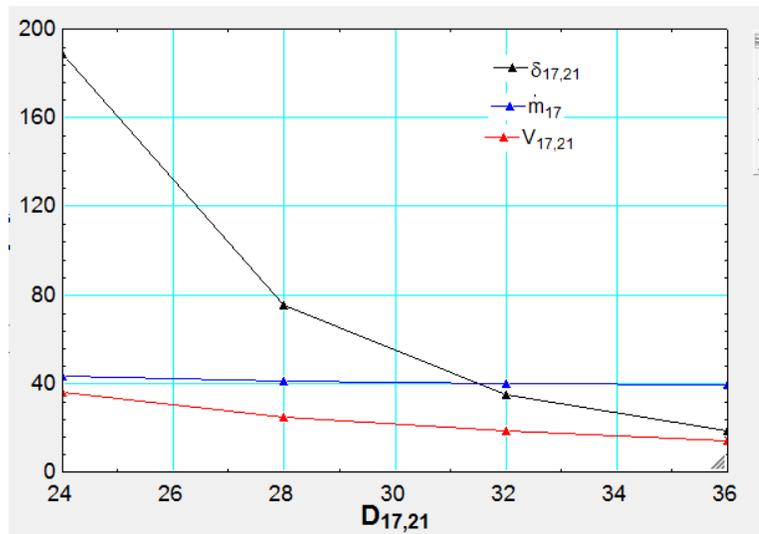


Fig. 3.2. Grafica de Diámetro de tubería (pulgadas) en tramo 17 a 21, vs Velocidad (m/s), flujo másico (kg/s) y Caída de presión (kPa)

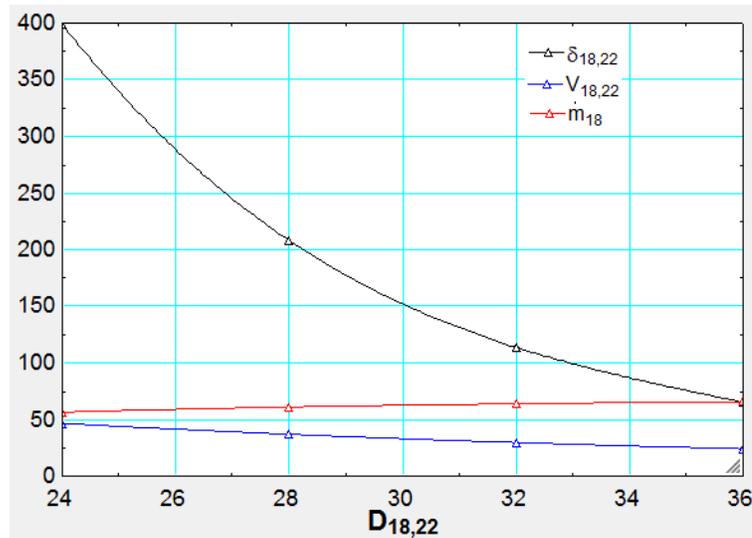


Fig. 3.3. Grafica de Diámetro de tubería (pulgadas) en tramo 18 a 22, vs Velocidad (m/s), flujo másico (kg/s) y Caída de presión (kPa)

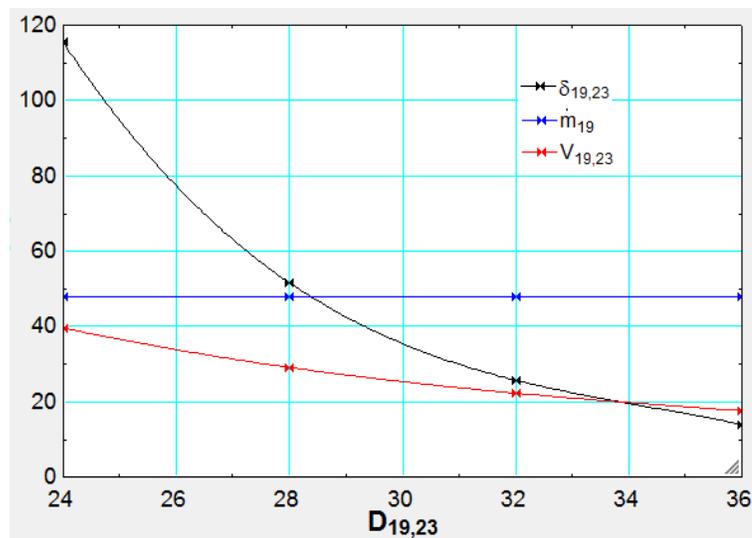


Fig. 3.4. Grafica de Diámetro de tubería (pulgadas) en tramo 19 a 23, vs Velocidad (m/s), flujo másico (kg/s) y Caída de presión (kPa)

Para el tramo de 16 a 20 se utilizara un diámetro de 32 pulgadas, ya que se puede apreciar que para ese diámetro la caída de presión es de alrededor de 88.6 kPa, una velocidad de 33.81 m/s, un flujo másico de 72.91 kg/s, aunque para un diámetro de 36 pulgadas, los valores de estos parámetros presentan mejores prestaciones, se considera que es mejor utilizar un diámetro de 32 pulgadas ya que normalmente este diámetro es un diámetro típico que se mantiene en stock en la mayoría de empresas.

Para el tramo de 17 a 21 se utilizara un diámetro de 28 pulgadas, ya que se puede apreciar que para ese diámetro la caída de presión es de alrededor de 75.06 kPa, una velocidad de 24.8 m/s, un flujo másico de 40.95 kg/s, según se aprecia en la gráfica, solo para este diámetro se cumple la condición de velocidad del vapor en las tuberías.

Para el tramo de 18 a 22 se utilizara un diámetro de 32 pulgadas, ya que se puede apreciar que para ese diámetro la caída de presión es de alrededor de 113.5 kPa, una velocidad de 29.62 m/s, un flujo másico de 63.89 kg/s, según se aprecia en la gráfica, al igual que para el tramo de 16 a 20, el otro diámetro que cumple con las condiciones es el diámetro de 36 pulgadas, pero es mayormente común que en el mercado existan tuberías de 32 pulgadas en stock, además los valores de los parámetros mencionados son aceptables.

Para el tramo de 19 a 23 se utilizara un diámetro de 32 pulgadas, ya que se puede apreciar que para ese diámetro la caída de presión es de alrededor de 113.5 kPa, una velocidad de 22.27 m/s, un flujo másico de 48.02 kg/s, según se aprecia en la gráfica, en este caso el otro valor de diámetro que cumple con las condiciones de velocidad es el de 28 pulgadas, pero para este diámetro la caída de presión es mucho mayor que para el de 32 pulgadas, por tanto se utilizara tubería de 32 pulgadas para este tramo. Según el Código ASME B31.1 para el tipo de aplicación que tendrán las tuberías (transporte de vapor alrededor de 200 °C) se debe utilizar tubería de Schedule 60 de Acero ASTM A53 grado B.

3.4. DISEÑO DE ESTACIONES DE SEPARACIÓN

Las estaciones de separación estarán compuestas por equipos de separación ciclónicos. Para la especificación de los parámetros de estos equipos, se calcula para cada uno la capacidad de flujo que separaran, además se define la presión de separación de cada equipo. De manera general el fabricante utiliza el diámetro de entrada de flujo bifásico para realizar el cálculo geométrico del equipo. El diámetro a la entrada de los equipos de separación es de 20 pulgadas, y los diámetros de la salida de vapor son los especificados en cada tramo de la red de vapor, para los cuales la conexión correspondiente se presenta en el diagrama de flujo de proceso.

3.5. COLECTORES DE VAPOR

Para el colector de vapor el parámetro que se necesita especificar de él es la capacidad de vapor que colectara, además del valor de la presión de operación. Como los colectores estarán interconectados, se puede apreciar que para las condiciones de presión en la turbina de 8 bar, el flujo de vapor que estos deben colectar es de 112.9 kg/s es decir 406.44 toneladas/hora. Cada uno de los colectores de vapor deberá tener al menos 3 entradas de vapor y 2 salidas de vapor, ya que se conectaran 2 trenes de separación a cada uno, además de que se interconectaran entre si ambos colectores. La presión de diseño que deben tener es de 10 bar, ya que la turbina opera a 8 bar, esto con el fin de tener un margen de seguridad al momento de operar.

3.6. SEPARADOR DE HUMEDAD

Debido a que a cada unidad llegarán 112.9 kg/s de vapor, para cada una de ellas se instalará un equipo de separación de humedad, el cual deberá tener capacidad para operar a 9 bar y además poder separar la humedad del flujo de vapor mencionado anteriormente ya que la presión en la turbina es de 8 bar.

3.7. TURBINA DE VAPOR

Para el cálculo de los parámetros de la turbina de vapor se ha optimizado el valor de la presión en la turbina a la cual se obtiene la mayor cantidad de generación de energía así mismo se ha realizado una curva en EES indicando el flujo de vapor vs presión en la entrada de la turbina. Las gráficas se presentan en las Figs. 3.5-3.6.

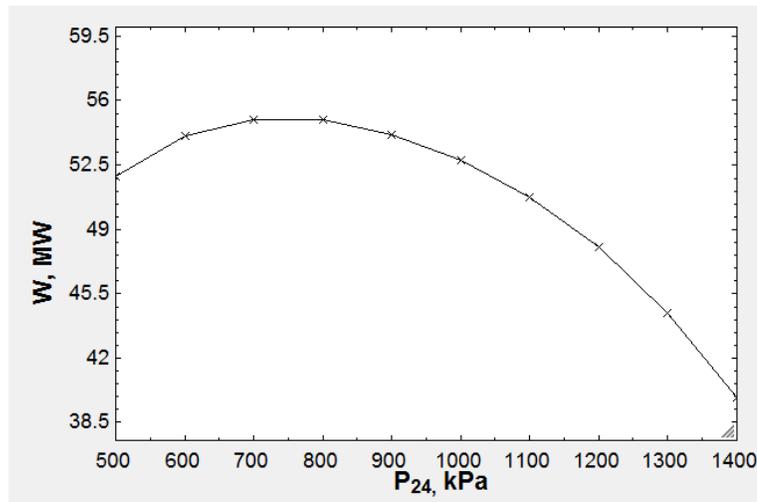


Fig. 3.5. Curva de Presión de entrada a la turbina vs Potencia generada

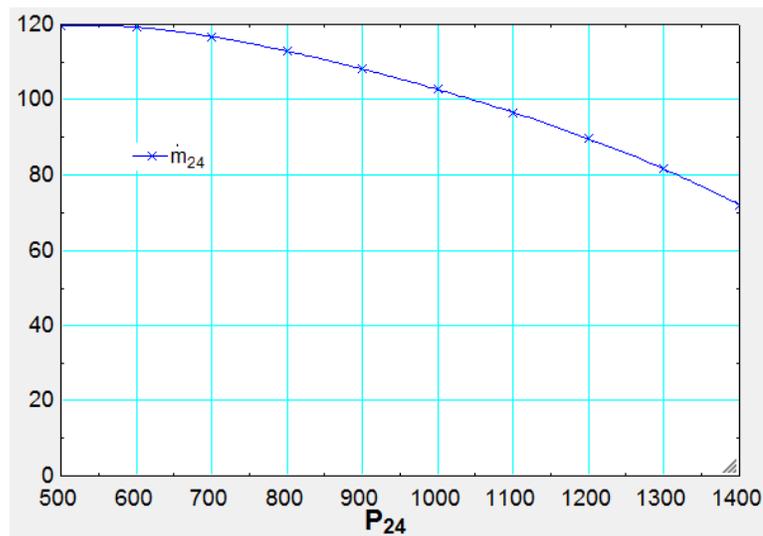


Fig. 3.6. Grafica de flujo de vapor vs presión de entrada a la turbina

De las gráficas presentadas se concluye que se obtiene una máxima generación usando una presión de entrada a la turbina de 8 bar. Debido a que es una planta a condensación, se considera que la presión a la salida de la turbina es de 0.1 bar, además que para los cálculos de potencia se consideró una eficiencia de la turbina de 75%. Generalmente para esta cantidad de generación, se utilizan turbinas de doble flujo como se presentó en el Marco Teórico.

3.8. CONDENSADOR

Como se definió anteriormente, se utilizara un condensador de contacto directo; la presión de trabajo del condensador será de 0.1 bar. En EES se realizó el cálculo de la capacidad de rechazo de calor que este debe tener, utilizando las ecuaciones presentadas anteriormente. Se calculó el flujo de agua que debe llegar al condensador para rechazar todo el calor necesario del vapor a la salida de la turbina y de esta manera obtener los parámetros para definir el condensador. La configuración geométrica de condensador-turbina será como se muestra en el diagrama de flujo de proceso, en donde el condensador está debajo de la turbina directamente. Según los cálculos realizados en EES, el condensador necesita un flujo de agua entrante a 26 °C de 3400 kg/s, un flujo de vapor entrante de 112.09 kg/s a una T de 45.25 °C y deberá rechazar 216.5 MW de calor. Conectado a la salida del condensador esta una tubería de 10 m de altura, la cual está conectada a la bomba de condensado.

3.9. SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE GASES

En el proyecto, como se presentó anteriormente el porcentaje de GNC es 1% del peso del vapor, por lo que se recomienda el uso de eyectores. En general el CO₂ es el principal GNC en el vapor prácticamente el 100%, por lo que los cálculos se harán con ésta suposición. El flujo de GNC en la unidad U1 es de 1.1Kg/s y en la unidad U2 1.08Kg/s. A continuación es necesario determinar cuánto vapor consumirán los eyectores. Se debe determinar la energía para comprimir el gas no condensable. Ésta viene dada por la ecuación:

$$H_{AD} = \frac{ZRT_1}{(K-1)/K} * \left(\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)$$

Luego se debe calcular la eficiencia adiabática del proceso con la ecuación:

$$E_A = \frac{\left(\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)}{\left(\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)}$$

dónde:

H_{AD} : Energía específica de compresión del GNC
 Z : Factor de compresibilidad media
 R : 8.314KJ/(Kg*K)/(peso molecular)
 T_1 : Temperatura de succión
 P_1 : Presión de succión
 P_2 : Presión de descarga
 K : Exponente adiabático, C_p/C_v
 E_p : Eficiencia politrópica; Usar 75% para cálculos preliminares
 E_A : Eficiencia adiabática.

Estos valores sirven para calcular la potencia necesaria para comprimir el GNC de la forma siguiente:

$$P_{AD} = \frac{\dot{m}_{GNC} H_{AD}}{E_A}$$

dónde:

P_{AD} : Potencia equivalente para comprimir el GNC (debe entregar el vapor)

\dot{m}_{GNC} : Flujo másico de gases no condensables

Entonces el flujo de vapor necesario para la extracción del GNC viene dado por:

$$\dot{m}_{vapor} = \frac{P_{AD}}{h_e - h_s}$$

dónde:

\dot{m}_{vapor} : Es la masa de vapor estimada que consume el eyector

h_e : Es la entalpia a la entrada del eyector

h_s : Es la entalpia a la salida del eyector

El número de etapas de eyectores depende de la presión absoluta de trabajo (GNC); para el presente proyecto se tiene 0.1bar, por lo que es posible usar una sola etapa de eyectores. Para el caso del CO2 se tienen los siguientes datos para realizar los cálculos:

$Z = 0.99435$

$R = 0.18892 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$

$T_1 = 319 \text{ K}$

$P_1 = 0.1 \text{ bar}$

$P_2 = 8 \text{ bar}$

$K = 1.29412$

$E_p = 0.75$

$$\dot{m}_{\text{GNC}}=1.1\text{Kg/s}$$

Y sustituyendo en las ecuaciones anteriores resulta:

$$H_{\text{AD}}=181.30 \text{ kJ/kg } E_{\text{A}}=0.68132$$

$$P_{\text{AD}} = 292.72 \text{ kW}$$

Y con las condiciones de entalpía del vapor a la entrada y salida. Entonces:

$$\dot{m}_{\text{vapor}} = 3.15 \text{ kg/s}$$

3.10. BOMBA DE CONDENSADO

Para bombear el fluido condensado hacia la torre de enfriamiento se necesita usar bombas de condensado. Estas bombas serán centrifugas, se realizó el cálculo en EES de la potencia que estas necesitan, y se deberán utilizar bombas de 343 kW de potencia, con capacidad para manejar un caudal de 2384 kg/s de líquido a 45 °C. Debido a la columna de agua existente entre la salida del condensador y la entrada de la bomba, la presión a la entrada de la bomba será alrededor de 1 bar, y la bomba llevara el líquido hasta que salga en la torre de enfriamiento a presión atmosférica, la diferencia de alturas es de alrededor de 15 m.

3.11. TORRE DE ENFRIAMIENTO

Para el proyecto se utilizaran torres de enfriamiento húmedas. El condensado, junto con el agua de enfriamiento, son pulverizados en la torre de enfriamiento donde descienden por ella al mismo tiempo que una corriente de aire asciende. De ésta manera se da la transferencia de calor. En la Fig. 3.7 se presenta el diagrama de la nomenclatura de los procesos en una torre de enfriamiento.

El aire en éste caso, entrará gracias a un ventilador en la parte superior de la torre. Respecto al diseño de la torre se debe realizar un balance de masa de aire y agua, y un balance de energía. Haciendo uso de éstas ecuaciones básicas llegamos a la siguiente ecuación (las referencias de subíndice se hacen respecto a la Fig. 3.7):

$$\omega_a h_a + \frac{\dot{m}_7}{\dot{m}_a} h_7 = C_p (T_d - T_a) + \omega_d h_d + \left(\frac{\dot{m}_7}{\dot{m}_a} - \frac{\dot{m}_b}{\dot{m}_a} - (\omega_d - \omega_a) \right) h_8 + \frac{\dot{m}_b}{\dot{m}_a} h_b$$

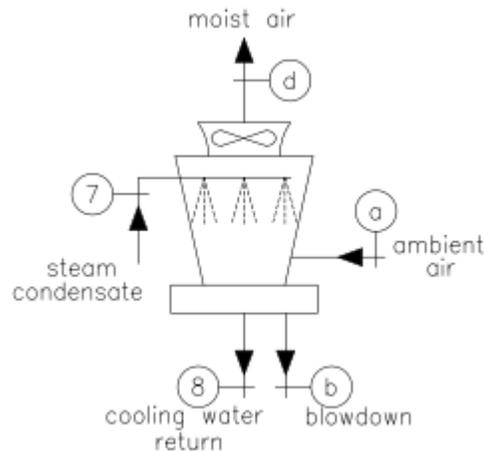


Fig. 3.7. Esquema torre de enfriamiento para análisis termodinámico [1].

Donde.

ω_a : Humedad relativa del aire “frío” a la entrada de la torre

ω_d : Humedad relativa del aire “caliente” a la salida de la torre

h_a : Entalpia del aire “frío” seco que entra a la torre

h_d : Entalpia del aire seco que sale de la torre

h_7 : Entalpia del agua “caliente” proveniente del condensador que entra a la torre

h_8 : Entalpia del agua “fría” o agua de retorno que sale de la torre

h_b : Entalpia del agua “fría” de reinyección que sale de la torre.

\dot{m}_7 : Flujo másico de agua “caliente” efecto del condensador que entra a la torre

\dot{m}_a : Flujo másico de aire “frío” que entra a la torre

\dot{m}_b : Flujo másico de agua “frío” que sale de la torre hacia reinyección.

C_p : Calor específico a presión constante del aire

T_d : Temperatura de aire que deja la torre de enfriamiento

T_a : Temperatura de aire que entra a la torre de enfriamiento

Una torre de enfriamiento es también caracterizada por otros dos parámetros: El rango y el aprovechamiento. El rango es el cambio de temperatura del agua que entra respecto al que sale. Referenciado a la Fig. 3.7 es la diferencia $T_7 - T_8$. El aprovechamiento es la diferencia entre la temperatura de salida del agua y la temperatura de bulbo húmedo del aire que entra a la torre. Es decir: $T_8 - T_{wb,a}$.

ALTURA DE LA TORRE DE ENFRIAMIENTO

El tiempo de contacto entre el agua y el aire rige en gran manera la efectiva transferencia de calor. Por lo tanto cuánto más alta es la torre, más tiempo de contacto habrá entre el aire y el agua. En caso que la torre no tenga la altura adecuada y no produzca el tiempo de contacto suficiente, un incremento en el flujo de aire no provocará el enfriamiento adecuado. En general; cuando el aprovechamiento está

entre 8-11°C y el rango entre 13.9-19.4°C una torre relativamente baja será suficiente. Es decir 4.6 a 6.1 m entre el sistema de distribución hasta la base. Cuando el aprovechamiento es moderado, es decir, un rango entre 13.9 - 19.4 °C son requeridas torres de entre 7.6-9.1m. Cuando el aprovechamiento es cercano a 4.4 °C con un rango entre 13.9-19.4°C es requerida una torre con una altura entre 10.7 - 12.2 m. Por lo general no es económicamente conveniente diseñar una torre de enfriamiento con un aprovechamiento menor de 2.8°C.

CÁLCULO DEL FLUJO DE AIRE REQUERIDO

Para esto se hará uso de la ecuación de balance másico y energético, donde las variables involucradas son:

$$\omega_a: 0.6$$

$$\omega_d: 0.95$$

$$h_a: 301.344 \text{ kJ/kg (aire @28°C y 1bar)}$$

$$h_d: 318.42 \text{ kJ/kg (aire @45°C y 1bar)}$$

$$h_7: 191.85 \text{ kJ/kg (agua @ P=0.1Bar y X=0)}$$

$$h_8: 116.8 \text{ kJ/kg (agua @P=1Bar y T=28°C)}$$

$$h_b: 116.8 \text{ kJ/kg (agua @P=1Bar y T=28°C)}$$

$$\dot{m}_7: 2381.7 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_a: \text{Incognita}$$

$$\dot{m}_b: 110 \text{ kg/s}$$

$$C_p: 1.012 \text{ kJ/kg K}$$

$$T_d: 45^\circ\text{C}$$

$$T_a: 28^\circ\text{C}$$

Resolviendo se tiene que

$$\dot{m}_a = 1824 \text{ kg/s}$$

Tomando un volumen específico de 1.127 kg/m³ para el aire se tendría un flujo volumétrico de aire de 1618.46 m³/s (3.43 x 10⁶ SCFM). Asumiendo que será ventilación forzada y tendrá capacidad para elevar una columna de 5.6 m la potencia de ventilación para cada torre rondará los 100kWe. El rango será: 45°C - 28°C = 17°C. El aprovechamiento será: 28°C - 23°C = 5°C. De acuerdo a éstos resultados la altura entre la inyección y la base de la torre rondará los 12m.

4. PLIEGO DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE LA PLANTA

A continuación se presentan las especificaciones técnicas del diseño preliminar realizado a la planta geotérmica.

4.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS DE LA PLANTA GEOTÉRMICA

En la Tabla 4.1 se presentan las especificaciones técnicas de cada elemento al que se le calcularon los parámetros en el capítulo anterior.

Tabla 4.1. Especificaciones técnicas de componentes de la planta geotérmica

EQUIPO	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA	
	U1	U2
TURBINA DE VAPOR		
Tipo	Doble Flujo, a condensación	Doble flujo, a condensación
Impulso/Reacción	Reacción	Reacción
Capacidad Nominal (MW)	55	55
Presión de vapor primario (bar a)	8	8
Temperatura de vapor primario (°C)	170.4	170.4
Presión de escape (bar a)	0.1	0.1
Flujo de vapor primario (kg/s)	112.9	112.9
Consumo específico de vapor (kg/s/MW)	2.043	2.043
Velocidad nominal (rpm)	3600	3600
CONDENSADOR		
Tipo	Contacto directo	Contacto directo
Presión (bar a)	0.1	0.1
Flujo Agua (kg/s)	2273	2273
Temperatura ent/sal (°C)	23/45.79	23/45.79
Capacidad de rechazo de calor (MW)	216.5	216.5
SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE GASES		
Tipo	Eyectores	Eyectores
Consumo de vapor (kg/h)[kg/s]	20717 [5.75]	20717 [5.75]
Capacidad de extracción de GNC (kg/h)[kg/s]	5309 [1.47]	5309 [1.47]
Presión de vapor/succión/descarga (bar a)	8.0/0.1/1.0	8.0/0.1/1.0
BOMBA DE CIRCUITO DE ENFRIAMIENTO PRIMARIO		

Tipo	Centrifuga	Centrifuga		
Potencia del motor (kW)	500	500		
Flujo (kg/s)	3400	3400		
Altura (m)	15	15		
TORRE DE ENFRIAMIENTO				
Tipo	Contra-flujo	Contra-flujo		
Capacidad (flujo de agua de circulación) (m ³ /s)	3.5	3.5		
Nº ventiladores	5	5		
Altura total (m)	12	12		
Potencia por Ventilador (kW)	135	135		
COLECTOR DE VAPOR				
Flujo de vapor total (kg/s)	115	115		
Presión de trabajo (bar a)	8	8		
Temperatura de trabajo (°C)	170.4	170.4		
Nº de entradas de vapor	2	3		
Nº de salidas de vapor	2	1		
SEPARADOR DE HUMEDAD				
Flujo de vapor total (kg/s)	115	115		
Presión de trabajo (bar a)	8	8		
Temperatura de trabajo (°C)	170.4	170.4		
Drenaje automático	1	1		
TREN DE SEPARACIÓN				
	A	B	C	D
Presión de separación (bar a)	8.9	8.85	9.14	8.26
Flujo de fluido bifásico entrante (kg/s)	248.96	162.95	253.38	48.02
Flujo de vapor saliente (kg/s)	72.91	40.95	63.89	48.02
Flujo de salmuera saliente (kg/s)	176.05	122	189.49	0

4.2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE RED DE TUBERÍA BIFÁSICA Y DE VAPOR

En la Tabla 4.2 se presentan las especificaciones técnicas de las tuberías que conforman la red de flujo bifásico y la red de tuberías de vapor.

Tabla 4.2. Especificaciones técnicas de redes de tuberías

Tramo	Longitud (m)	Diámetro nominal a utilizar (pulg)	Schedule	Material
1-9	30	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
2-9	40	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
9-13	20	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B

3-10	35	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
4-10	45	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
10-14	10	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
5-11	40	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
6-11	30	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
7-11	45	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
11-15	10	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
8-12	45	20	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
16-20	1500	32	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
17-21	2000	28	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
18-22	2500	32	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B
19-23	1000	32	60	Acero al Carbono ASTM A53 grado B

4.3. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN DE LOS POZOS

En la Tabla 4.3 se presentan las condiciones de operación que tendrán los pozos productores para obtener el máximo de generación de energía del campo geotérmico.

Tabla 4.3. Condiciones de operación de los pozos productores de campo geotérmico

Pozo	Flujo de vapor (kg/s)	Flujo de líquido (kg/s)	WHP (Bar)
Pozo 1	50.39	66.75	9.186
Pozo 3	22.52	92.04	9.186
Pozo 4	20.55	60	9.151
Pozo 5	20.40	62	9.151
Pozo 6	20.13	57	9.435
Pozo 7	17.53	66.28	9.435
Pozo 8	26.20	65	9.435
Pozo 2	48.07	0	8.557

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Las condiciones termodinámicas en ambas unidades permite la selección de equipos de similares características, facilitando labores de procura, construcción, operación y mantenimiento.
2. Luego de la realización del proceso de optimización de generación de energía para obtener el máximo de esta, se tiene que se utilizaran dos unidades de generación de 55 MW cada una.
3. De acuerdo a los datos de pozos proporcionados la presión óptima de generación para la central geotérmica es de 8 bar
4. La humedad relativa del aire a la entrada de la torres es el factor de mayor significancia para el requerimiento de aire; Un incremento en 50% de la humedad relativa aumenta al doble el requerimiento de aire, por ende una mayor potencia de ventilación.
5. Respecto al uso de eyectores para la extracción de GNC; al incrementar el contenido de éstos aumenta el gasto de vapor; lo que significa que menos vapor realizará trabajo sobre la turbina.
6. Los diámetros seleccionados permiten que la velocidad de flujo del vapor opere dentro de los rangos usuales además de que al utilizarlos, las caídas de presión se mantienen en valores aceptables.
7. Debido a que la cantidad de flujo de vapor que irá a cada una de las turbinas es considerable, utilizar turbinas de doble flujo hará que los soportes de las bases de las turbinas no reciban una gran carga hacia un solo lado por el efecto de carga del vapor reflejado en estos, sino que la carga se repartirá de manera equitativa en dos direcciones oponiéndose la una a la otra.
8. El problema de cavitación en las bombas no será muy severo a la entrada de las bombas de pozo caliente, ya que debido a la columna de agua entre la salida del condensador y la entrada de la bomba la presión del fluido a la entrada de la bomba se aumenta hasta valores cercanos a la presión atmosférica.

RECOMENDACIONES

A partir de este diseño preliminar se puede seguir profundizando en cada uno de los elementos que conforman la planta geotérmica. Se recomienda que a partir de él se realice un diseño de detalle de cada uno de los elementos en un futuro, además de involucrar otras consideraciones que no se tomaron en cuenta por la misma naturaleza del trabajo al ser un diseño preliminar el que se ha realizado.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar queremos agradecer a nuestro Padre Celestial por darnos la oportunidad de finalizar exitosamente el Diplomado de especialización en Geotermia y el trabajo de graduación. Agradecemos también a todos los que hicieron posible que esta experiencia fuera increíblemente enriquecedora, nuestros compañeros y amigos de curso, los docentes que nos orientaron durante todo el Diplomado. A nuestras Familias por brindarnos apoyo incondicional todo este tiempo, a nuestras empresas que orgullosamente representamos y a El Salvador por abrirnos las puertas y tratarnos como en casa. Expresamos nuestra más sincera gratitud hacia nuestros Tutores, Ing. José Luis Henríquez y Ing. Álvaro Flamenco, que hicieron que El Trabajo de Graduación fuese un éxito. Agradecemos al CNE, a La Geo, al BID y a la Universidad de El Salvador, por proveernos de todos los recursos necesarios para que durante la realización del Diplomado y de los Trabajos de Graduación, se lograra cumplir con los objetivos planteados durante el curso, además de brindarnos apoyo en lo necesario.

REFERENCIAS

- [1] Dipippo R. (2008). Geothermal Power Plants. Segunda Edición. Massachusetts. Editorial Elsevier. ps 518.
- [2] Henríquez J. L. (2014). Sistemas de acarreo y tipos de plantas geotérmicas. PREG.
- [3] Código ASME B31.1. POWER PIPING. Revisión 2010.
 - [4] 2012. "Foro Nacional de Regulación de Energías Renovables en México: Subastas de Energía". México. México D.F.
 - [5] H. Sulistyardi. BASIC DESIGN OF LUMUT BALAI 2x55 MW GEOTHERMAL POWER PLANT, INDONESIA. Iceland. (UNU-GTP-2010-29)
 - [6] <http://www.atmosferis.com/sst-500-geo-la-nueva-turbina-de-siemens-para-plantas-geotermicas/>
 - [7] <http://www.alstom.com/products-services/product-catalogue/power-generation/renewable-energy/geothermal-power/steam-turbines-for-geothermal-power/steam-turbines/>
 - [8] <http://www.siemens.com/press/en/presspicture/index.php?view=list&content=&tag=EOG201110007>

ANEXOS

Código utilizado en EES para realización de cálculos.

"Función para la caída de presión"

```
{Ecuación de Colebrook}
Function DP (L,D,M,T,Dens,e,Visc)
IF (M>0.0) THEN
x1=1
g= 9.81
Dens := density(steam,x=x1,T=T)
V := M/(Dens*3.141516*(D)^2/4)
Re:= Dens*V*D/Visc
f := 1.325/(ln((e/1000)/(3.7*D)+5.74/RE^0.9))^2
Hf := f*(L/D)*(V^2)/(2*g)
DP := Hf*9.81*Dens/1e5 {Output DP en Bares}
ELSE
DP :=0.0
ENDIF
End
```

```
{Función para la caída de presión}
{Ecuación de Colebrook}
Function V (D,M,Dens)
IF (M>0.0) THEN
V := M/(Dens*3.141516*(D)^2/4)
ELSE
V:= 0.0
ENDIF
End
```

```
{Parametros generales de tuberia}
{Fittings = 0.15
e = 0.5}
```

```
{Propiedades del fluido}
{T = 184}
x1=1
{T=T_sat(Water,P=P_T19)}
T=T_sat(Steam_IAPWS,P=P[24])
Dens = density(steam,x=x1,T=T)
Visc = viscosity(steam,x=x1,T=T)
```

```
{+++++++}
```

```
{Calculos de caída de presión para Planta Simple Flasheo}
```

```
{Linea desde 16 a 20}
{L_16_20=1300}
D_1a = D_16_20*25.4/1000
L_1a = L_16_20*(1+Fittings)
```

Delta_16_20 = 100* DP (L_1a,D_1a,M_1a,T,Dens,e,Visc)
 V_16_20 = V (D_1a,M_1a,Dens)
 {D_16_20=23}
 M_1a = m_dot[16]

{Linea desde 17 a 21 }
 {L_17_21=1200}
 D_1b = D_17_21*25.4/1000
 L_1b = L_17_21*(1+Fittings)
 Delta_17_21 = 100*DP (L_1b,D_1b,M_1b,T,Dens,e,Visc)
 V_17_21 = V (D_1b,M_1b,Dens)
 {D_17_21=23}
 M_1b = m_dot[17]

{Linea desde 18 a 22}
 {L_18_22=3000}
 D_1c = D_18_22*25.4/1000
 L_1c = L_18_22*(1+Fittings)
 Delta_18_22 = 100*DP (L_1c,D_1c,M_1c,T,Dens,e,Visc)
 V_18_22 = V (D_1c,M_1c,Dens)
 {D_18_22=23}
 M_1c = m_dot[18]

{Linea desde 19 a 23}
 {L_19_23=3000}
 D_1d = D_19_23*25.4/1000
 L_1d = L_19_23*(1+Fittings)
 Delta_19_23 = 100*DP (L_1d,D_1d,M_1d,T,Dens,e,Visc)
 V_19_23 = V (D_1d,M_1d,Dens)
 {D_19_23=23}
 M_1d = m_dot[19]

"CAMPO GEOTERMICO"

"-----"
 "-----"

"INPUT PARAMETERS"

"Atmosferic Pressure "
 p_atm=0

"PLATAFORMAS"

"Plataformas 1 -----"

"Pozo 1"

m_dot[1]=4.24145540E+02-7.68578301E+01*(WHP[1]/100)+4.94785267E+00*(WHP[1]/100)^2-
 1.09976516E-01*(WHP[1]/100)^3 "(kg/s) (bar a)"

WHP[1]=p[9]-p_atm+Delta_1_9

p[1]=p[9]+Delta_1_9

{h[1]=909.6 }

Delta_1_9=20

p[9]=p[13]+Delta_9_13

Delta_9_13=10

"Pozo 3"

$$m_dot[2] = -7.25133597E+01 + 2.03460327E+01 * (WHP[2]/100) - 1.08863201E+00 * (WHP[2]/100)^2$$

$$WHP[2] = p[9] - p_atm + \Delta_{2_9}$$

$$p[2] = p[9] + \Delta_{2_9}$$

$$\{h[2] = 998.1\}$$

$$\Delta_{2_9} = 20$$

"Plataforma 2-----"

"Pozo 4"

$$m_dot[3] = 7.84675625E+00 + 2.90954509E+00 * (WHP[3]/100) - 1.66233578E-01 * (WHP[3]/100)^2$$

"(kg/s) (bar a)"

$$WHP[3] = p[10] - p_atm + \Delta_{3_10}$$

$$p[3] = p[10] + \Delta_{3_10}$$

$$\{h[3] = 1200\}$$

$$\Delta_{3_10} = 20$$

$$p[10] = p[14] + \Delta_{10_14}$$

$$\Delta_{10_14} = 10$$

"Pozo 5"

$$m_dot[4] = -5.34690686E+01 + 1.30546757E+01 * (WHP[4]/100) - 5.44478143E-01 * (WHP[4]/100)^2$$

$$WHP[4] = p[10] - p_atm + \Delta_{4_10}$$

$$p[4] = p[10] + \Delta_{4_10}$$

$$\{h[4] = 1018\}$$

$$\Delta_{4_10} = 20$$

"Plataforma 3-----"

"Pozo 6"

$$m_dot[5] = 6.28471080E+00 + 3.16503648E+00 * (WHP[5]/100) - 1.79880326E-01 * (WHP[5]/100)^2$$

"(kg/s) (bar a)"

$$WHP[5] = p[11] - p_atm + \Delta_{5_11}$$

$$p[5] = p[11] + \Delta_{5_11}$$

$$\{h[5] = 1200\}$$

$$\Delta_{5_11} = 20$$

$$p[11] = p[15] + \Delta_{11_15}$$

$$\Delta_{11_15} = 10$$

"Pozo 7"

$$m_dot[6] = -5.52687198E+01 + 1.54715879E+01 * (WHP[6]/100) - 1.01876009E+00 * (WHP[6]/100)^2 + 2.08855215E-02 * (WHP[6]/100)^3$$

"(kg/s) (bar a)"

$$WHP[6] = p[11] - p_atm + \Delta_{6_11}$$

$$p[6] = p[11] + \Delta_{6_11}$$

$$\{h[6] = 1018\}$$

$$\Delta_{6_11} = 20$$

"Pozo 8"

$$m_dot[7] = 3.14750873E+02 - 7.38234764E+01 * (WHP[7]/100) + 6.82735709E+00 * (WHP[7]/100)^2 - 2.76314209E-01 * (WHP[7]/100)^3 + 4.07373479E-03 * (WHP[7]/100)^4$$

"(kg/s) (bar a)"

$$WHP[7] = p[11] - p_atm + \Delta_{7_11}$$

$$p[7] = p[11] + \Delta_{7_11}$$

$$\{h[7] = 1018\}$$

$$\Delta_{7_11} = 20$$

"Plataforma 4-----"

"Pozo 2"

"m_dot[8]=4.22474603E+02-
 4.40166480E+01*(WHP[8]/100)+1.71382820E+00*(WHP[8]/100)^2-2.23716153E-
 02*(WHP[8]/100)^3" "(kg/s) (bar a)"
 m_dot[8]=48.02
 WHP[8]=p[12]-p_atm+Delta_8_12
 p[8]=p[12]+Delta_8_12
 {h[8]=1200 }
 Delta_8_12=30

"SEPARACION"

"SEPARATOR Plataforma 1-----"

m_dot[9]=m_dot[1]+m_dot[2] "total mass flow"

"Separator Inlet"

p[13]=p[16]+Delta_13_16
 Delta_13_16=0
 x[13]=1 {quality(steam,h=h[13],p=p_b[13]) } "Steam quality at state 70 (%)"

"Steam outlet"

m_dot[16]=x[13]*m_dot[9] "Steam mass flow for inlet turbine
 (kg/s) "
 p[16]=p[20]+Delta_16_20 "Steam outlet pressure (kpa)"
 {Delta_16_20=0} "Steam loss pressure in separator"
 x[16]=1 "Steam quality (%)"
 h[16]=enthalpy(steam,x=x[16],p=p[16]) "Enthalpy of steam (kJ/kg) "
 s[16]=entropy(steam,x=x[16],p=p[16]) "Entropy of steam (kJ/(kg K)) "

"SEPARATOR Plataforma 2-----"

m_dot[10]=m_dot[3]+m_dot[4] "total mass flow"

"Separator Inlet"

p[14]=p[17]+Delta_14_17
 Delta_14_17=10
 x[14]=1 {quality(steam,h=h[60],p=p_b[60]) } "Steam quality at state 70 (%)"

"Steam outlet"

m_dot[17]=x[14]*m_dot[10] "Steam mass flow for inlet turbine
 (kg/s) "
 p[17]=p[21]+Delta_17_21 "Steam outlet pressure (kpa)"
 x[17]=1 "Steam quality (%)"

h[17]=enthalpy(steam,x=x[17],p=p[17]) "Enthalpy of steam (kJ/kg) "
 s[17]=entropy(steam,x=x[17],p=p[17]) "Entropy of steam (kJ/(kg K)) "

"SEPARATOR Plataforma 3-----
 -----"

m_dot[11]=m_dot[5]+m_dot[6]+m_dot[7] "total mass flow"

"Separator Inlet"

p[15]=p[18]+Delta_15_18

Delta_15_18=0

x[15]=1 {quality(steam,h=h[60],p=p_b[60]) } "Steam quality at state 70 (%)"

"Steam outlet"

m_dot[18]=x[18]*m_dot[11]

"Steam mass flow for inlet turbine

(kg/s) "

p[18]=p[22]+Delta_18_22

"Steam outlet pressure (kpa)"

x[18]=1

"Steam quality (%)"

h[18]=enthalpy(steam,x=x[18],p=p[18])

"Enthalpy of steam (kJ/kg) "

s[18]=entropy(steam,x=x[18],p=p[18])

"Entropy of steam (kJ/(kg K)) "

"SEPARATOR Plataforma 4 -----
 -----"

m_dot[12]=m_dot[8] "total mass flow"

"Separator Inlet"

p[12]=p[19]+Delta_12_19

Delta_12_19=0

x[12]=1 {quality(steam,h=h[60],p=p_b[60]) } "Steam quality at state 70 (%)"

"Steam outlet"

m_dot[19]=x[19]*m_dot[12]

"Steam mass flow for inlet turbine

(kg/s) "

p[19]=p[23]+Delta_19_23

"Steam outlet pressure (kpa)"

x[19]=1

"Steam quality (%)"

h[19]=enthalpy(steam,x=x[19],p=p[19])

"Enthalpy of steam (kJ/kg) "

s[19]=entropy(steam,x=x[19],p=p[19])

"Entropy of steam (kJ/(kg K)) "

"TUBERIA DE VAPOR"

"STEAM FROM 24 "

m_dot[24]=(m_dot[18]+m_dot[19]+m_dot[16]+m_dot[17])/2

"STEAM FROM 24 "

m_dot[24]=m_dot[25]

P[24]=P[21]

P[21]=P[20]

P[25]=P[24]
 P[25]=P[23]
 P[23]=P[22]

{" POTENCIA"

"PARAMETROS DE ENTRADA"

"Media Presión Separador"
 {P[900] } "Presión en el colector de vapor (bar a)"

"Flujo de vapor llegando al colector"
 {m[5]=60 } "Flujo de vapor (kg/s)"

"Turbina"
 eta_turbina=0.75 "Eficiencia Isoentropica Turbina (%)"

"Generador"
 eta_generador=0.99 "Eficiencia Generador (%)"

{"Condensador"
 P[29]=0.1 } "Presión Condesador (bar a)"
 P[36]=P[29]

 "PROCESO - TURBINA"

{Punto 2}
 m_dot[28]=m_dot[24]
 m_dot[35]=m_dot[28]
 P[28]=P[24]
 P[35]=P[28]
 T[28]=T_sat(Steam,P=P[28])
 h[28]=Enthalpy(Steam,P=P[28],x=1)
 s[28]=Entropy(Steam,P=P[28],x=1)

"Punto 3"
 T[29]=T_sat(Steam,P=P[29])
 s[29]=s[28]
 h[29]=Enthalpy(Steam,P=P[29],s=s[29])
 x[29]=Quality(Steam,P=P[29],h=h[29])

{sf[29]=Entropy(Steam,P=P[29],x=0)
 sg[29]=Entropy(Steam,P=P[29],x=1)
 hf[29]=Enthalpy(Steam,P=P[29],x=0)
 hg[29]=Enthalpy(Steam,P=P[29],x=1)
 x[29]=(s[29]-sf[29])/(sg[29]-sf[29])
 h[29]=x[29]*(hg[29]-hf[29])+hf[29]}

"Trabajo Total de la Turbina"

$$W=m_{\text{dot}}[28]*(h[28]-h[29])*eta_{\text{turbina}}* eta_{\text{generador}}/1000$$

$$CEV=m_{\text{dot}}[28]/W$$

"CONDENSADOR"

"Calor a rechazar"

$$h_{29a}=\text{Enthalpy}(\text{Steam},P=P[29],x=0)$$

$$Q_{\text{rechazo}}=m_{\text{dot}}[28]*(h[29]-h_{29a})/1000$$

"Balance de masa y energia"

$$m_{\text{dot}}[29]=m_{\text{dot}}[28]$$

$$m_{\text{dot}}[29]+m_{\text{dot}}[33]=m_{\text{dot}}_{29a}$$

$$m_{\text{dot}}[29]*h[29]+m_{\text{dot}}[33]*h[33]=m_{\text{dot}}_{29a}*h_{29a}$$

$$h[33]=\text{Enthalpy}(\text{Steam},T=T_{\text{bhumedo}}, P=100)$$

$$T[33]=T[40]$$

$$T[33]=T_{\text{bhumedo}}$$

$$T_{29a}=\text{Temperature}(\text{Steam},P=10,x=0)$$

$$m_{\text{dot}}[40]=m_{\text{dot}}[33]$$

$$\Delta_{Z29a_Z31}=10$$

$$\Delta_{Z36a_Z38}=10$$

"BOMBAS DE CONDENSADO"

"Eficiencia de bomba"

$$e_{\text{bomba}}=0.85$$

$$P[31]=100$$

"Ecuacion de bernoulli"

$$z_{32}=15$$

$$\rho_{31}=\text{Density}(\text{Steam},P=P[31], T=T_{29a})$$

$$z_{31}=0$$

$$z_{31}+HB_{31_32}=1.15*z_{32}$$

$$\Delta_{z31_z32}=15$$

$$\begin{aligned}\Delta z_{38_z39} &= 15 \\ L_{31_32} &= 20 \\ L_{38_39} &= 20\end{aligned}$$

$$P[31] = P[38]$$

$$\begin{aligned}P[31] &= P[32] \\ P[32] &= P[39]\end{aligned}$$

"Potencia Bomba"

$$Q_{31} = \dot{m}_{29a} / \rho_{31}$$

$$W_{bomba} = (H_{B_{31_32}} * \rho_{31} * 9.8 * Q_{31} * e_{bomba}) / 1000000$$

"Torre de Enfriamiento"

$$\dot{m}_{34} = \dot{m}_{29a} - \dot{m}_{33}$$

$$\dot{m}_{41} = \dot{m}_{34}$$

$$Cp_{agua} = Cp(\text{Steam}, T = T_{29a}, P = 100)$$

$$Q_{torre} = \dot{m}_{29a} * Cp_{agua} * (T_{29a} - T_{bhumedo}) / 1000$$

Pantalla de resultados de EES

