

Universidad de Matanzas

Facultad de Ciencias Técnicas



Departamento de Química e Ingeniería Química

Trabajo de Diploma

***Título:** “Propuesta de modificación del sistema de recuperación de condensado en la División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas.”*

Autor: Juset Luis Piedra Rivero

Tutores: Ing. Elina Pérez Moré

Ing. Yamilé Martínez Ochoa, Dr.c

Matanzas, junio 2019

DECLARACION DE AUTORIDAD

Yo, Juset Luis Piedra Rivero, me declaro como único autor de este trabajo realizado en la División Territorial de Comercialización de Combustible de Matanzas, como requisito para optar por el título de Ingeniero Químico y autorizo el uso del mismo por la institución y la Universidad de Matanzas como material de consulta para futuras investigaciones.

Juset Luis Piedra Rivero

PENSAMIENTO

*La ciencia no es solo una disciplina de razón,
sino también de romance y pasión.*

Stephen Hawking

DEDICATORIA

A el mayor regalo que puede tener cualquier persona los hijos, a mi niña

Liz Amelia por ser la luz de mi vida.

A la memoria de mis abuelos Isabel y Norberto.

A mi madre.

A mis tías Regla, Margarita, Hilda y Noris.

A mis primos.

*A mi querida compañera de buenos y malos momentos, amiga,
compañera y mi querido amor Lizmary.*

AGRADECIMIENTOS

A mi niña Liz Amelia por ser el mayor tesoro de mi vida y convertirla en un sueño del cual nunca despertaría.

A mis abuelos Isabel y Norberto por ser las luces guías de mi vida.

A mi madre Emilia y mi tía Regla por apoyarme en todas mis decisiones, por brindarme consejos sobre la vida y darme su amor incondicional.

A mis tíos Margarita, Hilda, Yoyo y Noris por siempre ayudarme durante toda mi vida.

A mis amigos de toda la vida Yuyo y Elier por siempre estar cuando más los necesito.

A mi primas Aneisy, Isbet e Idelis por brindarme su ayuda y apoyo incondicional.

A mí amada Lizmary por formar una parte tan especial de mi vida y darme ese gran regalo que todo hombre ansía tener los hijos.

A mis amigos inseparables Sisi, Claudia, Dainely, Liuben, Adrián y Yosiel por los buenos y malos momentos que pasamos juntos, por brindarme su mano amiga siempre que lo necesite.

A mis compañeros de aula por sus buenas y malas acciones que de una forma u otra me hicieron mucho más fuerte en estos cinco años.

A Lily por ser una persona tan sincera, sencilla y brindarme su amistad y conocimientos. Su ayuda fue imprescindible para la realización de este trabajo de diploma. Te estaré agradecido por el resto de mi vida.

A mi tutora Yamile por dedicarme tanto tiempo para la realización de este trabajo, por su buena labor como profesora a quien admiro y respeto.

A los profesores de la facultad de ingeniería química que de una forma u otra colocaron su granito de arena para mi formación como Ingeniero Químico.

Resumen.

El presente trabajo se realiza en la División Territorial de Comercialización de Combustible de Matanzas con el objetivo de proponer modificaciones en el sistema de retorno de condensado del área de generación de vapor, debido al embotellamiento del condensado por la diferencia de presión existente en los puntos de intersección de las líneas. Se realiza el ajuste del modelo del caso base donde se obtiene un valor de error menor de 10%. El análisis de sensibilidad demuestra que el modelo responde de manera lógica frente al aumento de la presión a medida que aumenta el diámetro de la tubería, y que el aumento del flujo no ajusta como método de solución. Se evalúan las propuestas de solución de forma técnica y económica para seleccionar la más adecuada.

Summary

The present work is carried out in the Territorial Division of Commercialization of Fuel of Matanzas with the objective of proposing modifications in the condensate return system of the steam generation area, due to the bottling of the condensate by the difference of pressure existing in the points of intersection of lines. The adjustment of the model of the base case is made where an error value of less than 10% is obtained. The sensitivity analysis shows that the model responds logically to the increase in flow does not adjust as a solution proposals are evaluated in a technical and economic way to select the most appropriate one.

Tabla de Contenido

Introducción.....	1
Capitulo1: Revisión bibliográfica	4
1.1- Ciclo de vapor	4
1.3- Calderas de vapor.....	5
1.4- Fundamento de los sistemas de vapor.	11
1.5- Líneas de vapor	14
1.7- Condensado.....	20
1.9- Trampas de vapor	27
1.10- Simulación de procesos.....	30
Capítulo 2: Materiales y métodos.....	34
2.1- Descripción del proceso tecnológico.....	35
2.3- Parámetros operacionales de las líneas de condensado.....	37
2.4- Obtención del modelo de simulación.	38
2.5. Evaluación de las propuestas de modificación.....	46
2.6. Análisis económico.	49
Capítulo 3: Análisis delos resultados.....	53
3.1- Obtención del modelo de simulación.	53
3.2- Validación del modelo.	56

3.3- Análisis de las propuestas de modificación.....	58
3.4- Análisis económico.	63
Conclusiones.....	70
Recomendaciones.....	71
Bibliografía.	72
Anexos.	77

Introducción

En los tiempos presente las industrias desempeñan un papel fundamental para el desarrollo y el vivir cotidiano de las personas a nivel global. Esto se debe a los adelantos científico-técnicos de nuestras sociedades; que permite la elaboración de novedosos productos. La mayoría de estas plantas logran su funcionalidad mediante el vapor que emplean como combustible. Este es utilizado como medio de generación de energía o de calentamiento en sus procesos de fabricación. El vapor se genera por máquinas denominadas generadores de vapor, encargadas de elaborar todo el vapor que se necesite en la planta mediante la transferencia de calor de los gases de combustión al agua la cual absorbe calor. Como en toda planta industrial, lo primero que se debe de tomar en consideración para determinar la capacidad de la caldera es precisamente la demanda de vapor que existe en el proceso. Otro factor muy importante que se debe de considerar es la presión de vapor que se requiere en el proceso térmico en los equipos en donde se vaya a utilizar el vapor proveniente de la caldera. Una vez empleado el vapor, este cambia de fase y se convierte en condensado. Tiempos atrás este producto no pasaba de ser otro desecho, pero estudios realizados demostraron su validez como portador de energía calórica que puede reutilizarse y aportar un ahorro sustancial para la empresa tanto económico, material y energético.

De todas las opciones para ahorrar energía en un sistema de suministro de vapor, la recuperación del condensado es la opción principal, pues permite aprovechar toda la energía valiosa en el sistema de vapor. Según sea la presión, el condensado que sale de un purgador contiene aproximadamente el 20% de la energía de calor transferida en la caldera en forma de calor sensible.

El cierre del circuito de calentador - vapor - condensado, permite el aprovechamiento máximo de las unidades térmicas, que de otra manera se perderían. Además de significar un elemento beneficioso para la

generación de vapor, que básicamente es agua destilada, la cual presenta los requerimientos necesarios para ser suministrada directamente a la caldera, alargando la vida del equipo y obteniendo un vapor con mejor calidad.

Para garantizar el retorno del condensado se emplean sistemas de recuperación, que utilizan tanques recolectores de condensado donde se almacena el agua que retorna de los equipos. Los sistemas de condensado están compuestos por un conjunto de tuberías de recolección de los drenajes de las trampas de vapor, las que descargan a un tanque receptor equipado con una bomba o un sistema de tuberías para transportar el condensado hasta el tanque de agua de alimentación de las calderas. Esto contribuye a la disminución de costos de combustible y energía, recuperación del agua de caldera, tratamiento químico del agua de caldera y el de aguas residuales. De ahí la importancia de la efectividad de este sistema.

En la Zona Industrial de la Provincia de Matanzas se encuentra la División Territorial de Comercialización de Combustible, creada el 13 de diciembre de 1976, la cual se encarga de la distribución y comercialización del petróleo crudo y sus derivados; contando para ello con cinco muelles (Pt-1, PC-2, PC-3, Bayona y Frank País), además de tener oleoductos capaces de trasladar el combustibles a los consumidores que así lo requieran.

En los últimos años dicha empresa ha presentado problemas con la recuperación del condensado debido a que se repararon los tanques y se sustituyeron los serpentines originales por otros de diferentes dimensiones pero no se modificaron las redes exteriores, provocando obstrucciones en las intersecciones de las tuberías de condensado por altas diferencias de presión.

Problema:

¿Sería posible modificar el sistema de condensado para garantizar su retorno al proceso?

Hipótesis:

Si se realiza una evaluación del comportamiento de las presiones en los diferentes puntos de intersección de las líneas de condensado se podrá proponer modificaciones en el sistema de recuperación de condensado para garantizar su retorno al proceso.

Objetivo general:

Proponer modificaciones en el sistema de retorno de condensado de la División Territorial de Comercialización de Combustible de Matanzas.

Objetivos específicos:

- Obtener el modelo de simulación del sistema condensado.
- Evaluar las alternativas de modificación tecnológicas del sistema de condensado.
- Realizar un análisis económico de las propuestas de modificación en el sistema de condensado.

Capítulo 1: Revisión bibliográfica

En este capítulo se realiza un análisis de las diferentes etapas que conforman el ciclo de vapor, los generadores de vapor, las líneas de vapor y las de condensado, al igual que las disímiles trampas que pueden ser empleadas en esta operación.

El vapor de agua es un medio de calentamiento utilizado en múltiples industrias a nivel mundial, siendo producido por generadores de vapor o calderas. El vapor llega a los equipos y procesos que lo necesitan mediante las líneas de distribución, después de intercambiar su energía este se condensa nuevamente al proceso como medio de ahorro energético.

1.1- Ciclo de vapor

Los ciclos de vapor se componen de varias etapas, la primera es la generación de vapor en la que se usa una caldera, la cual es un recipiente cerrado a presión en el que se calienta un fluido a partir de la aplicación directa del calor resultante de la combustión de una materia combustible (sólida, líquida o gaseosa).

La segunda es la distribución del vapor caliente (saturado), que fluye por las tuberías principales y secundarias para el calentamiento de fluidos en la industria. En la tercera y final el vapor cede su energía y parte de este se convierte en condensado, siendo recolectado para su reutilización. Se debe tener en cuenta las pérdidas de energía que existen en las tuberías y accesorios al momento de ser transportado. El sistema puede disminuir su eficiencia debido a las caídas de presión y temperatura, siendo necesario aplicar un revestimiento térmico y trampas de vapor para la recolección correcta de condensado (Cabrera, 2012).

1.3- Calderas de vapor

Los generadores de vapor son aquellos equipos encargados de transformar agua líquida en vapor, mediante una transferencia de energía, obtenida de una fuente de calor. La fuente de calor puede ser: la combustión, calor residual o gases de escape. La transferencia de calor en los generadores de vapor se produce a presión constante; para su selección adecuada se debe tener en cuenta los requerimientos y criterios de diseño de los mismos (Guallpa, 2016; Thomasset, 20011; Sosa, 2013; I. O. Ohijeagbon et al, 2013).

El generador es un equipo de gran complejidad, es un intercambiador de calor altamente especializado donde se transfiere al agua el calor desprendido por la combustión para formar el vapor, el fluido inicialmente se encuentra en estado líquido luego se calienta y cambia de fase. En el interior de la caldera la presión no debe aumentar excesivamente, por lo que se controla mediante el escape de gases de combustión y del vapor formado. Debido a sus altas presiones están construidas de metales resistentes a presiones elevadas como acero laminado. Además tiene la función de producir el vapor para ser empleado en la generación de energía mecánica, eléctrica y para la alimentación a equipos del proceso (Altamirano, 2013; Andrade, 2011).

Clasificación de calderas

Existen varios parámetros mediante los que se pueden clasificar los tipos de calderas (Curso de Caldera Cupet, 2018; Suasnabar, 2014; Alonso, R. (2018); León, 2013.).

Según la circulación del agua y de los gases calientes en la zona de tubos de las calderas, se tienen dos tipos generales de calderas pirotubulares y acuotubulares (UMISA, 2002; Altamirano, 2013; López, 2012; Meza et al, 2013; González 2019)

Pirotubulares o de tubos de humos:

En estas calderas los humos pasan por dentro de los tubos cediendo su calor al agua que los rodea.

Acuotubulares o de tubos de agua:

El agua circula por dentro de los tubos, captando calor de los gases calientes que pasan por el exterior. Permiten generar grandes cantidades de vapor sobrecalentado a alta presión y alta temperatura y se usan en plantas térmicas para generar potencia mediante turbinas.

Es posible encontrar también, para bajas capacidades, calderas con tubos de humo y tubos de agua, denominadas Calderas mixtas.

Según lo planteado en el Curso de Caldera Cupet (2018), se describe a continuación algunas de las características más importantes para las calderas pirotubulares y acuotubulares

Características principales de calderas pirotubulares

Básicamente son recipientes metálicos, comúnmente de acero, de formas cilíndricas o semicilíndricas, atravesados por grupos de tubos por cuyo interior circulan los gases de combustión.

Por problemas de resistencia de materiales, su tamaño es limitado. Sus dimensiones alcanzan 5 m de diámetro y 10 m de largo. Se construyen para flujos máximos de 20000 kg/h de vapor y sus presiones de trabajo no superan los 18 kg/cm²

Pueden producir agua caliente o vapor saturado. En el primer caso se les instala un estanque de expansión que permite absorber las dilataciones de agua. En el caso de vapor poseen un nivel de agua a 10 o 20 cm sobre los tubos superiores (Curso de Caldera Cupet, 2018; UMISA,2002; Alonso, 2018).

Entre sus características se pueden mencionar:

- sencillez de construcción
- facilidad de inspección, reparación y limpieza
- gran peso
- lenta puesta en marcha
- gran peligro en caso de explosión

Características principales de calderas acuotubular

- Se componen de uno o más cilindros que almacenan el agua y vapor (colectores) unidos por tubos de pequeño diámetro por cuyo interior circula el agua.
- Estas calderas son apropiadas cuando los requerimientos de vapor, en cantidad y calidad son altos.
- Se construyen para capacidades mayores a 5000 kg/h de vapor (5 t/h), con valores máximos en la actualidad de 2000 ton/h. Permiten obtener vapor a temperaturas del orden de 550°C y presiones de 200 kg/cm² o más.
- Debido a que utilizan tubos de menor diámetro, aceptan mayores presiones de trabajo, absorben mejor las dilataciones y son más seguras.
- Su peso en relación a la capacidad es reducido.
- Requieren poco tiempo de puesta en marcha.
- Son más eficientes.
- No se construyen para bajas capacidades debido a que su construcción más compleja las hacen más caras que las calderas pirotubulares.

Partes principales de una caldera. Principio de funcionamiento.

Las partes de la caldera son:

Hogar o Cámara de combustión: (Tubo central): Es el lugar donde ocurre la combustión, regula la combustión de los productos y es capaz

de resistir altas temperaturas y presiones que se presenten. Puede ser interior o exterior con respecto al recipiente metálico.

Interior: El hogar se encuentra dentro del recipiente metálico o rodeado de paredes refrigeradas por agua.

Exterior: Hogar construido fuera del recipiente metálico. Está parcialmente rodeado o sin paredes refrigeradas por agua.

La transferencia de calor en esta zona se realiza principalmente por radiación

Quemadores: El propósito de un quemador es mezclar y dirigir el flujo de aire-combustible de tal manera que se asegure el encendido rápido y una combustión completa. En los quemadores de carbón pulverizado, una parte del aire (aire primario) se mezcla inicialmente con el combustible, como medio de transporte, el restante (aire secundario) se introduce a los quemadores fuera de las entradas del aire primario.

Tubos de fuego: Es el conjunto de tubo por los que circulan los gases de la combustión.

Superficie de calefacción: Es la superficie que por una parte se encuentra en contacto con el agua y por el otro reciben el calor de los gases de la combustión.

Cámara de agua: Es la parte de la caldera que está ocupada por el agua.

Cámara de vapor: Es la parte de la caldera que está ocupada por el vapor.

Equipos auxiliares: Es el conjunto de equipos que no forman parte de la caldera como tal, pero que sin su presencia sería imposible el trabajo de la caldera. Ejemplo de ellos tenemos:

- **Quemador:** Es el dispositivo encargado de lograr una mezcla homogénea del combustible y el aire.
- **Bombas de agua de alimentar:** Son las bombas encargadas de suministrar el agua a la caldera a la presión requerida.
- **Bomba de combustible:** Es la que suministra el combustible al quemador.

Ventilador de aire: Es el equipo que suministra el aire necesario para la combustión.

En las calderas piro-tubulares, los gases producto de la combustión circulan por el interior de los tubos, y en la mayoría de los casos la propia combustión se produce dentro de un tubo de mayor diámetro, los que se encuentran sumergidos en la masa de agua, de ahí su nombre de tubos de fuego. Todo el conjunto aguas y tubos se encuentra rodeado por una envoltura o casco exterior rígido.

Los gases calientes, al circular por los tubos ceden parte de su calor sensible, que se transmite a través de la pared de estos pasando al agua que se calienta y evaporándose la que se encuentra en contacto con la pared del tubo.

Las calderas de vapor ígneotubulares se diferencian según el tipo de combustibles. Si el combustible es sólido, el hogar es por lo general colocado en el exterior de modo que no se encuentra sumergido en el agua.

En la actualidad existen diversos tipos de calderas de vapor. Las más comunes son los horizontales con una amplia difusión en hoteles, lavanderías, hospitales, pequeñas industrias, centros de investigación, entre otros.

La configuración de estas calderas de vapor impone limitaciones en su diseño y utilización, por ejemplo: la presión de trabajo no excede normalmente los 20 bares, ya que presiones más altas obligarían a espesores del casco demasiado grandes, complicando su fabricación.

Eficiencia de la caldera

La eficiencia de la caldera está sujeta principalmente a su diseño, aunque también es necesario tener presente la carga de combustible y su forma de operación.

Para una operación adecuada es necesario: limitar y controlar el porcentaje de exceso de aire, mantener limpias las superficies de transferencia de calor, minimizar el combustible no quemado y la combustión incompleta (Álvarez, 2015; Clark, 2010).

Según Gentili (2014) la eficiencia de la caldera puede ser indicada por:

- La eficiencia de combustión indica la capacidad de un quemador para quemar combustible. La cantidad del exceso de aire en las calderas convencionales modernas es de aproximadamente 10-15% para combustión completa del combustible.
- Eficiencia térmica, que se utiliza para calificar la efectividad de la transferencia de calor derivado del proceso de combustión al agua o vapor en la caldera, sin tener en cuenta las pérdidas de radiación y calor por convección. Es una medida exclusivamente del intercambiador de calor de la caldera.
- La eficiencia del combustible al fluido es la eficiencia general de la caldera, teniendo en cuenta las pérdidas de radiación y convección.
- El contenido de calor del vapor generado se expresa como la energía del vapor a la salida de la caldera, es una función de su presión y temperatura que determina el grado de capacidad de uso del vapor.

1.4- Fundamento de los sistemas de vapor.

Desde un inicio es necesario comprender el circuito de vapor y condensado, el flujo de vapor es condensado debido a la caída de presión; esto induce el flujo de vapor a través de las tuberías.

El vapor generado en la caldera debe ser conducido a través de las tuberías hasta el punto en que se requiere esta energía calorífica. Inicialmente habrá una o más tuberías principales que transporten el vapor de la caldera en la dirección de la planta de utilización del vapor. Otras tuberías derivadas de las primeras pueden transportar el vapor a los equipos individuales.

Cuando la válvula de salida de la caldera está abierta, el vapor pasa inmediatamente de la caldera a las tuberías principales. La tubería está inicialmente fría y, por tanto, el vapor le transfiere calor. El aire que rodea las tuberías está más frío que el vapor y en consecuencia, la tubería transfiere calor al aire.

Como el vapor fluye hacia un medio más frío, comenzará a condensar inmediatamente. En la puesta en marcha del sistema, la cantidad de condensado será mayor, debido a que el vapor se utiliza para el calentamiento de la tubería fría, a esto se lo conoce como “carga de puesta en marcha”. Cuando la tubería se haya calentado, aún habrá condensación, ya que la tubería seguirá cediendo calor al aire que la rodea, esto se conoce por “carga de funcionamiento”.

El condensado que resulta, va a parar a la parte inferior de la tubería y es arrastrado a lo largo de ésta por el flujo de vapor y por la gravedad, debido al gradiente en la conducción de vapor que normalmente disminuirá en la dirección del flujo de vapor. Deberá entonces purgarse el condensado de los puntos bajos de la tubería de distribución.

Cuando la válvula de la tubería de vapor que alimenta a un equipo de la planta está abierta, el flujo de vapor que proviene del sistema de distribución entra a la planta y de nuevo entra en contacto con superficies más fría. Entonces el vapor cede su energía para calentar el equipo y continúa transfiriendo calor al proceso y se condensa.

En este momento hay un flujo continuo de vapor desde la caldera, para satisfacer la carga conectada y para mantener este suministro deberá generarse más vapor, siendo necesario alimentar la caldera con más combustible y bombear más agua a su interior para reemplazar el agua que ha sido evaporada.

El condensado formado tanto en la tubería de distribución como en los equipos de procesos, es agua ya caliente y preparada para la alimentación de la caldera. Aunque es importante evacuar el condensado del espacio del vapor, se trata de un elemento demasiado valioso como para permitirnos desaprovecharlo. El circuito de vapor básico debe completarse con el retorno del condensado al tanque de alimentación de la caldera, siempre que sea factible (Castillo, 2013).

Componentes de los sistemas de vapor y condensados

Según lo planteado por Vargas (2016) los componentes de los sistemas de vapor y condensados son:

- Sistema de alimentación y tratamiento de agua para la caldera. Conformado por el equipo, tubería y accesorios que permiten el suministro de agua bajo condiciones adecuadas al sistema de vapor.
- Agua de alimentación: Es el agua de entrada que ingresa al sistema, generalmente constituye agua de pozo o agua de red. Esta agua se almacena en una cámara la cual se diseña de manera que el nivel del agua sobrepase a los tubos o conductos que contienen los gases de combustión.

- Agua de condensado: Es el agua que proviene del tanque colector del condensado, que puede mejorar la eficiencia de la caldera y la calidad del vapor.
- Quemadores. Dispositivos de la caldera, donde se lleva a cabo la reacción química del aire con el combustible fósil, para transformarse en calor.
- Hogar de la caldera. En el caso de las calderas tipo “tubos de agua”, el hogar está formado por paredes echas con “bancos de tubos”; en calderas tipo “tubos de humo” el hogar está formado por un envolvente metálico interno.
- Sistema de distribución del vapor. Serie de tubos denominados “cabezales y ramales de vapor a los puntos donde el proceso lo requiere, con la calidad y en la cantidad demandada.
- Sistema de retorno de condensado. Serie de tubos denominados “cabezales y ramales de vapor”, que regresan parte del agua que se ha condensado en el proceso, para poder recircularlo al sistema.
- Condensador: Sistema que permite condensar el vapor formado por el sistema.
- Desaireador: Es el sistema que expulsa los gases de combustión a la atmósfera.
- Purga de fondo: Evacuación de lodos y concentrado en el fondo de la caldera, por ejemplo: residuos sólidos provenientes de agua "dura".
- Purga de superficie: Evacuación de sólidos disueltos desde el nivel de agua de la caldera.
- Accesorios de observación: dos indicadores de nivel de agua y uno o más manómetros. En el caso de los manómetros estos deberán indicar con una línea roja indeleble la presión máxima de la caldera.
- Accesorios de seguridad: válvula de seguridad, sistema de alarma, sellos o puertas de alivio de sobre presión en el hogar y tapón fusible (en algunos casos).

- El sistema de alarma, acústica o visual, se debe activar cuando el nivel de agua llegue al mínimo, además deberá detener el sistema de combustión.

Las pérdidas en estos sistemas están normalmente asociadas a las siguientes áreas (Vera, 2012):

- Pérdidas de vapor.
- Pérdidas de calor a través del aislamiento térmico.
- Pérdidas de condensado.
- Pérdidas de vapor flash.

Las oportunidades de ahorro y reducción de energía en esta área son esenciales, para la eficiencia energética del sistema de vapor, y la reducción de costos en ellas son económicamente atractivas. (Equipo técnico del centro de producción más limpia de Nicaragua, 2009)

1.5- Líneas de vapor

Los conductos por donde se distribuye que llega a los equipos y a las áreas de procesamiento son las tuberías de vapor o también llamadas líneas de vapor.

Tuberías principales de vapor.

La red de distribución de vapor, junto con las reguladoras de presión y temperatura, constituye la parte central de una instalación para la generación de vapor; es la que conduce el vapor generado en la caldera hacia los diferentes puntos de demanda existentes en el proceso industrial.

Una de las características típicas de las tuberías principales de distribución de vapor es la velocidad, recomendada para trabajar con vapor saturado, para las líneas principales de vapor. (En un rango entre 25 m/s y 60 m/s).

La cantidad de condensado generado en ellas es bastante pequeña, sus horas de operación son bastante largas y generalmente se encuentran en instalaciones exteriores. Las trampas de vapor usadas en estas tuberías solo deben tener pérdidas de vapor en cantidades muy pequeñas, durante los ciclos de descarga de condensado y deben ofrecer confiabilidad y operación estable en períodos largos. Las trampas de vapor de flotador libre para tuberías principales son diseñadas teniendo en cuenta esto puntos, por lo que son ideales para su uso en las tuberías principales (Cabrera, 2012).

Tuberías secundarias de vapor

En las instalaciones de vapor es necesaria la instalación de tuberías secundarias, las cuales se encargan de llevar el vapor desde la línea principal hasta el equipo de servicio, los rangos recomendados de la velocidad para las líneas secundarias de vapor según los fabricantes son (10 m/s – 25 m/s) (Cabrera, 2012).

Parámetros que definen el diámetro de tubería

El diámetro de la tubería se especifica a partir de determinar la velocidad máxima del fluido por su interior para el volumen máximo conocido de diseño empleado en el sistema. La velocidad máxima que puede alcanzar un líquido en la tubería es de 2,3 m/s (García, 2015).

Según Cabrera (2012), existen factores principales que definen el diámetro de las tuberías en sistemas de vapor:

- El flujo másico de vapor, el cual se expresa en (kg/h), para así poder determinar el diámetro necesario para la tubería.
- El volumen específico de vapor a la presión necesaria en el sistema.
- La velocidad de vapor se recomienda entre valores de 30 a 60 m/s para vapores de proceso; normalmente se tienen velocidades más bajas en sistemas de calentamiento a presiones más bajas.

- La presión inicial en la caldera y la caída de presión permitida para todo el sistema de tuberías. Las caídas de presión en el sistema no debe exceder el 20% de la presión máxima de las calderas.

Métodos para el diseño del diámetro

Según Cabrera (2012), el cálculo del diámetro de las tuberías de vapor se puede realizar por tres vías diferentes.

Por medio de ecuaciones matemáticas:

- Diseño de diámetro de tuberías de vapor considerando la velocidad.
- Diseño de diámetro de tuberías de vapor por caída de presión.

Por medio de monogramas:

- Diseño de diámetro de tuberías de vapor por medio de monogramas según el fabricante

Por medio de un software:

- Existen software que permiten el cálculo para el diseño de tuberías en un sistema de vapor.

Se debe realizar una selección de tamaño correcto de tubería para transportar la cantidad de vapor necesaria a la presión requerida. Con una tubería demasiado pequeña existiría una caída de presión demasiado grande y aumentará la velocidad, resultando una falta de presión en el equipo de vapor. Si la tubería es demasiado grande, la instalación será de un alto nivel económico y las pérdidas de calor serían mayores. Las tuberías de vapor deben dimensionarse de manera que tanto la caída de presión como la velocidad a lo largo de ellas, se encuentren en un límite aceptable (Vera, 2012).

La tubería tendrá un diámetro tal que las velocidades máximas de circulación serán las siguientes (Castillo, 2013).

- Vapor saturado: 50m/s
- Vapor recalentado y sobrecalentado: 60m/s
- Agua sobrecalentada y caliente: 5m/s

Características de las tuberías para vapor

La selección de una tubería es una actividad muy compleja que depende de los materiales de construcción, espesor de la pared del tubo, cargas y tipo de instalación. El diseño de una tubería se basa en ciertas normas de diseños estandarizadas, investigadores, ingenieros de proyectos e ingenieros de campo en áreas de aplicación específicas. Las discrepancias de estas normas se relacionan con las condiciones de diseño, el cálculo de los esfuerzos y los factores admisibles. Es importante destacar también, los principios fundamentales del mantenimiento de tuberías, punto más importante a tener en cuenta en cualquier proceso industrial (Castillo, 2013).

- **Aislamiento térmico**

La utilización de estos recubrimientos en tuberías de vapor disminuye el consumo de energía, reduciendo las pérdidas de calor a través de las paredes. Pueden considerarse valores de temperatura de pared por encima de 80 °C con potencial de ahorro de energía para ser evaluado. Adicionalmente los aislamientos térmicos impiden el contacto de operarios con tuberías o equipos que se encuentran a altas temperaturas.

- **Drenaje del sistema de distribución de vapor.**

El condensado que se acumula en las líneas de vapor puede ser la causa de cierto tipo de golpe de ariete. Cuando el vapor viaja a velocidades de hasta 160 km/h tiende a producir “olas” al pasar sobre el condensado. Si se ha acumulado demasiado condensado entonces el vapor a alta

velocidad lo estará empujando, lo cual produce un tapón de agua que crece y crece al empujar el líquido delante de él. Cualquier componente que trate de cambiar la dirección del flujo puede ser destruido. Aparte del daño producido por este 'golpeteo hidráulico', el agua a alta velocidad puede causar erosión significativa en las conexiones y tuberías con superficies metálicas.

- **Drenaje de la unidad de transferencia de calor.**

Cuando el vapor se encuentra con condensado, que ha sido enfriado a una temperatura menor que la del vapor, se puede producir otro tipo de golpe de ariete que se conoce como choque térmico. El vapor ocupa un volumen mucho mayor que el condensado, así que cuando el vapor se condensa de forma repentina se generan ondas de choque que viajan por todo el sistema. Esta forma de golpe de ariete puede dañar el equipo, y básicamente indica que el condensado no está siendo drenado adecuadamente en el sistema. Al mismo tiempo, el condensado ocupa espacio dentro de la unidad de transferencia de calor, lo cual reduce el tamaño físico y la capacidad de la unidad. Si el condensado se remueve rápidamente entonces la unidad está llena de vapor. Pero al condensarse el vapor se forma una capa de agua dentro de las superficies del intercambiador de calor. Además, los gases no condensables no se convierten en líquidos y no fluyen hacia afuera por gravedad, sino que se acumulan dentro de la unidad y también forman una capa delgada en las superficies del intercambiador de calor, que junto con la suciedad y las incrustaciones son impedimentos para una buena transferencia de calor.

- **La remoción del aire y CO₂.**

El aire siempre está presente durante el arranque del equipo y en el agua de alimentación a la caldera. Además, el agua de alimentación puede tener disueltos ciertos carbonatos que liberan dióxido de carbono. La velocidad a que fluye el vapor empuja estos gases hacia las paredes de los intercambiadores de calor, lo que puede resultar en el bloqueo del flujo

del calor. Esto empeora el problema del drenaje de condensados, dado que estos gases deben de ser removidos del sistema junto con el condensado.

- **Efecto del aire en la transferencia de calor**

El vapor lleva consigo aire y otros gases durante su flujo normal hacia el interior de un intercambiador de calor. Los gases no condensables, debido a que no se condensan y no se pueden drenar por gravedad, forman una barrera entre el vapor y las superficies del intercambiador de calor. Las excelentes propiedades aisladoras del aire reducen la transferencia de calor. De hecho, bajo ciertas condiciones, con un porcentaje tan bajo como 0,5% de aire en el volumen de vapor puede reducir en un 50% la eficiencia de la transferencia de calor. Cuando los gases no-condensables (principalmente aire) se continúan acumulando y no son removidos de la unidad, poco a poco llenan el interior del intercambiador de calor y eventualmente bloquean completamente el flujo del vapor. Entonces se dice que la unidad está “bloqueada por aire.

- **Corrosión**

Dos causas principales para la formación de incrustaciones y para la corrosión son el dióxido de carbono (CO₂) y oxígeno. El CO₂ entra al sistema en los carbonatos que están disueltos en el agua de alimentación, y cuando ésta se mezcla con el condensado enfriado se crea ácido carbónico. El ácido carbónico es extremadamente corrosivo y puede desgastar las tuberías y los intercambiadores de calor. El oxígeno entra al sistema como un gas disuelto en el agua de alimentación. Lo que hace más grave aún el efecto del ácido carbónico, incrementando la corrosión y perforando las superficies de hierro y acero.

1.7- Condensado

Se denomina condensación al proceso físico que consiste en el paso de una sustancia en forma gaseosa a forma líquida. Este cambio de fase genera una cierta cantidad de energía llamada "calor latente". El paso de gas a líquido depende, entre otros factores, de la presión y de la temperatura. La condensación, a una temperatura dada, conlleva una liberación de energía. Así, el estado líquido es más favorable desde el punto de vista energético. (López, 2009).

El condensado es el subproducto de la transferencia de calor en un sistema de vapor. Este se forma en los sistemas de distribución por causas de pérdidas energéticas por radiación y conducción, también en sistemas de calentamiento y equipos de proceso como resultado de la transferencia de calor desde el vapor a la sustancia o material que se va a calentar; como por ejemplo se forma condensado a partir del vapor utilizado en turbinas, deshollinadores, precalentadores de aire e intercambiadores de calor que va cediendo parte de su energía. El condensado que se forma en los sistemas de vapor debe ser removido inmediatamente y usado en la alimentación de las calderas ya que este conserva el 25% de la energía que proporciona la caldera en la producción de vapor y es un subproducto de alto valor al tratarse de agua pura (Sosa, 2013; Alonso, 2018; Elsheemy, 2018).

Recuperación del condensado

Se denomina recuperación de condensados al sistema que permite aumentar el rendimiento energético de una instalación de vapor mediante la recuperación parcial o total del evacuado en forma de condensados por las máquinas consumidoras de vapor de calentamiento indirecto.

El condensado se obtiene de la reducción de temperatura causada por la eliminación del calor latente de evaporación, es un producto secundario de la transferencia de calor. Se forma en el sistema de distribución debido

a la presencia de radiación y en equipos de calentamiento y de proceso. Con el transcurso de los años este producto ha pasado a ser un recurso muy importante en las industrias, su recuperación o retorno al proceso nuevamente ha permitido aprovechar su valioso poder térmico. Siendo la recuperación del condensado una opción vital para el ahorro de energía; permitiendo utilizar toda la energía del sistema de vapor (Vera, 2012).

Retorno de condensado en ciclo abierto o cerrado

El condensado que se descarga de las trampas de vapor se puede manejar de dos formas según el requerimiento de la planta.

Ciclo abierto:

El ciclo abierto de retorno de condensado puede lograr recoger el condensado mediante un sistema de tuberías de conducción que trasladan el condensado desde las trampas de vapor hacia un tanque flash o tanque de almacenamiento, el tanque descarga el vapor flash a la atmósfera que ocasiona una pérdida de energía que se emplean en sistemas en que el condensado es frío ($71,11^{\circ}\text{C} - 82,22^{\circ}\text{C}$); o también puede ser tratado y luego desechado (Cabrera, 2012; Sosa, 2013).

Ciclo cerrado:

Se diferencia del anterior en que posee un tanque flash cerrado; de esta manera no existe pérdida de energía por venteo. El condensado que es descargado de las trampas de vapor fluye por dentro de tuberías para ser tratado y ser reutilizado nuevamente y así aprovechar su poder termodinámico. Este sistema es mucho más eficiente que el abierto y es empleado en aquellos equipos que posean un flujo de condensado de gran presión (alta temperatura 100°C). En estos sistemas se obtiene vapor flash de expansión que puede ser utilizado en sistemas que empleen vapor de baja presión (Sosa, 2013).

Un método factible para asegurar que el condensado encuentre el camino hacia las trampas de vapores es el pozo de goteo.

Pozo de goteo.

Debido a que el vapor puede alcanzar velocidades de hasta 145 km/h, arrasando todo con él (impurezas, condensado, etc.), es necesario que al momento de ubicar los purgadores en la línea de distribución se coloque una 'T' del mismo diámetro de la tubería, conocida como 'pozo de goteo' para la acumulación del condensado. A pesar de que una tubería de diámetro menor (por ejemplo de 15 mm) sea suficiente para el caudal de condensado, se necesita asegurar que no existan arrastres (Quirola, 2017; González, 2019).

No debe tratarse nunca de purgar un tramo horizontal mediante la conexión de una tubería de pequeño diámetro en el fondo. Utilizar siempre un pozo de goteo de tamaño adecuado para permitir la entrada del condensado, que se desplaza con velocidad como indica. Para una correcta instalación de los pozos de goteo para las líneas de vapor es necesario instalarlos cada (50 m), y poder así recolectar el condensado de una manera adecuada como recomendaciones de los fabricantes (Cabrera, 2012.).

Golpe de ariete y sus efectos

Un incorrecto dimensionamiento de las trampas de vapor y ubicación de los puntos de purga puede ocasionar el arrastre del condensado a lo largo de la tubería. Esta acumulación provoca una 'bolsa sólida' de agua que es flujo denso e incompresible transitando por la línea a velocidades que superan los 30 km/h, al llegar a una obstrucción de paso, sea una T, curva o accesorio, se convierte en un golpe de presión aplicado contra el obstáculo. Normalmente se produce un ruido de golpe acompañado de la vibración o movimiento aparatoso de la tubería, en casos extremos, con

rotura de los accesorios y juntas provocando pérdidas de vapor vivo ocasionando una situación riesgosa (Quirola, 2017).

Daños ocasionados por el condensado

Según Vera (2012) estos son algunos de los daños que puede ocasionar el condensado en las tuberías.

- Corrosión de superficies metálicas.
- Disminución del coeficiente de transmisión de calor.
- Golpe de Ariete, el condensado es recogido por el flujo de vapor en forma de partículas que pueden alcanzar velocidades altísimas hasta de 45 m/s.

Unidades de recuperación de condensado

Según Vera (2012) gran cantidad de condensado puede ser recuperado de la caldera al tanque de alimentación para su reutilización con el empleo de bombas de condensado. Las unidades de recuperación de condensado son adecuadas para cuando el condensado proviene de varias fuentes y se puedan drenar a un receptor venteado.

- Pueden manejar hasta 34 000 kg/h a 98°C.
- Receptores de cobre o galvanizados.
- Unidades con una bomba o con dos.
- Pueden manejar altas contrapresiones.
- *Stand-by* automático y control en cascada.

Importancia energética del retorno del condensado

Según Sosa (2013) la recuperación de condensados implica un ahorro de combustible en la caldera y menores costos de generación de vapor por las siguientes razones:

- El condensado normalmente retorna a una temperatura de 70 a 90 °C, lo cual significa que contiene una cantidad de calor que si no es aprovechada, tienen que ser aportada por el combustible para calentar el agua de alimentación hasta la misma temperatura.
- Si el condensado (que es esencialmente agua pura) se pierde; el agua de alimentación tiene que ser tratada, lo cual implica mayores gastos operativos por el tratamiento y el costo del agua misma.
- El agua de alimentación que reemplaza a un condensado no aprovechado contiene impurezas que incrementan el régimen de purga y las pérdidas de calor asociados a dicha purga .Un factor adicional que favorece la recuperación de condensados es la protección del ambiente, ya que la descarga de fluidos calientes tiene un impacto negativo en los cuerpos receptores (ríos, lagos, etc.).

Dimensiones de tuberías de condensado

Según Cabrera (2012) para dimensionar las líneas de condensado, es necesario conocer el tipo de línea de condensado como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1.1. Líneas principales de condensado

Tipo de línea de condensado.	Línea de condensado dimensionada para conducir.
Drenaje de líneas para trampa	Condensado
Líneas de descarga desde las trampas	Vapor flash
Línea común de retorno de condensado	Vapor Flash
Línea de retorno bombeada	Condensado

De forma general el dimensionamiento de todas las líneas de condensado están en función de:

- **Presión**

La diferencia de presión entre un extremo del tubo y el otro.

Esto detalla que la diferencia de presión entre la entrada en la trampa de vapor y la salida de la mismas, bien puede promover el flujo o hacer que el flujo de condensado sea intermitente o sea estancado. En base a esto se puede determinar las dos condiciones siguientes:

Cuando se tiene un diferencial de presión positivo, se considera que el sistema de retorno de condensado se realiza de forma normal, es decir el condensado regresara al tanque de forma autónoma hacia el tanque de recolección.

De otra manera, cuando se tiene un diferencial de presión negativo, tenemos que el flujo y columna de condensado no puede ser llevado de manera normal y requiere de ayuda mecánica como es el uso de una bomba de condensados accionada por el mismo vapor saturado.

Una presión diferencial negativa causa que el condensado se acumule en los equipos, volviéndolos inestables en su funcionamiento, provocando corrosión en los sistemas y provocando problemas en el sistema de control en general.

- **Cantidad**

La cantidad de condensado que necesita ser evacuado del sistema.

- **Condición**

Se trata de determinar el caso en que se está trabajando en cada uno de los equipos, y especificar si el condensado predominante es vapor flash o condensado liquido en la línea.

Dimensionado de la tubería de la línea común de retorno de condensado

Una vez dimensionado la tubería para cada uno de los equipos es necesario dimensionar la tubería principal de retorno de condensado, la cual recolecta el condensado de cada uno de los equipos, para el dimensionamiento del diámetro principal se procede por el método de los fabricantes. Luego de realizar el dimensionamiento, es necesario ver en el catálogo de tuberías ASTM A-53 para ver cuál es la tubería comercial que hay en el mercado nacional.

Tanque de retorno de condensados

El tanque de condensados sirve para suministrar el agua de alimentación al generador de vapor. También es utilizado para que se produzca la mezcla del agua de alimentación con los productos de tratamiento químico.

Las unidades de recuperación de condensado son diseñadas para manejar condensado caliente que se genera posterior a la aplicación de vapor en los procesos de producción. Generalmente se devuelven para su uso como agua de alimentación de caldera. Este condensado debe cumplir con los parámetro de calidad (pH y conductividad) según Valle, (2018).

El tanque de condensados debe manejar grandes cantidades de agua para lograr abastecer a las calderas. Este está diseñado para que la caldera tenga suministro de agua por un tiempo determinado en caso de tener algún problema con la alimentación de agua de la caldera (Subuyuc, 2015).

1.9- Trampas de vapor

Las trampas de vapor son válvulas automáticas que establecen el límite entre vapor y el condensado; es decir que estas filtran el condensado, producido por el cambio de fase de vapor al ceder esta energía, y los gases no condensables como el aire, de tal manera que se permite únicamente el paso del vapor por el sistema.

Las trampas de vapor se usan en aplicaciones industriales para asegurar que no se desperdicie el vapor, razón por la cual una falla en su regular operación traería consecuencias negativas tanto energéticas como económicas. Teniendo como función remover el condensado y evacuar el aire y los gases no condensables del sistema, para evitar resistencias adicionales en el proceso de transferencia de energía (Gualpa, 2016; Díaz, 2009; García, 2012).

La función principal de las trampas de vapor es drenar los condensados originados cuando el vapor cede su energía latente por intercambio de calor con los procesos y además permite la rápida evacuación del aire y CO₂ en caso de formación (Cabrera, 2012; Barreto, 2015).

Funciones básica de las trampas de vapor

- Operar con la mínima pérdida de vapor entre apertura y cierre de la trampa.
- Ofrecer larga vida de modo confiable con el mínimo de mantenimiento posible.
- .Resistente al desgaste y la corrosión originada por el trabajo con los condensados.
- Buena eliminación de aire, especialmente en el arranque de los equipos para obtener una eficiente transferencia de calor.
- Eliminar el CO₂ a la temperatura de trabajo del vapor, para evitar la formación de ácido carbónico corrosivo.

- Eficiente operación de la trampa, independiente de la contrapresión o presión existente en la línea de condensados.
- Asegurar la eficiencia del sistema a un costo mínimo, es decir, un buen diseño de trampa debe garantizar calentamiento rápido del equipo de proceso, la temperatura y capacidad máxima del vapor en el equipo.

La mayoría de las trampas para vapor funcionarán siempre que las condiciones de trabajo estén dentro de los rangos de presión y capacidad que posee la trampa, pero en un sistema de drenaje correcto, la idea es que la trampa además maximice la eficiencia y capacidad del equipo de proceso. Una trampa mal escogida puede resultar en baja eficiencia. Las trampas de vapor son muy diversificadas, por lo tanto al seleccionar la trampa adecuada es un asunto bastante delicado, hay que tener en consideración la cantidad de condensado que debe separar y la presión diferencial entre la entrada y la salida (Velásquez, 2009; Sánchez, 2012).

Beneficios de las trampas de vapor

Según plantea Cabrera (2012) y Gualpa (2016) estos son alguno de los beneficios que ofrecen las trampas de vapor.

- Elimina el condensado y gases no condensables como lo es el aire evitando cualquier pérdida de vapor.
- Evita la acumulación de condensados que puedan provocar golpes de ariete al impedir el paso del vapor.
- Mantiene la temperatura del vapor.
- Evita que el vapor escape de la caldera.
- Atrapa partículas de mayor tamaño.
- Calentamiento rápido de las unidades de transferencia de calor.
- Temperaturas máximas en las unidades para una mejor transferencia de calor.
- Funcionamiento a máxima capacidad de los equipos.

- Máximo ahorro energético.
- Reducción de la mano de obra por unidad.
- Una larga vida sin problemas y un mínimo de mantenimiento.

Tipos de trampas de vapor

Luego de tener clara la definición y función se determina el tipo de trampa a emplear (Gualpa, 2016).

Trampas de vapor mecánicas

Este tipo de trampas actúan debido a la diferencia de densidades existente entre el vapor y el condensado. Una trampa de vapor común de este tipo es la trampa de balde invertido, estas operan bajo el principio de gravedad específica, y la válvula se abre o cierra en función del movimiento de un flotador debido al flujo de condensado. Su rendimiento es independiente de factores externos como la lluvia, viento, etc.

Trampas de vapor termostáticas

Este tipo de trampas funcionan debido a la diferencia de temperaturas existente entre el vapor y el condensado; mediante el accionar de un elemento bimetálico o fuelle, que sufre una contracción en presencia de vapor, o una expansión en presencia de condensado.

Trampas de vapor termodinámicas

Este tipo de trampas operan debido a las diferencias de presiones y/o velocidades de salida de flujo existente de vapor y el condensado. Al salir condensado, el diafragma de la trampa permanece abierto debido a que la velocidad del líquido es relativamente baja; mientras que sucede lo opuesto cuando sale vapor. Estas trampas se pueden apreciar en la industria debido a su versatilidad de rango de presiones de trabajo y a su tamaño compacto; también trabajan en posición horizontal y vertical.

Dimensionamiento y selección de trampas de vapor

El tipo de trampas de vapor a elegir para una aplicación en particular puede depender de distintas variables, haciendo difícil cubrir efectivamente cada factor involucrado al momento de tomar la decisión apropiada.

La capacidad de las trampas de vapor muestra el máximo flujo de condensado en libras por hora para una presión dada o una presión diferencial. Cuando se selecciona el tamaño apropiado de una trampa de vapor el rango normal de condensado (carga) debería ser conocido para luego ser multiplicado por un factor de seguridad. Este factor de seguridad es requerido porque la cantidad de condensado generado y la presión de vapor no siempre son constantes en cualquier sistema de vapor.

Cuando el sistema esta frío y el vapor comienza a fluir dentro de las tuberías, condensando rápidamente debido al calor masivo requerido para calentar todas las superficies frías y para vencer las pérdidas por radiación. Otra complicación es la presión de vapor en el sistema, que debe impulsar el condesado a través de la trampa de vapor hacia la línea de retorno, siendo extremadamente baja antes que el sistema se acerque a la presión total. Por lo tanto, el condensado en el sistema se está generando a una velocidad máxima y la presión de vapor usada para empujar el condensado fuera del sistema es mínima. Si se dimensionan las trampas para cargas y presiones normales del sistema, serían insuficientes para la condición inicial (Subyuc, 2015).

1.10- Simulación de procesos

La simulación es un procedimiento para la realización de experimento por medio de una computadora digital y con la ayuda de modelos matemáticos, con el fin de obtener información sobre el comportamiento del sistema. Mediante la técnica de simulación se puede analizar el efecto de las interrelaciones de un sistema o proceso, determinar las

recirculaciones, hacer estudios de capacidad, detectar cuellos de botellas y definir las condiciones límites de operación. De esta forma un problema de ingeniería se convierte en una fórmula matemática para obtener la información final del problema, mediante la aplicación de las técnicas computacionales (Campbell, 2010).

Los programas de simulación son herramientas que permiten desarrollar nuevas ideas para el estudio e investigación de procesos. Para conocer la respuesta de un sistema ante determinada acción, pueden realizarse experimentaciones pero debido a factores de costo, seguridad y tiempo no es la vía más recomendada.

Estos programas son basados en modelos matemáticos y métodos de predicción de propiedades termodinámicas combinados con una extensa fuente de datos de componentes químicos, para dar respuesta mediante cálculos a diversos procesos con operaciones específicas. Por lo que son un instrumento indispensable para el ingeniero estudiar los procesos de forma más rápida, económica y completa (Luyben, 2009).

La simulación es el proceso de diseñar un modelo de un sistema real y llevar a término experiencias con él, con la finalidad de comprender el comportamiento del sistema o evaluar nuevas estrategias, dentro de los límites impuestos por un cierto criterio o un conjunto de ellos, para el funcionamiento del sistema (Climent, 2015).

La simulación de un proceso implica una serie de ventajas que permiten decidirse por estas alternativas siguientes (Gómez, 2016).

- Experimentación en corto tiempo: Esta es una de las ventajas principales pues varios procesos pueden tomar mucho tiempo en completarse lo cual dificulta realizar un riguroso análisis o incluso imposible de su completamiento, con un modelo es posible simular en segundos esta operación e interacción, permitiendo realizar

además múltiples réplicas que permitirán analizar las vías más fiables estadísticamente.

- Reducción de requerimientos analíticos: A través del uso de la simulación el usuario reduce la utilización manual de herramientas analíticas sumamente complejas, pues permite estudiar dinámicamente los sistemas en tiempo real a medida que la simulación está en funcionamiento, pudiendo realizar estudios y análisis de sistemas cada vez más complejos.
- Demostración sencilla de modelos: A través de la animación dinámica de la operación modelada, es posible demostrar el funcionamiento del modelo, así como observar los desperfectos que este posee pudiendo depurarlos sencilla e inmediatamente.

HYSYS es un programa de simulación de procesos químicos dirigido a objetos enfocados en la ingeniería de procesos y simulación. Además es un simulador bidireccional lo que permite calcular las condiciones de una corriente de entrada a partir de la correspondiente a la corriente de salida sin necesidad de cálculos iterativos. Mediante el ingreso de los datos necesarios el software puede simular y conformar el diagrama de proceso de una planta, permitiendo la obtención de los resultados adecuados.

HYSYS cuenta con una interfaz para el usuario, empleando operadores lógicos y herramientas que facilitan la simulación. Además cuenta con módulos que permiten realizar cálculos y estimaciones en sistemas hidráulicos y tuberías, como es el caso del módulo PIPE y el módulo auxiliar PIPESYS. Este último módulo es capaz de simular con exactitud una gran variedad de condiciones y situaciones para flujos simples y multifásicos. Este paquete tiene acceso a las características de HYSYS como: base de datos de los componentes, propiedades de los fluidos y equipos que se pueden colocar dentro del sistema (HYPROTECH, 2003; citado por Gómez, 2016).

PipelineStudio es un programa empleado para simulación y análisis hidráulicos en estado estacionario y transitorio de redes de tuberías de líquido y gas. Posee múltiples herramientas de simulación para configurar, analizar y ejecutar escenarios de tuberías bajo un ambiente gráfico, ya sea líquido o gas dentro de un mismo estudio. Este software tiene la capacidad de configuración gráfica que incluye la salida visual y personalizada de los resultados de simulación (Gómez, 2016)

Conclusiones del capítulo.

- El condensado, producto de la condensación del vapor, es un agua tratada que si se desecha por mala práctica técnica repercute desfavorablemente desde el punto de vista económico.
- El retorno de condensado en ciclo cerrado es más provechoso para la industria que el de ciclo abierto porque permite reutilizar las propiedades termodinámicas que beneficia el ahorro económico y energético para la planta.
- Las trampas de vapor poseen gran importancia dentro del proceso de retorno del condensado por lo que su selección debe ser la adecuada para su buen funcionamiento y así evitar la pérdida de vapor.
- Los software de simulación son herramientas que facilitan el trabajo investigativo del ingeniero, ofreciendo una serie de alternativas como solución

Capítulo 2: Materiales y métodos.

En este capítulo se describe el proceso tecnológico de generación de vapor de la División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas donde tiene lugar la recuperación del condensado procedente de los diferentes consumidores de vapor y se muestra la metodología para la evaluación de este sistema. Se exponen los métodos, ecuaciones y los procedimientos aplicados en la investigación y se muestran las propuestas de modificaciones tecnológicas necesarias para solucionar dicho problema.

La figura 2.1 muestra un diagrama con la metodología empleada durante la investigación.

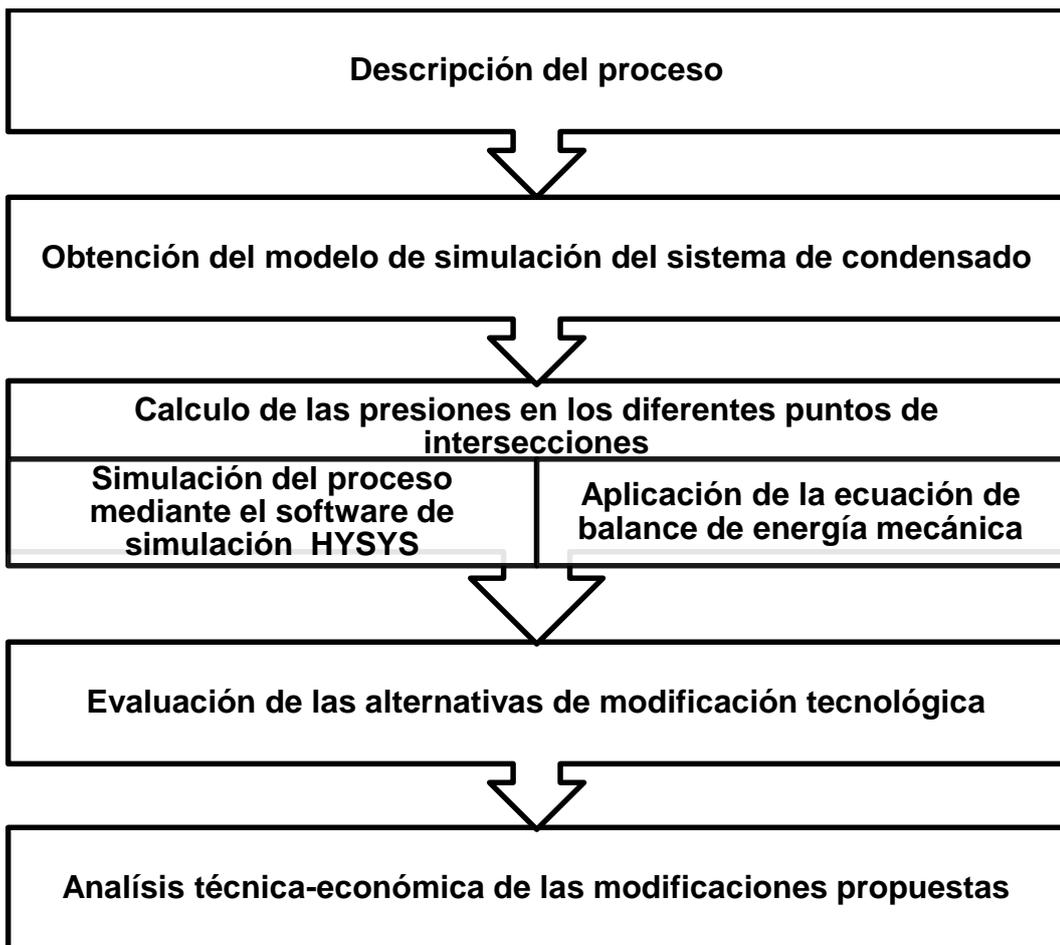


Figura 2.1 Diagrama de bloque de la metodología empleada

2.1- Descripción del proceso tecnológico.

La División Territorial de Comercialización de Combustible de Matanzas en el proceso de Generación de Vapor, dispone de dos calderas de 16 t/h de capacidad, tanques de agua, de petróleo crudo, bombas, intercambiadores de calor y un sistema de tratamiento de agua.

El agua cruda se bombea desde una cisterna hasta los suavizadores (uno en funcionamiento y el otro de reserva), en estos suavizadores ocurre el proceso de tratamiento de agua mediante intercambio iónico. El agua que sale del suavizador tiene una dureza de 0 (contenido de Calcio y Magnesio) y se almacena en un tanque de agua tratada, mediante una bomba con control automático (motobomba multicelular centrífugo, posee un caudal de 22 m³/h, de tipo: HEGA-4004/3, marca: SIHI/STERLING; año de fabricación 2002) se envía el agua a un tanque de alimentación que suministra el agua directamente a la caldera.

Existe a su vez otro sistema de suministro de petróleo a la caldera que consiste en un intercambiador de calor por el cual pasa el petróleo procedente de los tanques de almacenamiento (Tanque-32 y Tanque-29), donde en este intercambiador se eleva la temperatura del combustible hasta 70 °C, y luego se almacena en un tanque cilíndrico horizontal, de ahí se bombea directamente a la caldera, pasando por un precalentador que eleva la temperatura del combustible en un rango de 110 a 120°C.

En el interior de la caldera la energía química contenida en el combustible se convierte en energía calorífica que se transmite a través de las paredes del hogar de la caldera hasta el agua. Debido a este intercambio calórico la temperatura del agua aumenta y cuando alcanza el punto de saturación hierve: generándose entonces el vapor.

El vapor se utiliza por los distintos equipos consumidores de vapor (serpentes de los tanques, intercambiadores de calor) de la institución, una vez que el vapor cede su calor condensa y este retorna a un tanque

colector que abastece al tanque de alimentación interno de la caldera. Este condensado proviene de los intercambiadores de calor destinados a calentar el crudo que se envía a las Centrales Termoeléctricas de Santa Cruz y la Antonio Guiteras, así como a los serpentines de vapor de los tanques 30, 38 y 37. El condensado debe retornar limpio y libre de crudo u otras impurezas que pueden afectar el funcionamiento de la caldera. Para garantizar un buen retorno del condensado es necesario lograr un equilibrio de las presiones en los diferentes puntos de intersección para hacer más eficiente el trabajo de la caldera. Los manómetros existen a la salida de los intercambiadores de Guiteras y Santa Cruz, a la salida de los tanques 37 y 38 y en el punto de intersección del tanque 37 y el intercambiador 117 (fuera de servicio). Estos manómetros tienen un rango de 0 a 1 000 kPa que se corresponde con las presiones de operación que no deben ser mayor de 500 kPa en los serpentines e intercambiadores.

Durante todo este proceso se controlan varias variables que influyen en la calidad de la generación de vapor como: el pH de condensado, la alcalinidad total, el índice de consumo de agua y el índice de consumo de combustibles. La Figura 2.2 muestra el diagrama de retorno de condensado.

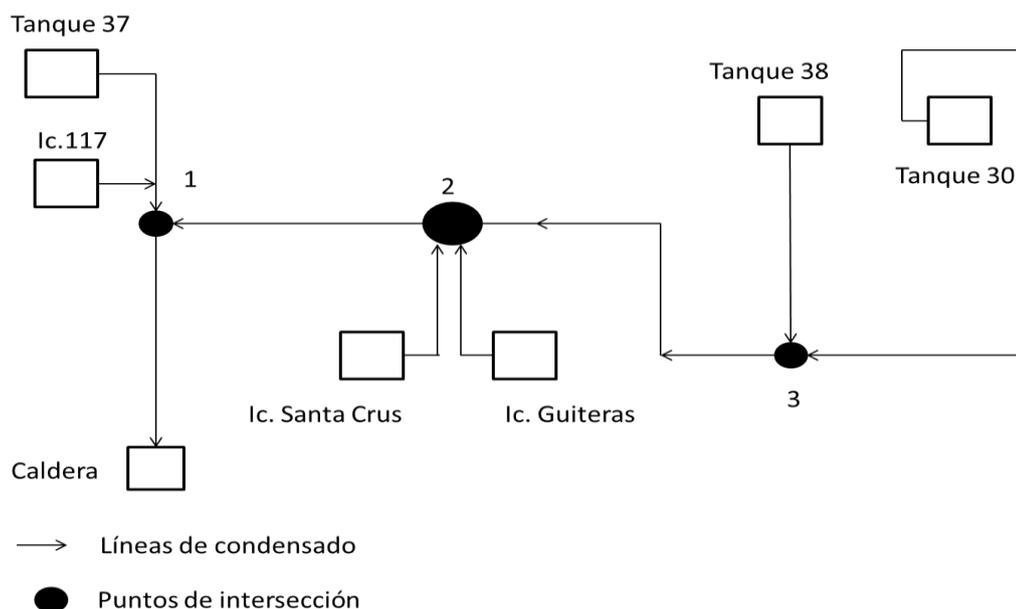


Figura 2.2. Diagrama de retorno de condensado.

2.3- Parámetros operacionales de las líneas de condensado.

A continuación se muestran los parámetros operacionales entregados por la División Territorial de Comercialización de Combustible de Matanzas, la tabla 2.1 muestra los valores de diseño de las líneas de condensado. Los parámetros de presión son tomados de los manómetros que son los encargados de mostrar a la presión del condensado del equipo y a la que fluye por la tubería que presenta el sistema.

Tabla 2.1. Datos de la línea del tanque 37 al Intercambiador de calor a la intersección 1.

Parámetros	Simbología	Valores
Flujo	Q	5 m ³ /h
Diámetro	D	2 in
Longitud	L	730 m
Presión de salida del T-37	P	441,30 kPa
Altura del tanque respecto a la intersección 1	H1	21 m
Altura en la intersección	H2	0 m
Cantidad de codos de 90		20
Coeficiente (K) de codo	K1	0,75

Tabla 2.2 Datos de la línea de los intercambiadores de calor Guiteras y Santa Cruz a la intersección 2.

Parámetros	Simbología	Valores
Flujo	Q	2,5 m ³ /h
Diámetro	D	2 in
Longitud	L	63,42 m
Presión de salida del intercambiador	P	395,21 kPa
Cantidad de válvulas de cuñas		1
Coeficiente (K) de las válvulas	K2	0.17
Cantidad de codos de 90		7
Coeficiente (K) de codos	K1	0.75

La Tabla 2.3 muestra las longitudes y alturas de algunos tramos de tuberías de condensado

Tabla 2.3 Datos de longitud y altura.

Tramos de líneas	Flujo(m³/h)	Diámetro(in)	Longitud de tubería(m)	Cantidad de codos de 90
Tanque 30 a la intersección 2	3	2	189,32	21
Tanque 38 a la intersección 2	3	2	150	21
Del IC 117 a la intersección 2		2	10	21

2.4- Obtención del modelo de simulación.

Para la obtención del modelo se realiza la simulación del proceso que permite reflejar el comportamiento del sistema empleado por la empresa, y así poder analizar las posibilidades de cambios en algunos parámetros de diseño y operación.

Aplicación de simulador HYSYS

Este software permite mediante la simulación caracterizar y analizar el comportamiento en el proceso de recuperación de condensado. Primeramente se inicia HYSYS y se crea un nuevo caso empleando como paquete de fluido la ecuación de *ASME Steam* como se muestra en la Figura 2.3.

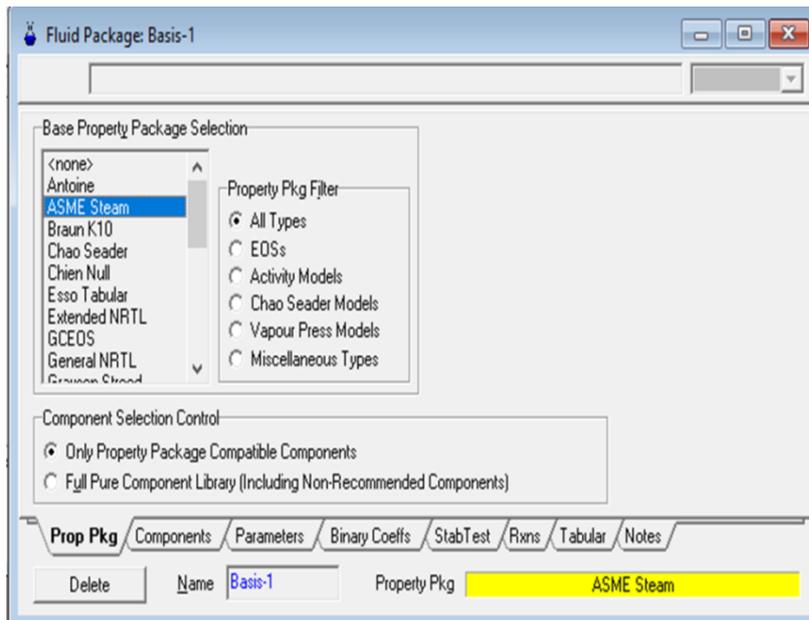


Figura 2.3 Página de Paquetes de fluidos que pueden ser utilizados en este software.

Luego se agregan los componentes a utilizar, en este caso solo se agrega el agua como único componente del sistema, como muestra la Figura 2.4.

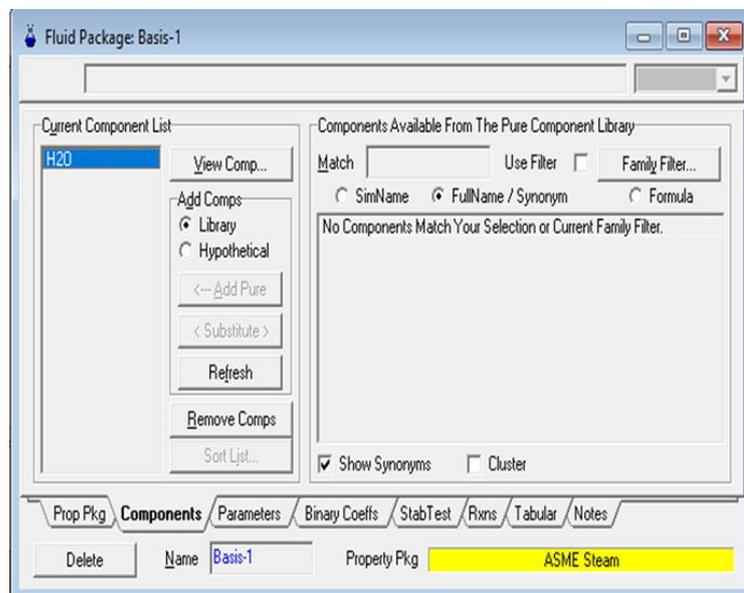


Figura 2.4 Página de componentes.

Posteriormente se agregan los flujos de materiales y se ingresan las características correspondientes de cada corriente. Dentro de los parámetros para crear las corrientes son esenciales la composición, la temperatura, la presión y el flujo, de esta forma la barra ubicada en la parte inferior de la ventana cambia del color rojo al verde; que indica la obtención de los datos requeridos para proceder a la ejecución de los cálculos necesarios; como muestra en la Figura 2.5.

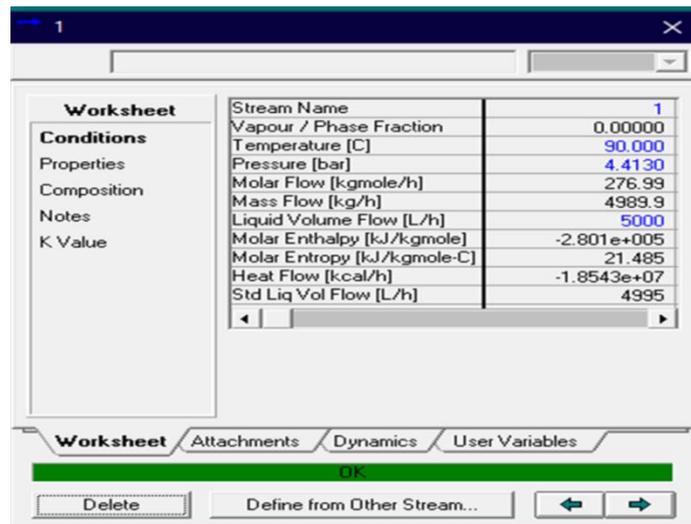


Figura 2.5 Características de la corriente.

Se procede a añadir cinco extensiones de PIPESYS, se completa la página de conexiones como se muestra en la figura 2.6.

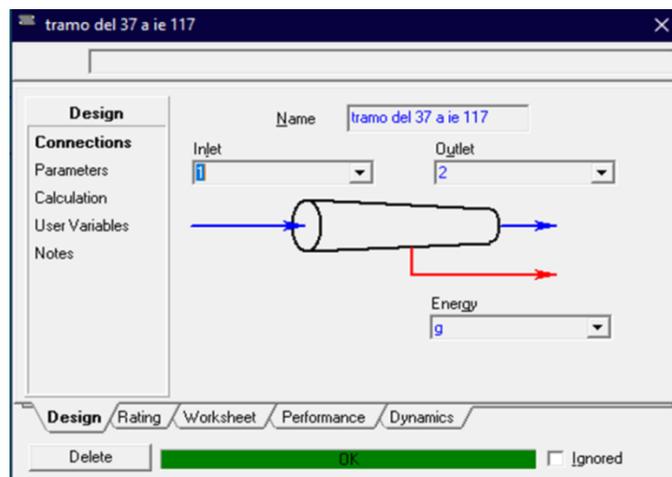


Figura 2.6: Conexiones del segmento de tubería.

En la página de dimensiones se ingresan las características de la tubería: diámetro, longitud, elevación y material de diseño en la celda correspondiente según la figura 2.7.

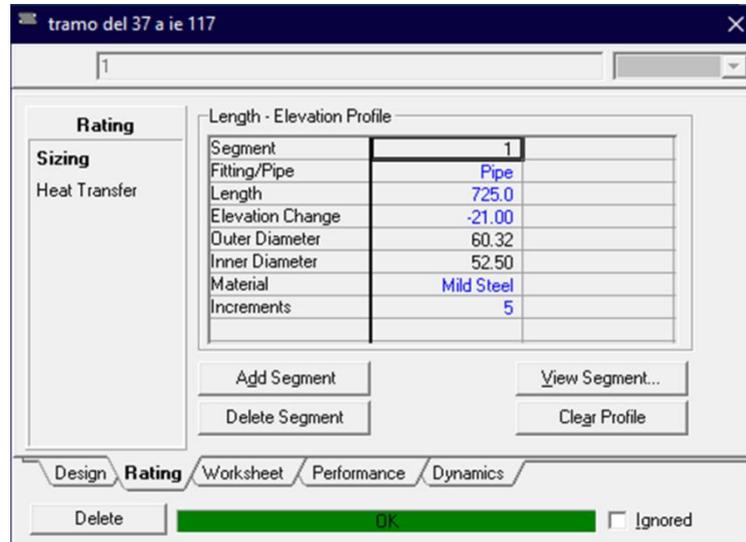


Figura 2.7: Página de dimensiones.

En la página de transferencia de calor se especifica las pérdidas de calor, se procede a ingresar la temperatura correspondiente en el ambiente en la celda de temperatura.

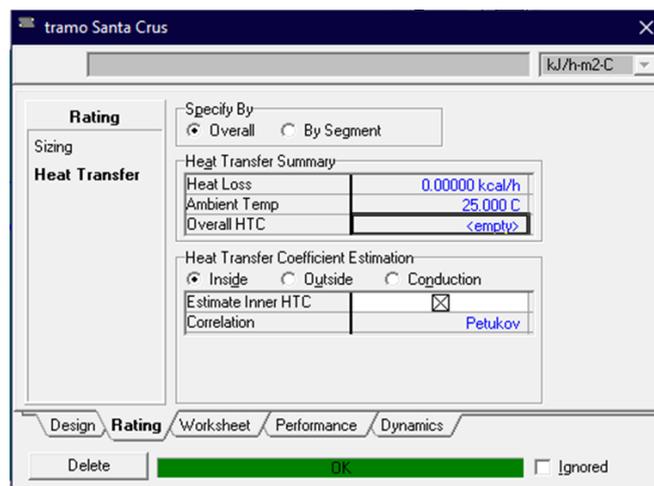


Figura 2.8: Página de transferencia de calor.

El coeficiente de transferencia de calor es estimado por el interior de la tubería en toda su extensión, para esto se emplea la correlación Petukov con la siguiente ecuación:

$$\frac{(f/8)Re_d \cdot Pr}{1,07 + 12,7(f/8)^{1/2} \cdot (Pr^{2/3} - 1)}$$

La figura 2.9 muestra el completado de las conexiones del mezclador.

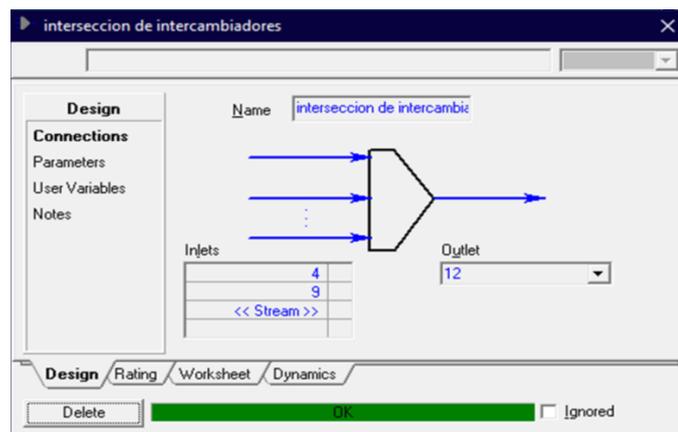


Figura 2.9: Conexiones de del mezclador.

Para fusionar dos o más corrientes se emplea un mezclador de HYSYS se pueden utilizar otras operaciones pero el mezclador es el más sencillo.

En la página de *Worbook* se muestran los resultados calculados para los flujos de productos.

Validación del modelo de simulación.

Para la validación del modelo de simulación primero se realiza un ajuste del caso base y luego se realiza un análisis de sensibilidad, para así poder definir los diferentes escenarios que se desean analizar y obtener un estudio exitoso.

Ajuste del modelo de simulación a través del caso base.

Para el ajuste del caso base se procede a simular las líneas de retorno de condensado en condiciones actuales, se introducen los datos mostrados anteriormente en el epígrafe 2.3, obteniendo como respuesta de la simulación las presiones de las intersecciones 1 y 2 y la de salida de los tanques 30 y 38. Estos resultados son comprobados con los datos reales de la empresa y se calcula el error existente entre ambos resultados, si este error es menor que un 10% entonces se está en condiciones de hacer un análisis de sensibilidad.

Para la determinación de los datos reales de presión de la empresa se emplea el balance de energía mecánica, en cada tramo correspondiente en cada uno de los puntos indicados anteriormente.

Metodología del balance de energía mecánica.

Para determinar las presiones a la salida de los tanques en cada uno de los puntos de intersección y en los tramos indicados es necesario un balance de energía mecánica. Donde se aplica la siguiente ecuación que se muestra a continuación:

$$z_1 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + Hb = z_2 + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho g} + \sum hf_{1-2} \quad (2.1)$$

Dónde:

Hb: Carga de la bomba, (m).

hf : Pérdidas de energía por fricción en el sistema, (m).

v_1 y v_2 : Velocidad del fluido en los puntos 1 y 2, (m/s).

z_1 y z_2 : Altura con respecto al nivel cero de la horizontal en los puntos 1 y 2, (m).

P_1 y P_2 : Presión del fluido en los puntos 1 y 2, (Pa).

α_1 y α_2 : Coeficientes de energía cinética en función del régimen de flujo.

Para $Re \leq 2100$: Régimen de flujo laminar, $\alpha=2$

Para $2100 < Re < 4000$: Régimen de flujo de transición, $1,03 < \alpha < 1,08$

Para $Re > 4000$: Régimen de flujo turbulento, $\alpha=1$

Ubicando el primer punto en la salida del intercambiador y el segundo punto en la segunda de intersección y despejando la presión del condensado en dicho punto de la ecuación de la Energía Mecánica se obtiene:

$$P_s = \rho g \left(z_1 - z_2 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + Hb - \sum hf_{1-2} \right) \quad (2.2)$$

Siendo:

$$Hb = 0$$

Debido a que no existen bombas en el proceso de condensado, todo el flujo se mueve por gravedad.

Conociendo el flujo (q) y diámetro de la tubería (D), la velocidad del fluido puede determinarse mediante la expresión siguiente:

$$v = \frac{4q}{\pi D^2} \quad (2.3)$$

El número adimensional de Reynolds puede ser obtenido por la expresión siguiente:

$$Re = \frac{Dv}{\mu} \quad (2.4)$$

Las pérdidas por fricción totales del sistema se determinan como:

$$\sum hf = hf_{tubería} + hf_{accesorios} \quad (2.5)$$

Donde las pérdidas por fricción en la tubería se calculan:

$$hf_{tubería} = f \frac{Lv^2}{2gD} \quad (2.6)$$

Dónde:

L: Longitud de la tubería, (m).

f: Factor de fricción, depende del régimen de flujo.

Para flujo laminar el factor de fricción se determina como:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (2.7)$$

Para régimen turbulento el factor de fricción puede determinarse mediante la figura del Anexo1 en función de Re y de la rugosidad relativa (ε).

La rugosidad relativa depende de la rugosidad absoluta (**e**) y del diámetro interno de la tubería, y se determina mediante la expresión:

$$\varepsilon = \frac{e}{D} \quad (2.8)$$

La rugosidad absoluta (**e**) puede encontrarse en la tabla que muestra en el Anexo 2.

Las pérdidas por locales o de forma en los accesorios se calculan:

$$hf_{\text{accesorios}} = \frac{\sum Kiv^2}{2g} \quad (2.9)$$

El valor del coeficiente de resistencia local (K_i) para flujo turbulento y laminar puede ser determinado mediante la tabla que muestra el Anexo 3, cada tipo de accesorio tiene un valor de este coeficiente.

Análisis de sensibilidad.

Para realizar el análisis de sensibilidad se varían algunas variables del proceso respecto a las condiciones actuales y se observan las presiones de salida de los tanques 30 y 38.

Las variables son las siguientes:

- El diámetro de la tubería en el rango de 1 a 4 in.
- El flujo de operación en un rango de 3 a 5 m³/h.

2.5. Evaluación de las propuestas de modificación

Para dar solución al problema se analizan diferentes alternativas para el retorno del condensado teniendo en cuenta la diferencia de nivel en que se encuentra situado el tanque 37 respecto a los intercambiadores de calor y a los tanques 30 y 38, siendo estos los consumidores de vapor de esta área.

Variante 1.

Como primera alternativa se propone independizar la línea de condensado procedente del tanque 37 desde el punto donde se intersecta con el intercambiador 117 hasta el tanque de almacenamiento que se encuentra en el área de las calderas; como se muestra en la figura 2.10.

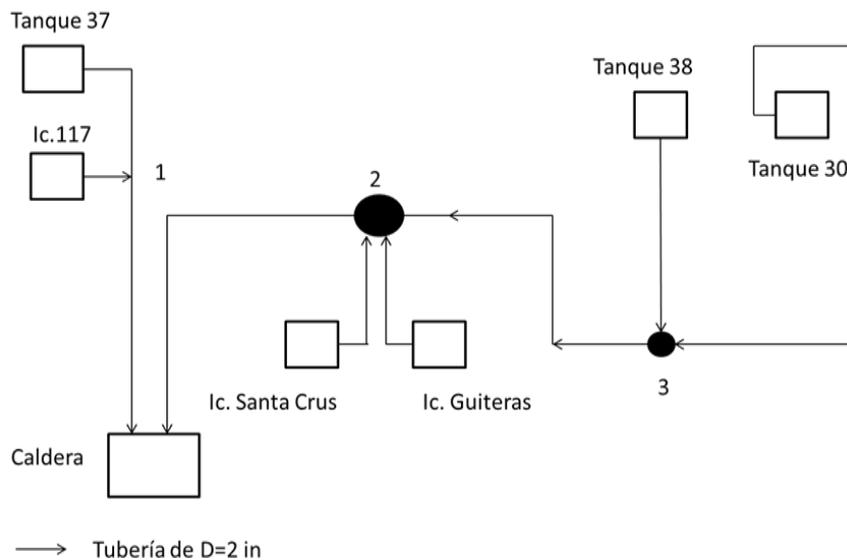


Figura 2.10: Diagrama de la alternativa 1.

El objetivo de esta línea es evitar el embotellamiento de la corriente que proviene de los restantes consumidores de vapor de esta área debido a la gran diferencia de presión existente entre ellas.

La recuperación de la mayor fracción posible del condensado que se genera garantiza un mejor funcionamiento de la caldera porque posibilita reutilizar el agua tratada con una temperatura de aproximadamente 90°C, lo que incrementa la eficiencia de la caldera.

Variante 2.

Como segunda propuesta de solución se evalúa la instalación de líneas de condensado provenientes del tanque 37 de diámetro de 1.5 in, el cual es inferior al que se encuentra instalado actualmente, lo que permite una disminución de la presión del flujo de condensado proveniente de este tanque. Luego en la red de distribución del condensado procedente de los intercambiadores y de los tanque 30 y 38 se instalarían líneas de 4 in y con la regulación de la presión en estos equipos se pudiera lograr la presión adecuada en el punto de intersección 1 con la línea del tanque 37,

se logra que todo el condensado continúe al tanque de almacenamiento por una misma línea, como muestra la figura 2.11.

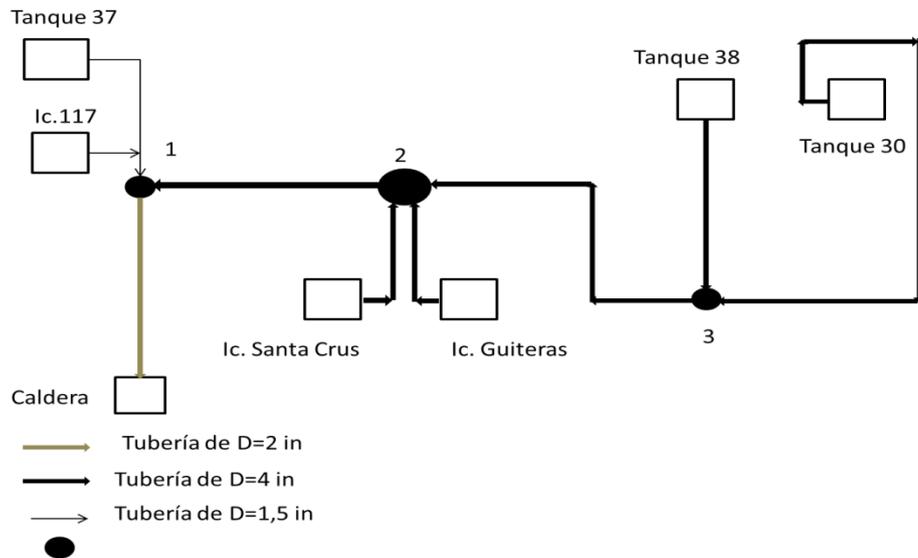


Figura 2.11: Diagrama de la alternativa 2.

La tabla 2.4 muestra los valores de presión obtenidos durante la simulación de la alternativa, a los que debe ser regulada la presión de salida de cada equipo.

Tabla 2.4: Valor de las presiones de salida de la propuesta 2.

Equipo	Presión (kPa)
Intercambiador Antonio Guiteras	413,6
Intercambiador Santa Cruz	413,6
Tanque 38	413,7
Tanque 30	413,7

Variante 3.

Como tercera propuesta de solución se propone la instalación de una línea de 1,5 in para el retorno del tanque 37 que lograría la disminución de la presión y con la regulación de las presiones de salida de los consumidores restantes del área incluyendo el servicio de los tanques 30 y 38 conjuntamente. La figura 2.12 muestra el diagrama de dicha alternativa.

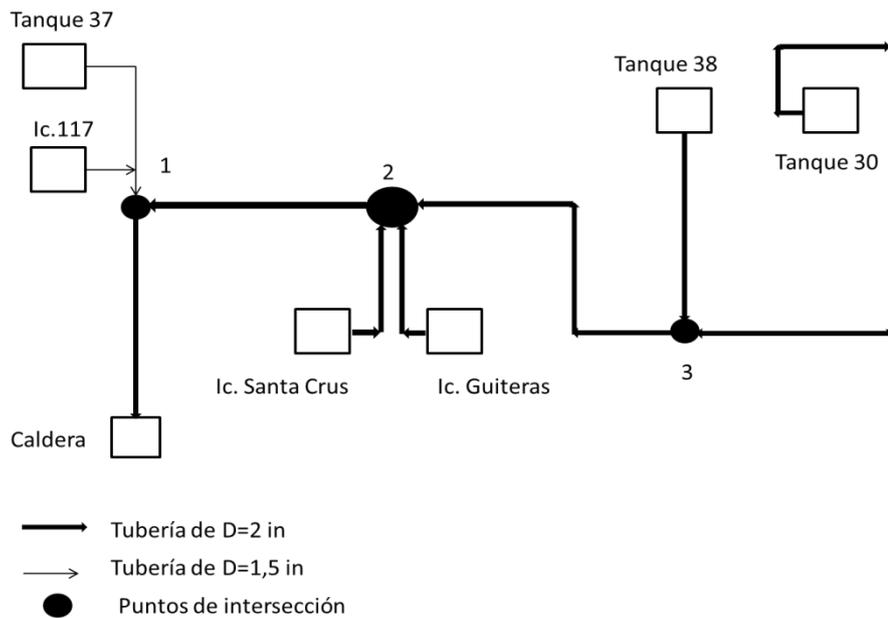


Figura 2.12: Diagrama de la alternativa 3.

La tabla 2.5 muestra los valores de presión a los que debe ser regulada la salida de los equipos obtenidos de la simulación de dicha alternativa.

Tabla 2.5: Valores de presiones de salida de la propuesta 3.

Equipos	Presión (kPa)
Intercambiador Antonio Guiteras	415
Intercambiador Santa Cruz	415
Tanque 30	419,84
Tanque 38	418,52

2.6. Análisis económico.

Este análisis económico se basa en el ahorro que se tiene a partir de la recuperación de condensado a partir de la implementación de las variantes propuestas. Para la realización de este análisis se tiene en cuenta la cantidad de condensado que se recupera, el cual contribuye a un ahorro de agua en el área de calderas.

Se determina la diferencia que existe entre el índice de consumo de agua actual con respecto al que se obtiene a partir de la implementación de las variantes.

Para estimación del ahorro por concepto de recuperación de condensado se tiene en cuenta el tiempo de trabajo del serpentín del tanque 37 y al flujo de condensado generado por el serpentín.

Para el cálculo del índice de consumo actual se tienen en cuenta los valores de la producción de vapor y el consumo de agua del año 2018 como se muestra en la ecuación 2.10.

$$i_{act} = \frac{\text{consumo de agua}}{\text{produccion de vapor}} \quad (2.10)$$

Dónde:

i: índice de consumo actual (T de agua/T de vapor)

Para calcular de la cantidad de agua que es recuperada por las variantes se emplea la ecuación 2.11.

$$\text{agua recuperada} = t \cdot q \quad (2.11)$$

Dónde:

t: tiempo de operación del serpentín (h)

q: flujo (m³)

Para calcular el costo económico del condensado perdido se realiza una recopilación de datos estadísticos de las horas trabajadas por el serpentín del tanque 37 en el año 2018 según González, (2018). Además, se utiliza el flujo de condensado generado por el serpentín según los datos de diseño (Montes de Oca Moreno, 2013). Con el precio del agua de caldera se calcula el valor de la pérdida de condensado según la ecuación 2.12.

$$C_{rec} = t \cdot q \cdot C_{agua} \quad (2.12)$$

Dónde:

C_{rec} : costo de agua recuperada (\$).

t: tiempo de operación del serpentín (h).

C_{agua} : costo del agua de caldera (\$).

q: flujo de condensado (m^3).

La estimación del índice de consumo después de aplicada la variante se determina a partir del nuevo consumo de agua que tendrá la empresa que se obtiene de la diferencia entre el consumo real y el agua recuperada, dividido entre el consumo de vapor del área.

Para implementar las modificaciones tecnológicas es necesario realizar inversiones para la adquisición de las tuberías, accesorios e instrumentación necesaria para ejecutar el montaje de las propuestas planteadas.

Cálculo de la inversión total

La inversión se estimó mediante la ecuación 2.13

$$I = \sum C_{mont} \quad (2.13)$$

Dónde:

I: inversión

C_{mont} : Costo de montaje.

Para la selección de la mejor variante, además de los criterios técnicos, se realiza a partir de la comparación entre el beneficio que se obtiene por

concepto de ahorro de agua y los costos de la inversión en que se incurre para la implementación de cada una de las alternativas.

Conclusiones del capítulo.

1. Se propone HYSYS como software de simulación para obtener el modelo de la planta en estudio.
2. Para la obtención del modelo del sistema de condensado se tienen que realizar las tareas siguientes:
 - Obtención del modelo de simulación.
 - Validación del modelo a través del ajuste del caso base.
 - Análisis de sensibilidad del modelo.
3. Para el ajuste del caso base se emplea el balance de energía mecánica para obtener las presiones reales del sistema.
4. Se proponen tres posibles alternativas de solución a la problemática del retorno del condensado.

Capítulo 3: Análisis de los resultados.

En este capítulo se recogen los principales resultados que se obtienen durante la investigación. Se muestra la obtención del modelo de simulación y se refleja la selección de la propuesta más factible para dar solución al problema investigativo. Se realiza un análisis técnico y económico a las propuestas de modificación.

3.1- Obtención del modelo de simulación.

Para la obtención del modelo de simulación se introdujeron los datos brindados por la empresa sobre las líneas de condensado, obteniéndose dos modelos de flujos, el primero muestra las líneas del tanque 38 y el segundo las del 30. Esto se debe a que ambos tanques nunca trabajaran conjuntamente por el insuficiente flujo de vapor generado por las calderas el cual no permite la operación en ambos tanques simultáneamente.

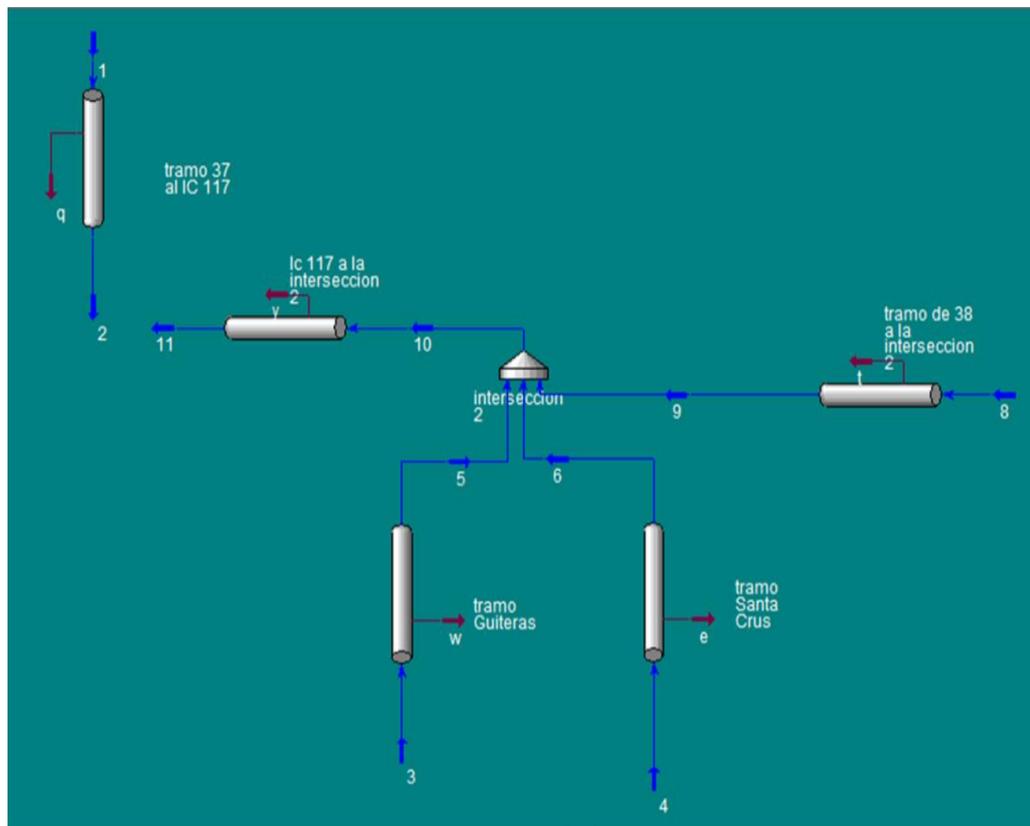


Figura 3.1: Modelo de simulación para el tanque 38.

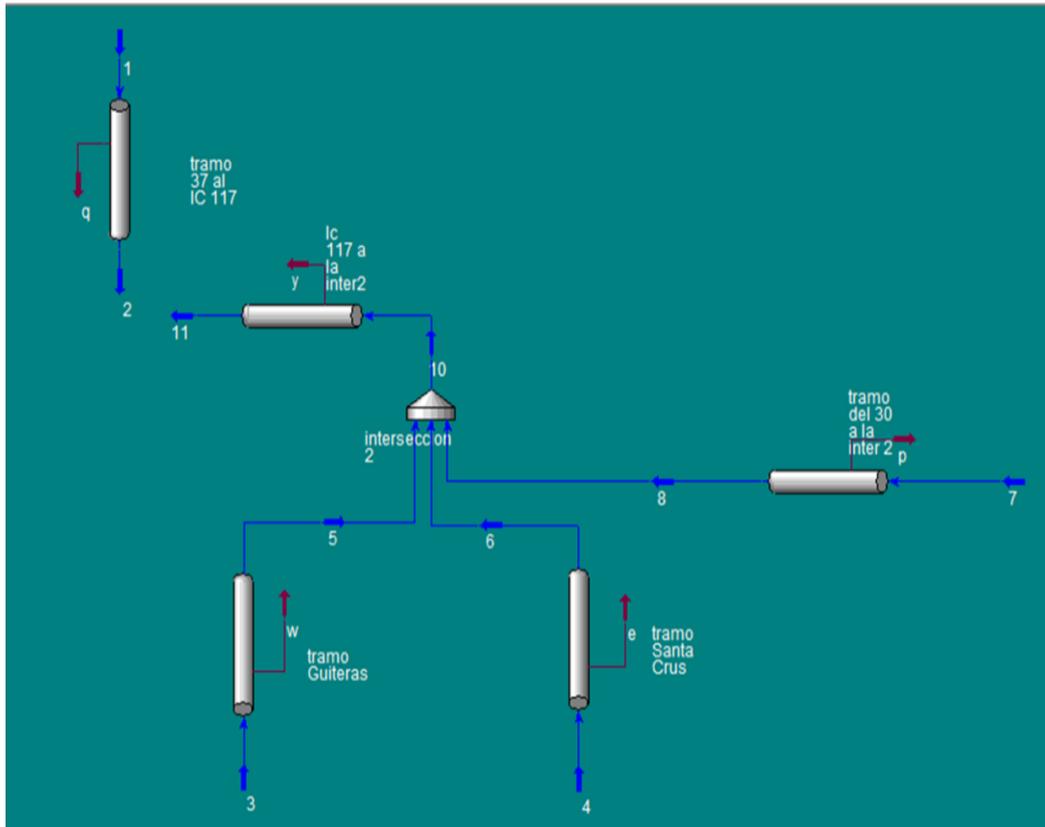


Figura 3.2: Modelo de simulación para el tanque 30.

Las tablas 3.1 y 3.2 muestran los resultados de la simulación del caso base para el tanque 38 y el 30. Los resultados que se obtienen de ambos modelos coincidieron en el valor de la presión de la intersección 1, siendo la corriente 11 según muestra en las figura 3.1 y 3.2 en ambos casos, que tiene un valor de 332,30 kPa. La presión de la corriente 2 proveniente del tanque 37 tiene un valor de 576,30 kPa, lo que demuestra la diferencia de presión existente entre ambas corrientes lo cual provoca el embotellamiento de la corriente 11. Como se puede apreciar en las tablas 3.1 y 3.2 el valor de las presiones en las corrientes de entrada en la intersección 2 coinciden si se regulan correctamente, por lo que no ocasionan embotellamiento del condensado

Tabla 3.1: Resultados del modelo de simulación para el tanque 38.

Corrientes	Presión (kPa)	Temperatura (°C)	Flujo (m³/h)
1	441,3	90	5
2	576,3	90	5
3	395,2	90	2,5
4	395,2	90	2,5
5	393,7	90	2,5
6	393,7	90	2,5
8	396,3	90	3
9	391,3	90	3
10	391,3	90	8
11	332,3	90	8

Tabla 3.2: Resultados del modelo de simulación para el tanque 30.

Corrientes	Presión (kPa)	Temperatura (°C)	Flujo (m³/h)
1	441,3	90	5
2	576,3	90	5
3	395,2	90	2,5
4	395,2	90	2,5
5	393,7	90	2,5
6	393,7	90	2,5
7	397,6	90	3
8	391,3	90	3
10	391,3	90	8
11	332,3	90	8

Análisis de los resultados obtenidos en la evaluación de las líneas de condensado.

La evaluación de las líneas de condensado instaladas actualmente se realiza a partir de la metodología de cálculo de balance de energía mecánica planteada en epígrafe 2.3, mediante el empleo de Microsoft Excel. Los principales resultados se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Principales resultados de la evaluación de las líneas de condensado.

Puntos de medición	Presiones (kPa)
Corriente 2	540,29
Corriente 11	338,50
Salida del tanque 38	402,20
Salida del tanque 30	404,50
Intersección 2	392,20

Se puede apreciar en la Tabla 3.3 al igual que en los resultados de la simulación las corrientes 2 y 11 poseen una gran diferencia de presión con valores de 540,29 kPa y 338,50 kPa, lo que indica de igual forma la imposibilidad de la unión de estas dos corrientes en la intersección 1.

Debido a estos valores de presión es que se dificulta el retorno total del condensado al área de generación de vapor, ocasionando pérdidas de para la empresa.

3.2- Validación del modelo.

Para la validación del modelo se realiza un análisis calculando el error relativo en el ajuste del caso base de simulación, tomando en cuenta las presiones reales calculadas por el balance de energía mecánica. En la Tabla 3.4 se muestran los resultados que se obtienen en la simulación con los parámetros del caso base. Además se observa que el error relativo inferior es inferior 10% permisible, lo que muestra un margen muy despreciable entre los valores calculados y valores reales existente en el sistema actual instalado en la entidad.

Tabla 3.4: Error en el ajuste del caso base.

Puntos de medición	Presiones reales (kPa)	Presiones calculadas (kPa)	% error
Intersección 2	392,20	391,30	0,229
Salida del tanque 38	402,20	396,30	1,474
Salida del tanque 30	404,50	397,60	1,705
Intersección 1	338,50	332,30	1,832

Análisis de sensibilidad.

Luego de realizar el ajuste del caso base se procede a realizar el análisis de sensibilidad, mediante la variación de flujo y del diámetro de tubería en todas las líneas del proceso.

En los Anexos 4 y 5 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad que se realizó a través de variaciones de diámetro de tubería y del flujo de condensado dentro del rango permisible de operación.

En las figuras 3.3 y 3.4 se muestran los resultados obtenidos anteriormente donde se aprecia de forma gráfica como varían las presiones respecto al diámetro y al flujo de condensado.

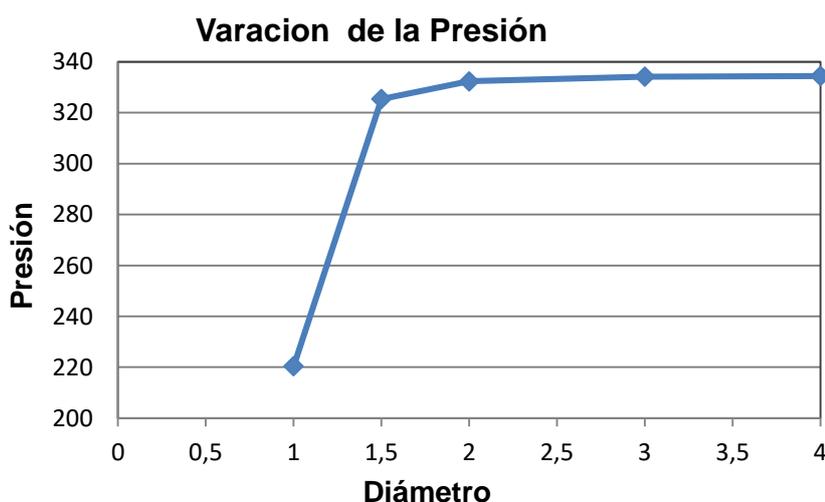


Figura 3.3: Variación de la presión según el diámetro de tubería.

En la figura 3.3 se observa que las presiones van en ascenso a medida que el diámetro de la tubería va aumentando, que varía en un rango de 220,39 a 334,43kPa. Estos valores son lógicos porque disminuyen las pérdidas por fricción a medida que el diámetro es mayor y así disminuye la velocidad del fluido a través de la tubería.

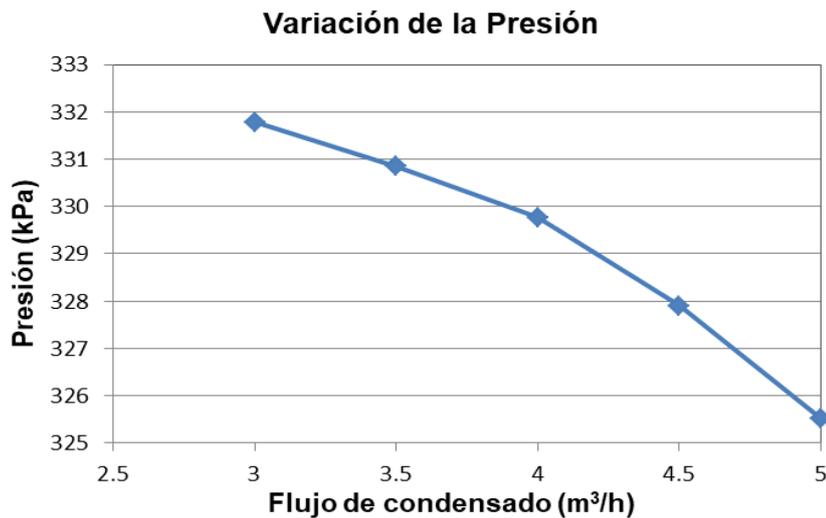


Figura 3.4: Variación de la presión según el flujo de condensado.

En la figura 3.4 se relaciona el flujo y la presión, la cual va descendiendo en un rango de 331,79 a 325,53kPa porque al aumentar el flujo de condensado aumentan las pérdidas por fricción, debido a que se incrementa la velocidad.

3.3- Análisis de las propuestas de modificación.

Variante 1.

La variante 1 propone la total separación de la tubería de condensado proveniente del tanque 37 la cual se mantendría igual hasta el punto de intersección 1 y de ahí continuaría de manera independiente hasta los tanques recolectores de condensado del área de caldera para así evitar el embotellamiento de las líneas de los demás consumidores. La figura 3.5 muestra la simulación de la alternativa en el software.

Variante 2.

La variante 2 propone la sustitución de la red de tubería existente en el área de la estación de bombeo a las CTE que es de 2 in por tuberías de un diámetro de 4 in y el diámetro de la tubería que retorna del tanque 37 reducirlo a 1.5 in para lograr igualar las presiones en el punto de intersección 1. La figura 3.6 muestra la simulación de la variante en el software.

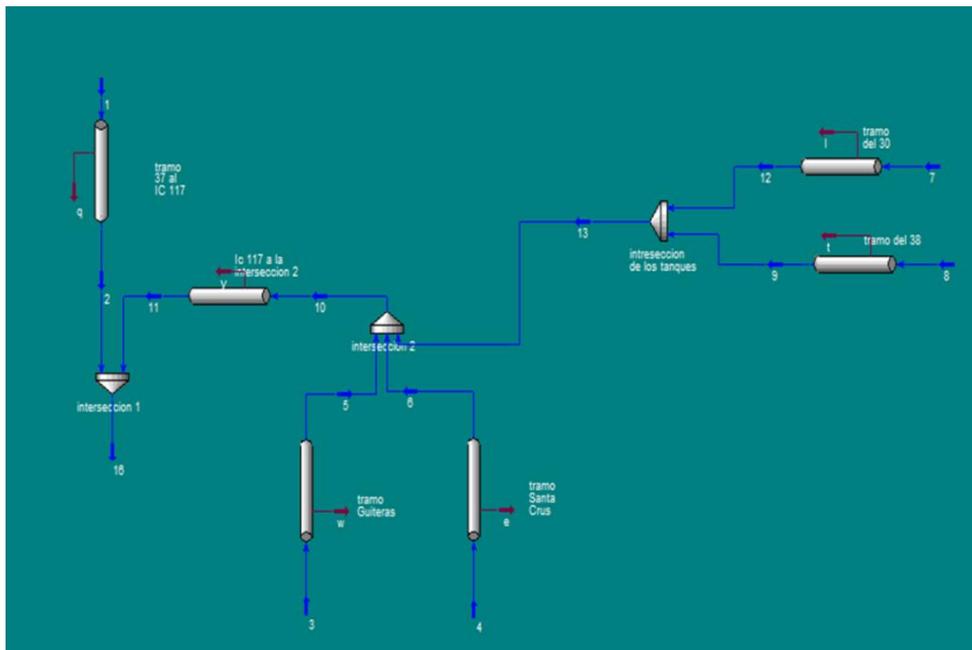


Figura 3.6: Diagrama de simulación de la variante 2.

La tabla 3.6 muestra los valores de los principales parámetros obtenidos aplicando la variante 2.

Tabla 3.6: Resultados de la variante 2.

Parámetros	Simbología	Corriente 16 de retorno del condensado
Temperatura	T	90,02
Presión (kPa)	P	413,4
Flujo (m ³ /h)	Q	13

Según la segunda propuesta de modificación se logra recuperar todo el condensado que se produce en los equipos consumidores de vapor regulando las presiones de salida y realizando un cambio en el diámetro de las tuberías de condensado, pero para ejecutarla técnicamente requiere desmontar toda la red de condensado de la estación de bombeo y del tanque 37, hay que contratar equipos pesados y su ejecución interfiere con el proceso productivo, lo que implica dejar de entregar crudo a la CTE Guiteras y Santa Cruz por un período de tiempo mayor de 7 días. Además el bombeo a la CTE Santa Cruz debe paralizarse durante tanto tiempo, porque se incrementa la viscosidad en el oleoducto por enfriamiento y se dificulta la puesta en marcha del sistema, lo que implica inyectar nafta solvente reductora de viscosidad en las estaciones de corte del oleoducto.

Variante 3.

La tercera propuesta realiza un cambio de diámetro en la línea del tanque 37 y una regulación de presión en la salida de todos los consumidores incluyendo ambos tanques 30 y 38, aumentando el flujo de condensado y su vez la presión del mismo. La figura 3.7 muestra la simulación de la variante en el software.

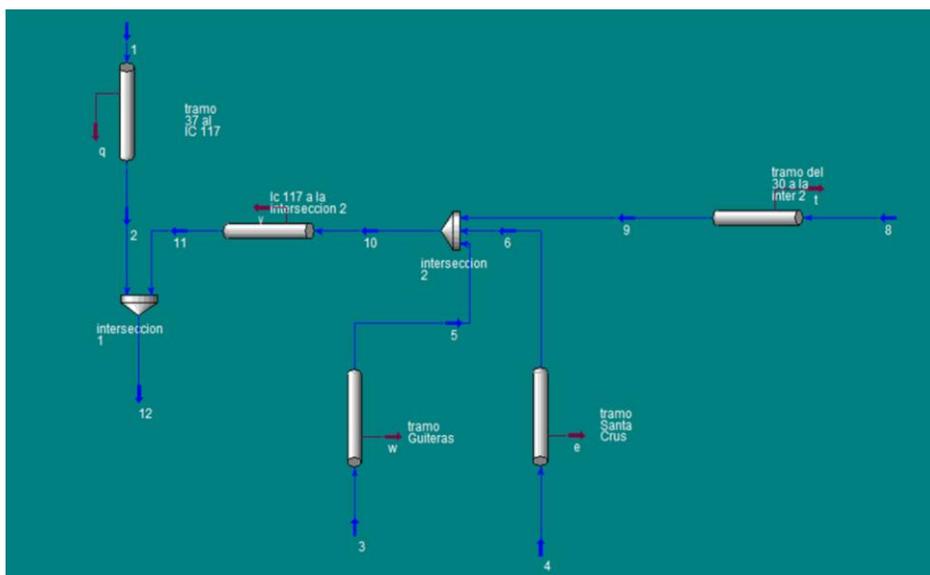


Figura 3.7: Diagrama de simulación de la variante 3.

La tabla 3.7 muestra los resultados obtenidos de la tercera propuesta.

Tabla 3.7: Resultados de la variante 3

Parámetros	Simbología	Corriente 12 retorno de condensado
Temperatura	T	90,02
Presión (kPa)	P	413,4
Flujo (m ³ /h)	Q	13

Como se puede apreciar esta variante también permiten la recuperación total del condensado que se produce por los consumidores de vapor, pero con la situación actual existente con las calderas de vapor no es factible poner en servicio los dos tanques al mismo tiempo ya que se necesitaría una cantidad de vapor extra que no es posible suministrar con las calderas existentes, por lo que habría que adquirir una tercera caldera para satisfacer los requerimientos de todos los consumidores de la empresa.

A partir del estudio de las diferentes variantes se obtienen que todas cumplen con el objetivo propuesto de recuperar el condensado por lo que son válidas para su desarrollo, pero la variante 1 es la más factible de implementar porque solo requiere de la instalación de dos tubería de 2 in desde el punto de intersección hasta el tanque recolector de condensado de la caldera, lo que es de fácil ejecución por lo tanto puede ser realizada por el personal de mantenimiento de la entidad. Además no requiere la detención de las operaciones de calentamiento, por lo que no se afectaría los bombes a las CTE. En el caso de las variantes 2 y 3 es necesario desmontar y sustituir toda la red de condensado existente para lo cual se necesita la contratación de equipos pesados y personal especializado de otras entidades.

Para llevar a cabo esta propuesta es necesario que se sitúen manómetros en todas las líneas de condensado de los equipos tecnológicos (intercambiadores y serpentines) y puntos de intersección de un rango de 0 a 1 000 bar para garantizar la regulación de la presión.

En la División Territorial existe un proyecto de automatización general de la instalación con la firma TECNOMÁTICA que se encuentra en fase de adquisición de los equipos tecnológicos, que incluye la instrumentación del sistema de vapor.

3.4- Análisis económico.

A continuación se muestran los resultados que se obtienen del análisis económico de cada una de las propuestas de modificación, para seleccionar la más factible técnica y económicamente.

La no recuperación del condensado tiene como resultado una pérdida de agua que no se logra recuperar, la tabla 3.8 muestra los datos empleados para su calcular el costo de esta pérdida. Para este cálculo se empleó el consumo de agua y vapor del año 2018.(González, 2018)

Tabla 3.8: Datos del consumo de agua y producción de vapor.

Mes	Producción de vapor (T)	Consumo de agua (T)	Índice de consumo
Enero	7 108	786	0,11
Febrero	6 977	1 046	0,15
Marzo	6 103	1 034	0,17
Abril	5 596	1 050	0,19
Mayo	5 909	1 190	0,20
Junio	6 661	1 358	0,20
Julio	5 886	1 577	0,27
Agosto	6 189	2 496	0,40
Septiembre	5 541	1 950	0,35
Octubre	7 235	2 892	0,40
Noviembre	7 499	2 081	0,28
Diciembre	6 428	2 143	0,33
Total	77 132	19 603	0,25

La tabla anterior muestra el valor de la producción de vapor y el consumo de agua que emplea la División actualmente lo cual muestra un índice de consumo de 0,25 T de agua /T de vapor.

La tabla 3.9 muestra los datos empleados para el cálculo del valor económico de la cantidad de agua recuperada con las variantes. Para esto se utilizaron las horas de trabajo del serpentín del tanque 37 en el año 2018, según González, (2018), el flujo de operación fue obtenido de los datos de diseños del serpentín del tanque 37 brindados por Empresa de Ingeniería y Proyectos de Petróleo (EIPP) y el precio según Peraza, (2019).

Tabla 3.9: Datos para el cálculo del costo del condensado perdido en el año 2018.

Parámetros	Valor
Tiempo de operación (h)	2 286
Flujo (m ³ /h)	5
Precio (\$/m ³)	1.5

A continuación se muestran los resultados del cálculo del costo del agua recuperada por las variantes propuestas en el epígrafe 3.3. aplicando la metodología de cálculo descrita en el epígrafe 2.6 del capítulo 2.

Cantidad de agua recuperada: 11 430 m³/año.

Costo del agua recuperada: 17 145 \$/año.

Después de aplicar la variante de modificación el consumo de agua logra alcanzar un valor de 8 173 m³/año, que comparándose con el consumo real de 19 603 m³/año, representa una disminución del 41,7% del consumo actual. De esta forma el índice de consumo alcanzaría un valor de 0,10 T de agua /T de vapor.

Con la recuperación de este condensado se logra cumplir el índice de consumo de agua planificado (0,126 T de agua /T de vapor) para la producción de vapor, ya que se necesita menos cantidad de agua de reposición en la caldera. Además esta agua se encuentra tratada y posee una temperatura de 90°C se requiere de menor cantidad de combustible en el proceso de generación de vapor.

Los valores de las tablas de costos de materiales mostrada en cada una de las variantes que se exponen a continuación son tomados de los manuales de ofertas de la División según Bazaga, (2019)

Variante 1.

La tabla 3.10 muestra los costos de las tuberías y accesorios que se deben emplear, donde la inversión es la suma total de todos los costos de los materiales empleados

Tabla 3.10 Costos de materiales para la variante 1.

Materiales	Unidad de medida	Cantidad	Importe total(\$)
Tubería de acero al carbono de D=2 in	M	150	224,61
Codos de 90 de D=2 in	U	7	33,44
Válvula de cuña D=2 in	U	3	219,36
Oxígeno	U	2	6,02
Acetileno	U	2	24,38
Inversión	\$		507,81

Como se puede apreciar en esta tabla los mayores costos de esta inversión vienen dados por la tubería y sobre todo los accesorios. Es una inversión de bajo costo y de fácil ejecución que puede ser asumida por el grupo de mantenimiento de la empresa y no es necesario paros en el proceso para su ejecución.

Variante 2.

Para la realización de la variante 2 se necesita cambiar el diámetro de las líneas de condensado desde la entrada de la estación 2.1 hasta el tanque 30 y de la intersección hasta el tanque 37, para esto es necesario realizar una parada de 7 días interrumpiendo la venta de crudo hacia las Centrales Termoeléctricas de Guiteras y Santa Cruz. También desde los tanques 30 y 38 se trasiega a la terminal 320 para la carga de camiones por gravedad y para que esto sea posible es necesario calentar el fuel oil, por lo que se afecta esa operación. Para esto es necesario calcular la cantidad de producto que se deja de vender por estos conceptos, teniendo en cuenta el caudal de bombeo a las termoeléctricas, el tiempo de parada y el precio de venta del producto.

Tabla 3.11. Costo de materiales para la variante 2.

Materiales	Unidad de medida	Cantidad	Importe total(\$)
Tubería de acero al carbono de D=4 in	m	854	11 924,72
Codos de 90 de D=4 in	u	28	454,86
Válvula de cuña D=4 in	u	3	720,49
Tubería de acero al carbono de D=1,5 in	m	725	7 775,71
Codos de 90 de D=1,5 in	u	20	74,40
Válvula de cuña D=1,5 in	u	3	200,4
Oxígeno	u	2	16,10
Acetileno	u	2	112,48
Equipos pesados		1	227 603,20
Inversión	\$		248 566

Con esta variante se obtienen los mismos resultados que en la anterior, pero la inversión es mucho más costosa y de difícil ejecución, ya que se requiere el empleo de equipos pesados los cuales tienen que ser

contratados. Además para su ejecución es necesario realizar una parada en el proceso durante siete días y se dejaría de bombear a la CTE Guiteras y Santa Cruz que representaría una pérdida por este concepto que se muestra en la tabla 3.12.

Tabla 3.12: Costos por dejar de bombear a las CTE.

CTE	A. Guiteras	Santa Cruz	Total
Caudal (m ³ /h)	101	74	
Tiempo (h)	168	168	
Volumen (m ³)	16 968	12 432	
Precio del crudo	295,8	296,3	
Importe (\$/m ³)	5 019 490,7	3 677 646	8 697 137,4

Esta tabla fue creada con los datos tomados de la Carta de parámetros de base crudo y suministro y del Sistema de bombeo de base crudo y suministro.

Variante 3.

Al igual que en la propuesta anterior esta requiere de equipos pesados para desmontar e instalar las líneas de esta propuesta. La tabla 3.13 muestra un aumento de la inversión con respecto a la variante 1.

Tabla 3.13: Costo de materiales de la variante 3.

Materiales	Unidad de medida	Cantidad	Importe total(\$)
Tubería de acero al carbono de D=1,5in	m	725	7 777,13
Codos de 90 de D=1,5in	u	20	84,82
Válvula de cuña D=1,5in	u	3	200,41
Oxígeno	u	1	3,01
Acetileno	u	2	24,38
Equipos pesados	u	1	227 588
Inversión	\$		8 932 815,15

Además al igual que en la variante anterior requiere de una parada del sistema incurriendo en los mismo gastos que se muestran en la tabla 3.13.

Después de evaluadas las tres variantes en cuanto a costos de inversión y el ahorro que representa se muestra en la tabla la comparación de las mismas.

Tabla3.14: Comparación del costo de la inversión y del ahorro del agua.

Variantes	Costo de inversión (\$)	Ahorro (\$/año)
1	507,81	17 145
2	248 566	17 145.
3	235 676,31	17 145

Para la selección de la variante más factible se tiene en cuenta la menos costosa debido a que todas logran recuperar un mismo valor de condensado. Según los análisis realizados anteriormente y los resultados expuestos en la tabla 3.16 se rechazan las variantes 2 y 3 por tener un valor de inversión superior al que se ahorra por la recuperación del condensado, por lo que se acepta la variante 1 por:

- Cumplir con el objetivo propuesto de recuperar el condensado.
- Puede ser ejecutada sin necesidad de contratar personal especializado de otras entidades, porque la ejecutaría el personal de mantenimiento de la División.
- No implica incremento del consumo de vapor.
- Es la más factible tanto técnica como económicamente por ser de fácil ejecución y la de menor inversión económica para dar solución a la problemática existente en la División
- Es el menor valor de inversión para su ejecución.

Conclusiones parciales del capítulo 3.

1. Se obtiene el modelo de simulación que representa el proceso de retorno del condensado con un error menor que el 10%.
2. Del análisis de sensibilidad que se realiza al caso base se obtiene que a medida que aumenta el diámetro de tubería aumenta la presión y al aumentar el flujo disminuye.
3. Se selecciona la variante 1 por ser la más factible de ejecutar desde el punto de vista operacional y económico.
4. Se logra recuperar todo el condensado generado por los equipos consumidores de vapor, lo que permite cumplir los índices de consumo de agua.
5. Se demuestra que los problemas existentes del área de bombeo a la CTE no son causados por problemas de diseño sino por incorrecta regulación de los flujos de vapor y condensado en los equipos de intercambio de calor.

Conclusiones

1. Se evaluaron las presiones en los diferentes puntos de intersección y se propusieron modificaciones tecnológicas para la recuperación del condensado y garantizar su retorno al proceso en el área de caldera.
2. Se obtiene el modelo de simulación que representa el retorno de condensado del área, con un error menor de 10%.
3. Se selecciona la variante 1 por ser la de más fácil ejecución y de menor costo económico de inversión de \$ 507,81.
4. La recuperación de condensado representa un ahorro de-\$ 17 145 para la entidad.

Recomendaciones

1. Instalar manómetro en las intersecciones de los diferentes consumidores para poder regular las presiones del condensado.
2. Realizar el proyecto técnico para llevar a cabo la variante 1.
3. Realizar una evaluación del comportamiento de la eficiencia de la caldera después de realizada las modificaciones y cuando se reciban los instrumentos que están en fase de instalación.

Bibliografía.

1. Alonso, R. (2018). Cambio de estado. Vaporización y condensación.
2. Alonso, R. (2018). Introducción al estudio de las calderas.
3. Altamirano, Enrique. (2013). *Tipos de calderas*. Guayaquil: Universidad de Guayaquil. [en línea]. [consulta enero 2019] Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos97/calderas-tipos/calderas-tipos2.shtml#ixzz3P7RuJByG>.
4. Barreto Inca, Wily Martir. (2015). Diseño, construcción y pruebas de un intercambiador de serpentín y coraza para un banco de trampas de vapor. Arequipa, Perú. Tesis para optar el título profesional de Ingeniero Mecánico. Universidad Nacional de San Agustín
5. Bazaga, R. (2018). Modelo de ejemplo de aprobación de oferta. Delegación en Cuba, Ciudad de la Habana.
6. Cabrera Navarrete, Santiago Xavier (2012). Diseño de las líneas de vapor para el calentamiento de los tanques de almacenamiento de combustible de la Central Térmica Miraflores. Quito, Ecuador. Tesis previa a la obtención de título de Ingeniero Mecánico. Universidad Politécnica Salesiana sede Quito
7. Campbell, M. (2010). The Move to the Middle: Convergence of the Open Source and Proprietary Software Industries. [en línea] [Consulta enero 2019]. Disponible en: <http://www.tandfonline.com>.
8. Castillo Hernández, Manny María (2013). Rehabilitación del sistema de recuperación e condensado de vapor en la Refinería de Esmeraldas. Guayaquil, Ecuador. Tesis previa a la obtención de título de Ingeniería Química. Universidad de Guayaquil
9. Clark, D. (2010). Higher efficiency through lower stack temperature. New York, Estados Unidos
10. Climent, D. 2015. Optimización de recursos en el proceso de ejecución de órdenes de trabajo en la refinería de Cartagena mediante técnicas de

simulación. Proyecto final de carrera en opción al título de Ingeniero en Organización Industrial, Universidad Politécnica de Cartagena.

11. Curso de Caldera Cupet (2018). Cienfuegos
12. Díaz, D; Cauja, W; Vargas. 2009. Selección e Instalación de Vapor para una Fábrica de Yogurt y de Crema de Leche. [en línea]. [consulta enero, 2019]. Disponible en: <http://dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/121/1/203pdf>.
13. Elsheemy, Ahmed A.(Comp:) (2018). Maximization of condensate production by revamping of gas-oil separation plant in Gulf of Suez. Chemical Engineering Italian, AIDIC, Vol 70, 343 – 348.
14. Equipo técnico del centro de producción más limpia de Nicaragua, (2009). Manual de buenas prácticas operativas de producción más limpia para la industria láctea. [en línea]. [consulta enero 2019]. Disponible en: <http://www.p2pays.org/ref/40/39943.pdf>.
15. García Aguirre, Julio Cesar. (2012). Auditoria energética del sistema de condensación y retorno de vapor del hospital de especialidades Eugenio Espejo. . Quito, Ecuador Escuela Potencial Nacional
16. García González, Claudia (2015). Diseño de la infraestructura de transporte del agua residual de la EPEP Centro. . Trabajo de diploma para optar por el título de Ingeniero Químico. Universidad de Matanzas .Cuba.
17. Gentili, Paolo. (Comp.) (2014) Ecodesign Preparatory Study on Steam Boilers. Brussels: European Commission. 255p.
18. Gómez Pérez, Alain (2016). Selección de una variante de instalación de la sección del oleoducto Matanzas – Santa Cruz. Trabajo de diploma para optar por el título de Ingeniero Químico. Universidad de Matanzas .Cuba.
19. González, Jorge (2019). CM-OP/I0110 utilización de vapor y retorno de condensado.
20. González, Jorge (2019). Informe técnico mensual de caldera.
21. González, Jorge (2019). Control de consumo de caldera.

22. Guallpa Tamayo, Carlos Vinicio (2016). Determinación de la fracción de trabajo de trampas de vapor en la industria ecuatoriana usando el método ultrasónico. Quito, Ecuador. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero Mecánico. Escuela Potencial Nacional.
23. Hyprotech; (2003). PIPESYS User Guide, United States of America, Aspen Technology.
24. I.O. Ohijeagbon; M. A. Waheed; .S. O. Jekayinfa; .O. E. Opadokun (2013). Developmental design of a laboratory fire-tube steam boiler. Acta Technica Corviniensis. Romania, Tome VI, p 147-152
25. Kern, D. (1999). Procesos de Transferencia de Calor. Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V. México.
26. León, María del Rocío (2016). Análisis de la eficiencia energética aplicado al mantenimiento del sistema de generación y distribución de vapor para La Empresa Ibérica. Riobamba, Ecuador Tesis de grado previa a la obtención del título Ingeniero de Mantenimiento. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo
27. León, N. (2013). Datos técnicos de calderas.
28. León, N. (2013). Tabla de consumo de vapor.
29. López Jimeno, Carlos (2009). Guía Básica. Calderas de Condensación. Madrid, España:
30. López, Carlos R (2012). Descripción del funcionamiento del generador de vapor. Venezuela. Instituto Universitario de Tecnología de Puerto Cabello. [en línea]. [Consulta enero 2019]. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos93/descripcion-del>.
31. Luyben, L. (2009). Process modeling, simulation, and control for chemical engineers. New York. Estados Unidos.
32. MAPINFO Corporation 2001.
33. Meza, Jair y Huertas, José (2013). Evaluación del rendimiento de calderas convertidas a gas natural. Bogotá. Universidad de los Andes. [en línea]. [Consulta: enero 2019]. Disponible en:

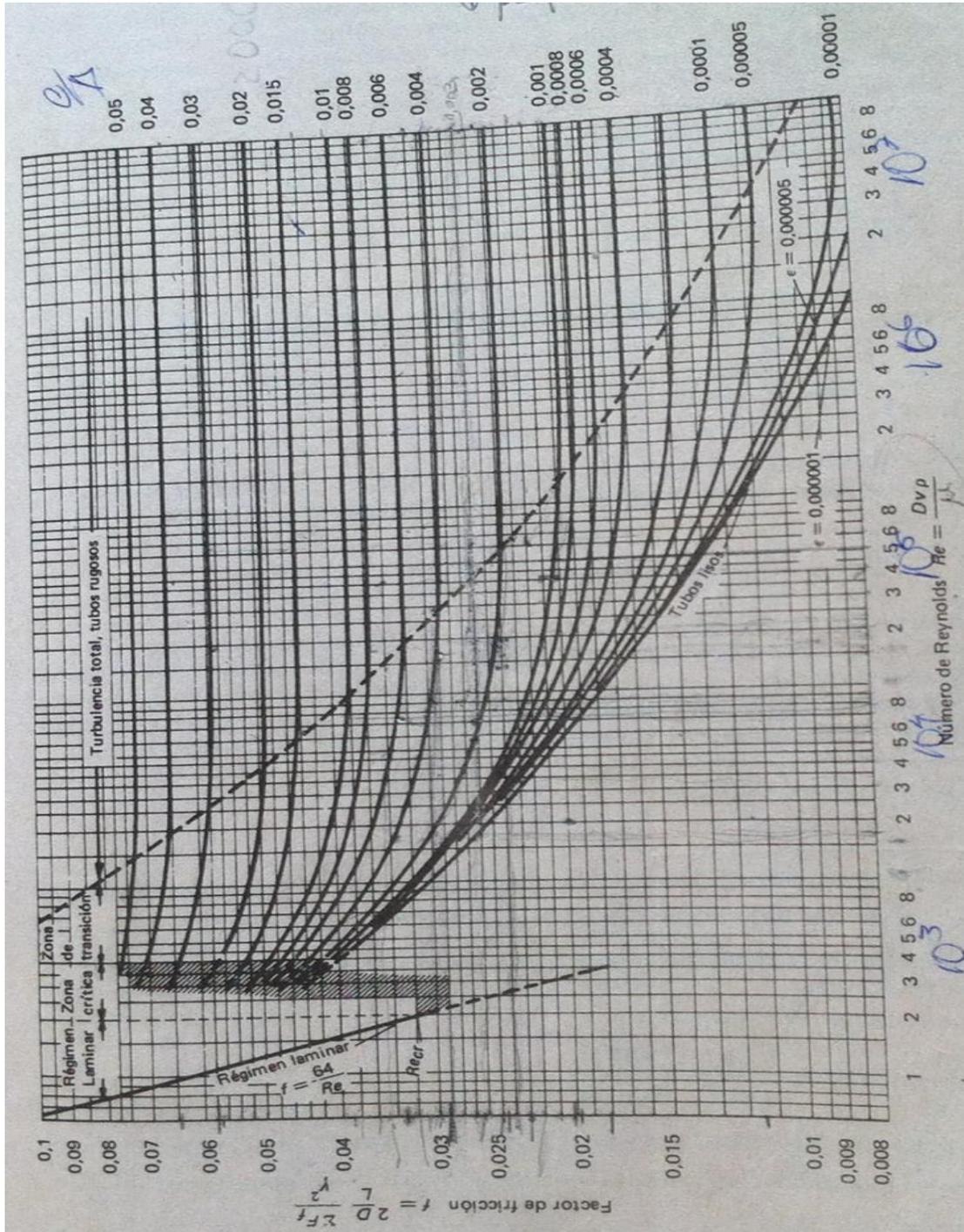
<http://www.registrocdt.cl/registrocdt/www/admin/uploads/docTec/9223922375161189C.08.04.01-4.pdf>.

34. Montes de Oca, (2013). Proyecto de diseño del serpentín del tanque 37.
35. Peraza, Lina (2017). Resolución No. 55 Ministerio de finanzas y precios.
36. Pérez, Elina (2019). Carta de parámetros base crudo y suministro. Vargas
37. Quirola Guevara, Daniel Alejandro (2017). Diseño e implementación de un sistema de recuperación de energía a partir de purgas laterales, condensados y vapor flash para calentamiento de agua en procesos industriales. . Quito, Ecuador Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Mecánico. Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito
38. Rosabal, J y Garcell, L. (2006). Hidrodinámica y separaciones mecánicas. Tomo I. Editorial Félix Varela. La Habana. Cuba.
39. Sánchez Vera, Glenda Maribel (2012). Sistema de diagnóstico y generación de vapor de las calderas del hospital Isidro Ayora. Loja, Ecuador Tesis de grado previa a la obtención del título de Ingeniero Electromagnético. Universidad Nacional de Loja
40. Sosa Daza, José Andrés (2013). Recuperación de condensados generados en el sistema de drenaje de cabezales de vapor y venas de calentamiento en el Área de Setil (servicios auxiliares) de la refinería de Esmeraldas. Guayaquil, Ecuador. Tesis de grado previo al título de Ingeniería Química. Universidad de Guayaquil
41. Suasnabar Dávila, Miguel Jesús. (2014). Diseño de caldera doméstica para quemar bosta. . Lima, Perú Tesis para optar al título de Ingeniero Mecánico. Pontificia Universidad Católica del Perú.
42. Subuyuc Saquil, Edi Roberto (2015) Propuesta de reingeniería de red de retorno de condensados en la planta .Bimbo de Centroamérica. Guatemala. Trabajo de graduación al conferirle el título de Ingeniero Mecánico. Universidad de San Carlos de Guatemala.
43. Tapanez Luis, Yamile (2010). Sistema de bombeo base crudo y suministro.

44. Thomasset, Carlos W. (2011). Pequeño Manual del Foguista. [en línea]. [Consulta: enero del 2019]. Disponible en: https://drive.google.com/file/d/0B035waRjqQd_b2ZjMVc2bi03dGs/edit?usp=sharg
45. UMISA, (2016). Manual de operaciones de caldera.
46. Valle, C. (2018). Carta tecnológica para el control del régimen químico.
47. Velásquez Arredondo, Héctor Iván (2009). Principios básicos para el diseño de líneas de vapor. Medellín, Colombia Trabajo presentado como requisito de promoción a la categoría docente de profesor asistente. Universidad Nacional de Colombia
48. Vera Perez, I. (2012). Recuperación del condensado de los intercambiadores de calor de la Base de Crudo de la Empresa Comercializadora de Combustibles de la provincia de Matanzas, donde tiene lugar el Proceso de preparación de mezclas de crudo. Proyecto de curso. Universidad de Matanzas. Cuba.

Anexos.

Anexo#1: Factor de fricción en tuberías



Anexo#2: Tabla de coeficientes de resistencia locales.

5. Codo 90° estándar	
de gran radio	0,75
a escuadra	0,60
Codo 45° estándar	1,3
de gran radio	0,35
Codo de retorno de mínimo radio	0,20
Te estándar	1,5
flujo a lo largo	0,4
flujo hacia o desde una rama o dividido	1,0
<u>Válvula de compuerta</u>	
abierta	0,17
3/4 abierta	0,9
1/2 abierta	4,5
1/4 abierta	24,0
Válvula de globo	
abierta	6,0
1/2 abierta	9,0

Anexo#3: Valores de rugosidad en los tubos.

VALORES DE LA RUGOSIDAD EN TUBOS	
Tipo de tubería	rugosidad (e), mm
Tubos de acero sin costura y tubos soldados no corroidos	0,2 $\cdot 10^{-3}$
Tubos de acero galvanizado	0,125
Tubos de acero viejos y herrumbrosos	0,67-2,0
Tubos de hierro fundido, nuevos	0,26
usados	1,4-2,0
Tubos de aluminio lisos	0,015-0,06
Tubos de latón, cobre y plomo sin costura; tubos de vidrio	0,0015-0,01
Tubos de hormigón enlucidos	0,3-0,8
Tubos de hormigón sin enlucir	3-9
Oleoductos en condiciones medias de explotación y conductos de vapor saturado	0,2
Conductos de vapor de funcionamiento periódico	0,5
Conductos de aire comprimido	0,8
Conductos de condensado de funcionamiento periódico	1,0

Para cálculo más exacto la rugosidad de tubos metálicos se puede determinar por medios muy precisos en el laboratorio de metalografía. Los valores que da esta tabla para la rugosidad e son más bien conservadores y se recomiendan para el proyecto de instalaciones hidráulicas.

Anexo#4: Tabla de variación de diámetro de tubería.

Diámetros (in)	Valor de la Presión (kPa)
	Corriente 11
1	220,39
1,5	325,38
2	332,34
3	334,21
4	334,43

Anexo#5: Tabla de variación de flujo.

Flujo (m³/h)	Valor de la Presión (kPa)
	Corriente 11
3	331,79
3,5	330,85
4	329,77
4,5	327,90
5	325,53